

REPUBLIQUE ALGERIENNE DEMOCRATIQUE ET POPULAIRE

Ministère de l'Enseignement Supérieure et de la Recherche Scientifique

École Nationale Polytechnique



Département Génie Minier

Mémoire de projet de fin d'études

pour l'obtention Du diplôme d'ingénieur d'état en génie minier.

**Evaluation Géologique et Pétrophysique de l'Unité Réservoir du
Silurien Argileux Gréseux F6-M2 Du Champ Pétrolier De Gassi Taouil
Dans Le Bassin De Berkine**

Mlle. Zineb CHAMMA

Sous la direction de Mme. N. BOUMBAR MAA ENP

Présenté et soutenue publiquement le (19/06/2016)

Composition du jury :

Président	M. L. CHANANE	MAA	ENP
Promoteur	Mme. N. BOUMBAR	MAA	ENP
Examineur	M. R. AKKAL	MCA	ENP

ENP -2016-

Dédicaces

A mes très chers parents. Aucun mot ne peut exprimer mon respect, ma considération et mon amour, pour tous les sacrifices que vous avez consenti pour mon instruction et mon bien être.

A la mémoire de ma grand-mère, qui n'a pas eu la chance de voir ce travail.

A Ishak qui a cru en moi et qui m'a beaucoup aidé et orienté pour finir ce travail.

A ma très chère sœur, qui m'a toujours soutenu.

A mon frère et son épouse je vous souhaite une longue vie pleine de bonheur.

Je dédie ce travail à mon professeur L. CHANANE.

A toute la famille CHAMMA et DERAMCHI.

A tous mes amis de l'école Polytechnique et d'ailleurs.

REMERCIEMENT

Je tiens à remercier ma promotrice Mme N. BOUMBAR pour sa présence efficace et sa disponibilité.

Un remerciement particulier à Mr L. CHANANE pour son aide et son soutien moral, je le remercie ainsi que Mr AKKAL d'avoir accepté de juger mon travail.

Je remercie vivement Ishak de m'avoir aidé avec ses idées dans la réalisation de ce travail.

J'adresse mes remerciements à mes parents qui m'ont permis de faire ce travail dans les meilleures conditions possibles.

Je remercie toute personne ayant participé de près ou de loin dans la réalisation de ce travail.

ملخص

هذه الدراسة تحتوي على تقويم بيتروفيزيائي للوحدة الخزان F6-M2 لطبقة السيلوري الطيني الحجر الرملي، على مستوى حقل قاسي الطويل ببركين.

تعرض هذه الدراسة خلاصة للدراسات الببليوغرافية المتعلقة بالجيولوجيا وهيكله منطقة الدراسة.

يعرض هذا العمل حساب وتفسير المعايير البيتروفيزيائية التي أدت إلى تحديد مستويات الحجر الرملي للهيدروكربون على مستوى الآبار الأربعة المدروسة باستخدام بيانات من السجلات السلكية.

أخيراً، انشاء الخرائط المتساوية القيم بناء على نتائج التفسير سمح لنا بمعرفة توزيع المعايير البيتروفيزيائية مقارنة مع الهيكله. هذه البطاقات سمحت لنا بعد ذلك بالقيام بتوصيف على النطاق الإقليمي وتحديد المناطق الأكثر إنتاجاً في منطقة الدراسة.

الكلمات الدالة: قاسي الطويل، السجلات السلكية، المعايير البيتروفيزيائية، تقويم بيتروفيزيائي، التصدعات.

Abstract

This study consists of a petrophysic evaluation of unity reservoir F6 - M2 of the layer of clay – sandstone Silurian, in the field of Gassi Taouil in Berkine.

It presents a synthesis of the bibliographic studies of the geology and the structuring of the studied zone.

This work presents the calculation and interpretation of the petrophysical parameters that have led to the identification of the sandstone levels of hydrocarbons in the four studied wells using data from the logs.

Finally, the realization of isovalues maps based on the results of interpretation allowed us to see the distribution of the petrophysical parameters compared the structure. These cards allowed us subsequently do a characterization at the regional level and determine the most productive areas of the studied zone.

Key words: Gassi Taouil, well logging, petrophysical parameters, pétrophysical evaluation, faults

Résumé

Cette étude consiste en une évaluation pétrophysique de l'unité réservoir F6-M2 de la couche du Silurien argilo-gréseux, au niveau du champ de Gassi Taouil à Berkine.

Elle présente une synthèse des études bibliographiques relatives à la géologie et à la structuration de la zone d'étude.

Ce travail présente le calcul et l'interprétation des paramètres pétrophysiques qui ont mené à l'identification des niveaux gréseux à hydrocarbures au niveau des quatre puits étudiés en utilisant les données des diagraphies.

Enfin, la réalisation des cartes en isovaleurs basée sur les résultats de l'interprétation nous a permis de voir la distribution des paramètres pétrophysiques par rapport à la structuration. Ces cartes nous ont permis de faire par la suite une caractérisation à l'échelle régionale et de déterminer les zones les plus productives de la zone étudiée.

Mots clés : Gassi Taouil, diagraphies, paramètres pétrophysiques, évaluation pétrophysique, failles.

Table des matières

LISTE DES TABLEAUX

LISTE DES FIGURES

INTRODUCTION GENERALE	13
I. CHAPITRE I : CONTEXTE GEOLOGIQUE DU BASSIN DE BERKINE	14
I.1 Introduction	15
I.2 Situation Géographique du Bassin de BERKINE	15
I.3 Historique de l'exploration.....	16
I.4 Stratigraphie	17
I.4.1 Le Paléozoïque	17
I.4.2 Le Mésozoïque	18
I.4.3 Le Cénozoïque.....	19
I.5 Les Zones Pétrolières Dans Le Bassin	21
I.5.1 Dépression Sud-Est triasique	21
I.5.2 Dépression de Dahar	21
I.5.3 Dépression de Berkine	21
I.6 Champ de Gassi Taouil.....	22
II. CHAPITRE II : CARACTERISATION STRUCTURALE DU SILURIEN	
ARGILEUX GRESEUX F6 UNITE M2 DU CHAMP DE GASSI TAOUIL.....	24
II.1 Introduction	25
II.2 Cadre géologique global du champ de Gassi Taouil	25
II.3 Système pétrolier dans la région de Taouil.....	26
II.3.1 Roches mères et migration	26

II.3.2	Roches réservoirs	26
II.3.3	Roches couvertures	26
II.3.4	Piégeage	26
II.4	Présentation des puits	28
II.4.1	Puits TAOP-1	28
II.4.2	Puits TAOP-2	28
II.4.3	Puits TAOPC-1	29
II.4.4	Puits REHP-1	29
II.5	Etude des coupes sismiques et identification des horizons	31
II.5.1	Notions sur la sismique	31
II.5.2	Le profil sismique vertical (PSV).....	31
II.5.3	Données sismiques	31
II.5.4	Identification et calage des horizons sismiques	32
II.6	Interprétation des cartes en isobathes au toit du F6-M2	35
II.6.1	Puits TAOP-1	35
II.6.2	Puits TAOP-2	35
II.6.3	Puits TAOPC-1	36
II.6.4	Puits REHP-1	36
II.7	Conclusion.....	39
III.	CHAPITRE III : GENERALITES SUR LES DIAGRAPHIES ET LES	
	PARAMETRES PETROPHYSIQUES.	40
III.1	Introduction	41
III.2	Diagraphies enregistrées.....	41
III.2.1	Notion de l'invasion	41
III.2.2	Log diamètreur (CALIPER).....	42
III.2.3	Le Gamma Ray (GR)	42
III.2.4	Diagraphie neutron.....	43
III.2.5	Diagraphie de densité	44
III.2.6	Diagraphie sonique.....	45

III.2.7	Diagraphie de résistivités	46
III.3	La diagraphie de pression.....	46
III.3.1	Présentation de l’outil MDT	46
III.3.2	Les différentes mesures effectuées par le MDT	47
III.3.3	Détermination des contacts entre fluides.....	49
III.4	Définitions des paramètres pétrophysiques	50
III.4.1	Définitions	50
III.4.2	Paramètres de réservoir à déterminer	52
III.4.3	Caractéristiques diagraphiques des formations	53
IV.	CHAPITRE IV : EVALUATION DES PARAMETRES	
	PETROPHYSIQUES AU NIVEAU DU SILURIEN ARGILEUX GRESEUX F6-M2... 61	
IV.1	Introduction	62
IV.2	Evaluation qualitative	62
IV.2.1	Profondeur des formations	62
IV.2.2	Etude lithologique	63
IV.3	Méthodologie.....	65
IV.4	Evaluation quantitative.....	66
IV.4.1	Paramètres d’interprétation	66
IV.4.2	Calcul des paramètres pétrophysiques	67
IV.4.3	Synthèse des résultats.....	88
IV.5	Test de pression	88
IV.5.1	Puits TAOP-1	89
IV.5.2	Puits TAOP-2	90
IV.5.3	Puits TAOPC-1	92
IV.5.4	Puits REHP-1	93
IV.6	Caractérisation à l’échelle réservoir.....	95
IV.6.1	Calcul des valeurs moyennes des paramètres pétrophysiques aux niveaux de chaque puits.....	95

IV.6.2	Carte en isovaleurs du volume d'argile	96
IV.6.3	Carte en isoporosité	97
IV.6.4	Carte en Isosaturation en eau.....	98
IV.6.5	Carte en isovaleurs de l'épaisseur utile	99
IV.7	Conclusion.....	100
	CONCLUSION GENERALE	102
	BIBLIOGRAPHIE	104

Liste des tableaux

Tableau IV-1: Profondeurs du toit et du mur de l'unité SAG F6-M2 des quatre puits.	62
Tableau IV-2: Les paramètres d'interprétation.	67
Tableau IV-3 : Les résultats d'interprétation au niveau du puits TAOP-1.	68
Tableau IV-4: Les résultats d'interprétation au niveau du puits TAOP-2.	73
Tableau IV-5: Les résultats d'interprétation au niveau du puits TAOPC-1.	78
Tableau IV-6: Les résultats d'interprétation au niveau du puits REHP-1.	83
Tableau IV-7: Les paramètres pétrophysiques des bancs gréseux de chaque puits.	88
Tableau IV-8: Mesures de pression au niveau du puits TAOP-1.	89
Tableau IV-9: Mesures de pression au niveau du puits TAOP-2.	91
Tableau IV-10: Mesures de pression au niveau du puits TAOPC-1.	92
Tableau IV-11: Mesures de pression au niveau du puits REHP-1.	94
Tableau IV-12: Valeurs moyennes des paramètres pétrophysiques des unités gréseuse au niveau des quatre puits.	95

Liste des figures

Figure I-1: Situation du bassin de Berkine (Document Sonatrach).	16
Figure I-2: Colonne stratigraphique du bassin de Berkine (Document Sonatrach).	20
Figure I-3: Eléments morphostructuraux du bassin de Berkine (Document Sonatrach).....	22
Figure I-4: Situation géographique du champs de Gassi Taouil	23
Figure II-1: Les types des pièges à hydrocarbures.	27
Figure II-2: Plan de positions des quatre puits (Hassaim, 2012).....	30
Figure II-3: Plan de position du cube sismique traité de la zone d'étude (Hassaim, 2012).....	32
Figure II-4: section sismique passant par les puits TAOP-1, TAOP-2, REHP-1. (Hassaim, 2012).....	34
Figure II-5: Carte en Isobathes au toit du Silurien F6-M2 au niveau des structures des puits TAOP-1, TAOP-2 et TAOPC-1. (Hassaim, 2012).....	37
Figure II-6: Carte en Isobathes au toit du Silurien F6-M2 au niveau de la structure de REHP-1. (Hassaim, 2012).	38
Figure III-1: Investigation des différentes résistivités. (Schlumberger, 2009).....	42
Figure III-2: Principe de la diagraphie neutron. (M.S. BEGHOUL, 2013)	43
Figure III-3: Principe de mesure de la densité (M.S. BEGHOUL, 2013).....	44
Figure III-4: Principe de la diagraphie sonique. (M.S. BEGHOUL, 2013)	45
Figure III-5: L'outil MDT (Document Schlumberger).	47
Figure III-6: Le prétest et la mesure de pression.(Document Shlumberger).....	48
Figure III-7: Exemple d'un profil de pression.(Document Schlumberger)	49
Figure III-8: Les différents types d'argiles. (ERR Crain, 2000).	52
Figure III-9: Le modèle standard de la roche (Document Sonatrach).....	54
Figure III-10: Relation entre l'arrangement des grains et le type de porosité. (ERR Crain, 2000).....	55
Figure III-11: Types de classement des grains. (ERR Crain, 2000)	55
Figure III-12: Unité de volume montrant la porosité Φ , la saturation en eau S_w et la saturation en hydrocarbure $(1 - S_w)$. (Darwin V. Ellis et Julian M. Singer, 2008)	59
Figure IV-1: Identification minéralogiques des argiles (Abaque K-PE).....	63
Figure IV-2: Identification minéralogiques des argiles puits (Abaque Th/K-PE).	64
Figure IV-3 : Histogramme de variation du volume d'argile au niveau du puits TAOP-1.....	69

Figure IV-4 : Histogramme de variation de la porosité effective au niveau du puits TAOP-1.	69
Figure IV-5: Histogramme de variation des valeurs de la saturation en eau au niveau du puits TAOP-1.	70
Figure IV-6 : les résultats du puits TAOP-1 au niveau du SAG F6-M2.....	72
Figure IV-7: Histogramme de variation du volume d'argile au niveau du puits TAOP-2.....	74
Figure IV-8: Histogramme de variation de la porosité effective au niveau du puits TAOP-2.	74
Figure IV-9 : Histogramme de variation de la saturation en eau au niveau du puits TAOP-2.	75
Figure IV-10: les résultats du puits TAOP-2 au niveau du SAG F6-M2.....	77
Figure IV-11 : Histogramme de variation du volume d'argile au niveau du puits TAOPC-1.	79
Figure IV-12: Histogramme de variation la porosité effective au niveau du puits TAOPC-1.	79
Figure IV-13: Histogramme de variation de la saturation en eau au niveau du puits TAOPC-1.	80
Figure IV-14 : les résultats du puits TAOPC-1 au niveau du SAG F6-M2	82
Figure IV-15: Histogramme de variation du volume d'argile au niveau du puits REHP-1.....	84
Figure IV-16: Histogramme de variation de la porosité effective au niveau du puits REHP-1.	84
Figure IV-17 : Histogramme de variation de la saturation en eau au niveau du puits REHP-1.	85
Figure IV-18: les résultats du puits REHP-1 au niveau du SAG F6-M2	87
Figure IV-19: Diagramme de pression/ profondeur au niveau du puits TAOP-1.....	90
Figure IV-20: Diagramme de pression/ profondeur au niveau du puits TAOP-2.....	91
Figure IV-21: Diagramme de pression/ profondeur au niveau du puits TAOPC-1.	93
Figure IV-22: Diagramme de pression/ profondeur de l'intervalle au niveau du puits REHP-1.	94
Figure IV-23: Carte en isovaleurs du volume d'argile moyen.	96
Figure IV-24: Courbes en Isoporosité.....	97
Figure IV-25: Courbes en isosaturation en eau.....	98
Figure IV-26: Courbe en isovaleurs des épaisseurs utiles.....	99

INTRODUCTION GENERALE

La présente étude s'inscrit dans le cadre général des recherches approfondies menées par l'entreprise Sonatrach dans le champ de Gassi Taouil dans le bassin de Berkine.

Elle concerne notamment la zone située au Sud-Est du champ de Gassi Taoui, qui présente un fort potentiel pétrolier au niveau du Trias, du Silurien et de l'Ordovicien.

A cet effet, différents enregistrements de diagraphies ont été mis à notre disposition pour qu'ils soient analysés et exploités dans le but d'évaluer et de déterminer les différents paramètres pétrophysiques permettant de caractériser le réservoir du Silurien argilo-gréseux F6-M2 du champ pétrolier de Gassi Touil du bassin de Berkine.

Ces enregistrements sont relatifs aux quatre puits TAOP-1, TAOP-2, TAOPC-1 et REHP-1 implantés au Sud-Est du champ de Gassi Taouil. L'objectif principal de l'étude est l'unité F6-M2 du Silurien argilo-gréseux.

Ce travail que nous avons réalisé au niveau de l'entreprise ENAGEO est présenté dans ce document qui est structuré comme suit :

Le chapitre I présente un aperçu géologique sur le bassin de Berkine. Tandis que le chapitre II concerne une synthèse bibliographique des études concernant l'aspect structural de la zone étudiée.

Le chapitre III est consacré à la présentation des notions de base relatives aux diagraphies utilisées ainsi qu'aux définitions des paramètres pétrophysiques.

Le chapitre IV représente la partie expérimentale. Il est consacré au calcul et à l'interprétation des paramètres pétrophysiques au niveau des puits étudiés.

Enfin, il se termine par une conclusion générale.

CHAPITRE I :
CONTEXTE GEOLOGIQUE DU BASSIN
DE BERKINE

I.1 Introduction

Le bassin de Berkine est connu pour son potentiel pétrolier très important, grâce à son histoire géologique et tectonique, ce chapitre est une présentation du contexte géologique du bassin de Berkine.

I.2 Situation Géographique du Bassin de BERKINE

Le bassin de Berkine, faisant partie de l'Ouest du grand bassin de Ghadames, se situe dans l'erg oriental, à l'Est de la plateforme saharienne algérienne entre les latitudes **28°** et **32°** Nord et les longitudes **5°** et **10°** Est, il est limité :

- Au Nord par le bourrelet d'Ain-Roumana et le dôme du Dahar.
- A l'Est par le bassin de Syrte, formant la partie Est du grand bassin de Ghadamès, la petite partie septentrionale de ce bassin est située dans le Sud du territoire tunisien et une grande partie dans le territoire Libyen, se caractérisant par une série de failles de direction NW-SE.
- Le Sud par le bassin d'Illizi.
- A l'Ouest par l'Éperon d'Amghuid El Biod et la ride de Hassi Messaoud.

Ce bassin occupe une superficie totale de près de 300.000 Km², seulement 103.000 Km² sont situés dans le territoire Algérien. Il s'étend sur trois pays, la partie occidentale située entièrement en Algérie, la partie orientale située en grand partie en Libye et la petite partie septentrionale dans le Sud de la Tunisie (BEICIP,1991). (Figure I.1).

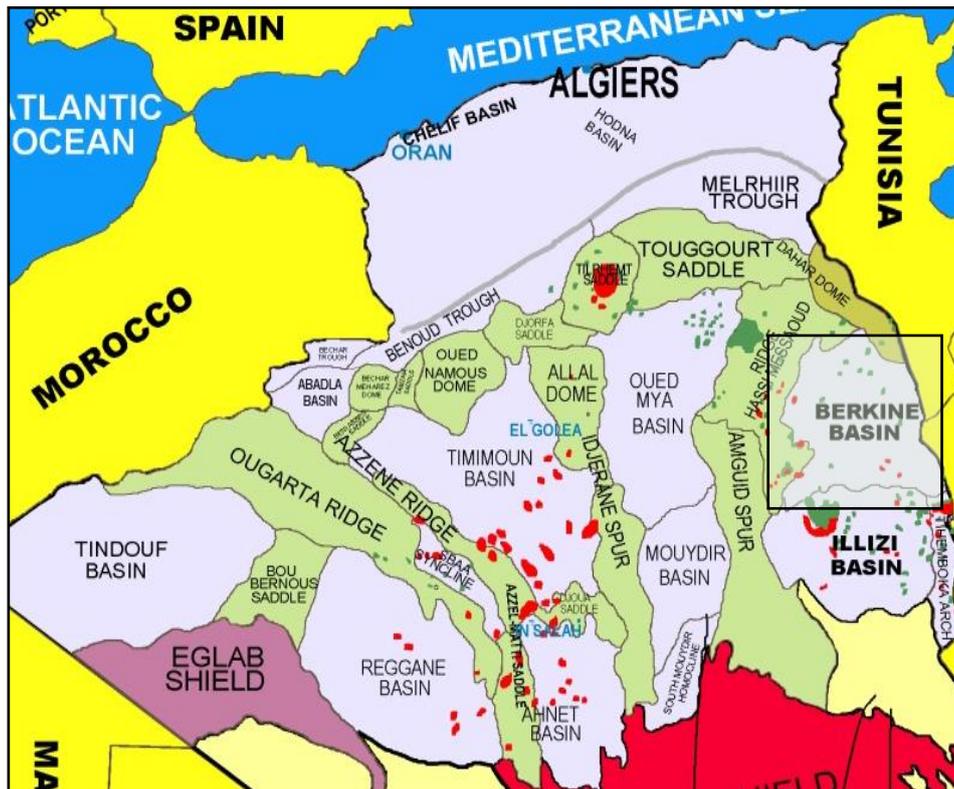


Figure I-1: Situation du bassin de Berkine (Document Sonatrach).

I.3 Historique de l'exploration

Les premières découvertes dans la partie occidentale du bassin de Berkine ont eu lieu en 1958 à HAMRA ou d'importantes quantités de gaz à condensât ont été découvertes dans les quartzites de HAMRA d'âge Ordovicien.

L'exploration pétrolière dans le bassin de Berkine a commencé dans les années 60, où plusieurs puits ont été forés ; toutefois, le premier puits qui fut foré en 1961, a donné de l'huile dans la partie orientale du bassin au niveau du site ZK-1 de Zemlet el Kalef, où de bons indices ont été rencontrés lors d'un test de formation au Cambrien. En 1962, deux autres gisements : Rhourde el Baguel et Mesdar ont été découverts et rencontrés dans la même formation du cambrien et se sont soldés aussi par de bon indices d'huile ; de même pour le puits EAT-1 qui fut foré en 1971 a rencontré de l'huile dans le Cambrien.

Durant les années 70, plusieurs découvertes ont eu lieu, surtout dans le Trias Argileux Gréseux Supérieur (TAGS) au niveau des sites de Hassi-Chergui, Nezela, Hassi-Touareg,

Rhourde-Chouf et Gassi-el-Adem. Cependant les premières découvertes commerciales réalisées dans le bassin de Berkine ont été rencontrées dans le Trias et ont eu lieu en 1967-1968 à El-Borma et Keskesa, et à Wadi-El-Teh en 1976.

Depuis, plusieurs découvertes ont été enregistrées, Sif-Fatima (1983), Bir-Berkine (1984), Berkine (1985), Rhourde-Messaoud (1986), Rhourde-el-roumi (1989) et le gisement de gaz de Bridés en 1989. (BEICIP, 1991).

I.4 Stratigraphie

En raison de l'importante subsidence qui l'a affecté au cours de son évolution, le bassin de Berkine montre la série sédimentaire la plus complète (plus de 6 000 m), avec trois cycles sédimentaires : paléozoïque, mésozoïque et cénozoïque (BEICIP, 1991). (Figure I.2).

I.4.1 Le Paléozoïque

Il est subdivisé en cinq étages qui sont comme suit :

➤ Le Cambrien

Ces dépôts reposent sur un socle précambrien, représentés par des grés et des quartzites à passées conglomératiques, avec une épaisseur moyenne de 300 m.

➤ L'Ordovicien

Il est composé par les unités litho stratigraphiques suivantes :

- Les argiles d'El-Gassi.
- Les grés d'El-Atchane.
- Les quartzites de Hamra.
- Les grés d'Ouargla.
- Les argiles d'Azzel.
- Les grés d'Oued-Saret.
- Les argiles microconglomératique.
- Les grés de Ramade.

➤ Le Silurien

Cette période est caractérisée par une sédimentation terrigène, fine, argileuse en milieu marin d'une épaisseur moyenne de 600 m, cet étage est composé essentiellement par des argiles noires fossilifères sur lesquelles reposent des grés argileux.

Les argiles noires forment un repère stratigraphique très connu sur l'ensemble de la plateforme saharienne.

➤ Le Dévonien

Il est très développé, son épaisseur dépasse parfois les 1000 m, il est subdivisé en deux étages :

- Le Dévonien inférieur : constitué par des dépôts argilo-gréseux avec une épaisseur de 650 m.
- Le Dévonien moyen et supérieur : ces deux niveaux sont constitués par des dépôts argileux avec des intercalations de niveaux carbonatés (calcaires et dolomies) et des passés de marnes d'une épaisseur moyenne de 370 m.

➤ Le Carbonifère

Représente le Paléozoïque terminal dans les domaines occidentaux, il est moins développé par rapport aux domaines orientaux, son épaisseur est de 900 m. Il est constitué par des grés, argiles, et silstones avec des passés carbonatées.

I.4.2 Le Mésozoïque

Il repose en discordance (discordance hercynienne) sur le Paléozoïque, il est composé par des dépôts essentiellement évaporitiques et argilo-gréseux qui, sont très importants du fait qu'ils constituent de bons réservoirs.

Il est subdivisé en :

➤ Le Trias

Repose en discordance sur le Paléozoïque, il est représenté par des dépôts argilo-gréseux et lagunaires (sel et anhydrites), il est subdivisé à son tour en trois niveaux :

- Le Trias Argilo Gréseux Inférieur (TAGI) : La base de la série est formée en général de conglomérats rouge à brun et des grés grossiers à moyens, qui plus haut donne place à une alternance de grés et d'argiles. Dans cette formation à caractère continental, on distingue trois principaux domaines :
 - A l'Ouest, la région de Gassi-Touil de Rhourde-En-Nouss à Nezla.

- A l'Est, le domaine de Wadi-El-Teh à El-Borma.
- Au Nord, le domaine de Mesdar à Bir-Retmara.
- Le Trias Argilo Carbonaté (TAC) : Il est constitué d'argiles brun-rouges rarement gris-vert, fines à moyennes devenant grossières vers la base avec des intercalations d'argiles grises à gris-vert et brunâtre indurées, siliceuses et feuilletées.
- Le Trias Argilo Gréseux Supérieur (TAGS) : Les dépôts de la série sont rencontrés sur l'ensemble de la province triasique, il est formé essentiellement d'argiles rouges à gris –vertes, tendre à indurées.

➤ Le Jurassique

Avec une épaisseur de 770 m ; il est composé de sédiments marins lagunaires, à sa base, se trouve un niveau dolomitique caractéristique et omniprésent appelé par l'horizon B.

➤ Le Crétacé

Il est présent partout sur la plateforme saharienne, il est composé d'alternances de grés, argiles, dolomies et calcaires ainsi que de quelques passées d'anhydrites, gypses et sels, il devient essentiellement carbonaté vers le sommet avec une épaisseur de 1250 m.

I.4.3 Le Cénozoïque

➤ Le Mio-Pliocène

Il est constitué de sables roux et blancs, moyens à grossiers, arrondis, bien classés, avec des passées de grés beiges et blancs, fins arrondis, carbonatés et d'argiles rouges-briques sableuses.

➤ Le quaternaire : représenté essentiellement par des sable

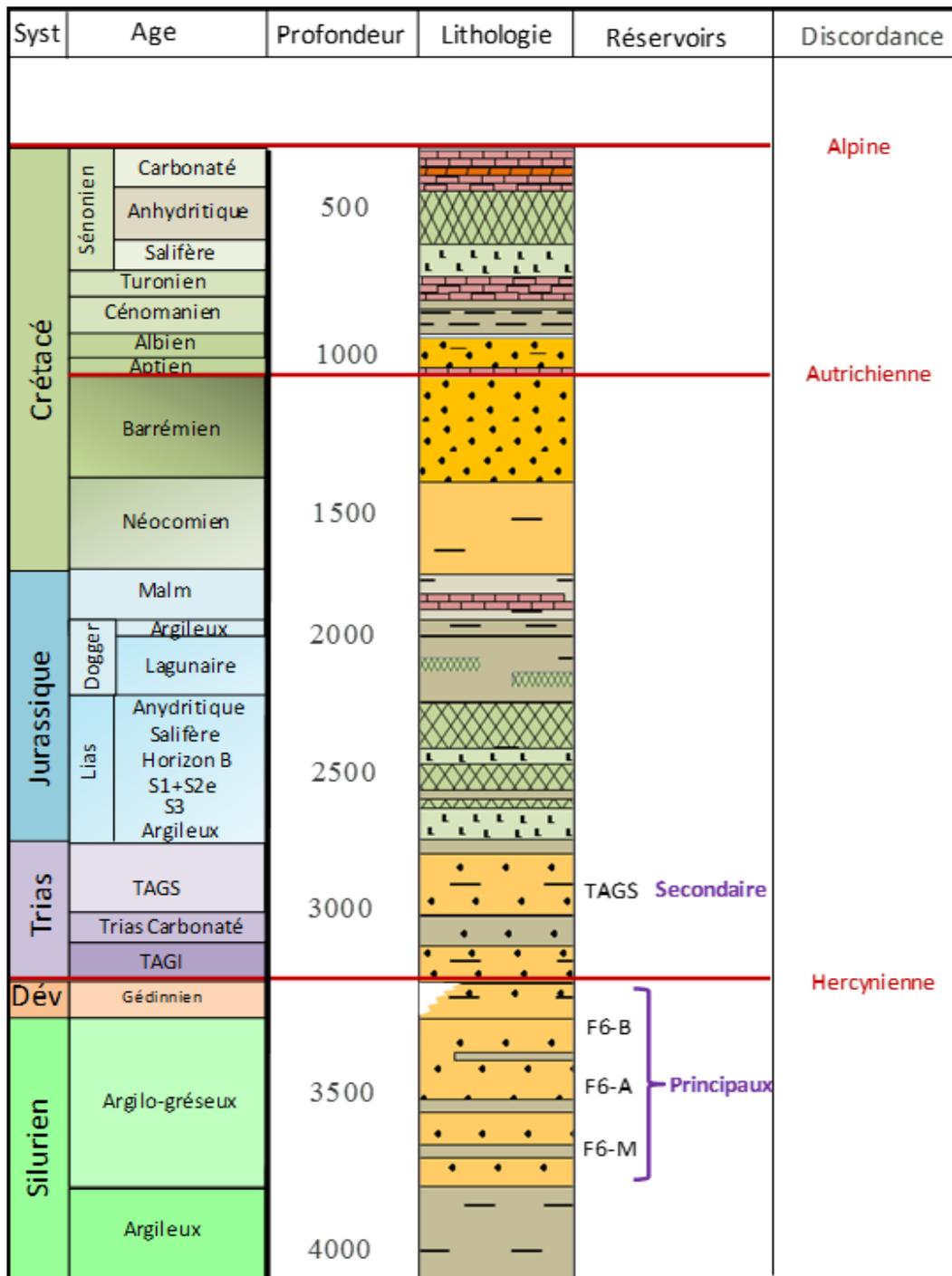


Figure I-2: Colonne stratigraphique du bassin de Berkine (Document Sonatrach).

