

UNIVERSITE KASDI MERBAH – OUARGLA

**FACULTÉ DES HYDROCARBURES, DES ÉNERGIES
RENOUVELABLES ET DES SCIENCES DE LA TERRE
ET DE L'UNIVERS**

**DEPARTEMENT DES SCIENCES DE LA TERRE ET DE
L'UNIVERS**



**Mémoire de Master Académique
Domaine : Sciences de la Terre et de l'Univers
Filière : Géologie
Spécialité : Géologie Pétrolière**

THEME

**Apports de l'analyse statistique et de l'intelligence artificielle pour
prédiction de la perméabilité des réservoirs hétérogènes : cas du
réservoir Cambro-ordovicien (zone 17), Hassi Messaoud, Algérie.**

Présenté par :
Mahcene Hani
Mabedi Ala Eddine
Ilyas Hadj Brahim

Soutenu le : 21/06/2021

Devant le jury :

| | | |
|-----------------------|--------------------------|-----------------------|
| Président : | Dr. HAMMAD Nabila | M. C. B Univ. Ouargla |
| Promoteur : | Dr. KECHICHED Rabah | M. C. A Univ. Ouargla |
| Co-promoteur : | Dr. AMEUR-ZAIMECHE Ouafi | M. C. B Univ. Ouargla |
| Examineur : | Dr. SAHRI Liela | M. C. B Univ. Ouargla |

Année Universitaire : 2021/2020

Dédicaces

A mes chers parents

A vous maman « Mounira » et papa « Abde elazzize » sources de tendresse, de volonté et de patience, mes yeux à travers lesquels j'ai vu et je vois le monde. Je vous dédie ce travail en espérant que vous trouvez ici ma reconnaissance éternelle et ma profonde gratitude, mon grand respect et amour.

Je vous remercie d'être toujours à mes côtés de me soutenir, m'aimer, me protéger et pour tout ce que vous avez fait pour moi. Les mots s'épuisent mais ma reconnaissance ne se limitera jamais.

A mes chers frères

Adnane, Mahdi, Abdelhamid et Ilyes.

A mes proches amis

Chacune avec son nome

Je dédie ce travail aussi à ma future femme

A mes collègues de la promotion Géologie pétrolière 2021/2016. A tous ceux que j'aime

Un témoignage de gratitude et de sincères affections Que Dieu vous récompense

Hani Mahcene

Dédicace

*C'est tout plein de joie que je dédie ce travail à
mes très chers parents « **Hadjou** » et « **Nanna** » et je les remercie pour leur
soutien et encouragement durant ma période d'étude
Je le dédie également à mes très chers frères **Omar, Mohammed, Islam,**
Salah, Anas et mes
sœurs **Fatima** et **Aicha**. et à tous les membres de ma famille*

*Comme je le dédie à mon binôme **Hani,**
Ala Eddine et leurs familles.
Je dédie ce travail aussi à ma future femme
« **Imane** »
Incha-alah*

*Et mes amis de filière de géologie promo 2021/2016 avec qui j'ai
partagé les meilleurs moments de ma vie
d'étude.
Et leurs familles.
Aussi à tous les enseignants de l'université de
Ouargla surtout les enseignants de département
de la Géologie.*

Ilyes Hadj Brahim

Dédicace

*C'est tout plein de joie que je dédie ce travail à
mes très chers parents « **Mebarek** » et « **Hayat** » et je les remercie pour leur
soutien et encouragement durant ma période d'étude
Je le dédie également à mes très chers frères **Diaa eddine** et ma
et à tous les membres de ma famille*

*Comme je le dédie à mon binôme **Hani**,
ibyes et leurs familles.*

Je dédie ce travail aussi à ma future femme

*Et mes amis de filière de géologie promo 2016/2017 avec qui j'ai
partagé les meilleurs moments de ma vie
d'étude.*

Et leurs familles.

*Aussi à tous les enseignants de l'université de
Ouargla surtout les enseignants de département
de la Géologie.*

Mabedi Ala Eddine

REMERCIEMENTS

*Nous voudrions remercier, en premier **ALLAH** le tout puissant de m'avoir donné la puissance et la force nécessaire pour achever ce travail.*

*Nous gratitude et nos vifs remerciements vont directement à mon encadreur **Dr. RABAH KECHICHED** pour nous avoir proposé ce sujet, et pour le suivi de travail de près avec sa rigueur scientifique exceptionnelle, ses conseils qui ont permis de mener à bien ce travail.*

*Nous tenons à remercier, **Dr. AMEUR-ZAIMECHE Ouafi**, notre Co-promoteur, pour ses orientations enrichissantes, son soutien permanent et ses encouragements.*

*Nos remerciements vont au jury de soutenance qui ont accepté de jury ce travail, **Dr HAMMAD Nabila** pour l'honneur de présider le jury et **Dr SAHRI Liela** pour avoir accepté d'examiner ce travail*

*Nous voudrions remercier, à travers ce mémoire, **M. Satouh Adel**, Responsable de la filière géologie pétrolière pour les orientations précieuses, pour son soutien permanent depuis le début de ce mémoire jusqu'à la fin.*

Nous voudrions présenter notre gratitude à nos enseignants de département de sciences de la terre et à toute personne ayant contribué à cette formation.

Résumé

Dans cette étude, la zone 17 du champ pétrolier de Hassi Messaoud (Sud algérien) a fait l'objet de cette étude statistique et de l'intelligence artificielle afin de caractériser le réservoir et de prédire la perméabilité dans les drains sur la base des données diagraphiques. La caractérisation statistique a été effectuée sur 1668 échantillons, représentent 6 sondages. L'analyse de données été effectuée à l'aide des méthodes statistiques monovariées, bivariées, multivariées (analyse en composantes principales (ACP) et analyse factoriel discriminant (AFD)). Les résultats obtenus ont montré une distribution hétérogènes de l'ensemble des paramètres pétrophysiques comme de la perméabilité dans les drains de ce réservoir. L'application des techniques de l'intelligence artificielle (l'algorithme génétique combinée avec la régression linéaire multiple, SVM support vector machine et ANN les réseaux neurones) a été faite sur le drain D5 séparément à titre d'exemple. La méthodologie de réseau neurones avec « la topologie 4-10-1 » s'est avérée efficace pour la prédiction de la perméabilité du drain 5 du réservoir cambrien de la zone 17 par rapport aux AG-RLM et SVM ($R^2 = 0,8573$). Les outils de machine Learning présentent un outil très performant pour le gain de temps et d'argent et encore peut résoudre les problèmes complexes tels que la prédiction de la perméabilité dans les réservoirs compactés et hétérogènes.

Mots-Clés : Cambrien, perméabilité, statistique, ACP, AFD, Réservoir hétérogène. Intelligence artificielle.

Abstract

In this study, the zone 17 of the Hassi Messaoud oil field (southern Algeria) was the subject of this statistical and artificial intelligence study in order to characterize the reservoir and predict the permeability in the drains on the basis of the logging data. The statistical characterization was carried out on 1668 samples, representing 6 drill holes. Data analysis was performed using monivariate, bivariate, multivariate, Principal Component Analysis (PCA) and Factorial Discriminate Analysis (FDA). The obtained results showed a heterogeneous distribution of all the petrophysical parameters such as the permeability in the drains of this reservoir. The application of artificial intelligence techniques (the genetic algorithm combined with multiple linear regression, SVM support vector machine and ANN the neuron networks) has been done on the D5 drain separately as an example showing performance $R^2 = 0.8573$. Machine Learning techniques present a very powerful tool for saving time and money, because can solve complex problems such as prediction of permeability in compacted and heterogeneous reservoirs.

Keywords : Cambrian, permeability, statistics, ACP, AFD, Heterogeneous reservoir, Artificial intelligence

ملخص

في هذه الدراسة، كانت المنطقة 17 من حقل نفط حاسي مسعود (جنوب الجزائر) موضوع هذه الدراسة الإحصائية والذكاء الاصطناعي من أجل تحديد خصائص المكنم والتنبؤ بالنفذية في طبقات الخزان بالاعتماد على التسجيلات الجيوفيزيائية. تم إجراء الدراسة الإحصائية على 1668 عينة الممثلة ل 6 ابار. تم إجراء تحليل البيانات باستخدام الأساليب الإحصائية أحادية المتغير وثنائية المتغير ومتعددة المتغيرات والمكونات الرئيسية (PCA) وتحليل العوامل التمييزية (DFA). أظهرت النتائج التي تم الحصول عليها توزيعًا غير متجانس لجميع المتغيرات البتروفيزيائية مثل النفذية في طبقات هذا الخزان. تم تطبيق تقنيات الذكاء الاصطناعي (الخوارزمية الجينية مع الانحدار الخطي المتعدد وآلة متجه دعم SVM والشبكات العصبونية الاصطناعية) على الطبقة D5 بشكل منفصل كمثال مع ترابط $R^2 = 0.857$. تمثل أدوات التعلم الآلي آلية قوية للغاية لتوفير الوقت والمال حيث يمكنها حل المشكلات المعقدة مثل التنبؤ بالنفذية في الخزانات المتماسكة وغير المتجانسة.

