

Université Kasdi Merbah - Ouargla.  
Faculté des hydrocarbures et des énergies renouvelables, et des  
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**

**Filière : Géologie**

**Spécialité : Géologie des hydrocarbures**

**Thème**

**Investigation et Evaluation des Paramètres  
Pétrophysiques de la zone Hassi Tarfa  
(Région Hassi Messoud)**

**Présenté par**

**GAABI Naoui**  
**DOUBA Sofiane**  
**DOKMA Hicham**

Soutenu publiquement le 22/06/2019

**Devant le jury**

<b>Président :</b>	<b>Mr. Guerradi</b>	<b>Hocine</b>	<b>M.A.A.</b>	<b>Univ. Ouargla</b>
<b>Promoteur :</b>	<b>Mr. FELLAH</b>	<b>Lahcene</b>	<b>M.C.A.</b>	<b>Univ. Ouargla</b>
<b>Examineur :</b>	<b>Mr. Medjani</b>	<b>Fethi</b>	<b>M.C.A.</b>	<b>Univ. Ouargla</b>

**Année universitaire : 2018 / 2019**



# DEDICACE

*Je dédie ce modeste travail à : La mémoire de Ma mère.*

*Mon père.*

*Mes frères et sœurs.*

*(Abderzzag, -Ahmad-Lazhar- Abd Ellhak – Abd Elmonnam –  
Rokaiia-Adel)*

*A tous mes Familles GAABI*

*A tous mes amis(es) sans exception.*

*A tout le Promotions*

*GEOLOGIE DES HYDROCARBURES (2018-2019)*

*GAABI NAOUI.*

## *DEDICACE*

*Je dédie ce modeste travail à : La mémoire de Ma mère.*

*Mon père.*

*Mes frères et sœurs.*

*(Abd Elhafed-Hamza-Morage- Abd Elhak –Abd Moumen –Islam-  
Abd Elhadi )*

*A tous mes Familles DOKMA*

*A tous mes amis(es) sans exception.*

*A tout le Promotions  
GEOLOGIE DES HYDROCARBURES (2018-2019)*

*DOKMA HICHAM.*



# DEDICACE

*Je dédie ce modeste travail à :*

*La mémoire de Ma mère.*

*Mon père.*

*Mes frères et sœurs.*

*(Lazher, -Rachid-Slimane –Lamine – Lotfi)*

*A tous mes Familles DOUBA*

*A tous mes amis(es) sans exception.*

*A tout le Promotions*

*GEOLOGIE DES HYDROCARBURES (2018-2019)*

*DOUBA SOFIENE.*

## REMERCIEMENTS

*Au terme de ce travail, je tiens à exprimer ma gratitude et mes sincères remerciements à tous ceux qui ont contribué, de près ou de loin, à l'élaboration de ce mémoire.*

*Je remercie, en premier lieu Allah qui m'a donné la bonne santé, la volonté et la patience tout au long de mes études.*

*Je tiens à remercier avec gratitude mon encadreur **Lahcene Fellah**, de m'avoir guidé et suivi tout au long de ce travail, de m'avoir conseillé, encouragé et aussi, Son aide et sa disponibilité m'ont permis d'avancer dans le travail et de finaliser cette étude.*

*Notre remerciement à les Jurys **Mr Hocine Guerradi** (Le Président),*

***Mr Fethi Medjani** (L'examineur).*

*Je remercie aussi Abdelazziz Teriche.*

*Sans oublier ma famille pour le soutien exemplaire moral et matériel continu tout au long de mon parcours.*

*Nous tenons également à remercier tous les enseignants qui nous ont accompagnés durant tout notre cursus universitaire.*

## Liste de figures

Figure 1. Image satellitaire de la Situation géographique de Hassi Messaoud et de Hassi Tarfa. ....	2
Figure 2. Situation géographique de Hassi Messaoud et de Hassi Tarfa. ....	4
Figure 3. Écorché géologique à la discordance post-hercynienne (Doc. DEP.SONATRACH,2009)[3]. ....	4
Figure 4. Carte de la zonalité géostructurale de la couverture sédimentaire (Doc. DEP.SONATRACH,2009). ....	5
Figure 5. Situation du champ de Hassi Tarfa (Dép. EXP/SONATRACH) [4].....	6
Figure 6. Evolution des travaux de forage à Hassi Tarfa (ESRI map, copyright2019©Google) .....	8
Figure 7. Colonne lithologique type de la région Hassi Tarfa (Dép.EXP/SONATRACH modifié)[4].....	10
Figure 8. Carte en isobathe au toit des Quartzites de Hamra (Dép. BEICIP 2007)[17].....	18
Figure 9. Coupe géologique NW-SE (Dép. Exp. SONATRACH) [20].....	20
Figure 10. Carte de positionnement des puits étudiés dans le champ de Hassi Tarfa.....	22
Figure 11. Extracteur de Soxhlet [21].....	23
Figure 12. Equipements de photographie type lumière blanche et ultra-violet [22]. ....	24
Figure 13. Les modèles d'archivage: (carotte complet, slabée ou Plugs) [22]. ....	25
Figure 14. Pompe volumétrique à déplacement de mercure : (a) schéma, Photographie [25, 26].....	27
Figure 15. Perméamètre conventionnel (gauche) ; Confining Measurement System - CMS 300 – (droite)[27]. ....	28
Figure 16. Extracteur de Dean-Stark [31].....	32
Figure 17. Distribution de la perméabilité (K) en fonction des profondeurs (h) dans les forages des puits étudiés. ....	50
Figure 18. Distribution de la porosité ( $\phi$ ) en fonction des profondeurs (h) dans les forages des puits étudiés. ....	51
Figure 19. Histogrammes et graphes de probabilité des données des paramètres pétrophysiques de l'ensemble des puits de Hassi Tarfa. ....	54
Figure 20. Histogrammes et graphes de probabilité des données des paramètres pétrophysiques de l'ensemble du puits HTF-06 de Hassi Tarfa. ....	56
Figure 21. Histogrammes et graphes de probabilité des données des paramètres pétrophysiques de l'ensemble du puits HTF-09 de Hassi Tarfa. ....	58
Figure 22. Histogrammes et graphes de probabilité des données des paramètres pétrophysiques de l'ensemble du puits HTF-10 de Hassi Tarfa. ....	60
Figure 23. Histogrammes et graphes de probabilité des données des paramètres pétrophysiques de l'ensemble du puits HTF-11 de Hassi Tarfa. ....	63
Figure 24. Histogrammes et graphes de probabilité des données des paramètres pétrophysiques de l'ensemble du puits HTF-12 de Hassi Tarfa. ....	66
Figure 25. Histogrammes et graphes de probabilité des données des paramètres pétrophysiques de l'ensemble du puits HTF-13 de Hassi Tarfa. ....	68
Figure 26. Histogrammes et graphes de probabilité des données des paramètres pétrophysiques de l'ensemble du puits HTF-14 de Hassi Tarfa. ....	71
Figure 27. Histogrammes et graphes de probabilité des données des paramètres pétrophysiques de l'ensemble du puits HTF-16 de Hassi Tarfa. ....	74
Figure 28. Histogrammes et graphes de probabilité des données des paramètres pétrophysiques de l'ensemble du puits HTF-17 de Hassi Tarfa. ....	76
Figure 29. Histogrammes et graphes de probabilité des données des paramètres pétrophysiques de l'ensemble du puits HTF-18 de Hassi Tarfa. ....	79
Figure 30. Histogrammes et graphes de probabilité des données des paramètres pétrophysiques de l'ensemble du puits HTF-19 de Hassi Tarfa. ....	81

## Liste de tableaux

Tableau 1. Statistiques élémentaires des paramètres pétrophysiques. ....	52
Tableau 2. Caractérisation Statistique des paramètres pétrophysiques du puits HTF-06. ....	55
Tableau 3. Matrice de corrélation des paramètres pétrophysiques du puits HTF-06. ....	55
Tableau 4. Caractérisation Statistique des paramètres pétrophysiques du puits HTF-09. ....	57
Tableau 5. Matrice de corrélation des paramètres pétrophysiques du puits HTF-09. ....	57
Tableau 6. Caractérisation Statistique des paramètres pétrophysiques du puits HTF-10. ....	59
Tableau 7. Matrice de corrélation des paramètres pétrophysiques du puits HTF-10. ....	59
Tableau 8. Caractérisation Statistique des paramètres pétrophysiques du puits HTF-11. ....	61
Tableau 9. Matrice de corrélation des paramètres pétrophysiques du puits HTF-11. ....	61
Tableau 10. Caractérisation Statistique des paramètres pétrophysiques du puits HTF-12. ....	64
Tableau 11. Matrice de corrélation des paramètres pétrophysiques du puits HTF-12. ....	64
Tableau 12. Caractérisation Statistique des paramètres pétrophysiques du puits HTF-13. ....	66
Tableau 13. Matrice de corrélation des paramètres pétrophysiques du puits HTF-13. ....	67
Tableau 14. Caractérisation Statistique monovariée des paramètres pétrophysiques du puits HTF-14. ....	69
Tableau 15. Matrice de corrélation des paramètres pétrophysiques du puits HTF-14. ....	69
Tableau 16. Caractérisation Statistique des paramètres pétrophysiques du puits HTF-16. ....	72
Tableau 17. Matrice de corrélation des paramètres pétrophysiques du puits HTF-16. ....	72
Tableau 18. Caractérisation Statistique des paramètres pétrophysiques du puits HTF-17. ....	74
Tableau 19. Matrice de corrélation des paramètres pétrophysiques du puits HTF-17. ....	75
Tableau 20. Caractérisation Statistique des paramètres pétrophysiques du puits HTF-18. ....	77
Tableau 21. Matrice de corrélation des paramètres pétrophysiques du puits HTF-18. ....	77
Tableau 22. Caractérisation Statistique des paramètres pétrophysiques du puits HTF-19. ....	80
Tableau 23. Matrice de corrélation des paramètres pétrophysiques du puits HTF-19. ....	80



# Sommaire

Introduction générale	1
<b>I GÉNÉRALITÉS</b>	<b>2</b>
<b>I.1 PRÉSENTATION DE HASSI MESSAOUD</b>	<b>2</b>
I.1.1 SITUATION GÉOGRAPHIQUE DU CHAMP DE HASSI MESSAOUD	2
I.1.2 CADRE GÉOLOGIQUE DE HASSI MESSAOUD	3
<b>I.2 PRÉSENTATION DU CHAMP DE HASSI TARFA</b>	<b>6</b>
I.2.1 SITUATION GÉOGRAPHIQUE DU CHAMP DE HASSI TARFA	6
<b>I.3 HISTORIQUE DE L'EXPLORATION DANS LE CHAMP DE HASSI TARFA</b>	<b>6</b>
<b>I.4 ASPECT STRATIGRAPHIQUE DE HASSI TARFA</b>	<b>7</b>
I.4.1 PALÉOZOÏQUE	7
I.4.2 MÉSOZOÏQUE	9
I.4.3 CÉNOZOÏQUE	9
<b>I.5 DESCRIPTION LITHOLOGIQUE ET COMMENTAIRE STRATIGRAPHIQUE</b>	<b>9</b>
I.5.1 PALÉOZOÏQUE	9
I.5.1.1 Cambrien	9
I.5.1.1.1 Cambrien Ri	9
I.5.1.1.2 Cambrien Ra	9
I.5.1.1.3 Cambrien R2	10
I.5.1.1.4 Cambrien R3	11
I.5.1.2 Ordovicien	11
I.5.1.2.1 Zone des alternances	11
I.5.1.2.2 Argiles d'El Gassi	11
I.5.1.2.3 Grés d'El Atchane	11
I.5.1.2.4 Quartzites d'El Hamra	11
I.5.1.2.5 Grés d'Ouargla	12
I.5.2 MÉSOZOÏQUE	12
I.5.2.1 Trias	12
I.5.2.1.1 Trias « Roches éruptives »	12
I.5.2.1.2 Trias « Argileux »	12
I.5.2.1.3 TS3	12
I.5.2.1.4 TS2	12
I.5.2.1.5 TS1	12
I.5.2.2 Jurassique	12
I.5.2.2.1 Le Lias	13
I.5.2.2.1.a Lias « Horizon B »	13
I.5.2.2.1.b Lias Salifère LS2	13
I.5.2.2.1.c Lias Dolomitique LD2	13
I.5.2.2.1.d Lias Salifère LS1	13
I.5.2.2.1.e Lias Dolomitique LD2	13
I.5.2.2.2 Le Dogger	13
I.5.2.2.2.a Dogger lagunaire	13
I.5.2.2.2.b Dogger argileux	13

I.5.2.2.3 MALM	13
I.5.2.3 Crétacé	13
I.5.2.3.1 Néocomien	14
I.5.2.3.2 Barrémien	14
I.5.2.3.3 Aptien	14
I.5.2.3.4 Albien	14
I.5.2.3.5 Cénomanién	14
I.5.2.3.6 Turonien	14
I.5.2.3.7 Sénonien	14
I.5.2.3.7.a Sénonien salifère	14
I.5.2.3.7.b Sénonien anhydritique	14
I.5.2.3.7.c Sénonien carbonaté	14
I.5.3 CÉNOZOÏQUE	15
I.5.3.1 Paléogène	15
I.5.3.1.1 Eocène	15
I.5.3.2 Néogène	15
I.5.3.2.1 Mio-Pliocène	15
<b>I.6 ASPECT STRUCTURAL</b>	<b>15</b>
I.6.1 EVOLUTION TECTONIQUE ET LES DIFFÉRENTES PHASES CONNUES	15
I.6.1.1 Déformations antépaléozoïques	15
I.6.1.1.1 Phase panafricaine	15
I.6.1.2 Déformations paléozoïques	15
I.6.1.2.1 La phase taconique	15
I.6.1.2.2 La phase du Dévonien inférieur	16
I.6.1.2.3 La phase hercynienne	16
I.6.1.2.4 Au Dévonien moyen et supérieur	16
I.6.1.2.5 Durant le Carbonifère moyen et le Permien Tardif	16
I.6.1.3 Les déformations du Mésozoïque	16
I.6.1.3.1 La phase rifting triasique	16
I.6.1.3.2 La phase autrichienne	16
I.6.1.3.3 La phase pyrénéenne	17
I.6.1.3.4 La phase Atlasique	17
I.6.2 CADRE LOCAL	17
<b>I.7 SYSTÈME PÉTROLIER</b>	<b>18</b>
I.7.1 ROCHES MÈRES	19
I.7.2 ROCHES RÉSERVOIR	19
I.7.2.1 Ordovicien	19
I.7.2.2 Cambrien	20
I.7.3 ROCHES COUVERTURE	20
I.7.4 PIÈGES ET LES VOIES DE MIGRATION	20
<b>II MÉTHODES ET MATÉRIEL UTILISÉS</b>	<b>21</b>
<b>II.1 INTRODUCTION</b>	<b>21</b>
<b>II.2 OBJECTIF ET LA ZONE D'ÉTUDE</b>	<b>21</b>

<b>II.3 LAVAGE DES PLUGS</b>	<b>22</b>
II.3.1 LAVAGE AU TOLUÈNE	22
II.3.2 LAVAGE AU MÉTHANOL	23
II.3.3 SÉCHAGE	23
<b>II.4 PROCÉDURE DE L'ANALYSE PAR LA PHOTOGRAPHIE À LUMIÈRE BLANCHE</b>	<b>23</b>
II.4.1 ACTIVITÉ PRÉPARATION	23
II.4.2 ACTIVITÉ GESTION CAROTHÈQUE (ÉTALAGE ET STOCKAGE)	24
II.4.3 PRISE DE PHOTOS SOUS LUMIÈRE BLANCHE LB (HAUTE RÉOLUTION)	24
<b>II.5 PROCÉDURE DES MESURES PÉTROPHYSIQUES</b>	<b>26</b>
II.5.1 MESURE DE LA POROSITÉ	26
II.5.1.1 Porosité	26
II.5.1.2 Détermination du volume des pores (vide)	26
II.5.1.3 Détermination du volume total	26
II.5.1.3.1 Principe de la technique	27
II.5.1.3.2 Description de l'appareil (pompe à déplacement volumétrique)	27
II.5.1.3.3 Procédure et calcul	27
II.5.1.3.4 Précision	27
II.5.2 MESURE DE LA PERMÉABILITÉ	27
II.5.2.1 Mesure de la Perméabilité à l'air	27
II.5.2.2 Perméamètre conventionnel Standard	28
II.5.2.3 Perméamètre informatisé	28
II.5.2.4 CMS 300 (Confining Measurement System)	28
II.5.3 DENSITÉ DES GRAINS	30
II.5.4 MESURE DE LA SATURATION	30
II.5.4.1 Extraction des fluides au Dean Stark	30
II.5.4.1.1 Description de la technique de Dean-Stark	30
II.5.4.1.2 Protocole de la technique	30
II.5.4.2 Extraction des fluides par méthode Retort	32
II.5.4.2.1 Description de la technique de Retort	32
II.5.4.2.2 Protocole de la technique	33
II.5.4.3 Précision de la mesure des deux méthodes	33
<b>II.6 ANALYSE ET TRAITEMENT DES DONNÉES</b>	<b>34</b>
<b>III ANALYSE ET INTERPRÉTATION DES RÉSULTATS</b>	<b>35</b>
<b>III.1 ETUDE SÉDIMENTOLOGIQUE</b>	<b>36</b>
III.1.1 ÉTUDE DES CAROTTES	36
<b>III.2 ETUDE STATISTIQUES DES PARAMÈTRES PÉTROPHYSIQUES</b>	<b>49</b>
III.2.1 DISTRIBUTIONS PARAMÈTRES PÉTROPHYSIQUES EN FONCTION DES PROFONDEURS	49
III.2.1.1 Distributions de la perméabilité en fonction des profondeurs	49
III.2.1.2 Distributions de la porosité en fonction des profondeurs	50
III.2.2 TRAITEMENT MONOVARIABLE	52
III.2.2.1 Statistique des paramètres du réservoir Hassi Tarfa	52

III.2.2.1.1 Statistique élémentaire :	52
III.2.2.1.2 Etude de la densité et la distribution des données paramètres pétrophysiques	52
III.2.2.2 Statistique des paramètres individuels des puits	55
III.2.2.2.1 Statistique des paramètres du puits HTF-06	55
III.2.2.2.2 Statistique des paramètres du puits HTF-09	57
III.2.2.2.3 Statistique des paramètres du puits HTF-10	59
III.2.2.2.4 Statistique des paramètres du puits HTF-11	60
III.2.2.2.5 Statistique des paramètres du puits HTF-12	63
III.2.2.2.6 Statistique des paramètres du puits HTF-13	66
III.2.2.2.7 Statistique des paramètres du puits HTF-14	69
III.2.2.2.8 Statistique des paramètres du puits HTF-16	71
III.2.2.2.9 Statistique des paramètres du puits HTF-17	74
III.2.2.2.10 Statistique des paramètres du puits HTF-18	77
III.2.2.2.11 Statistique des paramètres du puits HTF-19	79

**CONCLUSION GÉNÉRAL** \_\_\_\_\_ **83**

**RÉFÉRENCES** \_\_\_\_\_ **84**

# 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. Dans le domaine des hydrocarbures, la course vers l'utilisation de nouvelles techniques de prospection, de caractérisation, et d'exploitation ne cesse d'accroître dans le but d'améliorer la productivité.

Il est indispensable de connaître l'histoire génétique du réservoir et les événements géologiques, ainsi que leur chronologie qui affectent ce réservoir. Ces connaissances permettent de cerner au mieux les caractéristiques du réservoir et de déterminer leurs impacts sur la productivité et la rentabilité. Cela permettra une meilleure optimisation de l'exploitation et donc minimiser les pertes en termes de temps et argent.

Dans le présent travail nous allons essayer de connaître la sédimentologie du réservoir, de déterminer les différents paramètres pétrophysiques, telles que la porosité, la perméabilité, la densité de grain, et les divers saturations (eau, huile, gaz), faire une étude statistique monovariante, et enfin trouver les corrélations entre les divers paramètres pétrophysiques du réservoir. Dans cette recherche nous avons opté pour le plan suivant :

**1<sup>er</sup> chapitre :** Ce chapitre contient une courte description de Hassi Messaoud, une présentation du champ de Hassi Tarfa (HTF), ainsi que l'historique de la découverte, l'architecture géologique, les caractéristiques du champ, le positionnement des puits, aspect structural, ...etc.).

**2<sup>ème</sup> 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<sup>ème</sup> chapitre :** Dans un premier temps, nous avons commencé par la description sédimentologique des carottes prélevées des forages des puits étudiés en s'appuyant sur les macrographies prises. Dans un deuxième temps, nous avons présenté une analyse statistique sur les paramètres pétrophysiques, la corrélation entre ces divers paramètres, et l'interprétation des données accumulées.

Finalement, nous avons terminé notre travail par une conclusion générale

## ] Généralités

### I.1 Présentation de Hassi Messaoud

#### I.1.1 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.1).

Le gisement Hassi Messaoud occupe la partie centrale de la province triasique sur une surface d'aire d'environ 2200 km<sup>2</sup>. Actuellement, cette zone pétrolière est considérée comme la plus riche de l'Algérie.

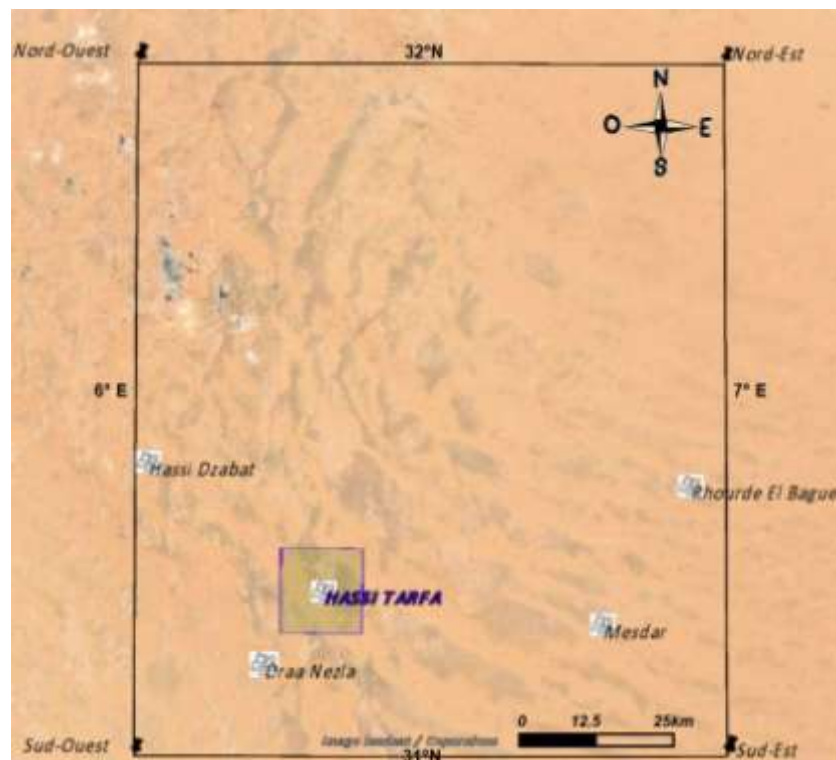


Figure 1. Image satellitaire de la Situation géographique de Hassi Messaoud et de Hassi Tarfa.

### **I.1.2 Cadre géologique de Hassi Messaoud**

Le môle de Hassi Messaoud est le résultat d'une histoire paléotectonique 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 D'jamaâ -Touggourt; à l'Est, par la dépression de Ghadamès; à l'Ouest, par la dépression de Oued Mya, au Sud, par le horst d'Amguid (Fig.2, 5).

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 part 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) (Fig.3, 4).

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 plate forme Saharienne.

Il est limité :

Au Nord-Ouest par les gisements de Ouargla ( Gellala, Ben Kahla et Houd Berkaoui ).

Au Sud-Ouest par les gisements d'El-Gassi, Zotti et El Agreb.

Au Sud-Est par les gisements Rhoude El Baguel et Mesdar.

À l'Est par le gisement de Ghadames.

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.

À l'Est par les hauts fonds de Dahar, Rhoude El Baguel et la dépression de Ghadames.



Figure 2. Situation géographique de Hassi Messaoud et de Hassi Tarfa [4].

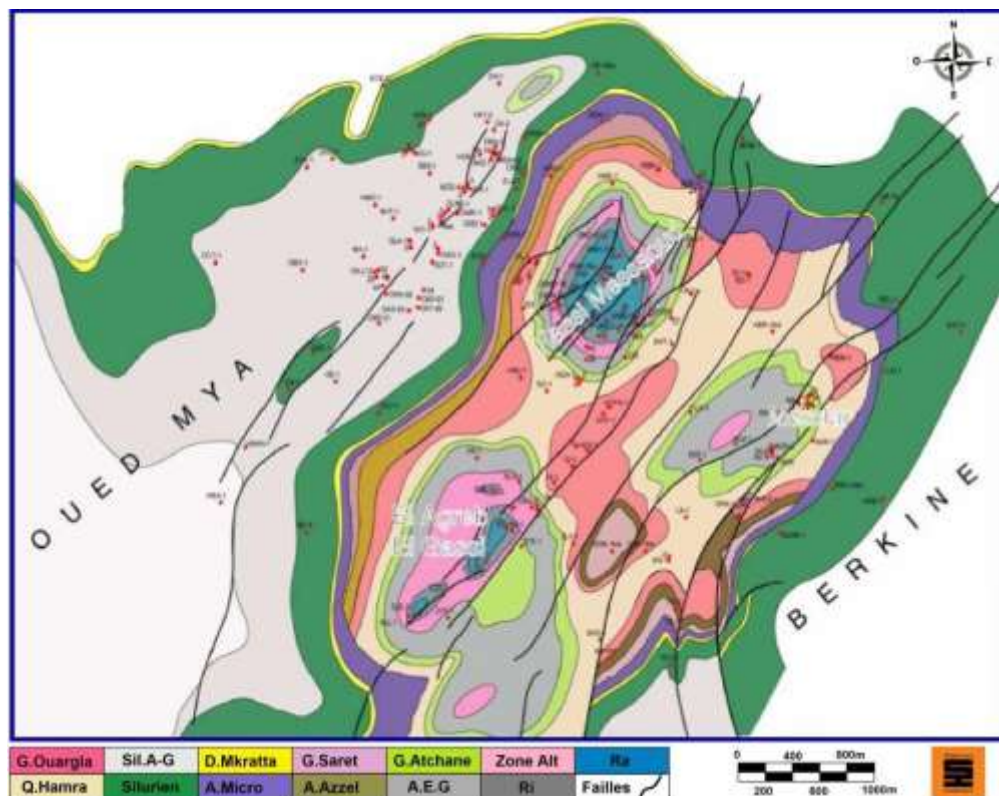


Figure 3. Écorché géologique à la discordance post-hercynienne [3, 4].



