

République Algérienne Démocratique et Populaire  
Ministère de l'Enseignement Supérieur et de la Recherche Scientifique  
Université Djilali Bounaama de Khemis Miliana



**Faculté des Sciences et de la Technologie**  
**Département des Sciences et de la Matière**

Mémoire Présenté  
Pour l'obtention du diplôme de

**Master en Physique**

**Option : Physique du Globe**

**Thème**

**Fiabilité des Diagraphies dans la Description des  
Formations Géologiques de la région Barnett  
(USA) et les deux régions sahariennes Hassi  
Dzabat à Ouargla et Ohanet à Illizi.**

**Réalisé par :**

- NASRI Amina.
- KHELIFI Nassira.

**Les membres du jury :**

- Président : Mr. Salaheddine BENTRIDI
- Encadreur : Mr. Rachid HACINE
- Examineur : Mr. Mohamed BOUGARA

**Année Universitaire 2019/2020**

# Remerciements

Nous remercions tout d'abord le bon Dieu Allah tout puissant de nous avoir donnée le courage, la santé, la force et la patience pendant cette crise de COVID ; pour accomplir ce travail humble.

Nous commençons à remercier notre encadreur : *Mr HACINE RACHID* qui nous a aidé et qui nous a laissé sa main ouverte, et qui a consacré son temps précieux et nous a accordé son attention avec une extrême patience pour finaliser ce travail.

Comme nous présentons nos grands remerciements à : *Mr BENTRIDI SALAH EDDINE* pour son soutien, ses conseils pertinents, les orientations tout au long de ce travail, et surtout leur encouragement.

Sans oublier la patience et la compréhension de nos jurys qui nous ont fait l'honneur d'évaluer et juger ce mémoire.

Ainsi qu'à, *Mr TOUAHRI ZINE EL ABIDINE* pour son aide, et ces conseils et orientations.

Nos sincères remerciement à tous les professeurs de la faculté des sciences et de la technologie Mr *BOUGARRA*, Mr *FERHI*, Mr *BELDJOUDI* et Mr *Lamali* ; qui nous ont suivi durant notre cursus universitaire.

Enfin, toutes nos familles qui nous aidées et encouragées et soutenues dans les moments difficiles tout au long de la préparation de ce mémoire.

# Dédicace

*Je dédie cet humble travail à :*

Mes chandelles de vie, mes parents qui ont toujours été là pour moi, aucune dédicace ne peut exprimer mon amour éternelle « Vous avez tout sacrifié pour vos enfants n'épargnant ni santé ni efforts. Vous m'avez donné un magnifique modèle de labeur et de persévérance. Je suis redevable d'une éducation dont je suis fière ».

Mes deux perles frangines et sœurs qui m'ont toujours entouré et motivé à sans cesse devenir meilleur **Asma et Marwa**; Mon cher frère **Mohamed Sadek**. A qui je souhaite un avenir radieux plein de réussite.

Ma chère tante **Khadîdja**

Tous ceux qui portent le nom « **Nasri** » et tous ceux qui me connaissent de près ou de loin.

Ma deuxième sœur & ma binôme **Khelifi Nassira**.

Mes chères amies :

**Raihane, Amina, Imene, Nacera, Meriem, Dalia**.

Toute la famille de la spécialité Physique du globe promotion 2020.

À tous ces intervenants, je présente mon respect et ma gratitude.

*Amina*

*Je dédie ce travail à :*

*Ceux qui sont dans mon cœur, qui ont veillés pour notre confort et sacrifié beaucoup pour notre réussite, Ma chère mère (que dieu me la garde).*

*A celui qui m'a toujours appris comment réfléchir avant d'agir, à celui qui m'a soutenu tout au long de ma vie scolaire, à celui qui n'a jamais épargné un effort pour mon bien, Mon cher père (Que dieu me le garde).*

*À mes précieuses sœurs*

*Malika, Amina, Djamila, Fatiha, Samia, Kheira et khawla*

*Mes frères Mohammed, kouider vraiment merci pour vos encouragements et votre soutien.*

*A toute ma famille en particulier mes tantes et mes cousines*

*A ma chère binôme Nasri Amina, je suis ravie de partager ce travail avec vous, je souhaite beaucoup de réussite dans votre vie.*

*À tous mes amis qui ont toujours été cotés dans les bons et mauvais moment: Ghania, Souna, Amel, Yossra*

*A tous mes enseignants et mes amies de spécialité de la Physique du Globe*

*À tous ceux que j'aime et ceux qui m'aiment*

*Nassira*

## الملخص:

في إطار الميدان البترولي قمنا بدراسة طبيعة التكوين الجيولوجي للخزانات وتحديد موقعها على أربعة آبار موزعة على ثلاثة مناطق مختلفة. بئر في منطقة بارنت والتي تقع في الولايات المتحدة الأمريكية وبئر في كل من حاسي زعباط بورقلة واهانت في اليزي

تتمثل هذه الدراسة في معالجة بيانات سبر الآبار باستخدام برنامج البتروفيزياء التفاعلية وتحليل النتائج المحصل عليها ومقارنتها مع العينات المأخوذة من الآبار.

الهدف من هذه المقارنة هو إثبات مدى صحة وموثوقية سبر الآبار لوصف طبيعة التكوين الجيولوجي

**كلمات مفتاحية:** سبر الآبار، التكوين الجيولوجي، الميدان البترولي.

---

## Résumé:

Dans le cadre du domaine pétrolier, on a étudié la nature de la formation géologique des réservoirs pétroliers et la détermination de leur localisation sur quatre puits répartis dans trois régions différentes : deux puits dans la région de Barnett qui est située aux États-Unis d'Amérique, et un puits dans deux régions sahariennes Hassi Dzabat à Ouargla et Ohanet à Illizi.

Cette étude consiste à traiter les données des diagraphies à l'aide du logiciel « interactive petrophysics » et analyser les résultats obtenus et les comparer avec des carottes prélevés par la compagnie depuis les puits.

Le but de cette comparaison est de démontrer la fiabilité des diagraphies dans la description des formations géologiques.

**Mots clés:** Les diagraphies, les formations géologiques, des réservoirs pétroliers.

---

## Abstract:

In the petroleum field, we studied the nature of the geological formation of petroleum reservoir and the determination of their location on four wells distributed in three different regions: two wells in the Barnett region, which is located in the United States of America and two wells in two regions of Algerian Sahara Hassi Dzabat in Ouargla and Ohanet in Illizi.

This study consists of a processing of the log data by using a software “interactive petrophysics” and analyzing the results obtained and comparing them with cores samples taken from the wells.

The purpose of this comparison is to demonstrate the reliability of logs in the description of geological formations

**Keywords:** well log, geological formation, petroleum reservoir.

## Sommaire

Remerciements .....	i
Dédicace .....	ii
Sommaire .....	v
Liste des figures .....	ix
Liste des Tableaux.....	xiii
Liste des abréviations .....	xiv
Introduction générale.....	1
Bref aperçu sur les méthodes de diagraphies .....	2
1. Introduction .....	3
2. Notion de diagraphie .....	3
2.1 Les diagraphies instantanées (Logging While Drilling) .....	3
2.2 Les diagraphies différées (ou Wireline).....	3
2.3 Les diagraphies de production (SUKLine) .....	4
3. Les Paramètres influençant les mesures :.....	4
4. Les méthodes de diagraphies.....	5
4.1 Diagraphie nucléaire .....	5
4.1.1 Diagraphie Gamma Ray (GR) .....	5
4.1.2 Diagraphie Neutron .....	7
4.1.3 Diagraphie de Densité (Gamma-Gamma) .....	8
4.2 Les diagraphies électriques .....	9
4.2.1 Diagraphies de résistivités .....	9
4.2.2 Diagraphie de la polarisation spontanée (PS).....	12
4.3 Diagraphie acoustique (ou sonique).....	13

4.4	Diagraphie auxiliaire.....	15
4.4.1	Diagraphie de diamètreur (Caliper).....	15
5.	L'invasion.....	17
6.	Exemples d'identification .....	18
6.1	La lithologie .....	18
6.2	La nature des fluides en place.....	20
6.3	Identification de bancs de charbon .....	23
6.4	Fracture et fissure.....	24
6.5	L'état des tubages et tubing.....	25
7.	Utilisation des cross – plot .....	27
7.1	Le M-N plot .....	28
7.2	Le MID plot .....	29
7.3	« Les zones aveugles » des cross plots .....	29
7.4	Rôle de carotte .....	29
8.	Conclusion.....	30
	Présentation des régions .....	31
1.	Introduction .....	32
2.	Barnet shale.....	32
2.1	Situation géographique .....	32
2.2	Cadre géologique .....	33
2.3	La stratigraphie de Barnet Shale .....	34
2.4	Système pétrolier .....	35
2.4.1	La roche mère .....	35
2.4.2	La roche réservoir.....	36

3.	La région d’Ohanet.....	36
3.1	La région d’Ohanet dans son contexte géographique .....	36
3.2	La région d’Ohanet dans son contexte géologique .....	37
3.2.1	La situation régionale .....	37
3.2.2	La géologie régionale .....	38
3.2.3	Caractères généraux.....	39
3.2.4	La situation géologique locale d’Ohanet .....	40
3.2.5	La stratigraphie du champ d’Ohanet .....	41
3.2.6	Système pétrolier .....	47
3.2.6.1	Les roches mères.....	47
3.2.6.2	Roche de couverture .....	47
3.2.6.3	La roche réservoir .....	48
4.	La région de Hassi Dzaabat.....	48
4.1	Situation géographique .....	48
4.2	Lithostratigraphie.....	49
4.3	Système pétrolier .....	51
4.3.1	4.3.1 Roche mère .....	51
5.	Comparaison entre les trois régions d’étude .....	52
6.	Conclusion.....	52
	Interprétation et Analyse Péetrophysique .....	53
1.	Introduction .....	54
2.	Présentation des données de diagraphies et carottes des régions d’études .....	54
2.1	Présentation des données des diagraphies.....	54
2.1.1	L’interprétation des résultats du puits 144 de la région Ohanet.....	54



2.1.2	L'étude lithologique de puits 144 d'Ohanet.....	56
2.1.3	L'interprétation des résultats du puits 1 de la région Barnett Shale.....	63
2.1.4	L'étude lithologique de puits 1 de Barnett Shale.....	64
2.1.5	L'interprétation des résultats du puits 2 de la région Barnett Shale.....	66
2.1.6	L'étude lithologique de puits 2 de Barnett Shale.....	67
2.1.7	L'interprétation des résultats du puits 6 de la région Hassi Dzabat.....	68
2.1.8	L'étude lithologique de puits 6 de Hassi Dzabat.....	70
3.	Présentation des carottes de chaque région.....	77
3.1	Carottes de puits 6 de Hassi Dzabat.....	77
3.2	Carottes de puits 144 d'Ohanet.....	78
4.	La Comparaison des résultats de chaque région avec leur carotte.....	79
4.1	La comparaison entre les résultats de Hassi Dzabat et leur Carotte.....	79
5.	Conclusion.....	79
	Conclusion générale.....	80

## Liste des figures

Figure 1 Schéma de deux types de diagraphies [4].....	4
Figure 2 Spectres d'émission gamma pour les éléments radioactifs Potassium, Thorium et Uranium (Schlumberger, 1991).....	6
Figure 3 L'estimation du pourcentage d'argile des réservoirs [7].....	7
Figure 4 Principe de la diagraphie neutron [9].....	7
Figure 5 Principe de la sonde Gamma-Gamma (densité). [10].....	8
Figure 6 Schéma des interactions corpusculaires.....	9
Figure 7 Le fonctionnement d'une sonde Laterolog (LLD et LLS) [1].....	10
Figure 8 Le fonctionnement d'une sonde Laterolog (MSFL).....	11
Figure 9 Une sonde d'Inductolog [4].....	11
Figure 10 La réponse de log de résistivité [4].....	12
Figure 11 Principe de mesure de la polarisation spontanée [4].....	12
Figure 12 Estimation de $Vsh$ à partir du log PS. [7].....	13
Figure 13 Principe de log sonique.....	14
Figure 14 Exemple de la réponse de log sonique [12].....	15
Figure 15 Illustration schématique de la réponse du log Caliper au diamètre du trou de forage..	16
Figure 16 Représentation schématique des différentes méthodes de diagraphies [4].....	16
Figure 17 Représentation schématique de phénomène d'invasion [1].....	18
Figure 18 Exemple sur la lithologie d'un réservoir.....	19
Figure 19 La lithologie d'un réservoir à l'aide de cross plot sonique-densité [14].....	20

Figure 20 Exemple d'une porosité d'une roche .....	21
Figure 21 la distribution des fluides dans les pores .....	22
Figure 22 la perméabilité des roches [10] .....	23
Figure 23 Exemple d'identification de la nature des fluides [7] .....	23
Figure 24 Exemple d'identification de bancs de charbon et quelques roches [7] .....	24
Figure 25 Fracture .....	24
Figure 26 Exemple d'identification de fracture en trou ouvert [7] .....	25
Figure 27 Quelques images de tubage.....	25
Figure 28 les différents types de tubages [16].....	26
Figure 29 La méthode de tubage d'un puits.....	26
Figure 30 Les étapes de l'état de tubage et tubing pendant le forage d'un puits [13].....	27
Figure 31 Exemple de cross-plot [7] .....	27
Figure 32 Exemple de M-N plot (document de Schlumberger).....	28
Figure 33 Exemple de MID plot [7].....	29
Figure 34 Exemple des carottes réelles et virtuelles .....	30
Figure 35 Exemple de résultat final et données des carottes [7].....	30
Figure 36 La carte de la situation géographique de Barnett Shale [17].....	32
Figure 37 Caractéristiques structurales générales du bassin de Fort Worth [19].....	33
Figure 38 stratigraphie du bassin de Fort Worth [20] .....	35
Figure 39 La carte de situation géographique de la région d'Ohanet .....	36

Figure 40 La carte de situation du bassin d'Ilizi (Sonatrach) .....	37
Figure 41 Contexte régional du bassin d'Ilizi et la zone d'étude.....	38
Figure 42 Coupe géologique Nord- Sud du bassin d'Ilizi.....	39
Figure 43 Colonne litho-stratigraphique des réservoirs Dévonien, Silurien et Cambro Ordovicien. (Sonatrach) .....	47
Figure 44 Carte de localisation du champ de Hassi Dzabat (Sonatrach) .....	48
Figure 45 colonne lithostratigraphie de Hassi Dzaabat (SONATRACH, DP, 2005) .....	51
Figure 46 Les résultats des logs traités par le logiciel IP de puits144 de la région Ohanet. ....	54
Figure 47 Résultats obtenus du puits 144 d'Ohanet, traité par le logiciel IP.....	56
Figure 48 Crossplot densité- Porosité neutron dans l'intervalle [2300-2301] m .....	56
Figure 49 M-N plot dans l'intervalle [2300-2301] m .....	57
Figure 50 Cross-over de RhoMatApp- UMatApp dans l'intervalle [2300-2301].....	57
Figure 51 RhoMatApp-DTMatApp dans l'intervalle [2300-2301] m .....	58
Figure 52 Crossplot Perméabilité- saturation en eau dans l'intervalle [2300-2301] m .....	58
Figure 53 Crossplot perméabilité- saturation en hydrocarbure dans l'intervalle [2300-2301] ....	59
Figure 54 Crossplot densité- Porosité neutron dans l'intervalle [2100-2102] m .....	60
Figure 55 Cross-over de RhoMatApp- UMatApp dans l'intervalle [2100-2102].....	60
Figure 56 Crossplot Perméabilité- saturation en eau dans l'intervalle [2101-2101.5] m .....	61
Figure 57 Crossplot perméabilité- saturation en hydrocarbure dans l'intervalle [2102-2102.5] m .....	62
Figure 58 Résultats d'interprétation du puits 1 de la région Barnett Shale.....	63

Figure 59 Crossplot densité- Porosité neutron dans l'intervalle [3640- 3675] m .....	64
Figure 60 M-N plot dans l'intervalle [3640- 3675] m .....	64
Figure 61 Cross-over de RhoMatApp- UMatApp dans l'intervalle [3640- 3675] m.....	65
Figure 62 RhoMatApp-DTMatApp dans l'intervalle [3640- 3675] m .....	65
Figure 63 Résultats de puits 2 de Barnett Shale.....	66
Figure 64 Crossplot DT-Log R de puits 2 de Barnett Shale .....	67
Figure 65 a- Les fractions volumétriques de constituants dans Barnett Shale,b- MID plot dans l'intervalle [3650-3850]m .....	67
Figure 66 Les résultats des logs traités par le logiciel IP de la région Hassi Dzabat.....	68
Figure 67 Résultats obtenus du puits 6 de Hassi Dzabat, traité par le logiciel IP.....	69
Figure 68 Cross plot densité- Porosité neutron dans l'intervalle [3270.7-3271] m .....	70
Figure 69 M-N plot de l'intervalle [3270.2-3271] m.....	70
Figure 70 RhoMatApp-DTMatApp dans l'intervalle [3271-3272] m .....	71
Figure 71 Cross-over de RhoMatApp- UMatApp dans l'intervalle [3279-3279.9] m.....	71
Figure 72 Cross plot Perméabilité- saturation en eau dans l'intervalle [3270.7-3271] m .....	72
Figure 73 Cross plot perméabilité- saturation en hydrocarbure dans l'intervalle [3272.1-272.4]m .....	73
Figure 74 Cross plot densité- temps de transition dans l'intervalle [3307.9-3308.2] m .....	74
Figure 75 Cross plot densité- Porosité neutron dans l'intervalle [3307.9-3308.2]m .....	74
Figure 76 Cross plot perméabilité- saturation en hydrocarbure dans l'intervalle[3316.5-3317.1]m .....	75
Figure 77 Cross plot Perméabilité-saturation en eau dans l'intervalle[3316.7-3317.1]m .....	76

Figure 78 Photo microscopique de grés fins à très fins.....78

### Liste des Tableaux

Tableau 1 la vitesse sonique et le temps de transition de l'onde P des roches réservoirs (Schlumberger)..... 14

Tableau 2 L'étude comparative entre les trois régions d'étude .....52

Tableau 3 Valeurs de quelques paramètres pétrophysiques de puits 6 de la première zone.....73

Tableau 4 Valeurs de quelques paramètres pétrophysiques de puits 6 de la deuxième zone .....76

Tableau 5 Mesures pétrophysiques de la première carotte de puits HDZ-6 (SONATRACH) ....77

Tableau 6 Mesures pétrophysiques de la deuxième carotte de puits HDZ-6 (SONATRACH)....77

Tableau 7 la comparaison entre chaque région avec leur carotte.....79

## Liste des abréviations

<b>MWD:</b>	Mesure While Drilling
<b>LWD:</b>	Logging While Drilling
<b>GR:</b>	Gamma Ray
<b>API:</b>	American Petroleum institute
<b>Vsh :</b>	volume d'argile
<b>Sw :</b>	saturation en eau
<b>LLD:</b>	Laterolog Deep
<b>LLS:</b>	Laterolog Shallow
<b>Rt :</b>	la résistivité de la zone vierge
<b>Rzt :</b>	la résistivité de la région
<b>MSFL :</b>	la mesure de Microspherical Focused Log
<b>Rxo :</b>	la résistivité de la zone lavée.
<b>Rmc :</b>	La résistivité de mud cake
<b>PS :</b>	La polarisation spontanée
<b>Rmf :</b>	la résistivité de filtrat de boue
<b>NNO-SSE :</b>	Nord Nord Ouest- Sud Sud Est
<b>SE-NO :</b>	Sud Est- Nord Ouest
<b>SO-NE :</b>	Sud Ouest- Nord Est.
<b>IP :</b>	Logiciel Interacted Pétrophysique
<b>HDZ:</b>	la région Hassi Dzabat

## **Introduction générale**

La richesse pétrolière est une base principale de l'économie mondiale et surtout en Algérie, d'où les grandes compagnies pétrolières sont le moteur du développement de l'exploration des nouvelles zones réservoirs en utilisant les différentes méthodes géophysiques.

Notre étude consiste à évaluer l'efficacité et la fiabilité des diagraphies dans la description des formations géologiques.

Ces diagraphies sont des enregistrements des paramètres physiques et pétrophysiques des formations géologiques en fonction de la profondeur, dans des conditions réelles de pression et de température.

Afin d'atteindre notre objectif nous avons opté pour la répartition suivante des chapitres :

Le premier chapitre est relatif à un aperçu sur les différents outils de diagraphies, en citant les principes des mesures, leurs applications, quelques identifications des lithologies, la nature de fluide. En passant par l'utilisation des cross plots pour déterminer la lithologie des formations géologiques et à la fin de cette partie on a précisé le rôle des carottes dans le domaine diagraphique.

Le deuxième chapitre concerne une présentation des régions d'étude (Barnet Shale, Ohanet, et Hassi Dzabat) en se basant sur la stratigraphie, la structure géologique, le système pétrolier et on a terminé par une comparaison entre ces régions.

Le troisième chapitre a été consacré aux interprétations qualitatives des données des diagraphies (GR, Résistivité, la densité, porosité neutron, Caliper et le log sonique) obtenues des puits des trois régions (Ohanet, Barnet et Hassi Dzabat) et traitées par le logiciel «interactive petrophysics», et d'après les résultats des diagraphies on peut extraire les formations et la qualité des réservoirs.

En ce qui concerne les formations réservoirs, les représentations graphiques des diagraphies et des crossplots lithologiques montrent l'existence de formations à lithologies complexes et hétérogènes dans un même réservoir



# 1

## **Premier Chapitre**

Bref aperçu sur les  
méthodes de diagraphies

## 1. Introduction

Identifier et localiser des réservoirs et connaître leur nature, leur saturation (eau et/ou hydrocarbures), mettre en cohérence des données des puits soit verticalement ou horizontalement en tant que forage, apporter une compréhension locale et continue de la pétro physique, établir un model numérique de l'abord du puits permettant de réconcilier tous les types de mesures effectuées au cours du temps dans un contexte pétrolier, ce sont tous des manières qui renvoient à ce qu'on appellera le rôle des diagraphies. [1]

L'intérêt de ce chapitre est de présenter, en bref, les différentes méthodes de diagraphies utilisées dans notre étude.

## 2. Notion de diagraphie

Une diagraphie (ou log de diagraphie) est un enregistrement continue des propriétés physiques des formations géologiques du sous-sol traversées par un sondage, autrement dit c'est la géophysique de sondages qui est apparue et utilisée pour la première fois dans le monde en 1927 par les frères Conrad et Marcel Schlumberger en France.

Ainsi, la détection par ces méthodes sera faite par les diagraphies instantanées, les diagraphies différées et les diagraphies de production pendant la remonté de la sonde dans le puits en trou ouvert ou tubé (**Figure1**).

### 2.1 Les diagraphies instantanées (Logging While Drilling)

Les diagraphies instantanées enregistrées pendant le forage. C'est l'avancement auquel on peut joindre les paramètres de forage (Vitesse de rotation, poids sur l'outil, etc.), bref, les diagraphies de contrôle de forage. Avant de mesurer les paramètres pétrophysiques de puits. [2]

On y distingue deux catégories:

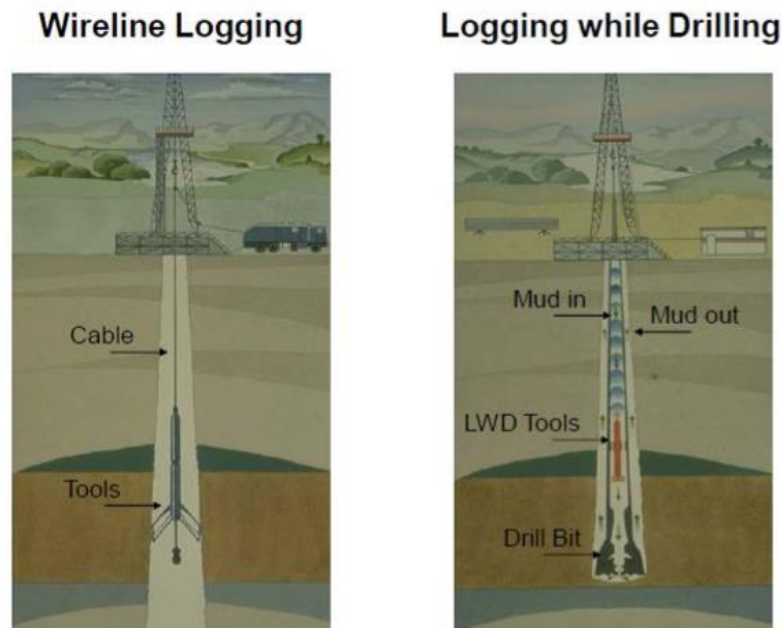
- Mudlogging
- Mesure/Logging au cours de forage (MWD/LWD)

### 2.2 Les diagraphies différées (ou Wireline)

Ces diagraphies sont enregistrées lors d'un arrêt ou après fin de forage, et les paramètres ainsi mesurés ne sont accessibles qu'avec un certain retard sur l'exécution du forage d'où le nom de diagraphies différées. [3]

### 2.3 Les diagraphies de production (SUKLine)

Le détecteur de puits permet de mesurer instantanément des enregistrements, afin d'analyser les puits de production et évaluer la saturation du fluide à travers le tubage amène plus de clarté au potentiel de production du puits.



**Figure 1** Schéma de deux types de diagraphies [4]

### 3. Les Paramètres influençant les mesures :

Influence du trou du sondage : Le diamètre du sondage varie tout au long du forage, ceci est due à la nature des formations traversées.

- **Fluide du forage :**

Son influence sur la réponse des outils dépend du diamètre du trou car plus ce diamètre est grand, plus le volume de fluide entourant l'outil est important et plus la mesure sera affectée. Elle dépend aussi de la nature et la densité du fluide qui nous informe sur la possibilité d'enregistrer certains paramètres.

- **Tubage et Ciment :**

Dans certains cas le trou de sondage est tubé et cimenté, ceci va interdire l'enregistrement de certaines diagraphies. Dans ce cas-là, seuls les mesures nucléaires sont possibles.

**• La Mobilité :**

Elle exprime la possibilité du déplacement de l'hydrocarbure, donc elle est essentiellement fonction de la perméabilité, Si cette dernière est nulle, la mobilité sera nulle. Si elle est élevée, la mobilité sera très grande et on peut même dans ce cas, observer un retour très rapide de l'hydrocarbure vers le trou dès l'arrêt de circulation ce qui va influencer les mesures.

**• Température et Pression :**

Elles augmentent avec la profondeur en fonction du gradient géothermique et de la densité de la boue. C'est pour cette raison que chaque outil a ses propres limites d'utilisation.

**• La Vitesse d'Enregistrement :**

Elle dépend principalement du paramètre enregistré, elle va donc varier avec le type d'outil [5]

**4. Les méthodes de diagraphies**

Il existe plusieurs méthodes de diagraphies qui sont classées selon leurs propriétés qui diffèrent les unes des autres.

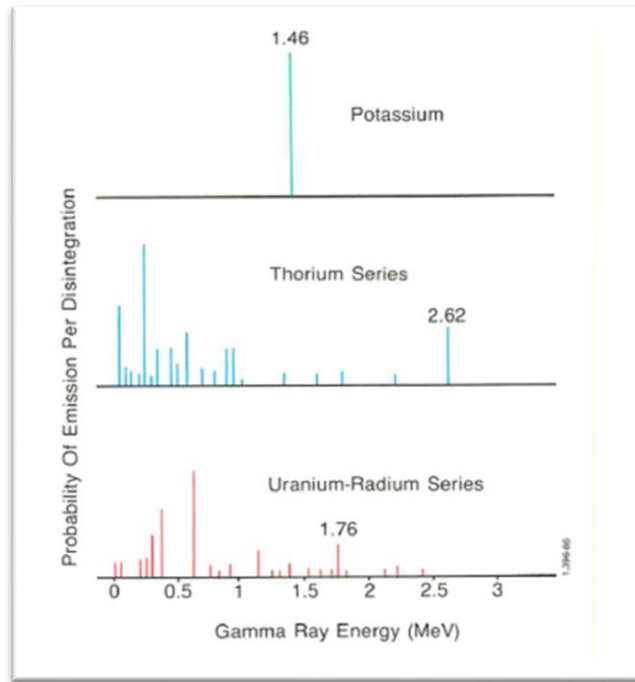
**4.1 Diagraphie nucléaire**

De nombreuses diagraphies basées sur le rayonnement nucléaire, naturel comme le Gamma ray ou provoqué (diagraphie de densité ou neutron).

**4.1.1 Diagraphie Gamma Ray (GR)**

Le log Gamma Ray est une mesure de la radioactivité naturelle des formations traversées, l'évaluation de rayonnement  $\gamma$  de différentes énergies émis par les roches et qui est lié à la présence de trois éléments radioactifs Potassium, Thorium et Uranium, ces enregistrements sont réalisés à l'aide d'un compteur à scintillation. Cette intensité de radioactivité est exprimée en unités API (American Petroleum Institute). [6]

L'activité gamma varie généralement entre 0 et 200 API dans les roches sédimentaires.



