

RÉPUBLIQUE ALGÉRIENNE DÉMOCRATIQUE ET POPULAIRE  
MINISTÈRE DE L'ENSEIGNEMENT SUPÉRIEUR ET DE LA RECHERCHE  
SCIENTIFIQUE

UNIVERSITÉ M'HAMED BOUGARA-BOUMERDÈS



FACULTÉ DES HYDROCARBURES ET DE LA CHIMIE  
DÉPARTEMENT DE GÉOPHISIQUE

Mémoire de fin d'étude En vue de l'obtention du diplôme :

## Master

Filière : Hydrocarbures.  
Option : Géophysique pétrolière.

Présenté par :

**TIBERMACHINE Firdaws.**

## THÈME

---

**Évaluation qualitative et quantitative à partir des diagrapies de réservoir Ordovicien de la structure de Garet EL Guefoul dans le bassin de l'Ahnet**

---

Devant le jury :

Soutenu Le 14/10/2021

Mr. **AITOUCHE Moh-Amokrane.** PR. UMBB. *President.*

Mme. **AITADJEDJOU Doria .** MAA. UMBB. *Examineur.*

Mr. **BAOUCHE Rafik .** MCA. UMBB. *Encadrant.*

## **Remerciements**

*Au terme de ce travail, j'exprime ma gratitude au bon ALLAH de m'avoir donné la force et la patience pour accomplir ce travail.*

*Mes sincères remerciements s'adressent à mon promoteur **M<sup>r</sup> Baouche .R** pour son suivi et son énorme soutien qu'il n'a cessé de me prodiguer tout au long de la période du projet.*

*Je présente mes chaleureux remerciements aux enseignants du département de géophysique pour leurs aides et orientations durant notre formation.*

*Mes derniers remerciements vont à tous ceux qui ont contribué de près ou de loin pour l'aboutissement de ce travail.*

**Merci à tous**

## ***Dédicace***

*Quoi de plus que de pouvoir partager les meilleurs moments de sa vie avec les êtres qu'on aime.*

*Arrivé au terme de mes études, j'ai le grand plaisir de dédier ce modeste travail à :*

*A ma mère et mon père qui ont beaucoup sacrifié avant de voir le fruit de leur éducation*

*A mes chères frères et sœurs*

*A mes chères cousines*

*A tous les membres de la famille TIBERMACINE*

*A ma moitié S. Abderrahmane*

*A mes meilleures amies*

*A tous les amies de L'INH*

*Tous ceux que j'aime et respecte*

***TIBERMACINE Firdaws***

# Sommaire

---

## Sommaire

Introduction générale.....	1
----------------------------	---

### **Chapitre 01 : Généralité sur le bassin de l’Ahnet**

#### **Introduction**

I	Situation géographique :.....	2
II	Situation géologique :.....	2
III	Cadre géologique de l’Ahnet.....	5
III.1	Description, morphologie du bassin.....	5
III.2	Stratigraphie .....	6
III.2.1	Le Précambrien : (Socle).....	6
III.2.2	Le Paléozoïque.....	7
III.2.3	Le Mésozoïque :.....	12
III.3	Structure du bassin .....	15
IV	Les systèmes pétroliers de l’Ahnet.....	18
IV.1	Définition : .....	18
IV.2	Réservoirs Conventionnels.....	18
IV.2.1	Roches mères .....	18
IV.2.2	Roche réservoirs.....	19
IV.2.3	Roche Couvertures.....	20
IV.3	Les réservoirs non conventionnels .....	21
IV.4	Roche mère et Réservoirs non conventionnels dans le bassin d’Ahnet. ....	22
V	Présentation de la zone d’étude .....	23
V.1	Situation géographique.....	23
V.2	Situation de la zone d’étude .....	23
V.3	Aspect structural.....	23

## **Chapitre 02 : Les diagraphies différées et leurs applications**

### **Introduction**

I	Différents types et catégories des diagraphies .....	26
II	Facteurs parasites influençant la mesure des diagraphies .....	27
III	Notions pétrophysiques .....	27
III.1	Réservoir .....	27
III.2	Invasion .....	28
III.3	Porosité : .....	29
III.4	Perméabilité .....	29
III.5	Résistivité.....	30
III.6	Saturation .....	30
IV	Diagraphie électrique .....	31
IV.1	La polarisation spontanée.....	31
IV.2	Diagraphie de résistivité.....	35
V	Diagraphies nucléaires .....	40
V.1	Diagraphie de radioactivité naturelle.....	40
V.2	Diagraphie de porosité.....	42
V.2.1	Diagraphie de densité .....	42
V.2.2	Diagraphie neutron .....	44
V.2.3	Diagraphies soniques :.....	45
VI	DIAGRAPHIE AXILIAIRES .....	46
VI.1	Diagraphie de thermométrie.....	46
VI.2	Diagraphie de diamétrage .....	46

## Chapitre 03 : Méthode d'interprétation des diagrapies

I	Notion général.....	47
I.1	Composition de la roche .....	47
I.1.1	La matrice.....	47
I.1.2	Les argiles.....	47
I.1.3	Les fluides .....	48
I.1.4	Les faciès.....	48
I.2	Les paramètres pétrophysiques.....	48
I.2.1	La porosité.....	48
I.2.2	La résistivité .....	52
I.2.3	La saturation .....	53
I.2.4	Facteur de formation .....	53
I.2.5	La perméabilité.....	54
I.2.6	Détermination des paramètres argileux :.....	54
I.2.7	Détermination du volume d'argile .....	56
II	Interprétation qualitative .....	57
II.1	Délimitation des zones réservoirs.....	57
II.2	Etude lithologique.....	57
II.3	Identification minéralogique.....	58
III	Interprétation quantitative .....	64
III.1	Détermination du volume d'argiles.....	64
III.2	Détermination des paramètres d'argiles.....	64
III.3	Determination des parameters matriciels.....	64
III.3.1	La densité de la matrice « $\rho_{ma}$ » .....	64
III.3.2	Le temps de parcours « $\Delta t_{ma}$ ».....	64
III.4	Détermination de la porosité effective .....	65
III.5	Détermination de la résistivité de la zone vierge ( $R_t$ ) :.....	65

## Sommaire

---

III.6	Détermination de la résistivité de l'eau de formation ( $R_w$ ) : .....	65
III.7	Détermination de la saturation en eau de la formation .....	67
III.7.1	Cas de réservoir propre ( $VSh \leq 10\%$ ) : .....	67
III.7.2	Cas de réservoir argileux ( $VSh > 10\%$ ) .....	67
III.8	Détermination de la saturation en hydrocarbure .....	68
III.9	Approche de la constante granulométrique « c » : .....	68
III.10	Approche de la saturation en eau irréductible .....	68
III.11	Evaluation de la perméabilité .....	68
III.12	Relation entre porosité et perméabilité .....	68
III.13	Détermination des valeurs moyennes des paramètres pétrophysiques .....	69

### **Chapitre 04 : Analyse, synthèse des résultats**

I	Objectifs Et Situation .....	70
II	Résultats du traitement des données de diagraphies .....	70
III	Résultats pétrophysiques .....	72
III.1	Au niveau de l'Ordovicien-Unité IV (Dalle de M'kratta+ Grès d'El Goléa). .....	73
III.2	Au niveau d'Ordovicien-Grès d'Oued Saret. (1912.5m-2014m) : .....	73
IV	Conclusion .....	73
	<b>Conclusion générale .....</b>	<b>77</b>

**Liste des figures et des tableaux**

**Chapitre 01 : Généralité sur le bassin de l'Ahnet**

(Figure 1) : Situation géographique du bassin de l'Ahnet.....	3
(Figure 2) : Situation géologique du bassin de l'Ahnet.....	4
(Figure 3) : Colonne stratigraphique du bassin de l'Ahnet.....	13
(Figure 4) : coupe géologique Ouest-Est et Nord-Sud du bassin de l'Ahnet (Document Sonatrach / Exploration) .....	14
(Figure 5) : Schéma structural du bassin de l'Ahnet .....	15
(Figure 6) : les domaines structuraux du bassin de l'Ahnet.....	17
(Figure 07) : Situation géographique de la structure de Garet El Guefoul.....	24
(Figure 08) : Situation des gisements des hydrocarbures du bassin de l'Ahnet avec le gisement de Garet El Guefoul .....	25
(Tableau 01) : Nomenclature des formations Cambro-Ordoviciennes.....	8

**Chapitre 02 : Les diagraphies différées et leurs applications**

(Figure 1) : potentiel de jonction.....	31
(Figure 2) : potentiel de membrane .....	32
(Figure 3) : principe de mesure pour le type normale .....	37
(Figure 4) : principe d'induction.....	39

**Chapitre 03 : Méthode d'interprétation des diagraphies**

(Figure 1) : GF-2 Cross plot densité-sonique formation Gres Oued Saret.....	59
(Figure 2) : GF-2 Cross plot densité-sonique formation unité IV.....	60
(Figure 3): GF-2 Cross plot Neutron- densité formation.....	61
(Figure 4): GF-2 Cross plot Neutron - densité formation unite IV .....	62
(Figure 5): GF-2 Cross plot MN-plot formation unite IV .....	63
(Figure 6) : détermination du $R_w$ (abaque GEN-9).....	66
Tableau 1 : détermination des paramètres d'argiles.....	64
Tableau 2 : les paramètres du réservoir.....	69

**Chapitre 04 : Analyse, synthèse des résultats**

<b>(Figure 1) : Carte en Iso porosité ( document Sonatrach).....</b>	<b>72</b>
<b>(Figure 2): GF-2 Log Final composite formation Gres Oued Saret +Unite IV .....</b>	<b>74</b>
<b>(Figure 3): GF-2 cross plot SwE vs. PhiE formation Gres Oued Saret.....</b>	<b>75</b>
<b>(Figure 4): GF-2 Cross plot Rt vs Phia formation Gres Oued Saret.....</b>	<b>76</b>
<b>(Tableau 1) : Les tops des formations (document Sonatrach) .....</b>	<b>71</b>

### Introduction générale

Dans le cadre de la croissance de la demande de l'énergie et le déclin de la production, l'Algérie développe sans cesse des compétences et des savoir-faire sur des nouvelles ressources et de nouvelles méthodes d'exploration et d'exploitation. C'est le cas, entre autres, des champs pétroliers de grande profondeur, des réservoirs très enfouis des ressources à hydrocarbures dites "non-conventionnelles".

Les réservoirs à gaz à très faible perméabilité, ou encore "tight réservoirs" sont une des composantes majeures de ces ressources qui s'inscrivent sur le long terme parce que difficiles et coûteuses à exploiter.

Mais vu l'importance du potentiel de gaz que renferme ce type de réservoir compact, l'Algérie effectue sans relâche des études et des recherches, pour une meilleure exploitation de ces réservoirs, l'une des technique abordée est la fracturation naturelle ou fracturation hydraulique.

Le bassin de l'Ahnet (objet de notre étude) qui a connu ces dernières années des découvertes surtout au niveau de l'ordovicien supérieur constitue un des objectifs intéressant de l'exploration pétrolière en Algérie

L'objectif de cette étude est l'évaluation au niveau de l'ordovicien de la structure de Garet El Guefoul dans le bassin de l'Ahnet en utilisant les digraphies différées

Cette étude est focalisée sur les réservoirs de l'ordovicien qui présentent certaines différences par rapport aux réservoirs du dévonien, ces dernières produisent avec une bonne porosité (ayant donc une grande perméabilité) alors que dans l'ordovicien les perméabilités sont très faibles et leur productivité est liée à la présence des fractures

Afin d'atteindre l'objectifs souhaité, trois grande parties ont été élaborées :

- ✓ Un aperçu géologique du bassin de l'Ahnet avec la présentation de la zone d'étude
- ✓ Une description et représentation des diagraphies différées et leur application
- ✓ Une interprétation qualitative et quantitative des données diagraphiques

Et nous terminons notre étude par une conclusion générale relativement aux résultats obtenus auxquelles nous avons rajouté quelque recommandation

**Introduction**

L'Algérie est divisée en deux grands domaines géologiques séparés par l'accident sud atlasique ; ce sont :

- le domaine atlasique qui est structuré pendant le cycle alpin,
- la plateforme saharienne qui est un domaine stable et relativement rigide. Cette Plateforme cratonique est recouverte d'une série sédimentaire allant du Cambrien au Carbonifère.

La plateforme saharienne à laquelle nous nous intéressons est subdivisée en trois provinces du point de vue pétrolier :

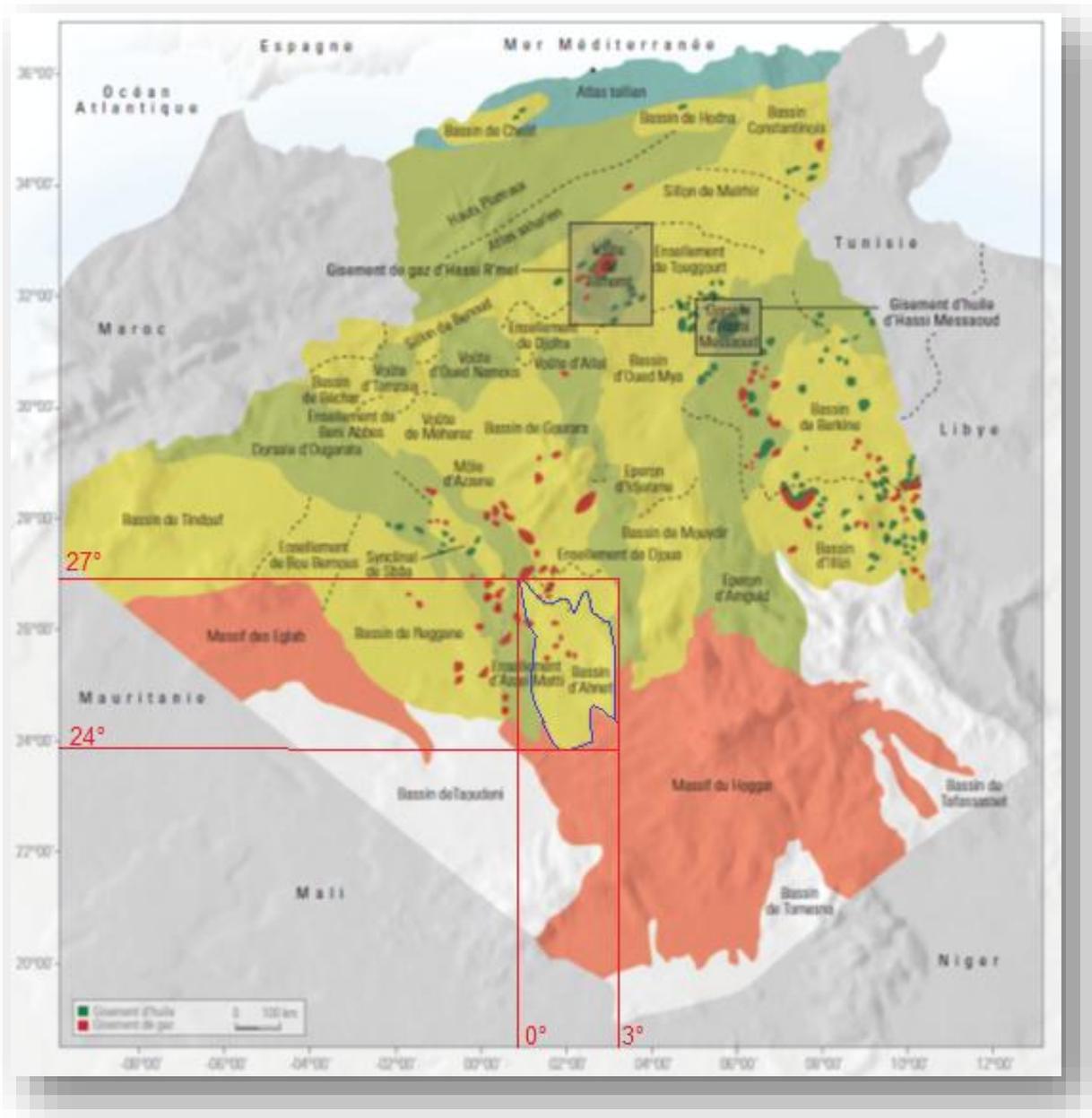
- La Province occidentale.
- La province centrale (triasique).
- La province orientale (synéclise orientale)

**I Situation géographique :**

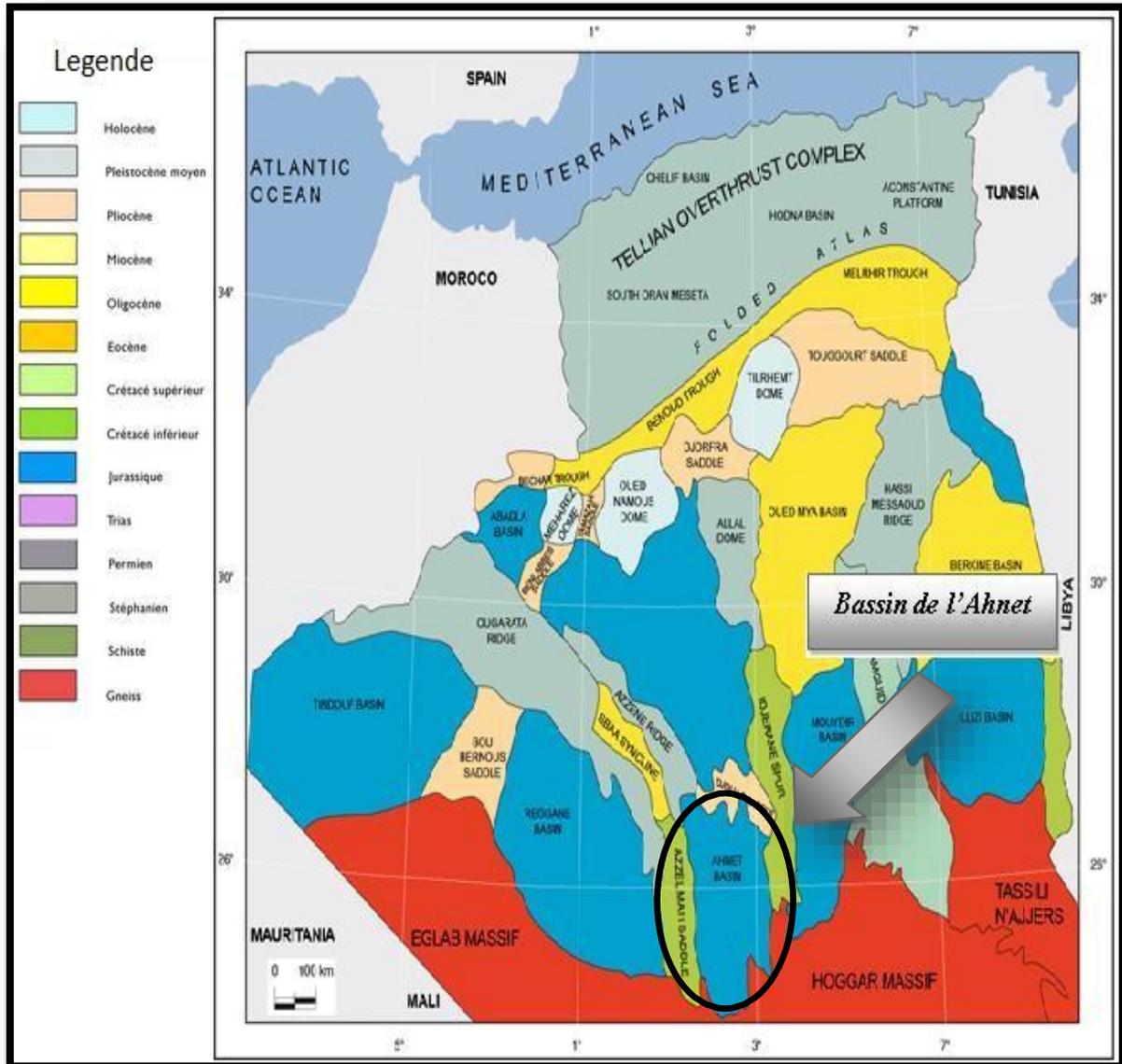
Le bassin d'Ahnet est situé dans la partie Sud-ouest du Sahara algérien, au nord du massif du Hoggar. Il se trouve à 1 200 km d'Alger et à 700 km au Sud-Ouest de Hassi Massaoud et s'étale sur une superficie de 75 000. Il se situe entre les parallèles 24°00' et 27°00' Nord, et entre les méridiens 01°00' et 03°00' Est. Il recouvre les zones d'Aoulef, In Salah et In Bazzéne. **(Figure 1)**

**II Situation géologique :**

Situé dans la partie centre Occidentale de la plateforme saharienne, le bassin de l'Ahnet est limité au Nord par l'ensellement de Djoua qui le sépare du bassin de Timimoun, à l'Est par le môle l'Arak d'Idjerane M'Zab qui le sépare du bassin de Mouydir, au Sud par le massif du Hoggar et à l'Ouest par la zone haute d'Azzel-Matti qui le sépare du bassin de Reggane. **(Figure 2)**



(Figure 1) : Situation géographique du bassin de l'Ahnet



(Figure 2) : Situation géologique du bassin de l'Ahnet

### III Cadre géologique de l'Ahnet

#### III.1 Description, morphologie du bassin

Le bassin de l'Ahnet se présente sous forme d'une vaste dépression avec un axe d'allongement Nord-Sud

La limite de la dépression est tracée un peu conventionnellement, suivant le gradient brusque des isochrones qui caractérise une remontée rapide des couches paléozoïques vers le nord, et apparemment l'extension d'un gradient de près de 500 km d'amplitude dans le socle. Dans les limites indiquées les dimensions de la dépression sont de 300 km de long et 200 km de large.

