

République Algérienne Démocratique Et Populaire
Université Kasdi Merbah – Ouargla –
Faculté Des Hydrocarbures, Des Energies Renouvelable Et
Sciences De La Terre Et De L'univers
Département Des Sciences De La Terre Et De L'univers



Mémoire De Master Académique
Domaine : Sciences De La Terre Et De L'Univers
Option : Géologie
Spécialité : Géologie Pétrolière

Thème

**Evaluation pétrophysique du réservoir Quartzites Hamra
dans le champ de Hassi Tarfa**

Soumis Au Conseil Scientifique Des Sciences De La Terre Et De L'Univers
Dans L'accomplissement Du Diplôme De Master Science

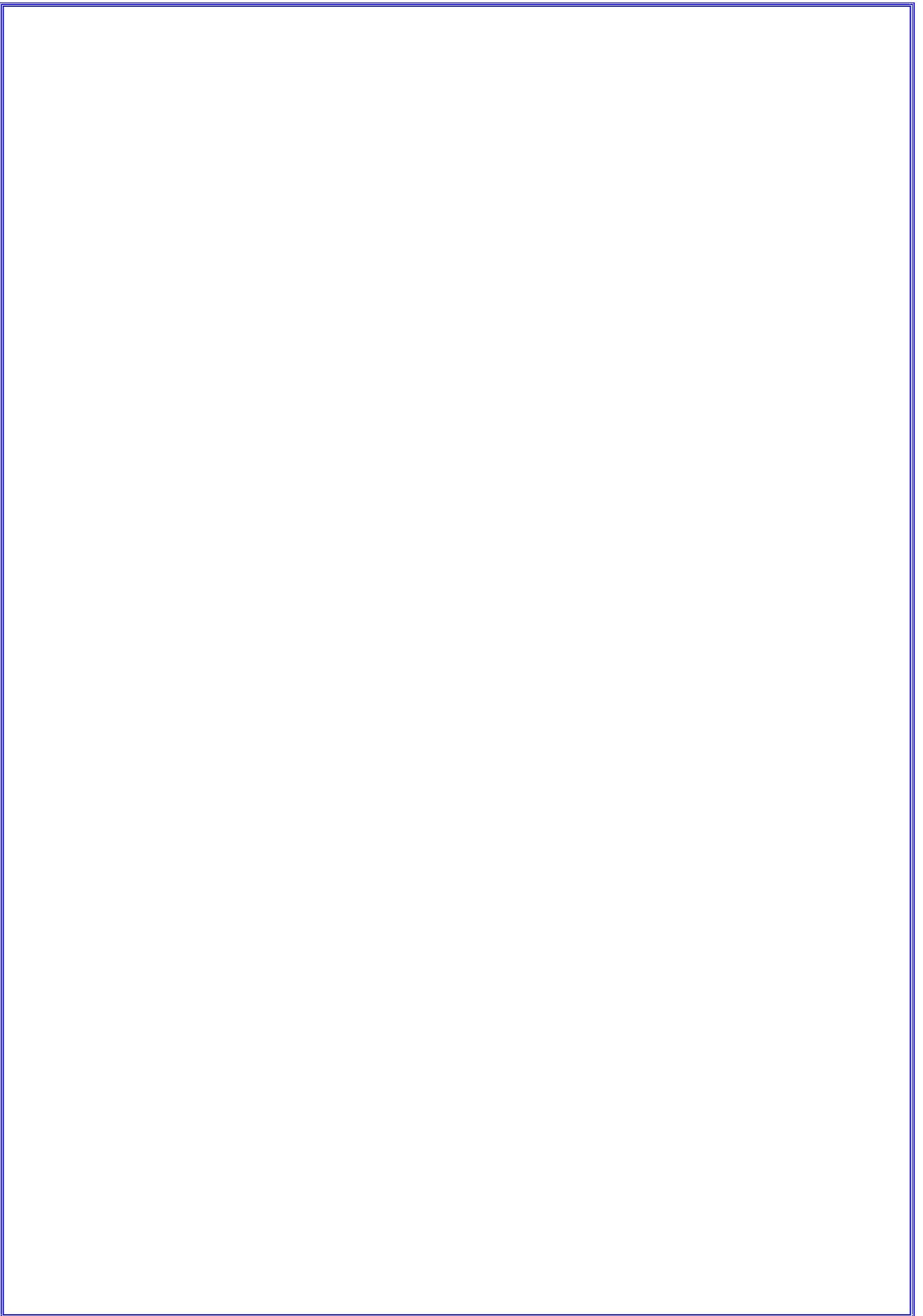
BENGLIA **RAMDANE**
BENAZZOZ **CHAKIB**
ZOUMRI **YOUCEF**

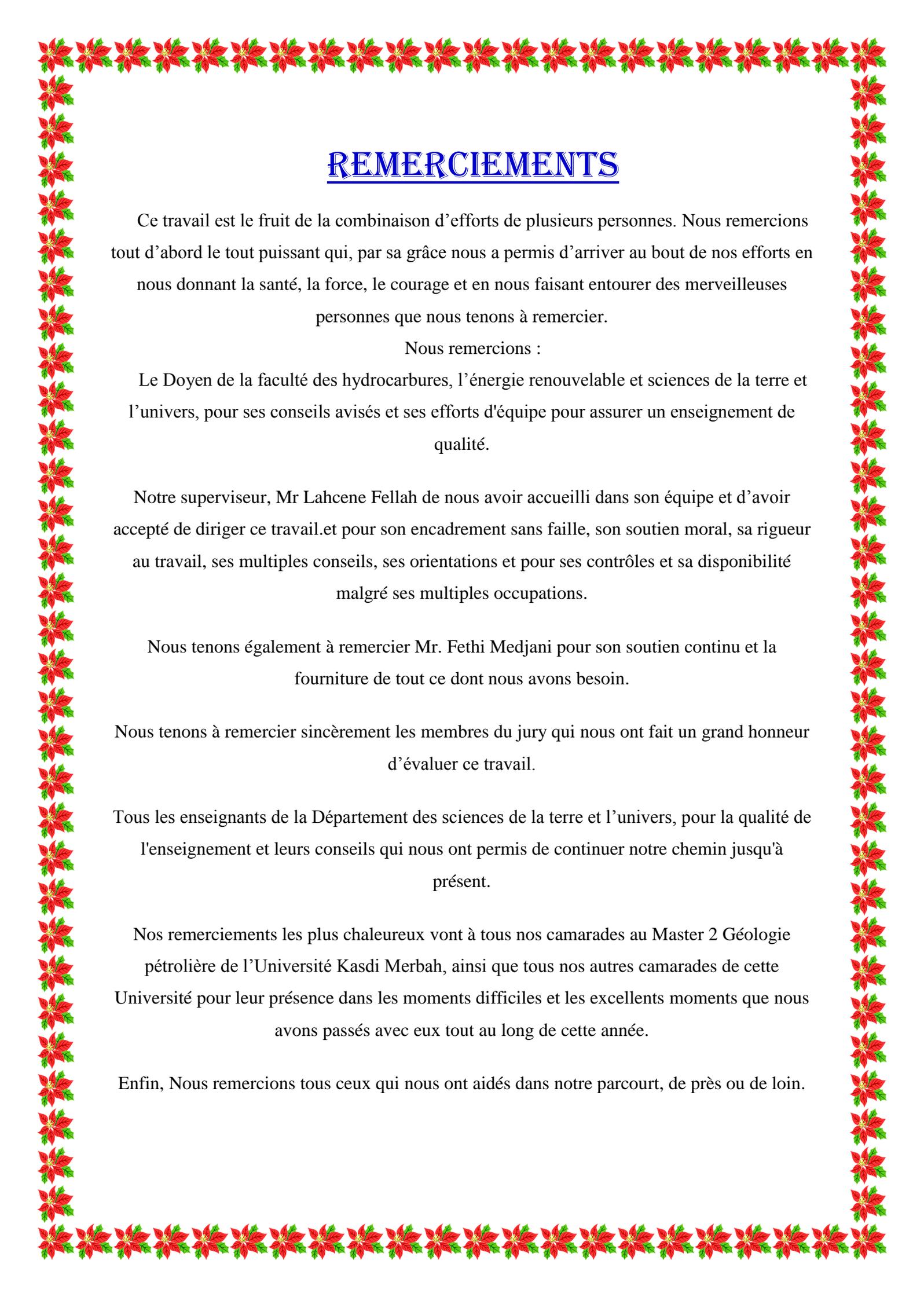
Défendu publiquement le: 20 / 06 /2021

Devant le jury

Président :	Mr. LAOUINI	HAMZA	M.A.A	Univ. Ouargla
Promoteur :	Mr. FELLAH	LAHCENE	M.C.A.	Univ. Ouargla
Examineur :	Mr .BELKSIER	Med SALAH	M.C.A	Univ. Ouargla

Année Universitaire : 2020 / 2021





REMERCIEMENTS

Ce travail est le fruit de la combinaison d'efforts de plusieurs personnes. Nous remercions tout d'abord le tout puissant qui, par sa grâce nous a permis d'arriver au bout de nos efforts en nous donnant la santé, la force, le courage et en nous faisant entourer des merveilleuses personnes que nous tenons à remercier.

Nous remercions :

Le Doyen de la faculté des hydrocarbures, l'énergie renouvelable et sciences de la terre et l'univers, pour ses conseils avisés et ses efforts d'équipe pour assurer un enseignement de qualité.

Notre superviseur, Mr Lahcene Fellah de nous avoir accueilli dans son équipe et d'avoir accepté de diriger ce travail. et pour son encadrement sans faille, son soutien moral, sa rigueur au travail, ses multiples conseils, ses orientations et pour ses contrôles et sa disponibilité malgré ses multiples occupations.

Nous tenons également à remercier Mr. Fethi Medjani pour son soutien continu et la fourniture de tout ce dont nous avons besoin.

Nous tenons à remercier sincèrement les membres du jury qui nous ont fait un grand honneur d'évaluer ce travail.

Tous les enseignants de la Département des sciences de la terre et l'univers, pour la qualité de l'enseignement et leurs conseils qui nous ont permis de continuer notre chemin jusqu'à présent.

Nos remerciements les plus chaleureux vont à tous nos camarades au Master 2 Géologie pétrolière de l'Université Kasdi Merbah, ainsi que tous nos autres camarades de cette Université pour leur présence dans les moments difficiles et les excellents moments que nous avons passés avec eux tout au long de cette année.

Enfin, Nous remercions tous ceux qui nous ont aidés dans notre parcours, de près ou de loin.

Dédicace

*C'est avec toute mon affection que je dédie ce modeste
travail*

*A celui qui m'a donné vie et qui m'as apporté sans cesse son
amour,
Mon père.*

*A ma très chère mère qui m'a apporté sans cesse amour,
Soutien et encouragement ; et qu'elle trouve ici l'expression
de mes
vives reconnaissances.*

*Mes chers frères Amrane, Ala Eddine, Hani, Oussama,
Mohammed Laid et mes chères sœurs Amier et Merim. et
Djamila*

A ma grande mère.

*A mes oncles Said, Kacem et
Abdelkrim et Med-Salah*

A mes tantes Salima, Saida et la petite Nadia

A toutes la famille Zoumri.

A tous mes chers amis :

Benglia Ramdane, Mazroue Ali et Benazzouz Chakib et

Et à tous mes autres amis.

ZOUMRI YUCEF

Dédicace

Je dédie ce mémoire à :

Ma très chère mère,

Mon cher père,

Mes frères et ma sœur,

La famille Benglia et la famille Benamara,

Mes amis de la cité universitaire,

Mes amis de département de la science de la terre et de

l'univers à Ouargla,

Et tous ceux qui sont chers à moi de près ou de loi.

BENGLIA RAMDANE

Dédicace

Je consacre mes recherches à :

Le propriétaire d'une biographie parfumée et d'une pensée éclairée, car il avait le premier crédit pour atteindre l'enseignement supérieur (mon père bien-aimé), que Dieu prolonge sa vie

A celui qui m'a mis sur le chemin de la vie et m'a fait attacher l'entaille, et a pris soin de moi jusqu'à ce que je sois vieux (ma chère mère) que Dieu lui accorde la santé et le bien-être continus

A mes frères qui ont eu un impact sur de nombreux obstacles et difficultés, à mes amis et parents et à tous ceux qui m'ont soutenu avec un mot gentil

A tous mes chers professeurs qui n'ont pas hésité à me tendre la main

BENAZZOUZ CHAKIB

Liste des Figures

Figure 1: Situation géographique de Hassi Messaoud et de Hassi Tarfa.	2
Figure 2. Écorché géologique à la discordance post-hercynienne.	4
Figure 3. Situation du champ de Hassi Tarfa (Dép. EXP/SONATRACH)[4].	5
Figure 4. Colonne lithologique type de la région Hassi Tarfa (Dép. EXP/SONATRACH modifié)[4].	7
Figure 5. Carte en isobathe au toit des Quartzites de Hamra (Dép. BEICIP 2007)[15].	17
Figure 6. Coupe géologique NW-SE (Dép. Exp. SONATRACH)[20].	19
Figure 7: Carte de positionnement des puits étudiés dans le champ de Hassi Tarfa.	21
Figure 8: Equipements de photographie type lumière blanche et ultra-violet.	22
Figure 9: Différents types de porosité (a)-Pores d'interstice, (b)- Pores de fissure.	23
Figure 10: L'expérience de Darcy.	26
Figure 11: Distribution de la perméabilité (K) en fonction des profondeurs (h) dans les forages des puits étudiés.	40
Figure 12: Distribution de la porosité (ϕ) en fonction des profondeurs (h) dans les forages des puits étudiés. ...	41
Figure 13: Distribution de la densité de grains (G/D) en fonction des profondeurs (h) dans les forages des puits étudiés.	42
Figure 14: Histogrammes et graphes de probabilité des données des paramètres pétrophysiques de l'ensemble du puits HTFN 3 de Hassi Tarfa.	45
Figure 15: Histogrammes et graphes de probabilité des données des paramètres pétrophysiques de l'ensemble du puits HTF 22 de Hassi Tarfa.	47
Figure 16: Histogrammes et graphes de probabilité des données des paramètres pétrophysiques de l'ensemble du puits HTF 23 de Hassi Tarfa.	48
Figure 17: Histogrammes et graphes de probabilité des données de la perméabilité, porosité et densité de grains du puits HTF 30 de Hassi Tarfa.	50
Figure 18: Histogrammes et graphes de probabilité des données des saturations en eau (S_w), en huile (S_o), et en gaz (S_g) du puits HTF 30 de Hassi Tarfa.	50
Figure 19: Résultats de l'analyse corrélationnelle des paramètres pétrophysiques du puits HTFN-03.	52
Figure 20: Résultats de l'analyse corrélationnelle des paramètres pétrophysiques du puits HTF-22.	53
Figure 21: Résultats de l'analyse corrélationnelle des paramètres pétrophysiques du puits HTF-23.	54
Figure 22: Résultats de l'analyse corrélationnelle des paramètres pétrophysiques du puits HTF-30.	55
Figure 23: Carte en isoporosité des Quartzites de Hamra (champ de Hassi Tarfa).	55
Figure 24: Carte du gradient de l'isoporosité des Quartzites de Hamra (champ de Hassi Tarfa). . Error! Bookmark not defined.	
Figure 25: Carte en isoperméabilité des Quartzites de Hamra (champ de Hassi Tarfa).	57
Figure 26: Carte du gradient de l'isoperméabilité des Quartzites de Hamra (champ de Hassi Tarfa). Error! Bookmark not defined.	
Figure 27: Carte en iso-densité de grains des Quartzites de Hamra (champ d Hassi Tarfa).	58
Figure 28: Carte du gradient de l'iso-densité de grains des Quartzites de Hamra (champ de Hassi Tarfa).	58

Liste des Figures

<i>Figure 29: Carte en isosaturation en eau (S_w) des Quartzites de Hamra (champ de Hassi Tarfa).....</i>	<i>59</i>
<i>Figure 30: Carte du gradient de l'isosaturation en eau (S_w) des Quartzites de Hamra (champ de Hassi Tarfa). .</i>	<i>59</i>
<i>Figure 31: Carte en isosaturation en huile (S_o) des Quartzites de Hamra (champ de Hassi Tarfa).....</i>	<i>60</i>
<i>Figure 32: Carte du gradient de l'isosaturation en huile (S_o) des Quartzites de Hamra (champ de Hassi Tarfa). </i>	<i>60</i>
<i>Figure 33: Carte en isosaturation en gaz (S_g) des Quartzites de Hamra (champ de Hassi Tarfa).....</i>	<i>61</i>
<i>Figure 34: Carte du gradient de l'isosaturation en gaz (S_g) des Quartzites de Hamra (champ de Hassi Tarfa). ..</i>	<i>61</i>

Liste des Tableaux

<i>Tableau 1: Les phases tectoniques majeures avec leur orientation (Dép. EXP/SONATRACH).....</i>	<i>16</i>
<i>Tableau 2: Caractérisation Statistique des paramètres pétrophysiques du puits HTFN-3.</i>	<i>43</i>
<i>Tableau 3: Caractérisation Statistique des paramètres pétrophysiques du puits HTF-22.....</i>	<i>43</i>
<i>Tableau 4: Caractérisation Statistique des paramètres Pétrophysiques puits HTF-23.....</i>	<i>43</i>
<i>Tableau 5: Caractérisation Statistique des paramètres pétrophysiques du puits HTF-30.....</i>	<i>44</i>

Sommaire

Introduction générale	1
I Généralités	2
<hr/>	
I.1 Présentation du Champ de Hassi Messaoud.....	2
I.1.1 Introduction.....	2
I.1.2 Situation géographique du champ de Hassi Messaoud.....	2
I.1.3 Cadre géologique de Hassi Messaoud.....	3
I.2 Présentation du Champ de Hassi Tarfa.....	4
I.2.1 Situation Géographique du Champ de Hassi Tarfa.....	4
I.3 Historique de l'Exploration dans le champ de Hassi Tarfa.....	5
I.4 Aspect Stratigraphique de Hassi Tarfa.....	6
I.4.1 Paléozoïque.....	6
I.4.2 Mésozoïque.....	8
I.4.3 Cénozoïque.....	8
I.5 Description Lithologique et Commentaire Stratigraphique.....	8
I.5.1 Paléozoïque.....	8
I.5.1.1 Cambrien.....	8
I.5.1.1.1 Cambrien Ri.....	8
I.5.1.1.2 Cambrien Ra.....	8
I.5.1.1.3 Cambrien R2.....	9
I.5.1.1.4 Cambrien R3.....	9
I.5.1.2 Ordovicien.....	9
I.5.1.2.1 Zone des alternances.....	9
I.5.1.2.2 Argiles d'El Gassi.....	9
I.5.1.2.3 Grés d'ElAtchane.....	9
I.5.1.2.4 Quartzites d'El Hamra.....	10
I.5.1.2.5 Grés d'Ouargla.....	10
I.5.2 Mésozoïque.....	10
I.5.2.1 Trias.....	10
I.5.2.1.1 Trias « Roches éruptives ».....	10
I.5.2.1.2 Trias « Argileux ».....	10
I.5.2.1.3 TS3.....	10
I.5.2.1.4 TS2.....	11
I.5.2.1.5 TS1.....	11
I.5.3 Jurassique.....	11
I.5.3.1.1 Le Lias.....	11
I.5.3.1.1.a Lias « Horizon B ».....	11
I.5.3.1.1.b Lias Salifère LS2.....	11
I.5.3.1.1.c Lias Dolomitique LD2.....	11
I.5.3.1.1.d Lias Salifère LS1.....	11
I.5.3.1.1.e Lias Dolomitique LD2.....	11
I.5.3.1.2 Le Dogger.....	11
I.5.3.1.2.a Dogger lagunaire.....	11
I.5.3.1.2.b Dogger argileux.....	12
I.5.3.1.3 MALM.....	12
I.5.4 Crétacé.....	12
I.5.4.1.1 Néocomien.....	12

I.5.4.1.2 Barrémien	12
I.5.4.1.3 Aptien	12
I.5.4.1.4 Albien	12
I.5.4.1.5 Cénomaniens.....	12
I.5.4.1.6 Turonien	13
I.5.4.1.7 Sénonien	13
I.5.4.1.7.a Sénonien salifère.....	13
I.5.4.1.7.b Sénonien anhydritique.....	13
I.5.4.1.7.c Sénonien carbonate.....	13
I.5.5 Cénozoïque.....	13
I.5.5.1 Paléogène	13
I.5.5.1.1 Eocène	13
I.5.5.1.2 Néogène.....	13
I.5.5.1.3 Mio-Pliocène	13
I.6 Aspect Structural	14
I.6.1 Evolution tectonique et les différentes phases connues	14
I.6.1.1 Déformations antépaléozoïques	14
I.6.1.1.1 Phase panafricaine.....	14
I.6.1.2 Déformations paléozoïques	14
I.6.1.2.1 La phase taconique	14
I.6.1.2.2 La phase du Dévonien inférieur	14
I.6.1.2.3 La phase hercynienne	14
I.6.1.2.4 Au Dévonien moyen et supérieur.....	15
I.6.1.2.5 Durant le Carbonifère moyen et le Permien Tardif.....	15
I.6.1.3 Les déformations du Mésozoïque	15
I.6.1.3.1 La phase rifting triasique.....	15
I.6.1.3.2 La phase autrichienne.....	15
I.6.1.3.3 La phase pyrénéenne	15
I.6.1.3.4 La phase Atlasique	16
I.6.2 Cadre local.....	16
I.7 Système Pétrolier	17
I.7.1 Roches mères	18
I.7.2 Roches Réservoir	18
I.7.2.1 Ordovicien.....	18
I.7.2.2 Cambrien	19
I.7.3 Roches Couverture	19
I.7.4 Pièges et les voies de migration	19
II Méthodes et Matériel Utilisés	20
II.1 Introduction.....	20
II.2 Objectif et la zone d'étude	20
II.3 Méthodologie	21
II.3.1 Procédure de l'analyse par la photographie à lumière blanche.....	21
II.3.1.1 Activité de préparation (carottes, Plugs).....	21
II.3.1.2 Activité gestion carothèque (Étalage et stockage des échantillons)	22
II.3.1.3 Prise de photos sous lumière blanche (LB).....	22
II.3.2 Porosité	22
II.3.2.1 Définition de la porosité :	22
II.3.2.2 Les différents types de porosité	23
II.3.3 Méthode de mesure	24

II.3.3.1 Méthode directe (au laboratoire) :.....	24
II.3.3.2 Méthode indirecte par les diagraphies	24
II.3.4 Perméabilité	25
II.3.4.1 Définition de la perméabilité	25
II.3.4.2 Loi originale de Darcy	25
II.3.4.3 Loi améliorée de Darcy.....	26
II.3.4.4 Types de perméabilités	26
II.3.5 Relation entre porosité et perméabilité	27
II.3.6 Saturation	28
II.3.6.1 Définition de la saturation.....	28
II.3.6.2 Types de saturation :	28
II.4 Diagraphies	28
II.4.1 Introduction.....	28
II.4.2 L'interprétation qualitative	28
II.4.3 L'interprétation quantitative	29
II.4.4 Types de diagraphies.....	29
II.4.4.1 Diagraphies des rayons Gamma (GR)	29
II.4.4.1.1 Principe de la diagraphie de rayons Gamma (GR)	29
II.4.4.1.2 Applications de la diagraphie (GR)	29
II.4.4.2 Diagraphies de neutron (N).....	29
II.4.4.2.1 Principe de la diagraphie de neutron (N) :	29
II.4.4.2.2 Applications de la diagraphie de neutron(N) :	29
II.4.4.3 Diagraphie de densité.....	29
II.4.4.3.1 Principe de la diagraphie de densité.....	29
II.4.4.3.2 Applications de la diagraphie de densité	30
II.4.4.3.3 Latérologs	30
II.4.4.3.4 Induction	30
II.4.4.3.5 Résistivité de la zone lessivée (R_{x0}).....	30
II.4.4.3.6 Applications de R_t (résistivités de la zone vierge)	30
II.4.4.4 Diagraphie sonique	31
II.4.4.4.1 Principe de la diagraphie sonique	31
II.4.4.4.2 Applications de la diagraphie sonique	31
II.4.4.5 Facteurs influençant sur les mesures.....	31
II.5 Méthode d'interpolation utilisée	31
II.6 Analyse et traitement des données	32

III .Etude lithostratigraphique et statistiques des paramètres pétrophysiques 33

Introduction	33
Etude sédimentologique	33
Etude des carottes	33
III.1.1 Observations préliminaires sur les puits étudiés :	33
III.1.2 Description détaillée des carottes :	34
III.1.2.1 Description sommaire du Puits HTF-6.....	34
III.1.2.2 Description sommaire du Puits HTF-9.....	34
III.1.2.3 Description sommaire du Puits HTF-16.....	35
III.1.2.4 Description sommaire du Puits HTF-17	35
III.1.2.5 Description sommaire du Puits HTF-19.....	35
III.2 .Etude statistiques des paramètres pétrophysiques	39
III.2.1 Distributions paramètres pétrophysiques en fonction des profondeurs :	39
III.2.2 Distributions de la perméabilité (K) en fonction des profondeurs	39

III.2.3 Distributions de la porosité (Φ) en fonction des profondeurs	40
III.2.4 Distributions de la densité des grains (GD) en fonction des profondeurs	41
III.3 Traitement monovariante :	42
III.3.1 Statistique des paramètres du réservoir Hassi Tarfa :	42
III.3.1.1 Statistique élémentaire :	42
III.3.1.2 Etude de la distribution des données paramètres pétrophysiques.....	44
III.3.1.2.1 Cas du puits HTFN3	44
III.3.1.2.2 Cas du puits HTF 22	45
III.3.1.2.3 Cas du puits HTF 23	47
III.3.1.2.4 Cas du puits HTF 30	48
III.3.1.3 Corrélation des paramètres pétrophysiques	51
III.3.1.3.1 Corrélation du puits HTFN 03 :	51
III.3.1.3.2 Corrélation du puits HTF 22 :	52
III.3.1.3.3 Corrélation du puits HTF 23 :	53
III.3.1.3.4 Corrélation du puits HTF 30 :	54
III.4 Etude des cartes des iso-valeurs :	55
III.4.1 Carte d'iso-porosité :	55
III.4.2 Carte d'iso-perméabilité :	56
III.4.3 Carte d'iso-densité de grains :	58
III.4.4 Carte d'iso-saturation en eau S_w :	59
III.4.5 Carte d'iso-saturation en huile S_o :	60
III.4.6 Carte d'iso-saturation en gaz S_g :	61
III.5 Conclusion	62
Conclusion Générale	64
Références	65
Résumé	67

Introduction générale

L'importance économique des hydrocarbures dans la région de Hassi Tarfa (HTF) exige de chercher toujours à améliorer les méthodes et les outils avec lesquelles on pourra exploiter au maximum ses réserves. Afin de, premièrement participer au développement économique du pays ; deuxièmement répondre à la demande mondiale croissante de l'énergie dans un contexte d'économie de concurrence frénétique.