**Figure 2** Spectres d’émission gamma pour les éléments radioactifs Potassium, Thorium et Uranium (Schlumberger, 1991)

**Applications**

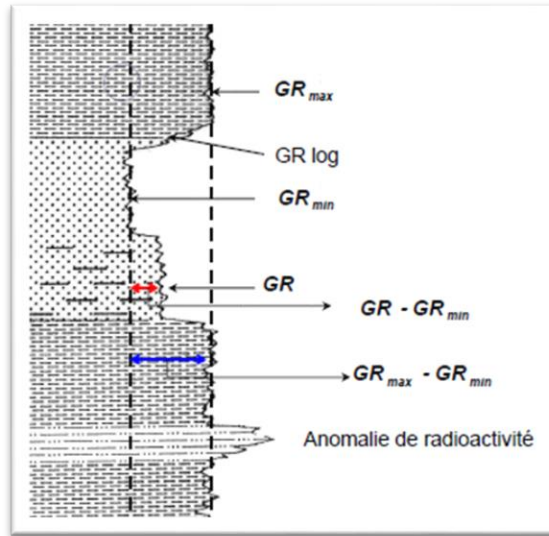
- La détection des minéraux radioactifs.
- Les corrélations entre sondages et la détection de discordances.
- L'estimation du pourcentage d'argile des réservoirs ( $V_{sh}$ ) (**Figure 3**) et calculé par la formule suivante :

$$V_{sh} = \frac{GR_{lu} - GR_{min}}{GR_{max} - GR_{min}} \times 100 \dots (1.1)$$

Avec  $GR_{lu}$  : la valeur lue à partir du log de rayon gamma.

$GR_{min}$ : la valeur minimale de l’intensité du rayonnement gamma.

$GR_{max}$ : la valeur maximale de l’intensité du rayonnement gamma.

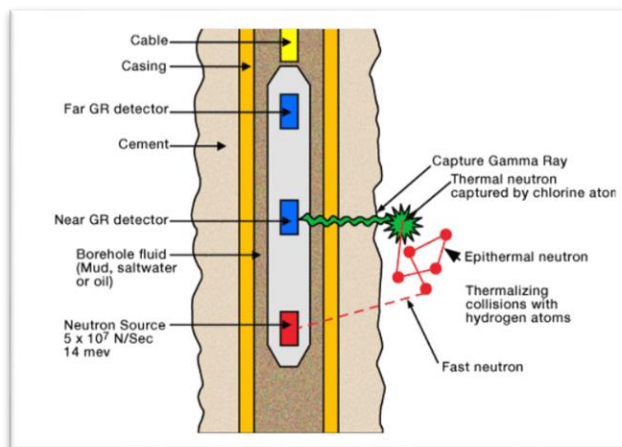


**Figure 3** L'estimation du pourcentage d'argile des réservoirs [7]

#### 4.1.2 Diagraphie Neutron

C'est la radioactivité artificielle caractérisée par l'utilisation d'une source de neutrons qui sont des particules électriquement neutres dont la masse est presque identique à celle des noyaux d'hydrogène. [8]

Son principe consiste à bombarder la formation avec des neutrons, qui après incidence avec les noyaux composant les formations, vont perdre leurs énergies progressivement et peuvent être capturés par des détecteurs (**Figure 4**), le taux de neutron absorbé est égal à l'indice d'hydrogène ce qui reflète la porosité. [1]



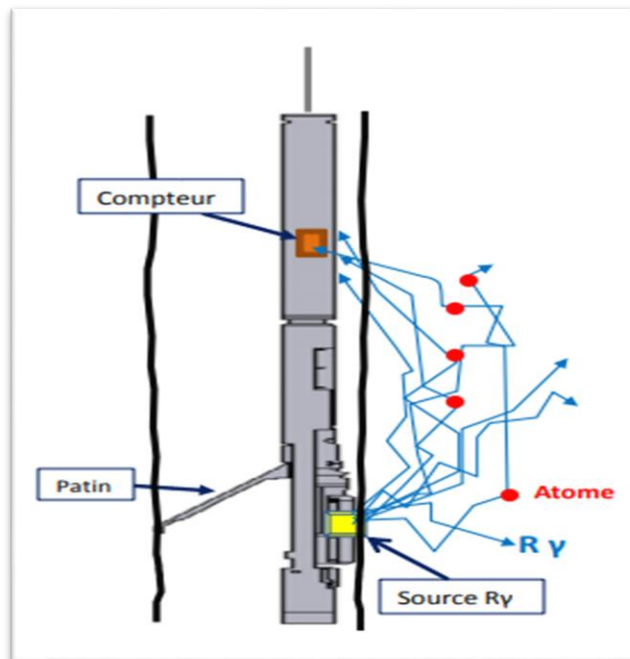
**Figure 4** Principe de la diagraphie neutron [9]

## Applications

- L'évaluation de la porosité des roches réservoirs.
- L'évaluation de la densité des hydrocarbures.
- La détermination de la lithologie.
- La corrélation de puits à puits.

### 4.1.3 Diagraphie de Densité (Gamma-Gamma)

C'est une technique basée sur la mesure de la masse volumique du milieu par l'utilisation d'une source radioactive pour l'émission des rayons gamma qui entre en collision avec les particules de la formation produisant des différentes interactions sous l'effets Compton, l'effets photoélectrique ou production paire (**Figure6**) et le rayonnement  $\gamma$  diffusé est détecté par le compteur à scintillation (**Figure 5**), ce qui traduit en densité qui est exprimée en  $\text{g/cm}^3$ . [4]



**Figure 5** Principe de la sonde Gamma-Gamma (densité). [10]

C'est l'effet Compton et l'effet photoélectrique de faible énergie qui intéressent les diagraphies de densité. Le 1er, permet de mesurer la densité globale de la formation et le 2ème de mesurer le coefficient d'absorption photoélectrique. [5]

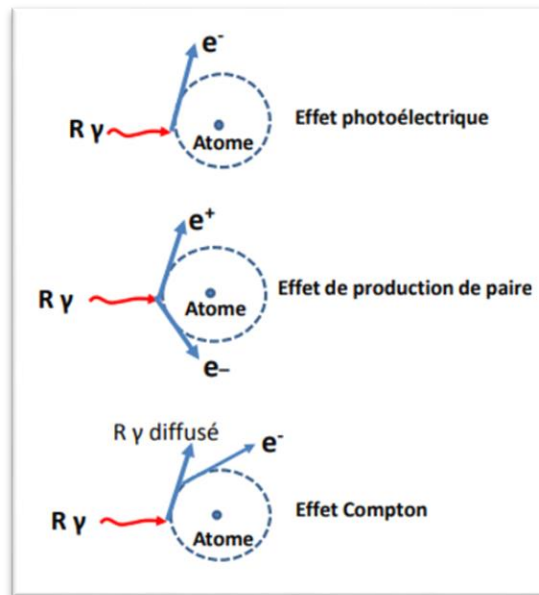


Figure 6 Schéma des interactions corpusculaires

## Applications

- La détermination de la porosité de densité en utilisant la formule suivante:

$$\Phi_d = \frac{\rho_{ma} - \rho_b}{\rho_{ma} - \rho_f} \dots (1.2)$$

$\rho_b$  : la densité globale lue sur le log (Rho bulk)

$\rho_{ma}$ : la densité de la matrice de la roche

$\rho_f$ : la densité du filtrat de boue

- Différencier les zones à huile à gaz, les zones à huile ou à eau en combinaison avec les diagraphies de porosité neutron.
- Corréler les faciès.

## 4.2 Les diagraphies électriques

### 4.2.1 Diagraphies de résistivités

C'est une méthode d'activation dépend de la composition de la roche en éléments solides et en nature de fluides, qui y sont contenus.



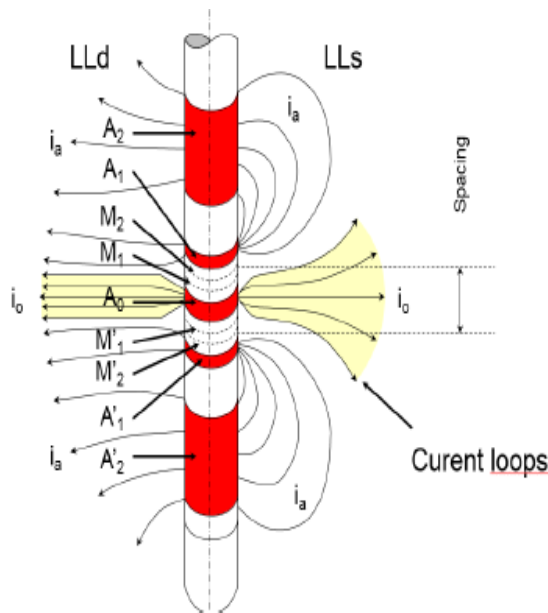
Son principe consiste à injecter un courant continu par des électrodes placées en surface et les autres électrodes mobiles dans le puits pour mesurer la différence de potentiel puis la convertir en résistivité qui est exprimée en ohm/mètre ( $\Omega /m$ ). [9]

La résistivité électrique d'une roche peut transformer en conductivité ( $C = 1/ R$ ) qui est essentiellement électrolytique, c'est-à-dire grâce à l'eau qu'elle contient. Elle est directement proportionnelle à la saturation en eau ( $S_w$ ) et exprimée en Siemens/m.

Les résistivités les plus utilisées sont celles focalisées. Pour cela deux groupes sont définis :

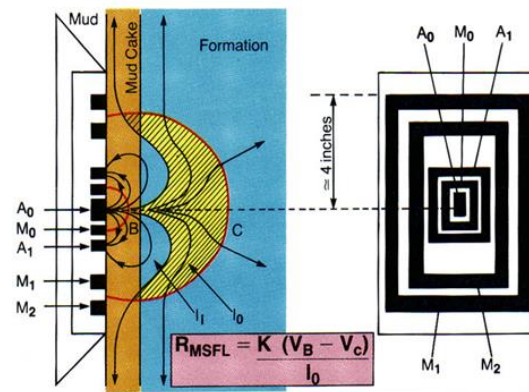
❖ **Les Laterolog**

Ce sont des sondes utilisées dans une boue conductrice qui consistent à l'envoi du courant focalisé par des électrodes de garde pour pénétrer perpendiculairement dans la formation suivant un faisceau de lignes de force parallèles. Où elle permet une bonne résolution verticale de l'outil, grâce à ce dernier on peut extraire deux mesure de résistivités Laterolog Deep (**LLD**) et Laterolog Shallow (**LLS**) qui fournissent successivement la zone vierge ( $R_t$ ) et la zone de transition ( $R_{zt}$ ) présentées dans la **Figure 7** plus la mesure de Microspherical Focused Log (**MSFL**) qui fournit la zone lavée ( $R_{xo}$ ) et le mud cake ( $R_{mc}$ ) illustré dans la **Figure 8**. [1]



$A_0$  électrode d'envoi de courant  
 $M_1, M_2, M_1', M_2'$  électrode de contrôle  
 $A_1, A_1'$  électrodes de focalisation  
 $A_2, A_2'$  électrodes de focalisation pour le dispositif à lecture profonde, ou électrode de retour du courant pour le dispositif à lecture rapprochée  
 $I_0$  intensité du courant émise par  $A_0$

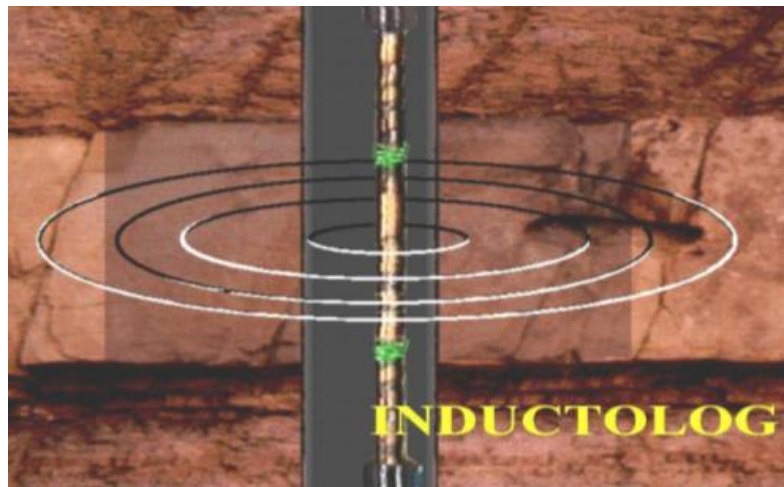
**Figure 7** Le fonctionnement d'une sonde Laterolog (LLD et LLS) [1]



**Figure 8** Le fonctionnement d'une sonde Laterolog (MSFL)

❖ **Les Inductolog**

Ce sont des sondes utilisées dans une boue non conductrice qui consistent à l'envoi du courant alternatif par un oscillateur qui résulte un champ électromagnétique alternatif circulé des courants de Foucault dont l'intensité sera proportionnelle à la conductivité des couches. [1]



**Figure 9** Une sonde d'Inductolog [4]

**Applications**

- La détermination des limites de bancs et de leur épaisseur.
- L'établissement des corrélations entre puits.
- Le calcul de la saturation en eau par la loi d'Archie suivante :

$$S_w^2 = \frac{1}{\phi^2} \cdot \frac{R_w}{R_t} \dots (1.3)$$

Où  $\phi$  : est la porosité,

$R_w$  : la résistivité de l'eau de formation,

$R_t$  : la résistivité de la zone vierge, autrement dit la résistivité vraie des formations.

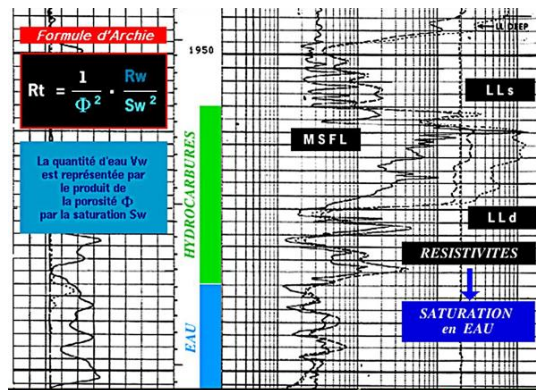


Figure 10 La réponse de log de résistivité [4]

#### 4.2.2 Diagraphie de la polarisation spontanée (PS)

C'est une technique naturelle, à l'aide de voltmètre on enregistre la différence de potentiel entre deux électrodes, une électrode fixe en surface et l'autre mobile dans le trou. Ce potentiel est exprimé en millivolts (mV).

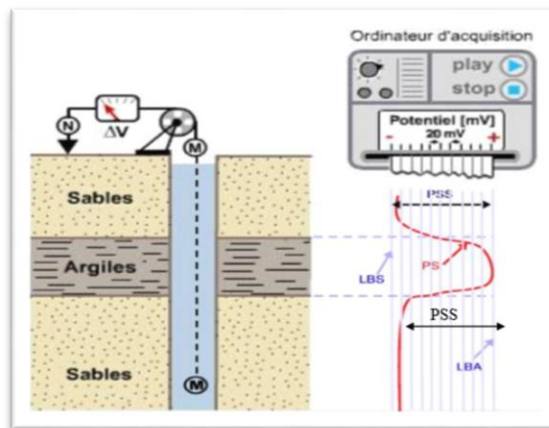


Figure 11 Principe de mesure de la polarisation spontanée [4]

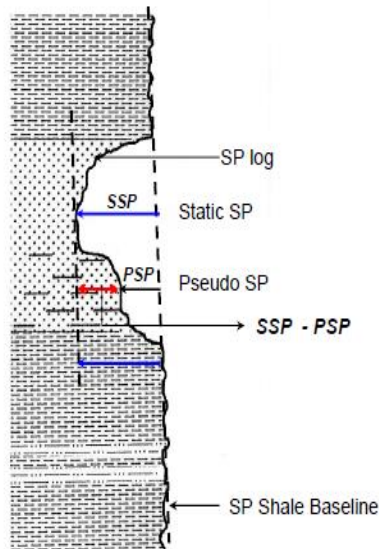
### Applications

- L'obtention de la salinité en calculant la résistivité de l'eau.
- La localisation des zones perméables et imperméables.
- L'estimation des limites des bancs.
- Type d'argile dans certains cas.
- L'évaluation du pourcentage d'argile ( $V_{sh}$ ) par :

$$V_{sh} = \left(1 - \frac{PS}{PSS}\right) \times 100 \dots (1.4)$$

D'où : **PS** est lu en face de la formation à étudier

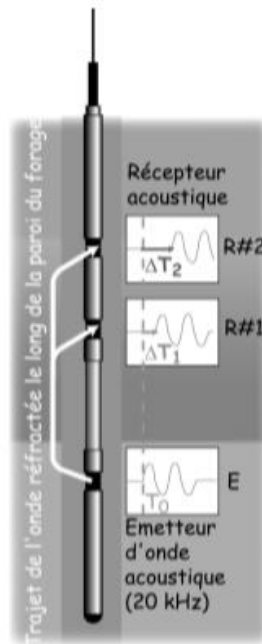
**PSS** est la valeur théorique prise entre deux lignes LBA et LBS représenté dans la **Figure 11** Précédente et un autre exemple sur l'estimation du  $V_{sh}$  illustré dans la **Figure 12** suivante :



**Figure 12** Estimation de  $V_{sh}$  à partir du log PS. [7]

### 4.3 Diagraphie acoustique (ou sonique)

Le log sonique est basé sur l'émission en continue des ondes acoustiques de haute fréquence (spécifiquement les ondes de compression( $p$ )) qui se propagent dans la formation puis la mesure de leur vitesse et l'enregistrement de leurs temps de transit ( $\Delta t$ ) par les récepteurs de la sonde (**Figure 13**). L'unité de mesure employée est en micro seconde par pied( $\mu s/ft$ ). [5]



**Figure 13** Principe de log sonique

Ce temps de propagation dépend des caractéristiques des roches (**Tableau 1**).

Si pour la matrice: on a  $\Delta t_{ma}$  pour le filtrat de boue dans la formation on a  $\Delta t_f \sim 189 \text{ s/ft}$  [11]  
 la porosité dite sonique :  $\Phi$  est alors calculée grâce à la formule de Wyllie:

$$\Delta t = (1 - \Phi)\Delta t_{ma} + \Phi\Delta t_f \dots (1.5)$$

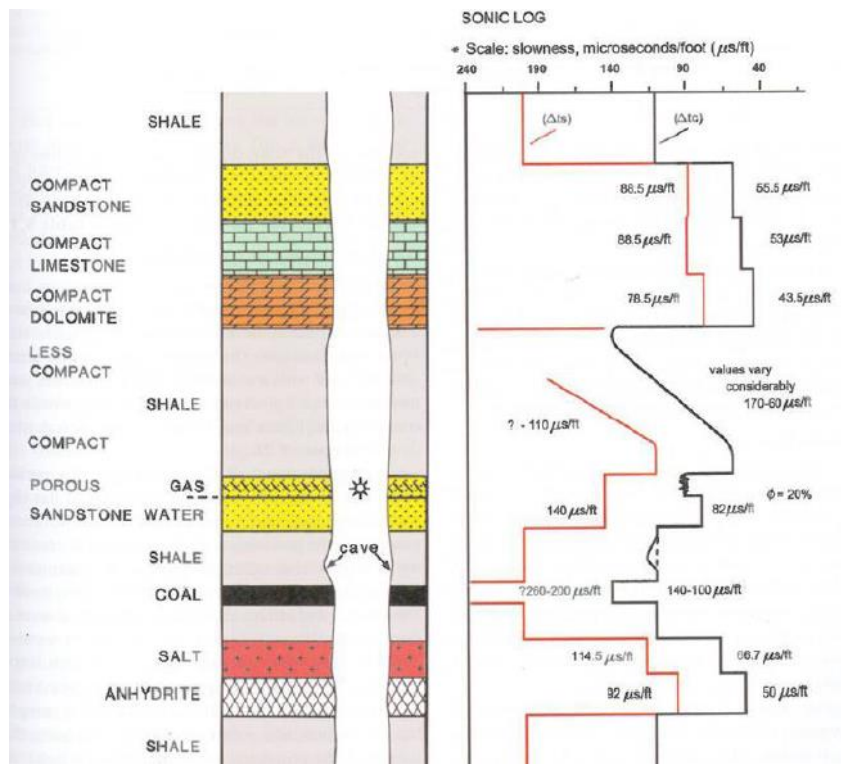
Type de roche (sans porosité)	Vitesse (ft / sec )	Temps de transition (µsec/ft)
Grés	18,000-19,500	56-51
Calcaire	21,000-23,000	48-44
Dolomie	23,000	44
Anhydrite	15,000	50.
Sel	17,500	66
Schiste	5,880-16,660	170-60

**Tableau 1** la vitesse sonique et le temps de transition de l'onde P des roches réservoirs (Schlumberger)

**Applications**

Cette diagraphie permet de :

- Déterminer la porosité primaire des roches à partir de la vitesse d'onde P.
- Détecter des fractures et des fissures.
- Analyser la qualité de la cimentation des tubages.
- Corréler les lithologies entre différents sondages.

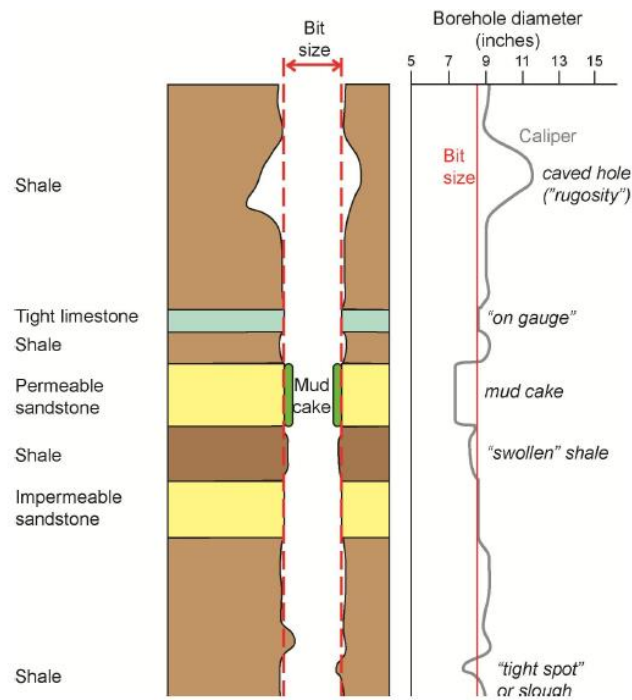


**Figure 14** Exemple de la réponse de log sonique [12]

**4.4 Diagraphie auxiliaire**

**4.4.1 Diagraphie de diamètre (Caliper)**

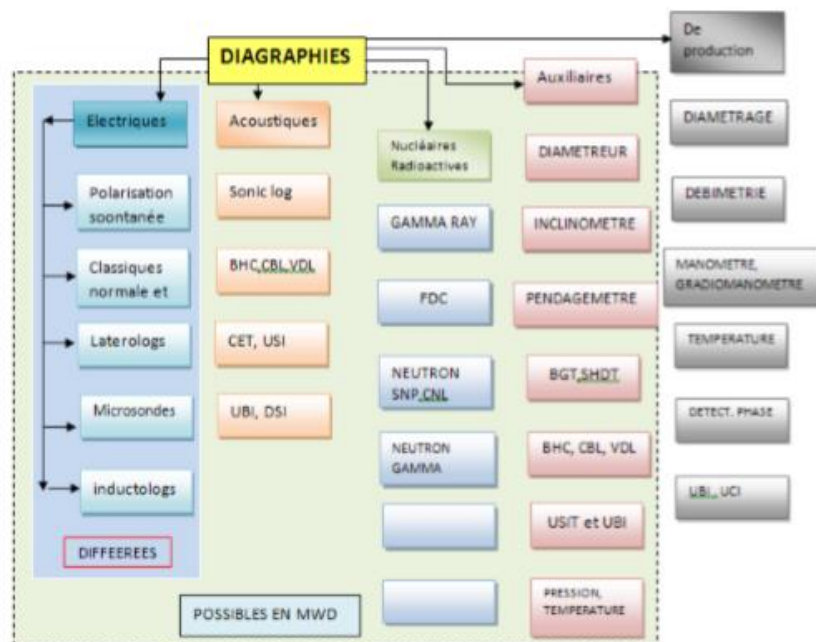
Cette diagraphie est un enregistrement continu de la géométrie du trou en fonction de la profondeur et principalement elle consiste à des bras qui s’ouvrent au cours de la remonté pour mesurer le diamètre réel du puits sur plusieurs diagonale, selon les variations de ce diamètre le long de puits nous pouvons estimer une approche de la lithologie, la localisation des zones de cavités, détecter la présence de mud cake et même les zones fracturées parfois. [11]



**Figure 15** Illustration schématique de la réponse du log Caliper au diamètre du trou de forage.

(Modifier par Rider, 1996) [12]

Nous donnons ci – dessous un résumé des différentes digraphies mentionnées dans ce chapitre.



**Figure 16** Représentation schématique des différentes méthodes de diagraphies [4]

## 5. L'invasion

C'est le filtrat de boue d'un forage dans les formations, son diamètre dépend de la porosité et la perméabilité des roches causé par la différence de pression exercé entre la formation géologique et la colonne de boue lorsque les particules solides en suspension se déposent sur la paroi du trou au droit de ces formations (mud cake) qui est caractérisé par sa résistivité **R<sub>mc</sub>**. [13]

L'invasion de boue est modélisée par une formation divisée en deux zones radiales homogènes, l'une correspondante à une zone entièrement envahie par la boue et l'autre à la formation vierge.

### a. La zone envahie

C'est la zone s'étendant de la paroi du trou jusqu'à la limite atteinte par le filtrat.

Cette zone est divisée aussi en deux autres zones :

*La zone envahie = la zone lavée + la zone de transition*

- **La zone lavée** est créée par une phase aqueuse de résistivité **R<sub>mf</sub>**, a sur une certaine distance refoulé toute l'eau de formation et la présence d'hydrocarbures résiduels, elle ayant une résistivité **R<sub>xo</sub>** et une saturation moyenne **S<sub>xo</sub>**,

$$S_{xt} + S_{hc} = 1$$

- **La zone de transition** est la zone intermédiaire entre la zone lavée et la zone vierge.