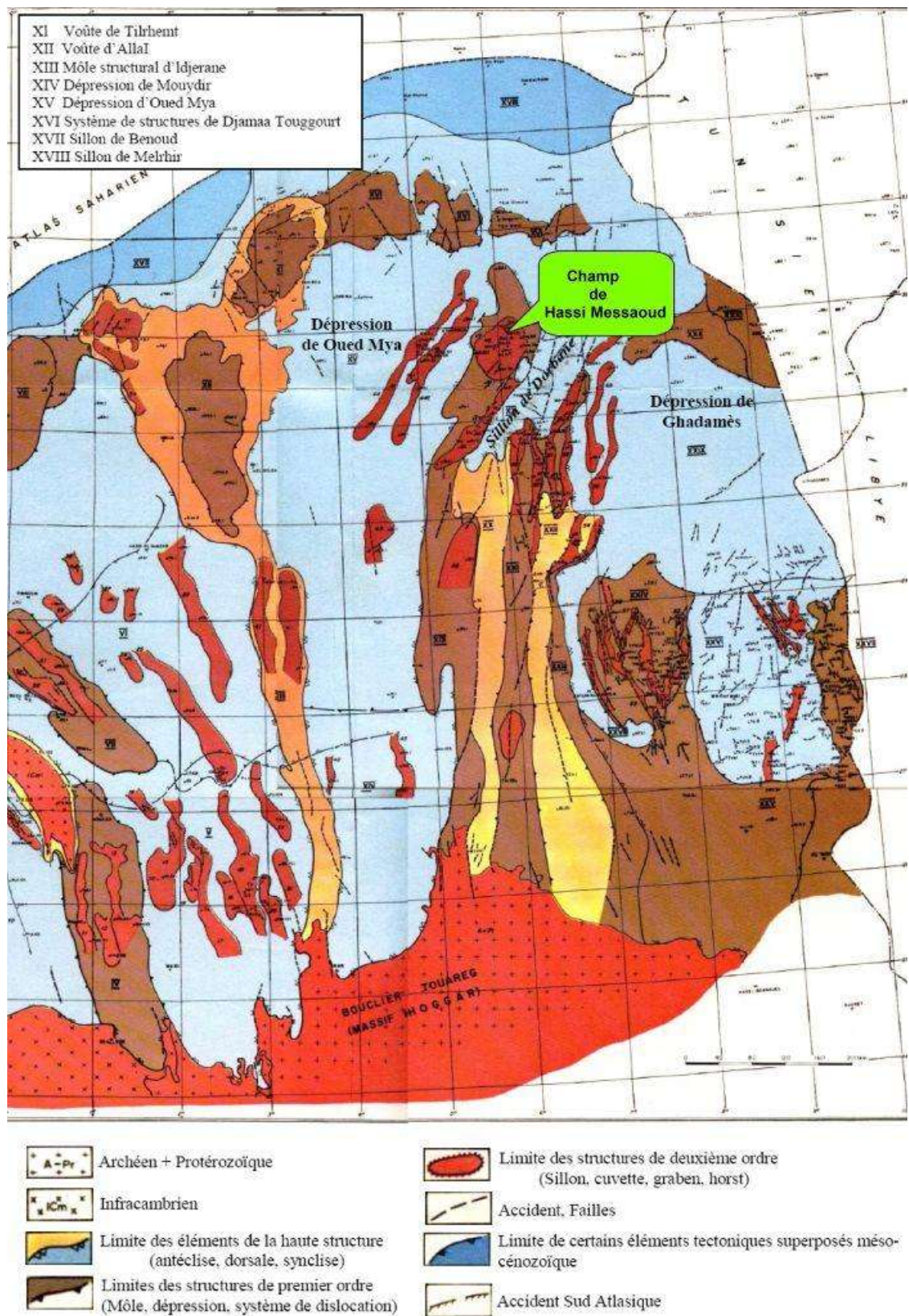


Figure 4. Carte de la zonalité géostrutturale de la couverture sédimentaire [4].

## 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. 5).

Le champ de Hassi Tarfa est limité par:

Le champ de Hassi Messaoud vers le Nord et le Nord-Est.

Structure anticlinale de Hassi D'zabat, vers l'Ouest.

À l'Est est situé le champ de Mesdar.

Au Sud on a le champ d'El Gassi.

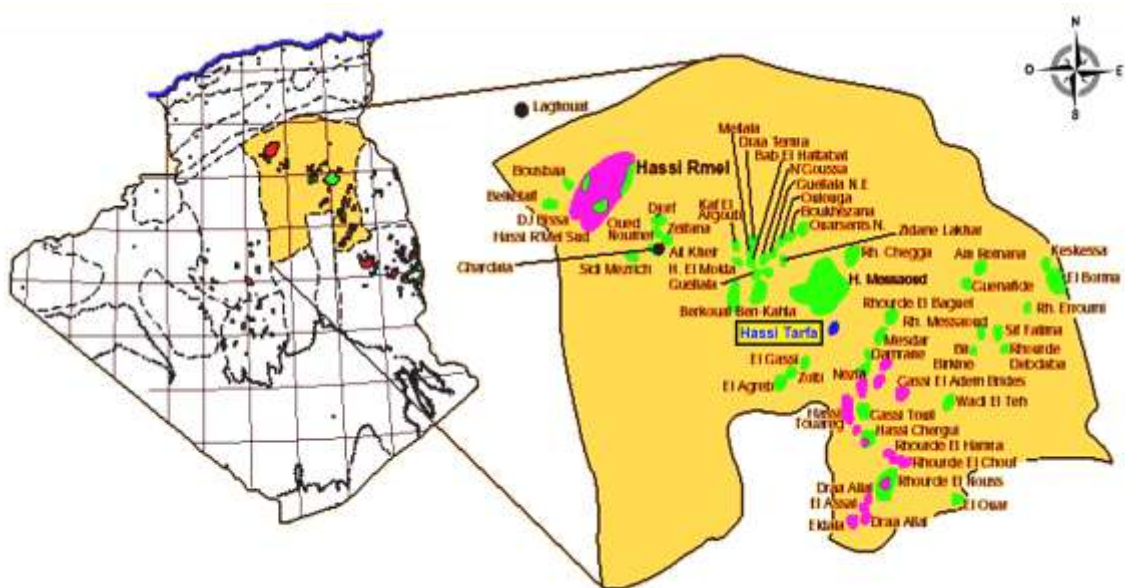


Figure 5. Situation du champ de Hassi Tarfa (Dép. EXP/SONATRACH) [5].

### 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 [6, 7].

Les puits HTFN-1 et 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 [7, 8].

La figure 6 illustre l'évolution des chantiers de forage dans le champ de Hassi Tarfa au cours des deux dernières décennies.

## **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. 7).

### **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.

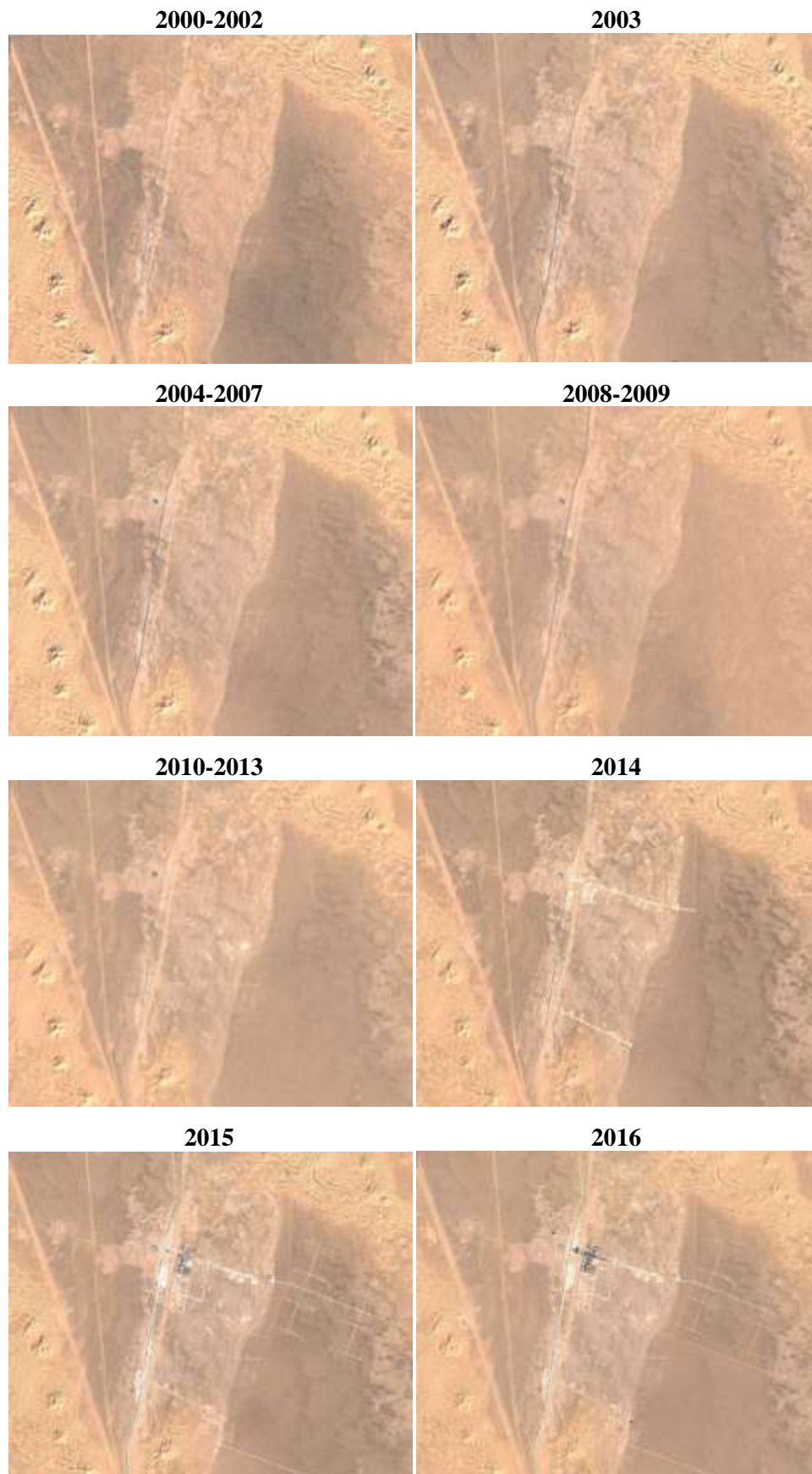


Figure 6. Evolution des travaux de forage à Hassi Tarfa (ESRI map, copyright2019©Google).

### **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[6].

### **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.

Ere	Système	Série	Étage	Ép.(m)	Stratigraphie	Lithologie
<b>CENOZOIQUE</b>	<b>NÉOGÈNE</b>	Mio-Plio		178		Sable, Grès et Argile
	<b>PALÉOGÈNE</b>	Eocene		123		Calcaire crayeux
<b>MESOZOIQUE</b>	<b>CRÉTACÉ</b>	<b>SENONIEN</b>	Carbonaté	180		Calcaire et Dolomie
			Anhydritique	217		Anhydrites, calcaire blanc et Dolomie
			Salfère	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	
	<b>JURASSIQUE</b>	MALM (Late Jurassic)		229		Argile Silteuse à intercalation de Dolomie de Calcaire et Marne
		<b>DOGGER</b>	Argileux	77		Argile indurée, Dolomie, Grès et Anhydrite
			Lagunaire	244		Anhydrite et Dolomie, passées d'Argile Silteuse
		<b>LIAS</b>	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		
	<b>TRIAS</b>	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 Salfère		
Roches éruptives		68		Roches Éruptives		
<b>DISCORDANCE HERCYNIE</b>						
<b>PALEOZOIQUE</b>	<b>ORDOVICIEN</b>	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	
	<b>CAMBRIEN</b>	Camb "R1"	49		Grès gris beige fin à moyen, Tigite	
		Camb "R2"	120		Grès blanc beige (moyen à grossier)	
		Camb "R3"	100		Grès micro-conglomératique	
		Camb "R4"	370		Grès grossier, conglomératique	
	<b>INFRA-CAMBRIEN</b>		45		Grès Argileux rouge	
<b>SOCLE</b>				Granite porphyroïde rose		

Figure 7. Colonne lithologique type de la région Hassi Tarfa (Dép.EXP/SONATRACH modifié)[5].

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 siltstones gris-blanc.

Cette formation isopaque 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 constituées 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 blanc 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 de bancs d'anhydrites intercalées d'argile légèrement silteuse et dolomitique.

#### **I.5.2.2 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(1333 m), HTF-1(1361 m), HTF-3(1372 m).

On distingue de bas en haut :

#### **I.5.2.2.1 Le Lias**

##### ***I.5.2.2.1.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.5.2.2.1.b Lias Salifère LS2***

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

##### ***I.5.2.2.1.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.5.2.2.1.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.5.2.2.1.e Lias Dolomitique LD2***

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

#### **I.5.2.2.2 Le Dogger**

##### ***I.5.2.2.2.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.5.2.2.2.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.5.2.2.3 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 claire gris beige, microcristalline, moyennement dure et d'anhydrite blanche, pulvérulente, trace de lignite.

#### **I.5.2.3 Crétacé**

Il est représenté par :

**I.5.2.3.1 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.5.2.3.2 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 subarrondi à subanguleux et d'argile, brun et gris-vert, silto-sableuse, rares fines passées de dolomie blanche microcristalline, dure.

**I.5.2.3.3 Aptien**

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

**I.5.2.3.4 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.5.2.3.5 Cénomanién**

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.5.2.3.6 Turonien**

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

**I.5.2.3.7 Sénonien*****I.5.2.3.7.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.5.2.3.7.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 grise sombre, indurée, dolomitique.

***I.5.2.3.7.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.5.3 Cénozoïque**

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

#### **I.5.3.1 Paléogène**

##### **I.5.3.1.1 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.5.3.2 Néogène**

##### **I.5.3.2.1 Mio-Pliocène**

C'est un sable blanc, parfois jaunâtre; translucide, moyen à grossier, subarondi à subanguleux 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 [9] et [10] qui traduit la fin de déformation du socle et le début de l'histoire cratonique du Sahara [11].

Ce régime compressif s'est converti en distensifs, 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 [12]. 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 [13].

Au cours de cette phase les traits d'évolution paléostratigraphique 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 où 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 subsynchrone à l'achèvement de la mise en place des hydrocarbures à Hassi Messaoud [14].

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 [15].

### **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.

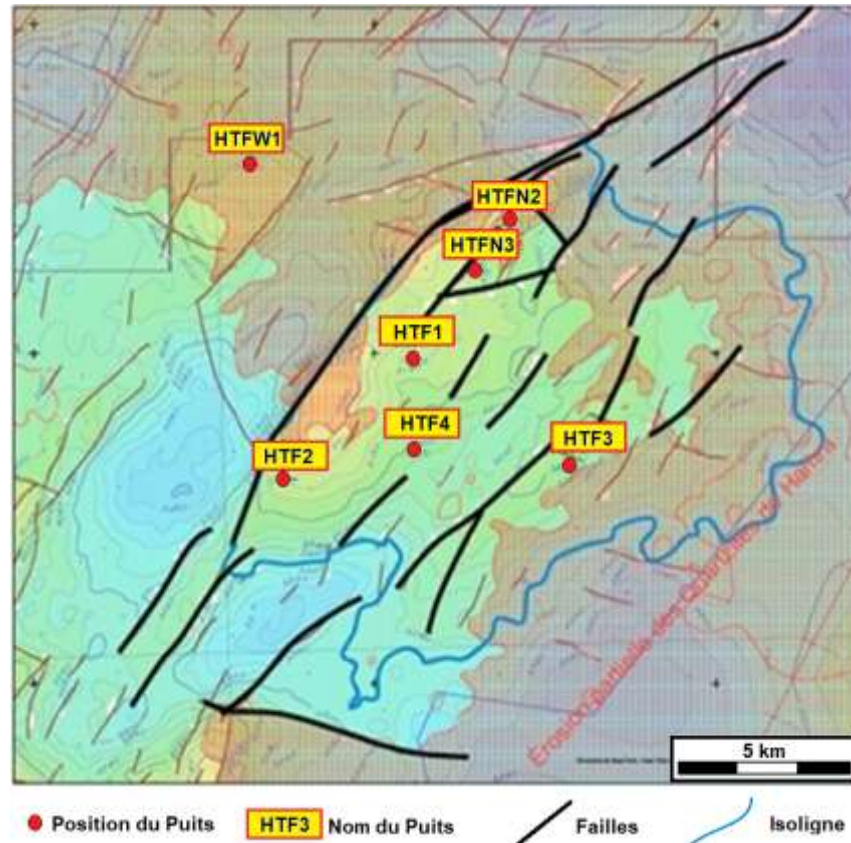
L'image structurale actuelle est le résultat d'une tectonique polyphasée, ayant affecté la région depuis l'orogénèse panafricaine; la phase hercynienne est la plus importante le long du trend El Agreb-Hassi Messaoud et ses structures associées.

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.

**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.



**Figure 8. Carte en isobathe au toit des Quartzites de Hamra [18].**

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 Melrhir, au bassin de Ghadames 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 Timimoun, 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 [19].

Les systèmes pétroliers totaux composites identifiés dans les provinces de Trias / Ghadames, Illizi et Grand Erg / Ahnet sont les suivants: Tanezzuft-Oued Mya, Tanezzuft-Melrhir, Tanezzuft-Ghadames, Tanezzuft-Illizi, Tanezzuft-Timimoun, Tanezzuft-Ahnet, Tanezzuft-Sbaa, Tanezzuft Mouydir, TanezzuftBenoud et Tanezzuft Mouydir, Tanezzuft-Benba et 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 [19, 20].

### **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 lithozones 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) a 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 ordovicien en amont pendage d'une structure anticlinale).

Les études géochimiques définissent deux périodes de migration :

- La première a lieu a la fin de Paléozoïque.
- La seconde qui est plus importante a lieu vers la fin de Jurassique début du Crétacé.

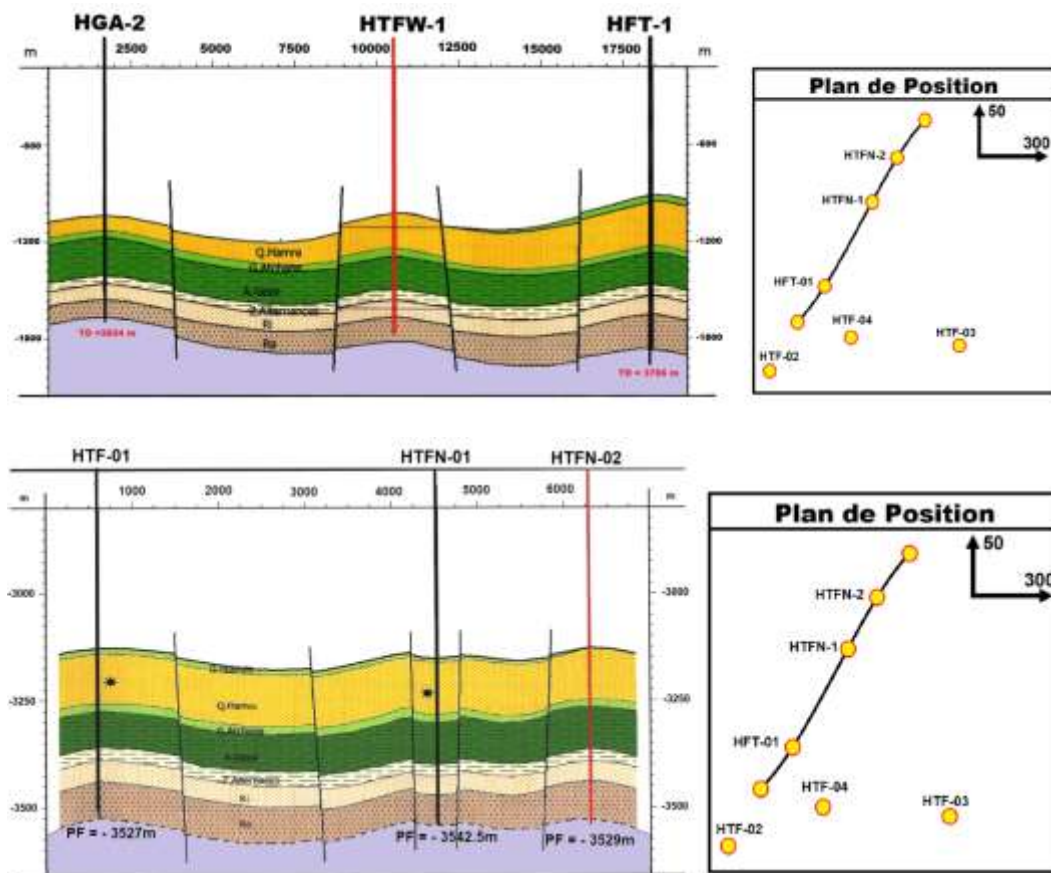


Figure 9. Coupe géologique NW-SE (Dép. Exp. SONATRACH) [21].



## ]] Méthodes et matériel utilisés

### II.1 Introduction

La compagnie nationale SONATRACH a fait de nombreuses études géologiques et géophysiques sur différents bassins notamment celui d'Amguid-Hassi Messaoud, en particulier le réservoir ordovicien (Quartzite d'El Hamra). Plusieurs sociétés étrangères telles que BeicipFranlab, Schlumberger, et Anadarko participent dans ce travail d'investigation. Le plan d'action de la SONATRACH repose sur deux approches, « approche régionale » et « approche locale ».

Ces études permettent d'orienter les travaux de prospection, déduire la qualité du réservoir, et de quantifier sa capacité ; comme elles aident à l'optimisation « temps-outils-coûts-ergonomie ».

Dans ce chapitre, nous allons décrire le matériel et l'appareillages utilisés pour déterminer certains paramètres pétrophysiques, citer les lois physiques et leurs bases théoriques, et expliquer certaines notions qu'on rencontre dans ce domaine.

### II.2 Objectif et la zone d'étude

Dans cette étude, nous nous sommes intéressés à l'investigation d'un certain nombre de puits, situés dans le champ de Hassi Tarfa. La position de chaque puits est indiquée sur la carte ci-dessous (Fig.10).

Le but de cette étude pétrophysique est d'une part, l'évaluation qualitative et quantitative des paramètres pétrophysiques, à savoir, la porosité, la perméabilité, la densité de grains, le degré de saturation ; d'autre part, étudier la distribution de chacun de ces paramètres dans l'espace, et en déduire la corrélation entre eux.

Grâce à l'analyse par la macrophotographie à la lumière blanche, il est possible de faire une description stratigraphique et lithographique de la zone étudiée. Par cette approche, les carottes prélevées des puits, sont prises en photo de manière rigoureuse avec une grande définition.

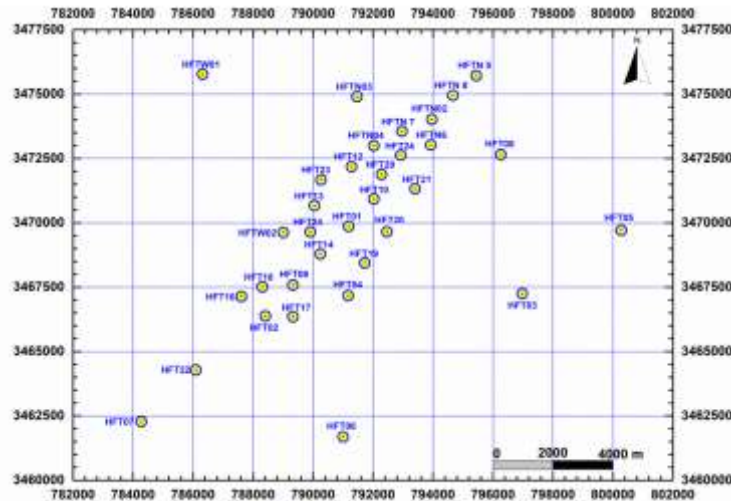


Figure 10. Carte de positionnement des puits étudiés dans le champ de Hassi Tarfa [22].

## II.3 Lavage des plugs

Avant de procéder aux mesures pétrophysiques. Les échantillons de taille 1" × 1.5" (pouces) sont prélevés à l'eau.

Les plugs sont lavés avec des solvants organiques afin de dégager les pores de la matière organique, les impuretés et des sels pour pouvoir mesurer les propriétés petro physiques naturelles de la roche.

### II.3.1 Lavage au Toluène

Ils sont lavés dans des Soxlhets à l'aide de solvant organique (Toluène) afin d'extraire les hydrocarbures et les impuretés contenus dans les pores de la roche.

- Après le remplissage du ballon par du toluène.
- Disposition des Plug dans le porte échantillon.
- Assemblage des éléments du Soxhlet (Fig.11).
- Mise en marche du chauffe-ballon.
- Circulation de l'eau industrielle dans le refroidisseur.
- Observation du circuit fermé du toluène jusqu'au lavage complet des plugs.
- Le temps de lavage dépend de la saleté des plugs, souvent il dure 48 heures.
- Vérification de la fluorescence sous ultraviolet de quelques échantillons.

Quand les plugs sont imbibés d'hydrocarbures lourds ou matière organiques, le toluène est remplacé par le chloroforme pour mieux laver la roche.

### II.3.2 Lavage au Méthanol

Le Méthanol sert à lessiver les sels contenus dans les pores avec le même équipement et de la même manière; quant au temps de lavage, l'observation de la limpidité du solvant avec l'ajout de deux gouttes de nitrate d'argent dans deux centilitre est un indice suffisant pour arrêter le lavage. Au cours de la manipulation des solvants organiques l'agent doit porter un masque anti solvant.

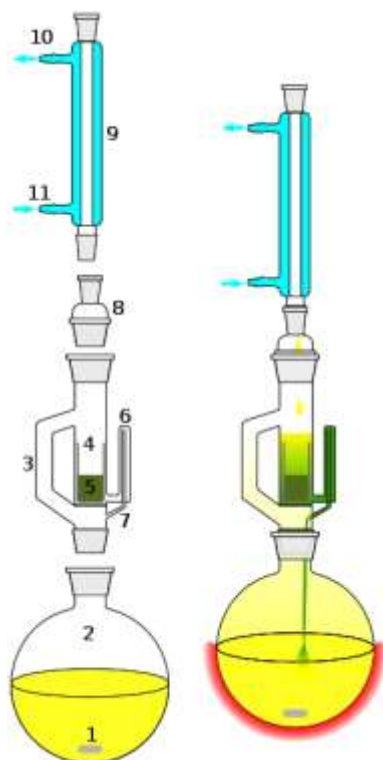


Schéma d'un extracteur de Soxhlet :

- 1 - Agitateur magnétique
- 2 - Ballon à col rodé
- 3 - Retour de distillation (tube d'adduction)
- 4 - Corps en verre
- 5 - Filtre
- 6 - Haut du siphon
- 7 - Sortie du siphon
- 8 - Adaptateur d'expansion
- 9 - Condenseur
- 10 - Sortie de l'eau de refroidissement
- 11 - Entrée de l'eau de refroidissement

Figure 11. Extracteur de Soxhlet [23].