L'étude des paramètres pétrophysiques des roches constitue une importante étape dans l'exploration et la production pétrolière du réservoir. En effet, pour comprendre et prévoir les qualités de la production d'un réservoir, il est nécessaire de connaître les propriétés pétrophysiques (porosité, perméabilité, saturation, densité) des roches réservoirs. Dans ce contexte l'objectif de cette étude consiste à donner une caractérisation pétrophysique de la zone de Hassi Tarfa.

Ce présent mémoire s'articule sur la caractérisation du réservoir de la zone de Hassi Tarfa, il est subdivisé en 4 chapitres :

1^{er} chapitre : Ce chapitre contient une courte description de Hassi Messaoud, une présentation du champ de Hassi Tarfa (HTF), ainsi que l'historique de l'exploration dans ce champ, l'aspect stratigraphique, description lithologique et commentaire stratigraphique.

2^{ème} chapitre : Ce chapitre est consacré à des généralités sur des notions et définitions liées au thème, des explications des méthodes d'analyse que nous avons utilisées, enfin la description des différents instruments et appareillages de mesurage et les protocoles de mesure. A la fin, les logiciels de calcul et d'analyse ont été cités.

3^{ème} chapitre : Dans ce chapitre, nous avons commencé par la description sédimentologique des carottes, une analyse statistique sur les paramètres pétrophysiques, la corrélation entre ces divers paramètres et la description des cartes des iso-valeurs.

Premier Chapitre

I Généralités

I.1 Présentation du Champ de Hassi Messaoud

I.1.1 Introduction

Le positionnement géographique et stratigraphique se vérifié l'importants au premier lieu afin de marquer le champ et le réservoir en question. Comme nous le montrons sur l'évolution du forage et l'analyse de l'historique de production dans le champ, les problèmes d'exploitations ainsi que l'analyse des pressions enregistrés dans les différents puits au temps qui passe.

I.1.2 Situation géographique du champ de Hassi Messaoud

Le champ d'exploration et d'exploitation de Hassi Messaoud est situé à 650 km au Sud-Est d'Alger, 350 km de la frontière Algéro-tunisienne, et à 85 km au Sud-Est du chef-lieu de la Wilaya d'Ouargla. Entre les parallèles (Nord) : 31°30' et 32°00' et les méridiens (Est) : 5°40' et 6°20'. Sa localisation en coordonnées Lambert est la suivante : X= 790.000 - 840.000 Est, et Y= 110.000 - 150.000 Nord (fig n 01)

Le gisement Hassi Messaoud occupe la partie centrale de la province triasique sur une surface d'aire d'environ 2200 km². Actuellement, cette zone pétrolière est considérée comme la plus riche de l'Algérie.

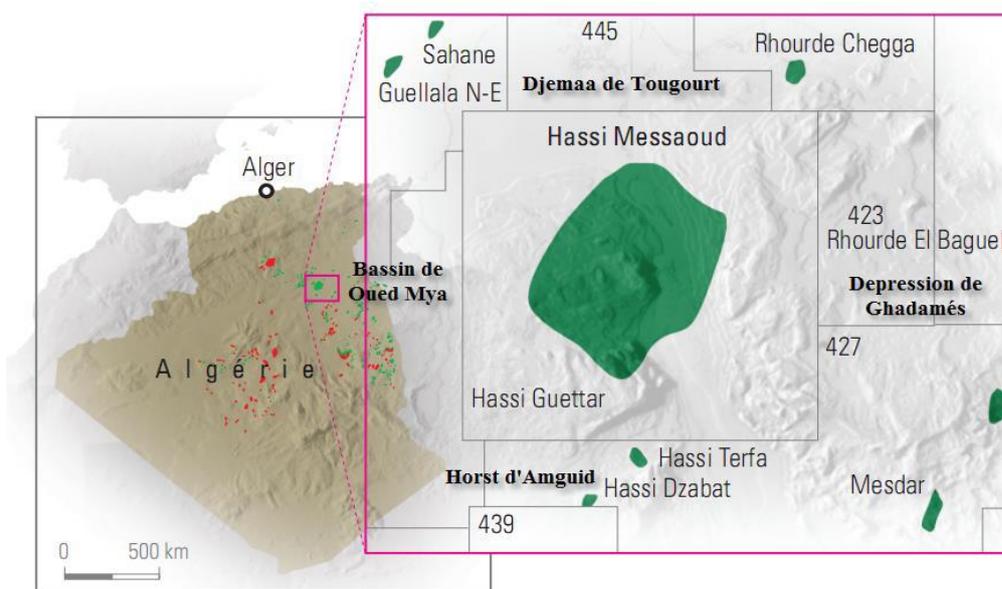


Figure 1: Situation géographique de Hassi Messaoud et de Hassi Tarfa (Google Map).

I.1.3 Cadre géologique de Hassi Messaoud

Le môle de Hassi Messaoud est le résultat d'une histoire paléo-tectonique assez compliquée, c'est le prolongement de la dorsale d'Amguid El Biod de plus de 800 km de long. Sa structure fait partie d'un ensemble de structures formant la province triasique Nord Orientale ; limitée au Nord par la structure Djamaâ -Touggourt ; à l'Est, par la dépression de Ghadamès ; à l'Ouest, par la dépression d'Oued Mya, au Sud, par le horst d'Amguid (fig n 02).

Selon les résultats des premiers travaux de Bouchon et al.[1], et de Boudjemaa [2], qui retracent l'apport de la sismique réfraction à la reconnaissance géologique régionale; mise en évidence deux hauts fonds de Hassi R'Mel et Hassi Massoud; et par la suite en; utilisant des données précises de stratigraphie et de faciès , elle permet l'établissement des cartes structurales (gisement de Hassi Messaoud). Les résultats de forage et de sismique réfraction révèlent l'individualisation d'un bassin Siluro-dévonien dans la région occidentale et des bassins secondaires comportant une épaisse série salifère dans la partie orientale. Entre ces deux provinces, apparaît une zone centrale, qui semble être demeurée constamment en position haute, tant au cours du primaire que du secondaire. L'esquisse paléogéographique donnée par[3] en relief deux traits structuraux importants sur lesquels se situent le gisement de Hassi R'Mel et le gisement de Hassi Messaoud (Axe haut régional de direction NNE-SSW).

Aujourd'hui, le gisement de Hassi Messaoud est qualifié par les experts comme l'un des plus grands du monde, et le plus prospecté de la plateforme Saharienne.

Il est limité :

- Au Nord-Ouest par les gisements d'Ouargla (Guellala, Ben Kahla et HaoudBerkaoui).
- Au Sud-Ouest par les gisements d'El-Gassi, Zotti et El Agreb.
- Au Sud-Est par les gisements Rhourde El Baguel et Mesdar.
- Á l'Est par le gisement de Ghadamès.

Géologiquement, il est limité :

- A l'Ouest par la dépression d'Oued M'ya.
- Au Sud par le môle d'Amguid El Biod.
- Au Nord par la structure Djamaa-Touggourt.
- Á l'Est par les hauts fonds de Dahar, Rhourde El Baguel et la dépression de Ghadamès.

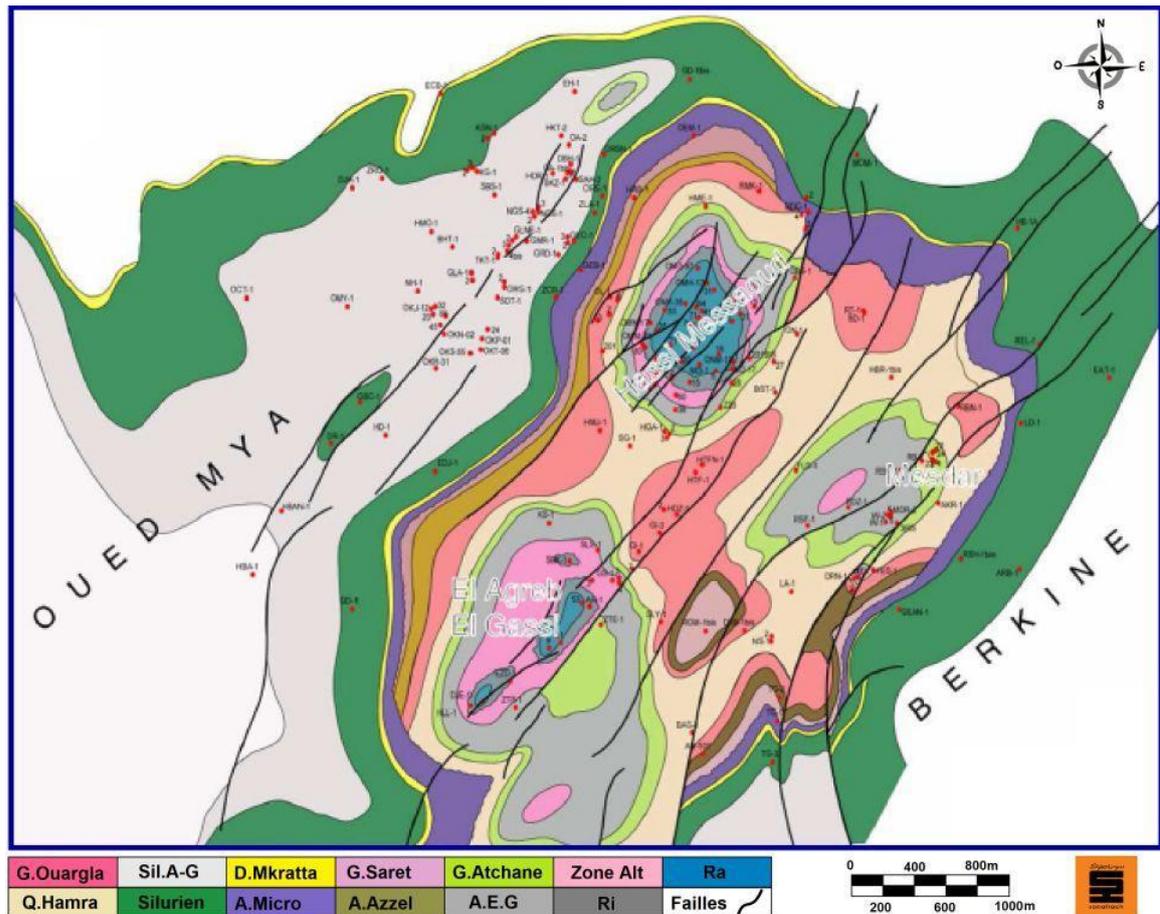


Figure 2. Écorché géologique à la discordance post-hercynienne (Dép. EXP/SONATRACH).

I.2 Présentation du Champ de Hassi Tarfa

I.2.1 Situation Géographique du Champ de Hassi Tarfa

Le champ de Hassi Tarfa est un champ périphérique de Hassi Messaoud. Il correspond à une structure satellite qui s'étend vers le sud, se trouvant dans le bloc n° 427 et occupant globalement la partie de transition du permis de Hassi-Dzabat et le champ de Hassi Messaoud.

La structure de Hassi Tarfa est située dans la province triasique, au sud du gisement de Hassi Messaoud sur la bordure de trend El Gassi- El Agreb-Hassi Messaoud, (Fig n 03).

Le champ de Hassi Tarfa est limité par :

- Le champ de Hassi Messaoud vers le Nord et le Nord-est.
- Structure anticlinale de Hassi Dzabat, vers l'Ouest.
- À l'Est est situé le champ de Mesdar.
- Au Sud on a le champ d'El-Gassi.

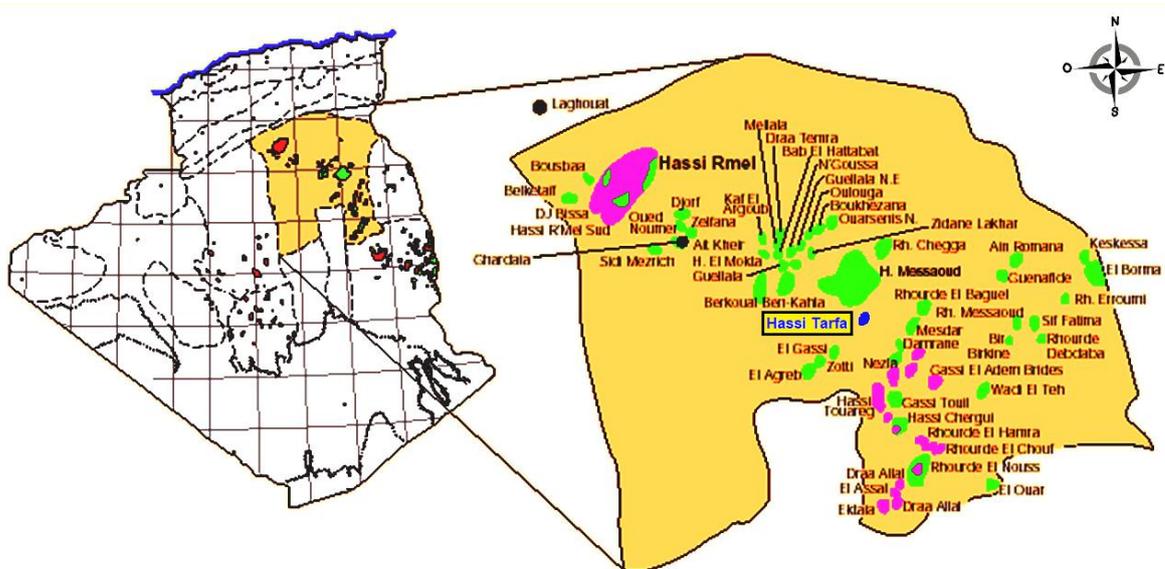


Figure 3. Situation du champ de Hassi Tarfa (Dép. EXP/SONATRACH)[4].

I.3 Historique de l'Exploration dans le champ de Hassi Tarfa

Le bassin d'Oued Mya est l'une des régions les plus productives d'Algérie avec les gisements de Haoud Berkaoui, Berkaoui – Benkahla, Guellala, Kef El Agroub, Drâa Et Tamra, et Boukhezane.

Hassi Tarfa c'est une structure récemment découverte. Elle est en phase d'exploitation avec quelques puits de production.

Le premier puits (HTF-1) a été foré en septembre 1999, situé entre les gisements de Hassi Messaoud, El Agreb Zotti et, El Gassi qui sont productifs d'huile dans le Cambrien.

L'objectif primaire de ce puits était l'évaluation du Cambrien (Ri et Ra). Les Quartzites de Hamra constituaient un objectif secondaire.

Le forage des réservoirs Ri et Ra se sont avérés aquifères, par contre les Quartzites de Hamra se sont avérés à huile[5, 6].

Les puits HTFN-1et HTF-2 ont été forés en 2001 dans le but de la délimitation de la structure.

Ces puits avaient pour but l'évaluation des Quartzites de Hamra productifs dans le puits HTF1.

En septembre 2001 le puits HTF-3 a été foré dans le but de :

- Evaluer les Quartzites de Hamra.
- Tester leur potentialité dans les limites de la fermeture structurale.
- Délimiter l'extension du réservoir ordovicien dans cette structure.

- Confirmer le volume des réserves prouvées sur le compartiment Est de la structure.

En mai 2005 le puits HTF-4 a été réalisé avec l'objectif d'évaluer des Quartzites de Hamra et les grés cambriens des niveaux Ri et Ra[6, 7].

I.4 Aspect Stratigraphique de Hassi Tarfa

La série stratigraphique de la région de Hassi Tarfa est essentiellement composée des dépôts Mésozoïques avec 3118 m d'épaisseur, reposant en discordance sur le Paléozoïque qui a 407 m d'épaisseur. Enfin, un faible épandage détritique d'âge tertiaire de 300 m repose en discontinuité sur le Mésozoïque (Fig n 04).

I.4.1 Paléozoïque

La tranche détritique reconnue par les sondages est constituée par les formations cambro-ordoviciennes.

Elles sont prédominées par de grands épandages régionaux de roches détritiques grossières ayant progradé à partir du sud vers le nord en discordance sur un socle hétérogène affecté par la phase panafricaine. Ces formations sont surmontées par d'épaisses séries d'argile et grés issues des grandes périodes de transgression-régression marine à partir du nord.

Le Cambro-ordovicien connaît sporadiquement des épisodes volcaniques sans grande extension latérale.

CHAPITRE I : Généralité sur Hassi Messaoud et Hassi Tarfa

Ere	Système	Série	Étage	Ép.(m)	Stratigraphie	Lithologie
CENOZOÏQUE	NÉOÈNE	Mio-Plio		178		Sable, Grès et Argile
	PALÉOÈNE	Eocene		123		Calcaire crayeux
MESOZOÏQUE	CRÉTACÉ	SENONIEN	Carbonaté	180		Calcaire et Dolomie
			Anhydritique	217		Anhydrites, calcaire blanc et Dolomie
			Salifère	134		Sel massif incolore à blanc
		Turonien		116		Calcaire crayeux
		Cénomanién		179		Anhydrite, Dolomie, parfois Argile Grise
		Albien		300		Grès Fin à Moyen et Intercalation d'Argile Brun Rouge et de Sable Grossier à la base
		Aptien		27		Dolomie et Marne
		Barremien		260		Grès, Argile silto-sableuse, et Dolomie
		Néocomien		208		Argile carbonate avec passées de Grès
	JURASSIQUE	MALM (Late Jurassic)		229		Argile Silteuse à intercalation de Dolomie de Calcaire et Marne
		DOGGER	Argileux	77		Argile indurée, Dolomie, Grès et Anhydrite
			Lagunaire	244		Anhydrite et Dolomie, passées d'Argile Silteuse
		LIAS	LD-1	38		Anhydrite et Argile
			LS-1	226		Sel et Argile.
			LD-2	55		Anhydrite et Argile
			LS-2	59		Sel et Argile
	H.B: horizon B	28		Argile et Dolomie		
	TRIAS	TS1	12		Anhydrite Intercalé d'Argile Dolomitique	
		TS2	159		Sel rose Massif, avec passées d'Argile indurée et Anhydrite	
TS3		195		Sel rose Massif à la base, avec passées d'Argile.		
Argileux		96		Argile silteuse (Brun Rouge) parfois Salifère		
Roches éruptives		68		Roches éruptives		
DISCORDANCE HERCYNIENNE						
PALEOZOÏQUE	ORDOVICIEN	Grès de Ouargla	50		Argile silteuse avec des passées de Grès	
		Quartzites de Hamra	126		Grès Quartzites à Quartzite	
		Grès d'El Atchane	25		Grès (glauconieux) Gris Clair + Argile	
		Argile d'El Gassi	100		Argile Gris sombre	
		ZA: zone d'alternances	29		Argile et Grès	
	CAMBRIEN	Camb "R1"	49		Grès gris beige fin à moyen, Tigite	
		Camb "Ra"	120		Grès blanc beige (moyen à grossier)	
		Camb "R2"	100		Grès micro-conglomératique	
		Camb "R3"	370		Grès grossier, conglomératique	
INFRA-CAMBRIEN		45		Grès Argileux rouge		
SOCLE				Granite porphyroïde rose		

Figure 4. Colonne lithologique type de la région Hassi Tarfa (Dép. EXP/SONATRACH modifié)[4]

I.4.2 Mésozoïque

Les roches détritiques argilo gréseuses datés du Trias supérieur débutent la séquence sédimentaire mésozoïque en discordance angulaire sur les termes paléozoïques. Sur l'ensemble de la partie Nord ces dépôts correspondent à une période de lente régression marine à partir de l'Est. Tout ce territoire est marqué par une influence continentale avec installation d'un régime fluvial. A la suite de cette période de dépôts détritiques une autre période de dépôts évaporitiques de Trias terminal est relayée au Lias[5].

I.4.3 Cénozoïque

Durant le Tertiaire les dépôts de type plateforme épicontinentale et lagunaire persisteront durant le Paléocène et l'Eocène ; cette période est caractérisée par l'orogénèse alpine et ses phases compressives.

I.5 Description Lithologique et Commentaire Stratigraphique

La description lithologique a été faite à l'aide des fiches techniques de différents puits dans le champ de Hassi Tarfa.

I.5.1 Paléozoïque

I.5.1.1 Cambrien

Le cambrien est représenté par les trois niveaux Ra, Ri, R₂, R₃ et zone d'alternance.

I.5.1.1.1 Cambrien Ri

Il est formé de grés blanc, fin à moyen, silico-quartzitique à quartzitique, compact, pyriteux, avec de fines passées d'argile grise à gris-noir, indurée, silteuse, micacée. Abondance de Tigillites et de fissures fermées, horizontales à subhorizontales.

Son faciès hétérogène à stratification horizontale et rarement entrecroisé nettement visible sur les carottes ; cette succession d'origine continentale est caractéristique des séquences fluviales ; le gradient d'épaississement étant constant. La mesure au puits (HTF-1) montre une valeur de 49 m.

I.5.1.1.2 Cambrien Ra

Ce sont des grés blancs, moyens à grossiers, parfois très grossiers, silico-quartzitiques à quartzitiques, compacts, durs, localement pyriteux, avec rares passées d'argile grise à gris noir, silteuse, micacée et indurée.

Son faciès est homogène à stratification subhorizontale appartenant à un milieu marin côtier peu profond.

I.5.1.1.3 Cambrien R2

Grès moyens à grossiers micacées, mal classés, micro conglomératique quartzitique à ciment argileux assez abondant et admettant des intercalations de silt.

I.5.1.1.4 Cambrien R3

Ce sont des grès blanc moyen à très grossiers, micro conglomératique à la base, à ciment argileux abondant admettant des passées de grès ferrugineux et d'argile silteuse.

I.5.1.2 Ordovicien

Il est décapé par la phase hercynienne jusqu'au niveau de grés d'Ouargla ; l'Ordovicien est représenté par les quatre termes.

I.5.1.2.1 Zone des alternances

C'est une alternance d'argile gris noir à noir, silteuse, micacée, indurée et des grés gris-blanc, fin à moyen, siliceux, moyennement consolidé passant parfois à des silts stones gris-blanc.

Cette formation iso-paque présente des stratifications obliques parfois horizontales et des niveaux à nombreuse de Tigillites, elle est caractéristique d'un milieu marin à influence continentale, cette zone ne présente pas des changements latéraux de faciès dans la région. Son épaisseur est variable, de 29 m (HTF-1), et 13 m (HTF-2 et HTF-3).

I.5.1.2.2 Argiles d'El Gassi

Cette unité lithostratigraphique est constituée d'argile gris à gris foncé, induré, silteuse, micacée, avec niveaux de grés gris-blanc, siliceux à silico-quartzitique, rarement gris verdâtre à gris sombre, fin à très fin, argileux, mal consolidé et glauconieux, présence de roche éruptive, brun à brun rouge, parfois gris verdâtre.

C'est ensemble homogène, la puissance argilo-silteuse montre que la sédimentation s'est faite dans un milieu marin transgressif.

I.5.1.2.3 Grés d'El Atchane

Ils sont composés de grés gris blanc et gris sombre, fin à moyen, silico-quartzitique, compact, bien consolidé, passant à des quartzites compacts, bien consolidés, glauconieux, localement bitumineux, avec intercalation d'argile gris foncé, indurée, silteuse et légèrement micacée.

Ils présentent des stratifications obliques à subhorizontales et de nombreux galets d'argile traduisant un milieu marin côtier.

I.5.1.2.4 Quartzites d'El Hamra

Les Quartzites de Hamra sont constitués de grés gris blanc à blanc, localement gris noir, fin à moyen parfois grossier, silico-quartzitique compact, dur, passant par endroit à des quartzites, localement bitumineux, glauconieux, avec passée d'argile gris foncé, indurée, silteuse, micacée ; abondance de Tigillites et fissures remplies de pyrite ; présence de fractures remplies de roches détritiques. Passée d'argile, brun foncé et gris noir, parfois gris vert, indurée, silteuse, micacée, inclusion de galets d'argile gris vert.

Ils sont remarquables en surface par leur morphologie massive et des structures sédimentaires mal conservées. La fissuration intense est le caractère typique de cette couche dont l'origine est un environnement côtier avec rares fluctuations marines, les Quartzites de Hamra ne présentent pas de variations de faciès dans la région. L'épaisseur est relativement constante autour de 126 m ; on a noté une épaisseur de 116 m (HTF-1), de 104 m (HTF-2), et de 126 m (HTF-3).

I.5.1.2.5 Grés d'Ouargla

Ils sont composés de grés blancs à blanc beige très fin à fin, parfois fin à moyen, silico-quartzitique, moucheté de pyrite, compact, dur ; passée d'argile gris à noire, silteuse, indurée. Niveau de roche éruptive brunâtre et gris –sombre à la base.

I.5.2 Mésozoïque

Il est représenté par le Trias, le Jurassique et le Crétacé.

I.5.2.1 Trias

Il est peu développé dans la région ou découpé par la phase hercynienne, il est représenté uniquement par les roches éruptives et la Série Inférieure. Son environnement est un milieu fluvial à méandre. L'épaisseur est beaucoup plus importante vers HTF-2 situé à l'ouest (68m).

De bas en haut on distingue :

I.5.2.1.1 Trias « Roches éruptives »

Il est constitué de roches éruptives, gris brun et gris vert, avec abondance de minéraux verts, intercalation d'argile brun rouge à brun rarement gris verts, fortement silteuses.

I.5.2.1.2 Trias « Argileux »

Il est constitué d'argile plus ou moins silteuses, brun-rouges à bariolés, dolomitique et anhydritique et parfois salifère.

I.5.2.1.3 TS3

Il est constitué de bancs de sel rose massif à la base, présentant des intercalations d'argile.

I.5.2.1.4 TS2

Il est constitué de bancs de sel rose massif avec des passées d'argile indurée et des intercalations d'anhydrites.

I.5.2.1.5 TS1

Il est constitué bancs d'anhydrites intercalées d'argile légèrement silteuse et dolomitique.

I.5.3 Jurassique

L'individualisation d'un milieu évaporitique initié au cours du Lias argileux comme en témoignent les niveaux de sel dans le terme inférieur se poursuit pendant le Jurassique. Une grande subsidence durant le Lias montre d'épaisses séries salifères qu'accompagnent des ouvertures sporadiques sur la mer. L'épaisseur du Jurassique à un gradient sensiblement du Sud vers le Nord ; HTF-2(1333m), HTF-1(1361m), HTF-3(1372m).