### b. La zone vierge

C'est la zone non atteinte par la boue où la saturation complète des pores par l'eau de formation dont la résistivité **R<sub>w</sub>** contribue à donner à la formation, sa résistivité **R<sub>t</sub>**.

$$S_w + S_h = 1$$



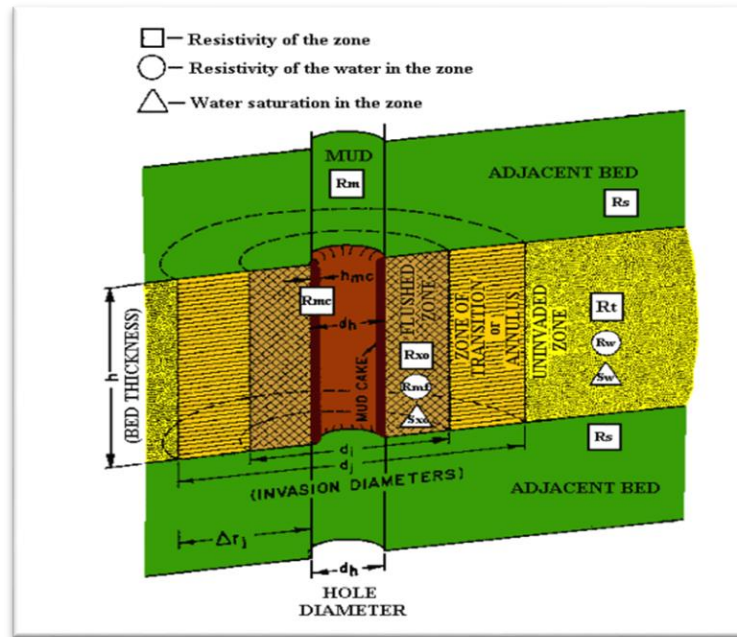


Figure 17 Représentation schématique de phénomène d'invasion [1]

## 6. Exemples d'identification

### 6.1 La lithologie

La détermination de la lithologie peut se faire en combinant les réponses de différents outils, tel que les constituants des formations réservoirs qu'ils soient solides (matrice et liants) ou fluides (eau, gaz et/ou huile), par exemple un réservoir pétrolier a trois Principales lithologies de base :

*Calcaire Limestone* ( $CaCO_3$ )  
*Dolomie Dolomite* ( $CaCO_3, MgCO_3$ )  
*Grès "Sandstone"* ( $SiO_2$ )

En effet, à titre d'exemple, le système d'équations de la combinaison Densité-Sonique ( $\rho_b - \Delta t$ ) permet de connaître le type de lithologie par la détermination des paramètres matriciels respectifs  $\rho_{ma}$  et  $\Delta_{ma}$ , de mettre en évidence l'influence du ciment argileux à travers le paramètre  $V_{sh}$  et, enfin de définir la nature des fluides de réservoirs à travers les paramètres pétrophysiques  $\rho_h$  et  $(1-S_{xo})$ . Ce système est exprimé par :

a) Dans le cas de la diagraphie de densité

$$\rho_b = \Phi_d [S_{xo}\rho_{mf} + (1 - S_{xo})\rho_h] + (1 - \Phi_d)[V_{sh}\rho_{sh} + (1 - V_{sh})\rho_{ma}] \dots (1.6)$$

b) Dans le cas de la diagraphie sonique

$$\Delta t = \Phi_s [S_{xo}\Delta t_f + (1 - S_{xo})\Delta t_h] + (1 - \Phi_s)[V_{sh}\Delta t_{sh} + (1 - V_{sh})\Delta t_{ma}] \dots (1.7)$$

Ces équations montrent l'interdépendance des paramètres des différents constituants, solides et fluides, de la formation réservoir. Tel que les inconnues :  $S_{xo}$ ,  $V_{sh}$ ,  $\Phi$ ,  $\rho_h$  et  $\rho_{ma}$ , nécessitent la définition de différentes combinaisons de diagraphies. [14]

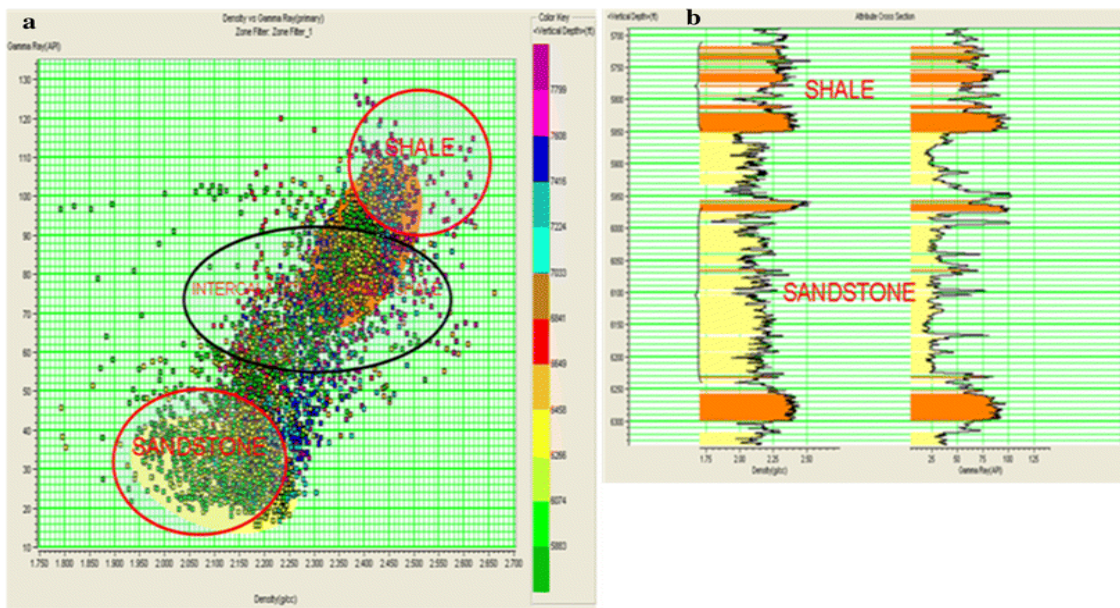
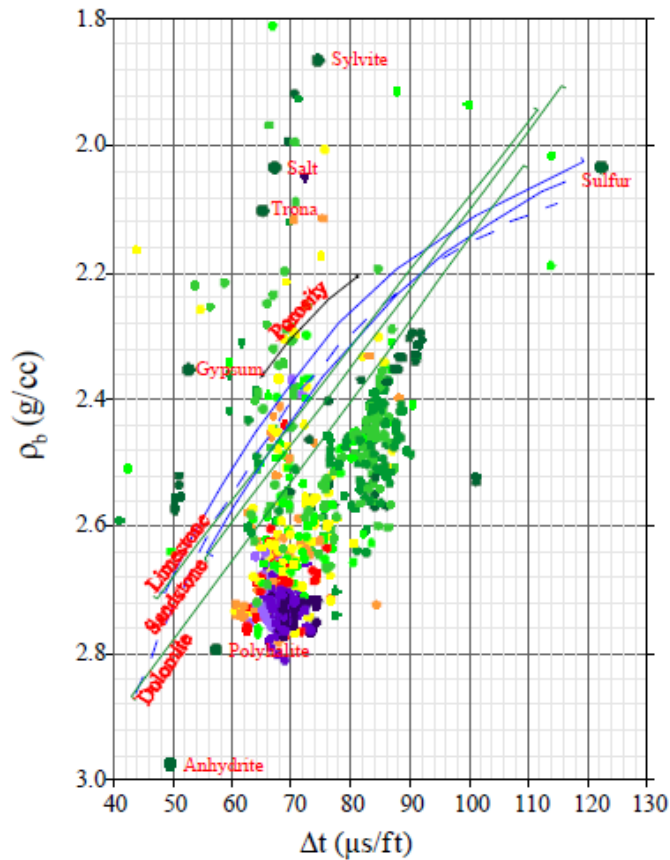


Figure 18 Exemple sur la lithologie d'un réservoir

La nature lithologique moyenne du réservoir peut être approchée à l'aide des plots appropriés tels : Neutron-Densité, Neutron-Sonique, etc.



**Figure 19** La lithologie d'un réservoir à l'aide de cross plot sonique-densité [14]

### 6.2 La nature des fluides en place

Les espaces vides résultant de l'arrangement d'éléments solides (les particules quelconques des roches sédimentaires plus ou moins cimentés entre elles) sont appelés les pores qui sont occupés par des fluides. Par exemple, dans le cas d'argile, ces pores ne communiquent pas entre eux à cause des forces de tension.

Sa porosité est exprimée quantitativement par le rapport entre le volume poreux existant dans la roche et le volume total de la roche

$$\Phi = \frac{V_{pore}}{V_{total}} = \frac{V_{total} - V_{solide}}{V_{total}} \dots (1.8)$$

Où  $\Phi$  : Porosité en [%].

$V_{pore}$  : Volume des vides (ou volume des pores) entre les grains solides [m<sup>3</sup>].

$V_{total}$  : Volume total (ou apparent) de l'échantillon [m<sup>3</sup>].

$V_{solide}$ : Volume réel des grains [m<sup>3</sup>].



**Figure 20** Exemple d'une porosité d'une roche

Il y a 3 types de porosité

- La porosité primaire inclut tous les espaces poreux présents immédiatement après le dépôt final.
- Porosité secondaire est estimée par la différence entre la porosité primaire et celle totale.
- La porosité totale est celle qui est mesurée par les procédés de diagraphies électriques ou nucléaire, elle contient la porosité effective et résiduelle

**Exemple sur l'influence des argiles sur le paramètre de porosité**

Dans le cas d'un enregistrement de diagraphie de densité et à titre d'exemple, la relation de porosité effective  $\Phi_e$  (qui n'est autre que la porosité densité corrigée de l'effet des argiles  $\Phi_{Dsh}$ ) en fonction du volume d'argiles  $V_{sh}$  est exprimée par :

$$\Phi_e = \Phi_D - V_{sh} \cdot \Phi_{Dsh} \dots (1.9)$$

Avec

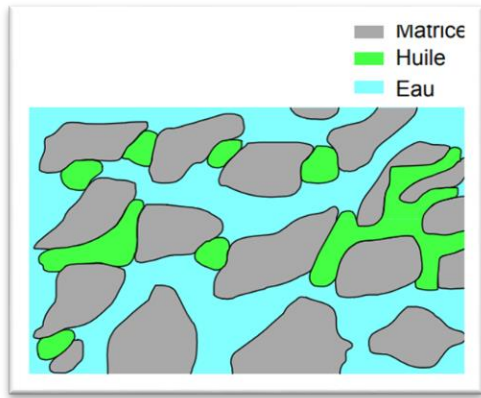
$$\Phi_{Dsh} = \frac{(\rho_{sh} - \rho_{sh})}{(\rho_f - \rho_{ma})} \dots (1.10)$$

Les paramètres  $\rho_{sh}$ ,  $\rho_f$  et  $\rho_{ma}$  sont les densités respectives du niveau argileux proche du réservoir, du filtrat de boue et de la formation matricielle. Cette relation de porosité montre bien que, plus la teneur en argiles est importante et plus est la réduction de la porosité effective. [14]

Pour connaître la nature des fluides qui occupent les pores d'une roche réservoir il faut calculer la saturation d'une roche qui est le rapport du volume de ce fluide sur le volume de pores, exprimée en %.

$$saturation = \frac{volume\ des\ fluide}{volume\ de\ pore}$$

Les fluides qui saturent les pores peuvent être de nature différent : eau, gaz, hydrocarbure...etc.



**Figure 21** la distribution des fluides dans les pores

Par exemple

➤ Dans la zone à hydrocarbures :

$$V_{pore} = V_w + V_{hc} \quad ; \quad S_w = \frac{V_w}{V_{pore}} \quad ; \quad S_{hc} = \frac{V_{hc}}{V_{pore}}$$

$$S_w + S_{hc} = \frac{V_w + V_{hc}}{V_{pore}} = 1$$

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

➤ Dans la zone à huile

$$S_o = 1 - S_w$$

➤ Dans la zone à gaz

$$S_g = 1 - S_w$$

Dans le cas d'application d'un gradient de pression sur une formation poreuse, cette dernière a la capacité de laisser le fluide s'écouler d'où la perméabilité qui est exprimée en Darcy. [5]

La détection des zones perméables et de la présence des hydrocarbures grâce aux logs :

- Logs de résistivité  $R_{xo}$  et  $R_t$
- PS ou gamma ray (GR)

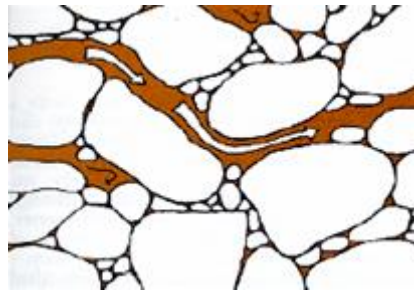


Figure 22 la perméabilité des roches [10]

D'après la réponse des logs utilisés on peut estimer la nature du fluide comme la Figure 22

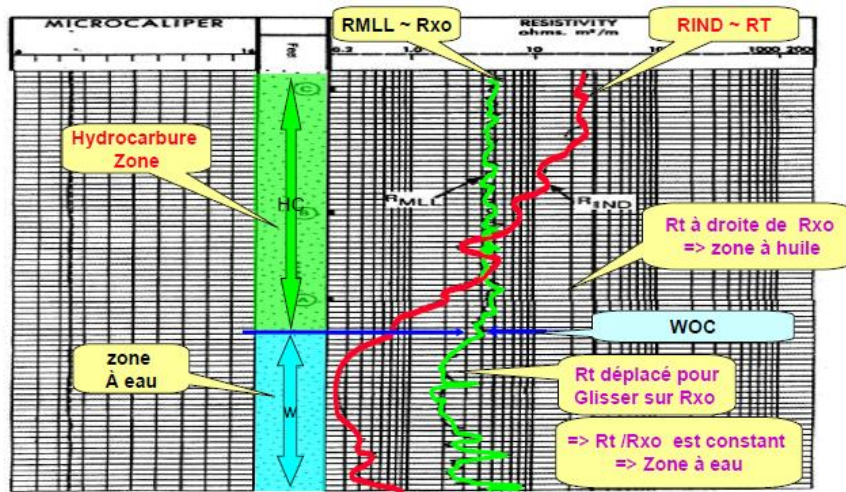


Figure 23 Exemple d'identification de la nature des fluides [7]

### 6.3 Identification de bancs de charbon

- **GR** : faible mais parfois aussi haut que pour les argiles
- **Neutron** : valeurs élevées (> 30 %)
- **Densité** : valeur faible (< 2.0 g/c3)
- **Sonique** : plutôt assez élevé (> 90  $\mu$ s/ft)
- **Résistivité** : faible, comme pour argile; mais parfois élevé.

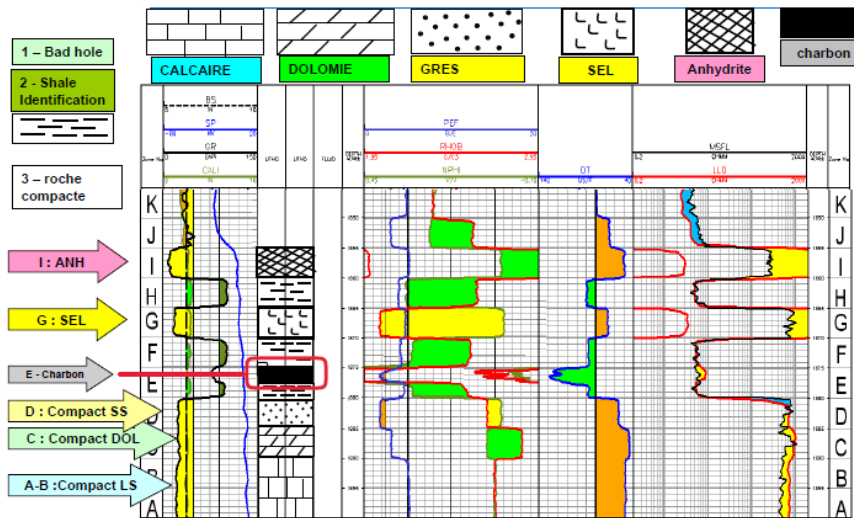


Figure 24 Exemple d'identification de bancs de charbon et quelques roches [7]

### 6.4 Fracture et fissure

Au niveau de forage, le mot de fracture et fissure sert à extraire les hydrocarbures des réservoirs. Donc, la méthode de fracturation consiste à fissurer les roches imperméables en injectant de l'eau sous forte pression dans les forages sous le nom de l'hydro-fracturation.

D'où les fractures sont des discontinuités avec passage dans des fluides, l'atténuation est forte et il se produit fréquemment du skipping. [2]

Elles sont classées en quatre catégories: fracture de clivage, fatigue, fossette ou inter granulaire. [15]

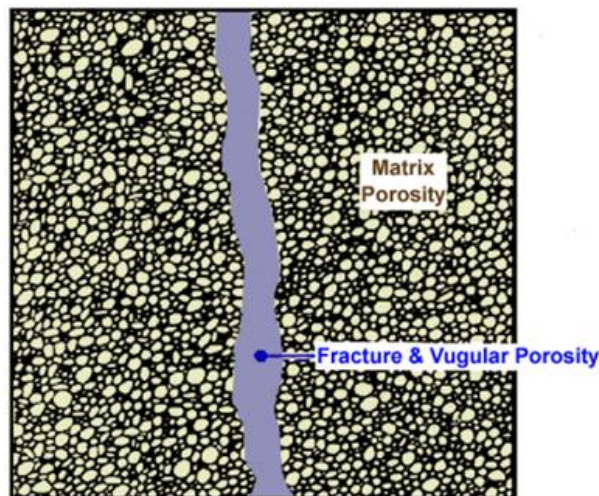


Figure 25 Fracture

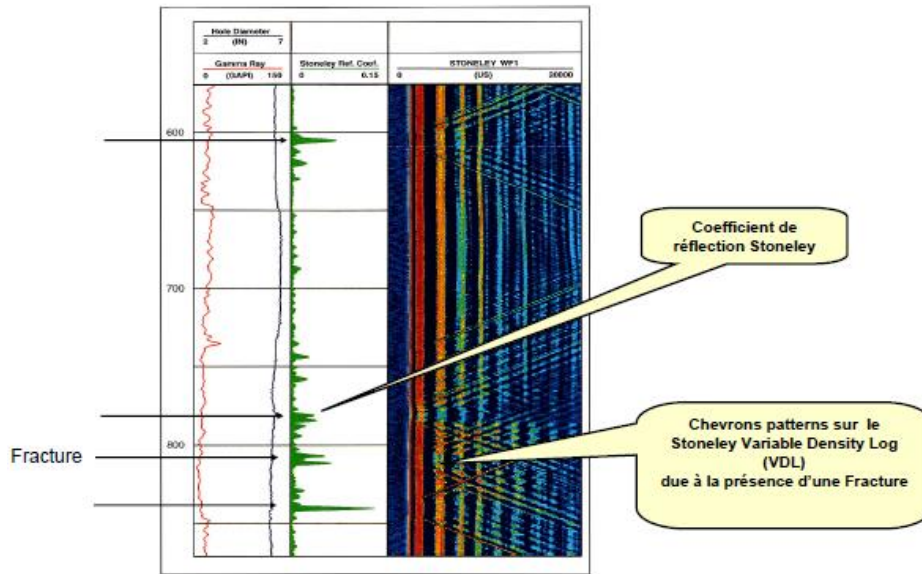


Figure 26 Exemple d'identification de fracture en trou ouvert [7]

6.5 L'état des tubages et tubing

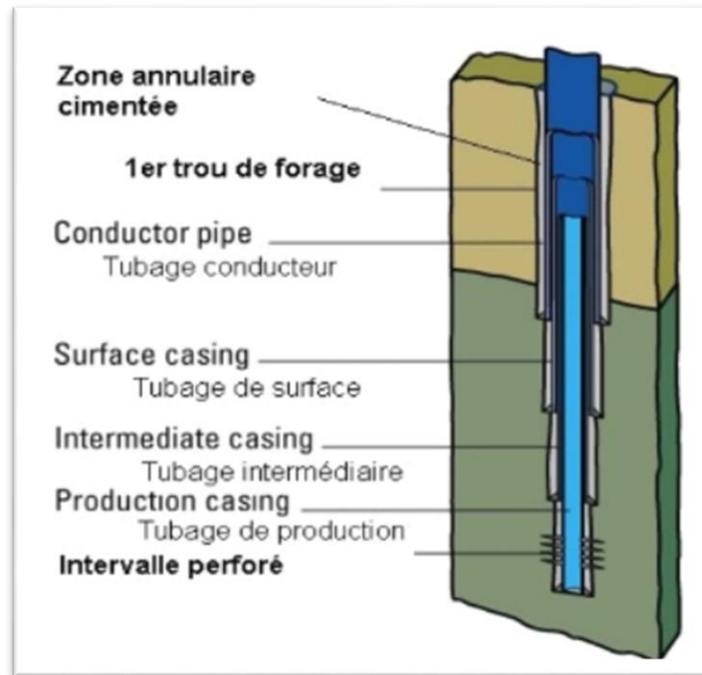
C'est une collection de tube en acier de différents diamètres et d'une longueur normalisée par l'American Petroleum Institute (API) dans les spécifications 5CT entre 7.61 et 15m pour chaque tube (Figure 28), Ces tubes sont caractérisés par: [13]

- La géométrie du corps du tube.
- Leur nuance d'acier ou grade.
- La géométrie du manchon de raccordement.



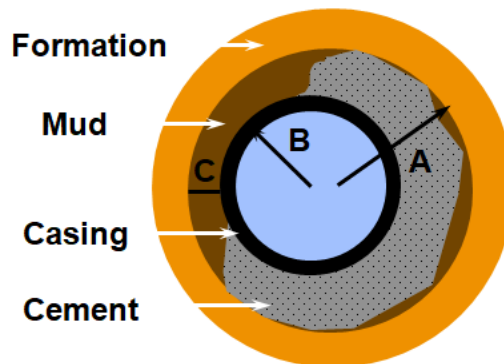
Figure 27 Quelques images de tubage





**Figure 28** les différents types de tubages [16]

La méthode de tubage d'un puits est expliquée dans cette **Figure 27**



**Figure 29** La méthode de tubage d'un puits

Un exemple sur les étapes de ce processus qui seront faites à partir d'un tube guide avec un diamètre de forage de 24" puis ce diamètre se diminue en profondeur jusqu'à un tube de 7" de diamètre (**Figure 30**)

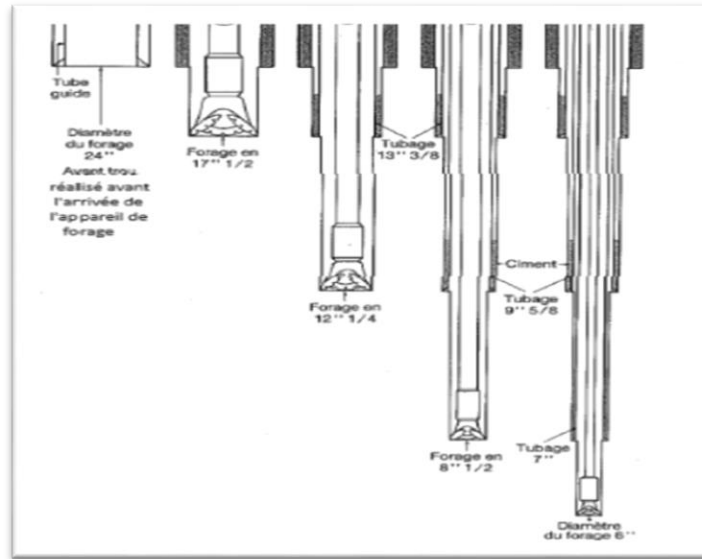


Figure 30 Les étapes de l'état de tubage et tubing pendant le forage d'un puits [13]

7. Utilisation des cross – plot

On appelle cross plot l'utilisation des diagrammes correspondant à deux outils et grâce à la combinaison des outils à un ensemble de cross plot on peut extraire leur utilisation consistant à identifier la nature des formations (Figure 31) et leur saturation en eau, comparer les différents outils entre eux...etc.

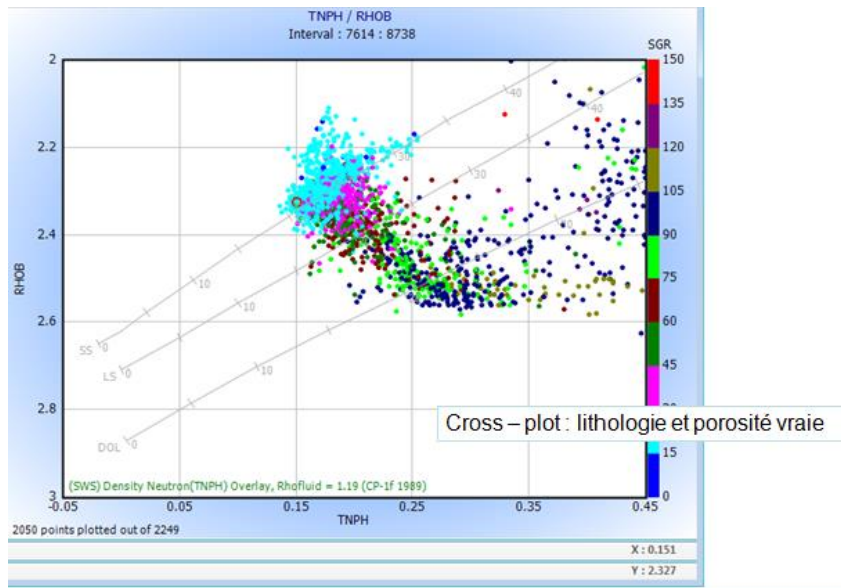


Figure 31 Exemple de cross-plot [7]

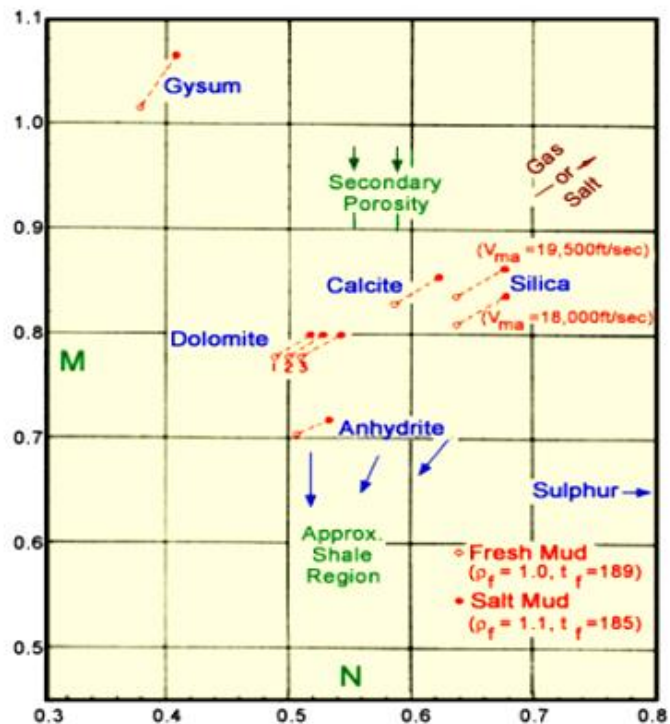
Il existe plusieurs cross plot par exemple:

### 7.1 Le M-N plot

Elle est basée sur le calcul et la représentation de deux paramètres M et N pour une identification lithologique à l'aide d'un abaque, voici les formules d'application: [9]

$$M = \frac{\Delta t_f - \Delta t}{\rho_b - \rho_f} 0.01 \quad \text{ET} \quad N = \frac{\phi N_f - \phi N}{\rho_b - \rho_f} \quad \dots (1.10)$$

- Où
- $\Delta t$  : Lenteur
  - $\Delta t_f$ : Temps de parcours dans le fluide
  - $\rho_b$  : Densité globale de la formation
  - $\rho_f$  : Densité du fluide
  - $\phi N$  : Porosité neutron
  - $\phi N_f$  : Porosité neutron lue en face d'un aquifère
- Ce plot illustré dans la **Figure 32**



**Figure 32** Exemple de M-N plot (document de Schlumberger)

## 7.2 Le MID plot

Il utilise trois abaques et qui permet l'évaluation de la lithologie et de la nature de la matrice et comparer les valeurs des différents outils représenté **Figure 32**

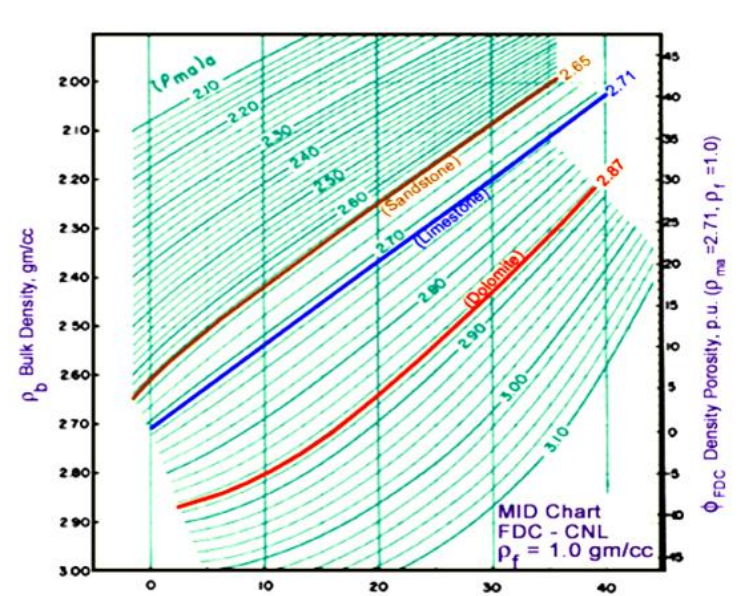


Figure 33 Exemple de MID plot [7]

## 7.3 « Les zones aveugles » des cross plots

Sur certains abaques et cross - plot certains points tombent dans des zones où rien n'est défini à cause de l'influence de la présence de fluides de différentes natures, températures et pressions de confinement, les conditions et outils de mesures pendant et après le forage qui doivent supporter ces variations en profondeur, par exemple :

L'influence de la pression et la température se manifeste sur les autres fluides (huile et gaz) ainsi que sur la matrice et la pression a également une influence sur le  $\tau$  intrinsèque du gaz, cette mesure donne les informations géologiques très intéressantes qui pourraient contribuer à une meilleure connaissance de la lithologie de formation complexes. [14]

## 7.4 Rôle de carotte

Les carottes sont des échantillons cylindriques (plugs) prélevés au moment du forage d'un puits Figure 34 en sorte de faire l'analyse au niveau de laboratoire pour la réalisation des mesures des propriétés du milieu qui indique la lithologie des formations géologiques et spécifiquement les milieux poreux saturés en fluide et elles seront utilisées pour le calibrage des résultats diagraphiques et éliminer les incertitudes. [1]

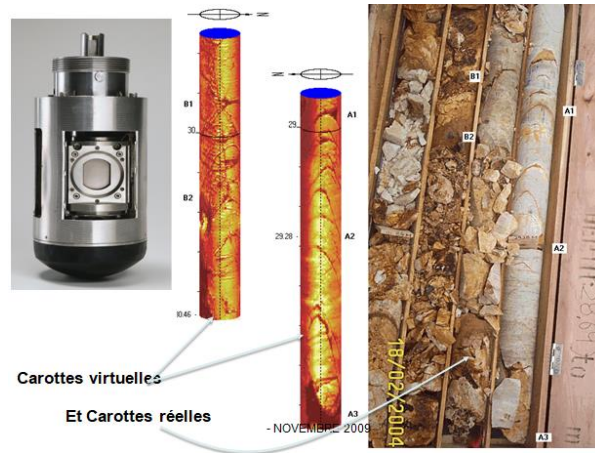


Figure 34 Exemple des carottes réelles et virtuelles

Après l'étude des données de carottes obtenues du puits, les résultats et l'interprétation sera interpréter comme l'exemple suivant :

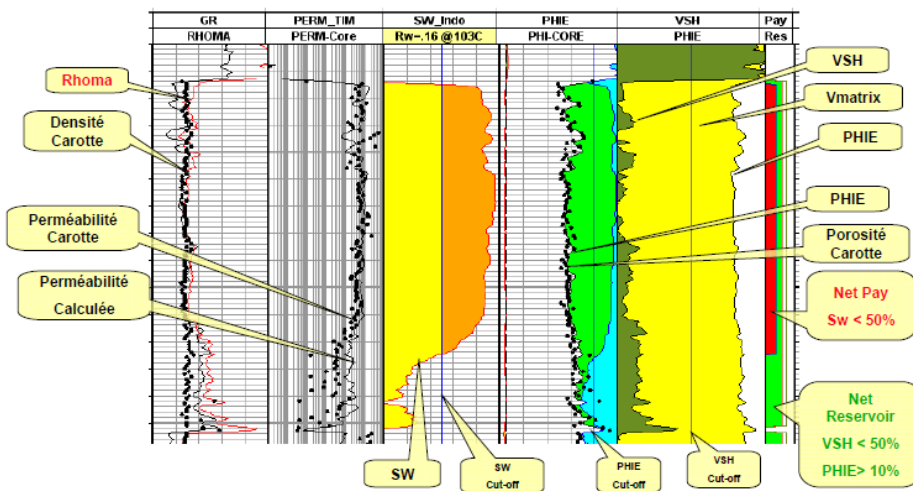


Figure 35 Exemple de résultat final et données des carottes [7]

## 8. Conclusion

A travers de ce chapitre, nous avons présenté les différentes méthodes de diagraphies et leurs applications, les identifications lithologiques, la nature de fluide, aussi on a fait un aperçu sur l'utilisation des crossplots et nous avons souligné à la fin sur le rôle des carottes.