### II.3.3 Séchage

A la fin de l'opération de lavage, les échantillons sont placés dans une étuve pour le séchage à une température de 65 °C ou 110 °C jusqu'à stabilisation du poids. Ensuite les échantillons sont gardés dans un dessiccateur contenant du silicagel afin de minimiser l'absorption de l'humidité et stabiliser le poids.

## II.4 Procédure de l'Analyse par la photographie à lumière blanche

### II.4.1 Activité Préparation

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.4.2 Activité gestion carothèque (Etalage et stockage)**

L'étalage des carottes à des fins scientifiques se fait sur la base d'une demande du client. Les caisses doivent être manipulées et étalées minutieusement dans l'ordre continu du métrage.

Au cours de cette opération, 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.4.3 Prise de Photos sous lumière blanche LB (Haute résolution)**

La photographie des carottes est pour but de créer une base de données (Bibliothèque numérique) des carottes.

La photo se fait avec une haute résolution de 12 méga pixels (appareil photo Nikon) qui permet d'avoir (Fig.12) :

Une bonne qualité de la photo.

Une base de données photographique numérisée.

Les carottes sont disposées dans l'ordre sur un gabarit spécialement aménagé puis photographiées par lots de 4 ou 5 caisses à la fois en fonction du diamètre de la carotte.

Ensuite la photo sera traitée sous Photoshop pour l'amélioration des couleurs et des contrastes.

Les résultats de cette opération seront mobilisés dans un fichier de base nommé selon le propos demandé, puis ils seront destinés à l'archivage comme les modèles ci-dessous : (carotte complet, slabée ou Plugs) (Fig.13).



Figure 12. Equipements de photographie type lumière blanche et ultra-violet [24].

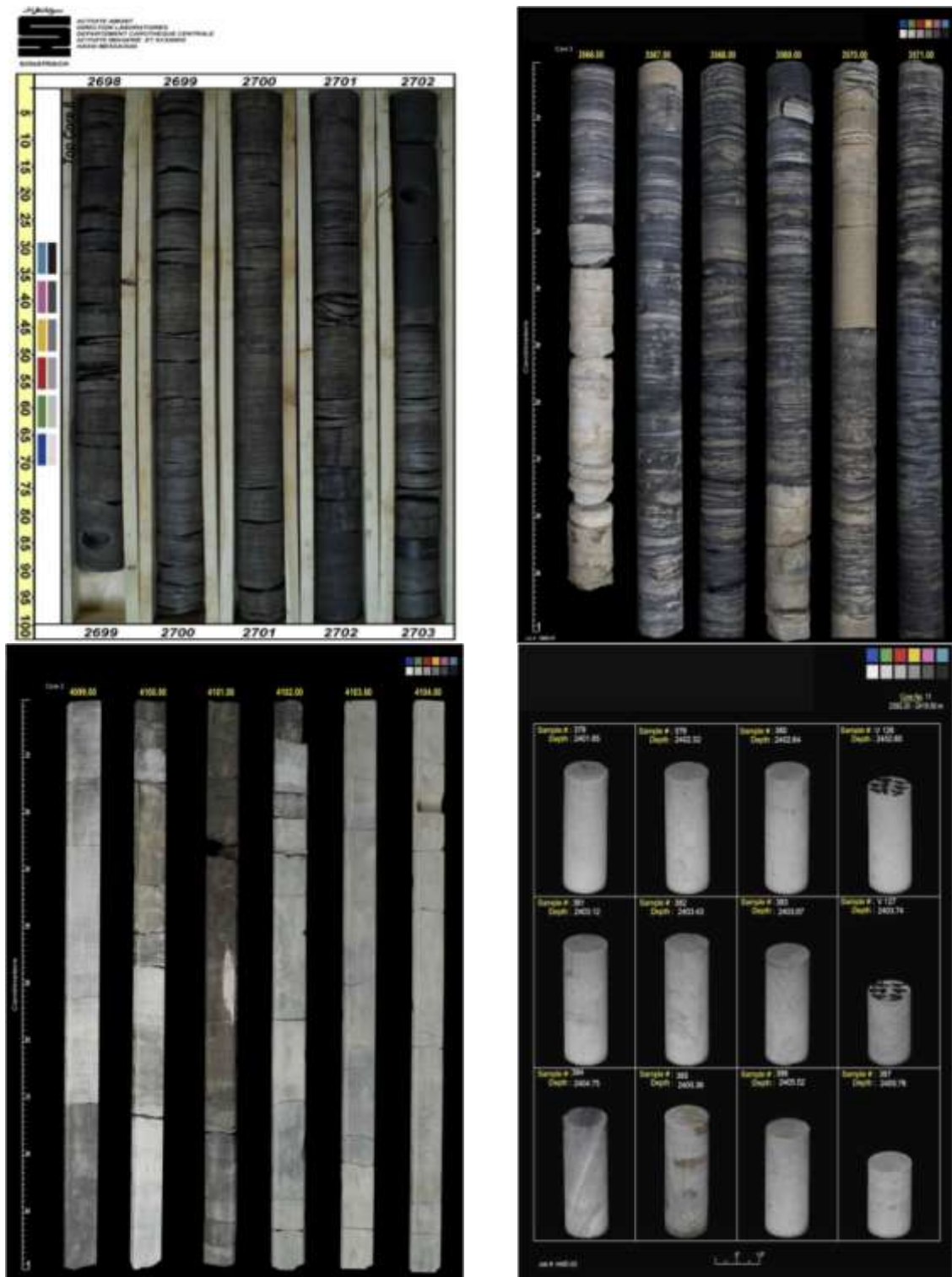


Figure 13. Les modèles d'archivage: (carotte complet, slabée ou Plugs) [24].

## II.5 Procédure des Mesures Pétrophysiques

### II.5.1 Mesure de la porosité

#### II.5.1.1 Porosité

Par définition, la porosité est la capacité de la roche d'emmagasiner les fluides. Elle correspond au volume total occupé par les vides de la roche ( $V_p$ ) divisé par le volume total de la roche ( $V_t$ ), elle s'exprime en pourcentage (%).

$$\phi = \frac{V_p}{V_t} \times 100 = \frac{(V_t - V_s)}{V_t} \times 100 \quad (1)$$

- $\phi$  : porosité [%].
- $V_t$  : volume total (ou apparent) de l'échantillon [ $m^3$ ].
- $V_p$  : volume des vides (ou volume des pores) entre les grains solides [ $m^3$ ].
- $V_s$  : volume réel des grains [ $m^3$ ].

#### II.5.1.2 Détermination du volume des pores (vide)

L'échantillon est pressurisé jusqu'à la stabilité de la pression et le calcul du volume des pores est déterminé par la loi de Boyle selon la norme : American Petroleum Institute (API) [25].

Le volume solide est déterminé à l'aide d'un ultra-prosimètre à Hélium de type Core-laboratories piloté par un logiciel « Winpore », basé sur la loi de Boyle-Mariotte comme suit [26] :

$$\frac{P_1 \cdot V_1}{T_1} = \frac{P_2 \cdot V_2}{T_2} \quad (2)$$

- $P_1$  : Pression initial du gaz (psi).
- $P_2$  : Pression à l'expansion du gaz (psi).
- $V_1$  : volume initial du gaz [ $cm^3$ ].
- $V_2$  : volume à l'expansion du gaz [ $cm^3$ ].
- $T_1$  : Température initial du gaz (K).
- $T_2$  : Température à l'expansion du gaz (K).

#### II.5.1.3 Détermination du volume total

Le volume total ( $V_t$ ) est déterminé grâce à une pompe volumétrique à mercure par le principe d'Archimède.

**II.5.1.3.1 Principe de la technique**

Le volume de l'échantillon massique est mesuré par déplacement de mercure à l'aide d'une pompe à déplacement volumétrique à laquelle est fixée une chambre d'échantillonnage en acier inoxydable.

**II.5.1.3.2 Description de l'appareil (pompe à déplacement volumétrique)**

La figure 14 (a, b) illustre une pompe volumétrique à déplacement de mercure à haute pression. La chambre d'échantillonnage peut contenir des échantillons jusqu'à environ 25 cm<sup>3</sup>.

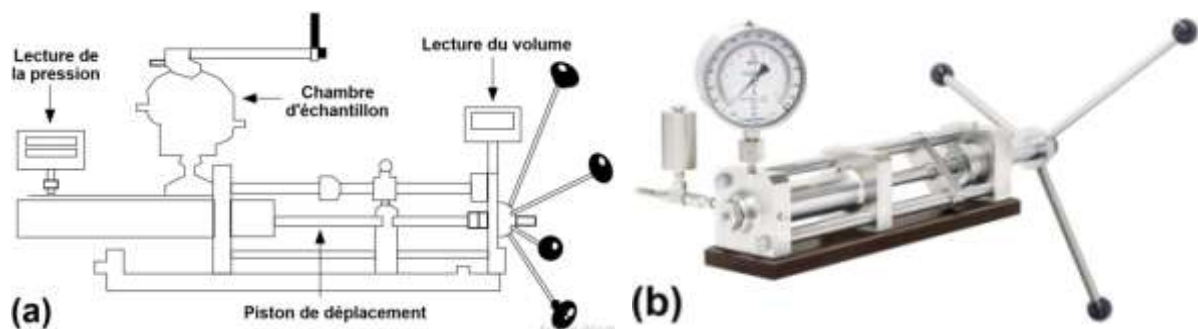


Figure 14. Pompe volumétrique à déplacement de mercure : (a) schéma, Photographie [27, 28].

**II.5.1.3.3 Procédure et calcul**

- Le volume total d'un échantillon de forme régulière ou irrégulière est obtenu par déplacement de mercure.
- La chambre sans échantillon en place est remplie de mercure jusqu'au niveau de référence.
- La lecture du volume de l'instrument est mise à zéro.
- Le niveau de mercure est ensuite abaissé, l'échantillon est inséré et la chambre est à nouveau remplie jusqu'au niveau de référence.
- La lecture du volume de l'instrument est obtenue.
- La différence entre cette lecture et le zéro de l'instrument, correspond au volume global de l'échantillon.

**II.5.1.3.4 Précision**

La mesure peut être reproduite à 0,01 cm<sup>3</sup>, si la pompe a été étalonnée et remise à zéro pour chaque échantillon.

**II.5.2 Mesure de la perméabilité**

**II.5.2.1 Mesure de la Perméabilité à l'air**

La perméabilité est définie comme étant l'aptitude d'une roche à faire passer un fluide à travers son espace poreux.

L'analyse s'effectue sur des échantillons de 1" ou 1.5" de diamètre sur 1.5" de longueur.

La mesure de perméabilité sous condition du laboratoire est réalisée sous une pression de confinement de 200 psi ou 400 psi.

La perméabilité (au perméamètre conventionnel) est mesurée et calculée sous une équation qui dérive de la loi de Darcy :

$$K_a = \frac{C.Q.h.L}{200.S} \quad (3)$$

$S$  : Surface

$L$  : Longueur

$Q$  : Débit [orifice de 0.030,0.150,0.50,10.000,20.492]

$h$  : Eau

$C$  : Constante

### II.5.2.2 Perméamètre conventionnel Standard

C'est un modèle très ancien, il fonctionne manuellement sous pression de confinement de 200 psi et une pression initial de 80 psi (Fig.15-a).



Figure 15. Perméamètre conventionnel (gauche) ; Confining Measurement System - CMS 300 – (droite)[22].

### II.5.2.3 Perméamètre informatisé

Il est récent, il est conçu pour mesurer la perméabilité sous une pression de confinement de 400 psi avec une pression initial de 4 psi, « Winperm soft. » est le logiciel de pilotage de l'appareil et de la mesure.

### II.5.2.4 CMS 300 (Confining Measurement System)

Le CMS 300 (Fig.15-b) est équipement qui a été conçu spécialement pour les tight, c'est-à-dire les échantillons très compacts, il mesure la perméabilité et la porosité sous hautes pressions de confinement (de 500 à 10 000 psi) sur des échantillons de dimension variable (1" et 1.5" de diamètre). La pression de confinement est appliquée sur deux directions (axiale et radiale), cet équipement peut fournir des porosités allant de 0.01% à plus de 30 %, et des perméabilités de l'ordre de 0.00001 mD à 10000 mD.



Le gaz utilisé pour l'expansion est l'hélium.

Le sertissage est exercé avec de l'azote qui est fourni par un compresseur en passant par un multiplicateur de pression.

L'échantillon destiné aux mesures au CMS doit être d'une bonne forme cylindrique pour ne pas avoir de fausses porosités, et cela est obtenu en mesurant 6 fois le diamètre et 4 fois la longueur de chaque Plug, contrôlé ensuite par un programme qu'on appelle parallaxe.

La méthode « État instable » (ou chute de pression) est basée sur la norme : American Petroleum Institute (API) [29] est utilisée par l'appareil [KeyPhi] pour la mesure de la perméabilité à l'air. La perméabilité de Klinkenberg est déterminée à partir de la perméabilité à l'air [30].

Le perméamètre « Gasperm » à l'état d'équilibre stationnaire peut déterminer avec précision la perméabilité au gaz d'échantillons de la taille d'un bouchon à la température ambiante et à une pression de confinement modérée grâce à la méthode à l'état d'équilibre. L'échantillon est soumis à un débit de gaz constant. La pression d'entrée au cœur est contrôlée en permanence par un transducteur de pression différentielle en ligne, tandis que le débit de gaz est signalé par un débitmètre massique à haute précision. Une vanne de dosage de précision pour le contrôle de la contre-pression permet une meilleure interpolation de Klinkenberg. L'appareil peut être utilisé avec des échantillons de noyau consolidés et non consolidés préalablement préparés dans des manchons en métal ou en plastique avec des écrans de retenue aux extrémités.

Dans ce travail, la perméabilité au gaz  $K_g$  est mesurée par ce type de perméamètre (Gasperm) en « état stationnaire stable » (débit constant) à la pression de confinement de 800 psi ( $\approx 5515806$  Pa) et à la température ambiante. Une fois la différence de pression entre les deux faces de l'échantillon est stabilisée à une valeur de 0.05 psi ( $\approx 344.74$  Pa) sur un temps de 2 mn, le logiciel du perméamètre calcul et reporte non seulement la valeur de la perméabilité à l'air mais aussi la perméabilité corrigé de l'effet de Klinkenberg [30].

La perméabilité est calculée à partir de l'équation de Darcy dans le milieu poreux pour un écoulement laminaire isotherme en « état stationnaire stable » en utilisant l'équation suivante [31] :

$$K_{gaz} = \frac{2\mu \cdot Z \cdot T \cdot P_b \cdot L \cdot Q_b}{A \cdot T_b \cdot (P_1^2 - P_2^2)} \quad (4)$$

$K_{gaz}$	: perméabilité au gaz (D : darcy)
$\mu$	: viscosité du gaz (cP : centipoiseuille)
Z	: facteur de compressibilité moyenne des gaz.
T	: température moyenne du gaz en écoulement
$P_b$	: base or pression atmosphérique (Atm. absolu)
L	: longueur de l'échantillon (cm)
$Q_b$	: débit de gaz atmosphérique (cm <sup>3</sup> / s) à la pression de base $P_b$
A	: section transversale du cylindre (cm <sup>2</sup> )
$T_b$	: température de base (ambiante)
$P_1$ et $P_2$	: pression absolue amont et aval respectivement

### II.5.3 Densité des grains

La densité de grain des carottes a été calculée par la formule suivante :

$$D_g = \frac{\text{masse de l'échantillon sec}}{\text{volume de grains}} = \frac{m_s}{V_s} \quad [g \cdot cm^{-3}] \quad (5)$$

Le volume de grains est mesuré à l'aide d'un porosimètre et de la technique d'expansion à l'hélium de la loi de Boyle [25].

Le poids est déterminé avec précision ( $\pm 0.001$ g) par une balance électronique.

### II.5.4 Mesure 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 analysée. Elle comporte deux méthodes :

#### II.5.4.1 Extraction des fluides au Dean Stark

##### II.5.4.1.1 Description de la technique de Dean-Stark

L'appareil Dean – Stark (Fig.16) est une verrerie de laboratoire utilisée en chimie pour collecter l'eau (ou occasionnellement un autre liquide) d'un réacteur. Il est utilisé en combinaison avec un condenseur à reflux et un réacteur discontinu pour l'élimination continue de l'eau produite lors d'une réaction chimique effectuée à la température de reflux. Il a été inventé par les chimistes américains E. W. Dean et D. D. Stark en 1920 pour déterminer la teneur en eau dans le pétrole [32, 33].

##### II.5.4.1.2 Protocole de la technique

Le mode opératoire consiste en :

- La pesée de l'échantillon frais = ( $m_1$ )
- Placer l'échantillon dans le porte échantillon.
- Ajouter les accessoires d'opération d'extraction.
- Mise en marche de l'appareil et l'eau de refroidissement.
- S'assurer du bon déroulement de l'opération d'ébullition du solvant.
- En général l'opération dure 03 jours (heure de laboratoire).
- Une fois l'opération est terminée, le volume d'eau récupéré est répertorié (X), les échantillons vont être pesés pour la deuxième fois ( $m_2$ ).
- Ensuite ils sont lavés au méthanol pour extraire les sels et ensuite les plugs sont séchés dans une étuve à température de 110°C et enfin, on les pèse pour la troisième fois ( $m_3$ ).

$m_4 = m_1 - m_2$  : masse de l'eau et de l'huile,

$m_2 - m_3$  : masse du sel,

X: volume d'eau distillée récupérée.

Le reste des analyses se feront de la même manière que pour les analyses conventionnelles (c'est-à-dire la mesure des propriétés pétro physiques).

L'eau recueillie dans les éprouvettes est une eau distillée de densité = 1

Pour obtenir le volume réel d'eau (eau de gisement ou le brine), il faut multiplier le volume d'eau récupérée par le coefficient de correction.

$V_w = V_b \cdot Coef$  [ $V_w$  : volume réel d'eau dans le gisement;  $V_b$ : Volume du brine]

$V_w$  : volume d'eau récupérée [eau distillée]

*Coef* : coefficient de correction

Quand au volume d'huile, il suffit de trouver la masse de l'eau distillée qui est :

Volume d'eau distillée (X) × densité de l'eau distillée qui est égale à 1 =  $m_5$

La masse de l'hydrocarbure est égale à :  $m_6 = m_4 - m_5$

Le volume du pétrole est égale à :  $X_p = m_6 / 0.81$ ,

sachant que sa densité est environ 0.81;

Ensuite les échantillons subiront une analyse conventionnelle pour en déduire le Volume des pores qui est égale à: Volume totale – Volume solide = Volume des pores ( $V_p$ )

Calcul de la saturation en eau :

$$S_w(\%) = \frac{V_b}{V_p} \times 100 \quad (6)$$

Calcul de la saturation en huile:

$$S_o(\%) = \frac{X_b}{V_p} \times 100 \quad (7)$$

Schéma d'un Dean-Stark.

- 1- Barreau magnétique pour l'agitation ou pierres ponce
- 2 - Ballon rond à col rodé contenant le milieu réactionnel
- 3 - Colonne de Vigreux
- 4 - Thermomètre gradué
- 5 - Réfrigérant droit
- 6 - Entrée de l'eau de refroidissement
- 7 - Sortie de l'eau de refroidissement
- 8 - Burette
- 9 - Robinet
- 10 - Récipient de récupération du distillat.

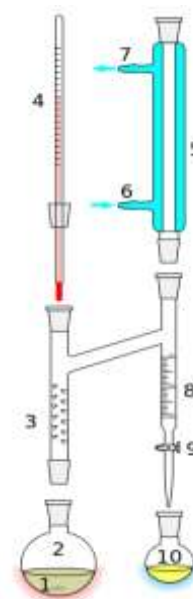


Figure 16. Extracteur de Dean-Stark [32].

## II.5.4.2 Extraction des fluides par méthode Retort

### II.5.4.2.1 Description de la technique de Retort

La « méthode Retort » est une technique permettant de mesurer les saturations de fluide dans une carotte en chauffant l'échantillon et en mesurant les volumes d'eau et d'huile évacués. L'échantillon est broyé et pesé avant d'être placé dans la cornue. Il est ensuite chauffé par étapes ou directement à 1200°F ( $\approx 648.89$  °C) au cours duquel les fluides sont vaporisés, recueillis, condensés et séparés. Les plateaux dans l'augmentation du volume d'eau cumulé avec la température sont parfois analysés pour indiquer le moment où l'eau libre, l'eau liée à l'argile liée à la surface et l'eau liée à l'argile intercalaire ont été chassées. Les volumes d'eau et d'huile sont mesurés directement, mais des corrections sont nécessaires pour tenir compte des modifications de l'huile. Le volume de gaz est également nécessaire pour des résultats précis. Ceci est mesuré sur un échantillon adjacent séparé en injectant du mercure sous pression et en mesurant le volume absorbé. Avant l'injection, l'échantillon est pesé et son volume global est déterminé par déplacement de mercure. Le volume total des pores est alors la somme des volumes de gaz,

d'huile et d'eau. La saturation de chaque composant est le rapport entre son volume et le volume total des pores.

#### II.5.4.2.2 Protocole de la technique

Le mode opératoire consiste en :

- On broie grossièrement, 125 grammes de roches extrait du cœur de la carotte fraîche ou sur un morceau de carotte préservé dans de la paraffine ou de la résine,
- L'échantillon est placé dans un capaciteur qui sera placé dans un Retort,
- L'extraction des deux fluides (eau et huile) se fait progressivement en fonction de l'augmentation de la température,
- Lorsque la température atteint 600°F ( $\approx 315.56$  °C) à 800°F, toute l'eau de gisement est extraite des pores (valeur initiale de l'eau), on note l'eau.
- A 1200°F ( $\approx 648.89$  °C), on note le volume d'eau finale et le volume d'huile.
- Le volume de gaz contenu dans l'échantillon est déterminé par injection d'environ 30 g de mercure à l'intérieur de l'échantillon et à une pression de 750 psi.
- Volume total de la roche à pression atmosphérique ( $V_T$ ) -Volume totale de la roche sous la pression de 750 psi ( $V_T$  à 750 psi) = Volume du gaz (à 750 psi) :

$$V_G(\%) = \frac{V_g(\text{à } 750 \text{ psi})}{V_t(\text{de } 30 \text{ g Hg})} \times 100 \quad (8)$$

$V_w$  : Volume initial d'eau

$V_o$  : Volume d'huile corrigé

Calcul de saturation:

$$S_w(\%) = \frac{V_w}{\phi(\%)} \times 100 \quad (9)$$

$$S_o(\%) = \frac{V_o}{\phi(\%)} \times 100 \quad (10)$$

$$S_G(\%) = \frac{V_G}{\phi(\%)} \times 100 \quad (11)$$

#### II.5.4.3 Précision de la mesure des deux méthodes

La « méthode Retord » et l'extraction par la technique de Dean Stark peuvent toutes les deux donner des valeurs de saturation résiduelle situées à  $\pm 5\%$  de la valeur réelle. Dans une étude réalisée par Rathmell [34], où les mesures de saturation en huile dans des cuves à haute température ont été comparées à des mesures gravimétriques, la saturation moyenne en huile résiduelle a été établie à  $\pm 1.4\%$  du volume des pores. La saturation en huile résiduelle moyenne dans ces noyaux était d'environ 45% d'espace poral, et la dispersion des données était de  $\pm 6.1\%$

du volume des pores. L'API RP 40 [25] indique que la précision de la technique de distillation en cuve correspond à  $\pm 5\%$  de la valeur réelle. Précision de la mesure.

## **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 6.0 » ; pour le traçage des courbes « OriginPro-V.9.0.0 (64bit) », et les surfaces et interpolation « Surfer15 » ; enfin pour le traitement des images, nous avons utilisé le logiciel « Gimp-V.2.10.8 » [35].

## ||| Analyse et interprétation des résultats

### **Introduction**

L'objectif de ce chapitre est l'étude des roches potentiellement réservoir, en calculant, d'une part, les différents paramètres pétrophysiques qui les caractérisent, telles que la détermination de leur porosité, de leur perméabilité et de la nature du fluide qu'elles contiennent ; d'autre part, en faisant un balayage sédimentologique du champ où sont situés les puits sous étude.

Il est connu que la porosité est la fraction du volume d'une roche occupée par le vide. Habituellement, la porosité d'une roche réservoir peut varier de 10 à 30 %, cependant les roches dont la porosité plus faible peuvent constituer des réservoirs exploitables. Le produit de la porosité par la surface et par l'épaisseur d'un réservoir donne le volume de fluides en place.

Dans la plupart des réservoirs, les hydrocarbures ne remplissent qu'une partie des pores, ce volume est appelé saturation en hydrocarbures ou en huile ( $S_o$ ). Lorsque le seul autre fluide est l'eau, la somme de la saturation en eau ( $S_w$ ) et de la saturation en hydrocarbures est égale à l'unité (i.e.  $S_o + S_w = 1$ ).

Dans la première 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.

Dans la seconde partie de ce chapitre, nous avons fait une investigation pétrophysique à partir de la mesure des paramètres pétrophysiques et leurs distributions, en utilisant une approche purement statistique. Pour l'étude statistique monovariante, il est nécessaire d'établir les histogrammes de perméabilité, de porosité, de la densité de grain, et des différentes saturations (eau, huile, gaz), ainsi que leurs droites de probabilité. Dans le même contexte, les résultats de calcul des coefficients de corrélation entre ces paramètres ont été tabulés.

### **III.1 Etude sédimentologique**

#### **III.1.1 Etude des carottes**

Hassi Tarfa qui constituent le principal objectif de cette étude, sont étudiées et décrites sur 13 puits, ce qui permet d'avoir d'amples informations de manière à permettre une interprétation des faciès de dépôts et la réalisation d'un modèle sédimentologique réaliste et applicable à l'échelle de la zone d'étude.

Par leurs dimensions et dans la mesure où le carottage est continu, les carottes constituent de bons échantillons fournissant la majeure partie des données.

Antérieurement à l'étude des carottes, une sélection de puits avait été effectuée, en fonction de la disponibilité des données de puits (diagraphies, intervalles carottés) et de la localisation du lieu de stockage des carottes ; La figure n°13 montre le plan de position des sondages impliqués dans le cadre de cette étude.

Par la suite, les puits sélectionnés ont fait l'objet d'une observation préliminaire.

#### **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 (Fig. 10, Chap. II), 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. Les observations générales intégrant les éléments issus de la phase préparatoire sont énumérées ci-dessous.