كلمات المفتاح: الكمبري، النفذية، والاحصاءات، (AFD)، (ACP) مكنم غير متجانس، الذكاء

LISTES DES FIGURES

| | |
|---|----|
| figure 1: situation géographique du champ de hassi messaoud (wec 2007). | 4 |
| figure 2 : contexte géologique du champ de hassi messaoud (wec 2007). | 5 |
| figure 3: colonne lithostratigraphique du champ de hassi messaoud (sonatrach /pd, 2005). | 8 |
| figure 5: découpage en drain du cambrien de hassi messaoud (document sonatrach, 2005). | 18 |
| figure 6: subdivision des réservoirs cambrien et cambro –ordoviciens (in aggoun, 2011). | 22 |
| figure 7: carte de la situation de la zone 17 (sonatrach dp hassi messaoud, 2005). | 23 |
| figure 8 : colonne stratigraphique type du zone 17 champ de hassi messaoud (in lekhoua and rekabi, 2012). | 27 |
| figure 9 : représentation géométrique des données : a) - point-lignes r^p et b) point variables r^n | 36 |
| figure 10 : représentation géométrique d’inertie des points x_i ($i=1$ a n) par rapport au point p | 37 |
| figure 11 : représentation d’un nuage de points et les principaux axes d’allongement (axes factoriels). | 38 |
| figure 12 : représentation des facteurs de charge d’une acp normée. | 39 |
| figure 13 : structure de neurone biologique (daouzli, 2009). | 42 |
| figure 14 : structure d’un neurone formel (medjedoub and bellabbas, 2019). | 43 |
| figure 15 : neurone artificiel (arbib, 1995). | 44 |
| figure 16 : classification les réseaux les plus utilisés selon leurs architecture (medjedoub and bellabbas, 2019). | 46 |
| figure 17 : schéma de fonctionnement de l’apprentissage supervisé (aliouane leila, 2013). | 47 |
| figure 18 : principe d’apprentissage non supervisé (aliouane leila, 2013). | 48 |
| figure 19 : schéma du support de vecteur | 49 |

| | |
|--|----|
| figure 20 : schema d'un algorithme genetique simple (le hoai minh, 2007) | 50 |
| figure 21 : cercle de correlations de l'acp sur l'ensemble de donnees..... | 59 |
| figure 22 : analyse factoriel discriminante de puits md 356. | 61 |
| figure 23 : les barycentres de l'afd du puits md 356..... | 61 |
| figure 24 : analyse factoriel discriminante de puits md 366. | 62 |
| figure 25 : les barycentres de l'afd du puits md 366..... | 63 |
| figure 26 : analyse factoriel discriminante de puits md-368..... | 64 |
| figure 27 : les barycentres de l'afd du puits md 368..... | 65 |
| figure 28 : analyse factoriel discriminante de puits md 423. | 66 |
| figure 29 : les barycentres de l'afd du puits md 423..... | 66 |
| figure 30 : analyse factoriel discriminante de puits md 441..... | 68 |
| figure 31: les barycentres de l'afd du puits md 441..... | 68 |
| figure 32 : analyse factoriel discriminante de puits md 444. | 69 |
| figure 33 : les barycentres de l'afd du puits md 444..... | 70 |
| figure 34 : cercle de correlations de l'acp sur les donnees du d5 | 72 |
| figure 35 : comparaison entre la permeabilite reelle et la permeabilite calculee par ag-rlm..... | 74 |
| figure 36 : comparaison entre la permeabilite reelle et la permeabilite calculee par ag-rlm (cas des donnees transformees en log en log k). | 76 |
| figure 37 : comparaison entre la permeabilite reelle et la permeabilite calculee par svm..... | 77 |
| figure 38 : comparaison entre la permeabilite reelle et la permeabilite calculee par ann..... | 78 |
| figure 39 : comparaison entre la permeabilite stimulee avec ag-rlm, ann et svm..... | 79 |
| figure 40 : comparaison entre la permeabilite carotte et la permeabilite simulee par les differentes techniques de l'intelligence artificielle. | 79 |
| figure 41 : <i>rayonnement</i> a fort pouvoir de penetration (hamadas et chekkai, 2013) ... | 90 |

| | |
|--|----|
| figure 42 : schema de principe de la sonde neutron (universite de lausanne)..... | 91 |
| figure 43 : schema du principe de l'outil bhc (belarbi et nehar, 2017)..... | 93 |
| figure 44 : les diagraphies de resistivite dans des profondeurs (hamadas et chekkai, 2013) | 94 |
| figure 45 : schema de principe de l'outil de mesure des variations du diametre du trou de forage (caliper) (ihadjane et zenia, 2016) | 95 |

LISTES DES TEBLEAUX

| | |
|---|----|
| tableau 1 : forages carottant utilisees (zone-17 du champ hassi messaoud). | 24 |
| tableau 2 : exemple de donnees sur les parametres petrophysique | 36 |
| tableau 3 : exemple de facteurs de charge | 39 |
| tableau 4 : analogie entre le neurone biologique et le neurone formel (el mahdi berkani, 2011). | 42 |
| tableau 5 : statistiques de porosite, permeabilite et des donnees de diagraphies de reservoir cambrien r1 de la zone 17. | 56 |
| tableau 6 : matrice de correlation de la porosite (ϕ) et la permeabilite (k) et quelque diagraphie de reservoir cambrien r1 de la zone 17. | 57 |
| tableau 7 : resultats de l'acp - poids factoriel sur les parametres petrophysiques zone-17..... | 58 |
| tableau 8 : resultats de l'afd - poids factoriel sur les drains de puits 356 | 60 |
| tableau 9 : resultats de l'afd - poids factoriel sur les drains de puits 366. | 62 |
| tableau 10 : resultats de l'afd - poids factoriel sur les drains de puits 368. | 64 |
| tableau 11 : resultats de l'afd - poids factoriel sur les drains de puits 423. | 66 |
| tableau 12 : resultats de l'afd - poids factoriel sur les drains de puits 441. | 67 |
| tableau 13 : resultats de l'afd - poids factoriel sur les drains de puits 444. | 69 |
| tableau 14 : traitement statistique des donnees du d5 | 71 |
| tableau 15 : matrice de correlation de la porosite (ϕ) et la permeabilite (k) avec les donnees diagraphiques du drain d5 (les correlations en gras sont les correlations significatives pour un niveau de confiance 95%). | 72 |
| tableau 16 : resultats de l'acp - poids factoriel sur les parametres petrophysiques d5 | 72 |
| tableau 17 : resultat de ag-rlm..... | 73 |
| tableau 18 : les performances de ag-rlm. | 74 |
| tableau 19 : resultat de la genetique algorithme (selection des variables) sur les donnees transformes par la fonction log. | 75 |
| tableau 20 : les performances de ag-rlm sur les donnees transformees. | 75 |

| | |
|--|----|
| tableau 21 : comparaison entre les performances de ar-rlm dans les deux cas precedents. | 76 |
| tableau 22 : les performances de svm. | 77 |
| tableau 23 : les performances de la methode ann. | 78 |
| tableau 24 : comparaison entre les performances ag-rlm, ann et svm | 79 |

SOMMAIRE

| | |
|--|------------|
| RESUME | I |
| ABSTRACT..... | II |
| ملخص..... | III |
| LISTES DES FIGURES | IV |
| LISTES DES TEBLEAUX..... | VII |
| SOMMAIRE..... | I |
| INTRODUCTION GENERALE | 2 |
| 1. SITUATION GEOGRAPHIQUE..... | 4 |
| 2. SITUATION GEOLOGIQUE | 5 |
| 3. HISTORIQUE DE RECHERCHE | 6 |
| 4. GEOLOGIE REGIONALE | 7 |
| 4.1 STRATIGRAPHIE..... | 7 |
| 4.1.1 Paléozoïque..... | 7 |
| 4.1.2 Mésozoïque..... | 10 |
| 4.1.3 Cénozoïque | 13 |
| 5. LE CADRE STRUCTURALE ET REGIONAL | 13 |
| 6. SYSTEME PETROLIER DU CHAMP DE HASSI MESSAOUD..... | 14 |
| 6.1 ROCHE MERE | 14 |
| 6.2 ROCHE RESERVOIR | 15 |
| 6.3 ROCHE COUVERTURES | 15 |
| 6.4 MIGRATION DES HYDROCARBURES..... | 16 |
| 6.5 PIEGES..... | 16 |
| 7. SUBDIVISIONS DU RESERVOIR DE HASSI MESSAOUD | 17 |
| 7.1 SUBDIVISION SEDIMENTOLOGIQUE | 19 |
| 7.2 SUBDIVISION PETROPHYSIQUE | 19 |
| 7.3 SUBDIVISION DIAGRAPHIQUE..... | 20 |
| 8. GEOLOGIE LOCALE DE LA ZONE 17 | 22 |
| 8.1 SITUATION DE LA ZONE 17..... | 22 |
| 8.2 HISTORIQUE DES TRAVAUX DE FORAGES DANS LA ZONE 17..... | 23 |
| 8.3 STRATIGRAPHIE ET TECTONIQUE LOCALE DE LA ZONE 17 | 24 |
| 8.4 RESERVOIR DE LA ZONE 17 | 28 |
| 8.4.1 Subdivision du réservoir | 28 |
| 8.4.2 Description des drains du réservoir cambrien de zone-17..... | 28 |
| CONCLUSION..... | 30 |
| 1. DONNEES ET MATERIEL..... | 34 |
| 1.1 NOTIONS SUR LES PARAMETRES PETROPHYSIQUES | 34 |
| 1.2 NOTIONS SUR LES DIAGRAPHIES | 34 |