De ce point de vue, on va aborder dans les prochaines étapes l'évaluation des diagraphies.

# 2

## **Deuxième Chapitre**

*Présentation des régions*

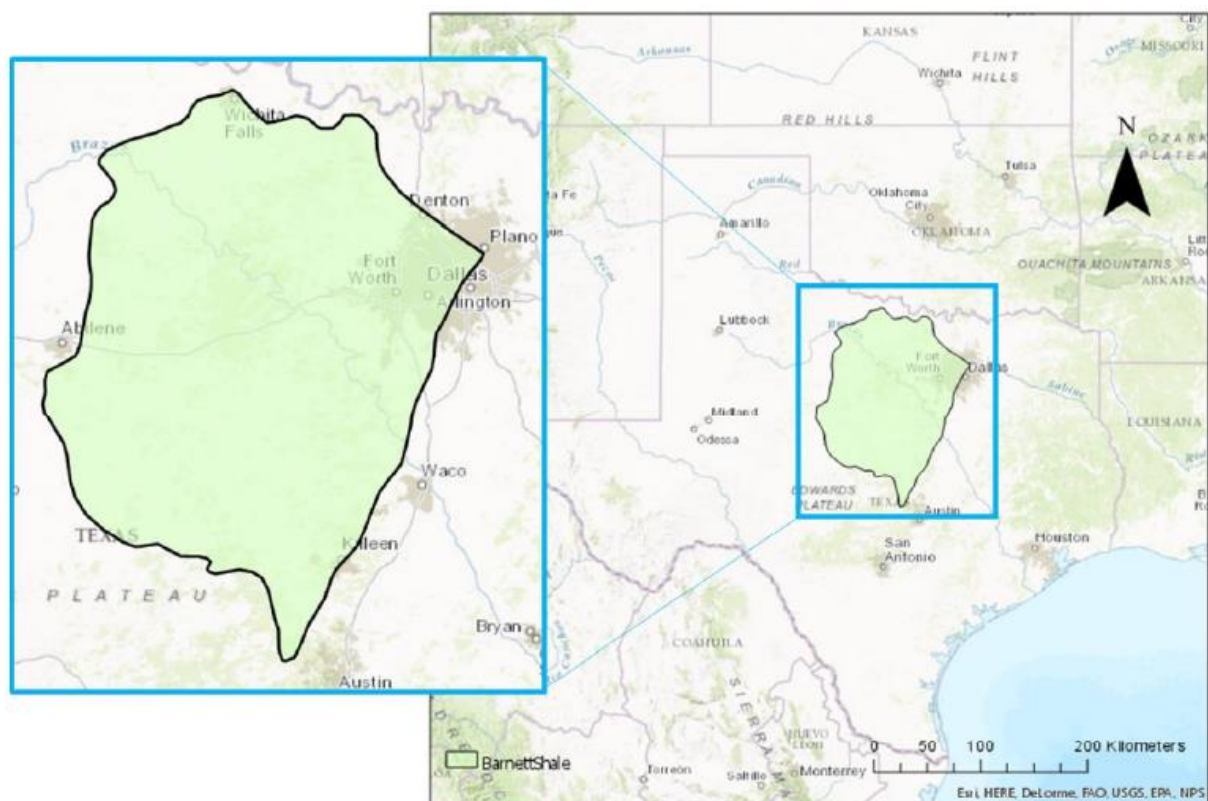
## 1. Introduction

Une formation géologique désigne un ensemble de strates regroupées sur la base de leur nature et de leurs relations spatiales et temporelles. Les formations sont les unités litho stratigraphiques de base. Elles peuvent être divisées en membres et en bancs ou assemblées en groupes et des fois elle contient des réservoirs pétroliers, gazeux ou aquifère qui sont explorés par les études géophysiques et en utilisant les puits forés, permettant de créer des modèles de réservoirs, où tous les outils utilisés dans l'étude pour déterminer les caractères géologique et stratigraphique et faire une étude comparative au point de vue géologique entre les trois régions différentes : Barnett shale situé au Etats Unis et Ohanet et Hassi Dzabat sont situés au Sahara d'Algérie, qu'elles sont identifiées dans ce chapitre.

## 2. Barnett shale

### 2.1 Situation géographique

Barnett shale est une formation géologique située dans le bassin Bend Arch-Fort Worth **Figure 36**, au nord du Texas. Cette formation a été découverte par le géologue John w en 1981 et elle se trouve sous la ville de Fort Worth et sous les 5000 mi<sup>2</sup> (13000 km<sup>2</sup>) et au moins 17 comtés qui sont : Dallas, County, Collin Cooke, Denton, Ellis, Hill, Hood, Johnson, Montague, Parker, Somervell, Tarrant, Wise, etc... [16]



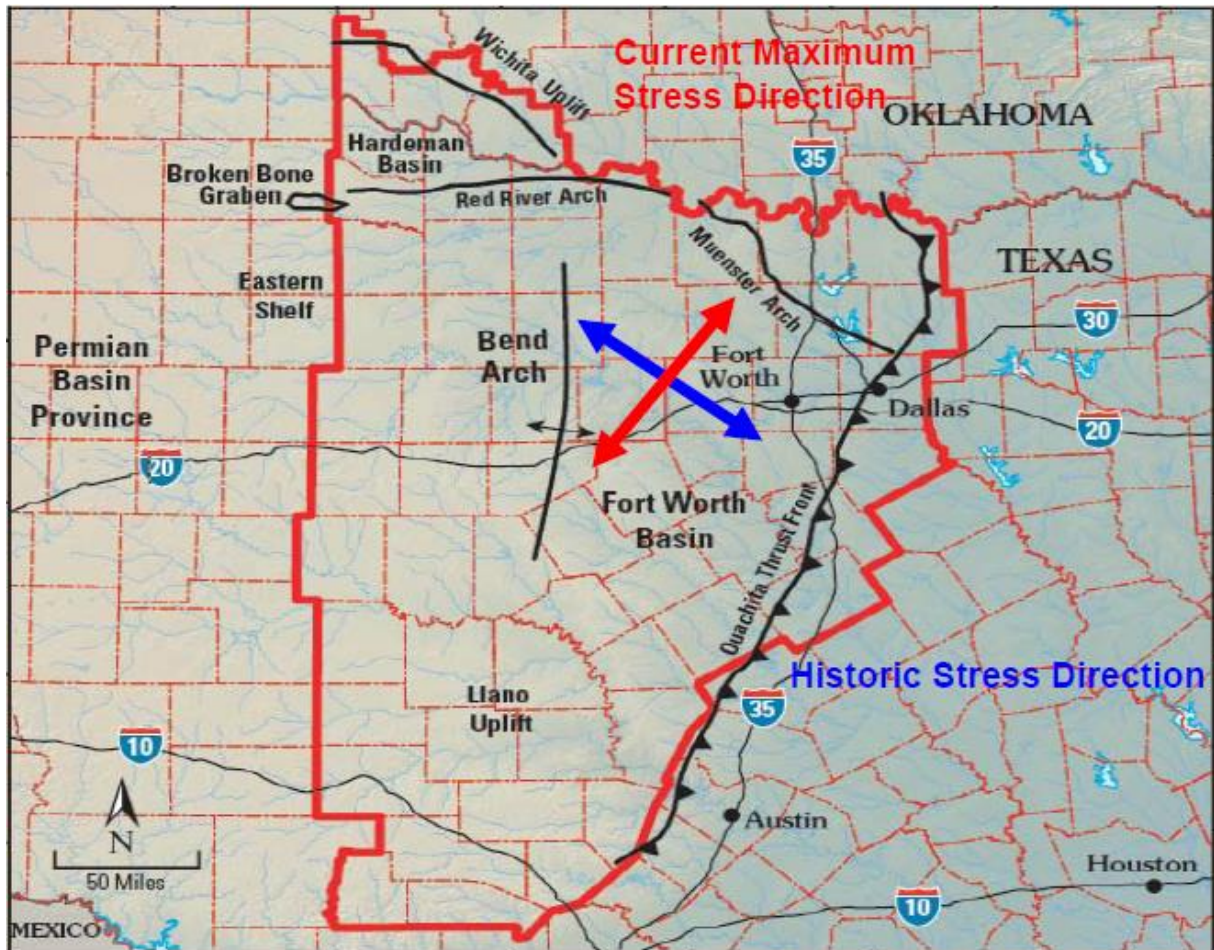
**Figure 36** La carte de la situation géographique de Barnett Shale [17]

## 2.2 Cadre géologique

Le bassin de Fort Worth est un bassin (**Figure 37**) localisé dans le centre-nord du Texas allongé du nord vers le sud, il est un peu profond (38.1000km<sup>2</sup>) et associé à l'ère Paléozoïque d'Ouachita à l'est et formé sous la collision tectonique lors de la formation Pangea. [18]

Ce bassin est délimité par :

- Le soulèvement de Llano au sud, c'est une grande structure qui expose les roches précambriennes et Paléozoïques (Cambriennes-Pennsylvaniennes).
- Une série de structure y compris de l'arc de courbure, du plateau oriental et de la plateforme du Conchos à l'ouest.
- Les arcs de la rivière rouge de Munster qui est formée par une faille sont situés au nord du bassin.



**Figure 37** Caractéristiques structurales générales du bassin de Fort Worth [19]



---

Le bassin de Fort Worth est formé par des dépôts de différentes épaisseurs et de différents âges :

- L'Ordovicien est formé de carbonates et de schistes dont l'épaisseur oscille entre 1200 et 1500 m.
- Le Pennsylvanien est formé de clastiques et de carbonates dont l'épaisseur oscille entre 1800 à 2100 m
- Le Crétacé Inferieur est formé d'une mince couche de roches dans la partie orientale du bassin.

Les structures du bassin sont caractérisées par des fractures et des failles le long des puits des minéraux est la partie la plus profonde du bassin qui est d'une épaisseur d'environ 104 km et orienté de nord-est vers sud-ouest. [18]

### **2.3 La stratigraphie de Barnett Shale**

La stratigraphie de la région d'étude (**Figure 38**) est composée essentiellement de dépôt Paléozoïque total, on distingue trois grands ensembles sédimentaires :

- **La plateforme Cambro-Ordovicienne Supérieure**

Elle est composée principalement de calcaire cristallin et de dolomies calcaires dans la partie Nord –est du bassin, ses roches sont confinées et superposées sur une marge continentale passive, cette formation plonge vers l'est sous le Mississippien et s'amincit jusqu'à disparaître le long d'une direction Nord-ouest.

- **Les formations moyennes supérieures du Mississippien**

Les gisements Mississipiens se traduisent par une série alternative très épaisse de calcaire et de schiste noir, riche en matière organique, tel que Barnett Shale est épaisse de plus de 305 m au sud de Munster contrairement au côté ouest de la série, où il est très mince et caractérisé par les carbonates de Chappell, cette formation est déposée au cours des premières phases d'enfouissement liées à la tectonique le long de l'Oklahoma.

- **La formation Pennsylvanienne**

Elle représente la phase principale d'enfouissement et de remplissage du bassin, liée au front structural d'Ouachita. [18]

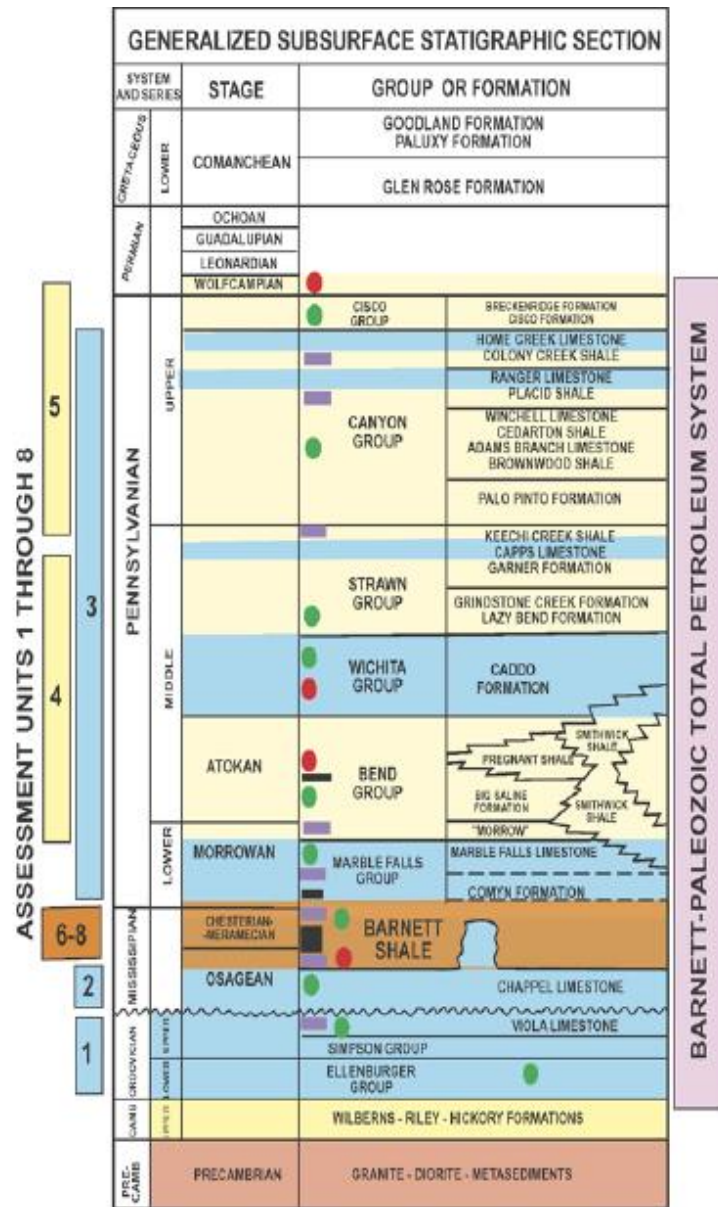


Figure 38 stratigraphie du bassin de Fort Worth [20]

## 2.4 Système pétrolier

### 2.4.1 La roche mère

Les schistes de Barnett sont des roches mères, couvrant généralement de grandes surfaces, ils sont thermiquement mûrs ayant généré des hydrocarbures qui ont été fractionnés et répartis-en de nombreux réservoirs. La composition des schistes de Barnett est généralement riche en matière organique. Les schistes constituent des schistes noirs, des schistes fossilifères, des schistes de silice, dolomitiques, phosphatés, carbonatés et calcaire.

### 2.4.2 La roche réservoir

Dans la partie nord-est du bassin de Fort Worth, il existe les plus grandes caractéristiques des réservoirs productifs de Barnett sont dominées par le kérogène d'algues marines à partir de la matière organique qui a donné des valeurs très élevée dans les intervalles riches en argile, la décomposition de cette matière a constitué la majorité des porosités connues dans les schistes de Barnett. La porosité moyenne est de 5 à 10% et les perméabilités sont inférieures à 0.01 mD, avec une moyenne de saturation en eau de 25%. [17]

## 3. La région d'Ohanet

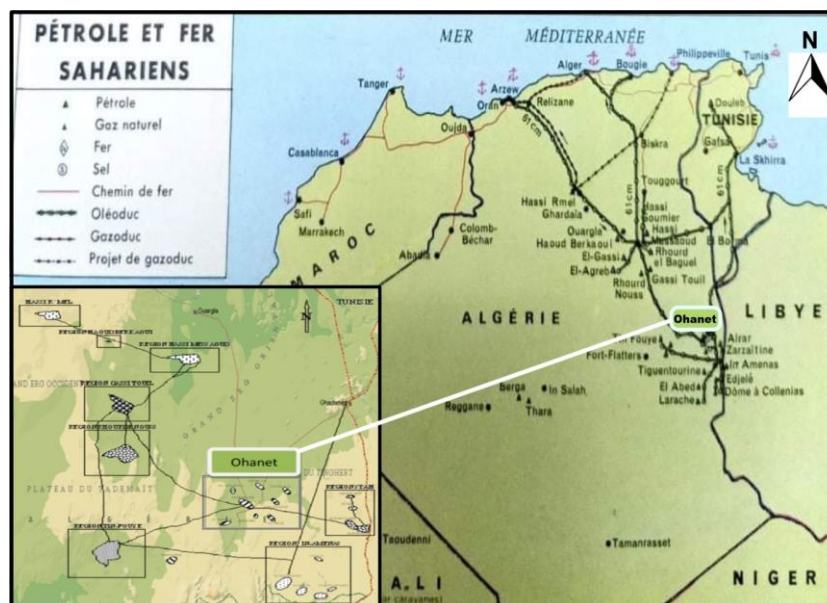
Le bassin d'Illizi recouvre un ensemble des gisements d'hydrocarbures qui ont entraîné le développement d'importantes structures pétrolifères d'huiles et de gaz dès les années 1960, comme le gisement d'Ohanet qui représente un réservoir important dans la partie sud est du Sahara d'Algérie.

### 3.1 La région d'Ohanet dans son contexte géographique

Ohanet est une région industrielle de la commune d'In Amenas à la wilaya d'Illizi en Algérie (**Figure 39**), elle est située à 360 km au nord-est du bassin d'Illizi, plus précisément dans le plateau de TINHERT, à 700 km au sud-est d'Ouargla, à 120 km au nord-ouest d'In-Aménas et à 1500 km au sud sud-est d'Alger, sa superficie est environ 9202 km<sup>2</sup> et de 580m d'altitude et ses coordonnées géographiques :

Latitude : 28° 39' 52'' N

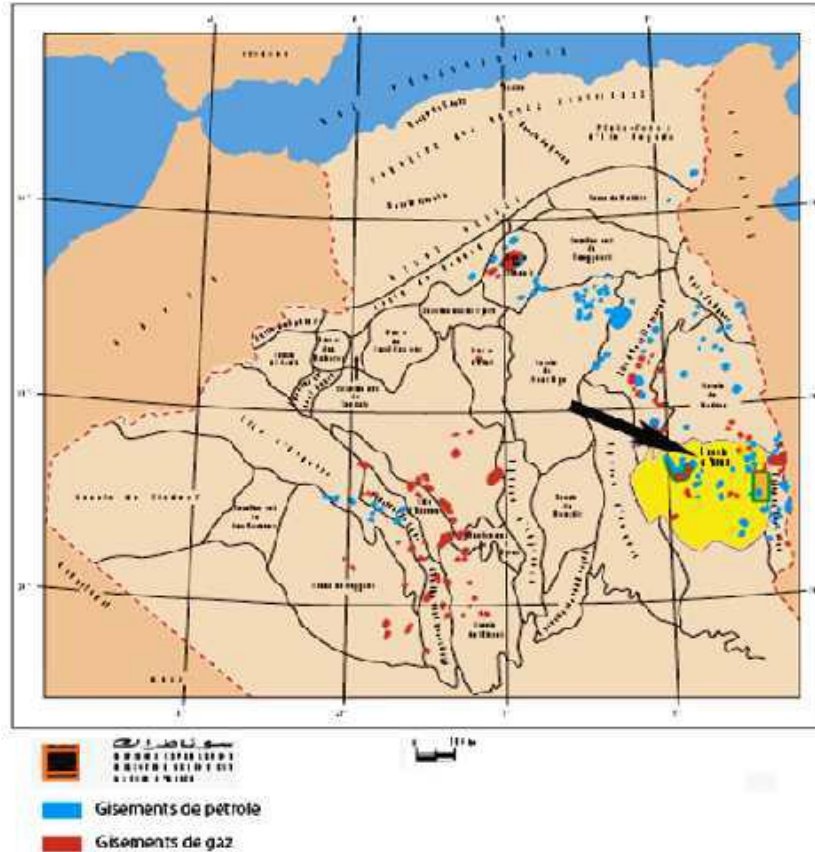
Longitude : 08° 51' 53'' E



**Figure 39** La carte de situation géographique de la région d'Ohanet

## 3.2 La région d'Ohanet dans son contexte géologique

### 3.2.1 La situation régionale

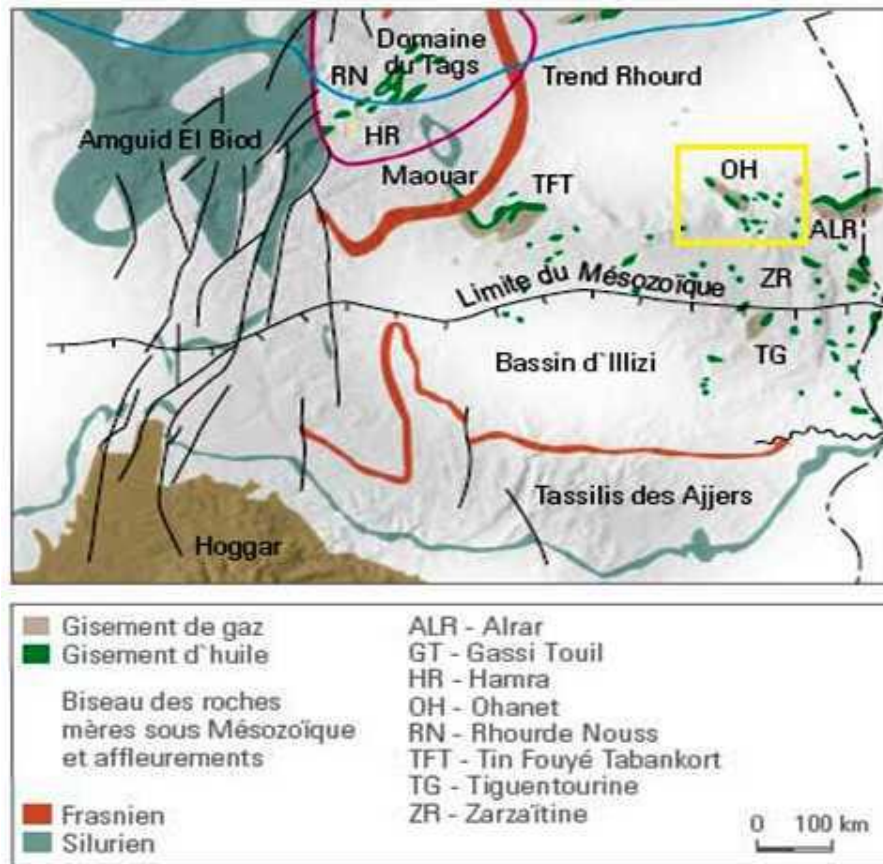


**Figure 40** La carte de situation du bassin d'Illizi (Sonatrach)

Le bassin d'Illizi a une superficie de 108 424 km<sup>2</sup>, il s'étend entre les latitudes **29°00'** et **26°30'** nord et les longitudes **6°00'** et **10°00'** qu'il occupe la partie sud de la dépression Berkine-Illizi. Plusieurs éléments structuraux viennent délimiter ce bassin (**Figure 40** et **41**). On citera :

- Au nord le mole d'Ahara qui le sépare du bassin de Berkine.
- A l'est le mole de Tihemboka, le séparant des bassins de Djado et Murzuk en Libye.
- A l'ouest, le mole d'Amguidé-El-Biod et la voûte de Tin-Foué au nord-ouest, le séparant, respectivement, du bassin de Mouydir et Oued-Mya.
- Au sud, il est limité par le bouclier du Hoggar dans la région du Tassili n'Ajjers.

Il existe plusieurs gisements dans ce bassin après les découvertes d'huile et du gaz telles que celles de TinFouyé, Zarzaïtine, Edjeleh, Alrar, Ohanet et Stah...etc.



**Figure 41** Contexte régional du bassin d'Ilizi et la zone d'étude

### 3.2.2 La géologie régionale

Au point de vue géologique, ce bassin de plateforme, assez stable fut le siège d'une sédimentation importante essentiellement durant les temps Paléozoïque et Mésozoïque qu'ils sont séparées par la discordance Hercynienne qui comporte les plus importants systèmes pétroliers de cette région (réservoirs Cambro-Ordoviens et Dévoniens).

La couverture sédimentaire du bassin d'Ilizi repose en discordance majeure sur la surface

Infra-tassilienne qui nivelle un socle plissé constitué de roches sédimentaires métamorphiques, cristalphylliennes et volcanique (**Figure 41**).

La coupe lithologique type du bassin d'Ilizi est constituée d'une série sédimentaire globalement détritique allant du Cambrien au Paléogène dans laquelle les terrains Paléozoïques occupent les deux tiers de l'épaisseur totale de la série. La lithostratigraphie des séries Paléozoïques tassiliennes a été établie grâce aux études réalisées sur les affleurements par Beuf et Al, (1963, 1971), Dubois (1967) et Biju -Duval et Al (1968).

### 3.2.3 Caractères généraux

Le bassin d'Ilizi est une synclise dont le fonctionnement au cours du Paléozoïque supérieur, continu, guidé par les accidents hérités du socle, passe par plusieurs stades, ouverture au Tournaisien, creusement, maturation, comblement. Ils sont contrôlés par un contexte général en compression qui prévaut sur toute la bordure N-W du Gondwana.

C'est la dynamique interne qui guide cette évolution.

L'épaisseur actuelle de la croûte (Tadili et al., in Kazi-Tani, 1986), 32 à 35Km, peut être considérée comme équivalente en raison d'une couverture sédimentaire Mésozoïque mince et non déformée.

La subsidence est le mécanisme fondamental. Faible mais régulier, plus ou moins accentuée par le rejeu des accidents panafricains, elle assure l'enregistrement fidèle des variations eustatiques et les pulsations climatiques. Elle ralentie associée aux serrages qui jalonnent les paroxysmes orogéniques qui bouleversent la chaîne varis qu'en aval. Ainsi ce bassin présente toutes les caractérisations des synclise les que définies et les anticlinaux sont associés à des failles inverses à fort pendage et à des décrochements. Les anticlinaux développés sur faille inverse à pendage faible sont connus dans certaines régions telles que la cuvette de Sbaa.

