

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



—ooOoo—

**Mémoire de Master Professional**  
**Filière: Géologie**  
**Option: Géologie Des Hydrocarbures**

**Thème:**

**CARACTERISATION PETROPHYSIQUE DU RESERVOIR  
DEVONIEN SUPERIEUR (F2) DU CHAMP DE ZARZAITINE (IN  
AMENAS)**

**Présenté par**

✚ AMORIA Nabil  
✚ BEDDOUDA Younes

Soutenu le : 24 / 06 /2021 devant le jury composé de :

<b>Président</b>	<b>LAOUINI</b>	<b>Hamza</b>	<b>MAA</b>	<b>Univ. Ouargla</b>
<b>Promoteur</b>	<b>ZATOUT</b>	<b>Marzouk</b>	<b>MCA</b>	<b>Univ. Ouargla</b>
<b>Examineur</b>	<b>MAZOUZI</b>	<b>Abd El Mounim</b>	<b>MAA</b>	<b>Univ. Ouargla</b>

**Année Universitaire : 2020/2021**

## *Remerciements*

Au terme de ce travail,  
On exprime notre gratitude à Allah de nous avoir donné la force et le courage,  
Pour finalisé c'est modeste travaille.

Nos remerciements s'adressent également à notre encadrant **Mr MERZOUK ZAATOUT**  
pour le privilège qu'il nous a fait en acceptant de diriger ce travail.

Sa gentillesse, sa modestie, sa riche expérience  
Et l'accueil cordial qu'il nous a toujours réservé  
Nous ont inspiré une grande admiration à son égard

On tient à remercier également **Mr KHALED** pour sa disponibilité et son orientation,  
Et à qui nous adressons nos respects les plus sincères

On remercie les membres du jury,  
Qui nous font l'honneur de juger ce modeste travail.  
Nous n'oublions pas d'adresser notre reconnaissance  
À nos enseignants du département science de la terre et l'univers -Promotion géologie  
hydrocarbures

## ***Dédicaces***

*Je dédie ce travail*

*A mes très chers parents ; autant de phrases aussi expressives elles, ne sauraient montrer le degré d'amour et d'affection et exprimer ma gratitude et ma reconnaissance, pour tout ce que vous avez fait pour moi, je vous dois ce que je suis aujourd'hui et ce que je serai demain. Puisse le tout puissant vous donner santé, bonheur et longue vie.*

*A la mémoire de mes grands-parents, qui ont été toujours dans mon esprit et dans mon cœur, que Dieu le miséricordieux, vous accueille dans son éternel paradis.*

*A mon fiancé, ton encouragement et ton soutien étaient la bouffée d'oxygène. Merci d'être toujours à mes côtés, par ta présence.*

*A mon binôme : Nabil*

*A mes amis proches, KHALED, SOFIAN et MEHDI.*

*A mes tantes, mes oncles et toute ma famille et mes amis.*

*A tous ceux qui me sont chers, que j'aime et qui m'aiment.*

**YOUNES**

*Je dédie ce travail*

*A ma cher mère ; autant de phrases aussi expressives elles, ne sauraient montrer le degré d'amour et d'affection et exprimer ma gratitude et ma reconnaissance, pour tout ce que vous avez fait pour moi, je vous dois ce que je suis aujourd'hui et ce que je serai demain. Puisse le tout puissant vous donner santé, bonheur et longue vie.*

*A mon binôme : YOUNES.*

*A mes amis proches, ISLAM, NASRO et HAKIM.*

*A mes tantes, mes oncles et toute ma famille et mes amis.*

*A tous ceux qui me sont chers, que j'aime et qui m'aiment.*

***NABIL***

# Table des matières

<u>الملخص</u> .....	I
<u>Résumé</u> .....	I
<u>Abstract</u> .....	I
<b>LISTE DES FIGURES</b> .....	<b>II</b>
<b>LISTE DES TABLEAUX</b> .....	<b>III</b>
<b>LISTE DES ABREVIATIONS</b> .....	<b>IV</b>
<b>Introduction générale</b> .....	<b>1</b>

---

## Chapitre I : Présentation du champ de Zarzaïtine et du Dévonien supérieur

---

<b>I.1- Introduction</b> .....	<b>2</b>
<b>I.2- Situation géographique et géologique du champ de Zarzaïtine</b> .....	<b>2</b>
<b>I.3- Aperçu Lithostratigraphie du champ</b> .....	<b>3</b>
I.3.1- Le Socle.....	3
I.3.2- Le Paléozoïque .....	3
<b>I.4- Aspect structural du réservoir F2 au niveau du champ de Zarzaïtine</b> .....	<b>7</b>
<b>I.5- Description du réservoir</b> .....	<b>8</b>
<b>I.6- Caractéristiques lithologiques du réservoir</b> .....	<b>8</b>
<b>I.7- Paramètres pétrophysique du réservoir F2</b> .....	<b>8</b>

---

## Chapitre II : Matériels et Méthodes

---

<b>II.1- Introduction</b> .....	<b>10</b>
<b>II.2- Les données utilisées</b> .....	<b>10</b>
II.3- Notions générales des diagraphies .....	10
<b>II.4- Différents groupes de diagraphies</b> .....	<b>10</b>

II.4.1- Diagraphies instantanées .....	10
II.4.2-Diagraphies différées .....	11
<b>II.3- Paramètres influençant l'enregistrement des diagraphies.....</b>	<b>11</b>
<b>II.4- Les différentes diagraphies .....</b>	<b>11</b>
II.4.1    Les diagraphies nucléaires .....	11
II.4.3- Les diagraphies acoustiques.....	19
<b>II.5- Notions générales sur la lithologie.....</b>	<b>21</b>
II.5.1-Faciès.....	21
II.5.2- Matrice .....	21
II.5.3- Argile.....	21
II.5.4-Roche réservoir .....	22
II.5.5-Fluides .....	23
II.5.6-Ciment .....	24
<b>II.6- Détermination des paramètres pétrophysiques à l'aide des diagraphies .....</b>	<b>24</b>
II.6.1- Porosité .....	24
II.6.2- Saturation.....	25
II.6.3- Résistivités.....	26
II.6.4- Perméabilité .....	27
II.6.5- Facteur de formation.....	28
<b>II.7- Analyse statistique des paramètres pétrophysique.....</b>	<b>29</b>
II.7.1- Rappel sur le coefficient de corrélation.....	29
II.7.2- Corrélation Porosité-Perméabilité .....	30
II.7.2.1- Corrélation empiriques (Schlumberger).....	30

---

**Chapitre III : Résultats et discussion : caractérisation pétrophysique du F2**

---

<b>III.1- Introduction .....</b>	<b>32</b>
<b>III.2- Objectif.....</b>	<b>32</b>
<b>III.3- Présentation des puits d'étude .....</b>	<b>32</b>
<b>III.4- Evaluation qualitative .....</b>	<b>33</b>
III.4.1- Découpage diagraphique vertical du réservoir F2 .....	33
III.4.2- Minéralogie des argiles.....	34
III.4.3-Les cross-plots (RHOB - NPHI).....	34

III.4.4- Nature de la matrice.....	37
III.4.5- La distribution des fluides .....	39
<b>III.5- Evaluation pétrophysique des sondages.....</b>	<b>40</b>
III.5.1- Détermination des paramètres d'argiles.....	40
III.5.2- Estimation des épaisseurs utiles (Netpay).....	40
III.5.3- Estimation de la porosité effective $\Phi_e$ .....	41
III.5.4- Estimation de la saturation d'eau $S_w$ .....	41
III.5.5- Calcul des valeurs moyennes des paramètres pétrophysique .....	42
<b>III.6- Distribution spatiale des paramètres du réservoir F2 .....</b>	<b>43</b>
III.6.1- Extension latérale du réservoir F2 .....	43
III.6.2- Evolution spatiale de la porosité.....	44
III.6.3- Evolution latérale de la perméabilité .....	45
III.6.5- Evolution spatiale de la saturation en huile .....	47
III.6.6- Distribution latérale des volumes d'hydrocarbures.....	48

---

## Chapitre IV : Estimation des réserves en place et récupérables

---

<b>IV.1- Introduction .....</b>	<b>51</b>
<b>IV.2- La méthode volumétrique .....</b>	<b>51</b>
<b>IV.3- Détermination des différents paramètres de la méthode volumétrique .....</b>	<b>51</b>
IV.3.1- Superficie productive (F).....	51
IV.3.2- Epaisseur effective pétrolifère ( $h_u$ ).....	52
IV.3.3- Calcul du coefficient de porosité utile ( $\Phi_u$ ).....	52
IV.3.4- Coefficient moyen de la saturation en huile du gisement ( $S_o$ ).....	52
IV.3.5- Coefficient de recalcul ( $\Theta$ ) .....	52
IV.3.6- Densité de l'huile ( $\rho_o$ ) .....	52
<b>IV.4- Calcul des réserves .....</b>	<b>52</b>
IV.4.1- Réserves en place .....	52
IV.4.2- Réserves récupérable .....	53
<b>CONCLUSION GENERALE .....</b>	<b>55</b>

### Bibliographie

### Annexe A

## LISTE DES FIGURES

<b>Figure 1:</b> Situation géographique du champ de Zarzaitine .....	2
<b>Figure 2 :</b> Situation géologique du champ de Zarzaitine .....	3
<b>Figure 3:</b> Carte de la structure supérieure du réservoir F2.....	7
<b>Figure 4:</b> Schéma du principe de mesure de gamma ray .....	13
<b>Figure 5:</b> Principe de l'outil compensé FDC .....	15
<b>Figure 6 :</b> Schéma de la sonde CNL.....	17
<b>Figure 7:</b> Schéma de l'outil à focalisation sphérique.....	18
<b>Figure 8:</b> Schéma de la sonde à induction.....	19
<b>Figure 9 :</b> Schéma de la sonde BHC .....	20
<b>Figure 10:</b> Différents modes de distribution de l'argile dans la matrice et leur distribution volumique.....	22
<b>Figure 11 :</b> Différents types de réservoir gréseux ou calcaire.....	23
<b>Figure 12:</b> Répartition des fluides et des résistivités dans la formation.....	26
<b>Figure 13:</b> Situation des puits dans le champ de Zarzaitine.....	33
<b>Figure 14 :</b> Découpage diagraphique du réservoir F2 de Zarzaitine .....	34
<b>Figure 15 :</b> Identification lithologique, cross-plot (DEN-GR).....	35
<b>Figure 16 :</b> Identification lithologique, cross-plot (Rt - GR) .....	35
<b>Figure 17 :</b> Identification lithologique, cross-plot (CNL - GR).....	35
<b>Figure 18 :</b> Abaque lithologique, cross-plot (RHOB - NPHI) - puits ZR257 / ZR236.....	36
<b>Figure 19:</b> Abaque lithologique, cross-plot (RHOB - NPHI) - puits ZR204 / ZR233.....	37
<b>Figure 20 :</b> Identification de la nature de la matrice (M - N plot).....	38
<b>Figure 21:</b> Cross-over et logs du puits ZR257 .....	38
<b>Figure 22:</b> La distribution des fluides cross-plot (profondeur - Rwa).....	39
<b>Figure 23 :</b> Identification des zones a hydrocarbures (log).....	41
<b>Figure 24 :</b> Carte en iso-épaisseur utile du Dévonien Supérieur (F2) de Zarzaitine.....	44
<b>Figure 25 :</b> Carte en iso-porosité utile du Dévonien Supérieur (F2) de Zarzaitine .....	45
<b>Figure 26 :</b> Carte en iso-perméabilité du Dévonien Supérieur (F2) de Zarzaitine .....	46
<b>Figure 27 :</b> Carte en iso-argilosité du Dévonien Supérieur (F2) de Zarzaitine .....	47
<b>Figure 28:</b> Carte en iso-saturation en huile du Dévonien Supérieur (F2) de Zarzaitine .....	48
<b>Figure 29 :</b> Carte des volumes d'hydrocarbures (épaisseur utile * porosité).....	49



## **LISTE DES TABLEAUX**

<b>Tableau 1:</b> Fiche stratigraphique montrant la lithologie des formations du champ de Zarzaitin. .....	6
<b>Tableau 2 :</b> Paramètres pétrophysique moyennes du réservoir F2 de Zarzaitine.....	9
<b>Tableau 3 :</b> Tableau des diagraphies différées .....	11
<b>Tableau 4 :</b> Tableau des paramètres pétrophysique .....	43

## LISTE DES ABREVIATIONS

AIT	: Array induction tool
BGT	: Bore hole geometry tool
BHC	: Bore hole compensated
CBL	: Cement bond log
CL	: Cement log
CMR	: Compensated magnetic resonance
CNL	: Compensated neutron log
DEN	: Density log
DIL	: Dual induction log
DLL	: Dual laterolog
DSI	: Dipole shear sonic imager
FDC	: Formation density compensated
FIT	: Focused imagery tool
FMI	: Full bore formation micro-imager
FMS	: Formation micro-scanner
GOC	: Gas-oil contact (contact gas-huile)
GR	: Gamma ray
HDT	: High density dipmeter tool
IL	: Induction log
LDL	: Litho-density log
LDT	: Litho-density tool
LL	: Laterolog
LSS	: Long spaced sonic
MDT	: Modular formation dynamics tester
MIL	: Micro induction log
ML	: Microlog
MLL	: Micro laterolog
MSFL	: Micro-spherically focused log
NGS	: Natural gamma spectrometry
NGT	: Natural gamma spectrometry
NPFI	: Porosity neutron
OBDT	: Oil-based dipmeter tool
PL	: Proximity log
RFT	: Repeat formation tester
RHOB	: Bulk density
SFL	: Spherically focused log
SGR	: Spectral gamma ray
SHDT	: Spherical high density dipmeter tool
SNP	: Side wall neutron porosity tool
TDT	: Thermal decay time
WOC	: Water-oil contact (contact huile-eau)
WST	: Well seismic tool

---

# **INTRODUCTION GENERALE**

---

# Introduction générale

---

## Introduction générale

Le bassin d'Illizi renferme les plus grands gisements pétro-gazifères reconnus dans la plate-forme saharienne. Il a toujours été le plus étudié et continue à faire l'objet d'une intense prospection.

Dans le cadre de la recherche et de la prospection des hydrocarbures, l'intérêt et l'ensemble des travaux ont été axés sur l'exploitation sur les flancs des structures anticlinales.

Dans la région de Zarzaitine, le réservoir principal est le Dévonien Inferieur (F4). Il existe d'autres réservoirs secondaires qui produisent dans quelques puits ou qui sont utilisés comme des puits injecteurs d'eau ou de gaz. Parmi ces réservoirs secondaires, le Dévonien Supérieur (F2), qui a un potentiel prometteur.

Notre étude a pour but de caractériser l'évolution des paramètres pétrophysiques du Dévonien Supérieur (F2), dont les paramètres pétrophysiques ont été plus au moins mal évalués, et de les représenter sous forme de cartes en iso-valeurs, et d'évaluer qualitativement et quantitativement sa potentialité dans la structure de Zarzaitine, afin de suggérer de nouveaux puits pour récupérer l'huile de ce réservoir.

L'étude se basera sur le traitement des données de diaggraphie disponibles. Cependant, il faut noter l'absence des données de carottes.

Pour cela, notre travail s'articule autour des axes suivants :

- Généralités sur le bassin d'Illizi
- Présentation du Dévonien Supérieur du champ de Zarzaitine
- Notions générales sur les diaggraphies
- Caractérisation de paramètres pétrophysiques du Dévonien Supérieur
- Estimation des réserves récupérables
- Conclusion générale et recommandations

---

# **Chapitre I**

## **Présentation du champ de Zarzaitine Et du Dévonien supérieur**

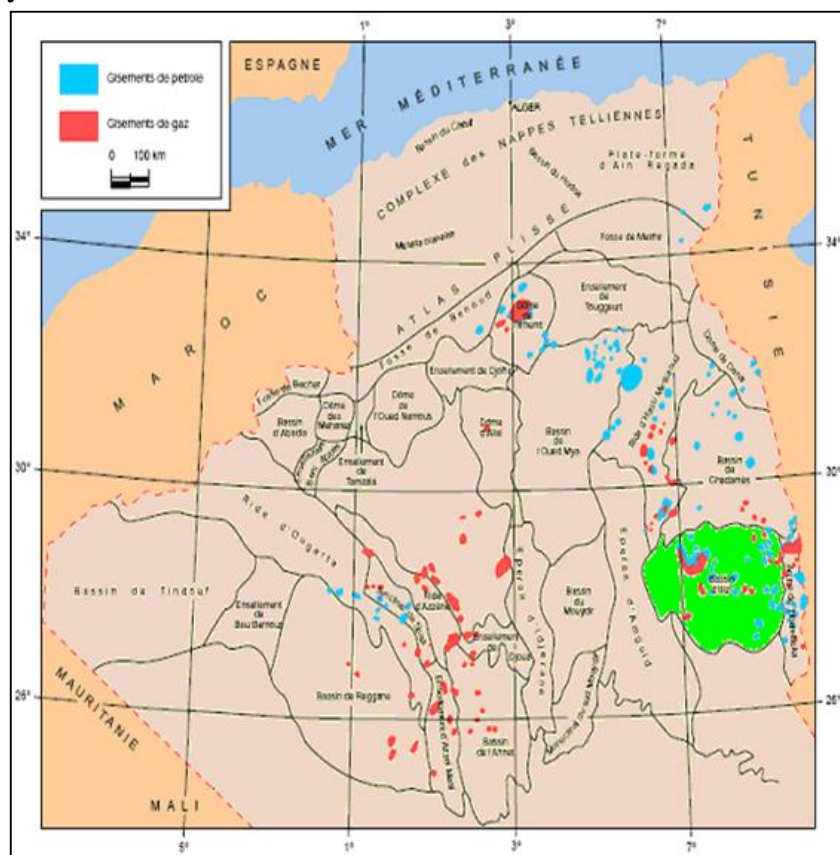
---

## I.1- Introduction

Le champ de Zarzaitine a été découvert en 1957 et fut mis en production en 1960. Il s'agit d'un gisement d'huile surmonté d'un gas-cap et soumis à un aquifère actif. Le gisement a été produit en déplétion naturelle jusqu'en décembre 1965. L'analyse du réservoir et de son comportement ont montré que plusieurs mécanismes de drainage sont entrés en jeu et ont contribué à la production dans des proportions variables : 50 % par extension de gaz dissous, 30% par expansion du gas-cap et 20% par hydrodynamisme. La contribution de de cette dernière est relativement faible, ce qui a conduit à débiter, dès 1966, la récupération secondaire par injection périphérique d'eau.

## I.2- Situation géographique et géologique du champ de Zarzaitine

Le champ de pétrole Zarzaitine est situé dans le sud-est de l'Algérie, à environ 1500 kilomètres d'Alger. Il est situé dans le bassin d'Illizi, à proximité des frontières Libyennes (figure 1). Le bassin d'Illizi est délimité par les bassins de Berkine au nord ; le haut fond de Tihemboka à l'est, et le haut fond de Hassi Amguid -Touareg à l'ouest. L'altitude moyenne est d'environ 565m au-dessus du niveau de la mer.