Les sédiments paléozoïques qui constituent la couverture sédimentaire sur la plus grande partie de la dépression sont surmontées au Nord par des dépôts du Mésozoïque et formant le plateau du Tidilek.

La coupe de paléozoïque se termine par le carbonifère inférieur ; elle est visible ainsi dans les zones synclinales de la dépression. Dans la zone axiale le socle peut être rencontré à la profondeur de (5500 à 4500). Dans la partie nord de la dépression, le paléozoïque est recouvert par le mésozoïque essentiellement représenté par le Crétacé.

Ce bassin est formé par des bourrelets et de terrasses structurale de la direction su méridionales se trouvant sur le prolongement des horsts de la partie ouest du massif du Hoggar .en même temps se dessinent aussi les axes structuraux interrompus de direction NW-SE qui traverse les bourrelets méridionaux sous un angle aigu .Cela s'exprime dans la déviation de certains plis locaux compliquant les bourrelets et les terrasses structurales .

La plus part des bourrelets sont dissymétriques, leur flancs Est sont plus redressés, les flancs Ouest a petit pendage sont compliquées souvent par les terrasses structurales, dans les limites desquelles se situent des structures locales isolées, car plus subsidentes par rapport aux bourrelets.

Dans le bassin de l'Ahnet les bourrelets et les terrasses structuraux décelés sont les suivants (de l'est à l'ouest) :

- Bourrelets Zini Fogaret es Zoua
- Adrar in Belrem-Gour Bour Kreiss
- Hassi Mouima-Teguentour
- Gaa M'ta Zebar-in Salah
- Bourrelets Adrar Terssouin-oued djaret
- Terrasse structurale Tirchoumin et le bourrelet de Bahar EL Hamar-In-Rhar

## III.2 Stratigraphie

La série stratigraphique du bassin d'Ahnet comprend :

- Un substratum précambrien.
- Un Paléozoïque bien développé dans la région, limité à sa base par la discordance infratassilienne et à son sommet par la discordance hercynienne.
- Un Mésozoïque représenté par le continental intercalaire.

La séquence pré-hercynienne comprend les roches du Précambrien jusqu'au Namurien. La séquence la plus épaisse se trouve au Nord du bassin de l'Ahnet, où elle excède les 3000m de sédiments paléozoïques préservés et où le Précambrien peut avoir quelques 400m d'épaisseur.

La discordance hercynienne érode les séquences du Nord vers le Sud épargnant seulement quelques 2000m du Paléozoïque dans le Sud du bassin.

### III.2.1 Le Précambrien : (Socle)

Les dépôts paléozoïques du bassin de l'Ahnet reposent en discordance sur un substratum, lui-même constitué de deux unités différentes.

#### Le socle :

Il est de nature volcano-métamorphique, formé essentiellement de micaschistes et d'amphibolites, recoupées par des intrusions volcaniques (**Boudjema 1987**). Le socle serait semblable à celui formant le Pharusien occidental affleurant dans le Hoggar (**Beicip 1972**).

#### La série intermédiaire ou la série pourprée de l'Ahnet :

Cette série a été décrite à l'affleurement sur des dizaines de kilomètres dans la région de Bled El Mass, elle correspond à une formation arkosique, conglomératique à faciès fluviale où alternent des niveaux argileux et silteux à intercalations de tillites marquant des épisodes de glaciations.

La série pourprée de l'Ahnet a été décrite par **Ait Kaci** en **1984**, **Fabre** et **Alen** en **1985**, comme faisant partie des molasses panafricaines du craton Ouest africain et, considérée en partie d'âge cambrien, Elle correspond à des accumulations de fin de cycle orogénique faisant ressortir des indices d'une tectonique synsédimentaire, elle représente les produits de démantèlement de la chaîne pharusienne

Le Précambrien est formé essentiellement par des roches ignées, associées à des roches métamorphiques, qui ont été déformées avant une phase érosive conduisant à la formation d'une vaste pédiplaine marquant le sommet de l'unité par la discordance infra-tassilienne.

### III.2.2 Le Paléozoïque

Au niveau du bassin de l'Ahnet, la série du Paléozoïque est assez complète depuis le Cambrien inférieur jusqu' au Carbonifère (**Beuf, 1971**). Elle est séparée du socle par la discordance infra-tassilienne et des dépôts mésozoïques par la discordance hercynienne. Elle est subdivisée en deux ensembles morphologiques bien distincts :

- La ceinture tassilienne ou pays tassilien, qui est constituée par le Cambro-ordovicien, le Silurien et le Dévonien inférieur ;
- L'avant pays tassilien ou plateau prétassilien.

La couverture sédimentaire paléozoïque dont l'épaisseur varie de 2000 à 3000m est discordante sur le socle, constituée essentiellement par des alternances de grès et d'argiles avec des niveaux carbonatés. Elle comprend de bas en haut :

#### III.2.2.1 Le Cambro-Ordovicien :

La limite entre le Cambrien et l'Ordovicien demeure énigmatique dans le Sahara algérien, cependant les nomenclatures locales définies par de nombreux auteurs sont basés sur plusieurs critères, qui ont servi de repères, tel que :

- Le changement de faciès (grès conglomératiques de base).
- Le changement de milieu de dépôt (fluvatile, glaciaire).
- L'apparition de fossiles (Tigillites, Graptolites)
- 

D'après le découpage du Paléozoïque (**Beicip, 1972**), le Cambro-ordovicien est subdivisé en trois formations :

- ✓ La formation des Ajjers (elle renferme les unités II, III-1, III-2)
- ✓ La formation d'In Tahouite (qui correspond à l'unité III-3)
- ✓ La formation de Tamajert.

(Tableau 01) : Nomenclature des formations Cambro-Ordovicienne

Chronostratigraphie		Nomenclature			
		Unités	Formation	Lithostratigraphie	
<b>Ordovicien</b>	Ashgilien Caradocien supérieur	IV	Formation De Tamadjert	Dalle de M’Kratta Argile micro-conglomératique Grès d’El Goléa Grès d’Oued Saret	Complexe Terminal (C.T)
	Caradocien Inférieur Llandéillien Llanvirnien Arénigien supérieur	III-3	Formation d’In Tahouite	Argile d’Azzel Argile de Tiferouine Grès d’Ouargla	Ensemble Argilo-Gréseux Supérieur (A.G.S)
	Arénigien moyen	III-2	Formation Des	Quartzites De Hamra	Grès Intermédiaires (G.I)
	Arénigien Inférieur Trémadocien inférieur	III-1		Grès d’El Atchane Argile d’El Gassi Grès de Meribel	Ensemble Argilo-Gréseux Inférieur (A.G.I)
<b>Cambrien</b>		II	Ajjers	Formation De Hassi	Ensemble Grèso-Conglomératique de base (G.C.B)

**✓ La formation des Ajers : (Unité II+III-1+III-2).**

Elle se repose en discordance sur le socle et les séries intermédiaires. La datation de cette formation est encore mal définie, elle correspond soit au Cambrien supérieur ou à l'Ordovicien inférieur. Cette formation est subdivisée en trois unités :

**• L'unité II (grès conglomératiques de base)**

On attribue à cette formation un âge Cambrien Cette unité est formée de bas en haut par :

- Des grès grossiers à conglomératiques, à stratification oblique indiquant un milieu de dépôt fluviatile ;
- Au-dessus, on rencontre des grès de plus en plus fins, bien lités avec présence des tigillites, et apparition des formes marines ; ce qui indique un faciès mixte ou de transition.

**• L'unité III-1**

Elle regroupe la zone d'alternance, les argiles d'El Gassi et les grès d'El Atchane. Son absence au Sud de l'Ahnet s'expliquerait probablement par un non dépôt.

**• L'unité III-2 (Quartzite de Hamra)**

Elle est d'Age Arénigien, ce sont des dépôts marins peu profonds qui reposent en discordance sur les grès d'El Atchane, ils sont formés essentiellement de grès quartzitiques et de quartzites, avec des tigillites et des passées d'argile, ils sont généralement fissurés, leur épaisseur est estimée entre 50 et 250 m.

**✓ La formation d'In Tahouite (Unité III-3) :**

Cette formation argilo gréseuse témoigne d'un épisode marin transgressif d'âge Llanvinien. Elle repose en discordance sur la formation des Ajers et se compose de :

- Les grès et les argiles d'Ouargla
- Les argiles de Tiferouine
- Les argiles d'Azzel
- Les grès d'Oued Saret

### ✓ La formation de Tamadjert (Unité IV) :

Cette unité s'est déposée dans un environnement complexe glacio-marin à fluvio-marin avec des variations d'épaisseurs très importantes. Cette unité repose sur diverses formations jusqu'au socle grâce à une surface d'érosion. Elle comprend de bas en haut :

- Les grès d'El Goléa.
- Les argiles micro-conglomératiques.
- Grés de Ramade (dalle de M'kratta)

### III.2.2.2 Le Silurien

Au cours du silurien un réchauffement climatique est survenu ; ce qui va induire la fonte de la calotte glaciaire de l'Ordovicien et l'élévation du niveau de la mer, il est subdivisé en deux unités lithologiques :

- **Le Silurien argileux** : il est composé d'argiles noires à graptolites, déposés sous des conditions anoxiques. Ces argiles sont schisteuses avec de rares intercalations de calcaire gréseux et de grès argileux. Son épaisseur varie entre 342m à Djebel Beida (Djba-1) et 809m A Djebel Mouima (DM-101). (Asses A, 2015).
- **La zone de passage siluro-dévonien** : au cours du Silurien terminal, la sédimentation devient de plus en plus gréseuse suite au soulèvement de l'orogénèse calédonienne avec une épaisseur moyenne de 150m

### III.2.2.3 Le Dévonien

Il est subdivisé en trois sous-systèmes :

- **Le Dévonien inférieur** :

Cet ensemble est globalement argilo- gréseux avec une épaisseur de 235 à 490 m. Il est subdivisé en :

- **Gédinnien** : Il est constitué d'une alternance d'argiles à silstones et de grès souvent francs vers le bas déposés dans un milieu marin peu profond
- **Siégénien** : Il s'agit d'un ensemble de grès, fortement quartzitiques, qui forme une barre massive et compacte au sein des dépôts du Dévonien inférieur. Vers le sommet, on a des intercalations de niveaux argileux (Asses A, 2015).

-

- **Emsien** : la série est essentiellement argileuse, indurée feuilletée et fossilifère dans laquelle se développent des corps gréseux d'épaisseurs et d'extensions variables. Ces corps gréseux et perméables constituent avec ceux du Siégénien des aquifères à Anasmit Ouest.

### ● Le Dévonien moyen

Il s'agit des dépôts franchement plus marins que ceux du Dévonien inférieur. Ceci reflète une transgression marine qui se généralise progressivement. Il est subdivisé en deux parties

- **Eifelien** : C'est un ensemble argilo-gréseux induré, parfois feuilleté, silteux à la base, avec des passées de calcaires ou de marnes.
- **Givetien** : Il est représenté par une alternance de calcaires argileux, tendres, bioclastiques (calcaires coquilliers, fossilifères). À ce niveau, on a mis en évidence l'existence de constructions récifales qui atteignent 85.5 m d'épaisseur (Récif de Gouiret Es Soud au Nord de Garet Azzel Matti).

### ● Le Dévonien supérieur

Cet ensemble est représenté globalement par des argiles gris foncé, indurées et feuilletées dont l'épaisseur atteint les 800m. Ces argiles sont nommées localement « séries de Maden Yahia », elles comprennent :

- **le Frasnien** : constitué d'argiles grises à passées de calcaire
- **le Faménnien** : constitué d'argiles grises à noires, micacées à passées de grès et de silt
- **le Strunien** : représenté par des alternances de grès siliceux à silico-argileux, moyennement durs et d'argiles rarement silteuses et feuilletées.

### III.2.2.4 Le Carbonifère :

La série du Carbonifère est très érodée, ce qui rend la colonne stratigraphique incomplète. Elle comprend :

- **Le Tournaisien** : constitué d'une séquence transgressive, avec des alternances d'argiles et de grès avec des lentilles de calcaire dolomitique

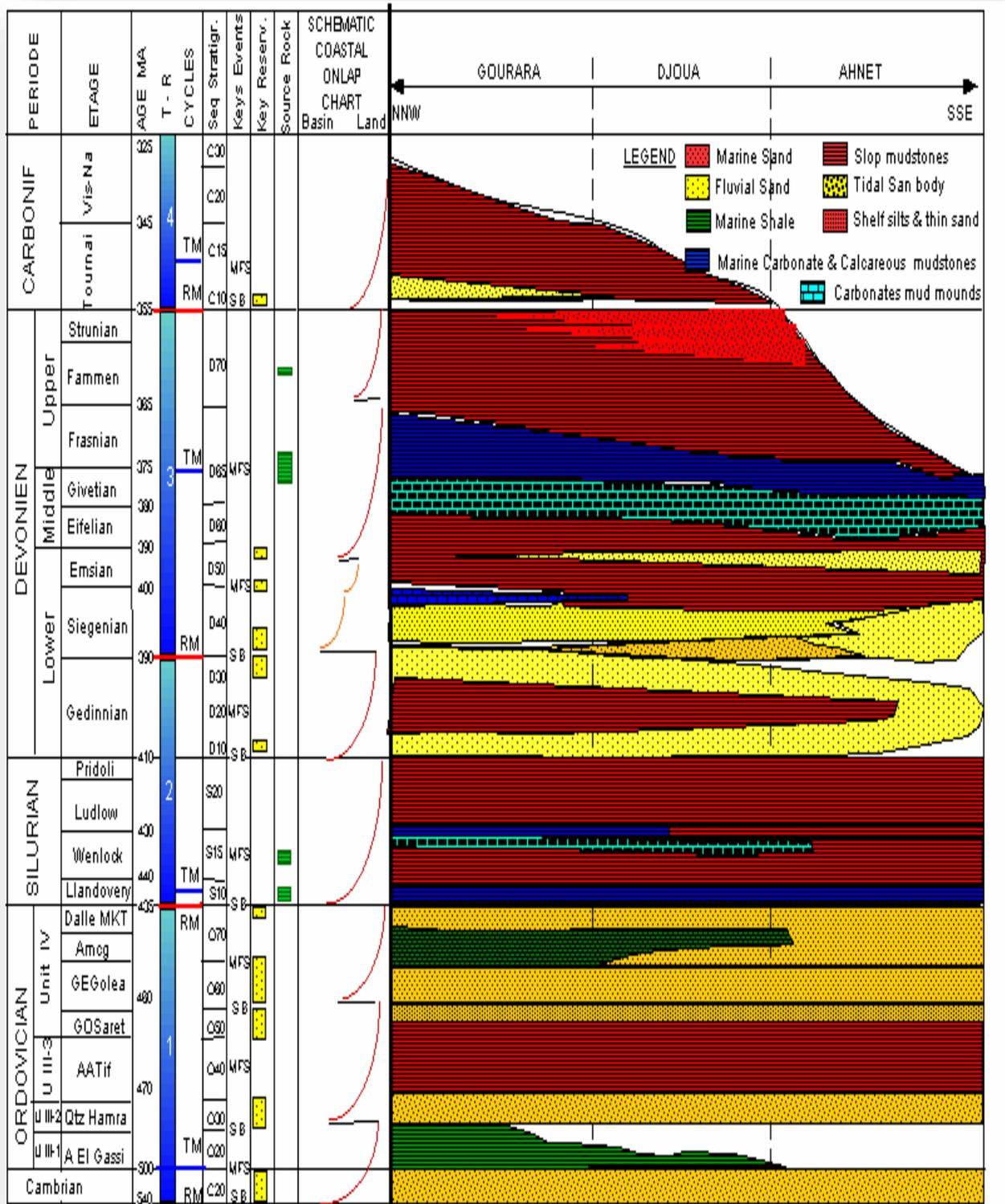
- **Le Viséen** : il débute par un banc de calcaire, avec alternance de grès et d'argiles vers le sommet (**Hassaine, 2016**).

### **III.2.3 Le Mésozoïque :**

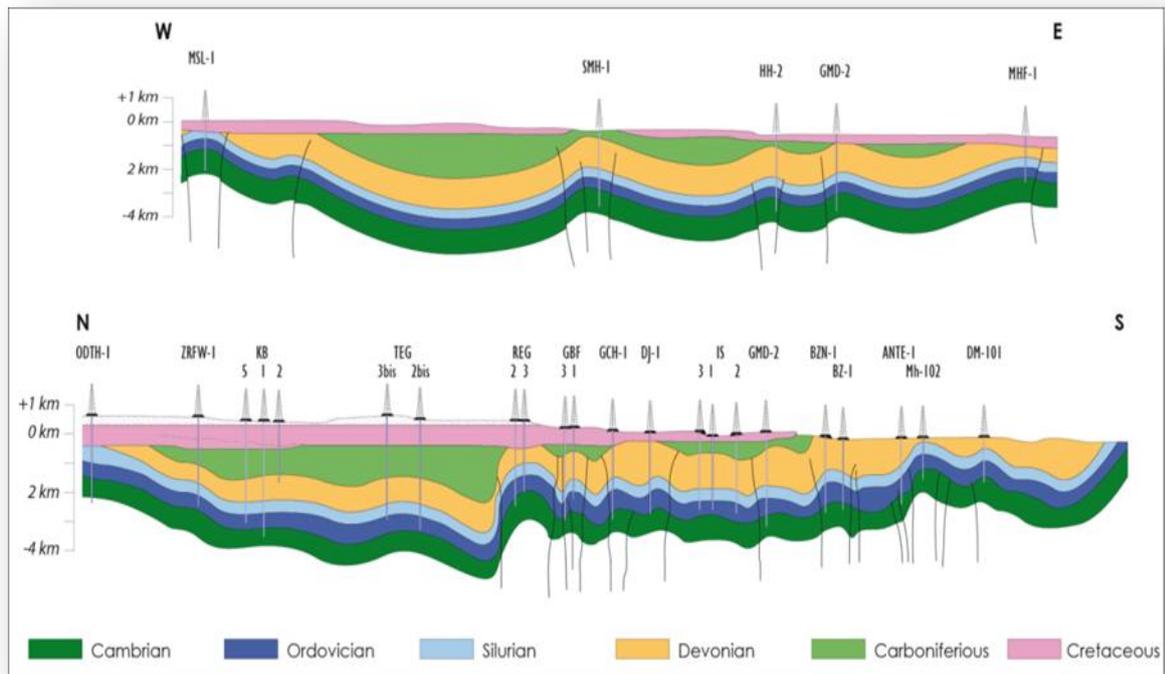
Il est peu répandu dans le bassin de l'Ahnet et est représenté par des dépôts continentaux. Il est désigné par le terme de Continental intercalaire et repose en discordance sur les dépôts paléozoïques.

#### **❖ Le Crétacé :**

- ✓ Le Crétacé inférieur : il est représenté par des argiles versicolores à passées de calcaire dolomitique microcristallin.
- ✓ Le Crétacé supérieur : il est représenté par des formations gypsifères à gypse saccharoïde, et des bancs de dolomie, ainsi que des anhydrites massives avec des argiles plastiques légèrement carbonatées.



(Figure 3) : Colonne stratigraphique du bassin de l'Ahnet



(Figure 4) : coupe géologique Ouest-Est et Nord-Sud du bassin de l'Ahnet (Document Sonatrach / Exploration)

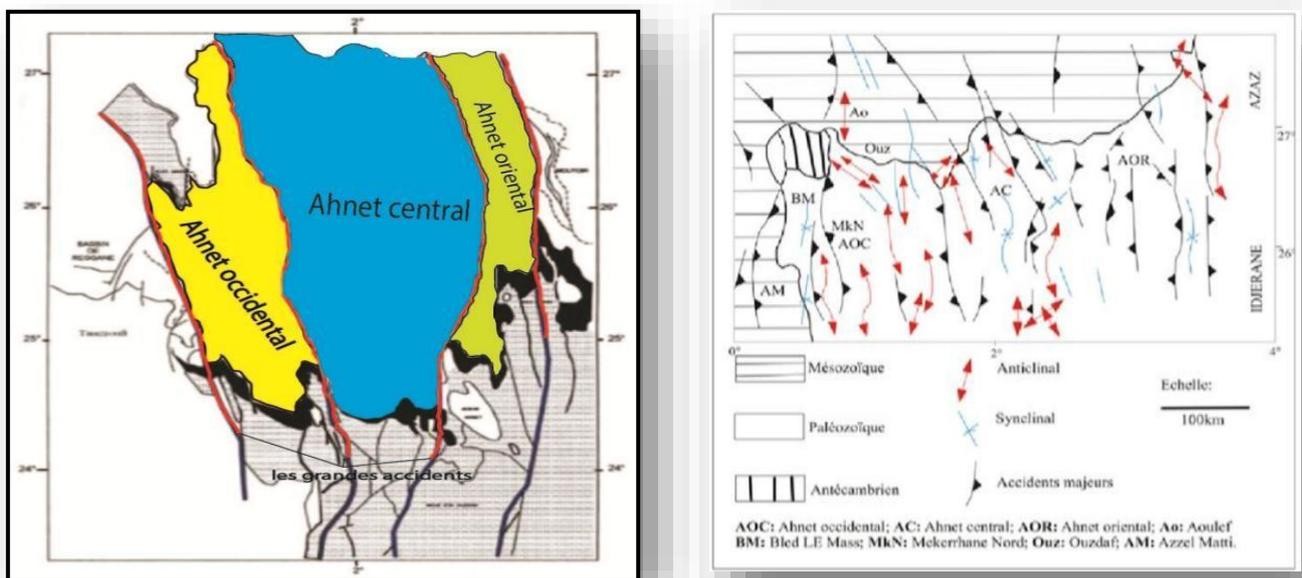
### III.3 Structure du bassin

L'actuelle structuration du bassin de l'Ahnet est étroitement liée aux phases de déformations du socle depuis le précambrien. Sur la base de nouvelles interprétations sismiques, il est prouvé que cette même structuration est due à une tectonique de décrochement paléozoïque (cycle varisque) et mésozoïque.