#### **Description détaillées des carottes :**

Les carottes de 13 puits dans les Quartzites de Hamra soit au total de 290 m, ont été minutieusement décrites pour essayer de trouver des critères d'identification pour les subdivisions lithostratigraphique et l'étude des faciès.

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 :



**1. Puits N°6**

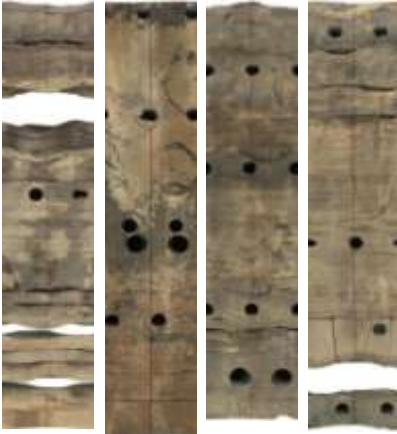


L'intervalle étudié de 3370 à 3382m présente de la base au sommet les caractéristiques suivantes

:

Unité	Description	Carottes
3370 à 3373m	1 <sup>er</sup> niveau  Il s'agit d'un grès avec un basage d'argile de couleur grisâtre a 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 <sup>ème</sup> niveau  Ce niveau est caractérisé par un grès de couleur grisâtre, à grain moyen, mal classé à extraclasts gréseux et nombreux filonnets argileux déstructurés par la bioturbation qui est représentée par de longues et fines Tigillites.	
3378 à 3384m	3 <sup>ème</sup> 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 fines 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.	

**2 . Puits N° 9**

Il traverse les unités lithologiques de 3398 à 3425m.



Unité	Description	Carottes
3298 à 3306 m  1 <sup>er</sup> niveau	<p>Il s’agit de grès de couleur sombre, les gains est fins à moyens, homogènes, fortement imprégnés, mal classés, la bioturbation est représentée par de nombreuses longues et fines Tigillites avec présence de trace d’ophimorpha.</p> <p>Notons la présence des niveaux stylolitisés, à filonnets d’argile et craquelures associées, et au delà de 3311 m, des fractures partiellement ouvertes.</p>	
3308.5 à 3317m  2 <sup>ème</sup> niveau	<p>Il s’agit d’un grès avec un basage d’argile de couleur grisâtre a sombre, la taille des grains est fine, à ciment siliceux, dur, à nombreuses taches silicifiées millimétriques, la bioturbation faible stylolites centimétriques.</p>	
3335 à 3346m  3 <sup>ème</sup> niveau	<p>Il s’agit de grès avec des argiles de couleur grise et sombre, les gains est fins à moyens, homogènes, fortement imprégnés, mal classés, la bioturbation est représentée par de nombreuses longues et fines Tigillites avec présence de trace d’ophimorpha.</p> <p>Les fissures stylolites centimétriques.</p>	

Unité	Description	Carottes
3362 à 3367m	4 <sup>ème</sup> niveau	
3390. à 3391 m	5 <sup>ème</sup> niveau	
3410 à 3425m	6 <sup>ème</sup> niveau	

**3 . Puits N° 10**

Il traverse les unités lithologiques de 3307 à 3405 m.

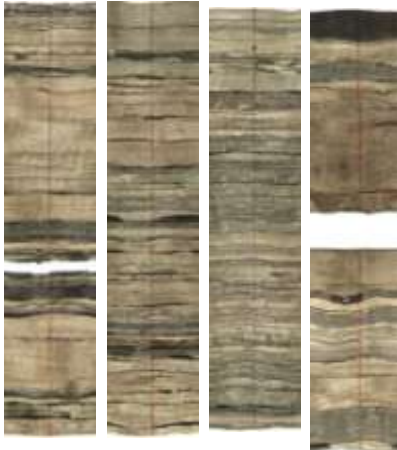
Unité	Description	Carottes
3307 à 3319 m	1 <sup>er</sup> niveau  Ce niveau est caractérisé par un grès de couleur grisâtre a noir, à grain moyen, mal classé à extraclasts gréseux et nombreux filonnets argileux déstructurés par la bioturbation est absente, les fissure stylolites millimétriques.	
3321 à 3330 m	2 <sup>ème</sup> niveau  Il correspond à un grès gris, d'une granulométrie fine, mal classé, argileux passant à un grès à grain moyen, silicifiées à grandes d'une longueur décimétrique et d'une largeur millimétrique.  On remarque que le sommet est plus argileux et présente une bioturbation plus diffuse et de nombreux filonnets noirs probablement du bitume.	
3348 à 3353 m	3 <sup>ème</sup> niveau  Ce niveau correspond à un grès d'une couleur gris foncé à noir, à grain moyen, mal classé, homogène comportant de part et d'autre de grandes plages silicifiées, absence de Tigillites visibles.  On note la présence d'une grande fracture à remplissage millimétrique à centimétrique de calcite blanche, partiellement ouverte.	

Unité	Description	Carottes
3375 à 3378 m 4 <sup>ème</sup> niveau	<p>Il s’agit de grès de couleur sombre, les gains est fins à moyens, homogènes, fortement imprégnés, mal classés, la bioturbation est représentée par de nombreuses longues et fines Tigillites avec présence de trace d’ophimorpha.</p> <p>Notons la présence des niveaux stylolitisés, à filonnets d’argile et craquelures associées et, à partir de des fractures partiellement ouvertes.</p>	
3403 à 3405 m 5 <sup>ème</sup> niveau	<p>Il s’agit d’un grès d’aspect noirâtre, à grains fins, bien classés, silicifié par plages, à stratification plane parallèle.</p> <p>Fissure stylolites millimétriques.</p>	

**4. Puits N° 11**


Il traverse les unités lithologiques de 3307 à 3405 m.

Unité	Description	Carottes
3237 à 3242 m <b>1<sup>er</sup> niveau</b>	<p>Il s'agit de grès de couleur beige, la taille des grains est fine, assez homogène, mal classé, à ciment argileux. Notons la présence de quelques fantômes de laminations horizontales.</p> <p>Les fissures stylolites millimétriques, absence de bioturbation.</p>	
3264 à 3266 m <b>2<sup>ème</sup> niveau</b>	<p>Composé de grès avec de basage d argile de couleur gris et noir la taille de grain moyen a fin présence des fissures colmatées stylolites millimétriques.</p>	
2291 à 3295 m <b>3<sup>ème</sup> niveau</b>	<p>Ce niveaux et caractérisé par un grès de couleur noir, à grain fin à très fin, siliceux, compact.</p> <p>A la base, on remarque des laminations centimétriques et des fantômes de bioturbation représentée par quelques Tigillites.</p> <p>On note également que la fissuration est très importante représentées par des fissures verticales à subverticales.</p>	

Unité	Description	Carottes
3327 à 3332 m 4 <sup>ème</sup> niveau	Ce niveau est caractérisé par un grès de couleur gris clair avec des argiles de couleur noir et vert à grain moyen à fin siliceux compact on remarque l'absence de la trace de bioturbation et présence des fissures stylolites centimétriques.	

**5. Puits N° 12**

Il traverse les unités lithologiques de 3314 à 3326 m.

Unité	Description	Carottes
3314 à 3326 m 1 <sup>er</sup> niveau	Ce niveau est caractérisé par un grès avec un basage d'argile de couleur sombre noir à grain fin compact faible de bioturbation, les fissures stylolites centimétriques.	

**6 . Puits N° 13**

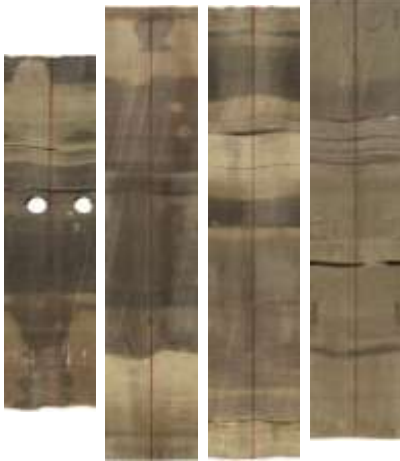
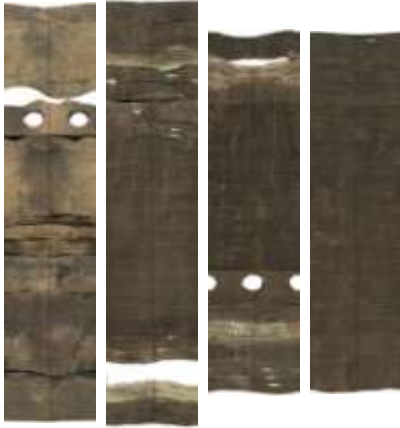
Il traverse les unités lithologiques de 3303 à 3310 m.

Unité	Description	Carottes
3303 à 3305 m	1 <sup>er</sup> niveau	
3306.5 à 3310 m	2 <sup>ème</sup> niveau	





**7 . Puits N° 14**

Il traverse les unités lithologiques de 3286 à 3313 m.

Unité	Description	Carottes
3286 à 3292 m	1 <sup>er</sup> niveau	
3308 à 3313 m	2 <sup>ème</sup> niveau	

**8 . Puits N° 16**



Il traverse les unités lithologiques de 3287 à 3329 m.

Unité	Description	Carottes
3287 à 3300 m	1 <sup>er</sup> niveau	
3316 à 3329 m	2 <sup>ème</sup> niveau	

**9 . Puits N° 17**





Il traverse les unités lithologiques de 3304 à 3337 m.

Unité	Description	Carottes	
3304 à 3313 m	1 <sup>er</sup> niveau	Ce niveau est caractérisé par un grès de couleur gris clair la taille de grains fin à moyen, et on constate la présence des fissures et présence des traces de bioturbation.	
3319 à 3324 m	2 <sup>ème</sup> niveau	Ce niveau est caractérisé par un grès de couleur beige, à grain fin à très fin, siliceux, compact. A la base, on remarque des laminations centimétriques.	
3325 à 3335 m	3 <sup>ème</sup> niveau	Ce niveau est caractérisé par un grès de couleur gris avec la présence de taches d'argile noire la taille de grain fin est la stratification entrecroisée on observe des absences des traces de bioturbation et présence des fissures.	

	Unité	Description	Carottes			
3336 à 3337 m	4 <sup>ème</sup> niveau	Ce niveaux caractérisé par grés de couleur gris et noir la taille de grain moyen la bioturbation faible contient des fissures.				


**10 . Puits N° 18**

Il traverse les unités lithologiques de 3295 à 3310 m.

	Unité	Description	Carottes			
3295 à 3310 m	1 <sup>er</sup> niveau	Il s'agit d'un grès quartzitique, d'une couleur sombre, imbibé d'huile, la taille des grains est fine à moyenne, dure, compacte. On remarque que la stratification est totalement masquée et que la bioturbation est absente. On note également que la fracturation est représentée par des fissures verticales à subverticales.				

**11 . Puits N° 19**

Il traverse les unités lithologiques de 3352 à 3372 m.

Unité	Description	Carottes
3352 à 3372 m  1 <sup>er</sup> niveau	Ce niveau est caractérisé par grès quartzitique de couleur sombre noir la taille de grain est fin à moyen dur la stratification est totalement masquée présence des fissures millimétriques et faible bioturbation.	

**Conclusion :**

D’un point de vue sédimentologique, au premier lieu, nous avons noté que la formation est composée par des dépôts gréseux fin à moyen, arrondis à subanguleux avec des stratifications qui varient entre oblique, horizontale et entrecroisée; l’abondance d’Ichnofaciès de type Tigillites. La bioturbation est représentée par de nombreuses longues et fines Tigillites avec présence de trace d’ophimorpha, et les différentes structures sédimentaires indiquent un milieu mixte probablement Estuaire. En second lieu, l’étude a abouti à une abondance de quartz qui forme la majeure partie du sédiment, le reste se répartit entre les micas, les minéraux lourds et la glauconie; le ciment est siliceux. Enfin, nous avons conclu que la formation de quartzite el Hamra est très compacte, et elle présente aussi une porosité fissurale.

**III.2 Etude statistique des paramètres pétrophysiques**

**III.2.1 Distributions paramètres pétrophysiques en fonction des profondeurs**

Les principaux résultats des mesures de la porosité et de la perméabilité des différents puits étudiés sont présentés les graphiques des figures (17, 18).

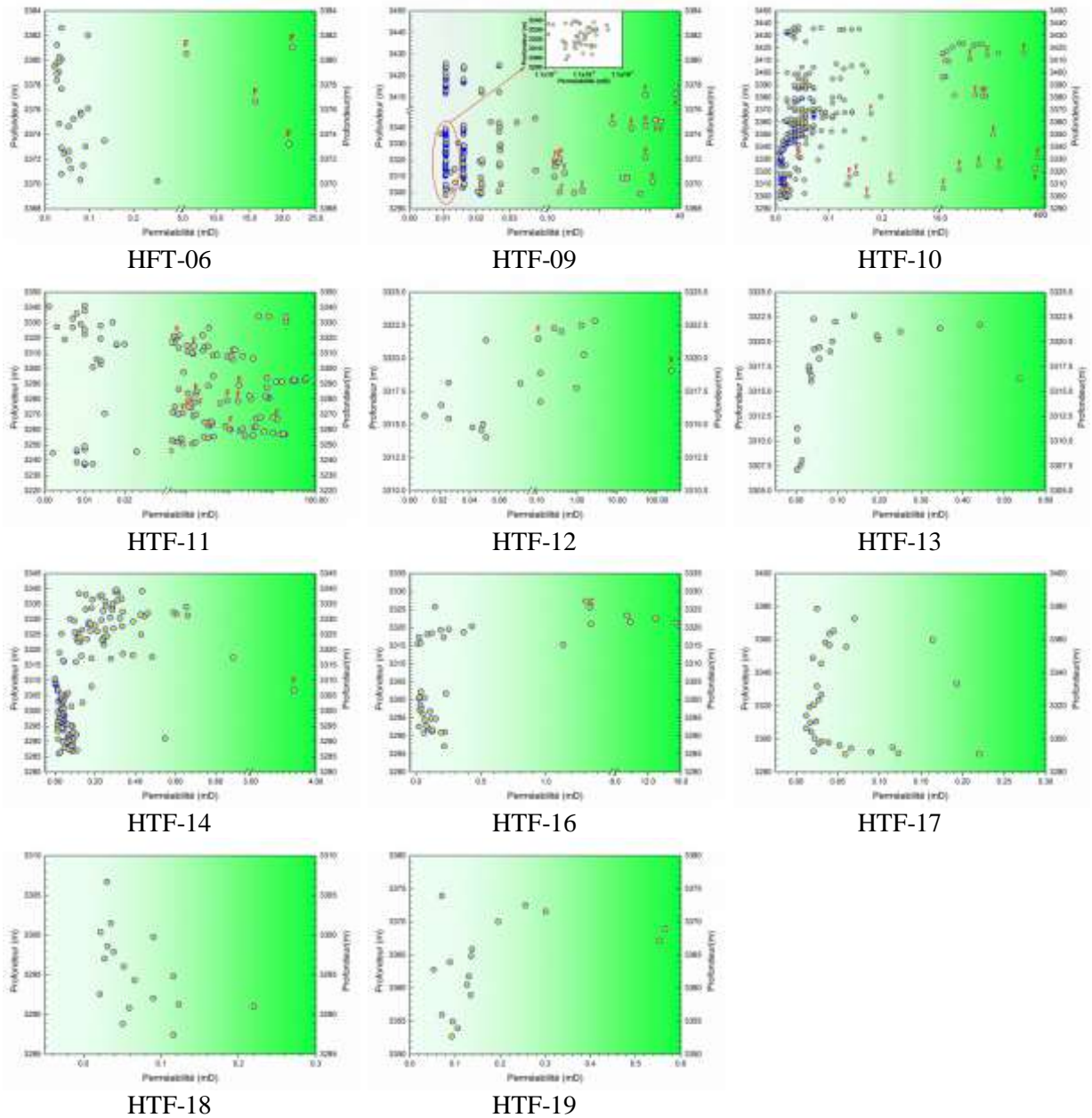
**III.2.1.1 Distributions de la perméabilité en fonction des profondeurs**

Les graphiques de la figure (17), présentent trois intervalles sont visibles, on a:

- Intervalle des valeurs basses la perméabilité dont la valeur supérieure est limitée 1.00 mD.
- Intervalle des valeurs moyennes la perméabilité dont la valeur supérieure est limitée 10.00 mD.

- Intervalle des valeurs supérieures la perméabilité dont les valeurs sont étalées entre 10.00 mD et une limite extrême 374.38 mD.

La valeur la moins élevée enregistrée est de 0.00453 mD. La valeur la plus élevée enregistrée est de 374.38 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 3.61 mD.



**Figure 17. Distribution de la perméabilité (K) en fonction des profondeurs (h) dans les forages des puits étudiés.**

**III.2.1.2 Distributions de la porosité en fonction des profondeurs**

Les graphiques de la figure (18), présentent trois intervalles sont visibles, on a:

- Intervalle des valeurs basses la porosité dont la valeur supérieure est limitée à 5.00%.

- Intervalle des valeurs moyennes la porosité les valeurs sont comprises entre les deux valeurs limites 5.00 % et 10.00 %.
- Intervalle des valeurs supérieures la porosité dont les valeurs sont étalées entre 10.00 % et une limite extrême 18.6750 %.

On a noté que la valeur la moins élevée enregistrée est de 0.042705 %. La valeur la plus élevée enregistrée est de 18.6750 %. Enfin, l'ensemble des puits étudiés au champ de Hassi Tarfa est caractérisé par une valeur moyenne de porosité égale à 7.89693 %. Finalement, il a été constaté que l'ensemble des puits de Hassi Tarfa est caractérisé par une faible porosité.

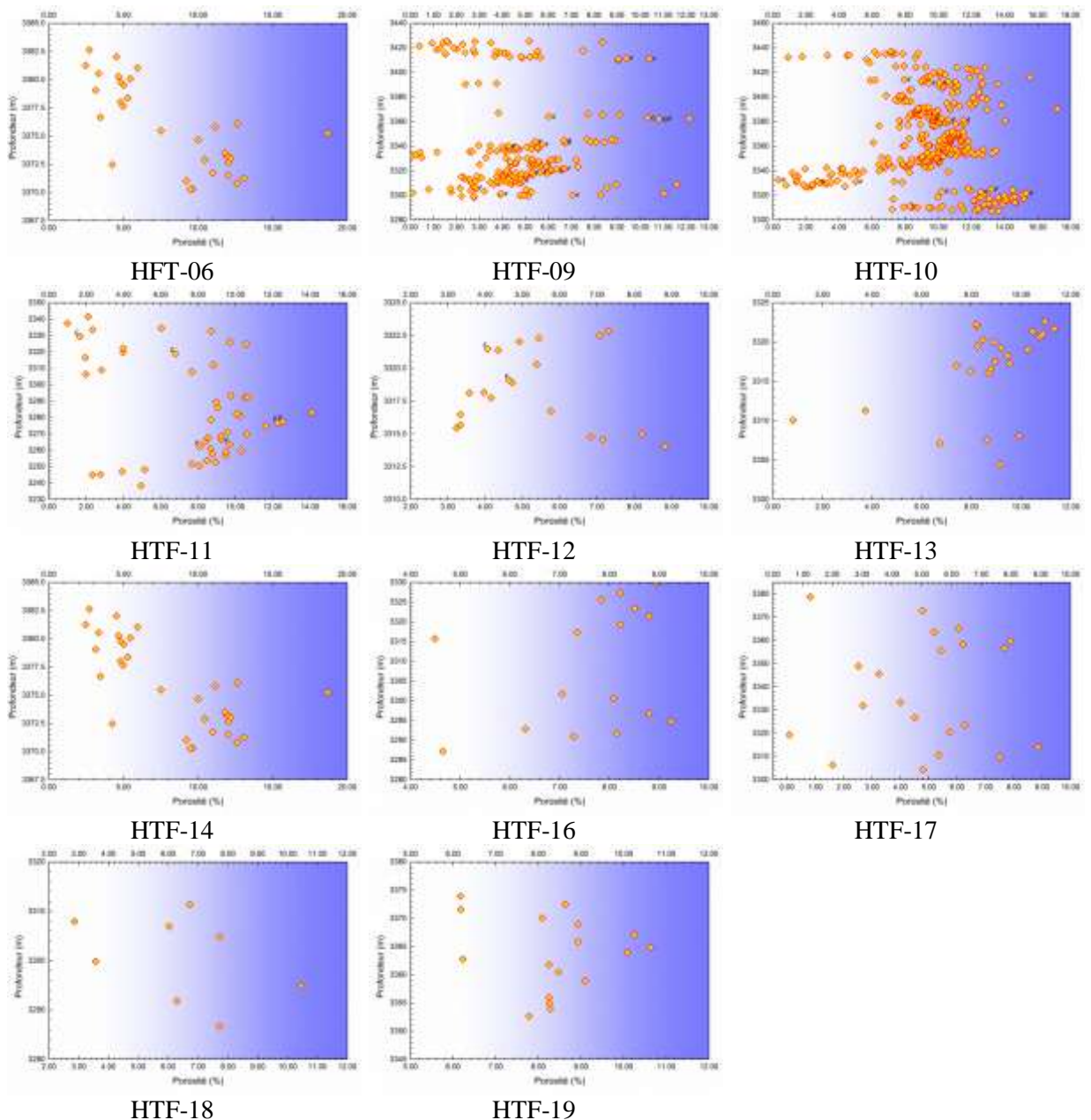


Figure 18. Distribution de la porosité ( $\phi$ ) en fonction des profondeurs ( $h$ ) dans les forages des puits étudiés.

**III.2.2 Traitement monovariabile**

**III.2.2.1 Statistique des paramètres du réservoir Hassi Tarfa**

**III.2.2.1.1 Statistique élémentaire :**

Dans cette approche statistique, le nombre d'échantillons qui ont été prélevés des 13 puits étudiés, est d'environ 744. Ces échantillons ont été calculés en utilisant des méthodes Pétrphysiques. Le tableau (1) résume les résultats du traitement statistique monovariabile des données recueillies.

L'étude statistique monovariée des puits de Hassi Tarfa a été faite sur la base des données pétrophysiques de chacun de ces puits séparément. Cela nous a permis de relever leur typologie pétrophysique. Le tableau (1) montre que les valeurs moyennes de la perméabilité (K), la porosité ( $\Phi$ ), densité de grain (GD), la saturation en eau (Sw), la saturation en huile (So) et enfin la saturation en gaz (Sg) sont respectivement, 3.611 mD, 7.897%, 2.64 g/cc, 27.11%, 24.89%, et 48.60% respectivement.

**Tableau 1.Statistiques élémentaires des paramètres pétrophysiques.**

	Perméabilité	Porosité	Densité de Grain	Saturation en eau	Saturation en huile	Saturation en gaz
	K (mD)	$\Phi$ (%)	GD	Sw (%)	So (%)	Sg (%)
Minimum	0.004533	0.042705	2.550000	1.399099	2.360000	2.220000
Maximum	374.3754	18.6750	3.7120	97.7800	68.7000	100.0000
<b>Moyenne</b>	<b>3.61126</b>	<b>7.89693</b>	<b>2.64073</b>	<b>27.11061</b>	<b>24.89017</b>	<b>48.60279</b>
Médiane	0.06039	8.33938	2.63600	19.33818	21.48500	49.44000
Variance	546.2894	10.9281	0.0029	544.9097	281.8453	628.8860
Dév.Std.	23.37283	3.30577	0.05410	23.34330	16.78825	25.07760
Coef.Var.	647.2213	41.8615	2.0486	86.1039	67.4493	51.5970
Erreur Standard	0.856890	0.121196	0.002199	1.577394	1.295242	1.869174

**III.2.2.1.2 Etude de la densité et la distribution des données paramètres pétrophysiques**

L'étude de la distribution et de la densité des données des paramètres pétrophysiques a été effectuée à l'aide des graphes de probabilités, en utilisant une fonction normale et les droites de Henry.

- La perméabilité (K) de l'ensemble des puits de Hassi Tarfa: Le graphe de probabilité des valeurs de la perméabilité (Fig.19) montre un seul point d'inflexion au niveau de la valeur 1.8 mD. Au point d'inflexion, la première classe est formée par des échantillons ayant des valeurs de perméabilité inférieures à 1.8 mD, cette classe représente 86.45 % des échantillons. La deuxième classe est formée par des échantillons ayant des valeurs de



perméabilité (K) qui dépassent les 1.8 md constituent les valeurs très élevées de perméabilité, cette classe représente 13.55 % des échantillons.

- La porosité ( $\phi$ ) l'ensemble des puits de Hassi Tarfa : Le graphe de probabilité des données de la porosité (Fig.19) ne montre pas de nets points d'inflexion.
- La densité de grain (GD) de l'ensemble des puits de Hassi Tarfa : Le graphe de probabilité des valeurs de la densité de grain (Fig.19) montre un seul point d'inflexion au niveau de la valeur 2.64g/cc. Au point d'inflexion, la première classe est formée par des échantillons ayant des valeurs de densité de grain inférieures à 2.64g/cc, cette classe représente 77.69 % des échantillons. La deuxième classe est formée par des échantillons ayant des valeurs de la densité de grain (GD) qui dépassent les 2.64g/cc constituent les valeurs très élevées de densité de grain, cette classe représente 22.31 % des échantillons.
- La saturation en eau ( $S_w$ ) de l'ensemble des puits de Hassi Tarfa: Le graphe de probabilité des valeurs de la saturation en eau ( $S_w$ ) (Fig.19) montre un seul point d'inflexion au niveau de la valeur 5.97 %. Au point d'inflexion la première classe est formée par des échantillons ayant des valeurs de saturation en eau ( $S_w$ ) inférieures à 5.97 %, cette classe représente 19.18 % des échantillons. La deuxième classe est formée par des échantillons ayant des valeurs de la saturation en eau ( $S_w$ ) qui dépassent les 5.97% constituent les valeurs très élevées de saturation en eau ( $S_w$ ), cette classe représente 80.82 % des échantillons.
- La saturation en huile ( $S_o$ ) de l'ensemble des puits de Hassi Tarfa: Le graphe de probabilité des valeurs de la saturation en huile ( $S_o$ ) (Fig.19) montre un seul point d'inflexion au niveau de la valeur 8.14 %. Au point d'inflexion, la première classe est formée par des échantillons ayant des valeurs de saturation en huile ( $S_o$ ) inférieures à 8.14 %, cette classe représente 22.02 % des échantillons. La deuxième classe est formée par des échantillons ayant des valeurs de la saturation en huile ( $S_o$ ) qui dépassent les 8.14% constituent les valeurs très élevées de saturation en huile ( $S_o$ ), cette classe représente 77.98 % des échantillons.
- La saturation en gaz ( $S_g$ ) de l'ensemble des puits de Hassi Tarfa: Le graphe de probabilité des valeurs de la saturation en gaz ( $S_g$ ) (Fig.19) montre un seul point d'inflexion au niveau de la valeur 9.57 %. Au point d'inflexion, la première classe est formée par des échantillons ayant des valeurs de saturation en gaz ( $S_g$ ) inférieures à 9.57 %, cette classe représente 8.33 % des échantillons. La deuxième classe est formée par des échantillons ayant des valeurs de la saturation en gaz ( $S_g$ ) qui dépassent les 9.57 %

constituent les valeurs très élevées de saturation en gaz (Sg), cette classe représente 91.67 % des échantillons.