On distingue de bas en haut :

I.5.3.1.1 Le Lias

I.5.3.1.1.a Lias « Horizon B »

Il est constitué de calcaire gris blanc, localement gris verdâtre, microcristallin, moyennement dur, avec passées d'argile gris vert, gris, brun à brun rouge, silteuse, tendre à indurée, carbonatée. Niveau d'anhydrite blanche, massive et dur vers la base.

I.5.3.1.1.b Lias Salifère LS2

La formation est un sel blanc massif à intercalation d'argile brun rouges plastiques.

I.5.3.1.1.c Lias Dolomitique LD2

La formation est une alternance d'anhydrite blanche ou grise compacte d'argiles versicolores et de bancs de dolomie grise.

I.5.3.1.1.d Lias Salifère LS1

L'ensemble est une alternance de sel blanc, d'anhydrite blanche à grise et d'argile à anhydrite ou dolomitique. Un banc massif d'anhydrite se développe au sommet.

I.5.3.1.1.e Lias Dolomitique LD2

La formation est constituée d'alternance d'argile, d'anhydrite et de dolomie.

I.5.3.1.2 Le Dogger

I.5.3.1.2.a Dogger lagunaire

Il est formé d'anhydrite blanche, microcristalline, massive, dur, avec passée d'argile brun rouge, grise à gris-vert, indurée silteuse, légèrement carbonatée, et de dolomie calcaire beige, gris blanc à gris-verdâtre, microcristalline, argileuse, moyennement dure.

I.5.3.1.2.b Dogger argileux

C'est une argile versicolore à prédominance brun, silteuse, indurée, carbonatée avec passées d'anhydrite blanche, pulvérulente, localement microcristalline et dure ; de dolomie calcaire beige à gris beige, moyennement dure à tendre, passée de grés blanc verdâtre, fin à très fin, argileux carbonaté, moyennement consolidé.

I.5.3.1.3 MALM

Il est constitué d'argile brun rouge et verte, parfois gris, indurée, tendre, silteuse, niveau de grés blanc à gris blanc, fin à très fin, argileux, moyennement consolidé à friable. Passées de dolomie à dolomie calcaire gris clair gris beige, microcristalline, moyennement dure et d'anhydrite blanche, pulvérulente, trace de lignite.

I.5.4 Crétacé

Il est représenté par :

I.5.4.1.1 Néocomien

Il est constitué d'argile gris vert et brun rouge, indurée, silteuse à silto-sableuse. Passée de grés gris clair à gris vert, parfois brun, fin, argileux, friable. Passée de dolomie grise beige, microcristalline, moyennement dure, présence d'anhydrite blanche pulvérulente.

I.5.4.1.2 Barrémien

Il est constitué de grés gris-vert et brun, fin à très fin, friable, argileux, avec passée de sable blanc, translucide, moyen à grossier sub-arrondi à sub-anguleux et d'argile, brun et gris-vert, silto-sableuse, rares fines passées de dolomie blanche microcristalline, dure.

I.5.4.1.3 Aptien

Il est constitué de dolomie calcaire blanche à beige, microcristalline, moyennement dure, présence d'argile gris tendre parfois carbonatée.

I.5.4.1.4 Albien

Il est constitué de grés gris blanc à blanc, rarement brun, fin à très fin, argileux, moyennement consolidé à friable, d'argile gris à gris verdâtre, brun, indurée, silteuse, passée de dolomie blanche à beige, microcristalline, moyennement dure à dure, et de traces de pyrite.

I.5.4.1.5 Cénomani

C'est de l'argile grise à gris verdâtre et brun à brun rouge, tendre à indurée, carbonatée. Intercalation d'anhydrite blanche pulvérulente, rarement cristalline, passée de dolomie beige à gris beige, microcristalline, parfois argileuse dure moyennement dure, et de calcaire gris moyennement dur.

I.5.4.1.6 Turonien

Il est constitué de Calcaire blanc, tendre, crayeux, rarement brunâtre à gris brun, tendre argileux à la base.

I.5.4.1.7 Sénonien

I.5.4.1.7.a Sénonien salifère

Il est constitué par du sel blanc et rosâtre translucide, massif, avec fines passées d'argile gris verdâtre brun rouge, légèrement carbonaté. Niveau d'anhydrite blanche, parfois grise, pulvérulente, rares passées de dolomie beige à gris beige.

I.5.4.1.7.b Sénonien anhydritique

C'est une alternance d'anhydrite blanche pulvérulente, et grise, cristalline, dure et de dolomie beige à gris beige microcristalline dure, localement argileuse tendre à indurée, carbonatée. Intercalation d'argile grise à gris sombre, indurée, dolomitique.

I.5.4.1.7.c Sénonien carbonaté

Il est constitué par la dolomie grise, microcristalline à cristalline, vacuolaire, saccharoïde passant par endroit à des calcaires dolomitiques gris-blanc à blanc, argileux. Passée d'argile gris à gris foncé, indurée, carbonatée, niveau d'anhydrite blanche pulvérulente et grise, cristalline, dure.

I.5.5 Cénozoïque

Il est représenté par l'Eocène et le Mio-Pliocène :

I.5.5.1 Paléogène

I.5.5.1.1 Eocène

C'est un calcaire blanc, crayeux, tendre, avec inclusion de silex. Passée de dolomie blanche, microcristalline, dure, vacuolaire, passant par endroit à une dolomie calcaire, dure, fine, passée d'argile grise.

I.5.5.1.2 Néogène

I.5.5.1.3 Mio-Pliocène

C'est un sable blanc, parfois jaunâtre ; translucide, moyen à grossier, subarrondi à sub-anguleux avec passée de dolomie beige. Niveaux de calcaire, blanc gréseux, moyennement dur et de gypse blanc, fibreux, translucide.

I.6 Aspect Structural

I.6.1 Evolution tectonique et les différentes phases connues

I.6.1.1 Déformations antépaléozoïques

I.6.1.1.1 Phase panafricaine

Caractérisée par une tectonique cassante, résultant d'une collision continentale entre le craton Ouest africain rigide et le bloc Est africain plus plastique, suivi d'une érosion intense allant jusqu'au Cambrien et nivelle les structures et reliefs résultants de ces mouvements compressifs, conduisant à la formation d'une pédiplaine dite : infra-tassilienne[8] et [9]qui traduit la fin de déformation du socle et le début de l'histoire cratonique du Sahara[10].

Ce régime compressif s'est converti en d'intensifs, au Cambro-ordovicien de direction NE-SW donnant naissance à des failles normales suivi d'une variation d'épaisseur et d'un volcanisme reflétant l'instabilité tectonique des séries cambro-ordoviciennes.

I.6.1.2 Déformations paléozoïques

I.6.1.2.1 La phase taconique

Cette phase correspond à un mouvement compressif d'orientation ouest, entraînant un soulèvement régional. Les boucliers Reguidat (Eglad) et Touareg (Targui-Hoggar). Ce soulèvement est accompagné d'une érosion pouvant atteindre le socle[11]. Parallèlement un changement climatique important a mis en phase une calotte glaciaire située dans le Sahara central. Sa fusion a été à l'origine d'une transgression généralisée sur tout le Sahara un mouvement de distension succède cette phase compressive au cours du Silurien.

I.6.1.2.2 La phase du Dévonien inférieur

Les variations d'épaisseur le long des accidents, ainsi que les coulées volcaniques indiquent une période de distension qui avait eu lieu au cours du Sieginien-Gédinien.

I.6.1.2.3 La phase hercynienne

C'est la phase principale qui a engendré des trends, orientés nord est – sud-ouest dans la dépression d'oued Mya.

Elle se manifeste par des contraintes de compression de direction 120°Nord, responsable en majeure partie du schéma structural actuel dont l'ensemble des éléments structuraux est de direction NE-SW Les contraintes compressives de direction 120°E perpendiculaires aux accidents majeurs sont responsables du bombement de direction NE-SW et des jeux de failles de même direction compartimentant le réservoir en horsts et grabbens[12].

Au cours de cette phase les traits d'évolution paléo-structurale ne sont pas reproduits vu l'intense érosion hercynienne qui a affecté la plus grande partie du Paléozoïque. Cet épisode est suivi d'une phase de relaxation engendrant des grabbens triasique (Rifting).

I.6.1.2.4 Au Dévonien moyen et supérieur

Un mouvement de serrage a provoqué le soulèvement graduel de la zone de Hassi Messaoud déplacé le centre de la dépression d'oued Mya vers l'Ouest ou les dépôts du Dévonien se développent à l'Est de la voûte d'Allal.

I.6.1.2.5 Durant le Carbonifère moyen et le Permien Tardif

Un mouvement de serrage s'est produit de nouveau accélérant le soulèvement du bassin d'oued Mya qui est devenue un haut plateau émergé. Ceci n'a pas permis le dépôt du Carbonifère à cet endroit. A la fin de l'orogénèse hercynienne, l'érosion des reliefs était intense parfois elle a atteint le socle ; cependant dans la région d'étude le Silurien est la formation paléozoïque la plus jeune.

I.6.1.3 Les déformations du Mésozoïque

I.6.1.3.1 La phase rifting triasique

Au Trias supérieur il y a un début de phase de rifting accompagné de vastes épanchements de roches volcaniques. La subsidence était forte à l'héttangien. Il se dessine un sillon orienté Nord Est-Sud-Ouest bordé de failles de même direction.

I.6.1.3.2 La phase autrichienne

Elle est caractérisée par une phase de raccourcissement Est-Ouest entraînant une structuration importante le long des accidents subméridiens. Des anticlinaux d'axe Nord-Sud ont permis l'accumulation des hydrocarbures. Cette phase est sub-synchrone à l'achèvement de la mise en place des hydrocarbures à Hassi Messaoud[13].

Elle est l'origine d'une inversion tectonique.

A l'Albien, une phase de relaxation a eu lieu ; elle a persisté au moins jusqu'au Turonien accompagnée d'une transgression marine.

La genèse des hydrocarbures a commencé au Lias et s'est poursuivie durant l'Albien et le Cénomaniens ; (du début du Jurassique et s'est poursuivie pendant le Crétacé.)

I.6.1.3.3 La phase pyrénéenne

A la fin de l'Eocène, on assiste à un soulèvement des zones structurales créant ainsi des anticlinaux d'axe Nord Est-Sud-Ouest, qui se sont bien traduits à la fin de Miocène.

I.6.1.3.4 La phase Atlasique

Au Villafranchien un raccourcissement de direction Nord Sud affecte le Nord du bassin d'Oued Mya entraînant ainsi un soulèvement de sa partie méridionale.

Cette phase est postérieure à la formation des hydrocarbures ; elle est donc probablement à l'origine des barrières de perméabilités dues à un décalage des niveaux réservoirs ce qui a favorisé la création de fracturations colmatées et a par conséquent, contribué à l'amélioration des caractéristiques pétrophysiques du réservoir[14].

Tableau 1: Les phases tectoniques majeures avec leur orientation (Dép. EXP/SONATRACH).

Période d'activité maximale	Tectonique	Orientation
Pré-Cambrien	Phase panafricaine	Compression horizontale E-W
Cambro-Ordovicien	Cycle d'érosion, distension	Distension NW-SE
Silurien-Dévonien	Phase calédonienne	Compression E-W
Dévonien inférieur	Variation des faciés	Distension NW-SE
Viséen	Phase hercynienne	Compression NE
Permien	Phase hercynienne	Compression NW
Trias	Phase de rifting	Distension NW-SE
Aptien	Autrichienne	Compression EW ,ENE-WSW
Eocène	Pyrénéenne	Compression NS,NWSE
Miocène	Phase alpien	Compression N-S
Post-Villafranchien	Phase alpien	Compression

I.6.2 Cadre local

La structure de Hassi Tarfa appartient au prolongement septentrional de l'axe d'El Agreb-Hassi Messaoud, dans lequel s'insèrent des différents plis anticlinaux d'orientation NE-SW, recoupés parfois par des failles subméridiennes, de moindre ampleur.

L'image structurale actuelle est le résultat d'une tectonique polyphasée, ayant affecté la région depuis l'orogénèse panafricaine ; la phase hercynienne est la plus importante le long du trend El Agreb-Hassi Messaoud et ses structures associées.

L'individualisation des structures s'est effectuée durant le paléozoïque. Les mouvements tectoniques d'âge Jurassique voire même Actuel, ont également un impact non négligeable sur le schéma structural final où on peut distinguer localement des horsts et des mini grabens.

Le gisement de Hassi Tarfa a une forme anticlinale allongée, orientée NE-SW, avec fermeture contre faille à l'ouest. Elle est bordée par des failles majeures et secondaires de même direction.

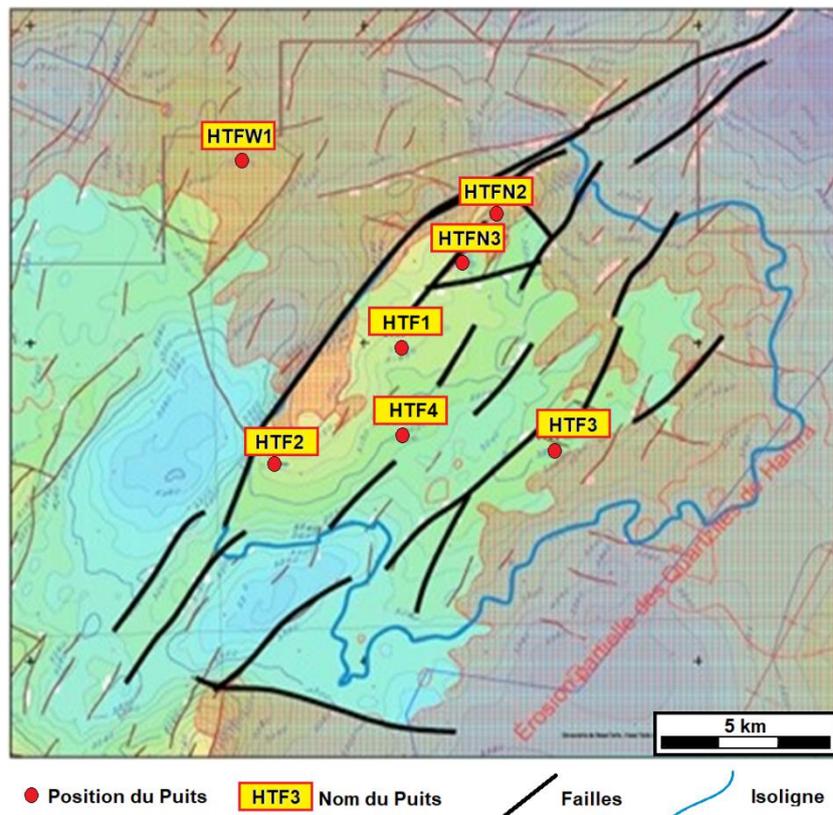


Figure 5. Carte en isobathe au toit des Quartzites de Hamra (Dép. BEICIP 2007)[15].

I.7 Système Pétrolier

En géologie pétrolière, la notion de système pétrolier a été formalisée par certains auteurs tels que, A. Perrodon[16] et I.C. White [17], comme étant une zone vérifiant des conditions géologiques d'existence de gisements de pétrole ou/et de gaz naturel.

Un ensemble de conditions est exigé afin qu'une zone donnée contienne des réserves de pétrole ou/et de gaz naturel. On peut en citer :

- Existence d'une roche mère suffisamment riche en matière organique.
- Existence par-dessus cette roche mère d'une couche poreuse, pouvant servir de réservoir.
- Présence au-dessus du réservoir d'une couche imperméable, empêchant le pétrole de s'échapper.
- Présence de structures pouvant piéger le pétrole : anticlinal, piège sur faille, déformation par un dôme de sel.
- Maturation suffisante de la roche-source, permettant la génération et l'expulsion des hydrocarbures.

Lorsqu'une compagnie pétrolière lance l'exploration d'une nouvelle région, elle cherche d'abord à démontrer que tous ces éléments sont réunis, autrement dit qu'un système pétrolier fonctionnel existe.

Trois provinces ont été analysées pour une évaluation dans ce domaine. Premièrement, la province du bassin de Trias / Ghadamès, située à l'est de l'Algérie, au sud de la Tunisie et à l'extrême ouest de la Libye, coïncide généralement avec le bassin triasique de l'âge mésozoïque. Ce bassin est partiellement ou totalement superposé au bassin de Melhir, au bassin de Ghadamès ou Berkine, et au bassin d'Oued Mya, d'âge du Paléozoïque. Deuxièmement, la province du bassin d'Illizi est située dans l'est de l'Algérie et dans l'extrême ouest de la Libye. Troisièmement, la province du Grand Erg / Bassin d'Ahnet est située principalement dans l'ouest algérien, mais s'étend légèrement au Maroc. La province du Grand Erg / Bassin d'Ahnet comprend le bassin de Timimoune, le bassin d'Ahnet, le sous-bassin de Sbaa, le bassin de Mouydir, le bassin de Benoud, le bassin de Béchar / Abadla et une partie du bassin de l'Oued Mya [18].

Les systèmes pétroliers totaux composites identifiés dans les provinces de Trias / Ghadamès, Illizi et Grand Erg / Ahnet sont les suivants : Tanezzuft-Oued Mya, Tanezzuft-Melhir, Tanezzuft-Ghadamès, Tanezzuft-Illizi, Tanezzuft-Timimoune, Tanezzuft-Ahnet, Tanezzuft-Sbaa, Tanezzuft Mouydir, Tanezzuft-Benoud et Tanezzuft Mouydir, Tanezzuft-Benbaet Tanezzuft Mouydir. Tanezzuft fait référence à la formation silurienne de Tanezzuft, qui est la plus ancienne source de roche majeure de ces systèmes pétroliers totaux. Le second nom fait référence aux bassins dans lesquels les systèmes pétroliers totaux existent [18, 19].

I.7.1 Roches mères

Les analyses des extraits de matière organique présentent les caractéristiques d'une huile légère d'origine marine déposée dans un milieu réducteur. Elle est en phase à huile à l'ouest et le Nord Est, et au stade à gaz sec au Sud-Ouest de bassin d'oued Mya.

Les autres roches mères possibles ou éventuelles dans l'Ordovicien peuvent être représentées par les argiles d'Azzel, d'El-Gassi. Les argiles micro-conglomératiques. Elles ont une faible richesse en matière organique car leur COT (carbone organique total) est inférieur à 1%.

I.7.2 Roches Réservoir

I.7.2.1 Ordovicien

Dans l'Ordovicien, le réservoir le plus important est formé par les Quartzites de Hamra, avec des nombreuses quantités d'huile prouvées autour de gisement de Hassi Messaoud.

I.7.2.2 Cambrien

La production principale vient essentiellement des litho-zones réservoirs Ra et Ri.

I.7.3 Roches Couverture

Les formations argilo-salifères du Lias et les roches éruptives de Trias, constituent d'excellentes roches couverture pour les Quartzites de Hamra.

Localement le Cambrien (Ri+Ra) à pour couverture les argiles d'El-Gassi.

I.7.4 Pièges et les voies de migration

La majorité des pièges dans les réservoirs cambro-ordoviciens sont liés :

- soit à des pièges structuraux (horst, anticlinal).
- soit à des pièges stratigraphiques (biseaux par troncature d'érosion hercynienne).
- soit à des pièges mixtes (biseaux ordoviciens en amont pendage d'une structure anticlinale).

Les études géochimiques définissent deux périodes de migration :

La première a lieu à la fin de Paléozoïque.

La seconde qui est plus importante à lieu vers la fin de Jurassique début du Crétacé

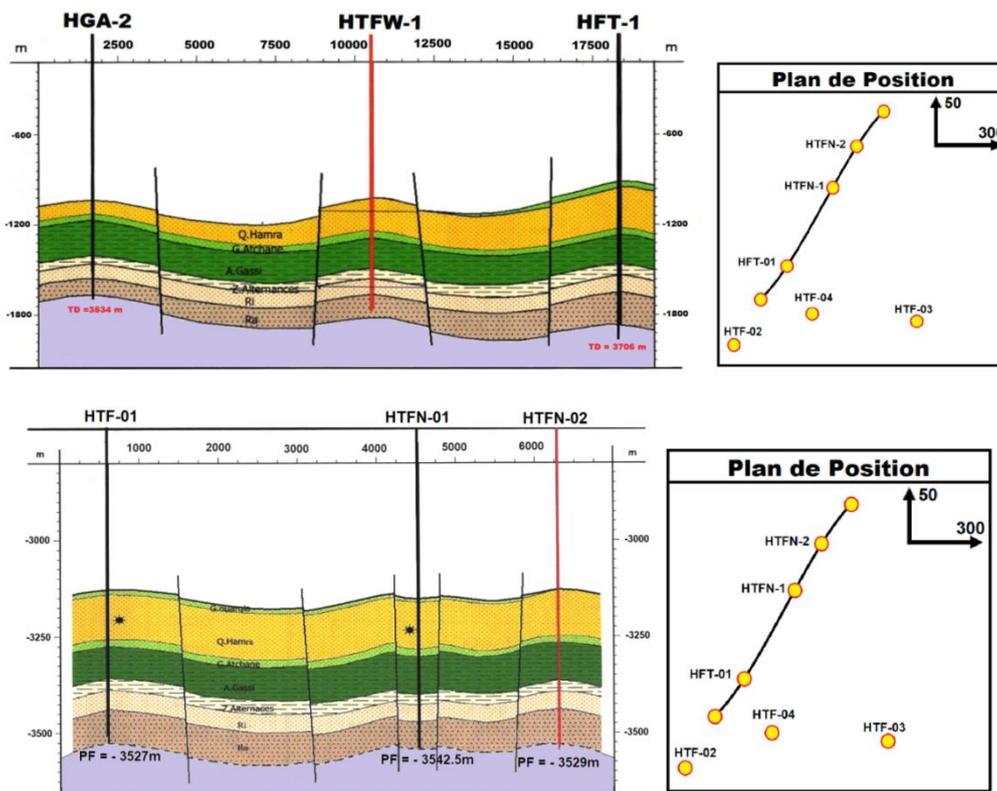


Figure 6. Coupe géologique NW-SE (Dép. Exp. SONATRACH)[20].

Deuxième Chapitre

II Méthodes et Matériel Utilisés

II.1 Introduction

Plusieurs sociétés étrangères internationales travaillant en Algérie en partenariat avec la société nationale Sonatrach, tel que (Beicip Franlab, Schlumberger, et Anadarko). Celles-ci avaient réalisé diverses études se rapportant à la prospection, recherche, forage, et production des produits hydrocarbures comme le pétrole, et les gaz. Ces études sont axées notamment sur la géologie et géophysique. Une grande partie de l'Algérie a été la scène de ces travaux, en particulier la région de Hassi Messaoud. Les réservoirs liés aux quartzites d'el Hamra est un exemple concret.

Dans ces études, deux approches principales ont été suivies, une « approche régionale » et une « approche locale ».

Ces modes d'action permettent d'orienter les travaux de prospection, et en déduire la qualité du réservoir, et de quantifier sa capacité de réserve ainsi estimer l'amplitude de sa production ; comme elles aident à l'optimisation « temps-outils-couts-ergonomie ».

Dans cette partie de ce mémoire, nous allons faire une description du matériel et des appareillages utilisés pour déterminer certains paramètres pétrophysiques. Nous aussi faire un survol sur certaines notions théoriques relatives aux méthodes de calcul et d'analyse, et de citer les lois physiques impliquées dans ce domaine.

II.2 Objectif et la zone d'étude

Dans ce mémoire, nous nous sommes intéressés à l'investigation d'un nombre de restreints de puits, situés dans le champ de Hassi Tarfa. En premier lieu, nous avons défini la position de chaque puits par ses coordonnées UTM, et les représentés sur une carte (Fig.07).

Notre travail est focalisé d'une part, sur une étude pétrophysique, l'évaluation qualitative et quantitative des paramètres pétrophysiques, à savoir, la porosité, la perméabilité, la densité de grains, le degré de saturation ; et aussi l'étude de la distribution de chacun de ces paramètres dans l'espace, et en déduire la corrélation entre eux.

D'autre part, grâce à l'analyse par la macrophotographie à la lumière blanche des carottes, il nous est possible de faire une description stratigraphique et lithographique de la zone étudiée.

CHAPITRE II : Méthodes et Matériel Utilisés

Par cette approche, les prélèvements des puits, sont prises en photo de manière rigoureuse avec une grande définition.

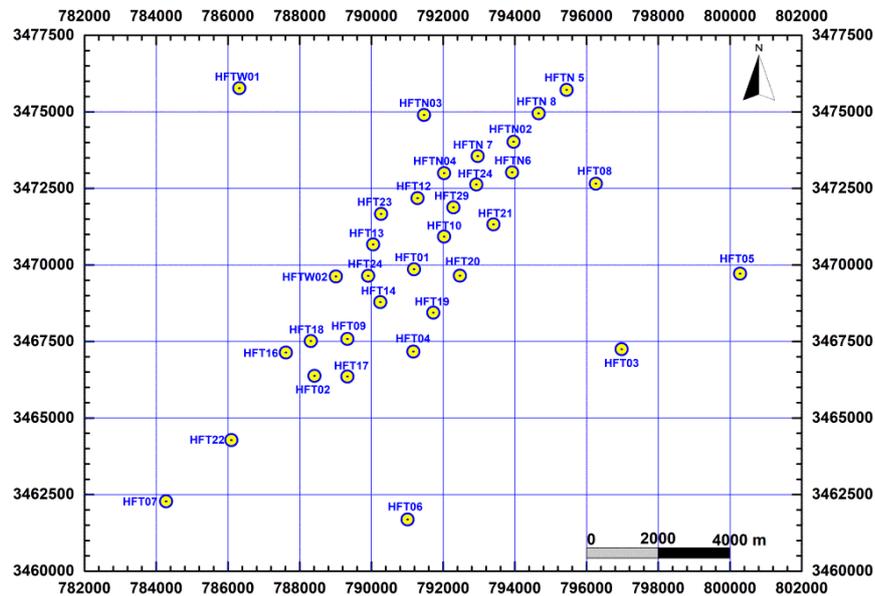


Figure 7: Carte de positionnement des puits étudiés dans le champ de Hassi Tarfa.
(Document SONATRACH, 2016).

II.3 Méthodologie

Pour mieux étudier le secteur désigné et vu l'hétérogénéité du réservoir Quartzites de Hamra, la nécessité d'une étude statistique de ces paramètres, s'impose selon la présentation suivante étude :

- Définition des paramètres.
- Méthode de calcul de ces paramètres.
- Répartition et distribution de ces mêmes paramètres

II.3.1 Procédure de l'analyse par la photographie à lumière blanche

II.3.1.1 Activité de préparation (carottes, Plugs)

Opérations réalisées au niveau de cette Activités :

- Extraction de Plug et morceaux de carottes frais à des fins d'analyses spéciales.
- Coupe de Plug selon le programme préétabli par le géologue du client à des fins d'analyses pétrophysiques.
- Slabage des carottes (1/3 ET 2/3).