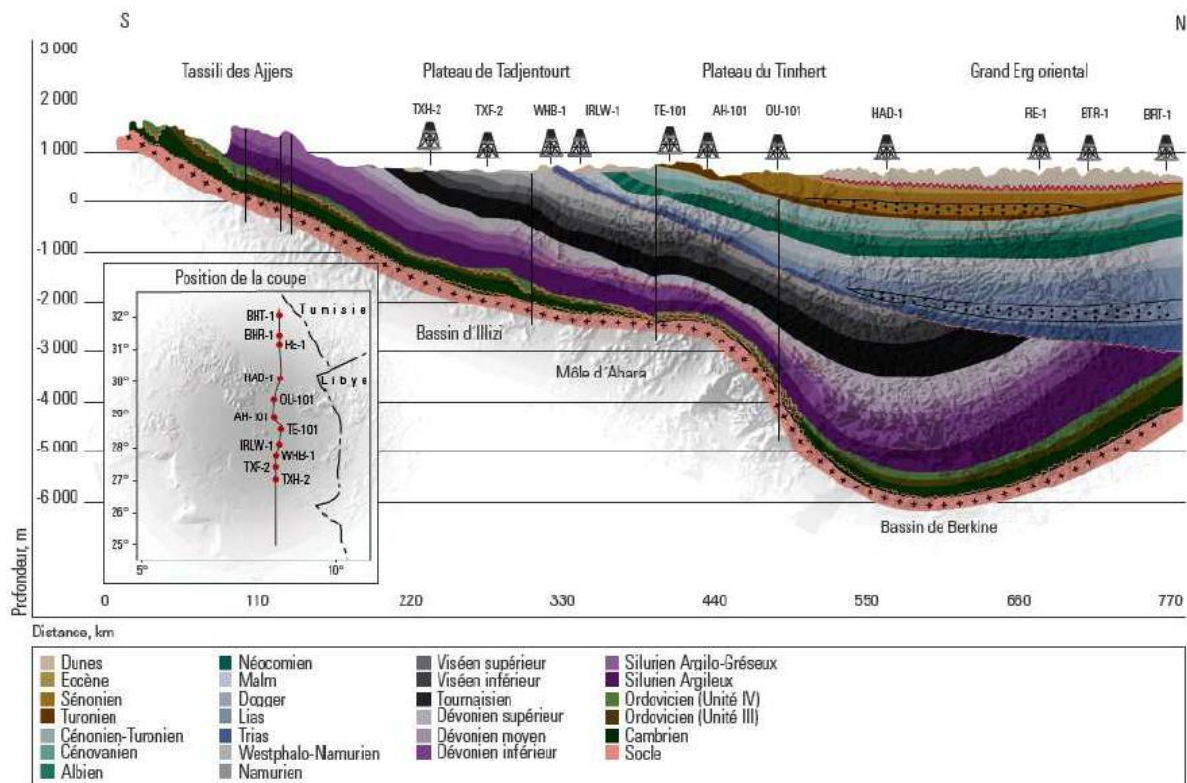


Figure 42 Coupe géologique Nord- Sud du bassin d'Ilizi

### 3.2.4 La situation géologique locale d'Ohanet

Le champ d'Ohanet est situé dans la partie septentrionale du bassin d'Illizi, sur la partie centrale du plateau de Tinhert (**Figure 42**) constitué de terrains Cénomano-Turonien (calcaire à silex). Délimité à l'Est par le mole d'Alrare, à l'Ouest par le bombement de Tin-Fouye, au Nord par l'erg oriental recouvrant en partie le paléo-mole d'Alrar, au Sud-Ouest par l'axe Essaoul-Mellene. A l'extrême Sud Est par l'axe de Tihemboka, et au Sud par une série de plateaux ou sont localisés de nombreux gisements du bassin d'Illizi (Ohanet, Zarzaitine, Tiguentourine, Guelta...).

L'étude structurale a défini les structures géologiques du champ d'Ohanet et ses environs :

#### ➤ Ohanet nord et sud

La structure est une culmination fermée sur un axe anticlinal NNO-SSE, d'une longueur de 18 km environ sur une largeur moyenne de 04 km. Son flanc est présent un pendage faible, de l'ordre de 2°. Son flanc ouest est au contraire brutalement dénivelé.

#### ➤ Timedratine & Timedratine Est :

Le gisement de Timedratine est une structure anticlinale fermée faisant partie d'une série de plis parallèles, cette structure est composée de trois culminations fermées par une faille à l'ouest et au nord-est. Ces culminations sont orientées NW - SSE.

#### ➤ Acheb Ouest - Krebb

L'ensemble Acheb Ouest - Krebb forme un gisement unique, situé en bas de la falaise de Tinhert à environ 80 km au nord-ouest d'In-Aménas et 100 km au sud-est d'Ohanet, il est constitué d'un ensemble argilo-gréseux imprégné d'hydrocarbures.

#### ➤ Askarène :

Le champ d'Askarène est situé à 10 km à l'est du champ d'Ohanet, La structure de ce gisement se présente sous la forme d'un demi anticlinal SE-NO limite vers l'ouest par une faille de 50 mètres de rejet.

#### ➤ Guelta :

Le champ de Guelta est formé d'une succession verticale de trois gisements à huile et d'un gisement à gaz, indépendants les uns des autres et possédant chacun leur plan d'eau propre, sa structure au nord est sous forme d'anticlinal délimitée par deux failles NO-SE et à l'Est par une série de failles inverses jointives.

➤ **Edeyen :**

Le champ d'Edeyen est situé sur la partie occidentale du monoclinale d'Illizi à 90 km au sud-ouest d'Ohanet, il s'étend sur une superficie de 50 km<sup>2</sup> et sa structure est un anticlinal orienté SO-NE.

### 3.2.5 La stratigraphie du champ d'Ohanet

La stratigraphie du champ d'Ohanet (**Figure 43**) est caractérisée par des dépôts Mésozoïque et Paléozoïque

#### A. Le Mésozoïque

Les dépôts du Mésozoïque reposent en discordance sur les différents termes du Paléozoïque; et sont constitués par le Trias, le Jurassique et le Crétacé.

##### A.1. LE CRETACE : son épaisseur est d'environ 381m

- **Turonien :**

Calcaire blanc à jaunâtre, microcristallin, crayeux, tendre à dure et des marnes grise à gris verdâtre, tendre, pâteuse.

- **Cénomaniens-Argiles & Gypses :172m**

Argile grise vert à grise et brune rouge, tendre à plastique, silteuse vers la base, légèrement carbonatée intercalée des bancs de gypse blanc, transparent, fibreux et Dolomie calcaire gris blanc à gris beige, microcristalline, dure.

- **Série In-Akamil (Albo-Vracosien) : 50m**

Argile brun rouge, grise à gris verdâtre, verte, tendre, parfois pâteuse et dolomie grise à gris

blanchâtre, brun jaunâtre, tendre et gypse blanc à translucide, tendre avec présence de grés gris à gris blanc, fin à très fin moyennement dur à ciment argileux.

- **Série Taouratine :107m**



- **Taouratine sup :**

Argile grise a gris verdâtre, verte, tendre, parfois pâteuse avec présence de grès gris a gris blanc, fin a très fin moyennement dur a ciment argileux.

- **Taouratine moy :**

Sable translucide a transparent, blanc jaunâtre, fin a grossier sub-arrondi a arrondi et d'argile grise a gris verdâtre, verte, parfois brun rouge, sableuse, tendre a pâteuse présence de dolomie blanc beige microcristalline, dure.

- **Taouratine inf :**

Argile verte a gris vert, brun rouge, tendre à pâteuse, dolomie blanche parfois beige, microcristalline, dure, sable blanc translucide, parfois jaunâtre, moyen a grossier, sub-arrondi à subanguleux et grès blanc translucide, fin très fin sub anguleux à ciment silico-quartzitique, dure.

### **A.2. JURASSIQUE :**

- **Série Zarzaitine :325m**

- **Zarzaitine sup :167m**

Argile marron, brun-rouge, grise a gris-vert, indurée, silteuse, grès gris a gris blanc, fin a moyen, moyennement dur et dolomie blanche a beige, microcristalline, dur.

- **Zarzaitine moy :92m**

Argile marron, grise a grise claire, tendre, silteuse avec passes de grès gris blanc a blanc, fin a moyen, moyennement consolide et de sable blanc, transparent, fin a moyen parfois grossier, sub anguleux a sub arrondi.

- **Zarzaitine inf :66m**

Argile marron, brun rouge, gris, indurée, silteuse intercalées par de grès gris a gris blanc, fin a moyen, moyennement dur et dolomie blanc, beige, microcristalline, dur et de sable blanc, translucide, fin a moyen, sub arrondi a arrondi.

### **B. Le Paléozoïque**

Le Paléozoïque, discordant sur le socle métamorphique, est composé des dépôts allant de l'Ordovicien au Carbonifère. Les dépôts du Cambrien manquent en raison de lacune ou érosion.

#### **B.1. CARBONIFERE : 1199m**

- **Westphalien -F- :**

Dolomie calcaire blanche a beige parfois brun clair, dure, cryptocristalline, passant a des calcaires dolomitiques gris blanc a beige, parfois jaunâtre argile bariolée a brun rouge, tendre a indurée, carbonatée, parfois silteuse avec des intercalations de marne grise a gris noir, tendre à indurée et argile brun rouge, tendre à indurée, carbonatée, parfois silteuse.

- **Westphalien-Namurien -E- :**

Alternances d'Argile brun rouge, marron, grise a gris verdâtre, feuilletée, tendre a indurée, carbonatée, parfois consolidée de marne grise a gris fonce, gris verdâtre, tendre a indurée et de calcaire blanc, laiteux, tendre a moyennement dur.

- **Namurien -D- :**

Alternance d'argile grise a gris noir, gris verdâtre, parfois brun rouge, indurée silteuse et de grés gris a gris clair, gris blanc, friable a moyennement dur, fin a très fin a ciment silico-argileux et dolomie-calcaire, blanche a gris blanc, microcristalline, dur, traces de pyrite.

- **Viseen -C- :**

Argile grise, gris fonce, gris noir, parfois brun rouge, tender a indurée, silteuse, légèrement carbonate avec dolomie calcaire, gris, gris beige a gris blanc, micro a cryptocristalline, tender, intercalée par grés blanc, vert, gris clair, silicoargileux, fin a très fin, friable a moyennement dur par endroits trace de pyrite.

- **Viseen -B- :**

Grés gris- clair, gris-blanc a blanc, parfois vert clair, très fin à fin, parfois moyen, siliceux a silico-argileux, friable a moyennement consolidée avec passées d 'argile gris sombre a gris noir, micacée, tender a indurée, silteuse, dolomitiques.

- **Tournaisien :**

Argile gris foncé sombre a noire, indurée, silteuse, micacée avec passées de Grés gris, gris blanc a gris sombre, localement jaunâtre, fin a très fin, silico- argileux, moyennement consolidée à dur. Trace des grés pyriteuse.

**B.2. DEVONIEN : 191m**

- **F2 (Fammenien / Tournaisien)**

Connu dans le bassin d'Ilizi sous le nom de « Gara mas Malouki », le réservoir Dévonien Supérieur F2 est composé de grés gris – blanc à gris sombre, fin à moyen, siliceux à silico-argileux, pyriteux et carbonaté, en alternance avec des silts et des argiles. La base est soulignée par la présence de carbonates à oolithes blanchâtres. Cet ensemble grés-argileux ferrugineux est de meilleure qualité à son sommet. Il est présent sur l'ensemble de la zone d'étude avec des

---

épaisseurs variant de 40m sur la structure Tamadanet à 70m au Nord et au Sud du périmètre d'étude.

Les caractéristiques pétrophysiques sont relativement bonnes, les porosités sont variables de 7 à 21% pour des perméabilités supérieures à 2mD voir de l'ordre de 2D. Du gaz, des indices de gazoline et d'huile ont été mis en évidence lors de nombreux sondages. Il surmonte une unité argileuse (F2 Argileux) avec de rares et fines passées de calcaire et degrés gris - brun, silteux et micacé.

- **F3 (Givetien)**

Le réservoir F3 est présent au Nord Est de la zone d'étude avec des épaisseurs variant de 0 à 60m. Son absence sur le reste de la zone est due principalement à la discordance Frasnienne ou à son non-dépôt (by-pass zones). Sa présence est liée aux hauts structuraux d'Ahara et de la Tihemboka. Ce réservoir constitue d'un banc de grès massif, s'avère d'assez bonne qualité de porosité moyenne ; 19% et perméabilité moyenne de 2D. Il est producteur de gaz et de condensat.

- **F4 (Emsien)**

Le réservoir F4 encore appelé « Argilo gréseux d'Alrar » est présent sur la totalité de la zone d'étude excepte au Nord-Ouest (non-dépôt lié à l'activité du mole d'Ahara). Son épaisseur varie de 0 à une soixantaine de mètres à l'Est et au Sud de la zone d'étude. Il est constitué de deux bancs de grès plus ou moins développés. Ces deux bancs sont ségrévés en deux sous-unités – le F4 Supérieur (à grès fins) et le F4 Inférieur (à grès fins à moyens parfois grossiers) – séparées par un ensemble argilo-gréseux imperméable. Cette formation est riche en Brachiopodes, qui marquent le retour à des conditions plus marines.

Les caractéristiques pétrophysiques de ce réservoir sont assez bonnes et varient de 7 à 28%. Cette formation produit du gaz, de la gazoline et de l'huile. Il surmonte une unité argileuse (F4 Argileux) constituée d'argiles gris - clair à gris - foncé à rares fines passées de calcaires et de grès légèrement micacé.

- **Le mur radioactif :**

Argile noire, gris-noirâtre, silteuse, indurée par endroit, avec présence de traces de pyrite.

- **F6 :**

Le réservoir F6 est constitué d'un ensemble de couvertures et de réservoirs dont les caractéristiques et l'extension subissent des variations complexes. Il présente parfois des épaisseurs importantes. Il est constitué d'une série argilo-gréseuse formée de grès fins localement moyens et très poreux, dont le dépôt s'étale du Silurien supérieur (Ludlow et Pridoli) jusqu'au Dévonien inférieur (Praguien et Lochkovien). Il est divisé en sous-unités C (C1-3) d'âge Dévonien Inférieur, B (B1-B2), A et M (M1-M2) d'âge Silurien Supérieur. Son épaisseur importante et ses qualités réservoirs en font un des objectifs principaux.

- **Unités C :**

L'unité C3 constitue le terme supérieur du F6. Elle est formée de grès fins, souvent siliceux, à fines intercalations argileuses. Cette unité qui marque le début de la transgression du Dévonien Inferieur, est assez bien individualisée et sans variations latérales notables. L'unité C2 constitue un niveau plus argileux. Ce n'est ni une bonne couverture, ni un bon réservoir.

L'unité C1 est constituée de grès continentaux qui reposent indifféremment sur l'une ou l'autre des unités du Silurien sous-jacent.

- **Unités B :**

L'unité B2, qui appartient au Silurien argilo-gréseux, est constituée essentiellement de grès grossier très mal classés, plus ou moins silicifiés, à stratification oblique. Partout où elle existe sous un facies exclusivement gréseux, l'unité B2 est surmontée par l'unité C1 discordante avec laquelle elle forme un réservoir unique. L'unité B2 est rarement imprégnée d'hydrocarbures.

L'unité B1 n'est régionalement ni un réservoir, ni une bonne couverture pétrolière. Les grès présentent parfois des indices d'huile.

### **B.3. SILURIEN : (Siluro-Dévonien) 422m**

- **L'Unité : F6**

- **Unité -A-:**

Elle est constituée de grès propres alternant avec des niveaux argilo-silteux. Cet ensemble constitue un bon réservoir (porosité moyenne de 7 à 16% et perméabilité moyenne de 1 à 653mD).

- **Unités -M- :**

L'unité M2 est un ensemble argilo-gréseux qui se comporte en général comme une couverture. Elle peut cependant être partiellement constituée par des grès gris beiges fins à moyens, principalement dans sa moitié inférieure, et de ce fait, posséder simultanément des caractéristiques de couverture et de réservoir. L'unité M1 est formée de grès souvent quartzitiques à intercalations d'argiles silteuse.

### **B.4. B.4. SILURIEN ARGILEUX**

Cette unité est constituée d'argiles noires, schisteuses, silteuses, micacées avec quelques fines intercalations gréseuses ou argilo – gréseuses.

### **B.5. CAMBRO-ORDOVICIEN**

La stratigraphie du Cambro-Ordovicien est d'une très grande complexité sur la zone en raison des nombreux événements tectoniques qui ont affecté la région. En effet, en plus des discordances intra-arénigienne et taconique, plusieurs épisodes glaciaires ont érodé les terrains et abouti au développement de vallées glaciaires. Les rapides variations de facies et d'épaisseurs engendrées

---

rendent les corrélations entre puits délicates et complexifient l'étude de ces réservoirs. Le Cambro-Ordovicien comprend trois unités : IV, III et II, elles-mêmes découpées en sous unités.

- **Unité IV :**

L'unité IV est formée d'un ensemble argilo-gréseux, de grés gris-clair, fin à moyen à ciment siliceux et souvent fissuré. La base de la série est constituée par les dépôts glycologéniques du IV-2 délimitant les vallées glaciaires et les interfluves. Les argiles noires de cette unité (correspondant à l'IV-2 Supérieur) alternent avec des grés gris-clair (identifiés comme du IV 2 Inférieur). (**Figure 43**)

- **Unité III :**

L'unité III constitue les dépôts préglaciaires séparés des dépôts du IV-2 par une première surface d'érosion glaciaire (GES). Ils sont distribués en trois unités lithologiques distinctes (Unités III-1, III-2 et III-3). Seules les unités III-1 et III-3 sont présentes dans la région d'étude.

L'unité III-3 est composée d'alternances argilo-gréseuses dont l'équivalent en âge sont les Quartzites de Hamra d'après les données connues sur les puits SEDE-1 et OU-101. Les grés qui la constituent sont gris-clair à gris sombre, fin à moyen, silico-argileux à siliceux, bien consolidés avec quelques passées d'argile gris-noir à noire, silteuse, micacée, localement pyriteuse, indurée, avec de nombreuses figures sédimentaires et de joints stilolithiques sur carottes. L'unité III-1 est constituée d'alternances argilo-silteuses (équivalent en âge des Argiles d'El Gassi). Elle est formée d'argile grise à gris-noir, silteuse, micacée, intercalée de grés gris blanc et gris sombre, parfois gris verdâtre très fin à moyen rarement grossier et moyennement à bien consolidé.

- **Unité II :**

L'unité II constitue les grés et les quartzites à passées conglomératiques du Cambrien (équivalent en âge du Ri et du Ra) reposant sur le socle cristallin. Elle comprend des grès blancs, parfois gris sombre, fin à moyen, rarement grossier, mal classé, siliceux à silico- argileux, bien consolidé souvent compact. Les grés sont souvent soulignés par des passées d'argile gris sombre à noire, localement verdâtre, silteuse et micacée.

### **C. LE SOCLE PRECAMBRIEN :**

Roches métamorphiques d'Age infracambrien, gris verdâtre à gris foncées, brunâtres à éléments blanc, translucides à vert foncé, présence de la cristallines altérées, formées par des argiles schisteuses. Rarement présence de la pyrite.

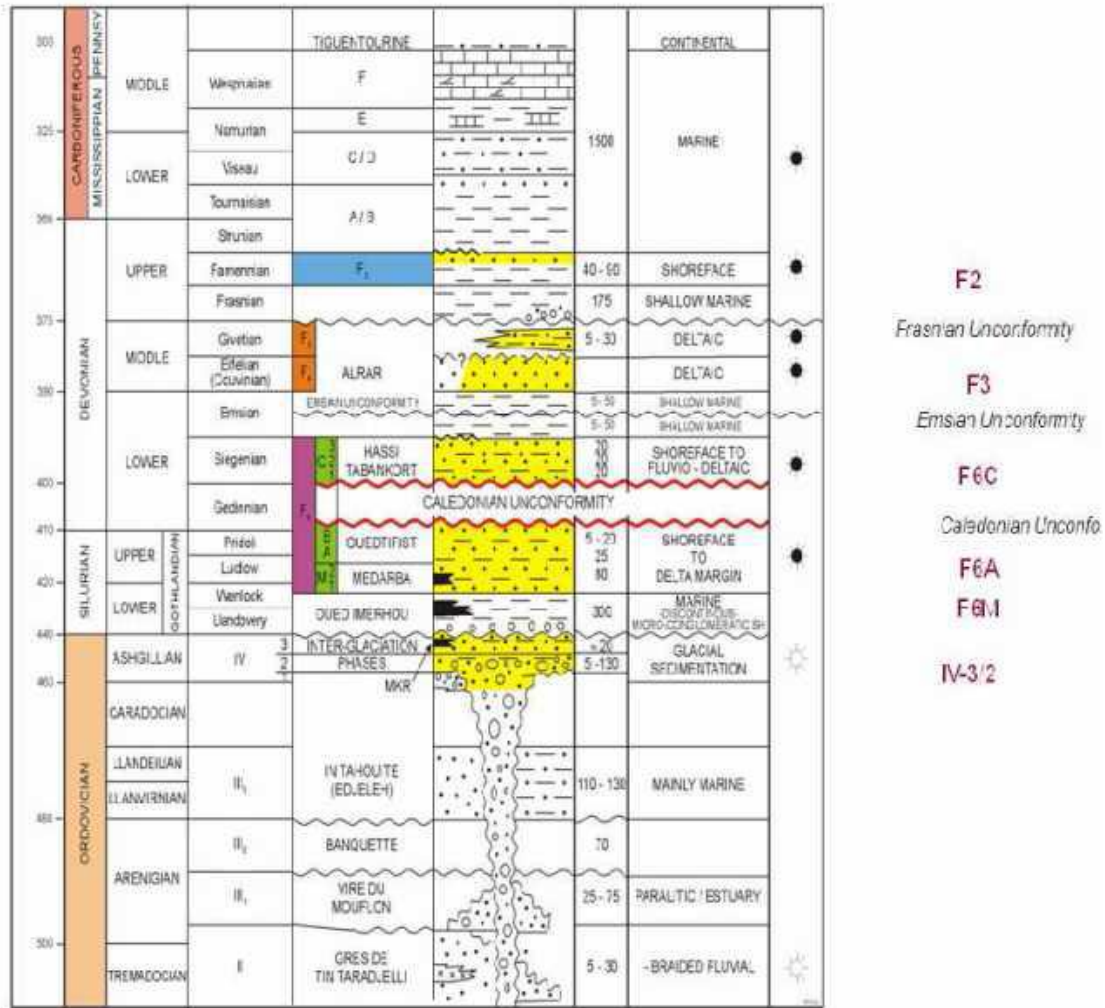


Figure 43 Colonne litho-stratigraphique des réservoirs Dévonien, Silurien et Cambro Ordovicien. (Sonatrach)

### 3.2.6 Système pétrolier

#### 3.2.6.1 Les roches mères

Les principales roches mères dans le bassin d'Ohanet sont les argiles du Silurien et de l'Ordovicien qui sont riches en matière organique, cette dernière est produite par la transformation de kérogène qui est l'origine de la formation d'hydrocarbures.

#### 3.2.6.2 Roche de couverture

Les roches de couverture du bassin de l'Ohanet sont principalement constituées d'argile et sont représentées sur les niveaux de l'Ordovicien (le plus ancien des âges), le Silurien, le Carbonifère et le Dévonien, qui diffèrent en termes d'âge et de face.

3.2.6.3 La roche réservoir

La forte présence de la roche argileuse et gréseuse compactes (roche détritique) mais avec une porosité, et une perméabilité faible à moyenne sont démontrées pour caractériser des réservoirs de bassins d'Ohanet, Cela permet de classer les réservoirs d'Ohanet avec les bons réservoirs qui ont généré les hydrocarbures répartis sur les niveaux suivants : - les grès du Cambrien. - les grès argileux des réservoirs de l'Ordovicien. - les grès argileux et les schistes noirs du réservoir F2 et F4 ainsi que les réservoirs Siluriens. [20]

4. La région de Hassi Dzaabat

4.1 Situation géographique

Hassi Dzabat est une région de la Wilaya de Ouargla en Algérie, son champ (figure 2.9) est situé dans la zone Sud-est de l'axe structural de Hassi Dzaabat, au Sud de Hassi Ghettar, il constitue un horst anticlinal d'orientation NE/SO, délimité par des failles de même direction.

Les coordonnées géographiques de cette région sont 31°25'30" N et 6°1'21" E en DMS (degrés, minutes, secondes) ou 31.425 et 6.0225 (en degrés décimaux), elle est située à 152 mètres d'altitude.

La structure de Hassi Dzabat s'appuie sur la bordure Est du trend El-Agreb- Hassi Messaoud, qui constitue le prolongement septentrional de l'accident Amguid EL Biod. [21]

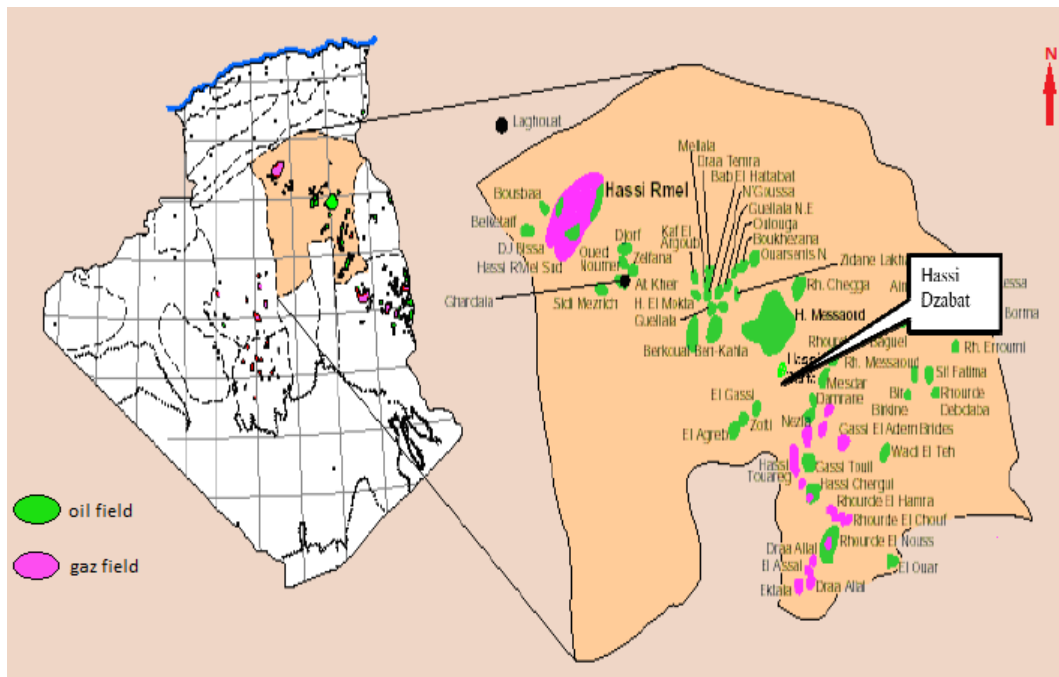


Figure 44 Carte de localisation du champ de Hassi Dzabat (Sonatrach)

## 4.2 Lithostratigraphie

La stratigraphie de la région de Hassi Dzabat est composée de trois ères qui sont le Paléozoïque, le Mésozoïque et le Cénozoïque formés des séries Cambro-Ordoviciennes, tronquées par l'érosion Hercynienne.

### A. Le Paléozoïque

Les séries du Paléozoïque sont déposées en dessous de la discordance Hercynienne, elles vont du Cambrien à l'Ordovicien et sont gréseuses principalement.

#### A.1. Ordovicien

Les réservoirs Ordoviciens, relativement nombreux, sont situés dans les formations suivantes :

- **L'Ordovicien inférieur – argiles d'El-Gassi** : Il s'agit d'argiles gris-noir à noires, elles assurent la couverture des réservoirs cambriens, son épaisseur est entre 25 et 108m.
- **Grès d'El – Atchane** : (entre 13 et 18m) Grès gris – blanc, fin à moyen silico – quartzitiques localement glauconieux, intercalée d'argile grise indurée, silteuse.
- **Quartzites de Hamra** : (entre 100 et 111m) Il est composé de grès gris – clair à gris – blanc fin à moyen, silico – quartzitiques à quartzitiques passant à quartzite blanc compact, dur. Passées d'argile – noir indurée silteuse.
- **Grès d'Ouargla** : (entre 37 et 66m) On trouve une alternance de grès gris clair, très fins silico- argileux, de siltstone argileux et d'argiles grises foncée silteuse indurées.

### B. Mésozoïque

#### B.1. TRIAS

Il repose en discordance sur les grès du Cambrien au niveau de la partie centrale de la structure et sur les terrains Ordovicien sur les flancs, Il est subdivisé en :

- **Trias Roches Eruptives** : Roches éruptives gris – brun et gris – vert, intercalé d'argile brune – rouge et de grès gris blanc fin à très fin, son épaisseur est entre 21 et 58m

#### B.2. JURASSIQUE

Il est représenté par 3 formations : Lias, Dogger et Malm.