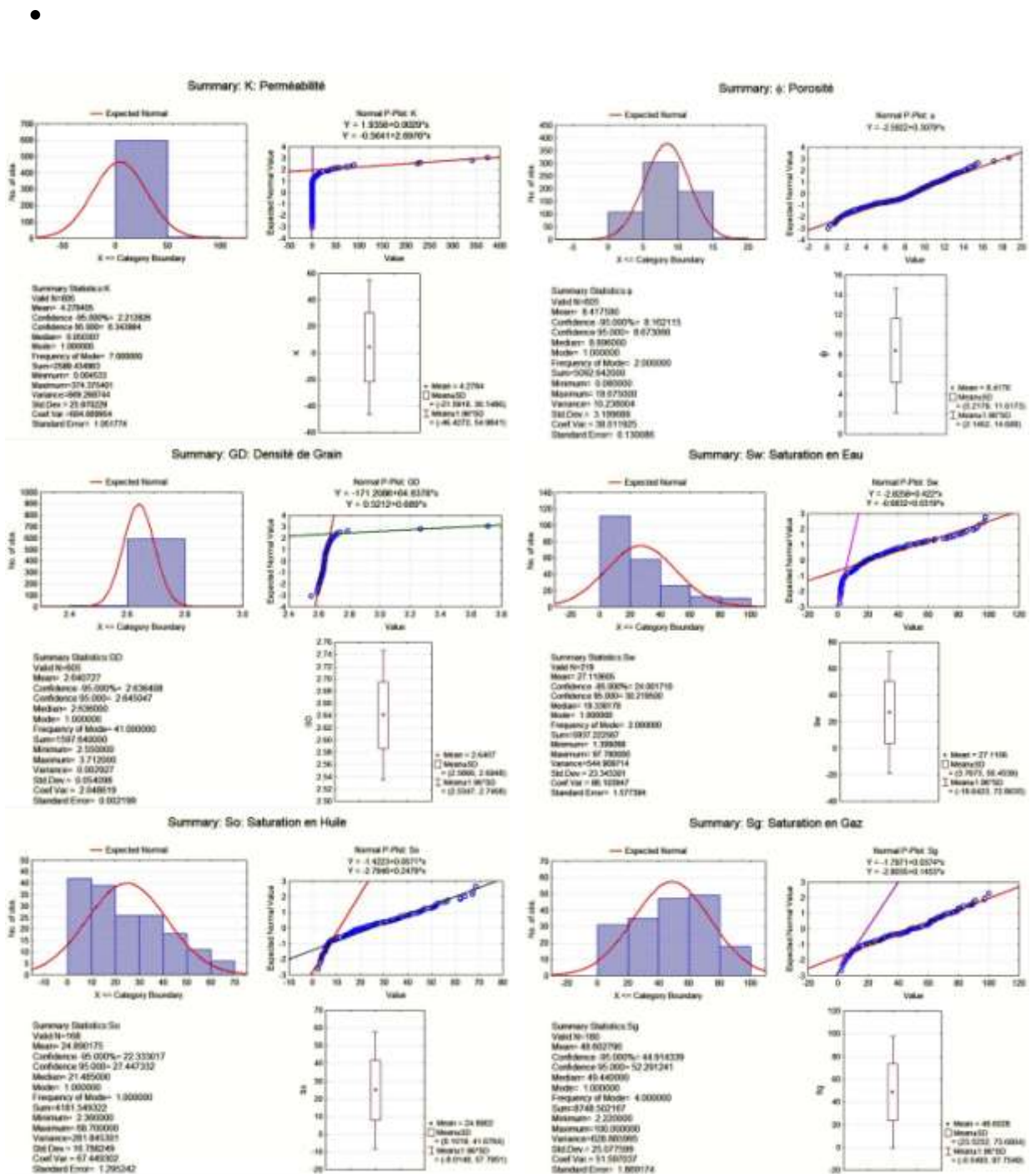


Figure 19. Histogrammes et graphes de probabilité des données des paramètres pétrophysiques de l'ensemble des puits de Hassi Tarfa.

**III.2.2.2 Statistique des paramètres individuels des puits**

**III.2.2.2.1 Statistique des paramètres du puits HTF-06**

**a/ Statistique élémentaire :**

La caractérisation statistique monovariée du puits HTF-06 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 une porosité moyenne de 8.13%, et une perméabilité moyenne de 2.198 mD avec une valeur maximale qui atteint 21.435 mD, et on remarque que la densité de grain est de valeur égale à 2.64 g/cc.

**Tableau 2.Caractérisation Statistique des paramètres pétrophysiques du puits HTF-06.**

Paramètre	Nombre d'échantillons	Moyenne	Déviat ion Standard	Somme	Min	Max
K (mD)	32	2.19801	5.77246	70.33631	0.02146	21.43542
Φ(%)	32	8.13259	4.07397	260.243	2.47	18.675
GD(g/cc)	32	2.64031	0.01540	84.49	2.608	2.663

La matrice de corrélation a été calculée à l'aide des données des échantillons relatives au puits HTF-06 (Tableau 3). Ceci afin d'obtenir des coefficients de corrélations significatives, car la signification des coefficients des corrélations dépend étroitement du nombre des échantillons utilisés. Cette matrice a montré que la porosité (Φ) est corrélée positivement faiblement avec la densité de grain, ceci indique que le type compilation des particules affecte la perméabilité. D'autre part, la perméabilité (K) n'est pas corrélée avec la porosité et la densité de grain (GD).

**Tableau 3.Matrice de corrélation des paramètres pétrophysiques du puits HTF-06.**

	K	Φ	GD
K	1		
Φ	-0.08768	1	
GD	0.06317	0.30826*	1

\* : corrélation significative.

**b/ Etude de la densité et la distribution des données paramètres pétrophysiques**

- La perméabilité (K) de l'ensemble du puits HTF-06: Le graphe de probabilité des valeurs de la perméabilité (Fig.20) montre un seule point d'inflexion au niveau de la valeur 0.31 mD. Au point d'inflexion, la première classe est formée par des échantillons ayant des valeurs de perméabilité inférieures à 0.31 mD, cette classe représente 70.97 % des échantillons. La deuxième classe est formée par des échantillons ayant des valeurs de perméabilité (K) qui dépassent les 0.31 mD constituent les valeurs très élevées de perméabilité, cette classe représente 29.03 % des échantillons.

- La porosité ( $\phi$ ) l'ensemble du puits HTF-06: Le graphe de probabilité des données de la porosité (Fig.20) montre deux points d'inflexion au niveau de la valeur de porosité 5.03% et 12.60%. Au point 1<sup>er</sup> d'inflexion, la première classe est formée par des échantillons ayant des valeurs de porosité inférieures à 5.03%, cette classe représente 35.48 % des échantillons. La deuxième classe est formée par des échantillons ayant des valeurs de porosité ( $\phi$ ) comprise entre 5.03% et 12.62%, cette classe représente 41.94 % des échantillons. Au 2<sup>ème</sup> point d'inflexion, la troisième classe est formée par les échantillons dont la porosité est supérieure à 12.62%, cette classe représente 6.45% des échantillons.
- La densité de grain (GD) du puits HTF-06: Le graphe de probabilité des données de la porosité (Fig.20) ne montre pas de nets points d'inflexion, on peut dire que la fonction densité de grain est une distribution normale.

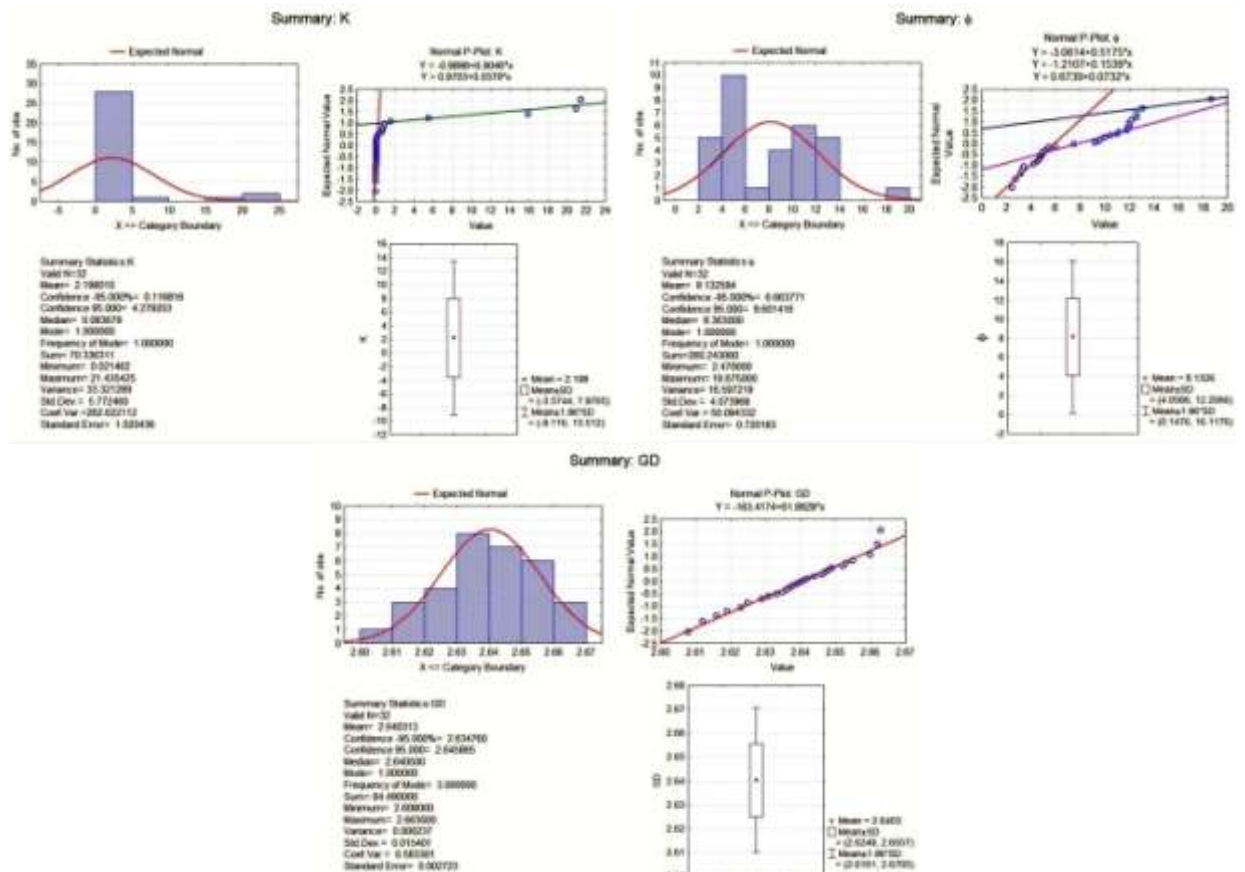


Figure 20. Histogrammes et graphes de probabilité des données des paramètres pétrophysiques de l'ensemble du puits HTF-06 de Hassi Tarfa.

**III.2.2.2 Statistique des paramètres du puits HTF-09**

**a/ Statistique élémentaire :**

La caractérisation statistique monovariée du puits HTF-09 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 une porosité moyenne de 4.26%, et une perméabilité moyenne de 0.16012 mD avec une valeur maximale qui atteint 4.47031 mD, en occurrence la saturation en eau possède une valeur moyenne de 20.316%, par contre la densité de grain est de l'ordre de 2.63g/cc.

**Tableau 4. Caractérisation Statistique des paramètres pétrophysiques du puits HTF-09.**

Paramètre	Nombre d'échantillons	Moyenne	Déviat ion Standard	Somme	Min	Max
K (mD)	30	0.16012	0.81418	4.8036	0.00453	4.47031
Φ (%)	30	4.2658	2.22216	127.974	0.929	9.523
GD (g/cc)	30	2.63703	0.0364	79.111	2.597	2.787
Sw (%)	30	20.31647	23.61516	609.49406	2.04832	91.66667

Le tableau (5) montre la matrice de corrélation qui a été calculée à l'aide des données des échantillons relatives au puits HTF-09. Cette matrice a montré que la perméabilité (K), la porosité, la densité de grain, et la saturation en eau, sont pratiquement non-corrélées.

**Tableau 5. Matrice de corrélation des paramètres pétrophysiques du puits HTF-09.**

	K	Φ	GD	Sw
K	1			
Φ	-0.1846	1		
GD	-0.10551	0.32	1	
Sw	-0.11089	-0.02591	-0.09218	1

**b/ Etude de la densité et la distribution des données paramètres pétrophysiques**

- La perméabilité (K) du puits HTF-09: Le graphe de probabilité des valeurs de la perméabilité (Fig.21) montre un seul point d'inflexion au niveau de la valeur 0.006874 mD. Au point d'inflexion, la première classe est formée par des échantillons ayant des valeurs de perméabilité inférieures à 0.006874 mD, cette classe représente 53.33 % des échantillons. La deuxième classe est formée par des échantillons ayant des valeurs de perméabilité (K) qui dépassent les 0.006874 mD constituent les valeurs très élevées de perméabilité, cette classe représente 46.67 % des échantillons.

- La porosité ( $\phi$ ) du puits HTF-09: Le graphe de probabilité des données de la porosité (Fig.21,) ne montre pas de nets points d'inflexion. on peut dire que la fonction densité de porosité est une distribution normale.
- La densité de grain (GD) du puits HTF-09: Le graphe de probabilité des (GD) (Fig.21) montre un seul point d'inflexion au niveau de la valeur 2.64g/cc. Au point d'inflexion, la 1<sup>ère</sup> classe est formée par des échantillons ayant des valeurs de densité de grain (GD) inférieures à 2.64g/cc, cette classe représente 83.33 % des échantillons. La 2<sup>ème</sup> classe est formée par des échantillons de (GD) qui dépassent les 2.64g/cc constituent les valeurs très élevées de (GD), cette classe représente 16.67 % des échantillons.
- La saturation en eau (Sw) du puits HTF-09: Le graphe de probabilité des valeurs de la saturation en eau (Sw) (Fig.21) montre un seul point d'inflexion au niveau de la valeur 8.89 %. Au point d'inflexion, la 1<sup>ère</sup> classe est formée par des échantillons ayant des valeurs de saturation en eau (Sw) inférieures à 8.89 %, cette classe représente 50 % des échantillons. La 2<sup>ème</sup> classe est formée par des échantillons ayant la saturation en eau (Sw) qui dépassent 8.89 % constituent les valeurs très élevées de (Sw), cette classe représente 50 % des échantillons.

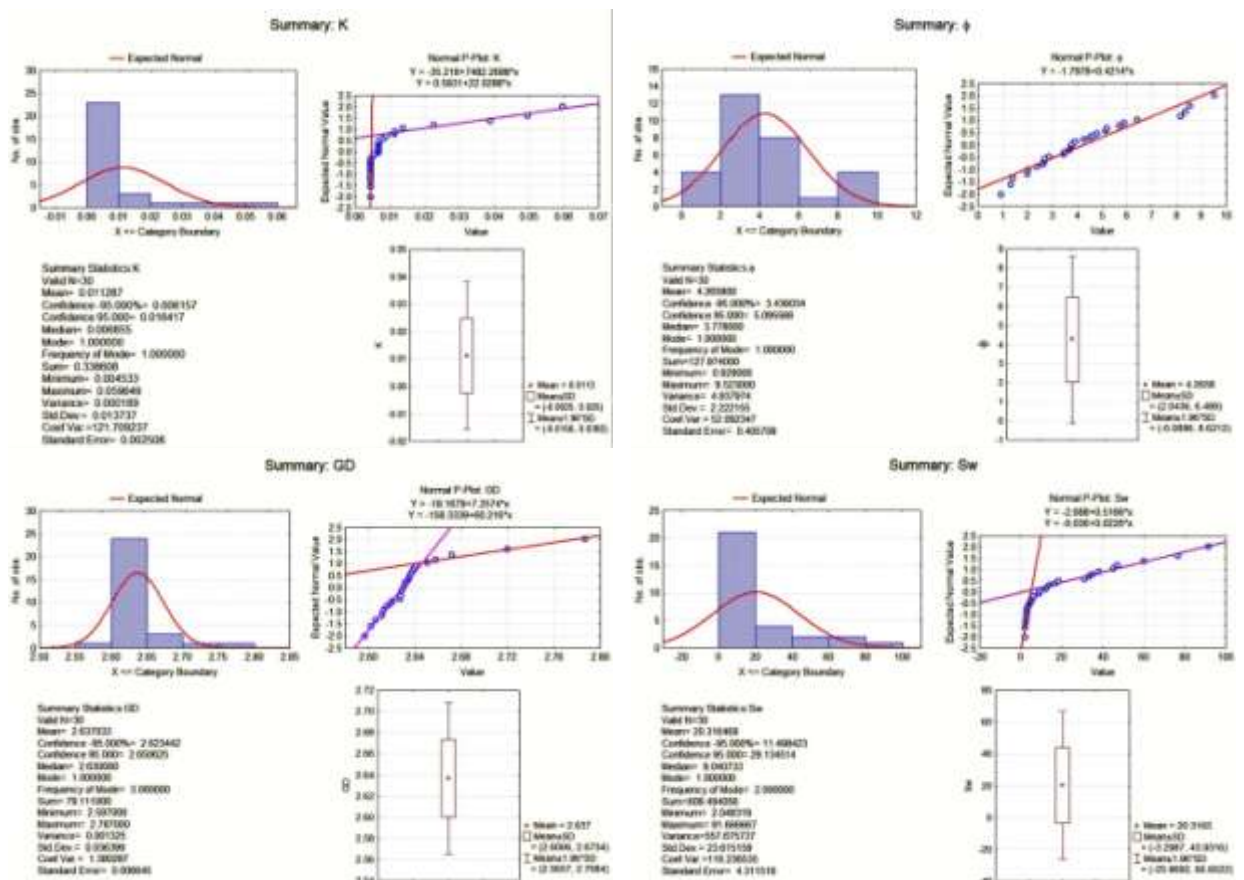


Figure 21. Histogrammes et graphes de probabilité des données des paramètres pétrophysiques de l'ensemble du puits HTF-09 de Hassi Tarfa.

**III.2.2.2.3 Statistique des paramètres du puits HTF-10**

**a/ Statistique élémentaire :**

La caractérisation statistique monovariée du puits HTF-10 a été faite sur ses données pétrophysiques. Ceci a permis de relever la typologie pétrophysique de ce puits (Tableau. 6).

Le tableau montre que ce puits présente une porosité moyenne de 9.414%, et une perméabilité moyenne de 4.516 mD avec une valeur maximale qui atteint 374.375 mD, cette grande valeur peut être expliquée par la présence de fracture au voisinage de ce puits ; par contre la densité de grain est de l'ordre de 2.63g/cc.

**Tableau 6. Caractérisation Statistique des paramètres pétrophysiques du puits HTF-10.**

Paramètre	Nombre d'échantillons	Moyenne	Déviat ion Standard	Somme	Min	Max
K (mD)	348	4.51648	25.50505	1571.7355	0.0053	374.3754
Φ (%)	348	9.41482	2.97358	3276.358	0.337	17.202
GD (g/cc)	348	2.63984	0.01684	918.665	2.595	2.735

La matrice de corrélation a été calculée à l'aide des données des échantillons relatives au puits HTF-10 (Tableau 7). Cette matrice a montré que la perméabilité (K), la porosité et la densité de grain ne sont pas corrélées entre eux deux à deux; néanmoins on constate une certaine corrélation positive entre porosité et la densité de grain.

**Tableau 7. Matrice de corrélation des paramètres pétrophysiques du puits HTF-10.**

	K	Φ	GD
K	1		
Φ	-0.00906	1	
GD	-0.03555	0.50406*	1

\* : corrélation significative.

**b/ Etude de la densité et la distribution des données paramètres pétrophysiques**

- La perméabilité (K) du puits HTF-10: Le graphe de probabilité des valeurs de la perméabilité (Fig.22) montre un seule point d'inflexion au niveau de la valeur 0.1442 mD. Au point d'inflexion, la première classe est formée par des échantillons ayant des valeurs de perméabilité inférieures à 0.1442 mD, cette classe représente 71.63 % des échantillons. La deuxième classe est formée par des échantillons ayant des valeurs de perméabilité (K) qui dépassent les 0.1442 mD constituent les valeurs très élevées de perméabilité, cette classe représente 28.37 % des échantillons.
- La porosité (φ) du puits HTF-10: Le graphe de probabilité des données de la porosité (Fig.22) ne montre pas de nets points d'inflexion, on peut dire que la fonction densité de porosité est une distribution normale.

- La densité de grain (GD) du puits HTF-10: Le graphe de probabilité des valeurs de la densité de grain (GD) (Fig.22) montre un seul point d'inflexion au niveau de la valeur 2.64g/cc. Au point d'inflexion, la première classe est formée par des échantillons ayant des valeurs de densité de grain (GD) inférieures à 2.64g/cc, cette classe représente 75.64 % des échantillons. La deuxième classe est formée par des échantillons ayant des valeurs de la densité de grain (GD) qui dépassent les 2.64g/cc constituent les valeurs très élevées de densité de grain (GD), cette classe représente 24.36 % des échantillons.

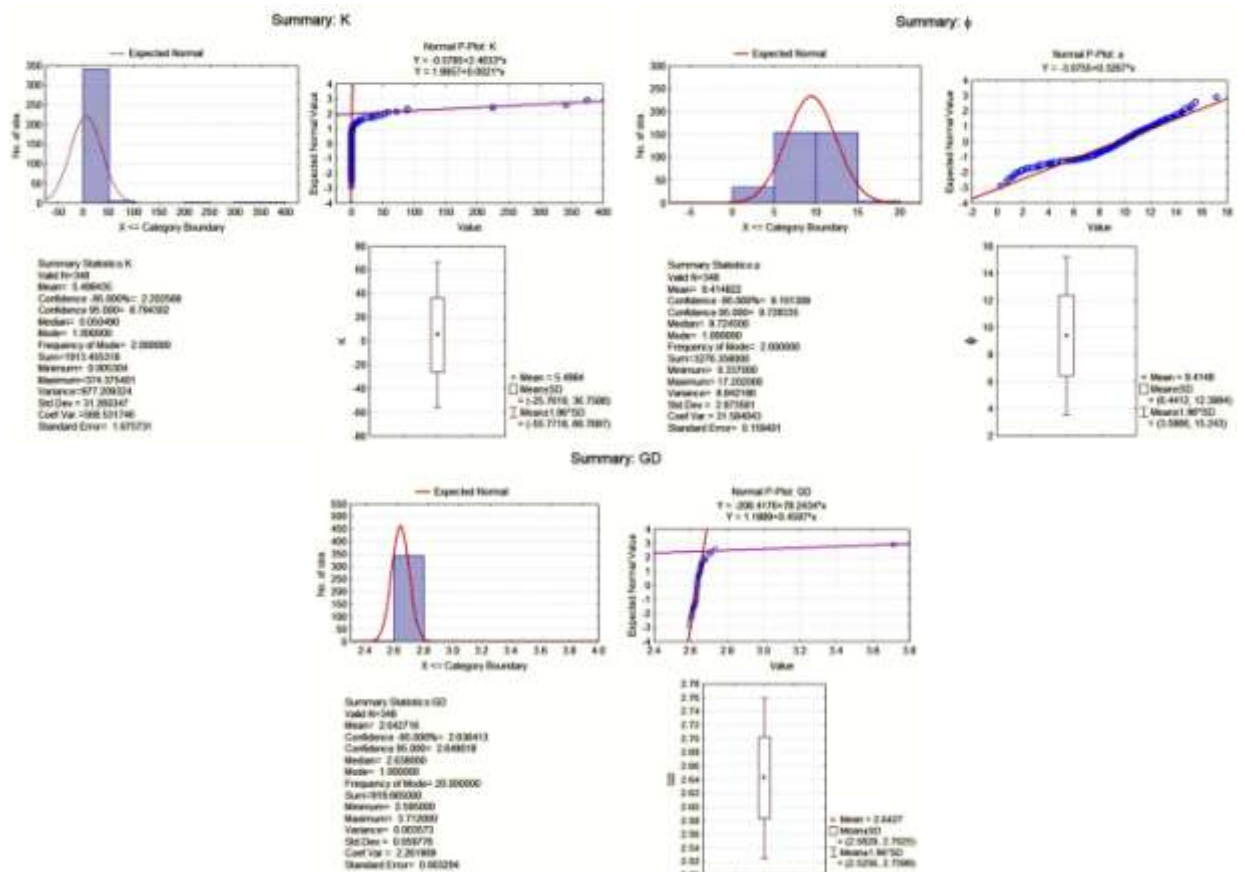


Figure 22. Histogrammes et graphes de probabilité des données des paramètres pétrophysiques de l'ensemble du puits HTF-10 de Hassi Tarfa.

### III.2.2.2.4 Statistique des paramètres du puits HTF-11

#### a/ Statistique élémentaire :

La caractérisation statistique monovariée du puits HTF-11 a été faite sur ses données pétrophysiques. Ceci a permis de relever la typologie pétrophysique de ce puits (Tableau. 8).

Le tableau montre que ce puits présente d'une part une porosité moyenne de 7.612 %, et une perméabilité moyenne de 6.188 mD avec une valeur maximale qui atteint 78.38 mD, cette grande valeur peut être expliquée par la présence de fracture au voisinage de ce puits ; par contre la



densité de grain est de l'ordre de 2.64 g/cc ; d'autre part, ce puits présente des valeurs de saturations en eau , en huile , et en gaz, de 15.137%, 22.949%, et de 61.91%, respectivement.

**Tableau 8.Caractérisation Statistique des paramètres pétrophysiques du puits HTF-11.**

Paramètre	Nombre d'échantillons	Moyenne	Déviat ion Standard	Somme	Min	Max
K (mD)	50	6.18791	13.45499	309.39534	0.01059	78.37953
Φ (%)	50	7.61968	3.30575	380.984	0.999	14.083
GD (g/cc)	50	2.6421	0.01984	132.105	2.6	2.706
Sw (%)	55	15.13725	12.15824	832.54851	1.3991	59.02393
So (%)	55	22.94962	13.44355	1262.22932	2.91095	52.36191
Sg (%)	55	61.91313	12.78448	3405.22217	27.4989	89.92739

La matrice de corrélation a été calculée à l'aide des données des échantillons relatives au puits HTF-11 (Tableau 9). Cette matrice a montré que la perméabilité (K) est corrélée positivement avec la porosité et la saturation en huile, puis corrélée négativement avec la saturation en gaz.