| | |
|--|----|
| 2.METHODES UTILISEES | 34 |
| 2.1 METHODES STATISTIQUES | 34 |
| 2.1.1 Analyse de données monovarié | 34 |
| 2.1.2 Analyse de données bivarié | 35 |
| 2.1.3 Analyse multivariée : | 35 |
| 2.2 GENERALISTES SUR LES TECHNIQUES DE L'ARTIFICIEL INTELLIGENCE | 40 |
| 2.2.1 LES RESEAUX NEURONES ANN | 40 |
| 2.2.2 Généralistes sur le support vector machine : | 48 |
| 2.2.3 ALGORITHMES GENETIQUES | 49 |
| 2.2.4 CRITÈRES DE VALIDATION | 51 |
| 3. LOGICIELS UTILISES..... | 52 |
| EXCEL : | 52 |
| STATISTICA 8 : | 52 |
| MATLAB : | 52 |
| LOGICIEL XLSTAT : | 52 |
| 1. PRESENTATION ET ANALYSE DES DONNEES | 56 |
| 1.1 ANALYSE MONOVARIE (STATIQUE ELEMENTAIRE)..... | 56 |
| 1.2 ANALYSE MULTIVARIEE ANALYSE EN COMPOSANTE PRINCIPALES NORMEES (ACP) | 57 |
| a) Diagonalisation Calcul des facteurs de charges et tracé des cercles de corrélation..... | 58 |
| b) Interprétation des résultats de L'ACP..... | 58 |
| 2. ÉTUDE DE LA DISTRIBUTION DES DONNEES PARAMETRES PETROPHYSIQUES | 59 |
| 2.1 ANALYSE FACTORIELLE DISCRIMINANTE (AFD) | 59 |
| a) Puits MD 356 : | 60 |
| b) Puits MD 366 | 61 |
| c) Puits MD 368..... | 63 |
| d) Puits MD 423 : | 65 |
| e) Puits MD 441 : | 67 |
| f) Puits MD 444 : | 68 |
| 3. ÉTUDE STATISTIQUE DE DRAIN 5 | 70 |
| 3.1 ANALYSE EN COMPOSANTES PRINCIPALES ACP | 71 |
| 4. PREDICTION DE LA PERMEABILITE PAR DES DIFFERENTES TECHNIQUES DE L'INTELLIGENCE ARTIFICIELLE « CAS D'ETUDE D5 » .. | 73 |
| 4.1 APPLICATION DE LA GENETIQUE ALGORITHME (SELECTION DES VARIABLES) SUR LES DONNEES BRUTES | 73 |
| 4.2 APPLICATION DE LA GENETIQUE ALGORITHME (SELECTION DES VARIABLES) SUR LES DONNEES TRANSFORMES PAR LA FONCTION LOG..... | 75 |
| 4.3 COMPARAISON ENTRE LES PERFORMANCES DE LA METHODE AR-RLM APPLIQUE SUR LES DONNEES BRUT ET LES DONNEES TRAITEES | 76 |
| 4.5 APPLICATION DE SUPPORT VECTOR MACHINE (SVM)..... | 77 |
| 4.6 APPLICATION DES RESEAUX DE NEURONES ARTIFICIELS (ANN) | 77 |
| 4.7 COMPARAISON ENTRE AG-RLM, ANN ET SVM | 78 |
| CONCLUSION..... | 80 |
| CONCLUSION GENERALE..... | 81 |

| | |
|---|----|
| 1. LES PARAMETRES PETROPHYSIQUES | 87 |
| A) LA POROSITE..... | 87 |
| a) -1 Méthode de mesure de porosité : | 87 |
| B) LA PERMEABILITE | 88 |
| b) -1 Méthode de mesure la perméabilité | 88 |
| C) SATURATION..... | 89 |
| D)LA RESISTIVITE..... | 89 |
| E) VOLUME D'ARGILES (VSH) | 89 |
| 2. LES TECHNIQUES DE DIAGRAPHIES | 90 |
| 2.1 DIAGRAPHIES NUCLEAIRES | 90 |
| 2.2 DIAGRAPHIES DES NEUTRONS | 91 |
| 2.3 LES DIAGRAPHIES SONIQUES..... | 92 |
| 2.4 LES DIAGRAPHIES ELECTRIQUES | 93 |
| 2.5 LES DIAGRAPHIES AUXILIAIRES | 94 |
| BIBLIOGRAPHIE..... | 96 |

Liste des abréviations

la porosité : \emptyset

le calipaire : **CALI**

la grand normal : **ILD.DIL**

la petit normal : **ILM.DIL**

le Neutron : **NPHI**

la densité apparente : **RHOB**

le gamma ray : **GR**

la perméabilité : **K**

INTRDUCTION

INTRODUCTION GENERALE

Le gisement de Hassi Messaoud est l'un des plus grands gisements d'hydrocarbure du monde situé à 650 km sud-est du capital Alger et 80 km à l'est de la ville Ouargla. Sa superficie est de l'ordre de 4200 km². Ce champ a été découvert par le forage MD1 en 1956. Depuis, ce champ a connu une activité importante en termes d'exploration. Cette activité a permis d'identifier d'importantes ressources en hydrocarbures. La caractérisation des réservoirs nécessite des mesures directes sur les carottes et des analyses au laboratoire mais à cause des problèmes géologiques ou techniques la carotte n'est pas toujours disponible ou manquante à cause des problèmes de récupération.

Le réservoir du cambrien de la zone-17 spécifiquement, le cambrien moyen à supérieur R1 est caractérisé par une forte hétérogénéité comme il a été souligné dans plusieurs travaux, de la Société nationale des hydrocarbures – Sonatrach. C'est la raison pour laquelle, la caractérisation et la modélisation des réservoirs demeurent difficiles. D'autant plus, la prédiction des paramètres pétrophysiques est aussi difficile pour cette raison.

Cette étude vise à utiliser des données diagaphiques qui sont souvent disponibles à tous les puits, pour la prédiction des paramètres pétrophysiques en appliquant des méthodes statistiques et des techniques de l'intelligence artificielle dans les réservoirs hétérogènes. Il s'agit de proposer un modèle pour la prédiction de la perméabilité basée sur des techniques de l'intelligence artificielle et les résultats de la caractérisation statiques. Pour cela, une étude statistique de toutes les données, va être faite puis par drains séparément (cas d'étude drain 5 du réservoir cambro-ordovicien du zone-17) afin d'évaluer la fiabilité des résultats. Pour arriver à cet objectif, Notre travail sera articulé sur la méthodologie suivante :

- ◆ L'étude géologique régionale.
- ◆ L'analyse de données à l'aide des méthodes statistiques monovarié, bivarié, multivarié, analyse en composantes principales ACP et l'analyse factoriel discriminantes AFD, pour la caractérisation pétrophysique de chaque puits et voire l'homogénéité ou l'hétérogénéité des données pétrophysiques.
- ◆ L'application de trois méthodes de l'intelligence artificielle à savoir l'algorithme génétique combinée avec la régression linéaire multiple, support vector machine et les réseaux neurones pour la prédiction de la perméabilité.
- ◆ Comparaison entre les performances de chaque méthode et ressortir la meilleure technique pour ce type de réservoir hétérogène.

CHAPITRE I :
GEOLOGIE REGIONALE ET
LOCALE

1. SITUATION GEOGRAPHIQUE

Le champ pétrolifère de Hassi Messaoud est le plus grand gisement d'hydrocarbures d'Algérie. Il contribue à plus de 50% de la production totale de l'Algérie. Il est situé à 650 kilomètres au sud-est de la capitale Alger, à 350 kilomètres de la frontière tunisienne et à 80 kilomètres à l'est d'Ouargla. Le champ pétrolifère de Hassi Messaoud couvre une superficie d'environ 4 200 kilomètres carrés et a été attribué à SN REPAL et CFP (Fig.1).

Ses coordonnées Lambert est :

- X : 790.000 à 840.000 Est ;
- Y : 110.000 à 150.000 Nord.