**Figure 1:** Situation géographique du champ de Zarzaitine

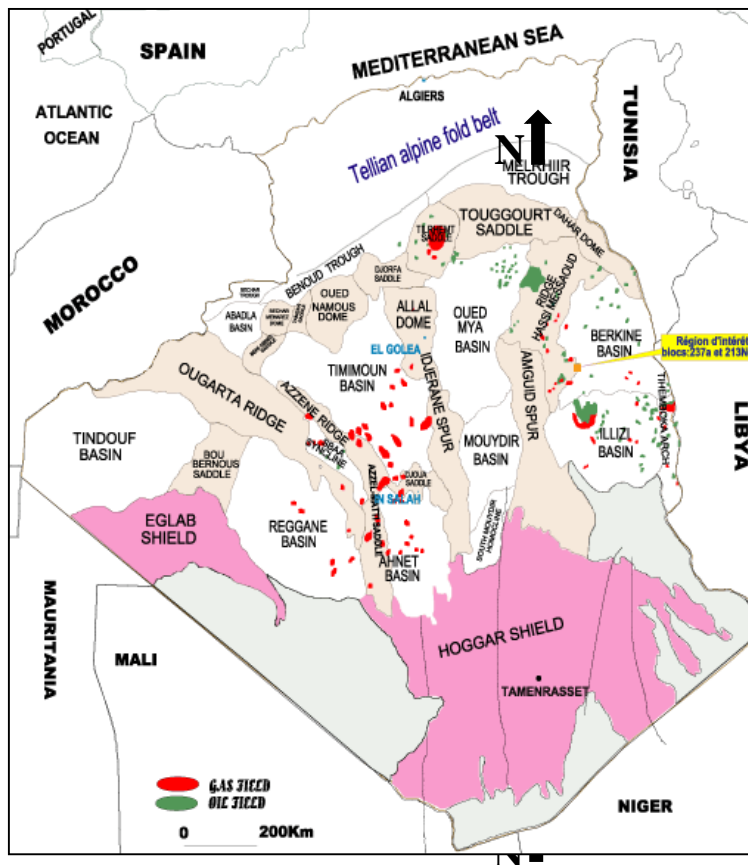


Figure 2 : Situation géologique du champ de Zarzâitine

### I.3- Aperçu Lithostratigraphie du champ

#### I.3.1- Le Socle

L'âge du socle est le Précambrien, Sa composition pétrographique varie et souvent plissée, Il est constitué de roches sédimentaires métamorphisées ou non cristallophyllienne et volcaniques, où repose en discordance majeure la série sédimentaire dont nous présentons les principaux caractères.

#### I.3.2- Le Paléozoïque

##### I.3.2.1- Le Cambrien

Sa Base est formée d'une série conglomératique et de grès grossiers intercalés de niveaux ferrugineux et de minces passées de pelites vertes. Ceux-ci sont surmontés par des grès moyens à grossiers avec des graviers et galets de quartz. Cet ensemble à grande stratifications obliques, se termine par des grès fins à grossiers quartzitiques, Il est d'une épaisseur allant de 100m au nord à plus de 200m au sud, il existe quelques

anomalies d'épaisseurs, telles que celle du puits WIH-1, due au surcreusement glaciaire durant l'ordovicien. L'épaississement de la zone subsidente d'El Abed Larache-Bourarhet est toujours visible malgré le surcreusement glaciaire.

### I.3.2.2- L'Ordovicien

A l'échelle du bassin d'Illizi, l'Ordovicien est subdivisé en quatre unités :

- **L'unité III-1** : Son épaisseur est variable, d'âge Trémadoc, elle est représentée par une alternance de grès fins à stratification oblique et de galets d'argile avec des intercalations de niveaux silteux. Elle contient des traces de bioturbations essentiellement des tigillites.
- **L'unité III-2** : Formée essentiellement de grès fins à grossiers, à ciment siliceux. Le développement du ciment peut donner naissance à de véritables quartzites, avec la présence fréquente de joints stylolitiques et de tigillites. Ce dépôt s'est effectué dans un milieu marin de faible profondeur.
- **L'unité III-3** : Elle est d'âge Caradoc, son épaisseur peut atteindre 40 à 200 m en moyenne, constituée de grès micacés fins à ciment argileux ou siliceux, alternant avec de rares passées d'argilite. Cette série passe vers le sommet, des grès grossiers à fins et à stratifications obliques qui s'enrichit en argile vers le sommet.
- **L'unité IV** : Son épaisseur varie de 100 à 300 m. Elle est composée de grès et d'argiles d'origine glaciaire. Cette formation repose en discordance sur l'unité III-3, elle comprend
  - **L'unité IV-2** : Qui est une série de comblement des paléo-topographies façonnées par l'avancement des glaciers et constituée de dépôts variés.
  - **L'unité IV-3** : Appelée dalle terminale, elle est essentiellement gréseuse.

### I.3.2.3. Le Silurien

Il englobe deux ensembles lithologiques :

- **Le Silurien Argileux** : ou « argiles à graptolites » C'est une puissante assise d'argiles noires à rares intercalations silteuses dont l'épaisseur moyenne est de 300m et qui dépasse les 500 m sur le trend Assekaifaf-El Abed Larache.  
L'âge de cette unité est le Lian dovérien.
- **Le Silurien Argilo-gréseux** : Il correspond à la série inférieure de réservoir F6 ; Il est constitué d'Alternance de séries à prédominance tantôt gréseuses tantôt argileux-gréseuses à argileux-Silteuses. Les grès sont à grains fins argileux, à moyen, siliceux ou



silico-argileux parfois grossiers. Les structures sédimentaires sont représentées par des stratifications obliques et à certains niveaux par des Tigillites. L'épaisseur varie de 50 à 200m en allant du Sud-est vers le Nord-ouest, L'âge est Ludlovien.

- **Série Argileuse**

#### **I.3.2.4- Le Dévonien**

**De 1422 m à 1450m :**Argiles silteuses grises à grises-sombres, indurées, silteuses et micacées.

- **Le Dévonien Inferieur (F4)**

**De 1390 m à 1422 m :**Grès blanc à gris-blanc localement gris-beige, fin à moyen, sub-arrondi à arrondi, silico –argileux pyriteux à niveaux grossiers, arrondi, friable avec intercalation d'argiles silteuses grises à gris-sombres, indurées, silteuses et micacées.

- **Le Dévonien Moyen (série argileuse)**

**De 1303 m à 1390 m :** Argiles silteuses grises à grises-sombres, moyennement dures à dures avec fins passées de grès blanc, gris-blanc, rarement translucide, fin, moyennement dur, sub-arrondi avec des traces de pyrite.

- **Le Dévonien Supérieur (F2)**

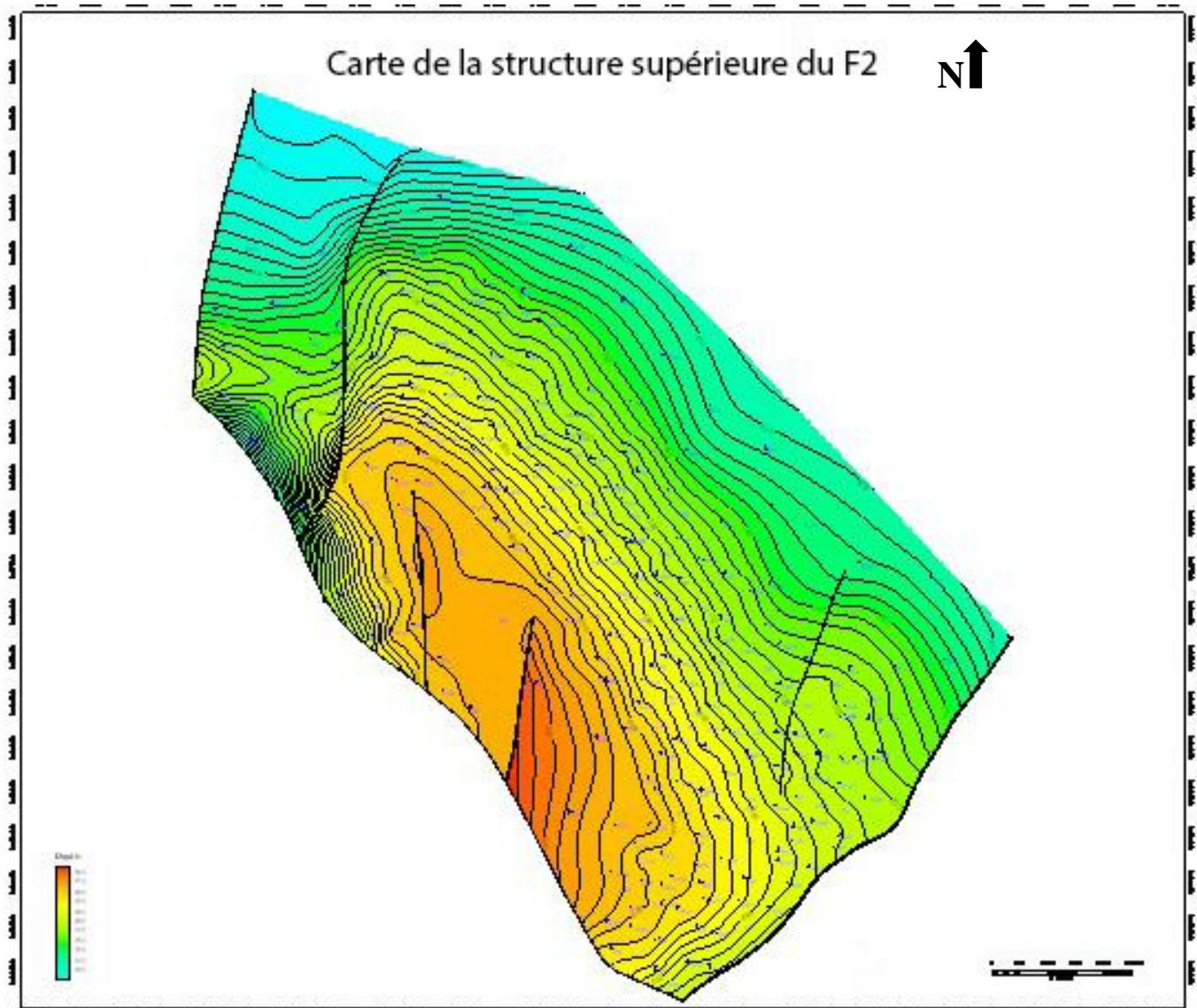
**De 1260 m à 1303 m :** Grès blancs, beige, gris, fin à moyen, moyennement consolide à friable, sub-arrondi à arrondi, bien classé avec alternance d'Argiles gris-sombres silteuses parfois micacées, traces de pyrite.

**Tableau 1:** Fiche stratigraphique montrant la lithologie des formations du champ de Zarzaitine ([Association Sonatrach/Sinopec, rapport interne](#))

<b>Formation</b>	<b>Lithologie</b>
Série de Zarzaitine	Grès, Argiles, Sables
Série de Tiguentourine	Argiles, Calcaires
Calcaires Westphalien	Calcaires
Série Marno-Calcaire	Calcaires, Marnes, Argiles
Série Argileuse	Argiles, Marnes, Calcaires, Grès
Réservoir B0	Grès, Argiles
Série Argileuse	Grès, Argiles
Réservoir B2	Grès, Argiles
Série Argileuse	Grès, Argiles, Marnes
Réservoir B4	Grès, Argiles
Série Argileuse	Argiles
Réservoir B6	Grès
Série Argileuse	Argiles
Réservoir B8	Grès, Argiles
Viséenà Tournaisien	Argiles
Réservoir B10	Grès, Argiles
Série Argileuse	Argiles
Réservoir D0	Grès, Argiles
Série Argileuse	Argiles
Réservoir D4	Argiles, Grès
Série Argileuse	Argiles
Réservoir D6	Grès
Série Argileuse	Argiles
Réservoir D8	Grès
Tournaisien	Argiles
<b>Dévonien Supérieur F2</b>	<b>Grès, Argiles</b>
Série Argileuse	Argiles
Dévonien Inferieur F4	Grès, Argiles
Série Argileuse	Argiles

#### I.4- Aspect structural du réservoir F2 au niveau du champ de Zarzaitine

La carte structurale du F2 (Figure II) montre un anticlinal incliné de direction NNE-SSW et est faillé dans la partie sud-ouest. La structure voisine des failles sud-ouest est haute et s'incline graduellement vers le nord, l'est et le sud. La structure est de 14 km de long et 7 km de large avec une superficie d'environ 100 km<sup>2</sup>. On dénombre trois failles : à l'ouest, au sud et au sud-est du champ.



**Figure 3:** Carte de la structure supérieure du réservoir F2.

(Association Sonatrach/Sinopec, rapport interne)

### **I.5- Description du réservoir**

Le réservoir F2 est une alternance d'argiles et de grès avec des propriétés pétrophysiques variables. Il est subdivisé en deux ensembles, basale d'une épaisseur stable et sommitale d'une épaisseur variable. La superficie du réservoir F2 est de 32.36 km<sup>2</sup>. Le régime géothermique est hypothermique avec un gradient de 2.8 °C / 100 m

### **I.6- Caractéristiques lithologiques du réservoir**

Le réservoir F2 est constitué d'une alternance grès-argile, les argiles ont une couleur gris clair alternatif ou marron clair. La lithologie du réservoir est principalement constituée de grès gris clair à marron clair, très fins à moyens, un ciment calcaire, siliceux, et argileux. Les propriétés pétrophysique de la formation montre une forte hétérogénéité à cause de la quantité importante de l'argile et de la diagenèse.

L'argile du réservoir F2 est silteuse avec du calcaire oolitique, de la pyrite et du chlorite. La base du F2 est plus riche en grès avec de bonnes paramètres qui donne au F2 les propriétés réservoirs.

### **I.7- Paramètres pétrophysique du réservoir F2**

Selon l'analyse de carottes, la porosité de la partie supérieure du F2 est comprise entre 2,6 et 25%, principalement distribué dans l'intervalle [8 – 18] %, avec une moyenne de 12,7%, la perméabilité d'après l'analyse de carottes est comprise entre 0,3 et  $155 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ , distribué principalement dans l'intervalle  $[1 - 50] \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ , avec une moyenne de  $20,3 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ . Ces paramètres sont généralement de faibles propriétés pétrophysique d'un réservoir.

La porosité de la partie inférieure de F2 est comprise entre 3,8 et 37,8%, principalement distribuée dans l'intervalle [8 – 22] %, avec une moyenne de 15,2%, la perméabilité est comprise entre 0,4 et  $740 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ , principalement distribuée dans l'intervalle  $[1 - 50] \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ , avec une moyenne de  $33,4 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$ . Ces paramètres sont généralement considérés comme moyens pour un réservoir.

Paramètres	Valeurs
Perméabilité moyenne (md)	85
Saturation moyenne en eau (%)	30
Contact huile-gaz, cote absolue (m)	-679
Contact huile-eau, cote absolue (m)	-707
Superficie productive (m <sup>2</sup> )	27425000
Epaisseur nette moyenne (m)	7.5
Volume productif (m <sup>3</sup> )	66400000
Porosité moyenne (%)	20.2
Facteur de volume de fond	1.37
Huile de stockage en place (m <sup>3</sup> )	7392000
Facteur de récupération (%)	2.6
Récupération primaire finale (m <sup>3</sup> )	189728
Production d'huile cumulée au 1 <sup>er</sup> Septembre 1970 (m <sup>3</sup> )	189728
Pourcentage d'huile en place à l'origine (%)	2.6
Pourcentage de récupération primaire finale (%)	100
Récupération primaire restante (m <sup>3</sup> )	0
Puits producteurs à Aout 1970	0
Période de production primaire restante à partir du 1 <sup>er</sup> Septembre 1970 (années)	0
Production a Aout 1970 (m <sup>3</sup> )	0
Taux moyen (m <sup>3</sup> /jour)	0
Taux moyen par puits (m <sup>3</sup> /jour)	0
Saturation en huile (%)	70
Densité d'huile (g/cm <sup>3</sup> )	0.81

**Tableau 2** : Paramètres pétrophysique moyennes du réservoir F2 de Zarzaitine

(Association Sonatrach/Sinopec, rapport interne )

---

## **Chapitre II**

### **Matériels et Méthodes**

---

## **II.1- Introduction**

Ce chapitre présente les données utilisées, les notions générales sur les diagraphies et leur interprétation en termes de caractéristiques géologiques (porosité, saturation en eau, argilo site, épaisseur, pendage, fracturation, ...et) ; quelques notions de statistiques utilisées ; et enfin la méthode de calcul des réserves utilisée qui est la méthode volumétrique.

## **II.2- Les données utilisées**

Les données de logging de 41 puits implantés le champ de Zarzaitine.

## **II.3- Notions générales des diagraphies**

Les buts des diagraphies sont entre- autres :

- Localisation des formations susceptibles de contenir un fluide ; des formations poreuses et perméables
- Identification des différentes variations de faciès avec leur caractéristiques (chimique, physique, géologique)
- Identification des fluides qui sont contenues dans chaque formation
- Localiser les couches réservoirs répondant aux conditions critiques qui sont fixé par région et par d'autres paramètres de rentabilité
- Déterminer et expliquer, si possible la cause des anomalies pouvant survenir pendant et après l'opération de forage, de production ou de développement.

## **II.4- Différents groupes de diagraphies**

On distingue deux grands groupes :

### **II.4.1- Diagraphies instantanées**

Les diagraphies instantanées ou immédiates qui sont exécutées en cours du forage, elles nous informent en temps réel sur : la teneur de formation en hydrocarbures et/ou eau, la vitesse d'avancement du trépan ou outil de forage, la porosité et densité de la formation, la perméabilité, ...etc.

## II.4.2-Diagraphies différées

Les diagraphies sont appelées différées quand elles sont exécutées en arrêt du forage, donc on doit retirer l'outil de forage pour faire accéder les différents outils de diagraphies.

## II.3- Paramètres influençant l'enregistrement des diagraphies

Les principaux facteurs qui influent les diagraphiques sont le diamètre du trou ; la nature boue de forage ; l'état du trou, non tubé et tubé ; l'excentricité de la sonde, notamment si le trou est incliné, la raison pour laquelle des centreurs sont parfois placés sur certaines les sondes ; la vitesse d'enregistrement, propre à chaque outil ; et la température et la pression.

## II.4- Les différentes diagraphies

Sur le tableau suivant sont représentés les différents types de diagraphies.

**Tableau 3** : Tableau des diagraphies différées

Etude de la géométrie du puits		Etude de la coupe géologique		Perforation et échantillonnage	Production
Calliper (diamètre)	BGT	Electrique	<b>Macro :</b> DIL, DLL, IL, AIT <b>Micro :</b> MLL, MIL, MSFL	Carottier latéral à balle  Perforateur à balle	RFT  MDT  FIT
Thermomètre	HT	Nucléaires	GR, NGS, FDC, CNL, LDT, GST, TDT		
Qualité de cimentation	BL	Acoustiques	BHC, LSS, WST		
Détection des joints de tubage	CL	Diverses	HDT, SHDT, OBDT, FMS, FMI, DSI, CMR		

### II.4.1 Les diagraphies nucléaires

On regroupe sous le nom de diagraphies nucléaires les diagraphies enregistrant :

- La radioactivité  $\gamma$  naturelle des formations traversées.
- La radioactivité  $\gamma$  dispersée par l'effet Compton lorsqu'on soumet la formation à une émission de rayon  $\gamma$ .



- Le flux neutron thermique ou épithermique, résultant du bombardement de la formation par des neutrons de haute énergie.
- La radioactivité engendrée lors de l'interaction avec la roche, des neutrons envoyés par une source émettrice.