La porosité est faiblement corrélée négativement avec la densité de grain et la saturation en gaz, et corrélée positivement avec la saturation en huile ; par contre elle n'est pas corrélée avec la saturation en eau. La saturation en eau est corrélée négativement avec les saturations en huile et en gaz. Finalement, la saturation en huile est corrélée négativement avec la saturation en gaz.

**Tableau 9.Matrice de corrélation des paramètres pétrophysiques du puits HTF-11.**

	K	Φ	GD	Sw	So	Sg
K	1					
Φ	0.36882*	1				
GD	-0.15197	-0.39018*	1			
Sw	-0.21517	-0.16773	0.04169	1		
So	0.52685*	0.5656*	-0.34661*	-0.50508*	1	
Sg	-0.34614*	-0.43122*	0.32183*	-0.4199*	-0.57122*	1

\* : corrélation significative.

**b/ Etude de la densité et la distribution des données paramètres pétrophysiques**

- La perméabilité (K) du puits HTF-11: Le graphe de probabilité des valeurs de la perméabilité (Fig.23) montre un seul point d'inflexion au niveau de la valeur 0.18 mD. Au point d'inflexion, la première classe est formée par des échantillons ayant des valeurs de perméabilité inférieures à 0.18 mD, cette classe représente 56.00 % des échantillons. La deuxième classe est formée par des échantillons ayant des valeurs de perméabilité (K) qui dépassent les 0.18 mD constituent les valeurs très élevées de perméabilité, cette classe représente 44.00 % des échantillons.

- La porosité ( $\phi$ ) du puits HTF-11: Le graphe de probabilité des données de la porosité (Fig.23), ne montre pas de nets points d'inflexion. on peut dire que la fonction densité de porosité est une distribution normale.
- La densité de grain (GD) du puits HTF-11: Le graphe de probabilité des valeurs de la densité de grain (GD) (Fig.23) montre l'existence de trois points d'inflexion, au niveau des valeurs 2.630, 2.643, et 2.691 g/cc. Au point d'inflexion, la première classe est formée par des échantillons ayant des valeurs inférieures à 2.630 g/cc, cette classe représente 10.00 % des échantillons. La deuxième classe est formée par des échantillons ayant des valeurs de la densité de grain (GD) comprises entre les deux limites 2.630 et 2.643 g/cc, cette classe représente 68.00 % des échantillons ; la troisième classe est formée par des échantillons ayant des valeurs de la densité de grain (GD) comprises entre les deux limites 2.643 et 2.691 g/cc, cette classe représente 16.00 % des échantillons ; et enfin la quatrième classe est formée par des échantillons ayant des valeurs supérieures à 2.691 g/cc, cette classe représente 6.00 % des échantillons.
- La saturation en eau ( $S_w$ ) du puits HTF-11: Le graphe de probabilité des valeurs de la saturation (Fig.23) montre un seul point d'inflexion au niveau de la valeur 9.10 %. Au point d'inflexion, la première classe est formée par des échantillons ayant des valeurs de saturation inférieures à 9.10 %, cette classe représente 36.36 % des échantillons. La deuxième classe est formée par des échantillons ayant des valeurs de la saturation en eau ( $S_w$ ) qui dépassent les 9.10 % constituent les valeurs très élevées de saturation, cette classe représente 63.64 % des échantillons.
- La saturation en huile ( $S_o$ ) du puits HTF-11: Le graphe de probabilité des valeurs de la saturation en huile ( $S_o$ ) (Fig.23) montre un seul point d'inflexion au niveau de la valeur 10.0326 %. Au point d'inflexion, la première classe est formée par des échantillons ayant des valeurs de saturation inférieures à 10.0326 %, cette classe représente 25.45 % des échantillons. La deuxième classe est formée par des échantillons ayant des valeurs de la saturation en huile ( $S_o$ ) qui dépassent les 10.0326 % constituent les valeurs très élevées de saturation, cette classe représente 74.55 % des échantillons.
- La saturation en gaz ( $S_g$ ) du puits HTF-11: Le graphe de probabilité des données de la saturation en gaz ( $S_g$ ) (Fig.23), ne montre pas de nets points d'inflexion. on peut dire que la fonction saturation en gaz ( $S_g$ ) est une distribution normale.

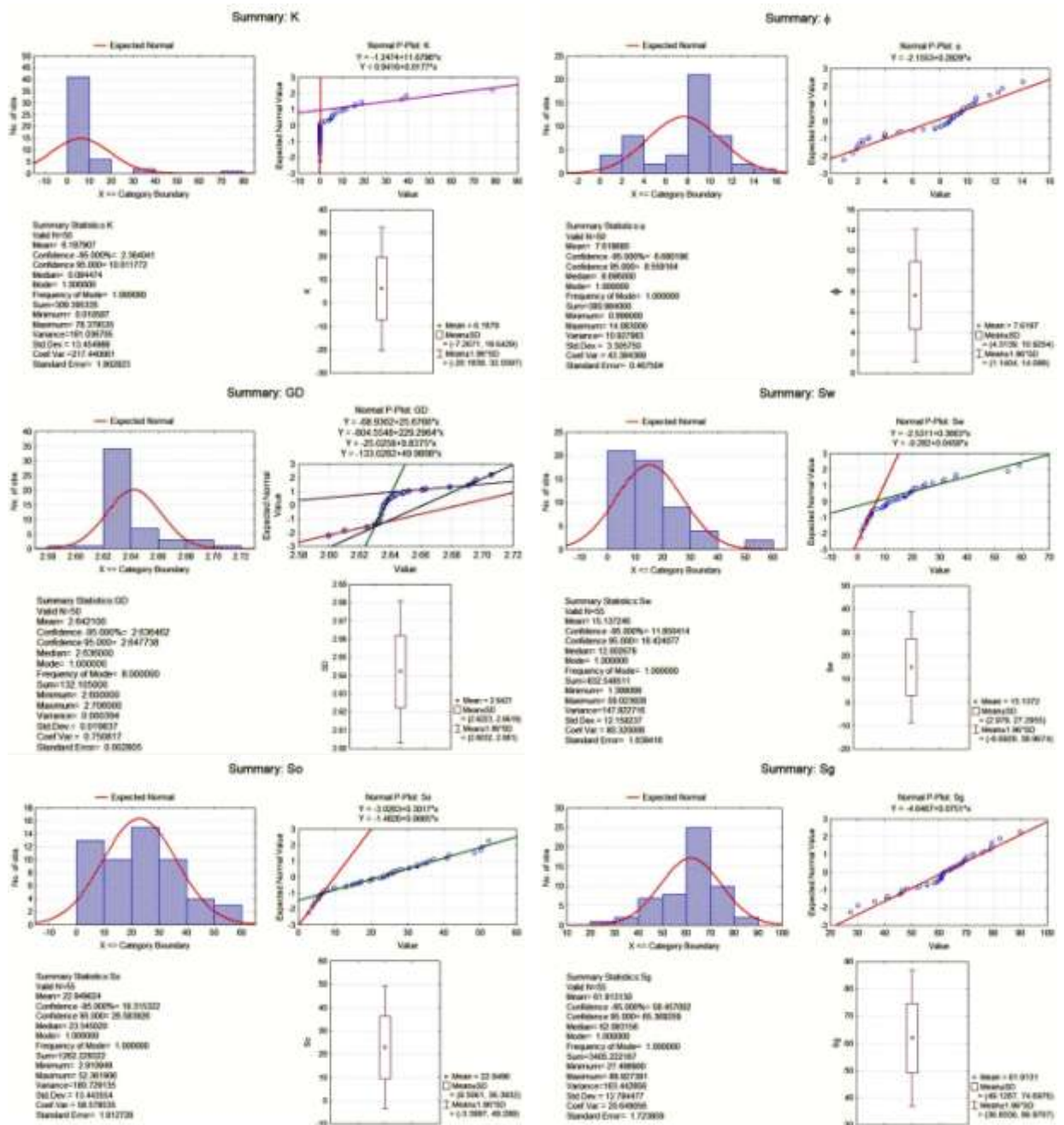


Figure 23. Histogrammes et graphes de probabilité des données des paramètres pétrophysiques de l'ensemble du puits HTF-11 de Hassi Tarfa.

III.2.2.2.5 Statistique des paramètres du puits HTF-12

a/ Statistique élémentaire :

La caractérisation statistique monovariée du puits HTF-12 a été faite sur ses données pétrophysiques. Ceci a permis de relever la typologie pétrophysique de ce puits (Tableau. 10).

Le tableau montre que ce puits présente d'une part une porosité moyenne de 4.777 %, et une perméabilité moyenne de 26.075 mD avec une valeur maximale qui atteint 230.703 mD, cette grande valeur peut être expliquée par la présence de fracture au voisinage de ce puits ; par contre

la densité de grain est de l'ordre de 2.63g/cc ; d'autre part, ce puits présente des valeurs de saturations en eau , en huile , et en gaz, de 14.812 % , 22.463 % , et de 62.726 % , respectivement.

**Tableau 10. Caractérisation Statistique des paramètres pétrophysiques du puits HTF-12.**

Paramètre	Nombre d'échantillons	Moyenne	Déviat ion Standard	Somme	Min	Max
K (mD)	9	26.07500	76.73795	234.6750	0.02100	230.7030
Φ (%)	9	4.77733	1.39355	42.9960	3.22800	7.0730
GD (g/cc)	9	2.63011	0.02113	23.6710	2.58700	2.6480
Sw (%)	9	14.81222	5.52586	133.3100	7.07000	24.1500
So (%)	9	22.46333	21.35954	202.1700	2.36000	67.2500
Sg (%)	9	62.72556	23.49903	564.5300	14.95000	90.5700

La matrice de corrélation a été calculée à l'aide des données des échantillons relatives au puits HTF-12 (Tableau 11). Cette matrice a montré que presque tous les paramètres pétrophysiques ne sont pas corrélés entre eux, à l'exception d'une forte corrélation négative entre la saturation en huile (So) et la saturation en gaz (Sg).

**Tableau 11. Matrice de corrélation des paramètres pétrophysiques du puits HTF-12.**

	K	Φ	GD	Sw	So	Sg
K	1					
Φ	-0.03	1				
GD	0.23	0.52	1			
Sw	-0.53	0.06	0.08	1		
So	-0.35387	0.65778	0.10343	0.27727	1	
Sg	0.44513	-0.6116	-0.11342	-0.487	-0.97419*	1

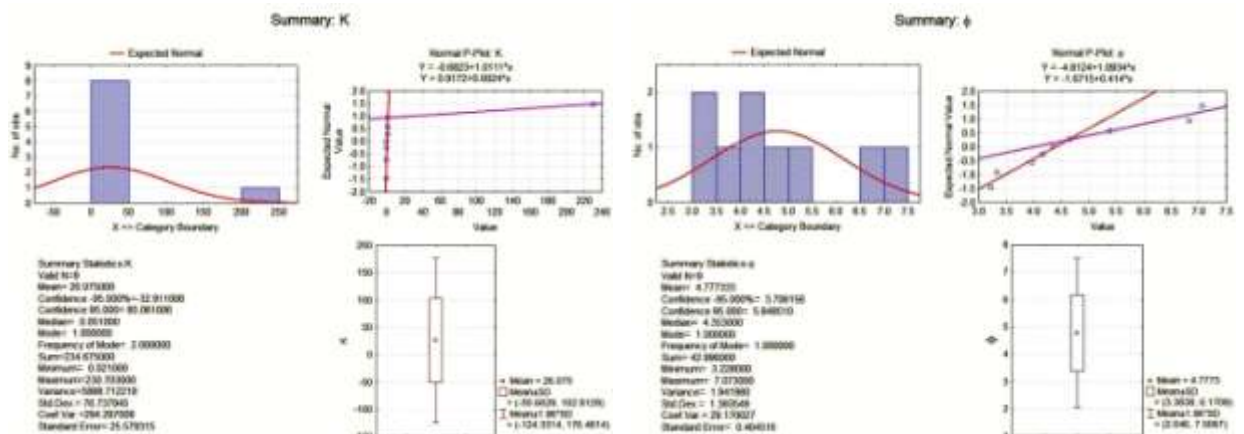
\* : corrélation significative.

**b/ Etude de la densité et la distribution des données paramètres pétrophysiques**

- La perméabilité (K) du puits HTF-12: Le graphe de probabilité des valeurs de la perméabilité (Fig.24) montre un seul point d'inflexion au niveau de la valeur 1.509 mD. Au point d'inflexion, la première classe est formée par des échantillons ayant des valeurs de perméabilité inférieures à 1.509 mD, cette classe représente 88.89 % des échantillons. La deuxième classe est formée par des échantillons ayant des valeurs de perméabilité (K) qui dépassent les 1.509 mD constituent les valeurs très élevées de perméabilité, cette classe représente 11.11 % des échantillons.
- La porosité (φ) du puits HTF-12: Le graphe de probabilité des valeurs de la porosité (φ) (Fig.24) montre un seul point d'inflexion au niveau de la valeur 4.651 %. Au point d'inflexion, la première classe est formée par des échantillons ayant des valeurs de

porosité ( $\phi$ ) inférieures à 4.651 %, cette classe représente 66.67 % des échantillons. La deuxième classe est formée par des échantillons ayant des valeurs de porosité ( $\phi$ ) qui dépassent les 4.651 % constituent les valeurs très élevées de porosité ( $\phi$ ), cette classe représente 33.33 % des échantillons.

- La densité de grain (GD) du puits HTF-12: Le graphe de probabilité des valeurs de la densité de grain (GD) (Fig.24) montre l'existence d'un seul point d'inflexion, au niveau des valeurs 2.635 g/cc. Au point d'inflexion, la première classe est formée par des échantillons ayant des valeurs inférieures à 2.635 g/cc, cette classe représente 77.78 % des échantillons. La deuxième classe est formée par des échantillons ayant des valeurs supérieures à 2.635 g/cc, cette classe représente 22.22 % des échantillons.
- La saturation en eau ( $S_w$ ) du puits HTF-12: Le graphe de probabilité des données de la porosité (Fig.24) , ne montre pas de nets points d'inflexion. on peut dire que la fonction saturation en eau ( $S_w$ ) est une distribution normale.
- La saturation en huile ( $S_o$ ) du puits HTF-12: Le graphe de probabilité des valeurs de la saturation en huile ( $S_o$ ) (Fig.24) montre un seul point d'inflexion au niveau de la valeur 7.20 %. Au point d'inflexion, la première classe est formée par des échantillons ayant des valeurs de saturation inférieures à 7.20 %, cette classe représente 44.44 % des échantillons. La deuxième classe est formée par des échantillons ayant des valeurs de la saturation en huile ( $S_o$ ) qui dépassent les 7.20 % constituent les valeurs très élevées de saturation, cette classe représente 55.56 % des échantillons.
- La saturation en gaz ( $S_g$ ) du puits HTF-12: Le graphe de probabilité des données de la saturation en gaz ( $S_g$ ) (Fig.24), ne montre pas de nets points d'inflexion. on peut dire que la fonction saturation en gaz ( $S_g$ ) est une distribution normale.



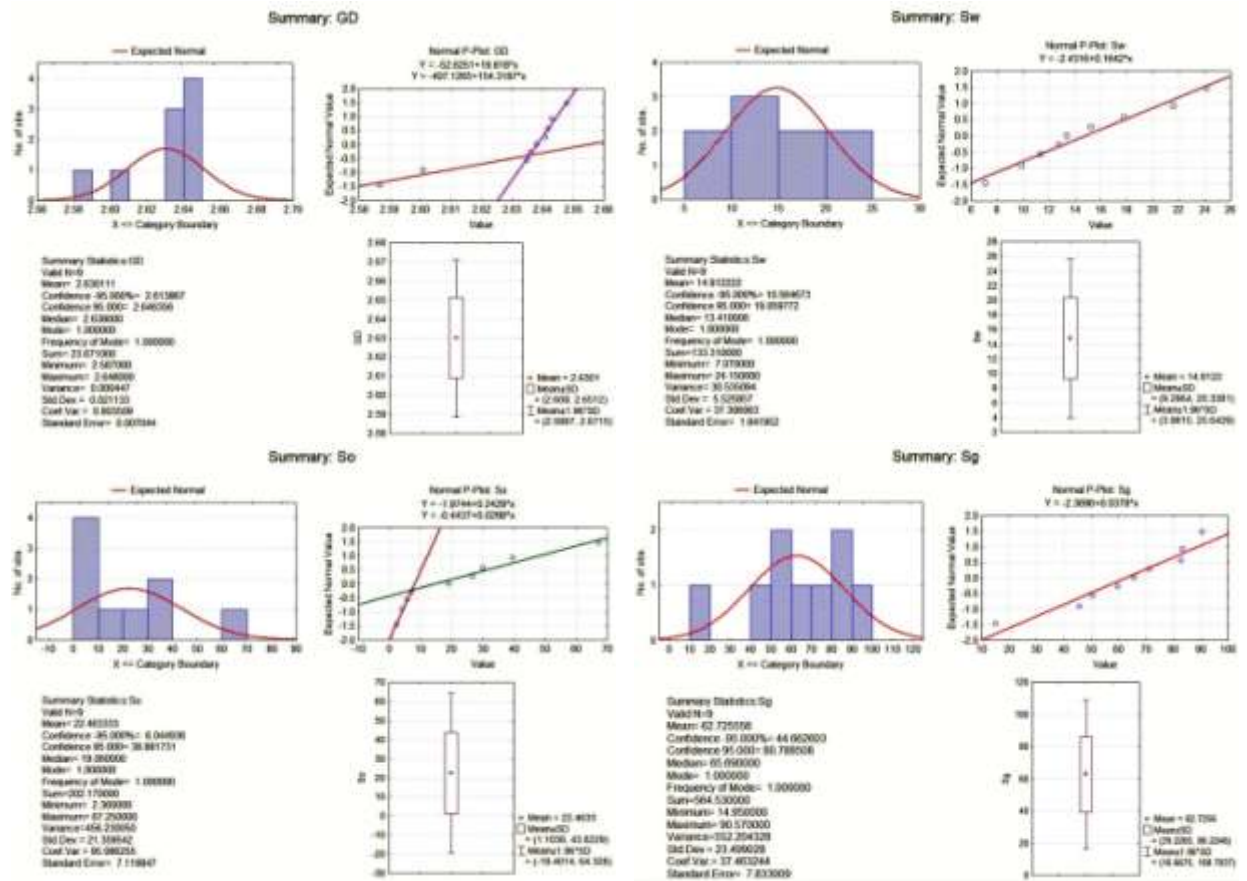


Figure 24. Histogrammes et graphes de probabilité des données des paramètres pétrophysiques de l'ensemble du puits HTF-12 de Hassi Tarfa.

III.2.2.2.6 Statistique des paramètres du puits HTF-13

a/ Statistique élémentaire :

La caractérisation statistique monovariée du puits HTF-13 a été faite sur ses données pétrophysiques. Ceci a permis de relever la typologie pétrophysique de ce puits (Tableau. 12).

Le tableau montre que ce puits présente d'une part une porosité moyenne de 6.267 %, et une perméabilité moyenne de 0.0315 mD avec une valeur maximale qui atteint 0.079 mD, par contre la densité de grain est de l'ordre de 2.619 g/cc ; d'autre part, ce puits présente des valeurs de saturations en eau , en huile , et en gaz, de 10.00 %, 21.24 %, et de 68.75 %, respectivement.

Tableau 12. Caractérisation Statistique des paramètres pétrophysiques du puits HTF-13.

Paramètre	Nombre d'échantillons	Moyenne	Déviatoin Standard	Somme	Min	Max
K (mD)	10	0.0315	0.0210	0.3150	0.0120	0.0790
Φ (%)	10	6.2670	2.3743	62.6700	1.6800	9.5800
GD (g/cc)	10	2.6190	0.0088	26.1900	2.6100	2.6400
Sw (%)	10	10.0040	8.0987	100.0400	2.4100	27.9600
So (%)	10	21.2420	11.5028	212.4200	5.7000	40.6900
Sg (%)	10	68.7540	18.4239	687.5400	36.5600	91.4600

La matrice de corrélation a été calculée à l'aide des données des échantillons relatives au puits HTF-13 (Tableau 13). Cette matrice a montré que la perméabilité (K) est corrélée positivement avec la densité de grain (GD), mais elle n'est corrélée avec aucun des autres paramètres. La saturation en eau (Sw) est corrélée positivement avec la saturation en huile (So), mais corrélée négativement avec la saturation en gaz (Sg). On remarque que la saturation en huile (So) est négativement corrélée avec la saturation en gaz (Sg).

**Tableau 13. Matrice de corrélation des paramètres pétrophysiques du puits HTF-13.**

	K	Φ	GD	Sw	So	Sg
K	1					
Φ	0.15611	1				
GD	0.84757*	-0.20913	1			
Sw	-0.22161	0.29587	0	1		
So	-0.03126	0.46262	0	0.75923*	1	
Sg	0.11692	-0.419	0.39297	-0.91374*	-0.95817*	1

\* : corrélation significative.

**b/ Etude de la densité et la distribution des données paramètres pétrophysiques**

- La perméabilité (K) du puits HTF-13: Le graphe de probabilité des données de la perméabilité (K) (Fig.25), ne montre pas de nets points d'inflexion. on peut dire que la fonction perméabilité (K) est une distribution normale.
- La porosité (φ) du puits HTF-13: Le graphe de probabilité des données de la porosité (φ) (Fig.25) ne montre pas de nets points d'inflexion. on peut dire que la fonction porosité (φ) est une distribution normale.
- La densité de grain (GD) du puits HTF-13: Le graphe de probabilité des données de la densité de grain (GD) (Fig.25) ne montre pas de nets points d'inflexion. on peut dire que la fonction densité de grain (GD) est une distribution normale.
- La saturation en eau (Sw) du puits HTF-13: Le graphe de probabilité des données de (Sw) (Fig.25) montre l'existence de 3 points d'inflexion, au niveau des valeurs 9.90, 12.76, et 15.25 %. Au point d'inflexion, la 1<sup>ère</sup> classe est formée par des échantillons ayant des valeurs inférieures à 9.90 %, cette classe représente 18.18 % des échantillons. La 2<sup>ème</sup> classe est formée par des échantillons ayant des valeurs de la saturation en eau (Sw) comprises entre les deux limites 9.90 et 12.76 %, cette classe représente 54.55 % des échantillons ; la 3<sup>ème</sup> classe est formée par des échantillons ayant les valeurs de (Sw) comprises entre les deux limites 12.76 et 15.25 %, cette classe représente 18.18 % des échantillons ; et enfin la 4<sup>ème</sup> classe est formée par des échantillons ayant des valeurs supérieures à 15.25 %, cette classe représente 9.09 % des échantillons.

- La saturation en huile (So) et la saturation en gaz (Sg) du puits HTF-13: Les graphes de probabilité des données de (So) et (Sg) (Fig.25) ne montrent pas de nets points d'inflexion. on peut dire que les fonctions de ces saturations (So) et (Sg) sont des distributions normales.

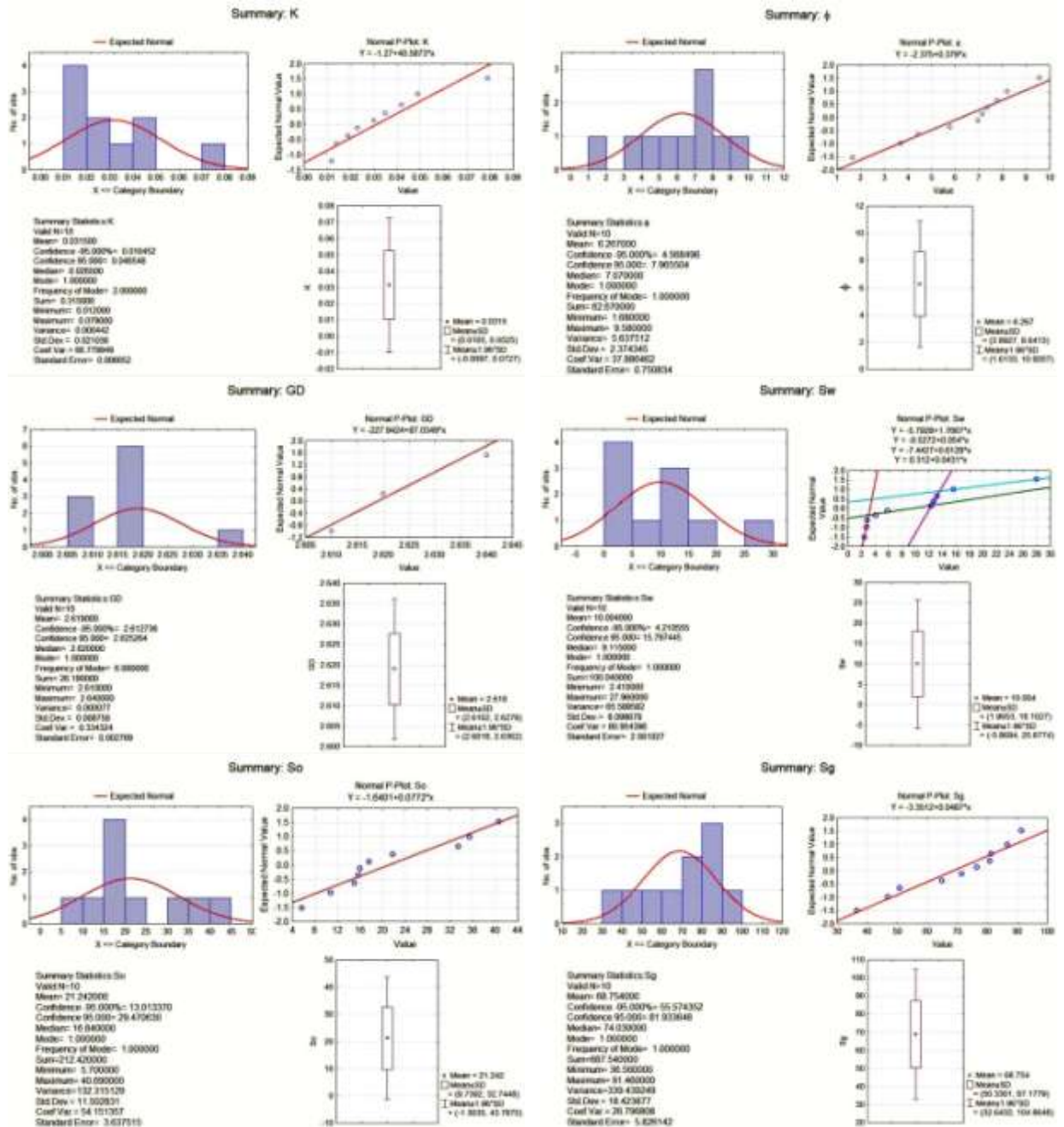


Figure 25. Histogrammes et graphes de probabilité des données des paramètres pétrophysiques de l'ensemble du puits HTF-13 de Hassi Tarfa.