I.5 Les Zones Pétrolières Dans Le Bassin

Il est subdivisé essentiellement en trois zones pétrolières (BEICIP, 1991). (Figure I.3)

:

I.5.1 Dépression Sud-Est triasique

Elle se superpose pratiquement à l'actuel sillon salifère de Dorbane et à ses extensions vers le Sud-Ouest. Cette région constitue la zone tampon entre le môle d'Amguid et Hassi-Messaoud à l'Ouest et le bassin de Berkine à l'Est.

Elle se caractérise par le développement des réservoirs du Paléozoïque et du TAGI-TAGS auxquels sont associés les principaux gisements découverts : Rhourde-En-Nouss, Gassi Touil, Gassi-El-Adem, Hassi-Chergui, Brides, Rhourde-Adra, Rhourde-Chouf. Ces découvertes, qui se sont soldées par la production d'huile, gaz et condensat, sont associées principalement aux réservoirs triasiques et quartzites de Hamra, et à des structures de grande amplitude, sont délimitées généralement par des systèmes de failles inverses à grands rejets.

I.5.2 Dépression de Dahar

Il s'agit d'un vaste monoclinale mésozoïque à pendage NE, se superposant au haut structural de Dahar, lequel constitue le prolongement vers l'Ouest de l'arche de la Djefgara tunisienne. Il est limité au Nord par le sillon de Melhir et constitue les bordures Nord du bassin de Berkine. C'est un axe faiblement exploré en raison des développements limités des réservoirs triasiques et ordoviciens, et surtout en raison des risques liés à la maturation et aux limites d'extension de la roche mère silurienne. Cette zone est caractérisée par une érosion hercynienne et taconique importante, ainsi que par des développements d'axes structuraux NE-SW. La série triasique se superpose aux séries anciennes du Silurien au Cambro-Ordovicien.

I.5.3 Dépression de Berkine

La région est topographiquement caractérisée par une épaisse couverture dunaire de l'Erg oriental. Il s'agit d'une vaste dépression paléozoïque où le socle se situerait à plus de 6 000 mètres de profondeur. Sa partie centrale reste peu affectée par l'érosion hercynienne où la série terminale du Carbonifère est préservée. Sur les remontées structurales vers les bords du bassin, les séries paléozoïques sont successivement affectées par les érosions hercyniennes.

Les périphéries du bassin stricto-sensu sont caractérisées par le développement du Siluro-Dévonien sous le Mésozoïque.

Le bassin est limité à l'Ouest par les axes structuraux de Rhourde-Nouss et au Sud par le vieux môle d'Ahara-El Ouar, d'orientation Est-Ouest, qui le sépare du bassin d'Illizi.

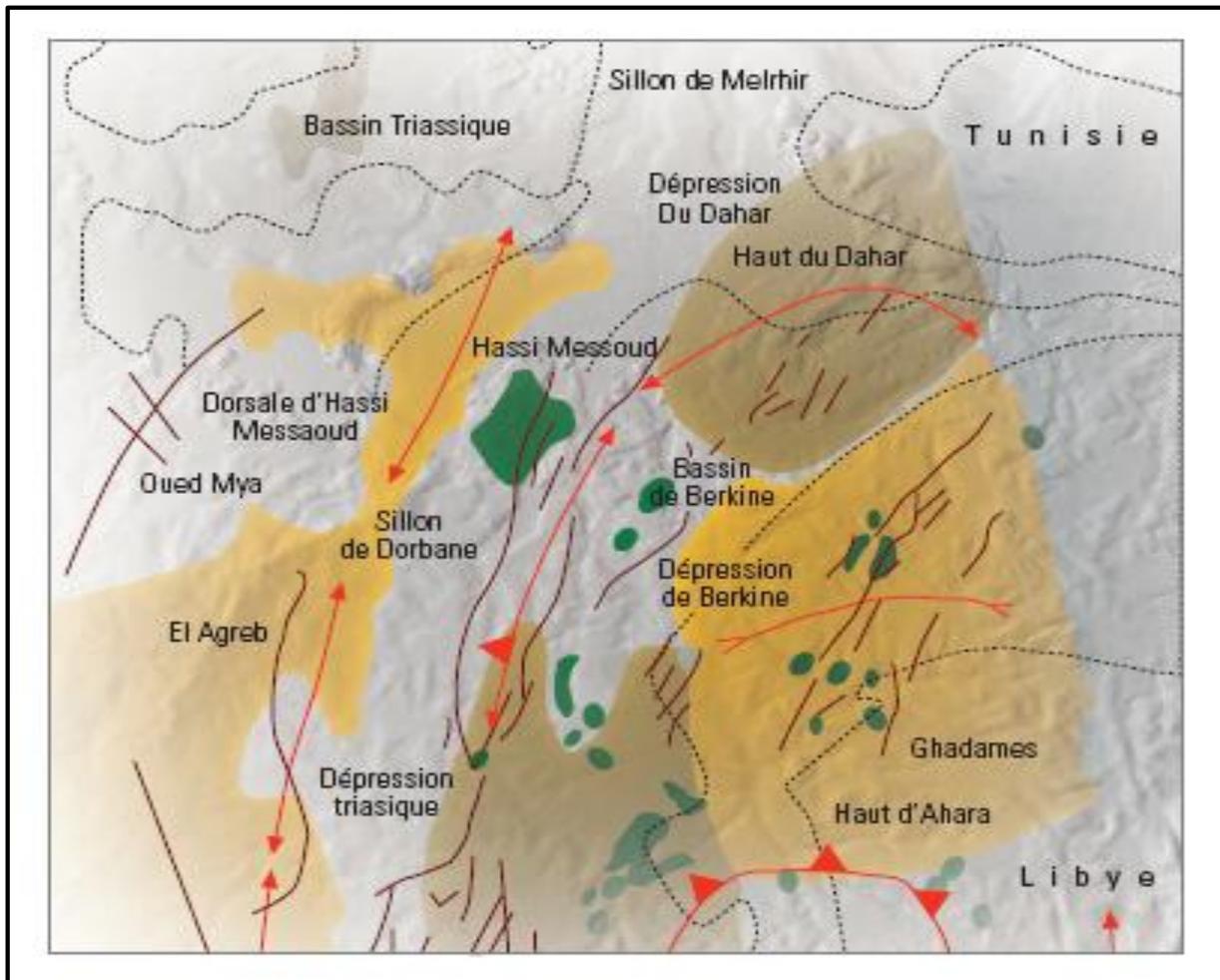


Figure I-3: Eléments morphostructuraux du bassin de Berkine (Document Sonatrach)

I.6 Champ de Gassi Taouil

Le champ de Gassi Taouil se situe au Sud-Ouest du bassin de Berkine. Il appartient à la dépression Sud-Est triasique. C'est un anticlinal faillé, caractérisé par le développement des séries du trias et du silurien.

Il est connu par un fort potentiel pétrolier, au niveau des séries du trias (TAGI et TAGS) et les unités du Silurien F6. (Figure I-4)

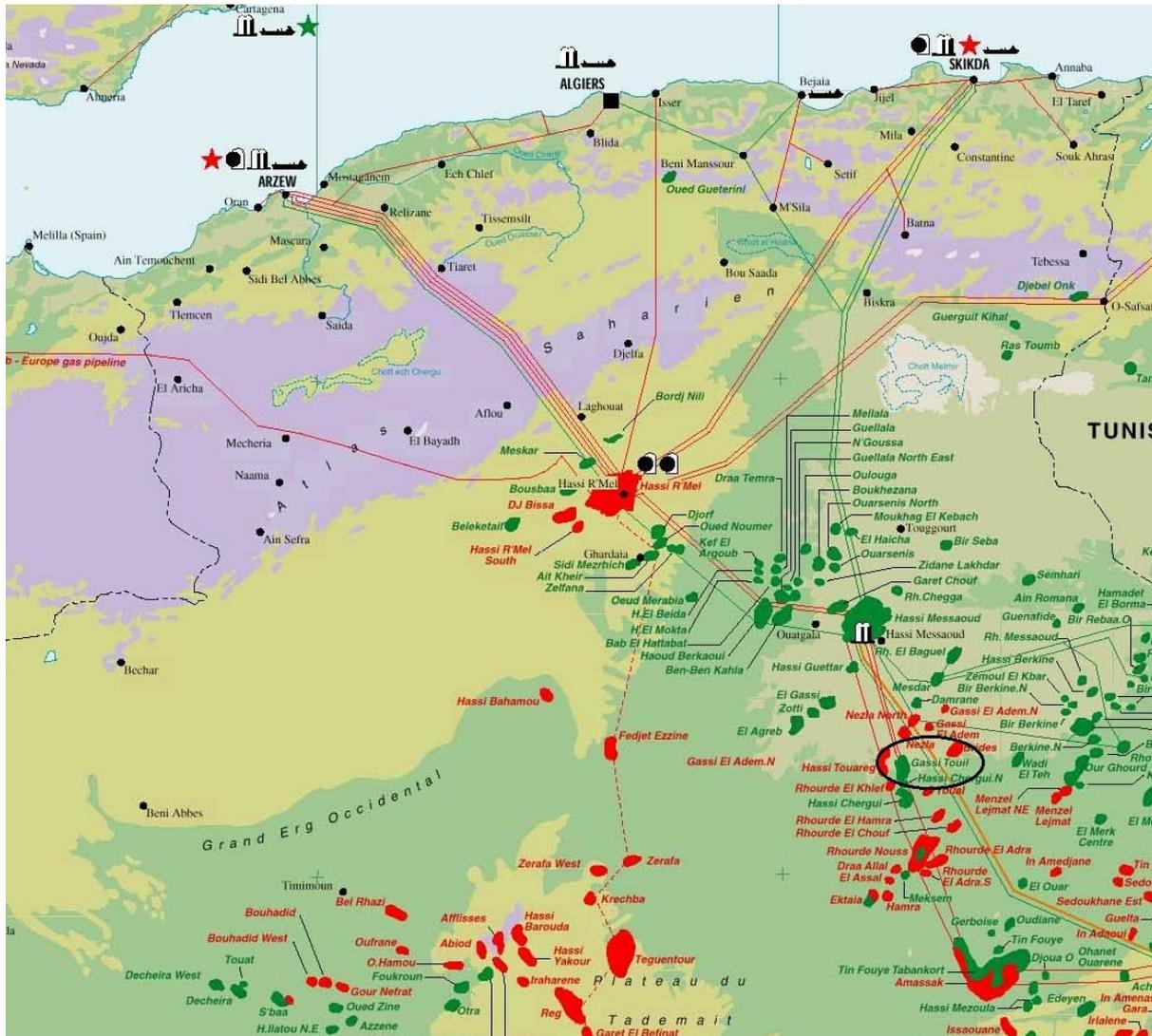


Figure I-4: Situation géographique du champs de Gassi Taouil

CHAPITRE II :
CARACTERISATION STRUCTURALE DU
SILURIEN ARGILEUX GRESEUX F6
UNITE M2 DU CHAMP DE GASSI TAOUIL

II.1 Introduction

Ce chapitre est une synthèse des études structurales de la région Gassi Taouil dont l'objet est la caractérisation de l'unité réservoir du Silurien F6-M2.

L'étude portera sur 4 puits situés dans le périmètre de Gassi Taouil, dans le but de l'exploration des niveaux gréseux du Trias (TAGI et TAGS), du Quartzite El Hamra et des unités réservoirs du Silurien-F6.

II.2 Cadre géologique global du champ de Gassi Taouil

Comme pour l'ensemble du bassin de Berkine, la structure de Taouil appartient à la partie Nord-Ouest de la province Sud Est triasique, elle est représentée par un anticlinal orienté NE-SO, adossé contre une faille majeure d'orientation ENE-OSO qui assure sa fermeture suivant l'axe Nord Est-Sud-Ouest. Cette structure est traversé par un réseau de failles inverses de moindre importance de direction générale NE-SO et N-S qui délimitent les différentes culminations de Taouil. (Hassaim, 2012)

Cette structure est caractérisée par un schéma structural hérité des différentes phases tectoniques ayant affecté ce bassin et participé à sa structuration. Les plus importantes sont :

- La phase compressive hercynienne précoce de direction N140° qui a engendré des érosions différentielles atteignant les grès du Silurien et la phase post Namurien de direction N120° responsable de mouvements compressifs. (WEC, 2007)
- Une phase distensive intervient au cours du Trias/ Lias, en rapport avec l'ouverture de l'atlantique Nord, cette phase est responsable de la création de failles NE-SO, de la structuration en horsts et grabens ainsi que d'une variation notable d'épaisseur des formations triasiques et liasiques. (WEC, 2007)
- La phase compressive à transpressive Autrichienne de direction Est-Ouest, a joué un rôle prépondérant dans le piégeage et la distribution des hydrocarbures des principaux gisements.
- Les mouvements transpressifs d'âge tertiaire (Eocène) qui se sont traduits par des contraintes orientées NNE-SSO, ont participé au remodelage des grandes structures préexistantes d'âges anciens comme pour le cas de l'axe structural de Taouil. (WEC, 2007).

II.3 Système pétrolier dans la région de Taouil

II.3.1 Roches mères et migration

Les argiles à Graptolites du Silurien basal représentent la principale source d'alimentation pour les réservoirs au niveau du bassin de Berkine. La roche mère Silurienne montre un carbone organique totale de 2 à 9%. Le type de kérogène indique un potentiel de gaz très important. (Hassaim, 2012)

Le pic de génération d'hydrocarbures aurait été atteint au Crétacé inférieur à moyen. Cependant, l'érosion hercynienne et ses conséquences sur les cortèges sédimentaires ne permettent pas de déterminer avec certitude l'impact de la phase de genèse anté- hercynienne.

II.3.2 Roches réservoirs

La formation Silurien-F6, d'une extension latérale très marquée, est constituée d'une épaisse série argilo-gréseuse qui serait déposée dans un milieu marin dont le sens de progradation serait globalement du Sud vers le Nord. Le Silurien F6 est composé de 4 à 5 unités gréseuses, qui constituent avec le TAGS et les Quartzites de Hamra, les principaux réservoirs dans la région de Gassi Touil. (Hassaim, 2012)

II.3.3 Roches couvertures

L'étanchéité des unités gréseuses du Silurien F6 (A1, A2, B1, B2, M1, M2) est assurée par les argiles intermédiaires au sein même de cette formation, ces niveaux argileux peuvent atteindre 200m d'épaisseur et constituent d'excellentes couvertures pour les niveaux réservoirs. (Hassaim, 2012).

II.3.4 Piégeage

L'ensemble roche-réservoir/roche-couverture forme une structure dite piège à hydrocarbure. Les pièges sont classés en trois types principaux (Figure II.1) :

- Anticlinal : pour les géologues, la présence d'un anticlinal est un indice en faveur de la présence de gisements.
- Structural à faille normal ou à faille inverse : au niveau de la fracture, une couche imperméable peut venir obstruer une couche perméable et arrêter la migration des hydrocarbures.

- Stratigraphique : ce type est composé de couches sédimentaires qui n'ont pas subi de déformation tectonique. Une roche couverture y enveloppe complètement une roche réservoir.

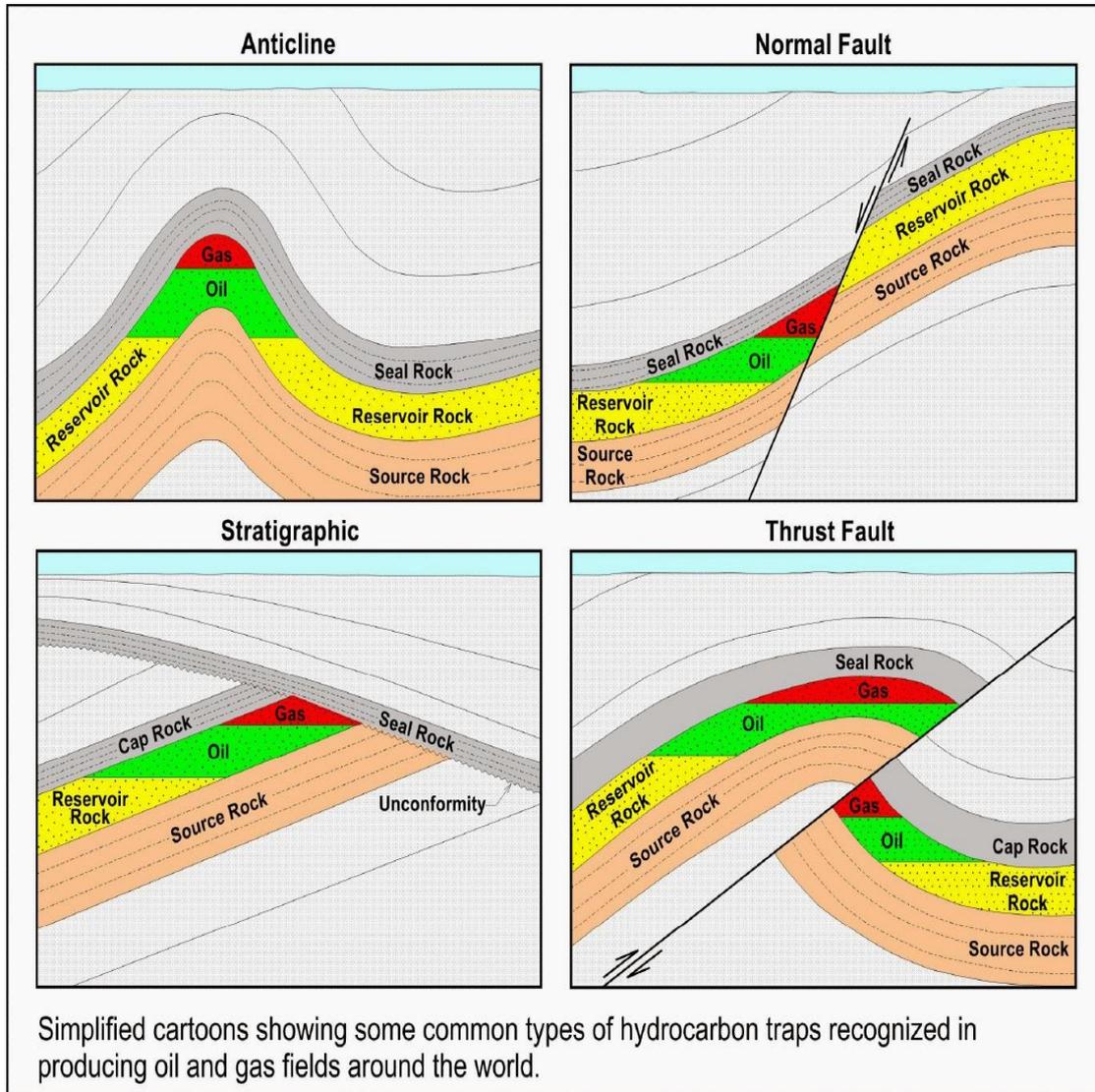


Figure II-1: Les types des pièges à hydrocarbures.

II.4 Présentation des puits

II.4.1 Puits TAOP-1

Le puits Taouil Profond 1 (TAOP-1), réalisé sur le périmètre de Gassi Touil (Bloc 237c), avait pour objectifs pétroliers l'exploration des réservoirs du Trias (TAGS et TAGI), du Silurien argilo-gréseux (F6-B2 et F6-M2) et de l'Ordovicien (Quartzites de Hamra).

Coordonnées du puits TAOP-1	
U.T.M	Géographiques
X : 303848.44 m	Longitude : 07°06'10,31825 "E
Y : 3 354160.25 m	Latitude : 30° 12' 51,84" N
Elévation	Z _{sol} : 213,003m / Z _{table} : 223m

II.4.2 Puits TAOP-2

Le sondage Taouil Profond 2 (TAOP-2) est un puits d'exploration proposé sur le périmètre Gassi Touil (BLOC 237c). Son objectif primaire est le silurien argileux (F6-M2). Il est situé sur le flanc Sud de la grande structure de Taouil, à 5km au Sud-Est de TAOP-1

Coordonnées du puits TAOP-2	
U.T.M	Géographiques
X : 309 941.08m	Longitude : 07° 01' 27.291" E
Y : 3 349 396.80m	Latitude : 30°15' 49.308" N
Elévation	Z _{sol} : 223m / Z _{table} : 233m

II.4.3 Puits TAOPC-1

Le forage Taouil profond Central 1 (TAOPC-1) a été programmé dans le but d'explorer les niveaux gréseux du Silurien F6 au niveau de la partie Est de la grande structure de Taouil.

Coordonnées du puits TAOPC-1	
U.T.M	Géographiques
X : 317 420,78m	Longitude : 07°06'10,31825 "E
Y : 3 345 164,911 m	Latitude : 30°13'36,03123"N
Elévation	Z _{sol} : 216,88 m / Z _{table} : 226 m

II.4.4 Puits REHP-1

Le forage Rhourde El Helma Profond-1 (REHP-1), réalisé sur le périmètre de Gassi Touil (Bloc 237c), avait pour objectifs pétroliers l'exploration des réservoirs du Trias (TAGS et TAGI), du Silurien argilo-gréseux (F6-B2 et F6-M2) et de l'Ordovicien (Quartzites de Hamra).

Coordonnées du puits REHP-1	
U.T.M	Géographiques
X : 309 104.93 m	Longitude : 07° 01' 05.6749" E
Y : 3 335 520.98 m	Latitude : 30° 08' 18.2926" N
Elévation	Z _{sol} : 216,88 m / Z _{table} : 226 m

Les puits d'exploration TAOP-1, TAOP-2, TAOPC-1 et REHP-1 appartiennent au complexe de Taouil, situés au niveau du périmètre Gassi Touil (bloc 237c). La région est recouverte par une importante couverture de dunes longitudinales dispersées. (Figure II.2).

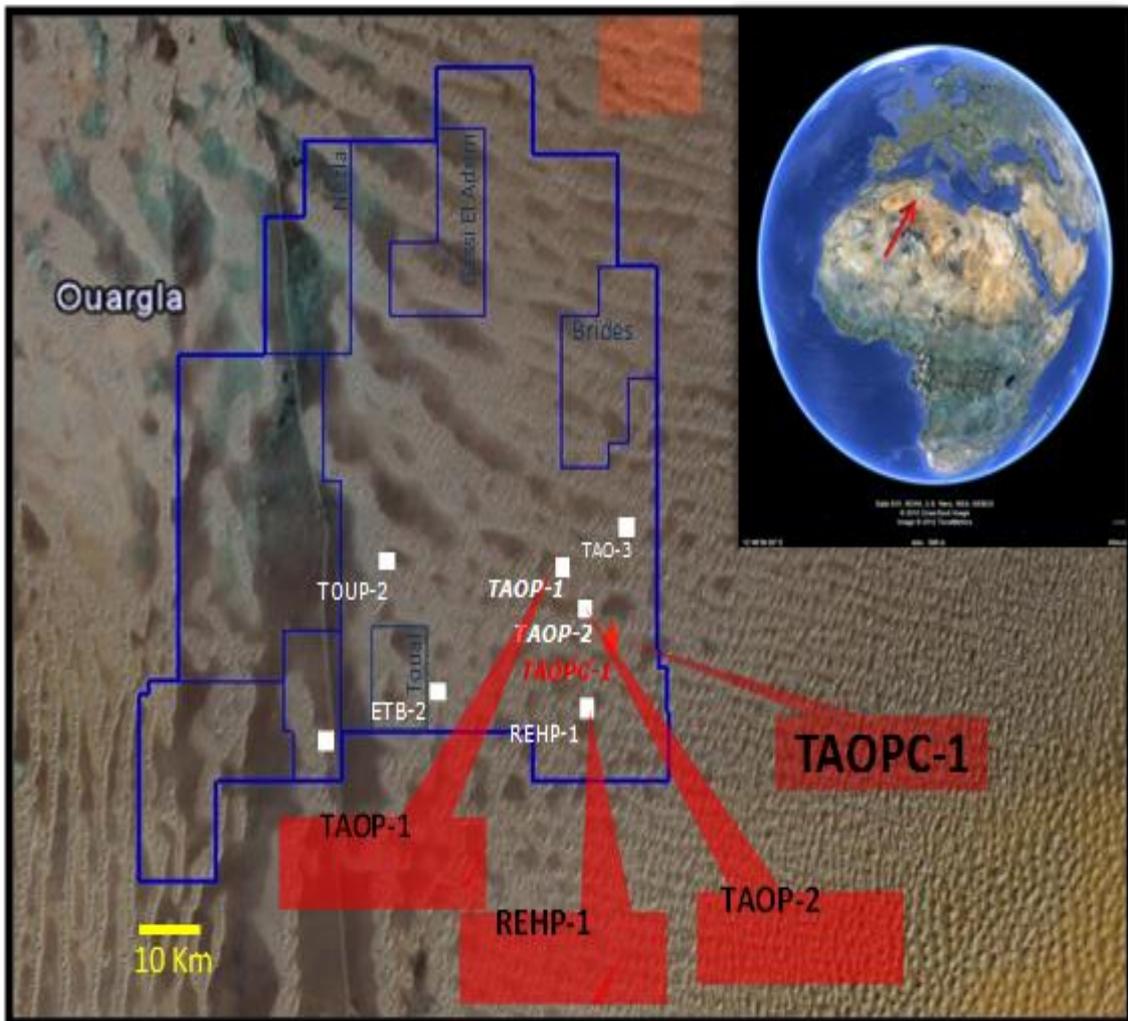


Figure II-2: Plan de positions des quatre puits (Hassaim, 2012).

II.5 Etude des coupes sismiques et identification des horizons

II.5.1 Notions sur la sismique

La sismique réflexion est la méthode géophysique la plus utilisée pour déterminer les structures du sous-sol. Cette technique fournit une échographie du sous-sol à 2 ou 3 dimensions. Pour obtenir un calage en profondeur plus précis que celui obtenu en utilisant les vitesses issues des données sismiques de surface, les géophysiciens utilisent des données du puits telles que le carottage sismique, la diaggraphie sonique et les informations extraites de la sismique de puits. (J-L. Mari, sismique du puits).

II.5.2 Le profil sismique vertical (PSV)

Le profil sismique vertical (PSV) est la mise en œuvre de la sismique de puits la plus couramment utilisée. Cette mise en œuvre nécessite une source sismique située en surface, un géophone de puits ancré successivement à différentes côtes de profondeur. La source a une position fixe. Elle est en général située à l'aplomb du géophone de puits, quelque-soit sa profondeur. La sismique de puits a une résolution verticale métrique à décimétrique et une investigation latérale de quelques dizaines à plusieurs centaines de mètres. Après traitement, le PSV fournit une trace sismique sans réflexions multiples, directement comparable à la section sismique de surface passant au voisinage du puits. (J-L. Mari, sismique du puits).

II.5.3 Données sismiques

La figure II.3, représente le cube sismique 3D réalisé au niveau de la zone d'étude par Sonatrach. Ce cube est constitué des Inline (les sections SE-NO) et des Xline (les sections NE-SO).

La calibration entre les données des puits et la sismique permet l'identification des réflecteurs sismiques correspondant à des marqueurs géologiques connus, au sein de la dépression Sud-Est triasique.