#### II.4.1.1- Diagraphies de rayonnement gamma naturel

##### A/ L'outil GR (NGT)

###### Principe

Cette diagraphie est mesurée à l'aide de détecteurs appropriés : compteur Geiger, chambre à ionisation, compteur à scintillation, ce dernier étant préférable par son rendement (de 50 à 60% comparé aux 1 et 5% des deux premiers), ses dimensions (10cm contre 90cm) et il permet la meilleure définition verticale des couches qu'il permet. La réponse de l'outil est fonction de la concentration en poids de minéral radioactif présent dans les formations, mais aussi de la densité de cette dernière. Les éléments radioactifs fondamentaux des roches sédimentaires sont : le thorium ( $^{232}\text{Th}$ ), le potassium ( $^{40}\text{K}$ ) et l'uranium ( $^{238}\text{U}$ ), mis appart les sels de potasse, les argiles constituent les roches radioactives les plus fréquentes, c'est pour cela qu'on admet que la radioactivité d'une formation traduit son argilosité (voir **la figure.3**). La radioactivité naturelle est exprimée en : API (American Petroleum Institute), elle est donnée par la relation suivante :

$$GR = \left( \frac{\rho x V x A}{\rho b} \right) \dots\dots\dots \text{Formule 1}$$

Dans laquelle on a :

- **GR** : radioactivité globale mesurée
- **$\rho$**  : densité de l'élément radioactif
- **$\rho b$**  : densité globale de la formation
- **V** : le pourcentage volumique de l'élément radioactif dans la formation
- **A** : le facteur de proportionnalité correspondant à l'activité  $\gamma$  de cet élément

##### Applications

- Identification des niveaux argileux
- L'évaluation des minéraux radioactifs
- Estimation du pourcentage d'argile des différents réservoirs par la relation suivante :

$$V_{sh} = \frac{GR_{tu} - GR_{min}}{GR_{max} - GR_{min}} \dots\dots\dots \text{Formule 2}$$

- La définition des couches poreuses et perméables
- Corrélations entre sondages et la détection des discordances
- Elle est utilisée pour le calage en profondeur et la perforation des tubages

### B/ Spectrométrie du rayonnement gamma naturel

Les différents enregistrements de spectrométries sont :

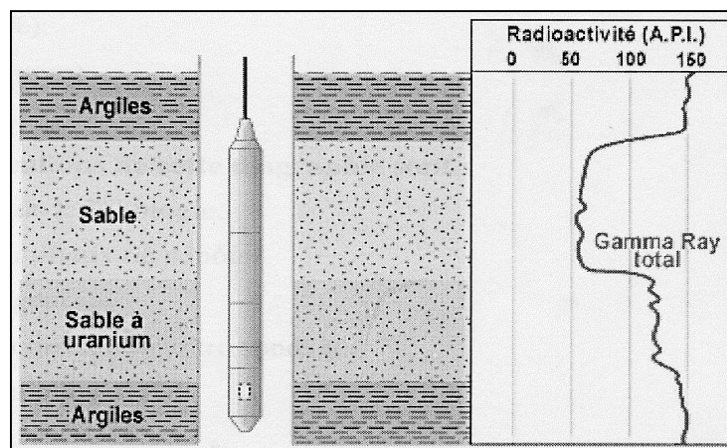
**SGT** : elle détermine la présence et la quantité des minéraux les plus présents dans les couches sédimentaires (U, K et Th) indépendamment, en se basant sur les énergies spécifiques des pics caractéristiques de chaque série. Les concentrations pour les séries de thorium et d'uranium sont données en (PPM : partie par million), celle du potassium est exprimée en (%).

**CGR** : qui donne la concentration du : Th+K (en API).

**SGR** : qui donne la concentration du : Th +K+U (en API).

### Applications

- Détermination des minéraux argileux
- Identification des types d'argiles
- Donne une meilleure évaluation du volume d'argile à partir de la courbe CGR
- Corrélation des étages des minéraux radioactifs non liés aux argiles avec l'aide d'autres diagraphies
- Estimation de la quantité des minéraux radioactifs non liés aux argiles en la combinant avec d'autres diagraphies
- Localisation des zones fracturées



**Figure 4:** Schéma du principe de mesure de gamma ray

( Document DESBRANDE R. – 1982 )

## C/ Diagraphies de densité ( $\rho_b$ )

### Principe

C'est une diagraphie provoquée, car on soumet la formation aux rayonnements gamma émis par une source de cobalt ( $^{60}\text{Co}$ ) ou bien de césium ( $^{137}\text{Cs}$ ). Les rayonnements gamma sont des particules sans masse se propageant à la vitesse de la lumière. Ces photons  $\gamma$  entrent en collision avec la matière ainsi trois types de collision peuvent se produire :

- **Effet Compton**

Le  $\gamma$  incident entre en collision avec un électron, son énergie se retrouve en partie sous forme d'énergie cinétique. Ce type d'interaction est celui qui intervient principalement dans la mesure de la densité.

- **Effet photo-électrique**

Le photon  $\gamma$  peut transmettre toute son énergie à l'électron sous forme d'énergie cinétique, l'électron est alors éjecté de l'atome et le photon disparaît. L'effet photo-électrique est d'autant plus important que l'énergie du rayonnement  $\gamma$  est faible et le numéro atomique des éléments élevé.

- **Production de paire**

Quand l'énergie du photon est supérieure à 1.02MeV, l'interaction photon matière conduit à la production d'un négaton et d'un positon, ayant chacun une énergie de 0.51MeV, en se combinant ils forment un positron, la masse de ce système se transforme en énergie, avec production de deux photons de 0.51MeV d'énergie partants dans des directions opposées.

Actuellement deux sondes sont utilisées :

- **FDC** : (Formation Density Compensated), celle-ci est fortement appliquée contre la paroi du puits à l'aide d'un patin, la partie entourant le patin contribue à la mesure de la profondeur d'investigation qui est de l'ordre de 15cm. Cette sonde donne la valeur du  $\rho_b$  en ( $\text{gr}/\text{cm}^3$ ), (voir **la figure.5**).
- **LDL** : Litho-Density Log, elle est le développement de la sonde FDC, celle-ci permet, en plus de la mesure du  $\rho_b$ , l'enregistrement du coefficient d'absorption photo-électrique  $P_e$  en (barns/e).

**Les applications**

- Détermination de la porosité densité, en connaissant le type de matrice, on a :

$$\Phi D = \frac{(\rho_b - \rho_{ma})}{(\rho_f - \rho_{ma})} \dots\dots\dots \text{Formule 3}$$

Pour les grès  $\rho_{ma} = 2.65(\text{gr/cm}^3)$

Pour les calcaires  $\rho_{ma} = 2.71(\text{gr/cm}^3)$

Pour les dolomites  $\rho_{ma} = 2.85(\text{gr/cm}^3)$

Pour la boue douce  $\rho_f = 1(\text{gr/cm}^3)$

Pour la boue salée  $\rho_f = 1.1(\text{gr/cm}^3)$

Pour la boue saturée salée  $\rho_f = 1.3(\text{gr/cm}^3)$

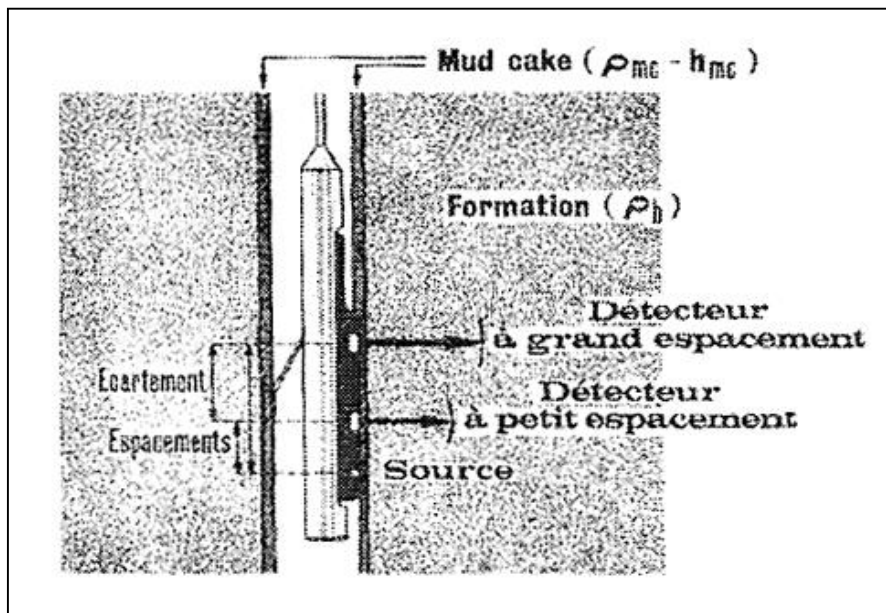
Qui doit être corrigée de l'effet des argiles par :

$$\Phi D_c = \Phi D - (V_{sh} \times \Phi D_{sh}) \dots\dots\dots \text{Formule 4}$$

$$\text{Avec : } \Phi D_{sh} = \frac{\rho_{sh} - \rho_{ma}}{\rho_f - \rho_{ma}} \dots\dots\dots \text{Formule 5}$$

$\rho_{sh}$  : est lu en face du banc argileux.

- Localisation des zones à hydrocarbures en combinaison avec la porosité neutron
  - Détermination de la lithologie, en combinaison avec le neutron ou sonique
  - Détermination de la minéralogie, en combinaison avec le neutron et le sonique



**Figure 5:** Principe de l'outil compensé FDC ( Document O. Serra – 1979 )

## D/ Diagraphies de neutrons

### Principe

On bombarde la formation par des neutrons rapides, pendant leur migration, ces neutrons sont soumis à deux effets successifs complémentaires :

- D'abord un ralentissement dû aux collisions avec les atomes constituant le milieu. Ralentissement qui sera d'autant plus marqué que l'atome rencontré aura une masse plus proche de celle du neutron, dans ce phénomène les atomes d'hydrogène se montrent les plus efficaces.
- Par ces collisions les atomes d'hydrogène vont perdre leur énergie, on dit alors qu'ils sont thermalisés, lorsque l'énergie atteint 0.1MeV ils pourront alors être capturés.

Ils en résultent trois types de diagraphie :

- Neutron-neutron épithermique (SNP)
- Neutron-neutron thermique (CNL)
- Neutron-gamma (GST)

### Outil CNL

Il enregistre les neutrons thermiques. Pour diminuer les effets de trous, il comprend deux détecteurs. Le rapport des taux de comptage des deux détecteurs est directement traduit en indice d'hydrogène (porosité neutron).

Son rayon d'investigation est supérieur aux rayons des autres sondes neutron, il est de l'ordre de 25cm, (voir **Erreur ! Source du renvoi introuvable.**).

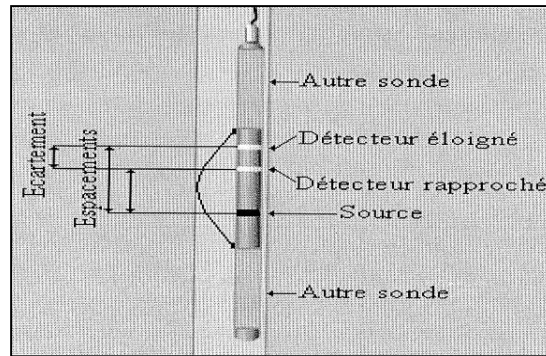
### Applications

- La détermination de la porosité  $\Phi_N$  (lue directement sur le log composite)

$$\Phi_{Nc} = \Phi_N - (V_{sh} \times \Phi_{Nsh}) \dots\dots\dots \text{Formule 6}$$

$\Phi_{Nsh}$  : est lue en face du banc argileux.

- En combinaison avec la porosité densité et acoustique, on détermine la lithologie et la minéralogie
- Localisation des zones à gaz
- Les corrélations entre-puits



**Figure 6 :** Schéma de la sonde CNL

( Document DESBRANDE R. - 1982II.4.2 )

## E/ Les diagraphies de résistivité

### Principe

La résistivité, dont la connaissance est particulièrement fondamentale pour le calcul de la saturation, peut être mesurée de différentes façons, mais quel que soit l'outil retenu, le principe fondamental de mesure reste le même :

Une source émettrice (électrode ou solénoïde) envoie un signal (courant électrique ou champ électromagnétique). Un dispositif de mesure (récepteur) situé à une certaine distance de la source, appelée espacement, enregistre la réponse du terrain à ce signal.

Plus la distance entre émetteur et récepteur est grande, plus l'investigation est profonde, mais corrélativement la résolution verticale diminue.

C'est ainsi que selon l'espacement et donc l'ordre de grandeur du rayon d'investigation, on distinguera :

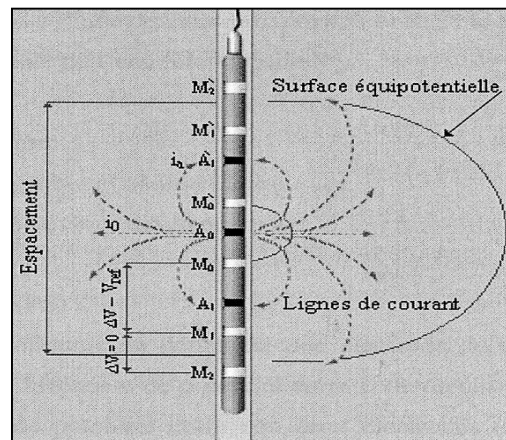
- Les macro dispositifs comprenant :
  - Les diagraphies électriques conventionnelles (ES) normale et latérale
  - L'induction (IL)
  - Les latérologs (LL)
  - Le spherically focused (SFL), (voir **Erreur ! Source du renvoi introuvable.**)

Ils donnent une lecture plus ou moins proche de  $R_t$  (résistivité de la zone vierge).

- Les micro dispositifs qui comprennent :
  - Le microlog (ML)
  - Le microlatérolog (MLL)

- Le proximity-log (PL)
- Le micro-spherically focused log (MSFL)

Ils donnent généralement une lecture proche de  $R_{xo}$  (résistivité de la zone lavée).



**Figure 7:** Schéma de l'outil à focalisation sphérique

(Document DESBRANDE R. – 1982)

#### A/ La sonde AIT (Array Induction Tool)

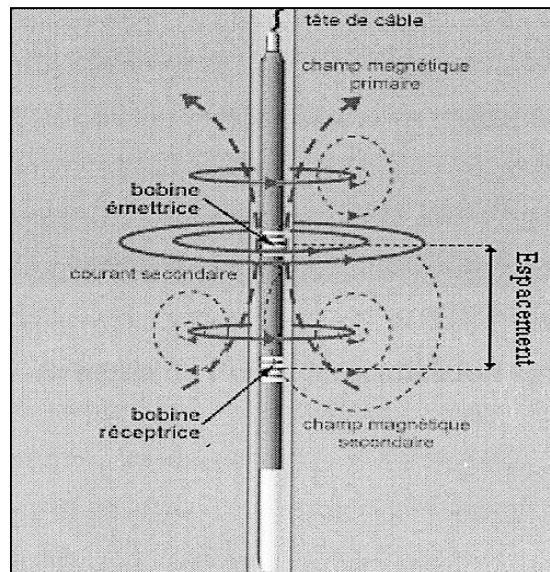
C'est un outil à induction, développé pour réaliser les mesures de résistivité dans les sondages à boue à huile, ou à obstacles non conducteurs. L'outil est composé de solénoïdes alignés dont l'espacement varie d'une dizaine à plusieurs pouces.

Cette sonde permet, par différentes combinaisons et connexions de bobines, l'enregistrement de cinq courbes de résistivité à différents rayons d'investigation. Il s'agit de : (R10'', R20'', R30'', R60'', R90'' et récemment la R120'').

Dans les meilleures conditions d'utilisation, principalement une invasion modérée, les résistivités  $R_{AIT90}$  et  $R_{AIT120}$  sont équivalentes à  $R_i$ , alors que  $R_{AIT10}$  est proche de  $R_{xo}$ , (voir **Erreur ! Source du renvoi introuvable.**).

#### Applications

- Détermination des différentes résistivités, donc le calcul des saturations
- La caractérisation des fluides en place
- Les corrélations, principe de similitude
- Détermination de l'épaisseur des couches en combinaison avec d'autres diagaphies
- Elles sont utilisées en sédimentologie



**Figure 8:** Schéma de la sonde à induction (Document DESBRANDE R. – 1982)

### II.4.3- Les diagraphies acoustiques

#### Principe

L'enregistrement du sonique est basé sur l'étude de la propagation des ondes acoustiques, générées par l'outil de diagraphie, dans les formations. La mesure de la vitesse de ces ondes apporte des renseignements sur les propriétés mécaniques des roches traversées. La propagation des ondes acoustiques dépend en effet des propriétés élastiques (le module de Young et le coefficient de Poisson) du sous-sol. Le paramètre mesuré est la vitesse de propagation des ondes P et S (longitudinales et transversales). Pour cela il existe deux types de sondes :

#### A/ Le BHC (Bore Hole Compensated)

C'est la plus utilisée en mettant en œuvre deux émetteurs et quatre récepteurs d'ondes sonores R1, R2, R3 et R4.

Le signal émis par l'émetteur du haut E2 est réceptionné par les récepteurs R2 et R4, celui émis par E1 est capté par R1 et R3, ces émetteurs travaillent par intermittence. La mesure du temps de parcours,  $\Delta T$  en ( $\mu s/ft$ ), n'est autre que la moyenne arithmétique entre les deux enregistrements. La profondeur d'investigation n'est que de quelque centimètre. (Voir la **Figure.9**).



**B/ Le CBL**

Le principe du CBL est celui d'un sonique en trou tubé. Une bonne cimentation du casing fait que l'onde sonique traverse le casing, le ciment et atteint la formation.

**Applications**

- La détermination de la porosité sonique, qui est une porosité primaire  $\Phi_S = \Phi_1$

$$\Phi_S = \frac{\Delta T_{lu} - \Delta T_{ma}}{(\Delta T_f - \Delta T_{ma})} \dots\dots\dots \text{Formule 7}$$

Pour les grés  $\Delta T_{ma} = 52 [\mu s/ft]$

Pour les calcaires  $\Delta T_{ma} = 45 [\mu s/ft]$

Pour les dolomites  $\Delta T_{ma} = 40 [\mu s/ft]$

Pour boue douce  $\Delta T_f = 18 [\mu s/ft]$

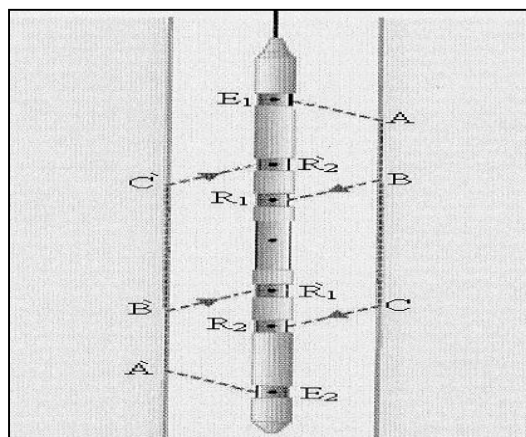
Pour la boue salée  $\Delta T_f = 200 [\mu s/ft]$

$$\Phi_{Sc} = \Phi_S - (V_{sh} \times \Phi_{Ssh}) \dots\dots\dots \text{Formule 8}$$

$$\Phi_{Ssh} = \frac{(\Delta T_{sh} - \Delta T_{ma})}{(\Delta T_f - \Delta T_{ma})} \dots\dots\dots \text{Formule 9}$$

$\Delta T_{sh}$  : est lu en face du banc argileux.

- La détermination de la porosité secondaire à l'aide de la porosité densité et/ou neutron
- Les corrélations entre-puits
- Le calage en profondeur des sections sismiques
- Détection des zones fracturées par imagerie sonique



**Figure 9** : Schéma de la sonde BHC

( Document DESBRANDE R. – 1982)

---

## **II.5- Notions générales sur la lithologie**

### **II.5.1-Faciès**

Ce mot désigne des roches sédimentaires présentant le même aspect : la faune et la flore quoique d'âges différents, le faciès nous informe sur les conditions physico-chimiques identiques sous lesquelles elles se sont déposées. O.S

En géophysique on distingue deux types de faciès qui sont comme suit :

#### **a. Faciès lithologique**

C'est l'ensemble des caractéristiques physiques, chimiques, biologiques permettant de définir un sédiment (minéralogie, texture, structure, couleur, faune, flore, ...etc.).

#### **b. Faciès diagraphique**

Il est dit aussi faciès électro-faciès comme l'ensemble des paramètres pouvant caractériser un bloc, une association de blocs où même une formation suivant le type du dépôt considéré.

### **II.5.2- Matrice**

L'ensemble des éléments solides constituant la roche, en excluant les argiles et les fluides. Si cette matrice est constituée d'une seule espèce minérale elle est dite simple, complexe dans le cas contraire (plus d'une espèce minérale), dans le cas où la matrice ne renferme pas d'argile elle est dite propre.