Le bassin de l'Ahnet est orienté Nord-Sud avec un pendage plongeant vers le Nord. La tendance structurale dans le bassin est à dominante Nord-Sud, contrôlée par des alignements subverticaux du socle.

Les éléments structuraux observables aisément (**Figure 5**) sont représentés par :

- **des failles** inverses orientées Nord-Sud avec des longueurs de plusieurs kilomètres. La plupart de ces failles majeures sont associées à des failles mineures de direction NE-SW. Les failles qui remontent en surface prennent généralement naissance dans le socle et dans la séquence du Paléozoïque inférieur.
- **des plis** orientés NNW-SSE et considérés comme étant associés au déplacement inverse le long des failles du socle (**Mezlah, 2006**)



(Figure 5) : Schéma structural du bassin de l'Ahnet  
(Document Sonatrach / Exploration)

Structuralement le bassin de l'Ahnet est naturellement organisé en trois grandes zones (**Achour, 2008**)

- **Ahnet Occidental :**

C'est une zone haute allongée du Nord au Sud, faillée et structurée en horsts, caractérisée par une érosion intense ; elle est limitée à l'Ouest par l'accident passant par l'essellement d'Azzel Matti au Sud et Bled El Mess au Nord ; et à l'Est par le grand accident qui s'étire du Nord d'Akabli à Oued Kerrane de direction subméridienne. Elle forme un môle qui sépare l'Ahnet de Reggane.

- **Ahnet Oriental :**

C'est une zone structuralement haute et étroite, présentant un horst formant un trend qui s'y individualise (Djebel Azzaz). Son prolongement forme un môle qui sépare l'Ahnet du bassin de Mouydir (môle d'Arak- Idjerane). Elle est limitée par des failles majeurs qui sont la faille Ers Oumlil à l'Est et celles liées aux accidents Fougaret Zoua-Zini et Gour Bou kreiss à l'Ouest qui sont de direction subméridienne.

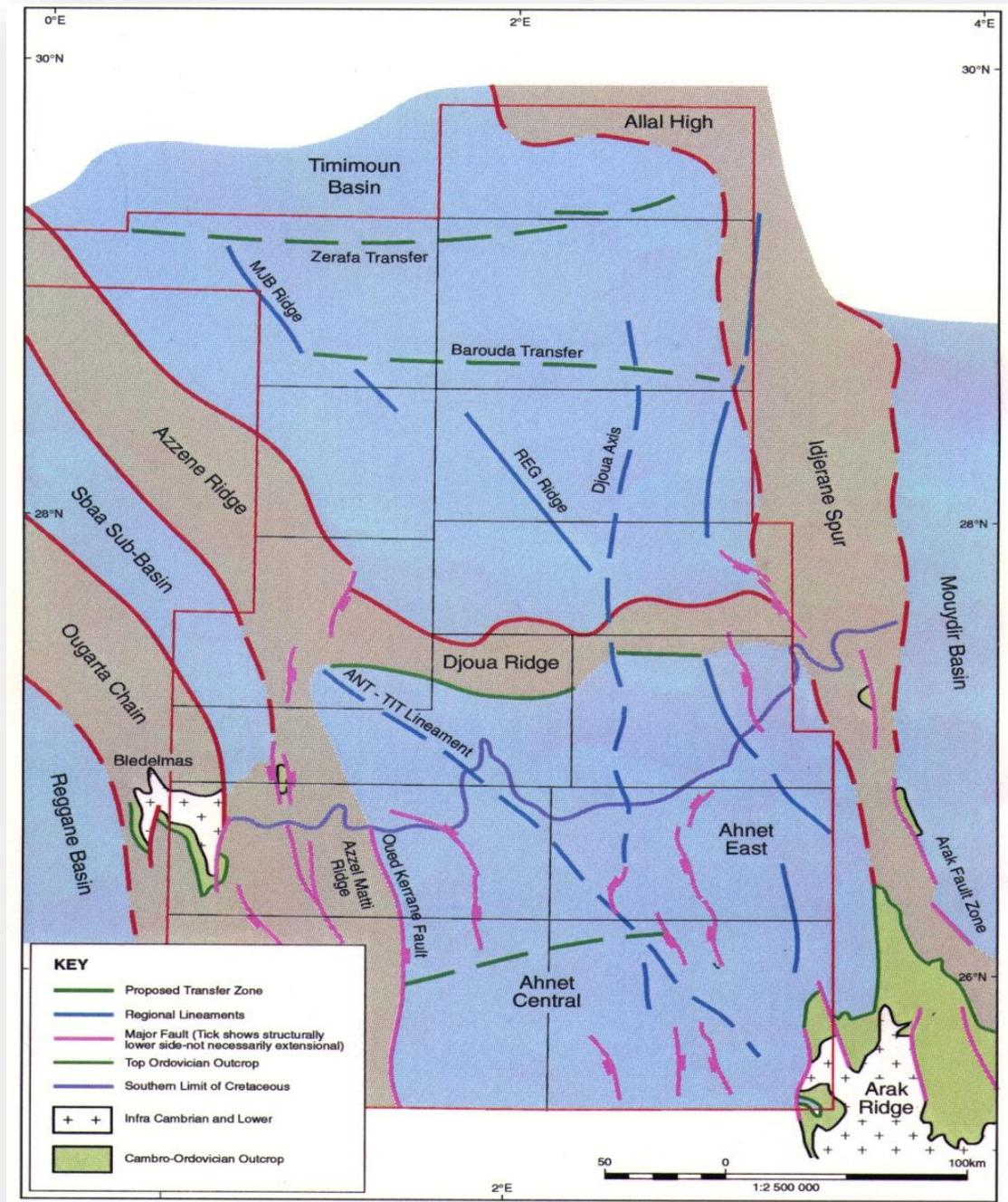
- **Ahnet Central :**

C'est une zone relativement basse, caractérisée par une subsidence importante, ainsi que par des grabens et des anticlinaux faillés de grandes tailles et d'axes subméridiens.

Ces trois zones soumises aux mêmes contraintes tectoniques sont structurées différemment. Pour expliquer cette différence due principalement à la formation du socle, on a analysé leur extension vers le Sud ou l'on dispose d'informations sur ce dernier ainsi que sur les terrains paléozoïques.

Le bassin d'Ahnet est un « Méga graben » à l'échelle de la plate-forme saharienne, ses limites sont assurées par des failles majeures réactivées durant toute l'histoire évolutive de la plate-forme saharienne.

Ainsi la structuration actuelle du bassin d'Ahnet résulte de la superposition des effets de ces différentes phases qui ont modifié tout au long du Mésozoïque et du Cénozoïque la structure acquise à l'hercynien.



(Figure 6) : les domaines structuraux du bassin de l'Ahnet  
(Document Sonatrach / Exploration)

## IV Les systèmes pétroliers de l'Ahnet

Le bassin de l'Ahnet renferme d'importante réserve de gaz ; il est le plus potentiel en hydrocarbures gazeux des bassins Ouest de l'Algérie.

### IV.1 Définition :

Un système pétrolier est un concept qui englobe la roche mère active et toute les accumulations des hydrocarbures et de gaz qui lui sont associées .ceci inclus l'ensemble des éléments géologiques et les processus qui sont indispensable en présence d'accumulation d'huile et de gaz.

Les principaux éléments constituant un système pétrolier :

- La roche mère
- La roche réservoir
- La roche couverture
- Couverture sédimentaire

Deux processus majeur constituent l'ossature d'un système pétrolier :

- Formation des pièges
- Génération – migration – accumulation des hydrocarbures

Le bassin de l'Ahnet contient des roches réservoirs conventionnelles et des roches réservoirs non conventionnel.

### IV.2 Réservoirs Conventionnels

Un système pétrolier d'un réservoir conventionnel ce compose de trois (03) principaux compartiments

**Roche mère** : c'est elle qui génère les hydrocarbures.

**Roche Réservoir** : le lieu d'accumulation des hydrocarbures après la migration primaire.

**Roche couverture** : c'est la roche qui assure l'étanchéité et empêche-la dis migration.

#### IV.2.1 Roche mère

L'analyse des données géochimiques des différents puits du bassin a révélé que toutes les argiles du Paléozoïque possèdent des qualités roche mère, dont les principales sont les argiles à graptolites noires et radioactives, à la base du Silurien, et la série argilo-carbonatée du Givétien-Frasnien. Les essais de modélisation du bassin ont montré que la matière organique des roches mères du Silurien et du Givétien-Frasnien a atteint sa maturité vers la fin du Dévonien supérieur (360 Ma).

Cet événement correspond au maximum d'enfouissement. La principale phase de génération des hydrocarbures correspond à cette période, qui a vu l'essentiel du potentiel pétrolier réalisé

## **IV.2.2 Roche réservoir**

### **IV.2.2.1 Les réservoirs du Dévonien au bassin de l'Ahnet**

#### **A. Réservoir Emsien :**

Ce réservoir est composé de Grès blanc à gris blanc, siliceux à silicoargileux, compact, dur à moyennement dur et brunâtre, siliceux à silicoquartzitique, compact, dur avec rares passées d'Argile grise a gris sombre, tendre a indurée, légèrement feuilletée, silteuse.

Les caractéristiques pétro-physiques sont acceptables avec une porosité de l'ordre de 9 % à 11 %, les perméabilités sont faibles de 0.01mD à 4.8mD (**Rapport Sonatrach**). Résultats de tests réalisés dans ce niveau sont encourageants.

#### **B. Réservoir Siegénien :**

Ce réservoir est composé de grès blanc a gris-blanc, translucide, localement gris-fonce, fin, subarrondi a subanguleux, siliceux à silicoquartzitique, dur, avec fines passées d'argile grise a gris-noir, induré, micacé, légèrement feuilleté, fortement silteuse.

Les porosités sont de l'ordre de 7.6 % mais les perméabilités sont faibles avec une moyenne de 1.10mD (**Rapport Sonatrach 2012**).

#### **C. Réservoir Gédinnien :**

C'est une alternance de : Grès blanc, fin a moyen, subarrondi a subanguleux, siliceux a silicoquartzitique, dur, localement gris-blanc a gris sombre, fin a moyen, parfois grossier, silicoargileux, pyriteux par endroits, moyennement dur, et Argile grise, gris sombre, induré, fortement silteuse, micacé. Rares grains de quartz isolent, et trace de pyrite les porosités sont de l'ordre de 8 % avec des valeurs qui peuvent atteindre parfois plus de 20.5 %, les perméabilités sont en moyenne de 2.29mD (**Rapport Sonatrach 2012**).

### IV.2.2.2 Les réservoirs de l'Ordovicien

L'Ordovicien est composé de quatre (04) principaux réservoirs

#### - La Dalle de M'Krata

Composé de Grès gris blanc à blanc, translucide, fin à moyen, parfois grossier, subanguleux à subarrondis, quartzitique, compacte, très dur. Elle représente un réservoir très potentiel les porosités sont faibles ne dépassent pas les 6 % ainsi les perméabilités sont faibles ce réservoir débite par fracturation.

#### - Les Grès d'El Goléa

Ce sont des Grès blancs, translucides, localement gris clair, très fin à moyen, par endroits grossier, subanguleux à subarrondis, siliceux, dur. Argile grise à gris noire, indurée, silteuse, micacée, parfois feuilletée, localement pyriteuse. Grès très fins, voir des Silt stones, micacés, friable à moyennement consolidés. Argile gris sombre, feuilleté, micacé, tendre, légèrement pâteux

#### - Les Grès d'Oued Saret

Matérialisés par des Grès blancs, gris, beiges, fins à moyen, parfois grossiers, siliceux à silicoargileux, par endroits silicocarbonaté, dur à moyennement dur avec rares fines passées d'argile noire, indurée, silteuse, micacée. Traces de pyrite et galet de quartz beige. Les caractéristiques pétrophysiques sont médiocres, les porosités ne dépassent pas les 4% et la perméabilité est inférieure à 0.01mD (**Rapport Sonatrach 2012**).

#### - Les Quartzites de Hamra

Il est composé de Grès gris-blanc à blanc, translucide, quartzitique, compact, très dur. Les porosités sont de l'ordre de 3 à 6% et les perméabilités sont inférieures à 0.1Md

### IV.2.3 Roche Couvertures

La couverture pour les réservoirs du Dévonien inférieur est assurée par les argiles du Frasnien - Famennien ainsi que les assises argileuses intermédiaires, situées entre les bancs de grès.

Pour l'Ordovicien se sont les argiles du Silurien particulièrement, pour les quartzites de Hamra les argiles de l'ordovicien (Azzel) assurent la couverture.

La couverture horizontale est assurée par les failles et les changements de faciès locaux.

### IV.3 Les réservoirs non conventionnels

Le système pétrolier d'un réservoir conventionnel est identifié par ces trois compartiments (Roche mère, Réservoir et Couverture) par contre un réservoir non conventionnel reconnu par le double rôle au moins d'un seul compartiment (la Roche mère c'est elle la roche réservoir et couverture en même temps, pas de migration).

L'industrie pétrolière nomme conventionnelles les gisements de gaz contenus dans des roches perméables ; leur exploitation se faisant assez facilement. Elle nomme non conventionnels tous les autres et la limite entre les deux notions évolue au cours du temps avec les progrès de la technologie.

On distingue ainsi quatre grands types de réservoirs non conventionnels

- **Les gaz de schistes (*Shale Gas*)**

Qui sont des gaz restés dans la roche mère et qui n'ont pas été expulsés. En effet, les roches mères argileuses étant peu perméables, une partie du gaz généré ne parvient jamais à sortir de la roche, c'est cette fraction qui est recherchée.

- **Le gaz de houille (*Coalbed Methane* ou *Coal Seam Gas*)**

Aussi connu sous le nom de grisou, il s'agit là encore de méthane resté piégé dans sa roche mère, mais celle-ci est de type charbonneux.

- **Les gaz de réservoirs compacts (*Tight Gas*)**

Qui, échappés de la roche mère, se sont accumulés dans des réservoirs extrêmement peu perméables.

- **Les hydrates de gaz**

Qui sont une association cristallisée d'eau et de méthane. Ils se forment hors des systèmes pétroliers, dans certaines conditions de température et de pression, sous le fond des océans et dans les régions polaires, leur instabilité est le principal frein à leur exploitation.

**IV.4 Roche mère et Réservoirs non conventionnels dans le bassin d'Ahnet.**

On peut distinguer deux types des roches réservoirs non conventionnelles au bassin Illizi :

**- Frasnienne**

La roche mère réservoir, Frasnienne composer d'Argile grise fonce à noire, silteuse, carbonatée avec rares passées de Calcaire gris blanc, argileux, tendre Présence Pyrite avec prédominance de la fraction argileuse les analyses géochimiques de laboratoires indiquant une bonne richesse en matière organique avec des COT moyens de l'ordre de 4 à 5%.

**- Silurien**

Déjà décrit dans la partie géologie locale. Les analyses géochimiques révèlent une richesse en matière organique entre 2% et 4%.

**✓ Piège**

L'exploration du bassin de l'Ahnet Gourara s'est concentrée dans sa totalité sur les structures de type anticlinal ou anticlinal faillé. Mais les travaux les plus récents ont montré que les pièges peuvent aussi être de type combiné.

**V Présentation de la zone d'étude****V.1 Situation géographique**

La structure de Garet El Guefoul se situe dans la partie centrale du bassin de l'Ahnet, à environ 45km à l'ouest de la ville d'In-Salah et 1250 km au sud d'Alger. Plus précisément entre les parallèles 27°15' et 27°35' Nord et les méridiens 2°00' et 2°15'Est.

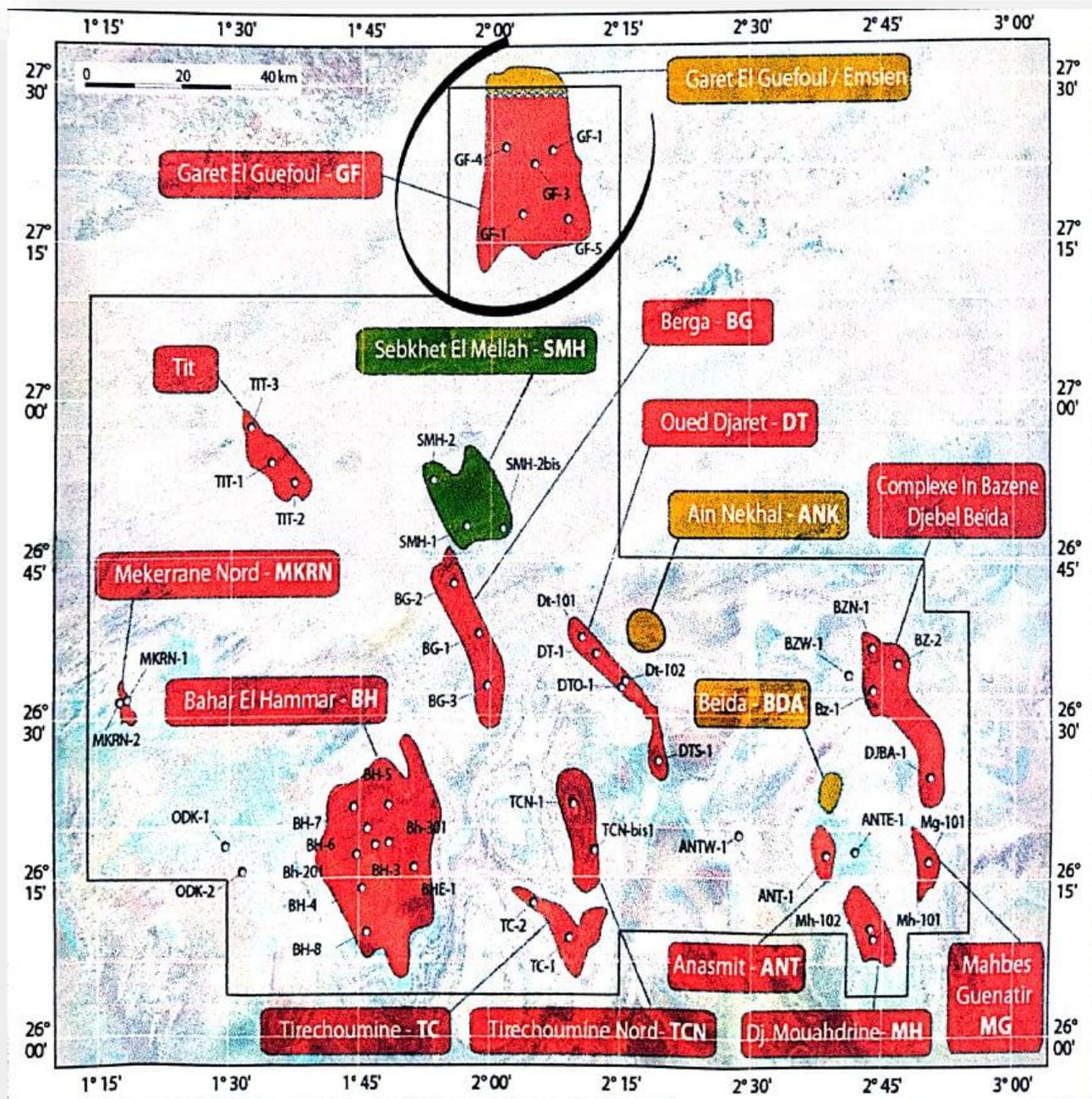
**V.2 Situation de la zone d'étude**

La structure de Garet El Guefoul se situe au Nord dans la partie centrale du bassin de l'Ahnet .sur la zone de jonction entre les deux dépressions Ahnet et Gourara ; elle se trouve dans le bloc 341b du périmètre de l'Ahnet.