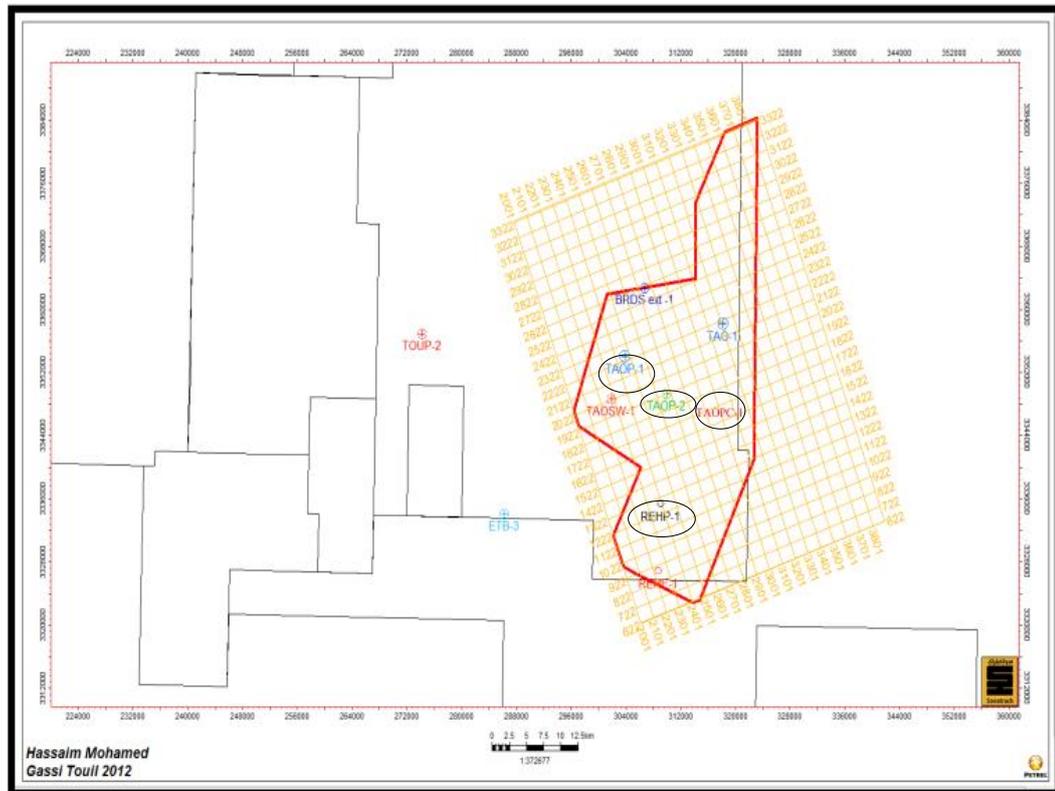


Figure II-3: Plan de position du cube sismique traité de la zone d'étude (Hassaim, 2012)

II.5.4 Identification et calage des horizons sismiques

Les données sismiques ont été traitées par les géophysiciens de Sonatrach en utilisant le logiciel PETREL, le calage des horizons sismiques en utilisant les PSV des quatre puits, a permis de situer les différentes failles existantes et de mettre en évidence les principaux horizons (Figure II.4) :

- La Discordance Hercynienne : elle est associée à un minimum d'amplitude, elle correspond à un bon événement sismique énergétique et continu.
- TAGS : correspond à une très bonne réflexion positive, séparant le Lias argileux du banc gréseux du TAGS. Il est associé à un minimum d'amplitude donc une augmentation sensible de l'impédance acoustique, il est interprété comme étant une bonne continuité.
- Le toit de l'unité F6-B1, correspond au sommet d'un banc gréseux silurien, assez épais. Cependant, la signature de ce niveau est à faible énergie. Il est interprété comme un minimum d'amplitude sur les données sismiques.

➤ Le toit de l'unité M2 du Silurien Argilo-gréseux, correspond au toit d'un banc gréseux dans la partie basale du Silurien Argilo-gréseux. Le fait que les formations qui encadrent cette unité soient plus ou moins argileuses, confèrent une réponse sismique variable, même localement. L'horizon F6-M2 est interprété comme un maximum d'amplitude.

➤ Le Silurien Argileux correspond à la limite entre la séquence argileuse de la base du Silurien et les séries du Silurien Argilo-gréseux. Cet horizon est interprété comme un minimum d'amplitude qui correspond à un grand contraste d'impédance acoustique.

➤ Le toit de l'ordovicien, constitue l'horizon far de toutes les corrélations au sein du bassin de Berkine et la région de Gassi Taouil. La réponse sismique de cet horizon est très caractéristique sur l'ensemble du bassin, elle traduit le passage des argiles du Silurien radioactif basal aux grés de l'Ordovicien. Ce changement de lithologie engendre un réflecteur de très forte énergie lié à un important contraste positif d'impédance acoustique. Il est interprété sur les données sismiques comme un minimum d'amplitude.

Ces horizons sont utilisés comme références pour la reconnaissance des autres horizons, grâce à leur bonne réponse sismique.

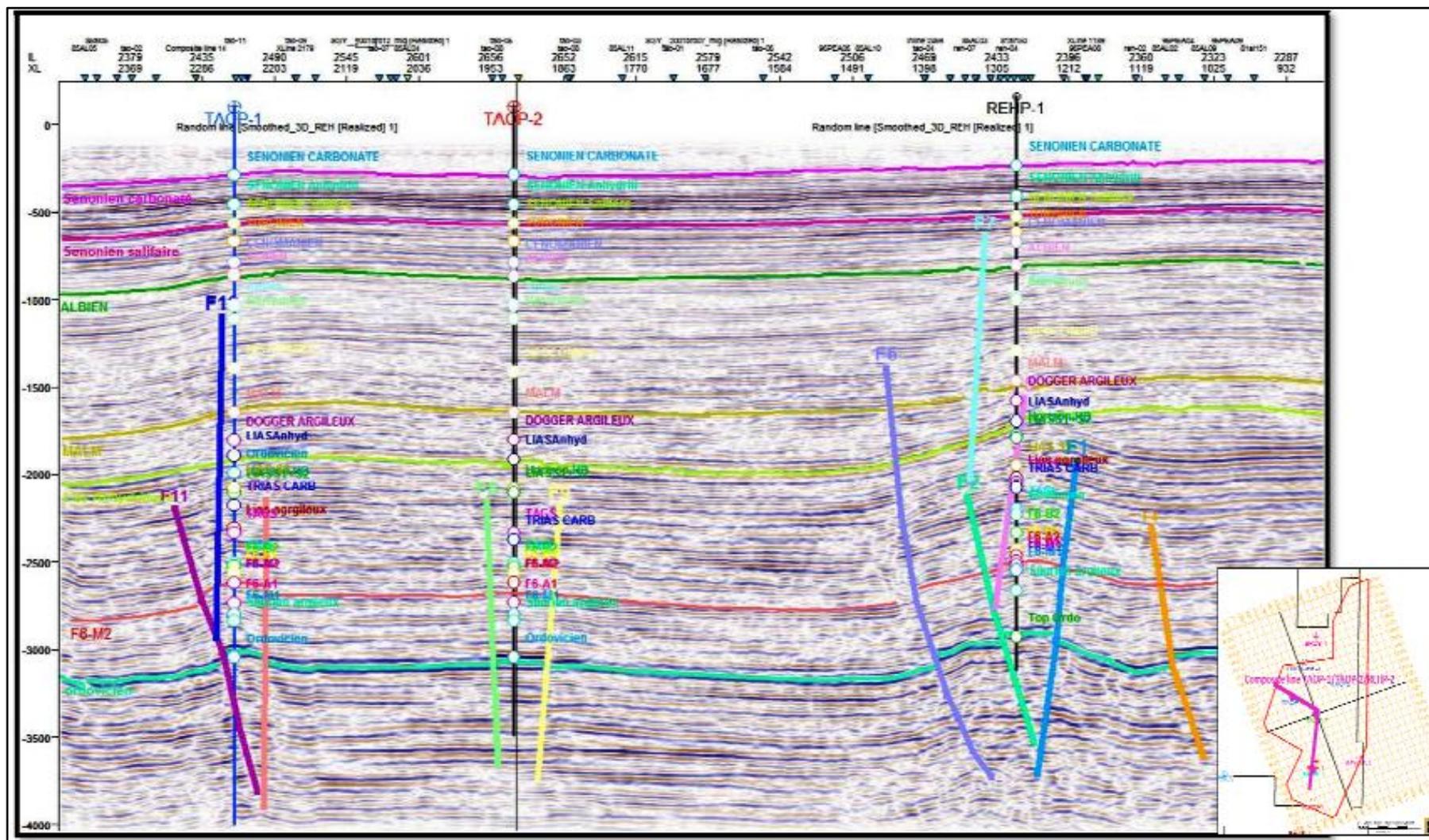


Figure II-4: section sismique passant par les puits TAOP-1, TAOP-2, REHP-1. (Hassaim, 2012).

II.6 Interprétation des cartes en isobathes au toit du F6-M2

Après le traitement des coupes sismiques et l'identification des horizons, des cartes en isobathes au toit du SAG F6-M2 ont été réalisées pour les quatre puits.

La carte en isobathes (Hassaim, 2012) réalisée au toit de l'unité gréseuse F6-M2 au niveau des structures des puits TAOP-1, TAOP-2 et TAOPC-1, montre globalement une grande structure anticlinale dissymétrique, d'orientation générale NE-SW, avec toutefois un prolongement plus marqué du flanc Sud, cette structure est limitée au Nord-Ouest par la faille majeure de Taouil de direction ENE-WSW avec un rejet moyen d'environ 80m (Figure II.5).

II.6.1 Puits TAOP-1

Cette structure est délimitée au nord par la faille majeur de Taouil de direction ENE-WSW, et au nord par une autre faille de même direction.

La surface de la structure, calculée sur la carte en isobathes du toit de l'unité F6-M2 à partir de la courbe -4300 m de profondeur est de 43 km², avec une amplitude minimale de 100 m. L'axe structural présente un allongement Est-Ouest de l'ordre de 15 Km et une largeur d'environ 3 Km. Le top de la structure au toit du F6-M2 se trouve à -4200 m.

II.6.2 Puits TAOP-2

Le point d'implantation du puits TAOP-2 est localisé sur le flanc Sud de la grande structure de Taouil, précisément sur une culmination moins marquée que celle de TAOP-1, mais qui définit à elle seule un anticlinal à part, cette culmination est délimité au Nord par une faille de direction ENE-WSW et à l'Ouest par une autre faille orientée NE-SW .Ces deux failles assurent la fermeture structurale de cet anticlinal.

La surface totale de la structure de TAOP-2, calculée à la base sur la carte en isobathes au toit du Silurien F6-M2 et à partir de la courbe -4470 m, est estimée à 19 km², quant à l'amplitude, elle est de l'ordre de 100 m au minimum. L'axe structural présente un allongement NW-SE d'environ 6 km et une largeur d'environ 5km.

II.6.3 Puits TAOPC-1

La structure de TAOPC-1, présente une direction axiale orientée NE-SW, elle est encadrée par deux failles, l'une de direction NE-SW et l'autre ENE-WSW.

La surface minimale calculée aux limites des fermetures structurales qui délimitent la structure de TAOPC-1, dans les quatre directions est de l'ordre de 15 Km², quant à la surface maximale, elle est de 30 Km². Le toit de l'unité du Silurien F6-M2 se trouve à une profondeur de -4570 m.

II.6.4 Puits REHP-1

Les deux principales failles qui bordent la culmination anticlinale au niveau de cette structure sont d'orientation NE-SW. On note également, la présence de quelques failles normales, dont le rejet est assez faible. La structure REHP-1 est déterminée par une structure anticlinale dissymétrique contre faille d'orientation NE-SW. Les fermetures sont contre faille au Nord et au Sud ainsi qu'à l'Est et à l'Ouest.

La surface de la structure, calculée sur la carte en isobathes du toit de l'unité F6-M2 à partir de la courbe -4400m, est de 21 km² avec une amplitude minimale de 160m. L'axe structural présente un allongement Est - Ouest de l'ordre de 4,5Km et une largeur d'environ 5 Km (Figure II.6).

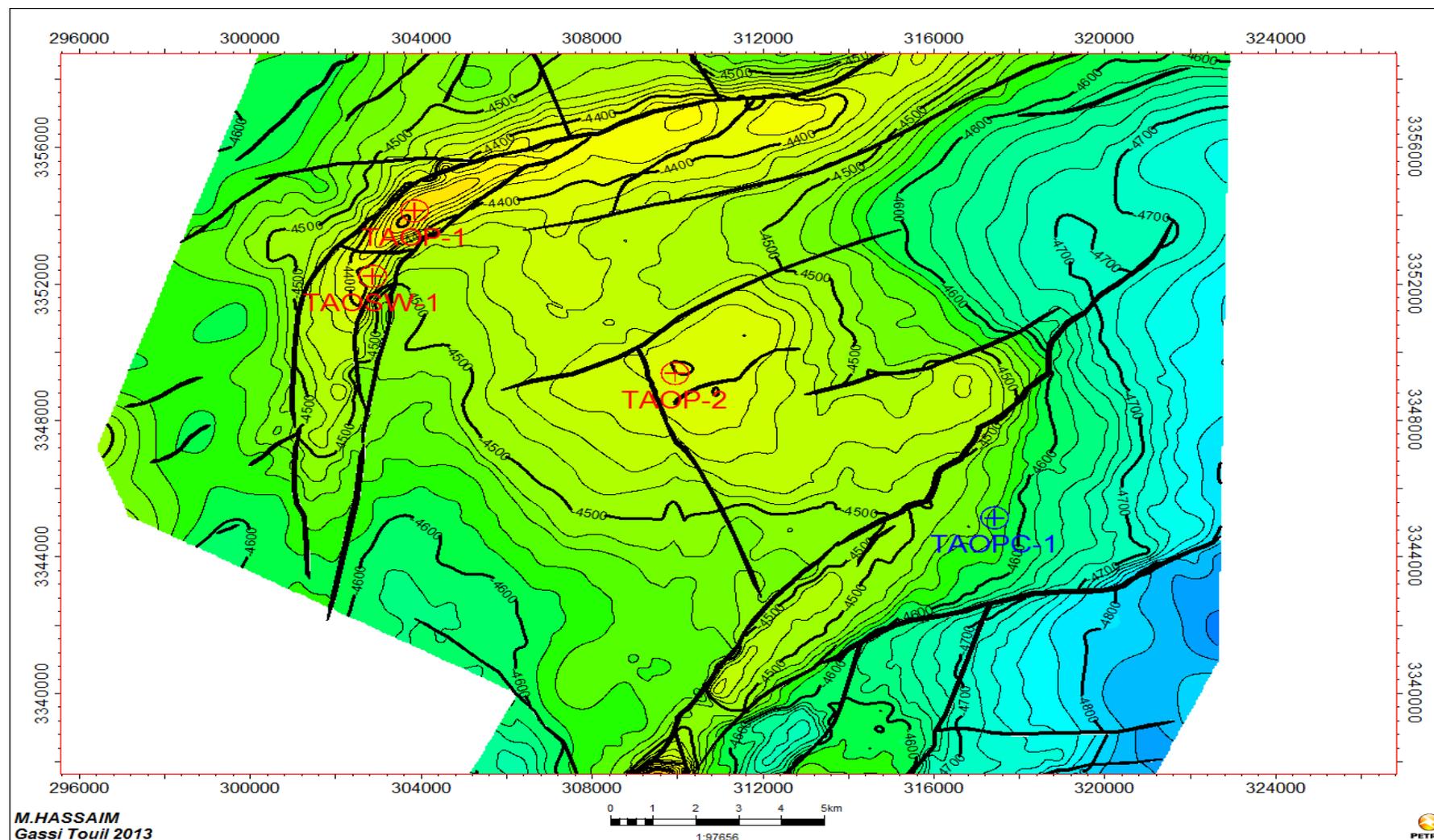


Figure II-5: Carte en Isobathes au toit du Silurien F6-M2 au niveau des structures des puits TAOP-1, TAOP-2 et TAOPC-1.
(Hassaim, 2012).

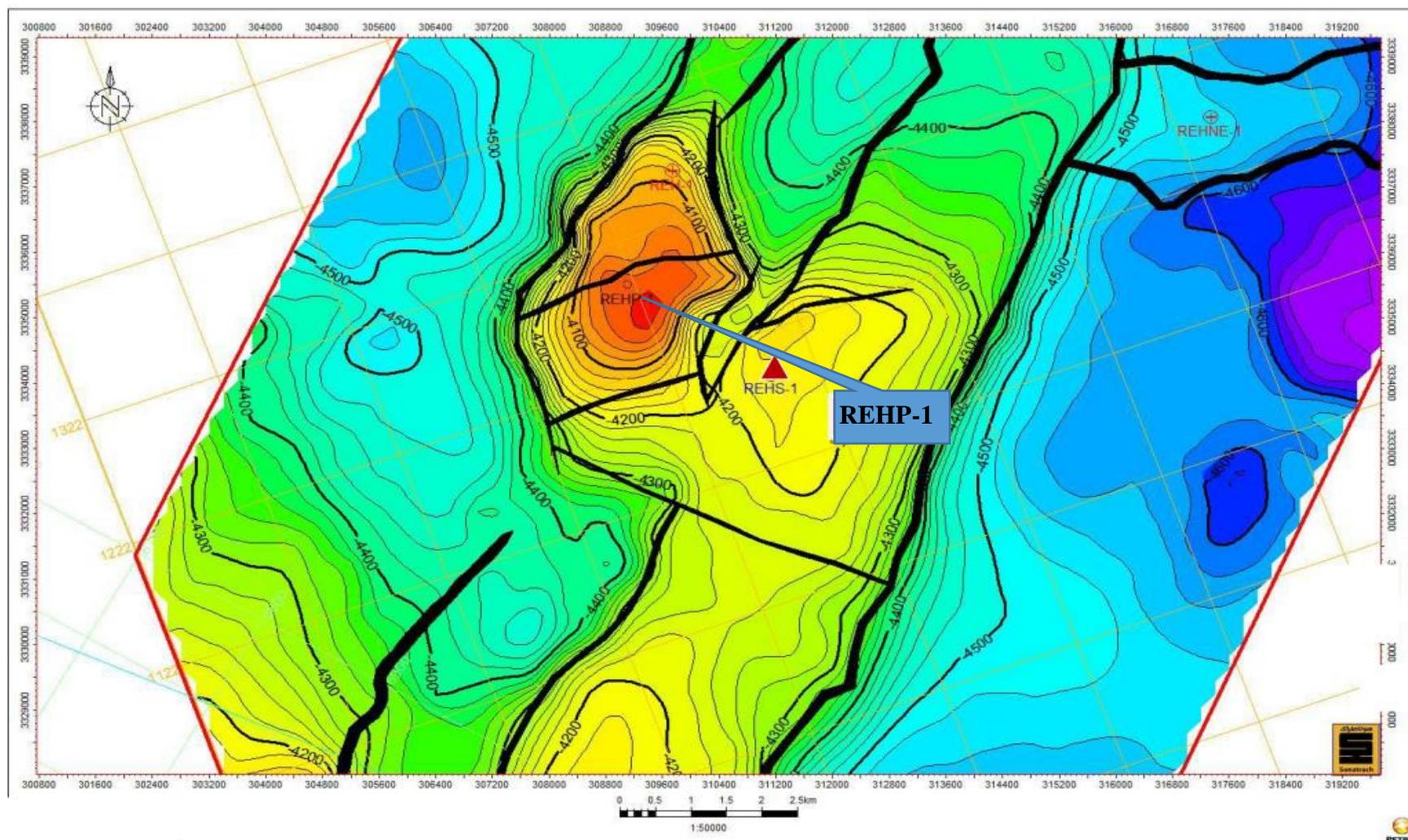


Figure II-6: Carte en Isobathes au toit du Silurien F6-M2 au niveau de la structure de REHP-1. (Hassaim, 2012).

II.7 Conclusion

Une synthèse des études sismiques réalisées par Sonatrach au niveau des quatre puits : TAOP-1, TAOP-2, TAOPC-1 et REHP-1, dans l'unité du Silurien F6-M2 de Gassi Taouil a fourni des informations sur la caractérisation structurale de cette unité.

L'étude sismique au niveau des quatre puits s'est appuyée sur l'analyse des sections sismiques réalisées au moyen de calage et identification des horizons sismiques, confortée par la construction des cartes en isobathes au toit du Silurien argileux gréseux F6-M2. Elle a permis de déterminer la configuration géométrique de l'unité du silurien en termes de niveau de profondeur, de morphologie de surface et de son étendue, en relation avec la structuration géologique traduite notamment par la présence d'un important réseau de failles et la lithologie.

La compilation et la superposition de toutes ces données ont permis également de déduire le type de piégeage à hydrocarbure, qui semblerait être de type structural étant donné que l'unité du Silurien F6-M2 est largement structurée par un important réseau de failles inverses avec la présence des failles normales mais de moindre importance.

CHAPITRE III :
GENERALITES SUR LES DIAGRAPHIES
ET LES PARAMETRES
PETROPHYSIQUES.

III.1 Introduction

On appelle diagraphie tout enregistrement d'une grandeur physique d'une formation traversée par un sondage en fonction de la profondeur. On enregistre par exemple des paramètres physiques tels que la résistivité, la radioactivité, la vitesse du son...etc, ou des paramètres géométriques tel que le diamètre du trou, épaisseur du mud cake...etc.

Les frères Schlumberger en 1927, firent la première mesure électrique dans le champ de Pechelbron, en France, et depuis, les diagraphies n'ont cessé d'évoluer et de changer de forme. Aujourd'hui la diagraphie est devenue une opération journalière, nécessaire et obligatoire dans l'exploration pétrolière.

Le but d'une étude diagraphique effectuée sur un puits ou un ensemble de puits est de déterminer les paramètres physiques et pétrophysiques du réservoir permettant d'évaluer les réserves d'hydrocarbures en place, c'est **l'interprétation pétrophysique**, et aussi de définir les éléments géologiques permettant de caractériser le contexte régional du réservoir, c'est **l'interprétation géologique**.

III.2 Diagraphies enregistrées

III.2.1 Notion de l'invasion

La présence du fluide de forage (boue ou mud) est génératrice de perturbation. La boue de forage en phase liquide exerce une pression hydrostatique supérieure à la pression des formations et des fluides qu'elles contiennent. Dans ces conditions, il se produit une filtration de la phase liquide et des substances dissoutes dans la formation (filtrat de boue), les particules solides s'accumulent sur les parois du trou formant ainsi un dépôt de boue « Mudcake », ce dernier a une épaisseur qui varie entre (2 – 25.4 mm). Cependant le filtrat de la boue envahi la formation et perturbe les fluides en place. On distingue ainsi trois zones : la *zone envahie* ou lavée, la *zone de transition* et la *zone vierge*. (Figure III.1) :

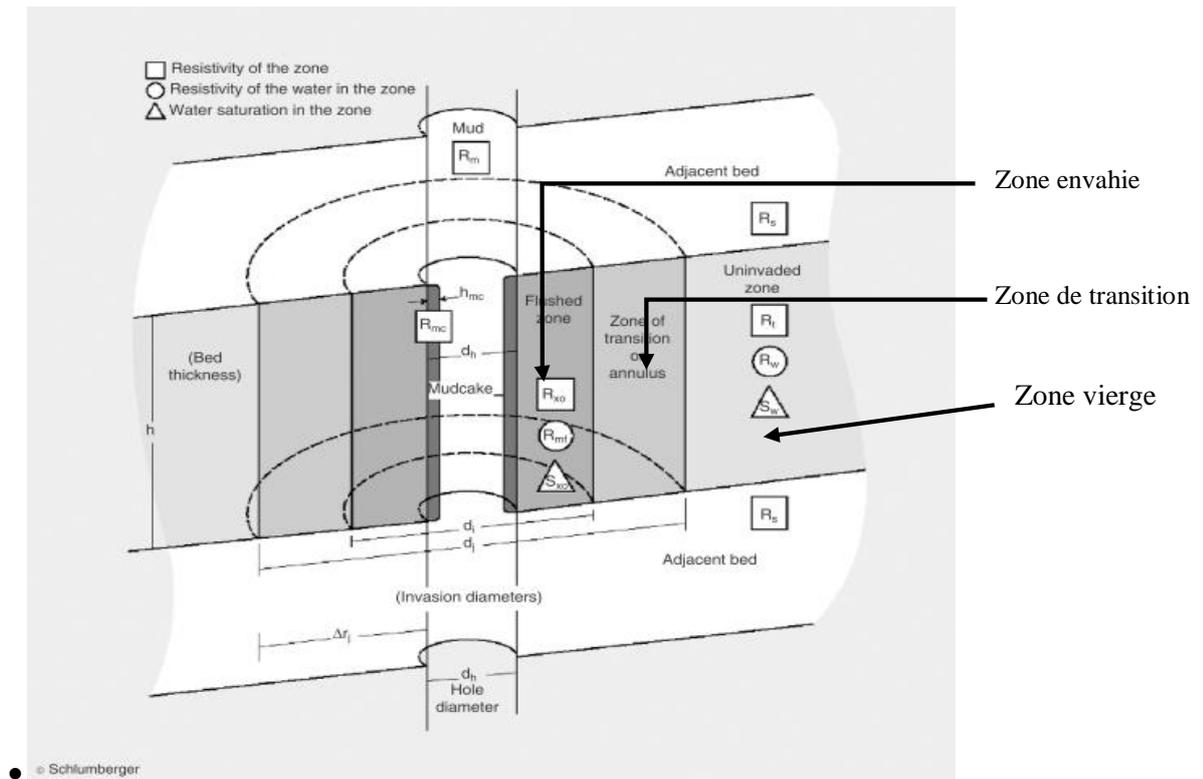


Figure III-1: Investigation des différentes résistivités. (Schlumberger, 2009).

III.2.2 Log diamètre (CALIPER)

La plupart des diagraphies sont très sensibles aux variations de diamètre du trou. Il est donc essentiel de disposer du log CALIPER "diamètre" qui enregistre les variations de diamètre du trou. De plus les variations de diamètre peuvent donner des indications sur les zones sous compactées ou au contraire sur les zones d'argile gonflante par exemple.

III.2.3 Le Gamma Ray (GR)

La mesure de la radioactivité ou le rayonnement gamma naturel provenant de la formation s'effectue à l'aide d'un détecteur approprié (compteur à scintillation ou Geiger). La réponse reçue par l'outil est fonction de la concentration en poids du minéral radioactif présent face au détecteur et de la densité de la formation (O. SERRA, 1983).

Les principaux éléments responsables de la radioactivité naturelle mesurée sont : le **Potassium**, le **Thorium** et l'**Uranium**, c'est pourquoi on admet que le GR reflète l'argilosité de la formation. Le GR enregistre la radioactivité totale, ce qui donne une idée globale sur la radioactivité de la formation, mais sans préciser les éléments responsables de cette radioactivité.

La diagraphie Gamma Ray permet essentiellement, de déterminer la lithologie et estimer le volume d'argile.

III.2.4 Diagraphie neutron

A l'aide d'une source appropriée, on soumet la formation à un bombardement intense de neutrons rapides dont l'énergie initiale est comprise entre 4 et 6 MeV. Grâce à leur vitesse élevée (10 000 Km/s), les neutrons auront un grand pouvoir de pénétration. Ils entrent en collision avec les noyaux des atomes présents dans la formation, ce qui réduit leurs énergies. (O. SERRA, 1983).

Les noyaux des atomes d'hydrogène contribuent largement à l'absorption de l'énergie cinétique des neutrons du fait du rapprochement des dimensions. Le ralentissement des neutrons permet aux atomes de chlore et de sodium de les absorber qui émettent ensuite un rayonnement Gamma. C'est ce dernier que l'outil de diagraphie va détecter et la mesure est souvent appelé : mesure de l'indice d'hydrogène. Chaque émission correspond à une unité de porosité. (Figure III-2).

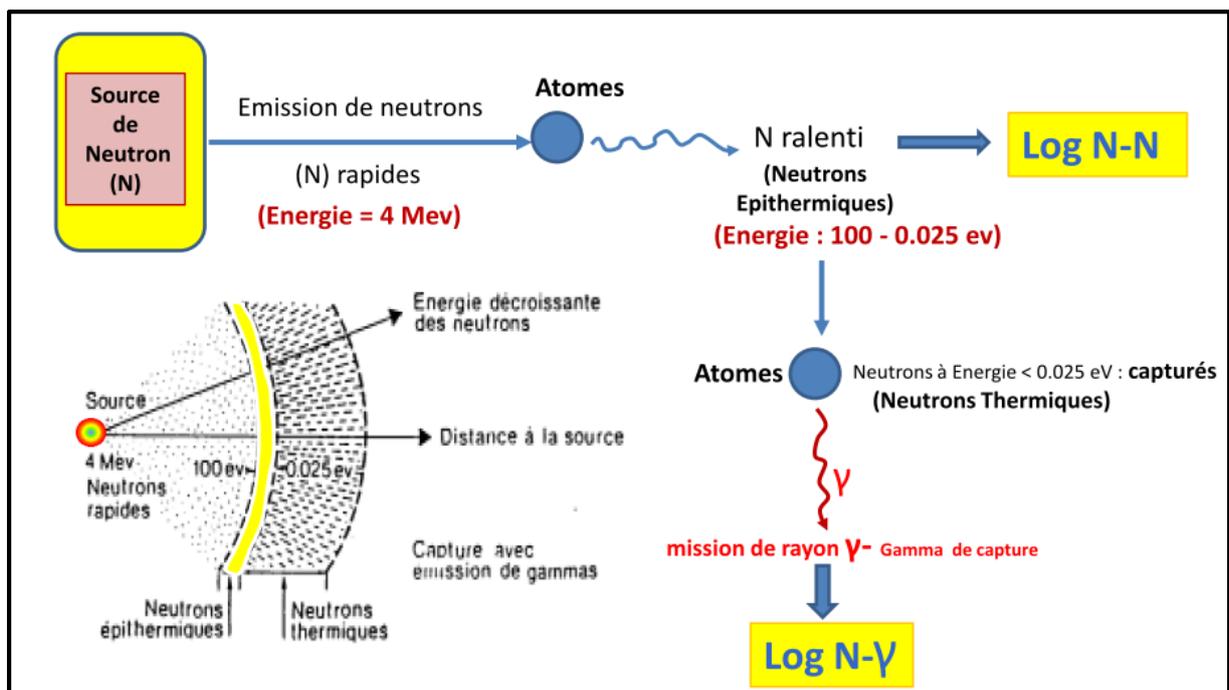


Figure III-2: Principe de la diagraphie neutron. (M.S. BEGHOUL, 2013)

La mesure de l'indice d'hydrogène est utilisée pour la mesure de la porosité, la différenciation des zones à gaz, à l'huile ou à eau, la détermination de la lithologie en combinaison avec d'autres diagraphies et la corrélation entre les sondages.