### **II.5.3- Argile**

Formation rocheuse meuble détritique constituée de minéraux dit argileux (kaolinite, illite, montmorillonite, ...etc.), du quartz et d'autre élément très fin. Les minéraux argileux renferment généralement du Thorium, Uranium et Potassium qui se fixe par absorption. Sous ce nom on rassemble les dépôts sédimentaires constitués par des minéraux phylliteux aluminosilicates, hydratés. Qui sont très fin du point de vue granulométrie.

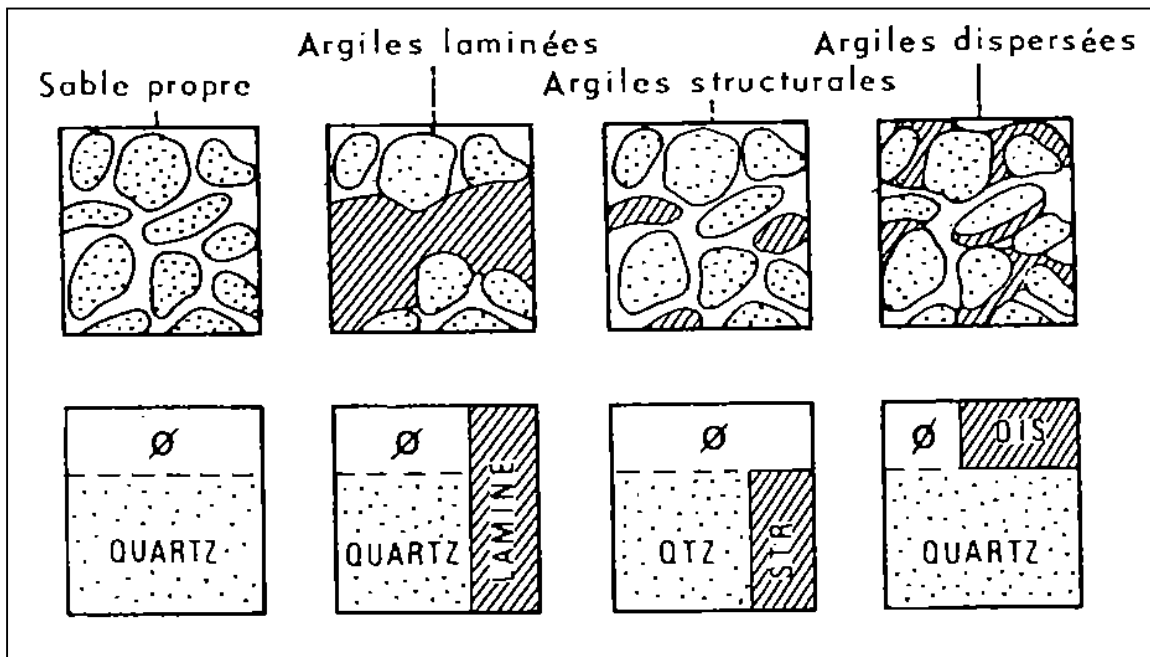
Dans certain cas on trouve un seul type minéralogique. Par ailleurs, l'arrangement des particules argileuses laisse subsister des pores plus ou moins nombreux et importants suivant le degré de compaction de la roche.

Ces pores sont généralement remplis d'eau, mais parfois d'hydrocarbures solides, liquides ou gazeux. Les caractéristiques diagraphiques des argiles vont donc dépendre, elle aussi, de leur composition, porosité et leur saturation en hydrocarbures.

On distingue trois types de distribution de l'argile dans la matrice :

- **Argiles laminées** : déposées en fins lits entre deux couches réservoirs, elles n'affectent en rien les paramètres petro physiques.
- **Argiles dispersées** : c'est la catégorie des argiles qui sont soit liant à la matrice ou bien adhérent au grain ; occupent partiellement les pores.
- **Argiles structurales** : déposées sous forme de grains jouant le même rôle que les autres grains de la matrice, réduisant sensiblement la perméabilité.

Le schéma suivant éclairci ces différents types d'argiles :



**Figure 10:** Différents modes de distribution de l'argile dans la matrice et leur distribution volumique ( O. Serra, tome I)

#### II.5.4-Roche réservoir

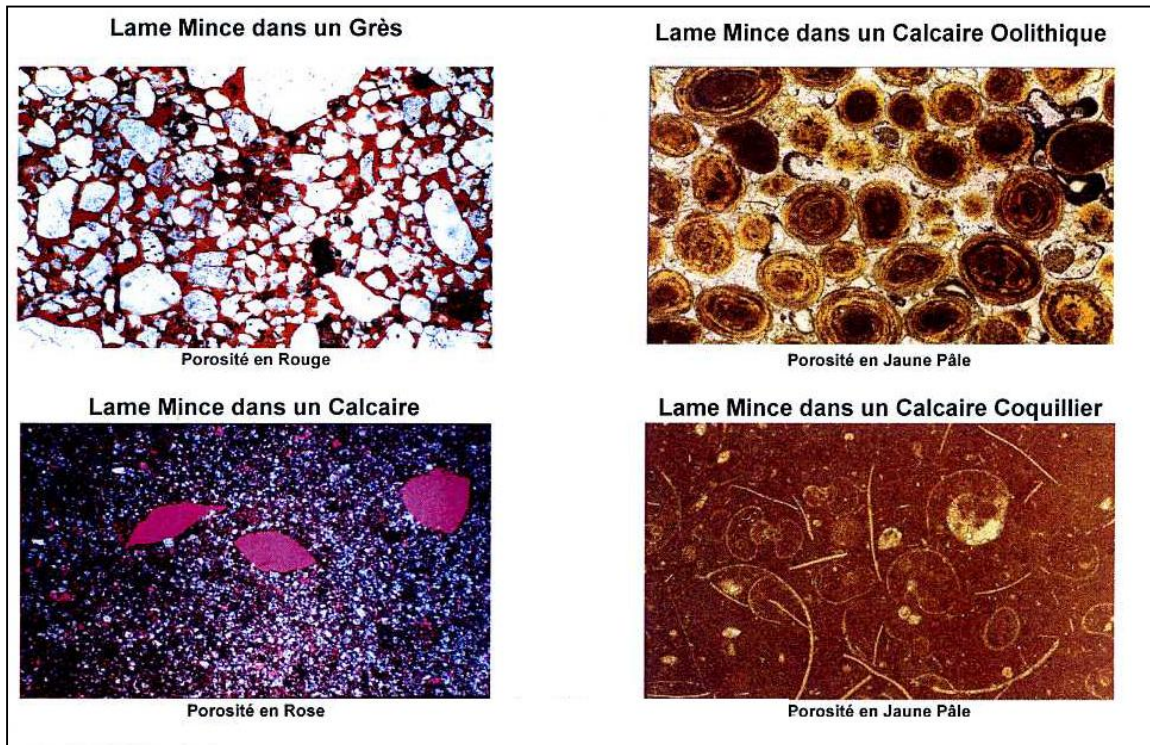
La roche réservoir est la roche qui contient des fluides gazeux (hydrocarbure gazeux) ou liquides (eau, hydrocarbure liquide), le piège de ces liquides est dit réservoir s'inverifié certaines conditions (porosité, perméabilité, saturations, argilosité, ...etc.). (Exploitation de gisement Yves BARBIER, Daniel CHAMPLON, Pierre SIMANDOUX).

- **Définition d'un réservoir**

Un réservoir est un ensemble de roches qui sont imbibées de fluides. Il est limité par des barrières de roches imperméables (dôme de sel, band argileux).

### A/ Réservoir gréseux

La roche, constituant ces réservoirs, est formée de grain de quartz (silice  $\text{SiO}_2$ ). Selon la cimentation, on définit plusieurs types de grès, en passant par les sables. Aussi, les différents types de grès dépendent de la nature du ciment. Celui-ci est siliceux, argileux et/ou carbonaté.



**Figure 11** : Différents types de réservoir gréseux ou calcaire

( I.Q.D.D.D. – IFP)

### B/ Réservoir carbonaté

Il est constitué de roches carbonatées, qui sont d'origine associées aux minéraux de calcite ( $\text{CaCO}_3$ ) et/ou de dolomie ( $\text{CaCO}_3$ ,  $\text{MgCO}_3$ ). Elles présentent souvent, des qualités de roches réservoirs.

### II.5.5-Fluides

L'arrangement des éléments de la matrice crée des espaces vides (pores, canalicules), qui sont occupés par les fluides. Ces fluides peuvent être du gaz, de l'huile ou de l'eau, leur pourcentage dépend de la porosité et d'argile et/ou ciment qui concurrencent le fluide sur le vide.

Ces fluides sont de mauvais conducteurs de courant, sauf l'eau et même là cela dépend de la salinité de cette dernière, d'où l'importance de connaître la résistivité de la roche pour nous permettre de déterminer le pourcentage de cette eau dans la roche, et avoir une estimation de la porosité, et déterminer ainsi le pourcentage d'hydrocarbures dans les pores.

### II.5.6-Ciment

Tout liant qui se dépose entre deux grains ou dans une fissure.

## II.6- Détermination des paramètres pétrophysiques à l'aide des diagraphies

### II.6.1- Porosité

C'est le volume de vide qui est contenu dans une roche, sa peut être intra granulaire comme dans le cas des grès dans ce cas elle est de porosité primaire, ou fissuré comme dans le cas des calcaires ou les formations compactes (quartzites de HAMRA). C'est aussi la fraction du volume d'une roche non occupée par des éléments solides, on distingue différents types de porosité :

#### A/ Porosité totale $\Phi_t$

C'est le rapport entre le volume total des vides (pores, fissure, fracture et cavités) et le volume total de la roche.

$$\Phi_t = \frac{V_t - V_s}{V_t} = \frac{V_p}{V_t} \dots\dots\dots \text{Formule 10}$$

Où :  $V_p$  : Volume des espaces vides

$V_s$  : Volume occupé par les éléments solides

$V_t$  : Volume total

Cette porosité permet de définir la porosité primaire et la porosité secondaire.

#### B/ La porosité primaire $\Phi_1$

C'est la porosité intra granulaire ou inter cristalline. Elle dépend de la forme et de la taille des éléments solides. Ce type de porosité est rencontré dans les roches élastiques.

**C/ La porosité Secondaire  $\Phi_2$** 

C'est la porosité vacuolaire acquise par dissolution ou dolomitisation et par des fissurations et fracturations acquises mécaniquement. Cette porosité est rencontrée dans les roches chimiques ou biochimiques.

Ainsi la porosité totale englobe la porosité primaire et secondaire. Elle est exprimée par :

$$\Phi_t = \Phi_1 + \Phi_2$$

**D/ Porosité effective  $\Phi_{\text{eff}}$** 

C'est la porosité accessible aux fluides libres, ceci exclue les espaces vides non connectés. Elle varie entre 1% et 40%. La qualification de la porosité est comme suit :

Faible	$\Phi < 5\%$	Bonne	$20\% \leq \Phi \leq 30\%$
Médiocre	$5\% \leq \Phi \leq 10\%$	Excellente	$\Phi \geq 30\%$
Moyenne	$10\% \leq \Phi \leq 20\%$		

Cette porosité est évaluée par combinaison des porosités neutron, sonique et densité.

**E/ Porosité connecté  $\Phi_c$** 

Elle est égale au pourcentage, dans la roche, du volume total des vides reliés entre eux ( $\Phi_c < \Phi_t$ ) si une partie des pores ne sont pas connectés entre eux.

**F/ Porosité potentielle  $\Phi_{\text{pot}}$** 

C'est le pourcentage des vides, dans la roche, communiquant entre eux, dont la valeur doit être supérieure à une porosité critique.

**II.6.2- Saturation**

La saturation en fluide est le rapport du volume de celui-ci dans les pores sur le volume total des pores, noté S (%). Plusieurs types de saturation peuvent intervenir :

Saturation en eau  $S_w = \frac{V_w}{V_p}$  ..... Formule 11

Saturation en huile  $S_h = \frac{V_h}{V_p}$  ..... Formule 12

Saturation en gaz  $S_g = \frac{V_g}{V_p}$  ..... Formule 13

Avec :

$$S_w + S_h + S_g = 1$$

### II.6.3- Résistivités

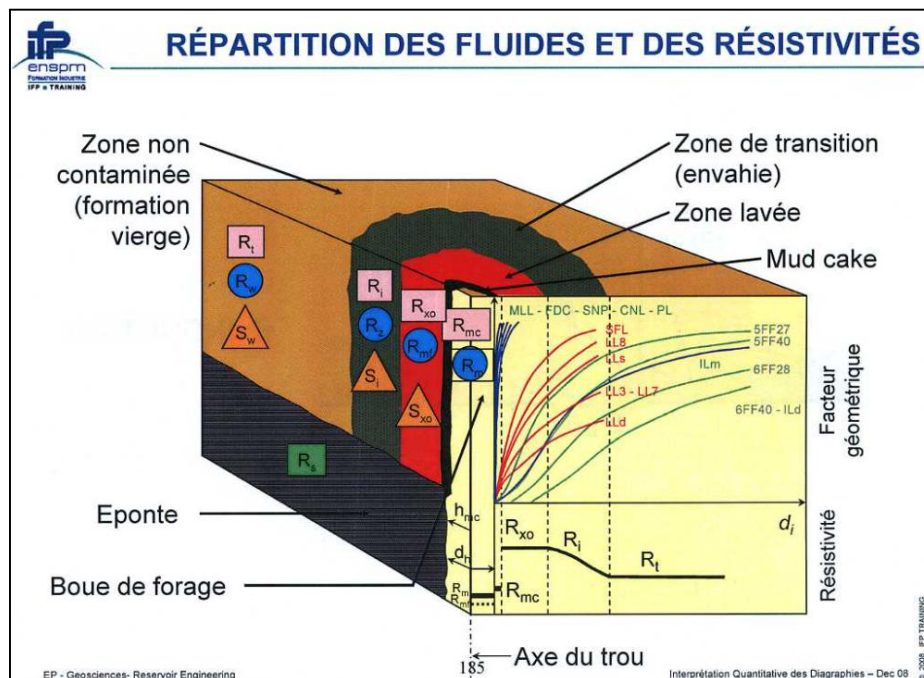
La résistivité électrique des roches  $R$ , est dans la plupart des cas électrolytique, c'est-à-dire que les roches conduisent le courant électrique grâce aux fluides qu'elles contiennent.

On peut dire que la résistivité d'une roche dépend essentiellement de :

- La qualité de l'électrolyte (la résistivité du fluide d'imbibition)
- La quantité de l'électrolyte
- Le mode de distribution de l'électrolyte

On distingue plusieurs types de résistivités :

- $R_w$  : Résistivité de l'eau de formation
- $R_m$  : Résistivité de la boue
- $R_{mc}$  : Résistivité du mud-cake
- $R_{mf}$  : Résistivité du filtrat de boue
- $R_{xo}$  : Résistivité de la formation de la zone lavée
- $R_t$  : Résistivité de la formation de la zone vierge
- $R_i$  : Résistivité de la formation de la zone intermédiaire
- $R_{sh}$  : Résistivité des argiles



**Figure 12:** Répartition des fluides et des résistivités dans la formation ( Document IFP)

## II.6.4- Perméabilité

C'est la capacité de la roche à laisser circuler les fluides, c'est un des paramètres les plus difficiles à déterminer. Un milieu poreux ne permet le déplacement des fluides que dans la mesure où ses pores sont reliés entre eux. Elle est désignée par la lettre K, et mesure la facilité avec laquelle une formation se laisse traverser par un ou plusieurs fluides.

En générale, la perméabilité (K) est calculée par une des méthodes suivantes :

- A partir des carottes qui passe par les tests du laboratoire.
- Au cours du forage d'après les essais de puits.
- A partir des diagraphies.

Comme la perméabilité (K) dépend essentiellement de la porosité et de la saturation en eau irréductible ( $S_{wirr}$ ), on peut essayer une des formules suivantes pour le calcul :

### ➤ La relation de WYLLIE & ROSE

$$K^y = C x \frac{\Phi e^x}{S_{wirr}} \dots\dots\dots \text{Formule 14}$$

Avec :

C : constante des fluides

$S_{wirr}$  : saturation en eau irréductible

x, y : exposant qui dépende de la région d'étude

$$1.5 \leq x \leq 4.4 \quad \& \quad 0.5 \leq y \leq 1.5$$

$\Phi_e$  : porosité effective

### ➤ La relation empirique

$$K = \frac{C x \Phi^3}{S_{wirr}} \dots\dots\dots \text{Formule 15}$$

C = 250 Pour les huiles

C = 100 Pour les gaz

### ➤ La relation de TIMUR

$$K = \frac{0.136 x \Phi^{m+2}}{S_{wirr}^2} \dots\dots\dots \text{Formule 16}$$



### II.6.4.1- Les types de perméabilité

#### A. Perméabilité absolue $K$

La perméabilité intrinsèque (absolue) d'une roche, est l'attitude de cette roche à laisser circuler à travers ses pores un fluide.

#### B. Perméabilité effective $K_e$ (phasique)

L'aptitude de l'espace poreux imprégné d'un liquide hétérogène à laisser passer ce fluide à travers ses pores. Elle dépend non seulement de la roche elle-même, mais aussi des pourcentages respectifs des fluides présents dans les pores.

#### C. Perméabilité relative $K_r$

Le rapport en % de la perméabilité effective à celle absolue est appelé perméabilité relative de la roche notée  $K_r$  est exprimé par la relation suivante :

$$K_r = \frac{K_e}{K} \dots \dots \dots \text{Formule 17}$$

#### D. Perméabilité carotte

Cette perméabilité est estimée sur des carottes prélevé dans le réservoir a étudié, dans un laboratoire, ça nous donne une idée sur la perméabilité du réservoir avant calcul, comme on la vue précéda ment le calcul de la perméabilité est un calcul très compliqué, donc on utilise la perméabilité carotte.

### II.6.5- Facteur de formation

Généralement, le facteur de formation (F) intervient dans le calcul de la saturation de l'eau de formation, il est exprimé comme il suit :  $F = \frac{a}{\Phi_e^m} \dots \dots \dots \text{Formule 18}$

Où :	a	: Coefficient de la nature de la roche
	F	: facteur de formation
	m	: Facteur de cimentation ou de tortuosité
	$\Phi_e$	: porosité effective

Les paramètres 'a' et 'm' varient selon le type de roche ; donc le facteur de formation 'F' peut se calculer de plusieurs manières et cela dépend de la nature de la formation.

On peut citer trois formules :

**Les formations compactes**

Dans la relation d'ARCHIE

$$F = \frac{1}{\phi^2} \dots\dots\dots \text{Formule 19}$$

Avec :  $a = 1, m = 2$

**Les formations à porosité modérée**

Dans la relation d'HUMBLE

$$F = \frac{0.81}{\phi^2} \dots\dots\dots \text{Formule 20}$$

Avec :  $a = 0.81, m = 2$

**La relation de SCHLUMBERGER**

Cette relation est la plus utilisée en ALGERIE

$$F = \frac{0.62}{\phi^{2.15}} \dots\dots\dots \text{Formule 21}$$

Avec :  $a = 0.62, m = 2.15$

**Les formations carbonatées non fissurées où a faible porosité**

Pour ce genre de formation on utilise la formule de SHELL :  $F = \frac{a}{\phi_e^m} \dots\dots\dots \text{Formule 22}$

Avec :  $a = 1, m = 1.87 + \left(\frac{0.0019}{\phi}\right)$

**II.7- Analyse statistique des paramètres pétrophysique**

La porosité et la perméabilité sont deux caractéristiques fondamentales d'un réservoir pétrolier dépendante de nombreux phénomènes géologiques (nature des sédiments, diagenèse, tectonique, ...etc.). De ce fait, ces deux paramètres ne sont pas forcément corrélables entre eux.