**III.2.2.2.7 Statistique des paramètres du puits HTF-14**

**a/ Statistique élémentaire :**

La caractérisation statistique monovariée du puits HTF-14 a été faite sur ses données pétrophysiques. Ceci a permis de relever la typologie pétrophysique de ce puits (Tableau. 14).

Le tableau montre que ce puits présente d’une part une porosité moyenne de 7.23 %, et une perméabilité moyenne de 0.055 mD avec une valeur maximale qui atteint 0.457 mD, par contre la densité de grain est de l’ordre de 2.625 g/cc ; d’autre part, ce puits présente des valeurs de saturations en eau , en huile , et en gaz, de 47.21 %, 25.91 %, et de 26.88 %, respectivement.

**Tableau 14. Caractérisation Statistique monovariée des paramètres pétrophysiques du puits HTF-14.**

Paramètre	Nombre d'échantillons	Moyenne	Déviati on Standard	Somme	Min	Max
K (mD)	26	0.05504	0.10407	1.431	0.009	0.457
Φ (%)	26	7.23077	2.19163	188	1.16	9.63
GD (g/cc)	26	2.625	0.01364	68.25	2.6	2.66
Sw (%)	23	47.2113	22.17543	1085.86	17.82	85.79
So (%)	23	25.90652	19.03293	595.85	3.56	51.85
Sg (%)	23	26.88304	14.02295	618.31	8.71	78.61

La matrice de corrélation a été calculée à l’aide des données des échantillons relatives au puits HTF-14 (Tableau 15). Cette matrice a montré que la perméabilité (K) et la porosité (φ) sont corrélées positivement avec la saturation en huile (So), alors que la saturation en eau (Sw) est corrélée négativement avec les saturations en gaz (Sg) et en huile (So). On remarque une corrélation positive entre la densité de grain et la saturation en gaz (Sg).

**Tableau 15. Matrice de corrélation des paramètres pétrophysiques du puits HTF-14.**

	K	Φ	GD	Sw	So	Sg
K	1					
Φ	0.38133	1				
GD	0.07623	-0.04082	1			
Sw	-0.34265	-0.28098	-0.32024	1		
So	0.43268*	0.45605*	0.05873	-0.77866*	1	
Sg	-0.0453	-0.17455	0.42673*	-0.52448*	-0.12582	1

\* : corrélation significative.

**b/ Etude de la densité et la distribution des données paramètres pétrophysiques**

- La perméabilité (K) du puits HTF-14: Le graphe de probabilité des valeurs de la perméabilité (Fig.26) montre un seul point d’inflexion au niveau de la valeur 0.0270 mD. Au point d’inflexion, la première classe est formée par des échantillons ayant des valeurs

de perméabilité inférieures à 0.0270 mD, cette classe représente 76.92 % des échantillons. La deuxième classe est formée par des échantillons ayant des valeurs de perméabilité (K) qui dépassent les 0.0270 mD constituent les valeurs très élevées de perméabilité, cette classe représente 23.08 % des échantillons.

- La porosité ( $\phi$ ) du puits HTF-14: Le graphe de probabilité des valeurs de la porosité ( $\phi$ ) (Fig.26) montre un seul point d'inflexion au niveau de la valeur 0.0270 %. Au point d'inflexion, la première classe est formée par des échantillons ayant des valeurs de porosité ( $\phi$ ) inférieures à 0.0270 %, cette classe représente 42.31 % des échantillons. La deuxième classe est formée par des échantillons ayant des valeurs de porosité ( $\phi$ ) qui dépassent les 0.0270 % constituent les valeurs très élevées de porosité ( $\phi$ ), cette classe représente 57.69 % des échantillons.
- La densité de grain (GD) du puits HTF-14: Le graphe de probabilité des données de la densité de grain (GD) (Fig.26) ne montre pas de nets points d'inflexion. on peut dire que la fonction densité de grain (GD) est une distribution normale.
- La saturation en eau ( $S_w$ ) du puits HTF-14: Le graphe de probabilité des valeurs de la saturation en eau ( $S_w$ ) (Fig.26) montre un seul point d'inflexion au niveau de la valeur 32.590 %. Au point d'inflexion, la première classe est formée par des échantillons ayant des valeurs de saturation inférieures à 32.590 %, cette classe représente 43.48 % des échantillons. La deuxième classe est formée par des échantillons ayant des valeurs de la saturation en eau ( $S_w$ ) qui dépassent les 32.590 % constituent les valeurs très élevées de saturation, cette classe représente 56.52 % des échantillons.
- La saturation en huile ( $S_o$ ) du puits HTF-14: Le graphe de probabilité des données de La saturation en huile ( $S_o$ ) (Fig.26) montre deux points d'inflexion au niveau de la valeur de La saturation en huile ( $S_o$ ) 6.760 % et 41.58 %. Au point 1<sup>er</sup> d'inflexion, la première classe est formée par des échantillons ayant des valeurs de saturation inférieures à 6.760 %, cette classe représente 30.43 % des échantillons. La deuxième classe est formée par des échantillons ayant des valeurs de saturation comprise entre 6.760 % et 41.58 %, cette classe représente 34.78 % des échantillons. Au 2<sup>ème</sup> point d'inflexion, la troisième classe est formée par les échantillons dont la saturation est supérieure à 41.58 %, cette classe représente 34.79 % des échantillons.
- La saturation en gaz ( $S_g$ ) du puits HTF-14: Le graphe de probabilité des valeurs de la saturation en gaz ( $S_g$ ) (Fig.26) montre l'existence d'un seul point d'inflexion, au niveau des valeurs 15.270 %. Au point d'inflexion, la première classe est formée par des

échantillons ayant des valeurs inférieures à 15.270 %, cette classe représente 17.39 % des échantillons. La deuxième classe est formée par des échantillons ayant des valeurs supérieures à 15.270 %, cette classe représente 82.61 % des échantillons.

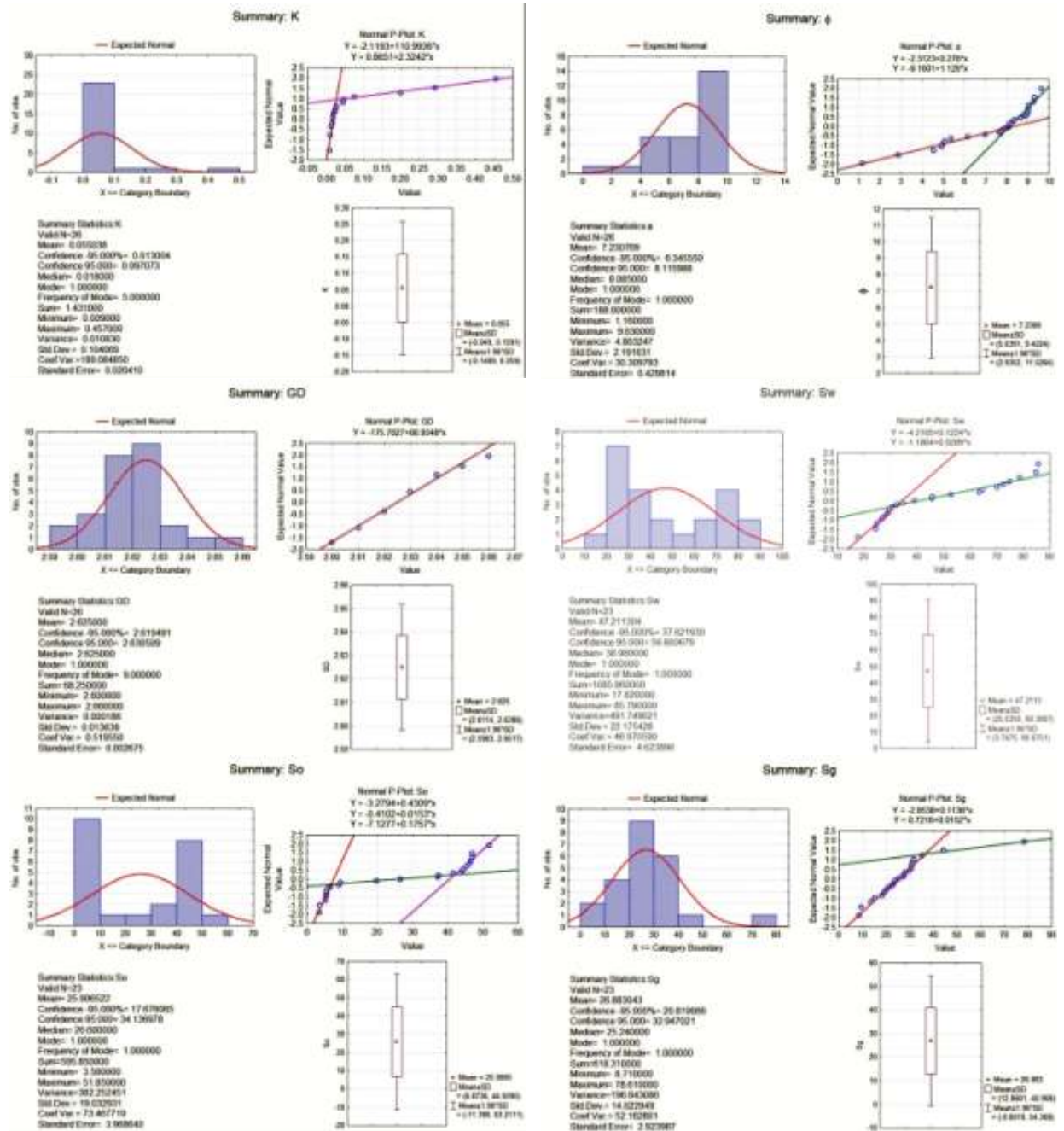


Figure 26. Histogrammes et graphes de probabilité des données des paramètres pétrophysiques de l'ensemble du puits HTF-14 de Hassi Tarfa.

### III.2.2.2.8 Statistique des paramètres du puits HTF-16

#### a/ Statistique élémentaire :

La caractérisation statistique monovariée du puits HTF-16 a été faite sur ses données pétrophysiques. Ceci a permis de relever la typologie pétrophysique de ce puits (Tableau. 16).

Le tableau montre que ce puits présente d’une part une porosité moyenne de 7.619 %, et une perméabilité moyenne de 1.982 mD avec une valeur maximale qui atteint 15.413 mD, par contre la densité de grain est de l’ordre de 2.64 g/cc ; d’autre part, ce puits présente des valeurs de saturations en eau , en huile , et en gaz, de 30.744 %, 52.909 %, et de 16.345 %, respectivement.

**Tableau 16. Caractérisation Statistique des paramètres pétrophysiques du puits HTF-16.**

Paramètre	Nombre d'échantillons	Moyenne	Déviat ion Standard	Somme	Min	Max
K (mD)	16	1.9823	4.2741	31.7160	0.0340	15.4130
Φ (%)	16	7.6199	1.4152	121.9190	4.4900	9.2400
GD (g/cc)	16	2.6379	0.0040	42.2060	2.6300	2.6400
Sw (%)	16	30.7444	12.4127	491.9100	10.5500	55.9900
So (%)	16	52.9094	10.4032	846.5500	36.9500	68.7000
Sg (%)	16	16.3450	9.4180	261.5200	3.9500	34.5600

La matrice de corrélation a été calculée à l’aide des données des échantillons relatives au puits HTF-16 (Tableau 17). Cette matrice a montré que la perméabilité (K) est corrélée positivement avec la porosité et la saturation en huile, puis corrélée négativement avec la saturation en eau.

La porosité est corrélée positivement avec la saturation en gaz (Sg), puis corrélée négativement avec la saturation en eau (Sw). On remarque aussi que la saturation en eau (Sw) est corrélée négativement avec les saturations en gaz (Sg) et en huile (So).

**Tableau 17. Matrice de corrélation des paramètres pétrophysiques du puits HTF-16.**

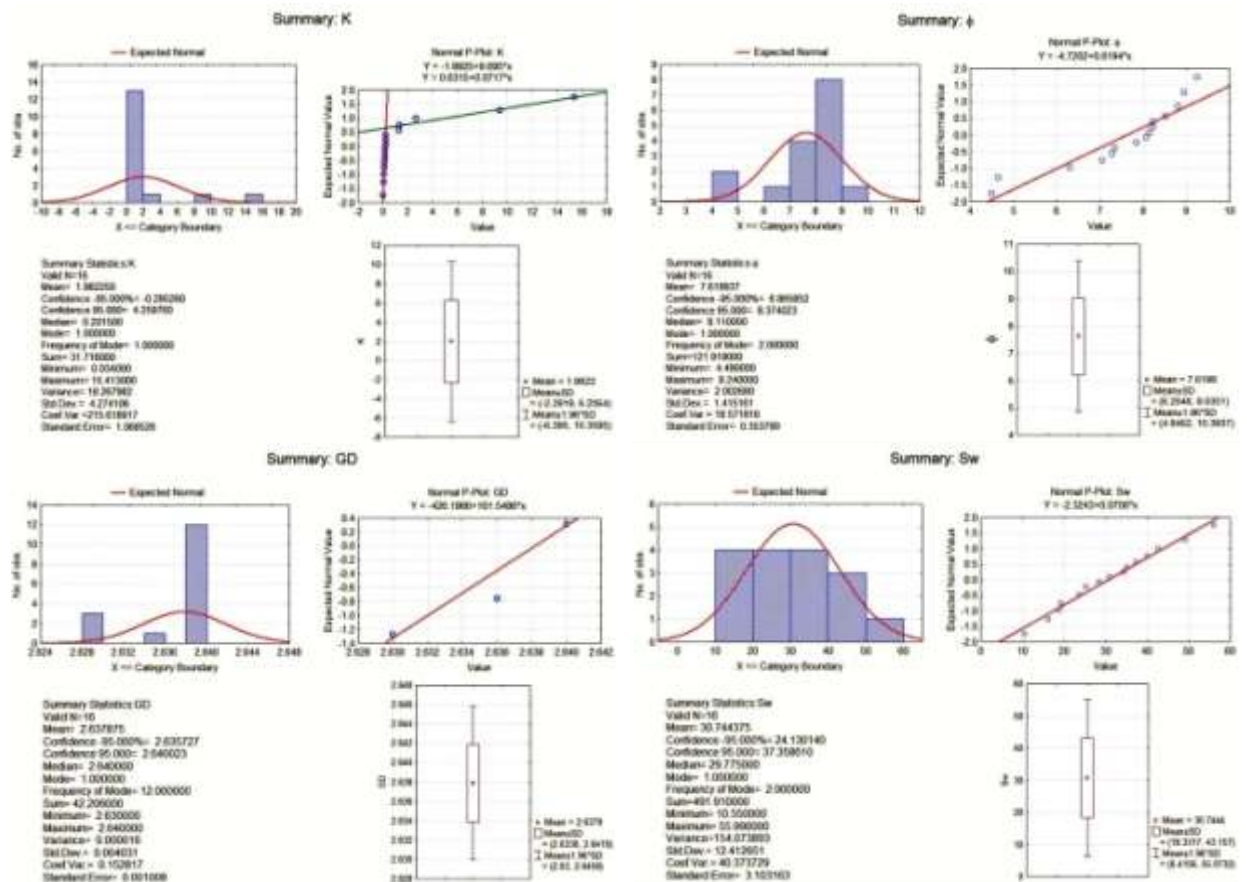
	K	Φ	GD	Sw	So	Sg
K	1					
Φ	0.33734	1				
GD	-0.12904	0	1			
Sw	-0.55901*	-0.46321*	0.28958	1		
So	0.43232*	0.10898	0.02047	-0.67201*	1	
Sg	0.25888	0.48998*	-0.404	-0.57555*	-0.21881	1

\* : corrélation significative.

**b/ Etude de la densité et la distribution des données paramètres pétrophysiques**

- La perméabilité (K) du puits HTF-16: Le graphe de probabilité des valeurs de la perméabilité (Fig.27) montre un seul point d’inflexion au niveau de la valeur 0.2280 mD. Au point d’inflexion, la première classe est formée par des échantillons ayant des valeurs de perméabilité inférieures à 0.2280 mD, cette classe représente 68.75 % des échantillons. La deuxième classe est formée par des échantillons ayant des valeurs de perméabilité (K) qui dépassent les 0.2280 mD constituent les valeurs très élevées de perméabilité, cette classe représente 31.25 % des échantillons.

- La porosité ( $\phi$ ) du puits HTF-16: La porosité ( $\phi$ ) du puits HTF-10: Le graphe de probabilité des données de la porosité (Fig.27) ne montre pas de nets points d'inflexion, on peut dire que la fonction densité de porosité est une distribution normale.
- La densité de grain (GD) du puits HTF-16: Le graphe de probabilité des données de la densité de grain (GD) (Fig.27) ne montre pas de nets points d'inflexion. on peut dire que la fonction densité de grain (GD) est une distribution normale.
- La saturation en eau (Sw) du puits HTF-16: La saturation en eau (Sw) du puits HTF-17: Le graphe de probabilité des données de la saturation en eau (Sw) (Fig.27) ne montre pas de nets points d'inflexion. on peut dire que la fonction saturation en eau (Sw) est une distribution normale.
- La saturation en huile (So) du puits HTF-16: Le graphe de probabilité des données de la saturation en huile (So) (Fig.27) ne montre pas de nets points d'inflexion. on peut dire que la fonction saturation en huile (So) est une distribution normale.
- La saturation en gaz (Sg) du puits HTF-16: Le graphe de probabilité des données de la saturation en gaz (Sg) (Fig.27) ne montre pas de nets points d'inflexion. on peut dire que la fonction saturation en gaz (Sg) est une distribution normale.



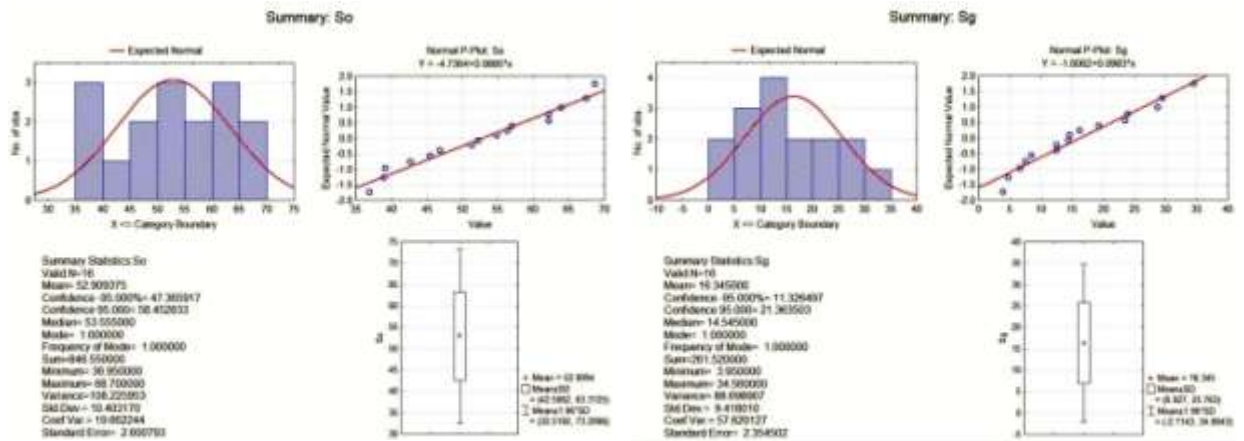


Figure 27. Histogrammes et graphes de probabilité des données des paramètres pétrophysiques de l'ensemble du puits HTF-16 de Hassi Tarfa.

### III.2.2.2.9 Statistique des paramètres du puits HTF-17

#### a/ Statistique élémentaire :

La caractérisation statistique monovariée du puits HTF-17 a été faite sur ses données pétrophysiques. Ceci a permis de relever la typologie pétrophysique de ce puits (Tableau. 18).

Le tableau montre que ce puits présente d'une part une porosité moyenne de 4.8167%, et une perméabilité moyenne de 0.044 mD avec une valeur maximale qui atteint 0.193 mD, par contre la densité de grain est de l'ordre de 2.6567 g/cc ; d'autre part, ce puits présente des valeurs de saturations en eau, en huile, et en gaz, de 68.35%, 17.69%, et de 19.01%, respectivement.

Tableau 18. Caractérisation Statistique des paramètres pétrophysiques du puits HTF-17.

Paramètre	Nombre d'échantillons	Moyenne	Déviatoin Standard	Somme	Min	Max
K (mD)	21	0.0440	0.04732	0.924	0	0.1930
Φ (%)	21	4.8167	2.34480	101	0	8.8500
GD (g/cc)	21	2.6567	0.14389	56	3	3.2700
Sw (%)	21	68.3505	20.1484	1435	41	97.7800
So (%)	15	17.6920	12.0525	265.38	3	51.8600
Sg (%)	21	19.0124	13.3505	399.26	2.22	42.13

La matrice de corrélation a été calculée à l'aide des données des échantillons relatives au puits HTF-17 (Tableau 19). Cette matrice a montré que la perméabilité (K) est corrélée positivement avec la saturation en huile, puis corrélée négativement avec la saturation en eau. La saturation en eau est corrélée négativement avec la saturation en huile et en gaz. On remarque que d'une part, la porosité n'est corrélée pas avec la perméabilité, la densité de grain ; d'autre part elle n'est corrélée avec aucune des trois saturations.

**Tableau 19. Matrice de corrélation des paramètres pétrophysiques du puits HTF-17.**

	K	$\Phi$	GD	Sw	So	Sg
K	1					
$\Phi$	0.1832	1				
GD	0.0444	-0.0904	1			
Sw	-0.58301*	-0.0092	-0.0670	1		
So	0.70451*	0.1702	-0.0666	-0.56607*	1	
Sg	0	0	-0.0118	-0.77221*	-0.26384	1

\* : corrélation significative.

**b/ Etude de la densité et la distribution des données paramètres pétrophysiques**

- La perméabilité (K) du puits HTF-17: Le graphe de probabilité des valeurs de la perméabilité (Fig.28) montre un seul point d’inflexion au niveau de la valeur 0.045 mD. Au point d’inflexion, la première classe est formée par des échantillons ayant des valeurs de perméabilité inférieures à 0.045 mD, cette classe représente 80.95 % des échantillons. La deuxième classe est formée par des échantillons ayant des valeurs de perméabilité (K) qui dépassent les 0.045 mD constituent les valeurs très élevées de perméabilité, cette classe représente 19.05 % des échantillons.
- La porosité ( $\phi$ ) et la saturation en eau (Sw) du puits HTF-17: Les graphes de probabilité ( $\phi$ ) et de (Sw) (Fig.28) ne montrent pas de nets points d’inflexion. on peut dire que les fonctions de porosité ( $\phi$ ) et saturation en eau (Sw) sont des distributions normales.
- La densité de grain (GD) du puits HTF-17: Le graphe de probabilité des valeurs de la densité de grain (GD) (Fig.28) montre l’existence d’un seul point d’inflexion, au niveau des valeurs 2.640 g/cc. Au point d’inflexion, la première classe est formée par des échantillons ayant des valeurs inférieures à 2.640 g/cc, cette classe représente 76.19 % des échantillons. La deuxième classe est formée par des échantillons ayant des valeurs supérieures à 2.640 g/cc, cette classe représente 22.223.81 % des échantillons.
- La saturation en huile (So) du puits HTF-17: Le graphe de probabilité des valeurs de la saturation en huile (So) (Fig.28) montre un seul point d’inflexion au niveau de la valeur 22.26 %. Au point d’inflexion, la première classe est formée par des échantillons ayant des valeurs de saturation inférieures à 22.26 %, cette classe représente 86.67 % des échantillons. La deuxième classe est formée par des échantillons ayant des valeurs de la saturation en huile (So) qui dépassent les 22.26 % constituent les valeurs très élevées de saturation, cette classe représente 13.33 % des échantillons.
- La saturation en gaz (Sg) du puits HTF-17: Le graphe de probabilité des données de saturation en gaz (Sg) (Fig.28) montre deux points d’inflexion au niveau des valeurs

11.19 % et 31.28 %. Au point 1<sup>er</sup> d'inflexion, la 1<sup>ère</sup> classe est formée par des échantillons ayant des valeurs inférieures à 11.19 %, cette classe représente 47.62 % des échantillons. La 2<sup>ème</sup> classe est formée par des échantillons ayant des valeurs de saturation comprise entre 11.19 % et 31.28 %, cette classe représente 10.39 % des échantillons. Au 2<sup>ème</sup> point d'inflexion, la 3<sup>ème</sup> classe est formée par les échantillons dont la saturation est supérieure à 31.28 %, cette classe représente 23.81% des échantillons.

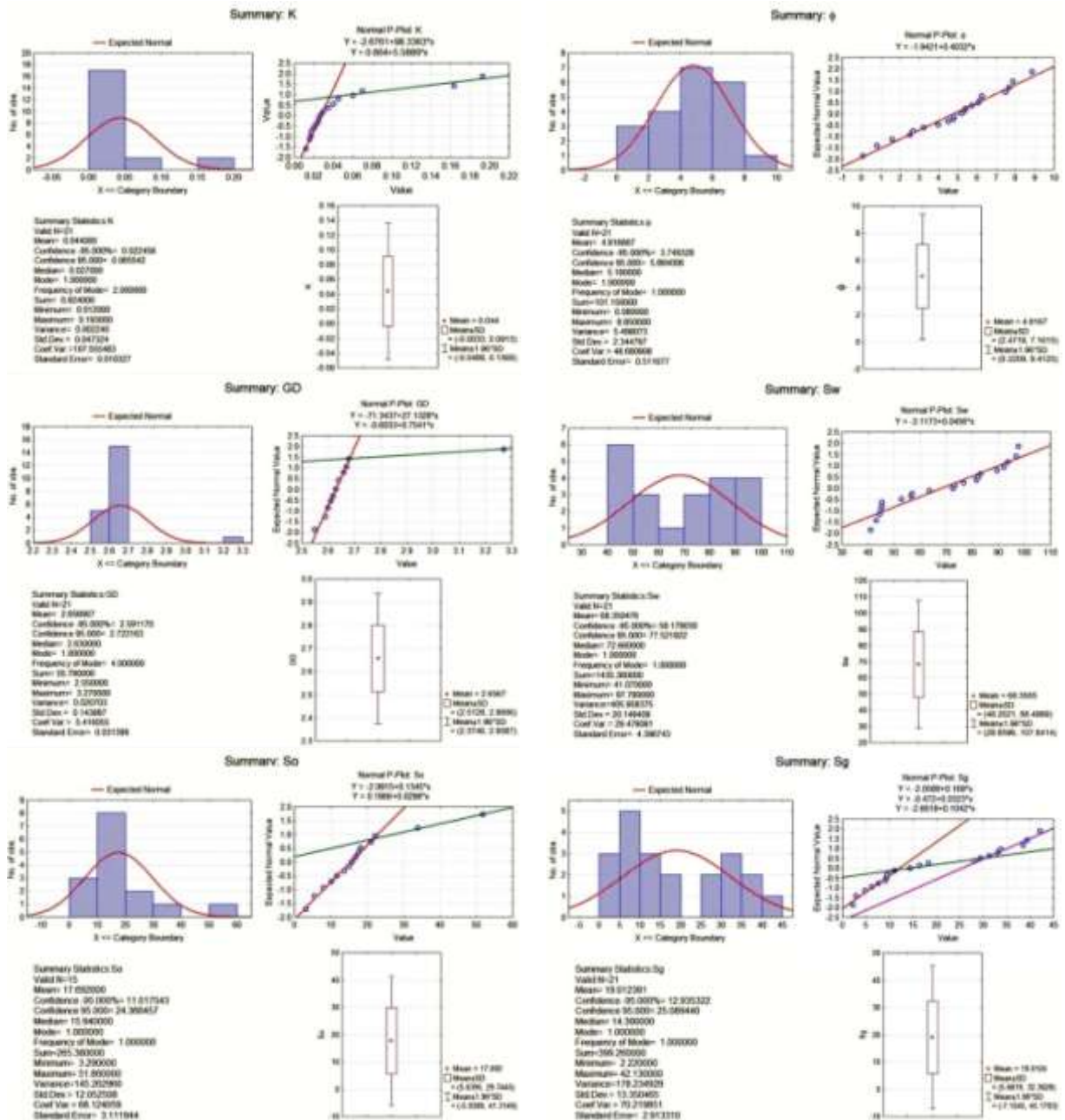


Figure 28. Histogrammes et graphes de probabilité des données des paramètres pétrophysiques de l'ensemble du puits HTF-17 de Hassi Tarfa.