III.2.5 Diagraphie de densité

On soumet la formation à un flux de rayons γ générés par une source appropriée (^{60}Co ou ^{137}Cs). Les rayons γ sont des particules sans masse se propageant à la vitesse de la lumière, ils sont aussi appelés photons. Ces photons entrent en collisions avec la matière et, suivant leurs énergies, trois types d'interactions peuvent se produire. (O. SERRA, 1983).

- Production de paire : $E > 1.02 \text{ MeV}$. Le résultat est la production d'un négaton et d'un positon avec des énergies égales à 0.51 MeV chacun.
- Effet Compton : ici une partie de l'énergie du photon est transmise à l'électron. Celui-ci est éjecté de son orbite et le photon dévie d'un angle θ avec une énergie plus faible. C'est l'effet Compton qui intervient principalement dans la mesure de densité.
- Effet photoélectrique : l'énergie du photon est totalement absorbée par l'électron et ce dernier sera éjecté.

La diagraphie de densité est utilisée principalement pour la mesure de porosité, la détermination de la lithologie et l'étude de compaction. (Figure III-3)

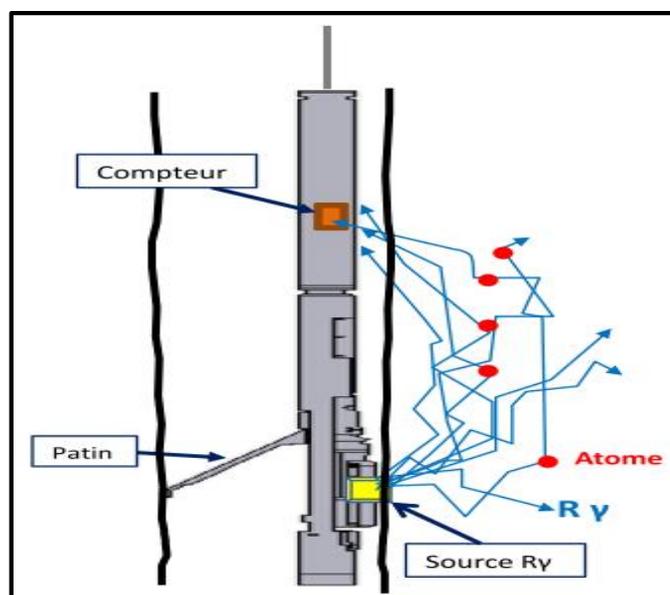


Figure III-3: Principe de mesure de la densité (M.S. BEGHOUL, 2013)

III.2.6 Diagraphie sonore

Un train d'ondes, dont la fréquence est de l'ordre de 20 à 40 kHz, est émis à l'aide d'un générateur à magnétostriction excité depuis la surface par envoi d'une impulsion électrique. Cette émission est répétée plusieurs fois par seconde (10 à 60 fois).

Le train d'onde émis se propage dans la formation suivant les fronts d'ondes sphériques, traverse la colonne de boue et atteint la paroi du trou en des temps et angles d'incidence croissants (O. SERRA, 1983).

La profondeur d'investigation du sonique n'est pas très élevée, c'est un outil qui mesure dans la zone lavée.

Le temps de parcours mesuré sera la moyenne globale des temps de parcours dans la roche et dans le fluide. (Figure III-4).

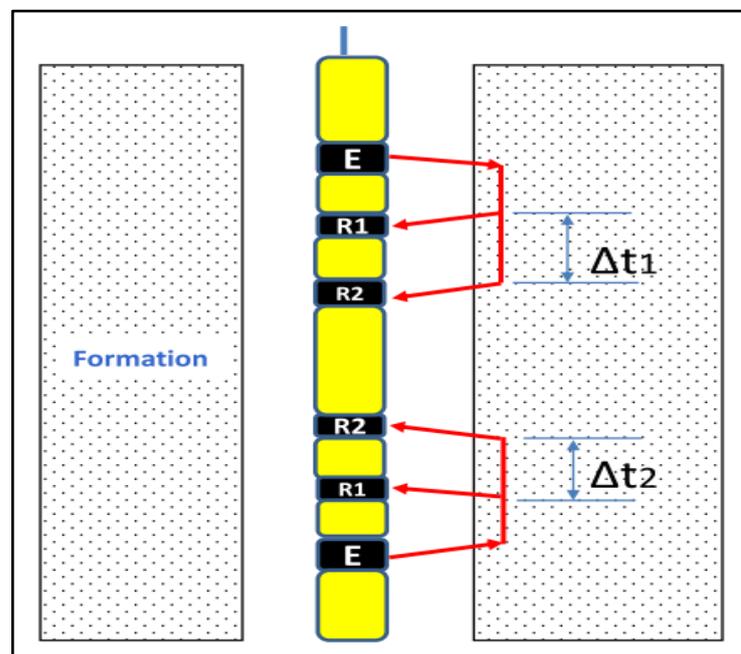


Figure III-4: Principe de la diagraphie sonore. (M.S. BEGHOUL, 2013)

Cette diagraphie est essentiellement utilisée pour la mesure de la porosité et la détermination de la lithologie.

III.2.7 Diagraphie de résistivités

La résistivité est un paramètre primordial en vue d'un calcul de saturation. Elle peut être mesurée de différentes façons. Quelque-soit l'outil retenu, et quelque-soit la résistivité à mesurer, le principe fondamental de mesure reste le même.

Une source émettrice (électrode ou solénoïde) envoie un signal (courant électrique, champs électromagnétique) après la circulation du courant dans la formation que ce soit dans le dépôt de boue, zone envahie ou zone vierge, un dispositif de mesures « récepteur » situé à une certaine distance de la source, appelée espacement, enregistre la réaction du terrain au signal. (O. SERRA, 1983).

En jouant sur l'espacement, on obtient les résistivités des zones vierges et envahies. C'est ainsi que selon l'espacement et donc le rayon d'investigation, on distingue :

- **Les macro-dispositifs** : tels que l'inductolog et le latéolog, qui donnent une lecture plus ou moins proche de la résistivité dans la zone vierge R_t .
- **Les micro-dispositifs** : comme le microlog et le microlatéolog, qui donnent une lecture proche de la résistivité dans la zone envahie R_{x0} .

III.3 La diagraphie de pression

III.3.1 Présentation de l'outil MDT

L'outil MDT (Modules Dynamics formation Tester) de Schlumberger, est représenté par un ensemble de modules, selon sa configuration, il permet la mesure de la pression du réservoir le long du puits à différentes profondeurs, ces mesures seront ensuite plotées en fonction de la profondeur absolue pour obtenir les gradients de pression des fluides sur le profil de pression, et calculer ensuite leurs densités.

L'outil MDT est aussi utilisé pour collecter des échantillons de fluide de meilleure qualité, car il est doté d'un mécanisme connecté à la surface permettant de vérifier la représentativité du fluide échantillonné (Figure III-5).

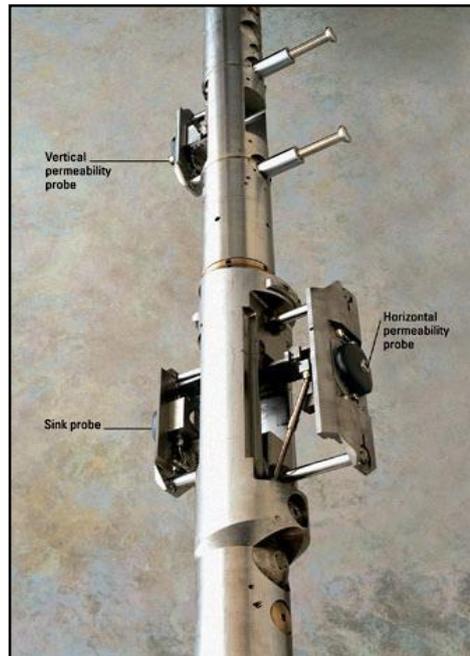


Figure III-5: L'outil MDT (Document Schlumberger).

III.3.2 Les différentes mesures effectuées par le MDT

III.3.2.1 La mesure de pression

Deux jauges sont disponibles pour les mesures de pression, une jauge de contrainte (strain gauge) et GQG (Crystal Quartz Gauge) ; cette dernière donne une réponse dynamique, rapide avec une grande précision sur les mesures et stabilise la pression.

III.3.2.2 Analyse du prétest

Un volume de fluide standard (20 cc) est recueilli lors de la perturbation du régime de pression.

La pression est enregistrée depuis le début de l'échantillonnage, jusqu'à sa stabilisation en fonction du temps. (Figure III-6).

1. Avant l'ouverture de la vanne d'isolation, on mesure la pression hydrostatique de la colonne de boue ;
2. En ouvrant la vanne la pression baisse c'est la période de draw-down ;

3. Quand l'échantillonnage est terminé, la pression remonte c'est la période de build-up ;
4. Elle se stabilise après un laps de temps Δt , pour donner la pression de la formation (celle qui sera utilisée pour le profil de pression) ;
5. Après fermeture de la vanne : la pression revient à sa valeur initiale (Pression hydrostatique).

L'étape (5) permet de vérifier le bon fonctionnement de l'outil, en s'assurant que la pression mesurée en (5) et la même que celle mesurée en (1).

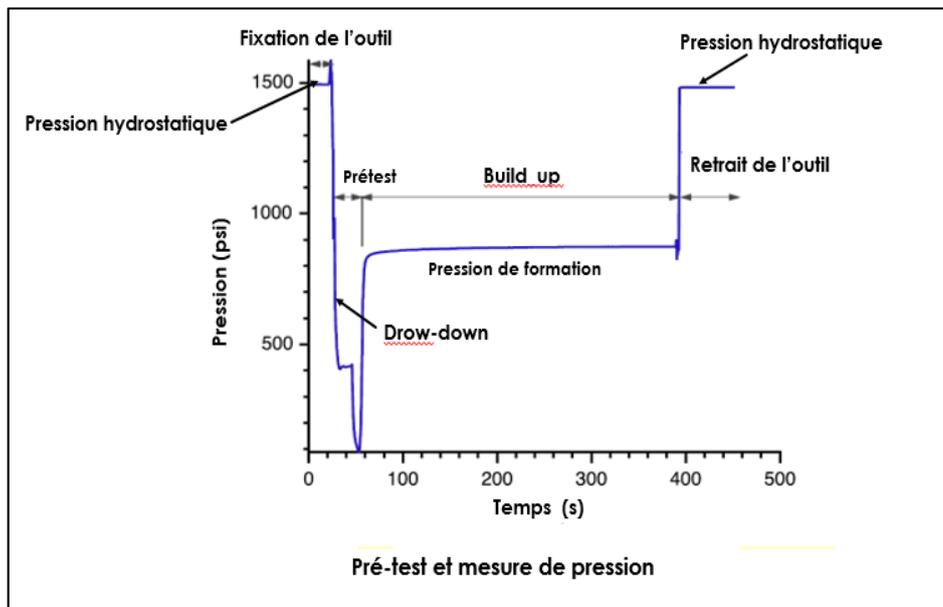


Figure III-6: Le prétest et la mesure de pression.(Document Shlumberger)

III.3.2.3 Mesure de résistivité

Une cellule de mesure de résistivité est incorporée dans la conduite de prélèvement, elle permet de différencier entre un échantillon d'huile et un échantillon d'eau.

III.3.2.4 Echantillonnage du fluide

Dans le but d'obtenir une haute qualité d'échantillonnage, les contaminants comme le filtrat de boue doivent être enlevés et la pression d'échantillonnage doit être soigneusement contrôlée pour éviter la chute au-dessus du point de bulle (seuil limite que la pression minimum du fluide ne doit pas atteindre).

III.3.3 Détermination des contacts entre fluides

A partir du profil de pression (Figure III-7), les points alignés sont représentatifs d'un certain type de fluide. L'intersection de ces lignes nous donne la profondeur du contact. Ces points sont alignés selon un gradient donné par la formule suivante :

$$\left. \frac{\partial P}{\partial Z} \right|_{GRA} = \rho * g \text{ (psi/m)} = 1,422 \rho \text{ (g/cc)}$$

Avec :

- ρ : densité du fluide (g/cc) ;
- g : accélération de gravité.

Ordre de grandeur de densités différentes fluides :

- ✓ Gaz : 0.1 – 0.35 g/cc ;
- ✓ Condensât : 0.5 – 0.65 g/cc ;
- ✓ Huile : 0,67 – 0.8 g/cc ;
- ✓ Eau : 1 – 1.2 g/cc.

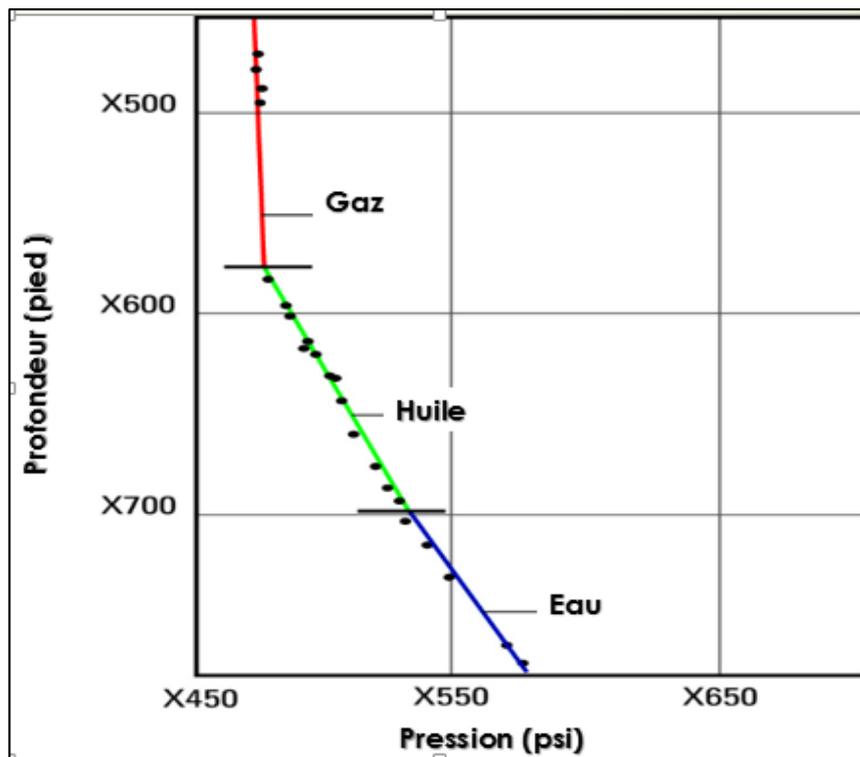


Figure III-7: Exemple d'un profil de pression.(Document Schlumberger)

III.4 Définitions des paramètres pétrophysiques

III.4.1 Définitions

III.4.1.1 Réservoir

Un réservoir est une formation du sous-sol, poreuse et perméable, renfermant une accumulation naturelle, individualisée et séparée d'hydrocarbures (huile et/ou gaz), limitée par une barrière aquifère et caractérisée par un système de pression unique. Un gisement est constitué d'un ou plusieurs réservoirs superposés ou proches latéralement les uns des autres, il peut contenir soit de l'huile, soit du gaz, soit encore les deux fluides superposés. (R. COSSE, 1988).

Selon R. COSSE, les principales roches réservoirs sont constituées de grès et/ou de carbonates.

- Réservoir gréseux :

La roche réservoir est formée de grains de quartz silice (SiO_2), si les grains sont libres, il s'agit de sable, si à défaut les grains sont cimentés entre eux, il s'agit de grès. Selon la cimentation, on définit plusieurs types de grès ; grès sableux, grès argileux, grès carbonatés...etc.

- Réservoir carbonaté :

Les roches carbonatées sont d'origines variées :

- **Détritique** : formées de débris (grains/fragments de minéraux/roches carbonatées, ... etc.),
- **Chimique** : formées par précipitation de solutions minérales carbonatées,
- **Biochimique** : formées de solutions minérales carbonatées sécrétant une matière organique (feuilles/tiges/racines).
- **Organo-minérale** : roches de calcaires construits (à base végétale : type récif) et calcaires d'accumulations (à base animale).

Elles sont associées aux minéraux de calcite (CaCO_3) et dolomite $\text{Ca,Mg}(\text{CO}_3)_2$ présentant souvent les qualités des roches réservoirs.

III.4.1.2 Matrice

Les diagraphistes appellent matrice, l'ensemble des éléments solides constituant la roche à l'exclusion des argiles.

Une matrice est dite simple, lorsque ses éléments et le ciment les reliant sont constitués du même minéral tel que la calcite ou le quartz par exemple.

Elle est dite complexe, lorsque ses éléments ont une composition minéralogique variable ou lorsque le ciment est de nature différente tel une roche de grès à ciment calcaire par exemple.

III.4.1.3 Les Argiles

Les argiles sont des dépôts sédimentaires constitués par des minéraux phylliteux aluminosilicates hydratés. Minéralogiquement, on distingue plusieurs groupes de minéraux phylliteux d'après l'épaisseur du feuillet ou le grand espacement réticulaire, les argiles sont parfois constituées exceptionnellement par un seul type minéralogique, et elles peuvent renfermer de pourcentage variable de silts ou de carbonates. Par ailleurs, l'arrangement des particules argileuses laisse subsister des vides (pores) plus au 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 elles aussi principalement de leur composition, porosité et saturation en hydrocarbures. Ainsi, la présence des argiles dans les roches influence sur la réponse des outils de manière proportionnelle à leurs pourcentages et à leurs caractéristiques. (O. SERRA, 1983).

On distingue trois types d'argile suivant leur mode de distribution dans la roche (Figure III-8):

- Argiles laminées :

Elles correspondent aux argiles déposées en lits fins entre deux couches du réservoir (sable, calcaire). Cette catégorie d'argile n'affecte en rien la porosité utile, la saturation et la perméabilité des réservoirs, du moins si elles ne créent pas de barrières latérales à la perméabilité.

- Argiles dispersées :

Elles correspondent à la catégorie des argiles qui soit, elles adhèrent aux grains, soit elles les enduisent, soit encore occupent partiellement les pores.

- Argiles structurales : Elles correspondent aux argiles se présentant sous forme de grains ou de nodules de manière à jouer le même rôle que les autres grains de la matrice.

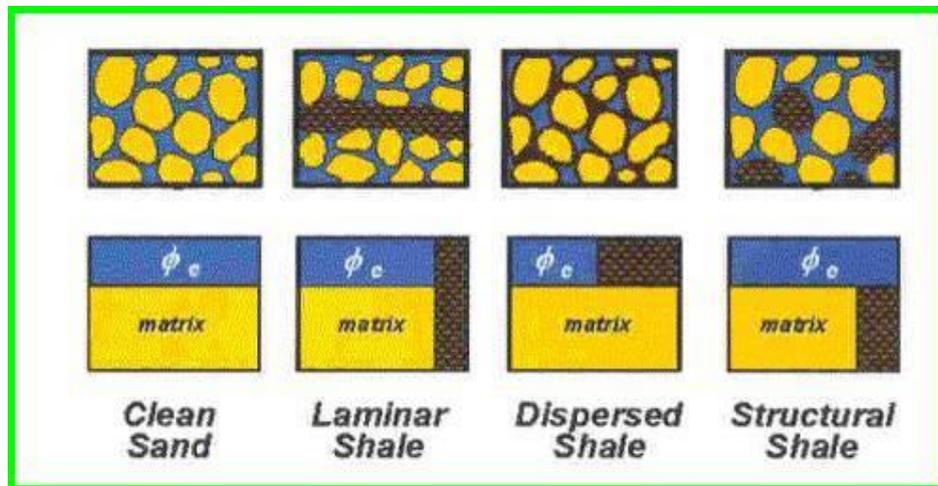


Figure III-8: Les différents types d'argiles. (ERR Crain, 2000).

III.4.1.4 Les fluides

L'arrangement des éléments solides laisse généralement subsister des espaces vides (pore, canalicules...) qui sont occupés par des fluides : air, eau, huile et gaz. Le pourcentage de ces fluides dans les roches, dépend donc du pourcentage de ces espaces vides, donc de la quantité de porosité. (O. SERRA, 1983).

III.4.2 Paramètres de réservoir à déterminer

D'une manière générale, on exprime la composition de la roche réservoir à l'aide des paramètres suivants :

- Porosité Φ ;
- Saturation en eau dans la zone non envahie S_w ;
- Saturation en eau dans la zone envahie S_{x0} ;
- Pourcentage d'argile V_{sh} .

Avec ces notations, les proportions volumiques des différents composants de la formation sont ainsi déduites, et on a essentiellement :

- Volume d'hydrocarbures dans la zone envahie : $\Phi (1 - S_{X0})$;
- Volume d'hydrocarbures dans la zone non envahie : $\Phi (1 - S_w)$;
- Volume d'eau dans la zone envahie : $\Phi \cdot S_{X0}$;
- Volume d'eau dans la zone non envahie : $\Phi \cdot S_w$;
- Volume d'argile : V_{sh} ;
- Volume de la matrice (autre solide que les argiles) : $1 - \Phi - V_{sh}$;

Les paramètres qui caractérisent les composants de la formation sont les suivants :

- Densité des hydrocarbures ρ_h ;
- Densité de la matrice ρ_{ma} ;
- Résistivité de l'eau R_w ;
- Paramètres de l'argile (ρ_{cl} , réponse de la diagraphie neutron Φ_{NCl} , temps de parcours unitaire sonique Δt_{sh} , réponse du GR ...etc.).

III.4.3 Caractéristiques diagraphiques des formations

On considère le modèle de roche standard illustré dans la (Figure III-9) Ce modèle nous permettra de bien comprendre les différentes formules qui seront utilisées pour le calcul des paramètres pétrophysiques, et nous guidera vers une méthode déterministe qui a pour but la diminution des erreurs d'estimation, et donc une optimisation des résultats.

III.4.3.1 Le volume d'argile

Le volume d'argile est estimé à partir de la diagraphie Gamma Ray de la manière suivante :

On commence par calculer l'indice Gamma Ray

$$I_{GR} = \frac{GR - GR_{min}}{GR_{max} - GR_{min}}$$

La formule de calcul du volume d'argile donnée par Larionov dans le cas des roches anciennes (le cas du Silurien) (Document Sonatrach) :

$$V_{sh} = 0,33 \cdot (2^{(2 \cdot I_{GR})} - 1)$$

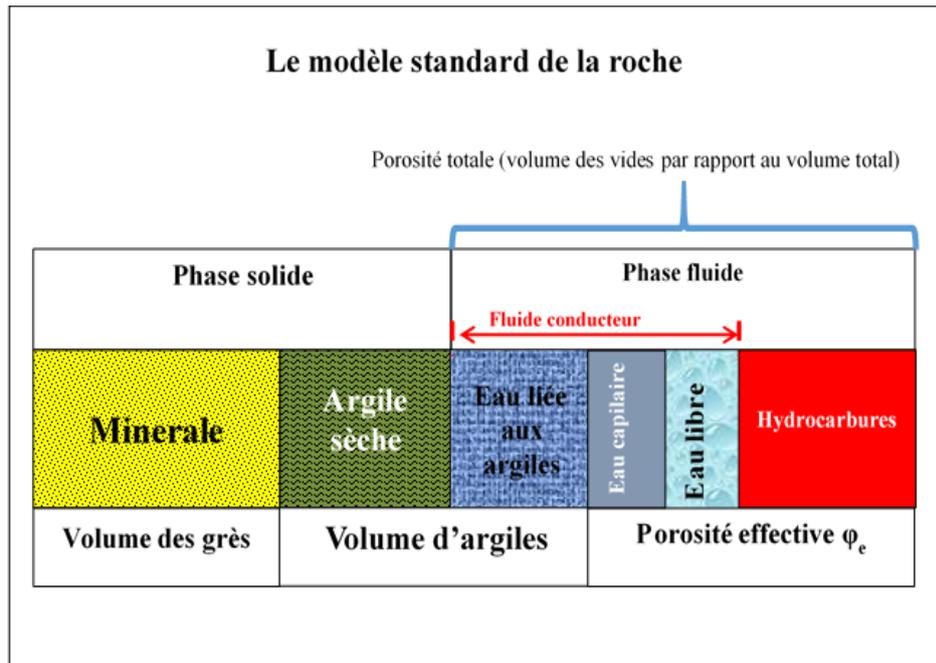


Figure III-9: Le modèle standard de la roche (Document Sonatrach).

III.4.3.2 Porosité

La porosité (Φ), est la fraction du volume total occupé par les pores. Dans les formations peu consolidées, la porosité dépend de la distribution de la taille des grains, mais aussi de leur taille en valeur absolue. Elle sera d'environ 35 à 40% si les grains ont presque la même taille ; plus faible, d'environ 25% si les grains varient largement en dimensions (les petits grains viennent remplir les pores entre les plus grands). Lorsque la porosité est encore plus basse, les particules de la matrice sont généralement cimentées entre elles par du matériel siliceux ou calcaire ; c'est souvent ce qui se produit dans les formations consolidées. (O. SERRA, 1983).

Ainsi, O. SERRA a classé la porosité en plusieurs types :

A- Porosité totale :

Φ_t est le rapport du volume total des vides (pores, fissures, fractures...etc.) et le volume total de la roche :

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

V_p : volume des pores ;

V_t : volume total (vides + solide) ;

V_s : volume de la partie solide.

- *Porosité primaire Φ_1* : intergranulaire. Elle dépend de la forme des grains, de leur mode d'arrangement et du degré de compaction. (Figure III-10).

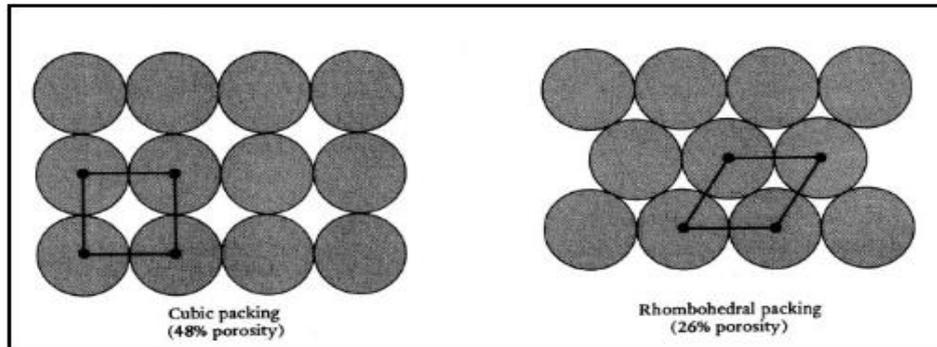


Figure III-10: Relation entre l'arrangement des grains et le type de porosité. (ERR Crain, 2000).

Les grandes porosités correspondent aux sédiments dont les grains ont la même taille (bon classement). (Figure III-11).

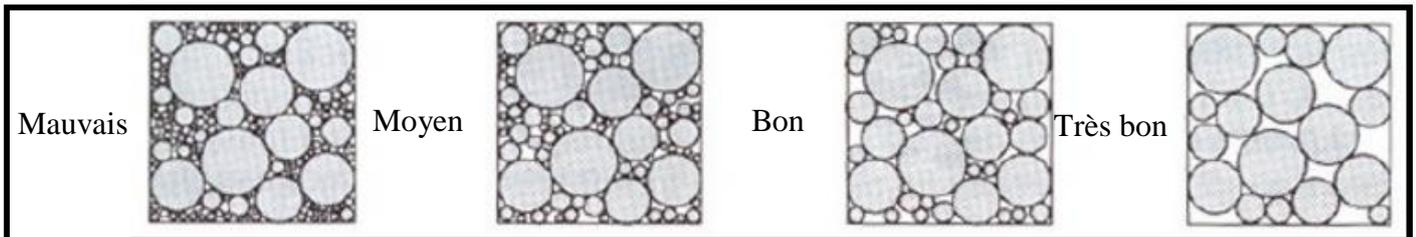


Figure III-11: Types de classement des grains. (ERR Crain, 2000)

- *Porosité secondaire Φ_2* : c'est une porosité de cavités produite par dissolution, ou une porosité de fracturation produite par déformation mécanique.

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

B- Porosité connectée :

Représente le pourcentage des espaces vides interconnectés dans le volume total de la roche.

C- Porosité effective :

Φ_e est la porosité accessible aux fluides libres. Ceci exclut les espaces vides non connectés occupés par de l'eau.

Quand il existe des carottes, la porosité est déterminée par analyse de celles-ci aux rayons X. Cependant les formations réservoirs, étant rarement homogènes, nous obtenons des mesures qui varient souvent sur quelques centimètres. Les diagraphies donnent plutôt une mesure globale. Plusieurs diagraphies permettent cette mesure, nous citeront notamment la diagraphie sonique, neutron, densité et diagraphies de résistivité.