II.3.1.2 Activité gestion carothèque (Étalage et stockage des échantillons)

La gestion se fait selon une procédure bien établie :

- L'étalage des carottes à des fins scientifiques suivant des critères prédéterminés.
- La manipulation et l'étalage des caisses doivent être de manière minutieuse dans l'ordre continu du métrage.
- Toutes les caisses défectueuses sont remplacées.
- Après consultation des carottes, les morceaux de carottes doivent être remis à leur place et agencés si nécessaire.
- Une fois la description est terminée, Les caisses à carottes sont remises à leur adresse initiale.

II.3.1.3 Prise de photos sous lumière blanche (LB)

Création d'une bibliothèque numérique : pour de créer une base de données des carottes, on effectue la photographie des carottes.

Il est bon de noter que la prise des photos se fait avec une haute résolution de 12 méga pixels pour avoir des photos de bonne qualité. Dans ce laboratoire, on utilise un appareil photo de marque « Nikon » (Fig.08)[21].



Figure 8: Equipements de photographie type lumière blanche et ultra-violet.

II.3.2 Porosité

II.3.2.1 Définition de la porosité :

La porosité est l'ensemble des vides (pores) d'un matériau solide, ces vides sont remplis par des fluides (liquide ou gaz). C'est une grandeur physique comprise entre 0 et 1 (ou, en

pourcentage, entre 0 et 100 %), qui conditionne les capacités d'écoulement et de rétention d'un substrat.

La porosité est aussi une valeur numérique définie comme le rapport entre le volume des vides et le volume total d'un milieu poreux :

$$\phi = \frac{V_{pores}}{V_{total}} \quad (\%) \quad \text{Eq. 01}$$

Où :

ϕ : est la porosité,

V_{pores} : le volume des pores,

V_{totale} : le volume total du matériau, la somme du volume de solide et du volume des pores.

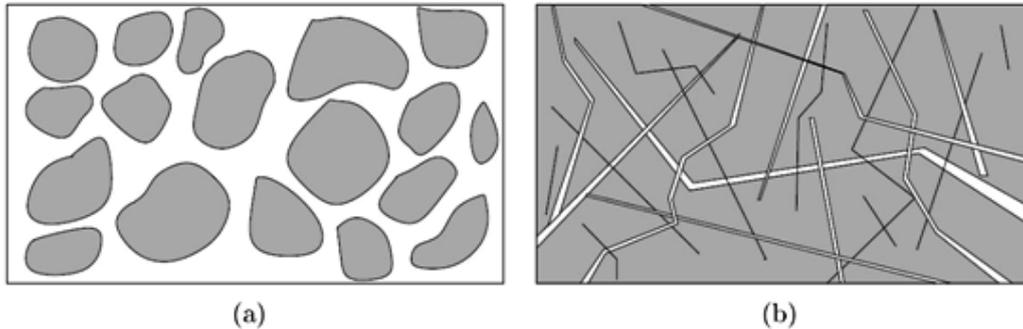


Figure 9: Différents types de porosité (a)-Pores d'interstice, (b)- Pores de fissure.

II.3.2.2 Les différents types de porosité

La porosité utile (Φ_u) :

La porosité utile (ou connectée ou effective) de l'échantillon est le rapport du volume des pores qui sont reliés entre eux au volume total de l'échantillon.

La porosité résiduelle (Φ_r) :

Due aux seuls pores non reliés. Il peut s'agir soit de vides intra-cristallins (inclusions fluides ou gazeuses par exemple), soit inters cristallins mais reliés au reste du réseau poreux par des accès trop étroits. La porosité utile est en général inférieure de 20 à 25% à la porosité totale

La porosité totale (Φ_t) :

Cette porosité utile ou effective est en général inférieure de 20 à 25%, parfois de 50% à la porosité. Cette porosité est donnée par :

$$\phi_t = \phi_u + \phi_r \quad \text{Eq. 02}$$

On dit souvent que la porosité est[22] :

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

II.3.3 Méthode de mesure

II.3.3.1 Méthode directe (au laboratoire) :

Il existe plusieurs telles que :

- Échantillon frais ou préservé.
- Échantillon exposé ou extrait.

La méthode la plus utilisée :

Elle consiste à mesurer le volume du solide avec le porosimètre à immersion de type Corelab dans le mercure. Le volume solide (V_s) est obtenu par la poussée d'Archimède dans le xylène, après saturation des échantillons par ce liquide. Le volume total est obtenu par la mesure de la poussée d'Archimède sur l'échantillon, en calculant le poids spécifique exercé par la phase solide, la porosité sera donnée par la formule suivante en (%) :

$$\phi_t = \frac{V_t - V_s}{V_t} = 1 - \frac{V_s}{V_t} = \frac{V_p}{V_t} \quad \text{Eq. 03}$$

V_t : Volume total de l'échantillon

V_s : Volume du solide

V_p : Volume des vides ou des pores

II.3.3.2 Méthode indirecte par les diagraphies

Cela s'effectue grâce aux :

Enregistrement des neutrons compensé ou C. N. L (Compensated Neutron Logging).

Mesure de la Densité de formation compensée ou F. D.C (Formation Density Compensated).

Mesure de la macro-résistivité et la micro- résistivité.

Les mesures par les diagraphies électriques se font en se basant sur la formule d'Archie qui lie le facteur de formation (F) avec la porosité, mais également à la forme et la taille des pores, qui est lui-même en fonction avec la résistivité de la formation.

$$F = a \cdot \phi^{-m} = \frac{R_0}{R_w} \quad \text{Eq. 04}$$

a : Coefficient empirique (0.81 pour les sables 1 pour les roches compactes).

m : Coefficient de sédimentation =2.

F : Facteur de la formation.

R_0 : Résistivité de la formation saturée en hydrocarbures (Om).

R_w : Résistivité de la formation saturée en eau (Ohm)

ϕ : Porosité utile en %

II.3.4 Perméabilité

II.3.4.1 Définition de la perméabilité

La perméabilité d'une roche caractérise son aptitude à permettre l'écoulement des fluides contenus dans son espace poreux. Ce dernier ne permet le déplacement des fluides que dans la mesure où ses pores sont reliés entre eux ; on dit alors qu'il est perméable [23].

Henry Darcy réalisa une série d'expériences sur l'écoulement de l'eau dans une couche filtrante de sable. Il en déduit en 1856 la loi éponyme qui montre que le débit par unité de surface d'un filtre était, toutes choses égales par ailleurs, proportionnel à la différence de charge existant entre ses deux faces.

$$K = Q \cdot \mu \cdot \frac{dx}{A \cdot dP} \quad \text{Eq. 05}$$

Q : Débit du fluide.

μ : Coefficient de viscosité.

dx : Longueur de la partie traversée par le fluide.

A : Section.

dP : Différence de pression entre l'entrée et la sortie du fluide.

II.3.4.2 Loi originale de Darcy

$$Q = K \cdot A \cdot \frac{(H + e)}{e} \quad \text{Eq. 06}$$

Q : volume d'eau écoulé par unité de temps [m³/s]

A : surface de la couche filtrante [m²]

K : conductivité hydraulique ou coefficient de perméabilité [m/s]

H : hauteur de la colonne d'eau au-dessus de la couche filtrante [m]

e : épaisseur de la couche [m]

Le résultat qu'elle exprime a été par la suite précisé par l'introduction de la viscosité du fluide, ce qui a permis de dégager la notion de perméabilité. Les relations suivantes permettent de passer d'une équation à une autre :

$$K = \frac{k}{\mu} \quad \text{Eq. 07}$$

k : Perméabilité [Darcy]

K : Conductivité hydraulique ou coefficient de perméabilité [m/s]

μ : viscosité du fluide [P (poise)]

II.3.4.3 Loi améliorée de Darcy

$$K = Q \cdot \mu \cdot \frac{dx}{A \cdot dP} \quad \text{avec} \quad dP = P_2 - P_1 \quad \text{Eq. 08}$$

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

μ : Coefficient de viscosité du fluide [centipoise en unités CGS]

dx : longueur sur laquelle s'effectue l'écoulement [cm en unités CGS]

A : Section ou surface de la couche filtrante [cm^2 en unités CGS]

dP : Différence de pression entre l'entrée et la sortie du fluide [atm en unités CGS].

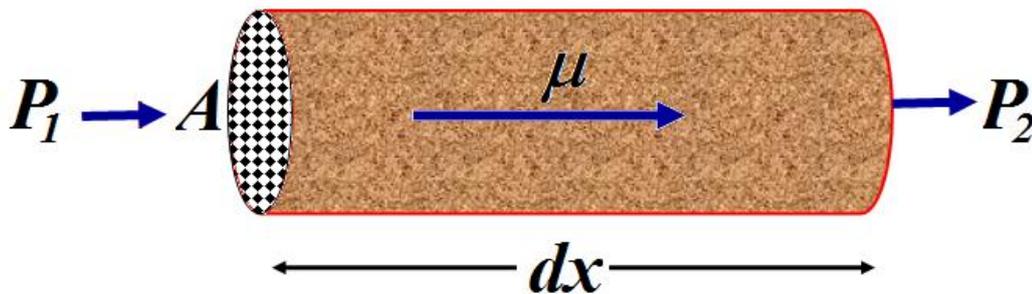


Figure 10: L'expérience de Darcy.

II.3.4.4 Types de perméabilités

Perméabilité spécifique ou absolue : c'est la perméabilité mesurée avec un seul fluide présent, par exemple : la perméabilité à l'air, la perméabilité à l'eau, la perméabilité à l'huile.

Perméabilité effective : quand un fluide existe dans la porosité de la roche (à une saturation différente de la saturation irréductible minimale), le résultat de la mesure de la perméabilité à l'aide d'un deuxième fluide est appelé perméabilité effective pour ce fluide.

Perméabilité relative : c'est le rapport de la perméabilité effective sur la perméabilité spécifique [22]. La perméabilité relative à un fluide donné varie en fonction directe de la saturation de ce fluide dans la roche et s'exprime en pourcentage de déplacement d'un fluide par rapport à l'autre

II.3.5 Relation entre porosité et perméabilité

Depuis longtemps, de nombreuses études ont été effectuées sur la mesure simultanée de la porosité (Φ) et de la perméabilité (K), il s'est avéré qu'aucune relation simple reliant ces deux paramètres macrostructuraux ne soit applicable à l'ensemble des roches au niveau microporeux. Cependant, on peut souvent trouver une loi de puissance entre la valeur isotrope de la perméabilité (K) et la porosité (Φ). Pour pouvoir valider une relation entre ces deux paramètres, il semble primordial d'effectuer les mesures dans des conditions similaires (pression, température) et sur des échantillons ne présentant pas d'autres différences dans leur microstructure que la porosité[24].

Empiriquement, on a essayé de relier ces deux paramètres (porosité et la perméabilité) par une relation exponentielle. En effet, un graphique du logarithme de la perméabilité en fonction de la porosité donne approximativement une droite avec des pentes différentes suivant les une grande perméabilité signifie que les pores sont larges.

Cependant, certains auteurs ont proposé de différents modèles, comme celui de Kozeny-Carman, dont l'expression est donnée par[25] :

$$K = c \cdot m^2 f(\phi) \quad \text{Eq. 09}$$

- K : perméabilité [Darcy]
 c : une constante sans dimension,
 $f(\phi)$: Une fonction de la porosité.
 m : le rayon hydraulique,

On dit souvent que la perméabilité est[22] :

- Très faible : $K < 1 \text{ md}$.
- Faible : K de 1 à 10 md.
- Médiocre : K de 10 à 50 md.
- Moyenne : K de 50 à 200 md.
- Bonne : K de 200 à 500 md
- Excellente : K est $> 500 \text{ md}$

II.3.6 Saturation

II.3.6.1 Définition de la saturation

La saturation est la quantité de fluides contenus dans les pores, exprimée en pourcentage par rapport au volume des pores de la roche analysé.

$$S_f = \frac{V_f}{V_p} \quad \text{Eq. 10}$$

S_f : Saturation en eau (ou en fluide)

V_f : Volume du fluide (ou eau)

V_p : Volume des pores (vides).

II.3.6.2 Types de saturation :

On définit ainsi une Saturation en eau S_w , une saturation en huile S_o et une saturation en gaz S_g . Il reste toujours de l'eau piégée dans les pores d'une roche réservoir, appelée eau interstitielle. La saturation en eau interstitielle (S_{wi}) varie entre 10 et 35 %.

$$S_w = \frac{V_w}{V_p} \quad (\text{saturation en eau}) \quad \text{Eq. 11}$$

$$S_o = \frac{V_o}{V_p} \quad (\text{saturation en huile}) \quad \text{Eq. 12}$$

$$S_g = \frac{V_g}{V_p} \quad (\text{saturation en gaz}) \quad \text{Eq. 13}$$

II.4 Diagraphies

II.4.1 Introduction

La diagraphie est un enregistrement continu des paramètres physiques en fonction de la profondeur des formations traversées par un sondage en utilisant un ensemble d'outils (Nucléaire, acoustique, électrique, mécanique, et d'imagerie[7]).

II.4.2 L'interprétation qualitative

Elle s'effectue par simple observation des diagraphies, sans lectures ni calculs. L'objectif de cette interprétation est de faire un découpage de réservoir et de localiser les bancs argileux et les bancs gréseux [7].

II.4.3 L'interprétation quantitative

Elle débute, elle aussi par une phase d'observation, soit de courbes de valeurs calculées, soit de pointés de couple de valeurs mesurées. Ceci nous permettra de déterminer la valeur des paramètres qui seront introduits dans les différentes étapes de calculs[7].

II.4.4 Types de diagraphies

II.4.4.1 Diagraphies des rayons Gamma (GR)

II.4.4.1.1 Principe de la diagraphie de rayons Gamma (GR)

Le GR est un enregistrement de la radioactivité naturelle des roches en fonction de la profondeur. Elle résulte presque entièrement des transformations des éléments radioactifs qui s'y trouvent. Les rayons gamma sont émis, de façon continue sous la forme de pics de très courte durée, de radiation à haute énergie, ces radiations peuvent pénétrer plusieurs pouces dans la roche. Une fraction de ces rayons gamma pénètre dans le trou de sonde et atteint l'appareil de mesure (généralement un détecteur à scintillation de 8 à 12 pouces de longueur active). Le senseur produit une impulsion électrique pour chaque rayon gamma détecté. Les diagraphies GR sont calibrées en unités API[7].

II.4.4.1.2 Applications de la diagraphie (GR)

- * Délimitation des couches réservoir.
- * Evaluation des minéraux radioactifs.
- * Evaluation du contenu d'Argile V_{sh}
- * Corrélation de puits à puits.

II.4.4.2 Diagraphies de neutron (N)

II.4.4.2.1 Principe de la diagraphie de neutron (N) :

C'est la mesure de la radioactivité engendrée dans les roches par un bombardement de neutron émis par une source rapide. La réponse de cet outil est fonction de l'indice d'hydrogène qui lui-même est fonction, de la porosité[7].

II.4.4.2.2 Applications de la diagraphie de neutron(N) :

- La porosité est déterminée.
- La lithologie peut être déterminée.

II.4.4.3 Diagraphie de densité

II.4.4.3.1 Principe de la diagraphie de densité

La diagraphie de densité est utilisée en combinaison avec d'autres diagraphies de porosité pour le calcul de la porosité, la détermination de la lithologie et de la nature des hydrocarbures.

II.4.4.3.2 Applications de la diagraphie de densité

- La diagraphie de densité est utilisée pour le calcul de la porosité d'une formation.
- Définition de la lithologie.
- La diagraphie de densité est intéressante en elle-même pour les interprétations gravimétriques.
- Diagraphie de résistivité

II.4.4.3.3 Latérologs

Dans cet outil un courant électrique est forcé latéralement dans la formation par deux autres courants au-dessus et dessous du premier qui le focalisent et lui imposent la forme d'un disque plat, un certain courant de mesure permet de calculer la résistivité de la couche. Pour obtenir des valeurs de résistivité plus précises il faut faire les corrections avec des abaques suivantes sur les lectures :

- Effet de trou
- Epaisseurs des formations
- Invasion.

II.4.4.3.4 Induction

La sonde comprend deux groupes de bobines logées dans un tube en fibre de verre non conducteur. Un oscillateur envoie un courant constant dans la bobine émettrice, ce courant crée tout autour de la sonde un champ magnétique qui crée à son tour des courants de Foucault dans la formation, à leur tour ces courants induits produisent leur propre champ magnétique ; qu'est proportionnel à la valeur des courants induits et finalement à la conductivité de la formation.

II.4.4.3.5 Résistivité de la zone lessivée (R_{x0})

La connaissance de R_{x0} est très utile pour corriger les mesures de R_t . Il existe toute une famille pour effectuer une mesure de R_{x0} à quelques pouces de la paroi trou. Par abaque on peut déterminer le diamètre d'invasion.

II.4.4.3.6 Applications de R_t (résistivités de la zone vierge)

- Interprétation Rapide et détection des hydrocarbures.
- Calcul de la saturation en eau S_w .
- Définition lithologique des terrains, par la connaissance de la résistivité varie.
- La différenciation lithologique par contraste de résistivité est simple, de même la détection des réservoirs à eau salée.

Les diagraphies de micro-résistivité focalisées, à haut pouvoir de résolution, permettent

une très bonne définition des interfaces dans les couches minces.

- L'étude des réservoirs par la combinaison de plusieurs diagraphies focalisées est effectuée essentiellement en recherche pétrolière.
- Caractéristiques du fluide (salinité).
- Pendage métrie.

II.4.4.4 Diagraphie sonique

II.4.4.4.1 Principe de la diagraphie sonique

On mesure le temps de propagation des ondes acoustiques. Ce temps de propagation est fonction du type de roche, de sa porosité et du fluide remplissant les pores

II.4.4.4.2 Applications de la diagraphie sonique

- Détermination de la lithologie.
- Calcul de la porosité.
- Interprétation se fait à l'aide des courbes différentes.
- Calage sismique.
- Indice de perméabilité.

II.4.4.5 Facteurs influençant sur les mesures

- diamètre du trou
- Compaction
- Présence d'Argile
- Fractures et cavités

II.5 Méthode d'interpolation utilisée

Pour la réalisation des cartes des iso-valeurs, nous avons utilisé la méthode dite « *inverse Distance to à Power gridding method* » en utilisant le logiciel « Surfer15 ». Cette méthode d'estimation est basée sur les formules d'interpolation suivantes :

$$\hat{Z}_j = \frac{\sum_{i=1}^n \left(\frac{Z_i}{h_{ij}^\beta} \right)}{\sum_{i=1}^n \left(\frac{1}{h_{ij}^\beta} \right)} \quad \text{Eq. 14}$$

$$h_{ij}^\beta = \sqrt{d_{ij}^2 - \delta^2} \quad \text{Eq. 15}$$

h_{ij}^β : distance de séparation effective entre le nœud de grille "j" et le point voisin "i".

- \hat{Z}_j : valeur interpolée pour le nœud de grille "j" ;
- Z_i : sont les points voisins ;
- d_{ij} : distance entre le nœud de grille "j" et le point voisin "i" ;
- β : puissance de pondération (le paramètre Puissance),
- δ : paramètre de lissage.

La méthode de maillage de la distance inverse à une puissance est un interpolateur moyen pondéré et peut être soit un interpolateur exact, soit un interpolateur de lissage. Surfer utilise sous demande la méthode de maillage de la distance inverse à une puissance chaque fois qu'une carte de données de contour ou de données de surface est créée.

Avec la distance inverse à une puissance, les données sont pondérées pendant l'interpolation de telle sorte que l'influence d'un point par rapport à un autre diminue avec la distance par rapport au nœud de la grille. La pondération est attribuée aux données via l'utilisation d'une puissance de pondération qui contrôle la façon dont les facteurs de pondération diminuent à mesure que la distance par rapport à un nœud de grille augmente. Plus le pouvoir de pondération est élevé, moins les points d'effet éloignés du nœud de grille ont lors de l'interpolation. Au fur et à mesure que la puissance augmente, la valeur du nœud du réseau se rapproche de la valeur du point le plus proche. Pour une puissance plus petite, les poids sont répartis plus uniformément entre les points de données voisins.

II.6 Analyse et traitement des données

Pendant la préparation de ce mémoire, nous avons utilisé plusieurs logiciels ; ainsi pour l'analyse statistique nous avons utilisé « Statistica 7.0 » ; pour le traçage des courbes « Origin21(64bit) », et les surfaces et interpolation « Surfer15 » ; enfin pour le traitement des images, nous avons utilisé le logiciel « Gimp-V.2.10.8 » [26].

Troisième Chapitre

III .Etude lithostratigraphique et statistiques des paramètres pétrophysiques

Introduction

L'objectif de ce chapitre est l'étude des roches potentiellement réservoir en faisant un balayage sédimentologique du champ où sont situés les puits sous étude.

Dans une partie du chapitre est dédiée à l'étude sédimentologique du réservoir de Hassi Tarfa. En effet, nous avons procédé par l'exploitation des images de hautes résolution prises sur les sections longitudinales des carottes prélevées des forages des puits sous étude. Ces images ont été analysées en s'aidant de spécialistes du domaine afin d'en tirer une description sédimentologique correcte et l'étude statistiques des paramètres pétrophysiques.

Etude sédimentologique

Etude des carottes

Hassi Tarfa, qui constitue l'objectif principal de cette étude, a été étudié et décrit dans un groupe de puits, permettant d'obtenir de nombreuses informations pour permettre l'interprétation des caractéristiques des sédiments et aboutir à un modèle sédimentaire réaliste et applicable. Depuis la zone d'étude.

Avant l'étude de base, les puits ont été sélectionnés, en fonction de la disponibilité des données de puits (enregistrements, intervalles de temps des carottes) et de l'emplacement du site de stockage principal ; La figure montre les plans d'implantation des puits participant à cette étude.

Après cela, les puits sélectionnés ont fait l'objet d'un premier suivi.

III.1.1 Observations préliminaires sur les puits étudiés :

Au cours de la description des carottes, des caractéristiques particulières à chaque puits ont été mis en évidence.

D'autre part, avec le positionnement des puits, les observations générales permettent une vision d'ensemble des carottes étudiées sans faire appel à la description détaillée telle qu'elle apparaît sur les planches.

CHAPITRE III : Etude lithostratigraphique et statistiques des paramètres pétrophysiques

III.1.2 Description détaillée des carottes :

Les carottes prélevées dans un certain nombre de puits de quartz rouge ont été soigneusement décrites dans le but de trouver des critères pour déterminer la stratigraphie des roches et l'étude de surface.

Dans la description macroscopique, nous avons insisté sur les caractères des faciès ci-dessous :

- la couleur des sédiments.
- la nature des constituants lithologiques et leur granulométrie.
- les discontinuités sédimentaires.
- les figures et les structures sédimentaires.

Les descriptions détaillées de chaque puits intégrant tous ces éléments sont énumérées ci-dessous :

III.1.2.1 Description sommaire du Puits HTF-6

Le puits est caractérisé par une sédimentologie à caractère gréseux dont la couleur varie du gris au gris clair avec un basage d'argile de couleur grisâtre à sombre. On a constaté de nombreux filonnets argileux déstructurés par une bioturbation représentée par des Tigillites variant entre courtes et longues. On a remarqué une variation de la densité des lamines argileuses stylolisées et des craquelures associées, ainsi que du pourcentage des Tigillites. En effet Les premières ont une tendance à augmenter par contre les Tigillites tendent vers une diminution marquée. On a observé que la taille des grains est généralement fine, mais parfois moyenne à grossière. Cependant, lorsqu'on avance vers les profondeurs, cette taille devient plus fine, très bien classés, Les grains sont catégorisés de mal classer à extraclasts gréseux. Généralement, les joints entre les grains sont à ciment siliceux. On a remarqué que les strates étudiées sont jalonnées par de nombreuses taches silicifiées millimétriques.

III.1.2.2 Description sommaire du Puits HTF-9

Le puits est caractérisé par une sédimentologie à caractère variables en fonction de la profondeur. Au premier niveau, on constate une formation de grès de couleur sombre, les grains sont fins à moyens, homogènes, fortement imprégnés, et mal classés. La bioturbation est représentée par de nombreuses Tigillites longues et fines avec présence de trace d'ophimorpha. On note aussi la présence des niveaux stylolisés, à filonnets d'argile et craquelures associées, et au-delà de 3311 m, des fractures partiellement ouvertes. Au deuxième niveau du forage, On remarque une forte présence de Quartzite beige à gris sombre,

CHAPITRE III : Etude lithostratigraphique et statistiques des paramètres pétrophysiques

la taille des grains fins à très fin. Le ciment est siliceux à silico-bitumineux, compacte dur. Il existe de nombreux films d'argile noir et jaunâtre. Ce niveau est marqué par la présence de joints stylolithiques avec une stratification inobservable et une fissuration subhorizontale abondante. Enfin, au troisième niveau de ce forage, On a une alternance de grès à grès quartzite de couleur gris à grise beige, ferrugineuse à rarement grise parfois grossier à ciment silico-argileux. On a présenté de pyrite de remplissage dans les fissures verticales et en inclusion et présence de nombreux films d'argile noire micacée. On remarque traces de bioturbation avec des passée de silt stone allant jusqu'à 15 cm. A une profondeur de 3415m environ, on touche le top d'ElAthane. Cette zone est caractérisée par du grès de couleur gris blanc à gris vert, la tailles est fin à moyens, carbonaté et silico-argileux. On a passé importantes d'argiles noires et films silteux gris verdâtre, l'abondance de nodule de glauconie, fissurations développées et les fissures verticales remplis de pyrite.

III.1.2.3 Description sommaire du Puits HTF-16

Le puits est HTF-16 est caractérisé au premier niveau par un grès de couleur beige et sombre, la taille des grains est fine, quartzitique, massif et parfois fissuré, silicifiées, la bioturbation et faible stylolites centimétriques. La stratification claire. Lorsqu'on avance dans la profondeur, les caractéristiques de ce forage change notablement, en effet, au deuxième niveau, on rencontre un gré de couleur gris clair et de couleur noir avec des basage d'argile la taille de grains est fin très compacte dure et il y a présence des fissure stylolites millimétriques et de faible de trace bioturbation.

