

UNIVERSITE KASDI MERBAH – OUARGLA

Faculté DES HYDROCARBURES, DES ENERGIES RENOUVELABLES ET DES
SCIENCES DE LA TERRE ET DE L'UNIVERS

DEPARTEMENT DES SCIENCES DE LA TERRE ET DE L'UNIVERS



Mémoire de Master Professionnel

Domaine : Sciences de la Terre et de l'Univers

Filière : Géologie

Spécialité : Géologie Pétrolière

THEME

*Typologie Statistique et Géostatistique des Paramètres
Pétrophysiques du Réservoir Cambro-Ordovicien:
Champ de Gassi El-Agreb (Hassi Messaoud-Sud algérien)*

Présenté par :

M. BADDOU Safi-Eddine

M. BENNOUNA Naserddine

M. GOUI Youcef

Soutenu publiquement Le 30/05/2017

Devant le jury :

| | | |
|-----------------------|-------------------------|-----------------------|
| Président : | Mme. BEGUIRETTE Lilia | M. A. A Univ. Ouargla |
| Promoteur : | Dr. KECHICHED Rabah | M. C. B Univ. Ouargla |
| Co-promoteur : | M. AMEUR ZAIMECHE Ouafi | M. A. B Univ. Ouargla |
| Examineur : | Mme. SAHRI Laila | M. A. A Univ. Ouargla |

Année Universitaire : 2016/2017



Dédicace

Je voudrais dédier ce modeste travail,
À mes très chers parents qui m'ont beaucoup
soutenu et encouragé durant toute ma vie.

À mes frères.

À mes chers amis et L'ensemble des trinômes.
Et à tous ceux qui me sont chers qui ont nous aider
de loin et de près.

Nesreddine et Youcef ...



REMERCIEMENT

Au terme de cette étude, nous tenons à remercier ALLAH –tout puissant- qui nous a donné le courage, la volonté, et le pouvoir d'aller jusqu'au bout et de ramener ce modeste travail à son point ultime.

Nous tenons tout d'abord à remercier très chaleureusement M. KECHICHED Rabah, notre promoteur, pour avoir accepté de diriger notre travail, pour ses précieux conseils, pour son esprit et sa disponibilité.

Nous tenons à remercier aussi, Mr AMEUR ZAIMECHE Ouafi notre Co-promoteur, pour son aide et ses précieuses orientations.

On ne peut s'arrêter là, sans évoquer tout le corps enseignants du département des sciences de la terre, puisque grâce à eux nous n'avons eu aucune difficulté à combler nos lacunes théoriques et à satisfaire notre curiosité scientifique.

Nous remercions également à toutes les personnes du Département Science de la Terre et de l'Univers.

Enfin, à ceux qui ont contribué et collaboré de près ou de loin à l'élaboration de cette étude.

Les Trinômes



Tableau des Matières

| | |
|------------------------------------|----------|
| Remerciements | III |
| Table des matières | IV |
| Liste des figures | VIII |
| Liste des tableaux | XII |
| Résumé | XIII |
| ملخص | XIV |
| Abstract | XV |
| INTRODUCTION GENERALE | 1 |

CHAPITRE I : GENERALITES

| | |
|---|-----------|
| 1. Généralités sur les réservoirs pétroliers..... | 4 |
| 1. 1. Notion de gisement d'hydrocarbure..... | 4 |
| a) Définition d'un gisement..... | 4 |
| b) Etude du gisement..... | 4 |
| 1. 2. Genèse des hydrocarbures..... | 5 |
| 1. 2. 1. Accumulation et maturation de la matière organique | 5 |
| a) Accumulation de matière organique | 5 |
| b) Maturation de la matière organique | 5 |
| 1. 2. 2. Principaux types des pièges..... | 6 |
| 1. 2. 3. Etude des roches réservoirs et leur contenu..... | 7 |
| 1. 3. Paramètres pétrophysiques et leur mode d'analyse..... | 7 |
| 1. 3. 1. Les propriétés pétrophysiques..... | 7 |
| a) Porosité(\emptyset)..... | 7 |
| b) La perméabilité (K) | 9 |
| c) Relation entre la perméabilité et la porosité..... | 10 |
| d) Saturations (S_o)..... | 10 |
| e) Volume d'Argile (V_{sh}) | 12 |
| 2. Situation géographique et historique des travaux dans région de Hassi Messaoud..... | 13 |

| | |
|--|----|
| 2. 1. Situation géographique | 13 |
| 2. 2. Historique des travaux de recherche | 14 |

CHAPITRE II:
GEOLOGIE REGIONALE ET LOCALE

| | |
|--|----|
| Introduction..... | 17 |
| 1. Géologie régionale | 17 |
| 1. 1. Contexte géologique générale | 17 |
| 1. 2. Contexte géologique | 18 |
| 1. 3. Stratigraphie | 19 |
| 1. 3. 1. Paléozoïque..... | 19 |
| 1. 3. 2. Mésozoïque..... | 21 |
| 1. 3. 3. Cénozoïque..... | 23 |
| 1. 4. Pétrographie des réservoirs | 25 |
| 2. Géologie locale | 26 |
| 2. 1. Situation et contexte géologique du champ d'El-Gassi, Zotti et El-Agreb | 26 |
| 2. 1. 1. Situation géographique..... | 26 |
| 2. 1. 2. Contexte géologique..... | 27 |
| 2. 2. Aperçu structurale et tectonique | 27 |
| 2. 2. 1. Aperçu structurale..... | 27 |
| 2. 2. 2. Tectonique du champ Gassi El-Agreb..... | 29 |
| 2. 2. Système pétrolier | 30 |
| 2. 2. 1. La roche mère..... | 30 |
| 2. 2. 2. La roche couvertures..... | 30 |
| 2. 2. 3. Les pièges..... | 30 |
| 2. 2. 4. Migration des hydrocarbures..... | 31 |
| 2. 2. 5. La roche réservoir..... | 33 |

| | |
|-----------------|----|
| Conclusion..... | 35 |
|-----------------|----|

CHAPITRE III : **DONNEES ET METHODES UTILISEE**

| | |
|---|-----------|
| 1. Données et méthodes utilisées..... | 37 |
| 1. 1. Description des données utilisées..... | 37 |
| 1. 2. Logiciels utilises..... | 37 |
| 1. 2. 1. Logiciel "Excel"..... | 37 |
| 1. 2. 2. Le logiciel XLSTAT..... | 37 |
| 1. 2. 3. Logiciel "variowin. 2"..... | 38 |
| 1. 2. 4. Logiciel " Geostatistical Toolbox"..... | 38 |
| 1. 2. 5. Logiciel "statistica. 6"..... | 38 |
| 1. 2. 6. Logiciel "SURFER 9 et SURFER 12"..... | 38 |
| 2. Méthodes statistiques et géostatistiques utilisées..... | 39 |
| 2. 1. Méthodes statistiques..... | 39 |
| 2. 1. 1. Analyse de données monovarié..... | 39 |
| 2. 1. 2. Analyse de données bivarié..... | 39 |
| 2. 1. 3. Analyse multivarié : Analyse en Composantes Principales ACP..... | 40 |
| 2. 2. Méthodes d'estimation géostatistiques..... | 44 |
| 2. 2. 1. Introduction..... | 44 |
| 2. 2. 2. Notions de la géostatistique..... | 44 |
| 2. 2. 3. Variogramme..... | 45 |
| 2. 2. 4. La variance d'estimation..... | 48 |
| 2. 2. 5. L'estimation par la méthode géostatistique | 49 |
| a) Système de krigeage ordinaire..... | 49 |
| b) Propriétés et remarques à propos du krigeage ordinaire | 49 |
| c) paramètres et plan type de krigeage..... | 50 |
| Conclusion..... | 50 |

CHAPITRE IV : **RESULTATS ET DISCUSSIONS**

| | |
|--|-----------|
| 1. Typologie statistique du champ de Gassi El-Agreb..... | 53 |
| 1. 1. Traitement statistique sur toutes les données du réservoir cambro-ordovicien..... | 53 |
| 1. 1. 1. Analyse de données Monovarié..... | 53 |
| 1. 1. 2. Analyse de données Bivarié | 54 |
| 1. 1. 3. Analyse en Composantes Principales (ACP)..... | 54 |
| a) Diagonalisation, calcul des facteurs de charges et tracé des cercles de corrélation..... | 54 |
| b) Interprétation des résultats de l'ACP..... | 55 |
| 1. 2. Traitement statistique des données des unités séparément..... | 57 |
| 1. 2. 1. Statistiques élémentaire..... | 57 |
| 1. 2. 2. Etude de la distribution des données des paramètres pétrophysiques dans les unités..... | 63 |
| 1. 2. 3. Discussions..... | 63 |
| 2. Géostatistique et estimation des quantités initiales de l'huile en place des drains de réservoir cambrien..... | 64 |
| 2. 1. Méthodologie..... | 64 |
| 2. 1. 1. Architecture et compilation de données..... | 64 |
| 2. 1. 2. Etapes de l'étude variographique..... | 64 |
| 2. 1. 3. Variographie des paramètres pétrophysiques de l'unité RaU3B (réservoir Ra)..... | 65 |
| a) Porosité (\emptyset)..... | 65 |
| b) Saturation en huile (S_o)..... | 66 |
| c) Epaisseur (Epai)..... | 66 |
| 2. 2. Estimation géostatistique locale des paramètres pétrophysiques par krigeage ordinaire..... | 67 |
| 2. 2. 1. Méthodologie de krigeage | 67 |
| 2. 2. 2. Krigeage de l'unité RaU3B..... | 67 |
| a) Plan de krigeage..... | 67 |
| b) Statistiques des résultats de krigeage..... | 68 |
| 2. 2. 3. Essai d'estimation des quantités initiales de l'huile en place..... | 69 |
| 2. 2. 4. Cartographie des résultats obtenus..... | 70 |
| 2. 3. Recommandation..... | 74 |

| | |
|------------------------------------|----|
| Conclusion | 75 |
| Conclusions générales | 77 |
| Bibliographie | 80 |
| Annexe 1 | 82 |
| Annexe 2 | 94 |



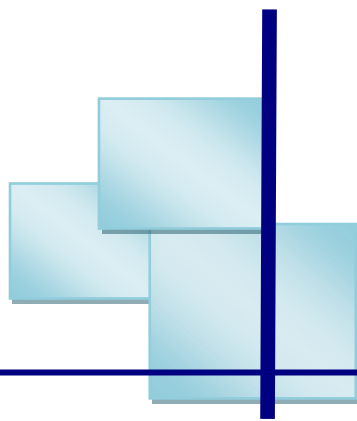
Liste des Figures

| | |
|---|----|
| Fig. 1 : Coupe verticale d'un gisement (Cossé, 1988)..... | 4 |
| Fig. 2 : Exemple des types de pièges (in site web: www. Planèteterre.com)..... | 6 |
| Fig. 3 : Schéma représente les milieux poreux (Rapport Sonatrach, 2015)..... | 8 |
| Fig. 4 : La loi de darcy (rapport Sonatrach, 2015)..... | 9 |
| Fig. 5 : Calcul du pourcentage d'argile (Chapellier, 1998)..... | 13 |
| Fig. 6: Situation géographique du champ de Hassi Messaoud (WEC, 2007)..... | 14 |
| Fig.7 : Contexte géologique du champ de Hassi Messaoud (Document Sonahess, 2007)..... | 18 |
| Fig.8 : Coupe géologique du champ de Hassi Messaoud (Sonatrach / Division Production – Rapport interne, 1998)..... | 20 |
| Fig. 9: Colonne stratigraphique schémqtique du champ de Hassi Messaoud (Sonatrach /DP, 2005)..... | 24 |
| Fig. 10: situation géographique du champ d'El-gassi, Zotti et El-agreb (Sonahess, 2007)..... | 26 |
| Fig. 11: Situation géographique du champ d'El-gassi,Zotti et El-agreb (Wec, 2007). .. | 27 |
| Fig .12:Direction structurales régionales dans la zone Gassi El-Agreb / Hassi Messaoud (Sonahess,2007)..... | 29 |
| Fig .13 : Schéma caractérisant le type de pièges à Gassi El Agrab (Wec,2007)..... | 31 |
| Fig. 14 : Chemin de migration de l'huile de Gassi El-Agreb (Sonahess, 2007)..... | 32 |
| Fig. 15: Migration de l'huile depuis Hassi Messaoud à travers les champs d'ElGassi, Zotti et El-agreb (Sonahess, 2007)..... | 33 |
| Fig.16 : Région du champ d'huile de Hassi Messaoud. Section dans le Paléozoïque(Wec, 2007)..... | 34 |
| Fig. 17: Représentation géométrique des données : a)- point-lignes R^p et b) point-variables R^n | 41 |
| Fig. 18: Représentation géométrique d'inertie des points X_i ($i=1$ à n) par rapport au point P..... | 42 |
| Fig. 19: Représentation d'un nuage de points et les principaux axes d'allongement (Axes factoriels)..... | 42 |
| Fig.20 : Représentation des facteurs de charge d'une ACP normée..... | 43 |
| Fig. 21: Représentation schématique des points de mesure de la variable..... | 45 |
| Fig. 22: Estimation du variogramme..... | 46 |
| Fig. 23: graphe de variogramme..... | 46 |

| | |
|--|-----|
| Fig. 24: Schémas théoriques d'ajustement des variogrammes In (Marcotte, 1997).... | 47 |
| Fig. 25: Vecteurs propres des facteurs de charge..... | 55 |
| Fig.26: Cercles de corrélation de l'ACP sur l'ensemble de données des paramètres pétrophysiques à partir des données de diagraphie du réservoir Cambro-ordovicien champ de Gassi El-Agreb(Hassi Messaoud)..... | 56 |
| Fig. 27: (A) Histogramme des fréquences relative et (B) Graphe de la probabilité des porosités de l'unité ZDA..... | 92 |
| Fig. 28: (A) Histogramme des fréquences relative et (B) Graphe de la probabilité des perméabilités de l'unité ZDA. | 93 |
| Fig. 29: (A) Histogramme des fréquences relative et (B) Graphe de la probabilité des saturations de l'unité ZDA..... | 93 |
| Fig.30: Cercles de corrélation de l'ACP sur l'ensemble de données des paramètres pétrophysiques de l'unité ZDA..... | 81 |
| Fig. 31: (A) Histogramme des fréquences relative et (B) Graphe de la probabilité des porosités de l'unité Ri3..... | 94 |
| Fig. 32: (A) Histogramme des fréquences relative et (B) Graphe de la probabilité des perméabilités de l'unité Ri3..... | 94 |
| Fig. 33: (A) Histogramme des fréquences relative et (B) Graphe de la probabilité des saturations de l'unité Ri3..... | 95 |
| Fig. 34: Cercles de corrélation de l'ACP sur l'ensemble de données des paramètres pétrophysiques de l'unité RI3 | 82 |
| Fig.35: (A) Histogramme des fréquences relative et (B) Graphe de la probabilité des porosités de l'unité Ri2..... | 96 |
| Fig. 36: (A) Histogramme des fréquences relative et (B) Graphe de la probabilité des perméabilités de l'unité Ri2..... | 96 |
| Fig. 37: (A) Histogramme des fréquences relative et (B) Graphe de la probabilité des saturations de l'unité Ri2..... | 97 |
| Fig.38: Cercles de corrélation de l'ACP sur l'ensemble de données des paramètres pétrophysiques de l'unité Ri2..... | 83 |
| Fig. 39: (A) Histogramme des fréquences relative et (B) Graphe de la probabilité des porosités de l'unité Ri1 | 98 |
| Fig. 40: (A) Histogramme des fréquences relative et (B) Graphe de la probabilité des perméabilités de l'unité Ri1..... | 98 |
| Fig. 41: (A) Histogramme des fréquences relative et (B) Graphe de la probabilité des saturations de l'unité Ri1..... | 99 |
| Fig. 42: Cercles de corrélation de l'ACP sur l'ensemble de données des paramètres pétrophysiques de l'unité Ri1..... | 84 |
| Fig. 43: (A) Histogramme des fréquences relative et (B) Graphe de la probabilité des porosités de l'unité Base Ri..... | 99 |
| Fig. 44: (A) Histogramme des fréquences relative et (B) Graphe de la probabilité des perméabilités de l'unité Base Ri..... | 100 |

| | |
|---|-----|
| Fig. 45: (A) Histogramme des fréquences relative et (B) Graphe de la probabilité des saturations de l'unité Base Ri..... | 100 |
| Fig. 46 : Cercles de corrélation de l'ACP sur l'ensemble de données des paramètres pétrophysiques de l'unité Base Ri..... | 85 |
| Fig. 47: (A) Histogramme des fréquences relative et (B) Graphe de la probabilité des porosités de l'unité RaU4..... | 101 |
| Fig. 48: (A) Histogramme des fréquences relative et (B) Graphe de la probabilité des perméabilités de l'unité RaU4..... | 101 |
| Fig. 49: (A) Histogramme des fréquences relative et (B) Graphe de la probabilité des saturations de l'unité RaU4..... | 102 |
| Fig.50 : Cercles de corrélation de l'ACP sur l'ensemble de données des paramètres pétrophysiques de l'unité RaU4..... | 86 |
| Fig. 51: (A) Histogramme des fréquences relative et (B) Graphe de la probabilité des porosités de l'unité RaU3B..... | 102 |
| Fig. 52: (A) Histogramme des fréquences relative et (B) Graphe de la probabilité des perméabilités de l'unité RaU3B..... | 103 |
| Fig.53: (A) Histogramme des fréquences relative et (B) Graphe de la probabilité des saturations de l'unité RaU3B..... | 103 |
| Fig.54 : Cercles de corrélation de l'ACP sur l'ensemble de données des paramètres pétrophysiques de l'unité RaU3B..... | 87 |
| Fig. 55: (A) Histogramme des fréquences relative et (B) Graphe de la probabilité des porosités de l'unité RaU3A..... | 104 |
| Fig. 56: (A) Histogramme des fréquences relative et (B) Graphe de la probabilité des perméabilités de l'unité RaU3A..... | 104 |
| Fig. 57: (A) Histogramme des fréquences relative et (B) Graphe de la probabilité des saturations de l'unité RaU3A..... | 105 |
| Fig.58 : Cercles de corrélation de l'ACP sur l'ensemble de données des paramètres pétrophysiques de l'unité RaU3A..... | 88 |
| Fig. 59: (A) Histogramme des fréquences relative et (B) Graphe de la probabilité des porosités de l'unité RaU2..... | 105 |
| Fig. 60: (A) Histogramme des fréquences relative et (B) Graphe de la probabilité des perméabilités de l'unité RaU2..... | 106 |
| Fig. 61: (A) Histogramme des fréquences relative et (B) Graphe de la probabilité des saturations de l'unité RaU2..... | 106 |
| Fig. 62 : Cercles de corrélation de l'ACP sur l'ensemble de données des paramètres pétrophysiques de l'unité RaU2..... | 89 |

| | |
|--|-----|
| Fig. 63: (A) Histogramme des fréquences relative et (B) Graphe de la probabilité des porosités de l'unité RaU1B..... | 107 |
| Fig. 64: (A) Histogramme des fréquences relative et (B) Graphe de la probabilité des perméabilités de l'unité RaU1B..... | 107 |
| Fig. 65: (A) Histogramme des fréquences relative et (B) Graphe de la probabilité des saturations de l'unité RaU1B..... | 108 |
| Fig. 66: Cercles de corrélation de l'ACP sur l'ensemble de données des paramètres pétrophysiques de l'unité RaU1B..... | 90 |
| Fig. 67: (A) Histogramme des fréquences relative et (B) Graphe de la probabilité des porosités de l'unité RaU1A..... | 108 |
| Fig. 68: (A) Histogramme des fréquences relative et (B) Graphe de la probabilité des perméabilités de l'unité RaU1A..... | 109 |
| Fig. 69: (A) Histogramme des fréquences relative et (B) Graphe de la probabilité des saturations de l'unité RaU1A..... | 109 |
| Fig.70: Cercles de corrélation de l'ACP sur l'ensemble de données des paramètres pétrophysiques de l'unité RaU1A..... | 91 |
| Fig. 71: Plan d'implantation des sondages utilisés dans l'étude géostatistique..... | 64 |
| Fig.72: Exemple de modèle Omnidirectionnel à 2D..... | 65 |
| Fig.73:(A) Graphe de variogramme et son ajustement,(B) Variogramme de surface de la porosité (\emptyset)..... | 65 |
| Fig.74:(A) Graphe de variogramme et son ajustement,(B) Variogramme de surface de la Saturation en huile (SO)..... | 66 |
| Fig. 75:(A) Graphe de variogramme et son ajustement,(B) Variogramme de surface de Epaisseur..... | 66 |
| Fig. 76: Exemple du plan de krigeage de les paramètres pétrophysique dans l'unité RaU3B à l'aide du logiciel Geostatistical toolbox..... | 67 |
| Fig. 77: Cartographie des résultats de krigeage et des variance de krigeage de l'unité RaU3B réservoir Ra ,champ de Gassi El-Agreb(HassiMessaoud)..... | 73 |



Liste des Tableaux

| | |
|---|----|
| Tableau. 1 : Exemple de données sur les paramètres pétrophysiques..... | 40 |
| Tableau.2 : Exemple de facteurs de charge..... | 43 |
| Tableau. 3 : Statistiques des paramètres pétrophysiques à partir des données de diagraphie du réservoir Cambro-Ordovicien, champ de Gassi El-Agreb(Hassi-Messaoud)..... | 53 |
| Tableau. 4 : Matrice de corrélation des paramètres pétrophysiques à partir de tous les données de diagraphie du réservoir Cambro-Ordovicien, champ de Gassi El-Agreb (Hassi Messaoud)..... | 54 |
| Tableau.5 : Résultats de l'ACP – Poids factoriel sur les paramètres pétrophysiques à partir des données de diagraphie du réservoir Cambro-Ordovicien champ de Gassi El-Agreb(Hassi Messaoud)..... | 55 |
| Tableau 6: Typologie des paramètres pétrophysiques des unités du réservoir Cambro-Ordovicien de champ de Gassi El-Agreb (Hassi Messaoud)..... | 61 |
| Tableau.7 : Matrice de corrélation des paramètres pétrophysiques de l'unité ZDA | 80 |
| Tableau.8 : Matrice de corrélation des paramètres pétrophysiques de l'unité Ri3..... | 81 |
| Tableau.9 : Matrice de corrélation des paramètres pétrophysiques de l'unité Ri2..... | 82 |
| Tableau.10 : Matrice de corrélation des paramètres pétrophysiques de l'unité Ri1..... | 83 |
| Tableau.11 : Matrice de corrélation des paramètres pétrophysiques de l'unité Base Ri..... | 84 |
| Tableau.12 : Matrice de corrélation des paramètres pétrophysiques de l'unité RaU4..... | 85 |
| Tableau.13 : Matrice de corrélation des paramètres pétrophysiques de l'unité RaU3B..... | 86 |
| Tableau.14 : Matrice de corrélation des paramètres pétrophysiques de l'unité RaU3A..... | 87 |
| Tableau.15 : Matrice de corrélation des paramètres pétrophysiques de l'unité RaU2..... | 88 |
| Tableau.16 : Matrice de corrélation des paramètres pétrophysiques de l'unité RaU1B..... | 89 |
| Tableau.17 : Matrice de corrélation des paramètres pétrophysiques de l'unité RaU1A..... | 90 |
| Tableau. 18 : Récapitulatif des résultats obtenus de l'étude variographique faite sur les données des paramètres pétrophysiques de l'unité RaU3B..... | 67 |
| Tableau. 19 : Statistique élémentaire des paramètres pétrophysiques des blocs krigés 100*100 m de l'unité RaU3B..... | 68 |
| Tableau. 20 : Classification des résultats de krigeage de l'unité RaU3B par intervalles.... | 69 |
| Tableau. 21 – Paramètres statistiques des quantités initiales de l'huile en place dans l'unité RaU3B..... | 70 |

RÉSUMÉ

Le champ de Gassi El-Agreb (champ GEA) se trouve à environ 120 Km Sud Ouest de Hassi Messaoud. Dans ce champ, le réservoir du Cambro-Ordovicien a fait l'objet de cette étude de la typologie statistique et géostatistique. Au total, 5773 observations diagraphiques (porosité, perméabilité, saturation huile, volume d'argile et gamma-ray) représentent 14 forages ont été utilisées. La typologie pétrophysique a été faite à l'aide de l'analyse statistique monovarié, bivarié et multivarié (ACP). Ceci a permis de caractériser chacune des unités séparément et de mettre en évidence que l'unité RaU3B est la plus prometteuse. Cette dernière a fait l'objet d'une étude géostatistique basée sur la construction des variogrammes de surface et omnidirectionnels en premier pas puis, le krigeage des paramètres pétrophysiques en blocs 100*100 m. La cartographie a permis d'une meilleure visualisation et un contrôle des paramètres pétrophysique et des quantités d'huile en place.

Mots-clés : Cambro-Ordovicien, pétrophysique, réservoir, statistique, ACP, géostatistique, krigeage, Hassi Messaoud, Algérie.

ملخص

يقع حقل قاسي العقرب (حقل GEA) في الجنوب الغربي من حاسي مسعود ، علي بعد حوالي 120 كيلومتر من حاسي مسعود. والهدف من دراسة الخزان الكمبرو اوردوفيسياني من هذا الحقل هو التصنيف الإحصائي والجيواحصائي في الممكن. وإجمالاً ، فان 5773 من العينات التخطيطية (المساميه ، النفاذيه ، التشبع بالزيت ، حجم الطين وأشعه غاما) تمثل 14 بئراً قمنا بإستخدامها . وقد أجري تصنيف بتروفيزياء باستخدام التحليل الإحصائي أحادي البعد وثنائي المتغيرات ومتعدد المتغيرات (ACP). هذا وقد سمح ذلك بتوصيف كل من الوحدات علي حده وتسهيل الضوء علي وحده RaU3B هي الأكثر تبشيرا والاكثر انتاجية . وخضعت هذه الاخيره لدراسة جيواحصائية استندت إلى بناء المتغيرات الجغرافية السطحية والمطلقة في اول خطوة، ومن ثم إجراء المسح الطبيعي للعناصر البتروفيزيائية في كتل من 100 * 100 متر وأدى رسم الخرائط إلى تحسين التصور والتحكم في العناصر البتروفيزيائية وكميات النفط

الكلمات الرئيسية: كمبرو اوردوفيسياني ، البتروفيزياء ، الخزان ، الإحصاء ، متعدد المتغيرات ، الجيواحصاء ، المسح الطبيعي ، حاسي مسعود ، الجزائر

ABSTRACT

The field of El Gassi El-Agreb (GEA) is situated at 120 Km South western of the Hassi Messaoud locality. This study is focused on the Cambro-Ordovician reservoir in order to highlight the statistical and Geostatistical typology. About 5773 wire line-logging observations of porosity, permeability, oil saturation, clay volume and gamma-ray, representing 14 drilling, were used. The petrophysics typology was performed using the monivariate, bivariate and multivariate statistical analysis (CPA). Results allow to characterize each of all units separately and to emphasize that the RaU3B unit is the most promising. The latter was the subject of a Geostatistical study based on the construction of surface variograms and omnidirectional in a first stage and for the kriging of the petrophysical parameters in blocks 100 * 100 m secondly. The cartography helps for a better visualization and a control of the petrophysical parameters and initial oil quantities.

Key-words: Cambro-Ordovician, petrophysics, reservoir, statistical, CPA, geostatistics, kriging, Hassi Messaoud, Algeria.



Introduction

INTRODUCTION GENERALE

L'industrie pétrolière est un pilier de l'économie mondiale, car les hydrocarbures représentent jusqu'à nos jours la majeure source d'énergies malgré les tentatives de changement à d'autres types d'énergie. Le Sahara algérien représente une des potentiels mondiaux des ressources en hydrocarbures. Vue sa vaste superficie et ses ressources localisées en plusieurs bassins. Parmi ces bassins, il y a celui d'Oued Mya qui renferme le champ de Hassi-Messaoud. C'est l'un des plus grands gisements d'hydrocarbures au monde et le plus important gisement en Algérie qui participe avec 50 % des recettes algérienne. Il s'agit d'un dôme large de près de 1 600 km². Ce champ contient des plusieurs gisements dit satellitaires à savoir El-Gassi, Zotti, El-Agreb, Rhourde El Baguel, et Mesdar....etc.

Avec la baisse de la production des hydrocarbures qu'a connue l'Algérie ces dernières années, il devient une nécessité de développer et de mettre en production ce type de gisements satellitaires et d'évaluer ses ressources pétrolières. Parmi ces gisements le champ d'El-Gassi, El-Agreb qui fait l'objet de ce mémoire de master.

Le champ de Gassi El-Agreb (Champ GEA) se trouve à environ 120 Km Sud Ouest de Hassi Messaoud. Il est découvert en 1956, puis il a été mis en production en 1959. À ce champ, le réservoir est appartient au Cambro-Ordovicien. L'objectif de ce mémoire, est de proposer une typologie des différentes unités formant le réservoir et d'effectuer une étude géostatistique de l'unité la plus prometteuse. Pour arriver à cet objectif, plusieurs travaux ont été réalisés durant notre stage et puis à la mise en valeur des données obtenues. Ce mémoire est rédigé en quatre chapitres à savoir :

- Le premier chapitre est consacré à des généralités sur les hydrocarbures, la situation géographique, historique des travaux dans région de Hassi Messaoud, des notions sur les paramètres pétrophysiques et leur mode d'analyse.
- Le deuxième chapitre est basé sur l'étude de la géologie régionale du gisement Hassi-Mesaoud et la géologie locale du champ de Gassi El-Agreb.
- Le troisième chapitre est consacré aux détails des données et l'exposé des méthodes statistiques et géostatistiques utilisées dans cette étude.
- Le quatrième chapitre représente l'ossature de ce mémoire dans lequel nous allons présenter les résultats obtenus et les discussions. Il s'agit de : (1) L'analyse de données à l'aide des méthodes statistiques monovarié, bivarié et t l'analyse multivarié

de toutes les unités ensemble et aussi de chaque unité séparément, afin de ressortir les principales caractéristiques pétrophysiques de chacune des unités ; (2) L'élaboration des plans de krigeage ordinaire sur les paramètres pétrophysiques de meilleure unité prometteuse, en vue d'une estimation locale des paramètres en question. L'estimation sera effectuée sur des blocs 100 x 100 m en ramenant l'étude à deux (2) dimension - 2D ; (3) La cartographie des résultats obtenus, en vue visualiser les blocs les plus prometteurs. Un essai d'estimation des réserves initiales en place de l'huile ainsi sa répartition dans les blocs de l'unité choisie.

La conclusion va reprendre l'ensemble des résultats obtenus.



CHAPITRE I : GENERALITES

CHAPITRE I : GENERALITES

1. Généralités sur les réservoirs pétroliers

1. 1. Notion de gisement d'hydrocarbure

a) Définition d'un gisement

Le gisement est constitué d'une (ou plusieurs) roche(s) réservoir(s) contenant des hydrocarbures à l'état monophasique (huile ou gaz) ou diphasique (huile et gaz), de l'eau et pouvant être en communication avec une formation aquifère parfois très étendue, le tout surmonté d'une roche couverture étanche faisant piège (Fig. 1) (Cossé, 1988).

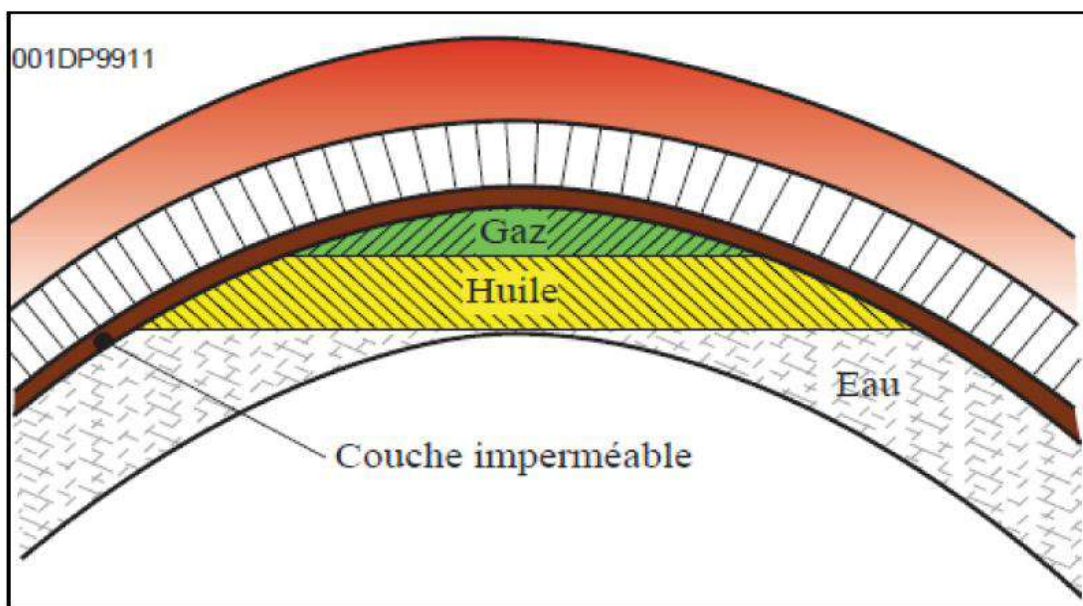


Fig. 1: Coupe verticale d'un gisement (Cossé, 1988).

b) Etude du gisement

L'étude d'un gisement consiste à le développer (nombre de puits, emplacement) et de faire des prévisions de production. Ceci nécessite un minimum de connaissances, sur les réservoirs, obtenues essentiellement à partir de plusieurs forages dit de reconnaissance, avec des données fondamentales obtenues par les carottages, les diagraphies et les essais de puits. D'autres informations peuvent être obtenues à partir d'études géologiques et géophysiques fines.

Un certain nombre de mécanismes naturels concourent à la production, tels que : n l'expansion des fluides eux-mêmes ou l'invasion du gisement par l'eau de la formation aquifère. La récupération des hydrocarbures en place est en outre souvent améliorée par une

intervention dans la roche telle que par exemple, une injection d'eau ou de gaz. Cela nécessite la connaissance de certaines informations parmi les quelles :

- Volumes de fluides en place, de leur répartition et des possibilités d'écoulement dans la roche.
- Le comportement de ces fluides lors de la décompression du gisement.
- Le fluide seul, soit de plusieurs fluides simultanément.
- Les différents facteurs provoquant le déplacement des fluides vers le puits et leur importance dans différentes hypothèses de soutirage.

1. 2. Genèse des hydrocarbures

Les hydrocarbures prennent naissance dans des formations sédimentaires argileuses et carbonatées riches en matière organique. Celles – ci, sont soumises à une certaine diagenèse. On qualifie ces formations de roches mères. L'origine sédimentaire des hydrocarbures est argumentée par la présence de fossiles et de macromolécules organiques complexes surtout dans les roches mères.

1. 2. 1. Accumulation et maturation de la matière organique

a) Accumulation de matière organique

L'accumulation de la matière organique se fait dans des endroits confinés tel que les milieux parallactique comme les lagunes et les deltas. Il survient surtout en milieu tropical et pendant des périodes de réchauffement climatique intense comme lors des périodes silurienne et jurassique, et où le volume de débris organiques dépasse la capacité de recyclage de l'écosystème local. C'est donc pendant ces périodes que s'accumulent ces sédiments riches en matière organique essentiellement composée de lipides (Roberge, 2010).

b) Maturation de la matière organique

Au fur et à mesure que des couches de sédiments se déposent au-dessus de cette strate riche en matières organiques, la « roche-mère » ou « roche-source », croît en température et en pression. Dans ces conditions, la matière organique se transforme en kérogène, un « extrait sec » disséminé dans la roche sous forme de petits grumeaux. Si la température devient suffisante (le seuil est à au moins 50 °C, généralement plus selon la nature de la roche et du (kérogène), et si le milieu est réducteur, le kérogène sera pyrolysé, extrêmement lentement.

Le kérogène produit du pétrole et/ou du gaz naturel, qui sont des matières plus riches en hydrogène, selon sa composition et les conditions d'enfouissement. Si la pression devient

suffisante ces fluides s'échappent, ce qu'on appelle la migration primaire. En général, la roche source a plusieurs dizaines, voire centaines de millions d'années quand cette migration se produit. Le kérogène lui-même reste en place, appauvri en hydrogène (Cossé, 1988).

1. 2. 2. Principaux types des pièges

Pour ce qui est du piégeage des hydrocarbures, ces derniers, qui sont plus légers que l'eau, sont expulsés et ils s'échappent usuellement jusqu'à la surface de la terre, où ils sont soit oxydés, soit biodégradés. Ce dernier cas, donne les sables bitumineux. Par contre, une quantité d'hydrocarbure est piégée et se retrouve dans une zone perméable généralement composée de sable, de carbonates ou de dolomites, qu'on appelle la roche-réservoir, et ne peut s'échapper à cause d'une couche imperméable d'argile, de schiste et de gypse, qui se nomme la roche piège formant alors une structure de piège. Il existe plusieurs types de pièges (Fig. 2). Classiquement, on distingue :

- Les pièges structuraux : dôme, anticlinal allongé, piège sur faille, dôme de sel.
- Les pièges stratigraphiques : variation de faciès, lentilles, biseaux.
- Les pièges mixtes. (Cossé, 1988).

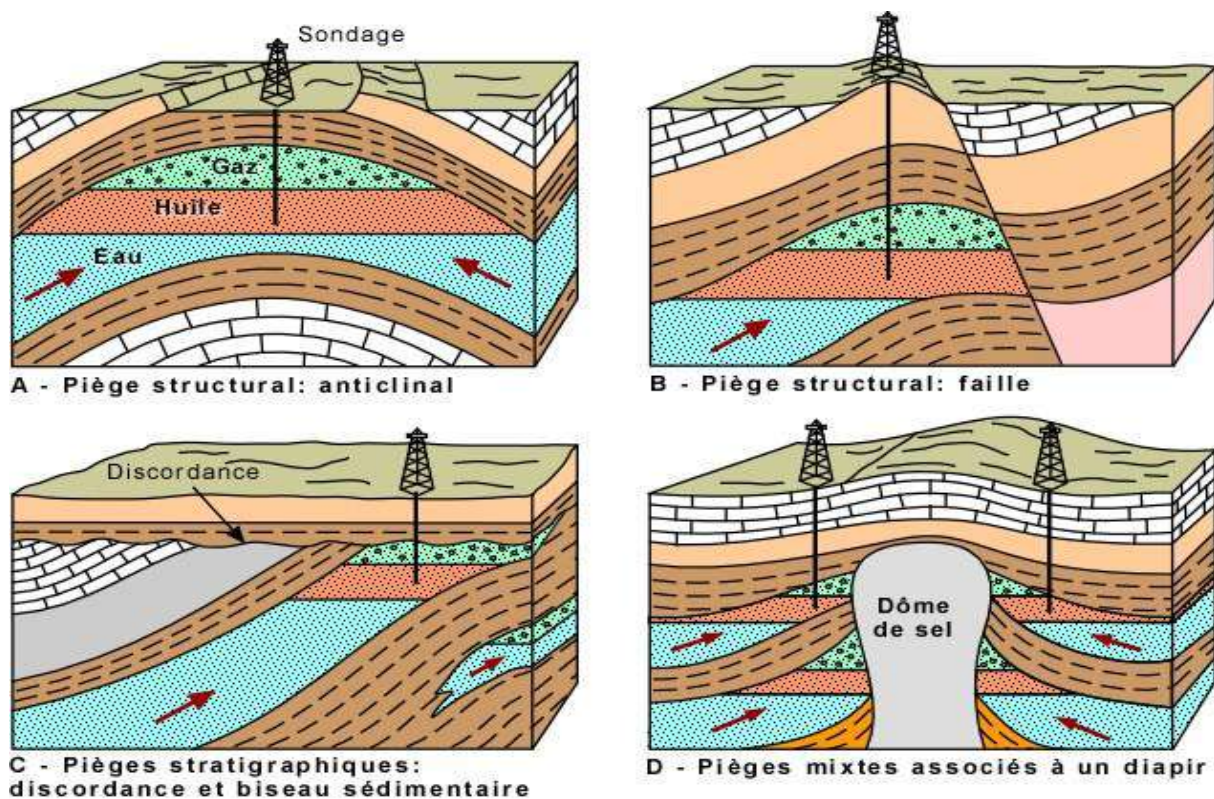


Fig. 2 : Exemple des types de pièges (in site web: www.Planèteterre.com).