- A partir du Log sonique

On considère le modèle de la figure III-9, le temps de parcours du son dans la phase solide et la phase fluide sont respectivement Δt_1 et Δt_2 , on aura donc :

$$\Delta t = \Delta t_1 + \Delta t_2 \quad \text{ce qui donne :} \quad \Delta t = V_s \cdot \Delta t_{ma} + V_f \cdot \Delta t_f$$

$$\text{On remplace:} \quad \Delta t = (1-\Phi_s) \cdot \Delta t_{ma} + \Phi_s \cdot \Delta t_f$$

On obtient ainsi la relation empirique de Wyllie :

$$\Phi = \frac{\Delta t - \Delta t_{ma}}{\Delta t_f - \Delta t_{ma}}$$

Avec :

Δt_{ma} : temps de parcours dans la matrice ;

Δt_f : temps de parcours dans le fluide ;

Δt : valeur sur le Log ;

Φ_s : la porosité totale ;

V_s : le volume de la phase solide.

On utilise cette relation dans les formations propres et compactes. Le Log sonique tend à négliger la porosité secondaire ainsi que la présence du gaz.

- *A partir du Log de densité*

En utilisant le modèle standard de la roche, la porosité sera dérivée de la valeur lue ρ_b en connaissant la densité du fluide ρ_f et la densité de la matrice ρ_{ma} :

On a :

$$M_b = M_{mat} + M_f$$

On remplace par les densités et les volumes :

$$\rho_b \cdot 1 = \rho_{ma}(1 - \Phi) + \rho_f \Phi$$

On Obtient ainsi la formule suivante :

$$\Phi_d = \frac{\rho_{ma} - \rho_b}{\rho_{ma} - \rho_f}$$

Avec :

M_b , M_{mat} et M_f sont respectivement la masse de la formation, de la matrice et du fluide.

- *A partir du Log neutron*

L'outil neutron répond fortement à la présence des atomes d'hydrogène. Si les pores sont remplis de liquide, la réponse est traduite pratiquement en mesure de porosité, par contre, en présence de gaz ou d'argile, une perturbation est observée, et la mesure doit être corrigée.

La lecture neutron doit être corrigée pour donner la valeur de la porosité dans les grès, en utilisant la relation suivante proposée par Schlumberger :

$$\Phi_{nc} = \Phi_n + 0.03$$

- *Estimation de Φ à partir des Logs de résistivités*

En absence de logs de porosités, une approche de la porosité dans des formations propres et contenant de l'eau, peut être effectuée avec les mesures de résistivités.

Il faudra définir au préalable un paramètre important, qui est le facteur de formation. Ce dernier est défini comme étant un facteur de proportionnalité entre la résistivité d'une roche poreuse avec celle de l'eau qui l'imprègne et avec laquelle est saturée.

$$F = \frac{R_0}{R_w} \text{ ou } F = \frac{R_{X0}}{R_{mf}}$$

Ainsi, nous pouvons déduire la porosité avec la formule d'Archie :

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

R_0 : la résistivité de la formation saturée d'eau dans la zone vierge ;

R_w : la résistivité de l'eau d'imbibition ;

R_{X0} : la résistivité de la roche sous saturée dans la zone envahie ;

R_{mf} : la résistivité de de filtrat de boue de forage ;

a : le degré de consolidation de la roche ;

m : le facteur de cimentation.

III.4.3.3 Porosité effective

Après la détermination des trois porosité : Φ_n , Φ_d et Φ_s on peut déterminer la porosité effective.

Cette porosité sera égale à la porosité sonique si la formation est propre et compacte, dans notre cas, la formation ne répond pas à ce critère, donc on calcule la porosité effective en utilisant la porosité neutron-densité (Φ_{nd}).

La porosité Φ_{nd} représente la moyenne quadratique des deux porosités Φ_n et Φ_d , elle est calculée en utilisant la relation suivante :

$$\Phi_{nd} = \sqrt{\Phi_n^2 + \Phi_d^2}$$

La relation qui donne la porosité effective Φ_e est la suivante :

$$\Phi_e = \Phi_{nd} (1 - V_{sh})$$

III.4.3.4 Le volume des grès

Le volume des grès V_{sand} nous permet de caractériser la fraction non argileuse de la matrice il est calculé suivant la relation :

$$V_{\text{sand}} = 1 - \phi_e - V_{\text{sh}}$$

III.4.3.5 Saturation

La saturation est l'aspect quantitatif du volume d'huile, de gaz ou d'eau contenue dans la formation. Deux genres de saturations sont intéressants à évaluer (Figure III-12) :

- La saturation en eau : $S_w = V_w / V_p$;
- La saturation en hydrocarbure : $S_h = 1 - S_w$.

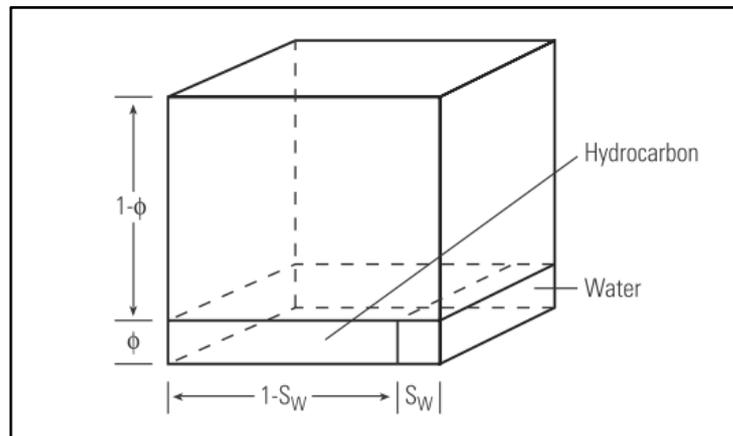


Figure III-12: Unité de volume montrant la porosité Φ , la saturation en eau S_w et la saturation en hydrocarbure ($1 - S_w$). (Darwin V. Ellis et Julian M. Singer, 2008)

La saturation en eau est déterminée généralement à partir des diagraphies de résistivité à l'aide de la formule d'Archie :

$$S_w = \sqrt{F R_w / R_t}$$

Avec :

R_t : la résistivité de la formation dans la zone vierge ;

R_w : la résistivité de l'eau de formation dans la zone vierge ;

F : le facteur de formation ;

S_w : la saturation en eau dans la zone vierge.

L'études bibliographique, montre que dans notre cas d'étude, la formation présente des argiles dispersées dans la matrice gréseuse, on utilisera donc la formule de Simandoux pour le modèle des argiles dispersées, cette formule prend en considération la résistivité des argiles R_{sh} et leurs volumes V_{sh} :

$$S_w = \frac{0,4R_w}{\Phi_e^2} \cdot \left\{ -\frac{V_{sh}}{R_{sh}} + \sqrt{\left[\left(\frac{V_{sh}}{R_{sh}} \right)^2 + \frac{5 \cdot \Phi_e^2}{R_w R_t} \right]} \right\}$$

Remarque : la saturation de Simandoux sera égale à la saturation d'Archie pour un V_{sh} nul.

La saturation en hydrocarbures S_h est donnée par la formule :

$$S_h = 1 - S_w$$

CHAPITRE IV :
EVALUATION DES PARAMETRES
PETROPHYSIQUES AU NIVEAU DU
SILURIEN ARGILEUX GRESEUX F6-M2

IV.1 Introduction

Dans le but d'évaluer le réservoir SAG F6-M2, nous allons calculer et interpréter les paramètres pétrophysiques au niveau de chaque puits étudié.

L'interprétation nous permettra de situer les niveaux à hydrocarbures qui vérifient certaines conditions par rapport aux valeurs du volume d'argile, de porosité effective et de saturation en eau.

Après l'identification des niveaux gréseux à hydrocarbures, nous allons procéder par le calcul des valeurs moyennes des paramètres du volume d'argile, de porosité effective, de saturation en eau et de l'épaisseur utile au niveau de chaque puits. Les valeurs de ces paramètres seront traitées avec le logiciel Surfer dans l'optique d'établir une corrélation et arriver à une évaluation pétrophysique à l'échelle du réservoir. Nous essayerons également de déterminer l'influence de la structuration géologique sur la distribution des paramètres pétrophysiques au niveau de ce réservoir.

IV.2 Evaluation qualitative

IV.2.1 Profondeur des formations

Les études stratigraphiques et structurales réalisées par les ingénieurs de Sonatrach ont permis de localiser les niveaux supérieurs de la formation géologique du réservoir. Le tableau IV-1 résume les profondeurs du toit et du mur de l'unité Silurien F6-M2 pour les quatre puits :

Tableau IV-1: Profondeurs du toit et du mur de l'unité SAG F6-M2 des quatre puits.

Puits	Profondeur du toit de la formation (m)	Profondeur du mur de la formation (m)
TAOP-1	4523	4613
TAOP-2	4606	4722
TAOPC-1	4792	4872
REHP-1	4394	4449

IV.2.2 Etude lithologique

L'identification de la lithologie de la matrice du type d'argile formant les minéraux argileux au niveau du réservoir est essentielle à l'interprétation.

Les résultats du carottage obtenus par les ingénieurs de Sonatrach au niveau des quatre puits ont montré que la lithologie du réservoir Silurien Argileux Gréseux de l'unité F6-M2 est composée essentiellement de grès. (Hassaim, 2012)

Les analyses des différentes carottes effectuées au laboratoire indiquent la présence des argiles dispersées dans la matrice gréseuse. (Hassaim, 2012)

Pour la détermination des minéraux argileux, nous avons utilisé deux abaques de Schlumberger, intégrés au logiciel Interactive Petrophysics dans le module « crossplot ». Ces abaques donnent respectivement le Thorium/Potassium en fonction du facteur photoélectrique et la concentration en potassium en fonction du facteur photoélectrique.

Le logiciel Interactive Petrophysics nous a permis de situer les points dans les deux (02) abaques pour les quatre puits à la fois. Ce qui nous a permis aussi de caractériser et déduire la nature minéralogique des argiles pour chaque niveau étudié.

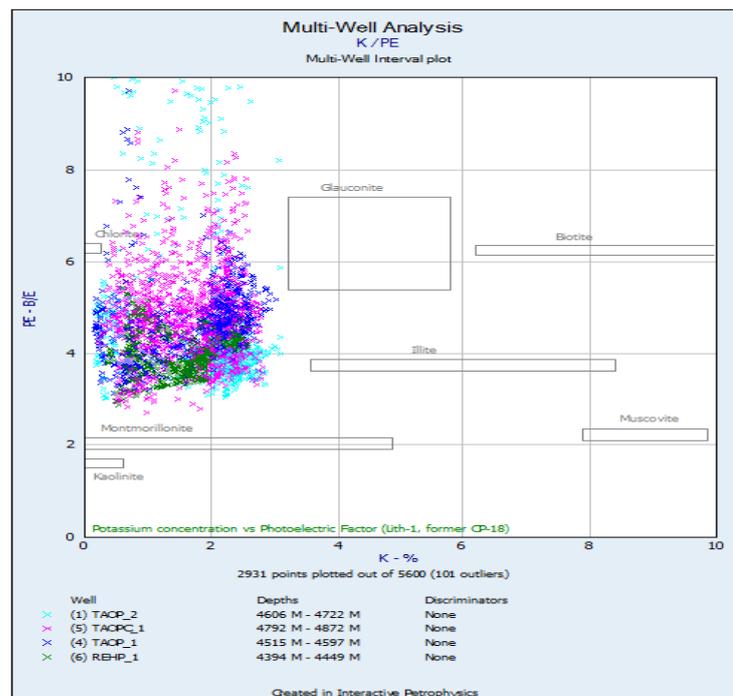


Figure IV-1: Identification minéralogiques des argiles (Abaque K-PE).

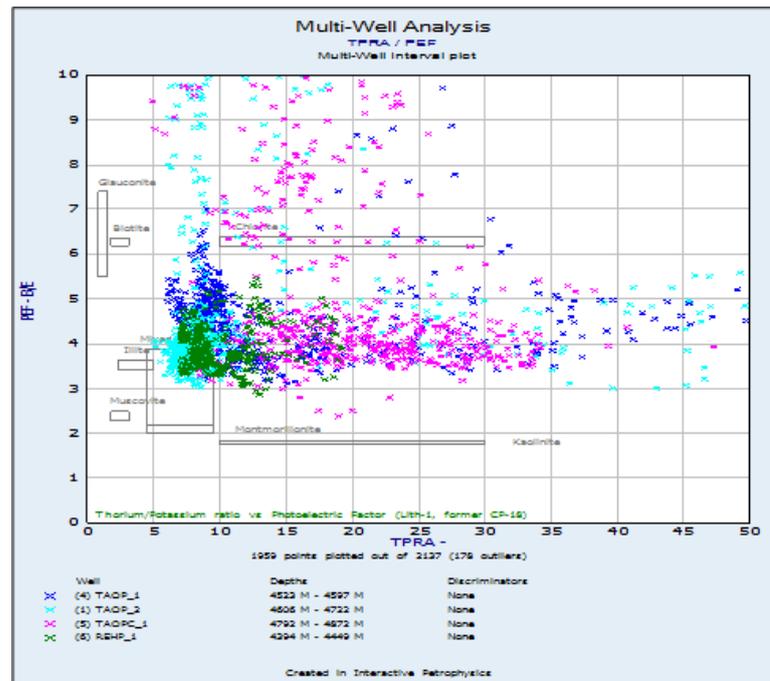


Figure IV-2: Identification minéralogiques des argiles puits (Abaque Th/K-PE).

Dans le premier abaque (Figure IV-1), relatif à la concentration du Potassium, on constate que les points sont concentrés entre les minéraux argileux de montmorillonite et de chlorite. Tandis que la distribution des points dans le deuxième abaque (Figure IV-2), relatif au rapport Thorium/Potassium, montre pour les quatre puits que le nuage de points est concentré autour des argiles mixtes et Illite à tendance de chlorite, montmorillonite et de glauconite.

Le nuage de points du puits TAOP-1 indique dans les deux (02) abaques la présence d'argile mixte à tendance de montmorillonite et chlorite, mais à dominance d'argile mixte, et la chlorite en présence du gaz, s'exprimant par une migration des points éparés vers le haut des deux (02) diagrammes.

La distribution des points au niveau des puits TAOP-2 et REHP-1, montre une présence dominée par l'argile mixte et l'illite à tendance de chlorite et glauconite en présence des gaz, s'exprimant au niveau du puits TAOP-2 par la migration des points éparés vers le haut des deux diagrammes.

La différence de la lithologie à ce niveau peut être expliquée par l'influence de la complexité de la structuration géologique de la zone d'étude, vérifiée par la présence d'un important réseau de failles qui peuvent affecter la lithologie de cette zone.

IV.3 Méthodologie

Il est nécessaire d'avoir certains paramètres requis et spécifiques à la zone d'étude, et qui seront par la suite utilisés dans les calculs des paramètres pétrophysique, à savoir :

- **La résistivité de l'eau de formation (R_w)** : ce paramètre permet de calculer la saturation en eau dans la zone vierge. Il est déterminé à l'aide de l'abaque de Schlumberger en utilisant la salinité de l'eau de formation, déterminée au préalable au laboratoire, et de la température obtenue à l'aide des diagraphies.
- **Le coefficient lithologique (a) et le facteur de cimentation (m)**, utilisé dans notre cas sont : $a = 1$ et $m = 2$. (Hassaim, 2012).
- **Les cut-off** : ce sont des valeurs limites au-delà desquelles le réservoir n'est pas intéressant. Il peut être alors soit argileux, non poreux ou aquifère, les cut_off cette étude sont les suivants :
 - **Vsh_cut_off** : Le cut off du volume des argiles sert à déterminer les bancs gréseux propres. Au-delà d'une valeur de **45%** de **Vsh**, le banc n'est pas pris en considération.
 - **Φ _cut_off** : Un niveau gréseux devra présenter une valeur de porosité supérieure à **8%**. Tous les bancs qui ne vérifient pas cette condition ne seront pas pris en considération dans le calcul de l'épaisseur utile du réservoir.
 - **S_w_cut_off** : Les niveaux gréseux qui ont une saturation en eau de **50%** ou plus, sont considérés comme des réservoirs aquifères. Ils ne sont pas intéressants du point de vue de la production. Ils ne seront donc pas considérés dans l'étude pétrophysique du réservoir.

Le calcul se fait en suivant le plan ci-dessous :

1. Détermination du volume d'argile V_{sh} à partir de l'indice d'argile I_{sh} ;

$$V_{sh} = 0,33 \cdot (2^{(2 \cdot I_{GR})} - 1)$$

$$\text{Avec : } I_{GR} = \frac{GR - GR_{min}}{GR_{max} - GR_{min}}$$

2. Détermination de la porosité neutron corrigée Φ_{nc} ;

$$\Phi_{nc} = \Phi_n + 0.03$$

3. Détermination de la porosité densité Φ_d ;

$$\Phi_d = \frac{\rho_{ma} - \rho_b}{\rho_{ma} - \rho_f}$$

4. Détermination de la porosité totale neutron-densité Φ_{nd} ;

$$\Phi_{nd} = \sqrt{\Phi_n^2 + \Phi_d^2}$$

5. Détermination de la porosité effective Φ_e ;

$$\Phi_e = \Phi_{nd} (1 - V_{sh})$$

6. Détermination du volume des grès V_{sand} ;

$$V_{sand} = 1 - \Phi_e - V_{sh}$$

7. Détermination de la saturation en eau à l'aide de la formule de Simandoux pour les argiles dispersées S_w avec $R_{sh} = 35$ ohm.m (Hassaim, 2012)

$$S_w = \frac{0,4R_w}{\Phi_e^2} \cdot \left\{ -\frac{V_{sh}}{R_{sh}} + \sqrt{\left[\left(\frac{V_{sh}}{R_{sh}} \right)^2 + \frac{5 \cdot \Phi_e^2}{R_w R_t} \right]} \right\}$$

IV.4 Évaluation quantitative

IV.4.1 Paramètres d'interprétation

Le tableau IV-2 suivant, présente les valeurs des paramètres nécessaires aux calculs et à l'interprétation :

- les valeurs de GR_{min} et GR_{max} sont déterminés à partir du module histogramme du logiciel Interactive Petrophysics.

- La valeur de la densité de fluide de formation ρ_f est celle de l'eau salée. Elle est égale dans notre cas à : 1,1 g/cc.
- La valeur de la résistivité de l'eau de formation R_w est estimée d'après la salinité régionale qui est de 350g/l. (Hassaim, 2012).

Tableau IV-2: Les paramètres d'interprétation.

Puits	GR_{min} (api)	GR_{max} (api)	ρ_f (g/cc)	ρ_{ma} (g/cc)	R_w (ohm.m)
TAOP-1	26	124	1,1	2,65	0,015
TAOP-2	25	126	1,1	2,65	0,015
TAOPC-1	20	131	1,1	2,65	0,015
REHP-1	19	126	1,1	2,65	0,015

IV.4.2 Calcul des paramètres pétrophysiques

Après l'introduction des données des diagraphies dans le logiciel « Interactive Petrophysics », on a introduit les formules de calcul dans le module « User formula ».

Le logiciel nous a permis d'obtenir les résultats du calcul sous forme de tableaux, et de générer des histogrammes donnant les valeurs minimales, maximales et moyennes de chaque paramètre.

L'interprétation des résultats des calculs en relation avec les diagrammes du volume d'argiles, de porosité et de saturation en eau pour chaque puits sont présentés ci-dessous :

IV.4.2.1 Puits TAOP-1

Tableau IV-3 : Les résultats d'interprétation au niveau du puits TAOP-1.

Profondeur (m)	Ish (%)	Vsh (%)	Rt (ohm.m)	Φ_e (%)	Sws (%)	Observations
4522,5-4524,9	89,4	80,9	32,9	5,5	30,5	Argiles
4524,9-4527,3	14,8	7,5	231,7	7,4	9,5	Compact
4527,3-4529,8	21,2	11,3	66,3	6,1	21,5	
4529,8-4532,2	72,2	56,8	6,3	3,8	100	Argiles
4532,2-4534,7	32	18,4	2	16,2	47,3	Hydrocarbures ; E_u : 7,3 m
4534,7-4537,1	32,4	18,7	19,9	14,1	17,3	
4537,1-4539,5	53,9	36,7	25,6	9,2	22,7	
4539,5-4542	99	97,1	83,4	0,6	41,6	Argiles
4542-4544,4	69,4	53,3	99,1	7,4	13,3	
4544,4-4546,9	78,3	64,7	145,3	7,2	10,7	
4546,9-4549,3	86,5	76,5	95,7	4,6	18,9	
4549,3-4551,7	43,9	27,7	29,2	6,7	29,2	Compact
4551,7-4554,2	62,2	45,1	12,4	10,3	29,4	Argiles
4554,2-4556,6	5,1	2,4	11,3	28	11,6	Hydrocarbures ; E_u : 5 m
4556,6-4559	10,4	5,1	16,2	15,3	17,7	
4559-4561,5	41,1	25,3	48,5	7,9	19,3	Compact
4561,5-4563,9	2,2	1	38,8	8,2	21,4	Hydrocarbures ; E_u : 2,4 m
4563,9-4566,4	43,1	27	32,6	7,7	24,1	Compact
4566,4-4568,8	54,6	37,4	107,5	8,7	11,3	Hydrocarbures ; E_u : 2,4 m
4568,8-4571,2	77,4	63,5	44,6	6,1	24,2	Argiles
4571,2-4573,7	47,6	30,9	55,2	7,4	19,1	Compact
4573,7-4576,1	41,3	25,5	62,5	8,1	16,4	Hydrocarbures ; E_u : 4,9 m
4576,1-4578,6	38,2	23,1	23	11,6	19,4	
4578,6-4581	82,3	70,2	76,4	5,2	19,9	Argiles
4581-4583,4	64,8	48	125,5	8,5	10,4	
4583,4-4585,9	82,8	71	98,8	6,9	13,7	
4585,9-4588,3	79	65,7	88,2	6,2	16,2	
4588,3-4590,7	75,1	60,4	122,1	7,3	11,8	
4590,7-4593,2	91,8	84,8	35,4	3,8	39,8	
4593,2-4595,6	88,2	79,2	24,2	5,1	38,6	

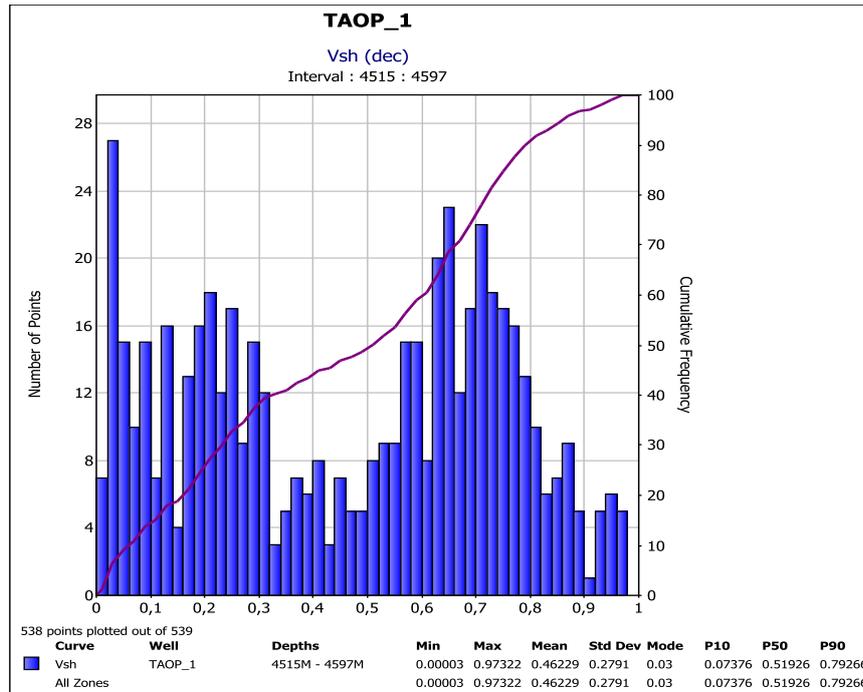


Figure IV-3 : Histogramme de variation du volume d'argile au niveau du puits TAOP-1.

Ce diagramme en figure IV-3, montre pour le puits TAOP-1, une distribution du volume d'argile qui est concentrée sur toute l'étendue des valeurs minimum, moyenne et maximum.

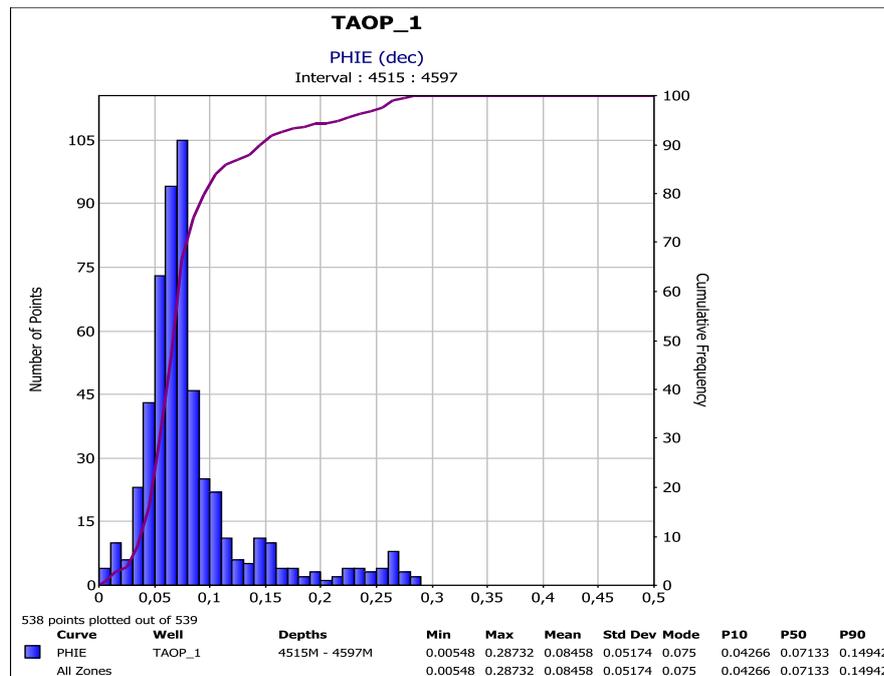


Figure IV-4 : Histogramme de variation de la porosité effective au niveau du puits TAOP-1.

Le diagramme en figure IV-4 montre, pour le puits TAOP-1, une distribution de la porosité effective qui est concentrée au niveau des valeurs minimum.

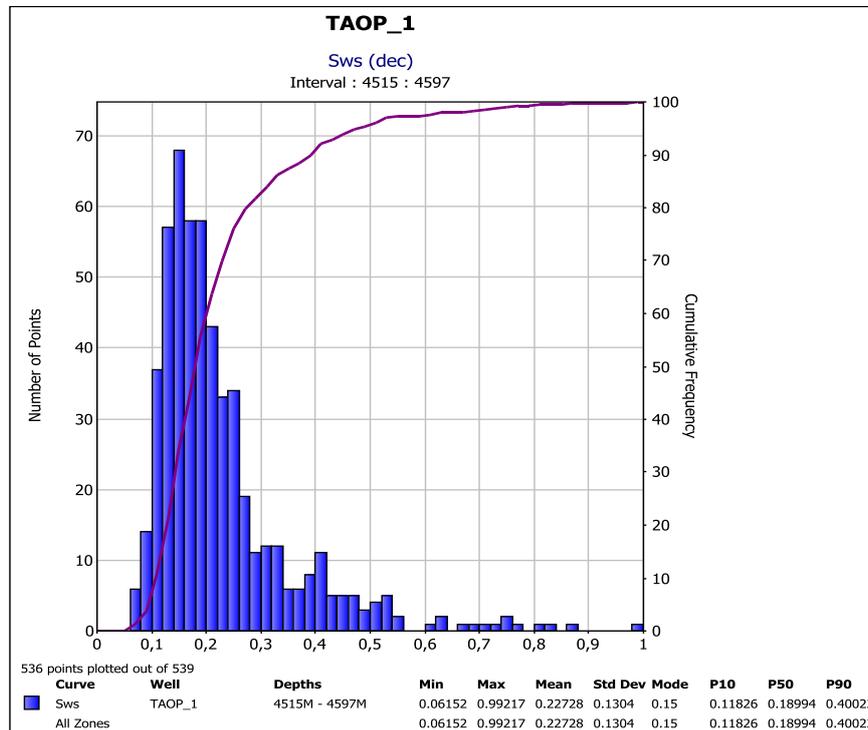


Figure IV-5: Histogramme de variation des valeurs de la saturation en eau au niveau du puits TAOP-1.

Ce diagramme en figure IV-5 montre, pour le puits TAOP-1, une distribution de la valeur de saturation en eau qui est concentrée essentiellement au niveau des valeurs minimum.

L'analyse du log composite du puits TAOP-1 (figure IV-6) et l'interprétation des paramètres pétrophysiques calculés au niveau du SAG F6-M2 (tableau IV-3), montre que :

- Le banc gréseux situé dans l'intervalle 4532,2- 4539,5m est à hydrocarbure, avec un volume d'argile moyen de 24,6%, une porosité de 13,2% et une saturation en eau de 29%, avec une épaisseur utile de 7,3 m
- Le banc gréseux situé dans l'intervalle 4554,2-4559m est à hydrocarbure avec un volume d'argile moyen de 3,8 %, une porosité moyenne de 21,8% et une saturation en eau de 14,7%, avec une épaisseur utile de 4,8 m.

