

**Université Djilali Bounaâma de Khmis Miliana**



**Faculté des sciences et de la Technologie**



**Département : sciences de la matière**

***Mémoire de fin d'étude***

**En vue de l'obtention d'un diplôme Master en physique**

**Spécialité : physique du globe**

**THEME**

**Evaluation pétrophysique du Trias argileux gréseux**

**A partir des méthodes diagaphiques**

**Réaliser par :**

- **Bensaada asmaa**
- **Guettache Selma**

**Examineur 1 : AITDJEDOU Doria**

**Examineur 2 : BOUGARA Mohammed**

**Encadreur : HACINE RACHID**

## **REMERCIEMENTS**

*Nos Remerciements s'adressent premièrement et avant tous au **DIEU** tout Puissant, qui nous a aidés à réaliser ce travail.*

*Nous adressons nos vifs remerciements à notre promoteur Monsieur **HACINE RACHID** d'avoir accepté d'encadrer ce travail, et pour ses conseils, orientations et sa disponibilité.*

*Nous tenons à exprimer nos sincères remerciements à Monsieur **BENTRIDI** pour son aide, sa disponibilité et sa gentillesse.*

*Nous tenons à remercier nos parents pour leur soutien, leur aide et leurs efforts.*

*Nous exprimons tous notre gratitude et notre respect à tous ceux qui nous ont aidés dans notre étude et dans la réalisation de ce travail.*

# Dédicace

*Au nom de Dieu Miséricordieux, Je voudrais dédier ce modeste  
travail,*

*À mes très **chers parents**, source de vie, d'amour et d'affection*

*A ma chère mère **FATMA** et mon père **ABD El-Kader**, vraiment merci pour  
votre écoute, vos conseils, vos exigences à notre égard.*

*A mon très cher petit poussin **DJAOUAD** c'est à toi mon ange, ma joie mon petit  
trésor que maman dédie ce travail pour te dire que tu resteras toujours le  
rayon du soleil qui égaye ma vie.*

*Je t'aime mon bébé et je te souhaite tout le bonheur du monde*

*A mon très cher mari **MOHAMED** cher mari j'aimerais bien que tu trouves dans  
ce travail mes sentiments de reconnaissance les plus sincères car grâce à ton  
aide et à ta patience avec moi que ce travail a pu voir le jour.*

*A mes chères sœurs et leurs enfants.*

*A mon frère **MOHAMED***

*A toute ma famille et mes amies*

**selma**

## Dédicace

### À MES CHERS PARENTS

*Aucune dédicace ne saurait exprimer mon respect, mon amour éternel et ma considération pour les sacrifices que vous avez consenti pour mon instruction et mon bien être*

*À ma très **chère mère**, pour son amour, son soutien et ses prières qui m'ont toujours accompagné et protégé dans la vie.*

*À mon **très cher père**, pour ses encouragements, son soutien et toute la confiance qu'il m'a donné pour avancer dans la vie.*

*Vous avez constitué la première école de mon existence, que ce modeste travail soit l'exaucement de vos vœux tant formulés, le fruit de vos innombrables sacrifices, bien que je ne vous en acquitte jamais assez.*

*À mes chères **sœurs**, Qui ont toujours été là pour moi, pour me conseiller et m'aider, vous me donnez espoir dans la vie et le sentiment d'être toujours bien entouré.*

*A ma meilleure copine **Maria** et ma belle cousine **Feriel** et toutes mes cousines et cousins*

*À toute ma famille À tous mes amis que j'ai rencontrés à l'université.*

*À mes amis du lycée que je n'oublierais jamais.*

*A tous ceux qui m'ont aidé de près ou de loin à la réalisation de ce modeste travail. A Tous ceux que j'aime et que je respecte*

**ASMAA**

# Résumé

Le but principal est d'approfondir la connaissance des gisements pétroliers, ce qui permet de donner le meilleur développement des champs pour une meilleure production, et dans le cadre d'amélioration et d'enrichissement de notre savoir relativement aux régions productives, on va essayer, dans cette étude de caractériser le réservoir des séries inférieures (TAGI) dans la région Hassi R'Mel par façon corrélative ainsi que d'analyser les paramètres pétrophysiques de ce type de réservoir.

La réalisation de cette étude est relative aux enregistrements diagrapiques (GR, GG, Neutron, densité) des puits réalisés dans la région d'étude, ainsi que les mesures des paramètres pétrophysiques faites sur les carottes en laboratoire. Ces données permettront de présenter les logs grâce au logiciel « interactive pétrophysics » (IP), et de faire une corrélation entre eux et d'autre part d'effectuer une analyse statistique.

**Mots clés:** paramètre pétrophysique, enregistrements diagrapiques, corrélation

RéservoirTAGI, reservoir ,Hassi R'Mel

## Abstract

The primary objective strictness knowledge of petroleum fields is that the achievement of this knowledge ensures high production of hydrocarbons, and in part to raise exploitation level for the field Hassi R'Mel, We hope that through this study and to assess and analyze the characteristics petrophysical in the lower part of the sandy and muddy Triassic reservoirs at Hassi R'Mel as we seek to analyze the characteristics the reservoir by the use of statistical analysis in the last account the size of the original oil in place.

The embodiment of this study stems from the collection of information that is on the two forms: the first is geophysical recordings logging (GR, Neutron, GG, density) and the second form is the laboratory measurements of characteristics petrophysical of carrot extracted from the reservoir, through this information we can create formations statistical charts, and processing of recordings logging with depth, the spectrum using professional logical interactive petrophysical

**Keywords:** Chararacteristics petrophysical, geophysical recording loggins correlation reservoir TAGI, reservoir Hassi R'Mel.

## ملخص

الهدف الأساسي في التعمق لمعرفة حيثيات الحقول البترولية , يضمن تحقيق إنتاج مرتفع من المحروقات , و في إطار رفع مستوى الإستكشاف لمنطقة حاسي الرمل , نطمح من خلال هذه الدراسة إلى تقييم و تحليل العوامل البتروفيزيائية في الجزء السفلي من المكنن الترياسي الطيني الرملي , كما نسعى إلى تحليل الخواص البتروفيزيائية للمكنن المذكور سابقا بإستعمال التحليل الإحصائي و في الأخير حساب حجم البترول في المنطقة.

و تجسيد هذه الدراسة ينطلق من مجموعة من المعلومات التي هي على شكلين الأول منهما هو تسجيلات جيوفيزيائية دياغرافية (غاما ري, نيترين, غاما غاما, الكثافة), و الشكل الثاني عبارة عن قياسات مخبرية للعوامل البتروفيزيائية , من خلال هذه المعلومات يمكننا إنشاء التشكيلات البيانية الإحصائية, و معالجة التسجيلات الدياغرافية المنسوبة مع العمق و ذلك بإستعمال برامج مهنية مركبة.

**الكلمات المفتاحية:** التسجيلات البتروفيزيائية , التسجيلات الدياغرافية, الإرتباط, مكنن الترياسي السفلي حوض حاسي الرمل.

## Table de Matière :

**Introduction général .....1**

**Chapitre II: présentation de la région Hassi R'Mel.....2**

I.1 Introduction.....3

I.2 Situation géographique.....3

I.3 Contexte géologique.....4

I.3.1 Situation géologique.....4

I.3.2. Aspect stratigraphique.....5

❖ PALEOZOIQUE .....5

a- LE CAMBRIEN .....5

b- L'ORDOVICIEN.....5

c- LE SILURIEN.....5

d- LE Dévonien .....5

e- LE CARBONIFIÈRE.....5

❖ MESOZOIQUE.....5

➤ LE Crétacé.....5

a- Le SENONIEN.....5

b- Le TURONIE.....5

c- Le CÉNOMANIEN.....5

d- L'ALBIEN.....5

e- L'APTIEN.....5

f- Le BARREMIEN.....5

g- Le NEOCOMIEN.....5

➤ JURASSIQUE.....6

a- Le MALM.....6

b- Le DOGGER.....6

c- Le LIAS.....6

➤ Le Trias.....6

a- Le trias argilo gréseux inférieure.....6

b- Le trias argilo gréseux supérieure.....6

c- Le trias argileux.....6

❖ Cénozoïque.....	7
• Le Milo-pliocène.....	7
I.3.3 Aspect structural.....	9
a-Zone centrale.....	9
b-zone sud.....	9
c-Zone Nord.....	9
I.4-Aspect pétrolier.....	9
I.4-1 Accumulation des hydrocarbures.....	9
I.5-Les réservoirs.....	10
a-Réservoir niveau A.....	10
b-Réservoir niveau B.....	10
c-Réservoir niveau c.....	10
d-La série inférieure.....	10
I.6-Conclusion.....	10
<b>Chapitre II: Généralité sur les diagraphies et l'évaluation pétrophysique....</b>	<b>11</b>
I.1-Introduction.....	12
I.2-Les diagraphies.....	12
I.3-But des diagraphies.....	12
I.4Les types de diagraphies.....	13
I.4-1-Les diagraphies instantanées.....	13
I.4.2-Les diagraphies différées.....	13
I.4.2.1-Les diagraphies électriques.....	13
I. 4.1.1-La diagraphie de polarisation spontanée.....	13
❖ Application.....	14
I.4-2-1-2-La diagraphie de résistivité.....	14
❖ Principe.....	14
➤ Diagraphie latéolog.....	15
➤ Diagraphie d'inductolog.....	16
❖ Application.....	16
I.4.2.2-Diagraphies nucléaires.....	17

I.4.2.2.1-Diagraphie gamma ray (GR) .....	17
❖ Principe.....	17
❖ Application GR.....	18
I.4.2.2.2-Diagraphie de densité (gamma-gamma) .....	18
❖ Principe.....	18
❖ Application.....	19
I.4.2.2.3-Diagraphie de Neutrons.....	19
❖ Principe de mesure.....	19
❖ Application.....	19
I.4.2.3-Diagraphie acoustique (sonique) .....	20
❖ Principe de mesure.....	20
➤ L’outil BHC.....	20
❖ Application.....	20
I.4.2.4-Diagraphie auxiliaire.....	21
I.5-Paramètres pétrophysiques.....	21
I.5.1 Les éléments solides .....	21
II.5.1.1 La matrice.....	21
II.5.1.2 Les argiles .....	21
II.5.1.3 Les fluides .....	21
I.5.2.-Notion de porosité.....	22
I.5.2.1 Les types de porosité.....	22
I.5.2.1.1-Porosité totale.....	22
I.5.2.1.2-Porosité primaire.....	23
I.5.2.1.3-Porosité secondaire.....	23
I.5.3-Perméabilité.....	23
I.5.3.1-Perméabilité absolue.....	24
I.5.3.2-Perméabilité effective.....	24
I.5.3.3-Perméabilité relative.....	25
I.5.4-Saturation en eau.....	26

<b>Chapitre III : Applications aux données réelles.....</b>	<b>28</b>
III.1.Introduction.....	29
III.2.Interprétations des résultats de l'évaluation de paramètres pétrophysiques.....	29
III.2 .1.Présentation du puits.....	29
III.2.2. Les diagraphies enregistrées.....	29
III.2.3.Déterminations des zones réservoirs.....	30
III.2.3.1.Interprétation de la zone 1.....	31
III.2.3.1.1Cross –plot (AT10-AT-90).....	31
III.2.3.1.1.1.Détermination de la saturation en eau .....	31
III.2.3.1.2. Etude lithologique.....	31
III.2.3.1.2.1 Cross-plot porosité-densité .....	32
III.2.3.1.2.2 Détermination qualitative du volume de fluide.....	32
III.2.3.1.3.Cross-plot (perm-SW) .....	32
III.2.3.1.4 Cross-plot (perm-SHC).....	33
III.2.3.2.Interpretation de la zone 2.....	33
III.2.3.2.1Cross-plot (AT90-AT10).....	35
III.2.3.2.1.1. Détermination de la saturation en eau.....	36
III.2.3.2.2 Etude lithologique .....	36
III.2.3.2.2.1 Cross-plot (PHIT-Rho ).....	37
III.2.3.2.2.2 Détermination du volume de fluide.....	37
III.2.3.2.3.Cross-plot (SW-Perm).....	37
III.2.3.2.3. Cross-plot (SHC-Perm).....	38
Conclusion générale.....	39
Bibliographie .....	40
Listes de figures .....	41

## Introduction générale

L'aventure de l'exploitation pétrolière en Algérie remonte au dernier quart du 19ème siècle. Depuis, le potentiel hydrocarbure de l'Algérie, n'a cessé de montrer ses richesses, à travers son développement dans le Sahara et aujourd'hui dans le Nord, avec les promesses offertes par l'exploitation, qui trouve un nouvel élan dans cette région. Cette histoire en hydrocarbures en Algérie est retracée à travers cette rubrique qui se propose de donner des repères datés aux étapes clés de l'épopée des hydrocarbures. La création de SONATRACH en 1963, constitue dans cette grande aventure, un moment fondateur, puisque la société est depuis cette date, le moteur du développement des richesses du sous-sol algérien. Après la découverte d'un gisement à potentiel d'hydrocarbures, les ingénieurs spécialistes se dirigent vers les techniques d'exploration et exploitation des formations géologiques, ces derniers dépendent des caractéristiques en même temps de la formation et des fluides qu'ils contiennent, cela détermine la valeur et l'intérêt de cette découverte du point de vue de la rentabilité économique. D'importants projets sont venus renforcer les installations énergétiques à Hassi R'Mel (110 Km sud de Laghouat), et permettre à ce complexe gazier de se mettre au diapason des mutations dans le domaine et de couvrir les besoins énergétiques du pays.

Nous rappellerons que ce travail est composé de trois chapitres :

**Le premier chapitre** : concerne la présentation de la région.

On y présente la situation géologique et stratigraphique de la région.

**Le deuxième chapitre** : comprend une généralité sur les diagraphies et la pétrophysique.

Ce chapitre est divisé en deux parties : la première partie est relative aux généralités sur les diagraphies et la deuxième partie est une généralité sur la pétrophysique.

**Le troisième chapitre** : concerne l'interprétation et l'analyse des résultats et on termine par la conclusion générale.

Chapitre I :

Présentation de la région d'étude  
(Contexte géologique)

## I.1. Introduction

Le Sahara algérien et l'un des régions les plus riches du continent africain en gisements de pétrole et de gaz, ces gisements se trouvent dans les roches sédimentaires et s'étalent du Cambrien au Trias

Le champ de Hassi R'mel est situé à l'extrémité ouest de la province triasique algérien, il s'étale sur plus de 3500 km<sup>2</sup>, 80km du nord au sud et 60 km d'est en ouest, il constitue aujourd'hui une structure de dôme mésozoïque anticlinal, il est considéré de par ses dimensions et ses réserves comme l'un des plus grands réservoirs d'hydrocarbures au monde produisant essentiellement du gaz à condensat (humide) et de l'huile sur sa périphérie orientale (flanc est).