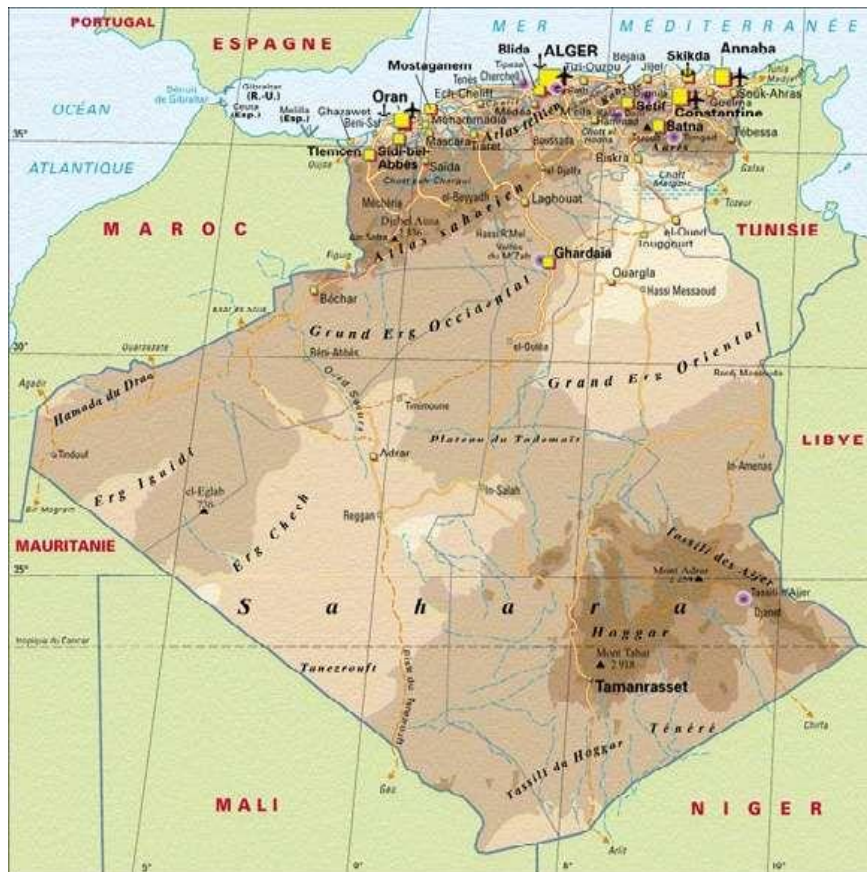


Figure 1: situation géographique du champ de Hassi Messaoud (Wec 2007).

2. SITUATION GEOLOGIQUE

Le champ de Hassi Messaoud est situé dans la partie centrale de la province triasique. Il s'agit de l'extension dorsale d'Ameguid el Biod sur plus de 800 km de long, le môle de Hassi Messaoud est le résultat d'une histoire paléo tectonique assez compliquée (Fig. 2).

Géologiquement est limité par :

- A l'Ouest par la dépression d'Oued Mya.
- Au Sud par le môle d'Amguid El Biod.
- Au Nord par la structure Djammâa-Tougourt.
- A l'Est par les hauts fonds de Dahar, Rhourde El Baguel et la dépression de Ghadamès.

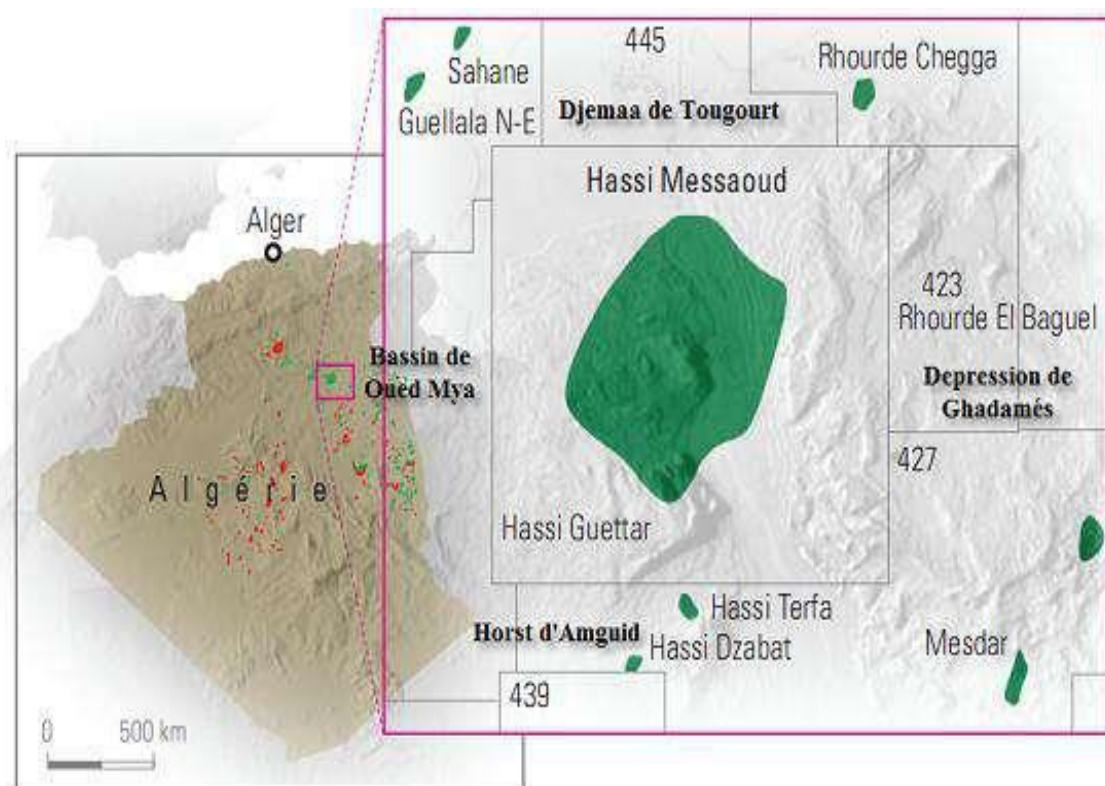


Figure 2 : contexte géologique du champ de Hassi Messaoud (Wec 2007).

3. HISTORIQUE DE RECHERCHE

Le gisement a été découvert par deux sociétés indépendantes ; CFP (OM, ON) dans la partie nord du champ pétrolifère et SN.Répal dans la partie sud du champ pétrolifère Hassi Messaoud.

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 CFP de déposer leurs premières demandes de permis de recherche.

Le champ de Hassi-Messaoud a été découvert le 16 Janvier 1956 par la SN.Répal qui a amorcé le premier forage (MD1), implanté à la suite d'une campagne sismique réflexion.

Le 15 Janvier de la même année, ce forage découvrit les grès du cambrien productif d'huile à 3338m de profondeur.

En Mai 1957, à 7 Kms au Nord-ouest de MD1, la CFP confirmait 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 (2) des connaissances structurales et tectonique du champ était nécessaire. La seule approche possible, passait en premier par la valorisation de quelques 8.200m du carotte mécanique antérieurement prélevées, disponible à Hassi-Messaoud, par la recherche << d'indicateurs de tectonicité >> et leur signification. Il importait d'étayer l'interprétation géologique sur le champ par comparaison rigoureuse des phénomènes tectonique de surface et la subsurface.

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 tonne en 1970.

Après la nationalisation des hydrocarbures le 24 février 1971, les forages n'ont cessé de se multiplier pour atteindre en 1977 une moyenne de 34 puits par année.

Le puits MDZ-453 est le premier forage horizontal réalisé en août 1993 à Hassi-Messaoud. Depuis cette date, le forage horizontal s'est considérablement développé et on en comptait 39 puits en 2001. (Yahiaoui, 2010).

4. GEOLOGIE REGIONALE

4.1 Stratigraphie

La série stratigraphique de Hassi Messaoud est incomplète, caractérisé par le manque des termes paléozoïque en effet la période hercynienne tardive a particulièrement érodé le centre de la structure. Les premiers sédiments mésozoïques (les grés-argileux et le salifère du trias), reposent en discordance sur les différents sédiments de cambro-ordovicien. La série stratigraphique est plus complète autour du champ pétrolifère (Beicip et Franlab, 1979).

A partir des travaux géologiques réalisés dans le champ du Hassi Messaoud, nous pouvons conclure que les séries stratigraphiques de Hassi Messaoud sont comme suivants (Fig. 3) :

4.1.1 Paléozoïque

Via la discordance panafricaine, les formations paléozoïques se trouvaient en discordance sur le socle, de la base vers le haut en distinguant :

❖ Le socle

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

| 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 | |
| | | MALM | | 226 | Argiles et marnes intercalées de calcaires; dolomie et grès | |
| | JURASSIQUE | DOGGER | 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 | Alternance de sel d'anhydrite et de dolomie | |
| | | 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 | | | |

Figure 3: colonne lithostratigraphique du champ de Hassi Messaoud (sonatrach /PD, 2005).

❖ **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 formé de grès argileux rouge.

❖ **Cambrien**

Il est essentiellement formé de grès hétérogènes, fins à très grossiers entrecoupés de passées de siltstones argilo-micacés. Il est formé de trois termes. On rencontre de bas en haut :

Lithozone R3 : Son épaisseur moyenne est de 370 mètres. Elle se forme de grès, feldspathiques et micacés à grains moyens à très grossiers conglomératiques à la base, à ciment argileux abondant, avec des passées de grès ferrugineux et d'argile silteuse.

Lithozone R2 : (Épaisseur moyenne 100m) constitué de grès, moyens à grossiers, anisométriques, à ciment argileux abondant, caractérisé par de nombreuses intercalation millimétrique d'illite.