1. 2. 3. Etude des roches réservoirs et leur contenu

Au cours du forage d'un puits, il est très important de connaître les caractéristiques des couches traversées susceptibles d'être productrices. Dans cette intention, on procède généralement à un carottage mécanique qui permet d'extraire des échantillons de roches qu'on analyse en laboratoire. Les mesures effectuées ont pour but de déterminer la porosité, la perméabilité et les saturations en fluides de la roche ainsi que les limites des zones intéressantes. Les diagraphies différées donnant des informations en continu représentent l'autre outil fondamental à cet égard.

Les roches réservoirs sont essentiellement des grès (ou sables) et des carbonates (calcaires et dolomies).

Le réservoir exploitable est une roche qui offre conjointement aux hydrocarbures l'espace nécessaire, pour en accueillir un volume suffisant et la possibilité pour ces fluides de se mouvoir sans perte de charge excessive. En d'autres termes, cette roche doit être dotée de porosité et de perméabilité. On trouve généralement deux types de roches réservoirs :

- **Les roches détritiques**

Ce sont, les roches formées par l'empilement de petits grains de quartz représentant 2/3 de la roche. Si les grains sont libres, il s'agit de sable si les grains sont cimentés entre eux, il s'agit de grès. Il existe aussi des grès à ciment siliceux, carbonaté ou argileux.

- **Les roches carbonatées**

Les réservoirs carbonatés sont constitués par deux (2) principaux minéraux : la calcite et la dolomite. Elles sont d'origines variées : (1) grains de calcaire et coquilles ; (2) construites (récifs) et (3) chimique (précipitation de carbonate). Si ces roches présentent une bonne porosité et perméabilité, elles peuvent faire l'objet d'un réservoir (Cossé, 1988).

1. 3. Paramètres pétrophysiques et leur mode d'analyse

1. 3. 1. Les propriétés pétrophysiques

a) Porosité(Φ)

La porosité totale d'une roche se définit comme étant le pourcentage du volume des espaces vides (pores ou fissures) par rapport au volume total de la roche. La porosité est calculée à l'aide d'une équation mathématique simple suivante :

$$\Phi = V_p / V_t * 100 = V_p / (V_p + V_s) * 100$$

Φ : Porosité exprimée en (%)

V_t : Volume total de la roche

V_p : Volume des pores

V_s : Volume de solide

La porosité peut être mesurée en utilisant la combinaison de deux ou trois des paramètres ci-dessous (Fig. 3) :

- Volume des solides.
- Volume des pores.
- Volume total.

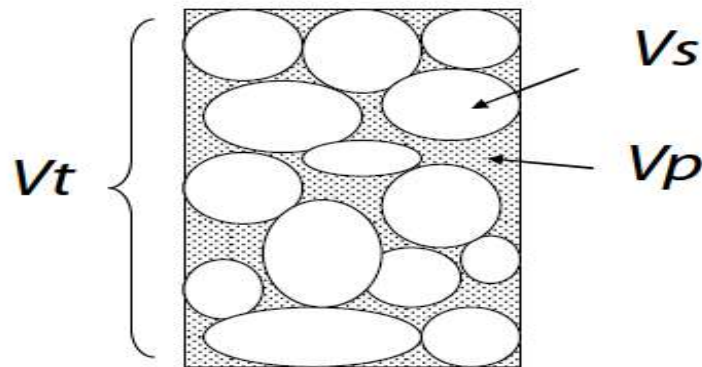


Fig. 3 : Schéma représente les milieux poreux (Rapport Sonatrach, 2015).

Les types de porosité rencontrés sont :

- *Porosité totale* : La porosité totale est définie comme étant le rapport du volume total des pores sur le volume total d'un matériel qu'une partie des pores soient ou non connectés. La porosité totale est le volume occupé par tous les fluides dans les espaces poreux, connectés ou non connectés de la roche, y compris le volume occupé par de l'eau liée aux argiles et l'eau de cristallisation.

- *Porosité effective* : La porosité totale est définie comme étant le rapport du volume des pores interconnectés sur le volume total du matériel, i.e. elle n'inclut pas les espaces poreux fermés.

Dans cette définition, la porosité effective n'inclut pas le volume occupé par de l'eau liée aux Argiles et l'eau de cristallisation, et dans certaines approches analytiques, elle n'inclut pas l'eau supplémentaire emprisonnée dans les Argiles schisteuses par les forces capillaires (Rapport Sonatrach, 2015).

- **Méthodes d'évaluation de la porosité**

Cette méthode est basée sur l'utilisation des procédés diagraphiques électriques et nucléaires. Méthode des diagraphies électriques est basée sur la formule d'Archie qui lie la porosité au facteur de formation, lui-même est fonction de la résistivité.

$$F=0.62/ \Phi^2$$

$$F= R_o/R_w$$

F : facteur de formation

Φ : porosité utile en (%)

R_o et R_w respectivement les résistivités de la zone à eau et de là l'huile.

b) La perméabilité (K)

La perméabilité caractérise l'aptitude d'une roche à laisser s'écouler des fluides à travers ses pores. La perméabilité (K) est le coefficient de proportionnalité qui relie le débit (Q) d'un fluide de viscosité (η) qui passe à travers un échantillon de roche de section (S) et de longueur (dl), à la chute de pression (dP) nécessaire à son passage. Basant sur la loi de DARCY, on distingue (Fig. 4) (rapport Sonatrach, 2015).

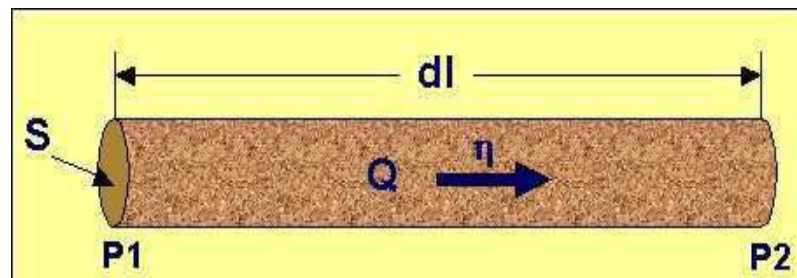


Fig. 4 : La loi de darcy (rapport Sonatrach, 2015).

- *La perméabilité absolue* : représente la perméabilité qui s'explique à une seule formation donnée et un seul fluide homogène.

- *La perméabilité effective* : elle exprime la propriété d'un réservoir d'être traversé par un fluide en présence d'autres fluides.

Deux systèmes de perméabilité peuvent également être définis, la perméabilité de matrice et la perméabilité de fracture. Cette dernière est principalement fonction des caractéristiques des fractures (degrés de fracturation, ouverture, remplissage, et la connectivité du réseau de fractures).

- **Méthodes d'évaluation de la perméabilité**

Dans cette étude, la perméabilité est calculée à partir de deux méthodes à savoir (rapport Sonatrach, 2015) :

- à partir des essais des puits : par cette méthode la perméabilité est obtenue par la formule :

$$K = (526.7 * Q * U_o * b_o) / m$$

Q = débit (m³).

U_o = viscosité en (centpoise).

b_o = facteur volumétrique.

m = pente du graphe.

- à partir des diagraphies : la perméabilité est obtenue) partir du gradient de la résistivité par la formule :

$$K = C (AR/AD * 1/R_o * 2.3/F_w * F_H)$$

C : c'est une constante généralement égale à 2.

AR : changement de la résistivité de R_a en (ohm).

AD : changement de la profondeur correspond ara en (ohm).

R_o : la résistivité de formation saturée à 100% d'eau en (ohm).

F_w : densité de l'eau de la formation en (gr/cm³).

F_H : densité de l'huile de la formation en (gr/cm³).

C) Relation entre la perméabilité et la porosité

On remarque généralement qu'il n'y a pas de relation quantitative directe entre la perméabilité et la porosité, donc on peut avoir une porosité élevée sans pour autant avoir de perméabilité, le facteur qui joue n'est pas la quantité de pores, mais leur taille et le diamètre des canalicules. Pour cela il existe plusieurs corrélations déduites à partir de l'analyse des deux paramètres. Les résultats de l'analyse prouvent que le logarithme de la perméabilité est proportionnel à la porosité. La pente, et le degré de dispersion de ce log (K) varient d'une formation à une autre, et ces variations sont attribuées aux différences dans la taille, la forme et l'arrangement des grains, histoire diagénétique et la compaction (Cossé, 1988).

d) Saturations (S_o)

La fraction des pores remplis d'eau est appelée saturation en eau :S_w. le reste du volume poreux contient du pétrole ou gaz :la fraction correspondante est appelée saturation en

hydrocarbure : S_h naturellement $S_h = (1 - S_w)$. Il est généralement admis que le réservoir était, à l'origine, rempli d'eau, durant les temps géologique, l'huile et le gaz, formés ailleurs, sont venus par migration à travers d'autres couches perméables, déplacer l'eau dans les pores les plus grands. Tout fois, ces hydrocarbures migrants ne déplacent jamais toute l'eau interstitielle. Il y a donc une saturation d'eau irréductible : $S_{w(irr)}$ qui représente l'eau retenue, par tension de surface, sur la surface des grains aux contacts entre grains et dans les plus petits interstices (rapport Sonatrach, 2015).

Lorsqu'une partie des pores de la roche est remplie par des hydrocarbures, gaz ou huile de résistivité infinie ou air ou polluants, cela va modifier la résistivité. Archie a établi une formule très largement utilisée :

$$S_w = \sqrt[n]{\frac{R_0}{R_t}} \quad \text{et} \quad S_{xo} = \sqrt[n]{\frac{R_{xo0}}{R_{xo}}}$$

R_0 , résistivité de la roche dans la zone saturée en eau.

R_t , résistivité de la roche dans la zone sous-saturée.

R_{xo0} , résistivité de la roche dans la zone saturée en eau de la zone envahie, R_{xo} , résistivité de la roche dans la zone sous-saturée de la zone envahie.

Formule que l'on peut aussi écrire :

$$\frac{R_0}{R_t} = S_w^{-n}$$

En général $n = 2$ pour la plupart des roches meubles, on obtient alors pour la zone vierge

$$R_t = R_w \cdot a \cdot \Phi^{-m} \cdot S_w^{-n}$$

Et pour la zone lavée :

$$R_{xo} = R_{mf} \cdot a \cdot \Phi^{-m} \cdot S_{xo}^{-n}$$

Avec

S_{xo} = saturation en filtrat.

S_w = saturation en eau.

Pour des réservoirs pétroliers on définit aussi.

S_{hc} = saturation en hydrocarbures dans la zone vierge.

S_{hr} = saturation en hydrocarbures résiduels dans la zone lavée.

$S_{xo} + S_{hr} = 1$ dans la zone lavée.

$S_w + S_{hc} = 1$ dans la zone vierge.

La saturation d'un fluide c'est un rapport du volume occupé par ce fluide au volume total des pores. Il est désigné par la lettre S.

- Si le fluide est l'eau de formation, on a : $S_w = V_w / V_p$.
- Si l'eau de formation est le seul fluide présent : $S_w = 1$.
- Si des hydrocarbures sont aussi présente : $V_{hy} = V_p - V_w$.
- La saturation en eau est : $S_w = (V_p - V_{hy}) / V_p = V_w / V_p$.

e) Volume d'Argile (Vsh)

La présence d'argile dans un banc réservoir diminue l'amplitude de la déflexion (P.S). Le log (P.S) enregistré dans une série de sables et d'argiles, L'atténuation est une fonction linéaire du pourcentage d'argile dispersée dans la roche.

En général, on peut observer qu'en face des couches d'argiles les potentiels restent plus ou moins constants. L'enregistrement s'approche d'une droite. Celle-ci est appelée shale base, Les niveaux argileux intercalés entre des bancs compacts se marquent par un changement de pente de la courbe P.S. il demeure généralement rectiligne en face des formations compactes.

Le volume d'argile à un point x est calculé à partir de la formule suivante :

$$V_{sh} = \frac{P.S.S. - P.S. \text{ au point } X}{P.S.S.}$$

Vsh : Volume d'argile exprimé en pourcent (%).

P.S.S.: Valeur maximum de la déflexion P.S. dans l'intervalle considéré, valeur qui correspond à la ligne de base des sables.

P.S. au point X: Valeur de la déflexion P.S. à la profondeur choisie (Chapellier, 1998).

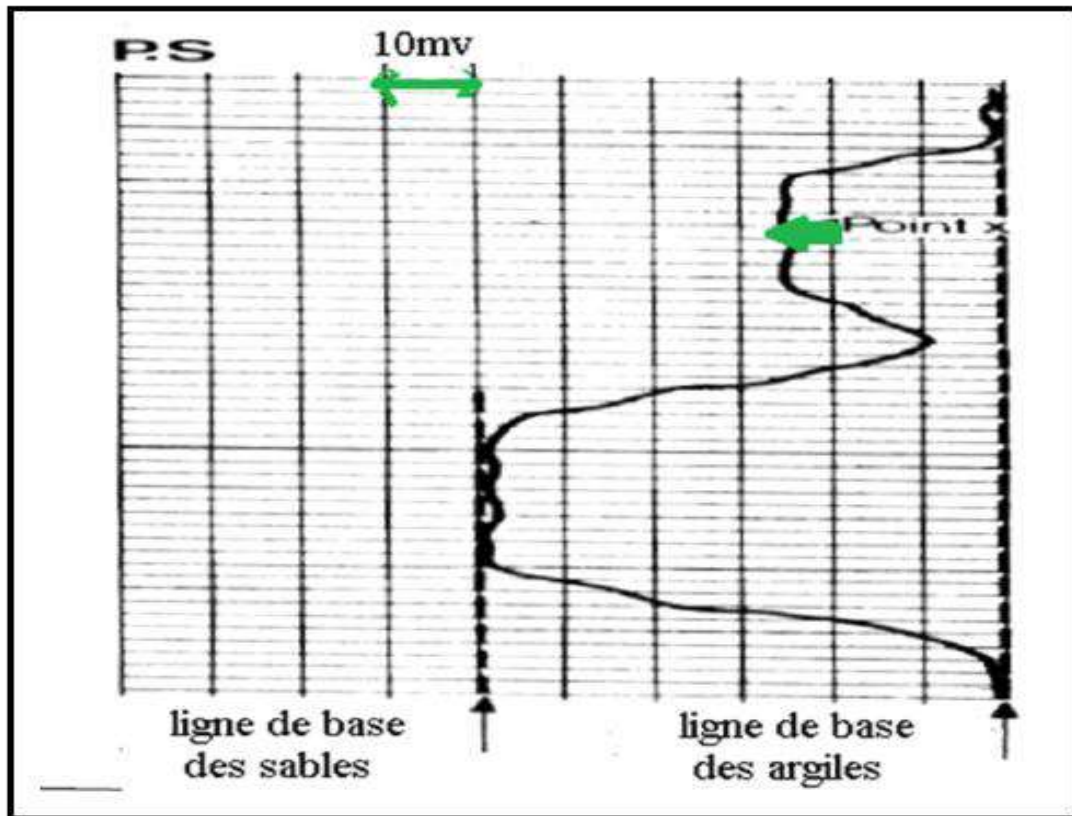


Fig. 5 : Calcul du pourcentage d'argile (Chapellier, 1998).

2. Situation géographique et historique des travaux dans région de Hassi Messaoud

2. 1. Situation géographique

Le champ de Hassi Messaoud est le plus grand gisement d'huile d'Algérie. Sa contribution peut aller jusqu'à 50 % de la production algérienne. Ce champ s'étend sur une superficie de 2200 Km². Il est situé à 850 Km Sud-Sud-est d'Alger, à 350 Km de la frontière tunisienne et à 80 Km à l'Est de Ouargla. Sa localisation géographique en coordonnées Lambert Sud Algérie est la suivante :

X = 790.000 – 840.000 Est

Y = 110.000 – 150.000 Nord

Il est limité du point de vue géographique comme suit:

- Au Nord - Ouest, par les gisements d'Ouargla, Guellaba, BenKahla et Haoud Berkaoui.
- Au Sud - Ouest, par les gisements d'El-Gassi, Zotti et El-Agreb.

- Au Sud - Est, par les gisements Rhourde El Baguel et Mesdar.
- A l'Est, par le gisement de Berkine.

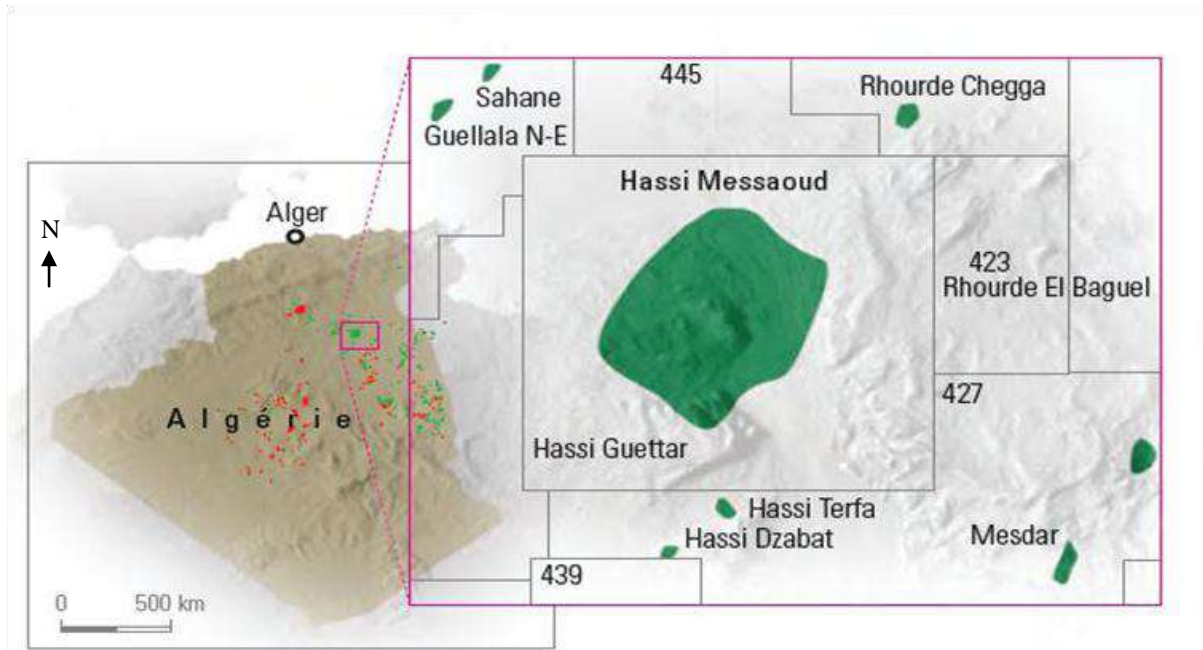


Fig. 6: Situation géographique du champ de Hassi Messaoud (WEC, 2007).

2. 2. Historique des travaux de recherche

Le gisement de Hassi-Messaoud fut découvert par deux compagnies distinctes. Il s'agit de CFPA au niveau de la partie Nord du champ (OM, ON) et la SN.Répal au niveau sud du champ. Ce champ a connu plusieurs activités qui ont permis la mise en évidence des hydrocarbures. L'évolution chronologique des travaux se présente comme suit :

- En 1946, La SN.Répal avait commencé sa recherche à travers le Sahara algérien, trois années plus tard, débutait la prospection géophysique par une reconnaissance gravimétrique.
- En 1951, premier tir sismique dans la région d'Ouargla. Cette reconnaissance du pourtour des bassins sahariens permettra à la SN.Répal et son associé la CFPA, de déposer leur première demande de permis de recherche.
- Le jour du 16 Janvier 1956 représentait l'annonce du découvert du champ de Hassi-Messaoud par la SN. Répal dont le premier forage (MD1) est amorcé et implanté à la suite d'une campagne sismique réfraction. Le 15 Janvier de la même année, ce forage permet de découvrir les grés du cambrien productif d'huile à 3338 m de profondeur.
- En Mai 1957, à 7 Km au Nord-Ouest de MD1, la CFPA confirma l'existence d'un gisement par le forage OM1.

- De 1959 à 1964, 153 puits ont été mis en exploitation.
- A partir de 1968, un approfondissement des connaissances structurales et tectoniques du champ était nécessaire. La seule approche possible, passait en premier par la valorisation de quelques 8.200 m de carottes mécaniques antérieurement prélevées.
- A partir de cette année, le rythme de forage s'est développé avec une moyenne de 32 puits par an. La production a atteint le seuil de 32,3 millions de tonnes en 1970.
- Après la nationalisation des hydrocarbures le 24 février 1971, le nombre des forages n'a pas cessé de se multiplier, pour atteindre en 1977 une moyenne de 34 puits par an. (Yahiaoui, 2010).



CHAPITRE II:
GEOLOGIE RÉGIONALE ET LOCALE

CHAPITRE II:

GEOLOGIE REGIONALE ET LOCALE

Introduction

Les champs d'EL-Gassi, Zotti et el-Agreb (champs GEA) se trouvent dans la localité Sud Ouest de Hassi Messaoud. Il est découvert en 1956, puis il a été mis en production en 1959. À ce champ, le réservoir appartient au Cambro-Ordovicien.

Ils sont l'objet d'un Contrat de Partage de Production (PSC) entre Sonatrach et Amerada Hess. Le contrat est entré en vigueur en date du 21 Octobre 2000, couvrant une période initiale de vingt années, et visait à augmenter le taux de récupération des trois champs: El-Gassi, El AGREB et ZOTTI. Le principal redéveloppement sub-surface du projet existant prend la forme du projet de compression et de réinjection de gaz (GCR) à El-Gassi, de l'augmentation d'injection d'eau à Agreb Ouest et de la pratique du gaz lift sur tous les champs. Notre étude a été faite sur le champ de Gassi El-Agreb.

1. Géologie régionale

1. 1. Contexte géologique générale

Le champ de Hassi Messaoud occupe la partie centrale de la province triasique, de part de sa superficie et ces réserves il est le plus grand gisement du pétrole de l'Algérie.

Du point de vue géologique, Ce champ est limité par :

- La dépression d'Oued M'ya à l'ouest.
- Par le Môle d'Amguid El Biod au Sud.
- Par la structure Djammaa-Touggourt au Nord.
- Par les hauts fonds de Dahar, Rhourd El Baguel et la dépression de Ghadamès de l'Est.

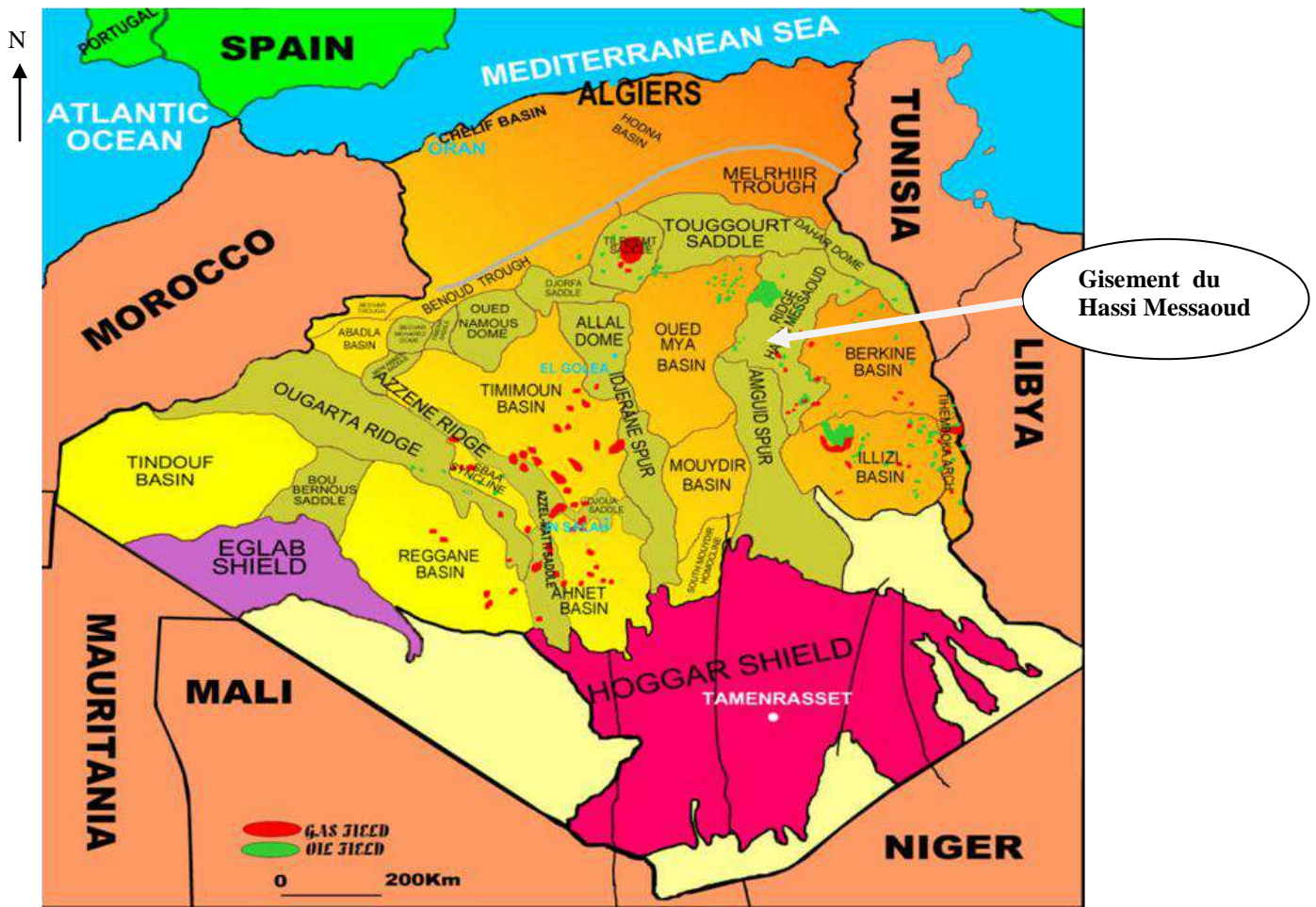


Fig.7 : Contexte géologique du champ de Hassi Messaoud (Document Sonahess, 2007).

1. 2. Contexte géologique

Notre région d'étude (champ de Gassi El-Agreb) ainsi que Le champ de Hassi Messaoud appartient au môle de Amguid-Messaoud-El Biod dans le Sahara central (septentrional), qui englobe aussi d'autres champs pétroliers comme : Rhourde El Baghel, Haoud Berkaoui, Mesdar et GassiTouil. Ce môle semble partiellement contrôlé par des fractures sub-méridiennes. De plus ils se créent sur une dalle jusque-là relativement uniforme. Pour la première fois depuis le panafricain et la dernière fois (avant la formation de l'Atlas saharien), le Sahara septentrional joue en zone haute. Ces phénomènes de gonflement et de dépression de la plate-forme représentent une véritable révolution de son histoire, aussi importante que la révolution cénozoïque qui verra la naissance de la chaîne alpine au Nord, le gonflement du Hoggar au Sud.

1. 3. Stratigraphie

La série stratigraphique du champ de Hassi Messaoud repose sur le socle granitique à environ 4393 m d'épaisseur. Cette série est incomplète, elle est marquée par l'absence du silurien, dévonien, carbonifère et du permien. La discordance hercynienne se manifeste plus accentuer au centre de la structure, où les dépôts argilo-gréseux et salifères du Trias reposent directement sur le Cambrien. En allant vers la périphérie, cette discordance tronque des termes ordoviciens de plus en plus récents (Beicip. Franlab, 1979).

A partir des travaux géologiques effectués sur le champ de Hassi Messaoud, la série stratigraphique de Hassi Messaoud se résume comme suit (Fig. 8):

1. 3. 1. Paléozoïque

Sur le socle, les formations Paléozoïques reposent en discordance; c'est la discordance panafricaine.

a) Le socle

Les formations sédimentaires du champ de Hassi Messaoud reposent sur un socle constitué essentiellement de granite porphyroïde rose.

b) L'infra-Cambrien

L'infra-cambrien est l'unité lithologique la plus ancienne. Cette unité a été rencontrée par les forages de la région de la partie Nord de la structure, il est constitué de grès argileux rouge.

c) Cambrien (Epaisseur moyenne: 590 m)

Il représente le réservoir principal du champ de Hassi Messaoud. Il est constitué essentiellement de grès hétérogènes, fins à très grossiers entre coupés de passées de silt stones argilo-micacés. Le Cambrien est subdivisé selon la terminologie adoptée par Sonatrach en cinq (05) litho zones, du bas en haut, on distingue.

- Lithozone **R3** (Epaisseur moyenne: 370 m): Ce sont des grès à grains moyens à grossiers, essentiellement feldspathique setmicacés.
- Lithozone **R2** (Epaisseur moyenne: 100 m): IL s'agit de grès à grains moyens à grossiers a admettant des intercalations de silts. Notons la présence des litages obliques.

- Litho zone **R1**: Cette litho zone est constituée de deux (2) sous litho zones, du bas en haut, on distingue:
- Litho zone **Ra** (Epaisseur moyenne: 125 m): à la différence des faciès précédents, le **Ra** est composé de grès. Les structures sédimentaires sont représentées par des litages obliques et entrecoupés. D'après la littérature, la partie supérieure de la litho zones ferme des Tigillites.
- Litho zone **Ri** (Cambro-ordovicien) (Epaisseur moyenne: 42 m): La zone de passage entre le cambrien et l'ordovicien. Elle se compose de grès quartzitique isométrique fin bien classé glauconie, à ciment argileux et siliceux avec une abondance de Tigillites, le Litho zone **Ri** représente un réservoir secondaire.
- Zone des alternances (Epaisseur moyenne: 20 m): elle est représentée essentiellement par des argiles sauteuses noires avec des grès quartzites à grains fins.

d) Ordovicien

IL comprend dans l'ordre ascendant, la succession suivante:

- Les Argile d'El-Gassi (Epaisseur moyenne: 50 m): c'est des argiles schisteuses, de couleur verte à noire. IL est à noter la présence des graptolites.
- Les grès d'El-Atchane (Epaisseur moyenne: 18 m): Ils s'agissent des grès à grains fins à très fins, de couleur gris-beige à gris-sombre, et à ciment argileux.
- Les quartzites de Hamra (Epaisseur moyenne: 43 m): Ils s'agissent des grès quartzitiques à grains fins, siliceux, de couleur gris clair à beige. Alors que les intercalations argileuses diminuent dans ce niveau.

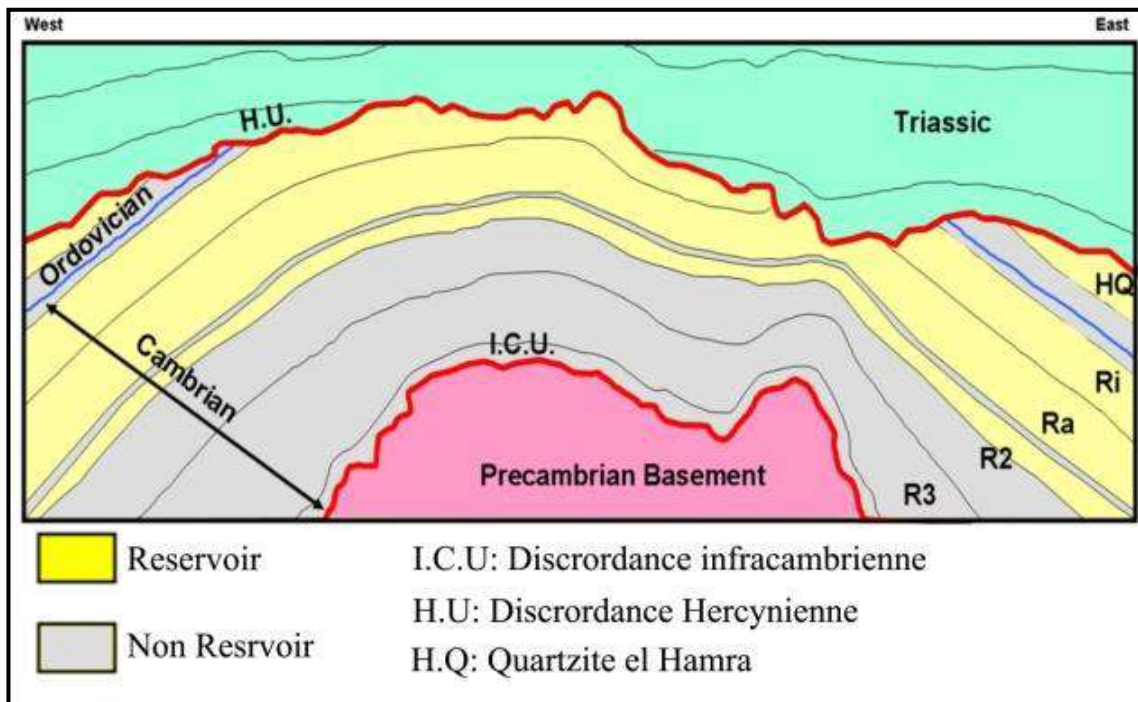


Fig. 18 – Coupe géologique du champ de Hassi Messaoud (Sonatrach / Division Production – Rapport interne 1998).

1. 3. 2. Mésozoïque

a) Trias

IL repose en discordance sur le Cambrien, au centre et sur l'Ordovicien aux flancs de la structure. C'est un ensemble très varié résultant de la transgression, accompagnée par des coulées éruptives. IL est subdivisé en quatre (4) unités:

- Le Trias éruptif (Epaisseur moyenne: 46 m): C'est des coulées éruptives renfermant des niveaux gréseux.
- Le Trias argilo-gréseux (TAG pour les pétroliers) (Epaisseur moyenne: 35 m): essentiellement gréseux, le Trias argilo-gréseux est constitué de grès inférieurs (TAGI) et de grès supérieurs (TAGS). Ce sont généralement des grès à grains fins et à ciment argileux.
- Le Trias argileux (Epaisseur moyenne: 113 m): Ce niveau est caractérisé par des argiles dolomitiques saleuses avec des intercalations de bancs de sel.
- Le Trias salifère (Epaisseur moyenne: 340 m): Il s'agit de bancs de sel massif présentant au sommet des intercalations d'anhydrite et des bancs d'argiles légèrement saleuses et dolomitiques.

b) Jurassique (Epaisseur moyenne:844)

Le Jurassique est un ensemble argilo-gréseux à intercalations de calcaire au sommet (Malm) et à alternances de faciès lagunaires et marins à la base (Dogger et Lias).

- Le Lias (Epaisseur moyenne: 300m): Le passage du Trias au Lias est caractérisé par une zone de marne dolomitique connue sous le terme de l'horizon B qui est un repère sismique. Le Lias est subdivisé en cinq (5) niveaux bien distincts s'intercalant entre eux sur toute l'épaisseur:

LD3: Argile marne grises à intercalation, de calcaire dolomitique ou argileux (Ep_{moy} 30m).

LS2: Sels blancs massifs à fine passes d'argile (Epaisseur moyenne: 65m).

LD2: Alternance d'anhydrite blanche ou grise compacte avec des argiles versicolores (Epaisseur moyenne: 55m).

LS1: Alternance de sel massif blanc et anhydrite avec des niveaux d'argiles (Epaisseur moyenne: 100m).

LD1: La formation est constituée d'alternance d'anhydrite et de dolomie (Epaisseur moyenne: 75m).

- **Le Dogger** (Epaisseur moyenne: 320m):Subdivisé en deux (2) formations. Le Dogger lagunaire à la base constitué d'anhydrite et de dolomies et le Dogger argileux au sommet constitué d'argiles bariolées saleuses et de calcaire argileux.
- **Le Malm** (Epaisseur moyenne: 225m): Caractérisé par les dépôts d'argiles et de marne avec des intercalations de calcaire et dolomie a compagnes de quelques traces d'anhydrite.

c) Crétacé (Epaisseur moyenne: 1620 m)

Il est constitué de sept étages, de la base au sommet on distingue :

- **Néocomien:** Il comprend deux niveaux, à la base un terme gréseux constitués de grès et de quelques passées d'argiles avec des passées de grès, au sommet un terme argileux représenté par des argiles avec nombreuses intercalations de calcaire et de dolomie.
- **Barrémien:** (Epaisseur moyenne: 280 m) Il est formé de grès fins à moyens carbonatés à plages d'anhydrite, alternant avec des niveaux d'argile gréseuse et dolomitique.

- **Aptien:** (Épaisseur moyenne: 25 m) il est représenté par deux bancs dolomitique encadrant un niveau argileux. La limite Aptien-Barrémien coïncide avec la barre calcaro-dolomitique qui représente un bon repère sismique.
- **Albien:** (Épaisseur moyenne: 350 m). Il est constitué de grès et sable fin, avec des intercalations d'argile silteuse. L'Albien représente une immense nappe aquifère.
- **Cénomanién :** (Épaisseur moyenne: 145 m). Il est caractérisé par une alternance d'anhydrite et d'argile rouge-brune, de marnes grises et de dolomie. La limite cénomanién-albien coïncide avec le passage des séries évaporitiques aux séries plus gréseuses de l'Albien.
- **Le Turonien:** (Épaisseur moyenne: varie de 70 à 120 m). C'est une alternance de calcaire argileux, calcaire dolomitique et calcaire crayeux. Au sommet et apparaissent les bancs de calcaire. Le Turonien contient une nappe d'eau salée.
- **Le Sénonien:** (Épaisseur moyenne: 230 m). A la base, une série lagunaire est rencontrée. Elle se caractérise par la présence des bancs massifs de sel et des alternances d'anhydrite, dolomie et d'argile grise, au sommet une série carbonaté présentant des bancs de calcaire dolomitique argileux et des bancs d'anhydrite.