- Le banc gréseux situé dans l'intervalle 4561,5-4563,9m est à hydrocarbure avec un volume d'argile moyen de 1 %, une porosité moyenne de 8,2% et une saturation en eau de 21,4%, avec une épaisseur utile de 2,4m.
- Le banc gréseux situé dans l'intervalle 4566,4-4568,8m est à hydrocarbure avec un volume d'argile moyen de 37,4 %, une porosité moyenne de 8,7% et une saturation en eau de 11,3%, avec une épaisseur utile de 2,4m.
- Le banc gréseux situé dans l'intervalle 4573,7-4578,6m est à hydrocarbure avec un volume d'argile moyen de 24,3 %, une porosité moyenne de 9,9% et une saturation en eau de 17,9%, avec une épaisseur utile de 4,9m.
- Le reste de la formation représente soit des niveaux compacts ou argileux.

Les histogrammes de variation des paramètres pétrophysiques des figures IV-3, IV-4 et IV-5 donnent les valeurs moyennes de ces derniers pour le SAG F6-M2 au niveau du puits TAOP-1 : $V_{sh}= 45\%$, $\Phi_e= 8,4\%$ et $S_w= 22,7\%$, donc le SAG F6-M2 est dans l'ensemble un niveau à hydrocarbure.

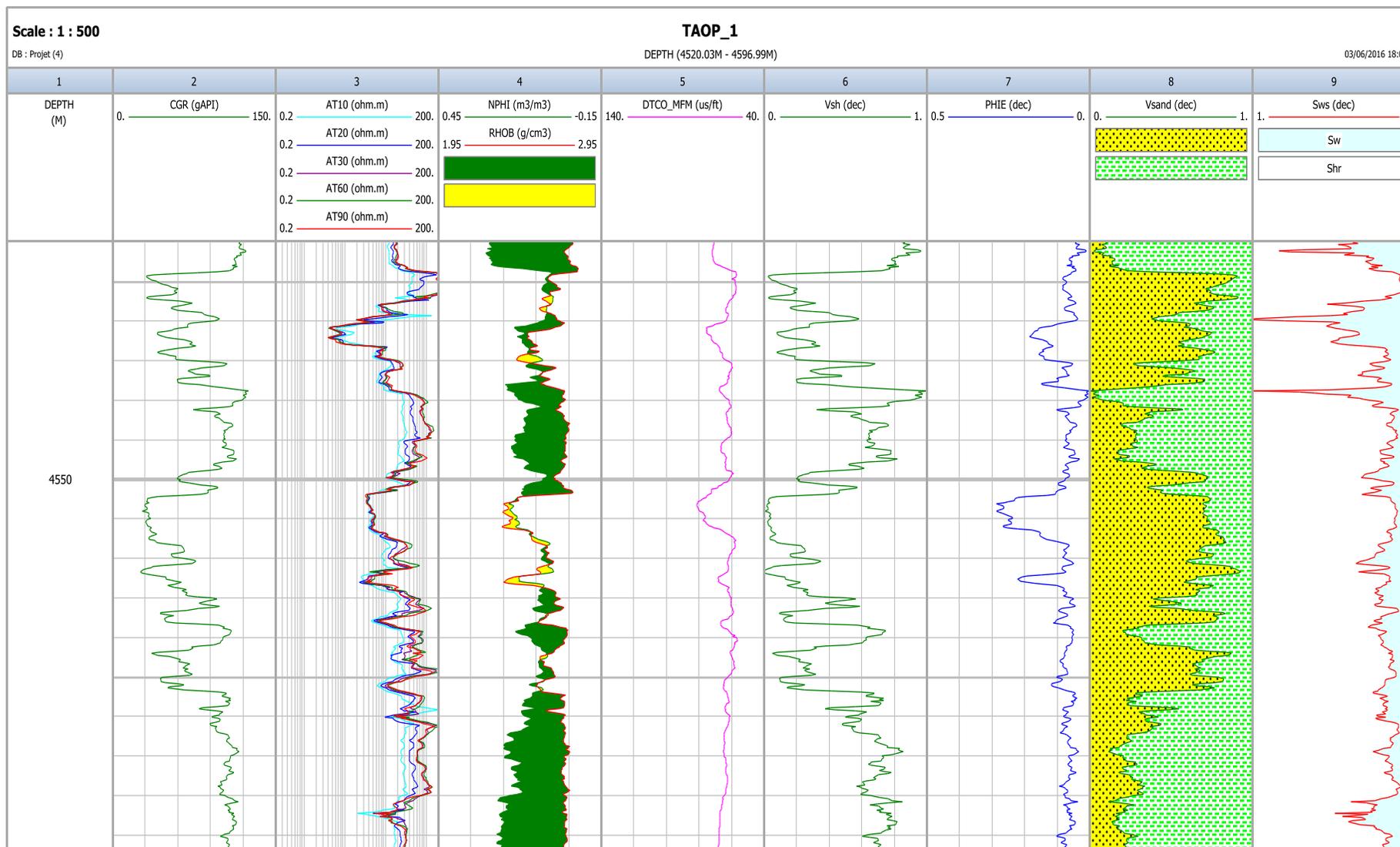


Figure IV-6 : les résultats du puits TAOP-1 au niveau du SAG F6-M2.

IV.4.2.2 Puits TAOP-2

Tableau IV-4: Les résultats d'interprétation au niveau du puits TAOP-2.

Profondeur (m)	Ish (%)	Vsh (%)	Rt (ohm.m)	Φe (%)	Sws (%)	Observation
4608,7-4612,5	31,2	17,8	13,5	19,7	15,1	Hydrocarbures ; E _u : 3,8 m
4612,5-4616,3	70,2	54,3	11	10,4	31,1	Argiles
4616,3-4620,2	59,1	41,8	27,2	9,8	20,8	Hydrocarbures ; E _u : 7,7 m
4620,2-4624	45,1	28,6	17,5	14,6	17,7	
4624-4627,8	95,4	90,8	80,3	3	27,1	Argiles
4627,8-4631,6	90,2	82,3	61,1	5,2	22,4	
4631,6-4635,4	96,8	93,3	49,5	2,3	44,4	
4635,4-4639,2	90,9	83,4	53	5,4	23,3	
4639,2-4643	89,4	80,9	56,9	6,4	19,6	
4643-4646,8	91,3	84	45,4	5,7	24,5	
4646,8-4650,6	60,9	43,8	81,2	12,2	9,5	
4650,6-4654,4	61,2	44,1	40,4	9,9	16,6	Argiles
4654,4-4658,3	78,1	64,5	71,5	8,3	14,1	
4658,3-4662,1	79,9	66,9	69,2	7,5	15,6	
4662,1-4665,9	87,5	78	52,9	5,9	22,1	
4665,9-4669,7	86,8	77	63,7	6,3	18,8	
4669,7-4673,5	90,3	82,4	59	5	23,3	
4673,5-4677,3	91,9	85	53,7	4,8	25,3	
4677,3-4681,1	52	34,9	76,4	15	8,1	Hydrocarbures ; E _u : 11,4 m
4681,1-4684,9	35,4	20,9	65,8	11,3	11,7	
4684,9-4688,7	52,5	35,3	33,4	9,7	19	
4688,7-4692,5	83	71,3	55,2	7,5	17,5	Argiles
4692,5-4696,4	86,8	77	49	6,3	21,8	
4696,4-4700,2	86,9	77,1	34,7	7,2	23,4	
4700,2-4704	85	74,2	32,2	8,5	21	
4704-4707,8	84,6	73,7	29,8	8,6	21,6	
4707,8-4711,6	87,4	77,9	27,1	7,4	26,2	
4711,6-4715,4	61,4	44,3	75,3	9,3	12,8	Hydrocarbures ; E _u : 3,8 m
4715,4-4719,2	77,2	63,2	35,4	11,5	15,2	Argiles

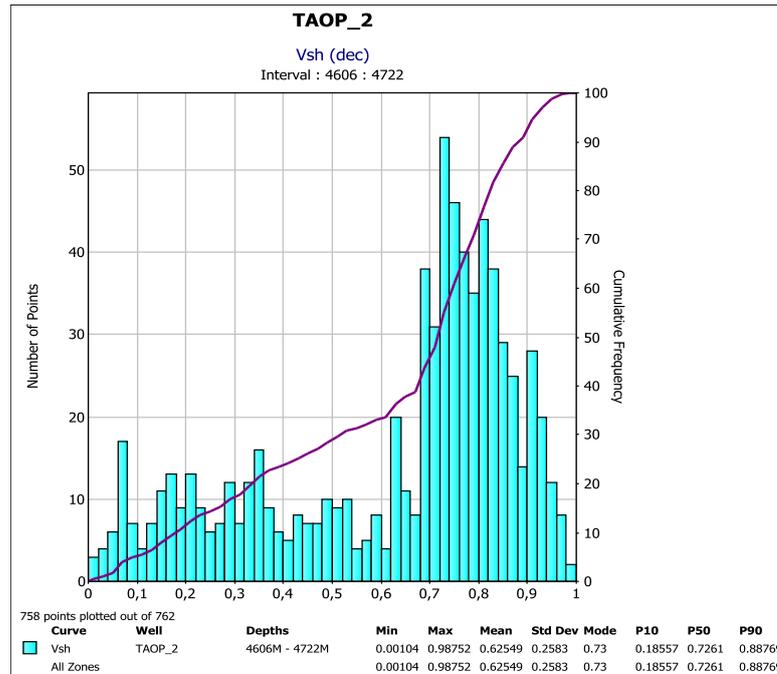


Figure IV-7: Histogramme de variation du volume d'argile au niveau du puits TAOP-2.

Ce diagramme en figure IV-7 montre, pour le puits TAOP-2, une distribution du volume d'argile qui est répartie sur toute l'étendue des valeurs minimum, moyenne et maximum et augmente en fonction des valeurs maximum.

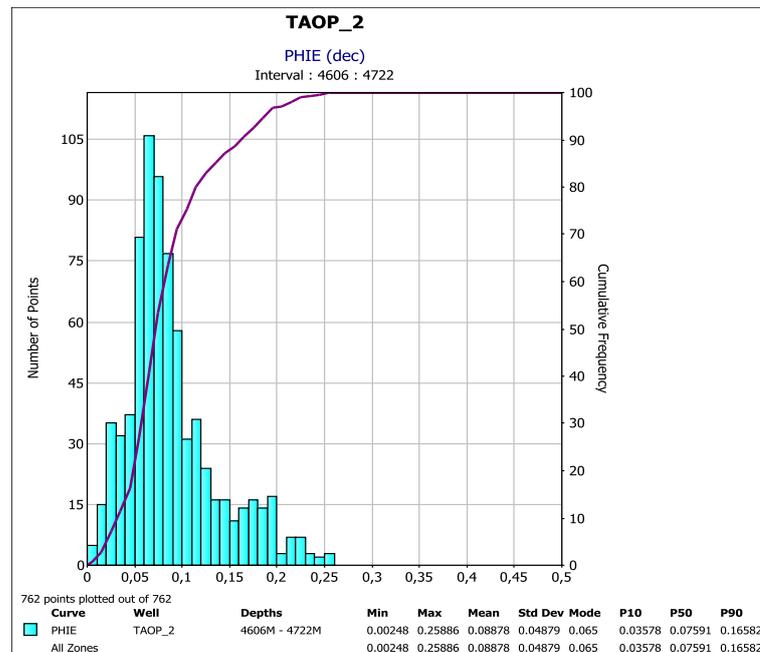


Figure IV-8: Histogramme de variation de la porosité effective au niveau du puits TAOP-2.

Le diagramme en figure IV-8 montre, pour le puits TAOP-2, une distribution de la porosité effective qui est concentrée au niveau des valeurs minimum.

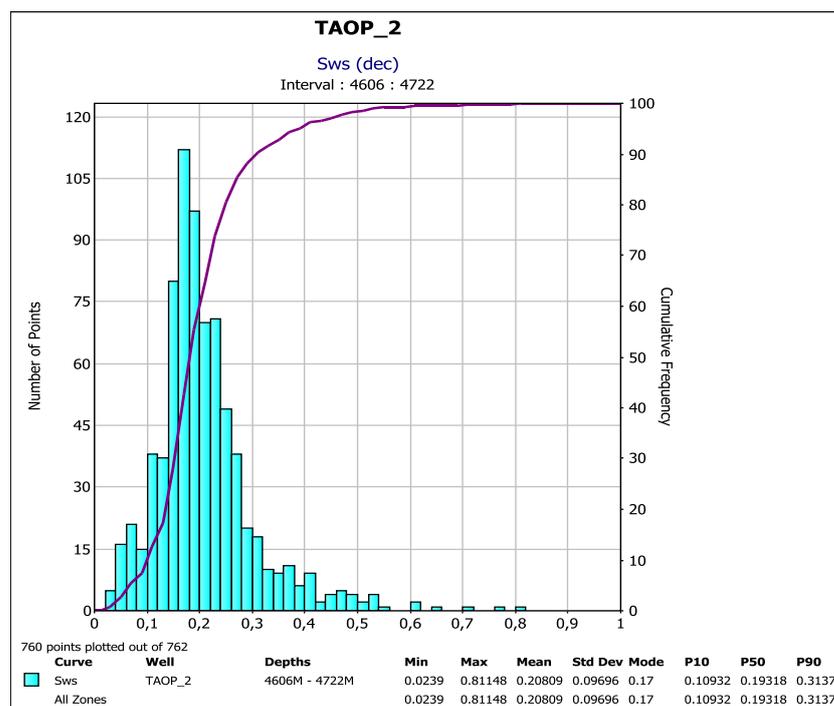


Figure IV-9 : Histogramme de variation de la saturation en eau au niveau du puits TAOP-2.

Ce diagramme en figure IV-9 montre, pour le puits TAOP-2, une distribution de la saturation en eau qui est concentrée essentiellement au niveau des valeurs minimum.

L'analyse du log composite du puits TAOP-2 (figure IV-10) et l'interprétation des paramètres pétrophysiques calculés au niveau du SAG F6-M2 (tableau IV-4), montre que :

- Le banc gréseux situé dans l'intervalle 4608,7-4612,5 m est à hydrocarbure avec un volume d'argile de 17,8%, une porosité effective de 19,7%, une saturation en eau de 15,1% et une épaisseur utile de 3,8m.
- Le banc gréseux situé dans l'intervalle 4616,3 – 4624 m est à hydrocarbure avec un volume d'argile de 35,2%, une porosité de 12,2%, une saturation en eau de 19,3% et une épaisseur utile de 7,7m.
- Le banc gréseux situé dans l'intervalle 4646,8-4654,4 m est à hydrocarbure avec un volume d'argile e 44%, une porosité effective de 11%, une saturation en eau de 13,1% et une épaisseur utile de 7,6m.

- Le banc gréseux situé dans l'intervalle 4677,3-4688,7 m est à hydrocarbure avec un volume d'argiles de 30,4 %, une porosité effective de 12%, une saturation en eau de 12,9% et une épaisseur utile de 11,4m.
- Le banc gréseux situé dans l'intervalle 4711,6- 4715,4 m est à hydrocarbure avec un volume d'argiles de 44,3 %, une porosité effective de 9,3%, une saturation en eau de 12,8% et une épaisseur utile de 3,8 m.
- Le reste de la formation représente des niveaux argileux.

Les valeurs moyennes données par les histogrammes des figures IV-7, IV-8 et IV-9 sont : $V_{sh}= 62,5\%$, $\Phi_e= 8,8\%$ et $S_w= 20,8\%$, ce qui montre que le SAG F6-M2 au niveau du puits TAOP-2 est dans l'ensemble un niveau à hydrocarbure.

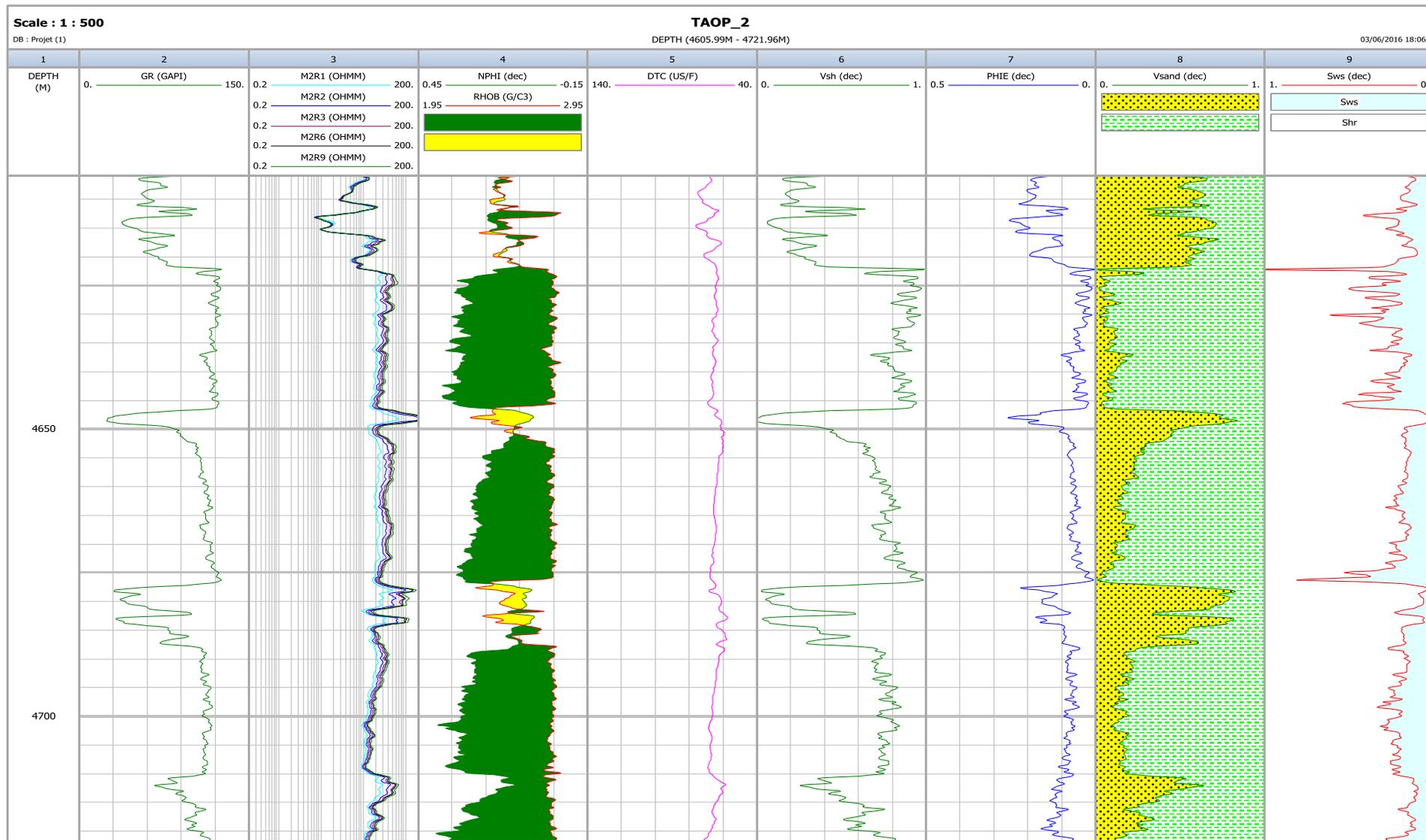


Figure IV-10: les résultats du puits TAOP-2 au niveau du SAG F6-M2

IV.4.2.3 Puits TAOPC-1

Tableau IV-5: Les résultats d'interprétation au niveau du puits TAOPC-1.

Profondeur (m)	Ish (%)	Vsh (%)	Rt (ohm.m)	Φe (%)	Sws (%)	Observations
4794,4-4796,9	37,4	22,4	197,5	13,7	5,5	Hydrocarbures ; E _u : 5,1 m
4796,9-4799,5	4,8	2,3	186,2	22,2	3,6	
4799,5-4802,1	66,2	49,6	48,6	12,3	12,3	Argiles
4802,1-4804,7	83,7	72,4	54,8	7,2	18,3	
4804,7-4807,3	83,5	72	106,8	8,2	11,2	
4807,3-4809,9	80,7	67,9	49,3	7,2	19,7	
4809,9-4812,5	69,7	53,7	572,8	11	3,5	
4812,5-4815,1	14,9	7,5	0,5	25,1	64	
4815,1-4817,7	19,2	10	0,5	24	67,4	Eau
4817,7-4820,3	38,7	23,4	0,5	23,4	65,6	
4820,3-4822,9	72,4	57	3	10,4	60,4	Argiles
4822,9-4825,4	66,3	49,7	1,4	11,7	77,5	
4825,4-4828	92,2	85,5	198,5	4,6	11,4	
4828-4830,6	87,7	78,3	95,1	7,6	12,7	
4830,6-4833,2	95,3	90,6	111,2	3,1	21,2	
4833,2-4835,8	93,6	87,8	73,1	4,1	23,5	
4835,8-4838,4	92,6	86,1	50	5	25,8	
4838,4-4841	96,7	93,1	58,9	2,6	36,1	
4841-4843,6	75,3	60,8	14,5	10,3	26,9	
4843,6-4846,2	38,6	23,3	13,7	12,5	23,4	
4846,2-4848,8	87,5	77,9	92,6	5,3	17,2	Argiles
4848,8-4851,3	90,3	82,4	87,9	4,9	18,6	
4851,3-4853,9	39,7	24,2	94,1	9,5	11,4	Hydrocarbures ; E _u : 2,6 m
4853,9-4856,5	84,2	73,1	92,8	6,8	14,3	Argiles
4856,5-4859,1	81,6	69,3	98,2	7,1	13,4	
4859,1-4861,7	87,7	78,4	83,2	6,1	16,5	
4861,7-4864,3	86,1	75,9	79,5	7,1	14,9	
4864,3-4866,9	83,1	71,4	241,1	8,1	7	
4866,9-4869,5	79,3	66	77,5	10,3	11,1	
4869,5-4872,1	87,6	78,1	49,5	7,2	19,2	

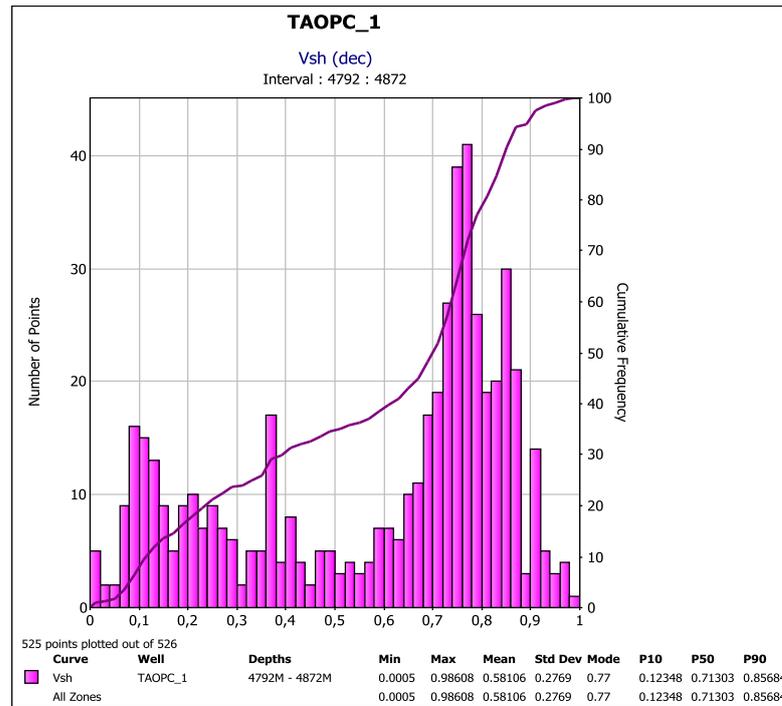


Figure IV-11 : Histogramme de variation du volume d’argile au niveau du puits TAOPC-1.

Ce diagramme en figure IV-11 montre, pour le puits TAOPC-1, une distribution du volume d’argile qui est répartie sur toute l’étendue des valeurs minimum, moyenne et maximum et augmente en fonction des valeurs maximum.

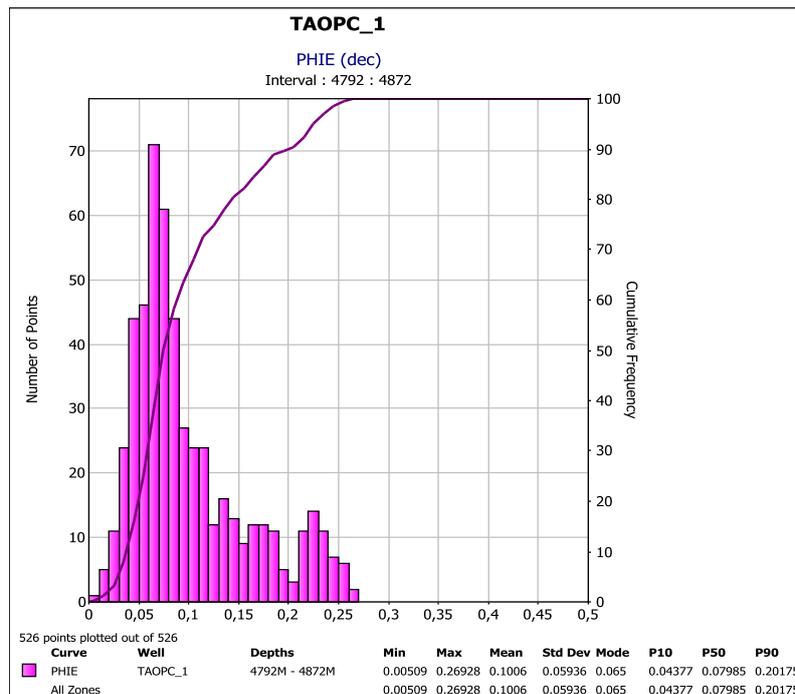


Figure IV-12: Histogramme de variation la porosité effective au niveau du puits TAOPC-1.

Le diagramme en figure IV-12, montre pour le puits TAOPC-1, une distribution de la porosité effective qui est concentrée au niveau des valeurs minimum.

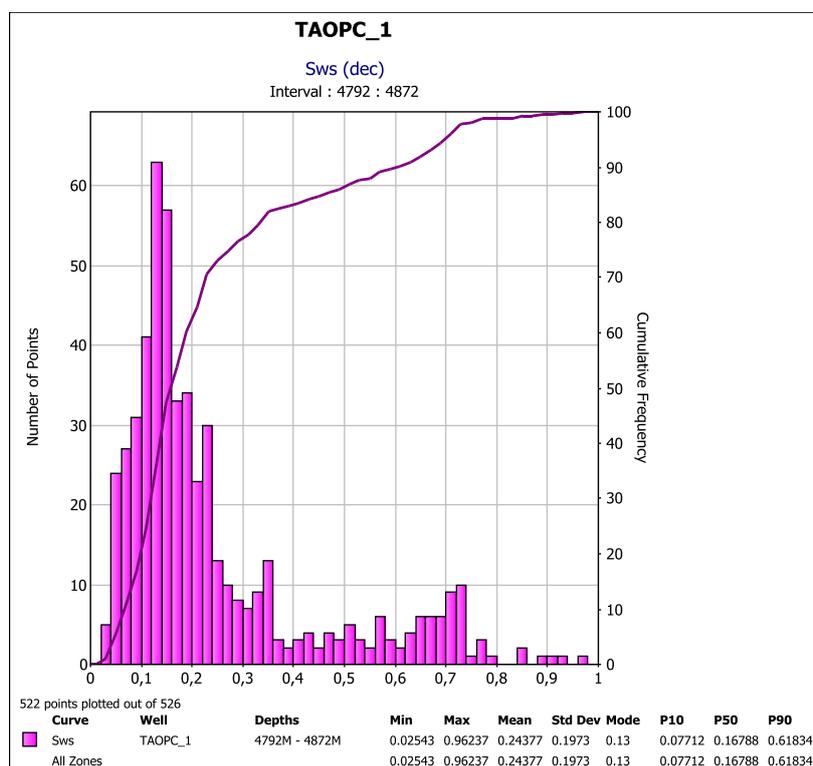


Figure IV-13: Histogramme de variation de la saturation en eau au niveau du puits TAOPC-1.

Ce diagramme en figure IV-13 montre, pour le puits TAOPC-1, une distribution de la saturation en eau qui est concentrée essentiellement au niveau des valeurs minimum à faible tendance vers les valeurs moyennes.

L'analyse du log composite du puits TAOPC-1 (figure IV-14) et l'interprétation des paramètres pétrophysiques calculés au niveau du SAG F6-M2 (tableau IV-5), montre que :

- Le banc gréseux situé dans l'intervalle 4794,4-4799,5 m est à hydrocarbure avec un volume d'argile moyen de 12,4 %, une porosité effective de 18%, une saturation en eau de 4,6% et une épaisseur utile de 5,1m.
- Le banc gréseux situé dans l'intervalle 4843,6-4846,2 m est à hydrocarbure avec un volume d'argile moyen de 23,3 %, une porosité moyenne de 12,5%, une saturation en eau de 23,4 % et une épaisseur moyenne de 2,6m.