**II.7.1- Rappel sur le coefficient de corrélation**

Le coefficient de corrélation permet d'évaluer la qualité d'une liaison quelconque entre deux variables. Ce coefficient est compris entre 0 et 1, et il est défini par la relation suivante :

$$R^2 = \frac{S_{xy}}{S_x * S_y} = \frac{cov(X,Y)}{\sqrt{\sum(X_1 - X_{moy})^2 * \sum(Y_1 - Y_{moy})^2}} \dots\dots\dots \text{Formule 23}$$

$$cov = \frac{1}{n} * \sum(X_1 - X_{moy}) * \sum(Y_1 - Y_{moy}) \dots\dots\dots \text{Formule 24}$$

La covariance cov (x,y) est une variation réunie de deux variables autour d'une moyenne commune.

- Si  $R^2$  est proche de (+1), la relation entre deux variables est directe
- Si  $R^2$  est proche de (0), l'une des variables évolue d'une manière inverse à l'autre

## II.7.2- Corrélation Porosité-Perméabilité

Parmi les relations de corrélations existante entre la porosité et la perméabilité on a :

- Les corrélations empiriques
- Les corrélations expérimentales

### II.7.2.1- Corrélation empiriques (Schlumberger)

$$\sqrt{K} = 250 * \frac{\phi^3}{S_{irr}} \dots\dots\dots \text{Formule 25}$$

K : Perméabilités

S : Saturation irréductible

$\phi$  : Porosité en fraction

### II.7.2.2- Corrélation expérimental

$$\text{Log } K = A . \phi + B \dots\dots\dots \text{Formule 26}$$

K : Perméabilité (en md)

A, B : Constantes de l'équation linéaire

$\phi$  : Porosité (en fraction d'unité)

---

## **Chapitre III**

### **Résultats Et Discussion**

---

### **III.1- Introduction**

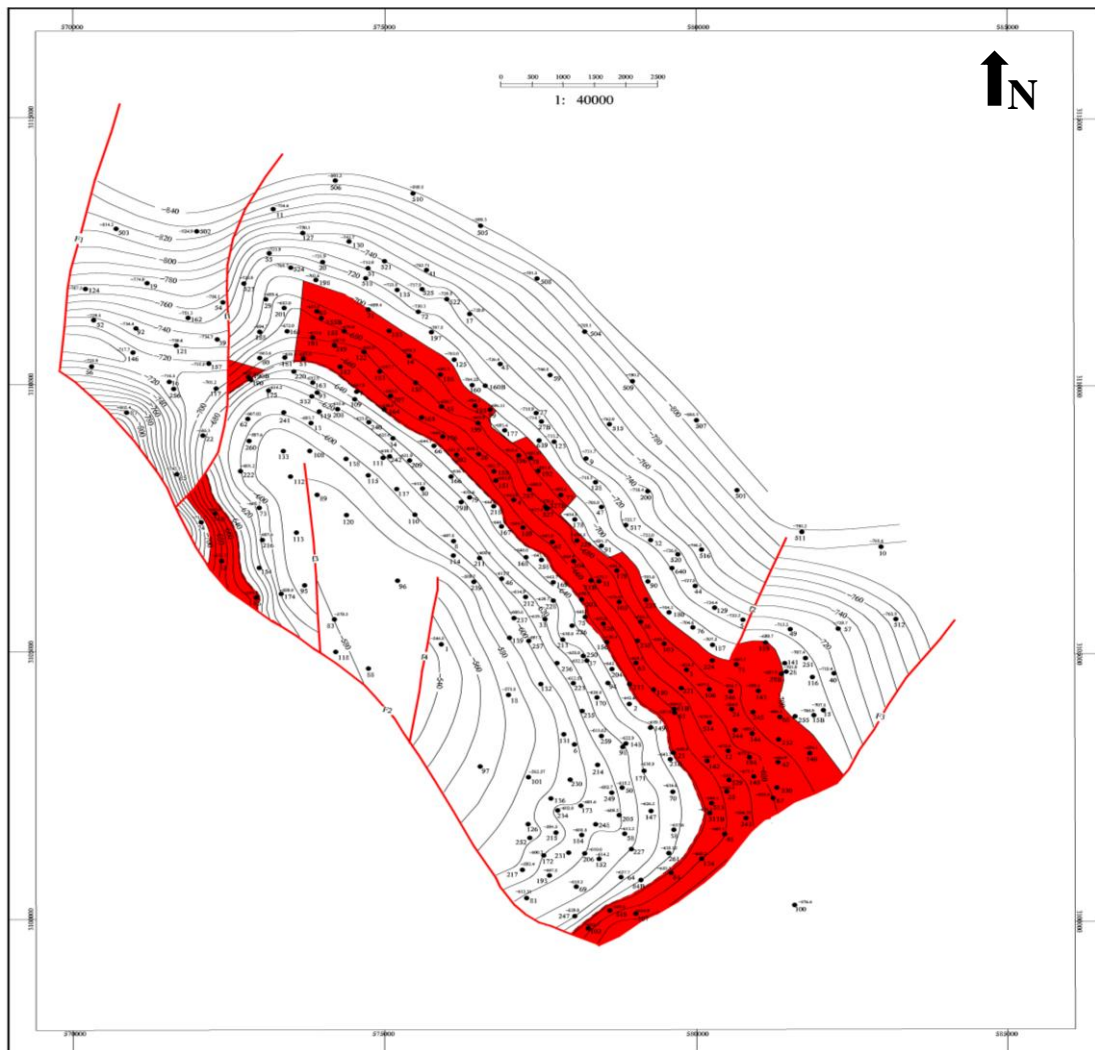
La caractérisation pétrophysique de réservoir F2 du Dévonien Supérieur a t'approchée en utilisant les données de diagraphies décrites dans le chapitre précédent. En l'absence des données de carottes, nous avons utilisées la panoplie des logging disponibles concernant le F2.

### **III.2- Objectif**

Cette interprétation a pour but l'évaluation des caractéristiques pétrophysique du réservoir F2 en tenant à établir également des cartes d'épaisseurs et de paramètres pétrophysiques, permettant de cerner les zones qui seront plus perspective en hydrocarbures relativement au réservoir Dévonien supérieur F2.

### **III.3- Présentation des puits d'étude**

Les logging de quarante un (41) puits ont été utilisées pour caractériser Le F2. La plupart d'entre eux sont implantés dans l'anneau représenté en rouge dans la (La **Figure.13**).



**Figure 13:** Situation des puits dans le champ de Zarzaitine

( Association Sonatrach/ Sinopec, rapport interne)

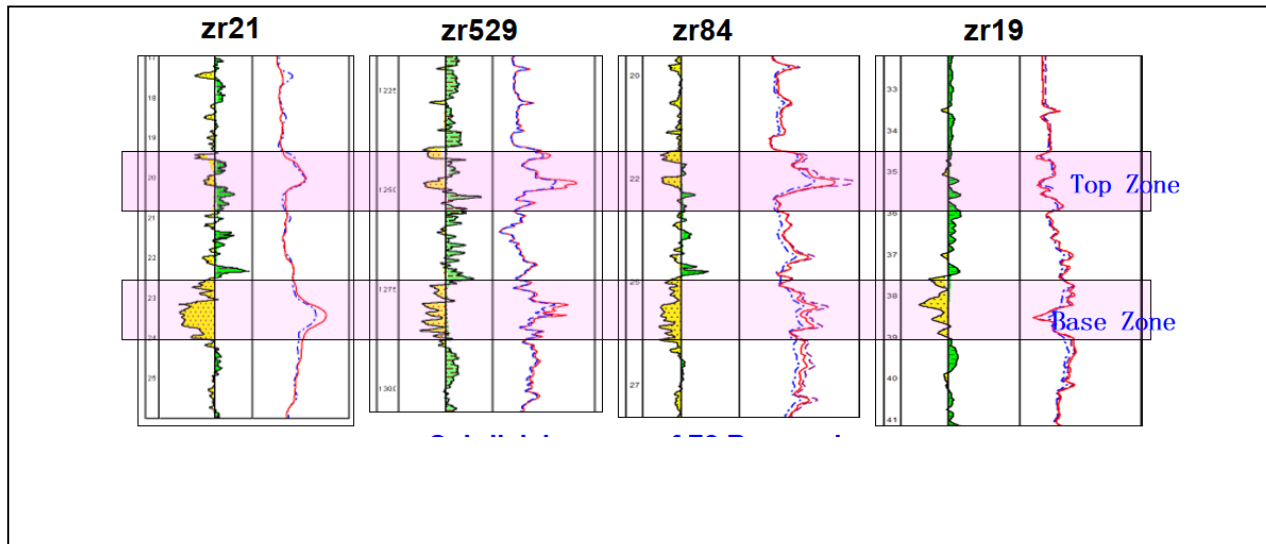
### III.4- Evaluation qualitative

Pour pouvoir réaliser une évaluation qualitative des différents paramètres lithologiques (lithologie, minéralogie, etc.), nous devons tracer différents reports graphiques, appelés Cross-plot qui sont la combinaison de deux ou de plusieurs diagraphies.

#### III.4.1- Découpage diagraphique vertical du réservoir F2

Sur La **Figure 14** sont mises en évidence, grâce à la corrélation, deux sections gréseuses relativement importantes appartenant au réservoir F2. Une partie supérieure et une autre inférieure. Nous remarquons généralement que la partie inférieure a une

tendance gréseuse plus importante que la supérieure, avec de meilleures caractéristiques pétrophysique.



**Figure 14 :** Découpage diagraphique du réservoir F2 de Zarzaitine

### III.4.2- Minéralogie des argiles

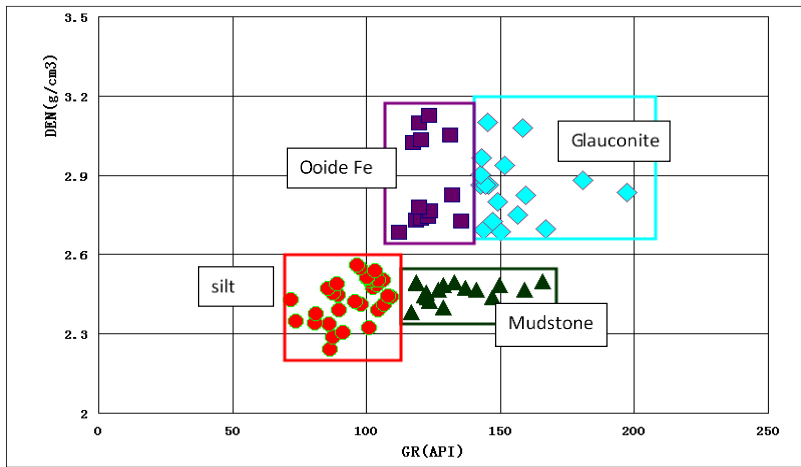
L'analyse des reports graphique de cross-plots établis pour le F2 mentionnés sur les figures (**La Figure 15, La Figure 16 et La Figure 17**), nous a permis de conclure ce qui suit :

Le F2 est principalement composée des silts avec l'existence de calcaire oolithique, pyrite et chlorite.

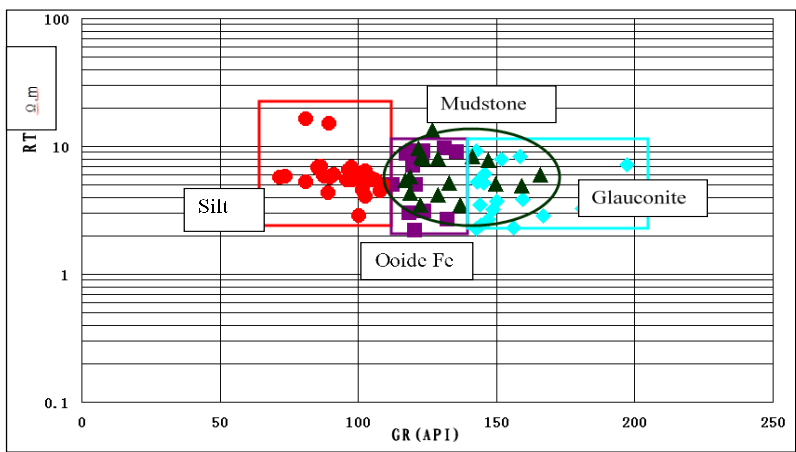
Au top du réservoir, les valeurs de Gamma ray sont importantes avec de faibles résistivités dues à la présence d'argiles compactées. La partie inférieure du F2 est relativement riche en grès alors que la partie intermédiaire est principalement composée de mudstone caractérisé par un GR élevé, une densité importante, une faible résistivité et une grande porosité.

### III.4.3-Les cross-plots (RHOB - NPHI)

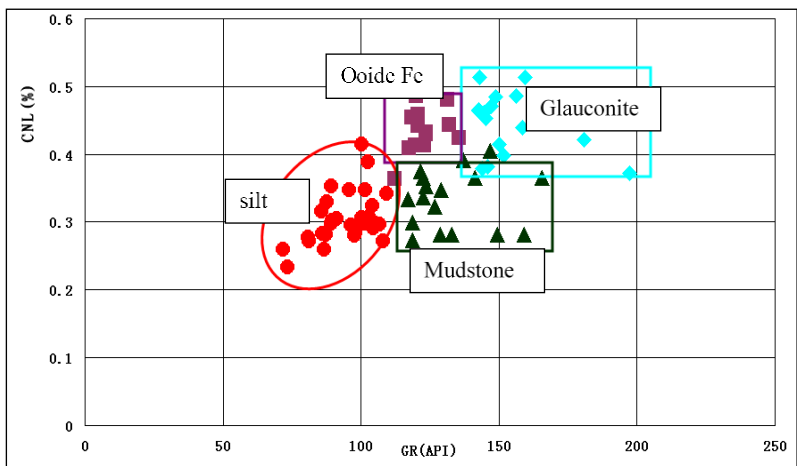
La lithologie de réservoir F2 est gréseuse à calcaire, la distribution des points est elliptique, indiquant son hétérogénéité (figures 18,19). Le GR est relativement élevé pour un faciès propre ce qui révèle une présence disons assez importante des silts par



**Figure 15 :** Identification lithologique, cross-plot (DEN-GR)



**Figure 16 :** Identification lithologique, cross-plot (Rt - GR)



**Figure 17 :** Identification lithologique, cross-plot (CNL - GR)



endroit. La porosité varie de 15 à 25% à l'exception du réservoir supérieur au niveau de ZR233.

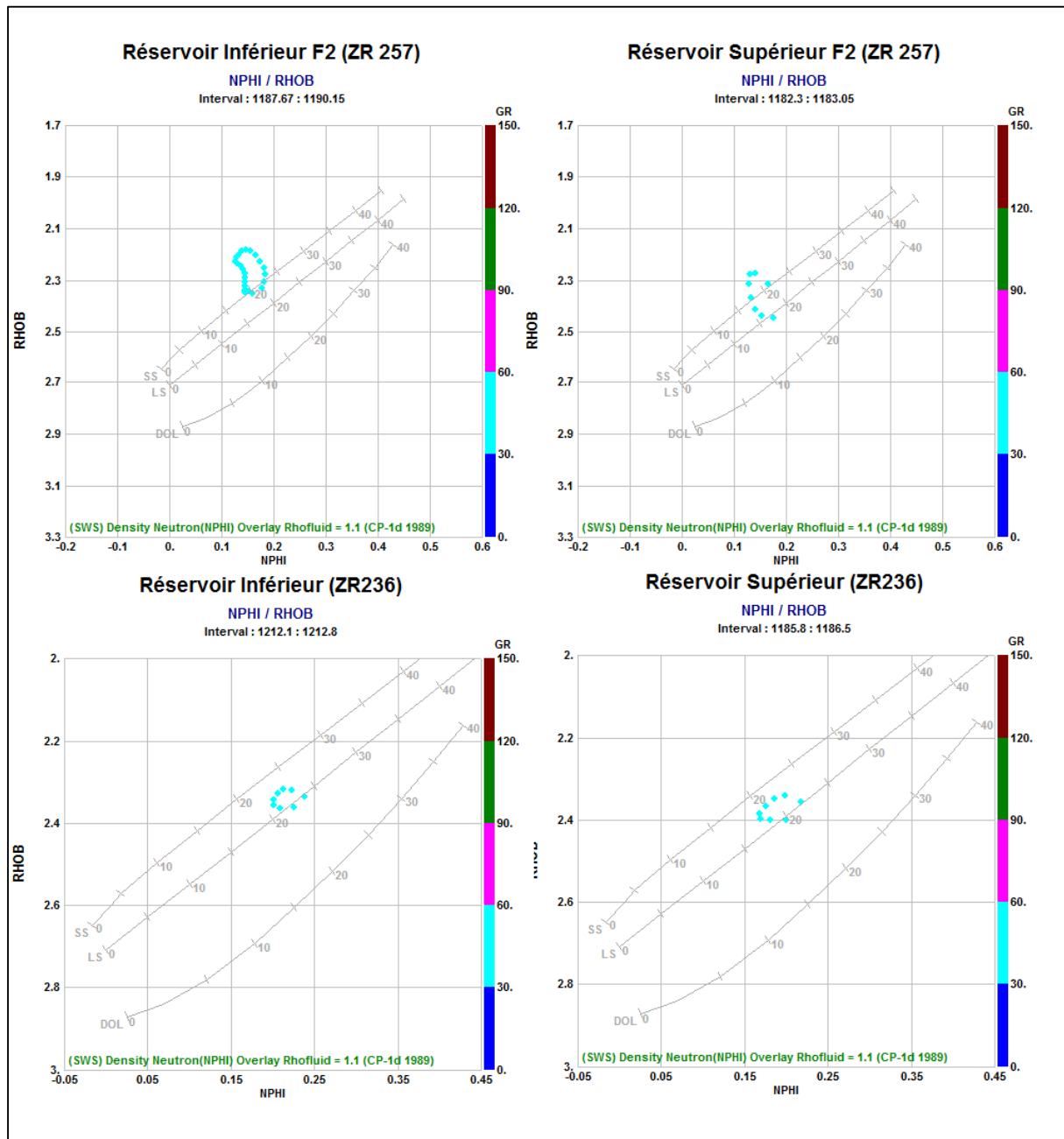
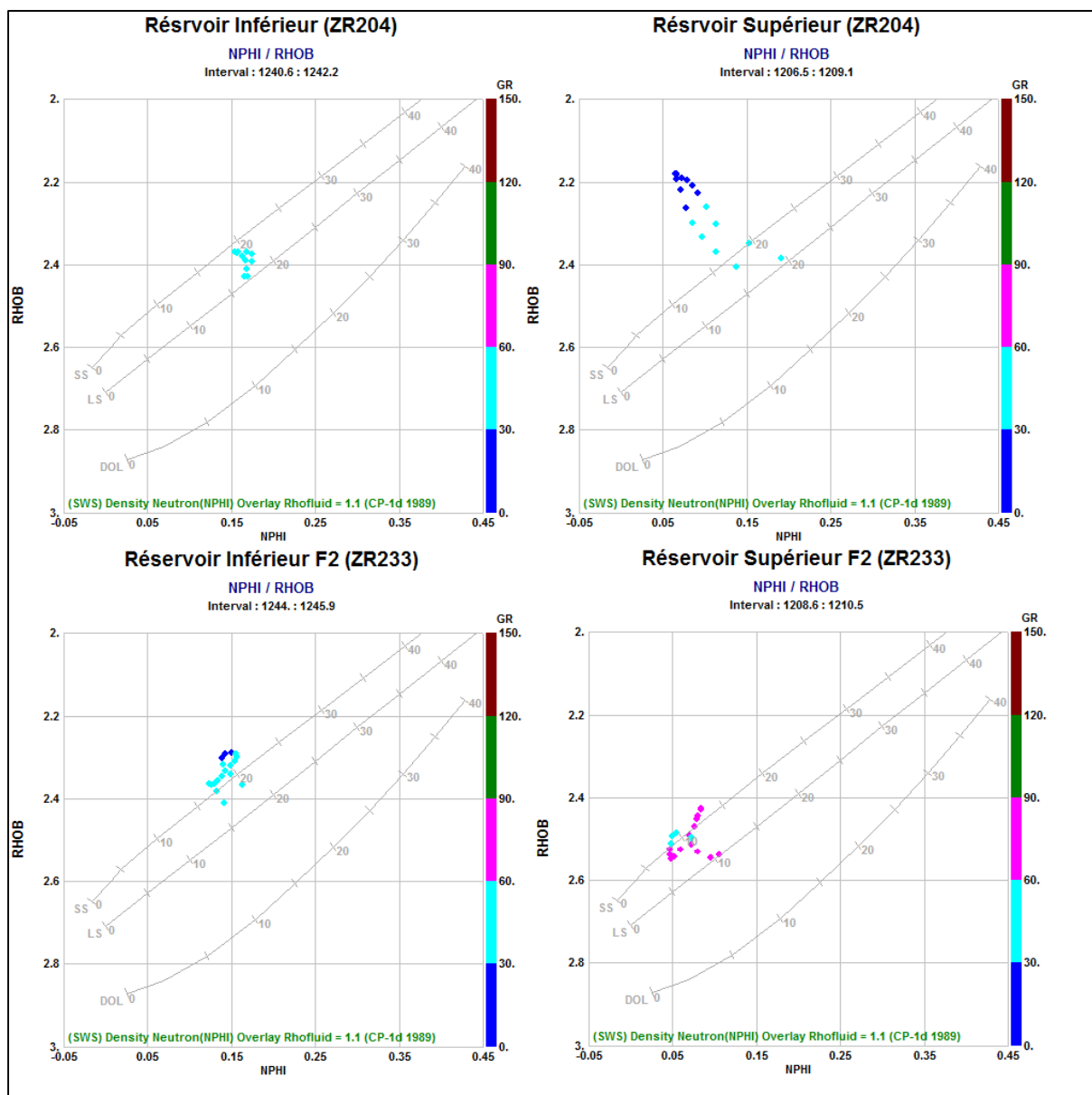


Figure 18 : Abaque lithologique, cross-plot (RHOB - NPHI) - puits ZR257 / ZR236



**Figure 19:** Abaque lithologique, cross-plot (RHOB - NPHI) - puits ZR204 / ZR233

#### III.4.4- Nature de la matrice

Le puit (ZR257) est le seul qui possède les données sonic ( $\Delta t$ ) couvrant tout le F2. Il permet seulement de comprendre une partie de la composition réservoir afin de réaliser des corrélations et appréhender la minéralogie sur des puits adjacents.