1. 3. 3. Cénozoïque

IL est constitué de calcaire dolomitique à l'Éocène et d'un recouvrement de type sableux au Mio-Pliocène (Épaisseur moyenne: 360m) :

- **L'Éocène** (Épaisseur moyenne: 122m): Il est constitué de dolomie blanche, calcaire dolomitique.
- **Le Mio-pliocène** (Épaisseur moyenne: 240m): Ce sont des formations sableuses à intercalations de bancs calcaires et des marnes sableuses.

| Ère | Sys | ETAGES | LITHO | Ep (m) | DESCRIPTION LITHOLOGIQUE | |
|--------------------|-------------------|-----------------------|--------------------------|---|---|--|
| CZ | NEOG | MIO PLIOCENE | | 239 | Recouvrement sableux avec alternances d'argiles, calcaires et marnes sableuses | |
| | | EOCENE | | 122 | Calcaire dolomitique à silex | |
| MESOZOIQUE | CRETACE | SENONIEN | CARBONATE | | 107 | Calcaire dolomitique argileux, anhydrite à passées de dolomie |
| | | | ANHYDRITIQUE | | 209 | Anhydrite, marne, dolomie |
| | | | SALIFERE | | 149 | Sel massif à intercalations d'argiles et marnes |
| | | TURONIEN | | 112 | Calcaire tendre crayeux, dolomitique et argileux. Nappe d'eau salée | |
| | | CENOMANIEN | | 147 | Anhydrite, marne, dolomie, calcaire et argile | |
| | | ALBIEN | | 362 | Grès à intercalations d'argiles silteuses. Nappe d'eau douce | |
| | | APTIEN | | 24 | Dolomies cristallines et calcaires | |
| | | BARREMIEN | | 276 | Grès fins à moyens, carbonatés, intercalés de niveaux d'argiles | |
| | | NEOCOMIEN | | 182 | Argiles à intercalation calcaire et/ou dolomie, grès à passées argileux | |
| | JURASSIQUE | DOGGER | MALM | | 226 | Argiles et marnes intercalées de calcaires; dolomie et grès |
| | | | ARGILEUX | | 107 | Argiles tendres, marnes dolomitiques à rares passées gréseuses fines |
| | | LAGUNAIRE | | 211 | Anhydrite, Dolomie, et argiles tendres à marnes grises | |
| | | LIAS | LD1 | | 66 | Dolomies, anhydrites à passées d'argiles et de calcaires |
| | | | LS1 | | 90 | Argiles plastiques brunes salifères à passées de sel et d'anhydrite |
| | | | LD2 | | 55 | Dolomies à passées marnes grises |
| | | | LS2 | | 58 | Sels translucides à quelques passées de marnes grises |
| | | | LD3 | | 31 | Marnes grises à passées de dolomies |
| | | TRIAS | SALIFERE | TS1 | | 46 |
| TS2 | | | | | 189 | Sel massif à intercalation d'anhydrite et argile |
| TS3 | | | | 202 | Sel massif avec traces d'argiles | |
| ARGILEUX | | | 113 | Argiles rouges dolomitiques ou Silteuses injectée de sel et anhydrite | | |
| GRESEUX | | | 0 à 35 | Grès fins à moyens à ciment argileux | | |
| ERUPTIF | | 0 à 92 | Andésite | | | |
| PALEOZOIQUE | ORDOVICIEN | Quartzites d'El Hamra | | 75 | Grès quartzitiques fins présentant de la glauconite et de l'anhydrite | |
| | | Grès d'El Atchane | | 25 | Grès fins feldspathiques et glauconieux | |
| | | Argiles d'El Gassi | | 50 | Argile verte ou noire à graptolites | |
| | | Zone des Alternances | | 18 | Alternances d'argiles et de grès quartzitiques avec glauconite et tigillites | |
| | CAMBRIEN | R Isométriques | | 42 | Grès isométriques à plages de quartzites; présence de tigillites | |
| | | R Anisométriques | | 125 | Grès quartzites anisométriques moyens à grossiers à ciment argileux et siliceux avec stratifications obliques a entrecroisées | |
| | | R 2 | | 100 | Grès moyens à grossiers parfois micacés à ciment argileux illitiques | |
| | | R 3 | | 370 | Grès feldspathiques et micacés grossiers à ciment argileux | |
| | | Infra Cambrien | | 45 | Grès argileux rouges | |
| SOCLE | | | Granite porphyroïde rose | | | |

Fig. 9: Colonne lithostratigraphique schémqtique du champ de Hassi Messaoud (Sonatrach /DP, 2005).

1. 4. Pétrographie du réservoir

L'étude au microscope a montré que les différents niveaux cambrien sont les mêmes constituants pétrographiques, mais avec des proportions plus ou moins différentes d'un niveau à un autre. Les principaux constituants sont (Yahiaoui, 2010):

- **Le Quartz:** Est considéré comme le constituant majeur, il représente une teneur moyenne de 75% de la roche. Les grains sont arrondis à sub anguleux. Le contact entre les grains est généralement concave-convexe.
- **Fragments de roches:** Sont très fréquents dans le Ra. Ils sont liés aux zones grossières et comportent des fragments de quartzites et de brèches tectoniques.
- **Micas:** La fréquence des micas ne dépasse pas les 2%, ils sont plus fréquents dans les passées saleuses et représentés le plus souvent par de la moscovite ou de la biotite.
- **Minéraux lourds:** Les minéraux lourds se présentent en inclusion dans les grains de quartz dont on cite l'oxyde de fer, le zircon et la pyrite.
- **Les carbonates:** Ils sont présentés dans le réservoir sous forme de ciment authigène, qui colmatent les fissures et leurs alentours. Il est à noter que la principale fraction carbonatée est la sidérite et à dégermions la calcite.
- **Ciments et matrices:** Ils sont subdivisés comme suit:
 - Silice secondaire:** elle se présente essentiellement sous forme d'un ciment de nourrissage des grains de quartz. Elle est plus répandue dans le Ra que dans le R2.
 - Argiles:** Elles sont très répandues dans les niveaux inférieurs du Cambrien, le ciment argileux est représenté d'une part par une fraction détritique, qui semble être composée en grande partie par l'illite et d'autre part, par une fraction authigène qui est la Kaolinite.

2. Géologie locale

2. 1. Situation et contexte géologique du champ d'El-Gassi, Zotti et El-Agreb

2. 1. 1. Situation géographique

Les champs d'El-Gassi, Zotti et El-Agreb (champs GEA) se trouvent dans la localité Sud Ouest de Hassi Messaoud, à environ 120 Km de la Hassi Messaoud et à 950 Km du centre Alger, à une altitude de 190 m au dessus de la mer (Sonahess, 2007).

Il est limité par :

- le méridien 4° et 6° Est- Ouest.
- Les parallèles 30° et 32° Nord- Sud.

Il comporte trois gisements indépendants :

- El Gassi, d'une superficie de 207 km², divisé en deux principales entités :
 - a) Gassi-North.
 - b) Gassi-Core.
- Zotti, d'une superficie de 77 km².
- EL-Agreb, d'une superficie de 162 km².

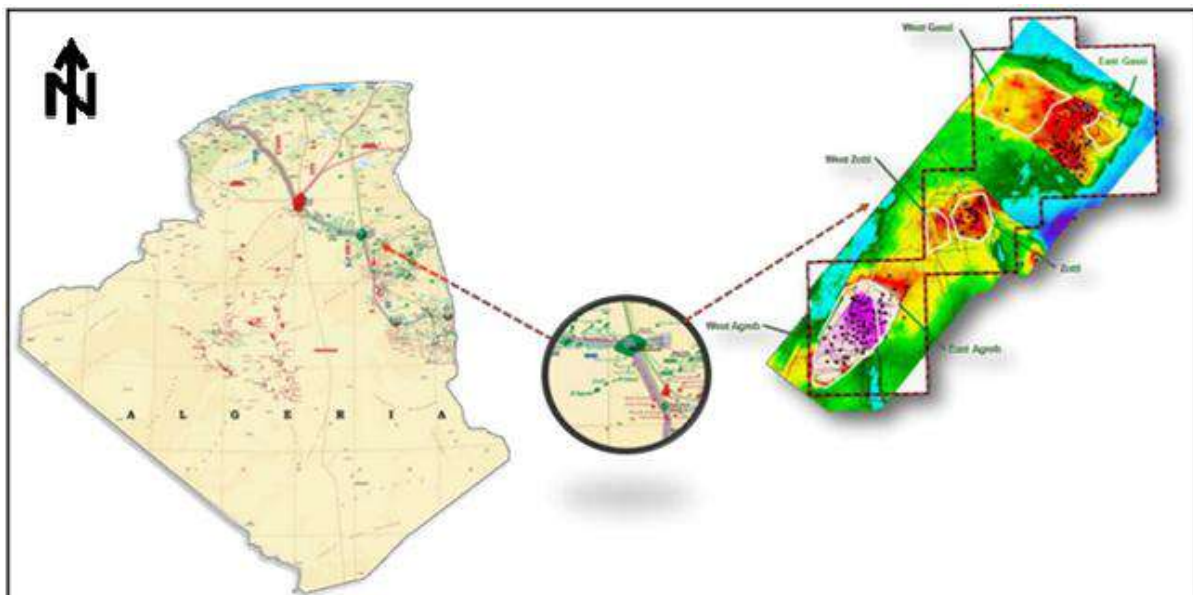


Fig. 10: situation géographique du champ d'El-gassi, Zotti et El-agreb (Sonahess, 2007).

2. 1. 2. Contexte géologique

Le réservoir de Gassi El-Agreb se trouve dans un grès du cambrien supérieur déposé à succession fluviale et marine avec des silices deltaïques de marée. L'ensemble de la séquence constitue une partie d'un ensemble latéralement extensif qui a persisté sur la plupart du craton africain nord durant le Cambrien. Le bourrelet d'El-Agreb- El-Gassi s'allonge sur 130km, sa largeur est de 8 à 18 km, il correspond aux blocs (439) et apparaît au nord de district six. De point de vue géologique le gisement d'El-Gassi se localise au nord du bourrelet d'El Agreb – El-Gassi, ce dernier est limité (Sonahess, 2007) :

- Du nord : par le dôme de HassiMessaoud.
- Du sud : par le mole structural d'AmguidelBiod.
- Du l'ouest : par le bassin de ouestMya.

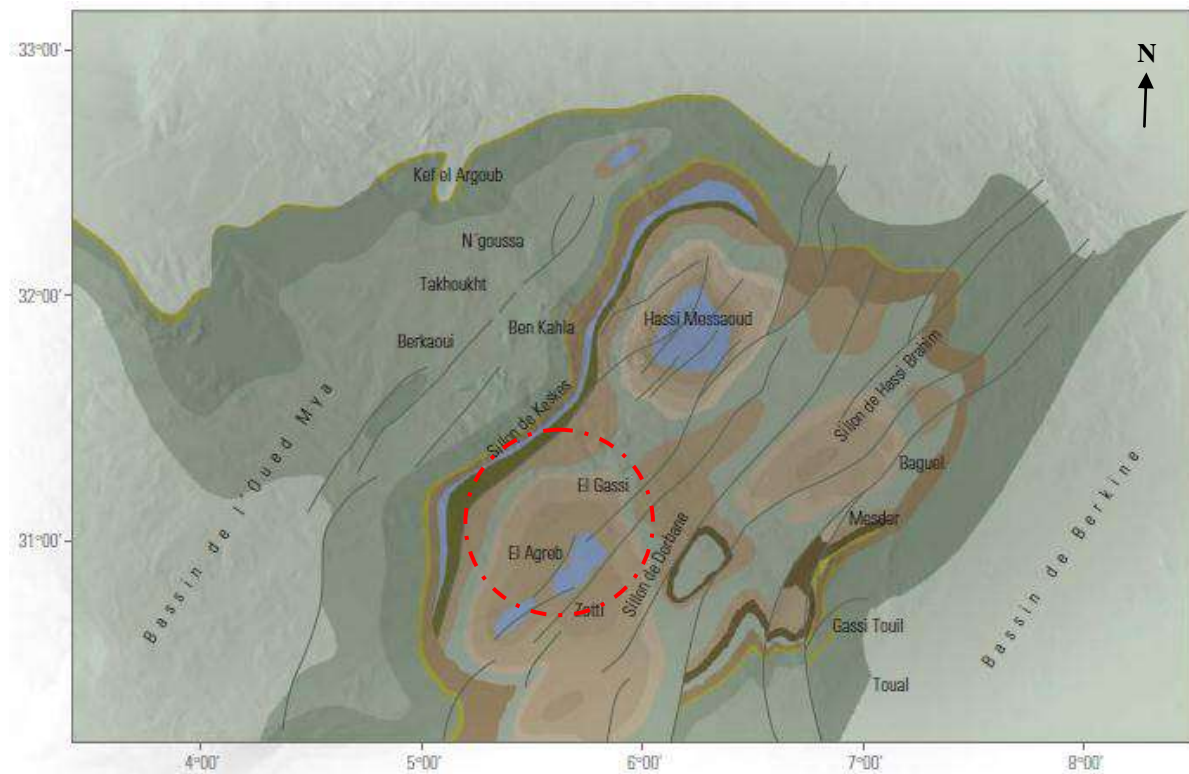


Fig. 11: Contexte géologique du champ de Gassi El-Agreb (Wec, 2007).

2. 2. Aperçu structurale et tectonique

2. 2. 1. Aperçu structurale

La structure de Gassi El-Agreb est un large anticlinal à double versant. Le style structural de ce trend est dominé par une orientation NO-SE et des failles sub-verticales inverses, caractéristique d'un régime tectonique de décrochement. Les failles, de par la nature

de leur rejet tendent à fragmenter fortement le réservoir en compartiments, comme c'est le cas pour le gisement de Hassi-Messaoud. La structure semble avoir été affectée par une inclinaison structurale régionale de direction NE, qui a également créé de larges zones à huile résiduelle en dessous de l'interface huile-eau actuelle.

Un ensellement structural prononcé sépare la structure principale d'El-Gassi d'un n'ose structural plongeant vers partie NO du permis d'exploitation, testée par le puits ARNE1. Un trend mineur de failles normales, de direction NO-SE a été défini par la sismique et les forages. Ces failles ne semblent pas étanches de nature, vu que les pressions du réservoir de part et d'autre de celle-ci s'équilibrent. L'étendue, la nature et la distribution de ces failles et autres accidents seront mieux définies par la sismique 3D et l'interprétation de celle-ci (Sonahess, 2007).

L'évolution structurale de la région de Gassi El-Agreb, a partir des temps pré cambriens, a été définie par nombre d'événement clés qui sont comme suit :

- Événement précambrien (panafricain) : orientations structurales dominantes établies.
- Événement du début du paléozoïque (calédonien) : orientations panafricaines réactivée.
- Événement de la fin du paléozoïque (hercynien) : orientations panafricaines réactivées, soulèvement et pénéplanation répandus. La durée de l'exposition subaérienne a été d'approximativement 180 millions d'années.
- Événement MI-Crétacé (autrichien) : réactivation majeure de structures hercyniennes et antérieures.
- Événement tertiaire Antérieur (Alpin) : autres réactivations, mouvement latéral important sur les failles majeures soumises à un mouvement de décrochement.

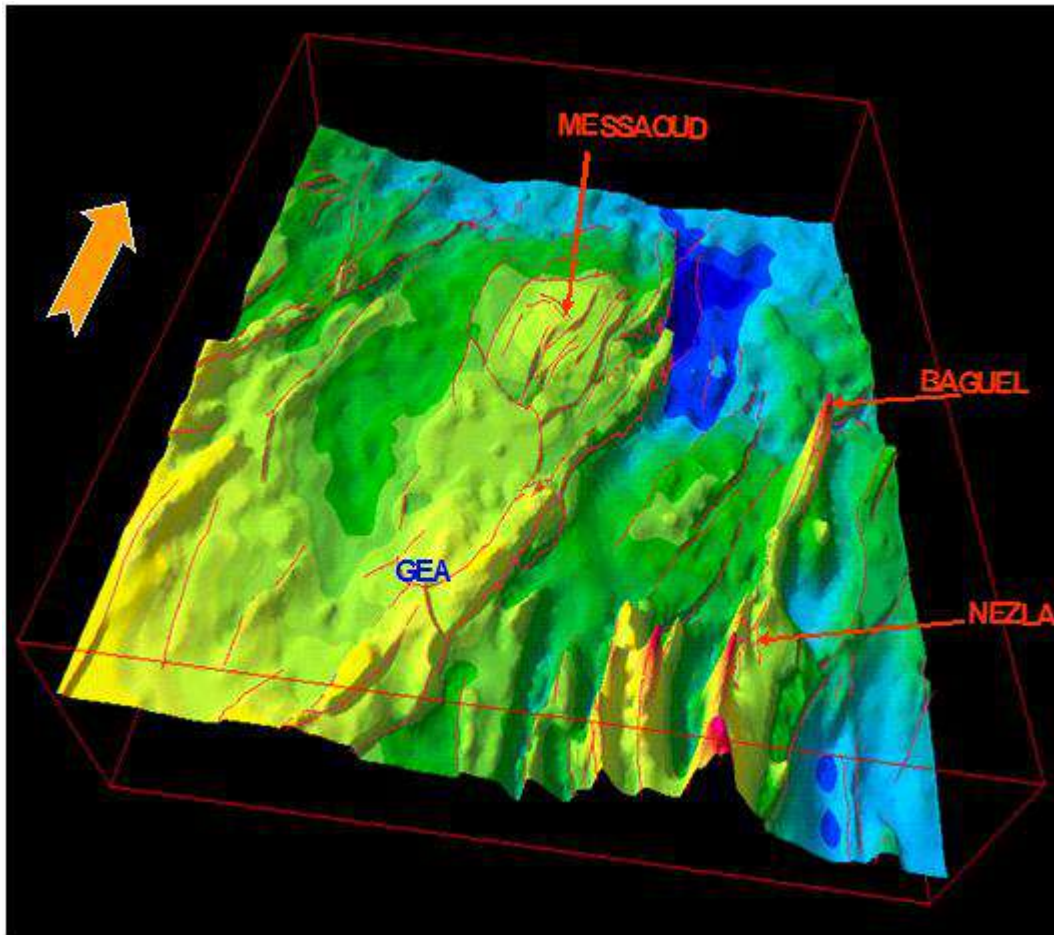


Fig. 12: Bloc diagramme des linéaments dans la zone d'El-Gassi / Hassi Messaoud (Sonahess, 2007).

2. 2. 2. Tectonique du champ Gassi El-Agreb

La compréhension de l'histoire tectonique d'une région ne passe nécessairement pas la connaissance et l'identification des différents phénomènes et phases orogénique, responsables de la configuration architecturale de cette région (Sonahess, 2007).

Les phases orogéniques affectant la région sont:

- Phase calédonienne précoce : Elle est en relation avec la structuration tardive cambrienne, avec érosion et mise en place des failles suivant une direction SW-NE.
- Phase calédonienne majeure : Elle est caractérisés par des mouvements compressifs commençant à la fin du cambrien et qui ont formé des structures de faibles amplitudes.
- Phase hercynienne majeure : Cette phase est probablement responsable de la direction de l'ensemble NE-SW de la structuration actuelle, cette phase avait débuté au dévonien supérieur et avait duré jusqu'à la fin du primaire. Caractérisée par l'absence

des sédiments d'âge silurien, dévonien, carbonifère, permien, ainsi que la partie sommitale de l'ordovicien sur toute la surface de l'axe Amguid El-Biod-Hassi Messaoud.

- Phase autrichienne : Ce sont des mouvements compressifs selon une direction Est-Ouest.

2. 2. Système pétrolier

2. 2. 1. La roche mère

a) Silurien

Les argiles du Silurien constituent la roche mère, source génératrice des hydrocarbures à l'échelle de toute la plate forme saharienne. Cette source est représentée par les argiles noires, carbonatées et radio actives, très riches en matière organique, d'une épaisseur qui varie de 20 à 70 m. La matière organique est de nature amorphe. Le Silurien est préservé au Nord du champ de Hassi Messaoud, à l'ouest (Bassind'Oued Mya), au Sud-Ouest (bassin de Mouydir) et à l'est du bassin de Berkine (Perrodon, 1966).

b) Les argiles d'El Gassi

Ces argiles noires et organogènes pourraient avoir apporté la plus grande contribution à l'accumulation des réserves de Hassi Messaoud; cette formation de 37 à 50 mètres d'épaisseur est présentée dans les grabens de la structure de Hassi Messaoud (Sonahess, 2007).

2. 2. 2. La roche couvertures

La zone structurale de Gassi El-Agreb est caractérisée par la présence de barrière de perméabilité pour les gisements d'huile au cambrien, formée par des dépôts argileux – salifères du Trias et du Jurassique (Sonahess, 2007).

2. 2. 3. Les pièges

Vu l'importance des mouvements tectoniques qui ont affectés la région, les pièges rencontrés sont essentiellement liés à des horsts (tectonique complexe), mais il existe également des pièges Litho-stratigraphiques tel que ceux qui sont dans l'ordovicien et qui peuvent être rencontrés sur le flanc ouest du bourrelet de Gassi El-Agreb (Sonahess, 2007).

Durant les différentes époques géologiques, cette zone a joué le rôle d'une zone haute et de ce fait, les sédiments paléozoïques ont subi une érosion intense lors de la phase Hercynienne ce qui engendre des pièges sous discordance (Sonahess, 2007).

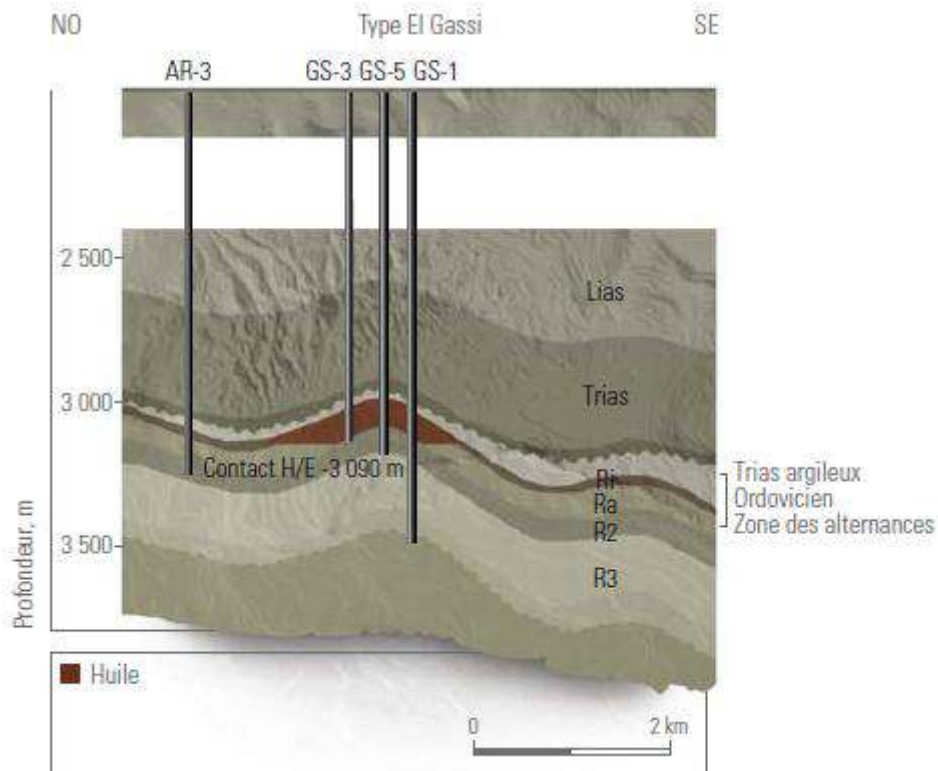


Fig. 13 : Schéma caractérisant le type de pièges à Gassi El Agrab (Wec, 2007).

2. 2. 4. Migration des hydrocarbures

Les données de bio-marqueurs et les paramètres de maturité d'hydrocarbures aromatiques, ainsi que les données de composés pyrrolique nitrogène donnent à penser que la source de l'huile à Gassi El-Agreb provient de la roche mères Silurienne du bassin de Oued Mya, et qui représente également la source de remplissage de la roche réservoirs de la grande structure anticlinale Hassi Messaoud, est qui proviens principalement des secteurs Ouest-Nord- ouest et Nord-Nord-Est de la région. L'huile a connu une migration latérale sur des longues distances, commençant des strates de la roche mère Silurienne dans le bassin d'Oued Mya et de la roche mère Silurienne situées au Nord-Nord-Est de Hassi Messaoud. Les indices disponibles nous permis à penser que les huiles provient des champs Mokh-El-Kebch, N'goussa, Guellala et Draa Temra sont les courtes distances de migration et les principales responsables de remplissage vertical du réservoir à partir des roches mères Siluriennes sous-jacentes (Sonahess, 2007).

Une évidence nous a permis de penser que l'huile a en suite migré vers le sud, pour atteindre Haoud Berkaoui et Benkahla, puis a poursuivi sa migration vers le sud pour remplir le réservoir de Hassi Messaoud. Une fois il atteint le réservoir de Hassi Messaoud, l'huile a migré vers la crête située au centre, puis vers le bas en direction du Nord, Sud, et enfin vers les parties Ouest du champ Gassi El-Agreb. Il est évidant de penser que le remplissage de la structure Hassi-Guettar et Gassi-El-Agreb sont devient du Nord, avec les huiles d'El Agreb qui sont migrés à travers un système pétrolifère sur des longues distance (120 à 140 km) (Sonahess, 2007).

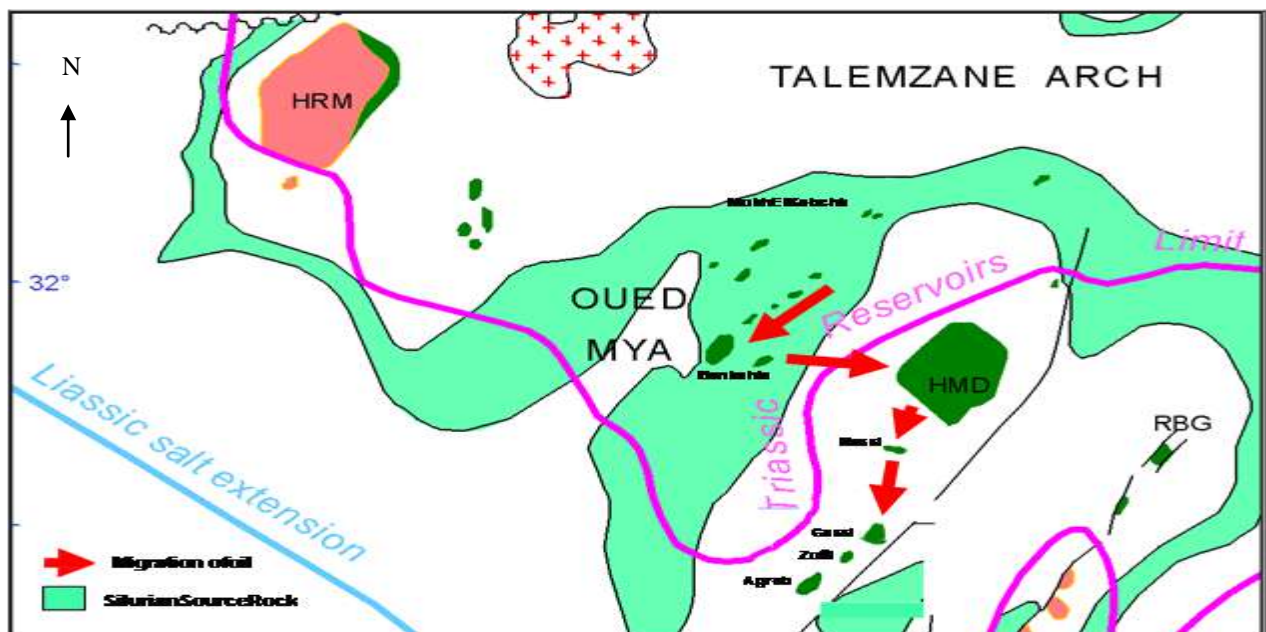


Fig. 14 : Chemins de migration de l'huile de Gassi El-Agreb (Sonahess, 2007).

Une migration de l'huile du nord vers le sud peut être inférée de ces données, la maturité de l'huile diminuant du nord au sud à travers les champs d'El-Gassi, Zotti et El-Agreb (Sonahess, 2007).

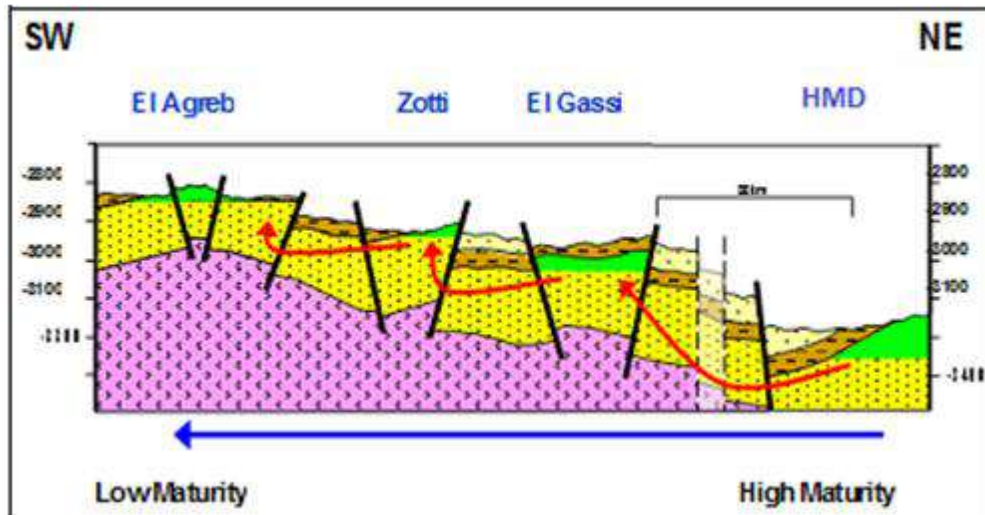


Fig. 15: Migration de l'huile depuis Hassi Messaoud à travers les champs d'El-Gassi, Zotti et El-Agreb (Sonahess, 2007).

2. 2. 5. La roche réservoir

Pour le réservoir de la région de Gassi El-Agreb, il s'agit des roches cambro-ordoviciennes :

- La série cambrienne comprenant successivement de bas en haut les zones R3, R2, Ra et Ri.
- La série ordovicienne qui est représentée par la zone des alternances, composée de grés, grés quartzitiques, des gravies et de conglomérats, au toit on observe une amélioration du classement et de l'arrondi des grains.

Les réservoirs les plus développés dans la région sont le Ri et Ra qui sont productifs d'huile d'El-Gassi, El-Agreb et Zotti. Les grandes épaisseurs des litho zones Ri et Ra sont enregistrées au centre, par contre les faibles épaisseurs sont observées sur le bourrelet d'EL-Agreb-EL-Gassi où les réservoirs Ri et Ra partiellement érodés par la phase hercynienne et sont, de ce fait, recouverts par des dépôts Triasiques et Jurassique (Sonahess, 2007).

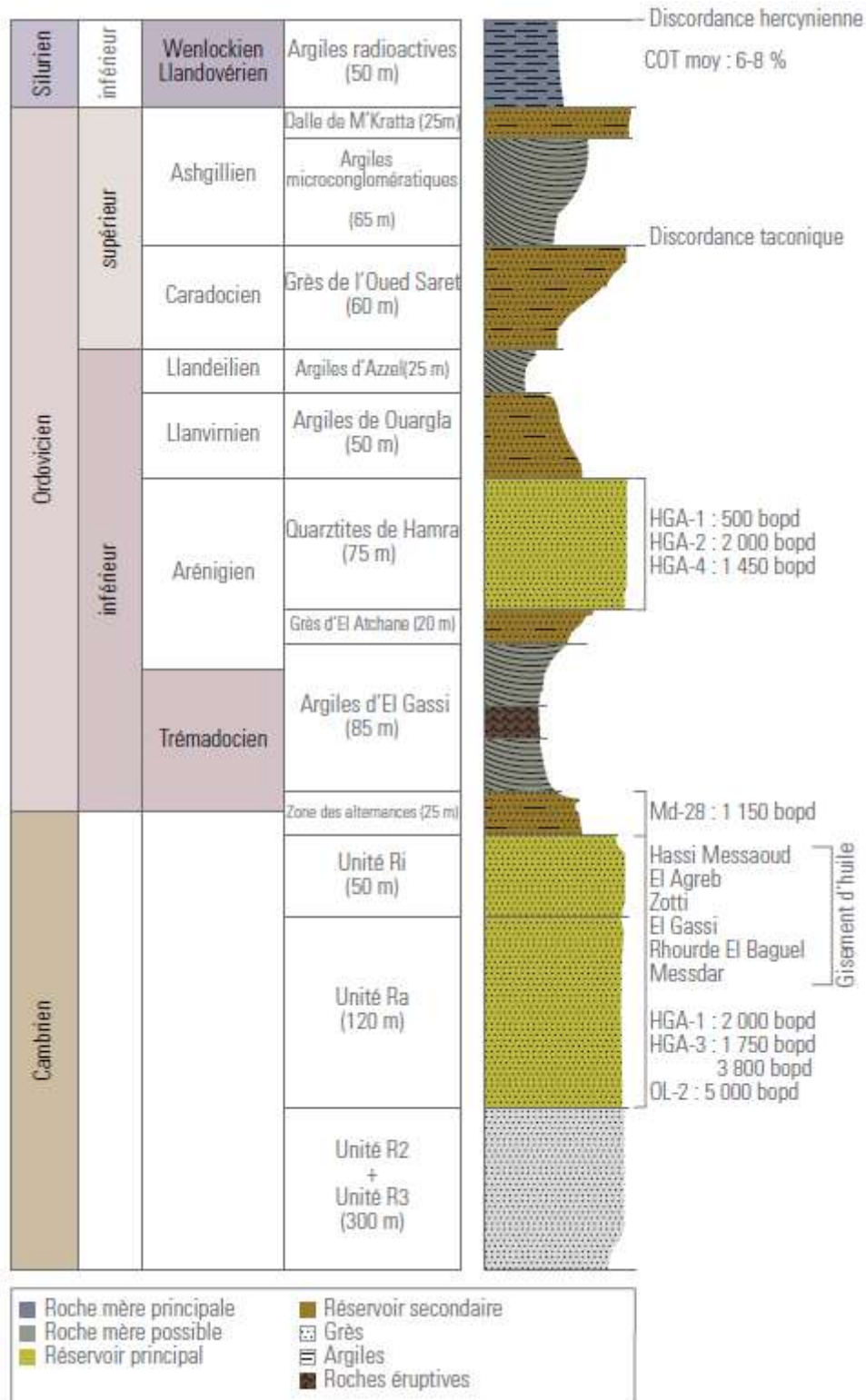


Fig.16 : Région du champ d'huile de Hassi Messaoud. Section dans le Paléozoïque(Wec, 2007).

Conclusion

Le champ de Hassi Messoud est le plus important gisement d'hydrocarbure en Algérie. Il se situe à 650 km Sud - Sud-Est du capital Alger. Le dorsal du champ de Hassi Messoud correspond au prolongement vers le nord de la mole d'Amguid-El Biod et il occupe la partie centrale de la province triasique. Cette structure se présente comme étant un vaste dôme structural de près de 1 600 km². La série stratigraphique du champ de Hassi Messaoud repose sur le socle à environ 4393 m d'épaisseur. Cette série est marquée par l'absence du Silurien, Dévonien, Carbonifère et Permien. La discordance hercynienne se manifeste plus accentuer au centre de la structure, où les dépôts argilo-gréseux et salifères du Trias reposent directement sur le Cambrien.

Le champ de Gassi El-Agreb (champ GEA) est un gisement satellitaire de gisement de Hassi-Messaoud, ce champ est situé à environ 120 Km Sud Ouest de Hassi Messaoud. Il est découvert en 1956, puis il a été mis en production en 1959. À ce champ, le réservoir est appartient au Cambro-Ordovicien. Le réservoir de Gassi El-Agreb se trouve dans un grès du cambrien supérieur déposé à succession fluviale et marine avec des silices deltaïques de marée

La structure de Gassi El-Agreb est un large anticlinal à double versant. Le style structural de ce trend est dominé par une orientation NO-SE et des failles sub-verticales inverses, caractéristique d'un régime tectonique de décrochement

Pour le réservoir de la région de Gassi El-Agreb, il s'agit des roches cambro-ordoviciennes :

- La série cambrienne comprenant successivement de bas en haut les zones R3, R2, Ra et Ri.
- La série ordovicienne qui est représentée par la zone des alternances, composée de grés, grés quartzitiques, des gravies et de conglomérats, au toit on observe une amélioration du classement et de l'arrondi des grains.



CHAPITRE III :
DONNEES ET METHODES
UTILISEES

CHAPITRE III :

DONNEES ET METHODES UTILISEES

1. Matériel et données utilisées

1. 1. Description des données utilisées

Notre étude est basée sur l'analyse statistique et géostatistique des données de mesure diagraphique de 14 forages. Il s'agit de 5773 observations prise dans le champ de Gassi El-Agreb. Les paramètres pétrophysiques étudiées sont : la porosité (\emptyset), la perméabilité (K), la saturation huile (SO) ainsi que la Gamma-Ray (GRc) et le volume d'argile (Vsh). Ce réservoir est constitué par les unités : ZDA, Ri3, Ri2, Ri1, Base Ri, RaU4, RaU3B, RaU3A, RaU2, RaU1B, RaU1A.

1. 2. Logiciels utilisées

Le traitement de données statistique et géostatistique manuellement est difficile ou pratiquement impossible dans certains cas, vu le nombre de données dans notre cas. Ceci exige l'utilisation de l'outil informatique pour toutes les étapes de l'étude statistique et géostatistique depuis l'élaboration des fichiers jusqu'à la cartographie et la visualisation des résultats. Plusieurs logiciels sont été utilisés pour cette étude :

1. 2. 1. Logiciel "Excel"

Ce logiciel qui est un tableur a été utilisé essentiellement pour la saisie et la gestion des fichiers des données. Les fichiers de données des paramètres pétrophysiques de tout le réservoir et des unités de réservoir cambro-ordovicien séparément, de Gassi El-Agreb ont été faits au préalable à l'aide de ce logiciel. En générale, il a été utilisé pour certains calculs et aussi pour qu'ils soient bien adaptés à tout traitement statistique et géostatistique.

1. 2. 2. Le logiciel XLSTAT

XLSTAT est un logiciel de statistique convivial pour Excel (la source d'essai a été utilisée pour ce travail à partir le site web : (<https://www.xlstat.com/en/>).

C'est le logiciel d'analyse de données le plus complet pour Excel. C'est un logiciel qui permet d'effectuer la statistique d'analyse de données et de modélisation sans quitter l'Excel car il est parfaitement intégré avec l'Excel. XLSTAT utilise l'Excel en tant qu'une interface de récupération des données d'une part et d'affichage des résultats. Ce logiciel a été utilisé

pour effectuer le traitement statistique descriptif monovarié, bivarié et multivarié (ACP). Il est à noter que ces traitements doivent être précédés par une préparation des données où les variables sont présentées en colonnes et les individus en lignes.

1. 2. 3. Logiciel "variowin. 2"

Variowin 2.21 software package est un logiciel, qui a été utilisée pour la construction des variogrammes expérimentaux moyen à deux dimensions (2D). Ce logiciel à interface windows est adopté au calcul des couples distant de h , du calcul du variogrammes et l'ajustement de celui-ci par les modèles de régionalisation adéquates.

1. 2. 4. Logiciel " Geostatistical Toolbox"

Le logiciel Geostatistical Toolbox publié par Froidevaux, R. (1990) a été utilisé dans notre travail, ce logiciel permet le traitement géostatistique. La principale tâche effectuée par ce logiciel est l'élaboration du plan de krigeage ordinaire à deux dimensions (2D) des paramètres pétrophysiques de chaque drain séparément.

1. 2. 5. Logiciel "statistica. 6"

Ce logiciel a été utilisé pour le traitement statistique monovarié, bivarié et multivarié (calcul des matrices de corrélation, calcul des facteurs de charges, valeur propres - ACP).