III.1.2.4 Description sommaire du Puits HTF-17

Le puits est HTF-17 est caractérisé au premier niveau par un grès de couleur beige et sombre, la taille des grains est fine, quartzitique, massif et parfois fissuré, silicifiées, la bioturbation et faible stylolites centimétriques. La stratification claire. Lorsqu'on avance dans la profondeur, les caractéristiques de ce forage change notablement, en effet, au deuxième niveau, on rencontre un gré de couleur gris clair et de couleur noir avec des basage d'argile la taille de grains est fin très compacte dure et il y a présence des fissure stylolites millimétriques et de faible de trace bioturbation.

III.1.2.5 Description sommaire du Puits HTF-19

Pour ce puits (HTF-19), nous n'avons avoir que les images des carottes du premier niveau situé entrent (3352 – 3372 m). Ce niveau caractérisé par grés de type quartzitique de dont la couleur varie noir sombre au noir plus clair. Il est caractérisé par des grains durs de taille de

CHAPITRE III : Etude lithostratigraphique et statistiques des paramètres pétrophysiques

fine à moyenne. On a constaté que la stratification est totalement masquée présence des fissure millimétriques et faible bioturbation. Ce puits est très proche de la zone haute fracturations.

Puits N°6						
3370 à 3373m	1^{er} niveau					Il s'agit d'un grès avec un basage d'argile de couleur grisâtre à sombre, la taille des grains est fine, à ciment siliceux, dur, à nombreuses taches silicifiées millimétriques, la bioturbation faible stylolites centimétriques.
3373 à 3378m	2^{ème} niveau					Ce niveau est caractérisé par un grès grisâtre, la taille des grains moyen, mal classé à extraclasts gréseux et nombreux filonnets argileux déstructurés par la bioturbation qui est représentée par de longues et courtes Tigillites.
3378 à 3384m	3^{ème} niveau					Alternance de grès de couleur grisâtre, la taille des grains est fine, très bien classés, silicifiés. La bioturbation est représentée par de nombreuses longues et courtes Tigillites allongées et disposées verticalement et des niveaux stylolitisés argileux. Au sommet, on remarque une réduction du pourcentage des Tigillites, une augmentation de la densité des lamines argileuses stylolitisées et des craquelures associées.

**CHAPITRE III : Etude lithostratigraphique et statistiques des paramètres
pétrophysiques**

Puits N°9						
3298 à 3306 m	1^{er} niveau					<p>Il s'agit d'Argile brun rouge, silteuse et indurée à micacée En plus d'avoir Quartzite beige à gris sombre, fin à très fin, Ciment siliceux à rarement silico bitumineux, compact et dur. il existe 3 passées de silts argilo-micacée gris et verdâtre, et nombreux films d'argile jaunâtre. on remarque Rare présence de tigillites courtes, Fissuration subhorizontale vide et Quelques fissures subverticales ouvertes et fermées vides ou remplis de bitume, et Stratification inobservable.</p>
3308.5 à 3317m	2^{ème} niveau					<p>Il s'agit de Quartzite beige à gris sombre, la taille des grains fin à très fin, Ciment siliceux à silico-bitumineux, compacte dur. on existe Nombreux films d'argile noir et jaunâtre .et on a remarqué la Présence de joints stylolitique avec Stratification inobservable et Fissuration subhorizontale abondante.</p>
3378 à 3384m	3^{ème} niveau					<p>Alternance de grés à grés quartzite de couleur gris à grise beige, ferrugineuse à rarement grise parfois grossier à ciment silico-argileux. on a Présenté de pyrite de remplissage dans les fissures verticales et en inclusion et Présence de nombreux films d'argile noire micacée. on remarque Traces de bioturbation avec des passée de silt stone allant jusqu'à 15 cm. 3415 m : top grés altchane Grés de couleur gris blanc à gris vert, la tailles est fin à moyens, carbonaté et silico-argileux. on a Passé importantes d'argiles noires et films silteux gris verdâtre, l'Abondance de nodule de glauconie, fissurations développées et les Fissures verticales remplis de pyrite.</p>

**CHAPITRE III : Etude lithostratigraphique et statistiques des paramètres
pétrophysiques**

Puits N°16						
3287 à 3300 m	1 ^{er} niveau					<p>Ce niveau est caractérisé par Quartzite à grés quartzitique fins à très fin, compacte, dur à ciment siliceux à silico-bitumineux, de couleur gris à gris sombre. Présence Nombres joints stylolitiques, et tigillites longue et courtes.</p> <p>Les fissures horizontales très nombreuses, rarement fissures verticales, et</p> <p>La stratification totalement inobservable et Nodule quartzitique</p>
						
3316 à 3329 m	2 ^{ème} niveau					<p>Ce niveau caractérisé par Quartzite, gris sombre à gris beige, de la taille fine à très fin, ciment siliceuse on remarque Nombres joints stylolitique, et L'abondance de tigillites longue et courtes. Fissuration horizontales et subhorizontales, mais Fissure verticales peu nombreuse vides. les Nodules quartzitique et Stratification inobservable.</p> <p>Les derniers mètres de la carotte remplie par la mouchtie quartzitique. Un passage cm de silston.</p>

CHAPITRE III : Etude lithostratigraphique et statistiques des paramètres pétrophysiques

Puits N°19						
3350 à 3353 m	1 ^{er} niveau					<p>Ce niveau caractérisé par Quartzite beige, gris à gris sombre compacte dure, fin à très fin isométrique. Ciment siliceux à silico-bitumineux, présence de tigillites longue et courts avec nombreux joints stylolitiques. Les fissures horizontales fréquents avec quelques fissures verticales fermées et rarement ouvert vide au colmaté de silice. Présence Films d'argiles abondants avec un nodule de pyrite et quelques nodules d'argile.</p> <p>Stratification généralement inobservable de 3356 m à 3359 m.</p> <p>On observe la Stratification horizontale oblique à entre grisées perturbées par la présence de bioturbation de 3356 m à 3356,5 m</p>

III.2 .Etude statistiques des paramètres pétrophysiques

III.2.1 Distributions paramètres pétrophysiques en fonction des profondeurs :

Les principaux résultats des mesures de la porosité, la perméabilité et la densité des grains des différents puits étudiés dans le champ de Hassi Tarfa sont présentés les graphiques des figures (11, 12, 13).

III.2.2 Distributions de la perméabilité (K) en fonction des profondeurs

Les graphiques de la figure (11), présentent trois intervalles sont visibles, on a:

*Intervalle des valeurs faibles la perméabilité dont la valeur supérieure est limitée 1.55 mD.

*Intervalle des valeurs moyennes la perméabilité dont les valeurs sont comprises entre les deux valeurs limites 1.55 mD et 8.27 mD.

*Intervalle des valeurs supérieures la perméabilité dont les valeurs sont étalées entre 8.27 mD et une limite maximum 14,45 mD.

La valeur minimum enregistrée est de 0.01 mD. La valeur maximum enregistrée est de 14,45 mD, elle correspond à un échantillon fracturé. Enfin, l'ensemble des puits étudiés au champ de Hassi Tarfa est caractérisé par une valeur moyenne de perméabilité égale à 2,43

CHAPITRE III : Etude lithostratigraphique et statistiques des paramètres pétrophysiques

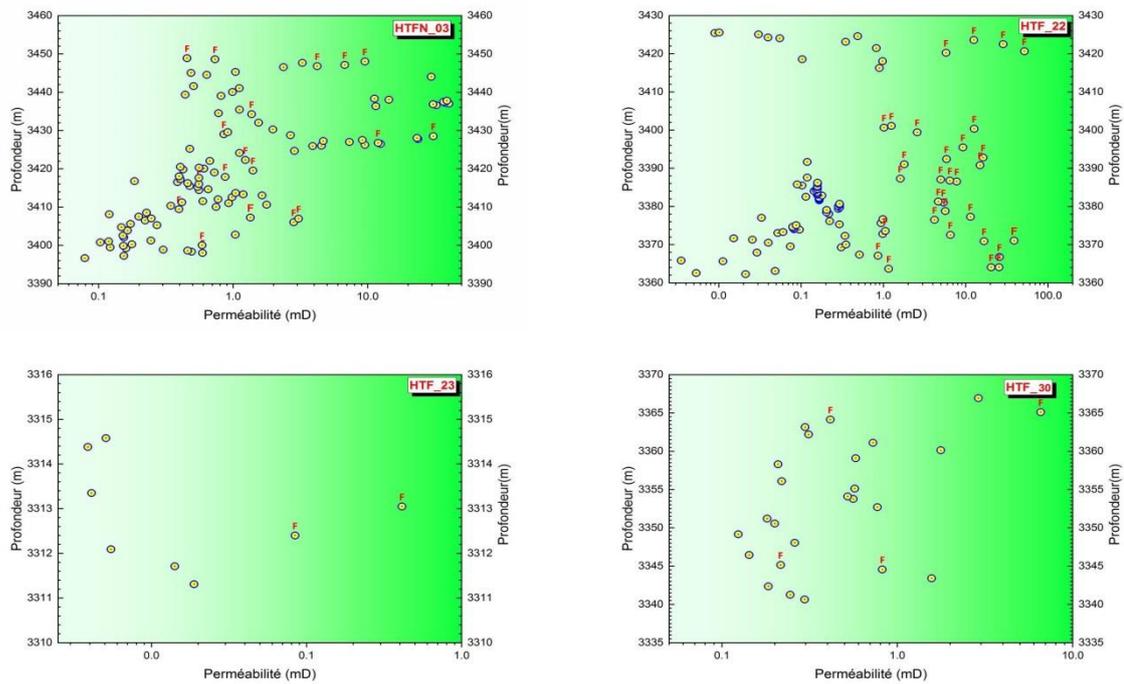


Figure 11: Distribution de la perméabilité (K) en fonction des profondeurs (h) dans les forages étudiés.

III.2.3 Distributions de la porosité (Φ) en fonction des profondeurs

Les graphiques de la figure (12), présentent trois intervalles sont clair, on a :

- * Intervalle des valeurs faible la porosité dont la valeur supérieure est limitée à 6.66%.
- * Intervalle des valeurs moyennes la porosité la valeur supérieure est limitée à 8.16 %.
- * Intervalle des valeurs supérieures la porosité dont les valeurs sont étalées entre 8.16 % et une limite maximum 10.55 %.

On a noté que la valeur minimum enregistrée est de 0.00 %. La valeur maximum enregistrée est de 10.55 %. Enfin, l'ensemble des puits étudiés au champ de Hassi Tarfa est caractérisé par une valeur moyenne de porosité égale à 4.13 %. Finalement, il a été montré que l'ensemble des puits de Hassi Tarfa est caractérisé par une faible porosité.

Nous n'avons pas pris en compte les carottes fissurées dans le comptage de la porosité et la perméabilité, etc.

CHAPITRE III : Etude lithostratigraphique et statistiques des paramètres pétrophysiques

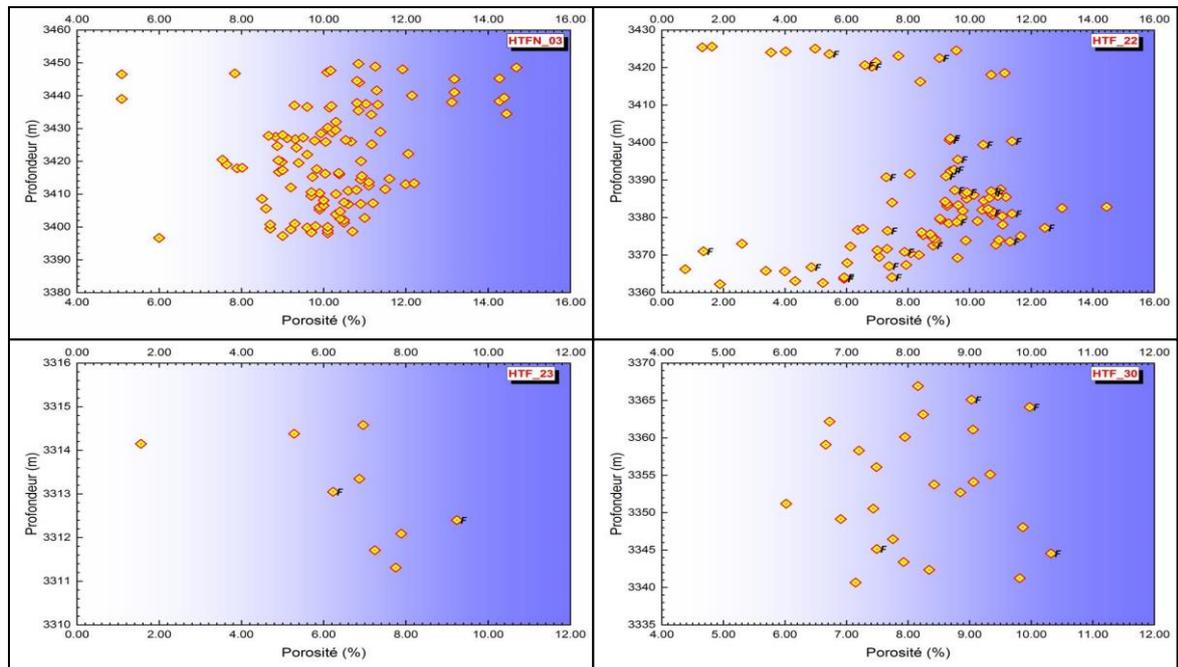


Figure 12: Distribution de la porosité (ϕ) en fonction des profondeurs (h) dans les forages étudiés.

III.2.4 Distributions de la densité des grains (GD) en fonction des profondeurs

Les graphiques de la figure (13), présentent la valeur minimum enregistrée est de 2,59. La valeur maximum enregistrée est de 2,67. Enfin, l'ensemble des puits étudiés au champ de Hassi Tarfa est caractérisé par une valeur moyenne de densité des grains égale à 2,62.

Finalement, il a été montré que l'ensemble des puits de Hassi Tarfa est caractérisé par une faible densité.

CHAPITRE III : Etude lithostratigraphique et statistiques des paramètres pétrophysiques

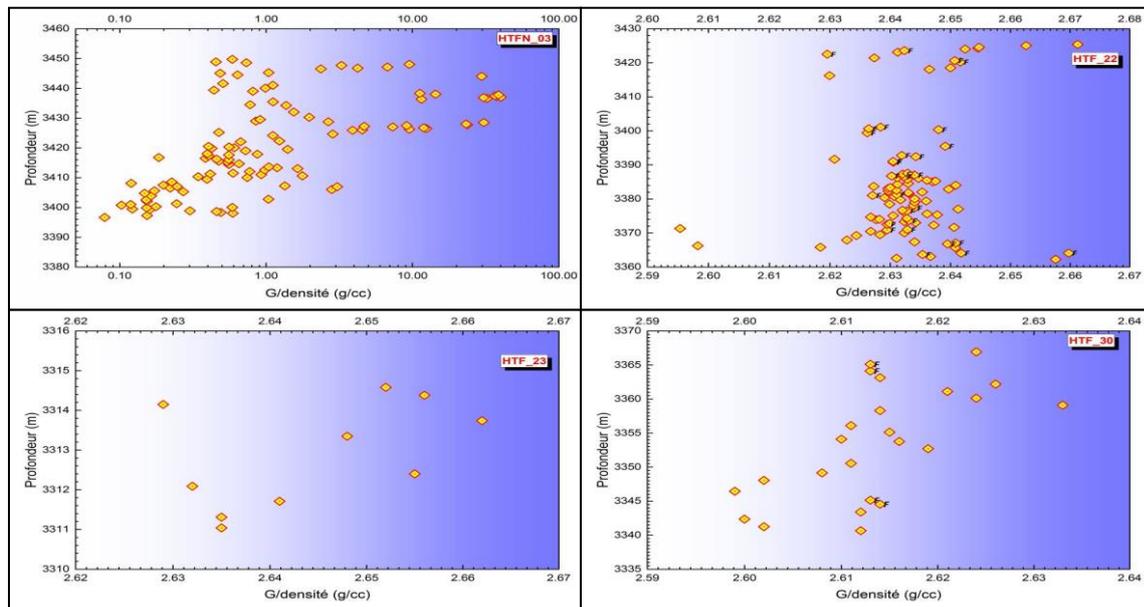


Figure 13: Distribution de la densité de grains (G/D) en fonction des profondeurs (h) dans les forages étudiés.

III.3 Traitement monovarié :

III.3.1 Statistique des paramètres du réservoir Hassi Tarfa :

III.3.1.1 Statistique élémentaire :

La caractérisation statistique monovariée du puits HTFN-3 a été faite sur ses données pétrophysiques. Ceci a permis de relever la typologie pétrophysique de ce puits (Tableau 2).

Le tableau montre que ce puits présente d'une part une porosité moyenne de 8.16 %, et une perméabilité moyenne de 0.03 mD avec une valeur maximale qui atteint 0.08 mD, d'autre part la densité de grain de 2.62 g/cc, d'autre part ce puits présente des valeurs de saturations en eau 35.82% en huile 15.28% et en gaz 48.89%.

CHAPITRE III : Etude lithostratigraphique et statistiques des paramètres pétrophysiques

Tableau 2: Caractéristique Statistique des paramètres pétrophysiques du puits HTFN-3.

HTFN_03	Nb. Ech.	Moy.	std.dev.	Som.	min.	max.
K	25	0.03852	0.01913	0.963	0.011	0.083
Φ	25	8.16516	1.44809	204.129	4.357	10.55
GD	25	2.62812	0.00544	65.703	2.616	2.638
Sw	25	35.8204	12.14768	895.51	13.02	63.63
So	25	15.2876	9.36125	382.19	4.33	45.31
Sg	25	48.8916	10.50208	1222.29	31.07	78.84

La caractérisation statistique monovariée du puits HTF-22 a été faite sur ses données pétrophysiques. Ceci a permis de relever la typologie pétrophysique de ce puits (Tableau 3).

Le tableau montre que ce puits présente d'une part une porosité moyenne de 0.21 %, et une perméabilité moyenne de 8.27 mD avec une valeur maximale qui atteint 14.45 mD, cette grande valeur peut être expliquée par la présence de fracture, d'autre part la densité de grain est de 2.63g/cc.

Tableau 3: Caractéristique Statistique des paramètres pétrophysiques du puits HTF-22.

HTF_22	Nb.Ech.	Moy.	std.dev.	Som.	min.	max.
K	67	8.27729	2.92887	554.57863	0.76066	14.45065
Φ	67	0.21782	0.25333	14.59387	0.0022	0.98679
GD	67	2.63309	0.01009	176.4167	2.59535	2.66128

La caractérisation statistique monovariée du puits HTF-23 a été faite sur ses données pétrophysiques. Ceci a permis de relever la typologie pétrophysique de ce puits (Tableau 4).

Le tableau montre que ce puits présente d'une part une porosité moyenne de 0.01% %, et une perméabilité moyenne de 6.55 mD avec une valeur maximale qui atteint 9.24mD, d'autre part la densité de grain est de 2.64g/cc

Tableau 4: Caractéristique Statistique des paramètres Pétrophysique puits HTF-23.

HTF_23	Nb.Ech.	Moy.	std.dev.	Som.	min.	max.
K	9	6.55876	2.17609	59.02885	1.55723	9.24143
Φ	9	0.01968	0.02729	0.17712	0.014	0.08429
GD	9	2.64533	0.01464	23.808	2.629	2.671

CHAPITRE III : Etude lithostratigraphique et statistiques des paramètres pétrophysiques

La caractérisation statistique monovariée du puits HTF-30 a été faite sur ses données pétrophysiques. Ceci a permis de relever la typologie pétrophysique de ce puits (Tableau 5).

Le tableau montre que ce puits présente d'une part une porosité moyenne de 8.14 %, et une perméabilité moyenne de 0.36 mD avec une valeur maximale qui atteint 0.77 mD, d'autre part la densité de grain de 2.61 g/cc, d'autre part ce puits présente des valeurs de saturations en eau 3.66 % en huile 6.74 % et en gaz 8.53%

Tableau 5: Caractéristique Statistique des paramètres pétrophysiques du puits HTF-30.

HTF_30	Nb. Ech.	Moy.	std.dev.	Som.	min.	max.
K	17	0.366	0.209	6.219	0.124	0.77
Φ	17	8.14	1.07	138.32	6.66	9.86
GD	17	2.61	0.0091	44.413	2.599	2.633
Sw	17	3.66	174.05	0.797	10.24	15.24
So	17	6.74	555.63	19.93	32.68	44.44
Sg	17	8.53	970.33	44.37	57.08	79.27

III.3.1.2 Etude de la distribution des données paramètres pétrophysiques

III.3.1.2.1 Cas du puits HTFN3

* La perméabilité (K) du puits HTFN3 : Le graphe de probabilité des valeurs de la perméabilité (fig n 14) on remarque un seul point d'inflexion au niveau de la valeur 0.75 mD. Au point d'inflexion, la première partie est formée par des échantillons ayant des valeurs de perméabilité moindre à 0.75 mD, cette partie représente 83.50 % des échantillons. La deuxième partie est formée par des échantillons ayant des valeurs de perméabilité (K) qui dépasser les 0.75 mD constituent les valeurs très élevées de perméabilité, cette partie représente 16.50 % des échantillons

* La porosité (ϕ) l'ensemble des puits de Hassi Tarfa : Le graphe de probabilité des données de la porosité (fig n 14) on remarque un seul point d'inflexion au niveau de la valeur 11.55 %. Au point d'inflexion, la première partie est formée par des échantillons ayant des valeurs de porosité (ϕ) moindre à 11.55 %, cette classe représente 89.77 % des échantillons. La deuxième classe est formée par des échantillons ayant des valeurs de porosité (ϕ) qui dépasser les 11.55 % constituent les valeurs très élevées de porosité (ϕ), cette classe représente 10.23 % des échantillons.

CHAPITRE III : Etude lithostratigraphique et statistiques des paramètres pétrophysiques

* La densité de grain (GD) du puits HTFN3 : Le graphe de probabilité des valeurs de la densité de grain (GD) (fig n 14) on remarque un seul point d'inflexion au niveau de la valeur 4.77g/cc. Au point d'inflexion, la première partie est formée par des échantillons ayant des valeurs moindres à 4.77 g/cc, cette classe représente 76.23 % des échantillons. La deuxième partie est formée par des échantillons ayant des valeurs supérieures à 4.77 g/cc, cette partie représente 23.77 % des échantillons.

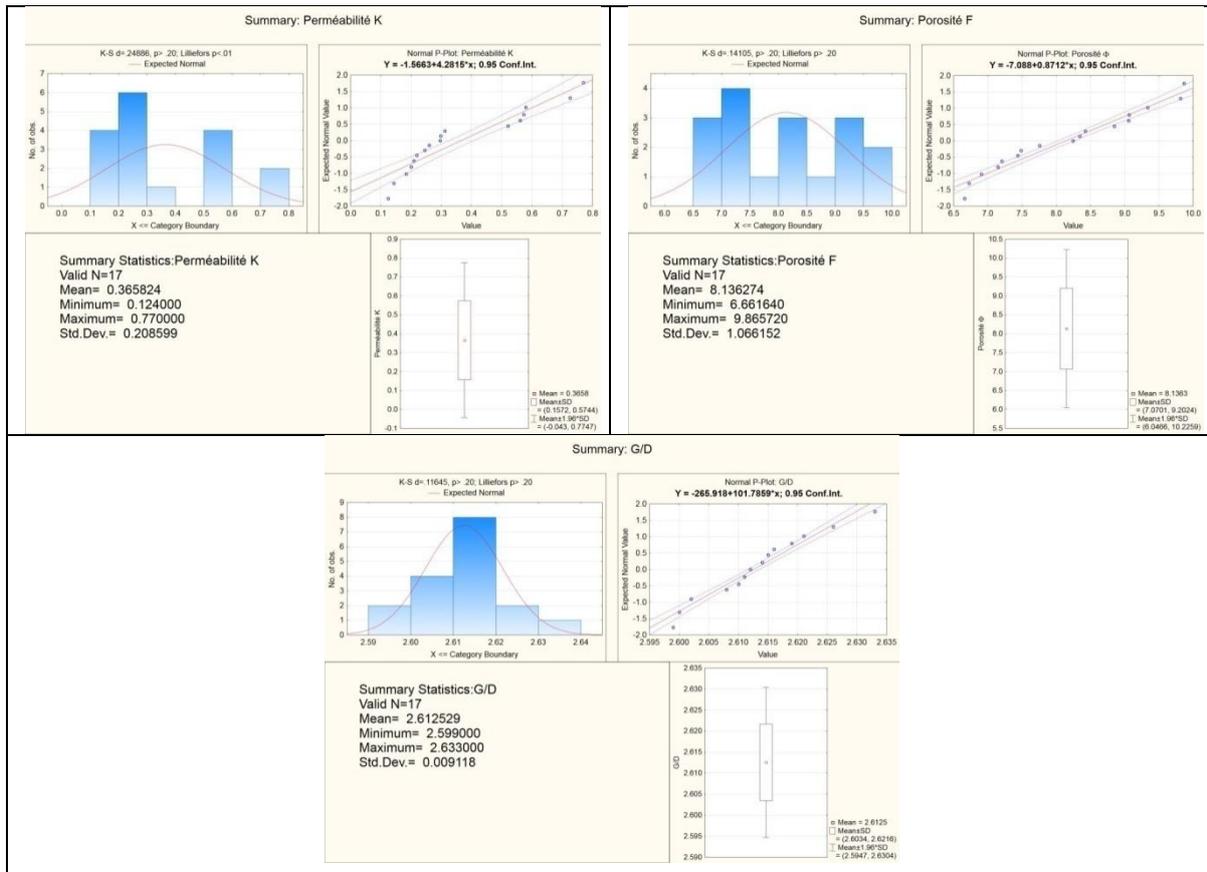


Figure 14: Histogrammes et graphes de probabilité des données des paramètres pétrophysiques de l'ensemble du puits HTFN 3 de Hassi Tarfa.