Lithozone R1 : est constitué de deux sous lithozones, du bas en haut, on trouve :

- **Lithozone Ra** : (épaisseur moyenne est de 125 mètres). Elle se forme de grès à grès quartzites anisométriques moyens à grossiers, à ciment argileux et siliceux, possédant de nombreuses passées de silts centimétriques et décimétriques. Les stratifications sont souvent obliques à entrecroisées, parfois horizontales. Les Tigillites sont trouvés dans la partie supérieure de la série. L'ensemble du Ra a été érodé au centre du champ.
- **Lithozone Ri** : (épaisseur moyenne est de 42 mètres). Le passage entre le Cambrien et l'Ordovicien n'est pas net, c'est pourquoi on peut distinguer une zone de passage appelée " cambro-ordovicien ". La transition est brutale puisqu'on passe à des grès bien classés. Il se compose de grès quartzitiques isométriques fins bien classés glauconieux, à ciment argileux et siliceux, avec présence abondante de Tigillites.

❖ Ordovicien

Il est formé à l'échelle régionale de plusieurs formations. Celles rencontrées à Hassi-Messaoud sont :

- Zone des alternances : avec une épaisseur moyenne de 20m Marquée par de nombreuses passées d'argiles indurées, alternant avec des bancs de quartzites fins isométriques. Les Tigillites y sont abondantes.

- Les argiles d'El-Gassi : avec une épaisseur moyenne de 50m se sont des argiles silteuses indurées de couleur noir ou verte carbonaté ou glauconieuse.

- Les grès d'el-Atchane : 12 à 25 m d'épaisseur ce sont des grès de couleur grise, beige à grise sombre, à ciment argileux parfois bitumineux.

- Les quartzites de Hamra : avec une épaisseur moyenne 75m Ce sont des quartzites fins, compacts, parfois fissurés. (Belahmeur et Retmi 2002).

4.1.2 Mésozoïque

➤ Trias

Repose en discordance sur le Cambrien, au centre et sur l'Ordovicien vers les flancs de la structure. C'est un faciès très varié résultant de la transgression. Un caractère laguno- marin caractérise ce faciès. Le trias est accompagné par des coulées éruptives. Généralement, le trias est subdivisé en trois (3) unités, du bas en haut, on trouve :

- Trias gréseux : Il formé le premier remplissage du relief paléozoïque et se subdivise en plusieurs unités qui diffèrent les unes des autres par leur lithologie et leur réponse diagraphique. Il est accompagné par des coulées éruptives. Son épaisseur varie de 0 à 75 m.

- Trias argileux : Il est formé d'argiles plus au moins silteuses, brun rouge à bariolés, dolomitiques et anhydritiques avec des intercalations de banc de sel au sommet, son épaisseur moyenne est de 113 m.

- Trias salifère : Il est formé de bancs de sel massif présentant au sommet des intercalations d'anhydrite et des bancs d'argile légèrement silteuse et dolomitique, son épaisseur moyenne est de 340 m.

- Trias salifère S₃ (TS₃) : C'est une alternance d'argiles gris sombre, moyennement dures, avec des niveaux de sel massif jaunâtre à rosâtre, parfois translucide. Il a une épaisseur moyenne de 200 m.

- Trias salifère S₂ (TS₂) : C'est une succession d'argiles grises brunes, tendres avec des bancs de sel massif translucide.

- Le Trias salifère S₁ (TS₁) : D'une épaisseur de 46 m, il est formé par une argile grise verte parfois rougeâtre, tendre, intercalée de bancs d'anhydrite moyennement dure, microcristalline et de sel massif translucide.

➤ **Roch éruptive du trias**

Il se situent approximativement entre la discordance hercynienne et le mur triasique argilo-gréseux, l'éruption apparaît rarement dans la Lithozone Ra. Il est difficile de prévoir sa rencontre dans le sud-ouest et l'ouest de la région, la nature de l'épaisseur varie entre 0 et 90 m. au cours de son existence le potentiel du réservoir diminuera.

➤ **Jurassique**

Avec une épaisseur moyenne de 844m. est un ensemble de argilo-gréseux à intercalations de calcaires au sommet (Malm) et des faciès lagunaires et marins alternées à la base (Dogger et Lias).

- **Lias** : avec une épaisseur moyenne de 300m, constitué de cinq niveaux, bien distincts s'intercalant entre eux tout l'épaisseur, le passage du trias au lias caractérisé par une zone de marne dolomitique connue sous le terme de l'horizon B qui est un repère sismique.
- **Dogger** : avec une épaisseur moyenne de 320m. le Dogger est subdivisé en deux (2) formations, le Dogger argileux au sommet et le Dogger lagunaire à la base.

- **Malm** : avec une épaisseur moyenne de 225m, il est caractérisé par les dépôts d'argile et de marne avec des intercalations des bancs de calcaire et dolomie accompagnées de quelques traces d'anhydrite.

➤ **Crétacé**

Avec épaisseur moyenne de 1620m. Il est constitué de sept étages, de la base au sommet on distingue :

- **Néocomien**

Il formé de deux niveaux, à la base un terme gréseux constitués de grès et de quelques passées d'argiles avec des passées de grès, au sommet des argiles avec nombreuses intercalations de calcaire et de dolomie.

- **Barrémien**

L'épaisseur moyenne est de 280 m, il est constitué de grés fins à grés fins carbonatée à plages d'anhydrite, alternant avec des niveaux d'argile gréseux et dolomitique.

- **Aptien**

L'épaisseur est de 25 m. Il est représenté par deux bancs dolomitiques encadrant un niveau argileux. La limite Aptien-Barrémien coïncide avec la barre calcaro-dolomitique qui représente un bon repère sismique.

- **Albien**

L'épaisseur moyenne est de 350 m, il est formé de grés et sable fins, avec des intercalations des argiles silteuse, l'albien est représenté par une immense nappe aquifère.

- **Cénomanién**

L'épaisseur moyenne est de 145 m, formé d'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**

L'épaisseur moyenne varie de 70 à 120 m. C'est une alternance de calcaire argileux, calcaire dolomitique et calcaire crayeux. Au sommet apparaissent les bancs de calcaire. Le Turonien contient une nappe d'eau salée.

- **Le sénonien**

L'épaisseur moyenne est de 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 carbonatée présentant des bancs de calcaire dolomitique argileux et des bancs d'anhydrite.

4.1.3 Cénozoïque

L'épaisseur moyenne est de 360 m, Il est formé de calcaire dolomitique à l'Éocène et d'un recouvrement de type sableux au Mio-Pliocène :

- **Éocène**

Son épaisseur moyenne est de 122 m, constitué de dolomie blanche, dolomie calcaire ou argileuse blanche à grise, localement a silex.

- **Moi-pliocène**

Son épaisseur moyenne est de 240 m, sont des formations sableuses à intercalation de bancs calcaire et de marnes sableuses et l'épaisseur de celui-ci est variable avec la topographie actuelle de la région.

5. LE CADRE STRUCTURALE ET REGIONAL

Le champ de Hassi Messaoud apparait comme une énorme dôme anticlinale aplati de direction Nord-est Sud-Ouest se caractérise par des accidents qui affectent le réservoir, veuillez noter que d'autres failles perpendiculaires aux directions Nord-ouest et Sud-ouest affecteront également la portée de nos recherches, la faille principale est de direction Nord-est et Sud-ouest (In benessam, 2016) (Fig. 4).

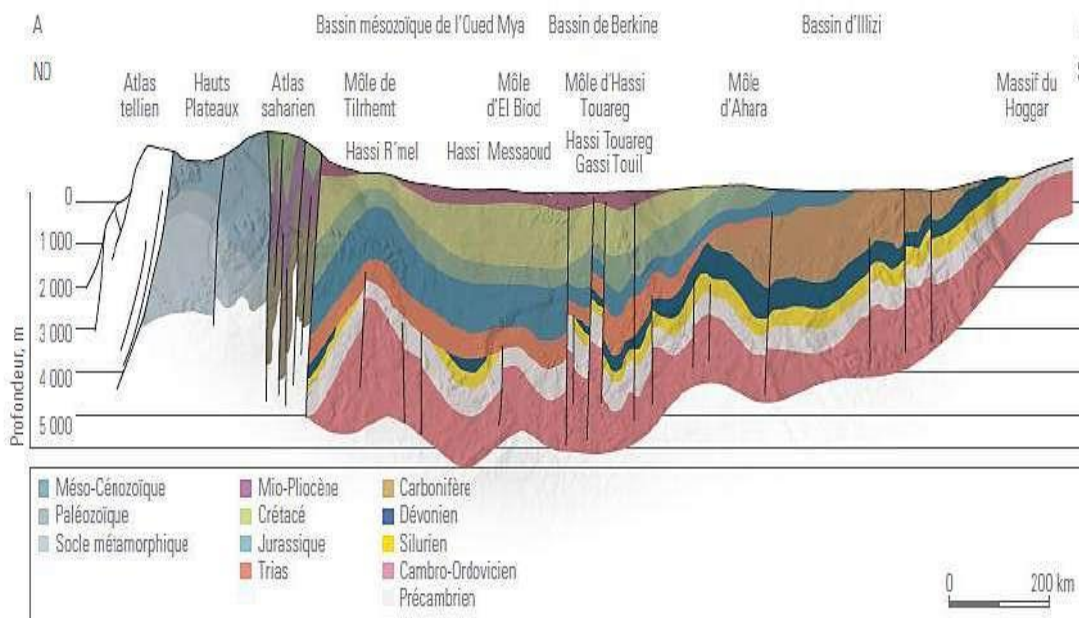


Figure 4 : Coup géologique régionale (WEC 2007).