## I.2.Situation géographique :

Le champ de Hassi R'mel est situé au centre de la partie nord du bassin saharien Algérien à environ 550 km au sud d'Alger et à environ 110 km au nord de Ghardaïa et 100 km de Laghouat entre les méridiens 2°55'et 3°50' Et les parallèles 33°15' nord, l'altitude moyenne de la région est l'ordre de plus de 760 m (Figure I.1)

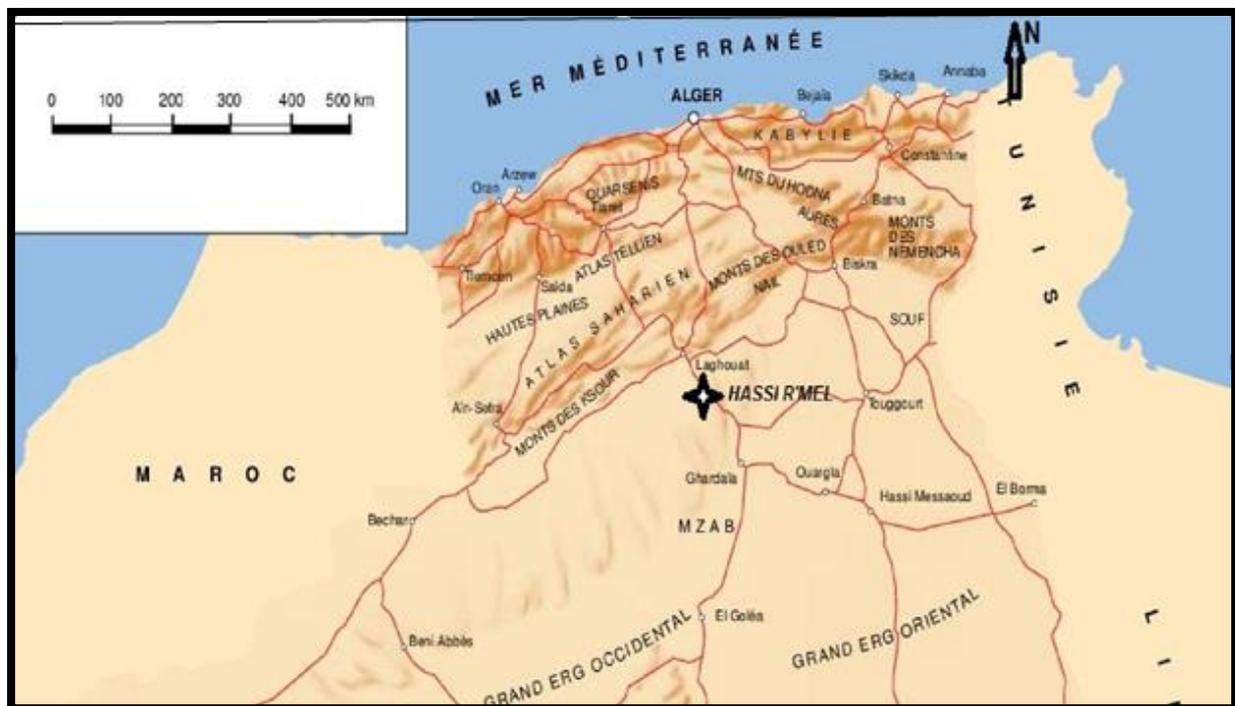


Figure I.1 : carte montrant la situation géographique de Hassi R'mel

### I.3. Contexte géologique :

#### I.3.1. Situation géologique :

Le champ de Hassi R'mel est un anticlinorium allongé en direction NNE-SSO

IL est situé à l'extrémité occidentale de la province triasique

Il est limité par : (Figure I.2)

- au Nord par la chaîne de l'Atlas saharien
- à l'Est par les structures de Djamaa de Touggourt et le bassin d'Oued Mya
- à l'ouest par le sillon de Benoud
- et au sud par la dorsale Idjerane M'zab

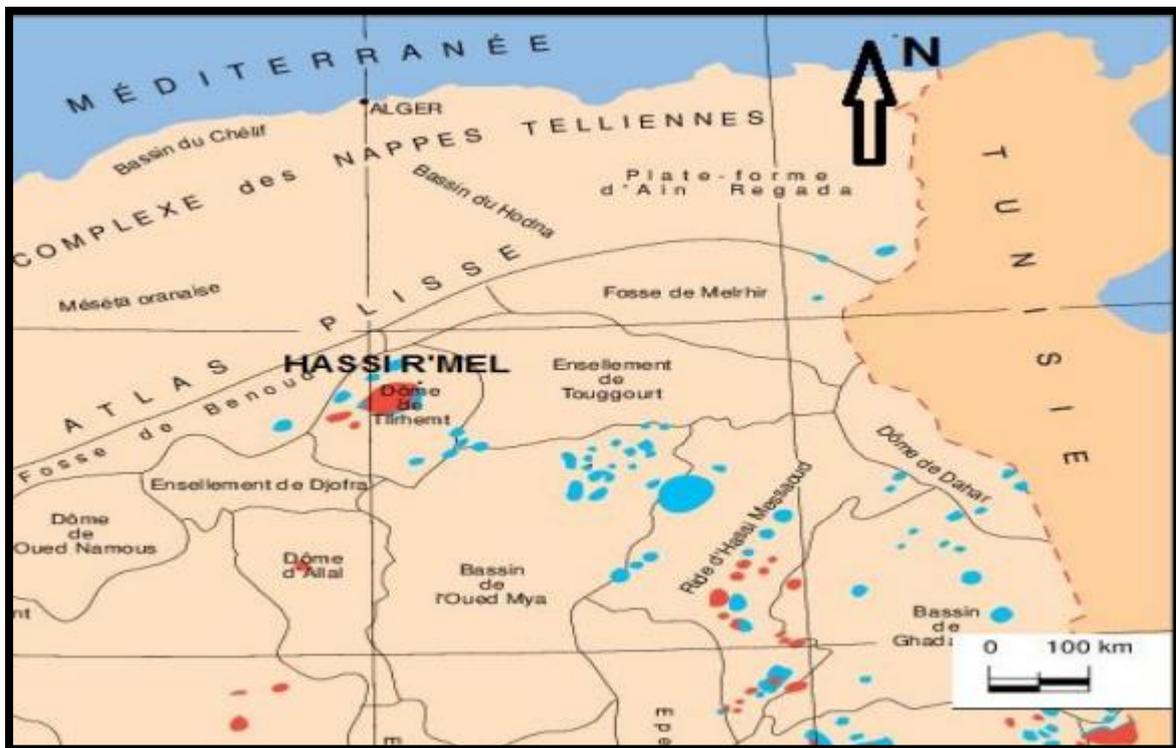


Figure I.2 : situation géologique du champ de Hassi R'mel (WEC 2007)

### I .3.2. Aspect stratigraphique :

La série stratigraphique de Hassi R'mel est relativement constante, elle englobe des formations cénozoïques, mésozoïques, et paléozoïques, elle est illustrée par la (Figure I.3)

#### ❖ Le paléozoïque :

- a. **Le Cambrien** : les dépôts cambriens reposent sur le socle cristallin ce sont des grés quartzitiques blancs, fins à moyens à ciment siliceux abondant et à nombreux feuilletés d'argile verte très micacée
- b. **L'Ordovicien** : il est développé surtout à l'ouest, il est entièrement détritique et puissant d'environ 500 m
- c. **Le Silurien** : il est argilo-gréseux, il n'a été rencontré qu'au nord-ouest du champ
- d. **Le Dévonien** : il est détritique à la base et carbonaté au sommet
- e. **Le Carbonifère** : il est détritique à la base et carbonaté au sommet transgressif sur les séries sous-jacentes et n'est présent qu'au nord-ouest (bordj Nili)

#### ❖ Le mésozoïque :

- **Le Crétacé** : son épaisseur moyenne est d'environ 640 m, de bas en haut on distingue :
  - a. **Le Sénonien** : il est composé de calcaires dolomitiques blancs ou beiges
  - b. **Le Turonien** : il est composé essentiellement de dolomie vacuolaire, son épaisseur moyenne est d'environ 640 m
  - c. **Le Cénomani** : il est formé de dolomie cristalline à intercalations d'argiles versicolores et de calcaires dolomitiques son épaisseur moyenne est environ 100 m
  - d. **L'Albien** : il est subdivisé en deux séries : une série de grés fins rouges, roses ou beiges et une série de grés et de sables fins devenant plus argileux et gypseux vers la base d'une épaisseur de 220 m
  - e. **L'Aptien** : il est caractérisé par des marnes gréseuses, des passées de grés argileux au sud et des inclusions de gypse au nord son épaisseur varie entre 20 m et 40 m
  - f. **Le Barrémien** : son épaisseur moyenne 35 m formé d'une succession de grés fin à grossier à ciment argileux ou carbonaté ce terme est totalement absent au nord du champ
  - g. **Le Néocomien** : formé d'une alternance argilo-gréseuse

➤ **JURASSIQUE :**

- a. **Le Malm** : carbonates, grés et argiles en alternance
- b. **Le Dogger (argileux et lagunaire)** : succession de bancs de calcaire et d'argile.
- c. **Le Lias** : il est constitué de trois ensembles lithologiques : lias salifère, lias anhydritique et le lias carbonaté

➤ **Le Trias :**

a. **Le Trias argilo gréseux inférieur :**

Cette série repose en discordance sur les formations paléozoïques (discordance hercynienne) constitué d'une alternance de grés fins à moyens qui sont parfois carbonatés à sulfatés par endroit et par d'argiles indurés vertes parfois brunes, elle est caractérisée par la présence de coulées volcaniques (andésites).

b. **Le Trias argilo gréseux supérieure :**

Il regroupe les trois niveaux producteurs du champ de Hassi R'mel séparés par des bancs d'argiles formant le gisement du gaz du Hassi R'mel

● **Niveau A**

Représenté par des grés Fins, localement argileux et anhydritiques (surtout au sommet). Présence de passées conglomératiques, les grés sont rarement silteux, absents dans le Djbel Bissa

● **Niveau B :**

C'est un dépôt lenticulaire composé de grés fins moyens et d'extensions limitées à la partie nord et centrale du champ

● **Niveau C**

Constitué de grés moyens, localement grossiers moyennement dures à friables avec parfois la présence de dépôts conglomératiques à caractère bréchiq ue à sa base

c. **Le Trias Argileux :**

Il est formé d'argiles indurées de couleur brun-chocolat, parcourues par des filons nets d'anhydrites et de sel.

❖ **Le Cénozoïque :**

Les terrains cénozoïques ont été affectés par une érosion intense

- **Le Milo-pliocène** : son épaisseur moyenne 100 m, il est formé d'un grés argileux localisé essentiellement au nord et l'ouest du champ

ERE	SYST	ETAGES		Epmoy	DESCRIPTION
CENO-ZOIQUE		CROUTE HAMMADIENNE		100	Croûte calcaire et série argilo-gréseuse
		MIO-PLIOCENE discordance alpine			
MESOZOIQUE	CRETACE	SENONIEN		40	Calcaire à silex
		TURONIEN		40	Dolomie vacuolaire
		CENOMANIEN		100	Calcaire et argile
		CONTINENTAL INTERCALLAIRE	ALBIEN	220	Grès fins, friables, à passées d'argile
			APTIEN	20 à 40	Dolomie gréseuse, marne et argile
			BARREMIEN	35	Grès fin à grossier, à ciment carbonaté
			NEOCOMIEN	150	Grès à passées d'argile, de calcaire et de lignite
	JURASSIQUE	MALM		600	Carbonates, grès et argile
		DOGGER	ARGILEUX	100	Calcaire dolomitique et argile
			LAGUNAIRE	120	
		LIAS	MARNEUX	130	Marnes et calcaire
			CARBONATE		Calcaire à passées d'argile et d'anhydrite
			ANHYDRITIQUE	80	Anhydrite massive à passées d'argile
			ENSEMBLE SALIFERE I + II	300 à 400	Sel massif à passées d'argile <b>REPERE D1</b> (dolomie)
			SALIFERE III		Sel à passées d'argile
			Argileux	15	Argile plastique <b>REPERE D2</b> (dolomie)
	SALIFERE IV	0 à 70	Sel à passées d'argile		
TRIAS	TRIAS ARGILO-GRESEUX	TRIAS ARGILEUX		40	Argile plastique
		ARGILO-GRESEUX	A	120	Grès fins à moyens, à ciment plus ou moins argileux, anhydritique, à intercalations d'argile brune
			B		
			C		
SERIE INFERIEURE discordance herzynienne		30	Andésite, argile et passées de grès argileux		
PALEOZOIQUE	SILURIEN		350	Argile noire indurée à graptolites	
	ORDOVICIEN		150	Quartzites de Hamra - Grès d'El Atchane - Argiles d'El Gassi - Zone des alternances	
	CAMBRIEN	Ri	250	Quartzites- grès, grès fin à moyen à lits d'argiles	
		Ra			
		R2		Grès fins, argilo-bitumineux et brèches tectoniques	
R3		Grès quartzitiques, argileux, très grossiers			
<b>S O C L E</b>					Eléments de granite fracturé, ferromagnésiens

Figure I.3 : colonne litho-stratigraphique synthétique du champ de Hassi R'mel (sonatrach rapport d'implantation 2010)

### I.3.3. Aspect structural :

La structure de Hassi R'mel apparait comme un grand anticlinal ondulé, de direction NNE-SSW elle se prolonge vers le sud –ouest par la petite structure anticlinale de Djebel Bissa et vers le sud par celle de Hassi R'mel

La structure de Hassi R'mel est caractérisée par l'individualisation de trois zones marquées par des nombreuses culminations et dépressions d'ampleurs variables (Figure I.4)

- a. **Zone centrale** : structurellement haute, elle apparait comme un plateau faiblement ondulé pour les formations mésozoïques, par contre l'importance des chutes structurales, des flancs Est et ouest lui assurent une bonne fermeture structurale.
- b. **Zone sud** : formée par une série d'ondulations de dimensions notables (5 x10 km) de forte amplitude verticale (50 m) et affecté par de nombreuses failles de rejet parfois important (100 m)
- c. **Zone Nord** : cette zone est fortement affectée par les mouvements tectoniques particulièrement pour les formations post-jurassiques, des failles assez profondes ont donné naissance à des horsts et grabens, favorisant ainsi les dépôts du Mio – pliocènes

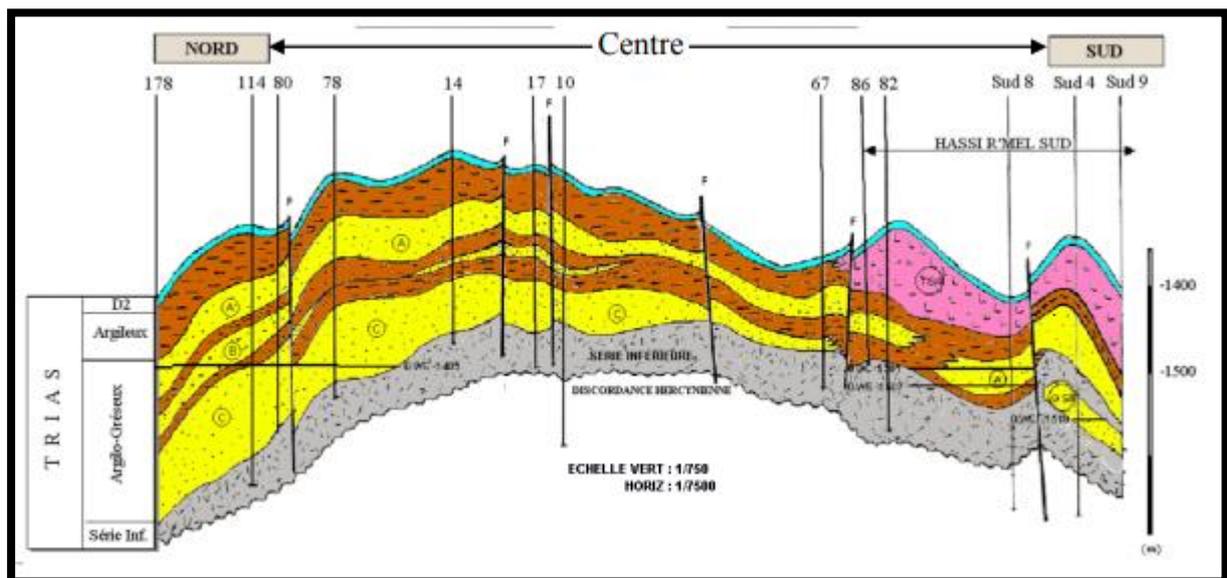


Figure I.4 : Carte structurale de la région de Hassi R'mel (étude BEICIP ,1977 - Sonatrach)

#### **I.4. Aspect pétrolier :**

##### **I.4.1. Accumulation des hydrocarbures :**

L'histoire de l'accumulation des hydrocarbures s'est développée comme suit :

- Dépôt des roches magasins du cambro-ordovicien pendant une période d'instabilité du socle précambrien, avec quelques arrêts de sédimentation des cycles infra – formation (Ra /Ri).
- Suite aux dépôts mésozoïques, la migration des hydrocarbures a débuté tout au début du jurassique inférieur et s'est poursuivie durant le crétacé inférieur. Une légère activité tectonique au cours de cette période a transformé la structure déjà existante en piège
- Le piégeage des hydrocarbures eu lieu a au crétacé inférieur
- Les roches couvertures argilo-gréseuses et salifères du trias assurent une bonne couverture du réservoir triasique, leur dépôt a eu lieu dans une phase de repos du socle précambrien

##### **I.5. Les réservoirs :**

Le champ de Hassi R'mel comporte traditionnellement quatre principaux réservoirs gréseux d'âge triasique dénommés A, B, C et la série inférieure (Figure I.5) :

###### **a. Réservoir niveau A :**

Il possède la plus grande extension avec une superficie qui dépasse 2600 km<sup>2</sup> et recouvre pratiquement la totalité du champ à l'exception de la zone sud-ouest, et de 15 m d'épaisseur il en est de même pour les perméabilités et porosités avec des moyennes de 270 md et 15 %, la saturation en eau est de l'ordre de 24%, cette couche représente 54% des réserves en places

###### **b. Réservoir niveau B :**

Il possède une extension plus réduite, avec une superficie de 1200 km<sup>2</sup> environ et de 30 m d'épaisseur. La porosité peut atteindre 15 % et la perméabilité 250 md. La saturation en eau atteint les 28% et ses réserves représentent 13%

###### **c. Réservoir niveau C :**

Il s'étend sur la majeure partie du champ, il couvre une superficie de 1700 km<sup>2</sup> et de 60 m d'épaisseur. Il possède les meilleures caractéristiques pétrophysiques que les autres réservoirs, avec une perméabilité environ 880 md, une porosité qui dépasse 18% et une saturation en eau qui atteint 13%

###### **d. La série inférieure :**

Elle est composée dans la partie méridionale ainsi que dans la partie occidentale de la zone centrale par une série d'andésites plus ou moins altérées. Dans la zone Nord ainsi que la zone Sud elle présente une série argilo –gréseuse ou certains puits (HRS4 et HRS7) ont rencontré une accumulation d'huile)