1. 2. 6. Logiciel "SURFER 9 et SURFER 11"

C'est un logiciel de multiples utilisation, il a été utilisé pour des cartes d'isovaleurs, la visualisation des résultats de krigeage et de cartographie automatique des paramètres pétrophysiques de chaque drain du réservoir cambrien.

2. Méthodes statistiques et géostatistiques utilisées

2. 1. Méthodes statistiques

IL y a trois types d'approches statistiques (monovarié, bivarié et multivarié) ont été utilisés pour le traitement statistique de données.

2. 1. 1. Analyse de données monovarié

Ce traitement permet de déterminer les paramètres statistiques de la distribution des variables étudiées (paramètres de position centrale et de dispersion), et de résumer graphiquement les caractéristiques essentielles de la distribution de chaque variable. Cette analyse permet déjà, d'évoquer l'homogénéité ou l'hétérogénéité des données. Le coefficient de variation, l'allure générale de l'histogramme et de la courbe des fréquences cumulées permettraient d'apprécier l'homogénéité ou l'hétérogénéité des données ainsi que la loi de distribution des variables.

2. 1. 2. Analyse de données bivarié

Le traitement statistique bivarié consiste à étudier deux variables aléatoires simultanément et de déterminer la relation qui existe entre eux, à l'aide, entre autre du calcul des coefficients de corrélation linéaires simples. Où celles-ci montrent clairement les relations mutuelles qui existent entre les variables. Le coefficient de corrélation est calculé par la formule suivante :

$$\rho = \text{COV}(x, y) / \sigma_x \sigma_y$$

Où ρ : coefficient de corrélation simple de la population.

x et y : variables ; σ_x et σ_y : écart type des variables x et y .

$\text{Cov}(x, y)$: covariance de variables x et y .

Rappelons que $\text{cov}(x, y) = E(xy) - E(x).E(y)$, il est estimé par :

$$R_{x/y} = \frac{\overline{XY} - \overline{X}\overline{Y}}{S_x \cdot S_y}$$

Avec X et Y : teneurs moyennes des variables X et Y .

S_x et S_y : écarts types de l'échantillon statistique des variables X et Y .

Les coefficients de corrélation linéaires simples peuvent être regroupés dans un tableau récapitulatif appelé "matrice de corrélation". Notons que la valeur d'un coefficient de corrélation varie entre -1 et +1.

La signification de ce dernier dépend du nombre d'individus utilisés pour son calcul. Une façon empirique de calculer la signification c'est de calculer la valeur de :

$$R_{signif} = \frac{2}{\sqrt{n-1}}$$

Où n est le nombre des données utilisées.

2. 1. 3. Analyse multivarié : Analyse en Composantes Principales ACP

L'analyse de données multivariée désigne l'ensemble des méthodes, qui permettent de collecter, d'organiser, d'analyser et de présenter les données. Ces méthodes utilisent des techniques géométriques permettant de mettre en évidence des groupes d'individus homogènes, des liens entre individus et variables, des ressemblances ou des différences entre variables et surtout de représenter les données initiales d'un Tableau R (n, p) par un nombre plus petit sans perdre l'information. Soit un tableau (matrice) R (n, p) où n est le nombre de lignes et p le nombre de colonnes.

Tableau. 1 : Exemple de données sur les paramètres pétrophysiques

| Ech. | K | Φ | SH | Sw | Vsh |
|-------------|----------|----------|-----------|-----------|------------|
| 1 | 50 | 5 | 0.5 | 0.5 | 10 |
| 2 | 60 | 5 | 0.5 | 0.5 | 20 |
| 3 | 100 | 5 | 1 | 0 | 50 |
| Ni | | | | X(ni,pi) | |
| N | 100 | 10 | 10 | | 10 |

a) Représentation géométrique

On peut faire une représentation graphique des données utilisées par un nuage de points lignes (Représentation R^p (et en nuage de point variables) Représentation dans R_n) (Fig. 17).

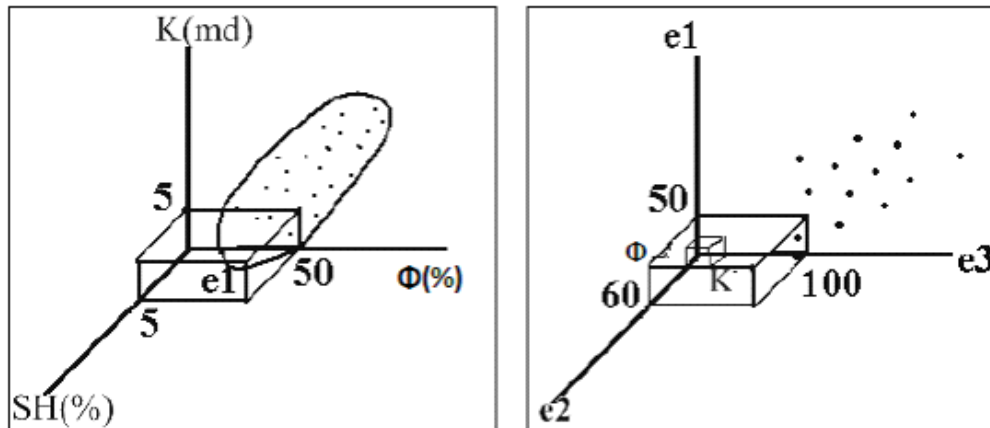


Fig. 17: Représentation géométrique des données : a)- point-lignes R^p et b) point-variables R^n .

Dans R^n , chaque point est défini par n coordonnées. Deux points-lignes apparaissent proches l'un de l'autre, si les deux lignes ont des mesures semblables des variables ou individus et éloignés l'un de l'autre si les mesures sont différentes. En présence d'un nuage de points dans un espace à n dimensions, on cherchera à saisir et comprendre la dispersion des points c'est-à-dire la signification des différents allongements des nuages de points.

L'analyse en Composantes Principales (ACP) est l'une des plus anciennes méthodes de l'analyse factorielle. Elle est utilisée pour l'analyse des données qui sont représentées sous forme de tableaux de n individus et p variables. Soit $R(n, p)$, ce tableau de données de terme générale r_{ij} .

En ACP, ce qui est important, c'est la forme du nuage des points par rapport aux axes (droites) qui passent par le centre de gravité du nuage. Il s'agit donc de rechercher les droites qui respectent au mieux l'ensemble des carrés des distances entre couples : C'est celles qui passent par le centre de gravité. D'où la nécessité de procéder à un changement de repère en centrant les variables de la matrice de données initiales. Si de plus les unités des variables sont différentes alors il est préférable de les réduire pour supprimer l'effet unité c'est-à-dire l'échelle :

$$x_{ij} = \frac{r_{ij} - \bar{r}_j}{\sqrt{n \cdot \sigma_j}}$$

Ainsi après cette transformation (changement), la matrice d'inertie ne serait autre que la matrice de corrélation linéaire simple : $C=XTX$. On appelle l'inertie du point $N(I)$ par rapport au point P ou l'expression suivante :

$$InP(I) = \sum_{i=1}^n m_i \|X_i - P\|^2$$

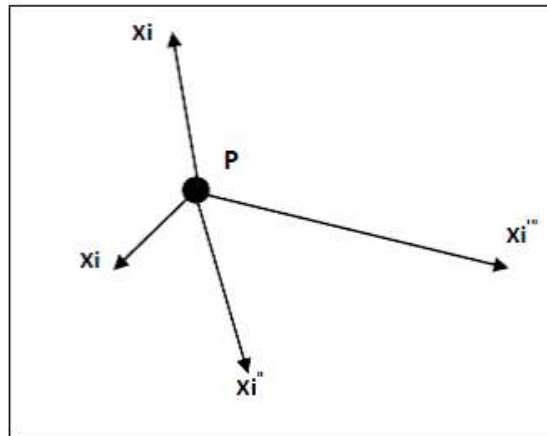


Fig. 18: Représentation géométrique d'inertie des points X_i ($i=1$ à n) par rapport au point P.

Après le calcul de C, il est nécessaire de calculer l'inertie du nuage de point dans les principaux axes d'allongement désignés par F_i ($i=1$ à N) (Fig. 18) en diagonalisant – c'est à dire en recherchant les premières valeurs propres (variances) et les vecteurs propres correspondants.

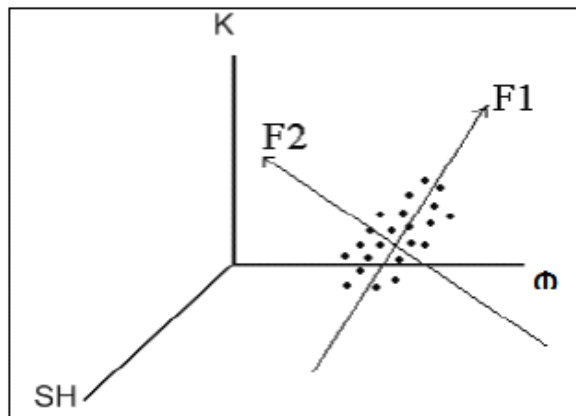


Fig. 19: Représentation d'un nuage de points et les principaux axes d'allongement (Axes factoriels).

La diagonalisation de la matrice C (matrice d'inertie) permet d'obtenir les p vecteurs propres U_α et les p valeurs propres λ_α . Le vecteur U_α est connu par ces coordonnées dans l'espace R^p . Les coordonnées des points X^i sur les axes factorielles qui sont obtenus par :

$$F_\alpha(i) = X_i U_\alpha$$

$$F_\alpha(i) = \sum_{j=1}^k U_{\alpha j} X_{ij}$$

$F_\alpha(i)$ est le facteur de rang α associé à l'individu i : $F_\alpha(i)$ est la coordonnée de l'individu (échantillon) i sur l'axe factoriel U. Ce dernier a autant de composantes que de variables. Dans la pratique l'inertie expliquée par l'axe factoriel :

$$T_\alpha = \frac{\lambda_\alpha}{In(I)} = \frac{\lambda_\alpha}{\sum_{\alpha=1}^p \lambda_\alpha}$$

Où $In(I)$ est l'inertie totale du nuage de points.

Généralement les résultats d'une ACP sont représentés sous forme graphique.

Ex : Variances : F1= **56,42%**, F2= **17,5%**, F3= **12,8%**. Variances cumulées = F1+F2+F3=86.72% : Les 3 facteurs représentent 90.82% de l'information totale.

Tableau.2 : Exemple de facteurs de charge

| Elément | F1 | F2 | F3 |
|------------|-------|-------|-------|
| K | -0,48 | 0,41 | 0,71 |
| Φ | -0,92 | 0,24 | 0,06 |
| So | -0,85 | 0,26 | 0,38 |
| Sw | 0,85 | -0,26 | -0,38 |
| Vsh | 0,96 | 0,14 | -0,05 |

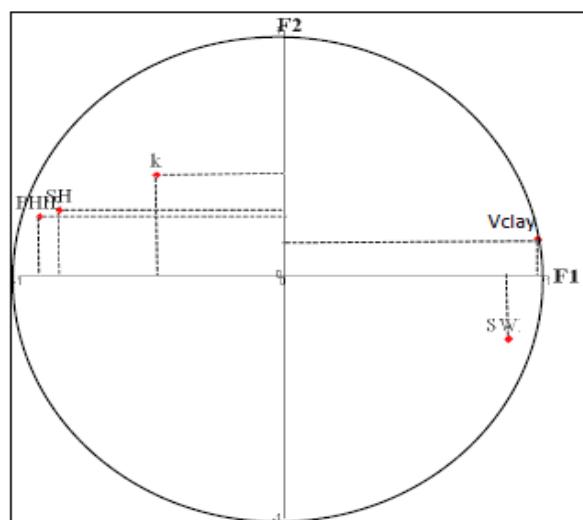


Fig.20 : Représentation des facteurs de charge d'une ACP normée.

Les facteurs des individus sont les coordonnées des individus sur les axes factoriels représentation dans R_p – Leur calcul est effectué à l'aide de la formule suivante

$$: [Fsc] = [X] \times [F] : F_{sc1} = a_{F1}K + b_{F1}\Phi + c_{F1}SH.....$$

2. 2. Méthodes d'estimation géostatistiques

2. 2. 1. Introduction

La géostatistique est en ce moment un domaine très sollicité dans l'industrie pétrolière, vu les besoins en caractérisation des réservoirs qui ne cessent d'augmenter d'année en année ; et ce pour l'évaluation des réserves en hydrocarbures. Grâce à ce développement la recherche dans ce domaine est plus poussée et vise une plus large population de techniques plus précises les unes que les autres ; ainsi c'est devenu une partie intégrante du savoir-faire des ingénieurs géologues et de production.

La géostatistique est connue depuis près de 40 ans dans les mines d'or du Witwatersrand où Daniel Krige proposa une correction statistique à la manière traditionnelle d'estimer la teneur d'un bloc de minerai à partir d'un nombre limité d'observations prises autour du bloc à exploiter. La théorie était formulée 10 ans plus tard par Georges Matheron (1971), qui introduisit un outil pour analyser la continuité spatiale des teneurs appelé " le variogramme " et une méthode d'estimation basée sur le variogramme appelée " le krigeage ".

2. 2. 2. Notions de la géostatistique

La géostatistique étudie les problèmes posés par des variables mesurées dans la nature telles que les paramètres pétrophysiques (la porosité (\emptyset), la perméabilité (K), la saturation huile (SO), la saturation eau (S_w) et le volume d'argile (Vsh)...etc.

On distingue ces variables par leur caractère aléatoire ou bien régionalisé, dans le premier cas nous aurons à faire un caractère aléatoire du par exemple à un phénomène physique sous-jacent très complexe, par contre dans le second cas les caractères des données ne sont pas entièrement indépendantes de leur localisation.

Matheron (1971) définit la géostatistique de la façon suivante : "la géostatistique est l'application du formalisme des fonctions aléatoires à la reconnaissance et à l'estimation des phénomènes naturels .(Une fonction aléatoire F.A) $Z(x)$ est un ensemble de variable aléatoire $Z(x_i)$ définie en chaque point x_i du gisement G:

$$Z(x) = \{Z(x_i), \forall x_i \in G\}$$

Un phénomène minéralisé peut être caractérisé par la répartition dans l'espace d'un certain nombre de grandeurs mesurables, que nous appelons (variables régionalisées V.R).

Si au point x_i de l'espace, la V.R $z(x_i)$ est considéré comme valeur unique (valeur vraie) alors la géostatistique étudiera la corrélation spatiale de la V.R et la structure de cette variable dans l'espace. C'est la géostatistique transitive (Chauvet. 1999).

Le choix constitutif, de la géostatistique minière consiste à interpréter chaque valeur de la variable régionalisée $z(x)$, comme une réalisation particulière d'une variable aléatoire $Z(x_i)$ implanté au point x_i , donc plusieurs réalisations sont possibles. C'est la géostatistique intrinsèque.

Ce choix constitutif fondamental conduit à des solutions cohérentes et acceptables pour divers problèmes pratiques miniers posés, tel que le problème de l'estimation des réserves locales et récupérables.

2. 2. 3. Variogramme

Soit deux variables aléatoire, $z(x)$ et $z(x+h)$ mesurées en 2 points (x) et ($x+h$). La variabilité entre ces deux points (Fig. 23) se caractérise par une fonction notée $2\gamma(x, h)$ appelée variogramme (Journel et Huijbregts. 1978).

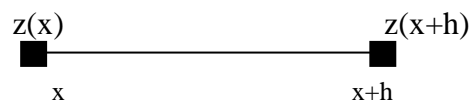


Fig. 21: Représentation schématique des points de mesure de la variable.

Le variogramme théorique est défini comme étant l'espérance quadratique de la variable aléatoire $[z(x) - z(x+h)]$ soit :

$$E = \left\{ [Z(x) - Z(x+h)]^2 \right\} = 2\gamma(x, h)$$

En général, le variogramme $\gamma(x,h)$ (ou semi-variogramme) est une fonction à la fois du point x et du vecteur h , mais l'estimation de ce variogramme nécessite plusieurs réalisations, or en pratique on ne dispose que d'une seule réalisation, soit le couple $[z(x), z(x+h)]$ de mesure effectuées aux points x et $x+h$, d'où l'introduction de l'hypothèse intrinsèque: le variogramme ne dépend que du vecteur h en module et en direction et non du point x . En admettant cette hypothèse, le variogramme sera estimé par la formule :

$$2\gamma(h, \theta) = \frac{1}{N(h, \theta)} \sum_{i=1}^{N(h, \theta)} [z_i(x) - z_i(x+h)]^2$$

Où $N(h, \theta)$ est le nombre de couples $[z(x), z(x+h)]$ séparé par une distance h suivant une direction θ . Les résultats obtenus peuvent être représentés sous forme graphique.

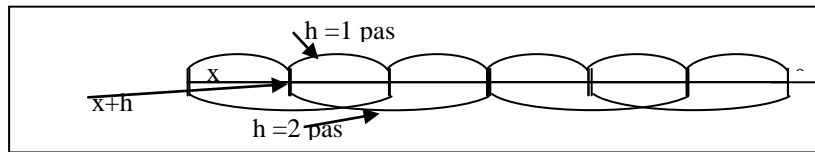


Fig. 22: Estimation du variogramme.

a) Propriétés du variogramme directionnel

On fixe une direction en partant de l'origine $h = 0$, $\gamma(x, h) = 0$, en général le variogramme croît avec le module du vecteur h . Cette croissance caractérise le degré de continuité de la variable étudiée.

Généralement, la stabilisation du variogramme est marquée au-delà d'une certaine valeur de h notée a appelée portée du variogramme. Ce dernier reste inchangé au-delà de $h = a$ et ne dépend plus de l'inter-distance entre les valeurs : les mesures ne sont plus corrélées. La portée " a " donne alors un sens à la notion de zone d'influence d'un échantillon ou d'un sondage. Cette portée n'est pas forcément la même dans toutes les directions de l'espace. Elle permet donc de détecter une éventuelle anisotropie ou isotropie dans la structure de la minéralisation.

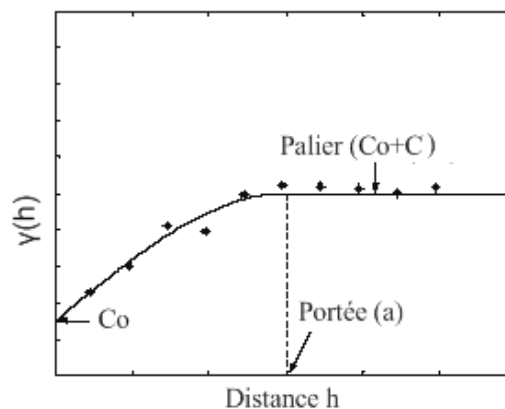


Fig. 23: graphe de variogramme.

Le variogramme croît jusqu'à une certaine limite appelé palier puis s'aplatit, mais il peut également croître indéfiniment (effet de dérive).

b) Schéma théorique et ajustement des variogrammes

Une fois le variogramme expérimental est calculé, il faut alors déterminer un modèle mathématique qui lui correspond et qui doit être opérationnel et simple à l'emploi : C'est

l'ajustement du variogramme expérimental. Les schémas théoriques d'usage courant sont classés en schémas à palier, schémas sans palier et schémas à effet de trous.

1) Schéma à palier

➤ Un comportement linéaire à l'origine:

- Schéma sphérique: $\gamma(h) = \frac{3}{2} \cdot \frac{h}{a} - \frac{1}{2} \frac{h^3}{a^3} \dots \forall h \in [0, a]$

$$\gamma(h) = 1 \dots \text{pour} \dots h \geq a$$

- Schéma exponentiel: $\gamma(h) = 1 - e^{-h/a} \dots \forall h \geq 0$

➤ Un comportement parabolique à l'origine:

- Schéma gaussien: $\gamma(h) = 1 - e^{-h^2/a}$

2) Schéma sans palier

- Schéma en puissance : $\gamma(h) = h^\lambda \dots \forall h > 0, \dots 0 < \lambda < 2$

- Schéma logarithmique : $\gamma(h) = a \cdot \log(h) \dots \forall h > 0, \dots a = \text{constant} > 0$

- Schéma à effet de trou $\gamma(h) = 1 - \frac{\sin(h)}{h} \dots \forall h > 0, \gamma(h) = \frac{h^2}{6} \dots h \rightarrow \infty$

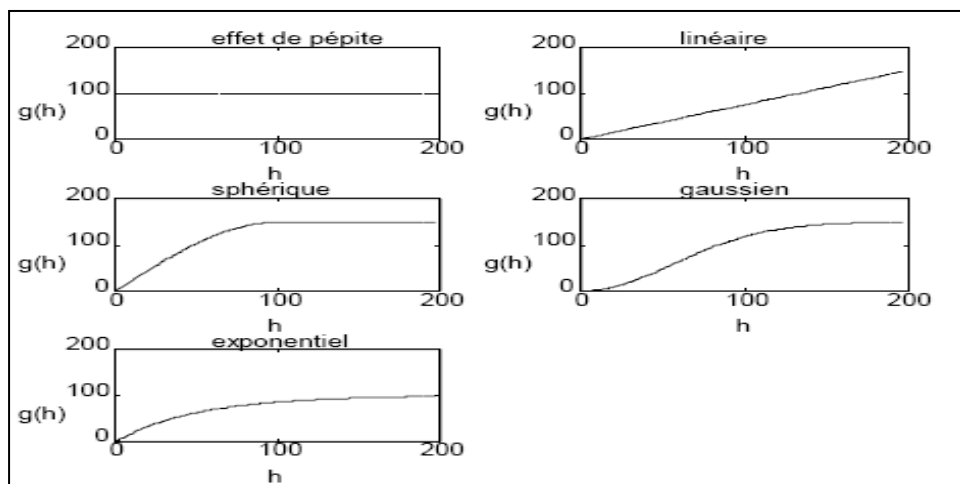


Fig. 24: Schémas théoriques d'ajustement des variogrammes In (Marcotte, 1997).

2. 2. 4. La variance d'estimation

Si Z est la valeur "vraie" inconnue que l'on cherche à estimer par Z^* , l'erreur commise est $(Z - Z^*)$. Les valeurs Z , Z^* , $Z - Z^*$ sont prise comme des réalisations particulières de V.A (variable aléatoire) ou F.A (fonction aléatoire) Z , Z^* , $Z - Z^*$.

L'erreur aléatoire $Z - Z^*$ est alors caractérisée par ses deux premiers moments.

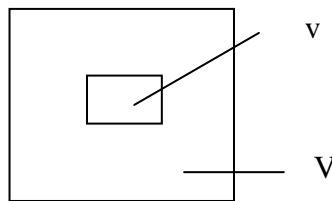
Moyenne $b = E(Z - Z^*)$

Variance d'estimation $\sigma^2 E = E(Z - Z^*)^2 - b^2$

Si $b = 0$, on dit que l'estimateur Z^* est sans biais, si non l'estimateur est biaisé.

Le formalisme géostatistique permet de déduire la variance d'estimation élémentaire d'une teneur moyenne ZV par une autre teneur moyenne Zv est:

$$\sigma^2 E (V, v) = 2\bar{\gamma}(V, v) - \bar{\gamma}(V, V) - \bar{\gamma}(v, v)$$



Avec :

$\bar{\gamma}(V, v)$: La valeur moyenne du variogramme entre un point appartenant au domaine V et un autre au domaine v .

$\bar{\gamma}(V, V)$: La valeur moyenne du variogramme entre deux points appartenant au même domaine V .

$\bar{\gamma}(v, v)$: La valeur moyenne du variogramme entre deux points appartenant au même domaine v .

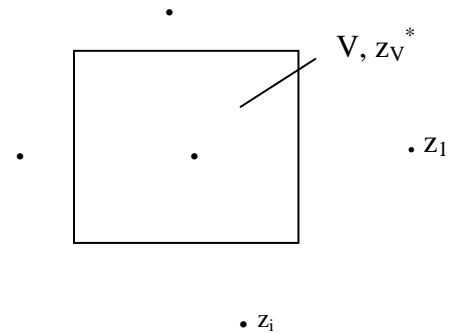
La qualité d'une estimation de V par v dépend alors de :

- La géométrie du domaine à estimer : terme $\bar{\gamma}(V, V)$.
- La distance entre l'estimé et l'estimant : terme $\bar{\gamma}(V, v)$.
- La géométrie interne de l'estimant : terme $\bar{\gamma}(v, v)$.
- Degré de régularité du phénomène étudié : utilisation de la caractéristique structurale γ .

La formule générale précédente s'étend à la variance d'estimation de la teneur moyenne Z_V d'un panneau V par une combinaison linéaire z_v^* des informations disponibles (Journel, 1978).

Par exemple si l'on dispose de N informations v_i de teneurs moyennes $z(x_i)$, λ_i étant le pondérateur associé à l'information v_i . L'estimateur est:

$$z^* = \sum_{i=1}^N \lambda_i z(x_i)$$



La variance d'estimation s'écrit alors :

$$\sigma_{E(V,v)}^2 = 2 \sum_i \lambda_i \bar{\gamma}(V, v_i) - \bar{\gamma}(V, V) - \sum_i \sum_j \lambda_i \lambda_j \bar{\gamma}(v_i, v_j)$$

Le krigeage consiste à déterminer les pondérateurs λ_i .

2. 2. 5. L'estimation par la méthode géostatistique

a) Système de krigeage ordinaire

Ce système permet donc de retrouver les N pondérateurs λ_i . Ces derniers, dit pondérateurs de krigeage, donnent la variance d'estimation la plus petite possible et elle est appelée variance de Krigeage. Ce système est le suivant :

$$\left. \begin{cases} \sum_{i=1}^N \lambda_i \bar{\gamma}(v_i, v_j) + \mu = \bar{\gamma}(v_j, V) \\ \sum_{i=1}^N \lambda_i = 1 \end{cases} \right\} \forall i = 1..N \dots et .. j = 1..N$$

$$\sigma_k^2 = \sum_{i=1}^N \lambda_i \bar{\gamma}(v_i, V) + \mu - \bar{\gamma}(V, V)$$

b) Propriétés et remarques à propos du krigeage ordinaire

- Le système de krigeage ordinaire est un système à $N+1$ équations à $N+1$ inconnues qui sont les N pondérateur λ_i et μ qui est le paramètre de Lagrange.
- Le krigeage ordinaire est un estimateur linéaire sans biais. C'est un interpolateur exact.

➤ Le système et la variance de krigeage rendent compte des 4 faits suivants :

- La géométrie du domaine à estimer - terme de $\bar{\gamma}(V, V)$.
- La géométrie entre estimant et estimateur - terme de $\bar{\gamma}(V, v_i)$.
- La géométrie interne de l'information - terme de $\bar{\gamma}(v_j, v_i)$.
- La structure sous jacente - terme de $\gamma(h)$.

Ce concept permet donc de calculer la variance d'estimation d'un volume V à partir de différents géométries et dispositifs. Nous allons donc utiliser cette propriété pour calculer les variances d'estimation de différentes configurations et avoir une idée sur la maille de prospection.

c) paramètres et plan type de krigeage

Le plan type de krigeage ordinaire utilisé lors de l'estimation de la teneur d'un bloc d'exploitation de support V , à partir de l'ensemble des données des sondages de (observations) de support v_i en utilisant un variogramme expérimental ajusté, est de suivre les étapes suivantes (Journal et Huijbregts, 1978) :

- Déterminer le nombre maximal et minimal d'information nécessaire à un système de krigeage, pour mieux estimer le bloc.
- Le krigeage doit être effectué dans un voisinage restreint de forme sphérique ou ellipsoïdale définie par l'anisotropie zonale; pour mettre le krigeage à l'abri de tous risque de biais et pour faciliter le regroupement de l'information à l'intérieur du voisinage (zone d'influence).

Conclusion

Notre travaille dans ce mémoire utilisé pour le traitement des données consiste à suivie la manière suivant :

- Le traitement de données statistique et géostatistique a été faite à l'aide de logiciels. Les principaux logiciels utilisés sont : Excel, Variowin. 2, Geostatistical Toolbox, Statistica. 6 et Surfer 11.
- Les méthodes utilisées pour la réalisation de ce mémoire sont basés sur l'analyse de données à l'aide de méthodes statistiques monovarié bivarié et multivarié (ACP). Ceci a pour but de ressortir la typologie pétrophysiques de chacun des drains.

- Les méthodes géostatistiques ont été utilisées pour l'estimation à 2D des paramètres pétrophysiques dans les blocs. Ces techniques reposent sur la construction et la modélisation de la variabilité régionalisée avec des variogrammes. Ces variogrammes sont utilisés pour la procédure géostatistique de krigeage ordinaire.



CHAPITRE IV :
RÉSULTATS ET DISCUSSIONS

CHAPITRE IV :

RÉSULTATS ET DISCUSSIONS

1. Typologie statistique du champ de Gassi El-Agreb

1. 1. Traitement statistique sur toutes les données du réservoir Cambro-Ordovicien

1. 1. 1. Analyse de données Monovarié

Le traitement statistique a été effectué sur un ensemble de 5773 observations de mesures diagraphiques pour la porosité (\emptyset) et la saturation d'huile (S_o), un nombre de 5635 observations pour la perméabilité (K), 5706 observations pour la Gamma-Ray (GRc) et 5736 observations pour le volume d'argile (Vsh).

Les résultats obtenus du traitement statistique sont présentés dans le tableau statistique pour toutes les unités (Tableau. 3). Ces unités constituent le réservoir Cambro-Ordovicien. Ce dernier est caractérisé par une perméabilité (K) médiocre. Elle est en moyenne de 28,94 (mD). Les données de perméabilité montrent une variance très (($S^2_{Moy} = 3351,9 \text{ (mD)}^2$)).

La porosité (\emptyset) a montré une valeur moyenne de 0,060 avec une faible variance de 0,0004. Ce traduit l'homogénéité des porosités au sein du réservoir. La saturation en huile (S_o) est de valeur moyenne de 0,65 avec variance moyenne de 0,05 traduisant ainsi une hétérogénéité de la répartition des saturations dans le réservoir. La moyenne du volume d'argile (Vsh) dans l'ensemble des données est de l'ordre de 0,08 avec une variance moyenne de 0,01.

Tableau. 3 : Statistiques des paramètres pétrophysiques à partir des données de diagraphie du réservoir Cambro-Ordovicien de champ de Gassi El-Agreb (Hassi Messaoud).

| | N Actifs | Moyenne | Minimum | Maximum | Ecart-type | Variance | Coefficient de variation |
|-------------|----------|---------|---------|---------|------------|----------|--------------------------|
| K (mD) | 5635 | 28,95 | 0,0001 | 1713,52 | 57,89 | 3351,90 | 2 |
| \emptyset | 5773 | 0,06 | 0,0001 | 0,14 | 0,020 | 0,0004 | 0,34 |
| S_o | 5773 | 0,64 | 0 | 0,97 | 0,28 | 0,047 | 0,36 |
| GRc(API) | 5706 | 40,23 | 9,48 | 484,97 | 36,40 | 1325,43 | 0,90 |
| Vsh | 5736 | 0,08 | 0 | 1 | 0,11 | 0,011 | 1,31 |

K (mD) : perméabilité ; \emptyset : Porosité ; S_o : Saturation d'huile. GRc (API) : Gamma-Ray ; Vsh : Volume d'argile.

1. 1. 2. Analyse de données bivarié

a) Calcul de la matrice de corrélation

Le calcul de la matrice de corrélation a été faite sur l'ensemble des données de tout le réservoir du Cambro-Ordovicien (Tableau. 4), qui englobe toutes les unités. La matrice de corrélation a montré la perméabilité (K) est corrélé positivement avec la porosité (\emptyset) et la saturation huile (S_O) ($r= 0.53$ et 0.26 respectivement). Une forte corrélation positive de porosité (\emptyset) avec la saturation huile (S_O) a été observée ($r = 0.66$) indiquant des pores saturées en huile. L'ensemble des corrélations calculées sont significatives.

Tableau. 4 : Matrice de corrélation des paramètres pétrophysiques à partir du tous les données de diagraphie du réservoir Cambro-Ordovicien, champ de Gassi El-Agreb (Hassi Messaoud).

| Variables | GRc | \emptyset | k | Vsh | SO |
|-------------|---------------|--------------|--------------|--------------|----------|
| GRc | 1 | | | | |
| \emptyset | -0,25 | 1 | | | |
| K | -0,055 | 0,53 | 1 | | |
| Vsh | 0,57 | -0,21 | -0,09 | 1 | |
| SO | -0,30 | 0,66 | 0,26 | -0,35 | 1 |

Corrélations significatives sont marquées en gras.

K (mD) : Perméabilité ; \emptyset : Porosité ; So : Saturation d'huile ; GRc(API) : Gamma-Ray ;
Vsh : Volume d'argile.

1. 1. 3. Analyse en Composantes Principales (ACP)

a) Diagonalisation, calcul des facteurs de charges et tracé des cercles de corrélation

La diagonalisation de la matrice de corrélation (Tableau.4), a permis de calculer les facteurs de charges, sur l'ensemble des données de paramètres pétrophysiques de tout le réservoir Cambro-Ordovicien. Les cercles de corrélations ont été tracés (Fig. 25 et 26).

Tableau.5 : Résultats de l'ACP – Poids factoriel sur les paramètres pétrophysiques à partir des données de diaggraphie du réservoir Cambro-Ordovicien champ de Gassi El-Agreb (Hassi Messaoud).

| | Facteur 1 | Facteur 2 | Facteur 3 | Facteur 4 | Facteur 5 |
|------------------------|-----------|-----------|-----------|-----------|-----------|
| Valeur propre | 2,359 | 1,275 | 0,675 | 0,444 | 0,247 |
| Variabilité (%) | 47,181 | 25,495 | 13,504 | 8,878 | 4,942 |
| Cumuli % | 47,181 | 72,676 | 86,180 | 95,058 | 100,000 |
| GRC | -0,399 | 0,542 | -0,226 | 0,686 | 0,159 |
| Ø | 0,530 | 0,367 | -0,177 | -0,206 | 0,715 |
| K | 0,350 | 0,529 | 0,692 | 0,091 | -0,333 |
| Vsh | -0,410 | 0,530 | -0,213 | -0,677 | -0,217 |
| SO | 0,519 | 0,104 | -0,627 | 0,142 | -0,553 |

K (mD) : Perméabilité ; Ø : Porosité ; So : Saturation d'huile ; GRc (API) : Gamma-Ray ; Vsh : Volume d'argile.

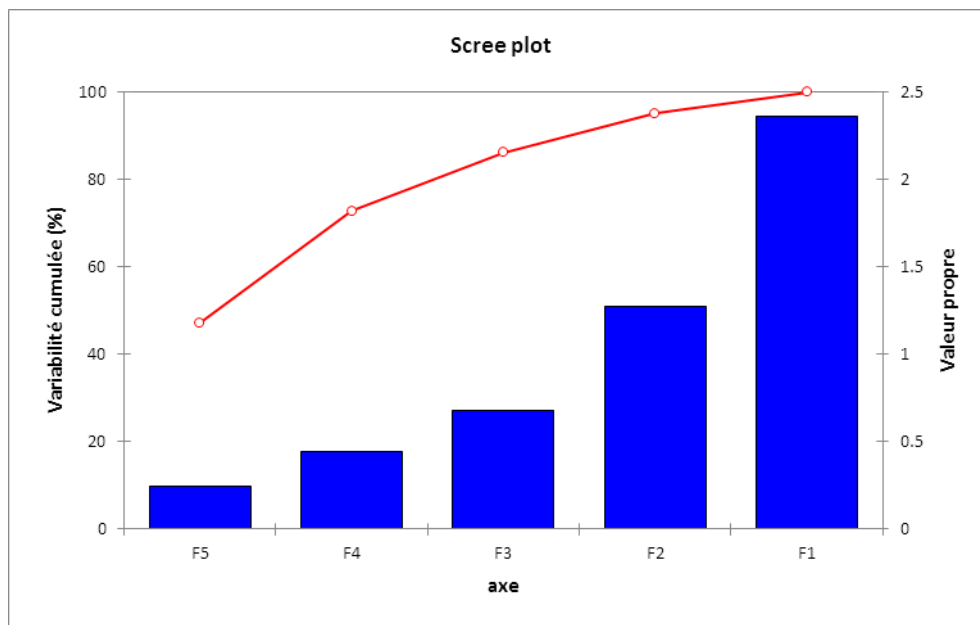


Fig. 25: Vecteurs propres des facteurs de charge.

b) Interprétation des résultats de l'ACP

Les cercles de corrélation dans le plan des axes F1 et F2 qui représentent une variance cumulée de 72.68 (%) (F1 = 47.18 %, F2 = 25.50 %) montrent :

Une association constituée de la perméabilité (K), la porosité (Ø) et la saturation huile (S_o). Ces trois (3) paramètres sont corrélés positivement avec le facteur F1 et le facteur F2.

Le volume d'argile (Vsh) et le Gamma-Ray (GRc) sont corrélés positivement avec F2 et négativement avec F1.

A l'issue de l'Analyse en Composante Principale (ACP), on peut conclure que la saturation huile (S_O) se trouve en association avec la porosité (\emptyset) et la perméabilité (K). Ceci indique la présence de réservoir d'hydrocarbures. Cependant, un Gamma-Ray(GRc) élevée se trouve en association avec un volume d'argile élevée (Vsh) indique un passage d'argile.

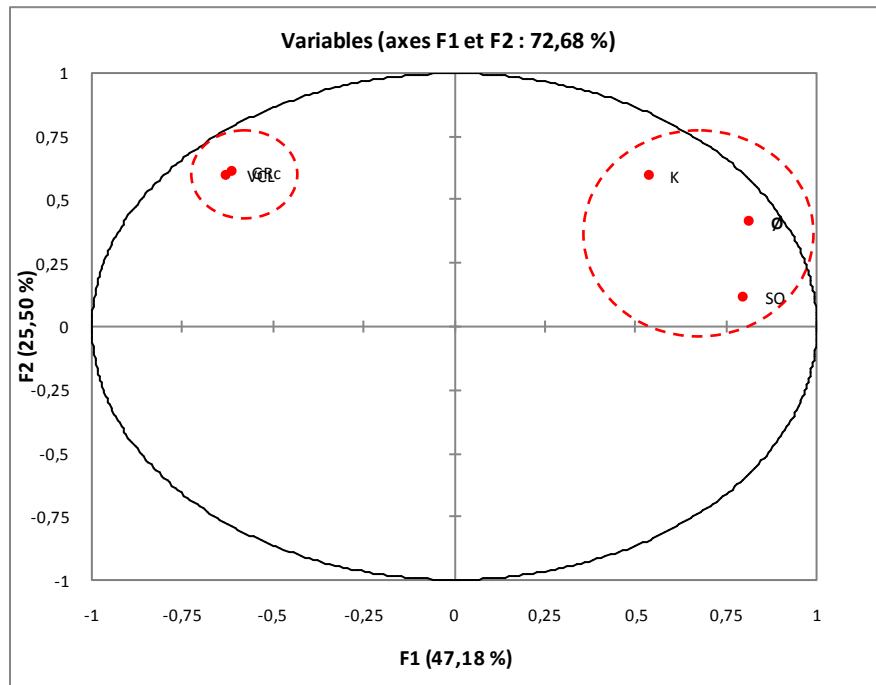


Fig.26: Cercles de corrélation de l'ACP sur l'ensemble de données des paramètres pétrophysiques à partir des données de diaggraphie du réservoir Cambro-ordovicien champ de Gassi El-Agreb(Hassi Messaoud).