6. Système pétrolier du champ de Hassi Messaoud

6.1 Roche mère

❖ Silurien

Les argiles du Silurien constituent la roche mère, source génératrice des hydrocarbures à l'échelle de toute la plateforme saharienne. Cette source est représentée par les argiles noires, carbonatées et radioactives, très riches en matière organique, d'une épaisseur qui varie de 20 à 70 m. La matière organique est de nature amorphe. La présence de *Tasmanacés* confirme l'origine marine de cette matière et son apport pétrolier est évident. Actuellement, on peut dire qu'après la dissipation des hydrocarbures générés au Paléozoïque, il y a eu une deuxième phase de génération plus importante qui a cessé à la fin du Crétacé suite à la diminution de la subsidence. Le Silurien est préservé au Nord du champ de Hassi Messaoud, à

l'Ouest (dans le bassin d'Oued Mya), au Sud-Ouest (bassin de Mouydir) et à l'Est (Bassin de Berkine) (yahiaoui, 2010).

6.2 Roche réservoir

- **Réservoirs Ri/Ra**

Les réservoirs Ri et Ra rencontrés à la périphérie ouest du gisement de Hassi Messaoud (OL et HGA) sont de même type que ceux connus sur le gisement il en ressort une grande variabilité des valeurs de porosité et perméabilité en relation directe avec l'hétérogénéité des grés cambriens.

Les caractéristiques de chaque membre dépendent de leur lithologie, de l'argilosité et de leur histoire diagénétique.

Des études de carottes ont montré que les parties sommitale et médiane du réservoir Ri sont généralement mauvaises. Quant au drain D5 correspondant à la partie basale, il est le plus prometteur avec des productions en hydrocarbures très intéressantes dans la partie sud (HGA) et le ouest (OL). Le Ra est par excellence le principal réservoir productif dans les gisements de Hassi Messaoud, El Gassi, Zotti et El Agreb (Wec, 2007).

- **Réservoirs quartzites de Hamra**

Dans le réservoir ordovicien, la section la plus importante est formée par les quartzites de Hamra, avec de nombreuses productions d'huile prouvées tout autour du gisement de Hassi Messaoud. Les quartzites de Hamra se présentent sous la forme de grés massifs, propres et bien développés, avec une porosité allant de 2 à 10 % et des perméabilités variant de 0,1 à 100 md cependant, qualités réservoir sont variable en raison des effets diagénétiques, de la position de ces quartzites par rapport à la discordance hercynienne et aussi de la présence ou non des fractures qui augmentent de façon significative les valeurs de perméabilité (Wec, 2007).

6.3 Roche couvertures

Le gisement de Hassi Messaoud comprend plusieurs niveaux de roches couvertures qui varient en âge et en faciès. Les argiles d'El Gassi assurent la couverture des réservoirs cambriens et sont réparti sur toute la plateforme saharienne. L'étanchéité du réservoir quartzite de Hamra dans l'Ordovicien est assurée par les argiles d'Azzel. Les couvertures les

plus étanches sont constituées par les dépôts argilo-évaporitiques du Trias et du Lias. (Wec, 2007).

6.4 Migration des hydrocarbures

Les accumulations d'hydrocarbures du gisement de Hassi Messaoud et de tout gisement avoisinant proviennent probablement des deux bassins, Ghadamès et Illizi à l'Est et Oued Mya à l'Ouest.

La migration primaire et l'alimentation de ces gisements se sont effectuées au sein du Silurien, en suite à travers les niveaux gréseux triasiques au contact de discordance Hercynienne (migration secondaire).

Les réservoirs Cambro-Ordoviciens affleurant à la discordance hercynienne sont alimentés à partir des grès triasiques et la surface d'érosion qui sont en (up dip) au Nord et NW par rapport au chemin de migration (Wec, 2007).

6.5 Pièges

Les pièges désignent les zones les plus favorables à la présence des accumulations d'hydrocarbures, caractérisés par une faible pression et une plus basse température que celle des roches mères, et par une barrière qui oblige les hydrocarbures à s'accumuler (a. perrodon, 1985). Il y a trois types de pièges :

- ***Pièges structuraux***

Ces pièges sont le résultat de mouvements tectoniques tels que les anticlinaux ou pièges par failles.

- ***Pièges stratigraphiques***

C'est la combinaison de deux milieux différents correspondant au passage d'un milieu perméable à un autre imperméable tel que les lentilles gréseuses et les biseaux.

- ***Pièges mixtes***

Ils sont à la fois structuraux et stratigraphiques, comme par exemple la structure de Hassi Messaoud (anticlinal tronqué par la discordance Hercynienne). Au niveau du bassin d'Oued Mya au Nord-Est de Hassi Messaoud, les pièges reconnus, jusqu'à présent, sont de type stratigraphique et structural (mixtes) (yahiaoui, 2010).

7. Subdivisions du réservoir de Hassi Messaoud

Le réservoir cambrien a été divisé en plusieurs subdivisions en fonction de la sédimentologie (Granulométrie), la pétrophysique et la géophysique (diagraphie) (fig. 5)

| TYPE DE CORELATION | | CFPA | | SN REPAL | | | | |
|----------------------|--------------------------------|------------------|---------------|-------------|----------------|----------------|------|------------|
| | | DIAGRAPHIE | PETRO-PHYSIQU | SED. L'HOME | DIAG. | | | |
| LE CAMBRIEN | Isométriques | Grès | Ri | D5 | | R70 | | |
| | | | | | | R95 | | |
| | R1 (CFPA) Ra (SN REPAL) | Réservoir | | | | Ra sup. | R100 | γ_0 |
| | | | | | | | R130 | M7 |
| | | | | | | | R140 | M6 |
| | | | | | | | R150 | M5 |
| | | | | | | | R160 | M4 |
| | | | | | | | R170 | M3 |
| | | | | | | | R180 | M2 |
| | | | | | | | R190 | M1 |
| R200 | | | | | | | | |
| R2 (SN REPAL) | Réservoir | | | | Ra inf. | R200 | | |
| | | | | | | R300 | | |
| R2 (CFPA) | | | | | | | | |
| R3 | | | | | | | | |

Figure 5: Découpage en drain du Cambrien de Hassi Messaoud (Document Sonatrach, 2005).

7.1 Subdivision sédimentologique

Sur la base du côté sédimentologique le réservoir est subdivisé en trois (3) zones selon les normes granulométrique (Fig. 6) :

- Zone grossière inférieure (**Ra inférieure**)
- Zone fine médiane (**Ra moyen**)
- Zone grossière supérieure (**Ra supérieure**).

7.2 Subdivision pétrophysique

La notion de drains repose sur les données sédimentologique, diagraphiques et à la qualité réservoir. Cette notion est à caractère horizontal et à caractère pétrophysiques vertical dans le réservoir. Le terme drain qualifiant, des zones faiblement cimentées, coïncide avec les trois (03) zones préférentielles du réservoir.

La base du Ra s'individualise comme une zone grossière inférieure dans laquelle se développent trois drains qui se distinguent par leurs paramètres granulométriques. Ce découpage peut être également validé par les particularités suivantes, de la base vers le haut on trouve :

❖ *Drain « D1 » :*

C'est des grès grossiers à stratifications de type oblique arqué dominantes, bien marquées et souvent à base micro-conglomériques (**R170 - R200**).

❖ *Drain « ID » :*

Niveaux plus minces et fréquent. Ce drain est représenté par des niveaux silteux, avec la présence de Tigillites. Il marque le passage progressif entre le D1 et le D2 (**R150 - R170**).

❖ *Drain « D2 » :*

Grès grossiers mais bien classés à stratifications obliques tabulaires dominantes formant des méga-rides, avec quelques intercalations de niveaux de silts (**R140-R150**).

Pour cette partie inférieure du Ra qui comporte les meilleurs niveaux réservoirs. On remarque l'extension progressive des zones d'érosion vers la zone centrale du champ.

❖ **Drain « D3 » :**

Il correspond à la zone fine médiane (granulométrie plus faible). La principale caractéristique de ce drain est l'abondance d'inter-lits silteux et de grès fins à très fortes bioturbations (des Tigillites en particulier) **(R130-R140)**.

❖ **Drain « D4 » :**

Il correspond à la zone grossière supérieure. Ce sont des grès à stratifications obliques tabulaires fréquentes formant des mégas- rides, avec une épaisseur de 1 à 2 mètres **(R100-R130)**.

❖ **Drain « D5 » :**

Le milieu de dépôt est de type marin caractérisé par une grande continuité latérale des silts. Il est constitué de matériaux plus fins et mieux classés que le Ra.

7.3 Subdivision diagraphique

Au début de l'exploration du gisement, les grès de Hassi Messaoud a été subdivisé en quatre « 4 » termes : Ri, Ra, R2 et R3

➤ **Zone Ri** : ou grès isométriques, zone habituellement très compacte D5 ou (R 70 – R 90), subdivisé en trois tranches 7, 8,9.