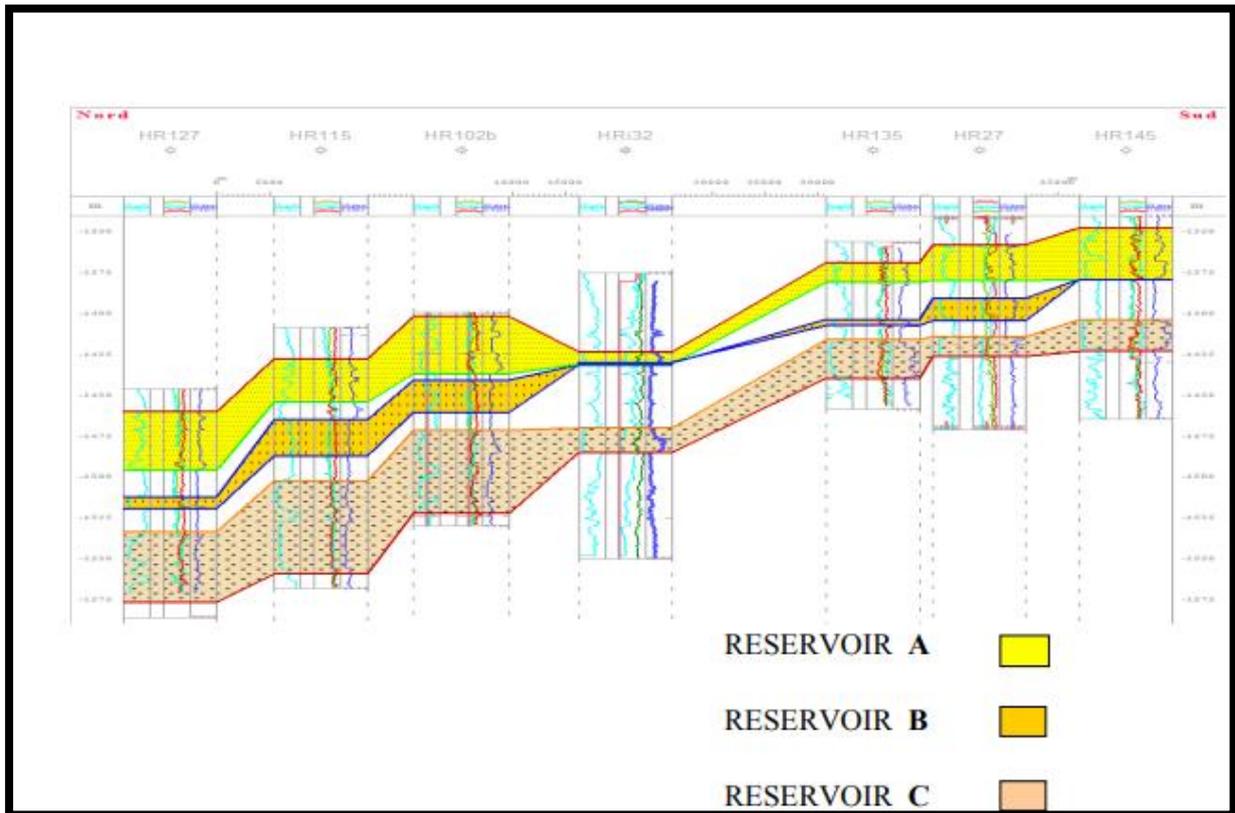


Figure I.5 : coupe géologique nord\_sud de Hassi R'mel

### I.6. Conclusion

Ce champ est constitué de quatre réservoirs gréseux d'Age triasique, nommés A, B, C et la série inférieure, séparés entre eux par des bancs argileux

Ces réservoirs présentent d'excellentes caractéristiques pétrophysiques associés à des épaisseurs utiles importantes. Elles sont les seuls réservoirs productifs d'hydrocarbures dans le gisement de Hassi R'mel, alors que la série inférieure était plus ou moins ignorée vu la présence de faciès argileux et volcanique

# Généralités sur les diagraphies et l'évaluation pétrophysique

## **II.1 Introduction :**

La géophysique et les diagraphies, font partie de la panoplie des méthodes qui sont mises en œuvre à l'intérieur d'un forage. Méthodes auxquelles on a recours afin d'étudier le terrain, objet de notre étude.

La présence des hydrocarbures dans une couche profonde ne peut être prouvée qu'après le forage d'un puits et après la détermination de certaines caractéristiques physiques et pétrophysiques du réservoir, l'introduction des diagraphies permettant l'évaluation des réserves d'hydrocarbures en place.

Les diagraphies sont les mesures enregistrées en continue ou périodiques, faites à l'aide de sondes, appareillages appropriés relatifs soit à des caractères physiques ou chimiques des roches traversées par un forage et des fluides qu'elles contiennent. Cette branche de la géophysique représente une des méthodes la plus importante pour analyser la lithologie, la structure et la saturation en fluides d'une partie de la croûte superficielle.

## **II.2. Les diagraphies**

La diagraphie, « carottage électrique » ou « Well log » est une méthode géophysique qui consiste à mesurer, à l'aide de différentes sondes les caractéristiques des roches traversées lors d'un forage. D'une manière générale, on appelle diagraphie tout enregistrement continu d'une caractéristique d'une formation géologique dans un sondage en fonction de la profondeur.

La diagraphie a été développée pour la première fois pour l'industrie pétrolière par les deux frères français, Marcel et Conrad Schlumberger, dont les premiers enregistrements ont été réalisés en septembre 1927.

## **II.3. But des diagraphies :**

Les principaux objectifs des mesures diagraphiques sont les suivants :

- Détermination des caractéristiques du puits de forage
- Détection des limites entre formations géologiques
- Détection des formations réservoirs
- Repérer les couches productrices des couches isolantes (non-productrices)
- Déterminer les épaisseurs et le pendage des couches
- Evaluation des paramètres pétrophysiques (estimation des porosités, des saturations en eau et en hydrocarbures, des perméabilités) des réservoirs détectés.
- La comparaison et la corrélation des différents puits entre eux.

## **II.4. Types de diagraphies :**

Au cours d'un sondage, les enregistrements effectués sont de deux types : les diagraphies instantanées réalisées durant le forage et les diagraphies différées dont l'enregistrement est effectué après arrêt du forage

### **II.4.1. Les diagraphies instantanées :**

Ce sont des diagraphies enregistrées pendant le forage (LDW : logging while Drilling)), c'est l'opération à laquelle on peut joindre les paramètres de forage (rotation de l'outil de forage, poids sur l'outil, etc...)

La technique logging while Drilling (LWD) consiste à introduire des systèmes de mesures dans les puits au même titre que les tiges et l'outil de forage. Ces systèmes permettent de mesurer en temps réel et transmettre en surface beaucoup d'informations sur le forage pendant que ce dernier avance :

- Direction azimutale du forage
- Angles de déviation
- Température
- Pression
- Gamma ray
- Débit de boue

### **II.4.2. Diagraphie différée :**

L'objectif de la diagraphie différée réside en la caractérisation de la roche et du fluide qu'elle contient, elle apporte un complément d'informations très important là où l'œil est absent.

Quelques types des diagraphies différées sont présentés ci – après :

#### **II.4.2.1 Les Diagraphies électriques :**

Les outils de diagraphies électriques ont pour objectif de mesurer soit la résistance, soit la polarisation spontanée ou encore la résistivité électrique des formations géologiques:

##### **II.4.2.1.1 La Diagraphie de polarisation spontanée (PS) :**

C'est en 1928 que Schlumberger découvrit la première fois ce phénomène apparaissant spontanément dans les sondages.

C'est la différence entre le potentiel fixe d'une électrode de surface et le potentiel variable d'une électrode se déplaçant dans le trou de sondage. La polarisation spontanée est mesurée en millivolts (mv)

La polarisation spontanée représente l'état de polarisation naturelle des parois du puits par les anions(-) et les cations (+) contenues dans les fluides de formation sous l'interaction avec les ions du filtrat de boue

❖ **Application :**

- ✓ Limite et épaisseur des couches
- ✓ Distinguer les couches perméables et des couches imperméables
- ✓ Détermination de la salinité de l'eau de formation (RW)
- ✓ Estimation de l'argilosité (Vsh)
- ✓ Estimation du type d'argile dans les réservoirs

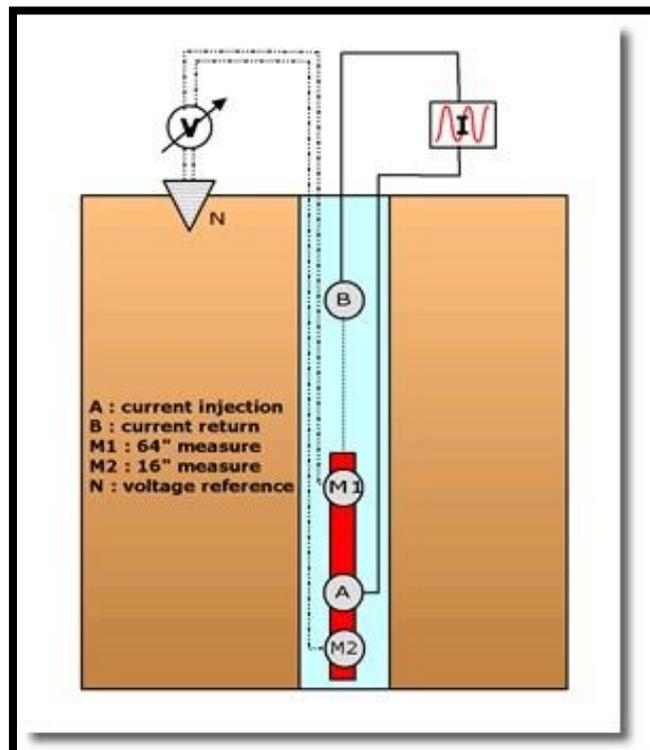
**II.4.2.1.2. La diagraphie de résistivité :**

Ce sont des diagraphies électriques qui fonctionnent en caractérisant la roche ou le sédiment dans un trou de forage en mesurant sa résistivité électrique, elles se mesurent en ohm-m.

La diagraphie de résistivité est parfois utilisée dans l'exploration minérale (exploration du fer et de potassium) et le forage de puits d'eau mais le plus souvent pour l'évaluation des formations dans les puits de pétrole et de gaz

❖ **Principe :**

Le principe de mesure consiste à envoyer un signal par une source émettrice d'énergie (courant électrique ou champ magnétique) qui pénètre la formation et enregistrant la résistivité ou la conductivité des formations par un dispositif de mesure (récepteur) situé à une certaine distance de la source dite : espacement (Figure II.1)



**Figure II.1 :** schéma du principe de diagraphies de résistivité (abbas radhi abbas)

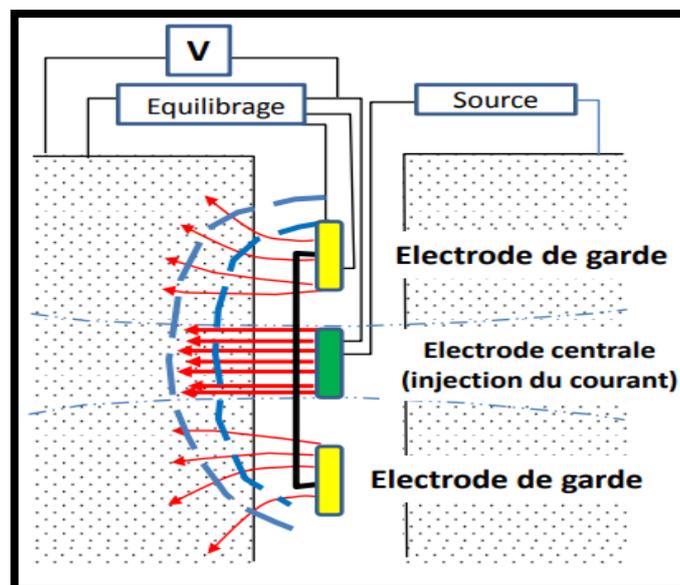
La résistivité réelle de la formation doit être mesurée pour pouvoir évaluer la saturation en hydrocarbures dans le réservoir, lorsque la mesure de résistivité est effectuée par une sonde dans le forage, la mesure sera influencée par le filtrat de boue qui a envahi la formation. Pour cette raison plusieurs outils de résistivité avec différentes longueurs d'investigation sont utilisés pour mesurer la résistivité de la formation

Les résistivités les plus utilisées sont celles focalisées, pour cela deux groupes sont définis :

➤ **Diagraphie latérolog :**

Cela consiste à obliger le courant à pénétrer dans la formation à partir d'une électrode et des courants de focalisation à partir d'une série d'électrodes auxiliaires positionnées symétriquement par rapport à l'électrode de courant principale. Plusieurs dispositifs existent :

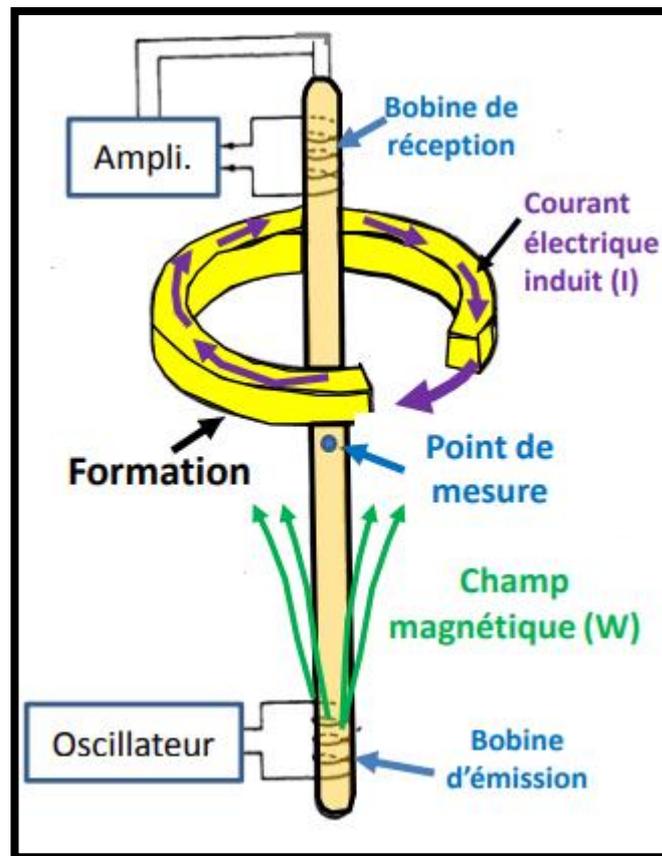
- **Latérolog 3 :** la sonde comporte une petite électrode centrale d'envoi et deux longues électrodes de garde, court-circuitées entre elles (figure II.2)
- **Latérolog 7 :** la sonde comprend une électrode centrale d'envoi de courant et trois paires d'électrodes de focalisation placées symétriquement par rapport à l'électrode centrale et respectivement court-circuitées entre elles.
- **Latérolog 8 :** il est identique au latérolog 7, à l'exception de l'espacement et de la distance entre les deux électrodes de garde, qui sont plus courts que dans ce dernier outil.
- **Double latérolog (dual – latérolog) DLL :** la sonde comprend une électrode centrale d'envoi de courant et quatre paires d'électrodes de focalisation.



*Figure II.2 : principe de mesure de la sonde latérolog 3 (document IAP 2015)*

➤ **Diagraphie d'induction :**

Le principe de mesure consiste à envoyer dans une bobine émettrice un courant alternatif d'un oscillateur. Le champ électromagnétique alternatif qui en résulte induit dans la formation des courants qui circulent en anneaux coaxiaux à la sonde (courants de Foucault). Ces courants à leur tour engendrent leur propre champ électromagnétique qui en traversant un solénoïde (bobine réceptrice coaxiale), y induit une force électromotrice proportionnelle au flux traversant la bobine. Le courant alternatif émis étant d'amplitude et de fréquence constante, l'intensité des courants de Foucault est proportionnelle à la conductivité de la formation et de même f.e.m Induite dans la bobine réceptrice (Figure II.3)



**Figure II. 3. :** principe de mesure de la sonde à induction (document IAP 2015)

❖ **Application :**

- ✓ Identification lithologique
- ✓ Identification de la roche mère
- ✓ L'évaluation de la saturation en fluide des formations
- ✓ La détermination des limites des couches
- ✓ La corrélation entre les puits

### II.4.2.2. Diagraphies nucléaires :

Les diagraphies nucléaires ont été introduites tardivement, en 1940 par rapport aux diagraphies de résistivité (1927)

Les principales diagraphies nucléaires sont :

- Diagraphie de rayons gamma naturels (gamma ray ou GR)
- Diagraphie de densité (Gamma-Gamma)
- Diagraphie de Neutrons

#### II.4.2.2.1. Diagraphie gamma ray (GR)

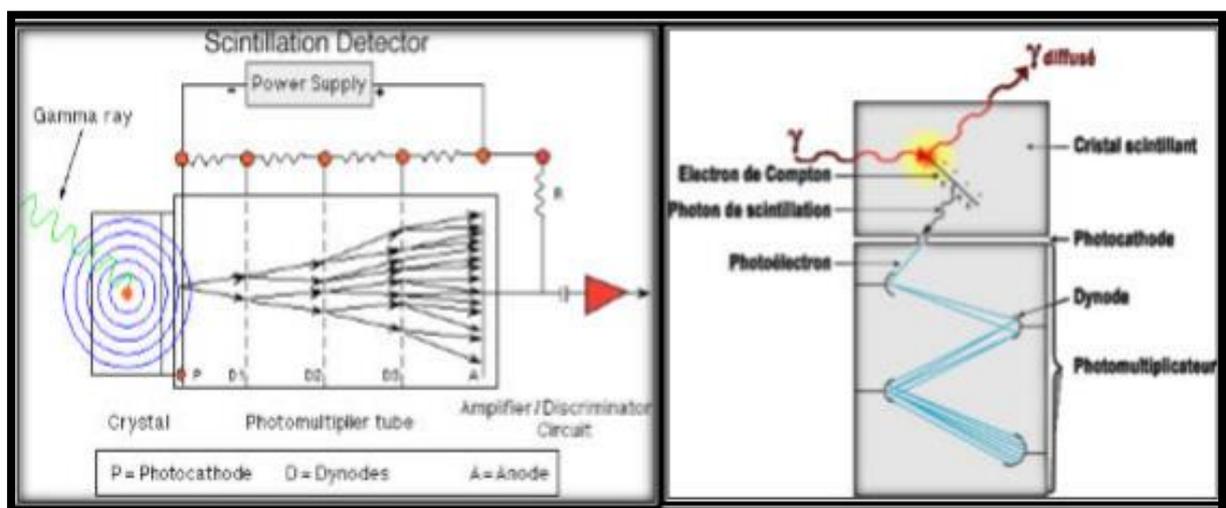
La radioactivité naturelle ou « Gamma ray » est le log nucléaire le plus simple. Il apporte des informations lithologiques en mettant en évidence les charbons, les évaporites et surtout les niveaux d'argiles qui constituent les limites des réservoirs dans le sous-sol.