- **Lias** : Il est composé par six niveaux qui sont de dessous au haut Lias Argileux, LD3, LS2, LD2, LS1 et LD1.
- **Lias Argileux (G10)**: Il est composé d'argile brun – rouge tendre à pâteuse salifère, fines passées de sel massif translucide, son épaisseur est entre 28 et 62m.
- **Dogger** : Subdivisé en deux (02) niveaux distincts



- ✓ **Dogger Lagunaire** : (entre 71 et 93m) Il se compose d'anhydrite blanche dure avec des passées de dolomie, d'argile grise carbonatée et de marne.
- ✓ **Dogger Argileux** : (entre 220 et 244m)

Il contient une alternance d'argile versicolore, silteuse de grés gris – blanc fin à moyen, siliceux à silico-carbonaté, glauconieux, de dolomie grise dure et de marne grise.

- **Malm** :

Il se trouve une alternance de grés gris – blanc fin à moyen siliceux à carbonaté, d'argile brune, tendre à pâteuse, silteuse ; passées de dolomie beige, de calcaire gris – beige et d'anhydrite, l'épaisseur de cette couche est entre 149 et 235m

### B.3. CRETACE

- **Néocomien** : Il est composé d'argile carbonaté filtreuse avec passées de grés silico-carbonaté et il est grise à brun – rouge tendre intercalé de grés gris – blanc à beige, l'épaisseur de cette couche est entre 153 et 217m.
- **Barrémien** : Il contient les grés blancs, translucide, grossier. Intercalation d'argile brunâtre tendre à pâteuse et de calcaire gris – blanc, l'épaisseur de cette couche est entre 270 et 302m
- **Aptien** : A ce niveau Calcaire dolomitique blanc, moyennement dur passant parfois à dolomie beige, microcristalline, dure, l'épaisseur de cette couche est entre 20 et 31m
- **Albien** : Il se compose Grés fins à moyens argileux à intercalation d'argile plastique et de sable grossier à la base, l'épaisseur de cette couche est entre 303 et 358m
- **Cénomaniens** : Il se trouve une Alternance de calcaire tendre, dolomitique par endroits, d'argile grise, tendre et d'anhydrite légèrement carbonatée, localement dure, l'épaisseur de cette couche est entre 189 et 200m

## C. Cénozoïque

Il est caractérisé par deux formations

### C.1. EOCENE :

Il est formé essentiellement par calcaire blanc crayeux, avec inclusions de silex. Passées de dolomie blanche et fines passées d'argile grise, l'épaisseur de cette couche est entre 42 et 162m.

### C.2. Méo-Pliocène

Sable silico- carbonaté avec passées d'argile et de calcaire dolomitique. [21]

Ère	Sys	ETAGES	LITHO	Ep (m)	DESCRIPTION LITHOLOGIQUE		
CZ	NOU	MIO-PLIOCENE		230	Recouvrement sableux avec alternances d'argiles, calcaires et marnes sableuses		
		EOCENE		122	Calcaire dolomitique à silex		
MESOZOIQUE	CETACE	SENONIEN	CARBONATE	107	Calcaire dolomitique argileux, anhydrite à passées de dolomie		
			ANHYDRITIQUE	209	Anhydrite, marne, dolomie		
			SALIFERE	149	Sel massif à intercalations d'argiles et marnes		
			TURONIEN	112	Calcaire tendre crayeux, dolomitique et argileux. Nappe d'eau salée		
		CENOMANIEN	147	Anhydrite, marne, dolomie, calcaire et argile			
		ALBIEN	362	Grès à intercalations d'argiles siliceuses. Nappe d'eau douce			
		APTIEN	24	Dolomies cristallines et calcaires			
		BARREMIEN	276	Grès fins à moyens, carbonatés, intercalés de niveaux d'argiles			
		NEOCOMIEN	182	Argiles à intercalation calcaire et/ou dolomique, grès à passées argileux			
		PERMOIEN	DOUGIER	MALMI	226	Argiles et marnes intercalées de calcaires, dolomie et grès	
				ARGILEUX	107	Argiles tendres, marnes dolomitiques à rares passées gréseuses fines	
				LAGUNAIRE	211	Anhydrite, Dolomie, et argiles tendres à marnes grises	
				LLAS	LD1	66	Dolomies, anhydrites à passées d'argiles et de calcaires
					LS1	90	Argiles plastiques brunes salifères à passées de sel et d'anhydrite
LD2	55				Dolomies à passées marnes grises		
LS2	58				Sels translucides à quelques passées de marnes grises		
LD3	31				Marnes grises à passées de dolomies		
TRIAS	SALIFERE			TS1	46	Alternance de sel d'anhydrite et de dolomie	
		TS2	189	Sel massif à intercalation d'anhydrite et argile			
		TS3	202	Sel massif avec traces d'argiles			
		ARGILEUX	113	Argiles rouges dolomitiques ou Siliceuses injectée de sel et anhydrite			
PALEOZOIQUE	ORDOVICIEN	GRESEUX	0 à 35	Grès fins à moyens à ciment argileux			
		ERUPTEIF	0 à 92	Anhydrite			
		Quartzites d'El Hamra	75	Grès quartzitiques fins présentant de la glauconite et de l'anhydrite			
		Grès d'El Akhane	25	Grès fins feldspathiques et glauconieux			
		Argiles d'El Gassi	50	Argile verte ou noire à graptolites			
		Zone des Alternances	18	Alternances d'argiles et de grès quartzitiques avec glauconite et rigillites			
		R Isométriques	42	Grès isométriques à plages de quartzites; présence de rigillites			
		R Anisométriques	125	Grès quartzitiques anisométriques moyens à grossiers à ciment argileux et siliceux avec stratifications obliques à entrecroisées			
		R 2	100	Grès moyens à grossiers parfois micacés à ciment argileux illitiques			
		R 3	370	Grès feldspathiques et micacés grossiers à ciment argileux			
CAMBRIEN	Infra Cambrien	45	Grès ardoises rouges				
	SOCLE		Granite porphyroïde rose				

Figure 45 colonne lithostratigraphie de Hassi Dzaabat (SONATRACH, DP, 2005)

### 4.3 Système pétrolier

#### 4.3.1 4.3.1 Roche mère

Le Silurien représente la principale roche mère par sa richesse en matière organique qui présente les caractéristiques d'une huile légère d'origine marine déposée dans un milieu réducteur. Elle est en phase à huile à l'ouest et le Nord Est, et au stade à gaz sec au Sud Ouest de bassin d'oued Mya. Les autres roches mères possibles ou éventuelles dans l'Ordovicien peuvent être représentées par les argiles d'Azzel, d'El-Gassi.

#### 4.3.2 Roche Réservoir

Seul l'objectif Ordovicien (Quartzite de Hamra) a été exploré et évalué au niveau des puits HDZ-7, c'est un réservoir principal productif dans les puits HTF1, HTF2, HTFN1, HDZ2 et FTF3.

**4.3.3 La roche couverture**

La couverture régionale est assurée par les roches éruptives de Trias et Les formations argilo-salifères du Lias constituent d'excellentes roches couverture pour les Quartzites de Hamra. Localement les argiles d'El Gassi constituent une couverture pour le réservoir Cambrien (Ri + Ra). [22]

**5. Comparaison entre les trois régions d'étude**

Le tableau ci-dessous résume l'étude comparative entre les trois régions représentées dans ce chapitre

Les points		Barnet shale	Ohanet	Hassi Dzabat
<b>COMMUNS</b>	Eon	Le phanérozoïque		
	L'ère	Le paléozoïque		
	Période	Ordovicien		
	Saturation	Hydrocarbure		
<b>DIFFERENTS</b>	Situation	Etats Unis	Illizi « Sahara d'Algérie»	Ouargla « Sahara d'Algérie»
	Eon	-	Précambrien	-
	L'ère	-	Le mésozoïque	Le mésozoïque, le cénozoïque.
	Période	-	Le socle précambrien	-
		Carbonifère	Carbonifère Dévonien Silurien	-
		-	Crétacé Jurassique	Crétacé Jurassique Trias
		-	-	Eocène Mio-pliocène
	Roches	Carbonatés (calcaire et dolomie)	Détritique (argile et grés)	Détritique (argile et grés) / carbonaté (calcaire et dolomie) Quartzite et roches éruptives
	Saturation	Gaz	Gaz	Gaz-Huile

**Tableau 2** L'étude comparative entre les trois régions d'étude

**6. Conclusion**

Dans ce chapitre, nous avons présenté les trois régions d'études (Barnet Shale, Ohanet, Hassi Dzabat), en basant sur la stratigraphie, la structure géologique, le système pétrolier et on a terminé par une comparaison entre de ces régions.

# 3

## **Troisième Chapitre**

*Interprétation et Analyse  
Pétrophysique*

**1. Introduction**

Dans le but de démontrer la fiabilité des diagraphies dans la description des formations géologiques (déterminer la nature lithologique et la saturation des zones réservoirs), on va traiter les données des puits de différentes régions (Hassi Dzabat, Ohanet et Barnett Shale) par le logiciel interactive petrophysics (IP) puis on fera une comparaison entre les résultats obtenus et les carottes réelles des puits étudiés.

**2. Présentation des données de diagraphies et carottes des régions d'études**

**2.1 Présentation des données des diagraphies**

Nous avons utilisé les données de diagraphies pour les interpréter par nous-même en utilisant le logiciel ' interactive petrophysics ' et en chargeant les fichiers qui ont en format '. Las ' après le choix d'Input/Output dans la barre de menu, après quelques étapes de traitement on obtient les différents résultats qui sont représentés dans ce chapitre.

**2.1.1 L'interprétation des résultats du puits 144 de la région Ohanet**



**Figure 46** Les résultats des logs traités par le logiciel IP de puits144 de la région Ohanet.

---

**L'interprétation des résultats de la figure 46:**

Cette figure représente les résultats de traitement du puits 144 et qui comprend les différents logs qui sont montrés dans les six pistes :

- **GR** : L'enregistrement de gamma ray (API).
- **Cal** : l'enregistrement de Caliper ou du diamètre.
- **RT10, RT90** : les logs de micro et macro résistivité, en ( $\Omega/m$ ).
- **RHOB, NPHI** : la combinaison entre la densité (g/cc) et la porosité neutron (dec).
- **RHOB, DT** : La combinaison entre le log sonique ( $\mu s/ft$ ) et le log densité (g/cc).

On remarque qu'on a deux zones réservoirs qui sont encadrées en rouge et bleu

- ✓ La première zone réservoir encadrée en rouge est située entre 2073.4 et 2103.1m
- ✓ La deuxième zone réservoir encadrée en bleu est située entre 2300 et 2310m
- D'après la courbe des rayons gamma est d'environ 30API (la première zone) et 50 API (la deuxième zone), on a détecté qu'on a une formation non argileuse.
- L'enregistrement de diamètre illustre que la paroi de puits n'est pas lisse (présence des fractures et fissures).
- Les logs micro et macro résistivités représentent des formations de faible résistivité tel que les valeurs des micros résistivités sont supérieures à macro résistivité ce qui reflète l'existence de l'eau.
- Les valeurs de densité et la porosité neutron sont faibles et ils montrent l'existence des hydrocarbures.
- D'après la combinaison entre le log sonique et la densité dans la 6ème piste on remarque que dans le cas où le graphe du temps de transition ( $\Delta t$ ) est à droite du log de densité (Rhob), cela implique que la formation est fracturée fissurée.

Après quelques étapes de traitement sur logiciel on a obtenu la figure (47)

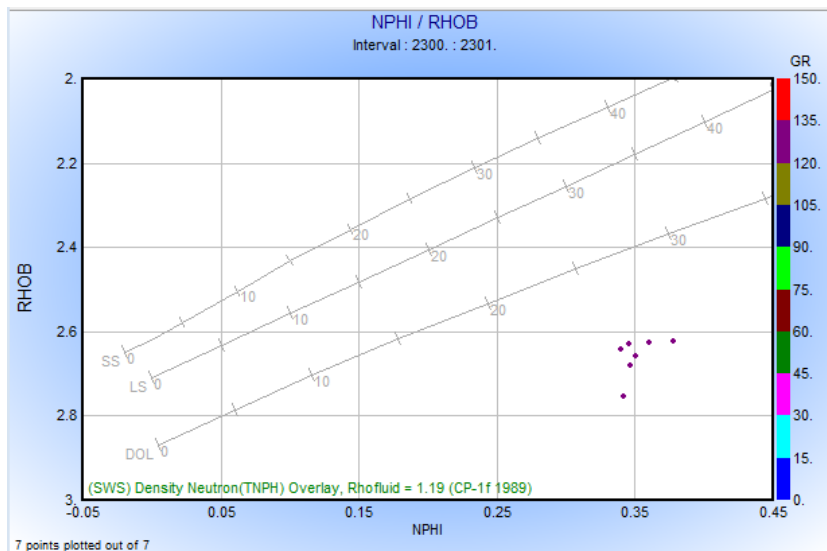


**Figure 47** Résultats obtenus du puits 144 d’Ohanet, traité par le logiciel IP.

- La quatrième piste représente la combinaison entre la porosité neutron, la densité et le temps de transit tel qu’on a dans les deux zones réservoirs une formation gréseuse.
- D’après la porosité on remarque que la nature de fluide des deux zones réservoirs est huile
- On observe que la lithologie de la première zone réservoir est de grès et argile structurale et la deuxième zone : grès, silt, argile dispersé.

### 2.1.2 L’étude lithologique de puits 144 d’Ohanet

#### ❖ La deuxième zone réservoir



**Figure 48** Crossplot densité- Porosité neutron dans l’intervalle [2300-2301] m

La **Figure 48** illustre la variation de la densité en fonction de la porosité neutron dans l’intervalle [2300-2301] m

On observe qu'on un nuage des points définie des valeurs élevées de GR variées entre 120 et 135API et ils sont au-dessous de la dépendance de dolomie ce qui montre que le milieu est d'une formation argileuse et sa porosité vraie 25% et sa densité apparente 2.7g/cm<sup>3</sup>.

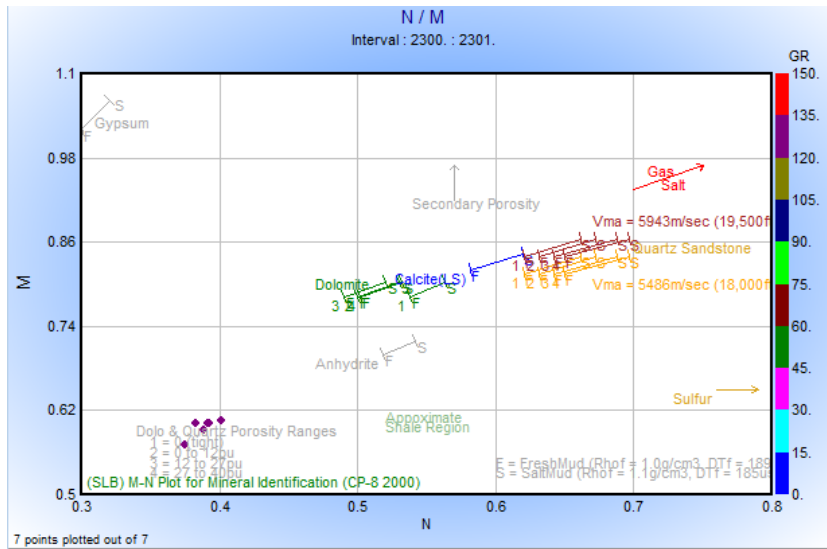


Figure 49 M-N plot dans l'intervalle [2300-2301] m

La Figure 49 représente Cross-over qui identifie la matrice dans l'intervalle 2300 et 2301m

On observe qu'on a un nuage de points de grande valeurs de GR (120-135API) ce qui confirme le type de la matrice est argileux avec la présence de grain de Quartz et la formation est compacte.

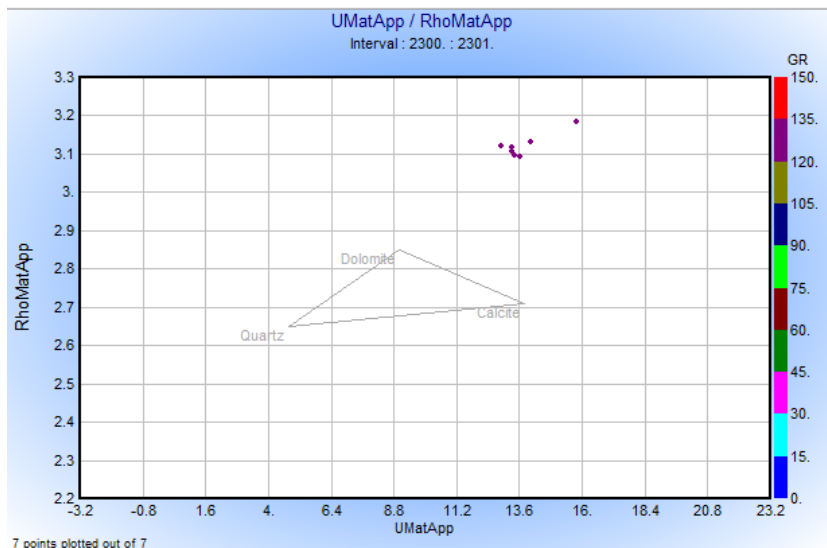
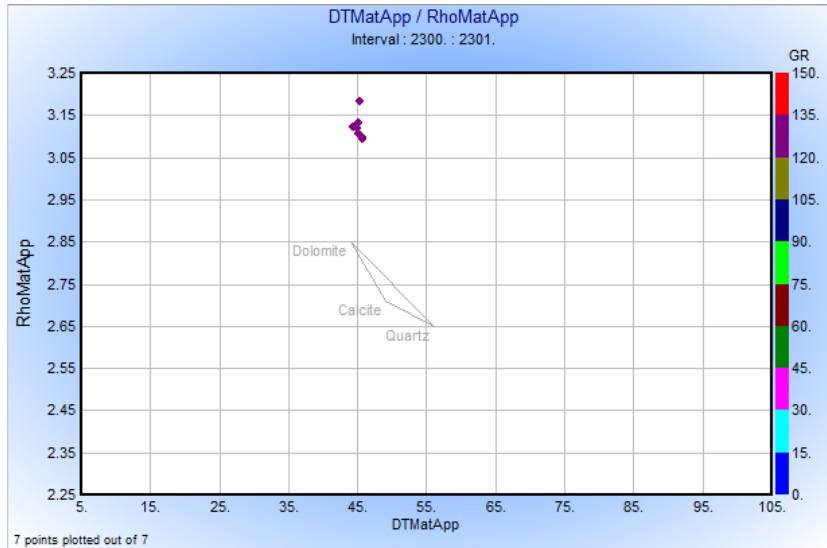


Figure 50 Cross-over de RhoMatApp- UMatApp dans l'intervalle [2300-2301]

La Figure 50 illustre la variation de la densité apparente de la matrice en fonction de U apparente de la matrice dans l'intervalle 2300 et 2301 m.



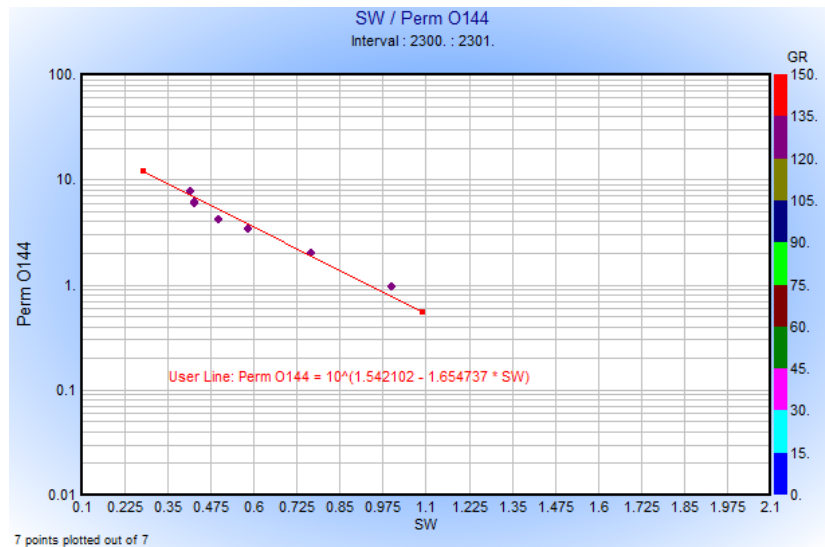
Le nuage des points représente des valeurs élevées de GR (120-135API) ce qui confirme que la matrice est d'une formation argileuse tel que la densité apparente de la matrice est environ 3.1 g/cm<sup>3</sup>.



**Figure 51** RhoMatApp-DTMatApp dans l'intervalle [2300-2301] m

La **Figure 51** représente la variation de la densité apparente de la matrice en fonction de temps de transition apparente de la matrice dans l'intervalle 2300 et 2301m

D'après l'observation, les valeurs de GR sont environ 120 et 135 API et le temps de transition apparente est d'environ 45µsec/ft et la densité apparente 3.1 g/cm<sup>3</sup>, le type de cette matrice est argileux.



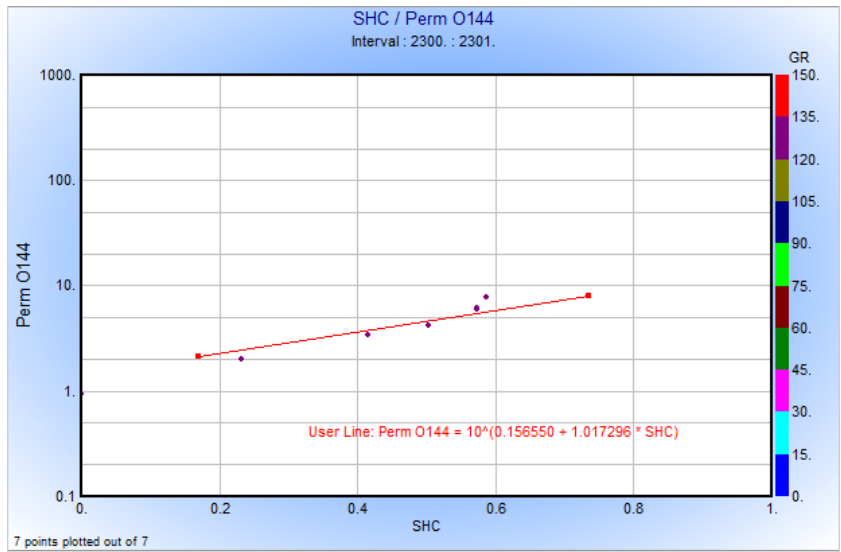
**Figure 52** Crossplot Perméabilité- saturation en eau dans l'intervalle [2300-2301] m

La **Figure 52** représente la variation de la perméabilité en fonction de la saturation en eau dans l'intervalle [2300-2301] m.

On remarque que la perméabilité est décroissante par rapport à la saturation en eau à cause de la perméabilité qui est relative à l'huile, tel que tous les points sont proches à la dépendance qui est :

$$Perm\ 0144 = 10^{(1.542102 - 1.654737 * SW)} \dots (3.1)$$

Les valeurs de GR sont variées entre 105-120API ce qui reflète que la formation est argileuse.



**Figure 53** Crossplot perméabilité- saturation en hydrocarbure dans l'intervalle [2300-2301]

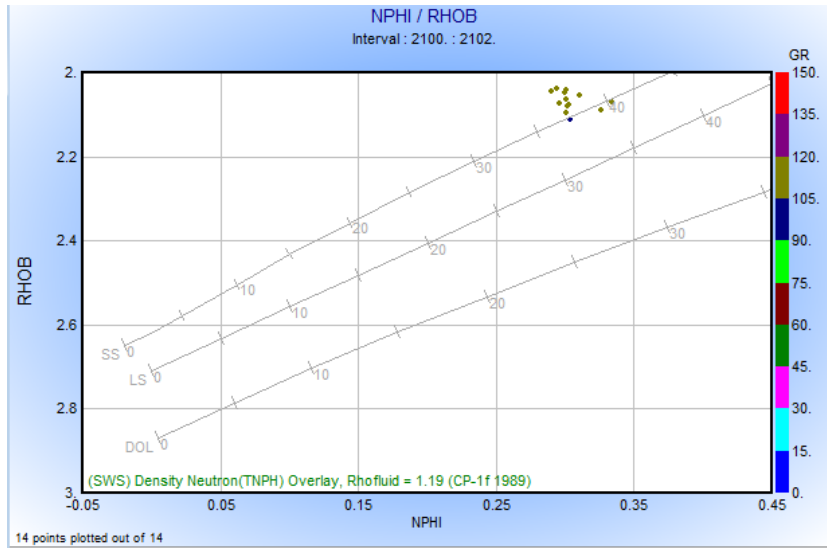
La **Figure 53** montre la variation de perméabilité en fonction de saturation en hydrocarbures dans l'intervalle [2300-2301] m

On remarque que la perméabilité augmente relativement avec la saturation en hydrocarbure, tel que tous les points sont proches à la dépendance qui est :

$$Perm144 = 10^{(0.156550 + 1.017296 * SHC)} \dots (3.2)$$

Les valeurs de GR sont variées entre 120-135API ce qui reflète que le milieu est plus ou moins homogène et la lithologie est argileuse-gréseuse.

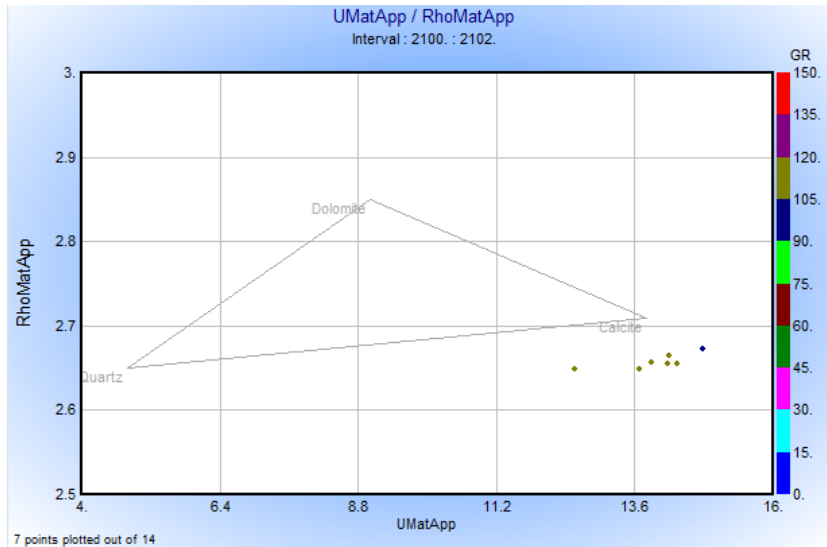
❖ La première zone réservoir



**Figure 54** Crossplot densité- Porosité neutron dans l'intervalle [2100-2102] m

La **Figure 54** illustre la variation de la densité en fonction de la porosité neutron dans l'intervalle [2100-2102] m

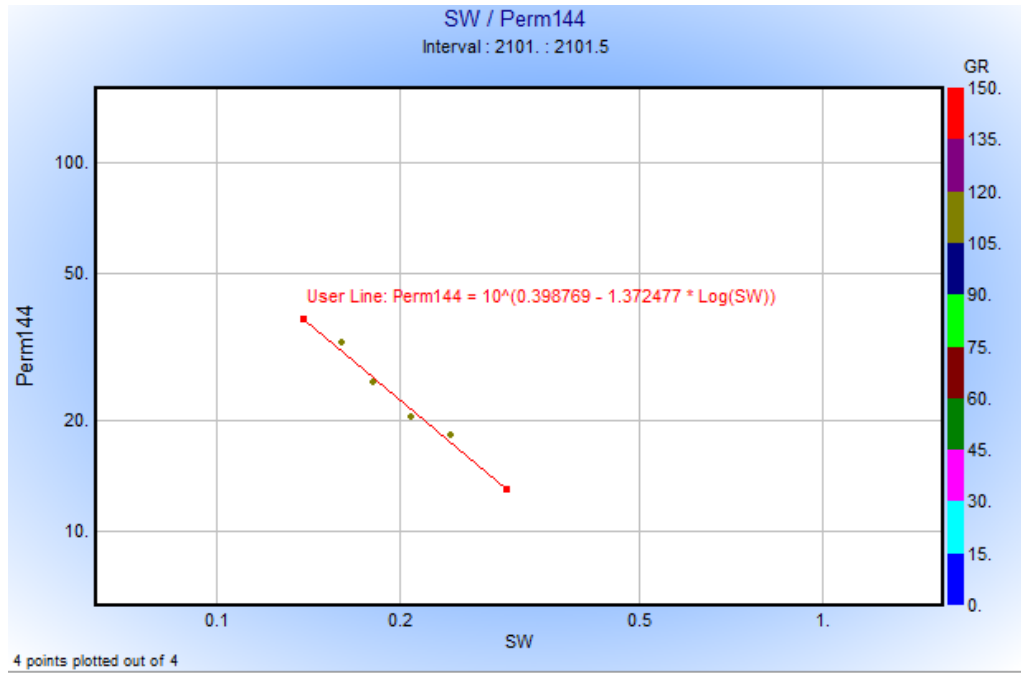
On remarque qu'on a un nuage de points définie des valeurs élevées de GR variées entre 105 et 120API et ils sont au-dessus de la dépendance de grés ce qui montre que le milieu est d'une formation gréseuse-argileuse et il a une porosité vraie 38% et sa densité apparente  $2.1\text{g/cm}^3$ .