- Le banc gréseux situé dans l'intervalle 4851,3- 4853,9 m est à hydrocarbure avec un volume d'argile moyen de 24,2 %, une porosité moyenne de 9,5%, une saturation en eau de 11,4% et une épaisseur moyenne de 2,6m.
- Le banc gréseux situé dans l'intervalle 4812,5-4820,3 m est aquifère avec une saturation en eau de 65,6%, et le reste de la formation représente des niveaux argileux.

Les valeurs moyennes données par les histogrammes des figures IV-11, IV-12, et IV-13 sont : $V_{sh} = 58\%$, $\Phi_e = 10\%$ et $S_w = 24\%$, ce qui montre que le SAG F6-M2 au niveau du puits TAOPC-1 est dans l'ensemble un niveau à hydrocarbures.

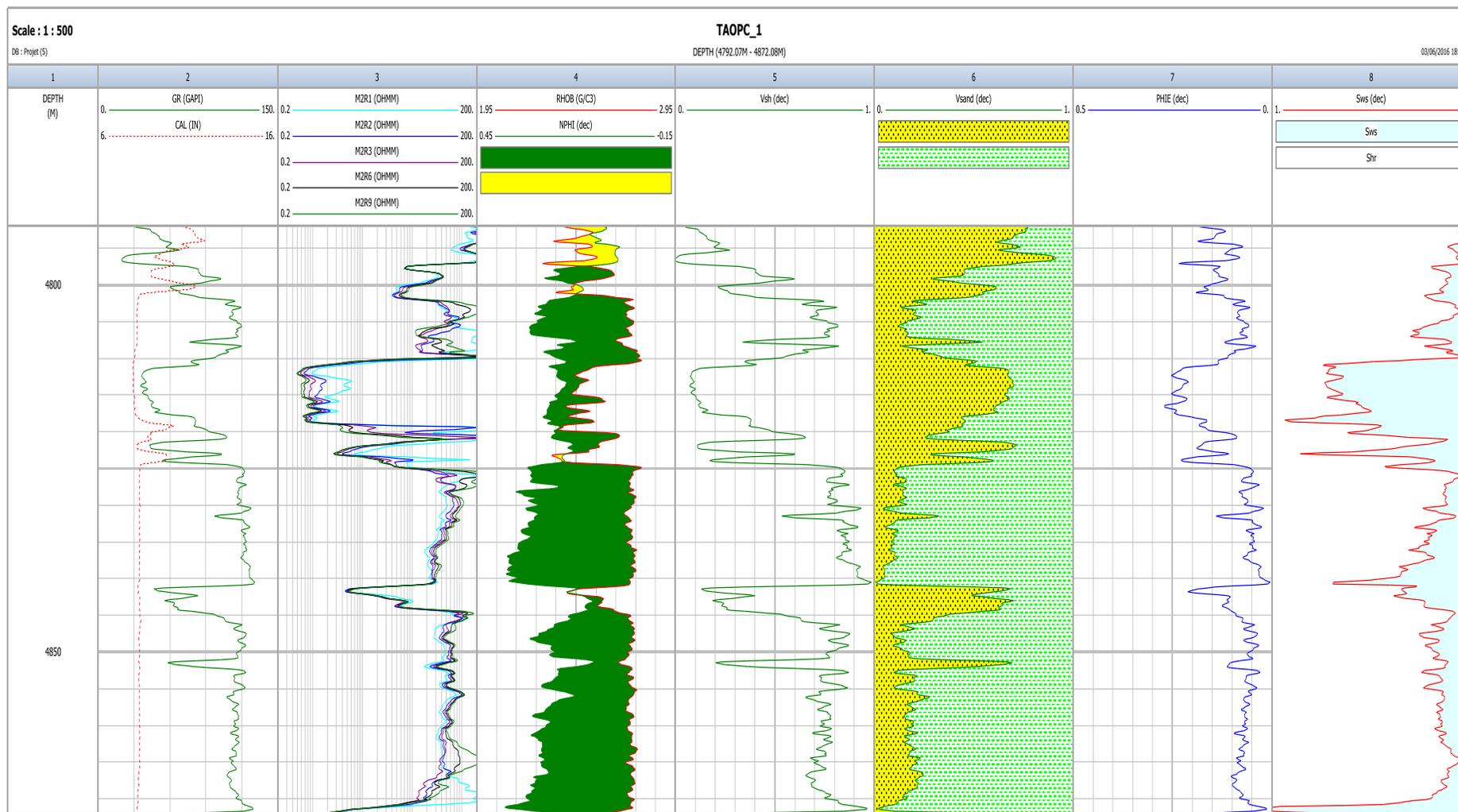


Figure IV-14 : les résultats du puits TAOPC-1 au niveau du SAG F6-M2

IV.4.2.4 Puits REHP-1

Tableau IV-6: Les résultats d'interprétation au niveau du puits REHP-1.

Profondeur (m)	Ish (%)	Vsh (%)	Rt (ohm.m)	Φe (%)	Sws (%)	Observation
4394-4396	27,8	15,5	111,9	5,3	18,5	Compact
4396-4398	60,4	43,2	147,4	7	11,5	
4398-4399,9	80	67	95,4	5,5	17	Argiles
4399,9-4401,9	64,1	47,3	127,7	6,5	13,2	
4401,9-4403,9	79,3	66,1	67,5	6,5	18	
4403,9-4405,9	67,5	51,1	102,1	8,9	11,2	
4405,9-4407,9	79,9	67	61,6	6,3	19,5	
4407,9-4409,8	80,2	67,4	75,9	7,3	15,2	
4409,8-4411,8	93,4	87,5	37,5	3,6	39,8	
4411,8-4413,8	89,8	81,6	41,1	5,2	28,2	
4413,8-4415,8	72,1	56,6	84,3	5,6	18,3	
4415,8-4417,8	33,6	19,6	47,4	5,8	26,3	
4417,8-4419,8	24,1	13,1	220,7	4,2	16,5	
4419,8-4421,7	57	39,7	34,9	7,3	24	Argiles
4421,7-4423,7	75,2	60,7	22,8	7,3	29,6	
4423,7-4425,7	84,8	73,9	26,3	5,8	33,1	
4425,7-4427,7	84,5	73,5	33,2	6	28,6	
4427,7-4429,7	100,4	99,8	15,8	0,1	221,7	
4429,7-4431,6	19,4	10,2	26	12,9	16,6	Hydrocarbures ; E _u : 3,9 m
4431,6-4433,6	21	11,2	12,9	13,5	22,5	
4433,6-4435,6	92,6	86,1	11,3	3,6	80,2	Argiles
4435,6-4437,6	22	11,8	10,3	13,4	25,3	Hydrocarbures ; E _u : 5,9 m
4437,6-4439,6	51,7	34,5	12,9	8,9	33,4	
4439,6-4441,5	56,5	39,2	12,5	12,8	23,8	
4441,5-4443,5	80,6	67,9	34,8	5,3	31,4	Argiles
4443,5-4445,5	89,1	80,5	72,1	2,9	31	
4445,5-4447,5	83,7	72,3	46,4	5,1	27,3	
4447,5-4449	31,9	18,3	27,2	9,4	22,1	Hydrocarbures ; E _u : 1,5 m

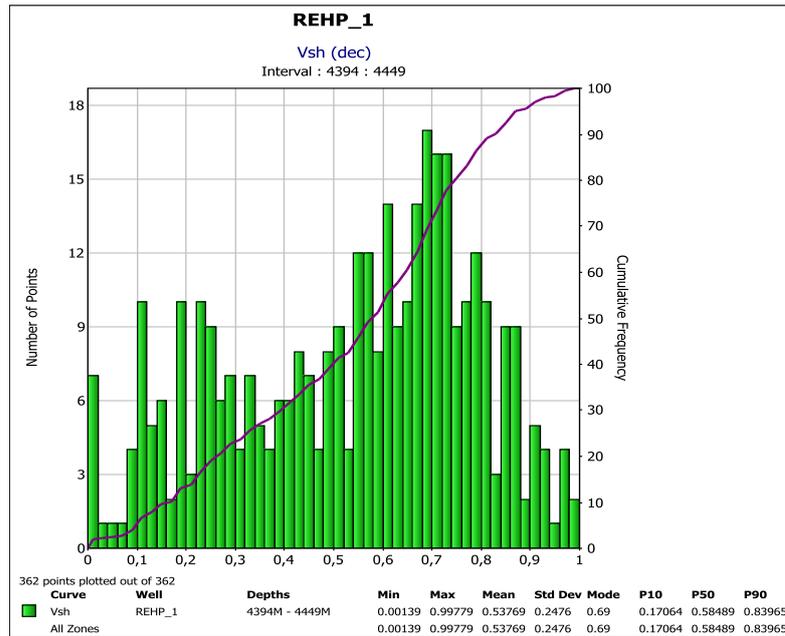


Figure IV-15: Histogramme de variation du volume d'argile au niveau du puits REHP-1.

Le diagramme en figure IV-15 , exprime pour le puits REHP-1, une distribution du volume d'argile qui est répartie généralement sur toute l'étendue des valeurs minimum, moyenne et maximum et augmente essentiellement en fonction des valeurs max.

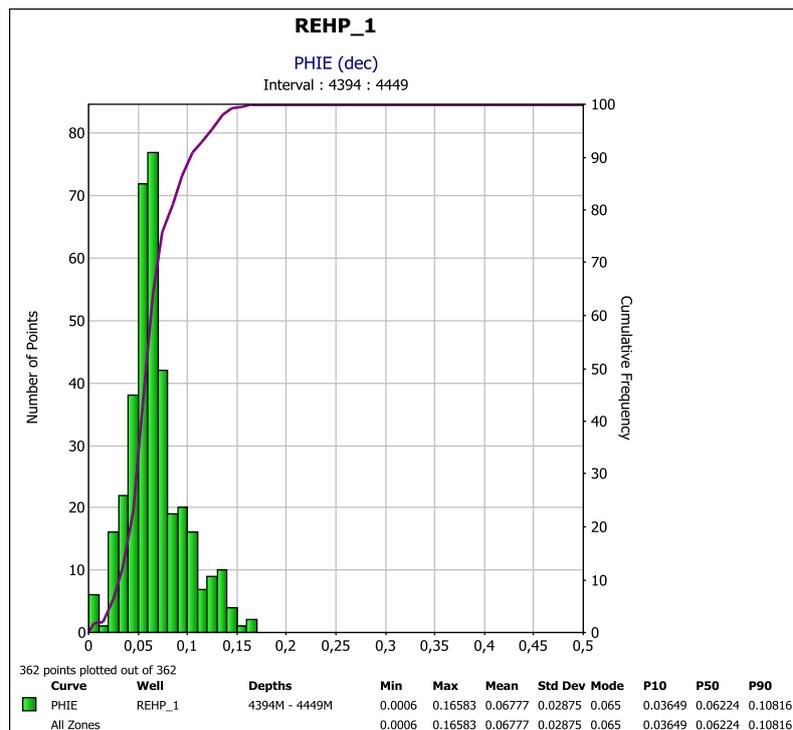


Figure IV-16: Histogramme de variation de la porosité effective au niveau du puits REHP-1.

Le diagramme en figure IV-16, affiche pour le puits REHP-1, une distribution de la porosité effective qui est concentrée essentiellement au niveau des valeurs minimum.

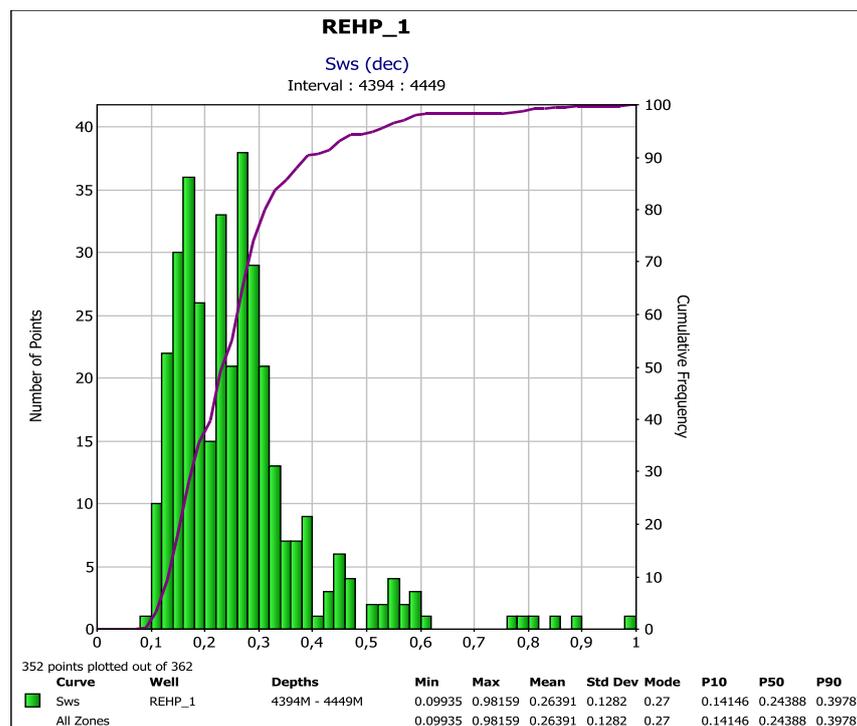


Figure IV-17 : Histogramme de variation de la saturation en eau au niveau du puits REHP-1.

Ce diagramme en figure IV-17, montre, pour le puits REHP-1, une distribution de la saturation en eau qui est concentrée essentiellement au niveau des valeurs minimum à très faible tendance vers les valeurs moyennes et maximum.

L'analyse du log composite du puits REHP-1 (figure IV-18) et l'interprétation des paramètres pétrophysiques calculés au niveau du SAG F6-M2 (tableau IV-6), montre que seule la partie basale est à hydrocarbures, notamment :

- Le niveau située dans l'intervalle 4429,7-4433,6 m avec un volume d'argile de 10,7%, une porosité effective moyenne de 13,2 %, une saturation en eau de 19,1-% et une épaisseur utile de 3,9 m.
- Le niveau située dans l'intervalle 4435,6-4441,5 m avec un volume d'argile de 28,5%, une porosité effective moyenne de 11,7 %, une saturation en eau de 27,5% et une épaisseur utile de 5,9 m.

➤ Le niveau située dans l'intervalle 4447,5-4449 m avec un volume d'argile de 18,3%, une porosité effective moyenne de 9,4 %, une saturation en eau de 22,1% et une épaisseur utile de 1,5 m.

➤ Le reste de la formation représente soit des niveaux argileux ou compacts.

Les histogrammes des figures IV-15, IV-16 et IV-17 ont donné des valeurs moyennes de : $V_{sh} = 53\%$, $\Phi_e = 7\%$ et $S_w = 26\%$, ce qui montre que le SAG F6-M2 au niveau du puits REHP-1 est dans l'ensemble un niveau à hydrocarbure.

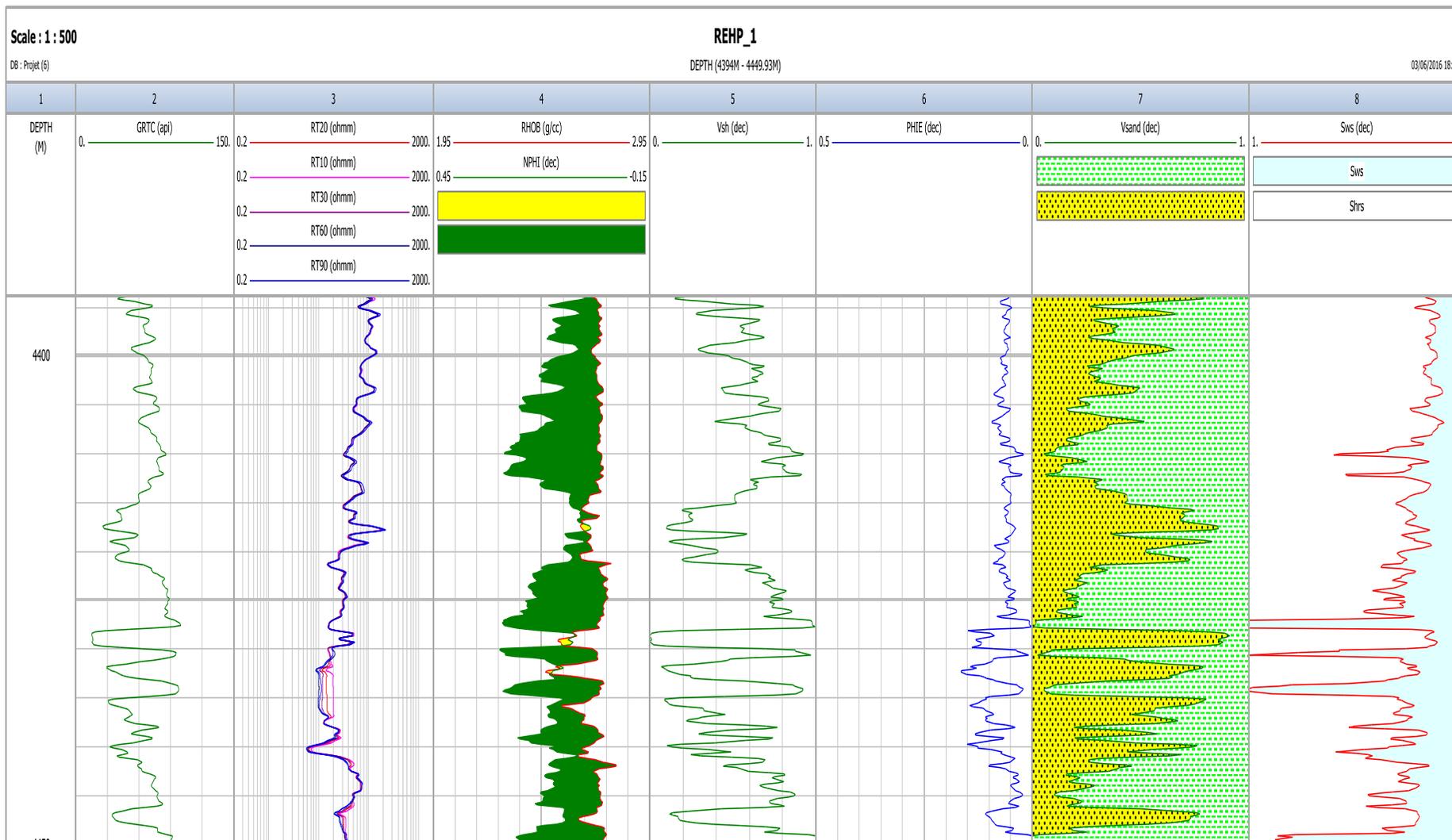


Figure IV-18: les résultats du puits REHP-1 au niveau du SAG F6-M2

IV.4.3 Synthèse des résultats

Pour l'évaluation du réservoir du SAG F6-M2, on calculera les paramètres pétrophysiques moyens des bancs gréseux pour chaque puits. Le tableau IV-7 représente les paramètres pétrophysiques des bancs gréseux de chaque puits.

Tableau IV-7: Les paramètres pétrophysiques des bancs gréseux de chaque puits.

Puits	Intervalles	V _{sh} moyen (%)	Φ _e moyenne (%)	S _{ws} moyenne (%)	L'épaisseur utile (m)
TAOP-1	4532,2- 4539,5	24,6	13,2	29,1	7,3
	4554,2-4559	3,8	21,7	14,7	4,8
	4561,5-4563,9	1,0	8,2	21,4	2,4
	4566,4-4568,8	37,4	8,7	11,3	2,4
	4573,7-4578,6	24,3	9,9	17,9	4,9
TAOP-2	4608,7-4612,5	17,8	19,7	15,1	3,8
	4616,3 - 4624	35,2	12,2	19,3	7,7
	4646,8-4654,4	44,0	11,1	13,1	7,6
	4677,3-4688,7	30,4	12,0	12,9	11,4
	4711,6- 4715,4	44,3	9,3	12,8	3,8
TAOPC-1	4794,4-4799,5	12,4	18,0	4,6	5,1
	4843,6-4846,2	23,3	12,5	23,4	2,6
	4851,3- 4853,9	24,2	9,5	11,4	2,6
REHP-1	4429,7-4433,6	10,7	13,2	19,6	3,9
	4435,6-4441,5	28,5	11,7	27,5	5,9
	4447,5-4449	18,3	9,4	22,1	1,5

IV.5 Test de pression

Dans l'optique de vérifier les résultats d'interprétation des diagraphies, nous avons utilisé les données du test de pression réalisé par la compagnie Schlumberger, au niveau de l'unité M2 du Silurien argileux gréseux F6 pour chaque puits.

IV.5.1 Puits TAOP-1

L'outil MDT a permis d'enregistrer 6 points de mesures dans l'intervalle (4554,5 m – 4561,5 m). Cependant, les mesures de pression n'ont pu être enregistrées que pour trois points seulement (tableau IV-8).

Le diagramme de pression (Figure IV-19), montre l'obtention d'une droite à partir de 2 points, le troisième étant de pression instable (point surchargé).

La droite obtenue montre un gradient de **0,22 psi/m**, ce qui donne une densité de **0,15 g/cc**, et confirme l'interprétation réalisée à partir des diagraphies classiques.

Les points présentent une faible mobilité, de ce fait, aucun test de fluide n'a été réalisé.

Tableau IV-8: Mesures de pression au niveau du puits TAOP-1.

Profondeur (m)	Pression de formation (psi)	Mobilité (md/cp)
4554,5	7589,79	2,00
4555,9	7590,10	3,50
4556,6	7593,32	0,10
4557,9	NA	0,07
4558,4	NA	0,20
4561,5	NA	0,05

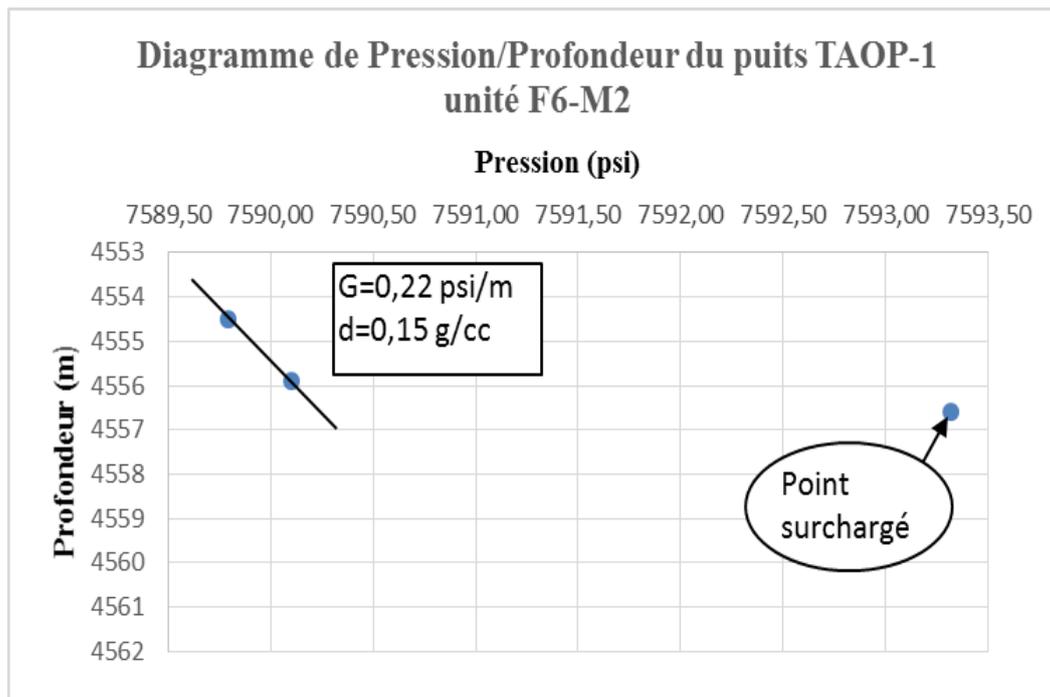


Figure IV-19: Diagramme de pression/ profondeur au niveau du puits TAOP-1.

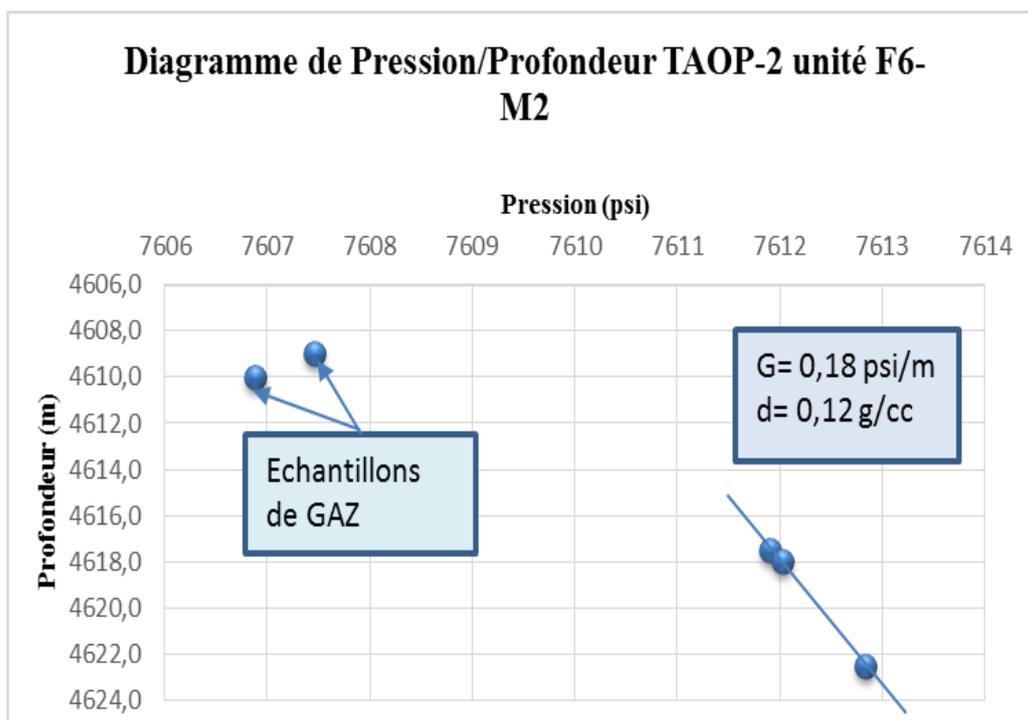
IV.5.2 Puits TAOP-2

L'outil MDT a permis d'obtenir 7 points de mesure dans l'intervalle (4608,5 m - 4622,5 m) (Tableau IV-9). Toutefois, les mesures de pression n'ont pu être enregistrées que pour 5 points seulement.

Cependant, le diagramme de pression (Figure IV-20), montre que trois points seulement ont permis de tracer une droite du gradient de pression qui est égal à **0.18 psi/m**, ce qui donne une densité de **0.12 g/cc**, confirmant ainsi l'interprétation réalisée à partir des diagraphies classiques, et vérifiée par deux échantillons de gaz de mobilité de **7,5 md/cp** qui ont été prélevés à ce niveau.

Tableau IV-9: Mesures de pression au niveau du puits TAOP-2.

Profondeur (m)	Pression de formation (psi)	Mobilité (md/cp)
4608,5	NA	NA
4609,0	7607,46	7,5
4610,0	7606,88	7,7
4613,5	NA	NA
4617,5	7611,9	1,6
4618,0	7612,03	1,5
4622,5	7612,83	2,1

**Figure IV-20:** Diagramme de pression/ profondeur au niveau du puits TAOP-2.

IV.5.3 Puits TAOPC-1

Dans l'intervalle (4790,0 m – 4798,3 m), 7 points ont été obtenus (Tableau IV-10). Parmi ces 7 points, seulement trois ont permis de tracer une droite de gradient égal à **0.3 psi/m**, ce qui donne une densité qui est de **0.21g/cc** (Figure IV-21). Les autres points sont des points de pression instable. L'interprétation est vérifiée par un échantillon de gaz de bonne mobilité de **7,3 md/cp** qui a été prélevé au niveau de la profondeur 4793,2 m.

Ces résultats sont en rapport avec les interprétations des diagraphies au niveau de cet intervalle.

Tableau IV-10: Mesures de pression au niveau du puits TAOPC-1.