Sur le pointé M-N plot établis pour le puits ZR-257 (**La Figure.20**), les points du réservoir se concentrent dans la zone Quartz Sands, avec un petit déplacement vers la zone calcaire, ce qui confirme la nature de la matrice déjà déterminée par les cross-plots précédents.

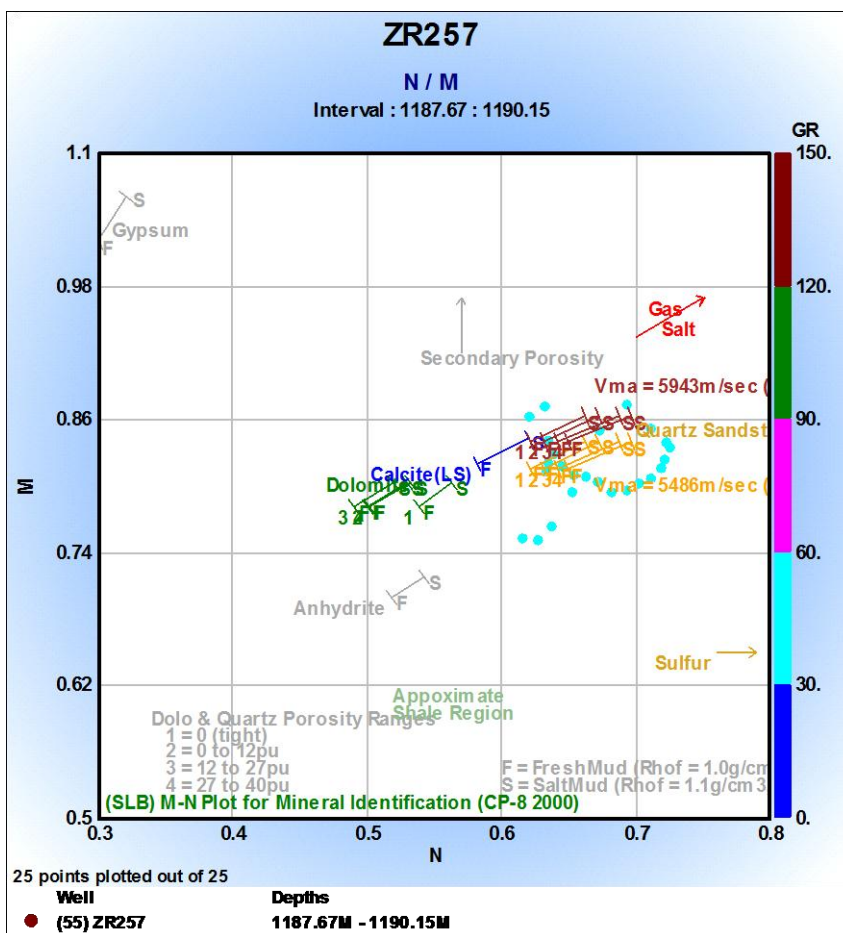


Figure 20 : Identification de la nature de la matrice (M - N plot)

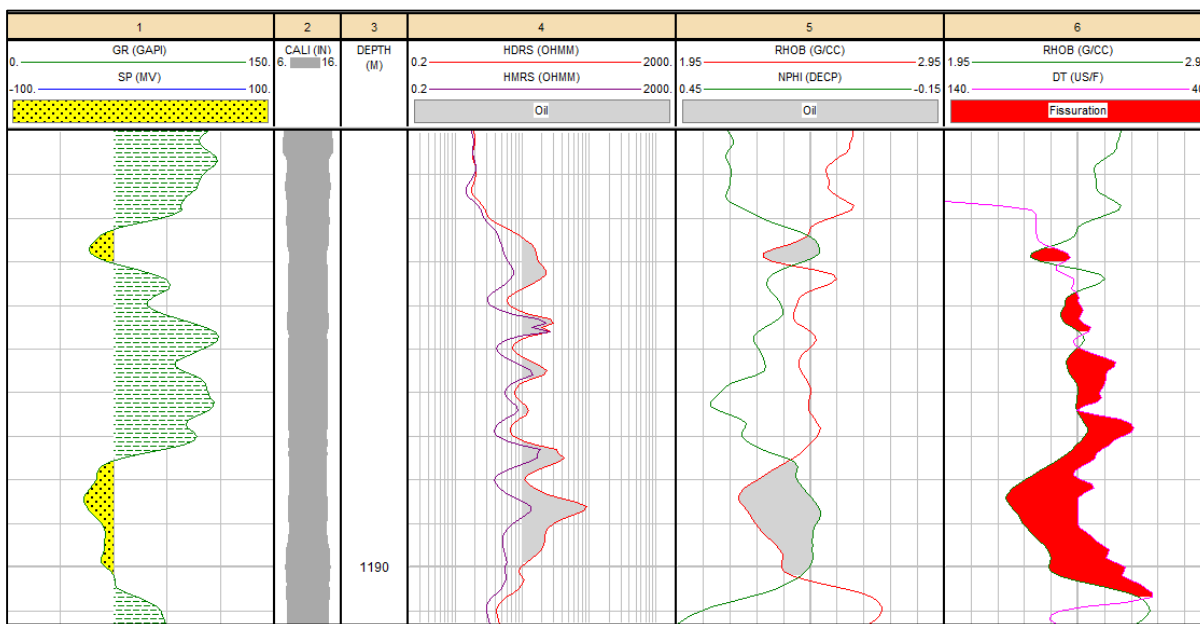


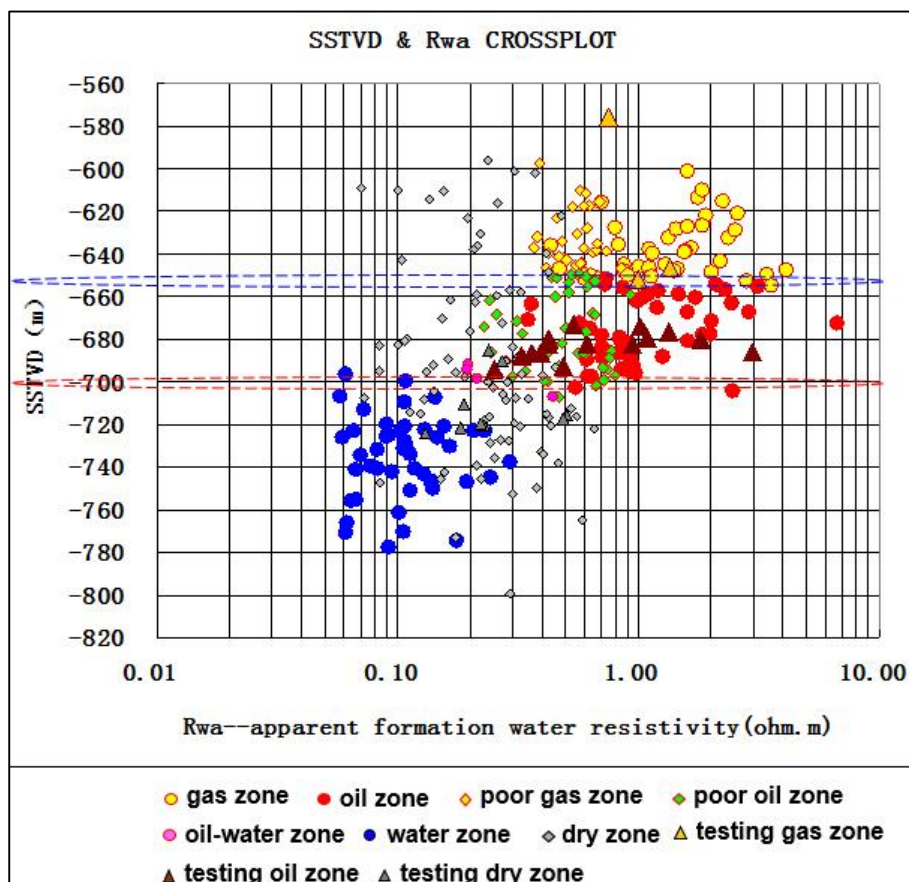
Figure 21: Cross-over et logs du puits ZR257

### III.4.5- La distribution des fluides

Ce cross-plot est réalisé à partir de 65 puits en intégrant 297 layers de différentes formations dont :

- 53 à huile
- 34 à gaz
- 42 à faible teneur en huile
- 17 à faible teneur en gaz
- 43 à eau
- 104 à formations sèches

**L'Erreur ! Source du renvoi introuvable.** montre que 100% de formations riches ou pauvres en gaz se situent vers 648m sous le niveau de la mer, 95% des formations à huile se trouvent entre -700 m et -648m. Alors que 97.7% des formations à eau (dont la résistivité moyenne est de  $0.088\Omega.m$ )<sup>1</sup> sont en dessous de -700m. Par conséquent, le GOC et WOC de la formation F2 sont respectivement entre -648m et -700 m.



**Figure 22:** La distribution des fluides cross-plot (profondeur - Rwa)

<sup>1</sup> Il faut assurer une bonne étanchéité de l'eau parce qu'il s'agit d'un milieu corrosif

### III.5- Evaluation pétrophysique des sondages

#### III.5.1- Détermination des paramètres d'argiles

Les paramètres d'argiles sont nécessaires pour les corrections des porosités densité, neutron et sonique des niveaux contenant une certaine teneur en argile. Les paramètres d'argiles ( $\Delta T_{sh}$ ,  $\Phi N_{sh}$ ,  $\rho_{sh}$ ,  $R_{sh}$ ) sont estimés en choisissant un niveau épais, le moins cavé et le plus proche du réservoir ou de préférence dans le réservoir.

##### A/ Détermination du volume d'argile

Le volume d'argile a été calculé pour tous les sondages par la relation suivante :

$$V_{sh} = \frac{(CGR_{lu} - CGR_{min})}{(CGR_{max} - CGR_{min})} \dots\dots\dots \text{Formule 27}$$

Où :

$CGR_{lu}$  : valeur du CGR lue en face de l'intervalle considéré ;

$CGR_{min}$  : valeur du CGR ;

$CGR_{max}$  : valeur du CGR ;

$V_{sh}$  : volume de l'argile.

A noter que toutes les valeurs de  $V_{sh}$  sont dans l'annexe A.

##### B/ Choix du $V_{sh-cutoff}$

Dans le champ de Zarzaitine, le  $V_{sh cut off} = 45\%$  . A partir de cette valeur, le  $CGR_{cut-off}$  est déterminé. Ceci pour distinguer les intervalles gréseux des intervalles argileux.

$$CGR_{cut off} = [V_{sh cut off} \times (CGR_{max} - CGR_{min})] + CGR_{min} \dots\dots\dots \text{Formule 28}$$

#### III.5.2- Estimation des épaisseurs utiles (Net-pay)

L'identification des hydrocarbures de chaque puits est représentée par une épaisseur utile appelé **Net-pay zone**, ce dernier est déterminé à partir d'une combinaison de log et cross-plot (**La Figure.23** obéissant à un certain critère. Le Net-pay global d'un réservoir est une simple moyenne arithmétique des épaisseurs. A note que toutes les valeurs de Net-pay sont dans l'annexe A.

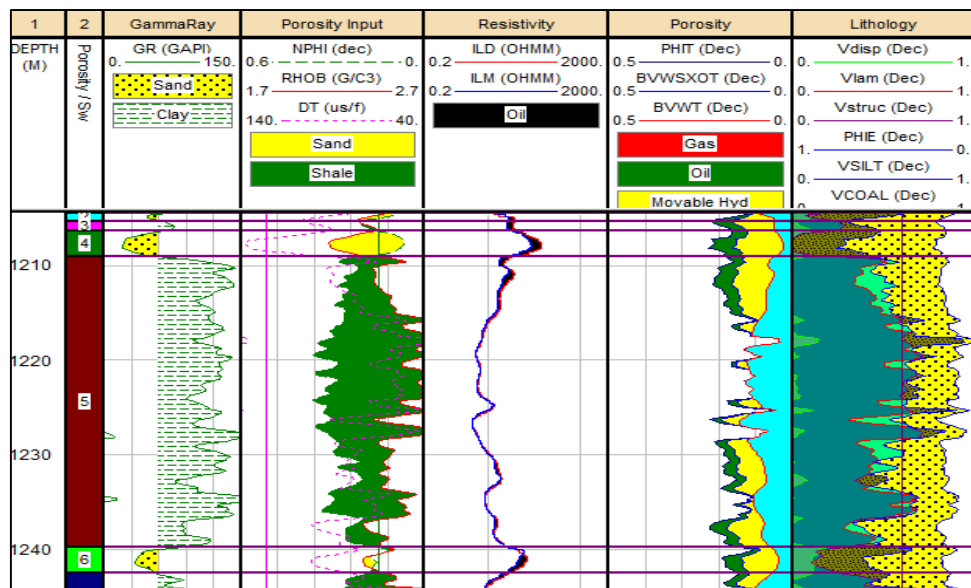


Figure 23 : Identification des zones a hydrocarbures (log)

### III.5.3- Estimation de la porosité effective $\Phi_e$

La porosité utile retenue pour le réservoir F2 doit être corrigée par rapport à l’effet d’argile, puisque la porosité diagraphique des argiles n’est pas nulle, La présence d’argile dans un réservoir a tendance à augmenter la porosité de ce réservoir et donc surestimer les réserves d’hydrocarbures en place.

L’augmentation de la porosité du réservoir par l’effet d’argile est fonction :

- Du volume d’argile ( $V_{sh}$ ) dans le réservoir
- De la porosité “diagraphique” de l’argile ( $\Phi_{ssh}$ ,  $\Phi_{Dsh}$ ,  $\Phi_{Nsh}$ )

Voir les formules :

Toutes les valeurs de ces porosités sont dans l’annexe A.

### III.5.4- Estimation de la saturation d’eau $S_w$

La saturation d’eau a été estimée à partir de la formule de **Dual water** qui est définie comme suit :

$$\frac{l}{Rt} = \frac{\Phi_T^{m^*} \times S_w T^n}{a} \times \left( \frac{l}{R_w} + \frac{S_w b}{S_w T} \left( \frac{l}{R_{wb}} - \frac{l}{R_w} \right) \right) \quad \dots\dots\dots \text{Formule 29}$$

$$m^* = m_{input} + C_m (0.258 \times Y + 0.2(1 - e^{-16.4 \times Y})) \quad \dots\dots\dots \text{Formule 30}$$

$$Y = \frac{Q_v \times \phi_T}{1 - \phi_T}$$

- m : facteur de cimentation  
 m\* : facteur cimentation utilisé pour Dual eau  
 n : exposant de saturation  
 a : facteur de tortuosité
- $\Phi_T$  : porosité total  
 $S_w$  : saturation en eau  
 $S_{wT}$  : saturation totale en eau  
 $S_{wb}$  : saturation limite  
 $R_w$  : résistivité de l'eau de formation  
 $R_{wb}$  : résistivité à 100% de saturation en eau  
 $R_t$  :résistivité de la zone vierge  
 $Q_v$  : capacité d'échange de cations par unité de volume des pores (meq / ml)  
 $C_m$  : paramètre d'ajustement (on prend  $C_m = 1$  par défaut)

**Toutes les valeurs de la saturation en eau sont dans l'annexe A.**

### III.5.5- Calcul des valeurs moyennes des paramètres pétrophysique

Les valeurs moyennes des paramètres pétrophysique ont été calculées, suivant des conditions limites (cut-off) pour chaque paramètre, tel que :

- **$V_{sh} < 40 \%$ .**
- **$\Phi > 11\%$**
- **$S_w < 50 \%$**

Ainsi les paramètres suivants définissent l'ensemble des niveaux réservoirs de même que leurs hauteurs utiles :

- ✓ La hauteur totale ( $H_t$ ) est l'épaisseur entre le toit et le mur de la formation.
- ✓ La hauteur utile ( $H_u$ ) a été considérée comme étant la hauteur utile moins l'épaisseur des bancs argileux et des bancs compacts.
- ✓ Le Net-pay est l'épaisseur des bancs à hydrocarbures.

La moyenne pondérée a été considérée pour l'estimation des valeurs moyennes est :

$$(\mathbf{X})_{\text{moy}} = \frac{\sum (\mathbf{H}_i * \mathbf{x}_i)}{\sum (\mathbf{H}_i)} \dots\dots\dots \text{Formule 31}$$

- Où :
- X** : paramètre pétrophysiques.
  - i** : l'intervalle considéré.
  - H<sub>i</sub>** : épaisseur de l'intervalle considéré.