Le rayonnement gamma naturel provient de la désintégration des noyaux radioactifs contenus dans les formations. Les principaux radioéléments sont :

- Potassium (K40)
- Thorium (Th 232)
- Uranium (U 238)

#### ❖ Principe :

Aujourd'hui, la plupart des outils à rayons gamma utilisent un détecteur à scintillation contenant un cristal d'iodure de sodium ou de Germanium et un photomultiplicateur, lorsqu'un rayon gamma frappe le cristal, des photons sont émis. Ces photons sont transformés par un photomultiplicateur en une impulsion électrique amplifiée pour devenir mesurable. L'intensité de chaque émission lumineuse est proportionnelle à l'énergie des photons gammas qui l'ont produite



**Figure.II.4:** schéma de l'outil gamma ray ( détecteur à scintillations ).

❖ **Application GR :**

- Remplace la Ps dans les boues salées ou à huile
- Estimation du volume d'argile
- Contribution à la définition de la lithologie
- Détecter les minéraux radioactifs
- Calage de référence des profondeurs et corrélations de puits à puits
- Calcul le volume d'argile

$$V_{Sh} = \frac{GR_{LU} - GR_{min}}{GR_{max} - GR_{min}}$$

$GR_{LU}, GR_{min}, GR_{max}$  : Sont respectivement les radioactivités des niveaux où on désire calculer le volume d'argile  $V_{Sh}$  , le niveau propre et celui totalement argileux

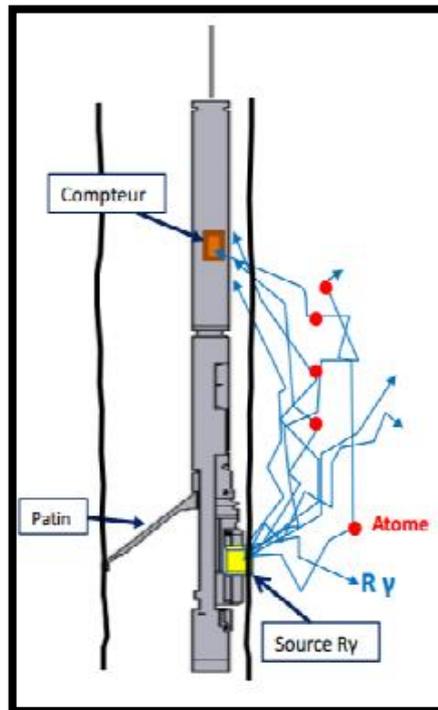
**II.4.2.2.2. Diagraphie de densité (gamma-gamma) :**

Le log de densité appartient au groupe des outils nucléaires actif, ce log a pour but principal de permettre une mesure de la densité des diverses formations traversés par le forage.

❖ **Principe :**

On soumet la formation à un rayonnement gamma émis par une source spéciale ( $Co^{60}$  ou  $Cs^{137}$ ) les rayons gamma sont des particules sans masse, se propageant à la vitesse de la lumière. Ces photons gamma incidents entrent en collision avec les atomes et perdent de leur énergie selon 3 effets :

- **Effet photoélectrique** : dont l'énergie de photon est inférieure 0.1 Mev
- **Effet Compton** : dont l'énergie de photon est entre 0.1 Mev et 1 Mev
- **Effet de production de paires** : dont l'énergie de photon est supérieure à 1.02 Mev



**Figure II.5 :** schéma de l'outil de densité (document IAP 2015)

### Application :

- ✓ Calcul de la porosité densité
- ✓ Détermination de la lithologie
- ✓ Détermination de la zone à gaz (en la combinant aux diagraphies neutrons)
- ✓ Détection des minéraux lourds
- ✓ Déterminations de la porosité utile en conjonction avec les diagraphies de porosité

#### II.4.2.2.3. Diagraphie de neutrons :

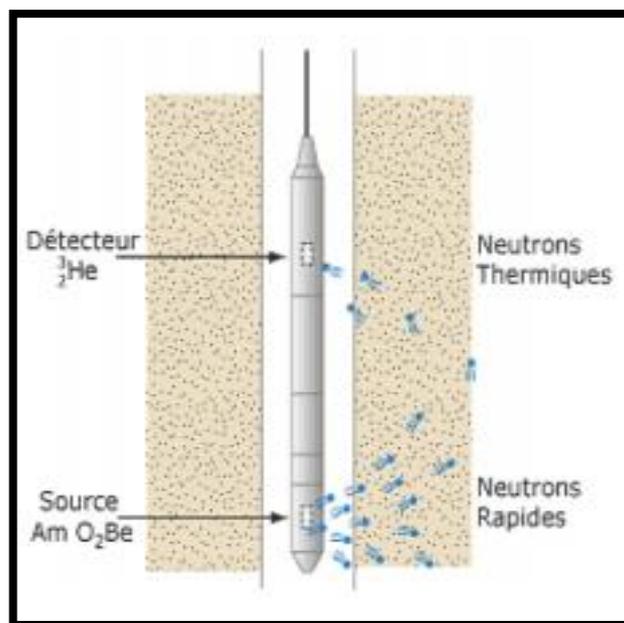
C'est une diagraphie de radioactivité "provoquée" qui consiste dans le bombardement de la formation au moyen de neutrons rapides

##### ➤ Principe de mesure :

A l'aide de sources appropriées on soumet les formations à un bombardement intense de neutrons rapides d'énergies initiales comprises entre 4 et 6 MeV grâce à leurs vitesses élevées (10.000 km /s), les neutrons rapides ont un grand pouvoir de pénétration .ils vont entrer de ce fait en collision avec les noyaux des atomes des formations qu'ils traversent et perdent progressivement de leur énergie pour atteindre dans un premier temps le stade épi-thermique et dans un second temps celui de neutron thermique.

Dans chacun de ces niveaux d'énergie, une sonde a été élaborée :

- **Le CNL (composated neutron log) :** il enregistre les neutrons thermiques mais pour diminuer les effets de trou, il comprend deux détecteurs ; le rapport des taux de comptage des deux capteurs est directement traduit en indice hydrogène – neutron (porosité neutron)



**Figure II.6 :** Schéma de principe de la sonde neutron (université de Lausanne)

❖ **Application :**

- ✓ Combiné avec d'autres outils, il permet de déterminer la lithologie
- ✓ L'évaluation de la porosité des roches réservoirs
- ✓ Combiner avec le LDT pour détecter les poches de gaz
- ✓ Evaluation de la densité des hydrocarbures
- ✓ Bon critère de corrélation de puits à puits

**II.4.2.3. Diagraphies acoustiques (sonique) :**

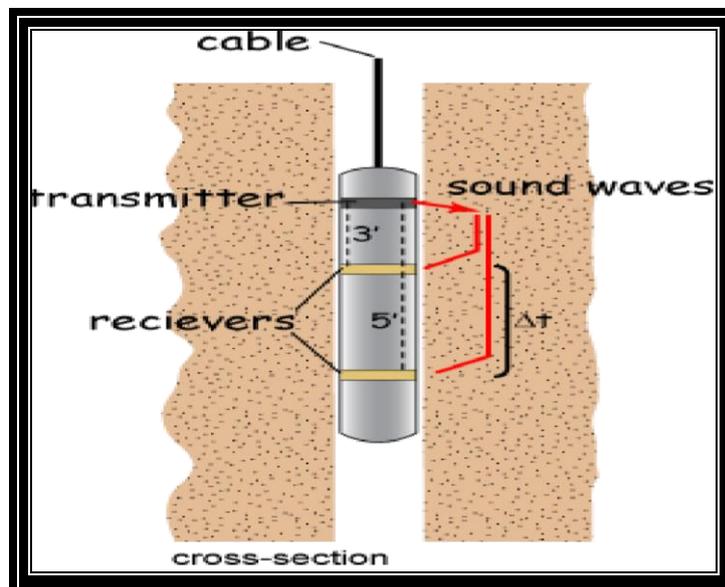
Depuis de nombreuses années, la transmission d'une onde acoustique à travers les milieux géologiques est utilisée dans la mesure en forage. La diagraphie acoustique est une diagraphie visant à mesurer la vitesse de propagation du son dans les formations géologiques

❖ **Principe de mesure :**

Le log sonique mesure le temps de transit  $\Delta T$  entre deux récepteurs, des ondes envoyées dans la formation. Les sondes de diagraphie acoustique utilisent des récepteurs. On enregistre le temps de propagation entre deux récepteurs, divisé par la distance entre eux (c'est la lenteur) qui est donné en microsecondes par pied.

➤ **L'outil BHC (Bore Hole Compensated) :**

L'outil sonique compensé ou BHC (Bore Hole Compensated) envoie un train d'ondes acoustiques dans la formation et mesure le temps mis par la première onde longitudinale, pour parcourir la distance séparant l'émetteur du récepteur.



*Figure II.7. : Schéma de l'outil BHC (document IAP)*

#### ❖ **Application :**

- Détermination de la porosité primaire
- Détermination des propriétés mécaniques des formations
- Analyse des fractures
- Contrôle de la cimentation
- La mesure de la perméabilité dans les roches poreuses
- Les diagraphies de la vitesse des ondes de compression et de cisaillement peuvent être utilisées pour corrélérer la lithologie d'un sondage à l'autre

#### **II.4.2.4. Diagraphie auxiliaire (caliper) :**

Les dispositifs caliper, font partie de la plupart des outils de diagraphie standard, car la mesure du diamètre de forage est un paramètre extrêmement utile pour la correction de l'environnement, l'interprétation quantitative et le calcul de volume de ciment si le trou est circulaire et uniforme, tous les Calipers lisent la même valeur. Dans un trou elliptique le caliper à un seul bras généralement aligné avec l'axe long et les trois bras du caliper indique un diamètre plus grand que le petit axe, mais inférieur

#### **II.5. Paramètres pétrophysiques :**

L'étude des propriétés pétrophysiques des roches gréseuses constitue un important objectif dans l'exploration et la production pétrolière du réservoir. En effet pour comprendre et prévoir la qualité de la production d'un réservoir, il est nécessaire de connaître les propriétés pétrophysiques (porosité, saturation et perméabilité), de repérer les discontinuités naturelles, et d'identifier les processus géologiques qui favorisent leur amélioration. La saturation, la porosité et la perméabilité sont des caractéristiques fondamentales d'un réservoir pétrolier.

##### **II.5.1. les éléments solides :**

###### **II.5.1.1 La matrice**

Les diagraphistes appellent matrice, l'ensemble des éléments solides, (grains et liants)

Constituant la roche à l'exclusion des argiles d'où en distinguent trois types de matrice

- **Matrice simple** : est dite simple lorsque ses éléments et le ciment qui le relie sont de même nature minéralogique
- **Matrice complexe** : est dite complexe quand ses éléments ont une composition minéralogique variable ou lorsque le ciment est de nature différente
- **Matrice propre** : est dite propre si elle ne renferme pas d'argile.

###### **II.5.1.2 Les argiles :**

On rassemble sous le terme d'argile, l'ensemble des dépôts sédimentaires constitué de minéraux phylliteux, aluminosilicates et hydratés .les argiles se distinguent par des réponses caractéristiques aux outils de diagraphies, leur pourcentage dans une formation détermine si celle-ci peut constituer un réservoir, les argiles peuvent se présenter sous trois formes différentes dans un réservoir cette distribution est

contrôlée par l'environnement de dépôts et l'évolution diagenétique généralement on distingue trois types de distributions :

- Argiles laminées
- Argiles dispersées
- Argiles structurales

### II.5.1.3 Les fluides :

Les fluides l'arrangement des éléments solides laisse généralement subsister des espaces vides appelés pores qui sont occupés par les fluides de nature différente : eau, huile, les roches poreuses contiennent toujours de l'eau en quantité plus au moins importante, suivant la porosité et le pourcentage d'eau dans les pores (saturation)

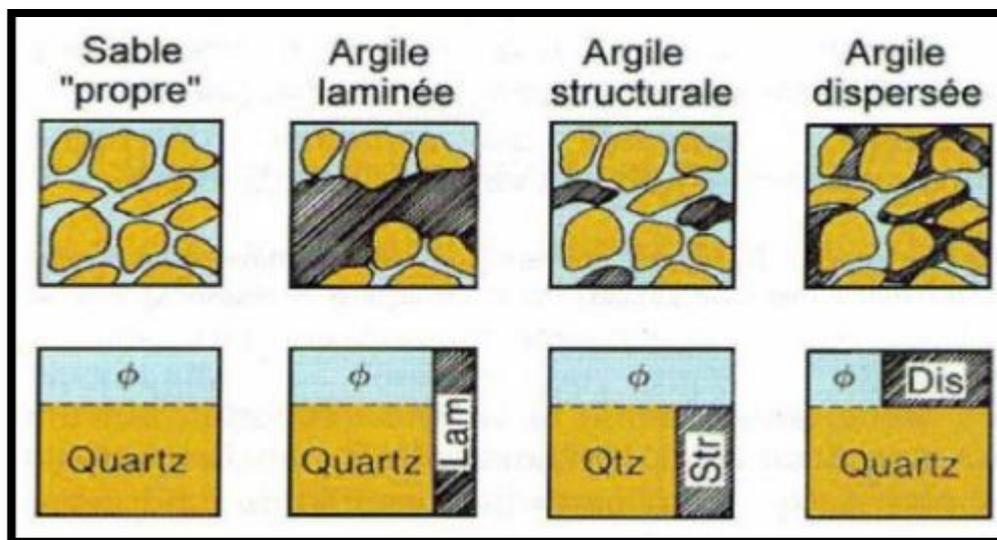


Figure II.8 : les différents modes de distribution d'argile (document Schlumberger)

## II.5.2. NOTIONS DE BASE :

### II.5.2.1 Notion de porosité ( $\phi$ )

La porosité( $\phi$ ) est la fraction du volume de la formation qui n'est pas occupée par les solides. Il s'agit d'une grandeur sans unité, représentée souvent en %.

Notée :

$$\phi = \frac{V_p}{V_t} = \frac{V_t - V_s}{V_t}$$

- $V_p$  : volume des pores, donc volume des espaces occupé par des fluides (eau-gaz-huile)
- $V_t$  : volume total de la roche.
- $V_s$  : volume de la phase solide.

La porosité qui intéresse le spécialiste du gisement, est celle qui permet la circulation de fluide dans les pores

➤ Classification de la porosité :

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

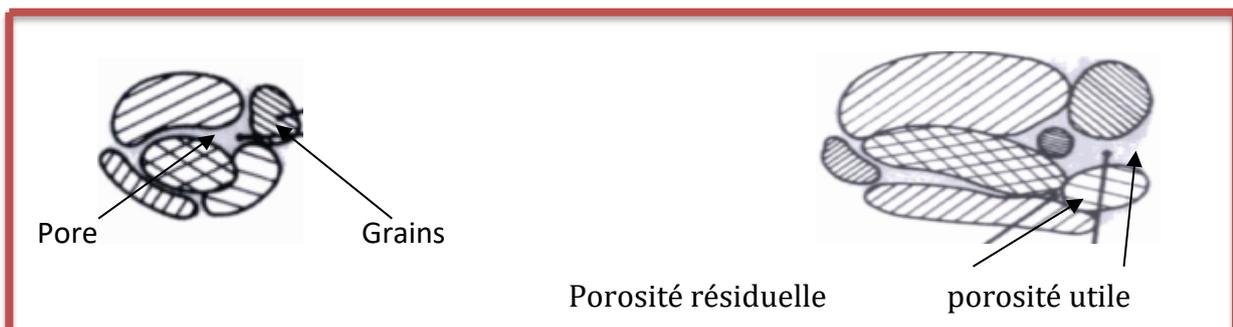
### II.5.2.1.1 Les type de porosité :

#### 1-porosité totale ( $\phi_t$ ) :

Il s'agit de la somme de la porosité primaire (inter granulaire, inter cristalline)  $\phi_u$  qui correspond aux pores reliés entre eux et avec l'extérieur, et la porosité résiduelle  $\phi_r$  (dissolution, fissures, fractures) qui retient que des pores isolés :

$$\phi_t = \phi_u + \phi_r$$

La porosité totale est estimée généralement par le log de densité  $\rho_D$ .