1. 2. Traitement statistique des données des unités séparément

Le traitement statistique par unité a été fait pour déterminer les caractéristiques typologiques de chaque une des unités séparément. Nous allons utiliser la subdivision faite par (Sonatrach, 1957) sur la base des travaux sédimentologiques, diagraphique et pétrophysiques. Pour cela, un fichier des données a été créé pour chacune des unités dont l'objectif est de mettre en évidence les unités les plus prometteuses en termes de paramètres pétrophysiques afin d'effectuer une étude géostatistique ultérieurement. Il a été noté que l'étude de la distribution des paramètres pétrophysiques (\emptyset , K, S_O) est faite pour chacune des unités à l'aide des histogrammes et des graphes de probabilité (Annexe 2)

1. 2. 1. Statistiques élémentaire

Les paramètres statistiques ont été effectués pour chaque unité séparément. Les résultats de traitement statistiques sont montrés au tableau (Tableau. 6), du haut en bas distingue :

a) Unité ZDA

L'étude statistique a été faite sur un ensemble de 230 observations représente les données de l'unité **ZDA**, une moyenne perméabilité de moyenne 61,94(mD) et une variance moyenne de 50580.05 (mD)² ont été enregistrées. La porosité moyenne (\emptyset) est faible, elle est 0.03 avec une variance moyenne de 0.0001. Une saturation en huile (S_O) faible a été observée dans cette unité. Elle est en moyenne de 0.019 avec une variance moyenne 0.08. Une valeur moyenne du volume en argile (Vsh) a été mise en évidence dans cette unité (0.34 de moyenne), avec une variance moyenne de 0.08. L'épaisseur de cette unité varie entre 3.15 et 13.20 m de moyenne 8.47 m avec une variance moyenne de 15.08 (m)².

b) Unité Ri3

Le traitement statistique a été effectué sur un ensemble de 216 observations représente les données de l'unité **Ri3**. Cette unité est caractérisée par une perméabilité(K) médiocre de moyenne 21.76 (mD) et une variance moyenne très élevée de 4907.69 (mD)². La moyenne de la porosité (\emptyset) 0.05, elle est médiocre avec une variance moyenne est faible de 0.0003. La saturation en huile (S_O) a une valeur moyenne est de 0.66 avec une variance moyenne de 0.07. Le volume d'argile (Vsh) a une moyenne de 0.077 avec une variance moyenne de 0.017. L'épaisseur de cette unité varie entre 0.75 et 16.20 m de la moyenne 4.45 m avec une variance moyenne de 24.40(m)².

c) Unité Ri2

Sur 692 observations de l'unité **Ri2**, les paramètres statistiques ont été calculés. Cette unité est caractérisée par une médiocre perméabilité (K) de moyenne 20.94 mD. Sa variance moyenne est de 827.29 (mD)^2 . La moyenne de la porosité (\emptyset) de 0.05, elle est médiocre avec une variance moyenne de 0.001. La saturation en huile (S_o) est en moyenne, de l'ordre de 0.59 avec une variance moyenne 0.072. Le volume en argile (Vsh) est en moyenne de 0.059 avec une faible variance moyenne de 0.004. L'épaisseur de cette unité variée entre 1.65 et 9.75 m de le moyenne 6.77 m avec une variance moyenne de 7.43 (m)^2 .

d) Unité Ri 1

L'étude statistique effectuée sur 1093 observations de l'unité **Ri1**. Elle montre que cette unité est caractérisée par une médiocre perméabilité (K) moyenne de 34.52 mD. Avec une variance moyenne de 2585.25 (mD)^2 . La moyenne de la porosité (\emptyset) de 0.06, elle est médiocre avec une variance moyenne de 0.003. Une saturation en huile (S_o) moyenne de 0.66 avec une variance moyenne 0.04. Le volume d'argile (Vsh) en moyenne est de 0.044 avec une variance moyenne de 0.002. L'épaisseur de cette unité variée entre 3.9 et 11.5 m de le moyenne 9.77 m avec une variance moyenne de 3.4 (m)^2 .

e) Unité Base Ri

L'étude statistique de cette unité a été faite sur 272 observations, elle montre une perméabilité (K) médiocre de valeur moyenne 22.11 (mD) et une variance moyenne de 1344.32 (mD)^2 . La moyenne de la porosité (\emptyset) est 0.057, elle est médiocre avec une variance moyenne de 0.002. Une saturation en huile (S_o) moyenne de 0.70 a été enregistrée dans cette unité, avec une variance moyenne 0.033. Un volume d'argile (Vsh) dont la moyenne est de 0.03 avec variance moyenne de 0.001. L'épaisseur de cette unité variée entre 1.95 et 3.15 (m) de le moyenne 2.39 m avec une variance moyenne de 0.11 (m)^2 .

f) Unité RaU4

Le traitement statistique a été effectué sur un ensemble de 1512 observations représente les données de l'unité **RaU4**. Cette unité est caractérisée par une perméabilité (K) médiocre de moyenne 15.35 (mD) et une variance moyenne de 1030.85 (mD)^2 . La porosité (\emptyset) médiocre de moyenne 0.05 avec une variance moyenne de 0.0002. La saturation en huile (S_o) à une valeur moyenne est de 0.648 avec une variance moyenne 0.06. Le volume d'argile (Vsh) a une moyenne de 0.06 avec une variance moyenne de 0.005. L'épaisseur de cette unité variée entre 4.9 et 15.6 (m) de le moyenne 13.18 m avec une variance moyenne de 7.98 (m)^2 .

g) Unité RaU3B

Sur 1226 observations de l'unité **RaU3B**, les paramètres statistiques ont été calculés. Cette unité est caractérisée par une perméabilité (K) médiocre de moyenne 22.785(mD). Sa variance moyenne est de 1026.582 (mD)². La porosité (\emptyset) médiocre de moyenne 0.062 avec une variance moyenne de 0.0003. La saturation en huile (S_o) est en moyenne, de l'ordre de 0.682 avec une moyenne variance 0.0295. Le volume en argile (Vsh) est en moyenne de 0.064 avec une faible variance moyenne de 0.004. L'épaisseur de cette unité variée entre 6 et 14.85 (m) de le moyenne 12.47 avec une variance moyenne de 4.07(m)².

h) Unité RaU3A

L'étude statistique effectuée sur 914 observations de l'unité **RaU3A**. Elle montre que cette unité est caractérisée par une perméabilité (K) médiocre de moyenne 29.866 (mD) et une variance moyenne de 2914.75 (mD)². La porosité (\emptyset) médiocre de moyenne 0.063 avec une variance moyenne de 0.0003. Une saturation en huile (S_o) moyenne de 0.671 avec une variance moyenne 0.0257. Le volume d'argile (Vsh) en moyenne est de 0.098 avec une variance moyenne de 0.0063. L'épaisseur de cette unité variée entre 4.20 et 12.6 (m) de le moyenne 9.87 m avec une variance moyenne de 9.05(m)².

i) Unité RaU2

Le traitement statistique a été effectué sur un ensemble de 505 observations représente les données de l'unité **RaU2**. Cette unité est caractérisée par une perméabilité (K) médiocre de moyenne 29.66 (mD) et une variance moyenne de 1854.39 (mD)². La porosité (\emptyset) médiocre de moyenne 0.063 avec une variance moyenne de 0.0002. La saturation en huile (S_o) à une valeur moyenne est de 0.65 avec une variance moyenne 0.018. Le volume d'argile (Vsh) a une moyenne de 0.11 avec une variance moyenne de 0.006. L'épaisseur de cette unité variée entre 6 et 10.5 (m) de le moyenne 9.31 m avec une variance moyenne de 2.02(m)².

j) Unité RaU1B

Sur 219 observations de l'unité **RaU1B**, les paramètres statistiques ont été calculés. Cette unité est caractérisée par une perméabilité (K) médiocre de moyenne 33.413 (mD). Sa variance moyenne est de 1182.38 (mD)². La porosité (\emptyset) médiocre de moyenne 0.063 avec une variance moyenne de 0.0001. La saturation en huile (S_o) est en moyenne, de l'ordre de 0.669 avec une variance moyenne 0.015. Le volume d'argile (Vsh) est en moyenne de 0.096 avec une faible variance moyenne de 0.0051. L'épaisseur de cette unité variée entre 0.45 et 11.40 (m) de le moyenne 6.42 m avec une variance moyenne de 14.75(m)².

k) Unité RaU1A

L'étude statistique effectuée sur 97 observations de l'unité **RaU1A**. Elle montre que cette unité est caractérisée par une perméabilité (**K**) médiocre de moyenne 30.62 (mD) et une variance moyenne de 463.51 (mD)². La porosité (\emptyset) médiocre de moyenne 0.07 avec une variance moyenne de 0.0002. Une saturation en huile (**S_O**) moyenne de 0.54 avec une variance moyenne 0.0101. Le volume d'argile (**Vsh**) en moyenne est de 0.13 avec une variance moyenne de 0.006.

Tableau 6: Typologie des paramètres pétrophysiques des unités du réservoir Cambro-Ordovicien de champ de Gassi El-Agreb (Hassi Messaoud).

| Reservoir | unite | Parameters | Nb. d'observations | Minimum | Maximum | Moyenne | Variance (n) | Ecart-type (n) | Coefficient de variation |
|-------------------|---------|------------|--------------------|---------|---------|--------------|--------------|----------------|--------------------------|
| Cambro-Ordovicien | ZDA | Ø | 230 | 0,0001 | 0,14 | 0,03 | 0,001 | 0,03 | 1,11 |
| | | k(mD) | 140 | 0,0001 | 1713,52 | 61,99 | 50580,05 | 224,9 | 3,63 |
| | | Vsh | 230 | 0 | 1 | 0,33 | 0,08 | 0,29 | 0,87 |
| | | SO | 230 | 0 | 0,97 | 0,19 | 0,08 | 0,28 | 1,47 |
| | | Epai(m) | 4 | 3,15 | 13,2 | 8,47 | 15,08 | 3,88 | 0,45 |
| | Ri3 | Ø | 216 | 0,01 | 0,11 | 0,05 | 0,0003 | 0,02 | 0,35 |
| | | k(mD) | 216 | 0,01 | 679,56 | 21,76 | 4907,7 | 70,05 | 3,22 |
| | | Vsh | 216 | 0 | 0,72 | 0,08 | 0,02 | 0,13 | 1,7 |
| | | SO | 216 | 0 | 0,94 | 0,66 | 0,07 | 0,26 | 0,39 |
| | | Epai(m) | 7 | 0,75 | 16,2 | 4,45 | 24,4 | 4,94 | 1,1 |
| | Ri2 | Ø | 692 | 0,0001 | 0,14 | 0,05 | 0 | 0,02 | 0,44 |
| | | k(mD) | 659 | 0,0001 | 487,64 | 20,94 | 1806,31 | 42,5 | 2,03 |
| | | Vsh | 692 | 0 | 0,54 | 0,06 | 0,004 | 0,07 | 1,14 |
| | | SO | 692 | 0 | 0,96 | 0,6 | 0,07 | 0,27 | 0,45 |
| | | Epai(m) | 15 | 1,65 | 9,75 | 6,77 | 7,43 | 2,72 | 0,4 |
| | Ri1 | Ø | 1093 | 0,0001 | 0,12 | 0,06 | 0,0004 | 0,02 | 0,31 |
| | | k(mD) | 1085 | 0,0001 | 339,06 | 34,55 | 2585,25 | 50,85 | 1,47 |
| | | Vsh | 1093 | 0 | 0,22 | 0,04 | 0,002 | 0,04 | 0,94 |
| | | SO | 1093 | 0 | 0,93 | 0,66 | 0,04 | 0,2 | 0,3 |
| | | Epai(m) | 16 | 3,9 | 11,5 | 9,77 | 3,4 | 1,84 | 0,18 |
| | Base Ri | Ø | 272 | 0,02 | 0,09 | 0,06 | 0 | 0,02 | 0,29 |
| | | k(mD) | 272 | 0,004 | 219,97 | 22,11 | 1344,32 | 36,66 | 1,66 |
| | | Vsh | 272 | 0 | 0,15 | 0,03 | 0,001 | 0,03 | 1,11 |
| | | SO | 272 | 0 | 0,87 | 0,7 | 0,03 | 0,18 | 0,26 |
| | | Epai(m) | 16 | 1,95 | 3,15 | 2,39 | 0,11 | 0,34 | 0,14 |

Continuer

| Reservoir | unite | Parameters | Nb. d'observations | Minimum | Maximum | Moyenne | Variance (n) | Ecart-type (n) | Coefficient de variation |
|-------------------|-------|------------|--------------------|---------------|---------------|--------------|----------------|----------------|--------------------------|
| Cambro-Ordovicien | RaU4 | Ø | 1512 | 0,001 | 0,14 | 0,05 | 0,0003 | 0,02 | 0,33 |
| | | k(mD) | 1512 | 0,0001 | 504,53 | 15,35 | 1030,85 | 32,11 | 2,09 |
| | | Vsh | 1512 | 0 | 0,64 | 0,06 | 0,01 | 0,07 | 1,33 |
| | | SO | 1512 | 0 | 0,95 | 0,65 | 0,06 | 0,24 | 0,37 |
| | | Epai(m) | 17 | 4,9 | 15,6 | 13,18 | 7,98 | 2,82 | 0,21 |
| | RaU3B | Ø | 1263 | 0,003 | 0,11 | 0,06 | 0 | 0,02 | 0,28 |
| | | k(mD) | 1258 | 0,0002 | 227,27 | 22,79 | 1026,58 | 32,04 | 1,41 |
| | | Vsh | 1263 | 0 | 0,43 | 0,06 | 0,004 | 0,06 | 0,99 |
| | | SO | 1263 | 0 | 0,91 | 0,68 | 0,03 | 0,17 | 0,25 |
| | | Epai(m) | 15 | 6 | 14,85 | 12,47 | 4,07 | 2,01 | 0,16 |
| | RaU3A | Ø | 914 | 0,0001 | 0,1 | 0,06 | 0,0003 | 0,02 | 0,27 |
| | | k(mD) | 912 | 0,0002 | 375,31 | 29,87 | 2914,76 | 53,99 | 1,81 |
| | | Vsh | 914 | 0 | 0,35 | 0,1 | 0,01 | 0,08 | 0,81 |
| | | SO | 914 | 0 | 0,94 | 0,67 | 0,03 | 0,16 | 0,24 |
| | | Epai(m) | 13 | 4,2 | 12,6 | 9,87 | 9,05 | 3 | 0,3 |
| | RaU2 | Ø | 505 | 0,02 | 0,1 | 0,06 | 0,0002 | 0,02 | 0,24 |
| | | k(mD) | 505 | 0,1 | 349,58 | 29,63 | 1854,39 | 43,06 | 1,45 |
| | | Vsh | 505 | 0 | 0,47 | 0,11 | 0,01 | 0,08 | 0,73 |
| | | SO | 505 | 0 | 0,9 | 0,65 | 0,02 | 0,13 | 0,21 |
| | | Epai(m) | 8 | 6 | 10,5 | 9,31 | 2,02 | 1,42 | 0,15 |
| | RaUIB | Ø | 219 | 0,02 | 0,08 | 0,06 | 0,0001 | 0,01 | 0,18 |
| | | k(mD) | 219 | 0,11 | 139,2 | 33,41 | 1182,38 | 34,39 | 1,03 |
| | | Vsh | 219 | 0 | 0,34 | 0,1 | 0,01 | 0,07 | 0,74 |
| | | SO | 219 | 0,15 | 0,87 | 0,67 | 0,02 | 0,12 | 0,18 |
| | | Epai (m) | 5 | 0,45 | 11,4 | 6,42 | 14,75 | 3,84 | 0,95 |
| | RaUIA | Ø | 97 | 0,05 | 0,09 | 0,07 | 0,0002 | 0,01 | 0,19 |
| | | k(mD) | 97 | 3,56 | 79,38 | 30,62 | 463,51 | 21,53 | 0,7 |
| | | Vsh | 97 | 0 | 0,35 | 0,13 | 0,01 | 0,08 | 0,62 |
| SO | | 97 | 0,31 | 0,77 | 0,54 | 0,01 | 0,1 | 0,19 | |
| Epai(m) | | | | | | | | | |

K (mD) : Perméabilité ; Ø : Porosité ; So : Saturation d'huile ; GRc(API) : Gamma-Ray ; Vsh : Volume d'argile.

1. 2. 2. Etude de la distribution des données des paramètres pétrophysiques dans les unités

Des histogrammes de fréquences relatives et des graphes de probabilités des données des paramètres pétrophysiques de chacun des unités ont été effectués. Ceci a pour but de tester l'homogénéité ou l'hétérogénéité des données de chacun des unités. Il a noté que le nombre de classe (n) est calculé avec la formule ($n = \sqrt{N}$; N : nombre des observations) et ceci pour représenter fidèlement la distribution des données. Pour une bonne lecture les porosités et les saturations sont exprimées en pourcent (%). La caractérisation multivariable a été effectuée de chaque séparément où les matrices et les cercles de corrélation sont présentés en (Annexe 2).

1. 2. 3. Discussions

A l'issu de l'étude typologique des paramètres pétrophysiques à l'aide de l'analyse statistique des données (monovariée, bivariée et multivariée – ACP), ainsi que l'étude de distribution par des histogrammes de fréquences relatives et les graphes de probabilités, On peut conclure que :

- L'étude de tout le réservoir a montré une hétérogénéité des paramètres pétrophysique en particulier la perméabilité et la saturation en huile.
- L'étude de la typologie par unité a permis de déterminer les caractéristiques pétrophysique de chaque unité séparément d'une part d'effectuer une évaluation de chacune des unités. L'unité la plus prometteuse et la plus productrice est RaU3B avec une porosité (\emptyset) médiocre de moyenne 6% et une perméabilité (K) médiocre de moyenne 22.79 mD et une saturation (So) moyenne de 68% et une épaisseur moyenne de 12.47 m. cette unité RaU3B caractérisé par une certain homogénéité des données due a la bonne répartition des paramètres pétrophysique, aussi la corrélation est positive entre la porosité(\emptyset), la perméabilité(K) et la saturation en huile (So). Cette unité est proposée pour l'étude géostatistique comme un exemple.
- L'étude de la distribution par histogramme et par les graphes de probabilité a montré que malgré cette subdivision, certains paramètres en particulier tels que la perméabilité et avec un degré moins la saturation sont caractérisés par plusieurs modes (histogrammes) et plusieurs points d'inflexion (graphe de probabilité) indiquant une hétérogénéité de réservoirs malgré la subdivision. Ceci nécessite d'autres méthodes pour mieux caractériser ces unités dont cette typologie a mise en évidence le non efficacité des subdivisions faite par Sonatrach sur la base

de l'étude pétrophysique, sédimentologique et diagraphique. Il traduit aussi l'hétérogénéité horizontale (latérale) et verticale.

2. Géostatistique et estimation des quantités initiales de l'huile en place des drains de réservoir Cambrien

2. 1. Méthodologie

2. 1. 1. Architecture et compilation de données

L'étude géostatistique de Champ de Gassi El-Agreb (Hassi Messaoud) a été faite pour l'unité RaU3B. Un fichier de données sur support informatique a été établi pour cette unité de réservoir Ra, le fichier contient les valeurs moyennes dans chaque sondage en paramètres pétrophysiques (porosité (\emptyset), saturation en huile (S_o) et l'épaisseur (Epai). Au total 14 sondages ont été utilisés pour ce travail, la localisation des sondages utilisée a été faite (Fig. 71). Il faut noter que malgré le nombre réduit des forages, cependant, la bonne répartition dans la zone d'étude permet une étude géostatistique surtout que cette zone est en phase d'exploration dont cette étude va fournir de précieuses informations sur la stratégie de développement.

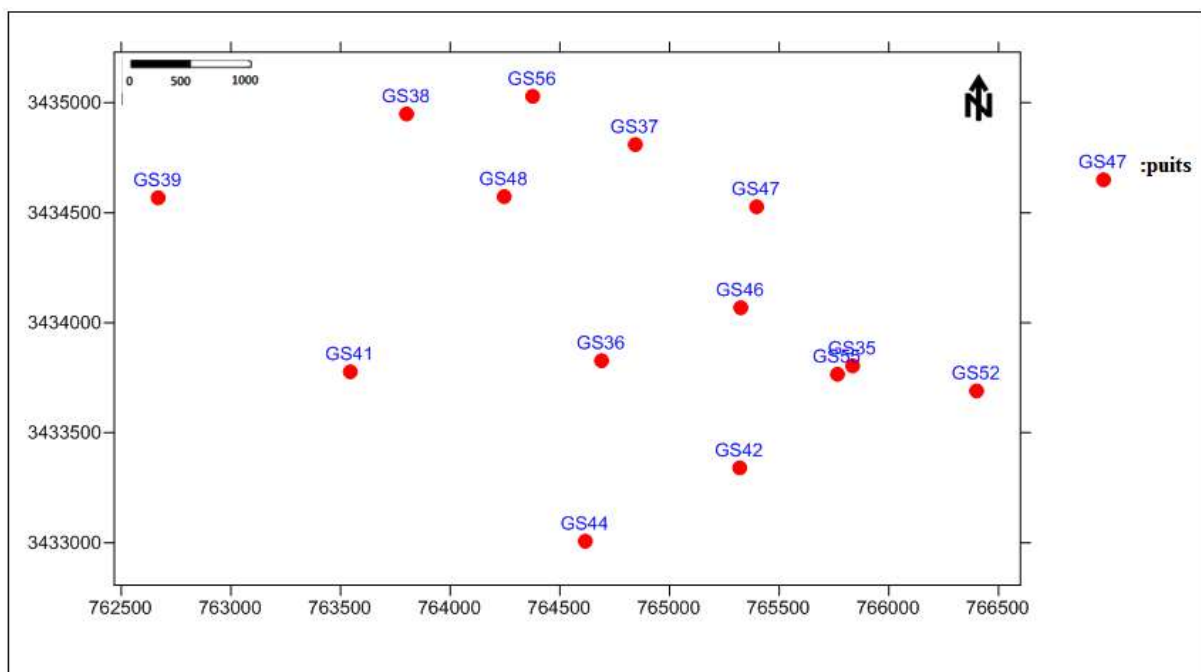


Fig. 71: Plan d'implantation des sondages utilisés dans l'étude géostatistique

2. 1. 2. Etapes de l'étude variographique

Les variogrammes omnidirectionnels à deux (2) dimensions (2D) ont été construits et ajustés sur la suite des étapes suivantes:

- Créé un fichier (*.DAT).
- Utilisée la commande PREVAR2D pour crée un fichier (*.pcf).
- VARIO2DP pour crée fichier (*.var).
- Etablir le modèle de variogramme à partir de la commande MODEL.

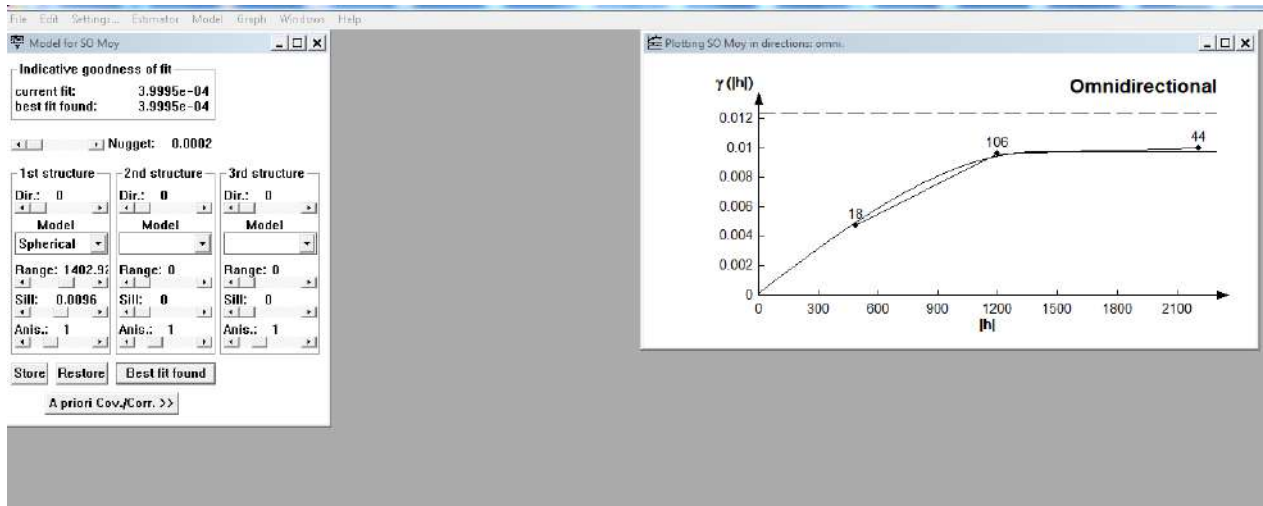


Fig.72: Exemple de modèle Omnidirectionnel à 2D.

2. 1. 3. Variographie des paramètres pétrophysiques de l'unité RaU3B (réservoir Ra)

a) Porosité (\emptyset)

Le variogramme omnidirectionnel de la porosité (\emptyset) a été construit et ajusté par un modèle de régionalisation sphérique avec une portée $a = 1587$ (m), d'un effet de pépité $C_0 = 0.0000379933$ et d'un palier $C = 0.00014399$. Le variogramme de surface des porosités a montré que le sence d'isotropie est la direction 90° (N-S). Il s'agit de la direction de la continuité de ce paramètre. Tandis que la direction 0° (E-W) représente la direction d'anisotropie où la variabilité de ce parametre est importante (Fig. 74)

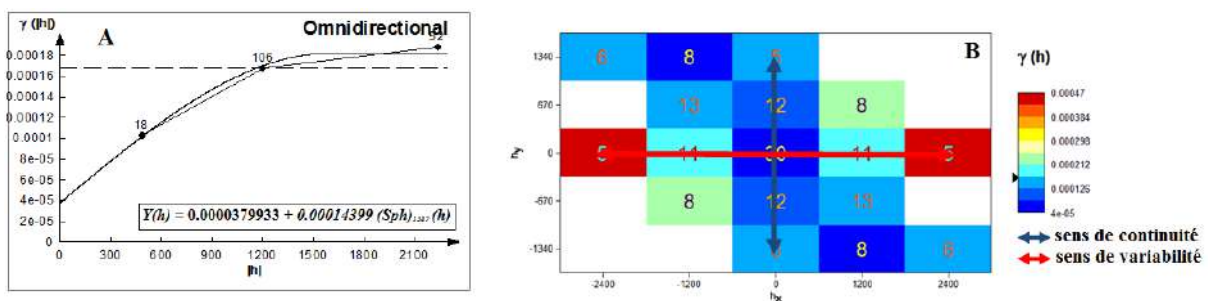


Fig.73:(A) Graphe de variogramme et son ajustement,(B) Variogramme de surface de la porosité (\emptyset).

b) Saturation en huile (So)

Le variogramme omnidirectionnel de la saturation en huile (So) a été construit et ajusté par un modèle de régionalisation sphérique de portée $a = 1402.92$ (m), d'un effet de pépité $C_0 = 0.0002$ et d'un palier $C = 0.0096$. Le variogramme de surface la saturation en huile (So) a montré que le sence de l'isotropie et de l'anisotropie est la même que la porosité (\emptyset) (Fig. 74).

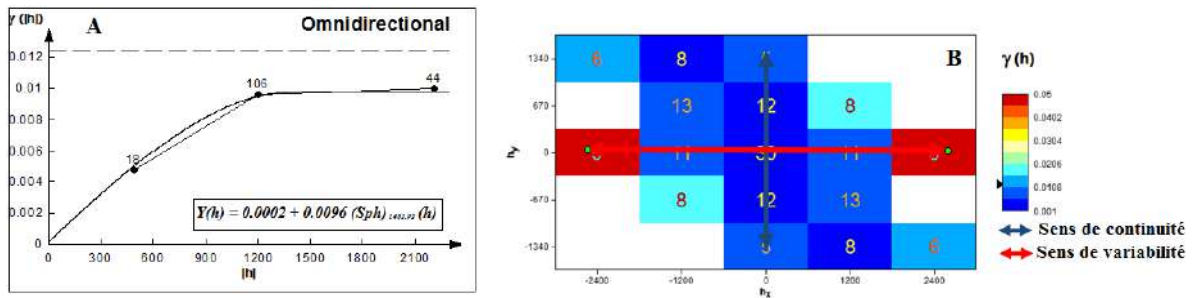


Fig.74:(A) Graphe de variogramme et son ajustement,(B) Variogramme de surface de la Saturation en huile (SO).

c) Epaisseur (Epai)

Le variogramme omnidirectionnel de l'épaisseur (Epai) a été construit et ajusté par un modèle sphérique de portée $a = 1932$ m, d'un effet de pépité $C_0 = 0.24$ et d'un palier $C = 0.9578$. Le variogramme de surface de l'épaisseur a montré que le sence d'isotropie est suivié la direction 90° (E-W). Il s'agit de la direction de la continuité de ce paramètre. Tandis que la direction 0° (N-S) représente la direction d'anisotropie où la variabilité de ce parametre . (Fig. 75).

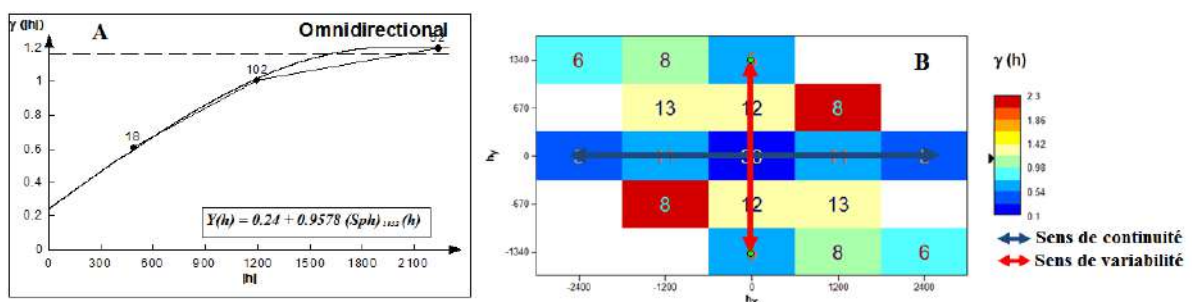


Fig. 75:(A) Graphe de variogramme et son ajustement,(B) Variogramme de surface de Epaisseur.

Tableau. 18 : Récapitulatif des résultats obtenus de l'étude variographique faite sur les données des paramètres pétrophysiques de l'unité RaU3B

| variables régionalisées | porosité (\emptyset) | Saturation en huile (S_o) | Epaisseur (m) |
|--|--------------------------|-------------------------------|---------------|
| Modèle | sphérique | sphérique | sphérique |
| Portée (a)(m) | 1587 | 1402,92 | 1932 |
| Effet de pépite (C0)(unité) ² | 0,000037933 | 0,0002 | 0,24 |
| Palier C(unité) ² | 0,00014399 | 0,0096 | 0,9578 |

2. 2. Estimation géostatistique locale des paramètres pétrophysiques par krigeage ordinaire

2. 2. 1. Méthodologie de krigeage

Les résultats de l'étude variographique ont été utilisés pour l'élaboration du plan de krigeage. Le krigeage est utilisé pour l'estimation géostatistique locale des paramètres pétrophysiques choisis sont (porosité (\emptyset), saturation en huile (S_o) et l'épaisseur (Epai)) des blocs 100*100 m.

2. 2. 2. Krigeage de l'unité RaU3B

a) Plan de krigeage

Le krigeage ordinaire à deux dimensions (2D) des paramètres pétrophysiques (porosité (\emptyset), saturation en huile (S_o) et l'épaisseur par bloc a été effectuée. Les blocs ont les dimensions 100m x 100 m Le nombre de mailles en X est de 38 et il est de 22 en Y (Fig.80).

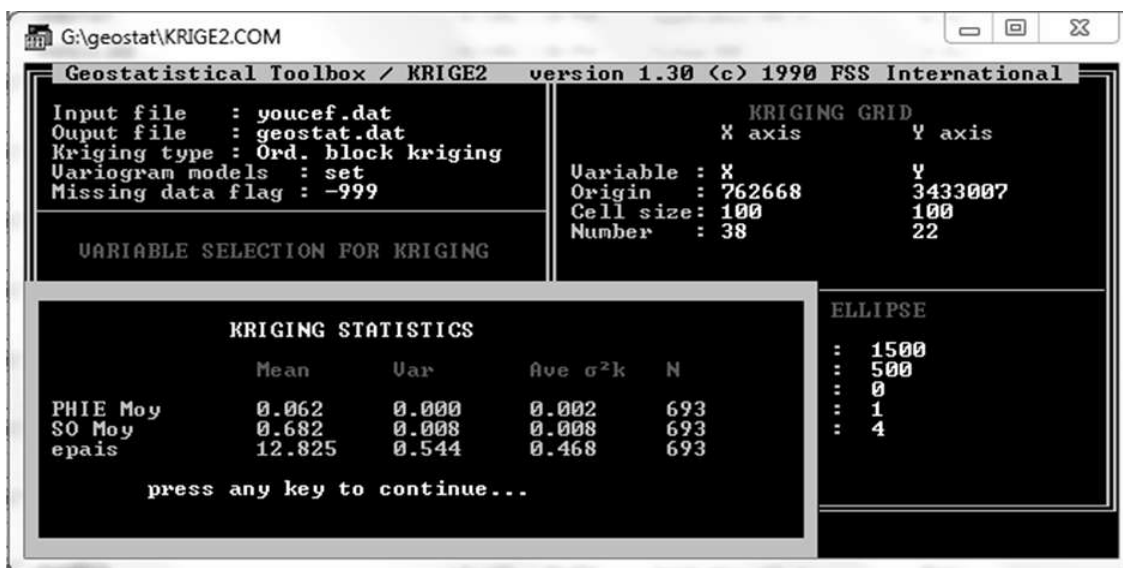


Fig. 76: Exemple du plan de krigeage de les paramètres pétrophysique dans l'unité RaU3B à l'aide du logiciel Geostatistical toolbox.

b) Statistiques des résultats de krigeage

Une étude statistique a été établie, afin de déterminer les paramètres statistiques des blocs krigés (Tableau. 19).

- La porosité (\emptyset) varie de 0.036 à 0.075, de moyenne 0.06.avec une faible variance de krigeage 0.
- Saturation en huile (S_O) varie de 0.403 à 0.82, de moyenne 0.68.avec une variance de krigeage 0.008.
- l'épaisseur varie de 11.25 à 14.42, de moyenne 12.82.avec une forte variance de krigeage 0.54.

Tableau. 19 : Statistique élémentaire des paramètres pétrophysiques des blocs krigés 100*100 m de l'unité RaU3B.

| Variance des paramètres pétrophysiques krigées | N. Bloc | Min | Max | Moyenne | S^2 (unité) ² |
|--|---------|-------|-------|---------|-------------------------------|
| Porosité (\emptyset) | 693 | 0,036 | 0,075 | 0,06 | 0 |
| Saturation en huile (S_O) | 693 | 0,403 | 0,82 | 0,68 | 0,008 |
| Epaisseur (Epai) (m) | 693 | 11,25 | 14,42 | 12,82 | 0,54 |

Une classification des résultats par intervalle des paramètres pétrophysiques a été faite (Tableau. 20). Cette étude a été faite pour l'unité RaU3B. Elle montre que :

- La classe des blocs dont porosité (\emptyset) varie 0.055 a 0.065 totalise 283 blocs ayant représentent 40.8 % de l'ensemble de blocs. Il est a noté, que tous les blocs ayant une saturation en huile (S_O) varie 0.61 à 0.71. L'épaisseur de 282 blocs varie de 12.046 à 12.83 m représentent 40.7 % de l'ensemble de blocs.

Tableau. 20 : Classification des résultats de krigeage de l'unité RaU3B par intervalles.

| Résultats krigeage | Unité RaU3B | | | |
|-------------------------------|-------------|--------|------|---------|
| | De | A | Fi % | N. Bloc |
| Porosité(\emptyset) | 0,036 | 0,045 | 4,8 | 33 |
| | 0,045 | 0,055 | 14,7 | 102 |
| | 0,055 | 0,065 | 40,8 | 283 |
| | 0,065 | 0,075 | 39,7 | 275 |
| Saturation en huile (S_o) | 0,4 | 0,5 | 5,8 | 40 |
| | 0,5 | 0,61 | 14,3 | 99 |
| | 0,61 | 0,71 | 40,8 | 283 |
| | 0,71 | 0,82 | 39,1 | 271 |
| Epaisseur (Epai) (m) | 11,25 | 12,046 | 13,6 | 94 |
| | 12,046 | 12,83 | 40,7 | 282 |
| | 12,83 | 13,63 | 27,6 | 191 |
| | 13,63 | 14,43 | 18,2 | 126 |

2. 2. 3. Essai d'estimation des quantités initiales de l'huile en place

Les quantités initiales en place en huile ont été estimées. La méthode utilisée consiste estimer ces quantités dans chaque bloc de l'unité désignée. Etant donnée, la relation d'estimation volumétrique d'un réservoir comme suit :

$$\text{Volume d'huile initialement en place} = V * \emptyset * (S_o).$$

Les volumes ainsi, estimés par cette méthode sont d'unité (m)³. Il suffit de convertir le volume en barils en multipliant $V * 6,28981$.

L'estimation des quantités sera effectuée localement, c'est-à-dire, dans les blocs, en utilisant les résultats de krigeage.

$$\text{Volume huile en place BLOC} = V_{Bloc} * \emptyset_{Bloc} * S_{O\ Bloc}$$

Où :

V_{Bloc} = Surface X épaisseur krigée du bloc (surface d'un bloc = 100 * 100 m).

\emptyset_{Bloc} : La porosité (\emptyset) krigée du bloc.

$S_{O\ Bloc}$: La saturation en huile (S_o) krigée du bloc.

La quantité en huile dans une unité donnée est égale à la somme des volumes d'huile des blocs :

$$\text{Volume huile en place de l'unité} = \sum_{\text{Bloc } 1}^{\text{Bloc } N} (V_{\text{Bloc}} * \phi_{\text{Bloc}} * S_{O \text{ Bloc}})$$

N : nombre de blocs constitue l'unité de réservoir.

Les quantités d'huile initiales en place ont été estimées pour chaque Intervalle du Bloc séparément (Tableau. 21). Les résultats obtenus montrent que l'intervalle du Bloc 3 est le plus prometteur. L'intervalle du Bloc 1 est caractérisé par des quantités initiales en place de l'huile de l'ordre de 1.77 millions de barils, l'intervalle du Bloc 2 avec des quantités de 3.65 millions de barils. L'intervalle du Bloc 3 est caractérisé par des quantités de 10.85 millions de barils. Les quantités de l'huile dans l'intervalle du Bloc 4 ont été estimées à l'ordre de 7.75 millions de barils. Total des quantités dans tous les intervalles des Blocs, objet de l'estimation sont de l'ordre de 24.01 millions de barils.

Tableau. 21 – Paramètres statistiques des quantités initiales de l'huile en place dans l'unité RaU3B

| | Intervalle du Bloc | Nombre de Bloc | Min (bbl) | Max (bbl) | Fi (%) | Volume initiale de l'huile en place (bbl) |
|--|--------------------|----------------|-----------|-----------|--------|---|
| unité RaU3B | 1 | 51 | 10402,792 | 20094,938 | 7,4 | 1777308,2 |
| | 2 | 105 | 20094,938 | 29787,084 | 15,2 | 3650687,11 |
| | 3 | 313 | 29787,084 | 39479,23 | 45,1 | 10855990,6 |
| | 4 | 224 | 39479,23 | 49173,735 | 32,2 | 7757710,11 |
| <i>Total des quantités initiales de l'huile en place de l'unité RaU3B = 24017678,343572 bbl</i> | | | | | | |

2. 2. 4. Cartographie des résultats obtenus

La visualisation des résultats obtenus est une étape importante car elle nous a permis de connaître la répartition des valeurs krigées des paramètres pétrophysiques de l'unité RaU3B. La méthode utilisée est celle de la cartographie des blocs krigés. Les quantités initiales de l'huile en place ont été aussi cartographiées (Fig. 77).