**Figure 55** Cross-over de RhoMatApp- UMatApp dans l'intervalle [2100-2102]

La **Figure 55** illustre la variation de la densité apparente de la matrice en fonction de U apparente de la matrice dans l'intervalle 2100 et 2102 m.

Le nuage des points situe au-dessous de Calcite et il représente des valeurs élevées de GR (105-120API) ce qui confirme que la matrice est d'une formation gréseuse et de calcite.



**Figure 56** Crossplot Perméabilité- saturation en eau dans l'intervalle [2101-2101.5] m

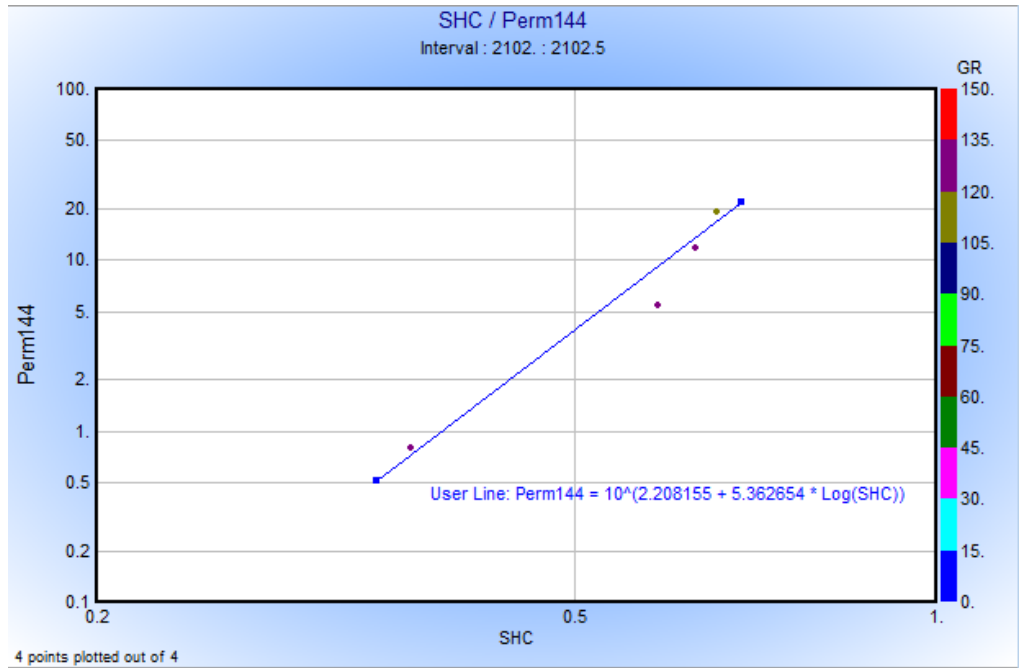
La **Figure 56** représente la variation de perméabilité en fonction de saturation en eau dans l'intervalle [2101-2101.5] m.

On remarque que la perméabilité est décroissante par rapport à la saturation en eau à cause de la perméabilité qui est relative à l'huile.

Les points concentrés sur la dépendance :

$$Perm144 = 10^{(0.398769 - 1.372477 * \text{Log}(SW))} \dots (3.3)$$

Ils définissent des valeurs élevées de GR entre 105 et 120API et qui montrent que le milieu est plus ou moins homogène gréseux-argileux.



**Figure 57** Crossplot perméabilité- saturation en hydrocarbure dans l'intervalle [2102-2102.5] m

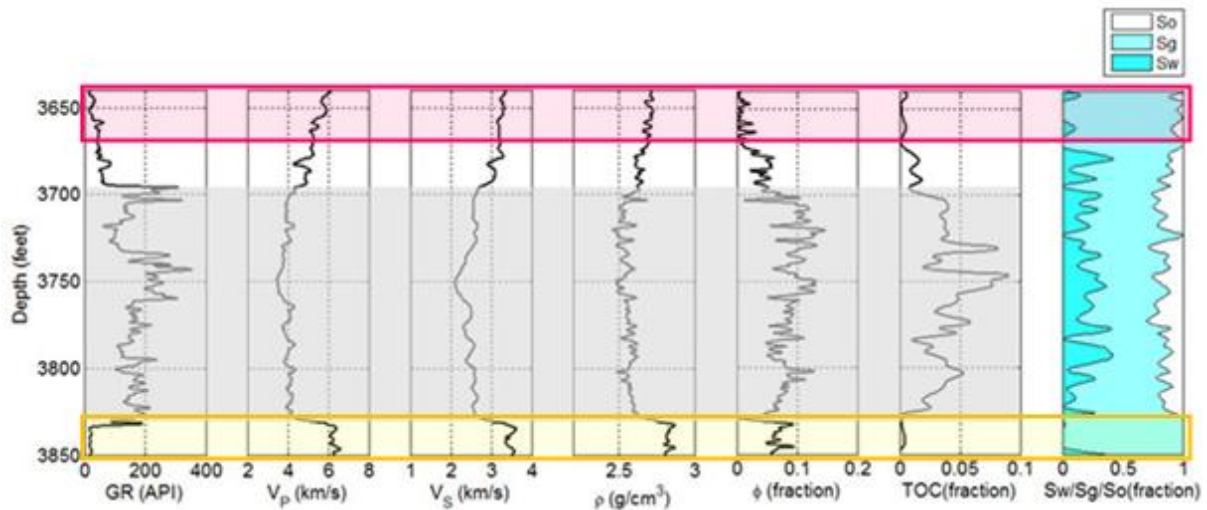
La **Figure 57** illustre la variation de la perméabilité en fonction de la saturation en hydrocarbures dans l'intervalle [2102-2102.5] m

• On remarque que la perméabilité augmente relativement avec la saturation en hydrocarbure ce qui reflète qu'on a une porosité élevée, en plus tous les points sont proches à la dépendance qui est :

$$Perm144 = 10^{(2.208155 + 5.362654 * \log(SHC))} \dots (3.4)$$

• Les valeurs de GR sont variées entre 120-135API ce qui reflète que le milieu est plus ou moins homogène et la lithologie est argileuse.

### 2.1.3 L'interprétation des résultats du puits 1 de la région Barnett Shale



**Figure 58** Résultats d'interprétation du puits 1 de la région Barnett Shale

#### Identification des pistes

- **La première piste** : Le log des rayons gamma (GR) en API.
- **La deuxième piste** : la vitesse d'onde primaire en Km/s.
- **La troisième piste** : la vitesse d'onde secondaire en Km/s.
- **La quatrième piste** : la densité en  $g/cm^3$
- **La cinquième piste** : la porosité sans unité.
- **La sixième piste** : le teneur en matière organique sans unité.
- **La septième piste** : Saturation en eau, gaz et en huile sans unité.

D'après les résultats de Barnett Shale **Figure 58**, on observe que :

- D'après la saturation en gaz on remarque que les deux zones en rouge (3640- 3675m) et jaune (3830-3850m) sont des bons réservoirs de gaz qui est presque 99% et la porosité presque 0.08%.
- La courbe de rayons gamma représente des valeurs très faible qui sont d'environ 10API donc on a des formations non argileuses.
- La densité des formations est environ  $2.7g/cm^3$

2.1.4 L'étude lithologique de puits 1 de Barnett Shale

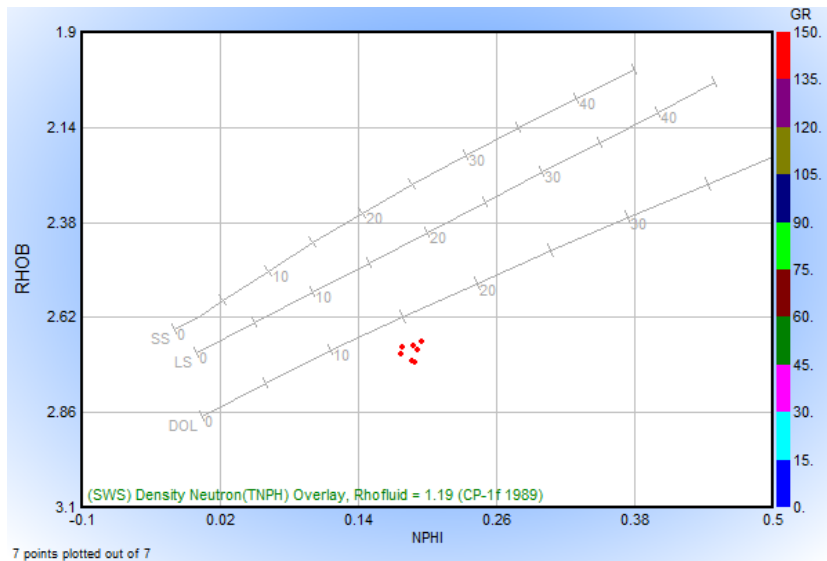


Figure 59 Crossplot densité- Porosité neutron dans l'intervalle [3640- 3675] m

La Figure 59 illustre la variation de la densité en fonction de la porosité neutron de la région Barnett Shale dans l'intervalle 3640 et 3675m

On observe qu'on un nuage des points définie des valeurs très élevées des rayons gamma variant entre 135et 150API et ils sont au-dessous de la ligne dolomie ce qui montre que le milieu est d'une formation schisteuse et il a une porosité vraie 15% et sa densité apparente 2.7g/cm<sup>3</sup>.

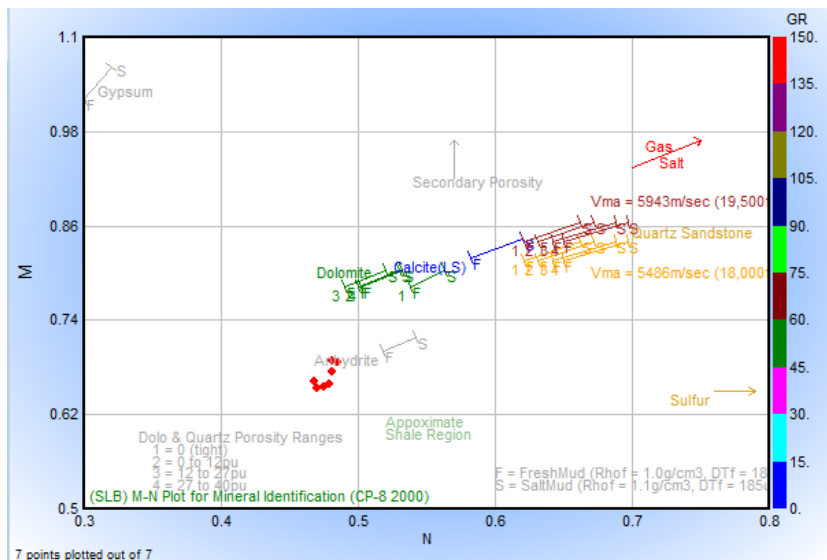
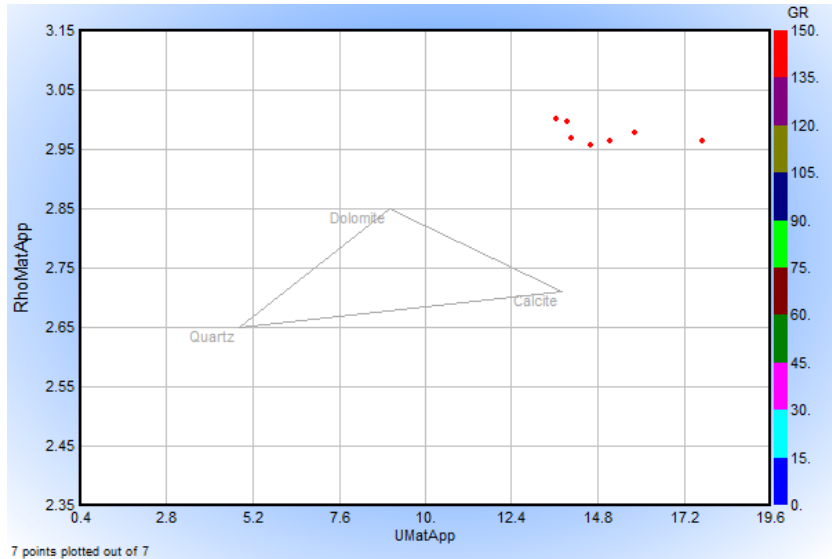


Figure 60 M-N plot dans l'intervalle [3640- 3675] m

La Figure 60 représente M-N plot qui identifie la matrice dans l'intervalle 3640 et 3675m

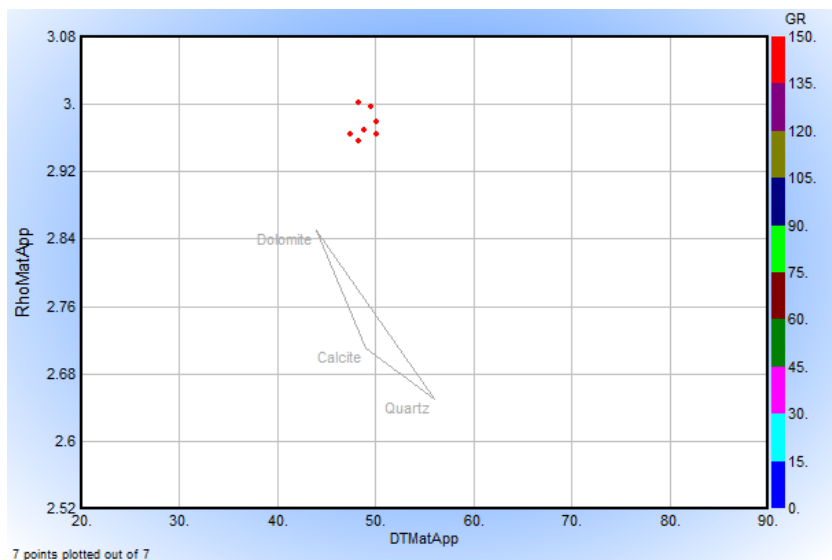
On observe qu'on a un nuage de points de grandes valeurs de GR 135 et 150API proche de « Appoximate Shale Région » ce qui confirme le type de la matrice est schisteux anhydrique et compacte.



**Figure 61** Cross-over de RhoMatApp- UMatApp dans l'intervalle [3640- 3675] m

La **Figure 61** illustre la variation de la densité apparente de la matrice en fonction de U apparente de la matrice dans l'intervalle 3640 et 3675 m.

Le nuage des points représente des valeurs très élevées de GR 135 et 150API et la densité apparente est environ 2.99 g/cm<sup>3</sup> ce qui confirme que la matrice est d'une formation schisteuse.



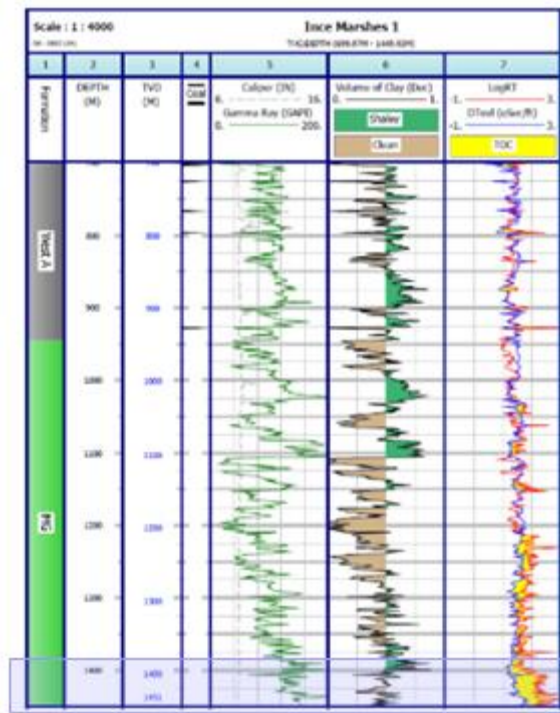
**Figure 62** RhoMatApp-DTMatApp dans l'intervalle [3640- 3675] m

La **Figure 62** représente la variation de Densité apparente de la matrice en fonction de temps de transition apparente de la matrice dans l'intervalle 3640 et 3675m



D'après l'observation, les valeurs de GR sont environ 135 et 150 API et le temps de transition apparente est d'environ 49 $\mu$ sec/ft et la densité apparente 2.99 g/cm<sup>3</sup> le type de cette matrice est schisteux fracturé fissuré.

**2.1.5 L'interprétation des résultats du puits 2 de la région Barnett Shale**



**Figure 63** Résultats de puits 2 de Barnett Shale.

La **Figure 63** illustre les résultats de puits 2 de Barnett Shale en citant les différentes diagraphies utilisées : le log des rayons Gamma, Caliper, le temps de transition et le log de résistivité.

D'après la zone encadré et située entre 1400 et 1450m on remarque :

- La courbe de GR est environ 200API donc on a une formation schisteuse
- Les courbes de temps de translation et log résistivité représentent la présence de la matière organique dans cette zone qui est d'une formation MG.

2.1.6 L'étude lithologique de puits 2 de Barnett Shale

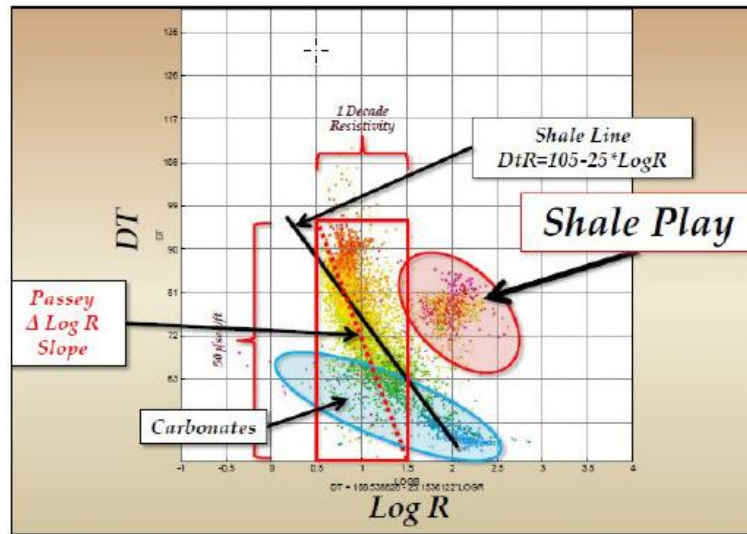


Figure 64 Crossplot DT-Log R de puits 2 de Barnett Shale

La Figure 64 représente la variation de temps de transition en fonction de log résistivité

On remarque qu'on a un nuage de points de différentes couleurs la partie encadrée en cercle rouge définie Shale Play et en bleu définie les carbonates d'où la dépendance en noir est créée par :

$$DtR = 105 - 25 * \text{Log } R \dots (3.5)$$

On conclut que li milieu est hétérogène d'une formation de Shale Play avec des carbonates.

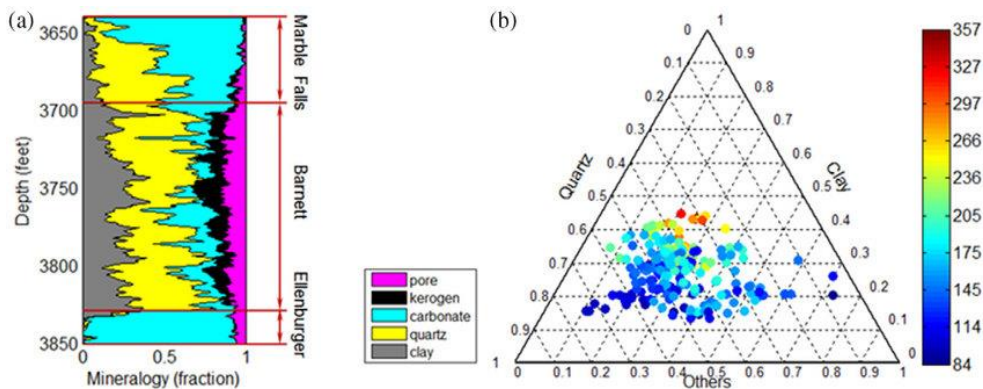


Figure 65 a- Les fractions volumétriques de constituants dans Barnett Shale, b- MID plot dans l'intervalle [3650-3850]m

La **Figure 65** représente deux parties (a) les fractions volumétriques de constituants dans Barnett shale et (b) MID plot de Barnett Shale

On observe dans la partie (a) illustre la variation de la profondeur en fonction de la mineralogie tel qu'on a trois régions selon les intervalles suivants

- [3650-3700]m : La zone de marble Falls est caractérisée par une faible quantité de l'argile et très porosité , moyenne quantité de Quartz et grande quantité de carbonate.
- [3700-3840] m : la zone de Barnett est caractérisée par une faible quantité de kerogène , carbonate et porosité. moyenne quantité d'argile et grande quantité de Quartz .
- [3840-3850]m : la zone Ellenburger est caractérisée par une très grand quantité carbonate et faible porosité .

On observe dans la partie (b) qui illustre le MID plot dans l'intervalle [3650-3850]m qu'on a un nuage de points définie des valeurs de GR varie entre 84 et 280 API ce qui montre les minéraux de cette zone sont quartzite, argile et autre minéral et sa lithologie est schisteux.

### Résumé sur les résultats de la région de Barnett Shale

D'après les deux puits qu'on a étudié dans la région Barnett Shale, on conclut qu'il y a des formations schisteux fracturées fissurées et elles contiennent des quartz, carbonates.

#### 2.1.7 L'interprétation des résultats du puits 6 de la région Hassi Dzabat



**Figure 66** Les résultats des logs traités par le logiciel IP de la région Hassi Dzabat.

**L'interprétation des résultats de la Figure 66:**

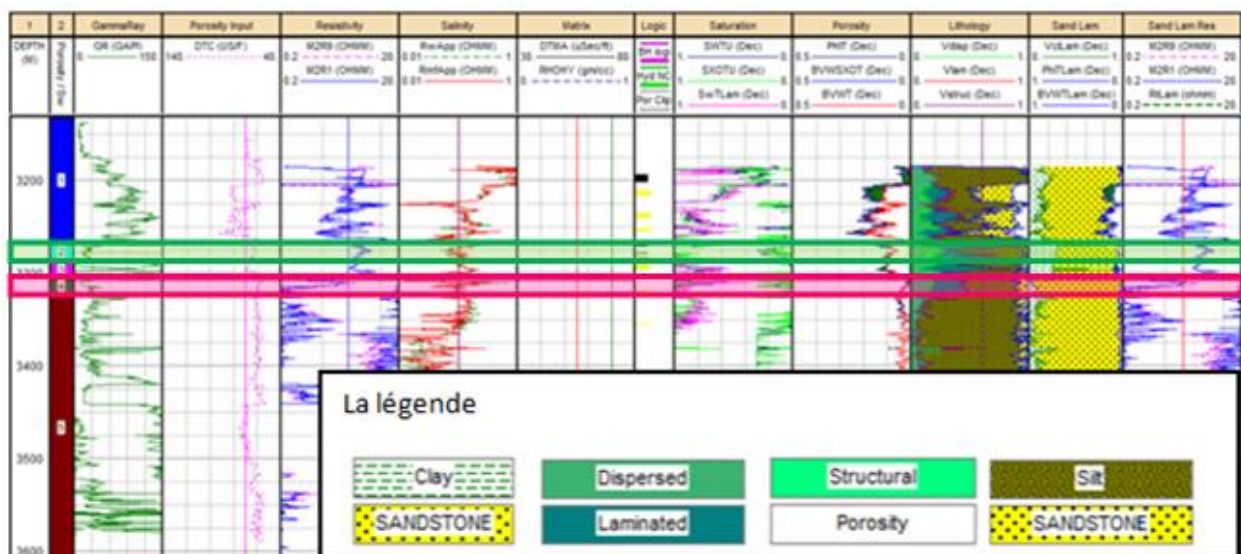
Cette figure représente les résultats de traitement du puits 6 et qui comprend les différents logs qui sont montrés dans les six pistes :

- **GR** : L'enregistrement de gamma ray (API)
- **Cal** : l'enregistrement de Caliper ou du diamètreur
- **M2R1, M2R9** : les logs de micro et macro résistivité, en ( $\Omega/m$ )
- **DT** : La combinaison entre le log sonique ( $\mu s/ft$ ) et le log densité ( $g/cc$ ).

On remarque qu'on a deux zones réservoirs qui sont encadrées en vert entre 3268.8et 3281.9 m et la zone en rose entre 3307 et 3323.6 m

- D'après la courbe des rayons gamma est d'environ 20API, on a détecté qu'on a une formation non argileuse.
- L'enregistrement de diamètreur illustre que la paroi de puits n'est pas lisse ce qui confirme que la formation est fracturée fissurée.
- Les logs micro et macro résistivités représentent des formations de faible résistivité tel que les valeurs des micros résistivités sont supérieur à macro résistivité ce qui reflètent l'existence de l'eau.
- L'enregistrement de temps de transition est environ  $60\mu s/ft$

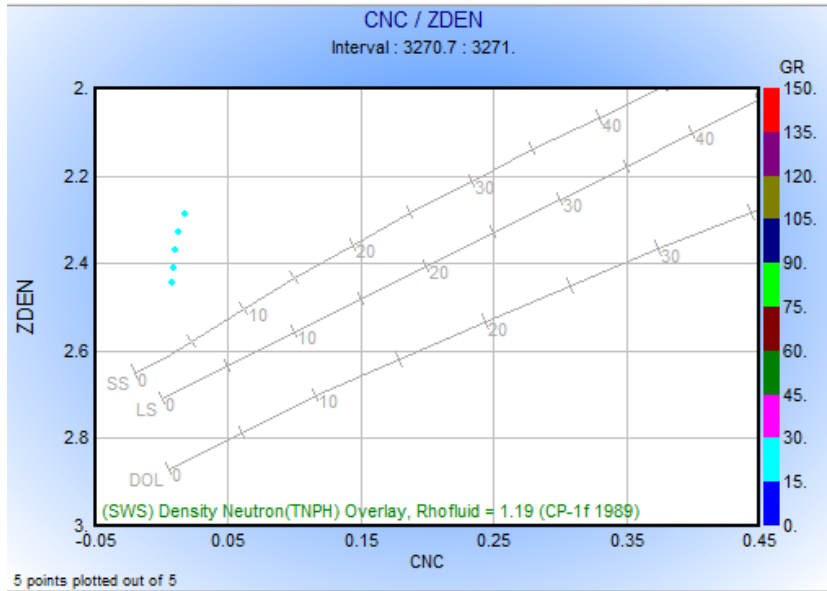
Après quelques étapes de traitement sur le logiciel on a obtenu la **Figure 66**



**Figure 67** Résultats obtenus du puits 6 de Hassi Dzabat, traité par le logiciel IP

- La piste de lithologie montre qu'on dans les deux zone réservoirs des grés, silt, et argile dispersé.