**Figure II.9 :** Caractérisation des roches réservoir

#### 2. porosité primaire :

La porosité primaire est généralement développée au cours de la sédimentation initiale des sédiments carbonatés, qui sont dérivés de la composition physique et chimique de squelettes de micro-organisme, on détermine la porosité primaire à l'aide de la diagraphie sonique  $\phi_s$

### 3. porosité secondaire :

La porosité secondaire est le résultat de fissuration et ou de dissolution des sédiments ceux-ci sont dissous sous l'action de la diagenèse, ce processus réduit l'espace entre les grains et crée une porosité secondaire, on estime la porosité secondaire par la différence entre la porosité primaire et celle totale ( $\varphi_D - \varphi_s$ )

#### II.5.2.2. Perméabilité (k)

La perméabilité d'une roche caractérise son aptitude à permettre l'écoulement des fluides contenus dans son espace poreux. Ce dernier ne permet le déplacement des fluides que dans la mesure où ses pores sont reliés entre eux, on dit alors qu'il est perméable. La perméabilité est donnée par loi améliorée de Darcy :

$$K = \frac{Q\mu L}{S(p_1 - p_2)}$$

Avec :

$Q$  : le volume d'eau écoulé par unité de temps [ $cm^3/s$  en unité de CGS].

$P_1$ : La pression entrante [atm en unités CGS].

$P_2$ : La pression sortante [atm en unité CGS].

$S$  : La surface de la couche filtrante [ $cm^2$  en unités CGS].

$K$  : La perméabilité [Darcy en unités CGS].

$\mu$  : La viscosité du fluide [centipoise en unités CGS].

$L$  : La longueur sur laquelle s'effectue l'écoulement [cm en unités CGS]

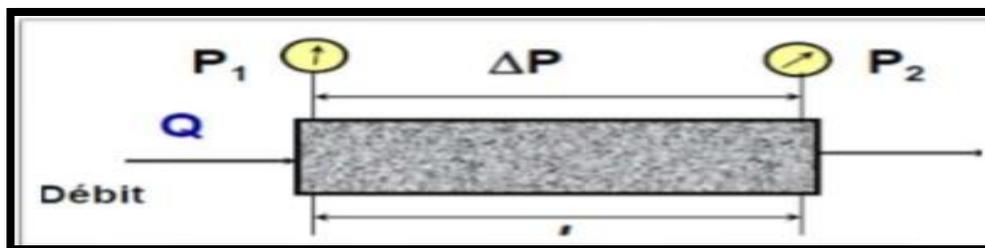


Figure II.10 : illustration de la loi de Darcy

➤ En diagraphie on distingue :

1. **La Perméabilité absolue** : c'est la perméabilité mesurée avec un seul fluide présent, par exemple : la perméabilité à l'air, la perméabilité à l'eau, la perméabilité à l'huile.
2. **Perméabilité effective** : quand un fluide existe dans la porosité de la roche (à une saturation différente de la saturation irréductible minimale), le résultat de la mesure de perméabilité à l'aide d'un deuxième fluide est appelé perméabilité effective pour ce fluide.
3. **Perméabilité relative** : c'est le rapport entre la perméabilité effective sur la perméabilité spécifique. La perméabilité relative à un fluide donné varie en fonction directe de la saturation de ce fluide dans la roche, elle s'exprime en pourcentage de déplacement d'un fluide par rapport à l'autre.

➤ La valeur de perméabilité peut être classée selon les intervalles suivants

$10 < K < 50$ MD	Faible
$50 < K < 200$ MD	Moyenne
$K > 200$ MD	Bonne

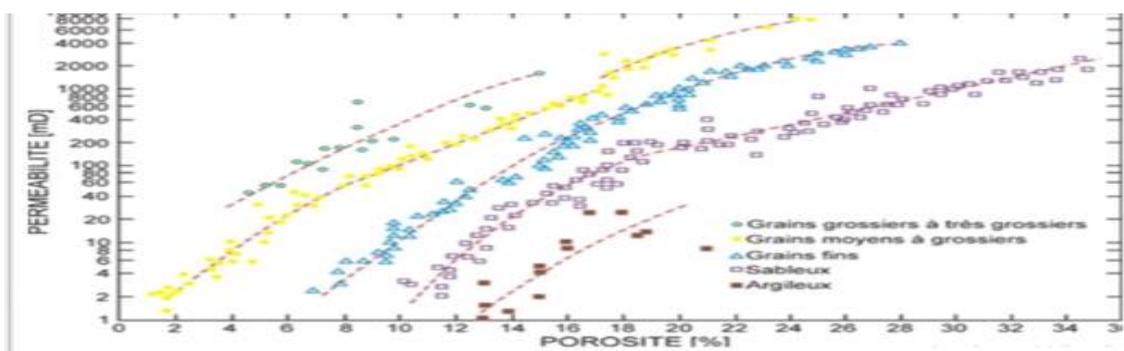
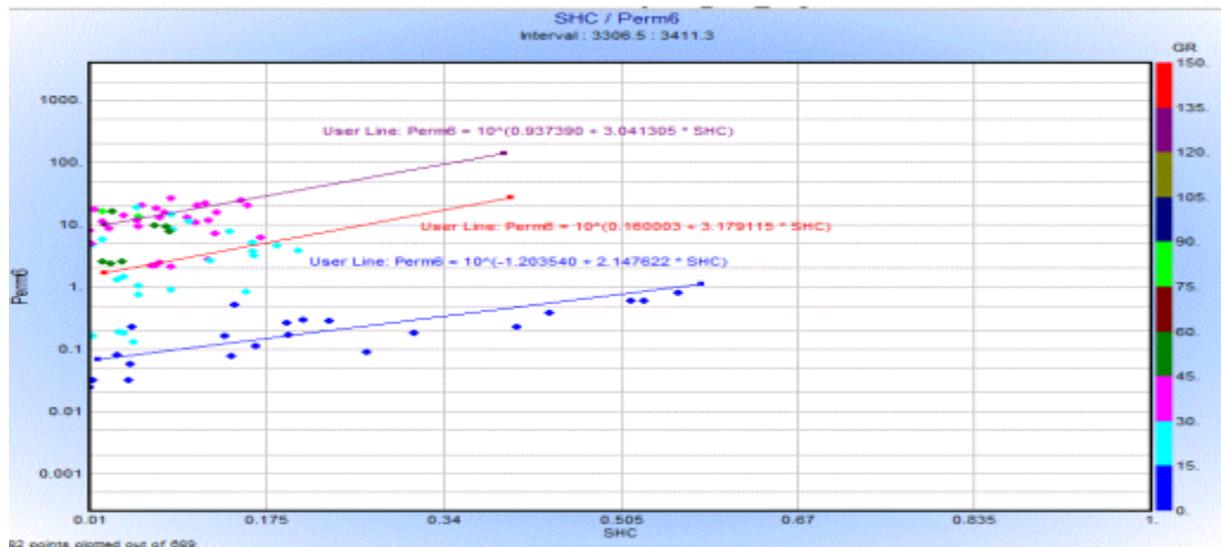


Figure II.11 : perméabilité en fonction de porosité tenant compte de la taille des grains



**Figure II.12** : exemple réel de la perméabilité en fonction de saturation hydrocarbure tenant compte de la taille des grains

### II.5.2.3. Saturation (s) :

La saturation en fluide d'une formation est le rapport du volume occupé par ce fluide au volume total des pores .on la désigne par la lettre S .elle est exprimé en pourcentage (%)

$$\text{Saturation} = \frac{\text{volume de fluide}}{\text{volume des pores}}$$

$$S_{\text{huile}} = \frac{v_h}{v_p}$$

$$S_{\text{gaz}} = \frac{v_g}{v_p}$$

$$S_{\text{eau}} = \frac{v_{\text{eau}}}{v_p}$$

Dans le cas d'un gisement à hydrocarbures, les pores contiennent de l'eau, de l'huile ou du gaz

- Si ce fluide est de l'eau on parlera alors de

$$S_w=1$$

- Si l'y'a en plus des hydrocarbures on a :

$$S_w+S_h=1$$

**Sh** : saturation en hydrocarbures qui peut être du gaz ou de l'huile ou bien les deux en même temps

Le choix sur l'estimation de  $S_w$  pour tous les sondages s'est porté sur la formule d'Archie :

$$\frac{S_w^n}{F R_w} = \frac{1}{R_t} \quad \text{avec} \quad F = \frac{a}{\Phi^m}$$

Avec :

**$R_w$**  : La résistivité de l'eau de formation

**$R_t$**  : La résistivité de la zone vierge

**F** : facteur de formation

**a** : coefficient dépendant de la lithologie

**n** : exposant de saturation déterminé empiriquement

**m** : facteur de cimentation

**$\Phi^m$**  : La porosité utile

## **Chapitre III (la partie pratique) :**

### **Applications aux données réelles**

### III.1. Introduction :

Notre objectif dans ce chapitre est l'évaluation des paramètres pétrophysiques du réservoir triasique dans le bassin d'OUED MYA proche de la région de Hassi R'mel qui se fait essentiellement par le calcul de différents paramètres pétrophysiques : la porosité PHI, la perméabilité K le volume d'argile Vcl, la saturation en eau ....

Afin de pouvoir calculer et évaluer les différents paramètres pétrophysiques, on a besoin de certaines données acquises principalement par des outils de diagraphies : l'outil Gamma ray pour évaluer le volume d'argile, l'outil neutron et l'outil Sonic et l'outil densité pour l'évaluation de la porosité, l'outil Résistivité pour évaluer la saturation en eau et avec autres outils qui peuvent également être nécessaires comme le caliper qui permet le contrôle de la qualité d'enregistrement et la correction de l'outil densité.

### III.2. Interprétation des résultats de l'évaluation des paramètres pétrophysiques

#### III.2.1. Présentation du puits :

	Location	La date	Intervalles (m)
Puits 6	EL'MZAID (OUED MYA)	25 /02/2017	3799.96-4178.4

Tableaux 02 : présentation du puit 06 (la société de service schlumberger)

#### III.2.2. Les diagraphies enregistrées :

Les diagraphies du puits ont été enregistrées par la société de service Schlumberger, on a chargé les données disponibles de ces derniers dans le logiciel IP sous format las

Les logs diagraphiques du puits 6 sont représentés dans la Figure III .1:

Piste 1 : profondeurs (m)

Piste 2 : le gamma ray et caliper (gAPI)

Piste 3 : résistivité de l'outil RT90 et RT10 (en ohm.m)

Piste 4: Sonic DTOC (en  $\mu\text{s}/\text{ft}$ )

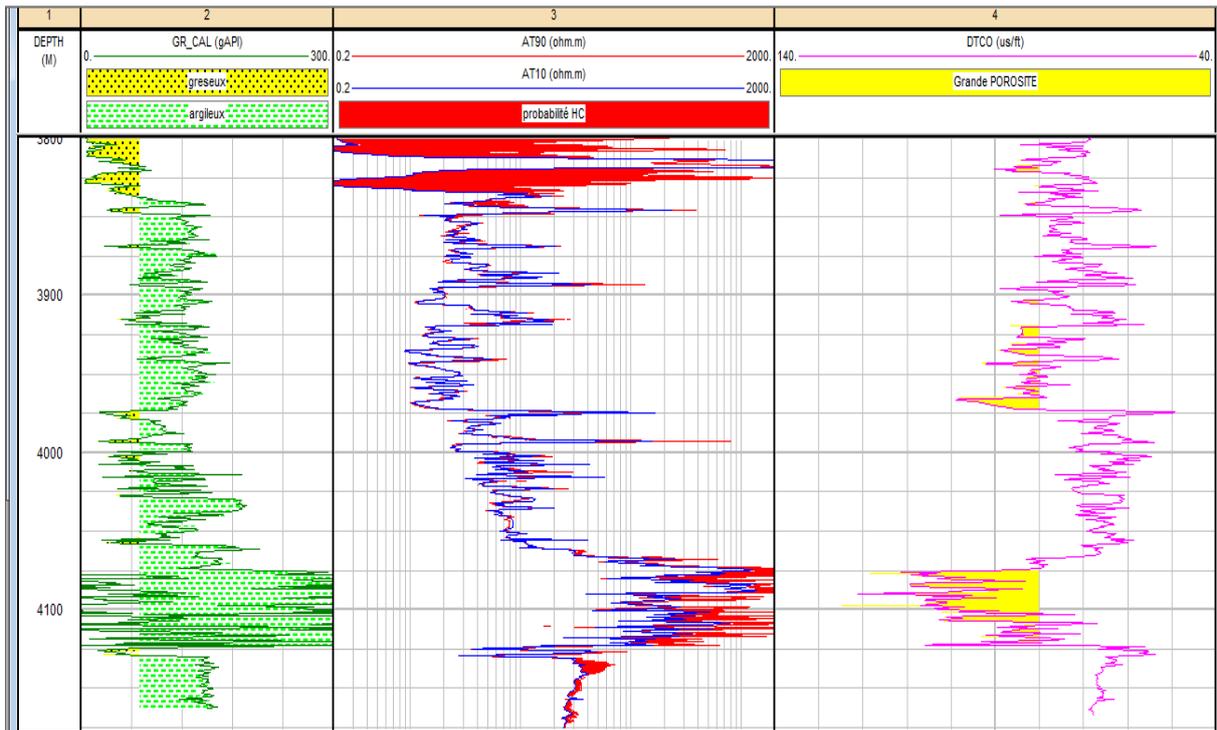


Figure III.1. : Les logs de diagraphiques du puits 6

### III.2.3. Déterminations des zones réservoirs :

Après l'analyse et le chargement des logs diagraphiques du puits (Figure III.2) nous avons détecté deux zones réservoirs :

1. La zone en Bleu située à une profondeur comprise entre [4136.540 – 4142.50]
2. La zone en rouge située à une profondeur comprise entre [3838.651 - 3843.472]

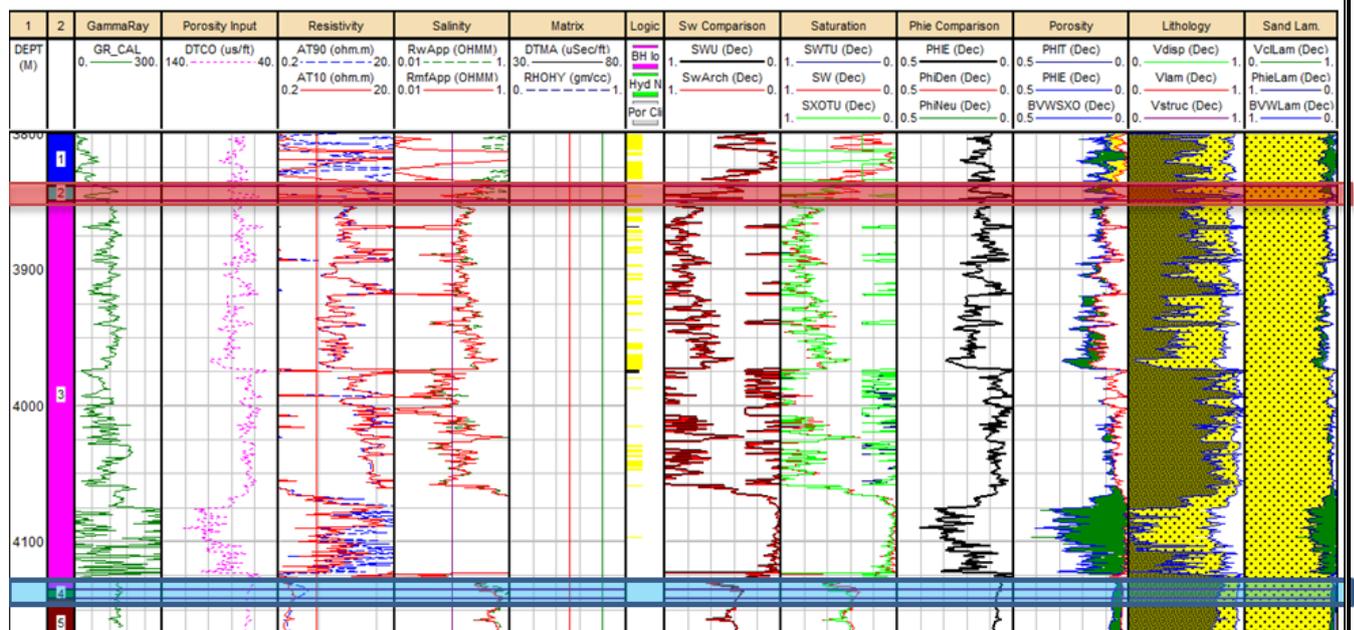
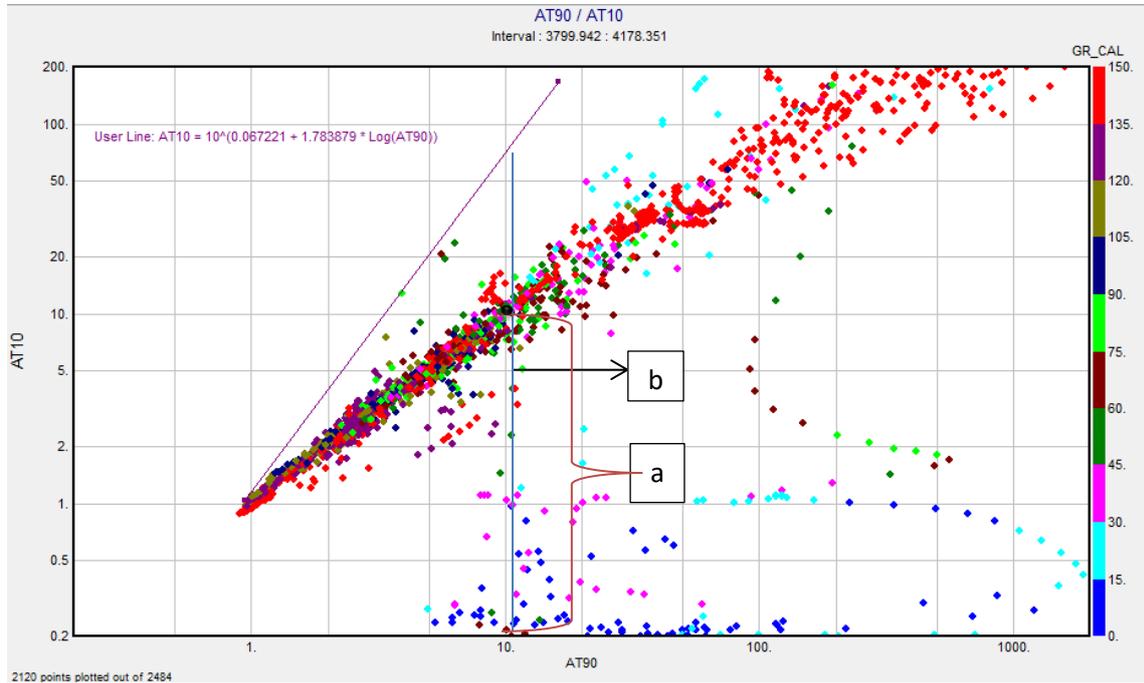