La répartition de la porosité (\emptyset) est plus au moins homogène aux parties centrale et orientales car la majorité des blocs ayant des valeurs variant de 0.055 à 0.075, représentant 80.5 % de la totalité des blocs. Cependant les blocs de la partie occidentale sont caractérisés par des porosités qui ne dépassent pas 0.055. Les variances de krigeage de la porosité (\emptyset) sont très faibles qui confirme l'homogénéité des porosités d'une part et la faible erreur d'autre part.

La distribution de La saturation en huile (S_o) est plus au moins homogène aux parties centrale et orientales car la majorité des blocs ayant des valeurs variant de 0.061 à 0.082, représentant 79.9 % de la totalité des blocs. Cependant les blocs de la partie occidentale sont caractérisés par des saturations qui ne dépassent pas 0.061. Cette répartition est peut être interprétée par l'aspect structurale de ce champs. En effet, le model structural montre des failles dont l'orientation N-S conformée au (Fig. 12) (Sonahess, 2007). Il s'agit d'un contrôle de la mise en place de l'huile selon cette direction préférentielle. Ces failles pourraient êtres à l'origine di piégeage de l'huile lors de la migration secondaire. Une cartographie des variances de krigeage de la saturation en huile (S_o) a été effectué pour tous les blocs krigés, les résultats ont montrés que il y à une faible erreur d'estimation à proche des forages mais au loin des forages l'erreur d'estimation va augmenter.

La répartition de l'épaisseur indique une certaine homogénéité dans direction E-W. La des épaisseurs à montré que 45.8% des blocs ayant des valeurs variant de 12.83 à 14.43 m. Cependant la distribution des épaisseurs est hétérogène à la direction N-S. Une cartographie des variances de krigeage de l'épaisseur a été effectué pour tous les blocs krigés, les résultats ont montrés que il y à une faible erreur d'estimation dans tout la zone d'étude, mais l'erreur d'estimation va augmenter sur les frontières Nord et Sud de l'unité. Ces résultats dus à la structure anticlinale du champ de Gassi El-Agreb.

La répartition des quantités initiales de l'huile en place dans l'unité RaU3B est plus au moins homogène aux parties centrale et orientales car les majeures des blocs ayant des valeurs variant de 4735.76 à 7818 bbl, représentant 77.5 % de la totalité des blocs. Cependant les blocs de la partie occidentale sont caractérisés par des quantités initiales de l'huile en place qui ne dépassent pas 4735.76 bbl représentant 22.5 %.

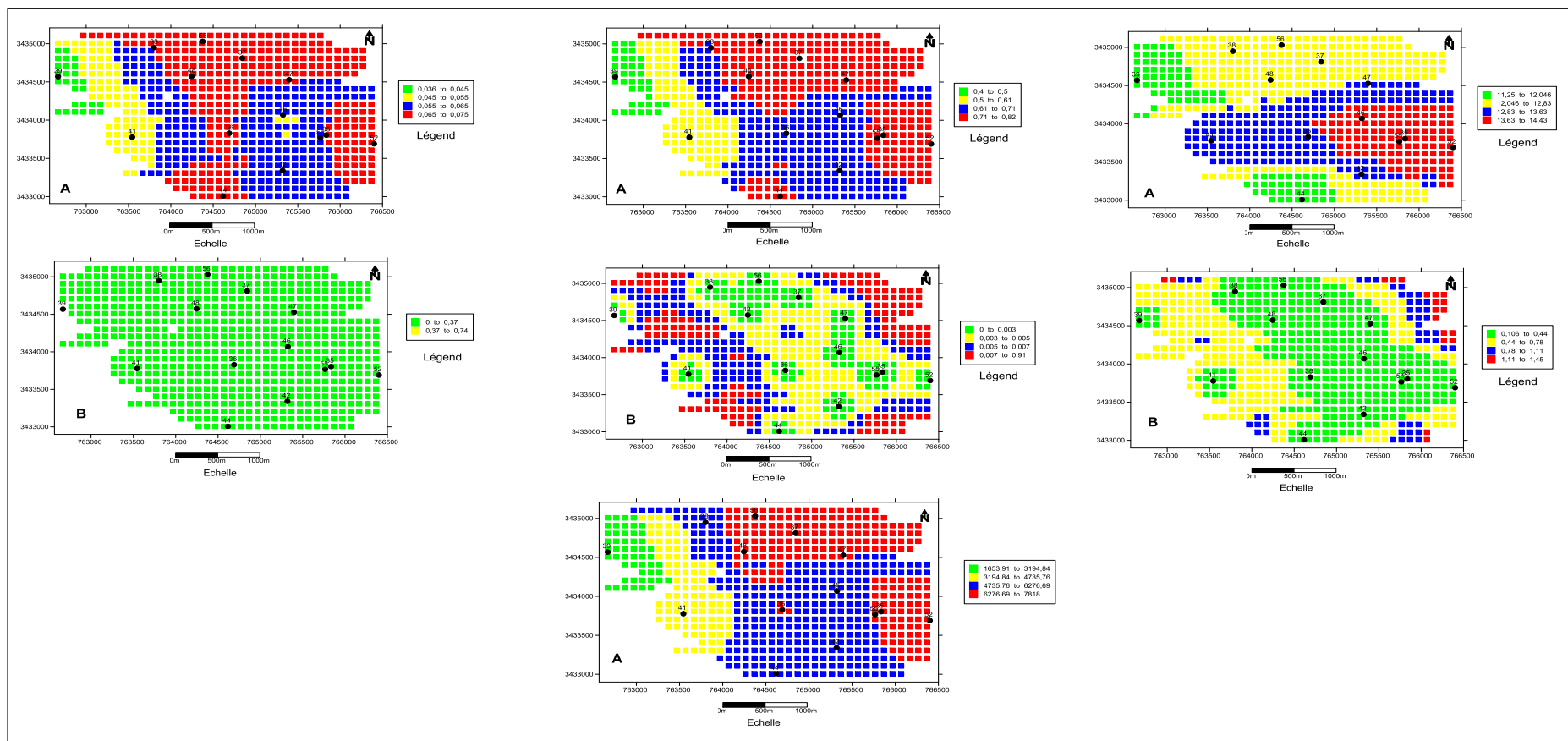


Fig. 77: Cartographie de krigeage et des variance de krigeage de l'unité RaU3B résevoire Ra ,champ de Gassi El-Agreb (HassiMessaud).

A) : Cartographie des résultats de krigeage.
B) : Cartographie des variances de krigea

2.3. Recommandation

A l'issu de cette étude géologique, statistique et géostatistique nous recommandons :

(1) effectuée une nouvelle subdivision des unités puisque les subdivisions faite par Sonatrach sur la base de l'étude pétrophysique, sédimentologiques et diagraphique sont pas réussites dans ce champ, en propose de utilisé l'Analyse Factorielle Discriminante (AFD) pour une mieux subdivision de réservoir.

(2) une exploitation sélective des ressources /réserves en tenant compte à la répartition des paramètres pétrophysiques

(3) une programmation des forages pour la production ou l'injection doit prendre en considération les quantités d'huiles en place ainsi, sa répartition.

(4) la programmation de nouveaux forages doit tenir compte à la répartition des quantités d'huile, ainsi la variance de krigeage. Nous recondamnons aussi des forages dans la partie occidentale dont les variances sont très élevées afin de minimiser l'erreur sur l'estimation en particulier pour la saturation.

(5) une étude d'estimation géostatistique à 3D est nécessaire afin de connaitre la répartition des paramètres pétrophysiques pour toutes les unités.

(6) Etant donné que ce champ fait l'objet d'une exploitation depuis 1957, la simulation apparait comme un outil privilégié pour avoir plusieurs variantes de la distribution des quantités d'huile. Il faut noter que les techniques de l'estimation géostatistiques donnent la meilleure réalisation surtout en termes d'erreur, cependant, un lissage est induit par le krigeage ordinaire. Il est alors recommandé d'appliquer les techniques de la simulation géostatistiques qui donnent plusieurs variantes de gisement afin de les utiliser lors de l'exploitation.

Conclusion

La typologie pétrophysique a été faite à l'aide de l'analyse statistique monovarié, bivarié et multivarié (ACP) a permis de caractériser chacune des unités séparément. L'unité RaU3B est la plus prometteuse caractérisé par une certaine homogénéité des données due à la bonne répartition des paramètres pétrophysiques, aussi la bonne corrélation positive de la porosité, la perméabilité, et la saturation. Cette unité est proposée pour l'étude géostatistique comme un exemple.

L'unité RaU3B a été choisie pour l'application des méthodes géostatistiques pour l'estimation à 2D des paramètres pétrophysiques dans les blocs 100*100m dont le but est de mieux contrôler la répartition de ces paramètres. Ces techniques reposent d'abord sur la construction et la modélisation des variogrammes, puis le krigeage des paramètres pétrophysiques choisis (porosité, saturation et épaisseur). Les quantités d'huile initiales en place ont été également estimées dans l'unité RaU3B à l'ordre de 24.017 million barils. La visualisation des résultats obtenus (valeurs krigées et variances de krigeage) a été faite pour chacune des paramètres pétrophysiques (porosité, saturation et l'épaisseur) krigés. Ceci a permis de:

- Caractériser la répartition de la porosité, la saturation et l'épaisseur dans l'unité choisie donnant une idée sur la direction de la continuité (N-S) pour la porosité et la saturation. Cette dernière est contrôlée par la présence des failles NS.
- Les blocs les plus riches en huile ainsi dans l'unité RaU3B sont localisés dans la partie centrale et orientale.
- La cartographie des résultats de variance de krigeage a permis de visualiser le degré d'erreur dans cette unité et par conséquent aider aux choix d'implantation de nouveaux forages. D'une manière générale, les variances de krigeage sont plus importantes dans la partie occidentale.



Conclusions

CONCLUSIONS GÉNÉRALES

Le champ de Hassi Messoud est le plus important gisement d'hydrocarbure en Algérie. Il participe plus de 50 % de la production algérienne. Il se situe à 650 km Sud - Sud-Est du capital Alger, à 350 km de la frontière tunisienne et à 80 Km à l'est d'Ouargla. Ce champ. Le dorsal du champ de Hassi Messoud correspond au prolongement vers le nord de la mole d'Amguid-El Biod et il occupe la partie centrale de la province triasique. Cette structure se présente comme étant un vaste dôme structural de près de 1 600 km². La série stratigraphique du champ de Hassi Messaoud repose sur le socle à environ 4393 m d'épaisseur.

Plusieurs gisements satellitaires sont annexé avec ce champ, à savoir El-Gassi, Zotti, El-Agreb, Rhourde El Baguel, et Mesdar....etc. Parmi ces gisements en a le champ de Gassi, El-Agreb (champ GEA) qui fait l'objectif de ce mémoire. Il est situé à environ 120 Km Sud Ouest de Hassi Messaoud. Il est découvert en 1956, puis il a été mis en production en 1959. À ce champ, le réservoir est appartient au Cambro-Ordovicien.

Les études antérieures faites par Sonatrach, du réservoir Cambro-Ordovicien de champ de Gassi El-Agreb permis de le subdiviser comme suit :

- Réservoir Ra en bas contient les unités (RaU4, RaU3B, RaU3A, RaU2, RaU1B et RaU1A), représentant le principal réservoir productif.
- Réservoir Ri au moyen renfermant les unités (Ri3, Ri2, Ri1, Base Ri)
- Réservoir du sommet marqué par l'unité ZDA qui est placé dans la zone d'alternance entre le cambrien et l'ordovicien

L'étude de la typologie statistique et géostatistique a été effectuée sur 5773 observations diagraphique (porosité, perméabilité, saturation huile, volume d'argile et gamma-ray) représentent 14 forages ont été utilisée.

La typologie pétrophysique a été faite à l'aide de l'analyse statistique monovarié, bivarié et multivarié (ACP). Ceci a permis de caractériser chacune des unités séparément et de mettre en évidence que l'unité RaU3B est la plus prometteuse dans tout le réservoir, avec une porosité (\emptyset) médiocre de moyenne 6% et une perméabilité (K) médiocre de moyenne 22.79 mD et une saturation (S_o) moyenne de 68% et une épaisseur moyenne de 12.47 m. cette unité RaU3B caractérisé par une certain homogénéité des données due a la bonne répartition des

paramètres pétrophysique, aussi la corrélation est positive entre la porosité(ϕ), la perméabilité(K) et la saturation en huile (S_o). Cette unité est proposée pour l'étude géostatistique comme un exemple.

L'unité RaU3B a été choisie pour l'application des méthodes géostatistiques pour l'estimation à 2D des paramètres pétrophysiques dans les blocs 100*100m dont le but de mieux contrôler la répartition de ces paramètres. Ces techniques reposent d'abord sur la construction et la modélisation des variogrammes, puis le krigeage des paramètres pétrophysiques choisis (porosité, saturation et épaisseur). Les quantités d'huile initiales en place ont été également estimées dans l'unité RaU3B à l'ordre de 24.017 million barils. La visualisation des résultats obtenus (valeurs krigées et variances de krigeage) a été faite pour chacune des paramètres pétrophysiques (porosité, saturation et l'épaisseur) krigés. Ceci a permis de:

- Caractériser la répartition de la porosité, la saturation et l'épaisseur dans l'unité choisie donnant une idée sur la direction de la continuité (N-S) pour la porosité et la saturation. Cette dernière est contrôlée par la présence des failles NS.
- Les blocs les plus riches en huile ainsi dans l'unité RaU3B sont localisés dans la partie centrale et orientale.
- La cartographie des résultats de variance de krigeage a permis de visualiser le degré d'erreur dans cette unité et par conséquent aider aux choix d'implantation de nouveaux forages. D'une manière générale, les variances de krigeage sont plus importantes dans la partie occidentale.

Il est à recommandé à la faveur de cette étude de :

- Optimiser la qualité de la subdivision en intégrant les techniques d'analyses statistiques multivariée (ACP, AFD).
- Utiliser les techniques de classification statistiques sur les paramètres pétrophysiques.
- Le krigeage donne la meilleure variante de la distribution des paramètres pétrophysiques, cependant les techniques de simulation vont permettre de connaître plusieurs scénarios (plusieurs variantes) de la répartition des quantités restantes.



BIBLIOGRAPHIE

BIBLIOGRAPHIE

- Alla et El moatez bellah. (2012) :** Caractérisation géologique, statistique et géostatistique des paramètres pétrophysiques du réservoir Cambrien (R1)cas de la zone 17.p47-60
- BEICIP. (2006) :** Modélisation géologique du gisement de Hassi Messaoud: Etudes et conseils pour le développement du champ de Hassi Messaoud (Rapport inédit).
- BEICIP, FRANLAB. (1979) :** Zone périphérique du champ de Hassi Messaoud, réservoir cambro-ordovicien.
- Chapellier,D.(1998) :** cours online de géophysique université de Lausanne. Institut français du pétrole.
- Chauvet. (1999) :** Aide mémoire de géostatistique linéaire application du domaine minier. Les presses de l'école des mines de Paris, 140 p.
- Cossé. (1988) :** technique d'exploitation pétrolière Le gisement, p1, 3, 6,15-23.
- Hamma. T. (1999) :** Etude Sédimentologique et Diagenétique de l'unité Litho stratigraphique R2 du Cambrien de Hassi Messaoud. Mémoire d'ingénieur. Ensembles Sédimentaires. FSTGAT.USTHB.
- Journel, A. (1978) :** Cours de géostatistique, Tome II, institut national polytechnique de Lorraine, France, 122p.
- Journel, A. et Huijbregts, G. (1978) :** Mining geostatistics. Academic Press, London, UK,600 p.
- Marcotte, D. (1997) :** Géostatistique minière. Ecole polytechnique, Montréal, France, 230 p.
- Massa, D. (1971) :** Structure et fracturation du champ de Hassi Messaoud. Edition Technip.
- Matheron, G. (1973):** The Intrinsic Random Function and their application. In Advances in Applied Probability.Dec .1973, n°3, pp 439 – 468
- Perrodon, M. (1966) :** Géologie du pétrole. Presse Univ.France, Paris, 440 p
- Roberge, B.(2010) :** Cégep de Saint-Félicien,cours Le pétrole; de l'origine à l'extraction.
- Sonahess, 2007:** Groupement Sonatrach-Hess, Direction Engineering, (rapport d'induction) : Synthèse géologique sur la région (gisement d'EL-Gassi, Zotti et EL-Agreb)
- Tillous et al. (1963) :** Rapport préliminaire sur le réservoir de Hassi Messaoud. Rapport. REPAL, inédit.
- Yahiaoui,(2010):** analyse complexe et évaluation des programmes des puits en short radius et horizontaux a Hassi Messaoud aspect géologique et application dans la partie sud 3,4.



ANNEXES

ANNEXE I

MATRICE DE CORRELATION ET L'ANALYSE EN
COMPOSANTES PRINCIPALES (ACP) DANS CHAQUE
UNITÉ

1) Unités ZDA

a) Interprétation des résultats de corrélation et ACP

A l'issu de la matrice de corrélation et l'analyse en composante principale (ACP) .on peut conclure que dans cette unité ZDA la saturation, (So) la porosité (\emptyset) et la perméabilité (k) se trouve en association .Ceci indique la présence d'un faciès réservoir saturé en huile. Le Gamma-Ray (GRc) est corrélé positivement avec le volume d'argile (Vsh) indique un passage d'argile.

b) Corrélation et ACP

Tableau.7 : Matrice de corrélation des paramètres pétrophysiques de l'unité ZDA

| Variables | GRc | PHIE | Perm | VCL | SO |
|-----------|-------------|-------------|--------------|----------|----------|
| GRc | 1 | | | | |
| PHIE | -0,03 | 1 | | | |
| Perm | -0,11 | 0,72 | 1 | | |
| VCL | 0,74 | -0,2 | -0,23 | 1 | |
| SO | 0,03 | 0,74 | 0,49 | -0,01 | 1 |

Corrélations significatives sont marquées en gras.

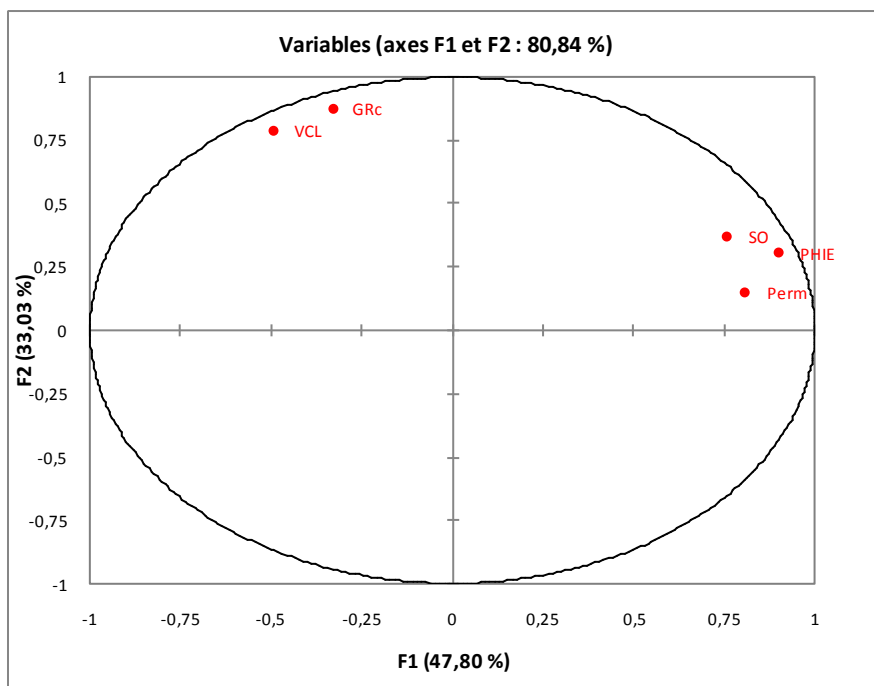


Fig.30: Cercles de corrélation de l'ACP sur l'ensemble de données des paramètres pétrophysiques de l'unité ZDA.

2) Unités Ri3

a) Interprétation des résultats de corrélation et ACP

A l'issue de la matrice de corrélation et l'analyse en composante principale (ACP) .on peut conclure que dans cette unité Ri3 la porosité (\emptyset), la perméabilité (k) et la saturation (So) se trouve en association .Ceci indique la présence d'un faciès réservoir saturé en huile. Mais la corrélation entre la saturation (So) et la perméabilité (k) ne sont pas fortement positive, qui indique ce réservoir d'huile est a faible perméable. Le Gamma-Ray (GRc) est corrélé positivement avec le volume d'argile (Vsh) indique un passage d'argile.

b) Corrélation et ACP

Tableau.8 : Matrice de corrélation des paramètres pétrophysiques de l'unité Ri3

| Variables | GRc | PHIE | Perm | VCL | SO |
|-----------|--------------|--------------|--------------|--------------|----------|
| GRc | 1 | | | | |
| PHIE | -0,58 | 1 | | | |
| Perm | -0,15 | 0,56 | 1 | | |
| VCL | 0,8 | -0,49 | -0,17 | 1 | |
| SO | -0,4 | 0,17 | 0,04 | -0,45 | 1 |

Corrélations significatives sont marquées en gras.

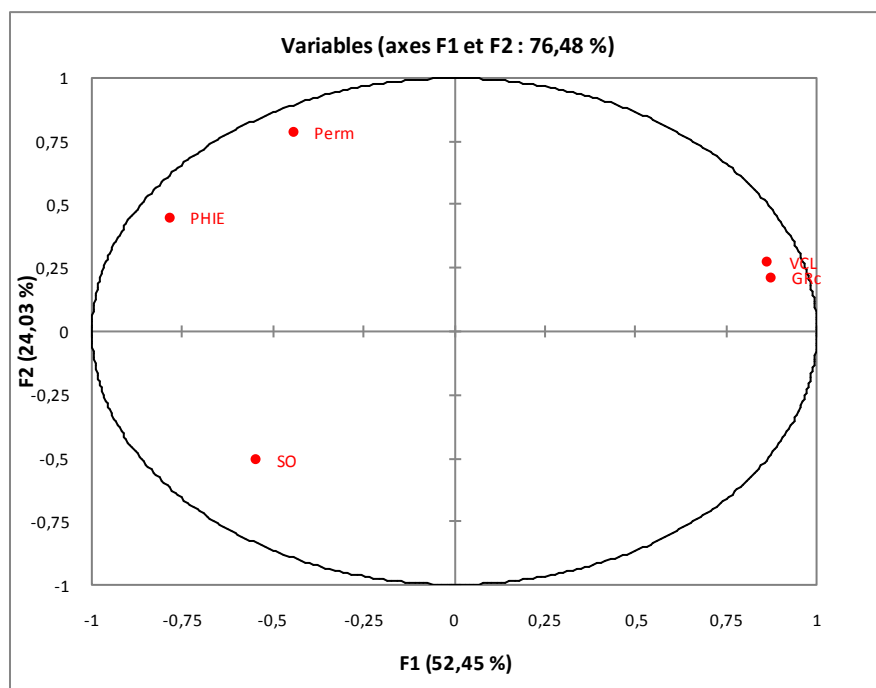


Fig. 34: Cercles de corrélation de l'ACP sur l'ensemble de données des paramètres pétrophysiques de l'unité RI3

3) Unités Ri2

a) Interprétation des résultats de corrélation et ACP

A partir des résultats de la matrice de corrélation et l'analyse en composante principale (ACP) .on peut conclure que dans cette unité Ri2 la saturation, (So) la porosité (\emptyset) et la perméabilité (k) se trouve en association .Donc en a un réservoir saturé en huile.

b) Corrélation et ACP

Tableau.9 : Matrice de corrélation des paramètres pétrophysiques de l'unité Ri2

| Variables | GRc | PHIE | Perm | VCL | SO |
|-----------|--------------|--------------|--------------|--------------|----------|
| GRc | 1 | | | | |
| PHIE | -0,19 | 1 | | | |
| Perm | -0,05 | 0,60 | 1 | | |
| VCL | 0,69 | -0,24 | -0,09 | 1 | |
| SO | -0,23 | 0,65 | 0,16 | -0,27 | 1 |

Corrélations significatives sont marquées en gras.

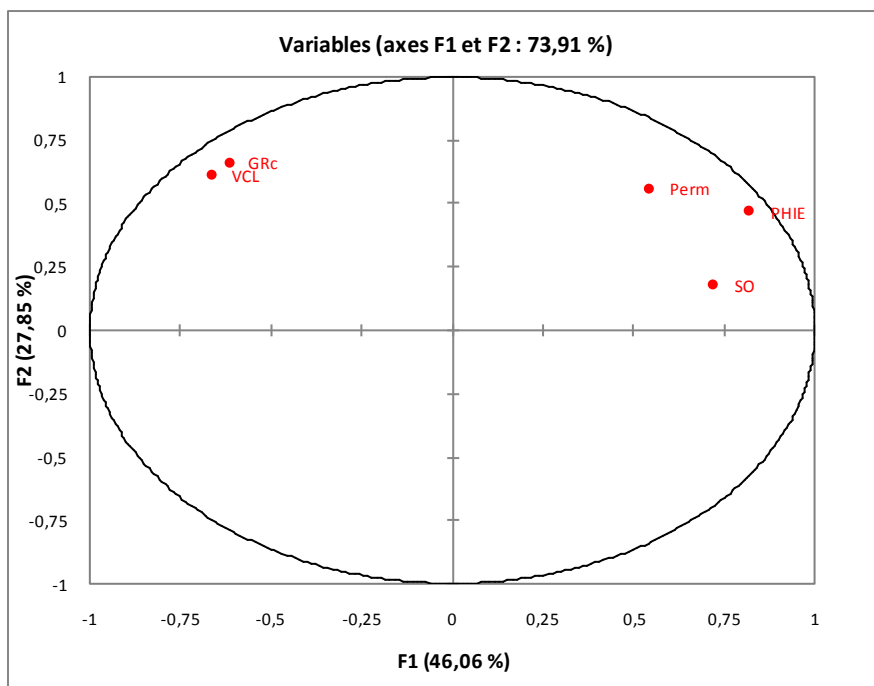


Fig.38: Cercles de corrélation de l'ACP sur l'ensemble de données des paramètres pétrophysiques de l'unité Ri2.

4) Unité Ri1

a) Interprétation des résultats de corrélation et ACP

A partir des résultats de la matrice de corrélation et l'analyse en composante principale (ACP) .on peut conclure que dans cette unité Ri1 les trois paramètres caractérisent le réservoir en huile se trouve en association.

b) Corrélation et ACP

Tableau.10 : Matrice de corrélation des paramètres pétrophysiques de l'unité Ri1

| Variables | GRC | PHIE | Perm | VCL | SO |
|-----------|--------------|-------------|-------------|----------|----------|
| GRC | 1 | | | | |
| PHIE | -0,10 | 1 | | | |
| Perm | 0,028 | 0,57 | 1 | | |
| VCL | 0,4 | -0,051 | 0,02 | 1 | |
| SO | -0,23 | 0,73 | 0,32 | -0,02 | 1 |

Corrélations significatives sont marquées en gras.

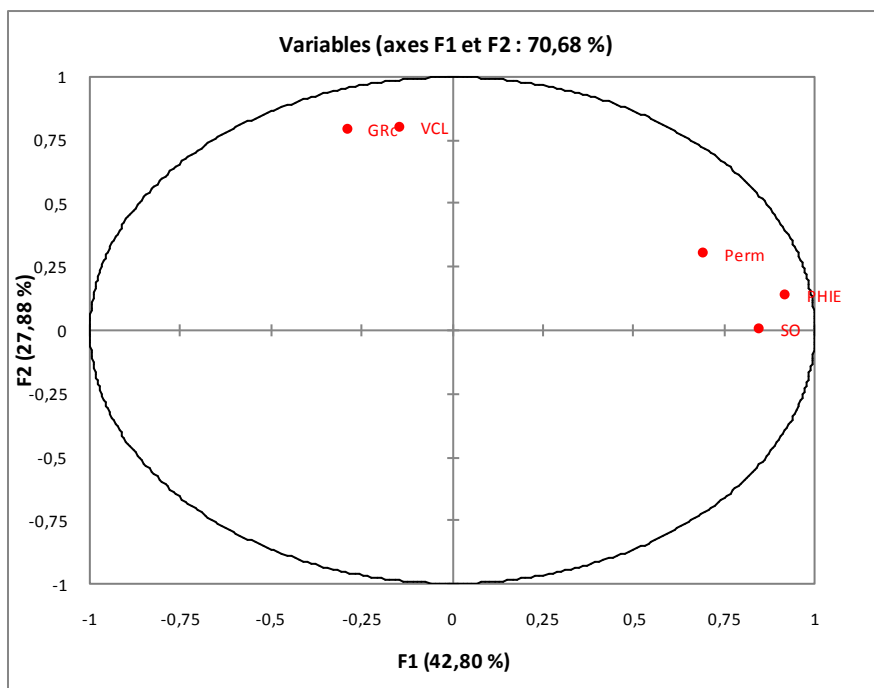


Fig. 42: Cercles de corrélation de l'ACP sur l'ensemble de données des paramètres pétrophysiques de l'unité Ri1.

5) Unité Base Ri

a) Interprétation des résultats de corrélation et ACP

A partir des résultats de la matrice de corrélation et l'analyse en composante principale (ACP) .on peut estimer que dans cette unité Base Ri la porosité (\emptyset), la perméabilité (k) et la saturation (So) se trouve en association .Ceci indique la présence d'un faciès réservoir saturé en huile. Mais la corrélation entre la saturation (So) et la perméabilité (k) ne sont pas fortement positive, Ceci indiqué le réservoir d'huile est à faible perméabilité.

b) Corrélation et ACP

Tableau.11 : Matrice de corrélation des paramètres pétrophysiques de l'unité Base Ri

| Variables | GRc | PHIE | Perm | VCL | SO |
|-----------|--------------|-------------|--------------|--------------|----------|
| GRc | 1 | | | | |
| PHIE | 0,04 | 1 | | | |
| Perm | 0,07 | 0,56 | 1 | | |
| VCL | 0,42 | -0,07 | -0,17 | 1 | |
| SO | -0,28 | 0,66 | 0,27 | -0,24 | 1 |

Corrélations significatives sont marquées en gras.

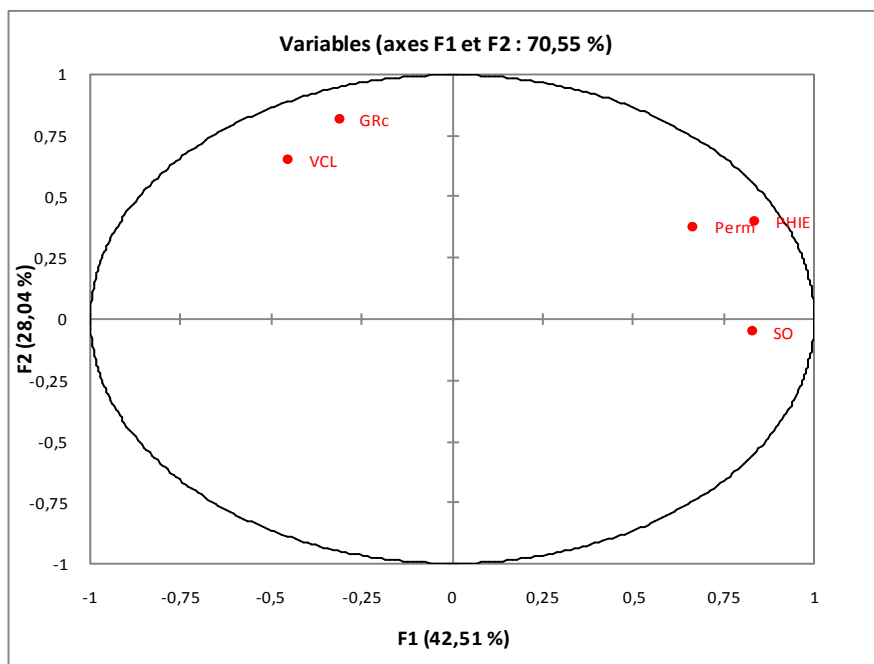


Fig. 46 : Cercles de corrélation de l'ACP sur l'ensemble de données des paramètres pétrophysiques de l'unité Base Ri.

6) Unités RaU4

a) Interprétation des résultats de corrélation et ACP

A partir des résultats de la matrice de corrélation et l'analyse en composante principale (ACP) .on peut conclure que dans cette unité RaU4 les trois paramètres caractérisent le réservoir en huile se trouve en association. Cependant la corrélation entre la saturation (So) et la perméabilité (k) sont faible. Donc le réservoir d'huile a faible perméabilité.

b) Corrélation et ACP

Tableau.12 : Matrice de corrélation des paramètres pétrophysiques de l'unité RaU4

| Variabes | GRC | PHIE | Perm | VCL | SO |
|----------|--------------|--------------|------------|--------------|----------|
| GRC | 1 | | | | |
| PHIE | -0,15 | 1 | | | |
| Perm | 0,05 | 0,62 | 1 | | |
| VCL | 0,75 | -0,18 | -0,04 | 1 | |
| SO | -0,43 | 0,70 | 0,3 | -0,37 | 1 |

Corrélations significatives sont marquées en gras.

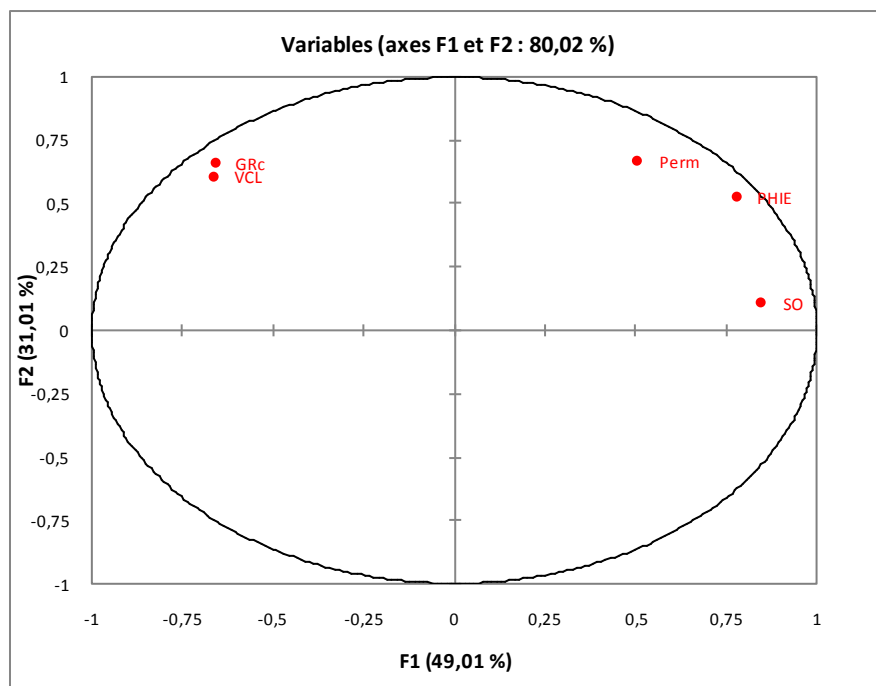


Fig.50 – Cercles de corrélation de l'ACP sur l'ensemble de données des paramètres pétrophysiques de l'unité RaU4.

7) Unités RaU3B

a) Interprétation des résultats de corrélation et ACP

A partir des résultats de la matrice de corrélation et l'analyse en composante principale (ACP) .on peut conclure que dans cette unité RaU3B les trois paramètres caractérisent le réservoir en huile se trouve en association.

b) Corrélation et ACP

Tableau.13 : Matrice de corrélation des paramètres pétrophysiques de l'unité RaU3B

| Variabes | GRc | PHIE | Perm | VCL | SO |
|----------|--------------|-------------|--------------|--------------|----------|
| GRc | 1 | | | | |
| PHIE | -0,2 | 1 | | | |
| Perm | -0,14 | 0,66 | 1 | | |
| VCL | 0,72 | -0,1 | -0,07 | 1 | |
| SO | -0,42 | 0,73 | 0,44 | -0,36 | 1 |

Corrélations significatives sont marquées en gras.

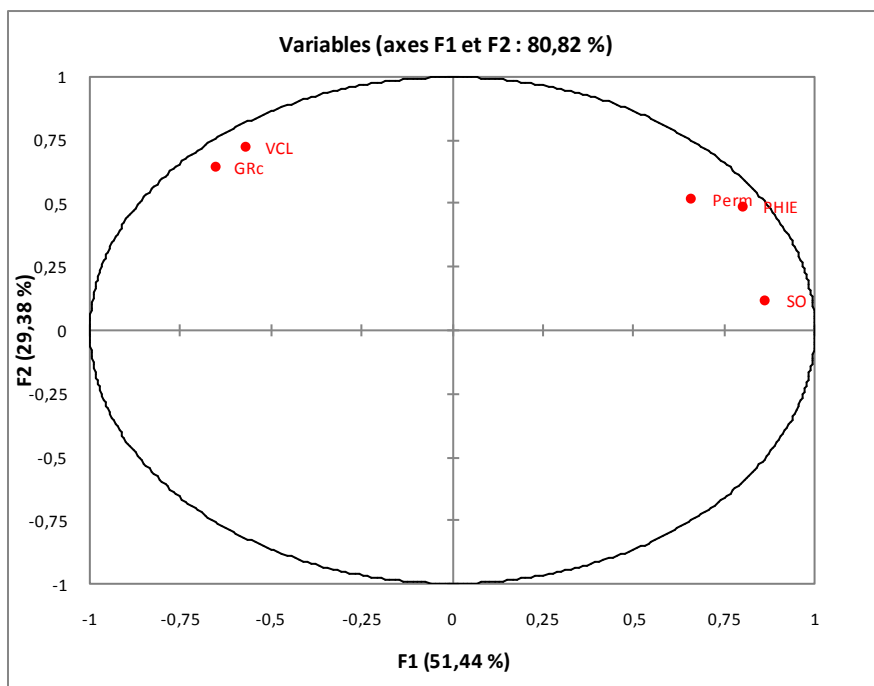


Fig.54 – Cercles de corrélation de l'ACP sur l'ensemble de données des paramètres pétrophysiques de l'unité RaU3B.

8) Unité RaU3A

a) Interprétation des résultats de corrélation et ACP

A l'issu de la matrice de corrélation et l'analyse en composante principale (ACP) .on peut conclure que dans cette unité RaU3A la saturation, (So) la porosité (\emptyset) et la perméabilité (k) se trouve en association .Ceci indique la présence d'un faciès réservoir saturé en huile.

b) Corrélation et ACP

Tableau.14 : Matrice de corrélation des paramètres pétrophysiques de l'unité RaU3A

| Variabes | GRc | PHIE | Perm | VCL | SO |
|----------|--------------|--------------|--------------|-------------|----------|
| GRc | 1 | | | | |
| PHIE | -0,34 | 1 | | | |
| Perm | -0,25 | 0,61 | 1 | | |
| VCL | 0,62 | -0,34 | -0,17 | 1 | |
| SO | -0,45 | 0,73 | 0,4 | -0,5 | 1 |

Corrélations significatives sont marquées en gras.