Afin de bien cerner la distribution des paramètres pétrophysiques autour de la valeur moyenne, on a utilisé une analyse des histogrammes ainsi que des reports graphiques de probabilité. Les résultats des moyennes des paramètres pétrophysique sont présentés dans le tableau qui suit :

**Tableau 4** : Tableau des paramètres pétrophysique

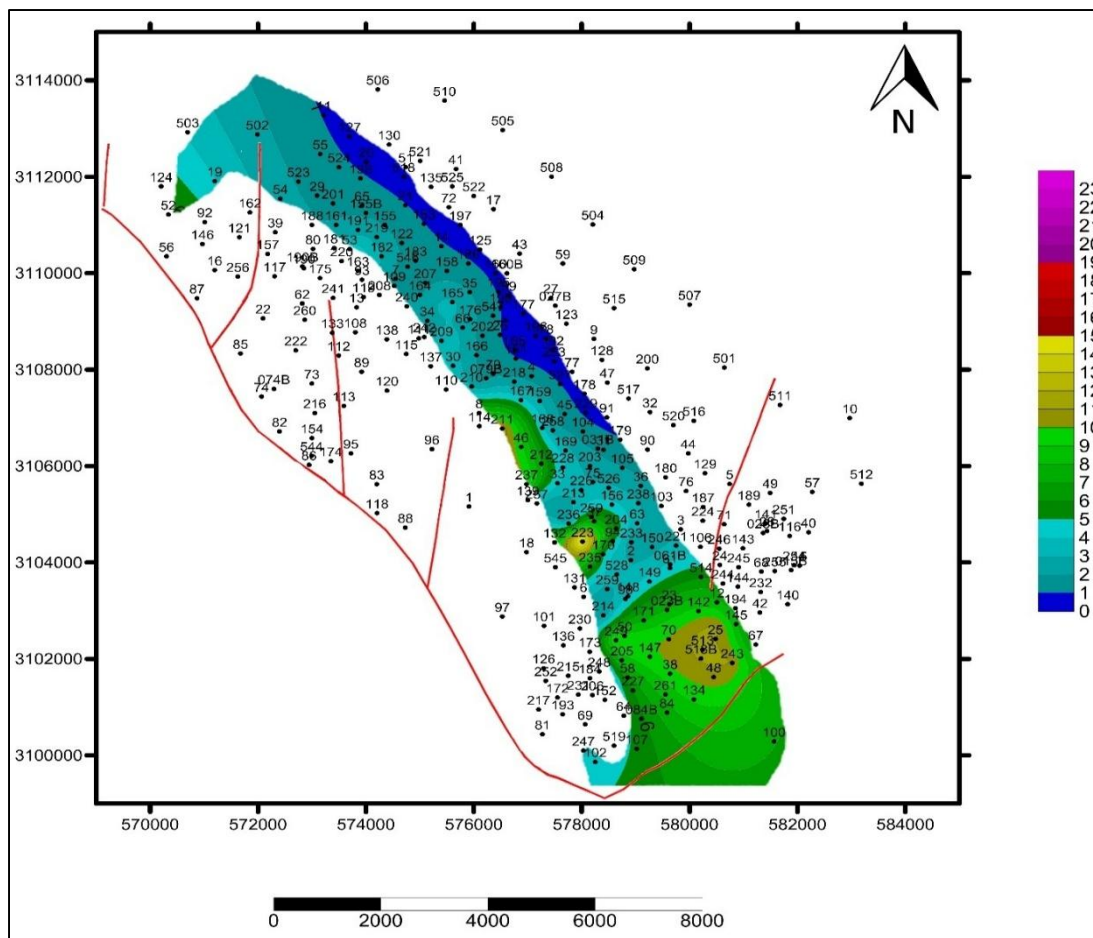
Paramètres pétrophysique	V <sub>sh</sub> %	Φ <sub>e</sub> %	K (md)	S <sub>w</sub> %	S <sub>o</sub> %	Netpay (M)	Net gross (%)
Moyenne pondérée	19.67	18.03	86.94	39.99	60.01	5.12	10.35

### III.6- Distribution spatiale des paramètres du réservoir F2

#### III.6.1- Extension latérale du réservoir F2

( La **Figure.24**) montre un axe de variation de l'épaisseur utile orienté NW-SE. L'épaisseur varie de de 0 m à 24 m. Les plus grandes valeurs concernent la partie sud-est du réservoir F2. L'épaisseur utile diminue en allant vers la partie nord du réservoir.

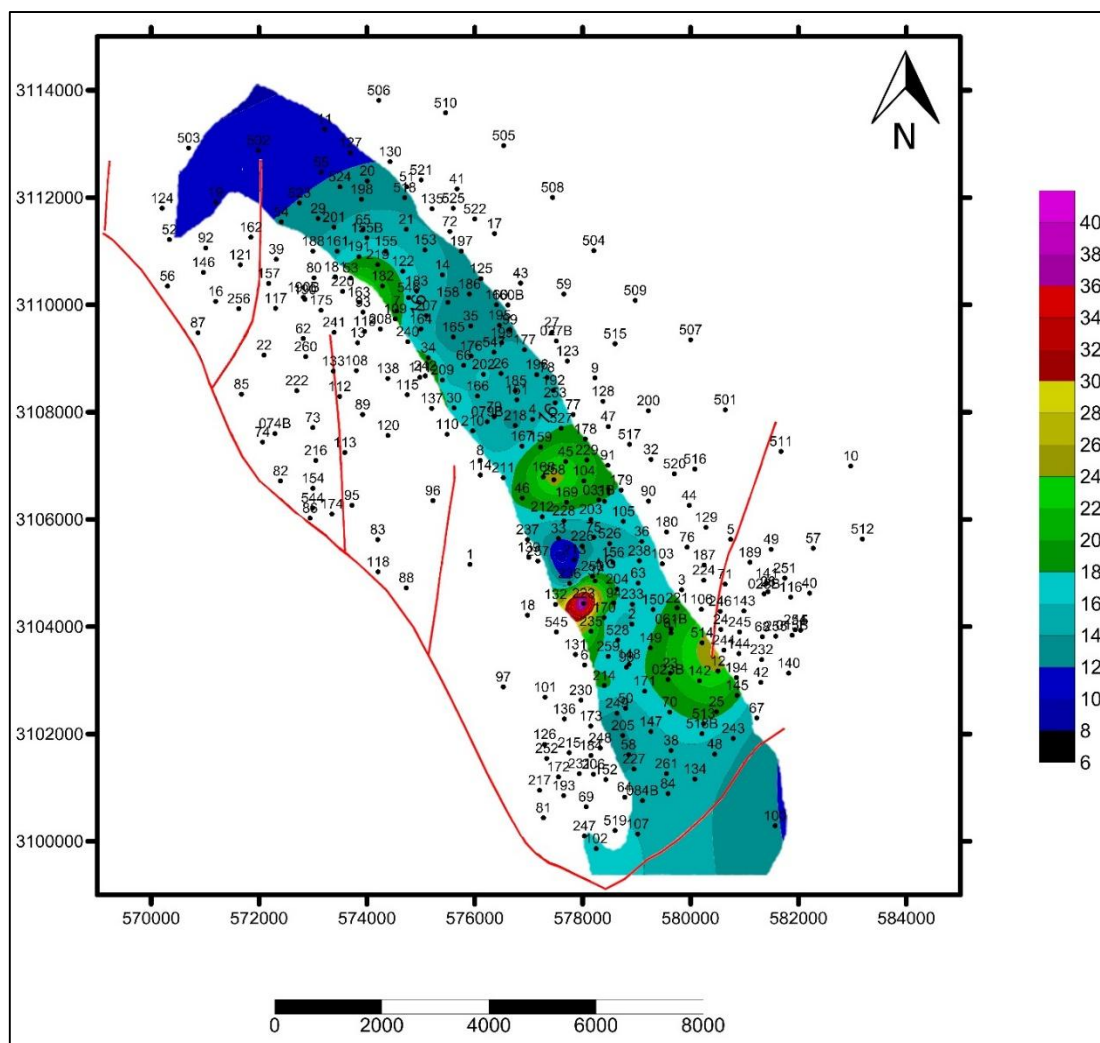




**Figure 24 :** Carte en iso-épaisseur utile du Dévonien Supérieur (F2) de Zarzaitine

### III.6.2- Evolution spatiale de la porosité

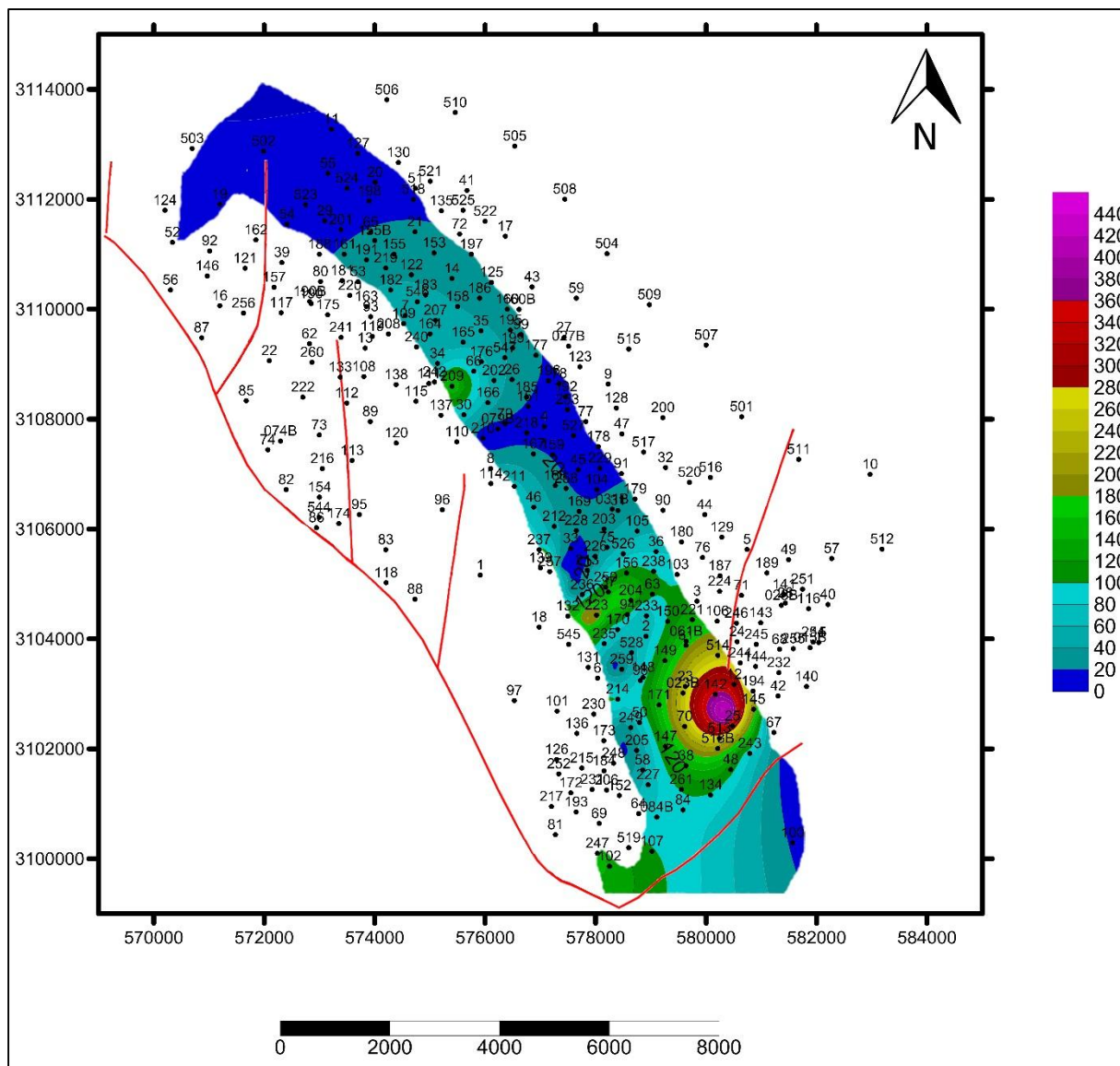
( La Figure 25) montre que les porosités varient de 6 à 40%. Les plus grandes valeurs (30 – 36%) sont concentrées vers le sud du réservoir, autour du puits **ZR-223** (avec une valeur de porosité de 43.60%). La porosité étant moyenne vers la partie nord du réservoir.



**Figure 25** : Carte en iso-porosité utile du Dévonien Supérieur (F2) de Zarzaitine

### III.6.3- Evolution latérale de la perméabilité

Les bonnes valeurs de perméabilité sont enregistrées dans la partie sud-est du réservoir (**La Figure.26**). La valeur maximale enregistrée dans le F2 se trouve dans le puits **ZR-529** (458 md). Elle devient faible (< 100 md) vers la partie nord du réservoir.



**Figure 26** : Carte en iso-perméabilité du Dévonien Supérieur (F2) de Zarzaitine

### III.6.4- Evolution spatiale de l'argilosité

( La Figure 26) montre une importante argilosité dans la partie nord du F2. Elle devient moins importante vers le sud du réservoir, et moyenne vers la partie sud-est. Les plus faibles valeurs sont enregistrées dans les puits **ZR223** (~1% d'argiles), **ZR170** (~3% d'argiles).

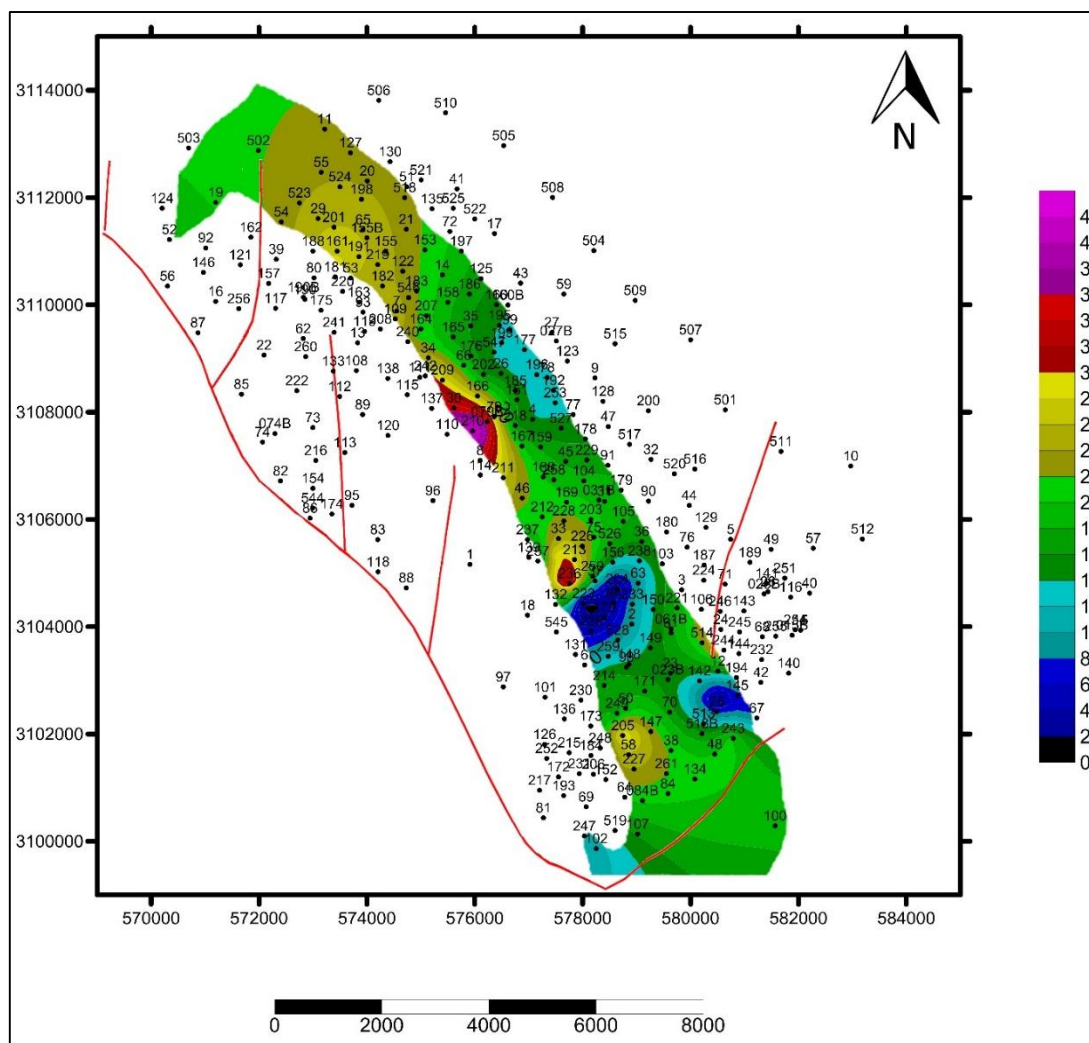
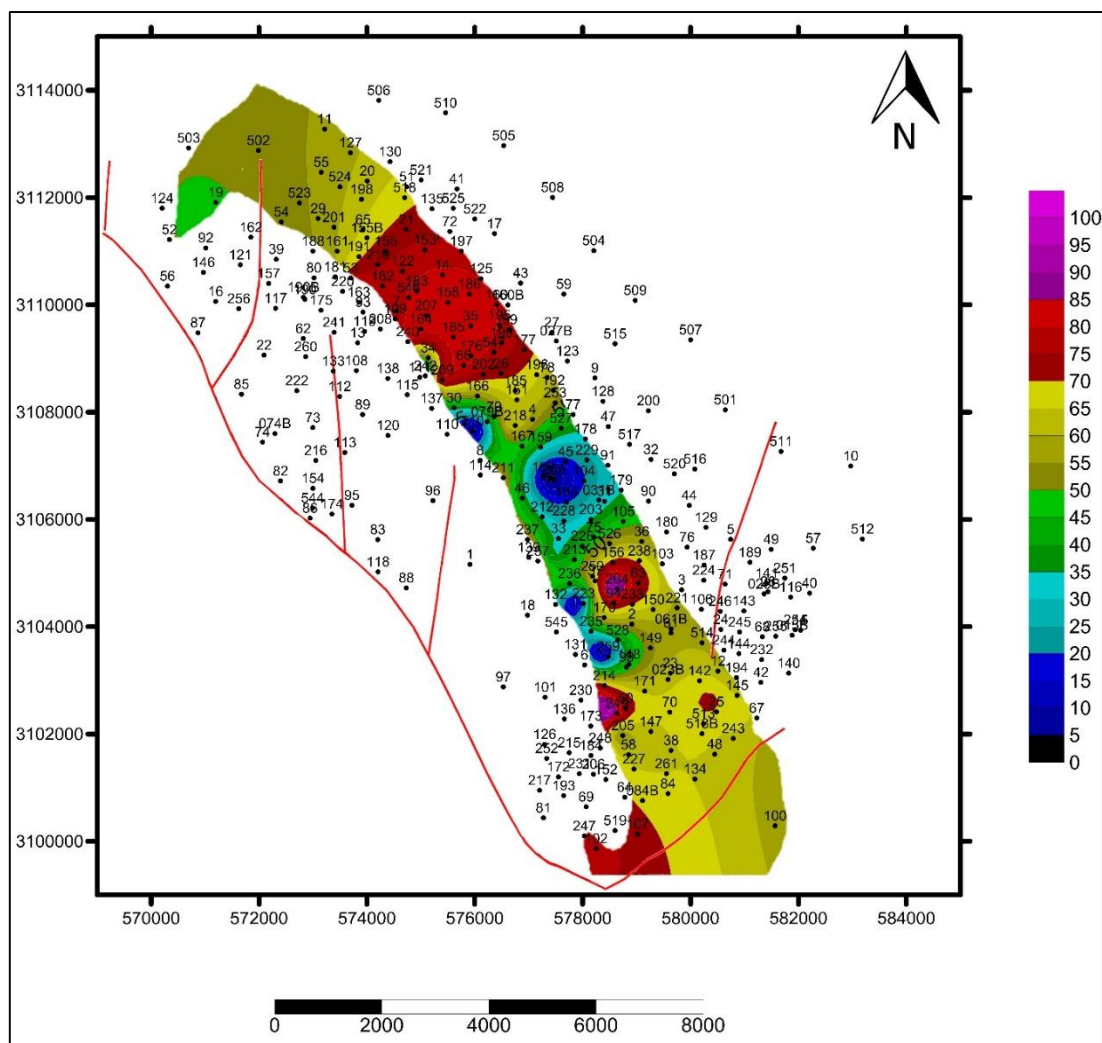


Figure 27 : Carte en iso-argilosité du Dévonien Supérieur (F2) de Zarzaitine

### III.6.5- Evolution spatiale de la saturation en huile

La saturation en huile est importante dans la partie nord du réservoir comme indiqué sur (la Figure 28) Cela est dû à l'existence de fissures dans les silts contenues dans les grès du F2. On remarque une concentration de valeurs importante (allant jusqu'à >90%) dans la partie du milieu du réservoir vers le puits ZR204.