Figure III.2. : Résultats de traitement de logs avec mise en évidence des zones d'intérêt

### III.2.3.1. interprétation de la zone 1

#### III.2.3.1.1 Cross-plot AT10-AT90



**Figure III.3:** cross plot AT90-AT10 pour évaluer la saturation en eau

- La figure ci – dessus représente un cross plots AT10 en fonction d’AT90

#### III.2.3.1.2 Détermination de la saturation en eau

À partir le cross plot représenté par la figure (III.3) on a déterminé la saturation en eau (SW) et la saturation d’hydrocarbure (Shc), On prendra un point dans l’intervalle réservoir [4136.540 – 4142.50] et On trace une verticale à partir la droite de la saturation (SW= 100%) dont l’équation est :

$$AT10=10^{(0,122371+1,695911*\log (AT90))}$$

Par une droite, on relie le point choisi avec l’origine, on obtient une intersection avec la verticale. De ce point à l’abscisse on obtient a, alors que toute la droite c’est b. d’où :

$$a =13.66$$

$$b=67, 02$$

On a:

$$SW^2 = \frac{a}{b} \quad \longrightarrow \quad SW = \sqrt{\frac{a}{b}}$$

Le calcul donne :

$$SW = \sqrt{\frac{13,66}{67,02}} = 0,45$$

D'autre part on a :

$$SW + Shc = 1 \quad \longrightarrow \quad Shc = 1 - SW$$

Par calcul :  $Shc = 1 - 0,45 = 0,55$

- D'où les résultats suivants :

**SW = 45%**

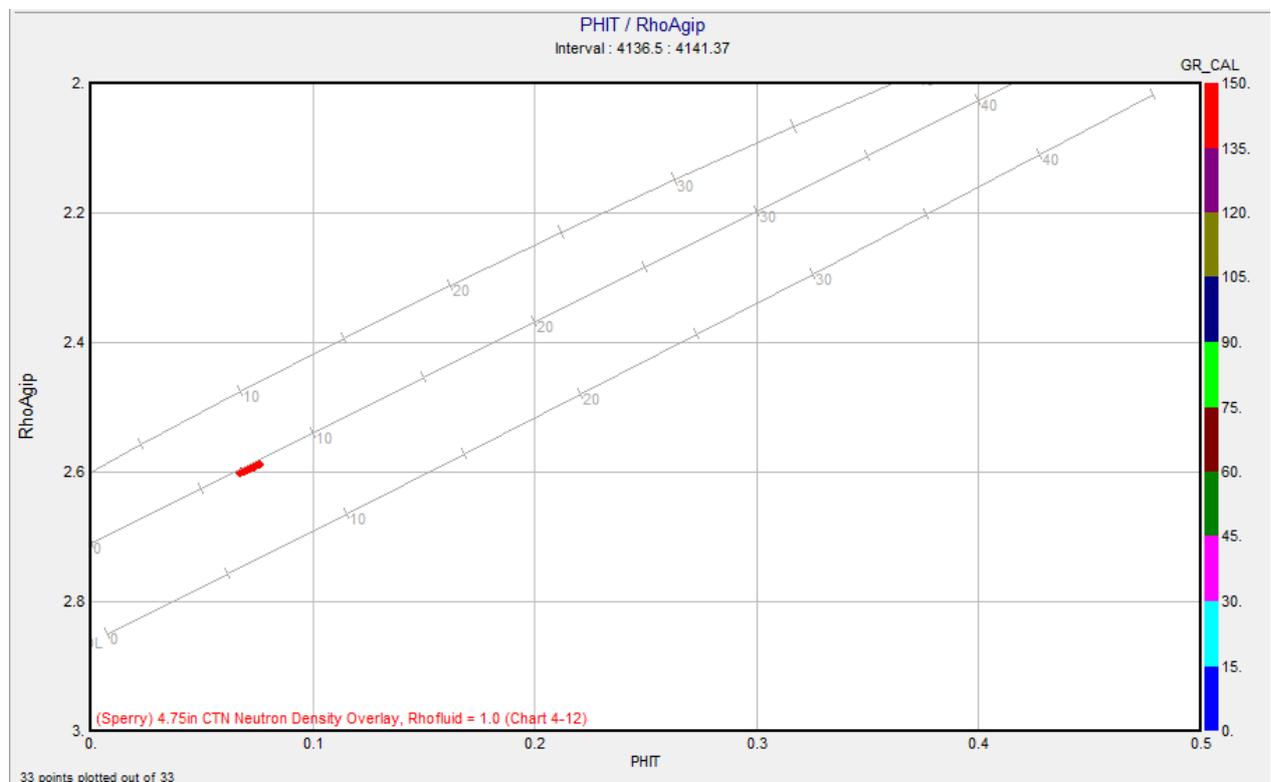
**SHC=55%**

Qualitativement on voit que la quantité en hydrocarbures est assez importante, qui signifie que on a un bon réservoir et ces résultats nous poussent à étudier ce cas avec plus de détails.

### III.2.3.1.2 étude Lithologique :

#### III.2.3.1.2.1 Cross plots porosité – densité (phit- RhoAgip)

On a calculé la densité (RHO Agip) par la méthode Agip, en utilisant le module interprétation /Rocks physics/densité Estimation



**Figure III .4 : cross-plots porosité total PHIT –RHOAgip**

- La figure ci-dessus représente un cross plots de la densité en fonction de la porosité totale on remarque un nuage de points rouges qui se situe sur la tendance calcaire avec une valeur moyenne de GR environ 150 de là on déduit que la composition lithologique de ce réservoir est essentiellement composée de schiste Et cela signifie que la zone étudiée est sûrement compacte et consolidée
- Pour ce nuage de points on peut voir que la valeur de la porosité vraie est de :

$$\Phi_v = 6.7 \%$$

Donc la porosité vraie dans l'intervalle [4136,5-4141 ,7] est 6,7% ce qui est une porosité faible

### III.2.3.1.2 Détermination qualitative du volume de fluide

$$V_f = \Phi * SHC$$

$V_f$  : Volume de fluide

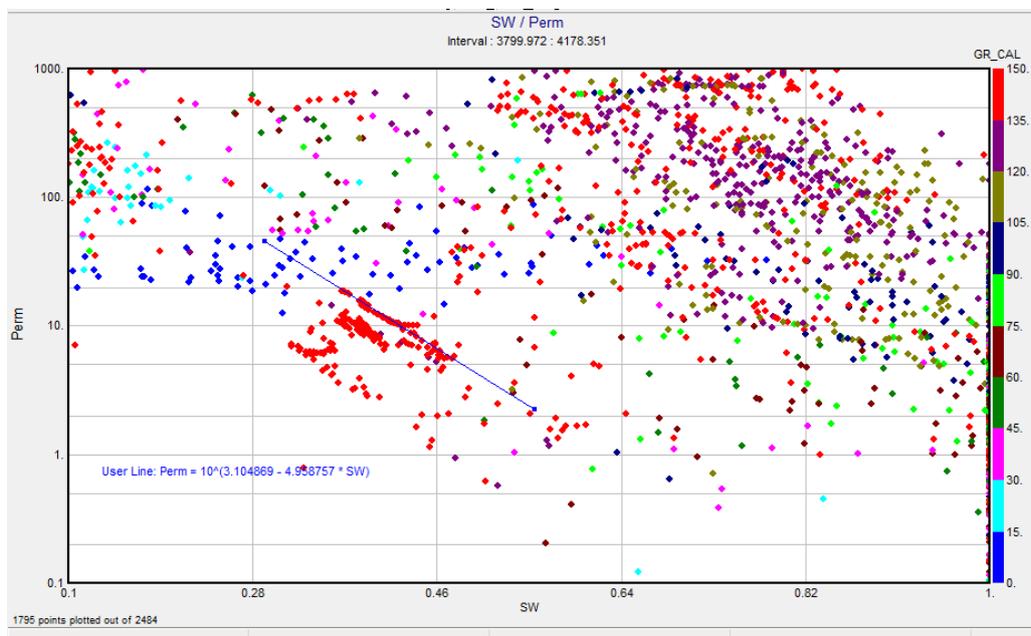
$\Phi$  : La porosité

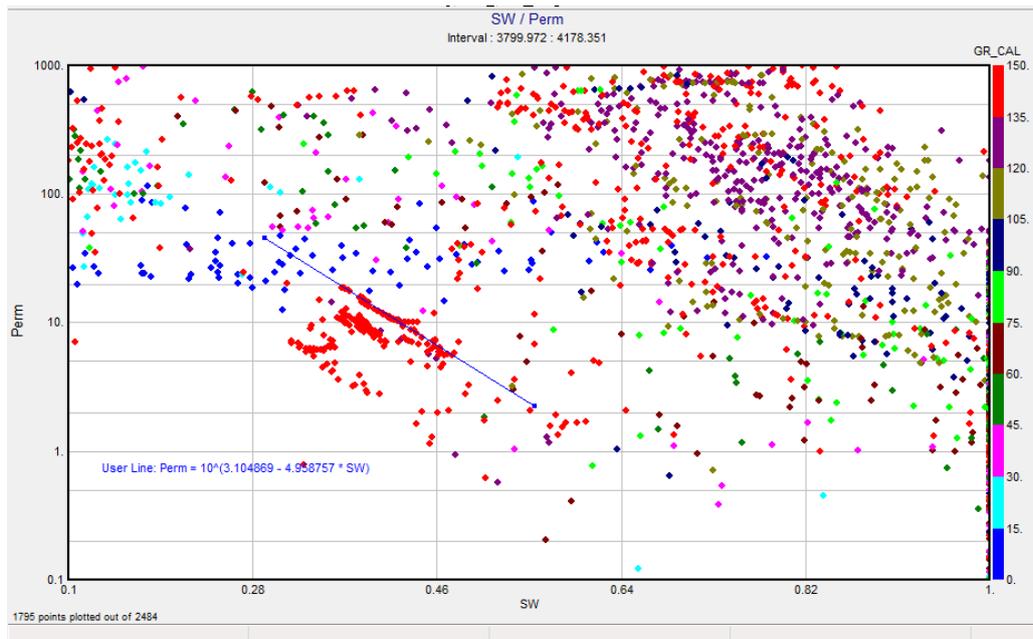
$SHC$  : La saturation d'hydrocarbure

$$V_f = 6.7 * 0.55 = 3.68$$

Le volume de fluide dans l'intervalle [4136,5-4141 ,7] est de 3.68 %

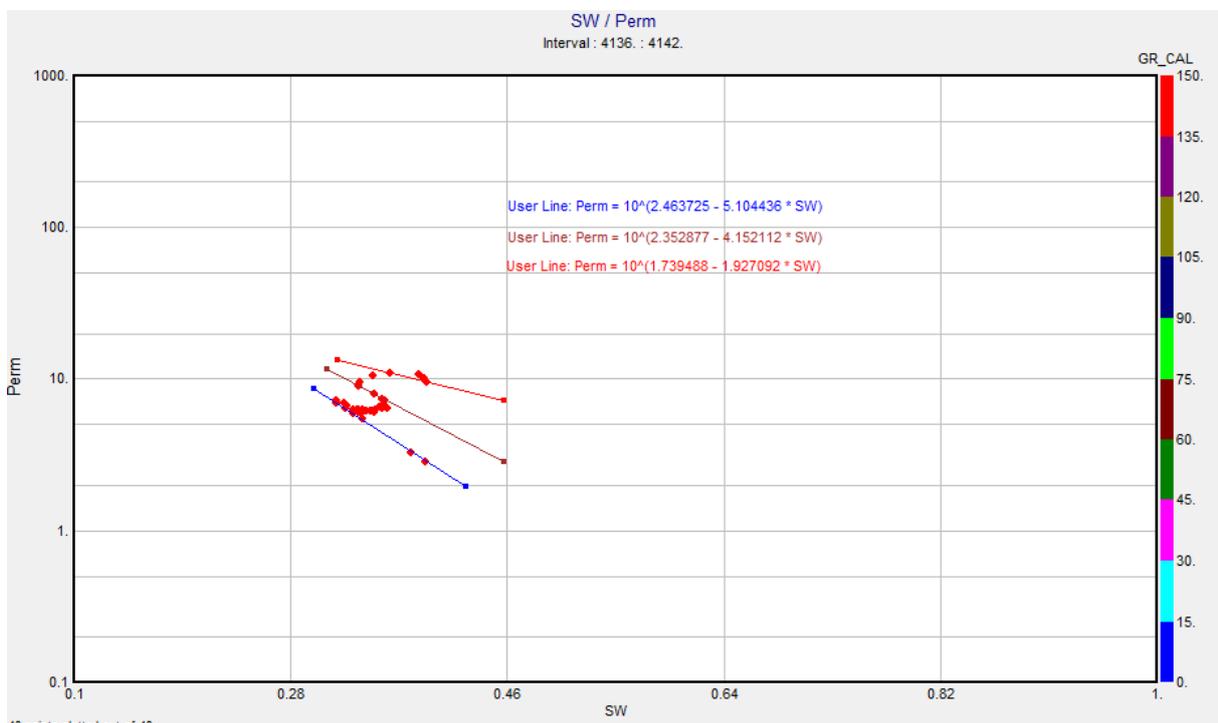
### III.2.3.1.3 Cross plot PERM-SW :





**Figure III.5 :** cross plot de perméabilité (perm) en fonction de SW de tout l'intervalle du puits

- La figure ci-dessus représente la perméabilité en fonction de la saturation. on remarque un nuage de points qui nous donne des dépendances décroissantes



**Figure III.6 :** cross plot de perméabilité en fonction de la saturation d'un intervalle réservoir

- on remarque que la perméabilité est très variable d'un point à l'autre dans le réservoir
- ici on a obtenus 3 dépendances décroissantes parce que le milieu est fissuré fracturé et c'est montré par la figure (III.7)