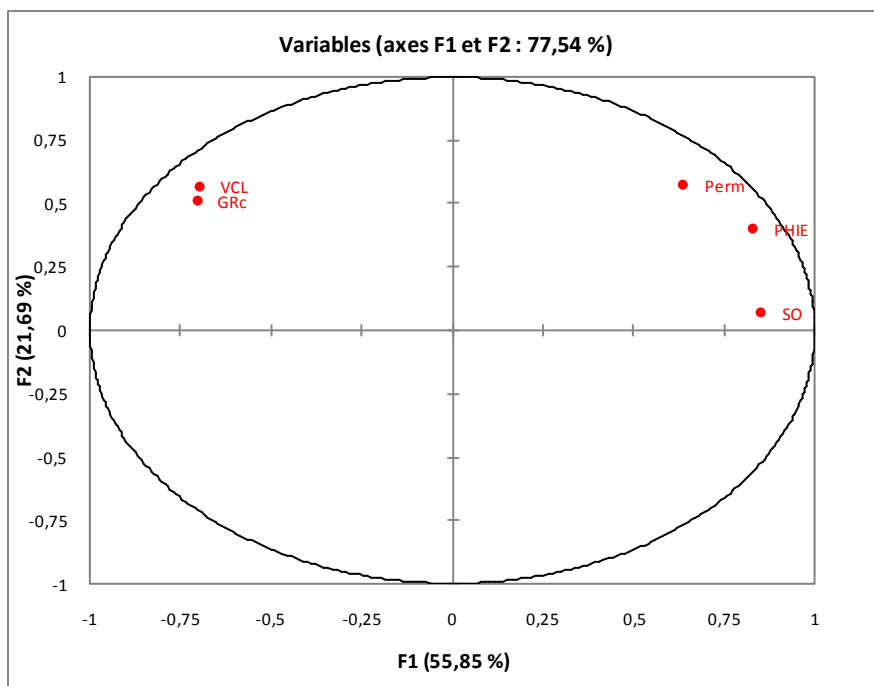


Fig.58 – Cercles de corrélation de l'ACP sur l'ensemble de données des paramètres pétrophysiques de l'unité RaU3A.

9) Unités RaU2

a) Interprétation des résultats de corrélation et ACP

A partir des résultats de la matrice de corrélation et l'analyse en composante principale (ACP) .on peut conclure que dans cette unité RaU2 les trois paramètres caractérisent le réservoir en huile se trouve en association.

b) Corrélation et ACP

Tableau.15 : Matrice de corrélation des paramètres pétrophysiques de l'unité RaU2

| Variabes | GRc | PHIE | Perm | VCL | SO |
|----------|--------------|-------------|--------------|--------------|----------|
| GRc | 1 | | | | |
| PHIE | -0,28 | 1 | | | |
| Perm | -0,17 | 0,64 | 1 | | |
| VCL | 0,84 | -0,2 | -0,09 | 1 | |
| SO | -0,56 | 0,75 | 0,5 | -0,44 | 1 |

Corrélations significatives sont marquées en gras.

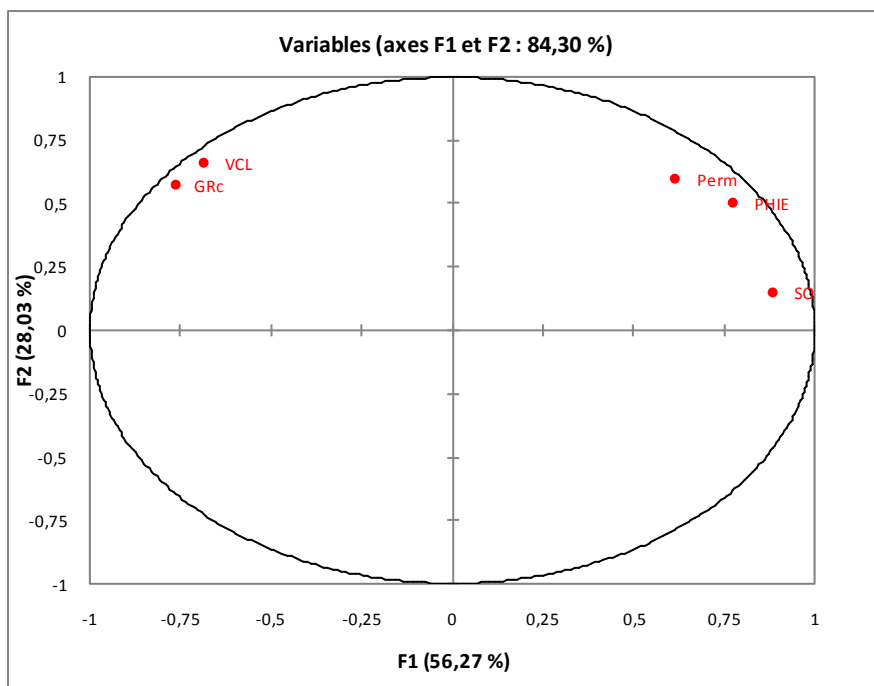


Fig. 62 : Cercles de corrélation de l'ACP sur l'ensemble de données des paramètres pétrophysiques de l'unité RaU2.

10) Unité RaU1B

a) Interprétation des résultats de corrélation et ACP

A l'issue de la matrice de corrélation et l'analyse en composante principale (ACP) .on peut conclure que dans cette unité RaU1B la saturation, (S_o) la porosité (\emptyset) et la perméabilité (k) se trouve en association .donc il y à un réservoir d'huile

b) Corrélation et ACP

Tableau.16 : Matrice de corrélation des paramètres pétrophysiques de l'unité RaU1B

| Variables | GRc | PHIE | Perm | VCL | SO |
|-----------|--------------|-------------|-------------|--------------|----------|
| GRc | 1 | | | | |
| PHIE | 0,02 | 1 | | | |
| Perm | 0,17 | 0,61 | 1 | | |
| VCL | 0,67 | 0,01 | 0,19 | 1 | |
| SO | -0,27 | 0,6 | 0,53 | -0,28 | 1 |

Corrélations significatives sont marquées en gras.

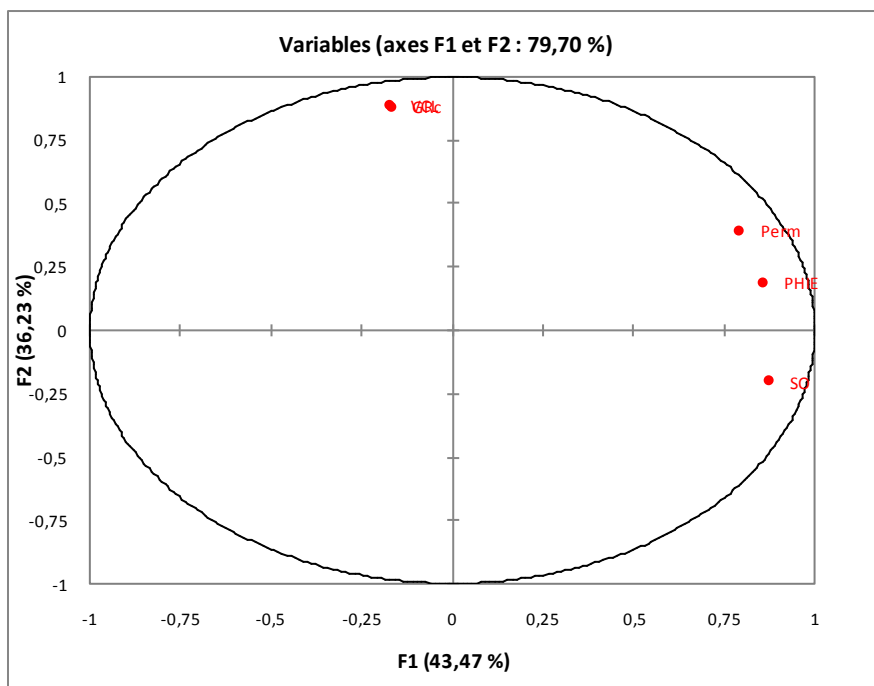


Fig. 66: Cercles de corrélation de l'ACP sur l'ensemble de données des paramètres pétrophysiques de l'unité RaU1B.

11) Unités RaU1A

a) Interprétation des résultats de corrélation et ACP

A l'issu de la matrice de corrélation et l'analyse en composante principale (ACP) .on peut conclure que dans cette unité RaU1A est une bonne porosité (\emptyset) et perméabilité (k), Mais à faible saturation (S_o) .

b) Corrélation et ACP

Tableau.17 : Matrice de corrélation des paramètres pétrophysiques de l'unité RaU1A

| Variables | GRc | PHIE | Perm | VCL | SO |
|-----------|--------------|--------------|--------------|--------------|----------|
| GRc | 1 | | | | |
| PHIE | -0,15 | 1 | | | |
| Perm | -0,10 | 0,96 | 1 | | |
| VCL | 0,78 | -0,33 | -0,30 | 1 | |
| SO | -0,38 | 0,64 | 0,57 | -0,62 | 1 |

Corrélations significatives sont marquées en gras.

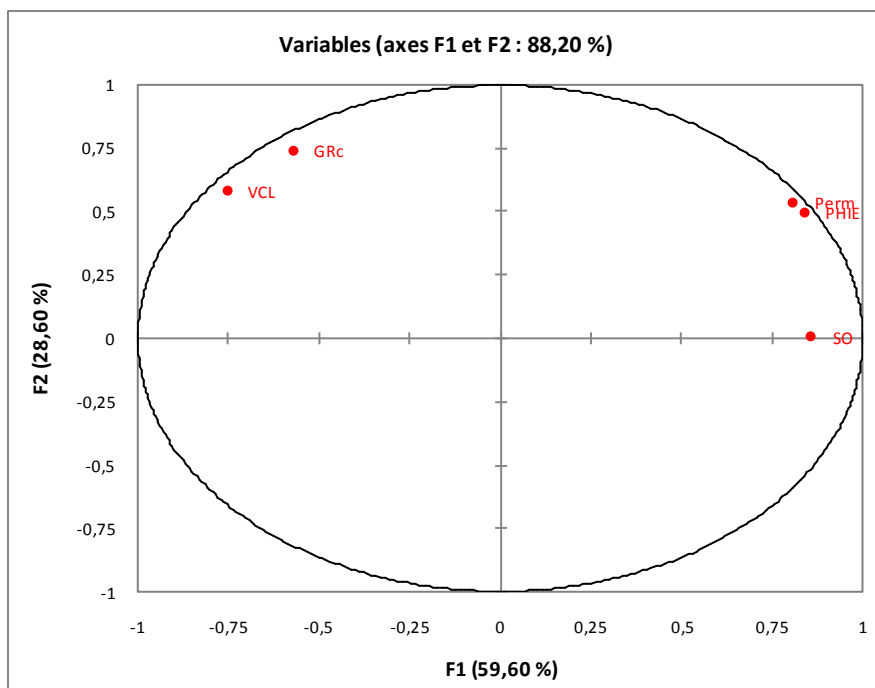


Fig.70: Cercles de corrélation de l'ACP sur l'ensemble de données des paramètres pétrophysiques de l'unité RaU1A.

ANNEXE II

LES HISTOGRAMMES DES FREQUENCES RELATIVES ET GRAPHE DE LA PROBABILITES DES PARAMETRES PETROPHYSIQUES DE CHAQUE UNITE

1) Unités ZDA

a) Porosité (\emptyset)

L'histogramme de la fréquence relative(A) et le graphe de la probabilité (B) de la porosité de l'unité ZDA montre l'existence de quatre populations, qui ils sont : (1) Les observations avec une porosité très faibles de 0.0001 à 2.5 % représentent 53.47 % de l'ensemble des données ; (2) les observations avec une porosité de 2.5 à 5 % représentent 29.13%, ce sont des porosités faibles;(3) les observations avec une porosité de 5 à 8 % représentent 13.47%, ce sont des porosités médiocres;(4) les observations avec une porosité de 8 à 13.65 % représentent 3.9%, ce sont des porosités médiocres à moyenne.

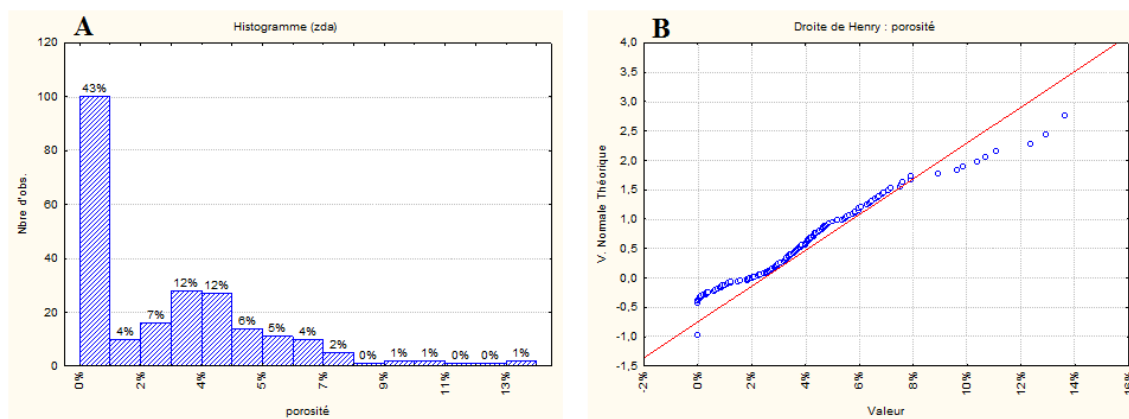


Fig. 27: (A) Histogramme des fréquences relative et (B) Graphe de la probabilité des porosités de l'unité ZDA.

b) Perméabilité (K)

L'histogramme de la fréquence relative(A) et le graphe de la probabilité(B) de la perméabilité de l'unité ZDA montre l'existence de deux populations, qui ils sont: (1) Les observations avec une perméabilité de 0.0001 à 150mD représentent 92.85%, ce sont des perméabilités très faibles à moyenne; (2) les observations avec une perméabilité de 150 à 1713.52mD représentent 7.14%, ce sont des perméabilités moyennes à très bonne.

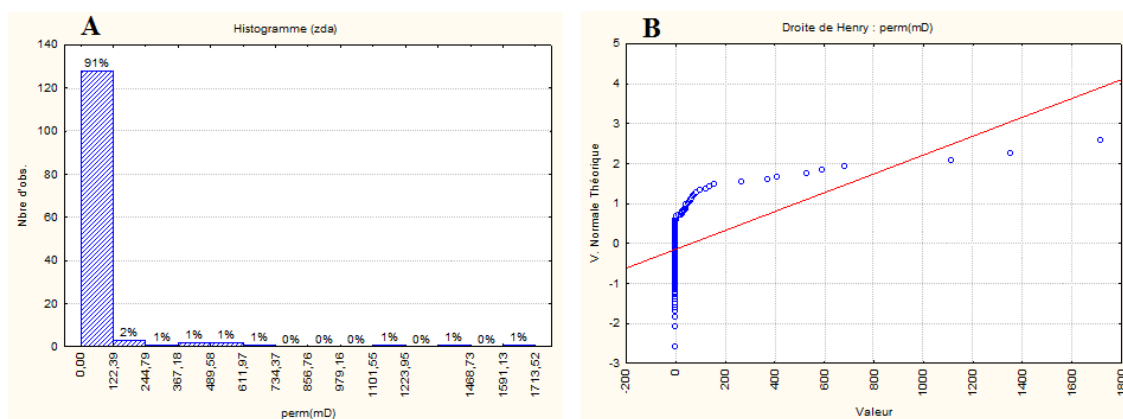


Fig. 28: (A) Histogramme des fréquences relative et (B) Graphe de la probabilité des perméabilités de l'unité ZDA.

c) Saturation en huile (So)

L'histogramme de la fréquence relative (A) et le graphe de la probabilité (B) de la saturation de l'unité ZDA montre l'existence de quatre populations, qui ils sont : (1) Les observations avec une saturation de 0 à 35 % représentent 72.17% ; (2) les observations avec une saturation de 35 à 70% représentent 20.43% ; (3) les observations avec une saturation de 70 à 90 % représentent 3.47% ; (4) les observations avec une saturation de 9 à 100 % représentent 3.9%.

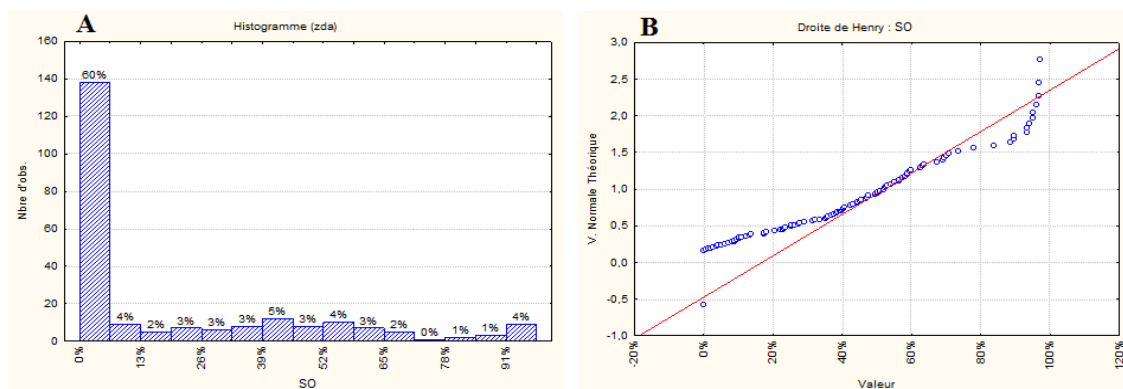


Fig. 29: (A) Histogramme des fréquences relative et (B) Graphe de la probabilité des saturations de l'unité ZDA.

2) Unités Ri3

a) Porosité (\emptyset)

L'histogramme de la fréquence relative (A) et le graphe de la probabilité (B) de la porosité de l'unité Ri3 montre l'existence de quatre populations, qui ils sont : (1) Les observations es observations avec une porosité de 1 à 1.5 % représentent 2.31%, ce sont des porosités faibles; (2) les observations avec une porosité de 1.5 à 7% représentent 81.11%, ce

sont des porosités faibles à médiocres; (3) les observations avec une porosité de 7 à 10.5 % représentent 6.94%, ce sont des porosités médiocres; (4) les observations avec une porosité de 9.5 à 11.6 % représentent 5.62%, ce sont des porosités médiocres à moyenne.

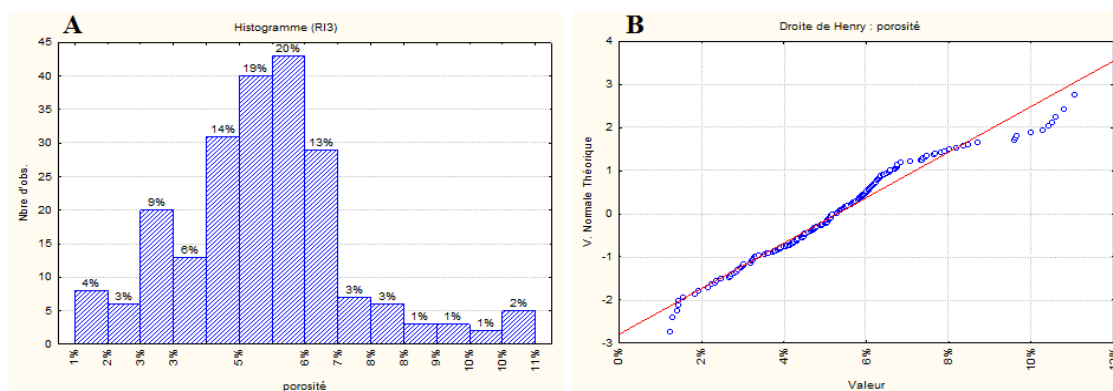


Fig. 31: (A) Histogramme des fréquences relative et (B) Graphe de la probabilité des porosités de l'unité Ri3.

b) Perméabilité (K)

L'histogramme de la fréquence relative (A) et le graphe de la probabilité (B) de la perméabilité de l'unité Ri3 montre l'existence de deux populations, qui ils sont : (1) Les observations avec une perméabilité de 0.0001 à 50mD représentent 92.12%, ce sont des perméabilités très faibles à médiocre; (2) les observations avec une perméabilité de 50 à 680mD représentent 7.87%, ce sont des perméabilités moyennes à très bonne.

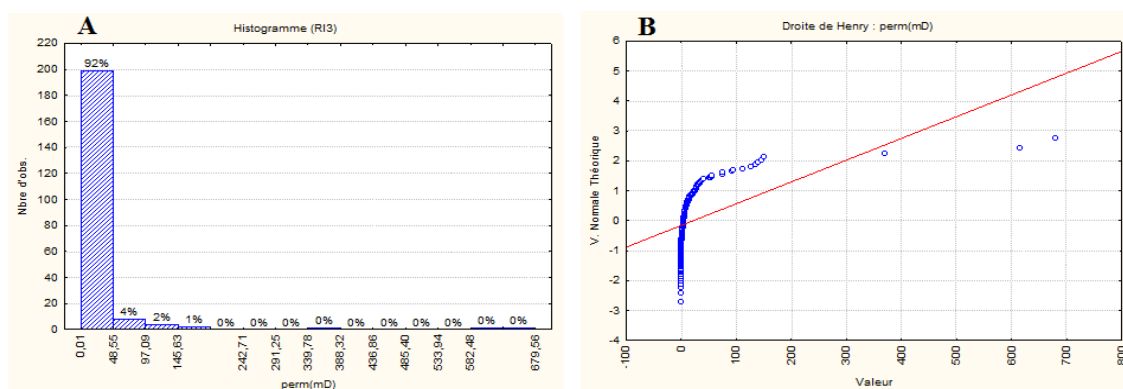


Fig. 32: (A) Histogramme des fréquences relative et (B) Graphe de la probabilité des perméabilités de l'unité Ri3.

c) Saturation (So)

L'histogramme de la fréquence relative (A) et le graphe de la probabilité (B) de la saturation de l'unité Ri3 montre l'existence de trois populations, qui ils sont : (1) Les observations avec une saturation de 0 à 30% représentent 10.64% ; (2) les observations avec une saturation de 30 à 80% représentent 52.77%; (3) les observations avec une saturation de 80 à 100% représentent 36.57%.

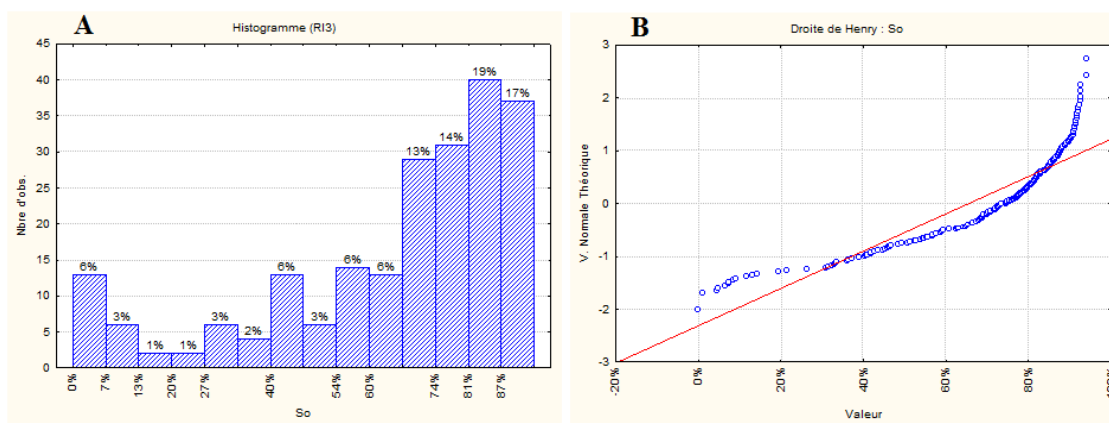


Fig. 33: (A) Histogramme des fréquences relative et (B) Graphe de la probabilité des saturations de l'unité Ri3.

3) Unités Ri2

a) Porosité (\emptyset)

L'histogramme de la fréquence relative (A) et le graphe de la probabilité (B) de la porosité de l'unité Ri2 montre l'existence de trois populations, qui ils sont : (1) Les observations avec une porosité de 0.0001 à 2 % représentent 8.52%, ce sont des porosités faibles; (2) les observations avec une porosité de 2 à 9% représentent 88.87%, ce sont des porosités faibles à médiocres; (3) les observations avec une porosité de 9 à 14% représentent 2.6%, ce sont des porosités médiocres à moyenne.

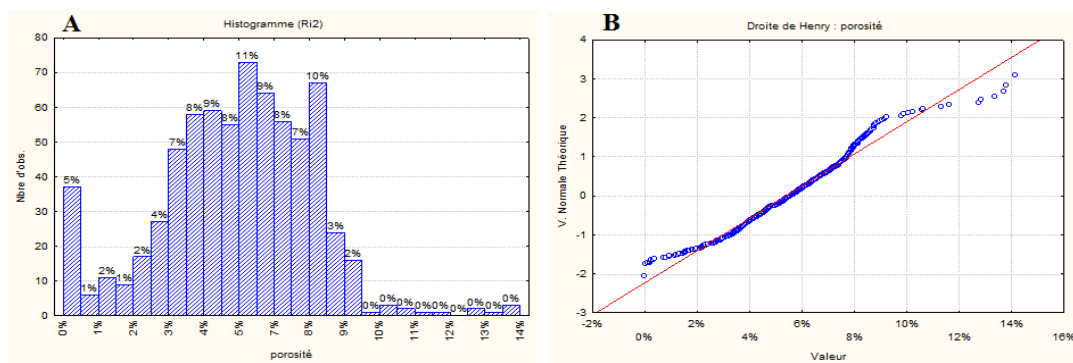


Fig.35: (A) Histogramme des fréquences relative et (B) Graphe de la probabilité des porosités de l'unité Ri2.

b) Perméabilité (K)

L'histogramme de la fréquence relative (A) et le graphe de la probabilité (B) de la perméabilité de l'unité Ri2 montre l'existence de deux populations, qui ils sont : (1) Les observations avec une perméabilité de 0.0001 à 50mD représentent 90.89%, ce sont des perméabilités très faibles à médiocre. (2) les observations avec une perméabilité de 50 à 490mD représentent 9.10%, ce sont des perméabilités moyennes à bonne.

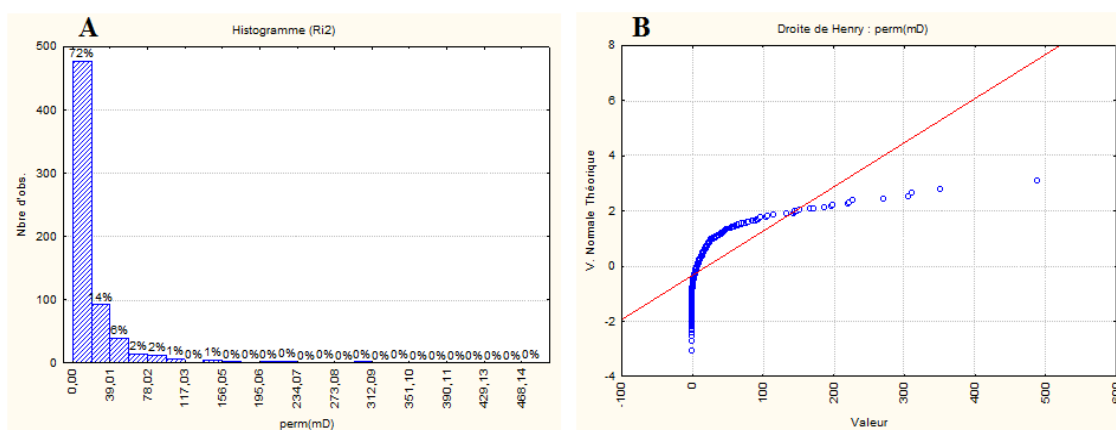


Fig. 36: (A) Histogramme des fréquences relative et (B) Graphe de la probabilité des perméabilités de l'unité Ri2.

c) Saturation (So)

L'histogramme de la fréquence relative (A) et le graphe de la probabilité(B) de la saturation de l'unité Ri2 montre l'existence de trois populations, qui ils sont : (1) les observations avec une saturation de 0 à 50% représentent 24.56%; (2) les observations avec une saturation de 50 à 80% représentent 53.90% ;(3) les observations avec une saturation de 80 à 100 % représentent 21.53%.

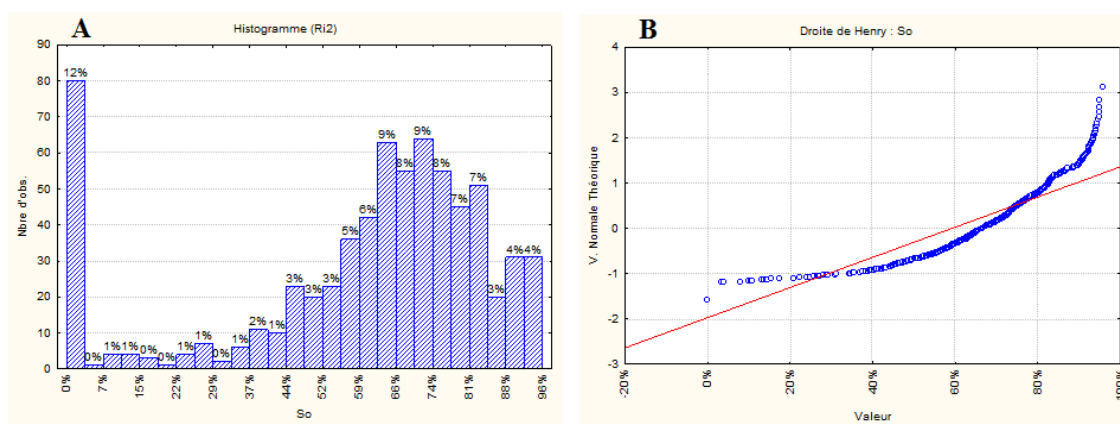


Fig. 37: (A) Histogramme des fréquences relative et (B) Graphe de la probabilité des saturations de l'unité Ri2.

4) Unité Ri1

a) Porosité (Ø)

L'histogramme de la fréquence relative (A) et le graphe de la probabilité(B) de la porosité de l'unité Ri1 montre l'existence de quatre populations, qui ils sont : (1) les observations avec une porosité de 0.0001 à 3.5% représentent 6.95%. (2) les observations avec une porosité de 3.5 à 5% représentent 17.20%. (3) les observations avec une porosité de 5 à 7% représentent 29.27%. (4) les observations avec une porosité de 7 à 12.5% représentent 46.56%.

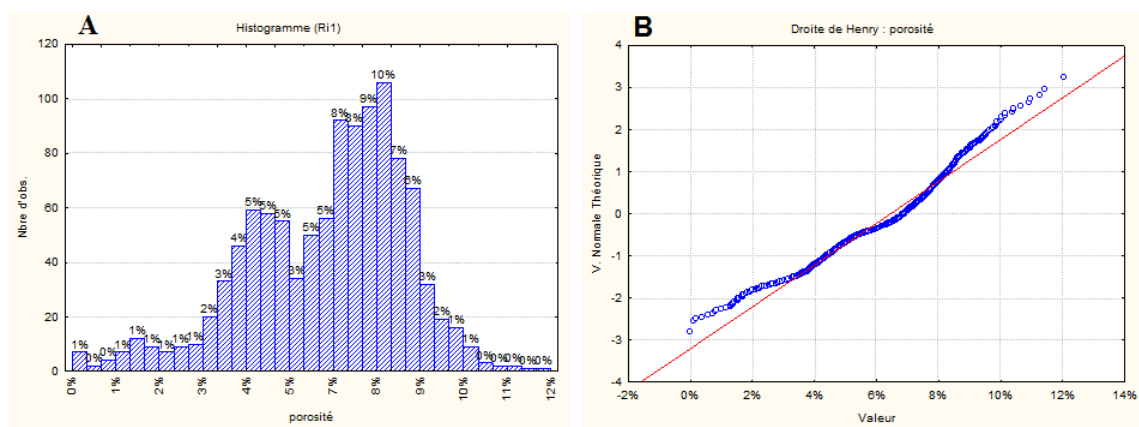


Fig. 39: (A) Histogramme des fréquences relative et (B) Graphe de la probabilité des porosités de l'unité Ri1.

b) Perméabilité (K)

L'histogramme de la fréquence relative (A) et le graphe de la probabilité (B) de la perméabilité de l'unité Ri1 montre l'existence de trois populations, qui ils sont : (1) les observations avec une perméabilité de 0.0001 à 10mD représentent 37.69%, ce sont des perméabilités très faibles à faible. (2) les observations avec une perméabilité de 10 à 50mD représentent 43.87%, ce sont des perméabilités faibles à médiocre. (3) les observations avec une perméabilité de 50 à 340 mD représentent 18.43%, ce sont des perméabilités médiocres à bonne.

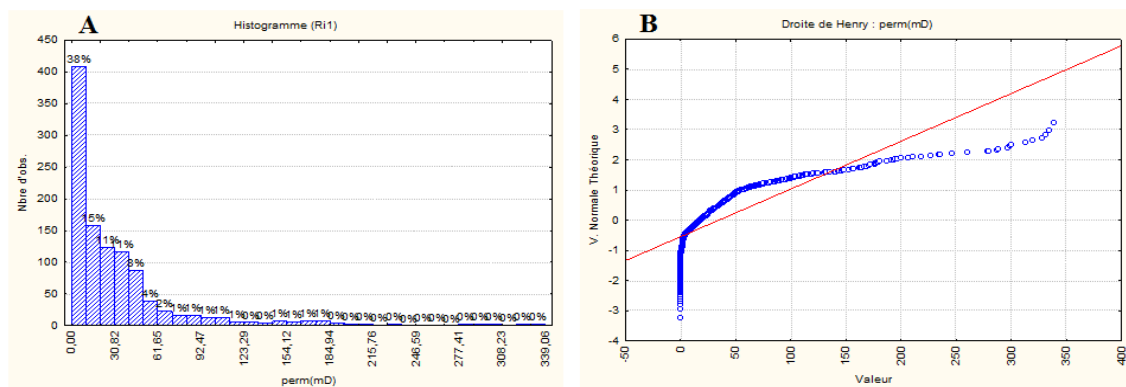


Fig. 40: (A) Histogramme des fréquences relative et (B) Graphe de la probabilité des perméabilités de l'unité Ri1.

c) Saturation (So)

L'histogramme de la fréquence relative (A) et le graphe de la probabilité (B) de la saturation de l'unité Ri1 montre l'existence de deux populations, qui ils sont : (1) les observations avec une saturation de 0 à 70% représentent 41.35%. (2) les observations avec une saturation de 70 à 100% représentent 58.64%.

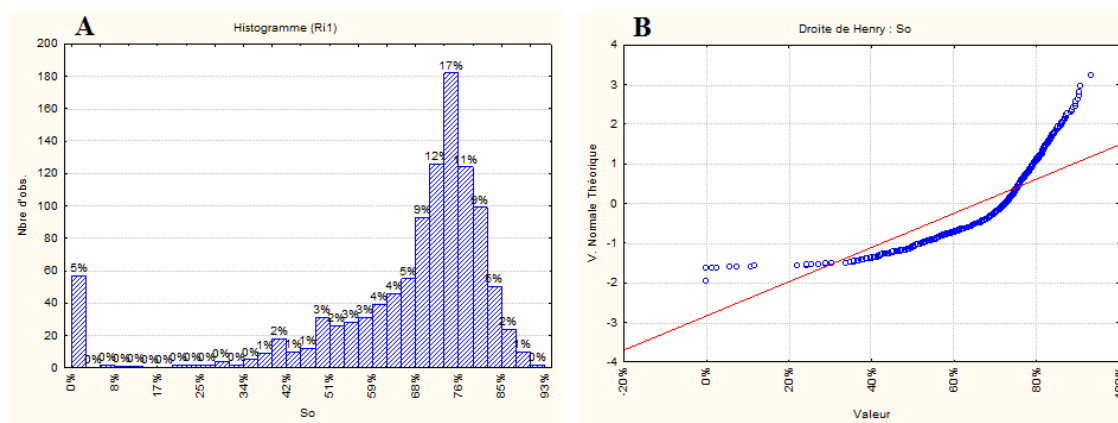


Fig. 41: (A) Histogramme des fréquences relative et (B) Graphe de la probabilité des saturations de l'unité Ri1.

5) Unité Base Ri

a) Porosité (\emptyset)

L'histogramme de la fréquence relative (A) et le graphe de la probabilité (B) de la porosité de l'unité Base Ri montre l'existence de deux populations, qui ils sont : (1) les observations avec une porosité de 0.0001 à 5.45% représentent 38.23%, ce sont des porosités faibles à médiocres. (2) les observations avec une porosité de 5.45 à 9% représentent 61.72%, ce sont des porosités médiocres.

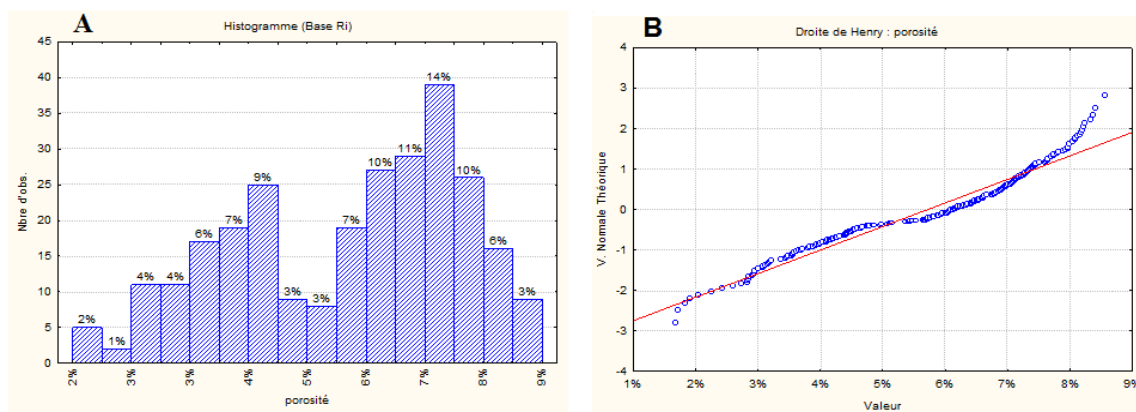


Fig. 43: (A) Histogramme des fréquences relative et (B) Graphe de la probabilité des porosités de l'unité Base Ri.

b) Perméabilité (K)

L'histogramme de la fréquence relative (A) et le graphe de la probabilité (B) de la perméabilité de l'unité Base Ri montre l'existence de deux populations, qui ils sont : (1) les observations avec une perméabilité de 0.0001 à 13.75mD représentent 59.19%, ce sont des perméabilités très faibles à médiocre. (2) les observations avec une perméabilité de 13.75 à 220mD représentent 40.81%, ce sont des perméabilités médiocres à bonne.