**V.3 Aspect structural**

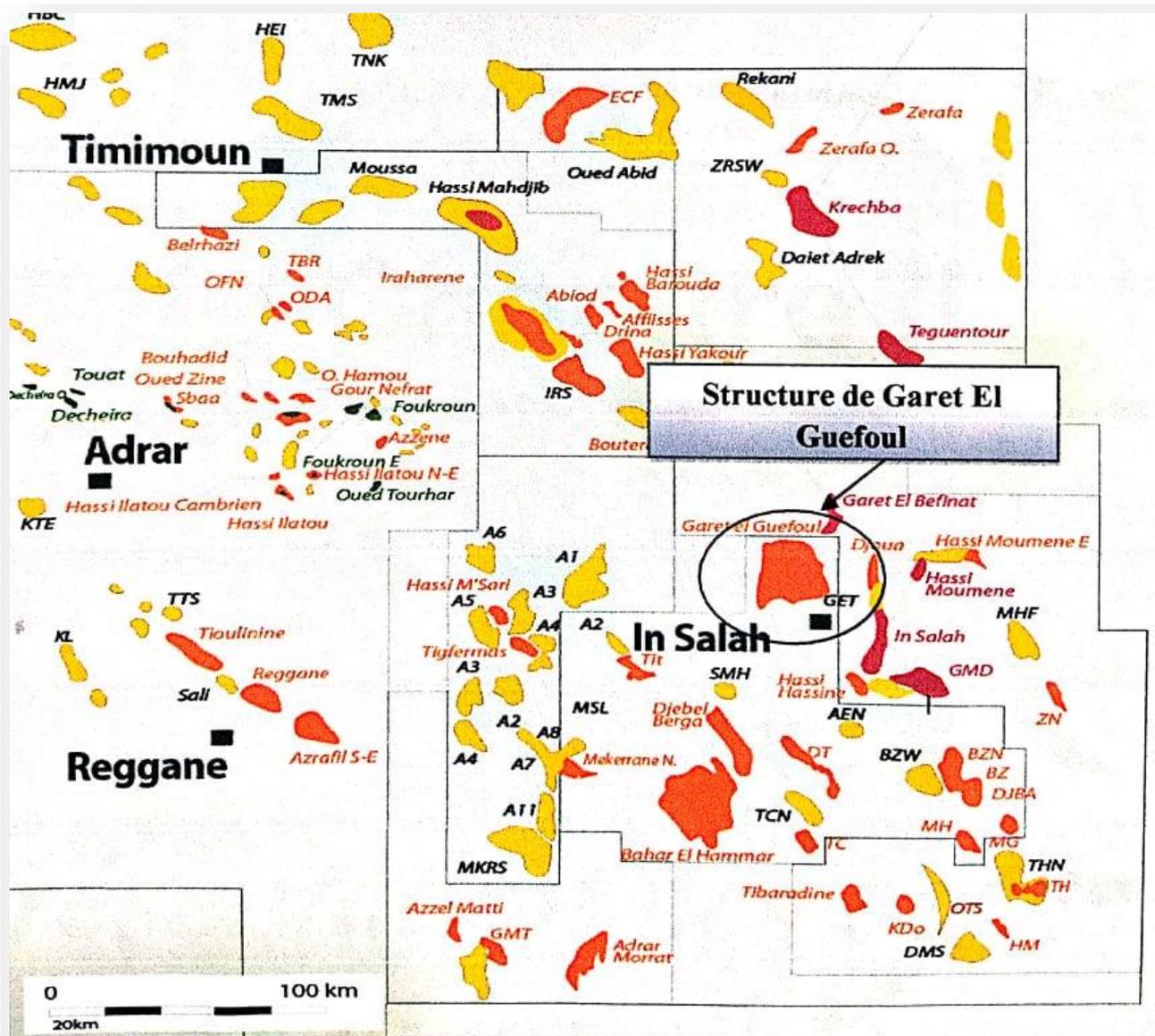
Le vaste anticlinal de Garet El Guefoul est de forme allongée avec un flanc Ouest relativement plus redressé que le flanc Est. Cette structure est compartimentée par de nombreuses failles inverses Nord-Ouest /Sud Est et Nord Sud. Dans la partie centre Sud se dessinent deux culminations séparées par un graben délimitant deux entités bien distinctes.

La surface maximale fermée au toit des principaux réservoirs de l'Ordovicien est de l'ordre de 750km<sup>2</sup> avec une fermeture verticale de 1200m. Selon la carte faite à la base de la sismique 2D



(Figure 07) : Situation géographique de la structure de Garet El Guefoul

(Sonatrach / Exploration)



(Figure 08) : Situation des gisements des hydrocarbures du bassin de l'Ahnet avec le gisement de Garet El Guefoul (Sonatrach /Exploration)

## **Introduction**

Les diagraphies différées sont des enregistrements des phénomènes physiques liés aux paramètres pétrophysiques des formations traversées et aux fluides qu'elles contiennent. En effet, elles :

- Elles donnent une image continue et objective des séries traversées.
- Elles sont le seul lien entre les mesures de surface et la géologie de subsurface.
- Elles permettent la quantification des données.

Il est difficile d'imaginer l'exploration du sous-sol par le forage d'un puits sans faire appel aux diagraphies du fait de leur précieux apport sur tous les plans

- ✓ Plan technique : données quasi continues en profondeur, objectifs (basées sur des principes physiques) quantifiable et rapidement exploitables
- ✓ Plan économique : les diagraphies sont moins coûteuses comparativement à d'autres méthodes.

## **I Différents types et catégories des diagraphies**

### **1. Selon le principe physique de base**

- Diagraphies électriques
- Diagraphies nucléaires
- Diagraphies acoustiques

### **2. Selon l'état du puits**

- Diagraphies en trou ouvert (open-hole)
- Diagraphies en puits tubé (cased-hole)

### **3. Selon le statut du puits**

- Diagraphies d'exploration
- Diagraphies de production

## **II Facteurs parasites influençant la mesure des diagraphies**

Ils sont de plusieurs nature et liés à l'existence du trou de sonde, la géométrie de l'outil, les conditions d'enregistrements et aux températures et la pression qui existent dans le puits.

- La constante de temps, la vitesse d'enregistrement, le temps mort et l'épaisseur des bancs.
- Le trou de sonde : cette influence va jouer de trois façons :
  - Nature de fluide de forage : l'influence du fluide va dépendre de la salinité et de la densité de la boue.
  - Diamètre du trou.
  - Position de l'outil dans le trou : centré ou excentré.
- Présence d'un tubage.
- L'influence de l'invasion.
- L'influence de la colonne de boue.
- Présence de mud-cake.

## **III Notions pétrophysiques**

### **III.1 Réservoir**

Un réservoir est une formation de sous-sol poreuse et perméable, renferme généralement une accumulation naturelles d'hydrocarbures .limitée par une barrière aquifère et caractérise par un système de pression unique. Toutefois cette définition renferme, donc à la fois les concepts suivants :

- Paramètres pétrophysiques : porosité et perméabilité
- Accumulation naturelle d'hydrocarbures
- Couverture-fermeture : barrière rocheuse ou aquifère
- Régime de pression naturelle, avant l'exploitation

Un gisement est constitué d'un ou de plusieurs réservoirs superposés ou proches latéralement les uns des autres, cependant, il peut contenir soit de l'huile, soit du gaz ou les deux fluides superposés.

### ❖ Type de réservoirs

Les principaux réservoirs sont constitués de grès et / ou de carbonates.

#### a. Réservoir gréseux

La roche réservoir est formée de grains de quartz (silice  $\text{SiO}_2$ ). Il s'agit des sables et des grès qui sont constitués, respectivement, de grains libres et de grains cimentés. Selon le type de ciment, on distingue plusieurs type de grès : grès argileux, grès carbonate, ...

#### b. Réservoirs carbonates

Ils sont associés aux minéraux de calcite ( $\text{CaCO}_3$ ) et / ou dolomite ( $\text{CaCO}_3$ ,  $\text{MgCO}_3$ ).il faut noter que les réservoirs gréseux sont les répondus dans la nature, par conséquent on s'intéressera à l'interprétation des réservoirs gréseux.

## III.2 Invasion

La présence du fluide de forage est génératrice de perturbations. Ainsi, les formations forées contiennent des fluides (eau et pétrole) qu'il faut maintenir en place, afin d'éviter leur venu en surface. Pour cela, la boue de forage, en phase liquide, exerce une pression hydrostatique supérieure à la pression des formations et des fluides qu'elles contiennent.

Dans ces conditions, il se produit une filtration de la phase liquide et des substances dissoutes dans la formation. C'est le **filtrat de boue**. Les particules dispersées s'accumulent sur les parois du trou, formant le dépôt de boue. C'est le **mud cake**. Ce dernier a une épaisseur qui varie entre 3mm et 2.54cm

Cependant, le filtrat de boue envahit la formation et perturbe les fluides en place, ainsi on distingue deux zones principales

- **Zone envahie** : le filtrat de boue a chasse, totalement, les fluides de la formation. Par conséquent, les pores sont remplis de filtrat de boue et de résidus d'hydrocarbures.
- **Zone intermédiaire** : le filtrat de boue a chasse, partiellement, les fluides de la formation

- **Zone vierge** : Cette zone n'a pas été contaminée par le filtrat de boue. Ainsi, les pores sont remplis des fluides de la formation. Elle est appelée : **zone profonde**

**Remarque** : les zones envahies et intermédiaires constituent **la zone lavée**

### III.3 Porosité :

C'est la fraction du volume des vides par rapport du volume total.

$$\Phi = V_{\text{vides}} / V_{\text{total}} \text{ exprime \%}$$

La porosité accessible aux fluides libres (porosité effective) varie entre 1% et 40% elle est :

- Faible si  $\Phi < 5\%$
- Médiocre si  $5\% < \Phi < 10\%$
- Moyenne si  $10\% < \Phi < 20\%$
- Bonne si  $20\% < \Phi < 30\%$
- Excellente si  $\Phi > 30\%$

### III.4 Perméabilité

C'est la capacité de laisser passer un fluide liquide ou gazeux dans une formation, elle dépend de la taille des grains et de leurs dimensions. Un milieu poreux ne permet le déplacement des fluides que dans la mesure où ses pores sont reliés entre eux. La perméabilité est notée « **K** » et exprimée en « *Mili darcy* ».

La perméabilité est :

- Très faible si  $K < 1\text{md}$
- Faible si  $K$  compris entre  $1\text{md}$  et  $10\text{md}$
- Médiocre si  $k$  est compris entre  $10\text{md}$  et  $50\text{md}$
- Moyenne si  $K$  est compris entre  $50\text{md}$  et  $200\text{md}$
- Bonne si  $K$  est compris entre  $200\text{md}$  et  $500\text{md}$

- Excellente si  $K > 500\text{md}$

### III.5 Résistivité

C'est la manière dont s'oppose une substance au passage d'un courant électrique. La résistivité est exprimée en « ohm. Mètre ».

On distingue plusieurs types de résistivités :

- **R<sub>w</sub>** : Résistivité de l'eau de formation.
- **R<sub>m</sub>** : Résistivité de la boue.
- **R<sub>mc</sub>** : Résistivité du mud-cake.
- **R<sub>mf</sub>** : Résistivité du filtrat de boue.
- **R<sub>xo</sub>** : Résistivité de la formation de la zone lavée.
- **R<sub>t</sub>** : Résistivité de la formation de la zone vierge.
- **R<sub>i</sub>** : Résistivité de la formation de la zone intermédiaire.
- **R<sub>sh</sub>** : Résistivité des argiles.

### III.6 Saturation

C'est le rapport entre le volume occupé par le fluide et le volume total des pores, elle est notée « S » et s'exprime en pourcentage.

Il existe plusieurs types de saturation qui peuvent intervenir :

$S_W = V_W/V_P$ : saturation en eau de la zone vierge.

$S_H = V_H/V_P$ : Saturation en huile.

$S_G = V_G/V_P$ : Saturation en gaz.

Avec  $V_W + V_H + V_G = V_P$  et  $S_W + S_H + S_G = 100\%$ .

## IV Diagraphie électrique

### IV.1 La polarisation spontanée

- **Définition**

C'est le potentiel électrique mesuré dans la colonne de boue par rapport à un potentiel de référence fixé

- **Origine du potentiel mesuré**

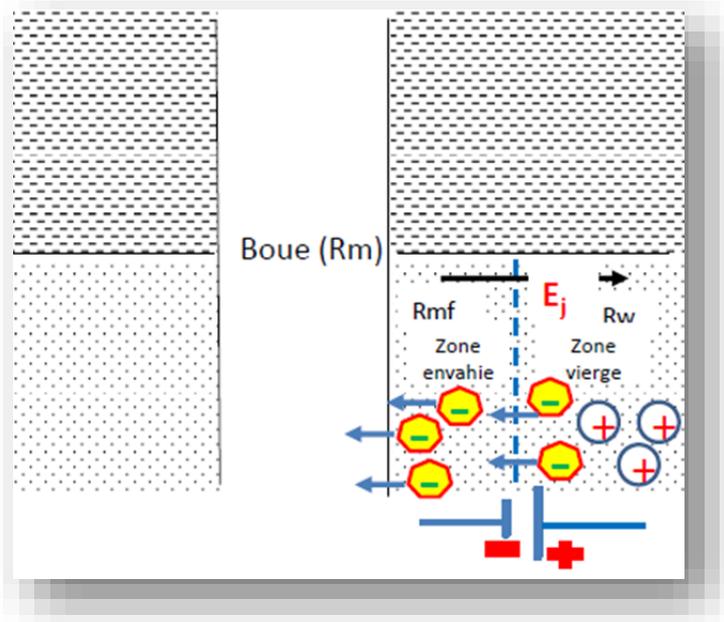
Ce potentiel (exprimé en millivolts-mV-) est causé par le déséquilibre ionique entre l'eau de formation et la boue de forage quand les salinités sont différentes.

C'est le résultat de deux processus de mouvement des ions entre le filtrat de boue et l'eau de formation :

- **Potentiel de jonction liquide ( $E_j$ )** : contact direct 'boue-formation perméable'

' Entre le filtrat de boue et l'eau de formation : la mobilité des anions ( $Cl^-$ ) est plus grande que celle des cations ( $Na^+$ ) : concentration d'un flux de charges négatives dans la solution la moins salée (Filtrat de la zone lavée).figure 01

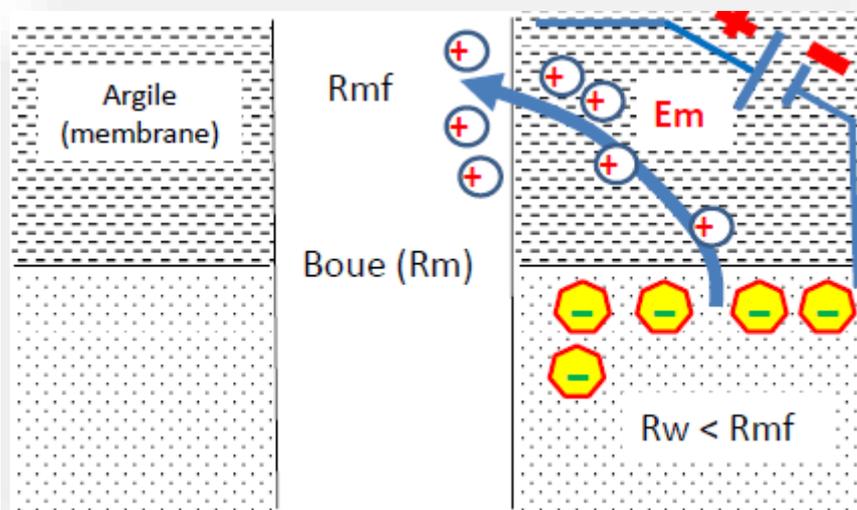
$$E_j = - K_2 \cdot \log (R_{mf}/R_w) \quad \text{avec } K = 11.6 \text{ mV pour une solution NaCl à } 25^\circ\text{C}$$



(Figure 1) : potentiel de jonction

- **Potentiel de membrane ( $E_m$ )** : la boue et la formation sont séparées par une couche d'argile jouant le rôle de membrane.
- ✓ Mouvement cationique du milieu salé vers le milieu moins salé (formation → Boue) à travers la couche d'argile comme membrane.
- ✓ La membrane se situe entre 2 milieux à salinités différentes (Formation et filtrat) : l'argile, imperméable aux anions  $Cl^-$ , ne laisse passer que les cations  $Na^+$  : naissance d'une pile dont le pôle positif correspond au milieu le moins salé (boue dans l'exemple).

$$E_m = -K \cdot \log (R_{mf}/R_w) \text{ avec } K = 59\text{mV pour une solution NaCl à } 25^\circ\text{C}$$



(Figure 2) : potentiel de membrane

- **Les deux composants du potentiel SP selon le mouvement ionique**

- **Potentiel électrocinétique ( $E_k$ )**

Apparaît quand le filtrat de boue pénètre dans la formation perméable sous la pression de la colonne de boue. En face des zones (impermeables) le potentiel électrocinétique étant faible, le potentiel mesuré est seulement lié au **potentiel électrochimique**

- **Potentiel électrochimique ( $E_c$ )**

C'est la somme des potentiels de jonction liquide ou de diffusion ( $E_j$ ) et de membrane ( $E_m$ ) :

$$E_c = E_m + E_j$$

- **Interprétation**

La Ps est représentée en échelle linéaire

On remarque que si la salinité de l'eau de formation est constante sur toute la colonne hydrostatique, le potentiel en face des argiles est presque constant. Ce qui nous permet de tracer une ligne de référence ligne de base des argiles

Cette droite permettra la lecture de la PS en face les formations poreuses et perméables

- **Remarque** : on peut avoir sur le même film plusieurs lignes de base des argiles .ceci est dû à la variation de salinité en fonction de la profondeur

La **PS** nous permet :

- une meilleure délimitation des zones perméable de celles imperméable
- la détermination de la résistivité de l'eau de formation  $R_w$  à l'aide de la formule

$$PSS = -k_c \text{Log } R_{mfe} / R_{we}$$

Avec  $k_c$  constante dépendant de la température et donnée par la relation :

$$k_c = 61 + 0.133 T^\circ F$$

- ✓ **PSS** : est un potentiel spontané statique et théorique, en supposant l'existence de bouchant isolants entre les formations poreuses et perméable et celle imperméable.
- ✓ **PS** : est un potentiel réel lu sur l'enregistrement. Pour cela, PS doit être corrigée en PSS

### Calcul de $R_w$

- si l'épaisseur du réservoir est supérieure à 70ft (20m), **PSS≈PS**
- si l'épaisseur du réservoir est inférieure à 70ft :
  - ✓ L'utilisation du volume d'argile dans la formation  $V_{SH}$       **PS/PSS = 1-V<sub>SH</sub>**
  - ✓ L'utilisation de l'abaque SP-4 pour déterminer le facteur de correction f  
**PSS= PS.f**

- Conversion de  $R_{mf}$  en  $R_{mfe}$
- ✓ Si  $R_{mf} \geq 0.13\Omega.m$ ,  $R_{mfe} = 0.85 \cdot R_{mf}$
- ✓ Si  $R_{mf} \leq 0.13\Omega.m$ ,  $R_{mfe}$  est déterminé par l'abaque SP.2

### **Signe de PS**

- Si  $R_{mf} > R_w$  PS < 0 en face les formations poreuses et perméable
- Si  $R_{mf} < R_w$  PS > 0 en face les formations poreuses et perméable
- Si  $R_{mf} = R_w$  pas d'enregistrement de PS

### **Avantages de PS**

- La PS est réalisé gratuitement
- La PS peut être combiné avec plusieurs autres outils de diagraphies
- La PS peut être un bon outil de corrélation
- La PS montre le changement de salinité par le déplacement de la ligne de base des argiles
- Elle permet la séparation lithologique des formations poreuses et perméable de celle imperméable

### **Inconvénients de la PS**

- La PS ne peut être enregistré dans le cas où les salinités entre les formations sont presque égales

## IV.2 Diagraphie de résistivité

Cette diagraphie dépend de la composition de la roche en élément solide et de la nature des fluides contenus. La résistivité dépend de :

- La composition de la roche
- Le pourcentage des fluides dans la roche (porosité) et dans les pores (saturations)
- La texture de la roche
- La structure de la roche et la température
- **Principe de base de mesure**

Le principe de base commun à toutes les diagraphies de résistivité consiste à envoyer un courant électrique par une source émettrice (électrode ou bobine) qui pénètre dans la formation. Et à travers un récepteur (électrode ou bobine) on enregistre la résistivité ou la conductivité de la formation.

La distance entre émetteur- récepteur est appelé espacement .selon ce dernier on distingue : les macrodispositifs et les microdispositifs

### 1. Macrodispositifs

Ils sont caractérisés par des espacements importants, permettant d'investir dans la zone profonde. Ils nous permettent de donner des informations sur la résistivité de la zone vierge  $R_t$ . plusieurs outils ont été conçu dans ce but (DLL, AIT...)

### 2. Microdispositifs

Ils sont caractérisés par des espacements relativement réduits, et une faible profondeur d'investigation. Ils lisent dans la zone lavée avec une grande résolution verticale (détection des bancs minces)

### Les principaux outils de Microdispositifs

- **ML** : Microlog (le seul outil non focalisé)
- **MLL** : Microlaterolog (1953)
- **Proximity log**
- **MSFL** : Micro Spherical Focused Log (principe du SFL)
- **MCFL** : Microcylindrical Log : focalisation verticale et horizontale.

### Applications

- Mesure de la résistivité de la zone lavée
- Détection de bancs minces
- Indication de zones poreuses et perméables (séparation des courbes)
- Corriger les Résistivité sur l'effet de l'invasion.
- Idée sur la mobilité des hydrocarbures (Saturation)

### 3. Résistivités classiques

Ces diagraphies sont très anciennes et elles ne sont plus utilisées actuellement elles ne peuvent être utilisées dans le cas des boues non conductrices (à huile) ou fortement salée. Les résistivités classiques sont de deux types :

- ✓ Type normale
- ✓ Type latéral ou inverse

#### ● Type normale

Simple dispositif envoyant un courant constant (I) en A et mesurant le potentiel (V) en sur une seule électrode M, lequel est fonction de la résistivité (R) du milieu. La résistivité mesurée est influencée par l'espacement (L) de l'outil.