Les équations de ces droites sont :

$$\text{Perm} = 10^{(2,463725 - 5,104436 * \text{SW})}$$

$$\text{Perm} = 10^{(2,352877 - 4,152112 * \text{SW})}$$

$$\text{Perm} = 10^{(1,739488 - 1,927092 * \text{SW})}$$

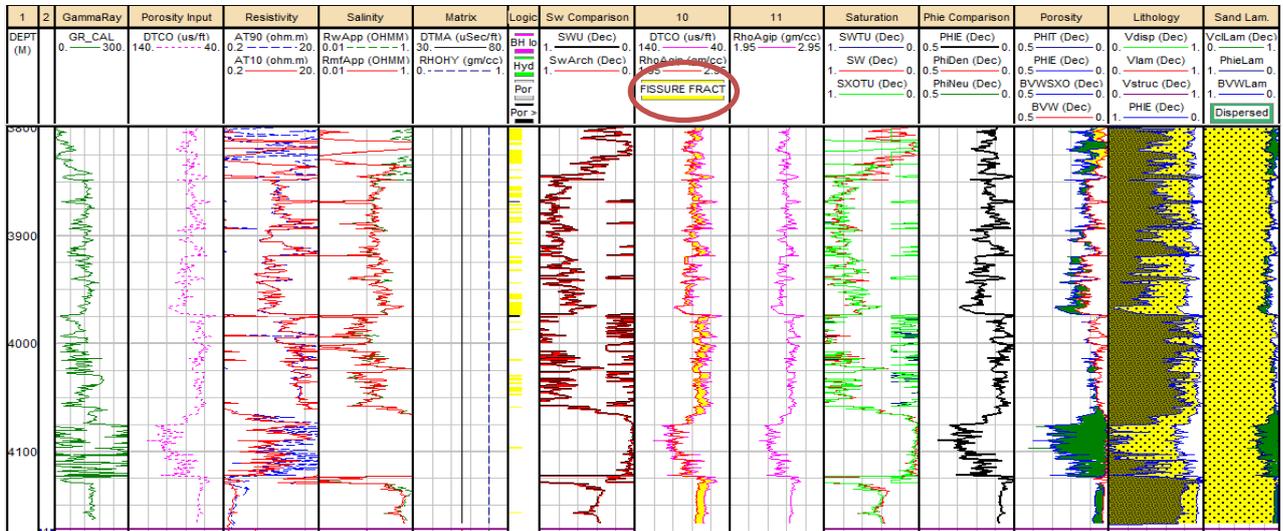


Figure III.7 : Résultats pétrophysiques

### III.2.3.1.4 Cross plot PERM - SHC

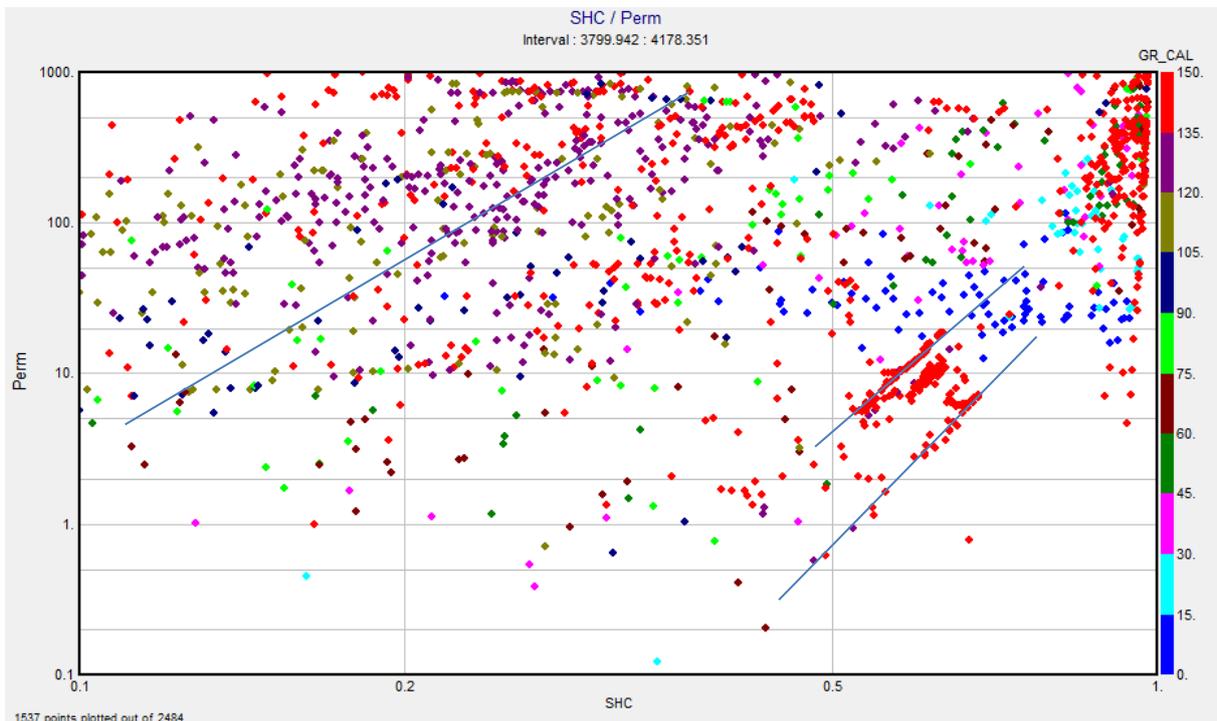
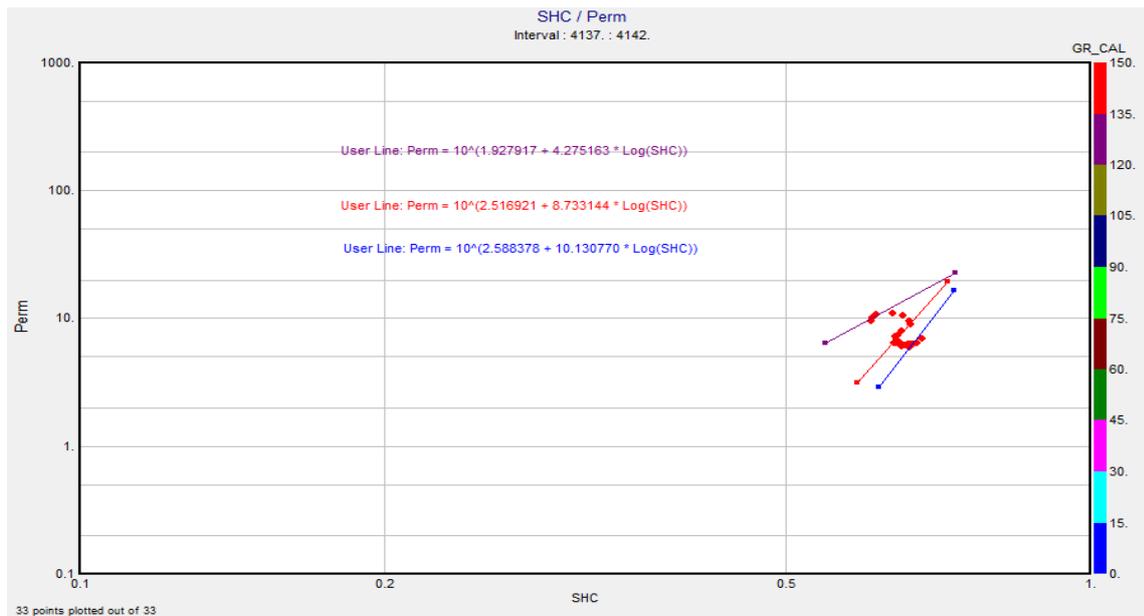


Figure III.8 : cross plot de perm en fonction de la saturation en eau (SW) de tout l'intervalle du puits



**Figure III.9** cross de perm en fonction de SW dans l'intervalle réservoir

- On a obtenu trois droites croissantes de différentes pentes, à cause de la présence de fissures et fractures et donc de l'hétérogénéité du milieu. Les équations de ces droites sont :

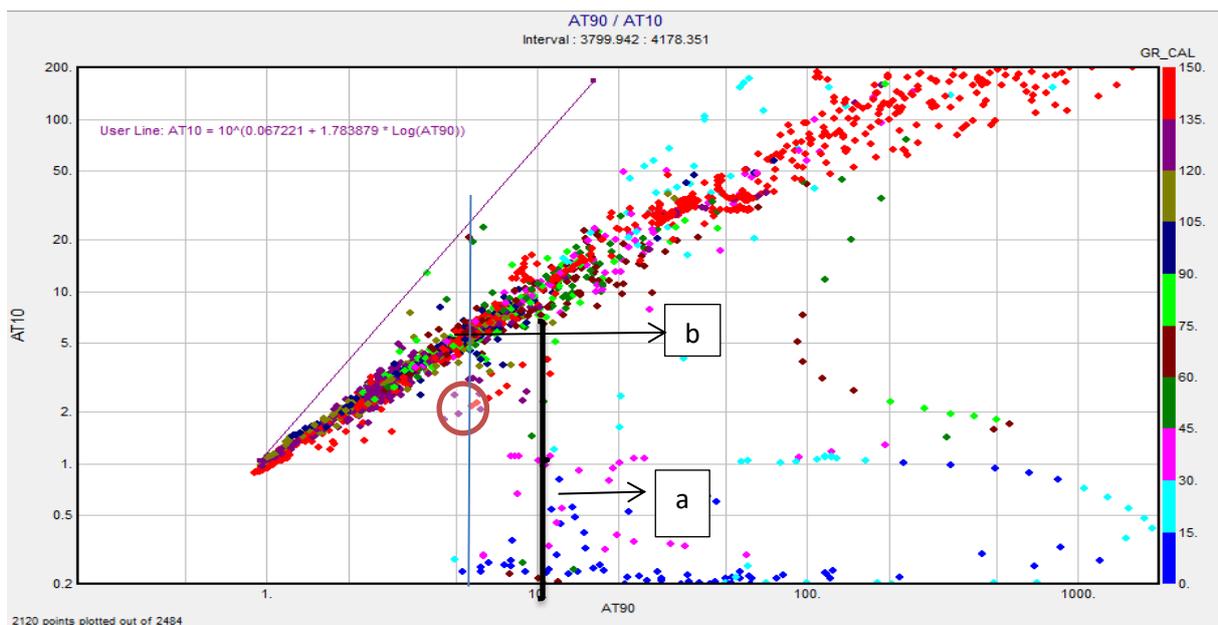
$$\text{Perm} = 10^{(1,927917 + 4,275163 \cdot \log(\text{SHC}))}$$

$$\text{Perm} = 10^{(2,516921 + 8,733144 \cdot \log(\text{SHC}))}$$

$$\text{Perm} = 10^{(2,588378 + 10,130770 \cdot \log(\text{SHC}))}$$

### III.2.3.2 Interprétation de la zone 2

#### III.2.3.2.1 CROSS PLOT AT90–AT10



**FIGURE III.10** : cross plot d'AT10 en fonction d'AT90 de tout l'intervalle du puits

### III.2.3.2.2 Détermination de la saturation d'eau :

À partir de cet graphe (III.10) on détermine la saturation en eau par la même opération qui est faite sur le graphe dans la Figure (III.3), après une lecture on

a=2

b=23.16

$$SW^2 = \frac{a}{b} \longrightarrow SW = \sqrt{\frac{a}{b}}$$

Par calcul on trouve :

$$SW = \sqrt{\frac{2}{23.16}} = 0.29$$

D'autre part on a :

$$SW + Shc = 1 \longrightarrow Shc = 1 - SW$$

Par calcul :  $Shc = 1 - 0.29 = 0.71$

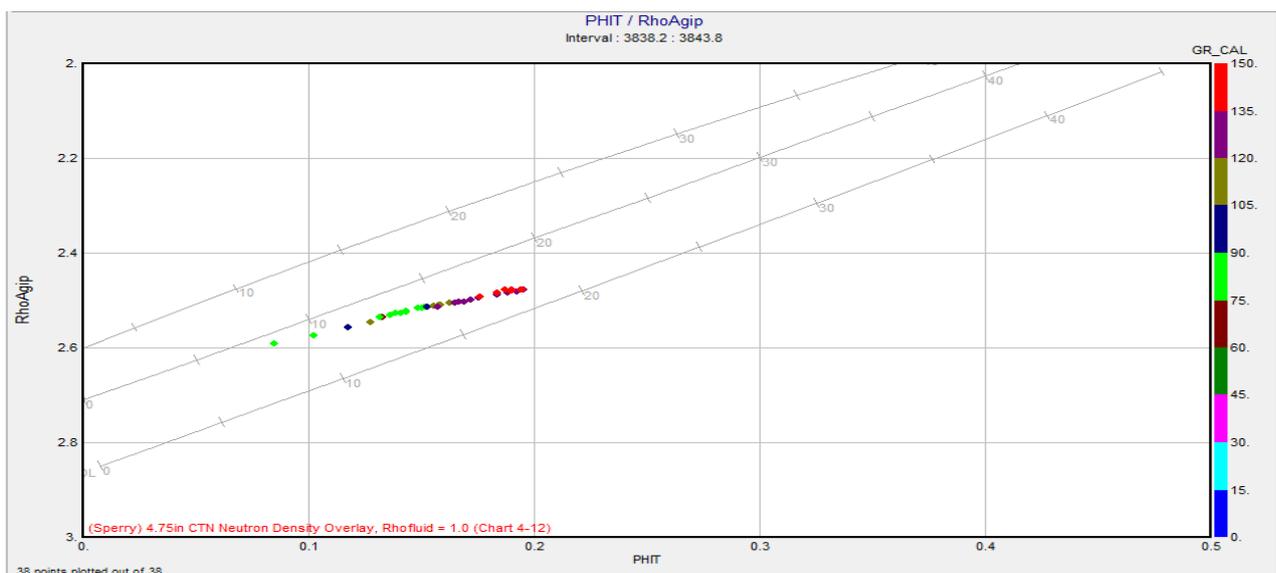
D'où les résultats suivants :

**SW = 29% et SHC=71%**

La quantité d'hydrocarbure est qualitatif et Assi importante, ce qui signifie que on a un bon réservoir et ces résultats nous permet d'étudier avec détails le cas

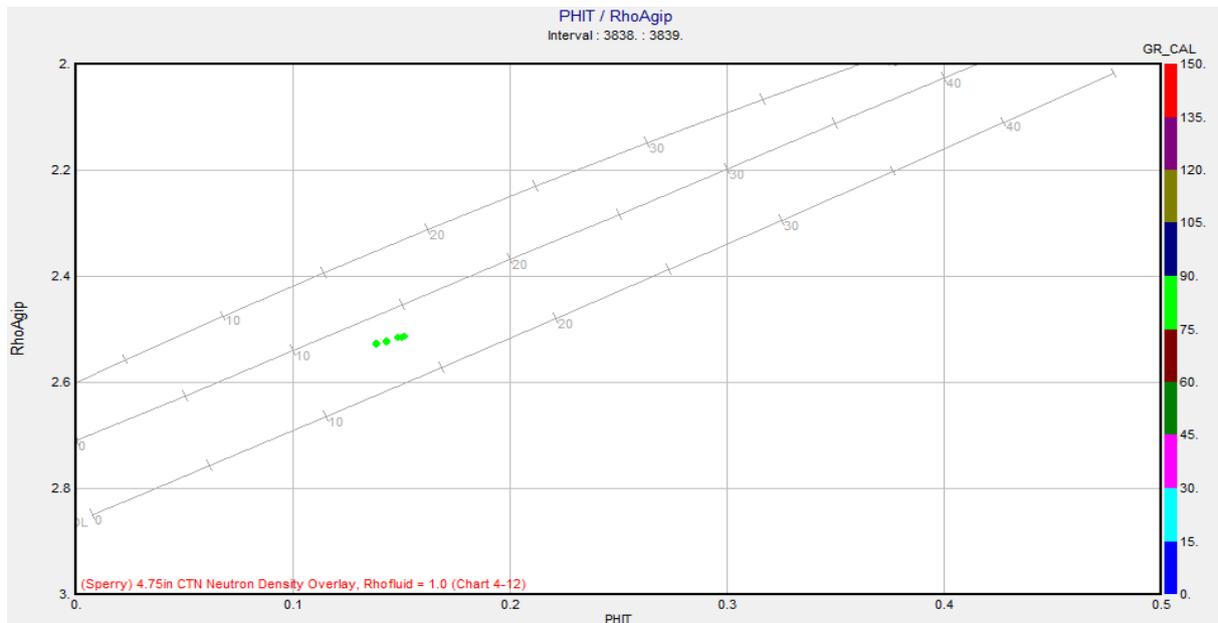
### III.2.3.2.2 Etude lithologique :

#### III.2.3.2.2.1 Cross-plot PHIT Vs RHoAgip :



**Figure III.11** : cross-plot densité en fonction de PHIT dans l'intervalle réservoir

- Cette figure représente la variation de la densité (rhoAgip) en fonction de la porosité totale dans l'intervalle réservoir [3838.2-3843.8] on remarque que le nuage de points est situé entre la ligne de calcaire et la ligne de dolomite, ce qui signifie un milieu compact et la couleur des points définie par des valeurs de GR très élevées qui indiquent que cette formation est probablement schisteuse



**Figure III.12 :** cross-plot densité en fonction de PHIT dans l'intervalle [3838-3839]

- On a pris un autre intervalle, d'après la figure (III.12) on remarque que le nuage de points vert est situé entre la ligne de calcaire et la ligne de dolomite avec valeur de GR de 80 API.
- la porosité vraie est, elle de 13 % et ceci signifie qu'on a une bonne porosité