III.3.1.2.2 Cas du puits HTF 22

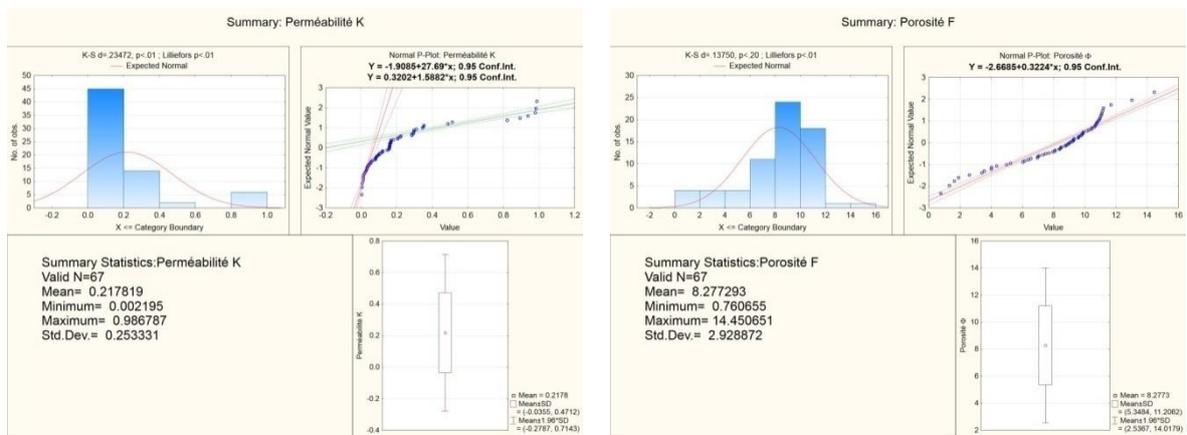
* La perméabilité (K) du puits HTF 22 : Le graphe de probabilité des valeurs de la perméabilité (fig n 15) on remarque un seul point d'inflexion au niveau de la valeur 0.55 mD. Au point d'inflexion, la première partie est formée par des échantillons ayant des valeurs de perméabilité moindre à 0.55 mD, cette partie représente 74.50 % des échantillons. La deuxième partie est formée par des échantillons ayant des valeurs de perméabilité (K) qui

CHAPITRE III : Etude lithostratigraphique et statistiques des paramètres pétrophysiques

Dépasser les 0.55 mD constituent les valeurs très élevées de perméabilité, cette partie représente 25.50 % des échantillons

* La porosité (ϕ) du puits HTF 22 : Le graphe de probabilité des valeurs de la porosité (ϕ) (fig n 15) on remarque il n'y pas de point d'inflexion. On peut dire que la fonction densité de porosité est une distribution normale.

* La densité de grain (GD) du puits HTF 22: Le graphe de probabilité des valeurs de la densité de grain (GD) (fig n 15) on remarque deux points d'inflexion au niveau de la valeur de La densité de grain (GD) 2.619g/cc et 2.635g/cc, Au point d'inflexion, la première partie est formée par des échantillons ayant des valeurs de densité de grain(GD) moindre à 2.619g/cc, cette partie représente 10.00 % des échantillons. La deuxième partie est formée par des échantillons ayant des valeurs de la densité de grain (GD) entre 2.619g/cc et 2.635% cette partie représente 62.50% des échantillons, la troisième partie est formée par des échantillons ayant des valeurs de la densité de grain (GD) dépasser à 2.635g/cc, cette partie représente 27.50% des échantillons



CHAPITRE III : Etude lithostratigraphique et statistiques des paramètres pétrophysiques

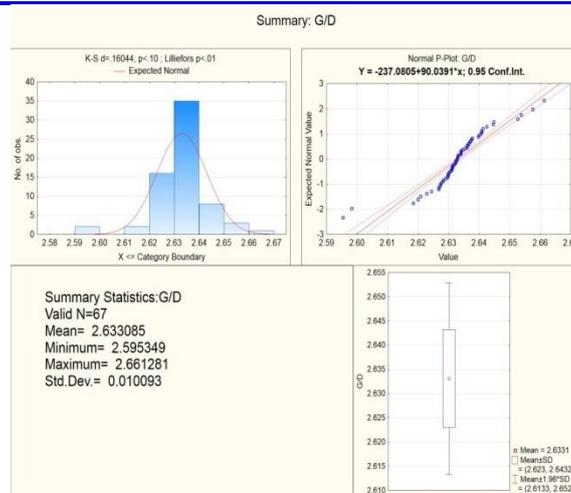


Figure 15: Histogrammes et graphes de probabilité des données des paramètres pétrophysiques de l'ensemble du puits HTF 22 de Hassi Tarfa.

III.3.1.2.3 Cas du puits HTF 23

La perméabilité (K) du puits HTF 23 : Le graphe de probabilité des valeurs de la perméabilité (Fig n 16) on remarque un seul point d'inflexion au niveau de la valeur 0.77 mD. Au point d'inflexion, la première partie est formée par des échantillons ayant des valeurs de perméabilité à moindre 0.77 mD, cette partie représente 92.50 % des échantillons. La deuxième partie est formée par des échantillons ayant des valeurs de perméabilité (K) qui dépasser les 0.77 mD constituent les valeurs très élevées de perméabilité, cette partie représente 07.50 % des échantillons.

La porosité (ϕ) du puits HTF 23 : Le graphe de probabilité des valeurs de la porosité (ϕ) (fig n 16) on remarque un seul point d'inflexion au niveau de la valeur 2.02 %. Au point d'inflexion, la première partie est formée par des échantillons ayant des valeurs de porosité (ϕ) moindre à 2.02 %, cette partie représente 89.77 % des échantillons. La deuxième partie est formée par des échantillons ayant des valeurs de porosité (ϕ) qui dépasser les 2.02 % constituent les valeurs très élevées de porosité (ϕ), cette partie représente 11.23 % des échantillons.

La densité de grain (GD) du puits HTF 23 : Le graphe de probabilité des valeurs de la densité de grain (GD) (fig n 16) on remarque il n'y pas de point d'inflexion. On peut dire que la fonction de densité de grain (GD) est une distribution normale.

CHAPITRE III : Etude lithostratigraphique et statistiques des paramètres pétrophysiques

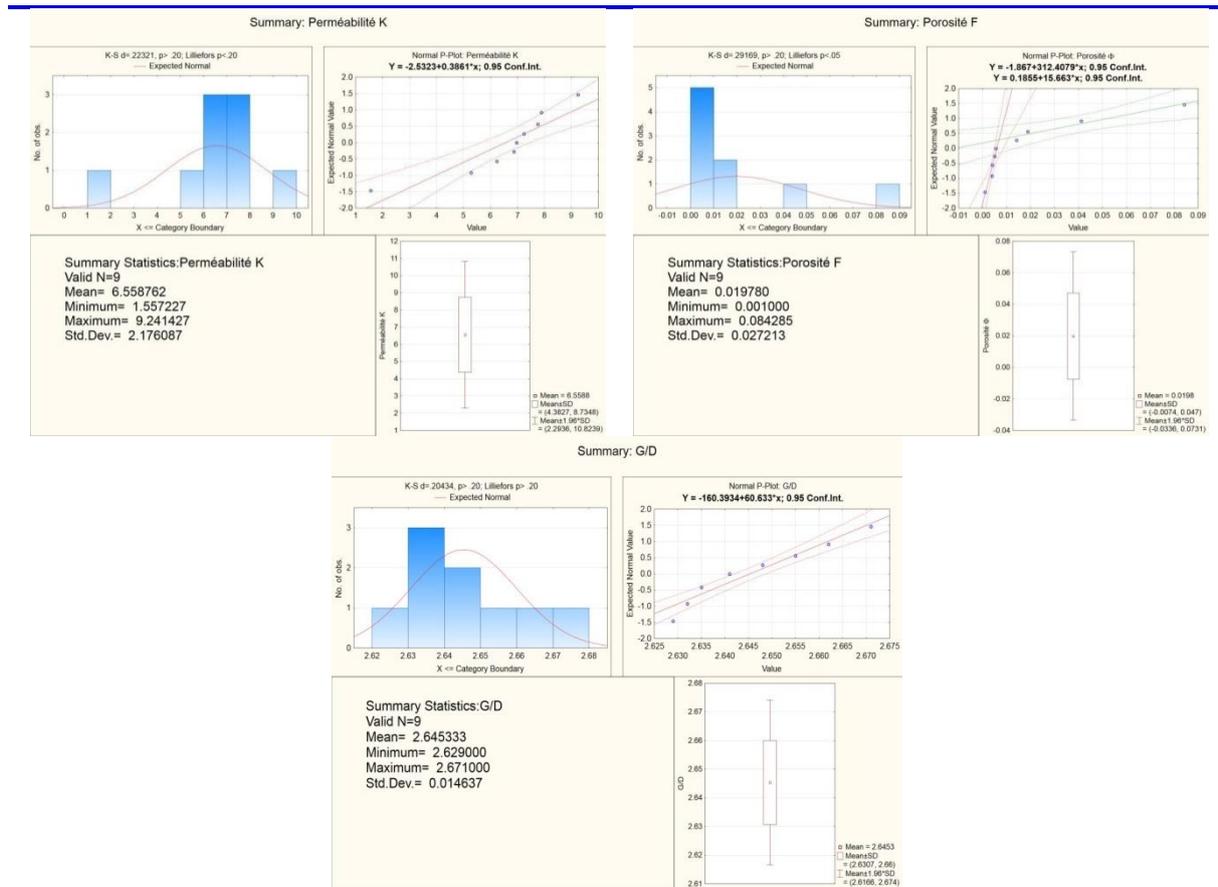


Figure 16: Histogrammes et graphes de probabilité des données des paramètres pétrophysiques de l'ensemble du puits HTF 23 de Hassi Tarfa.

III.3.1.2.4 Cas du puits HTF 30

La perméabilité (K) du puits HTF 30 : Le graphe de probabilité des valeurs de la perméabilité (fig n 17) on remarque un seul point d'inflexion au niveau de la valeur 0.40mD. Au point d'inflexion, la première partie est formée par des échantillons ayant des valeurs de perméabilité moindre à 0.40 mD, cette partie représente 58.45 % des échantillons. La deuxième partie est formée par des échantillons ayant des valeurs de perméabilité (K) qui dépasser les 0.40 mD constituent les valeurs très élevées de perméabilité, cette partie représente 41.55 % des échantillons.

La porosité (ϕ) du puits HTF 30 : Le graphe de probabilité des valeurs de la porosité (ϕ) (fig n 17) on remarque il n'y pas de point d'inflexion. On peut dire que la fonction densité de porosité est une distribution normale.

CHAPITRE III : Etude lithostratigraphique et statistiques des paramètres pétrophysiques

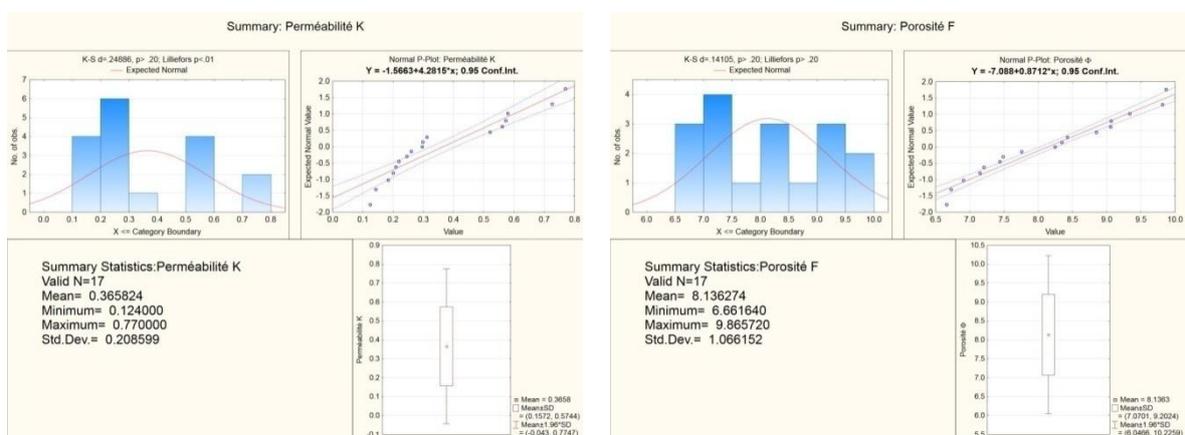
La densité de grain (GD) du puits HTF 30 : Le graphe de probabilité des valeurs de la densité de grain (GD) (fig n 17) on remarque il n'y pas de point d'inflexion. On peut dire que la fonction de densité de grain (GD) est une distribution normale.

La saturation en gaz (Sg) du puits HTF 30 : Le graphe de probabilité des données de la saturation en gaz (Sg) (fig n 18) on remarque il n'y pas de point d'inflexion. On peut dire que la fonction saturation en gaz (Sg) est une distribution normale.

La saturation en huile (So) du puits HTF 30 : Le graphe de probabilité des valeurs de la saturation en huile (So) (fig n 18) on remarque il n'y pas de point d'inflexion. On peut dire que la fonction saturation en huile (So) est une distribution normale.

La saturation en eau (Sw) du puits HTF 30 : Le graphe de probabilité des valeurs de la saturation (fig n 18) on remarque un seul point d'inflexion au niveau de la valeur 8.90 %. Au point

D'inflexion, la première partie est formée par des échantillons ayant des valeurs de saturation moindre à 8.90 %, cette partie représente 19.50 % des échantillons. La deuxième partie est formée par des échantillons ayant des valeurs de la saturation en eau (Sw) qui dépasser à 8.90 % constituent les valeurs très élevées de saturation, cette partie représente 80.10 % des échantillons.



CHAPITRE III : Etude lithostratigraphique et statistiques des paramètres pétrophysiques

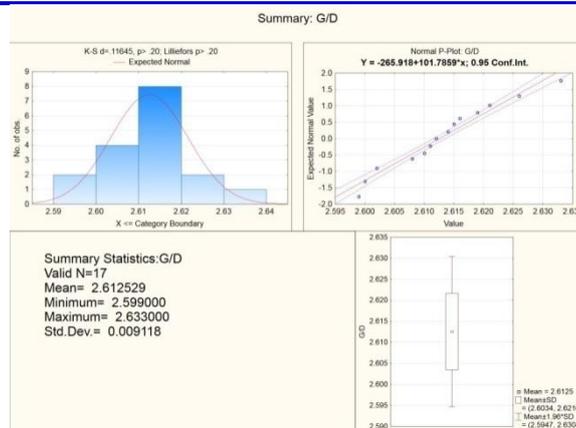


Figure 17: Histogrammes et graphes de probabilité des données de la perméabilité, porosité et densité de grains du puits HTF 30 de Hassi Tarfa.

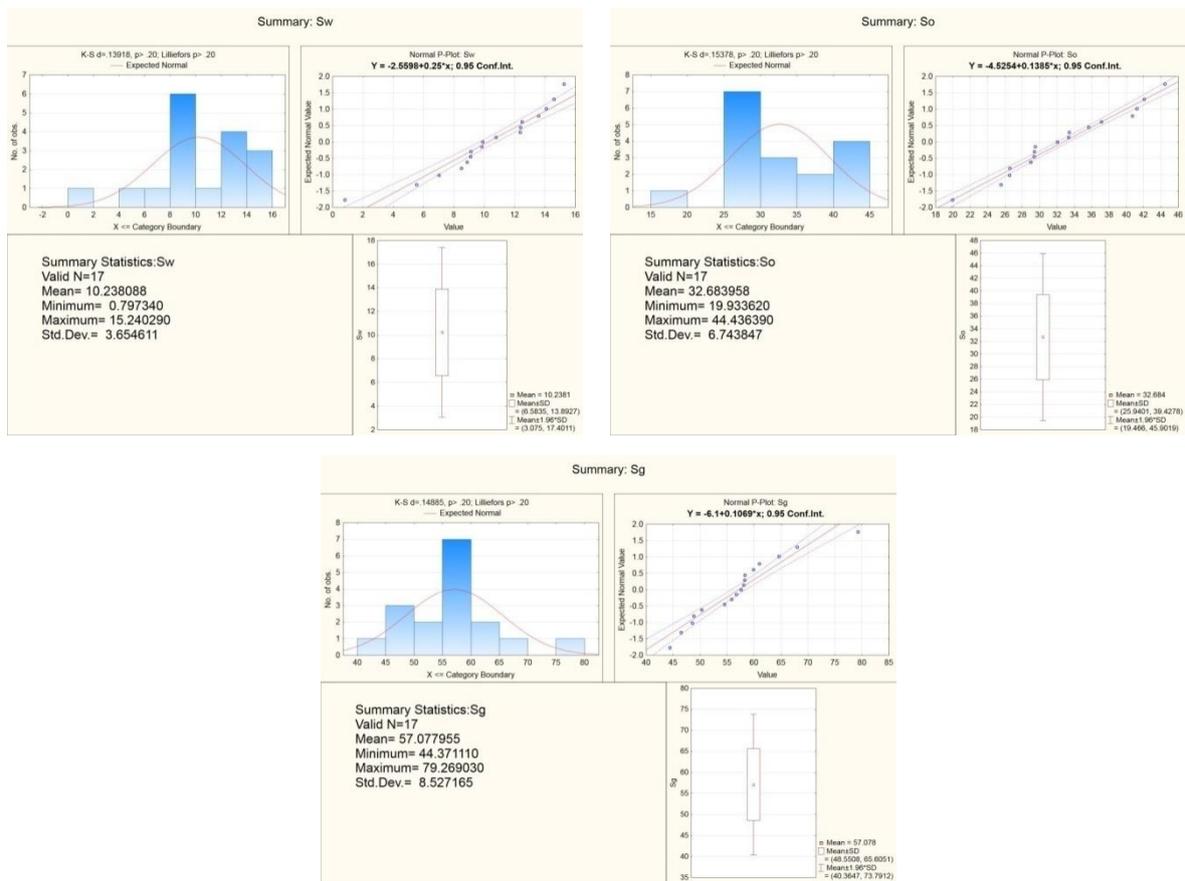


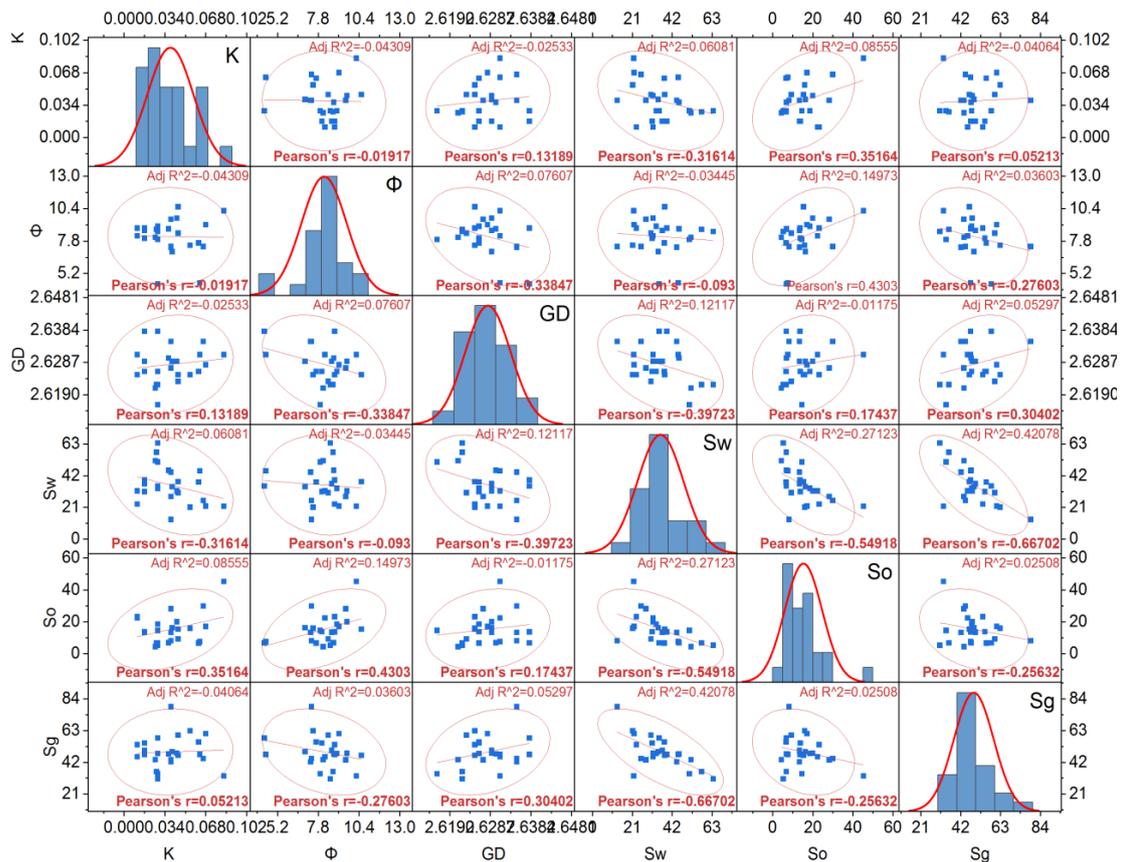
Figure 18: Histogrammes et graphes de probabilité des données des saturations en eau (Sw), en huile (So), et en gaz (Sg) du puits HTF 30 de Hassi Tarfa.

CHAPITRE III : Etude lithostratigraphique et statistiques des paramètres pétrophysiques

III.3.1.3 Corrélation des paramètres pétrophysiques

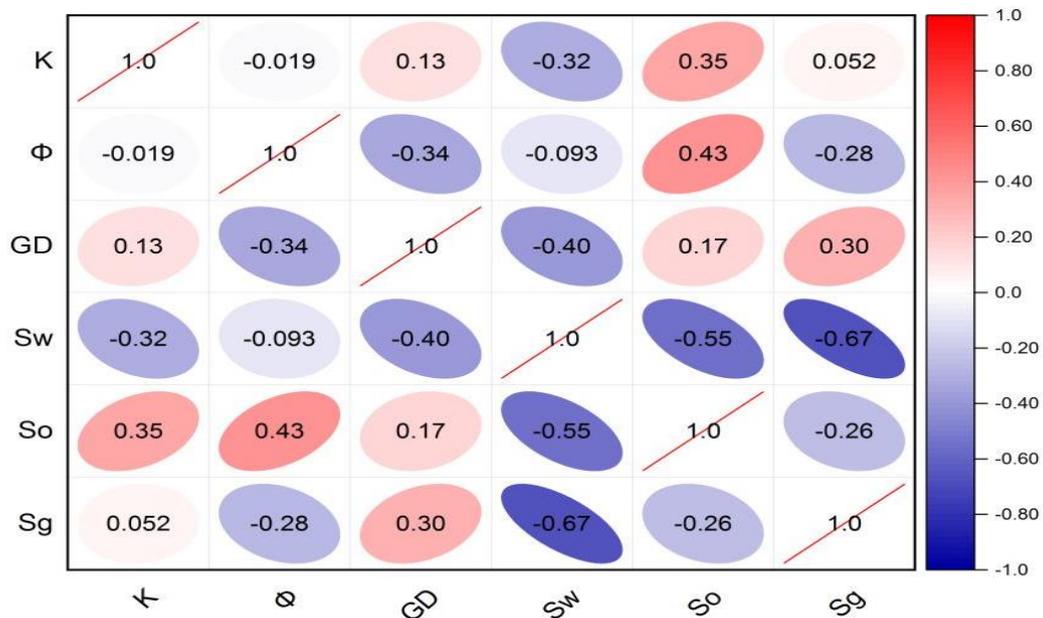
III.3.1.3.1 Corrélation du puits HTFN 03 :

La corrélation des données des échantillons relatifs (fig n 19). On remarque une mauvaise corrélation entre les paramètres pétrophysiques. Mais une corrélation négative entre la saturation en water (S_w) est la saturation en gaz (S_g) d'après Pearson.



(a).Matrice des courbes de corrélation entre les différents paramètres pétrophysiques.

CHAPITRE III : Etude lithostratigraphique et statistiques des paramètres pétrophysiques

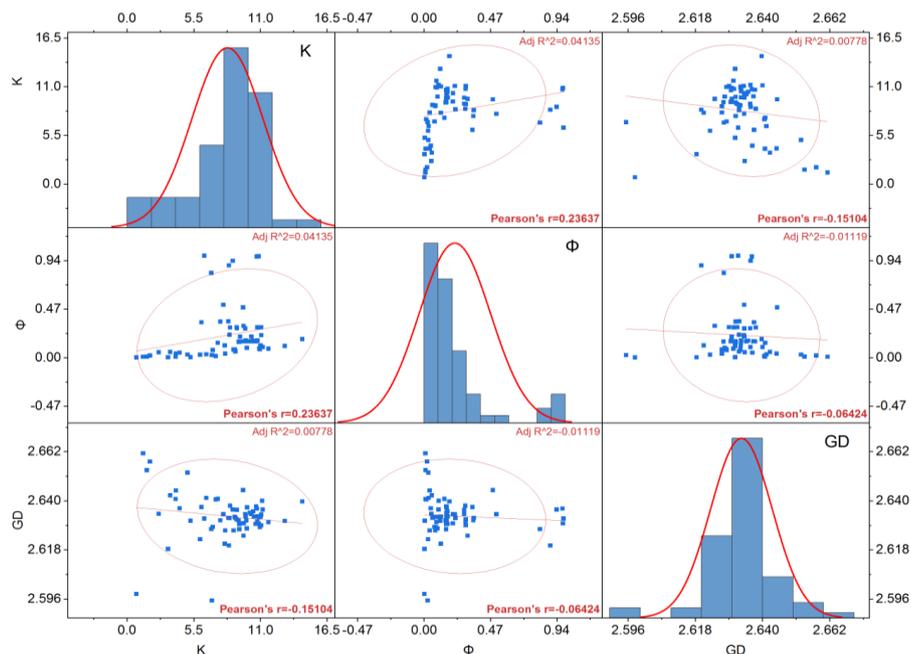


(b) Matrice de corrélations entre les paramètres pétrophysiques du puits avec les coefficients de Pearson.

Figure 19: Résultats de l'analyse corrélacionnelle des paramètres pétrophysiques du puits HTFN-03.

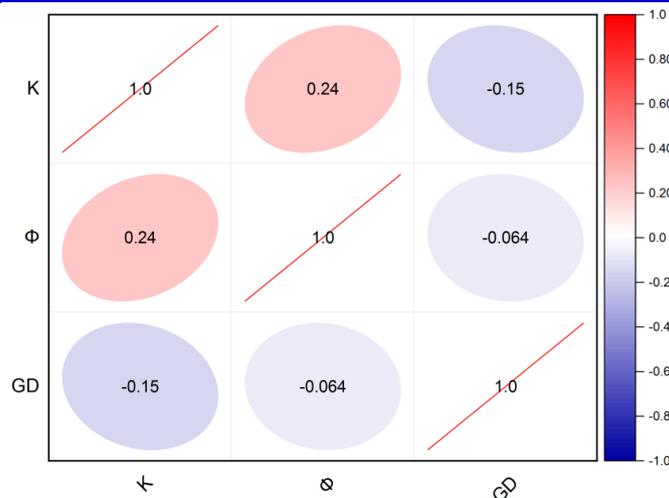
III.3.1.3.2 Corrélation du puits HTF 22 :

La corrélation des données des échantillons relatifs (fig n 20). On remarque une mauvaise corrélation entre les trois paramètres pétrophysiques, d'après Pearson.