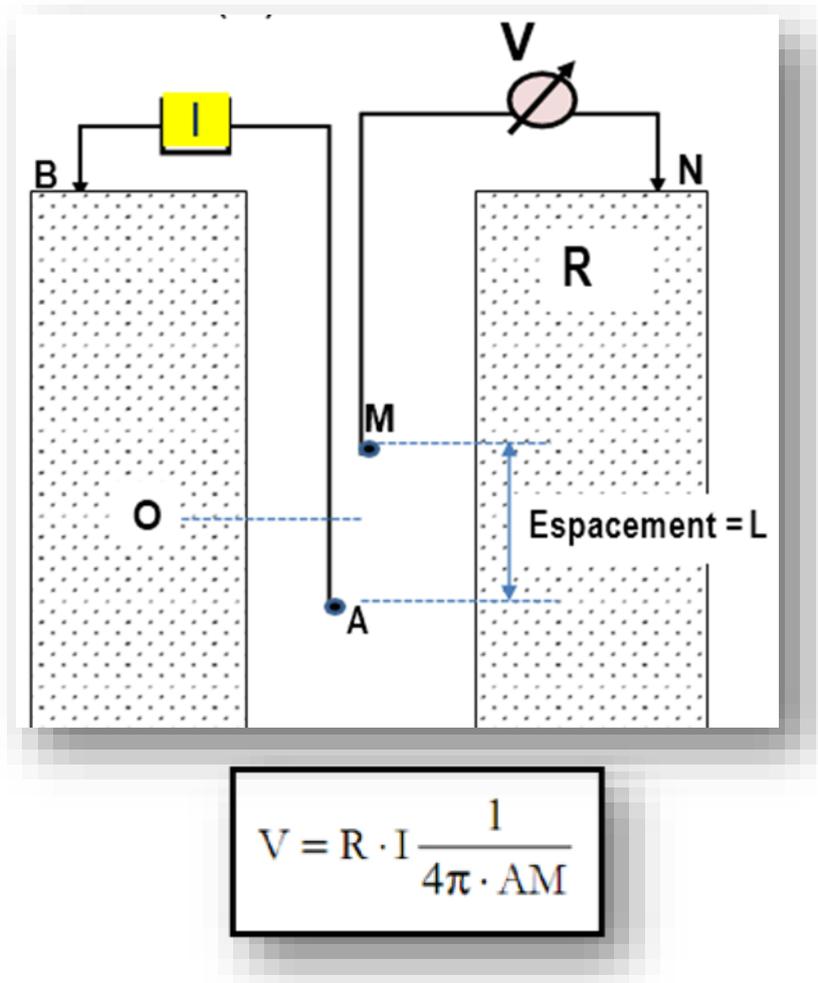
**Petite Normale** :  $L = 16''$  (40cm) : mesure  $R_{xo}$  (zone lavée)

**Grande Normale** :  $L = 64''$  (1.6m) : mesure entre  $R_{xo}$  et  $R_t$

**Rayon d'investigation**  $\approx 2L$

**Résolution verticale**  $\approx 2L$

**O - point de mesure = milieu de AM**



(Figure 3) : principe de mesure pour le type normale

- **Type latérale**

Son dispositif a le même principe que le type normal sauf que les électrodes de réception sont toutes deux sur la sonde de diagraphie.

La mesure est réalisée en un point O situé à mi-distance des électrodes de réceptions M et N.

#### 4. Résistivités focalisées

Ces diagraphies sont utilisées actuellement pour n'importe quel type de boue en utilisant la focalisation de courant d'émission ou courant d'ajustement. Deux types de dispositifs focalisés :

- Latérog : utilisés dans le cas des boues salées
- Inductolog : utilisés dans le cas des boues non conductrices

- **Résistivité Latérolog**

**Principe de mesure**

Un courant électrique est envoyé dans les formations par un système de plusieurs électrodes certaines focalisent le courant, l'obligeant à pénétrer latéralement par rapport au sondage. Deux autres servent à mesurer la chute de potentiel ohmique due au passage du courant à travers la formation. Cette chute de potentiel est proportionnelle à la résistivité de la formation

Plusieurs dispositifs existent :

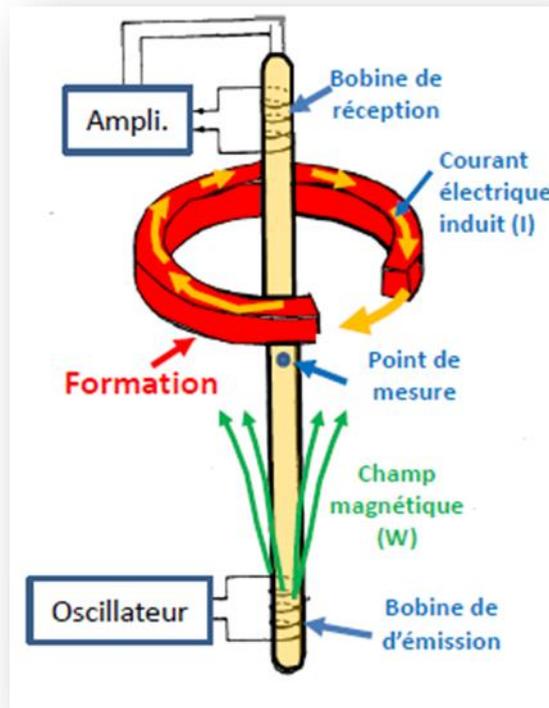
- **DLL** (Dual Latérolog)
- **MSFL** (Microspherically Focused Log)
- **LL3** (Latérolog3)
- **LL7** (Laterolog7)

- **Résistivité d'induction**

**Principe de mesure**

- Envoi d'un courant alternatif dans la bobine émettrice et création d'un champ magnétique (**W**)
- Apparition d'un courant alternatif induit (**I**) dans la formation, proportionnel à sa conductivité
- Ce courant crée à son tour dans la bobine réceptrice une tension (**V**) proportionnelle à la conductivité de la formation
- Cette conductivité est transformée en résistivité (**R**) puis mesurée par l'outil induction (**Rt =K\*V/I**)

Plusieurs outils utilisés : 6FF28, Array Induction Imager Tool (AIT), 6FF40



(Figure 4) : principe d'induction

#### ❖ Conditions d'utilisation de l'induction

La diagraphie induction ne nécessite pas de contact direct avec la boue ou la formation.

#### ✓ Conditions favorables pour l'induction

- Boues à huile ou douce
- Formations de résistivité faible à modérée

#### ✓ Conditions défavorables

- Boue salée,
- Formations à grande résistivité ( $> 100 \text{ ohm.m}$ )
- Formations à trop faible résistivité

#### Les principales applications de la mesure de la résistivité :

- Les résistivités nous permettent de réaliser les applications suivantes :
- Détermination de l'ensemble des saturations.
- Détermination de  $R_{xo}$  à l'aide des micro-dispositifs et  $R_t$  à l'aide des macro-dispositifs.

- Corrélation de puits à puits.
- Calcul des résistivités de l'eau interstitielles «  $R_w$  »
- Détermination de l'épaisseur des bancs.
- Application lithologique et sédimentologie.

## V Diagraphies nucléaires

On regroupe sous le nom de diagraphie nucléaire les diagraphies enregistrant :

- La radioactivité gamma naturelle des formations traversées.
- La radioactivité gamma dispersée par effet Compton lorsqu'on soumet la formation à une émission de rayons gamma.
- Le flux de neutrons thermiques ou épithermiques résultant du bombardement de la formation par des neutrons de haute énergie.
- La radioactivité gamma engendrée lors de l'interaction avec la roche à cause des neutrons envoyés par une source émettrice.

### V.1 Diagraphie de radioactivité naturelle

#### Définition

On appelle radioactivité naturelle la transformation spontanée d'un noyau atomique au cours de laquelle ce dernier émet un rayonnement. Le fait que les éléments (**40K**, **232Th**, **238U**) possédant des isotopes contribuant à la radiation gamma naturelle soient présents dans la formation géologique et souvent en relation directe avec la minéralogie et la lithologie, a suscité un grand intérêt pour la diagraphie de radioactivité naturelle de type gamma. Généralement la radioactivité naturelle est élevée pour les argiles, et basse pour les sables et les calcaires.

La radioactivité gamma est mesurée en « **API** ».

#### Principe de mesure

Cette diagraphie mesure à l'aide d'un capteur à scintillation descendu au bout d'un câble, les rayons gamma naturels émis par les formations traversées par le forage, son symbole est le GR et son unité est l'API.

Le rayonnement gamma naturel est lié à la présence des trois éléments radioactifs : le Potassium, le Thorium et l'Uranium dans les roches sédimentaires.

● **Les facteurs influençant la mesure sont :**

- la vitesse d'enregistrement
- la constante du temps
- le taux de comptage
- le temps mort
- la boue
- le tubage
- le ciment et les épaisseurs des bancs

✓ **La sonde NGS (Spectrométrie des rayons gamma) :**

Elle permet l'enregistrement des concentrations spécifique des pics des éléments radioactifs  $^{40}\text{K}$ ,  $^{232}\text{Th}$ ,  $^{238}\text{U}$ , ainsi que l'énergie de radiation du  $\text{Th}+\text{K}$ . c'est ainsi que cinq courbe sont mesurées. Il s'agit du SGR (énergie total en API), GCR (énergie de  $\text{Th}+\text{K}$  en API), U (concentration de l'uranium en PPM), Th (concentration de Thorium en PPM) et K (concentration de Potassium en PPM).

Le **HNGS** utilise le même principe que NGS. Elle utilise les rayons Gamma dont le niveau d'énergie est supérieur à 500 Kev. Ainsi, elle élimine la sensibilité de la baryte contenue dans la boue et donnant des valeurs de mesures liées directement à la formation.

**Application :**

- La corrélation de puits à puits.
- L'évaluation des volumes d'argiles ( $V_{sh}$ ).
- La détermination de la lithologie, en établissant un profil lithologique vertical.
- la délimitation des zones réservoirs (perméables) et celles imperméables. Pour cela, il est nécessaire de fixer une valeur limite dite ( $GR_{cut-off}$ )
- $GR_{cut-off} = V_{Sh\ cut-off} \cdot (GR_{max} - GR_{min}) + GR_{min}$ . Tlq:  $35\% < V_{Sh\ cut-off} < 45\%$ .
- La localisation des minéraux riche en uranium

## V.2 Diagraphie de porosité

Pour l'estimation de la porosité utile des réservoirs ( $\phi_u$ ), on distingue trois outils à principe de fonctionnement distincts :

- Le Sonique.
- Le Densité.
- Le Neutron.

### V.2.1 Diagraphie de densité

Ces diagraphies utilisent des sources radioactives pour l'émission de rayonnement gamma. Celles-ci peuvent être  $Co^{60}$  ou  $Cs^{135}$ . Les rayons gamma émis rentrent en collision avec les électrons des atomes des formations traversées. La perte d'énergie à chaque interaction passe par trois stades d'énergie qui sont : la production paire, l'effet photoélectrique et Compton. Ce sont ces deux derniers qui intéressent les diagraphies de densité. En effet dans le domaine des faibles énergies, caractérisées par l'effet photoélectrique, les diagraphies de densité enregistrent les coefficients d'absorption photoélectrique **Pe (barns/e-)**. Il est exprimé dans le cas d'un élément simple par la relation :

$$Pe = (Z/10)^{3.6}$$

**Z** : numéro atomique

Pour une substance moléculaire la relation devient **Pe** :  $\sum A_i Z_i P_i / \sum A_i Z_i$

Avec **A<sub>i</sub> Z<sub>i</sub> P<sub>i</sub>** sont respectivement : la masse atomique, le numéro atomique, et le facteur photoélectrique des éléments simples constituant la molécule

Cependant dans le domaine des effets Compton, les diagraphies de densité mesurent la densité globale de la formation  **$\rho_b$  (g/cc)**. Dans le cas d'élément chimique simple, la densité globale est liée à la densité électronique de l'élément  **$\rho_e$**  par la relation :

$$\rho_e = 2\rho_b(Z/A)$$

Pour la substance moléculaire, la relation est :  **$\rho_e = \rho_b 2 \sum Z_i / M$**

Ils existent plusieurs sondes de mesure. Parmi lesquelles nous allons citer le FDC

- **La sonde FDC :**

C'est un dispositif à deux détecteurs à plusieurs espacements. Cette sonde permet l'enregistrement d'une courbe de densité globale de la formation et une courbe de correction de densité notée  $\Delta\rho_b$ . Cette sonde réduit certains effets de sondages tels que les effets des cavités et du « *mud cake* ».

- **La densité exprimée en termes de porosité  $\Phi_D$  par la relation :**

$$\Phi_D = (\rho_b - \rho_{ma}) / (\rho_f - \rho_{ma})$$

Avec  $\rho_{ma}$  : la densité de la formation  $\rho_f$ : densité de la boue

En présence des argiles, la porosité corrigée s'exprime par :  $\Phi_{DC} = \Phi_D - \Phi_{Dsh} \cdot V_{sh}$

Avec :

$\Phi_D$  ; Porosité évaluée à partir d'un enregistrement de porosité densité

$V_{sh}$  : Volume d'argiles

$\Phi_{Dsh}$  : Porosité densité des argiles  $\Phi_{Dsh} = (\rho_{sh} - \rho_{ma}) / (\rho_f - \rho_{ma})$

$\rho_{sh}$  : La densité des argiles

### Application :

- Détermination de la porosité densité indispensable à l'interprétation.
- La comparaison du neutron, densité et résistivité permet une identification des fluides dans les réservoirs et la localisation des contacts gaz/huile et huile/eau.
- Détecter la présence de gaz dans la zone envahie car elle provoque une forte diminution de la densité, donc une porosité densité anormalement haute.
- Identification minéralogique des argiles, principalement par la combinaison LDT et NGS.

### V.2.2 Diagraphie neutron

Des neutrons à grandes vitesses et hautes énergies sont émis par une source radioactive pour bombarder les formations traversées par le sondage. A chaque collision ces neutrons perdent de leurs énergies pour atteindre dans un premier temps le stade épithermique (0.4-10 ev) et dans un second temps celui des neutrons thermiques (environ 0.025 ev)

Dans chacun de ces niveaux d'énergie une sonde a été élaborée .En effet la plus utilisée de stade thermique et celle CNL (compensated neutron log) qui permet la mesure de la porosité neutron  $\Phi_N(\%)$  pour une calibration dans les calcaires remplis d'eau.

Dans le cas des formations argileuses la porosité  $\Phi_{NC}$  est liée au volume d'argiles  $V_{sh}$  par la relation :  $\Phi_{NC} = \Phi_N - V_{sh} \cdot \Phi_{Nsh}$

$\Phi_{Nsh}$  : Est la porosité neutron des argiles.

Ainsi les principales applications des diagraphies neutrons sont la détermination de la porosité des formations et l'identification par combinaison avec d'autres diagraphies de la lithologie du réservoir et de la nature des fluides contenus dans les pores. Par ailleurs type de distribution des argiles ainsi que leur volume peuvent être mis en évidence à travers ces combinaisons.

#### Rayon d'investigation :

Il dépend de la concentration en atomes d'hydrogène, plus la concentration est forte et plus les rayons de la sphère de pénétrations sont petits, car les neutrons sont ralentis et capturés très vite près de la source et l'inverse est vrai.

#### Application :

- La mesure directe de la porosité neutron.
- La différenciation des zones à gaz des zones à huile.
- La comparaison des réponses du neutron de la densité et de la résistivité permet une identification plus rapide du fluide présent dans le réservoir et la localisation des contacts « gaz-huile », « huile-eau ».
- La définition de la lithologie en combinaison avec d'autres diagraphies.

### V.2.3 Diagraphies soniques :

Elles mesurent les temps de la propagation le long des parois du puits d'une onde acoustique P pour parcourir la distance émetteurs-récepteurs.

Le temps de parcours  $\Delta t$  ( $\mu\text{s}/\text{ft}$ ) dépend de la nature lithologique de la porosité et du type de fluides contenus dans les pores.

Le temps de parcours est traduit en porosité soniques par la relation :

$$\Phi_S = (\Delta t - \Delta t_{ma}) / (\Delta t_f - \Delta t_{ma}) \text{ Avec :}$$

$\Delta t_{ma}$  : temps de parcours de la matrice

$\Delta t_f$  : temps de parcours de la boue.

Dans le cas des formations argileuses la porosité soniques corrigée  $\Phi_{SC}$  est exprimée par :

$$\Phi_{SC} = \Phi_S - V_{sh} \cdot \Phi_{Sh}$$

Ou  $\Phi_{Sh}$  est la porosité sonique des argiles :

$$\Phi_{Sh} = (\Delta t_{sh} - \Delta t_{ma}) / (\Delta t_f - \Delta t_{ma}) \text{ Ou } \Delta t_{sh} \text{ est le temps de parcours des argiles.}$$

Les applications des diagraphies soniques sont similaires à celles des diagraphies neutrons et de densité.

## VI DIAGRAPHIE AXILIAIRES

### VI.1 Diagraphie de thermométrie

La température des formations est mesurée à l'aide d'un thermocouple dont l'élément sensible est un filament métallique dont la résistance varie avec la température. Le gradient géothermique dépendant de la lithologie ses variations peuvent caractériser des changements lithologiques en particulier la présence de couches d'évaporites ou de charbon d'intrusions volcaniques ou de roches poreuses contenant du gaz.

### VI.2 Diagraphie de diamétrage

Le diamètre d'un trou de forage est en principe légèrement supérieur à celui du trépan.

En fait il varie avec la cohésion des roches traversées leur texture leur structure et la diagenèse qu'elles en subissent. Au droit des roches poreuses et perméables on observe un rétrécissement léger de diamètre du au dépôt d'une couche constituée par les éléments solides de la boue qui ne peuvent pas pénétrer dans les pores des roches (le terme américain est mud-cake ce qui se traduit littéralement par «gâteau de boue ».).

Les graviers et sables non consolidés peuvent s'ébouler les argiles et les roches fracturées s'effriter occasionnant de fortes augmentations de diamètre du trou et souvent son ovalisation. En revanche des argiles gonflantes ou sous-compactées réduisent le diamètre du trou et peuvent même bloquer le trépan ou la sonde diagraphique.

## Introduction

L'interprétation des diagraphies différées a pour but de :

- Définir le modèle géologique qui se rapprocherait le plus de la réalité
- Déterminer les paramètres physiques et pétrophysiques du réservoir permettant d'évaluer les réserves d'hydrocarbures en place
- Définir les éléments géologiques permettant de caractériser le contexte régional du réservoir

Le but de cette étude est l'évaluation des paramètres pétrophysiques de réservoir de la structure de Garet el Guefoul afin de déterminer la nature des fluides, il y a 6 puits appartenant à cette structure. Dans cette étude on a travaillé sur le GF-2.

Dans ce chapitre, notre étude portera sur l'interprétation diagraphique qui sera divisée en deux grandes parties :

- ✓ Interprétation qualitative
- ✓ Interprétation quantitative

## I Notion général

### I.1 Composition de la roche

La roche est composée de trois éléments principaux qui sont :

#### I.1.1 La matrice

C'est l'ensemble des éléments solides (grains et liants) constituant la roche à l'exclusion des argiles. D'où on distingue trois types de matrice :

- **Matrice simple** : Elle est constituée d'un seul minéral, le ciment doit être de la même matière
- **Matrice propre** : elle ne renferme pas des argiles
- **matrice complexe** : Elle est composée de plusieurs minéraux ou de ciment de nature différente.

#### I.1.2 Les argiles

Ce sont des dépôts sédimentaires constitués par des minéraux phylliteux, aluminosilicates et hydratés. Il est impératif d'en tenir compte lors de l'évaluation des paramètres pétrophysiques.

On distingue trois types d'argiles suivant leur mode de distribution dans la roche :

- **Argiles laminées :**

Déposé en fins lits entre deux couches de réservoirs, sous forme de lamelles, elles n'affectent en rien les paramètres pétrophysiques.

- **Argiles dispersées :**

Elles occupent partiellement les pores et, soit elles adhèrent aux grains, soit elles les enduisent.

- **Argiles structurales :**

Elles sont déposées sous forme de grains jouant le même rôle que les grains de la matrice.

### I.1.3 Les fluides

L'arrangement des grains laisse généralement des espaces vides « pores et canalicules » qui sont occupés par des fluides qui peuvent être de nature différente « eau, gaz, huile et bitume ». Le pourcentage de ces fluides dépend de pourcentage de ces espaces vides, donc de la porosité

### I.1.4 Les faciès

On entend par faciès, l'ensemble des caractères lithologiques de paléontologiques d'une couche ou d'une unité sédimentaire, résultant des conditions géographiques, climatiques physico-chimique et biologique, qui régnaient dans le milieu où s'est effectué le dépôt du sédiment

## I.2 Les paramètres pétrophysiques

### I.2.1 La porosité

La porosité est la propriété qui possède une roche de présenté des vides, pores et fissures.