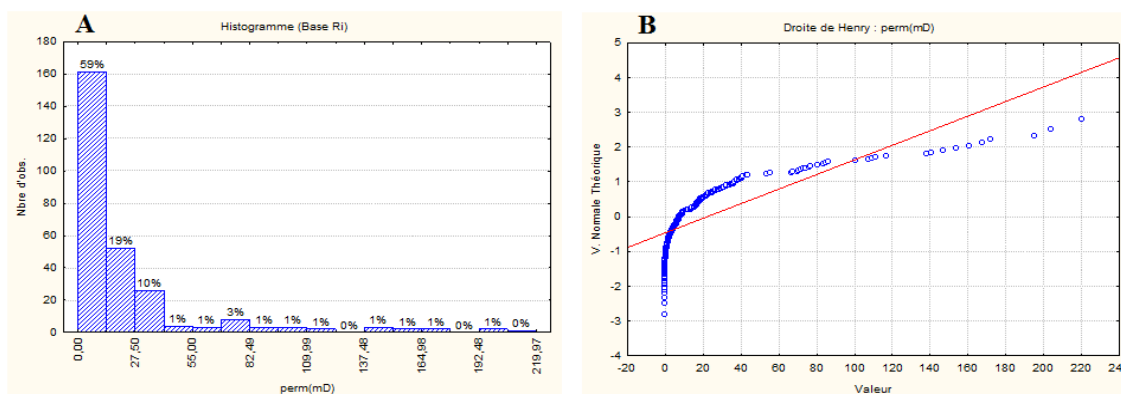


Fig. 44: (A) Histogramme des fréquences relative et (B) Graphe de la probabilité des perméabilités de l'unité Base Ri.

c) Saturation (So)

L'histogramme de la fréquence relative (A) et le graphe de la probabilité (B) de la saturation de l'unité Base Ri montre l'existence de deux populations, qui ils sont : (1) les observations avec une saturation de 0 à 73% représentent 34.19%. (2) les observations avec une saturation de 73 à 90% représentent 65.81%.

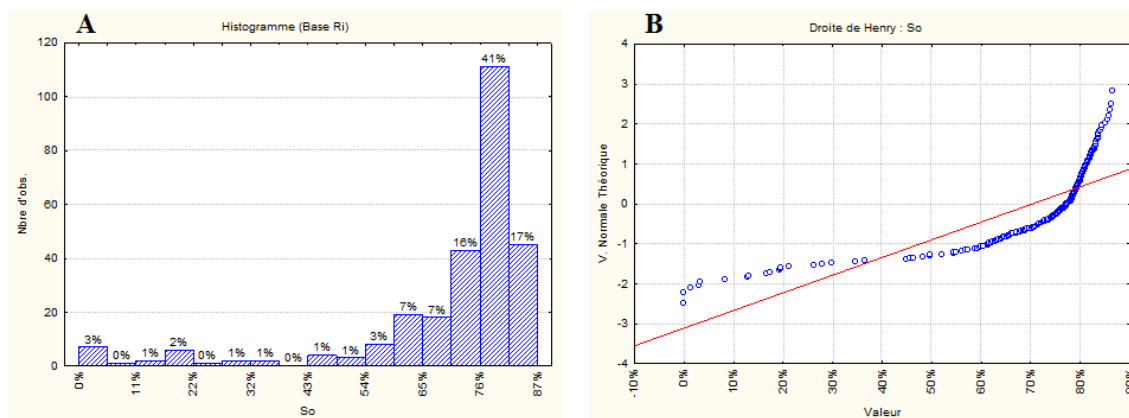


Fig. 45: (A) Histogramme des fréquences relative et (B) Graphe de la probabilité des saturations de l'unité Base Ri.

6) Unités RaU4

a) Porosité (\emptyset)

L'histogramme de la fréquence relative(A) et le graphe de la probabilité(B) de la porosité de l'unité RaU4 montre l'existence de deux populations, qui ils sont : (1) les observations avec une porosité de 0.0001 à 8.9% représentent 98.47%, ce sont des porosités faibles à médiocres. (2) les observations avec une porosité de 8.9à 14% représentent 1.53%, ce sont des porosités médiocres à moyenne.

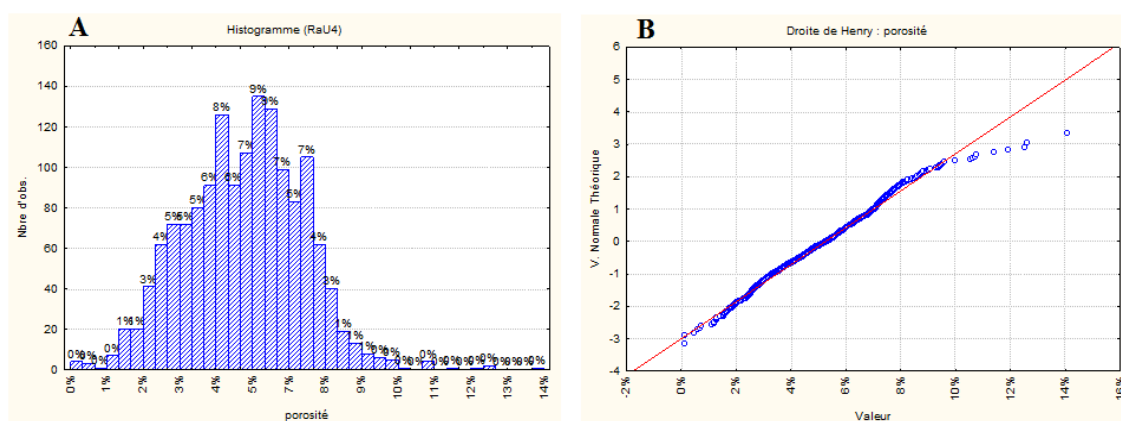


Fig. 47: (A) Histogramme des fréquences relative et (B) Graphe de la probabilité des porosités de l'unité RaU4.

b) Perméabilité (K)

L'histogramme de la fréquence relative(A) et le graphe de la probabilité(B) de la perméabilité de l'unité RaU4montre l'existence de deux populations, qui ils sont : (1) les observations avec une perméabilité de 0.0001 à 50mD représentent 93.90%, ce sont des perméabilités très faibles à médiocre. (2) les observations avec une perméabilitéde50 à 505mD représentent 6.1%, ce sont des perméabilités médiocres à très bonne.

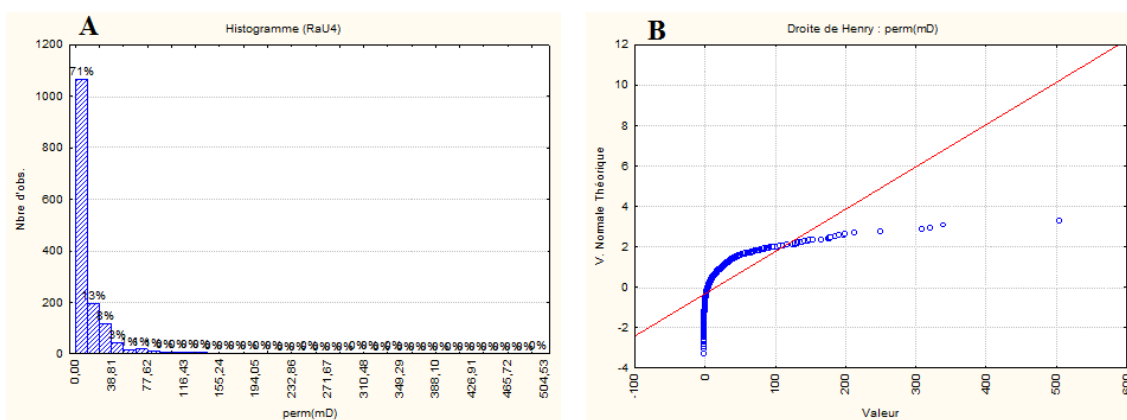


Fig. 48: (A) Histogramme des fréquences relative et (B) Graphe de la probabilité des perméabilités de l'unité RaU4.

c) Saturation (So)

L'histogramme de la fréquence relative (A) et le graphe de la probabilité(B) de la saturation de l'unité RaU4 montre l'existence de deux populations, qui ils sont : (1) les observations avec une saturation de 0 à 75% représentent 53.30% (2) les observations avec une saturation de 75 à 95% représentent 46.7%.

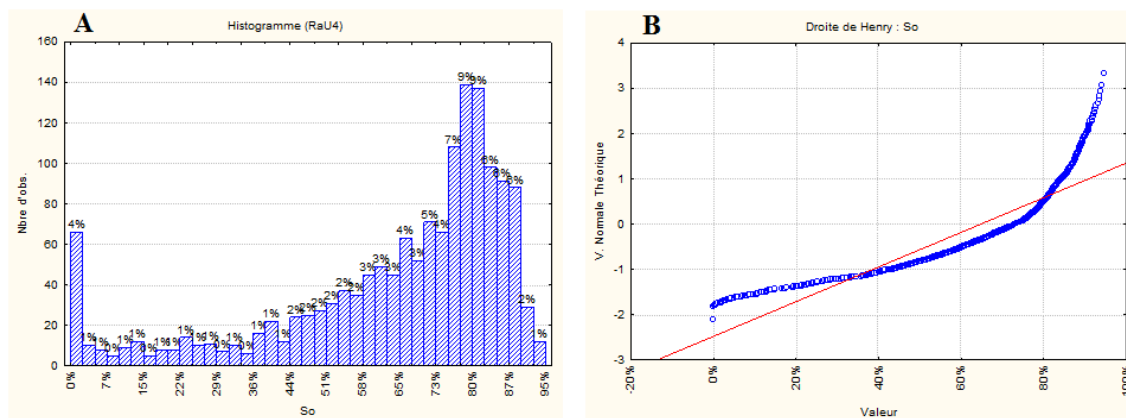


Fig. 49: (A) Histogramme des fréquences relative et (B) Graphe de la probabilité des saturations de l'unité RaU4.

7) Unités RaU3B

a) Porosité (Ø)

L'histogramme de la fréquence relative(A) et le graphe de la probabilité(B) de la porosité de l'unité RaU3B montre l'existence d'une seule population, qui ils sont : (1) les observations avec une porosité de 0.0001 à 11% représentent 100%, ce sont des porosités faibles à moyenne.

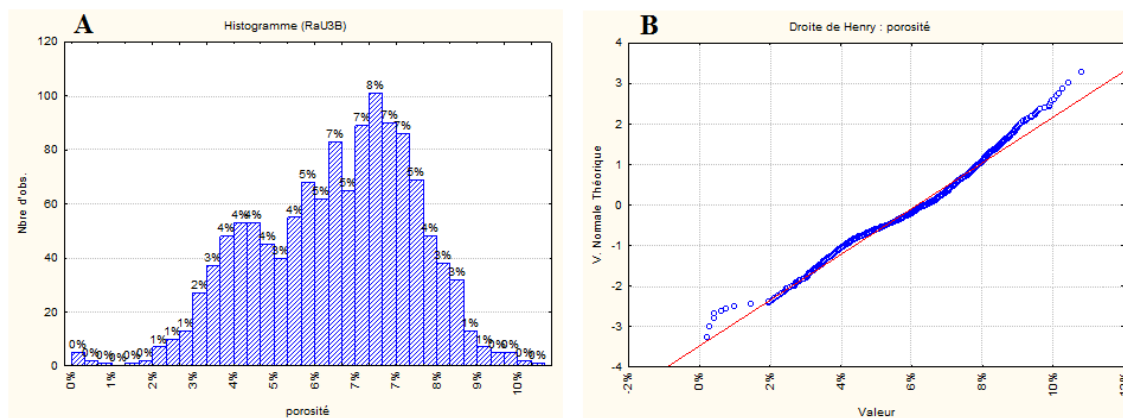


Fig. 51: (A) Histogramme des fréquences relative et (B) Graphe de la probabilité des porosités de l'unité RaU3B.

b) Perméabilité (K)

L'histogramme de la fréquence relative(A) et le graphe de la probabilité(B) de la perméabilité de l'unité RaU3B montre l'existence de deux populations, qui ils sont : (1) les

observations avec une perméabilité de 0.0001 à 15mD représentent 56.75%, ce sont des perméabilités très faibles à médiocre. (2) les observations avec une perméabilité de 15 à 230mD représentent 43.25%, ce sont des perméabilités médiocres à bonne.

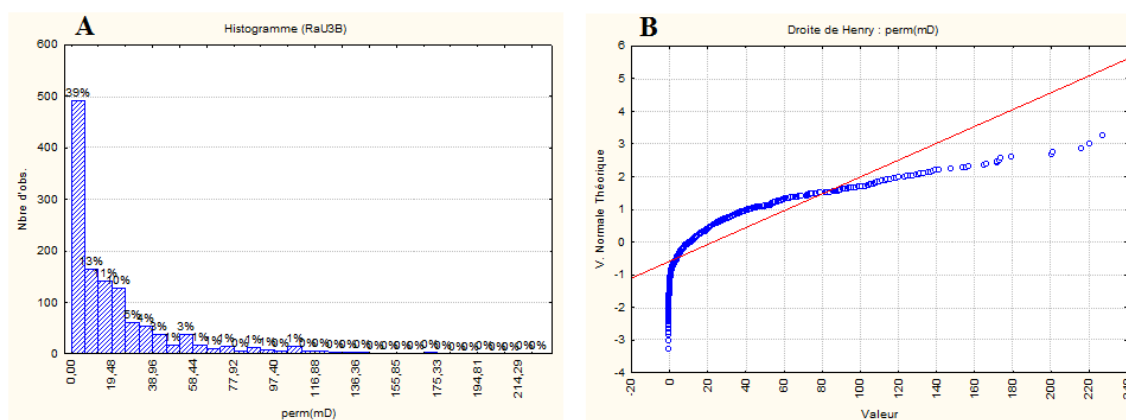


Fig. 52: (A) Histogramme des fréquences relative et (B) Graphe de la probabilité des perméabilités de l'unité RaU3B.

c) Saturation (S_o)

L'histogramme de la fréquence relative (A) et le graphe de la probabilité (B) de la saturation de l'unité RaU3B montre l'existence de deux populations, qui ils sont : (1) les observations avec une saturation de 0 à 65% représentent 29.29%. (2) les observations avec une saturation de 65 à 92% représentent 70.71%.

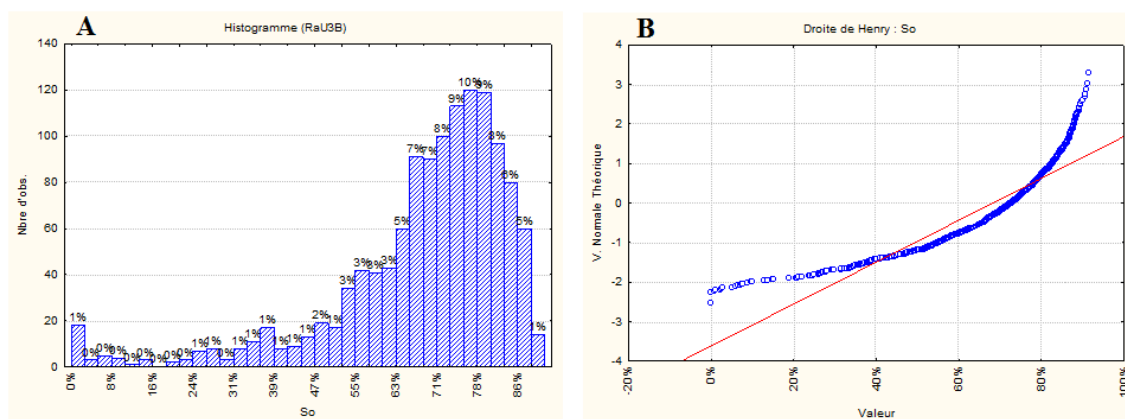


Fig.53: (A) Histogramme des fréquences relative et (B) Graphe de la probabilité des saturations de l'unité RaU3B.

8) Unité RaU3A

a) Porosité (\emptyset)

L'histogramme de la fréquence relative (A) et le graphe de la probabilité (B) de la porosité de l'unité RaU3A montre l'existence de deux populations, qui ils sont : (1) les observations avec une porosité de 0.0001 à 6% représentent 40.37%, ce sont des porosités

faibles à médiocres. (2) les observations avec une porosité de 6 à 11% représentent 59.63%, ce sont des porosités médiocres à moyenne.

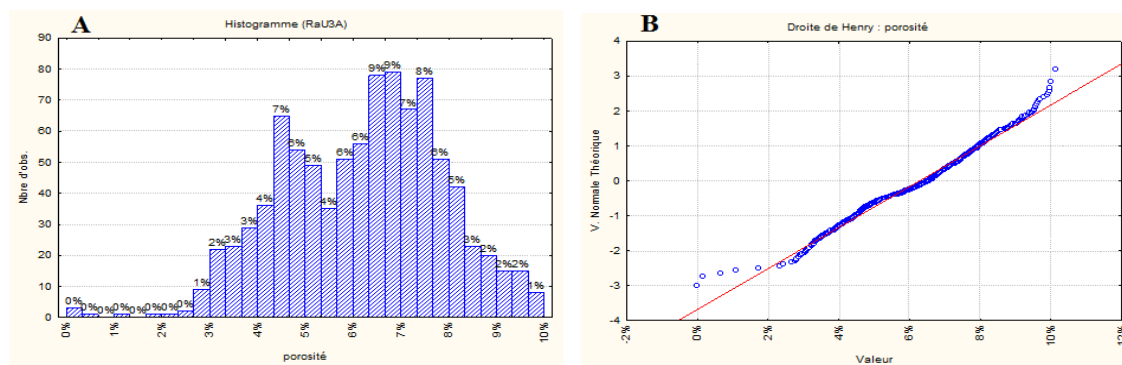


Fig. 55: (A) Histogramme des fréquences relative et (B) Graphe de la probabilité des porosités de l'unité RaU3A.

b) Perméabilité (K)

L'histogramme de la fréquence relative (A) et le graphe de la probabilité(B) de la perméabilité de l'unité RaU3A montre l'existence de trois populations, qui ils sont : (1) les observations avec une perméabilité de 0.0001 à 12.5mD représentent 48.90%, ce sont des perméabilités très faibles à médiocre. (2) les observations avec une perméabilité de 12.5 à 50mD représentent 15.7%, ce sont des perméabilités médiocres. (3) les observations avec une perméabilité de 50 à 376mD représentent 35.32%, ce sont des perméabilités moyennes à bonne.

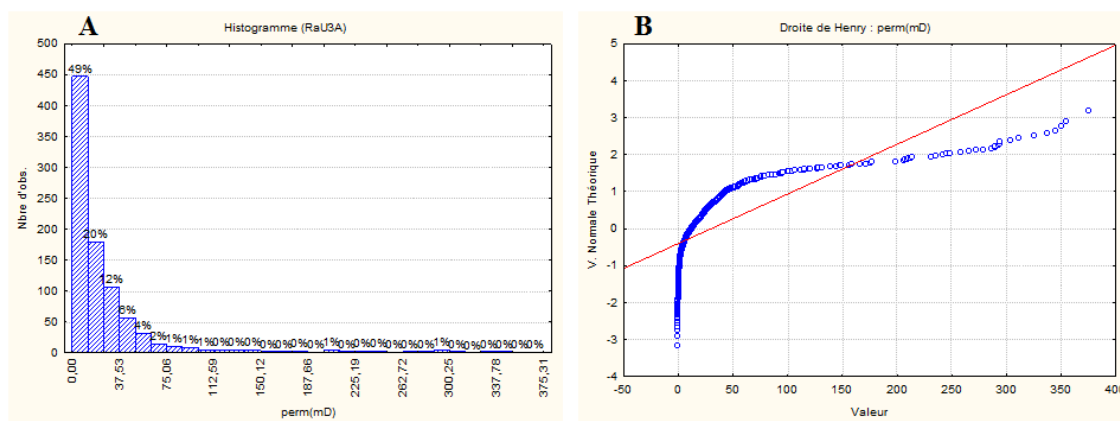


Fig. 56: (A) Histogramme des fréquences relative et (B) Graphe de la probabilité des perméabilités de l'unité RaU3A.

c) Saturation (So)

L'histogramme de la fréquence relative(A) et le graphe de la probabilité(B) de la saturation de l'unité RaU3A montre l'existence de trois populations, qui ils sont : (1) les observations avec une saturation de 0 à 40% représentent 4.81%. (2) les observations avec une saturation de 40 à 70% représentent 42.12%. (3) les observations avec une saturation de 70 à 95% représentent 53.07%.

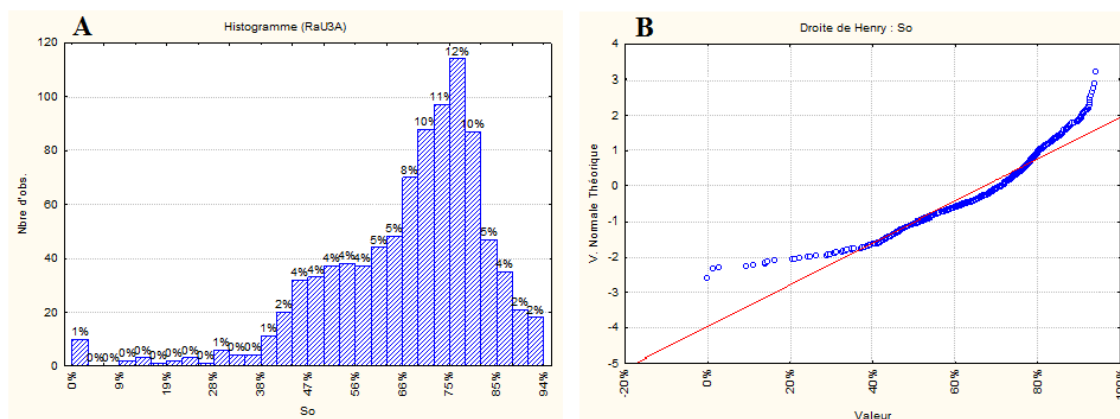


Fig. 57: (A) Histogramme des fréquences relative et (B) Graphe de la probabilité des saturations de l'unité RaU3A.

9) Unités RaU2

a) Porosité (Ø)

L'histogramme de la fréquence relative(A) et le graphe de la probabilité(B) de la porosité de l'unité RaU2 montre l'existence d'une seule population, qui ils sont : les observations avec une porosité de 0.0001 à 10% représentent 100% , ce sont des porosités faibles à médiocres.

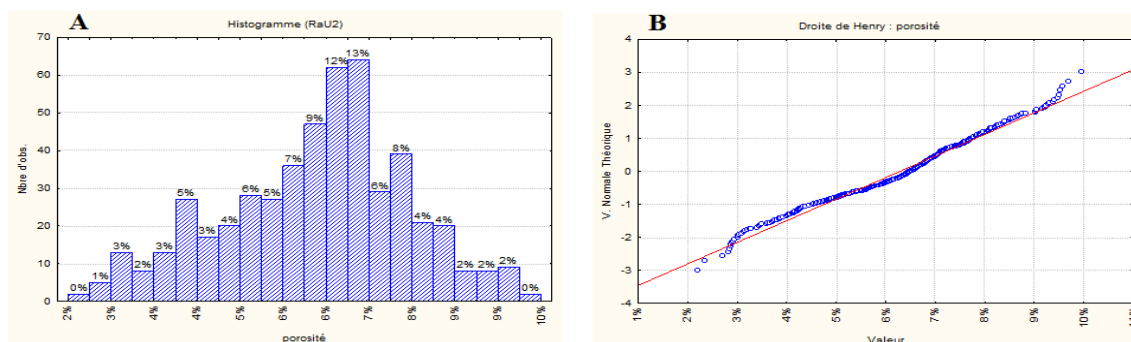


Fig. 59: (A) Histogramme des fréquences relative et (B) Graphe de la probabilité des porosités de l'unité RaU2.

b) Perméabilité (K)

L'histogramme de la fréquence relative(A) et le graphe de la probabilité(B) de la perméabilité de l'unité RaU2montre l'existence de deux populations, qui ils sont : (1) les

observations avec une perméabilité de 0.0001 à 16mD représentent 51.27%, ce sont des perméabilités très faibles à médiocre. (2) les observations avec une perméabilité de 16 à 350mD représentent 48.73%, ce sont des perméabilités médiocres à bonne.

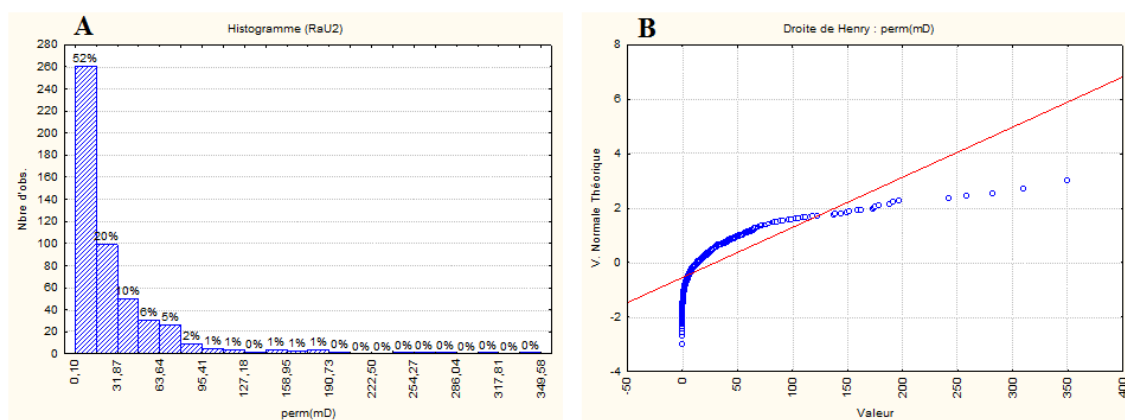


Fig. 60: (A) Histogramme des fréquences relative et (B) Graphe de la probabilité des perméabilités de l'unité RaU2.

c) Saturation (S_o)

L'histogramme de la fréquence relative(A) et le graphe de la probabilité(B) de la saturation de l'unité RaU2 montre l'existence de deux populations, qui ils sont : (1) les observations avec une saturation de 0 à 75% représentent 77.07%. (2) les observations avec une saturation de 75 à 90% représentent 22.93%.

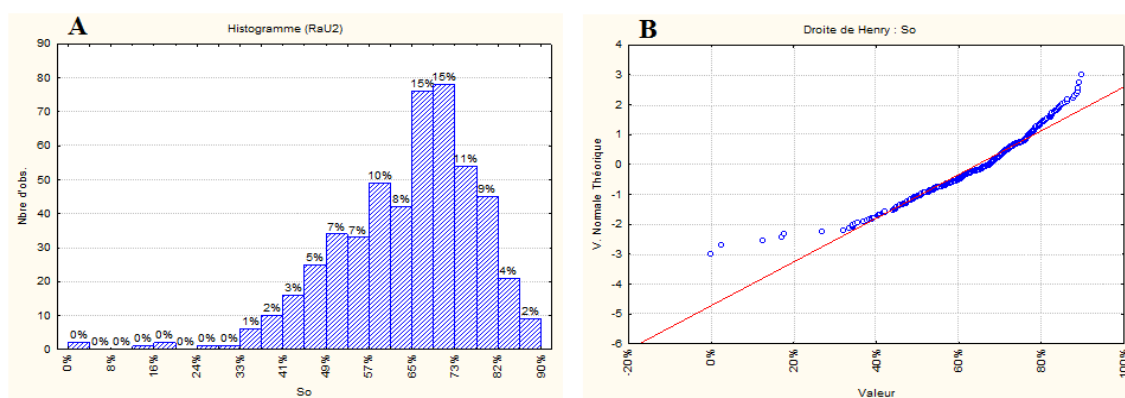


Fig. 61: (A) Histogramme des fréquences relative et (B) Graphe de la probabilité des saturations de l'unité RaU2.

10) Unité RaU1B

a) Porosité (\emptyset)

L'histogramme de la fréquence relative(A) et le graphe de la probabilité(B) de la porosité de l'unité RaU1B montre l'existence de trois populations, qui ils sont : (1) les observations avec une porosité de 0.0001 à 4.5% représentent 13.69%, ce sont des porosités faibles. (2) les observations avec une porosité de 4.5 à 7.5% représentent 73.51%, ce sont des

porosités faibles à médiocres. (3) les observations avec une porosité de 7.5 à 8% représentent 12.8%, ce sont des porosités médiocres.

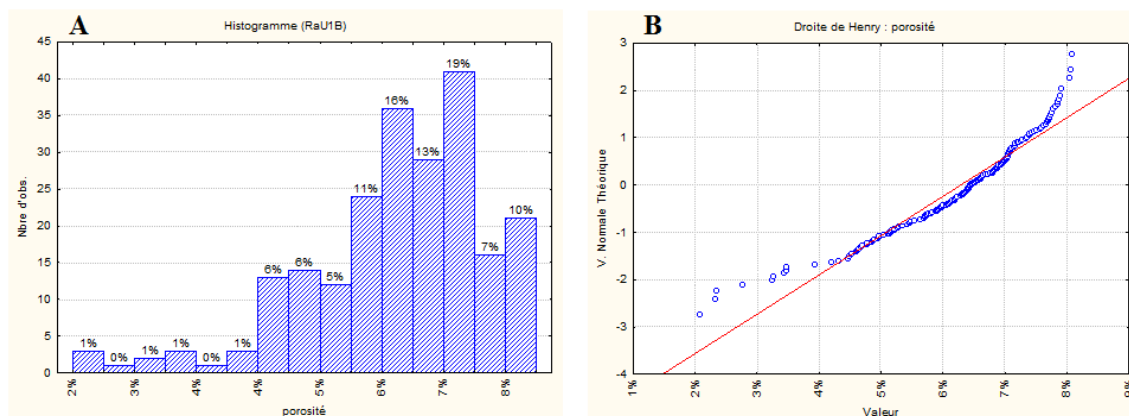


Fig. 63: (A) Histogramme des fréquences relative et (B) Graphe de la probabilité des porosités de l'unité RaU1B.

b) Perméabilité (K)

L'histogramme de la fréquence relative(A) et le graphe de la probabilité(B) de la perméabilité de l'unité RaU1B montre l'existence de deux populations, qui ils sont : (1) les observations avec une perméabilité de 0.0001 à 20mD représentent 54.79%, ce sont des perméabilités très faibles à médiocre. (2) les observations avec une perméabilité de 20 à 140mD représentent 45.21%, ce sont des perméabilités médiocres à moyenne.

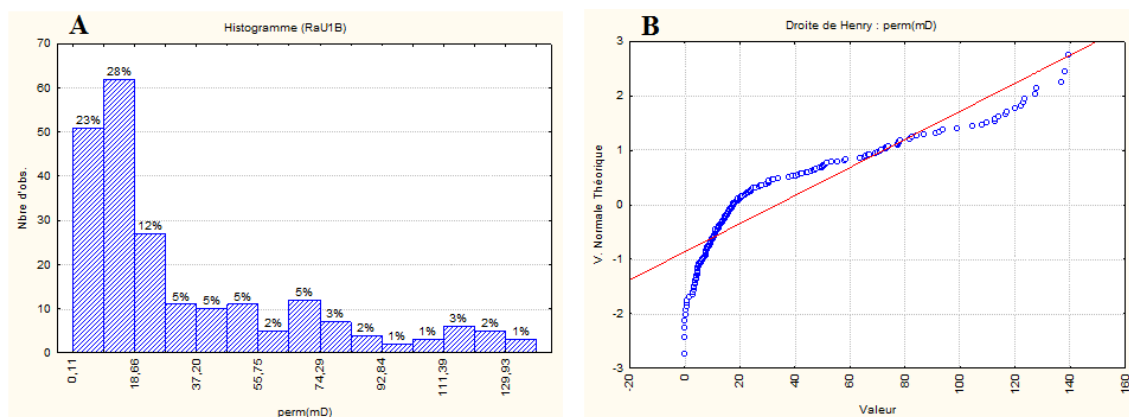


Fig. 64: (A) Histogramme des fréquences relative et (B) Graphe de la probabilité des perméabilités de l'unité RaU1B.

c) Saturation (So)

L'histogramme de la fréquence relative(A) et le graphe de la probabilité(B) de la saturation de l'unité RaU1B montre l'existence de deux populations, qui ils sont : (1) les observations avec une saturation de 0 à 75% représentent 68.03%. (2) les observations avec une saturation de 75 à 90% représentent 31.97%.

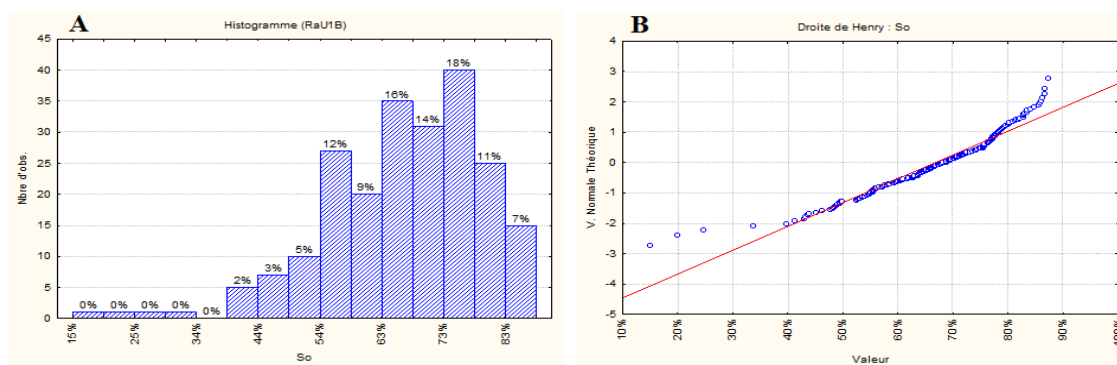


Fig. 65: (A) Histogramme des fréquences relative et (B) Graphe de la probabilité des saturations de l'unité RaU1B.

11) Unités RaU1A

a) Porosité (\emptyset)

L'histogramme de la fréquence relative (A) et le graphe de la probabilité (B) de la porosité de l'unité RaU1A montre l'existence de trois populations, qui ils sont : (1) les observations avec une porosité de 0.0001 à 5% représentent 9.27%, ce sont des porosités faibles. (2) les observations avec une porosité de 5 à 8.5% représentent 70.10%, ce sont des porosités médiocres. (3) Les observations avec une porosité de 8.5 à 10% représentent 20.63%, ce sont des porosités médiocres.

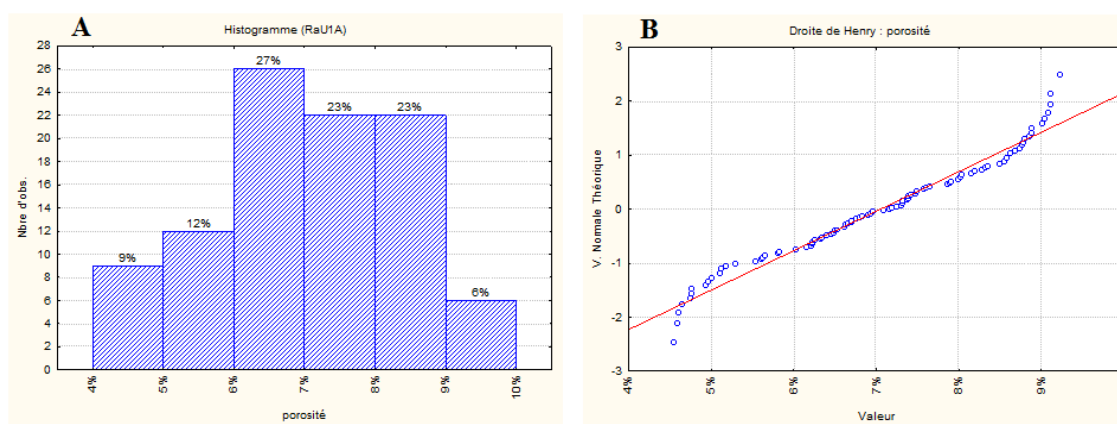


Fig. 67: (A) Histogramme des fréquences relative et (B) Graphe de la probabilité des porosités de l'unité RaU1A.

b) Perméabilité (K)

L'histogramme de la fréquence relative (A) et le graphe de la probabilité (B) de la perméabilité de l'unité RaU1A montre l'existence de deux populations, qui ils sont : (1) les observations avec une perméabilité de 0.0001 à 8mD représentent 15.46%, ce sont des perméabilités très faibles à faible. (2) les observations avec une perméabilité de 8 à 80mD représentent 84.54%, ce sont des perméabilités faibles à moyenne.

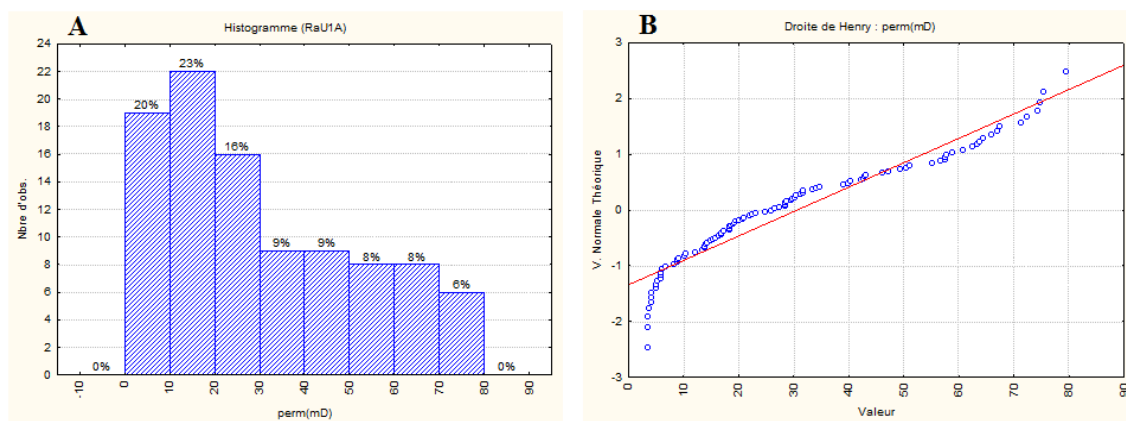


Fig. 68: (A) Histogramme des fréquences relative et (B) Graphe de la probabilité des perméabilités de l'unité RaU1A.

c) Saturation (S_o)

L'histogramme de la fréquence relative (A) et le graphe de la probabilité (B) de la saturation de l'unité RaU1A montre l'existence d'une seule population, qui ils sont : les observations avec une saturation de 0 à 80% représentent 100%.

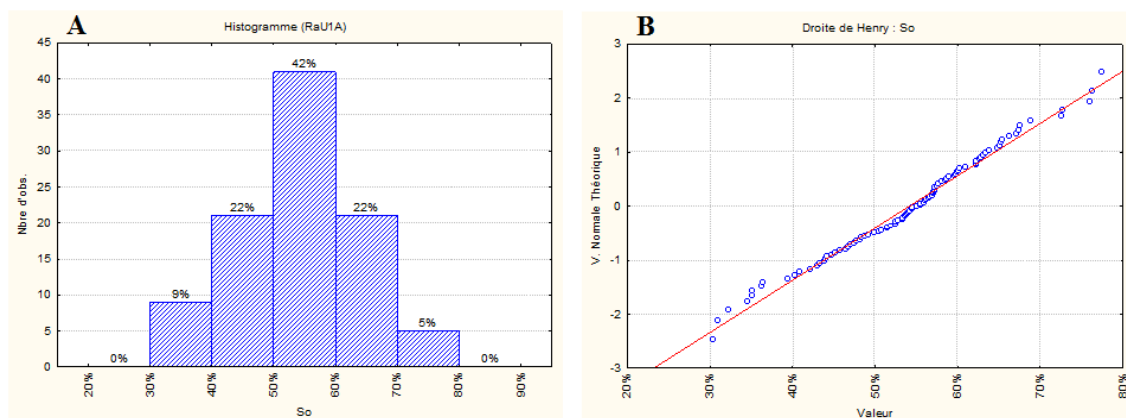


Fig. 69: (A) Histogramme des fréquences relative et (B) Graphe de la probabilité des saturations de l'unité RaU1A.