(a) Matrice des courbes de corrélation entre les différents paramètres pétrophysiques.

CHAPITRE III : Etude lithostratigraphique et statistiques des paramètres pétrophysiques

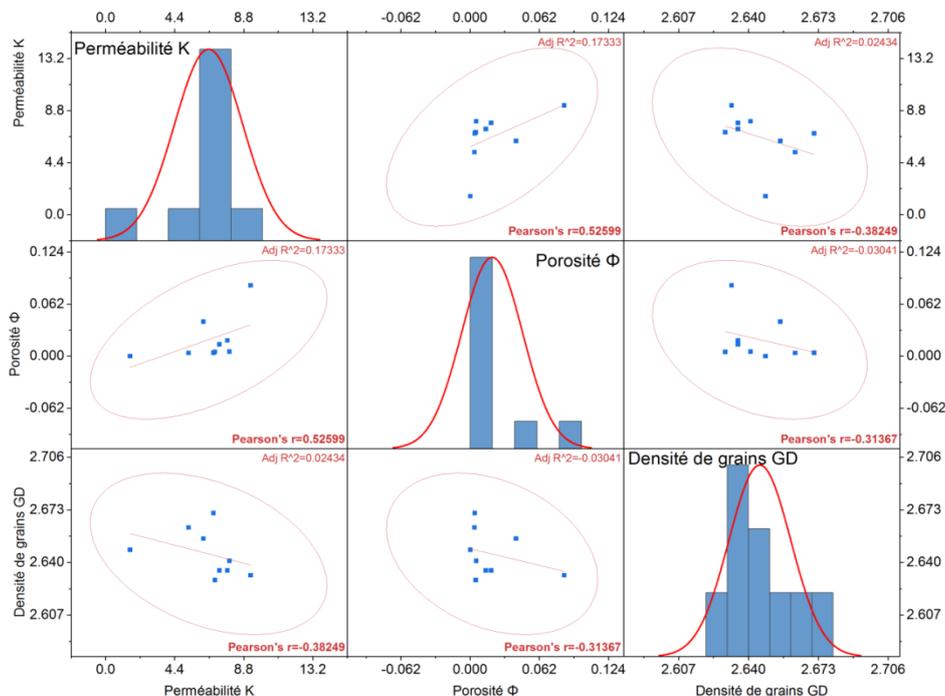


(b) Matrice de corrélations entre les paramètres pétrophysiques du puits avec les coefficients de Pearson.

Figure 20: Résultats de l'analyse corrélacionnelle des paramètres pétrophysiques du puits HTF-22.

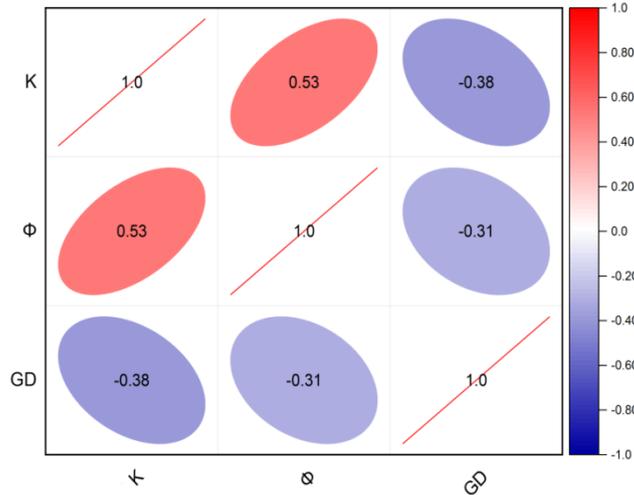
III.3.1.3.3 Corrélation du puits HTF 23 :

La densité La corrélation des données des échantillons relatives (fig n 21). On remarque une corrélation positive entre la perméabilité (K) et la densité de grain (GD), mais n'est pas corrélée avec la porosité (ϕ). La porosité (ϕ) n'est pas corrélée avec de grain (GD), donc il y a une très faible corrélation.



(a).Matrice des courbes de corrélation entre les différents paramètres pétrophysiques.

CHAPITRE III : Etude lithostratigraphique et statistiques des paramètres pétrophysiques

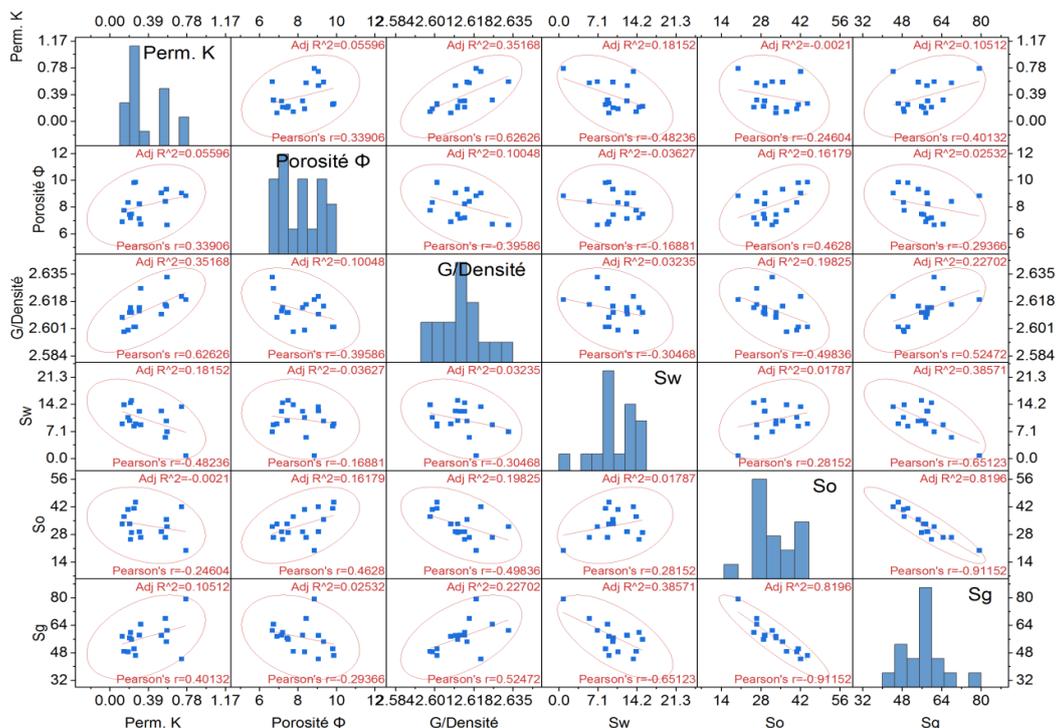


(b) Matrice de corrélations entre les paramètres pétrophysiques du puits avec les coefficients de Pearson.

Figure 21: Résultats de l'analyse corrélacionnelle des paramètres pétrophysiques du puits HTF-23.

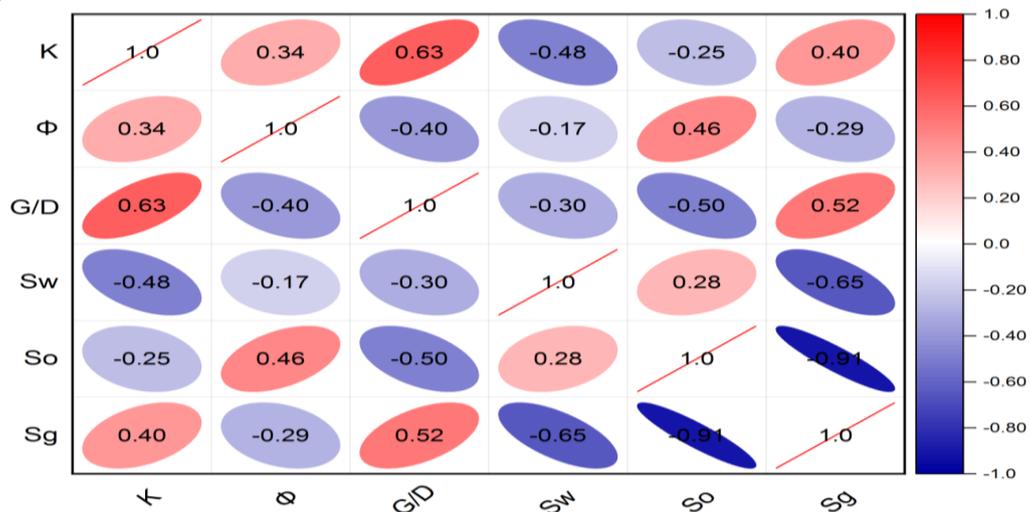
III.3.1.3.4 Corrélation du puits HTF 30 :

La corrélation des données des échantillons relatives (fig n 22). On remarque une corrélation négative entre la saturation en huile (S_o) et la saturation en gaz. Par contre les autres paramètres pétrophysiques ne sont pas corrélés.



(a).Matrice des courbes de corrélation entre les différents paramètres pétrophysiques.

CHAPITRE III : Etude lithostratigraphique et statistiques des paramètres pétrophysiques



(b) Matrice de corrélations entre les paramètres pétrophysiques du puits avec les coefficients de Pearson.

Figure 22: Résultats de l'analyse corrélacionnelle des paramètres pétrophysiques du puits HTF-30

III.4 Etude des cartes des iso-valeurs :

III.4.1 Carte d'iso-porosité :

On remarque La valeur maximale enregistrée de 9% dans la partie centrale (HTF-10) avec une variation forte, et 8.9% dans (HTF-20) avec une variation faible. La valeur minimale 4.6% se trouve dans le partie N (HTF-3) et au centre (HTF-9) avec une variation forte, fig n (23 et 24).

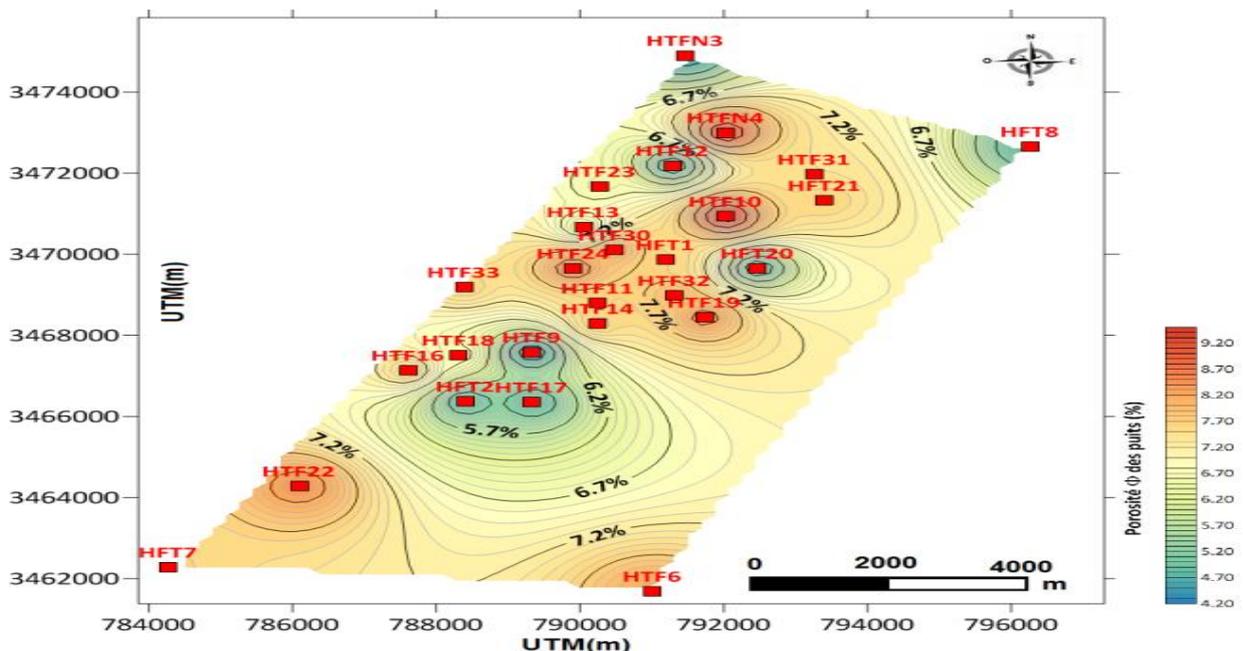


Figure 23: Carte en iso-porosité des Quartzites de Hamra (champ de Hassi Tarfa).

CHAPITRE III : Etude lithostratigraphique et statistiques des paramètres pétrophysiques

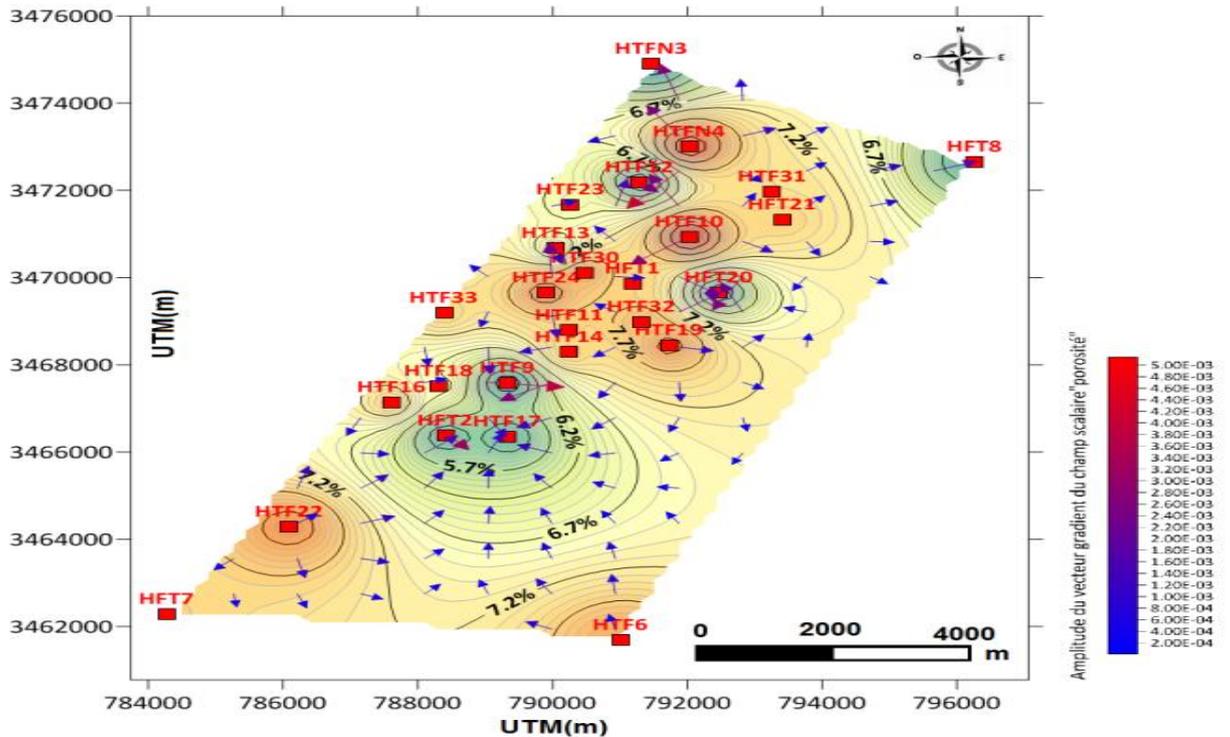


Figure 24: Carte du gradient de l'iso-porosité des Quartzites de Hamra (champ de Hassi Tarfa)

III.4.2 Carte d'iso-perméabilité :

On remarque La valeur maximale enregistrée de 22 mD dans la partie centre (HTF-12) avec une variation intense. La valeur minimale 0 mD se trouve dans la partie N (HTFN-3) avec une variation très faible, fig n (25 et 26).

CHAPITRE III : Etude lithostratigraphique et statistiques des paramètres pétrophysiques

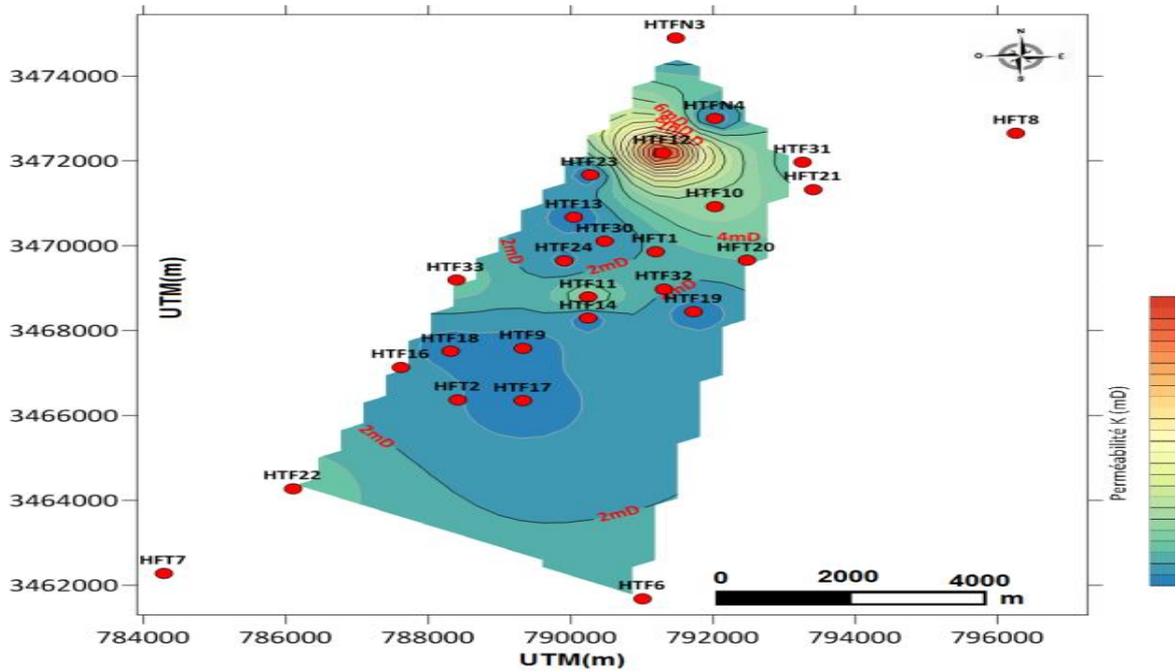


Figure 25: Carte en iso-perméabilité des Quartzites de Hamra (champ de Hassi Tarfa).

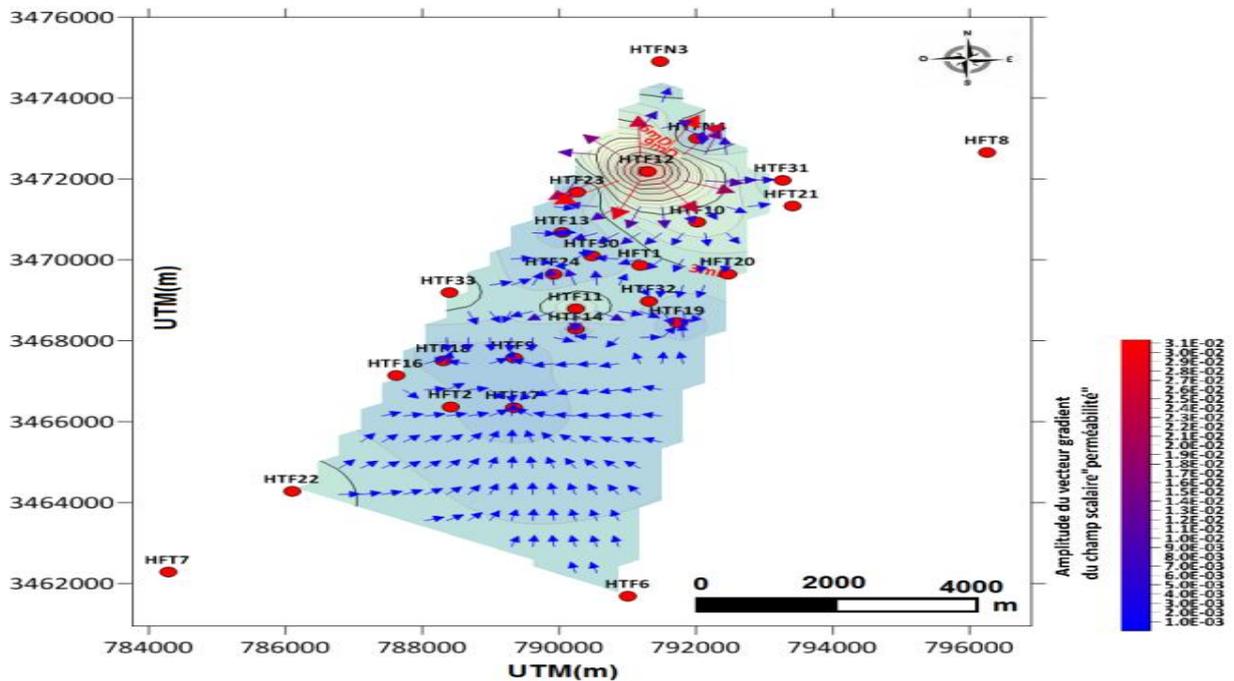


Figure 26: Carte du gradient de l'iso-perméabilité des Quartzites de Hamra (champ de Hassi Tarfa).

CHAPITRE III : Etude lithostratigraphique et statistiques des paramètres pétrophysiques

III.4.3 Carte d'iso-densité de grains :

On remarque La valeur maximale enregistrée de 2.66 g/cc dans la partie N (HTF-4) avec une variation très forte. La valeur minimale se trouve dans le centre (HTF-13) et (HTF-1) et (HTF-18) avec respectivement 2.622g/cc, 2.626g/cc, et 2.624g/cc avec une variation forte, fig n (27et 28).

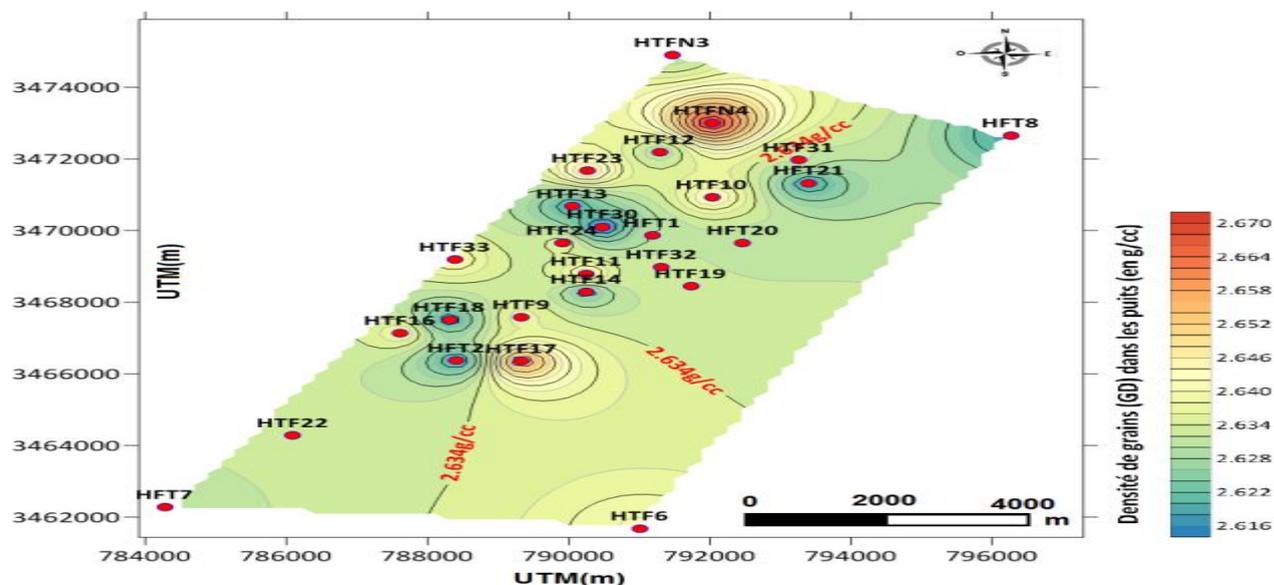


Figure 27: Carte en iso-densité de grains des Quartzites de Hamra (champ de Hassi Tarfa)

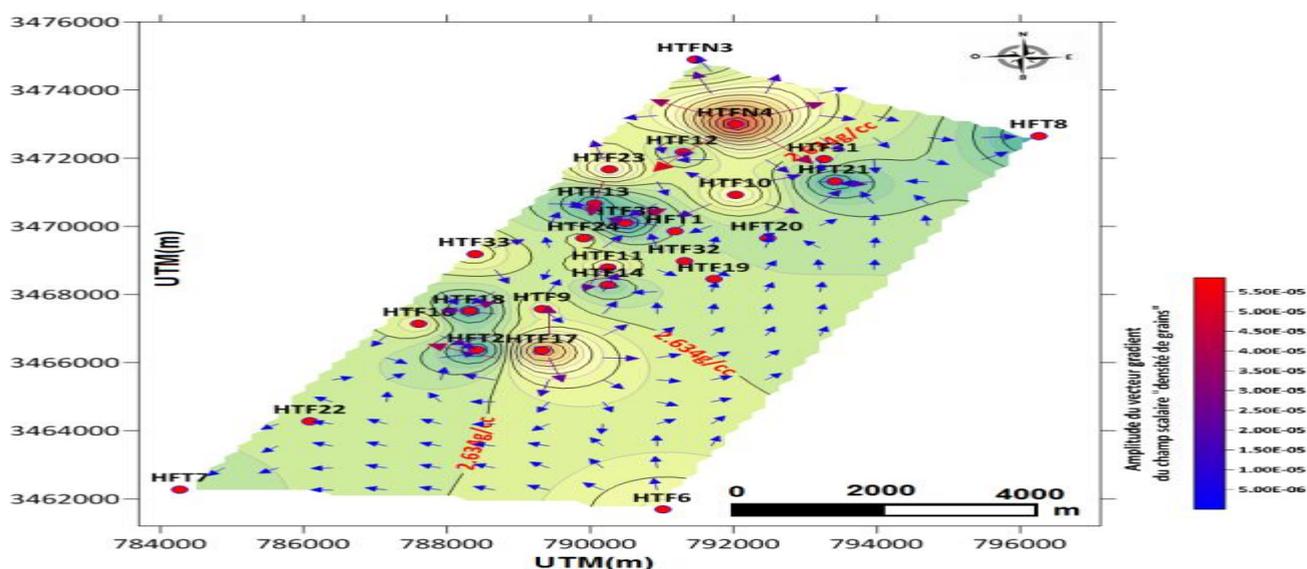


Figure 28: Carte du gradient de l'iso-densité de grains des Quartzites de Hamra (champ de Hassi Tarfa).