Profondeur (m)	Pression de formation (psi)	Mobilité (md/cp)
4790	7611,03	NA
4793,2	7592	7,3
4794,5	7611,83	3,1
4795,3	7582,67	0,2
4796,5	7610,49	1,3
4797,4	7583,3	2
4798,3	7583,57	NA

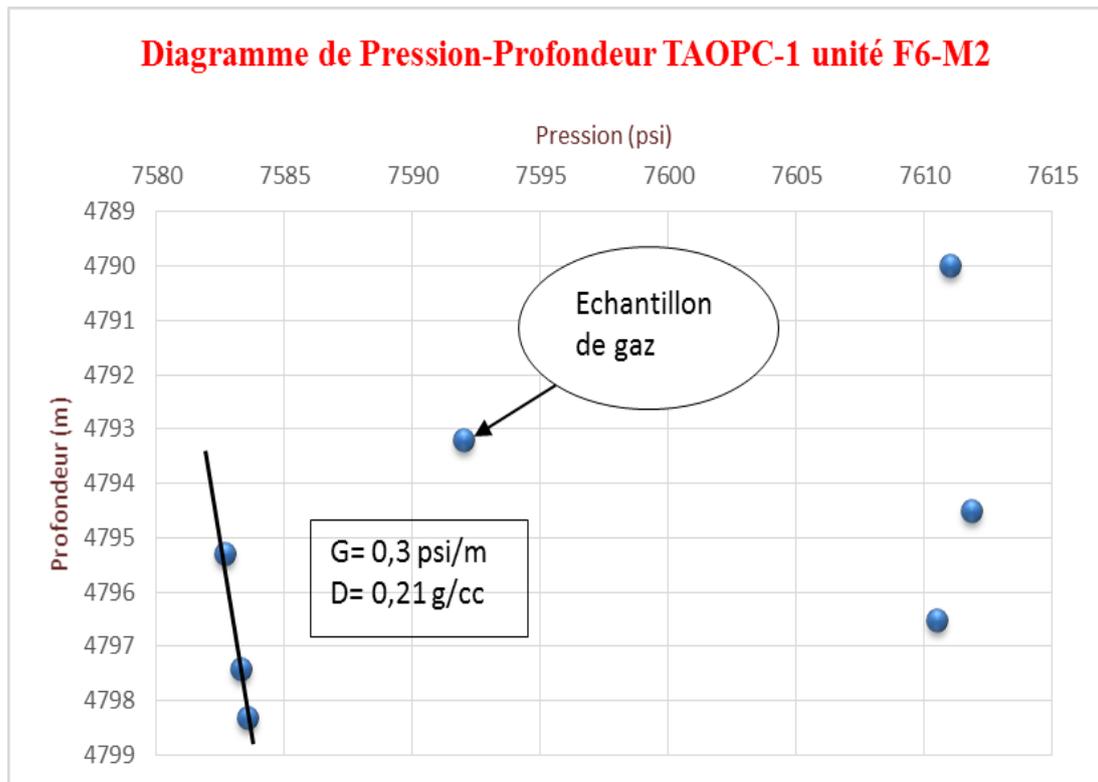


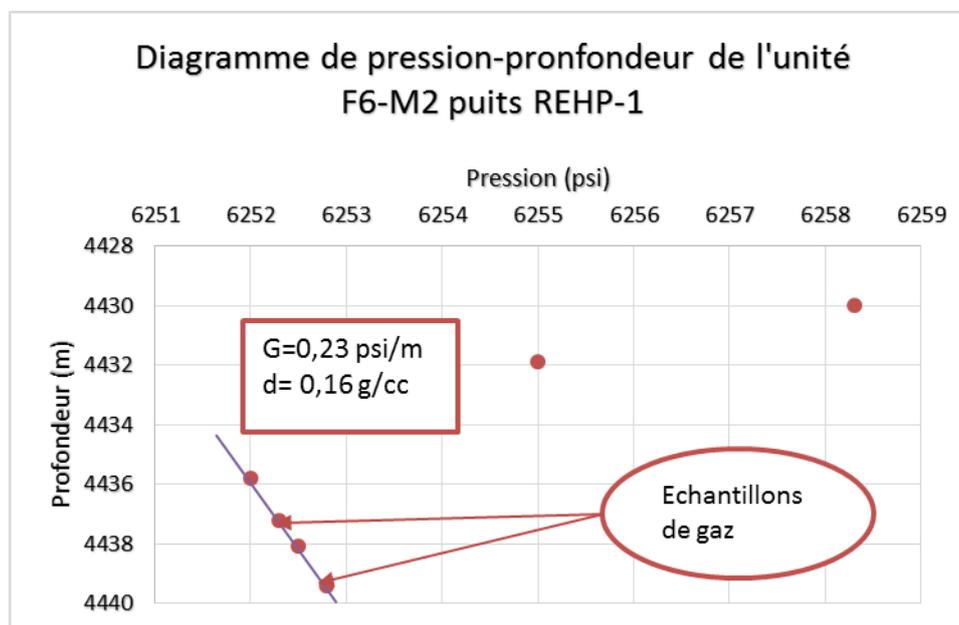
Figure IV-21: Diagramme de pression/ profondeur au niveau du puits TAOPC-1.

IV.5.4 Puits REHP-1

Au niveau du puits REHP-1, l'outil MDT a permis d'obtenir 7 points dans l'intervalle (4430 m – 4439,4m) (Tableau IV-11). Cependant, l'analyse du diagramme de pression (Figure IV-22) montre que 4 points ont permis de tracer une droite de gradient égal à **0,23 psi/m**, qui donne une densité de **0,16 g/cc**, où deux échantillons ont été prélevés au niveau des profondeurs 4437,2 m et 4439,4 m, avec des valeurs respectives de mobilités de **6,5 md/cp** et **7.1 md/cp**.

Tableau IV-11: Mesures de pression au niveau du puits REHP-1.

Profondeur (m)	Pression de formation (psi)	mobilité (md/cp)
4430	6258,3	NA
4431,9	6255	NA
4435,8	6252	NA
4437,2	6252,3	6,5
4438,1	6252,5	NA
4439,4	6252,8	7,1

**Figure IV-22:** Diagramme de pression/ profondeur de l'intervalle au niveau du puits REHP-1.

Les résultats obtenus pour les mesures de pression au niveau du réservoir Silurien Argileux Gréseux F6 unité M2, dans quelques intervalles gréseux au niveau des quatre puits confirment la bonne qualité des interprétations des diagraphies, indiquant ainsi que le fluide présent dans ces intervalles correspond à du gaz.

Nous pouvons admettre que les interprétations des diagraphies sont dans l'ensemble de bonne qualité, et peuvent être utilisées pour la caractérisation du réservoir de l'unité du Silurien argileux gréseux F6-M2.

IV.6 Caractérisation à l'échelle réservoir

Pour l'évaluation des paramètres pétrophysiques à l'échelle du réservoir Silurien argileux gréseux F6 unité M2, nous allons calculer les valeurs moyennes du volume d'argiles, de la porosité et de la saturation en eau ainsi que les épaisseurs utiles par rapport aux niveaux gréseux dans chaque puits. Nous utiliserons par la suite le logiciel Surfer pour construire les courbes en isovaleurs pour chacun des paramètres, et voir leur distribution dans l'unité du réservoir du SAG F6-M2.

IV.6.1 Calcul des valeurs moyennes des paramètres pétrophysiques aux niveaux de chaque puits

Les valeurs moyennes du volume d'argile, de porosité effective et de la saturation en eau ainsi que les épaisseurs utiles pour les niveaux gréseux dans chaque puits sont présentées dans le tableau IV-12 donné ci-après.

La corrélation entre les résultats des puits, nous permettra de vérifier la distribution des paramètres pétrophysiques au niveau de l'unité M2, où nous avons construit des courbes en isovaleurs pour chaque paramètre, en prenant en compte la présence des failles qui caractérisent la structure de Gassi Taouil.

Tableau IV-12: Valeurs moyennes des paramètres pétrophysiques des unités gréseuse au niveau des quatre puits.

Puits	V_{sh} moyen (%)	Φ_e moyenne (%)	S_{ws} moyenne (%)	Epaisseur utile (m)
TAOP-1	18,2	12,3	18,9	21,8
TAOP-2	34,3	12,9	14,6	34,3
TAOPC-1	20,0	13,3	13,1	10,3
REHP-1	19,2	11,4	23,1	11,3

IV.6.2 Carte en isovalues du volume d'argile

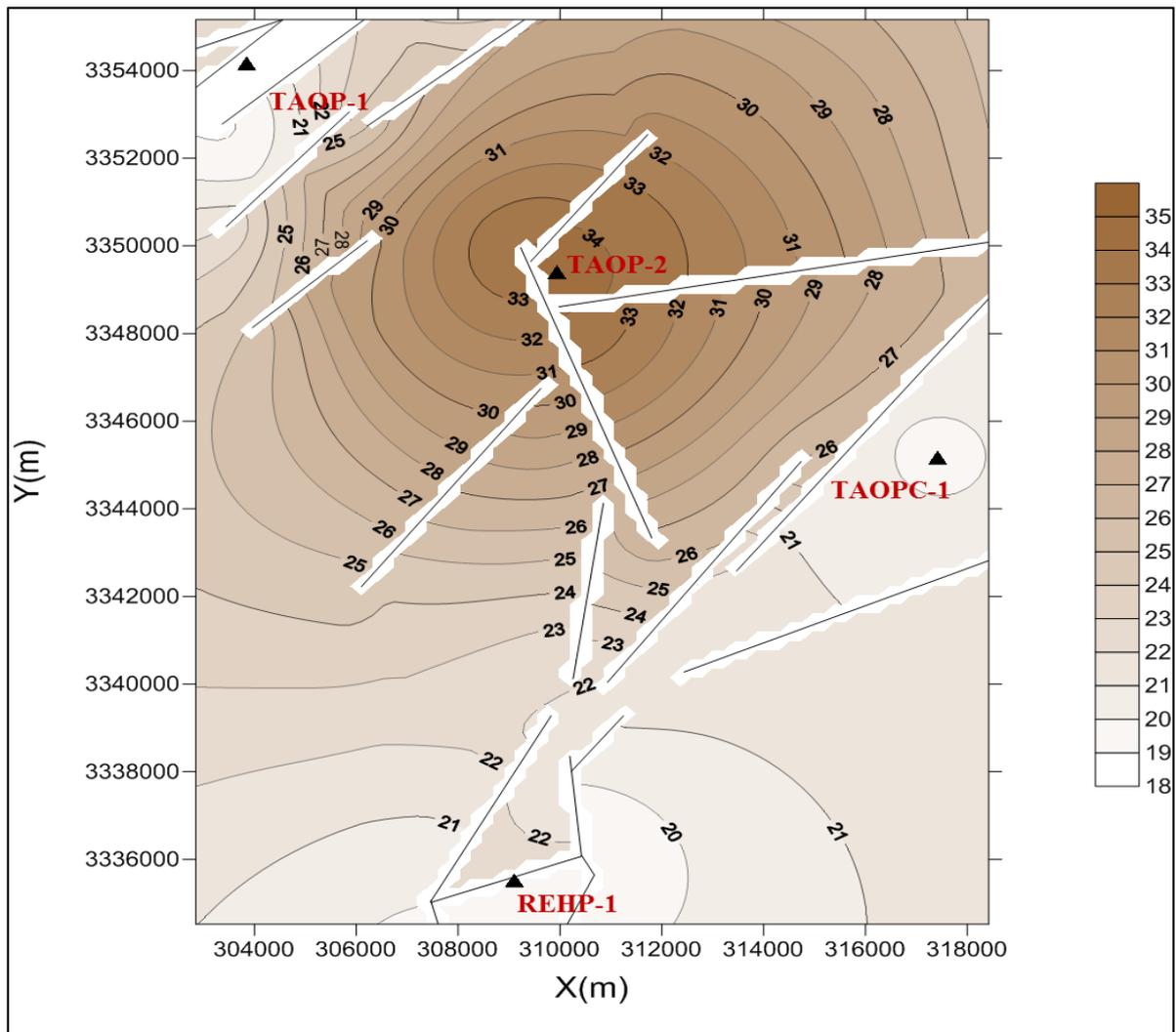


Figure IV-23: Carte en isovalues du volume d'argile moyen.

A partir des données du tableau IV-12, la carte en isovalues (figure IV-23) du volume d'argile, montre que les valeurs maximales (34,3%) se concentrent au niveau du recoupement des failles autour du puits TAOP-2. Tandis que les valeurs du volume d'argile diminuent radialement et graduellement depuis le puits TAOP-2 vers les puits TAOP-1 (18,2%) au NW, TAOPC-1 (20%) à l'Est et REHP-1(19,2%) au Sud de la zone d'étude.

IV.6.3 Carte en isoporosité

Les valeurs du tableau IV-12, qui donne les valeurs moyennes du volume d'argile, de porosité, de saturation en eau et de l'épaisseur utile et la carte en isoporosité montrent une concentration des valeurs maximales autour des puits TAOPC-1 avec 13.2% à l'Est du périmètre et TAOP-2 avec 12.8% au Nord du périmètre. Les valeurs minimales de 11.6% se situent autour du puits REHP-1 vers le Sud du périmètre où les failles sont fermées.

On remarque également que les valeurs maximales d'isoporosité sont localisées :

- à l'intérieur des failles ouvertes et parallèlement orientées au niveau du TAOPC-1 où les valeurs diminuent graduellement à 12.5% en s'éloignant du même puits.
- autour des recoupements des failles ouvertes au niveau du puits TAOP-2 où les valeurs sont comprises entre 12.8% et 12.5%

On note par ailleurs, que la tendance générale des valeurs d'isoporosité diminuent graduellement à 11.6% en direction du Sud de périmètre vers le puits REHP-1.

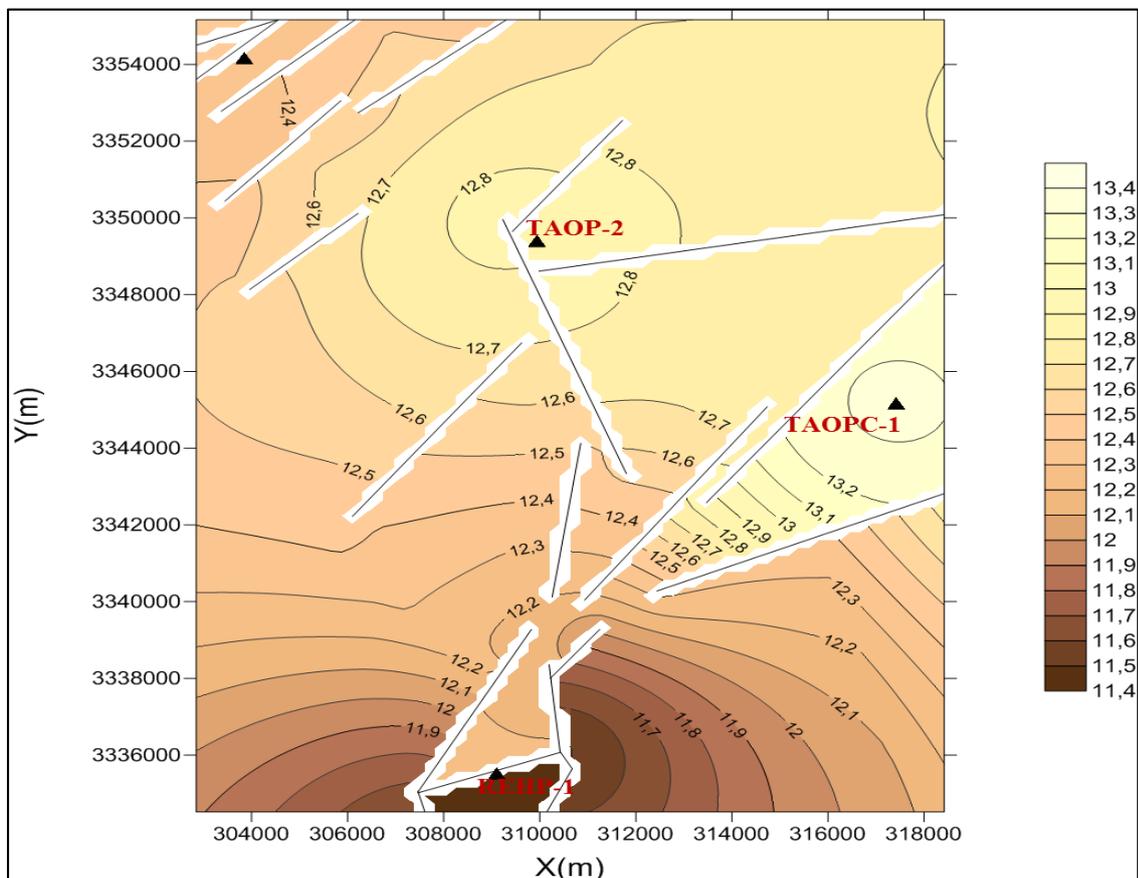


Figure IV-24: Courbes en Isoporosité.

IV.6.4 Carte en Isosaturation en eau

Le diagramme de la figure IV-25, affiche la concentration des valeurs maximales de 23,1% autour du puits REHP-1 au Sud du périmètre. Ces valeurs diminuent graduellement, vers le Nord.

On remarque de manière générale que la saturation en eau diminue graduellement depuis les valeurs maximales de 23,1% au niveau du puits REHP-1 vers des valeurs de 15% à 16% autour du puits TAOP-2, en direction du Nord où les failles se recoupent, et des valeurs de 17% à 19% autour du puits TAOP-1 en direction du NW du périmètre entre les failles. La valeur minimale est marquée au niveau du puits TAOPC-1 à l'Est du périmètre.

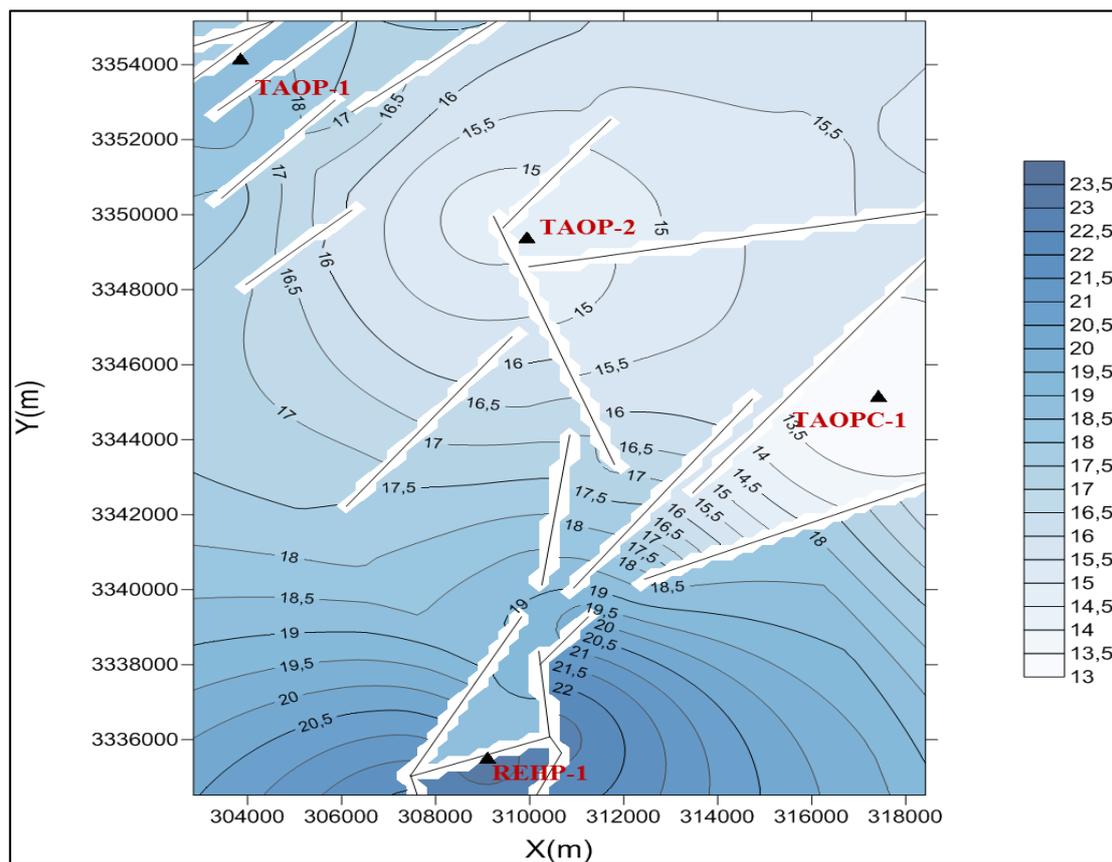


Figure IV-25: Courbes en isosaturation en eau.

IV.6.5 Carte en isovaleurs de l'épaisseur utile

On observe les mêmes tendances que pour le volume d'argile. La figure VI-26, montre ainsi que le tableau VI-12 que la valeur maximale de 33m est située autour du puits TAOP-2, où les failles se recourent.

Par ailleurs l'épaisseur utile diminue radialement et graduellement le long des failles pour atteindre :

- 25m autour du puits TAOP-1 au NW du périmètre où la valeur de l'épaisseur utile est inférieure à 21,8 m,
- 11m autour du puits TAOPC-1 à l'Est du périmètre où la valeur de l'épaisseur utile est de 10,3 m,
- Et 13m à 16m autour du puits REHP-1 au Sud du périmètre d'étude où la valeur de l'épaisseur utile est de 11.3 m.

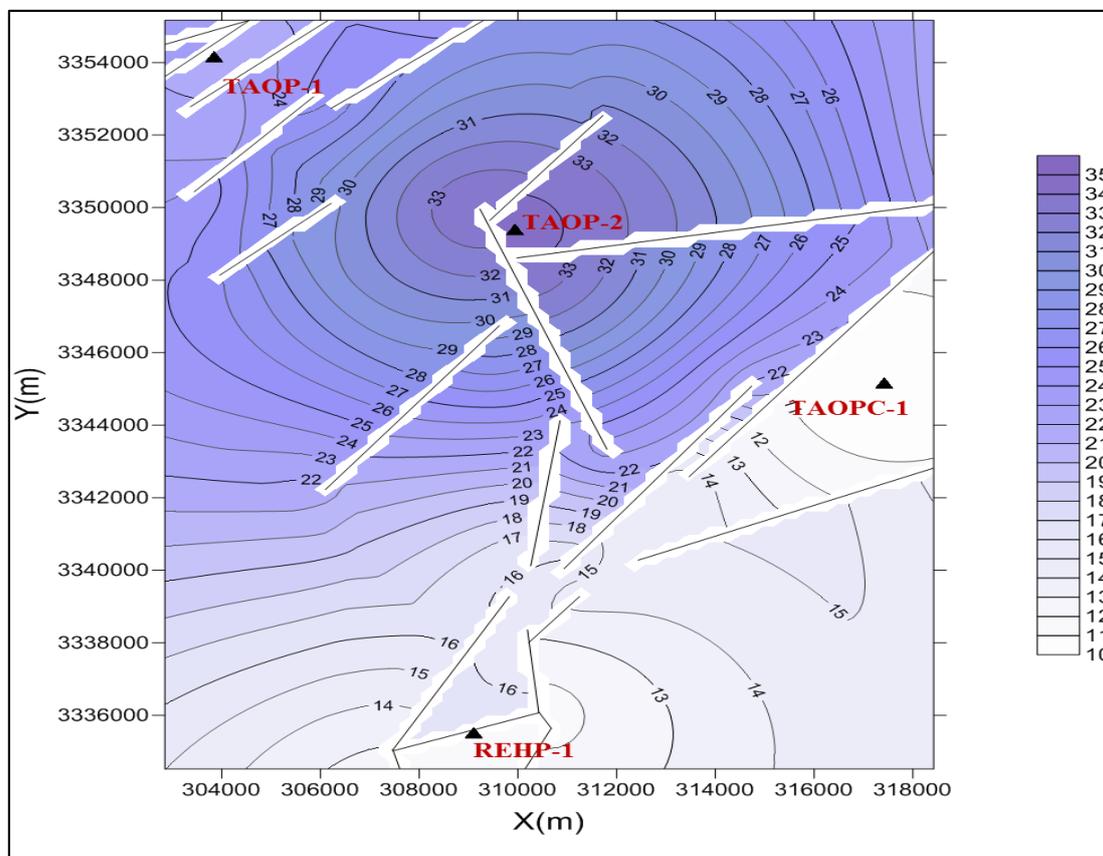


Figure IV-26: Courbe en isovaleurs des épaisseurs utiles.

IV.7 Conclusion

L'interprétation des résultats de calcul des paramètres pétrophysiques et des tests de pression au niveau des puits TAOP-1, TAOP-2, TAOPC-1 et REHP-1 a bien montré la présence des hydrocarbures à différents niveaux dans le SAG F6-M2.

La construction des cartes en isovaleurs du volume d'argiles, en isoporosité, en isosaturation en eau et en isovaleurs de l'épaisseur utile a permis de voir la distribution des paramètres au niveau de la zone d'étude par rapport à la structuration.

L'interprétation des cartes en isovaleurs montre que la partie centrale de la zone d'étude présente une épaisseur utile d'environ 34m, avec des valeurs de porosité utile comprise entre 12,6% et 12,9% et des valeurs de saturation en eau comprise entre 14,6% et 15,5%. Cette partie est caractérisée par trois failles qui se recoupent au niveau de la structure TAOP-1, et qui ont engendré une concentration des valeurs du volume d'argile de l'ordre de 34%. En terme de porosité, de saturation en eau et d'épaisseur utile cette partie est la plus productive dans la zone étudiée.

La partie NE est structurée par un ensemble de failles ouvertes et parallèlement orientées. Elle est caractérisée par une épaisseur utile d'environ 21m, et des valeurs de porosité effective comprise entre 12,7% et 12,3%. Les valeurs de la saturation en eau sont comprises entre 17% et 19%. Cette partie enregistre un volume d'argile de l'ordre de 18%.

Les parties Est et SW, sont caractérisées par des valeurs du volume d'argile de l'ordre de 20%. Des valeurs de porosité utiles comprise entre 12% et 13,2 %, avec une valeur de saturation en eau de 13% enregistrée à l'intérieur des failles ouvertes et parallèlement orientées. Les valeurs de l'épaisseur utile marquées dans cette partie sont comprises entre 11m et 15m.

La partie Sud de la zone d'étude a enregistré la plus grande valeur de saturation en eau qui est de 23,1% au niveau du puits REHP-1. Elle est caractérisée par des valeurs de porosité effective comprises entre 12,2% et 11,4%. Les valeurs des épaisseurs utiles au niveau de cette partie sont comprises entre 11,3m au niveau du puits REHP-1 à l'intérieur des failles et 16m en allant vers le nord.

Les failles représentent des limites qui empêchent la distribution homogène des paramètres pétrophysiques dans la même couche géologique. L'écart remarqué dans les valeurs

du volume d'argile au niveau du recoupement des failles au niveau du puits TAOP-2, peut s'expliquer par la migration et l'accumulation des minéraux argileux dans la formation.

Les résultats de calcul et de l'interprétation des cartes en isovaleurs montrent que l'unité SAG F6-M2 a un potentiel d'hydrocarbure très important, et présente des paramètres pétrophysiques favorables à une forte productivité.

CONCLUSION GENERALE

CONCLUSION GENERALE

A travers cette étude, nous avons évalué les paramètres pétrophysiques au niveau de quatre puits productifs d'hydrocarbures, situés dans le champ de Gassi Taouil dans le bassin de Berkine. Ceci a été réalisé en se basant sur les données des diagraphies conventionnelles ainsi que les diagraphies de test de pression.

Nous avons commencé par l'étude bibliographique qui nous a permis de définir la géologie et la structuration de notre zone d'étude. La caractérisation structurale de cette zone nous a permis de déduire un piégeage au niveau de l'unité réservoir SAG F6-M2 qui est de type structural principalement à failles inverses.

Le calcul des paramètres pétrophysiques nous a permis de situer les unités gréseuses à hydrocarbures au niveau de chaque puits. Par la suite la construction des cartes en isovaleurs du volume d'argiles, en isoporosité, en isosaturation en eau et en isovaleurs de l'épaisseur utile dans la zone d'étude, a permis de voir leurs distribution par rapport à la structuration.

L'analyse des cartes en isovaleurs montre que les failles représentent des limites structurales qui empêchent la distribution homogène des paramètres pétrophysiques au sein la même formation géologique, et elles affectent parfois la lithologie de la formation.

Enfin, les résultats de l'évaluation pétrophysique de l'unité réservoir SAG F6-M2 du champ de Gassi Taouil, montrent de bons paramètres pétrophysiques favorisant ainsi des accumulations éventuelles d'hydrocarbures. La partie la plus productive dans la zone étudiée est la partie centrale avec une épaisseur utile allant jusqu'à 34m, une porosité de l'ordre de 12,8% et une saturation en eau de 14,6%. Cependant la qualité de ces paramètres pétrophysiques diminue en allant vers le sud qui se caractérise par la plus grande valeur de saturation en eau qui est de 23%, une porosité de l'ordre de 11,5% et une épaisseur utile d'environ 11m.

BIBLIOGRAPHIE

- 📖 Beghoul. M. S, 2013, Interprétation Pétrophysique Et Géologique, Séminaire.
- 📖 BEICIP – Sonatrach, (1991) : Bassin de Ghadamès - Evaluation pétrolière. (Rapport interne de Sonatrach).
- 📖 Chapellier.D, Cours En Ligne De Géophysique : Diagraphies Aquifères, Université De Laussane, Institut Français Du Pétrole.
- 📖 Darwin V. Ellis et Julian M. Singer, Well Logging For Earth Scientists, 2008.
- 📖 ERR Crain, Crain's petrophysical handbook, 2000.
- 📖 Hassaim, Géologie de Gassi Taouil, Sonatrach ,2012
- 📖 Hassaim, Rapport du project Gssi Taouil, Sonatrach, 2012
- 📖 J-L. Mari, Sismique des puits, 2000.
- 📖 Serra. O, 1979, Diagraphies Différées Bases De L'interprétation, Mémoire 1 Tome 1, Service Techniques Schlumberger, Paris.
- 📖 Schlumberger, Log Interpretation Principles And Applications, 1989.
- 📖 Schlumberger, Log interpretation charts, 2009.
- 📖 Schlumberger. (2005). MDT Modular Formation Dynamics Tester.
- 📖 J-L. Mari, Cours online de géophysique de l'Université de Lausanne – Sismique de puits.
- 📖 R. COSSE, Techniques d'exploitation pétrolière : Le gisement, 1988.
- 📖 Schlumberger et Sonatrach, Well Evaluation Conference (WEC)2007.
- 📖 Sonatrach. Documents internes.