➤ **Zone Ra** : composée de 3 lithozones :
La zone grossière supérieure, ou D4 (R100 à R130).

La zone fine médiane ou D3 (R130 à R140)

La zone grossière inférieure, comprenant le D2 (R140 à R150), ID (R150 à R170), D1 (R170 à R190) et la zone de passage ZPG (R190 à R200).

➤ **Zone R2** : Zone de grès quartzites, plus argileux présentant rarement des qualités réservoir dans sa partie supérieure (R200-R300), R2 ab (R200- R250).

➤ **Zone R3** : Zone très grossière à micro conglomératiques très argileuse, sans aucun intérêt pétrolier (R300-R400).

A l'intérieur des termes supérieur du cambrien, il a été possible à l'aide des études pétrographiques et à l'aide des diagraphies (Gamma Ray, neutron, log électrique) de définir des subdivisions secondaires ou « Tranches diagraphiques ».

Ces subdivisions sont limitées par des repères traduits en profondeurs électriques. Lithologiquement, ces repères sont des niveaux à tendance argileuse.

Il y a trois zones limitées par des repères 50, 100 et 200, la zone de passage correspond à la tranche 19 (R190 - R200) ; épaisseur = 5 m.

Ri - - - - - 50

Ri - - - - - 100

Ri - - - - - 200

Ces repères perdent de leurs valeurs chronostratigraphiques lorsque le sommet d'une zone se trouve affectée par une discordance.

Chaque zone est subdivisée en tranches, dont l'épaisseur peut varier de 05 à 30 mètres. Huit tranches sensiblement isopaques, ont été reconnues dans le Ra, là où la série est complète.

Dans la pratique, la reconnaissance pratique des limites est effectuée comme suit :

- ❖ **Limite Ra / R2** : Sur le neutron ; apparaît une « Bosse siliceuse » (Quartzites très dure) se trouvant à environ 5 à 7 m au-dessous de la limite Ra/R2.
- ❖ **Limite Ra/ Ri** : Le log Gamma Ray fait ressortir la présence d'un pic radioactif, assez remarquable, situé à 5 ou 6 m au-dessous de la limite Ra / Ri.

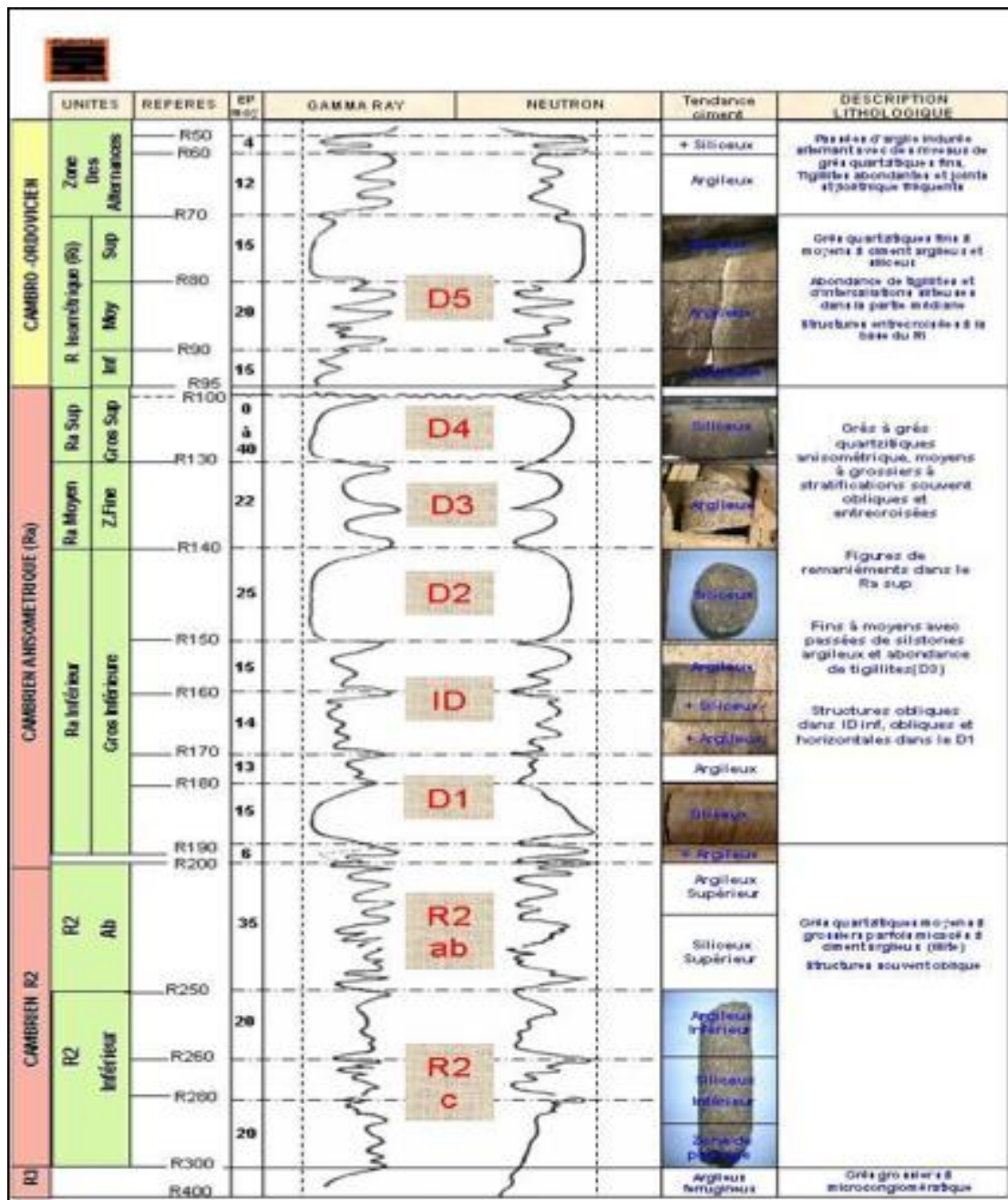


Figure 6: Subdivision des réservoirs cambrien et cambro –ordoviens (In Aggoun, 2011).

8. Géologie locale de la zone 17

8.1 Situation de la zone 17

La zone 17 est situé au Sud-Est du champ de Hassi Messaoud et fait l'objet de cette étude. Cette dernière est limitée au Nord par la zone 13, à l'Est par les zones 14 et 16, et à l'Ouest par la zone 19 (fig. 7).

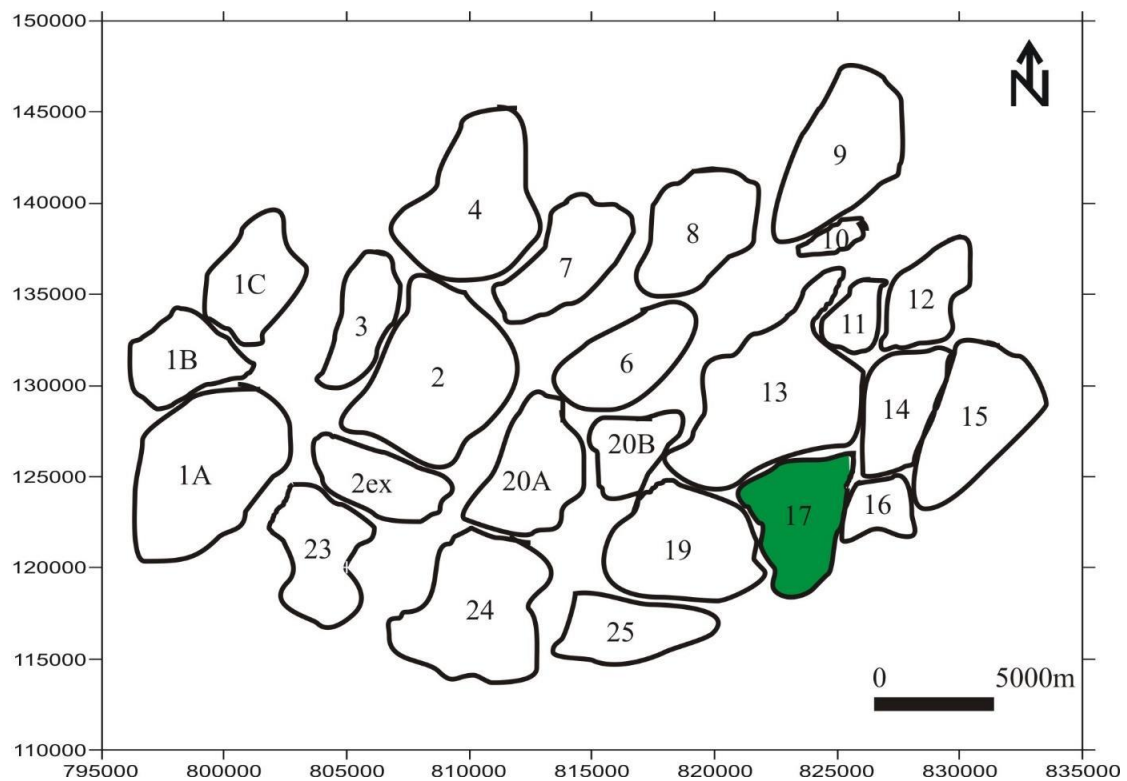


Figure 7: carte de la situation de la zone 17 (Sonatrach DP Hassi Messaoud, 2005).