**III.2.2.2.10 Statistique des paramètres du puits HTF-18**

**a/ Statistique élémentaire :**

La caractérisation statistique monovariée du puits HTF-18 a été faite sur ses données pétrophysiques. Le tableau (20) montre que ce puits présente d’une part une porosité moyenne de 6.808%, et une perméabilité moyenne de 0.0645 mD avec une valeur maximale qui atteint 0.1160 mD, par contre la densité de grain est de l’ordre de 2.62g/cc ; d’autre part, ce puits présente des valeurs de saturations en eau , en huile , et en gaz, de 3.216%, 15.96%, et de 87.21%, respectivement.

**Tableau 20. Caractérisation Statistique des paramètres pétrophysiques du puits HTF-18.**

Paramètre	Nombre d'échantillons	Moyenne	Déviat ion Standard	Somme	Min	Max
K (mD)	5	0.0645	0.0372	0.3224	0.0303	0.1160
Φ (%)	5	6.8080	1.0228	34.0400	6.0600	8.6000
GD (g/cc)	5	2.6200	0.0071	13.1000	2.6100	2.6300
Sw (%)	5	3.2160	1.2680	16.0800	1.7700	4.9900
So (%)	3	15.9600	13.1904	47.8800	7.8500	31.1800
Sg (%)	5	87.2100	13.7510	436.0500	63.8300	97.5700

La matrice de corrélation a été calculée à l’aide des données des échantillons relatives au puits HTF-18 (Tableau 21). Cette matrice a montré que la densité de grain est corrélée négativement avec la saturation en huile, et que cette dernière est aussi corrélée négativement avec la saturation en gaz. Par contre les autres paramètres pétrophysiques ne sont pas corrélés ou très faiblement corrélés entre eux.

**Tableau 21. Matrice de corrélation des paramètres pétrophysiques du puits HTF-18.**

	K	Φ	GD	Sw	So	Sg
K	1					
Φ	-0.3706	1				
GD	0	0	1			
Sw	-0.15935	-0.13221	-0.71381	1		
So	0.24078	-0.29127	-0.99928*	0.72742	1	
Sg	-0.4882	0.33002	0.8675	-0.78239	-0.99692*	1

\* : corrélation significative.

**b/ Etude de la densité et la distribution des données paramètres pétrophysiques**

- La perméabilité (K) du puits HTF-18: Le graphe de probabilité des valeurs de la perméabilité (Fig.29) montre un seul point d’inflexion au niveau de la valeur 0.03530 mD. Au point d’inflexion, la première classe est formée par des échantillons ayant des valeurs de perméabilité inférieures à 0.03530 mD, cette classe représente 40.00 % des

échantillons. La deuxième classe est formée par des échantillons ayant des valeurs de perméabilité (K) qui dépassent les 0.03530 mD constituent les valeurs très élevées de perméabilité, cette classe représente 60.00 % des échantillons.

- La porosité ( $\phi$ ) du puits HTF-18: Le graphe de probabilité des valeurs de la porosité ( $\phi$ ) (Fig.29) montre un seul point d'inflexion au niveau de la valeur 6.40 %. Au point d'inflexion, la première classe est formée par des échantillons ayant des valeurs de porosité ( $\phi$ ) inférieures à 6.40 %, cette classe représente 60.00 % des échantillons. La deuxième classe est formée par des échantillons ayant des valeurs de porosité ( $\phi$ ) qui dépassent les 6.40 % constituent les valeurs très élevées de porosité ( $\phi$ ), cette classe représente 40.00 % des échantillons.
- La densité de grain (GD) et la saturation en eau ( $S_w$ ) du puits HTF-18: Les graphes de probabilité des données de (GD) et ( $S_w$ ) (Fig.29) ne montrent pas de nets points d'inflexion. on peut dire que les fonctions (GD) et ( $S_w$ ) sont des distributions normales.
- La saturation en huile ( $S_o$ ) du puits HTF-18: Le graphe de probabilité des valeurs de la saturation en huile ( $S_o$ ) (Fig.29) montre un seul point d'inflexion au niveau de la valeur 8.850 %. Au point d'inflexion, la première classe est formée par des échantillons ayant des valeurs de saturation inférieures à 8.850 %, cette classe représente 66.67 % des échantillons. La deuxième classe est formée par des échantillons ayant des valeurs de la saturation en huile ( $S_o$ ) qui dépassent les 8.850 % constituent les valeurs très élevées de saturation, cette classe représente 33.33 % des échantillons.
- La saturation en gaz ( $S_g$ ) du puits HTF-18: Le graphe de probabilité des valeurs de la saturation en gaz ( $S_g$ ) (Fig.29) montre un seul point d'inflexion au niveau de la valeur 89.39 %. Au point d'inflexion, la première classe est formée par des échantillons ayant des valeurs de saturation inférieures à 89.39 %, cette classe représente 60.00 % des échantillons. La deuxième classe est formée par des échantillons ayant des valeurs de la saturation en gaz ( $S_g$ ) qui dépassent 89.39 % constituent les valeurs très élevées de saturation, cette classe représente 40.00 % des échantillons.

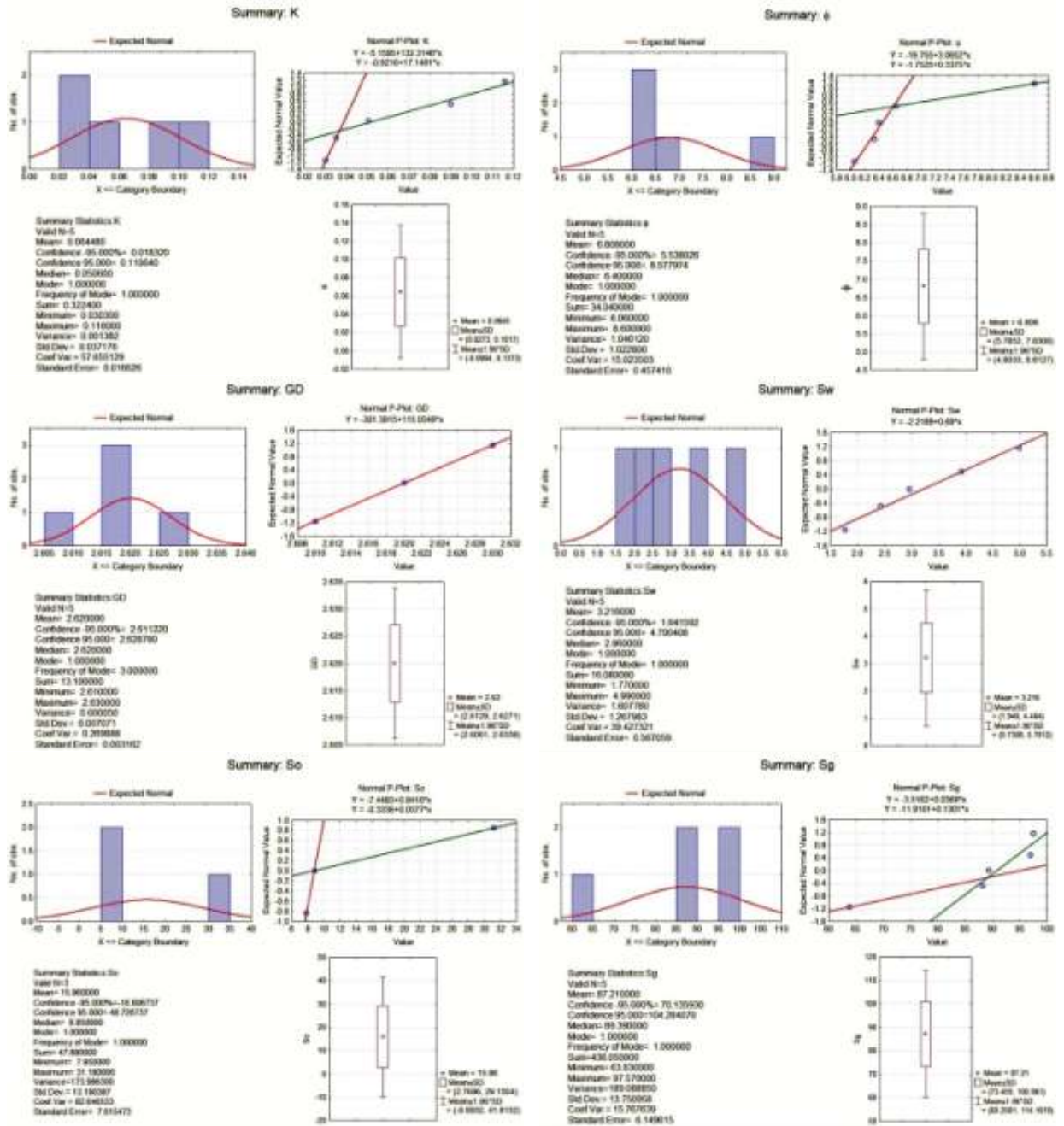


Figure 29. Histogrammes et graphes de probabilité des données des paramètres pétrophysiques de l'ensemble du puits HTF-18 de Hassi Tarfa.

III.2.2.2.11 Statistique des paramètres du puits HTF-19

a/ Statistique élémentaire :

La caractérisation statistique monovariée du puits HTF-19 a été faite sur ses données pétrophysiques. Le tableau (22) montre que ce puits présente d'une part une porosité moyenne de 8.3824%, et une perméabilité moyenne de 0.1834 mD avec une valeur maximale qui atteint 0.5660 mD, par contre la densité de grain est de l'ordre de 2.63g/cc ; d'autre part, ce puits présente une saturation en eau de 15.1641%.

**Tableau 22. Caractérisation Statistique des paramètres pétrophysiques du puits HTF-19.**

Paramètre	Nombre d'échantillons	Moyenne	Déviati on Standard	Somme	Min	Max
K (mD)	17	0.1834	0.1557	3.1170	0.0530	0.5660
Φ (%)	17	8.3824	1.3105	142.5000	6.1700	10.6300
GD (g/cc)	17	2.6324	0.0066	44.7500	2.6200	2.6500
Sw (%)	17	15.1641	2.5064	257.7900	10.2800	19.5600

La matrice de corrélation a été calculée à l'aide des données des échantillons relatives au puits HTF-19 (Tableau 23). Cette matrice a montré que les paramètres pétrophysiques ne sont pas corrélés ou très faiblement corrélés entre eux.

**Tableau 23. Matrice de corrélation des paramètres pétrophysiques du puits HTF-19.**

	K	Φ	GD	Sw
K	1			
Φ	0.29052	1		
GD	0.24510	-0.20819	1	
Sw	-0.15374	-0.24749	0.25880	1

\* : corrélation significative.

**b/ Etude de la densité et la distribution des données paramètres pétrophysiques**

- La perméabilité (K) du puits HTF-19: Le graphe de probabilité des valeurs de la perméabilité (Fig.30) montre un seul point d'inflexion au niveau de la valeur 0.1380 mD. Au point d'inflexion, la première classe est formée par des échantillons ayant des valeurs de perméabilité inférieures à 0.1380 mD, cette classe représente 70.59 % des échantillons. La deuxième classe est formée par des échantillons ayant des valeurs de perméabilité (K) qui dépassent les 0.1380 mD constituent les valeurs très élevées de perméabilité, cette classe représente 29.41 % des échantillons.
- La porosité (φ) du puits HTF-19: Le graphe de probabilité des données de la porosité (φ) (Fig.30) ne montre pas de nets points d'inflexion. on peut dire que la fonction porosité (φ) est une distribution normale.
- La densité de grain (GD) du puits HTF-19: Le graphe de probabilité des données de la densité de grain (GD) (Fig.30) ne montre pas de nets points d'inflexion. on peut dire que la fonction densité de grain (GD) est une distribution normale.
- La saturation en eau (Sw) du puits HTF-19: Le graphe de probabilité des données de la saturation en eau (Sw) ) Fig.30) ne montre pas de nets points d'inflexion. on peut dire que la fonction saturation en eau (Sw) est une distribution normale.

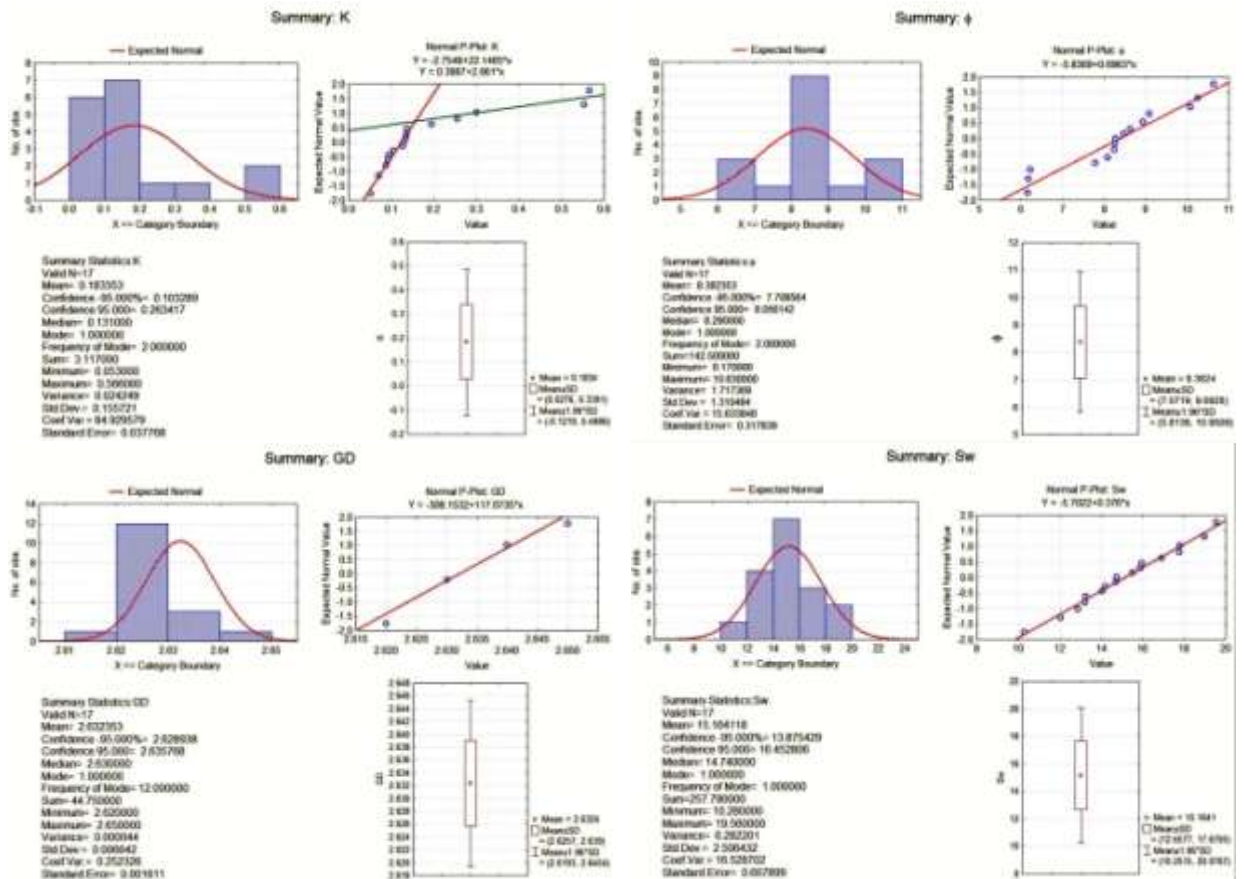


Figure 30. Histogrammes et graphes de probabilité des données des paramètres pétrophysiques de l'ensemble du puits HTF-19 de Hassi Tarfa.

**Conclusions**

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 HTF-10, à une profondeur de 3331.56 mètres, la perméabilité vaut 371.38 mD ; Au niveau du puits HTF-11, à une profondeur de 3276.76 mètres, la perméabilité vaut 78.38 mD ; Au niveau du puits HTF-12, à une profondeur de 3319.09 mètres, la perméabilité vaut 230.70 mD.
- La porosité est faible, mais présente une certaine augmentation dans les zones fracturées. Au niveau du puits HTF-06, à une profondeur de 3375.26 mètres, la perméabilité vaut 18.68% ; Au niveau du puits HTF-10, à une profondeur de 3416.02 mètres, la perméabilité vaut 15.56 % ; Au niveau du puits HTF-11, à une profondeur de 3277.47 mètres, la perméabilité vaut 12.55 % ; Au niveau du puits HTF-19, à une profondeur de 3364.83 mètres, la perméabilité vaut 10.63 %.

- 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.
- 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).

## Conclusion général

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 gréseux fin à moyen, arrondis à subanguleux avec des stratifications qui varie entre oblique, horizontale et entrecroisée; l'abondance d'Ichnofaciès de type Tigillites. La bioturbation est représentée par de nombreuses longues et fines Tigillites avec présence de trace d'ophimorpha, et les différentes structures sédimentaires indique un milieu mixte probablement Estuaire. En second lieu, l'étude avait aboutit à une abondance de quartz qui forme la majeure partie du sédiment, le reste se répartit entre les micas, les minéraux lourds et la glauconie; le ciment est siliceux. Enfin, nous avons conclut que la formation de quartzite el Hamra est très compacte, et elle présente aussi une porosité fissurale.

L'interprétation des histogrammes qui représentent les caractéristiques pétrophysiques du réservoir étudiés montre que le réservoir Quartzite de Hamra de la structure de Hassi Tarfa est caractérisé par :

- 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. Cette propriété peut être expliquée par l'action intense des processus diagénétiques, d'où le caractère compacte du réservoir.

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).

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

## IV Références

- [1] Bouchon R., Ortynski H.I., Lappaent C. de, and 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.," in *5<sup>ème</sup> Congrès Mondial du Pétrole (5<sup>th</sup> WPC)*, New York, USA, 1959, vol. Sect. I, no. 7, pp. 729-746.
- [2] Arezki Boudjemaa, "Evolution structurale du bassin pétrolier «Triasique» du Sahara Nord oriental," PhD Doctorat, Université Paris XI-Orsay, Paris, France, 1987.
- [3] Nadia Djerout, "Analyse structurale du champ de Hassi Messaoud et son implication sur les qualités Petro physique du réservoir," engineering degree thesis, Science and Technology Houari Boumediene university (USTHB), 2000.
- [4] Rapport, DEP-SONATRACH, Hassi Messaoud, Internal report 2009.
- [5] "Rapport final d'interprétation diagraphique des puits HTF-01HTF-02 HTF-03 " EXP-SONATRACH, Internal Report 2002.
- [6] Rachid Lasmi, "Caractérisation des Quartzites de Hamra dans les gisements de Hassi Terfa, Hassi D'zabat et Hassi Guettar : Pétrophysique, Fracturation et Modélisation," Mémoire de Magister, Faculté des Hydrocarbures et de la Chimie, Université M'hamed Bougara, Boumerdès, Algerie, 2013.
- [7] Mohamed Saiad and Ouassama Derbal, "Caractérisation pétrographique et structurale des grés ordoviciens de Quartzite El Hamra (champ de hassi tarfa) Sud-est Algérien," master, Département des Sciences de la Terre et de l'Univers., Université Kasdi Merbah, Ouargla, Algérie, 2016.
- [8] Adel Khelifi, "Etude de fracturation en vue d'une optimisation de production dans le réservoir Quartzites de Hamra dans le champ du Hassi Terfa (Algérie)," master, Département des Sciences de la Terre et de l'Univers., Université Kasdi Merbah, Ouargla, Algerie, 2014.
- [9] M . Djera, "Synthèse Géophysique Trend HDZ-HTF-BST permis Hassi D'zabat " DEP, SONATRACH, Internal report2001.
- [10] Adel Maraghnia and Sidi Ali Toumi "Interprétation des diagraphies pour les formations fracturées (champ de Hassi Messaoud)," engineering degree thesis, Science and Technology Houari Boumediene university (USTHB), 2003.
- [11] J. M. L. Bertrand and R. Caby, "Geodynamic evolution of the Pan-African orogenic belt: A new interpretation of the Hoggar shield (Algerian Sahara)," *Geologische Rundschau*, journal article vol. 67, no. 2, pp. 357-388, June 01 1978.
- [12] Jean Fabre, *Introduction à la géologie du Sahara algérien et des régions voisines: La couverture phanérozoïque*. Algiers, Algeria: S.N.E.D., 1976, p. 421.
- [13] N. Tatcherift, "Evaluation des prospects partie centrale du permis Hassi D'zabat Bloc 427," DEP-SONATRACH, Internal Report2002.
- [14] D. Massa, M. Ruhland, and J. Thouvenin, "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*, vol. 27, no. 5, pp. 371-371, 1972.
- [15] J.M GAUTHIER, "Fracturation du champ de Hassi Messaoud Nord, étude tectonique et analytique. ," Thèse doctorat 3ème cycle Université de Strasbourg, Strasbourg - France., 1978.



- [16] Pierre Mauriaud, Pascal Breton, and Patrick De Wever, E. Sciences, Ed. *La faim du pétrole : Une civilisation de l'énergie vue par des géologues* (INTERSECTIONS). 2013, p. 223.
- [17] Jean-Jacques Biteau and François Baudin, *Géologie du pétrole - Historique, genèse, exploration, ressources* (Sciences Sup). Dunod, 2017, p. 384.
- [18] Beicip-Franlab, "Caractérisation et évaluation des réservoirs ordoviciens de pourtours de Hassi Massaoud " DEP-SONATRACH, Internal report 2007.
- [19] Thomas S Ahlbrandt, Richard M Pollastro, Timothy R Klett, Christopher J Schenk, Sandra J Lindquist, and James E Fox, "Region 2 Assessment Summary—Middle East and North Africa."
- [20] Richard M Pollastro, *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.
- [21] "Rapport fin de sondage HTF-01, HTF-02, HTF-03 " EXP-SONATRACH, Internal Report 2002.
- [22] Département-Roche-Réservoirs, "Rapport de Stage," DLCC-SONATRACH, Traineeship Report 2016.
- [23] Soxhlet-extractor. (2006). Available: <http://en.wikipedia.org/wiki/Soxhlet> extractor
- [24] Département-Gestion-Cartotheque, "Rapport de stage," DLCC-SONATRACH, Traineeship Report 2016.
- [25] API-RP40, "Boyle'slaw Single CellMethod for direct void volume measurement" (API recommended practice). Dallas, Tex.: American Petroleum Institute, Division of Production, 1998.
- [26] Erie C Donaldson and Michael E Crocker, "Review of petroleum oil saturation and its determination," HEDB (Historical Energy Database), United States, Internal Report 1977.
- [27] API-RP40, "Bulk volume measurement (plug size) - Archimedes (Buoyancy) Mercury Immersion" (API recommended practice). American Petroleum Institute, Division of Production, 1998.
- [28] Leutert-Displacement-Pumps. (2019). Available: <https://www.leutert.com/oil-gas-division/en/products/pvt-instrumentation/positive-displacement-pumps>
- [29] API, *Recommended practice for determining permeability of porous media / American Petroleum Institute* (no. 27 p.). Dallas, Tex.: American Petroleum Institute, Division of Production, 1956, p. 27 p.
- [30] LJ Klikenberg, "The permeability of porous media to liquids and gases," *American Petroleum Institut, Drilling and production practice*, vol. 2, pp. 200-213, 1941.
- [31] P. M. Dranchuk and L. J. Kolada, "Interpretation of Steady Linear Visco-Inertial Gas Flow Data," *Journal of Canadian Petroleum Technology*, vol. 7, no. 01, pp. 36-40, 1968/1/1/ 1968.
- [32] E. W. Dean and D. D. Stark, "A Convenient Method for the Determination of Water in Petroleum and Other Organic Emulsions," *Journal of Industrial & Engineering Chemistry*, vol. 12, no. 5, pp. 486-490, 1920/05/01 1920.
- [33] Jonathan Clayden, Nick Greeves, and Stuart Warren, *Chimie organique*. Paris Bruxelles: De Boeck, 2003, pp. 1 vol. (XIX-1508 p.).
- [34] J. J. Rathmell, "Errors in Core Oil Content Data Measured by The Retort Distillation Method," *Journal of Petroleum Technology*, vol. 19, no. 06, pp. 759-764, 1967.
- [35] Phillip Whitt, *Beginning Photo Retouching and Restoration Using GIMP*, 1<sup>st</sup> ed. Apress, 2014, pp. XXIV, 308.

# Abstracts

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 مؤخراً وكان موضوعاً لعدد من التحقيقات لمدة ثلاثة عقود تقريباً ، 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 6.0" و "OriginPro-V.9" و "Gimp-V.2.10.8" . أظهرت هذه الدراسة أن تكوين حاسي طرفة ليس مسامياً للغاية ومضغوطاً جداً ، أو أن التشوه الهش هو السائد. ويتميز التشبع النفط مقبولة. الكلمات المفتاحية: حاسي طرفة ، رسوبيات ، علم صخور ، إحصاء ، مسامية ، نفاذية ، تشبع.

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 monivariate 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 6.0", "OriginPro-V.9", and "Gimp-V.2.10.8". 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.

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 6.0 », « OriginPro-V.9 », et « Gimp-V.2.10.8 ». 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.