**Figure 28:** Carte en iso-saturation en huile du Dévonien Supérieur (F2) de Zarzaitine

### III.6.6- Distribution latérale des volumes d'hydrocarbures

Les plus grands volumes d'hydrocarbures par puits, exprimés par le produit (Net-pay \* porosité) sont concentrés dans le sud du réservoir, autour du puits **ZR-223**. Ces valeurs deviennent moyennes vers la partie nord du réservoir (**La Figure 29**).

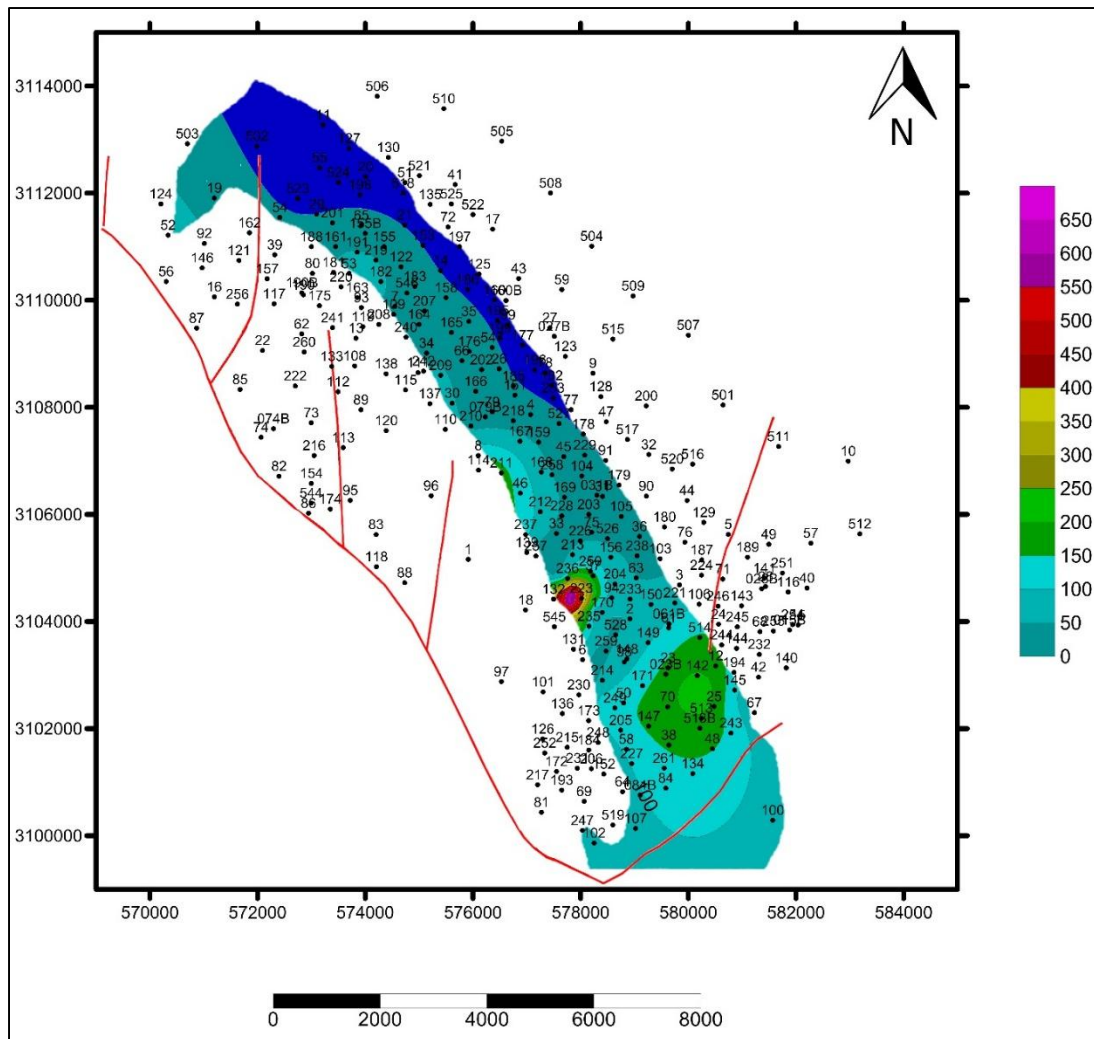


Figure 29 : Carte des volumes d'hydrocarbures (épaisseur utile \* porosité)

---

## **Chapitre IV**

# **Estimation des réserves en place et récupérables**

---

## Chapitre IV : Estimation des réserves en place et récupérables

### IV.1- Introduction

La connaissance du volume des hydrocarbures en place dans un gisement est essentielle pour toute l'exploitation future d'un champ pétrolier. Elle est en relation directe avec les quantités d'huile ou de gaz contenues dans les roches réservoirs et des paramètres du réservoir, notamment la porosité, la perméabilité, la saturation en eau. Ces paramètres sont évalués dans notre étude sauf la base de données de diagraphies. Pour le calcul des réserves d'huile du réservoir Dévonien Supérieur - F2 dans le champ de Zarzaitine, nous avons opté pour la méthode volumétrique proprement dite. Ce choix est dicté par la qualité et de la quantité des données, le degré d'exploitation du gisement, et le régime de production.

### IV.2- La méthode volumétrique

Le volume d'hydrocarbures en place est donné par la formule suivante :

$$Q = F \cdot h_u \cdot \Phi_u \cdot S_o \cdot \Theta \cdot \rho_o \quad [\text{en Tonne}]$$

Où :

- F** : surface de la zone à huile (en m<sup>2</sup>)
- h<sub>u</sub>** : épaisseur effective pétrolifère moyenne de la couche (en m)
- Φ<sub>u</sub>** : coefficient moyen de porosité ouverte de la couche réservoir (en fraction d'unité)
- S<sub>o</sub>** : coefficient moyen de saturation en huile (en fraction d'unité)
- ρ<sub>o</sub>** : densité moyenne de l'huile dans les conditions de la surface du sol (en t/m<sup>3</sup>)
- Θ** : coefficient de recalcul.

$$\Theta = \frac{1}{FVF}$$

Où :

**FVF** : facteur volumétrique de fond

### IV.3- Détermination des différents paramètres de la méthode volumétrique

#### IV.3.1- Superficie productive (F)

La superficie productive délimitée par le contact huile/eau (-707 m) a été mesurée par les ingénieurs de l'association en utilisant le logiciel de **Schlumberger (Petrel)**. Ils ont obtenu le résultat suivant :

$$F = 27.425 \times 10^6 \text{ m}^2$$



## **Chapitre IV : Estimation des réserves en place et récupérables**

---

### **IV.3.2- Epaisseur effective pétrolifère ( $h_u$ )**

L'épaisseur utile a été déterminée à partir des diagraphies (moyenne arithmétique), on a obtenu le résultat suivant :

$$h_u = 5.12 \text{ m}$$

### **IV.3.3- Calcul du coefficient de porosité utile ( $\Phi_u$ )**

Une moyenne pondérée de la porosité utile a été calculée à partir des données de diagraphies. Le résultat obtenu est :

$$\Phi_u = 18.03 \%$$

### **IV.3.4- Coefficient moyen de la saturation en huile du gisement ( $S_o$ )**

Selon les données de diagraphies, le coefficient moyen de saturation en huile a été calculé comme une moyenne pondérée :

$$S_o = 60.01 \%$$

### **IV.3.5- Coefficient de recalcul ( $\Theta$ )**

Ce coefficient sert à ramener le volume des hydrocarbures aux conditions de surface, il est égal à  $1/FVF$ .

D'après les données des rapports de la région,  $FVF = 1.37$

D'où le coefficient de recalcule serait :

$$\Theta = 0,79$$

### **IV.3.6- Densité de l'huile ( $\rho_o$ )**

La densité est mesurée au laboratoire à l'aide d'un densimètre et d'un thermomètre, la densité moyenne de l'huile du F2 est :

$$\rho_o = 0,81 \text{ t/m}^3$$

## **IV.4- Calcul des réserves**

### **IV.4.1- Réserves en place**

$$Q = F \cdot h_u \cdot \Phi_u \cdot S_o \cdot \rho_o$$

## Chapitre IV : Estimation des réserves en place et récupérables

---

$$Q = (27.425 \times 10^6) \times 5.12 \times (18.03 \times 10^{-2}) \times (60.01 \times 10^{-2}) \times 0,81$$

$$Q = 12.31 \times 10^6 \quad \text{Tonnes d'huile (dans les conditions de fond ; huile en place)}$$

### IV.4.2- Réserves récupérable

$$Q = F \cdot h_u \cdot \Phi_u \cdot S_o \cdot \Theta \cdot q_o$$

$$Q = (27.425 \times 10^6) \times 5.12 \times (18.03 \times 10^{-2}) \times (60.01 \times 10^{-2}) \times 0,79 \times 0,81$$

$$Q = 9.72 \times 10^6 \quad \text{Tonnes d'huile (dans les conditions de surface)}$$

---

## **CONCLUSION GENERALE**

---

# **Conclusion générale et recommandations**

---

## **CONCLUSION GENERALE**

La présente étude du réservoir F2, basée sur les différentes données disponibles de diagraphies, a abouti aux conclusions suivantes :

- Le réservoir Dévonien Supérieur (F2) est gréseux avec des passés calcaires, et niveaux nombreux de silts. Il est hétérogène aussi bien spatialement que verticalement.
- Epaisseurs .
- En général, les paramètres pétrophysique du F2 sont de qualité moyenne. Leur exploitabilité est possible, notamment avec les cours actuelles du pétrole.
- Les bonnes propriétés réservoirs concernent dans la partie Sud-Est du champ.
- Calcul de réserves

## **RECOMMANDATIONS**

Les recommandations sont :

- Compléter la couverture les intervalles de réservoirs F2 avec les diagraphies de réservoirs.
- Réaliser les analyses pétrophysiques de carottes pour le calage des données diagraphiques.

---

# **BIBLIOGRAPHIE**

---

### Bibliographie

- BEGHOUL, D. M. (2014). *Cours de diagraphies différées : Principes des outils et bases d'interprétation*. Boumerdes: Institut Algérien du Pétrole.
- Corporation, S. I. (2013). *Report of researches on 3D geological model for F4 in Zarzaitine*. In Amenas: SINOPEC.
- DELALEX, J. (2008). *Interprétation quantitative des diagraphies différées*. Paris: Institut Français du Pétrole.
- DESBRANDES, R. (1968). *Théories et interprétations des diagraphies*. Paris: Technip.
- Designing and Planning Institute, E. C. (2008). *Development Plan of Non-major A and F2 units, Zarzaitine Oilfield*. In Amenas: SINOPEC.
- HACINE, R. (2014). *Cours de diagraphies : Interprétation de diagraphies*. Boumerdes: Institut Algérien du Pétrole.
- SCHLUMBERGER. (2007). *WEC*. Houston, TX, USA: Schlumberger.
- Senergy. (2008). *Interactive Petrophysics Users Manual*. Scotland: Schlumberger.
- SERRA, O. (1979, 1985). *Diagraphies différées. Bases de l'interprétation, t. I : Acquisition des données diagraphiques ; t. II : Interprétation des données diagraphiques*. Pau: Elf Aquitaine.

## Annexe A

Tableau A.1 : Paramètres pétrophysiques du réservoir F2 au niveau des puits traitées (1<sup>ère</sup> partie)

Puits	Epaisseur totale (m)	Epaisseur Effective (m)	Net gross	Netpay * $\phi_e$
ZR-015 bis	55.00	2.90	0.05	22.04
ZR-027 bis	49.50	2.90	0.06	25.81
ZR-170	48.00	5.00	0.10	83.95
ZR-201	49.00	2.50	0.05	42.50
ZR-202	47.50	1.60	0.03	26.40
ZR-204	50.00	6.00	0.12	106.61
ZR-205	46.50	8.30	0.18	114.54
ZR-206	50.00	1.50	0.03	22.35
ZR-208	50.00	1.50	0.03	32.10
ZR-209	46.00	4.00	0.09	63.60
ZR-210	48.00	1.90	0.04	29.83
ZR-211	53.50	11.70	0.22	196.56
ZR-214	51.00	1.90	0.04	35.72
ZR-215	44.50	1.00	0.02	17.70
ZR217	46.00	1.80	0.04	27.00
ZR-218	44.00	2.20	0.05	29.04
ZR-220	50.50	7.60	0.15	223.44
ZR-222	46.00	23.00	0.50	609.50
ZR-223	48.00	16.90	0.35	736.84
ZR-233	51.00	2.20	0.04	34.98
ZR-236	48.00	2.40	0.05	25.92
ZR-237	52.00	10.20	0.20	155.04
ZR-240	53.00	2.20	0.04	36.52
ZR-242	50.00	1.50	0.03	35.85
ZR-243	53.00	11.00	0.21	163.90
ZR-244	53.00	6.30	0.12	174.51
ZR-247	52.00	3.80	0.07	69.16
ZR-248	64.00	1.50	0.02	14.70
ZR-249	50.00	10.00	0.20	137.00
ZR-256	39.00	6.40	0.16	81.92
ZR-257	49.00	2.80	0.06	54.04
ZR-258	60.00	2.40	0.04	62.16
ZR-259	50.00	2.70	0.05	44.55
ZR-260	45.00	2.30	0.05	63.48
ZR-529	54.50	11.30	0.21	232.96
ZR-530	52.00	4.80	0.09	68.64
ZR-533	55.00	3.60	0.07	59.80
ZR-537	53.00	3.50	0.07	43.89
ZR-538	47.00	8.60	0.18	191.32

Tableau A.2 : Paramètres pétrophysiques du réservoir F2 au niveau des puits traitées (2<sup>ème</sup> partie)

<b>Puits</b>	<b>Porosité Effective (%)</b>	<b>Perméabilité (md)</b>	<b>Saturation en eau (%)</b>	<b>Argilosité (%)</b>
ZR-015 bis	7.60	0.11	98.60	33.90
ZR-027 bis	8.90	1.16	68.70	28.80
ZR-170	16.79	89.49	37.15	13.22
ZR-201	17.00	26.47	43.30	30.60
ZR-202	16.50	56.64	24.50	15.50
ZR-204	17.77	194.42	0.39	11.67
ZR-205	13.80	14.61	48.00	30.70
ZR-206	14.90	27.56	24.80	25.90
ZR-208	21.50	62.57	42.60	29.00
ZR-209	15.90	176.11	15.30	28.70
ZR-210	15.70	1.52	100.00	43.00
ZR-211	16.80	72.57	37.80	26.80
ZR-214	18.80	111.31	24.50	18.50
ZR-215	17.70	71.54	25.50	26.70
ZR217	15.00	30.95	31.70	19.60
ZR-218	13.20	14.57	32.40	15.50
ZR-220	29.40	-	9.40	21.10
ZR-222	26.50	-	10.90	35.60
ZR-223	43.60	228.99	100.00	11.00
ZR-233	15.90	54.88	27.70	10.00
ZR-236	10.80	4.59	51.10	37.20
ZR-237	15.20	111.16	37.70	18.20
ZR-240	16.60	61.65	15.50	22.10
ZR-242	23.90	15.99	100.00	31.30
ZR-243	14.90	109.53	36.00	20.60
ZR-244	27.70	264.23	42.10	27.50
ZR-247	18.20	153.84	20.00	19.80
ZR-248	10.50	-	7.70	15.00
ZR-249	13.70	28.63	3.50	17.00
ZR-256	12.80	8.95	50.50	15.10
ZR-257	19.30	244.41	24.80	13.80
ZR-258	25.90	23.82	100.00	19.40
ZR-259	16.50	3.51	100.00	11.50
ZR-260	27.60	-	18.50	12.40
ZR-529	20.62	458.48	28.13	11.96
ZR-530	14.30	43.80	33.70	15.50
ZR-533	16.61	120.76	27.14	17.87
ZR-537	12.54	52.15	19.96	18.26
ZR-538	22.23	-	-	20.47



## الملخص

تم اكتشاف حقل زرزاطين عام 1957 ودخل حيز الإنتاج عام 1960 ، وينتج النفط بشكل أساسي من خزان F4. ينتج خزان F2 ، وهو من بين المستويات الإنتاجية الأخرى ، النفط في عدد قليل من الآبار في الحقل. في مكان آخر ، يتم استخدامه كمستوى حاقن لمساعدة الصرف الهيدروديناميكي الموجود في الحقل. كان الخزان الديفوني العلوي F2 ، ذو الإمكانيات الواعدة ، موضوع هذه الدراسة. الهدف من هذا العمل هو تحديد خصائصه البتروفيزيائية التي لم يتم تقييمها بشكل جيد حتى الآن. تحقيقاً لهذه الغاية ، تم دراسة التطور الرأسى والتوزيع المكاني لخصائص المكنن. وهكذا ، تم تقسيم F2 عمودياً إلى مستويين قمة ومستوى قاعدي. يُظهر علم الصخور عدم تجانسه كما يفعل سمكه. المسامية والنفاذية أفضل في الجنوب والجنوب الشرقي على التوالي. تم تقريب حسابات الاحتياطيات باستخدام الطريقة الحجمية وهي في حدود 12.31 مليون طن للاحتياطيات في الموقع و 9.72 مليون طن للاحتياطيات القابلة للاسترداد.

**الكلمات المفتاحية :** الديفوني العلوي F2 ، الخصائص البتروفيزيائية ، مجسات الآبار ، الاحتياطي في المكان ، زرزاطين .

## Résumé

Le champ de Zarzaitine, découvert en 1957 et mis en production en 1960, produit de l'huile principalement à partir du réservoir F4. Le réservoir F2, qui est parmi les autres niveaux productifs, produit de l'huile dans quelques puits du champ. Ailleurs, il est utilisé comme niveau injecteur pour assister le drainage hydrodynamique présent dans le champ. Le réservoir F2 du Dévonien Supérieur de potentialités prometteuses, a fait l'objet de la présente étude. L'objectif de ce travail est de caractériser ses paramètres pétrophysique qui sont mal évalués, à ce jour. A cet effet, l'évolution verticale et la distribution spatiale des propriétés réservoirs ont été étudiés. Ainsi, le F2 a été découpé verticalement en deux niveaux sommital et basal. Sa lithologie montre une hétérogénéité de même que son épaisseur. Les porosités et les perméabilités sont meilleures dans la partie sud et sud est respectivement. Les calculs de réserves ont été approchés avec la méthode volumétrique et sont de l'ordre de 12.31 millions de tonnes pour les réserves en place et de 9.72 millions de tonnes pour les réserves récupérables.

**Mots Clés :** Dévonien supérieur F2, caractérisation pétrophysique, diagraphies, réserves en place, Zarzaitine.

## Abstract

The Zarzaitine field, discovered in 1957 and started production in 1960, produces oil mainly from the F4 reservoir. The F2 reservoir, which is among the other productive levels, produces oil in a few wells in the field. Elsewhere, it is used as an injector level to assist the hydrodynamic drainage present in the field. The Upper Devonian F2 reservoir, with promising potential, was the subject of the present study. The objective of this work is to characterize its petrophysical parameters which are poorly evaluated to date. To do this, the vertical evolution and the spatial distribution of reservoir properties have been studied. Thus, the F2 was divided vertically into two summit and basal levels. Both lithology and thickness of F2 show heterogeneity. The porosity and permeability are better in the south and south-east part respectively. Reserve calculations have been approximated with the volumetric method and are of the order of 12.31 million tons for in-place reserves and 9.72 million tons for recoverable reserves.

**Keywords:** Upper Devonian F2, petrophysical characterization, logs, reserves in place, Zarzaitine