Elle est définie comme étant le rapport du volume total de la roche. Elle est exprimée en pourcentage et désignée par la lettre  $\Phi$  Dans les formations peu consolidées, la porosité dépend de la distribution et de la taille des grains.

#### I.2.1.1 Les différents types de porosité

- **La porosité totale  $\Phi_t$**

C'est le rapport du volume total des espaces «vide» non occupés par des solides (pores, fissures, cavités et fractures) existant parmi les élément minéraux de la roche sur le volume total de celle-ci. Elle est donnée par la formule suivante :

$$\Phi_t = \Phi_1 + \Phi_2 = \left(\frac{V_p}{V_t}\right) * 100 = (V_t - V_s) * 100 / V_t$$

$V_p$  : Volume total des pores

$V_s$  : Volume de la partie solide

$V_t$  : Volume totale de la roche

**La porosité totale inclus :**

### **1. La porosité primaire (intergranulaire ou intercrystalline) $\Phi_1$ :**

Elle correspond aux vides des grains (ou particules). Elle dépend largement de la forme et du classement des éléments solides. Cette porosité rencontre surtout dans les roches clastiques

### **2. La porosité secondaire $\Phi_2$ :**

C'est une porosité de cavité produite par dissolutions, ou une porosité de fissure et de fracture que subit la roche sous l'action des contraintes provoquées par la tectonique.

Cette porosité se rencontre le plus souvent dans les roches chimiques ou biochimiques

#### **- La porosité connectée :**

Elle est égale au pourcentage du volume des vides reliés entre eux dans la roche.

Cette porosité peut être très inférieure à la porosité totale si les pores ne sont pas connectés, c'est à dire quand les fluides ne peuvent circuler.

#### **- La porosité effective ou utile $\Phi_U$**

La porosité effective représente la porosité accessible aux fluides libres l'exception de la porosité non connectée et de l'espace occupé par l'eau absorbé et celle liée aux argiles. C'est le rapport du volume des pores qui sont reliés entre eux au volume total de l'échantillon. En 1956, le VORSEN a classé la porosité comme suit :

- Faible si :  $\Phi < 5\%$
  - Médiocre si :  $5\% < \Phi < 10\%$
  - Moyenne si :  $10\% < \Phi < 20\%$
  - Bonne si :  $20\% < \Phi < 30\%$
  - Excellente si :  $\Phi > 30\%$
- **La porosité potentielle :**

Elle a exactement la même définition que la porosité connectée avec la condition que la section des canalicules soit supérieure à une limite au-dessous de laquelle les fluides ne peuvent circuler. En effet, elle représente le pourcentage des espaces connectés par des passages suffisants pour que les fluides puissent circuler.

- **La porosité résiduelle :**

C'est le rapport du volume des pores qui ne communiquent pas entre eux au volume total de l'échantillon.

**NB :** la porosité totale est aussi une somme de la porosité effective et résiduelle.

- **Porosité apparente :**

On appelle porosité apparente la porosité que les diagraphies observent avant toute correction en particulier des effets des argiles qui ont comme on le sait une porosité importante mais non utile.

### I.2.1.2 Méthodes du calcul des différentes porosités :

- **Porosité sonique :**

Elle est calculée à partir de la relation de Wyllie qui est donnée par

$$\Delta t = \Phi_f + \rho_{ma}(1 - \Phi) + \Delta t_{ma}$$

$$\Phi_s = (\Delta t_{lu} - \Delta t_{ma}) / (\Delta t_{tf} - \Delta t_{ma})$$

$\Delta t_{lu}$  : Temps de parcours de l'onde sonique en face des niveaux étudiés

$\Delta t_{ma}$  : Temps de parcours de l'onde sonique dans la matrice

$\Delta t_f$  : Temps de l'onde sonique dans le fluide

Cette porosité doit être corrigée de l'effet d'argile par la formule suivante :

$$\Phi_{SC} = \Phi_S - V_{Sh} \cdot \Phi_{SSH}$$

$\Phi_{SSH}$  : Porosité sonique des argiles

#### - Porosité neutron :

On bombarde la formation par des neutrons rapides .Elle est donnée par la formule suivante

$$\text{Log } \Phi_n = A_n + B$$

Elle doit être corrigée de l'effet d'argiles par la relation suivante :

$$\Phi_{nc} = \Phi_{ncal} - V_{Sh} \Phi_{nsh}$$

Tel que :

$$\Phi_{ncal} = \Phi_n + 0.04$$

$\Phi_{nsh}$  : Porosité neutron lue en face des argiles.

#### - Porosité de densité

La densité globale de la formation est donnée par :

$$\rho_b = \rho_f \Phi_d + \rho_{SH} V_{SH} + \rho_{ma} (1 - \Phi_d - V_{sh})$$

$$\Phi_d = (\rho_{b\ lue} - \rho_{ma}) / (\rho_f - \rho_{ma})$$

$\rho_{b\ lue}$  : Densité globale lue en face du niveau étudié

$\rho_{ma}$  : Densité de la matrice

$\rho_f$  : Densité du filtrat de la boue

$V_{sh}$  : Volume d'argile

$\Phi_d$  : Porosité donnée par des outils de la densité

La porosité de la densité doit être corrigée de l'effet de l'argile par la formule suivante :

$$\Phi_{dc} = \Phi_d - V_{sh} \Phi_{dsh}$$

Avec

$\Phi_{dsh}$  : Porosité densité des argiles

## I.2.2 La résistivité

La résistivité d'une formation exprime son degré d'opposition au passage d'un courant électrique. Son unité est « ohm.m ». la résistivité d'une roche dépend de :

- ✓ La résistivité propre de l'eau de formation envahissent les pores et de la quantité de cette eau dans la roche.
- ✓ La texture de la roche (mode de réparation des pores, des argiles et des minéraux conducteurs).

### I.2.2.1 Détermination de la résistivité de la formation :

Le paramètre de base  $R_t$  permet la détermination de la saturation en eau dans les niveaux réservoirs d'où par la suite la saturation en hydrocarbures  $S_H$

Elle est lue sur le log résistivité des différents puits.

### I.2.2.2 Détermination de la résistivité de l'eau de formation $R_w$ :

Peut se faire par plusieurs méthodes :

- ✓ A partir des essais de production des puits voisins
- ✓ A partir des cartes de salinités régionales
- ✓ A partir des diagraphies différées (PS)

### I.2.2.3 Relations entre porosité et résistivité :

Comme la démontré ARCHIE, dans les zones poreuses aquifères propres, la résistivité des formations  $R_w$ , par la relation :

$$R_0 = f_R R_w$$

$R_0$  : Résistivité de la formation saturée 100%

$R_w$  : Résistivité de l'eau de formation.

$f_R$  : Le facteur de formation d'après la résistivité, qui dépend de la roche

### I.2.3 La saturation

C'est l'aspect quantitatif du volume d'huile, gaz ou l'eau contenu dans une formation. C'est le rapport du volume occupé par l'un de ces fluides au volume total des pores de la roche. Elle est exprimée en pourcentage %

Il existe plusieurs types de saturation qui peuvent intervenir :

- $S_W = V_W / V_P$  : saturation en eau de la zone vierge.
- $S_H = V_H / V_P$  : Saturation en huile.
- $S_G = V_G / V_P$  : Saturation en gaz.

Avec  $V_W + V_H + V_G = V_P$  et  $S_W + S_H + S_G = 100\%$ .

#### I.2.3.1 Relation entre résistivité et saturation :

Elle représente le volume occupé par le fluide au volume total des pores :

La partie du volume utile de la roche occupée par des hydrocarbures  $S_{HC}$ , est déterminée après le calcul de la saturation en eau de formation  $S_w$ .

$$(S_w)^n = R_{xo} / R_t = (F.R_w) / R_t$$

Avec :  $n=2$

La formule d'Archie est utilisée dans le cas d'une formation propre  $V_{sh} < 10\%$  :

$$\frac{1}{R_t} = \frac{S_w^2}{F.R_w}$$

### I.2.4 Facteur de formation

Le facteur de formation est défini comme étant la valeur du rapport de résistivité de la roche poreuse à la résistivité de l'eau qui l'imprègne, il dépend de la texture de la roche.

$$F = \frac{a}{\phi^m}$$

En général, la constante  $a$  est proche de 1 et le facteur de cimentation  $m$  est proche de 2.

- Pour les grés en général :  $F = \frac{0.81}{\phi^2}$  OU  $F = \frac{0.62}{\phi^{2.15}}$
- Pour les Carbonates, en général,  $a = 1$  et  $m = 2$ , mais  $m$  est Variable :  $1.3 < m < 2.5$

### I.2.5 La perméabilité

Un milieu poreux permet l'écoulement des fluides si les pores sont reliés entre eux et si les pertes de charge ne sont pas trop élevées. La perméabilité représente la facilité avec laquelle un fluide de viscosité donnée traverse une formation ; elle est définie par la loi de Darcy qui est une loi de pertes de charge :

$$Q = K \frac{S \Delta P}{\mu \Delta I}$$

$Q$  : débit du fluide traversant la roche en cm<sup>3</sup>/s,

$S$  : surface de passage du fluide en cm<sup>2</sup>,

$\mu$  : viscosité du fluide en centpoises (viscosité dynamique),

$\frac{\Delta P}{\Delta I}$  : Gradient de pression en bar/cm,

$K$  : perméabilité de l'échantillon exprimée en milidarcy (d).

### I.2.6 Détermination des paramètres argileux :

Dans un intervalle donné, correspondant à un même environnement de dépôt, on peut admettre que la nature des argiles ne va pas changer d'une façon importante entre les argiles encaissantes et celles des niveaux réservoirs.

Comme les paramètres argileux utiles à l'ensemble des corrections à réaliser sur les paramètres d'acquisition diagraphiques et de réservoirs sont :

- $\rho_{sh}$  : Densité des argiles
- $\Phi_{sh}$  : Porosité neutron des argiles
- $k_{sh}$   $Th_{sh}$  : Les concentrations respectives de potassium et de thorium
- $GR_{sh}$  : Réponse de Gamma-ray des argiles

- $P_{e_{sh}}$  : Facteur photoélectrique des argiles
- $R_{sh}$  Résistivité des argiles
- $t_{sh}$  : Temps de parcours unitaire sonique des argiles
- **Les argiles laminées**

Dans le réservoir, les argiles laminées jouent le rôle de couches conductrices intercalées dans d'autres conductivités différentes.

$$1/R_t = V_{sh}/R_{sh} + S_w^2 / F(1 - V_{sh})R_w$$

Où :

- $R_t$  : La résistivité de la formation
- $V_{SH}$  : Le volume d'argile laminée
- $F$  : facteur de formation
- $\Phi$  : la porosité de la formation
- $R_w$  : Résistivité de l'eau de formation
- $S_w$  : Saturation en eau de formation

- **Argiles dispersées**

Ce type de formation se comporte comme un réseau des conducteurs constitués par l'eau de formation et les argiles dispersés.

De Wite (1982) assimile ce mélange eau-argile dispersés a un seul électrolytes dont la résistivité  $R_t$  serait la moyenne harmonique des résistivités des constituants

$$1/R_t = \left[ [S_w(1 - q) + q]^2 / F \cdot [S_w(1 - q) + q] \right] [(q/R_{sh}) + S_w(1 - q)/R_w]$$

$R_t$  : Résistivité profonde de la formation

$q$  : fraction de la porosité occupé par l'argile

$R_{sh}$  : Résistivité de l'argile dispersée

- **Argile structurale**

L'équation de saturation la plus utilisée est celle de Simandoux modifiée qui montre la relation entre la conductivité et le volume :

$$1/R_t = S_w V_{sh} / R_{sh} + S_w^2 / F(1 - V_{sh})R_w$$

### 1.2.7 Détermination du volume d'argile

La connaissance de volume d'argile est très importante dans l'interprétation des diagraphies, il nous permet d'identifier si le réservoir argileux ou propre, ainsi de corriger les paramètres pétrophysiques. On détermine  $V_{sh}$  à l'aide de plusieurs indicateurs qui donnent chacun une valeur. La valeur minimale est retenue comme étant probablement la plus vraisemblable.

Il existe plusieurs méthodes pour la détermination du volume d'argile, on distingue :

➤ **Gamma naturel**

Dans cette étude, on utilise la formule suivante pour le calcul de volume d'argile :

$$(V_{SH} \%)_{GR} = (GR_{LU} - GR_{min} / GR_{max} - GR_{min}) * 100$$

$GR_{min}$  : Valeur minimale lue en face d'un niveau considéré comme propre

$GR_{max}$  : Valeur maximale lue en face d'un niveau argileux

➤ **Neutron :**

$$(V_{SH} \%)_N = \Phi_N / \Phi_{Nsh}$$

$\Phi_{Nsh}$  : La lecture neutron dans les argiles

➤ **Résistivité :**

$$R_t = R_{sh} / (R_{sh})^b \text{ avec } b=0.5 \text{ à } 1$$

Si :  $0.5 < (R_{sh} / R_t) < 1$ ,  $(V_{sh})_R = R_{sh} / R_t$

Si :  $(R_{sh} / R_t) < 0.5$ ,  $(V_{sh})_R = (R_{sh} / R_t)^{0.5}$

$R_{sh}$  : Résistivité de l'argile

$R_t$  : Résistivité de la zone vierge

### ❖ Le Vsh cut-off

C'est la valeur maximale de pourcentage de volume d'argile, pour la quel on ne considère plus la formation comme réservoir. Cette valeur est prise entre 30 % et 40% du volume d'argile.

## II Interprétation qualitative

### II.1 Délimitation des zones réservoirs

Il nous faut pour cela déterminer les formations poreuses et perméables, cette méthode consiste à établir une ligne de référence séparant les formations réservoirs des formations argileuses à partir d'une valeur limite du  $GR_{cut-off}$  suivant un  $V_{sh.cut-off}$  fixé à 40% obtenu par la relation suivante

$$: \quad GR_{cut-off} = V_{SH\ cut-off} \cdot (GR_{max} - GR_{min}) + GR_{min}$$

$GR_{min}$  : Radioactivité du niveau supposé propre.

$GR_{max}$  : Radioactivité du niveau supposé argileux.

Au-dessus de cette limite fixée par cette ligne, la formation sera considérée comme argileuse, imperméable donc non réservoir.

### II.2 Etude lithologique

Elle est basée sur les différentes réponses des outils de porosité (densité –neutron-sonic). Le développement de ces outils a permis une meilleure approche de l'étude.

On utilise un rapport graphique de  $(\rho_b - \Phi_N)$  « Figure 3 et 4 » et  $(\rho_b - \Delta_t)$  « Figure 1 et 2 » définit pour une boue à huile ( $\rho_f = 1,0\text{ g/cm}^3$ ). On détermine la lithologie pour tout le puits.

Le nuage des points se trouve sur la droite caractéristique des grés ce qui confirme la nature gréseuse de la formation

L'effet d'argile qui est responsable pour le déplacement des autres points vers les zones argileuses et calcaires

### II.3 Identification minéralogique

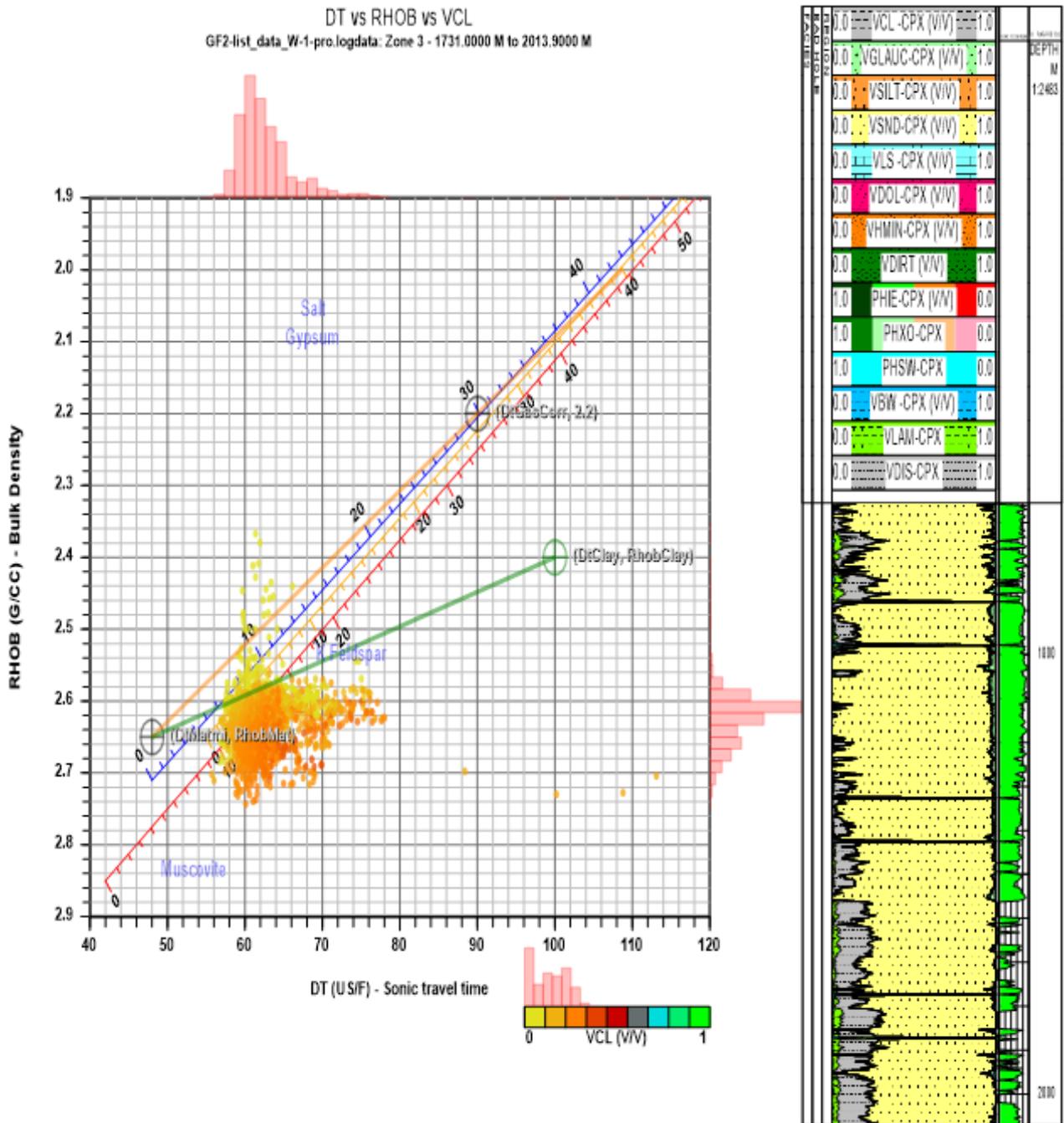
L'identification minéralogique est faite à l'aide l'abaque *M-N Plot* « Figure 5 » est le rapport graphique réalisé par les équations suivantes :

$$M = 0,01. (\Delta T_f - \Delta T) / (\rho_b - \rho_f)$$

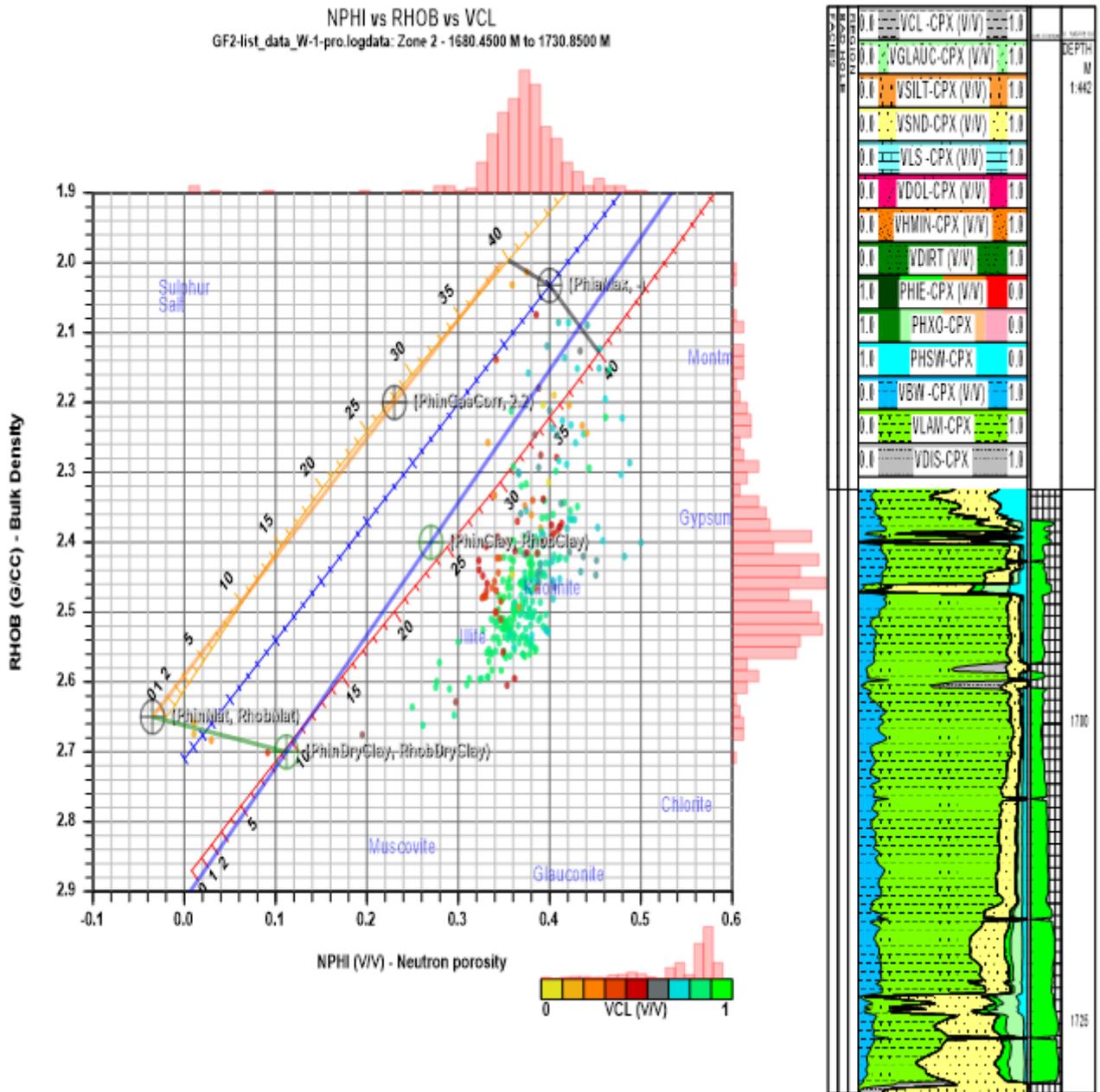
$$N = (\Phi_{Nf} - \Phi_N) / (\rho_b - \rho_f)$$