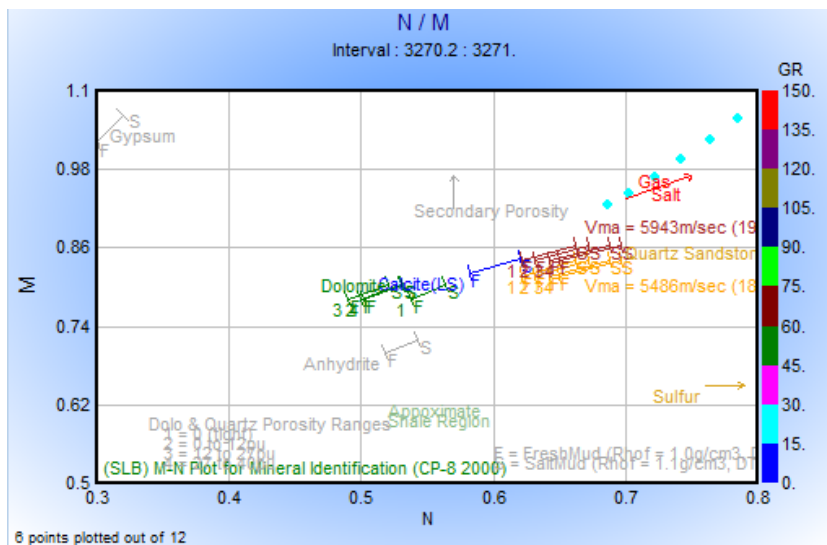
**2.1.8 L'étude lithologique de puits 6 de Hassi Dzabat**



**Figure 68** Cross plot densité- Porosité neutron dans l'intervalle [3270.7-3271] m

La **Figure 68** illustre la variation de la densité en fonction de la porosité neutron dans l'intervalle 3270.7et 3271 m

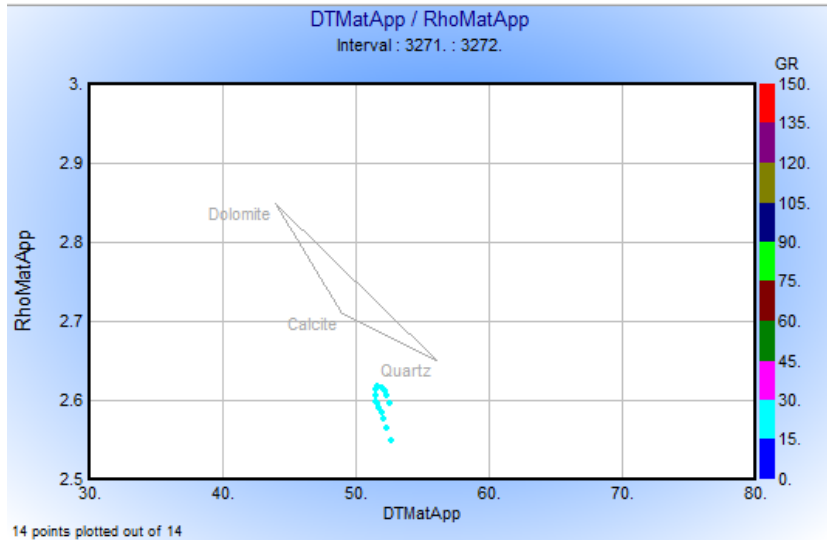
On observe qu'on a un nuage des points où la valeur de GR variée entre 15 et 30API et ils sont au-dessus de la ligne de grés ce qui montre que le milieu est d'une formation gréseuse et il a une porosité vraie 7.5% et sa densité apparente 2.3g/cm<sup>3</sup>.



**Figure 69** M-N plot de l'intervalle [3270.2-3271] m

La **Figure 69** représente M-N plot qui identifie la matrice dans l'intervalle 3270.2 et 3271m

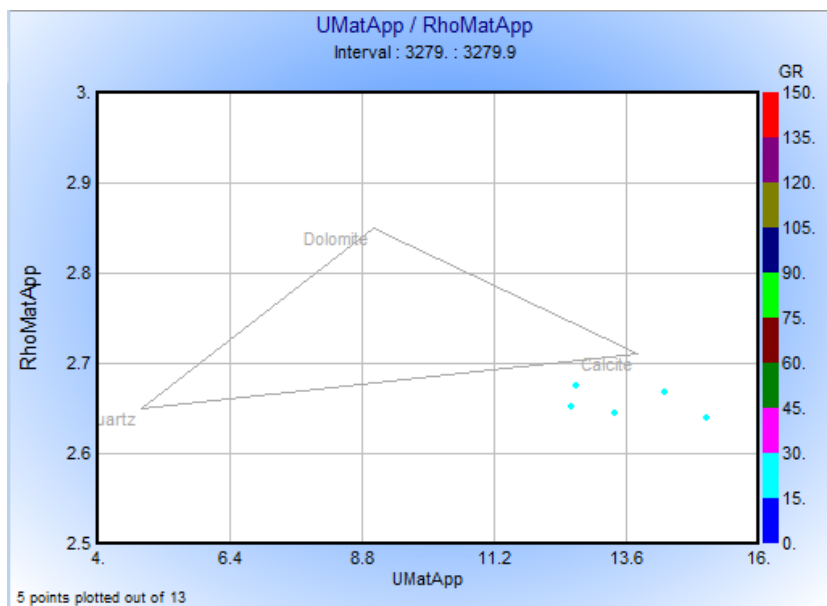
On observe qu'on a un nuage de points de faible valeurs de GR (15-30API) situe au-dessus de la ligne de gaz ce qui confirme que la formation est gréseuse avec l'existence de gaz.



**Figure 70** RhoMatApp-DTMatApp dans l'intervalle [3271-3272] m

La **Figure 70** représente la variation de Densité apparente de la matrice en fonction de temps de transition apparente de la matrice dans l'intervalle 3271 et 3272m

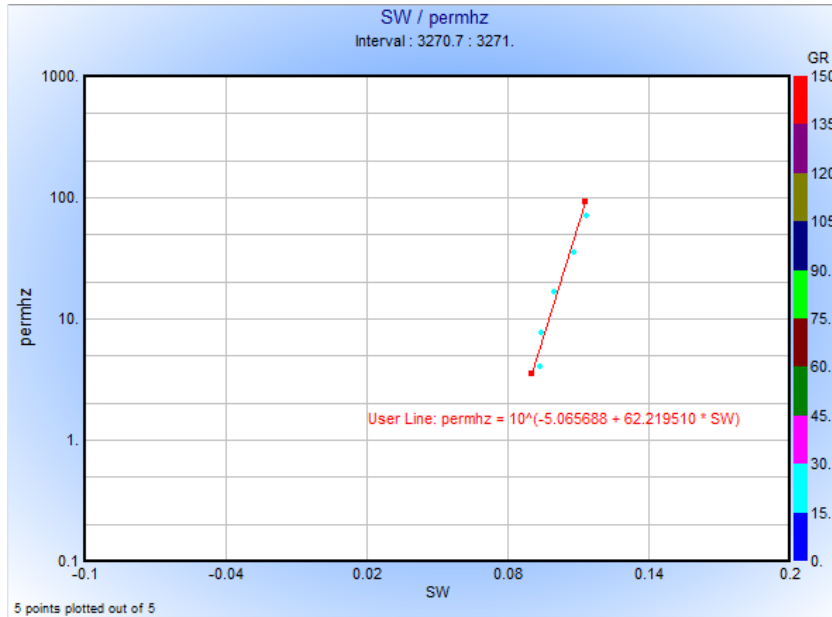
D'après l'observation, les valeurs de GR sont environ 15 et 30 API et le temps de transition apparente est d'environ 53µsec/ft et la densité apparente 2.6 g/cm<sup>3</sup> le type de cette matrice est gréseux avec des grains de Quartz.



**Figure 71** Cross-over de RhoMatApp- UMatApp dans l'intervalle [3279-3279.9] m

La **Figure 71** illustre la variation de la densité apparente de la matrice en fonction de U apparente de la matrice dans l'intervalle 3279 et 3279.9 m.

Le nuage des points définis des faibles valeurs de GR (15-30API) ce qui confirme le type de la matrice est une formation gréseuse.



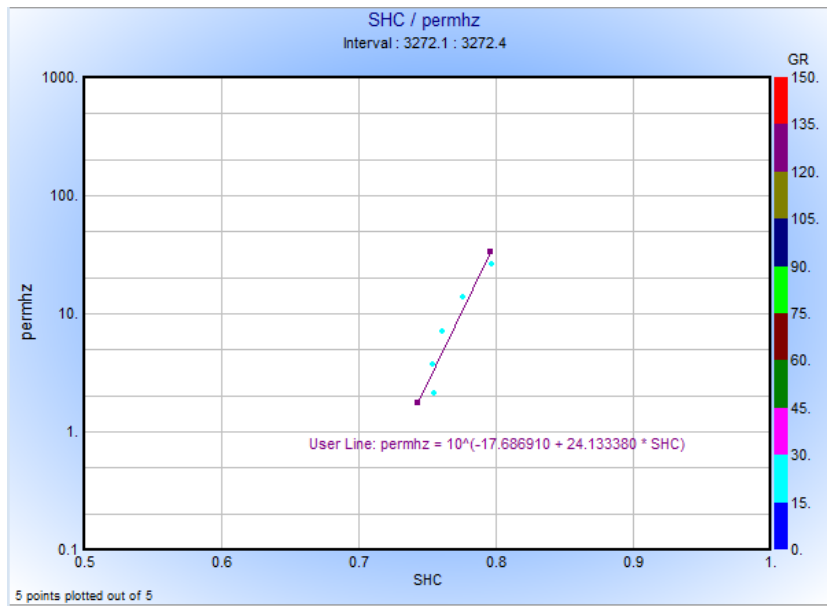
**Figure 72** Cross plot Perméabilité- saturation en eau dans l'intervalle [3270.7-3271] m

La **Figure 72** représente la variation de la perméabilité en fonction de la saturation en eau dans l'intervalle 3270.7 et 3271 m.

On remarque que la perméabilité est croissante par rapport la saturation en eau à cause de la porosité élevée.

Les valeurs de GR sont variée entre 15-30API qui montre le milieu est plus ou moins homogène donc la lithologie est gréseuse et tous les points sont proches à la dépendance qui est :

$$Permhz = 10^{(-5.065688 + 62.219510 * SW)} \dots (3.6)$$



**Figure 73** Cross plot perméabilité- saturation en hydrocarbure dans l’intervalle [3272.1-3272.4]m

La **Figure 73** illustre la variation de la perméabilité en fonction de la saturation en hydrocarbures dans l’intervalle 3272.1 et 3272.4 m

On remarque que la perméabilité augmente relativement avec la saturation en hydrocarbure ce qui reflète qu’on a une porosité élevée, en plus tous les points sont proches à la dépendance qui est :

$$Permhz = 10^{(-17.686910 + 24.133380 * SHC)} \dots (3.7)$$

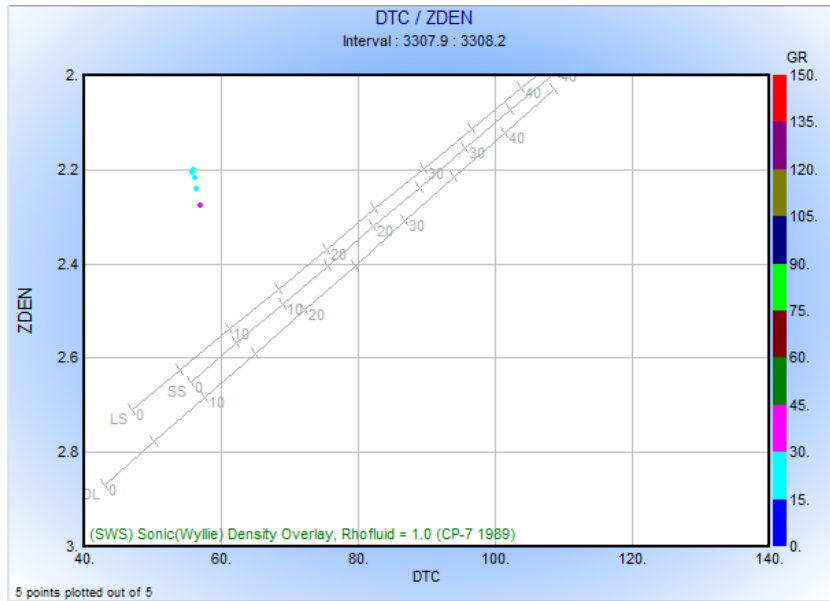
Les valeurs de GR sont variées entre 120-135API ce qui reflète que le milieu est plus ou moins homogène et la lithologie est gréseuse.

	Min	Moy	Max
<b>Perméabilité (md)</b>	0.16	0.31	170.30
<b>Porosité(%)</b>	0.39	1.99	3.70

**Tableau 3** Valeurs de quelques paramètres pétrophysiques de puits 6 de la première zone



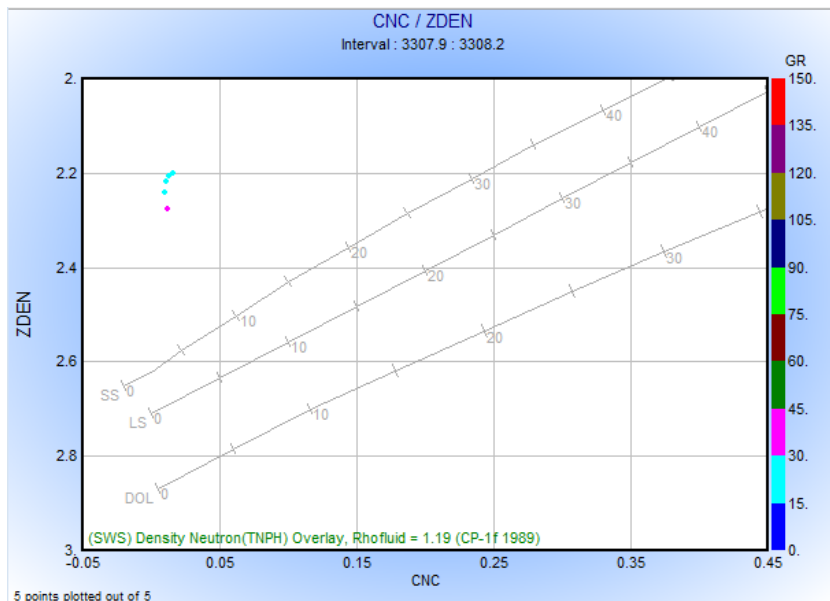
❖ La deuxième zone réservoir



**Figure 74** Cross plot densité- temps de transition dans l'intervalle [3307.9-3308.2] m

La **Figure 74** illustre la variation de la densité en fonction du temps de transition dans l'intervalle 3307.9 et 3308.2 m

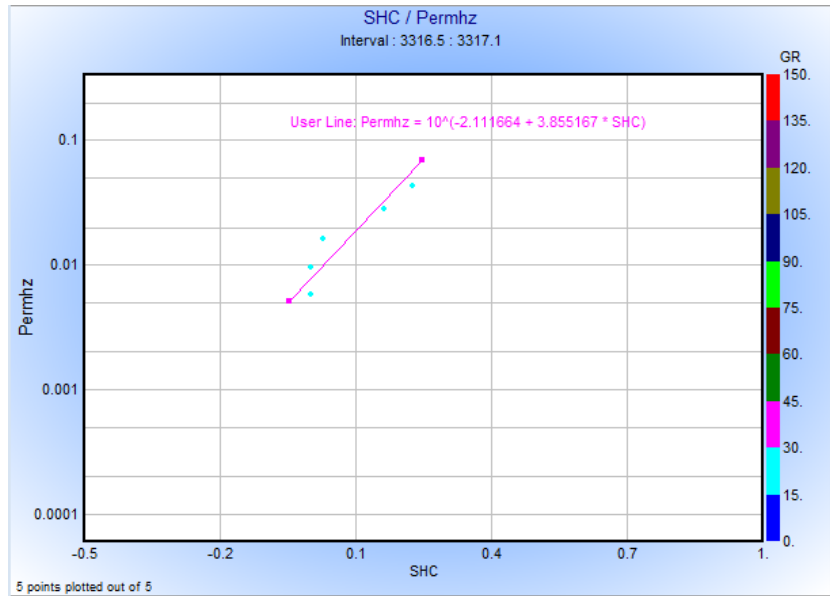
On observe qu'on a un nuage des points où la valeur de GR est faible et varie entre 15 et 30 API ce qui montre que le milieu est d'une formation gréseuse fracturée fissurée et sa porosité vraie 15% et sa densité apparente 2.2g/cm<sup>3</sup>.



**Figure 75** Cross plot densité- Porosité neutron dans l'intervalle [3307.9-3308.2]m

La **Figure 75** illustre la variation de la densité en fonction de la porosité neutron dans l'intervalle 3307.9 et 3308.2m

On observe qu'on a un nuage des points où la valeur de GR variée entre 15 et 30API et ils sont au-dessus de la ligne de grés ce qui montre que le milieu est d'une formation gréseuse et il a une porosité vraie 10% et sa densité apparente 2.2g/cm3.



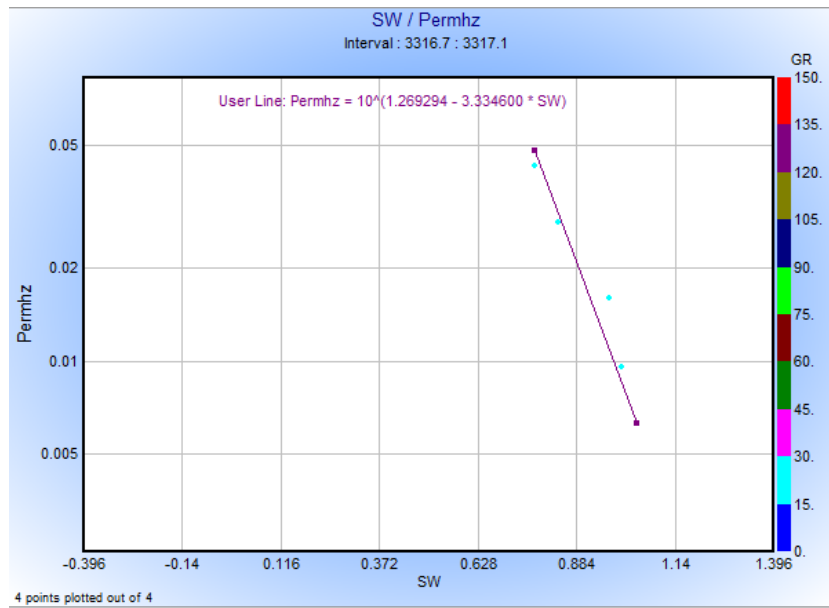
**Figure 76** Cross plot perméabilité- saturation en hydrocarbure dans l'intervalle[3316.5-3317.1]m

La **Figure 67** illustre la variation de la perméabilité en fonction de la saturation en hydrocarbures dans l'intervalle 3316.5 et 3317.1 m

On remarque que la perméabilité augmente relativement avec la saturation en hydrocarbure ce qui reflète qu'on a une porosité élevée, en plus tous les points sont proches à la dépendance qui est :

$$Permhz = 10^{(-2.111664 + 3.855167 * SHC)} \dots (3.8)$$

Les valeurs de GR sont variées entre 15-30API ce qui reflète que le milieu est homogène et la lithologie est gréseuse.



**Figure 77** Cross plot Perméabilité-saturation en eau dans l’intervalle[3316.7-3317.1]m

La **Figure 77** représente la variation de la perméabilité en fonction de la saturation en eau dans l’intervalle 3316.7 et 3317.1 m.

On remarque que la perméabilité est croissante par rapport la saturation en eau

Les valeurs de GR sont variée entre 15-30API qui montre le milieu est plus ou moins homogène donc la lithologie est gréseuse et tous les points sont proches à la dépendance qui est :

$$Permhz = 10^{(1.269294 - 3.334600 * SW)} \dots (3.9)$$

**Les résultats des paramètres pétrophysiques**

	<b>Min</b>	<b>Moy</b>	<b>Max</b>
<b>Perméabilité (md)</b>	0.008	0.05	400
<b>Porosité(%)</b>	0.019	1.09	5.2

**Tableau 4** Valeurs de quelques paramètres pétrophysiques de puits 6 de la deuxième zone

### 3. Présentation des carottes de chaque région

#### 3.1 Carottes de puits 6 de Hassi Dzabat

Plusieurs carottes ont été réalisées dans les puits de la zone d'étude, pour but la caractérisation et évaluation de réservoir Hassi Dzabat, dans notre étude on a essayé de faire une analyse des deux carottes effectuées dans le puits HDZ 6, la première carotte prélevée entre 3274 à 3281.50 m de profondeur et la deuxième carotte prélevée entre 3307.8 à 3311.7m de profondeur.

- **Première carotte:** elle a un taux de récupération de 3.75 m, soit un rendement de 50%. L'épaisseur carottée est de 7.50 m, elle est caractérisée :

**De 3274 à 3277.75 m :** Grès : gris blanc à blanc, translucide, fin à moyen, siliceux à silico-quartzitique, sub-anguleux compact, dur, localement pyriteux, Présence de fissures horizontales semi ouvertes.

	<b>Min</b>	<b>Moy</b>	<b>Max</b>
<b>Perméabilité (md)</b>	0.01	0.25	164.86
<b>Porosité(%)</b>	0.47	2.32	4.30

**Tableau 5** Mesures pétrophysiques de la première carotte de puits HDZ-6 (SONATRACH)

- **La deuxième Carotte :** elle a un taux de récupération 3.50 m, soit un rendement de 89.74 %. L'épaisseur carottée est de 03.90 m, elle est caractérisée :

**De 3307.8m A 3311.7 m :** Grés gris blanc à blanc, translucide, fin à moyen, siliceux à

Silico-quartzitique, sub-anguleux compact, dur, localement pyriteux Présence de fissures horizontales semi ouvertes

	<b>Min</b>	<b>Moy</b>	<b>Max</b>
<b>Perméabilité (md)</b>	0.01	0.07	454.95
<b>Porosité(%)</b>	0.03	1.38	4.87

**Tableau 6** Mesures pétrophysiques de la deuxième carotte de puits HDZ-6 (SONATRACH)

### 3.2 Carottes de puits 144 d'Ohanet

Plusieurs carottes ont été réalisées dans les puits de la zone d'étude, pour but la caractérisation et évaluation de réservoir Ohanet, dans notre étude on a essayé de faire une analyse des deux carottes effectuées dans le puits OT 144, la première carotte prélevée entre 2098 à 2104 de profondeur et la deuxième carotte prélevée entre 2297 à 3306.5m de profondeur.

➤ **Première carotte:** L'épaisseur carottée est de 6 m, elle est caractérisée par :

Des grés fins à très fins, légèrement argileux, micacés et fréquemment assez

Riches en minéraux lourds. Ces minéraux sont à l'origine de la radioactivité notable de ces grés (GR>40API), les structures sédimentaires de ces grés, souvent très homogènes sur carotte, sont rarement observables. Des films argilo-micacés soulignent parfois des rides ou des structures fluidable, les porosités sont assez élevées.



**Figure 78** Photo microscopique de grés fins à très fins

➤ **Deuxième carotte:** des argiles micro-conglomératiques, souvent silto-géseuses (GR>80 API), caractérisées par la présence de grains de quartz et de petits graviers Ces éléments ont été transportés par les icebergs.

#### 4. La Comparaison des résultats de chaque région avec leur carotte

##### 4.1 La comparaison entre les résultats de Hassi Dzabat et leur Carotte

			<i>Lithologie</i>	<i>Grain</i>	<i>Saturation</i>	<i>Porosité(%)</i>	<i>Perméabilité (md)</i>
<i>Ohinet</i>	<b>La zone 1</b>	<b>Résultat</b>	Grés -argileux	-	Gaz	-	-
		<b>Carotte</b>	Grés -argileux	-	-	-	-
	<b>La zone 2</b>	<b>Résultat</b>	Grés -argileux	quartz	Gaz	-	-
		<b>Carotte</b>	Grés -argileux	quartz	-	-	-
<i>Hassi dzabat</i>	<b>La zone 1</b>	<b>Résultat</b>	Grés	-	Gaz	1.99	0.31
		<b>Carotte</b>		-	-	2.32	0.25
	<b>La zone 2</b>	<b>Résultat</b>	Grés	-	-	1.09	0.05
		<b>Carotte</b>		-	-	1.38	0.07

**Tableau 7** la comparaison entre chaque région avec leur carotte

D'après le **Tableau 7** on remarque que les données des carottes et les résultats sont presque les mêmes.

#### 5. Conclusion

Dans cette partie nous avons fait une présentation des données des diagraphies et les carottes des régions d'études puis on a interprété les résultats obtenu et étudié la lithologie de chaque puits, à la fin de ce chapitre, on a comparé entre les résultats de chaque région avec leurs carottes.

D'après cette comparaison, on a conclu que les données des carottes et les résultats sont presque homogènes ce qui confirme la fiabilité des diagraphies.

## Conclusion générale

---

### Conclusion générale

Le présent mémoire est le fruit du travail réalisé au terme de notre fin d'études visant l'obtention du diplôme de master. Dans ce contexte, nous nous sommes intéressées au domaine pétrolier, et en particulier aux diagraphies.

Ce travail nous a permis de réaliser un traitement et une analyse des résultats des données diagraphiques des puits des trois régions différentes (Ohanet, Barnet et Hassi Dzabat) dans le but de nous prononcer sur la fiabilité des diagraphies dans la description des formations géologiques.

Grace à l'analyse et l'interprétation des crossplots et des différentes courbes de diagraphies, nous avons pu montrer comment se présentait la lithologie des zones réservoirs de chaque puits et quelques paramètres pétrophysiques (porosité, saturation, natures de fluide et les grains) afin de caractériser au mieux les réservoirs détectés. En effet, on a traité les données des logs sur le logiciel 'IP' en les combinant de la façon suivante :

La combinaison entre la densité et la porosité neutron montre l'existence des hydrocarbures et la lithologie de la formation et la porosité vraie.

La combinaison entre la densité et le log sonique montre que les formations sont fracturées et fissurées, il en était de même des résultats pour le log Caliper

Dans notre étude la combinaison entre les micros et macros résistivités sont insatisfaisantes pouvant induire en erreur dans le cas des zones minéralisées.

A la fin de cette étude on a comparé ces résultats avec les données de carottes de chaque région et on a conclu qu'ils sont corrélables, donnant des résultats très proches en plus du fait d'avoir de très bons réservoirs dans les quatre puits des trois régions c'est ce que montrent ces diagraphies et ce qui confirme que les diagraphies sont fiables dans la description des formations géologiques.

## Références bibliographique

---

### Références bibliographique

- [1] M. T. VANDAMME, «Simulation-inversion des diagraphies,» L'UNIVERSITÉ DE TOULOUSE, lundi 12 novembre 2018.
- [2] P. D.Chapellier, «Diagraphies acquifères, cours online de géophysique,» Université de Lausanne. Institut Français du Pétrole..
- [3] Professeur D.Chapellier, diagraphie pétrolière, cours online de géophysique,, Université de Lausanne. Institut Français du Pétrole..
- [4] M. H. Rachid, Méthodes de diagraphies., IAP Boumerdès, 2015.
- [5] B. Rafik, «Aperçu sur les diagraphies différées,» Université Mhamed Bougara de Boumerdès (UMBB), 2018-09-13.
- [6] O.SERRA, diagraphies différées - bases de l'interprétation Tome 1 : Acquisition des données diagraphiques. — Bull. Cent. Rech. Explor. -Prod. Elf Aquitaine, Mém. 1., 1979.
- [7] M. MEUNIER, Diagraphie Différées et Interprétation, Sonatrach Exploration,, 7-11 Février 2010.
- [8] R. DESBRANDES, Diagraphies dans les sondages,, Paris: Technip, 1982..
- [9] R. Ahmadi, Diagraphie et évaluation des réservoirs, Ecole National d'Ingénieurs de Sfax.
- [10] Dr Mohamed Said Beghoul, les diagraphies différées– UFR GGR- IAP,, Boumerdès , 2015.
- [11] O. M.Ahmed, , exploration geology well logging, India: Kerala, 2016.
- [12] D. Fitch, «Aquisition and Interpretation of Wireline Logs,,» Department of Earth Science and Engineering, Imperial College London, SW7 2AZ..
- [13] J.-P. Nguyen, techniques d'exploitation pétrolière le forage, 27 Rue Ginoux 75737 Paris Cedex 15: éditions Technip, 1993, pp. 23-24.
- [14] B. Amar, «Caractérisation et modélisation des réservoirs pétroliers par les techniques de diagraphies différées,» Université Houari Boumediene – Alger;, 21 septembre 2004.
- [15] Volume 19, Fatigue and Fracture, ASM Handbook., ASM International , 1996.



## Références bibliographique

---

- [16] «les technique d'exploitation actuelles,» 2010. [En ligne]. Available: <http://gazdeschiste-tpe.e-monsite.com/pages/2-les-techniques-d-exploitation-actuelles-comparees-a-celle-d-autres-gaz.html>. [Accès le juin 2020].
- [17] W. Lin, «3-D Underground Representation of Barnett Shale, TX,,» Université de Texas à Austin, 12/02/2016.
- [18] Gas-Shale Play with Multi-Trillion Cubic Foot Potential Fact Book Kent Bowker-, 2009.
- [19] M. Roth, Transform et Amanda Thompson - Devon, Fracture Interpretation in the Barnett Shale Using Macro and Microseismic Data,, 2009.
- [20] U.S. Geological Survey, Geology, 05/28/2009.
- [21] B. Mekhnane.A, Thèse Sédimentologique de la région d'Ohanet.
- [22] C. H. Rezzag.B, Caractérisation d'un réservoir compact en vue d'une optimisation de production –Cas du champ de Hassi Dzabat-Algérie,, OUARGLA : UNIVERSITE KASDI MERBAH , 2013/2014.
- [23] D. BELFERAR.A, Caractérisation pétrophysique – champ de Hassi Dzaabat, Université Djilali Bounaâma de Khemis Miliana.
- [24] D. M. J. K. A. B. a. R. M. P. Scott L. Montgomery et F. W. b. Mississippian Barnett Shale, north-central Texas: Gas-shale play with multi-trillion cubic foot potential.
- [25] Kienesta.R-Bertrand, Atlas, délivrage, quatrième édition mise à jour et revue, 1984.