#### III.2.3.2.2 Détermination du volume de fluide

$$V_f = \phi * SHC$$

$V_f$  : Volume de fluide

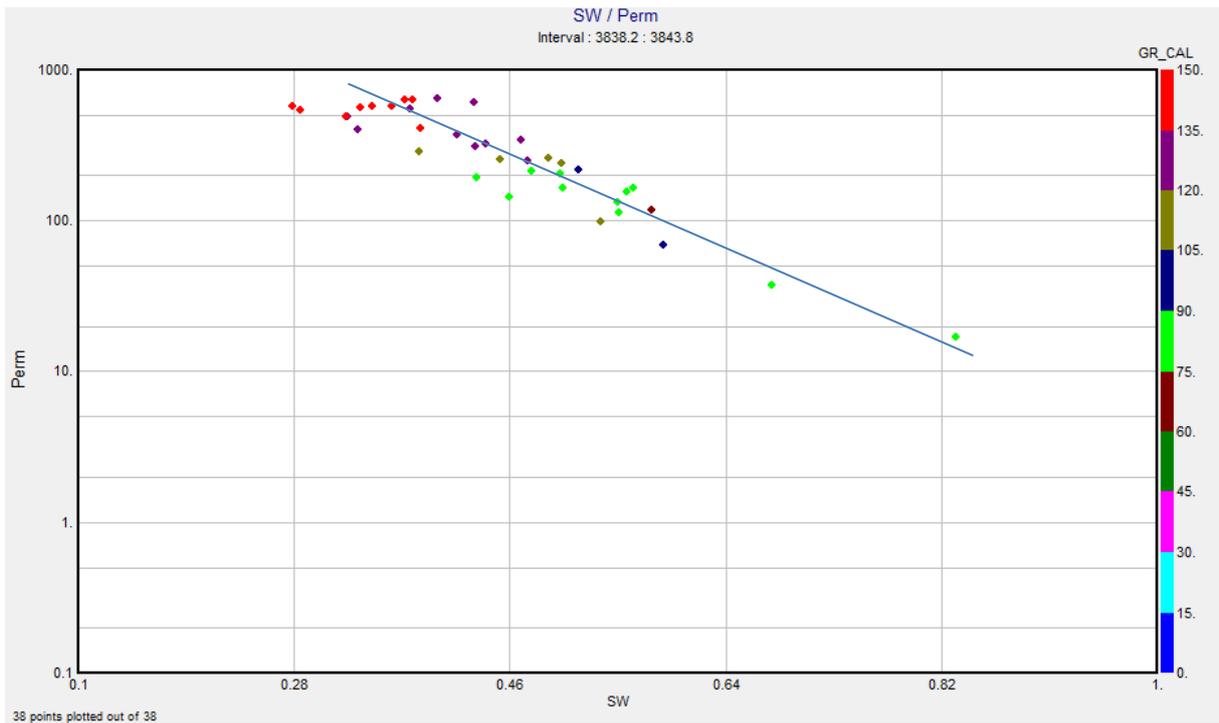
$\phi$  : La porosité

$SHC$  : La saturation en hydrocarbures

$$V_f = 13 * 0.71 = 9.23$$

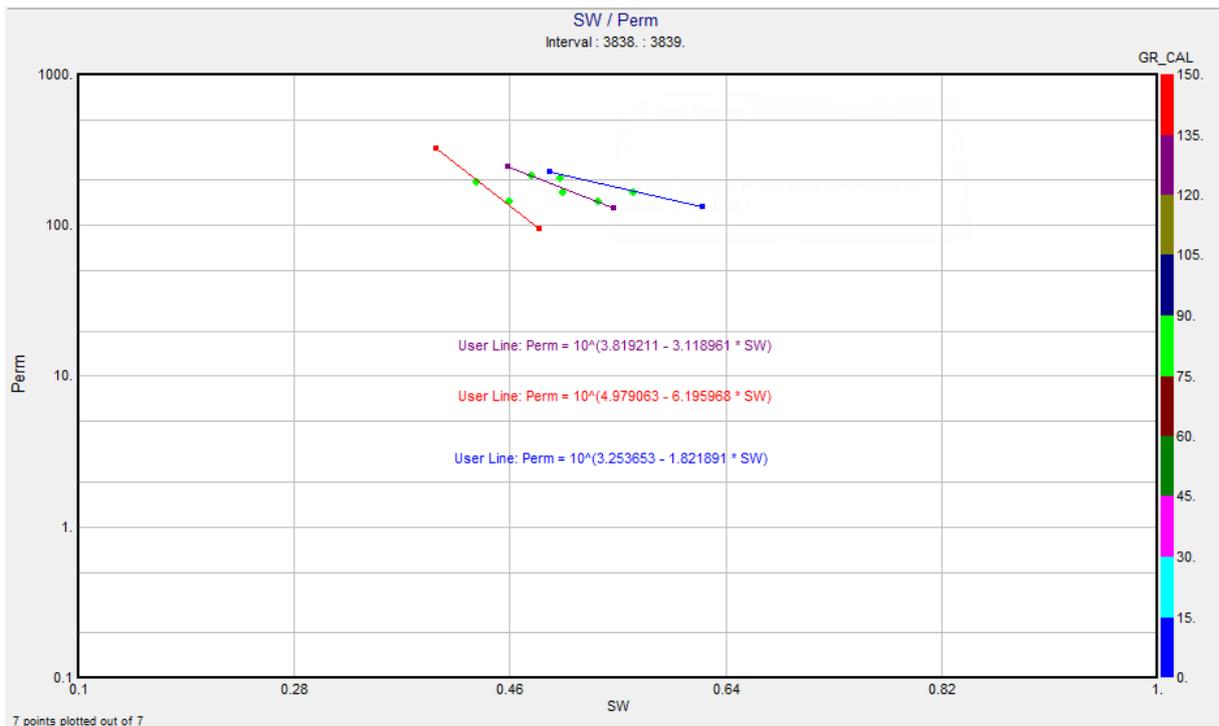
Le volume de fluide dans l'intervalle [3838-3839] est de 3.68 %

### III.2.3.2.3 Cross-plot SW Vs PERM



**Figure III.13** : cross-plot perm vs  $S_w$  dans l'intervalle réservoir

- Cette figure représente la variation de la perméabilité en fonction de la saturation en eau dans l'intervalle réservoir
- On doit réduire l'intervalle pour obtenir une meilleure loi de perméabilité



**Figure III.14** : cross-plot SW vs perm dans l'intervalle réservoir [3838-3839]

- On voit qu'il y a trois lois de perméabilité, à cause du fait qu'on soit dans un milieu qui est fracturé fissuré. Les équations de ces droites sont :

$$\text{Perm} = 10^{(3.819211 - 3.118661 * SW)}$$

$$\text{Perm} = 10^{(4.979063 - 6.195989 * SW)}$$

$$\text{Perm} = 10^{(3.253653 - 1.821891 * SW)}$$

### III.2.3.2.4 Cross -plot SHC Vs PERM

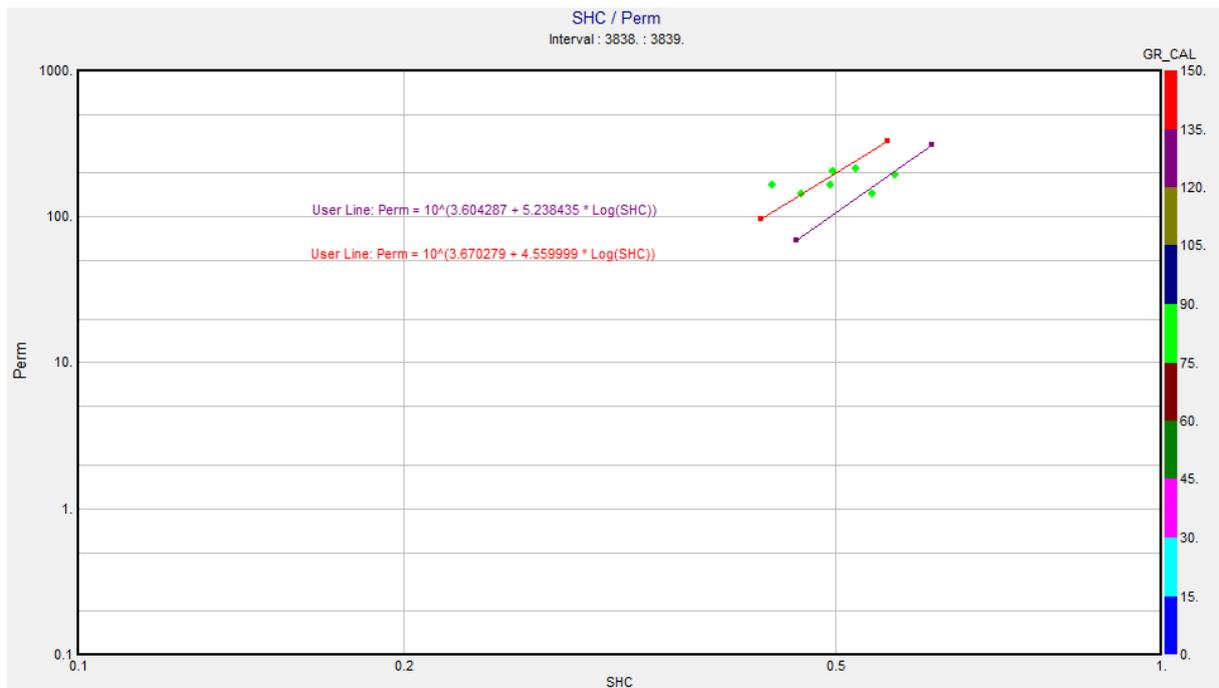


Figure III.14 : cross-plot SHC en fonction de perméabilité dans l'intervalle [3838-3839]

On a deux lois de perméabilité dont les équations :

$$\text{Perm} = 10^{(3.604207 + 5.328425 * \log(SHC))}$$

$$\text{Perm} = 10^{(3.670279 + 4.559999 * \log(SHC))}$$

LES NIVEAUX	PHIT (dec)	PHIE (dec)	PERM(md)	SW (med)	SHC
4136-4142	0.069	0.069	6.483	0.347	0.657
3838-3843	0.166	0.166	Valeur erronée	0.431	0.569

TABLEAUX 02 : valeurs moyennes de quelques paramètres pétrophysiques

- Du point de vu paramètres pétrophysiques on a un bon réservoir

## Conclusion générale :

Au terme de ce mémoire nous essayons d'exposer ici les principaux résultats

Dans notre étude, on s'est intéressée au réservoir triasique du Hassi R'mel, l'évaluation pétrophysique a été faite à partir des données enregistrées dans le puits 6 qui montre un intérêt pétrolier certain, à l'aide des différentes diagraphies (résistivité, densité, gamma ray ...) on a pu faire des évaluations des paramètres pétrophysique et des analyses sur le puits pour trouver les meilleurs résultats du point de vue qualité de réservoir

Nous avons établi des lois de perméabilité, ces lois de perméabilité nous permettent d'évaluer ce paramètre dans les mêmes niveaux dans les puits voisins en se basant uniquement sur les diagraphies, on peut calculer les saturations en eau et en hydrocarbures et on a déterminé par la suite, la porosité vraie et le volume apparent de fluide, ce qui – qualitativement – nous permet d'estimer l'importance et la qualité de notre réservoir qui est industriellement très appréciable. C'est ce que montrent les résultats pétrophysiques

On a obtenu comme résultats aussi, les lithologies en plus des paramètres pétrophysiques :

- Puits 6
  - zone 1 : cette zone est caractérisé par une faible porosité (6,7%) et une bonne quantité de saturation en hydrocarbures (55%), ces paramètres définissent un milieu compact, fissuré, fracturé, mais bon réservoir
  - zone 2 : cette zone est caractérisée par une assez bonne porosité (13%) avec une bonne saturation en hydrocarbure (71%) le milieu est compact, mais fissuré, fracturé Occasionnant ainsi un très bon réservoir.

## Listes des Figures :

### Chapitre I

<b>Figure I.1</b> : Carte montre la situation géographique de Hassi R'Mel.....	14
<b>Figure I.2</b> : situation géologique du champ de Hassi R'Mel.....	15
<b>Figure I.3</b> : Colonne litho-stratigraphique synthétique du champ de Hassi R'Mel.....	18
<b>Figure I.4</b> : Carte structurale de la région de Hassi R'Mel.....	19
<b>Figure I.5</b> : Coupe géologique nord _sud de Hassi R'Mel.....	21

### Chapitre II

<b>Figure II.1</b> : Schéma de principe de diagraphie de résistivité.....	25
<b>Figure II.2</b> : Principe de mesure de sonde latéolog3.....	26
<b>Figure II.3</b> : Principe de mesure de la sonde à induction .....	27
<b>Figure II.4</b> : Schéma de l'outil gamma ray.....	28
<b>Figure II.5</b> : Schéma de l'outil de densité.....	29
<b>Figure II.6</b> : Schéma du principe de la sonde neutron.....	30.
<b>Figure II.7</b> : Schéma de l'outil BHC.....	31
<b>Figure II.8</b> : Caractérisation des roches réservoir.....	33.
<b>Figure II.9</b> : Illustration de la loi de darcy.....	34
<b>Figure II.10</b> : Perméabilité en fonction de porosité.....	35
<b>Figure II.11</b> : exemple réel de la perméabilité en fonction de saturation hydrocarbure.....	36

### Chapitre II37

<b>Figure III.1</b> : Les logs de diagraphiques du puits 6.....	41
<b>Figure III.2</b> : Résultats de traitement de logs avec mise en évidence des zones d'intérêt...42	
<b>Figure III.3</b> : cross plot AT90-AT10 pour évaluer la saturation en eau.....	42
<b>Figure III.4</b> : cross-plots porosité total PHIT –RHOAgip.....	43
<b>Figure III.5</b> : cross plot de perméabilité (perm) en fonction de SW.....	43
<b>Figure III.6</b> : cross plot de perméabilité en fonction de la saturation.....	44

<b>Figure III.7</b> : Résultats pétrophysiques.....	45
<b>Figure III.8</b> : cross plot de perm en fonction de la saturation en eau (SW) de tout l'intervalle du puits.....	45
<b>Figure III.9</b> : cross de perm en fonction de saturation en hydrocarbure dans l'intervalle réservoir.....	46
<b>Figure III.10</b> : cross plot d'AT10 en fonction d AT90 de tout l'intervalle du puits.....	47
<b>Figure III.11</b> : cross-plot densité en fonction de PHIT dans l'intervalle réservoir.....	48
<b>Figure III.12</b> : cross-plot densité en fonction de PHIT dans l'intervalle [3838-3839].....	49
<b>Figure III.13</b> : cross-plot perm vs $S_w$ dans l'intervalle réservoir.....	50
<b>Figure III.14</b> : cross-plot SW vs perm dans l'intervalle réservoir [3838-3839].....	51
<b>Figure III.15</b> : cross-plot SHC VS perm dans l'intervalle réservoir [3838-3839].....	51

## Liste des Abréviations et signes

TAG: Trias argileux gréseux.

TAGI: Trias argileux gréseux série inferieure.

$\Phi$  : Porosité.

$\Phi_u$ : La porosité utile

$\Phi_r$  : La porosité résiduelle

$\Phi_t$  : la porosité totale

$\Phi_{ef}$  : la porosité effective

K : Perméabilité.

SW : saturation en eau.

SHC : saturation en hydrocarbures.

Swi: Saturation en eau irréductible.

Sg : la saturation en gaz.

GR : Gamma Ray.

PS :la polarisation spontanée

Vsh : Volume d'argile.

Rt : Résistivité vraie, de la formation

Rw : Résistivité de l'eau de formation.

Rm: résistivité de la boue de forage ;

Rmf : la résistivité du filtrat de boue

F : Facteur de formation.

CNI : log de porosité neutron

MSFL : outil microsonde de résistivité de la zone envahie.

LLD : outil macrosonde de résistivité de la zone vierge.

pf: densité du filtrat de boue.

rhoAgip : densité évaluée d'après la méthode Agip

NPHI : porosité neutron.

PHI\_ND : porosité neutron densité

PHIT\_ND : porosité totale neutron densité.

Vp: volume pores.

Vs : volume de la phase solide

Vw : volume d'eau de formation.

Vh : volume des hydrocarbures.

Vo : volume d'huile.

Vg : volume de gaz.

$\rho$  : Densité moyenne

## BIBLIOGRAPHIE

**Aliev, M. (1971).** «Structures géologiques et perspectives en pétrole et en gaz du Sahara Algérien». SONATRACH –ALGER

**Becip-DP-Hydra (1987).** «Etudes géologique du champ de Hassi R'mel».

**Benamor, O. (2017).** «Etude géologique du réservoir Cambro-Ordovicien du champ de Hassi R'mel». Mémoire de Fin de Formation/Induction d'Ingénieur.

**Sonatrach (2010).** « Rapport d'analyse des études d'interprétations structurale du champ de Hassi R'mel » Activité Exploration - Production Division Production Direction Régionale Hassi-R'mel

**Ph.MAGET :** les diagraphies en forage initiation aux Méthodes et aux interprétations application en géométrie

**SERRA O.,** 1979, Diagraphies différées, base de l'interprétation, Tome 1 : Acquisition des données diagraphiques, Éditions Technip

**Riadh Ahmadi-** Diagraphie et évaluation des réservoirs [19] :

**Professeur Chapelier** - diagraphie aquifères

**Mr. Hacine Rachid** - Méthodes de diagraphies. IAP Boumerdès 2015

**SERRA O.** (1985) : Diagraphies différées, bases de l'interprétation. Tome 2, Interprétation des données diagraphiques. Bull. Centres Rech. Explor.-Prod.

**Dr Mohamed Said BEGHOUL** Les diagraphies différées– UFR GGR- IAP Principes des outils et bases de l'interprétation

**Chapellier D.,** Jean-Luc Mari, Principe de base, Cours online de géophysique, université de Lausanne-Institut Français du Pétrole.

**Chapellier D.,** Diagraphies pétrole, Cours online de géophysique, université de Lausanne Institut Français du Pétrole.

**Abbas Radhi Abbas,** 2016, Basic Well Logging (Fields Applications).

**Abbas Radhi Abbas,** 2016, Cased Hole Logging Basics.

**HACINE RACHID,** Juillet 2007, Diagraphies de production, IAP Boumerdes.

**SONATRACH EXPLORATION,** 2010, Diagraphies différées et interprétation

**University of azad jammu and kashmir** muzafarabad /instute of geology- saadraja338-resistivity-log

**University of azad jammu and kashmir** muzafarabad /instute of geology- saadraja338-resistivity-log

**Shell nigeria** gradulate training programme –petrophysics

**Schlumberger.** (2007) Well Services Catalog.

**Schlumberger.** Introduction To Well Logging.

**Michel Meunier.** Diagraphies différées et interprétation. Sonatrach Exploration. (Février) 2010 . P [22 - 30] .

**Hacine R.** Pétrophysique. IAP. (2015). P [37 – 54] [6 - 8] [154 - 168]