CHAPITRE III : Etude lithostratigraphique et statistiques des paramètres pétrophysiques

III.4.5 Carte d'iso-saturation en huile S_o :

On remarque La valeur maximale enregistrée de 50% dans la partie centrale (HTF-16) et 46 % dans la partie SW (HTF-22) et (HTF-7) avec une variation faible. La valeur minimale de 8% se trouve dans la partie N (HTF3N-3) avec une variation faible, fig n (31 et 32).

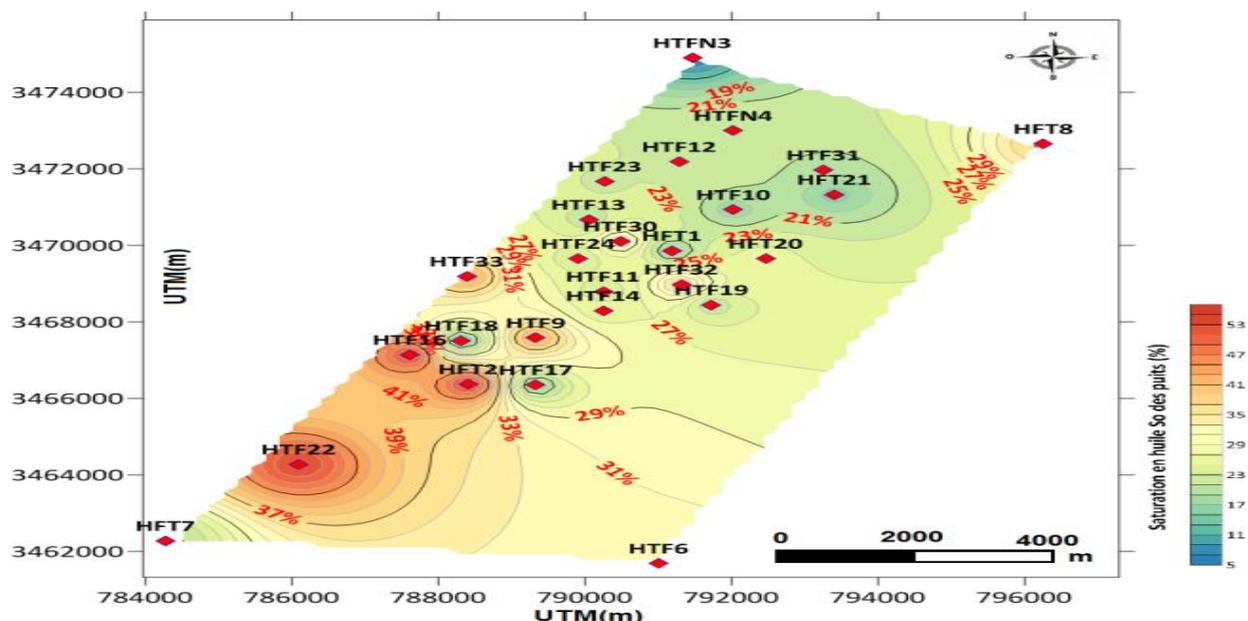


Figure 31: Carte en iso-saturation en huile (S_o) des Quartzites de Hamra (champ de Hassi Tarfa).

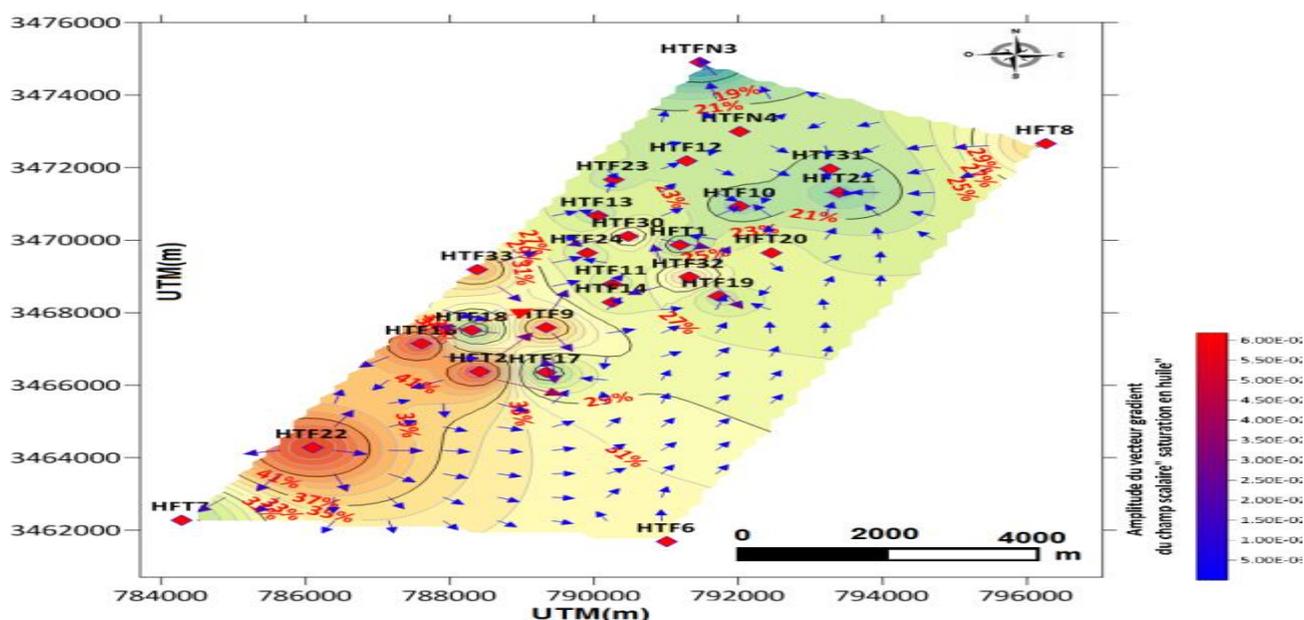


Figure 32: Carte du gradient de l'iso-saturation en huile (S_o) des Quartzites de Hamra (champ de Hassi Tarfa).

CHAPITRE III : Etude lithostratigraphique et statistiques des paramètres pétrophysiques

III.4.6 Carte d'iso-saturation en gaz S_g :

On remarque La valeur maximale enregistrée de 67% dans la partie centrale (HTF-13) et (HTF-18) avec une faible variation et la partie N (HTFN-4) avec une très forte variation. La valeur minimale se trouve dans le partie SW (HTF-7) et (HTF-22) et la partie N (HTF-6) avec respectivement 1%, 3%, et 7%) avec une variation très faible, fig n (33 et 34).

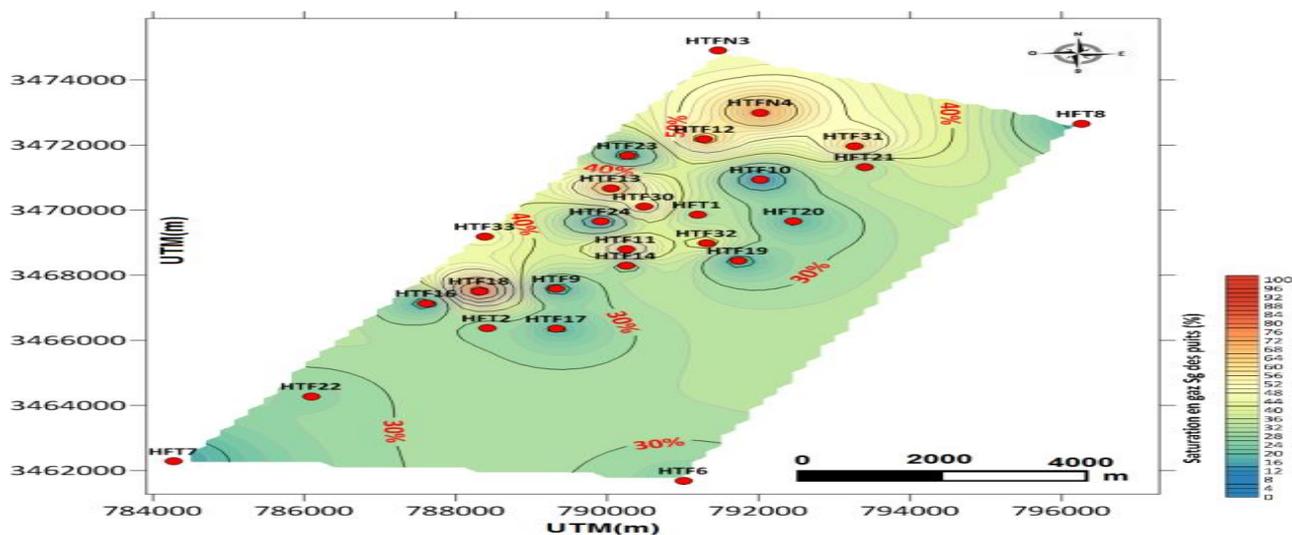


Figure 33: Carte en iso-saturation en gaz (S_g) des Quartzites de Hamra (champ de Hassi Tarfa).

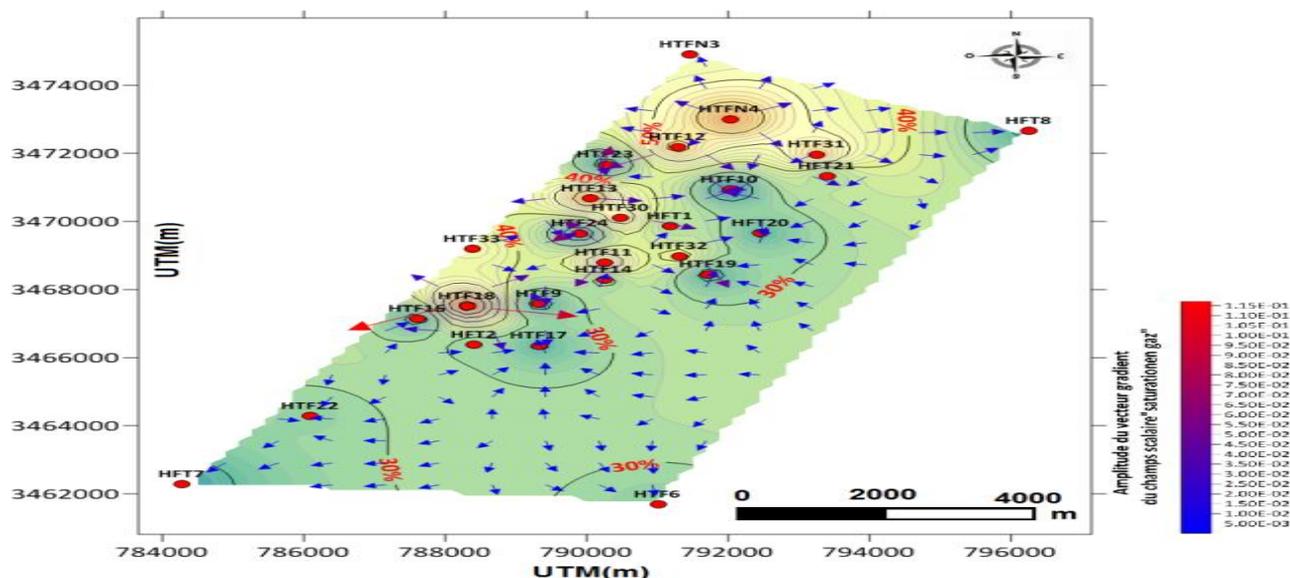


Figure 34: Carte du gradient de l'iso-saturation en gaz (S_g) des Quartzites de Hamra (champ de Hassi Tarfa).

CHAPITRE III : Etude lithostratigraphique et statistiques des paramètres pétrophysiques

III.5 Conclusion

D'un point de vue sédimentologique, au premier lieu, nous avons noté que la formation est composée par des dépôts quartzitique et gréseux de taille des grains fins à moyen, avec des stratifications généralement inobservables, et l'abondance d'Ichno-faciès de type Tigillites. La bioturbation est représentée par de nombreuses longues et courtes Tigillites, et les différentes structures sédimentaires indique un milieu mixte probablement Estuaire. En second lieu, l'étude avait abouti à une abondance de quartz qui forme la majeure partie du sédiment, le reste s'ére partit entre les micas, les minéraux lourds et la glauconie ; le ciment est siliceux à silico-bitumineux.

Nous avons conclu que la formation de quartzite el Hamra est très compacte, dure et elle présente aussi une porosité fissurale.

Les quartzites de Hamra au niveau du champ Hassi Tarfa présentent de faibles porosités et perméabilités avec de mauvaises corrélations pétrophysiques. Néanmoins il faut noter l'existence de Fortes valeurs de perméabilité dans certaines zones causées par la présence de fractures au voisinage des puits.

- On note une augmentation de la perméabilité dans les forages de certains puits situés dans les zones fracturées. On peut citer à titre d'exemples ; Au niveau du puits HTFN-3, à une profondeur de 3430.56 mètres, la perméabilité vaut 40.38 mD ; Au niveau du puits HTF-22, à une profondeur de 3072.76 mètres, la perméabilité vaut 55.58 mD.
- La porosité est faible, mais présente une certaine augmentation dans les zones fracturées. Au niveau du puits HTFN-3, à une profondeur de 3448.26 mètres, la porosité vaut 14.88% ; Au niveau du puits HTF-22, à une profondeur de 3382.5 mètres, la porosité vaut 14.55% ; Au niveau du puits HTF-30, à une profondeur de 3345.47 mètres, la porosité vaut 10.55 %.
- L'étude statistique monovariée nous a montré que les fonctions densité des données pétrophysiques ont une distribution normale, caractérisées par une ou deux classes d'étendue de valeurs.

CHAPITRE III : Etude lithostratigraphique et statistiques des paramètres pétrophysiques

- Les courbes de probabilité des paramètres pétrophysiques ont été fittées par une ou deux droites de type « Henry », dont les coefficients directeurs caractérisent les valeurs des écarts-type et du médian.
- D'après les tableaux des corrélations porosité-perméabilité des puits étudiés, nous avons remarqué que leurs coefficients de corrélation sont très inférieurs à l'unité (1), ce qui implique la relation entre ces deux paramètres n'est pas linéaire, elle ne peut être exprimée que par des fonctions non linéaires (logarithmique, exponentielle, ou polynomiale).
*Dans la dernière partie, nous avons étudié les cartes iso-valeurs, qui nous aident à estimer les valeurs entre les puits.

Conclusion Générale

Le travail effectué dans la région de Hassi Tarfa sur le réservoir Quartzite el Hamra Nous a permis d'obtenir les résultats suivants :

D'un point de vue sédimentologique, au premier lieu, nous avons noté que la formation est composée par des dépôts quartzitique et gréseux de taille des grains fins à moyen, avec des stratifications généralement inobservables, et l'abondance d'ichno-faciès de type Tigillites. La bioturbation est représentée par de nombreuses longues et courtes Tigillites, et les différentes structures sédimentaires indique un milieu mixte probablement Estuaire. En second lieu, l'étude avait abouti à une abondance de quartz qui forme la majeure partie du sédiment, le reste s'est partagé entre les micas, les minéraux lourds et la glauconie ; le ciment est siliceux à silico-bitumineux.

Enfin, nous avons conclu que la formation de quartzite el Hamra est très compacte, dure et elle présente aussi une porosité fissurale.

L'analyse des courbes de variations de la porosité, de la perméabilité, de la densité de grain, et des différentes saturations (eau, huile, gaz) en fonction des profondeurs, montre une augmentation du sommet vers la base du réservoir :

- Une porosité de valeurs faibles à médiocres.
- Une perméabilité très faible, mais présentant quelques fois des valeurs singulières en certains points.
- Une forte saturation en eau puisque le forage est destiné à l'exploitation d'hydrocarbures.
- Une saturation en huile acceptable qu'on peut améliorer par la fracturation.
- Une haute saturation en gaz.

Cette dégradation des paramètres pétrophysiques est attribuée aux faibles valeurs de porosité et perméabilité.

Nous avons remarqué que leurs coefficients de corrélation sont très inférieurs à l'unité (1).

*Des valeurs singulières hautes de perméabilité sont dues à la présence de fractures.

Dans la dernière partie, nous avons étudié les cartes iso-valeurs, qui nous aident à estimer les valeurs entre les puits.

Références

- [1] **Bouchon R., Ortynski H.I., Lappaent C. de, Pommier G.** *Le développement de la sismique réfraction dans l'interprétation géologique du Sahara nord. Son rôle dans la découverte et l'étude du champ de Hassi Messaoud.*, 5^{ème} Congrès Mondial du Pétrole (5th WPC), Sect. I(7) (1959), p. 729-746,
- [2] **Boudjemaa A.** *Evolution structurale du bassin pétrolier «Triasique» du Sahara Nord oriental*, Doctorat, Université Paris XI-Orsay, Paris, France, (1987), 256 p.
- [3] **Djerouit N.** *Analyse structurale du champ de Hassi Messaoud et son implication sur les qualités Petro physique du réservoir*, Science and Technology Houari Boumediene university (USTHB), (2000), p.
- [4] *Rapport final d'interprétation diagraphique des puits HTF-01HTF-02 HTF-03 EXP-SONATRACH*, Internal Report (2002).
- [5] **Abbas H. A.** *Les bourbiers de forages pétroliers et des unités de production: Impact sur l'environnement et technique de traitement*, Thesis, Département de Génie Mécanique Université Kasdi Merbah, Ouargla, Algeria, (2011), p.
- [6] **Saiad M., Derbal O.** *Caractérisation pétrographique et structurale des grés ordoviciens de Quartzite El Hamra (champ de hassi tarfa) Sud-est Algérien*, Département des Sciences de la Terre et de l'Univers., Université Kasdi Merbah, Ouargla, Algérie, (2016), 61 p.
- [7] **Khelifi A.** *Etude de fracturation en vue d'une optimisation de production dans le réservoir Quartzites de Hamra dans le champ du Hassi Terfa (Algérie)*, Département des Sciences de la Terre et de l'Univers., Université Kasdi Merbah, Ouargla, Algeria, (2014), 72 p.
- [8] **Djera M.,** *Synthèse Géophysique Trend HDZ-HTF-BST permis Hassi D'zabat* DEP, SONATRACH, Internal report, (2001).
- [9] **Maraghnia A., Toumi S. A.** *Interprétation des diagaphies pour les formations fracturées (champ de Hassi Messaoud)*, Science and Technology Houari Boumediene university (USTHB), (2003), p.
- [10] **Bertrand J. M. L., Caby R.** *Geodynamic evolution of the Pan-African orogenic belt: A new interpretation of the Hoggar shield (Algerian Sahara)*, Geologische Rundschau, 67(2) (1978), p. 357-388, 10.1007/bf01802795
- [11] **Fabre J.** *Introduction à la géologie du Sahara algérien et des régions voisines: La couverture phanérozoïque.* S.N.E.D., Algiers, Algeria, (1976).
- [12] **Tatcherift N.,** *Evaluation des prospects partie centrale du permis Hassi D'zabat Bloc 427*, DEP-SONATRACH, Internal Report, (2002).
- [13] **Massa D., Ruhland M., Thouvenin J.** *Structure et fracturation du champ d'Hassi-Messaoud (Algérie). 2e partie : Application au réservoir cambrien d'Hassi-Messaoud Nord. Nouvelle interprétation tectonique*, Sciences Géologiques, bulletins et mémoires, 27(5) (1972), p. 371-371,
- [14] **Gauthier J. M.** *Fracturation du champ de Hassi Messaoud Nord, étude tectonique et analytique.* , Université de Strasbourg, Strasbourg - France., (1978), p.
- [15] **Beicip-Franlab,** *Caractérisation et évaluation des réservoirs ordoviciens de pourtours de Hassi Massaoud* DEP-SONATRACH, Internal report (2007).

- [16] **Mauriaud P., Breton P., Wever P. D.** *La faim du pétrole : Une civilisation de l'énergie vue par des géologues.* (2013). 2759807789/978-2759807789,
- [17] **Jean-Jacques Biteau, Baudin F.** *Géologie du pétrole - Historique, genèse, exploration, ressources.* Dunod, (2017).
- [18] **Ahlbrandt T. S., Pollastro R. M., Klett T. R., Schenk C. J., Lindquist S. J., Fox J. E.** *Region 2 assessment summary; Middle East and North Africa, Chapter R2, in U.S. Geological Survey World Petroleum Assessment 2000—description and results; U.S. Geological Survey, World Energy Assessment Team: U.S. Geol. Survey Digital Data Series DDS-60, [4 CD-ROMs].* (2000b), 46 p.
- [19] **Pollastro R. M.** *Total petroleum systems of the Paleozoic and Jurassic, Greater Ghawar Uplift and adjoining provinces of central Saudi Arabia and northern Arabian-Persian Gulf.* US Department of the Interior, US Geological Survey, (2003).
- [20] *Rapport fin de sondage HTF-01, HTF-02, HTF-03 EXP-SONATRACH, Internal Report* (2002).
- [21] **Département-Gestion-Cartothèque,** *Rapport de stage,* DLCC-SONATRACH, Traineeship Report (2016).
- [22] **Monicard R. P.** *Cours De Production. 1 Caractéristiques Des Roches Réservoirs. Analyse Des Carottes.* 2nd ed., Editions TECHNIP, France, (1975). ISBN : 9782710802853,
- [23] **Perrodon A., Dumon E.** *Tunisia.* In: Owen EW, ed. *Trek of the Oil Finders, A History of Exploration for Petroleum Semicentennial Commemorative.* American Association of Petroleum Geologists, (1975), pp. 1145-1449, 0016-7568, 10.1017/S0016756800036530
- [24] **Larive E.** *Etude expérimentale des roches à très faible perméabilité par la mise en oeuvre d'un perméamètre de précision,* Thesis, Université Montpellier II, Sciences et Techniques du Languedoc, Montpellier, France, (2002), 169 p.
- [25] **Schulz R., Ray N., Zech S., Rupp A., Knabner P.** *Beyond Kozeny–Carman: Predicting the Permeability in Porous Media,* *Transport in Porous Media,* 130(2) (2019), p. 487-512, 10.1007/s11242-019-01321-y
- [26] **Whitt P.** *Beginning Photo Retouching and Restoration Using GIMP.* 1st ed., Apress, (2014). 978-1-4842-0403-0, 10.1007/978-1-4842-0403-0

Résumé

Ce travail est consacré à l'étude d'un certain nombre de puits forés dans la région de Hassi Tarfa. Le réservoir de Hassi Tarfa est situé au Sud-Est Algérien, au voisinage de la wilaya d'Ouargla. Cette zone est une structure récemment découverte et fait l'objet d'un nombre d'investigations depuis environ trois décennies, elle est en phase d'exploitation. Deux approches ont été suivies, une première approche était focalisée sur l'étude sédimentologique du réservoir, et la seconde avait consisté sur le calcul statistique monovarié et la corrélation qui pourraient exister entre les différents paramètres pétrophysiques. Dans cette étude, l'analyse par la macrophotographie à la lumière blanche a été utilisée pour obtenir des photos de grande définition des carottes prélevées des puits.

Dans la mesure des paramètres pétrophysiques telles que la porosité, la perméabilité, les saturations (en eau, huile, gaz), des méthodes conventionnelles standards et informatisées avait été utilisées, dont nous citons : la pompe volumétrique à déplacement de mercure, un système de mesure de la perméabilité par confinement (CMS-300), les appareils de Soxhlet et de « Dean-Stark ». Pour les calculs et analyse de données, nous avons utilisé plusieurs logiciels ; comme « Statistica 7.0 », « Origin-21 (64bit) », « Gimp-V.2.10.8 », et surfer 15. Cette étude a montré que la formation de Hassi Tarfa est peu poreuse et très compacte, ou la déformation cassante est dominante. Elle est caractérisée par une saturation en huile acceptable.

Mots Clés : Hassi Tarfa, sédimentologie, pétrologie, statistique, porosité, perméabilité, saturation.

Abstract

This work is devoted to the study of a number of wells drilled in the region of Hassi Tarfa. Hassi Tarfa Reservoir is located in the south-east of Algeria, near the wilaya of Ouargla. This area is a recently discovered structure and has been the subject of a number of investigations for about three decades; it is in the exploitation phase. Two approaches were followed, one approach was focused on the sedimentological study of the reservoir, and the second consisted of the mono-variate statistical computation and the correlation that could exist between the different petrophysical parameters. In this study, white light macrophotography was used to obtain high definition photos of cores taken from wells.

In the measurement of petrophysical parameters such as porosity, permeability, saturations (in water, oil, gas), standard and computerized conventional methods had been used, of which we mention: the mercury displacement volumetric pump; confinement permeability measurement (CMS-300), Soxhlet and Dean-Stark devices. For calculations and data analysis, we used several softwares; like « Statistica 7.0 », « Origin-21 (64bit) », « Gimp-V.2.10.8 », and surfer 15. This study showed that the formation of Hassi Tarfa is not very porous and very compact, or the brittle deformation is dominant. It is characterized by an acceptable oil saturation.

Keywords: Hassi Tarfa, sedimentology, petrology, statistics, porosity, permeability, saturation.

الملخص

هذا العمل مكرس لدراسة عدد من الآبار المحفورة في منطقة حاسي طرفة. يقع خزان حاسي طرفة في الجنوب الشرقي للجزائر ، بالقرب من ولاية ورقلة. هذه المنطقة عبارة عن هيكل تم اكتشافه مؤخرا وكان موضوعا لعدد من التحقيقات لمدة ثلاثة عقود تقريبا ، وهي في مرحلة الاستغلال. تم اتباع طريقتين ، ركز أحدهما على الدراسة الرسوبية للخزان ، والثاني يتكون من الحساب الإحصائي أحادي المتغير والعلاقة التي يمكن أن توجد بين المعلمات البتروفيزيائية المختلفة. في هذه الدراسة ، تم استخدام تصوير الماكرو بالضوء الأبيض للحصول على صور عالية الدقة للنوى المأخوذة من الآبار.

في قياس المعلمات البتروفيزيائية مثل المسامية والنفاذية و التشبع (في الماء والنفط والغاز) ، تم استخدام الطرق التقليدية القياسية والمحوسبة ، والتي نذكرها: المضخة الحجمية لإزاحة الزئبق ؛ أجهزة قياس نفاذية الحبس (CMS-300) وأجهزة Soxhlet و"Dean-Stark". لإجراء العمليات الحسابية وتحليل البيانات ، استخدمنا العديد من البرامج. مثل « Statistica 7.0 » و « Origin-21(64bit) » و « Gimp-V.2.10.8 » و « Surfer 15 ». أظهرت هذه الدراسة أن تكوين حاسي طرفة ليس مساميا للغاية ومضغوطة جدا ، أو أن التشوه الهش هو السائد. ويتميز التشبع النفط مقبولة.

الكلمات المفتاحية: حاسي طرفة ، رسوبيات ، علم صخور ، إحصاء ، مسامية ، نفاذية ، تشبع.