Le nuage des points au niveau de réservoirs est essentiellement réparti au tour du quartz, ce qui confirme la nature gréseuse de la formation

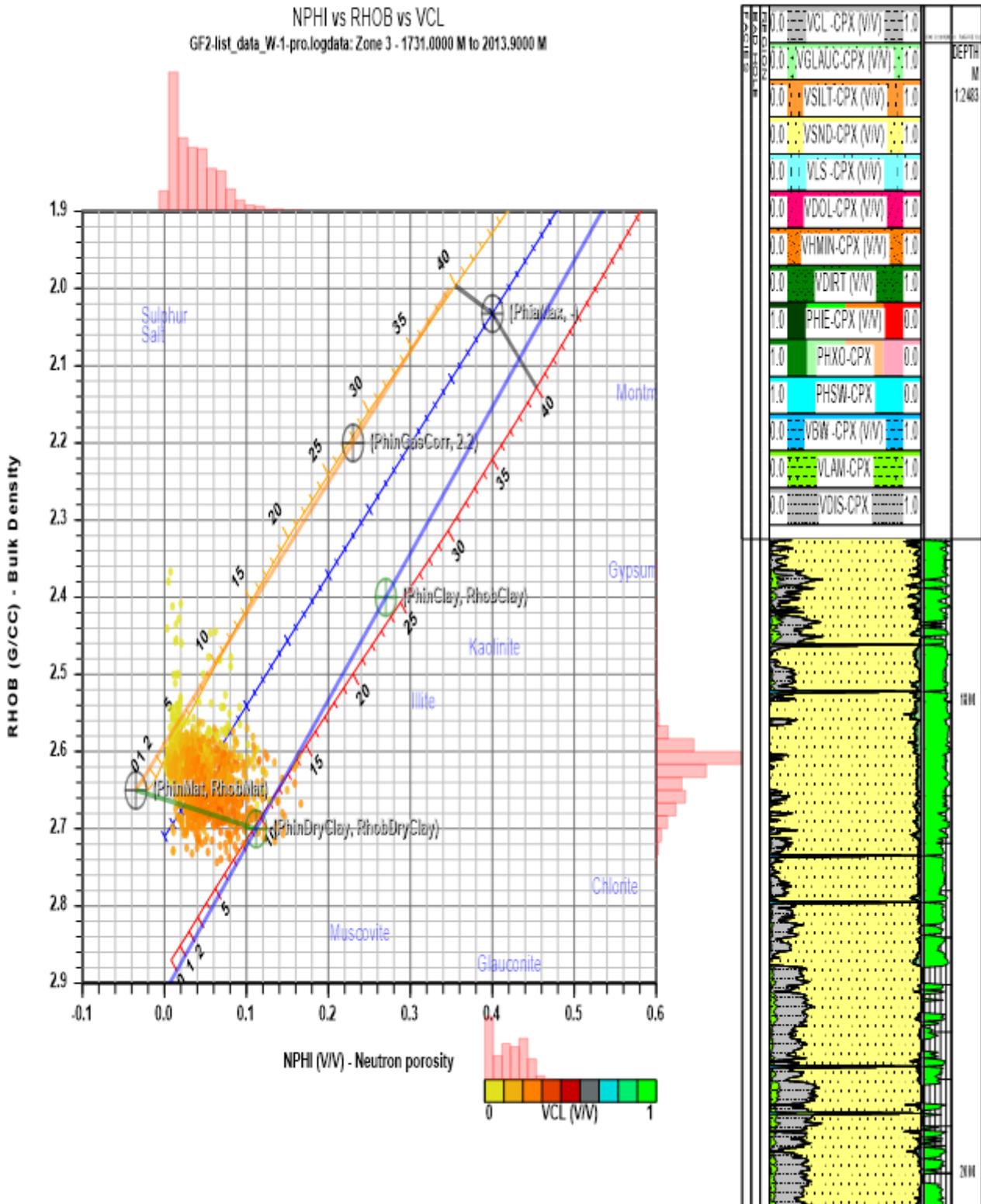




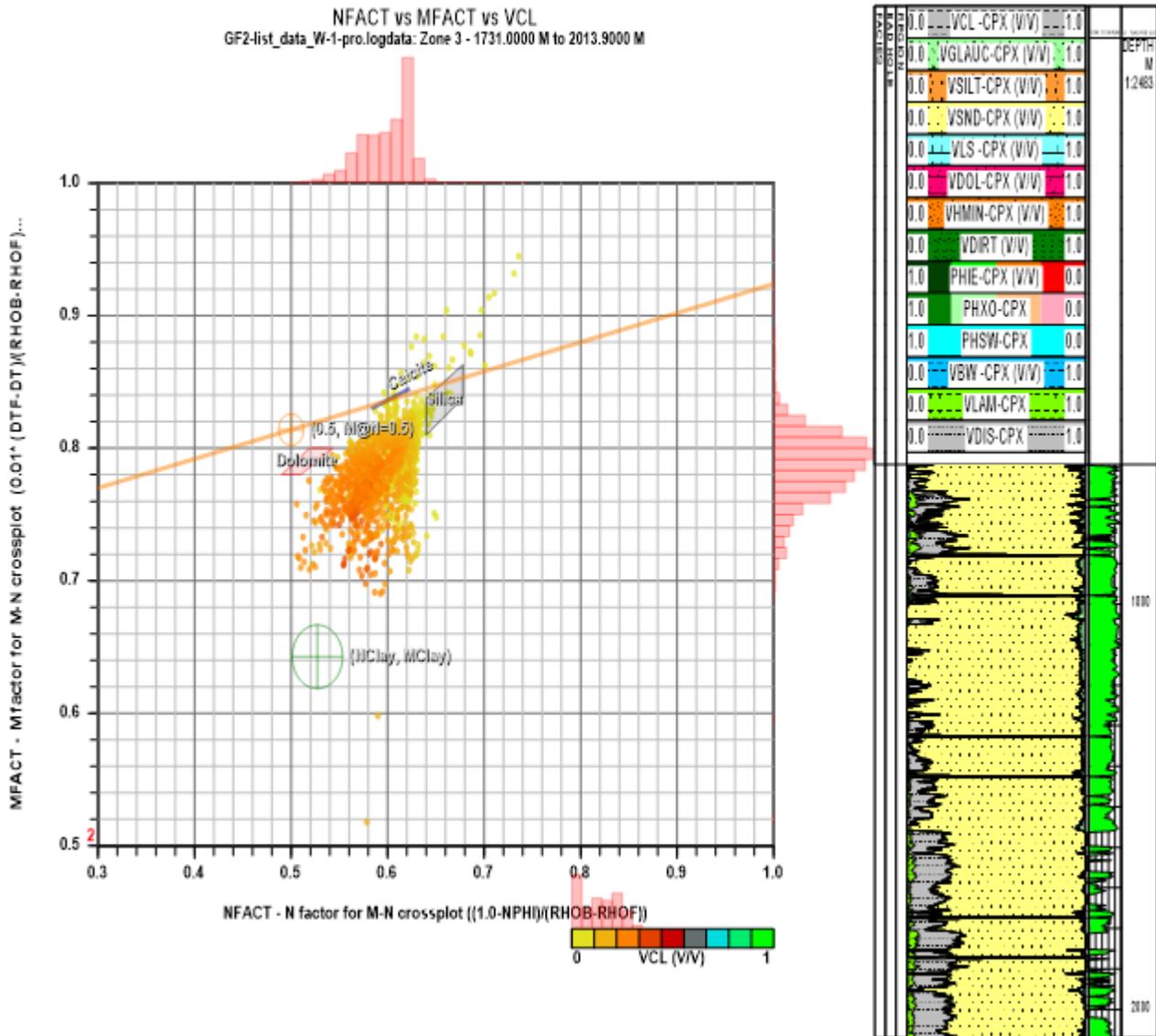
(Figure 2) : GF-2 Cross plot densité-sonique formation unité IV



(Figure 3): GF-2 Cross plot Neutron- densité formation  
Gres Oued saret



(Figure 4): GF-2 Cross plot Neutron - densité formation unite IV



(Figure 5): GF-2 Cross plot MN-plot formation unite IV

### III Interprétation quantitative

#### III.1 Détermination du volume d'argiles

Dans cette étude le  $V_{sh}\%$  est déterminé à partir de la formule suivante :

$$(V_{sh}\%)_{GR} = (GR_{lu} - GR_{min} / GR_{max} - GR_{min}) * 100$$

#### III.2 Détermination des paramètres d'argiles

Dans un même réservoir pour lequel on trouve généralement les mêmes caractéristiques, on peut admettre que la nature des argiles est sensiblement identique. Les paramètres d'argiles sont déterminés à partir du banc argileux le plus épais, moins cavé et le plus proche de réservoir.

**Tableau 1 : détermination des paramètres d'argiles**

Réservoirs	GRmin (API)	GRmax (API)	$GR_{cut-off}$	$\Phi_{NSH}$ (%)	$\rho_{bsh}$ (g/cm <sup>3</sup> )	$\Delta T_{sh}$ ( $\mu$ s/f)	Salinité (g/l)	$\Phi_{Dsh}$ (%)	$\Phi_{ssh}$ (%)
Unité IV	25	150	75	15	2.70	68	35	3.03	11.02
GOS	30	200	82	9	2.65	68	35	-	11.02

#### III.3 Determination des parameters matriciels

Les paramètres matriciels  $\rho_{ma}$  et  $\Delta t_{ma}$  sont définis à partir de méthodes graphiques, leurs connaissance est indispensable pour l'estimation des porosités  $\Phi_D$  et  $\Phi_s$

##### III.3.1 La densité de la matrice « $\rho_{ma}$ »

Elle est déterminée en réalisant la pointé ( $R_t - \rho_b$ ) de l'abaque  $S_w-16$  ce pointé est relié par une droite à caractère aquifère, et l'intersection de cette droite avec l'axe des abscisses donne la valeur de  $\rho_{ma}$ . Dans cette étude  $\rho_{ma} = 2.65 \text{ g/cm}^3$ .

##### III.3.2 Le temps de parcours « $\Delta t_{ma}$ »

De la même façon que pour  $\rho_{ma}$  on définit  $\Delta t_{ma}$ . Il suffit de remplacer  $\rho_b$  par  $\Delta t$ . Dans cette étude le  $\Delta t_{ma} = 53 \mu\text{s} / \text{ft}$

### III.4 Détermination de la porosité effective

La porosité effective est déduite par la combinaison « neutron - densité - sonique », on appliquant les relations suivantes :

- **Pour ( $|\Phi_{NC} - \Phi_{DC}| \leq 5\%$ )** : dans le cas des huiles et de l'aquifère

$$\Phi_{N-D \text{ eff}} = (\Phi_{DC} + \Phi_{NC}) / 2$$

- **Pour ( $|\Phi_{NC} - \Phi_{DC}| > 5\%$ )** : dans le cas des gaz

$$\Phi_{N-D \text{ eff}} = (7\Phi_{DC} + 2\Phi_{NC}) / 9$$

**Dans le cas général :**

- **Si :  $\Phi_{NC} < \Phi_{DC}$**                       alors     $\Phi_U = \Phi_{N-D}$
- **Si :  $\Phi_{NC} > \Phi_{DC}$**     alors  $\Phi_U = \Phi_{S-D}$
- **si la formation est cavée**  $\Phi_U = \Phi_S$

En face les formations cavées non fracturées on utilise la combinaison neutron-sonique dans la détermination des porosités.

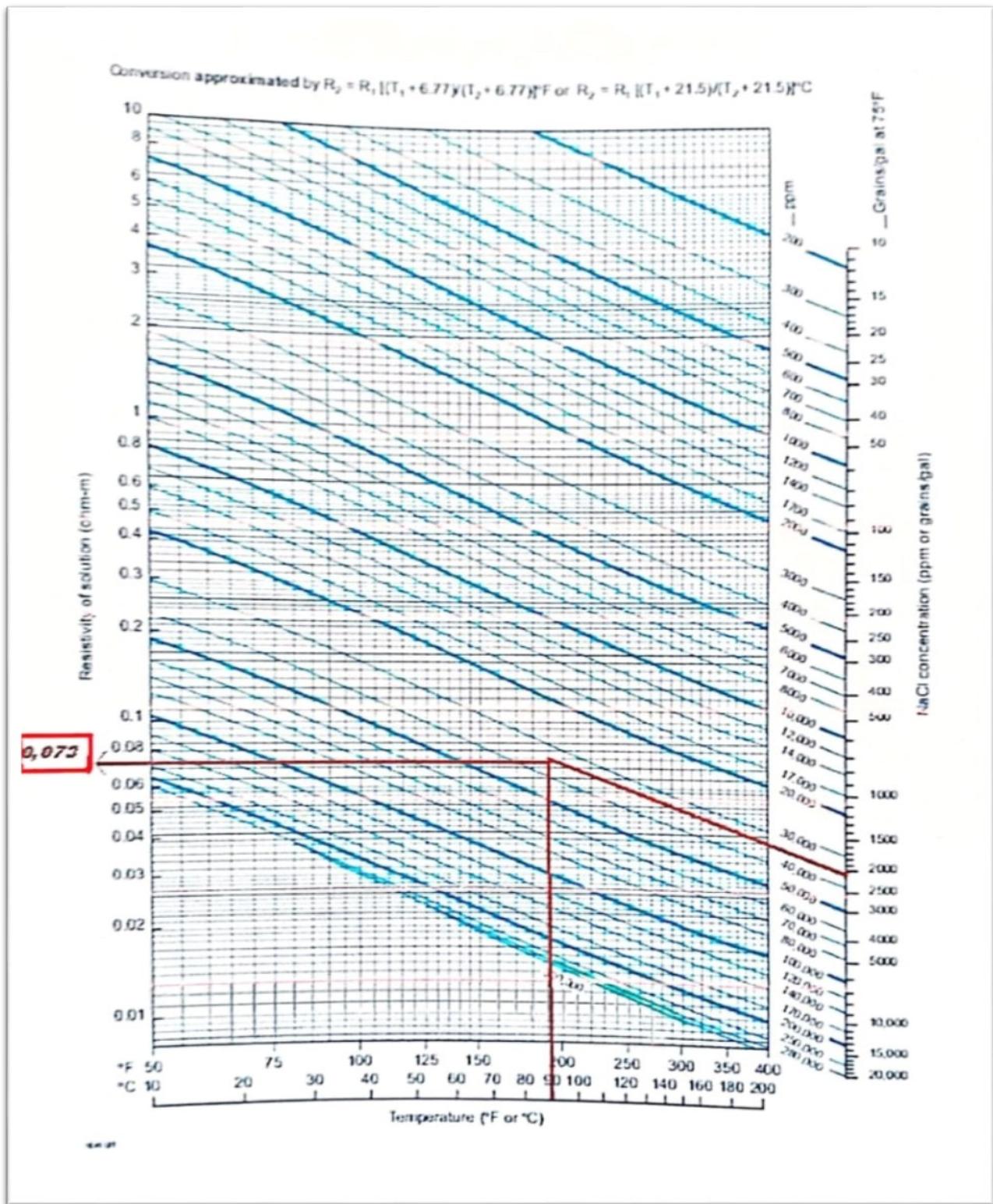
En face des formations non cavées fracturée on utilise la combinaison neutron-sonique dans la détermination des porosités effectives

### III.5 Détermination de la résistivité de la zone vierge ( $R_t$ ) :

Elle représente la résistivité de la zone non envahie par le filtrat de boue, ce paramètre est considéré comme une donnée de base pour l'évaluation de la saturation en eau  $S_w$  à chaque niveau réservoir. On peut lire directement la valeur de  $R_t$  sur le log de mesure.

### III.6 Détermination de la résistivité de l'eau de formation ( $R_w$ ) :

$R_w$  est un paramètre important pour l'interprétation de la diagraphie, elle est indispensable pour la détermination de la saturation en eau de formation  $S_w$ , et par la suite celle des hydrocarbures, dans cette étude on détermine  $R_w$  par l'intermédiaire de l'abaque GEN-9 DE SHLUMBERGER. La salinité régionale est de l'ordre de 35000ppm à (90°C) ce qui nous donne  $R_w=0.073$



(Figure 6) : détermination du  $R_w$  ( abaque GEN-9)

### III.7 Détermination de la saturation en eau de la formation

La saturation en eau de formation est déterminée selon la nature du réservoir :

#### III.7.1 Cas de réservoir propre ( $V_{sh} \leq 10\%$ ) :

On applique la formule d'ARCHIE :

- Dans la zone vierge  $(S_w)^n = F \cdot R_w / R_t = (a \cdot R_w) / (\Phi^m \cdot R_t)$
- dans la zone envahie :  $(S_{xo})^n = F \cdot R_{mf} / R_{xo} = (a \cdot R_{mf}) / (\Phi^m \cdot R_{xo})$

#### III.7.2 Cas de réservoir argileux ( $V_{sh} > 10\%$ )

On dispose de plusieurs formules de saturation en eau de formation selon le type d'argile (dispersée, laminée ou structurale) qui sont présentés ci dessous :

- **les argiles dispersées** : on utilise la formule de SIMANDOUX

$$1/R_t = (V_{sh}/R_{sh}) \cdot S_w + [\Phi^m/a \cdot (1 - V_{sh}) \cdot R_w] \cdot S_w^2$$

Après la résolution de l'équation la formule de la saturation en eau est obtenue :

$$S_w = [(-V_{sh}/R_{sh}) + [(V_{sh}/R_{sh})^2 + (4 \cdot \Phi^m/a \cdot (1 - V_{sh}) \cdot R_w \cdot R_t)]^{1/2}] * [a \cdot (1 - V_{sh}) \cdot R_w / 2 \cdot \Phi^m]$$

Dans cette étude, on a utilisé cette dernière formule pour le calcul de saturation, car les argiles de cette formation sont de type dispersées.

- **Les argiles laminées**

$$1/R_t = (S_w^2 / F \cdot R_w (1 - V_{sh})) + (V_{sh}/R_{sh})$$

D'où :

$$S_w^2 = [(1/R_t) - (V_{sh}/R_{sh})] * F \cdot R_w (1 - V_{sh})$$

- **Les argiles structurales**

$$1/R_t = (S_w \cdot R_{sh}/V_{sh}) + (S_w^2)/(F \cdot R_w (1 - V_{sh}))$$

### III.8 Détermination de la saturation en hydrocarbure

Elle est liée à la saturation en eau de formation par la relation suivante :

$$S_{HC} = 1 - S_w$$

### III.9 Approche de la constante granulométrique « c » :

La constante granulométrique « c » définit la taille des grains et décrit l'évolution de la granulométrie en fonction de la profondeur.

La variation de cette constante est contrôlée par la relation suivante :

$$C = \Phi \cdot S_w$$

### III.10 Approche de la saturation en eau irréductible

La détermination de  $S_{wirr}$  se fait par la méthode analytique qui consiste à utiliser la relation empirique pour chaque niveau :

$$S_{wirr} = C_{moy} / \Phi_u$$

$C_{moy}$ : Les moyennes de la constante granulométrique de chaque puits :

$$C_{moy} = \sum C_i / n$$

### III.11 Evaluation de la perméabilité

Plusieurs relations ont été proposées pour l'estimation de la perméabilité, à partir des mesures de porosité et de saturation en eau irréductible (formule de WILLIE et ROSE, formule de TIMUR et formule de TIXIER) toutes ces formules reposent sur la relation générale suivante :

$$K = C(\Phi_u)^\alpha / S_{wirr}^\beta$$

Dans cette étude, on utilise la formule de TIMUR :  $K = 0.136(\Phi_u)^{m+2} / S_{wirr}^2$  avec  $m=2$

### III.12 Relation entre porosité et perméabilité

Un graphique de logarithme de la perméabilité en fonction de la porosité donne une droite avec des pentes différentes suivant les formations. Une faible porosité accompagnée par une grande perméabilité signifie que les pores sont large.

Grande porosité et faible perméabilité suggère des petits pores (ARCHIE, 1952)

### III.13 Détermination des valeurs moyennes des paramètres pétrophysiques

L'estimation de ces valeurs était basée sur le principe de la moyenne pondérée, et en considérant l'épaisseur de chaque réservoir comme un poids ayant une certaine influence sur la valeur de ces paramètres.

La formule appliquée juste pour les bancs satisfaisant les conditions limites

( $V_{sh} \leq 40\%$  ,  $S_w \leq 50\%$  ,  $\Phi_u \geq 4\%$ ) Est la suivante :

$$X_{moy} = \Sigma(H_i * X_i) / \Sigma H_i$$

Avec :

**X** : paramètre pétrophysique : ( $V_{sh}$   $\Phi_u$   $S_w$   $K$  et  $S_{wirr}$  )

**H** : l'épaisseur de l'intervalle considéré

**Gross sand** : l'épaisseur des grès

**Net sand** : l'épaisseur des grès qui contient des fluides

**Net pay** : l'épaisseur des grès qui contient des HC

L'estimation de ces paramètres est consignée dans le tableau suivant

**Tableau 2: les paramètres du réservoirs**

WELL	Formation	TOP (m)	Bottom (m)	Top_SS (m)	Gross Sand (m)	Net Sand (m)	Net Pay (m)	$\Phi$ (%)	Sw (%)	Obs
GF-2	Unité IV	1731	1912.5	-1382.2	127.5	48.5	38	5	5	Gaz
	GOS	1912. 5	2014	-1563.7	24	5	-	4	100	Compact

$V_{sh\_cut-off} = 40\%$ ,  $\Phi_{cut-off} = 4\%$ ,  $S_w_{cut} = 50\%$

## Introduction

Cette étude consiste à réévaluer les caractéristiques pétrophysiques et à déterminer la nature des fluides contenus dans les réservoirs de l'Ordovicien (Unité IV et Grès d'Oued Saret) traversés au niveau de la structure de Garet El Guefoul.

Cette structure a été reconnue et testée par six (06) forages. (GF-1, GF-2, GF-3, GF-4, GF-5 et GF-6).

Dans cette étude on s'intéresse uniquement pour le GF-2.

- **Gf-2** réalisé par Sonatrach en 1990/91, implanté et réalisé sur une culmination secondaire du périclinal Sud de la structure, a reconnu les réservoirs du Dévonien inférieur et du Cambro- Ordovicien. Il a été arrêté dans l'Infracambrien à la profondeur 2791 m. Le réservoir de la partie supérieure de l'Ordovicien (unité IV) est productif de gaz sec (environ 228.500m<sup>3</sup>/j)

## I Objectifs Et Situation

La structure de Garet El Guefoul est située sur le périmètre de l'Ahnet. C'est un vaste anticlinal de forme allongée avec un flanc Ouest relativement plus abrupt que le flanc Est. Cette structure est compartimentée par de nombreuses failles inverses Nord-Ouest/Sud Est et Nord/Sud. Dans la partie méridionale, se dessinent deux culminations séparées par un graben et semblent se présenter comme deux entités distinctes.

Il s'agit d'une des plus importantes structures en termes de dimension du bassin de l'Ahnet où le Cambro-ordovicien représente le réservoir principal. Les caractéristiques pétrophysiques primaires de ce réservoir sont médiocres et sa productivité est directement liée à la présence de fractures facilitant le drain des hydrocarbures.

Les principaux réservoirs sont représentés par les séries gréseuses du Cambro-Ordovicien, le Dévonien inférieur constitue un objectif secondaire.

## II Résultats du traitement des données de diagraphies

Les résultats de traitement des données de diagraphies obtenus au niveau des puits de Garet El Guefoul montrent ainsi des réservoirs qui sont de nature gréseuse au Cambro-Ordovicien et la présence de fluide à caractère hydrocarbures ainsi qu'au Dévonien inférieur comme objectif secondaire

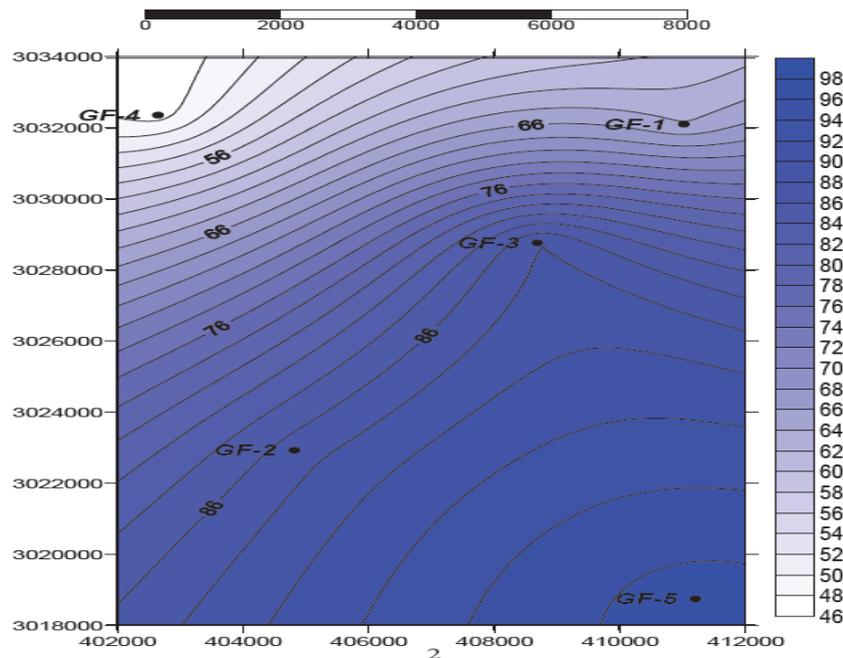
(Tableau 1) : Les tops des formations (document Sonatrach)

	<b>GF-1</b>	<b>GF-2</b>	<b>GF-3</b>	<b>GF-4</b>	<b>GF-5</b>
<b>Zt</b>	328.7	348.79	353.99	331.42	320
<b>DMK</b>	2027	1731	1940	2234	2175
<b>Argiles Mic.</b>	2046	1747	1944	2239.5	2179
<b>GEG</b>	2073	1775	1969	2270	2195
<b>GOS</b>	2172	1943	2085	2335	2305
<b>AAT</b>	227	2168	2182	2405	2319
<b>QH</b>	2356	2250	2260	2528	2502
<b>Z. Altern</b>	2420	2299	2347		2599
<b>Cambrian</b>	2480	2380	2475		2719
<b>Infra-Camb.</b>		2766			

Les propriétés pétrophysiques des réservoirs silicoclastiques sont influencées par de nombreux facteurs sédimentaires et diagénétiques. Les principaux phénomènes diagénétiques affectant les réservoirs sont généralement la cimentation de quartz et les compactions mécanique et chimique

- **Réservoirs Ordoviens :**

Les grès d'El Goléa, du type fluvio-glaciaire à marin peu profond, sont fins à grossiers bien cimentés. Cette unité est caractérisée par d'importantes variations de faciès et d'épaisseur. La porosité varie de 5 à 14 %. La fracturation est le facteur principal qui contrôle les qualités des réservoirs.



(Figure 1) : Carte en Iso porosité ( document Sonatrach)

L'analyse de cette carte « **Figure 01** » nous permet d'observer que les différentes fractures liées à la courbure sont orientées suivant quatre (04) directions. L'organisation principale est de direction N-S, elle est bien marquée dans la partie septentrionale de la structure ; la direction NW-SE est marquée dans la partie méridionale et occidentale de la structure, la direction NE- SW marquée dans la partie méridionale, tandis que la direction E-W apparaît dans la partie septentrionale.

### III Résultats pétrophysiques

Le Log composite au niveau de réservoirs de l'ordovicien (Unité IV+ Grès d'Oued Saret « **Figure 02** ». révèle la présence de fluides hydrocarbures Les paramètres petrophysiques dans la région de Garet El Guefoul (GF-2), nous montre une certaine hétérogénéité des paramètres pétrophysiques

**III.1 Au niveau de l'Ordovicien-Unité IV (Dalle de M'kratta+ Grès d'El Goléa).****(1731 m – 1912.5 m) :**

Les qualités pétrophysiques primaires de ce réservoir sont médiocres

L'unité IV montre des intervalles à saturations en hydrocarbures cumulant des net pay variant de 0 à 38m. La porosité et saturation moyennes varient respectivement de 5 à 10% et de 5 à 100%. Aucun plan d'eau franc n'a pu être observé d'après diagraphies avec une très faible porosité et perméabilité « 0.1md »

**III.2 Au niveau d'Ordovicien-Grès d'Oued Saret. (1912.5m-2014m) :**

Le réservoir est consolidé car il a une porosité utile est de l'ordre de 4 % avec un volume d'argile d'environ 20.4% et une perméabilité très faible ,

Ils présentent des intervalles à saturations en hydrocarbures cumulant des net pay variant de 0 à 11m. La saturation moyenne varie de 10 à 100%. Aucun plan d'eau franc n'a pu être également observé d'après diagraphies.

la « **Figure 03** » montre une relation entre la perméabilité et saturation irréductible tel que la perméabilité est très faible de l'ordre de 0.1 md par contre la saturation irréductible est de 40 % « plus la saturation irréductible élevé plus la perméabilité est faible »

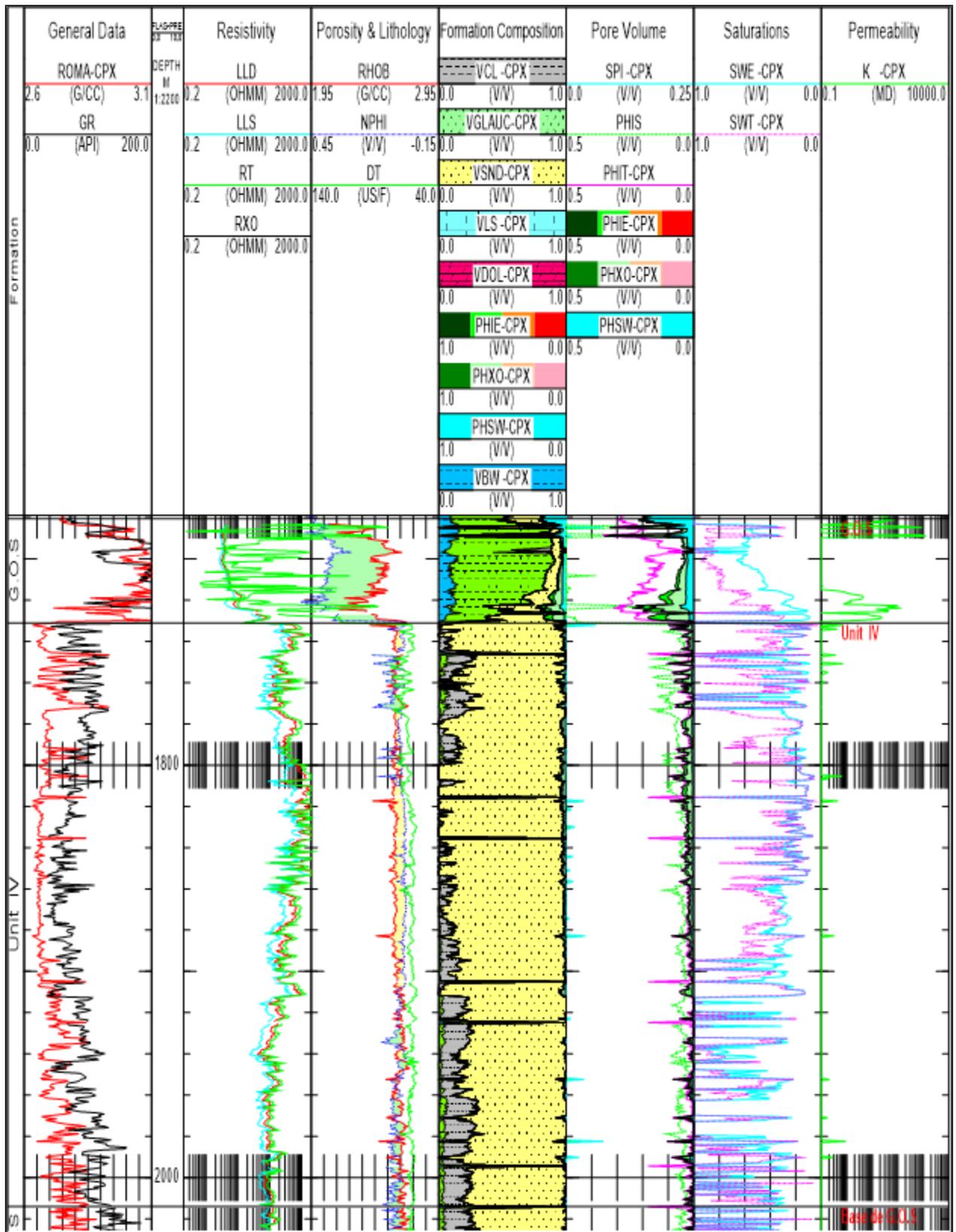
La « **Figure 04** » représente la porosité apparente en fonction de la résistivité sur une échelle logarithmique .la ligne bleu (swe =100%) représente la relation entre résistivité et porosité pour une zone à eau

Le nuage des points se trouvent au-dessus de la ligne de swe=50 sont caractériser d'une zone à hydrocarbure. On remarque que plus la résistivité augmente plus la saturation diminue

La partie étudiée du réservoir a une hauteur totale de 53.5 m et une hauteur utile de 38 m d'où le rapport Hu/Ht atteint 71.02%

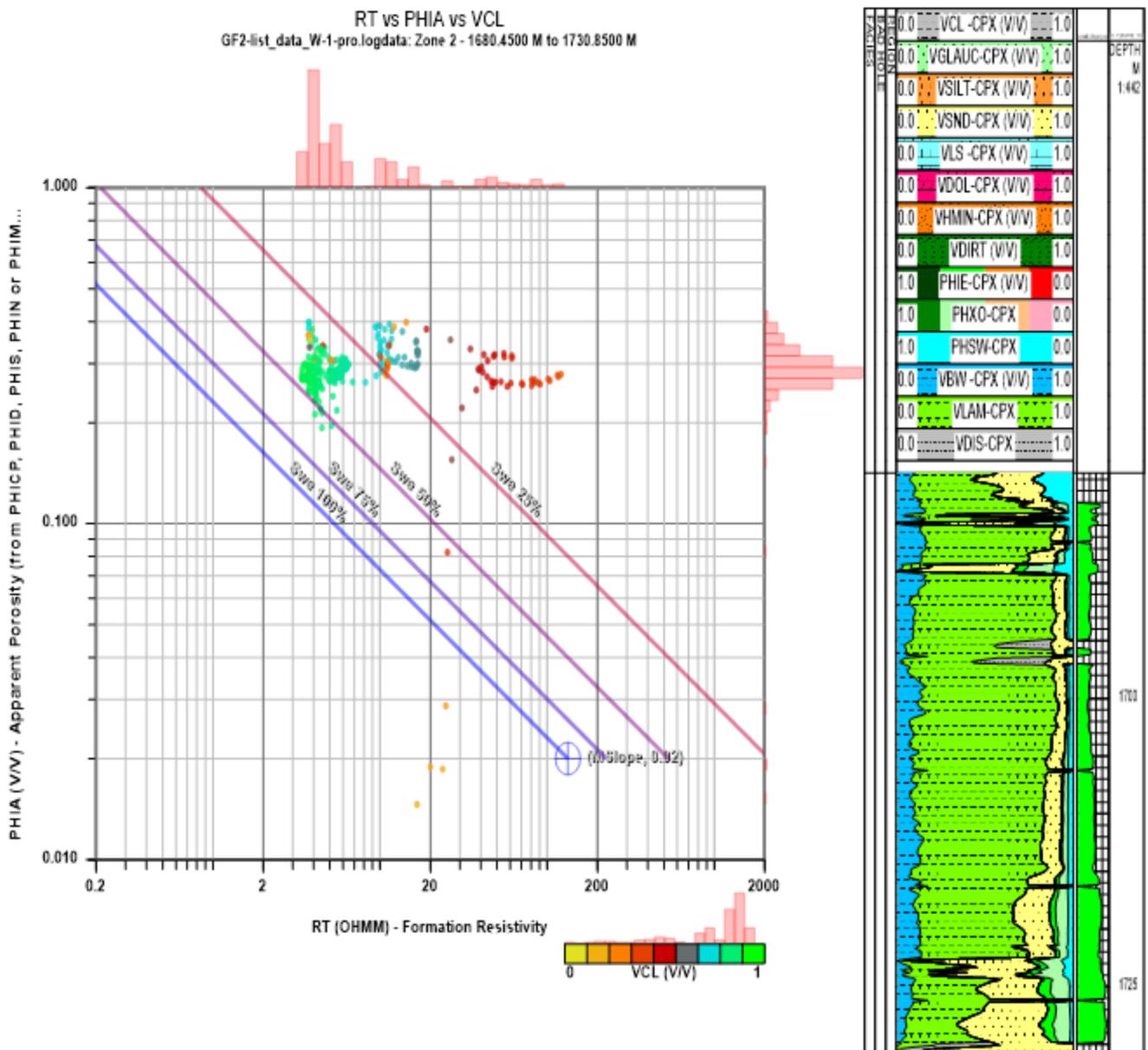
**IV Conclusion**

Alors on a un intérêt pétrolier dans **Unité IV** et les **Grès d'Oued Saret**. Mais les caractéristiques pétrophysiques sont relativement médiocre



(Figure 2): GF-2 Log Final composite formation Gres Oued Saret +Unite IV





(Figure 4): GF-2 Cross plot Rt vs Phia formation Gres Oued Saret

### Conclusion générale

Les réservoirs ordoviciens de la structure de Garet El Guefoul sont représentés de bas en haut par les formations suivantes :

- Les Quartzites de Hamra
- Les Grée d'Oued Saret
- Les Grés d'El Goléa
- Et la Dalle de M'kratta

Les données de forages réalisés dans le bassin de l'Ahnet Gourara ont mis en évidence trois systèmes pétroliers productifs de gaz, indépendants sur le plan hydrodynamique

Le système cambro-ordovicien, productif de gaz sec dans plusieurs accumulations dont les plus importantes sont Bahar El Hammar et Garet El Guefoul, est composé de trois unités, les quartzites de Hamra, recouvertes par les argiles d'Azzel et Tiferouine, les grès d'Oued Saret et d'El Goléa recouverts par les argiles du Silurien.

L'alimentation en hydrocarbures se fait probablement à partir des argiles radioactives du Silurien et accessoirement par les argiles du même âge dont le caractère roche mère se conserve vers la partie supérieure

Les résultats du puits GF-2 ainsi que les autres puits dans la région montrent que la porosité et la perméabilité sont faible (essentiellement la perméabilité) et la production est fortement liées à la présence de fractures qui contribuent à l'amélioration des paramètres pétrophysiques essentiellement la perméabilité

L'intérêt d'approfondir l'aspect structural de l'anticlinal de Garet El Guefoul et de permettre la construction d'un modèle de fracturation au niveau des réservoirs ordoviciens, ce modèle va permettre par la suite la planification et l'implantation des puits de développement plus adéquatement

## Bibliographie

---

### Bibliographie

- ❖ **ACHOUR K** « Etude de la fracturation dans les réservoirs de l'Ordovicien du gisement de gaz de Garet el Guefoul bassin de l'Ahnet », Boumerdes 2008.
- ❖ **Aliev, M., Ait laoussine, N.**, Structures géologiques et perspectives en Pétrole et en Gaz du Sahara Algérien. Alger, 1971.
- ❖ **ASSES A. 2015.** “The shale gas reservoir of the Ahnet basin” (Saharian platform Algeria.) Mémoire de fin d'étude setenu au département de chimie et des Hydrocarbures, Université Boumerdes.
- ❖ **Beuf et Al**, Les grès du Paléozoïque inférieur au Sahara. Sédimentation et discontinuité, Evolution structurale d'un bassin, Paris, 1971
- ❖ **Biecip**, Synthèse du bassin d'Ahnet – Tidikelt (1<sup>ère</sup> partie). 1979.
- ❖ **Biecip**, Synthèse du bassin d'Ahnet – Tidikelt. Etude géologique et pétrolière (2<sup>ème</sup> partie). 1980.
- ❖ **Boudjema**, A., Evolution structurale du bassin pétrolier « Triasique » du Sahara Nord oriental, Th Doc. Es – Science, Univ– ORSAY (Paris). 1987.
- ❖ **Fabre, J.**, Introduction à la géologie du Sahara Algérien. SNED. Alger. 1976
- ❖ **MEZLAH.** « Les mud-mouls de Dévonien moyen du bassin de l'Ahnet et ses régions limitrophes (sud-ouest algérien) sédimentologie. Diagenèse ».Ecole Mines, Paris .2006

## Bibliographie

---

- ❖ **O.SERRA.1971** « diagraphies différés base de l'interprétation » services techniques Schlumberger, Paris 1979
- ❖ **O.SERRA** : « diagraphies différés base de l'interprétation » etude et productions Schlumberger, Montrouge 1985
- ❖ **SONATRACH** : Monographie de l'Ahnet document Sonatrach, mars1992
- ❖ **SONATRACH** : 1999 rapport, « Approche sur la fracturation des réservoirs Cambro-ordovicien de l'Ahnet oriental »