8.2 Historique des travaux de forages dans la zone 17

Comme toutes les zones, la zone 17 a également subi des activités de forages pour évaluer l'extension du champ pétrolier dans la partie sud. Depuis 1964 le réservoir de la zone 17 fait l'objet d'activités de forage, il y a environ 46 forages parmi ces forages nous avons utilisé six (6) forages carottant dans cette étude.

Tableau 1 : Forages carottant utilisées (zone-17 du champ Hassi Messaoud).

| Zone | Puits | Date-forage | Fond-md |
|-------------|--------------|--------------------|----------------|
| 17 | MD356 | 10-mars-82 | 3 471 |
| 17 | MD366 | 19-févr-83 | 3 494 |
| 17 | MD368 | 19-févr-83 | 3 459 |
| 17 | MD423 | 04-mars-88 | 3 468 |
| 17 | MD441 | 02-janv-91 | 3 469 |
| 17 | MD444 | 18-févr-91 | 3 409 |

8.3 Stratigraphie et tectonique locale de la zone 17

La série stratigraphique de la zone-17 du champ de Hassi Messaoud est à peu près similaire au contour du champ pétrolifère. Cette série reposant sur le Cambrien R2 au paléozoïque a environ 3580 m de profondeur (MD314). Elle est caractérisée par l'absence du Silurien, Dévonien, Carbonifère et Permien. `

En termes de structure locale, la zone-17 est caractérisé par la présence d'une faille située à l'extrême Est de la zone, orientée NNE-SSO. Cette faille remonte jusqu'à le trias. La deuxième faille est située à l'extrême Ouest de la zone, en direction de NNE – SSO. Cette faille est la limite de la discordance Hercynienne.

Selon les rapports de la compagnie nationale d'hydrocarbure (Sonatrach), une synthèse sur les formations sédimentaires traversées de zone-17. Pour cela nous utilisons, les résultats des forages pour indiquer les cotes des formations (Les tops géologiques de formation). Il a noté que les épaisseurs mentionnées ci-dessous sont calculées à l'aide de ces rapports. Ensuite, Les épaisseurs sont alors locales à cette zone. Une colonne stratigraphique synthétique a été effectuée.

Une coupe géologique (AA') à travers les sondages a été effectués, afin d'éclaircir la structure des séries sédimentaires.

De bas en haut on trouve :

❖ Paléozoïque

➤ Cambrien

Il est formé de grès hétérogènes, fins à très grossiers entre coupés de passées de siltstones argilo-micacés.

On trouve deux (2) lithozones [R1 (Ra +Ri),].

- Lithozone Ra : avec un épaisseur moyenne est de 125 m. Elle se forme grès gris-clair ou gris-sombre, anisométrique, fin, moyen et grossier parfois micro conglomératique à ciment siliceux et argileux avec de rares films et nodules d'argile. Une stratification subhorizontale à oblique a été observée, elle est rarement entrecroisée.
- *Lithozone Ri* : avec un épaisseur moyenne est de 42 m. Il est formé de grès quartzitiques gris-noir fins bien classés, de granulométrie fine à ciment silico- bitumineux.

❖ Mésozoïque

➤ Trias

Le Trias dans la zone-17 est représenté par :

- *Trias gréseux (G50)* : Il est formé de grès fin à ciment argileux abondant, il est caractérisé par des épaisseur réduites qui ne dépassent pas au moyenne 10 m.
- *Trias argileux* : Il est formé d'argiles plus au moins silteuses, brun rouge à bariolés, dolomitiques et anhydritiques avec des intercalations de banc de sel au sommet, avec un épaisseur moyenne est de 113 m.
- *Trias Salifère* : Le Trias salifère est formé de :
 - Trias salifère (TS3) : C'est une alternance d'argiles gris sombre, moyennement dures, avec des niveaux de sel massif jaunâtre à rosâtre, parfois translucide. Il a une épaisseur moyenne de 196 m.

- Trias salifère (TS2) : C'est une succession d'argiles grises brunes, tendres avec des bancs de sel massif translucide. Il a une épaisseur moyenne de 49 m.
- Trias salifère (TS1) : avec une épaisseur de 32 m, il est formé par une argile grise verte parfois rougeâtre, tendre, intercalée de bancs d'anhydrite moyennement dure, microcristalline et de sel massif translucide.

➤ Jurassique

De bas en haut on trouve les formations suivantes :

- *Lias salifère (LS2)* : avec une épaisseur moyenne est de 769 m. Il est distingué par une alternance d'argile et de sel.
- *Lias dolomitique (LD3)* : avec une épaisseur moyenne est de 62 m. Il est caractérisé par des marnes et des dolomies.
- *Malm* : avec une épaisseur moyenne est de 507 m. Il est distingué par les dépôts d'argiles et de marne avec des intercalations des bancs de calcaire et dolomie accompagnés de quelques traces d'anhydrite.

➤ Crétacé

Dans cette zone les formations du crétacé sont :

- *Aptien* : (avec une épaisseur est de 480 m). Il est représenté par deux bancs dolomitiques avec intercalation des niveaux argileux.
- *Cénomanién* : (avec une épaisseur moyenne est de 112 m). Il est formé de marnes, argiles et des passées d'anhydrites.
- *Turonien* : (avec une épaisseur moyenne varie de 80 à 132 m). C'est une alternance de calcaire argileux tendre, calcaire dolomitique et calcaire crayeux.
- *Sénonien salifère* : (avec une épaisseur moyenne est de 422 m). Il est formé par une série lagunaire présentant des bancs massifs de sel avec des traces d'anhydrite.

❖ Cénozoïque

Les formations de cénozoïque sont formées de sable et calcaire d'âge Éocène. Ces formations sont surmontées par le recouvrement des formations sableux d'âge Mio-pliocène.

| AGE | STRATIGRAPHIE | LITHOLOGIE | DESCRIPTION | EPAI m |
|-------------------|--------------------------|-------------------|--|--------|
| | Mio-pliocene | | Sables . | 230 |
| | Eocène | | Sable et Calcaire . | 120 |
| Critas | Senonien Salifère | | serie lagunaire présentant massifs de sel avec des traces d'anhydrite | 422 |
| | Turonien | | Calcaire Argileux tendre, Calcaire Dolomitique et Calcaire Crayeux . | 130 |
| | Cenomanien | | Marnes, Argiles et des passées d'Anhydrites . | 112 |
| Jurassique | Aptien | | Deux bancs Dolomitiques . | 480 |
| | Malm | | Argiles et de Marne et de Calcaire et Dolomie . | 507 |
| | Lias | Salifère 2 | Alternance d'Argile et de Sel . | 769 |
| | | Dolomit 3 | Marnes et des Dolomies . | 62 |
| Trias | Trias Salifère 1 | | Argile grise verte ,et Anhydrite moyenne dure, Sel massif . | 32 |
| | Trias Salifère 2 | | Argiles grises brunes, bancs de Sel massif translucide . | 49 |
| | Trias Salifère 3 | | Argiles grises sombres, moyenne dures, avec des niveaux de sel . | 196 |
| | Argileux | G10 & G20 & G35 | argiles au moins silteuses, brun rouge a bariolés, dolomitiques . | 113 |
| | Gréseux | GRES SUPERIEURS | grès fin à ciment argileux abondant . | 10 |
| Cambrien | Réservoir RI | | grès quartzitiques gris-noir fins bien classés, à ciment silico-bitumineux | 42 |
| | Réservoir Ra | | grès gris-clair ou gris-sombre, et grossier a ciment siliceux et argileux | 125 |

Figure 8 : Colonne stratigraphique type du zone 17 champ de Hassi Messaoud (in Lekhoua and Rekabi, 2012).

8.4 Réservoir de la zone 17

8.4.1 Subdivision du réservoir

Au début de l'exploration du gisement, les grès de Hassi Messaoud a été subdivisé en quatre « 4 » termes : Ri, Ra, R2 et R3.

Sur la base du côté sédimentologique le réservoir est subdivise en trois (3) zones selon les critères granulométrique.

Zone Ri : ou grès isométriques, zone habituellement très compacte D5.

Zone Ra : composée de plusieurs lithozones :

-La zone grossière supérieure, ou D4 (ce Lithozone est absent dans la zone-17).

-La zone fine médiane ou D3.

-La zone grossière inférieure, comprenant les drains D2, ID et D1.

8.4.2 Description des drains du réservoir cambrien de zone-17

Sur la base de l'étude granulométrique, la description des drains est faite, donc on peut distinguer de bas vers haut :

⇒ **Drain D1 :**

Avec une épaisseur moyenne de 31 mètres. Ce sont des grès grossiers à stratifications de type oblique arqué dominantes, bien marquées et souvent à base micro- conglomériques, avec absence de Tigillites.

⇒ **Drain ID :**

L'épaisseur moyenne est de 28 mètres. Ce sont des niveaux plus minces et fréquence plus grande des niveaux silteux, avec présence locale de Tigillites. Il marque un passage très progressif entre le D1 et le D2.

⇒ **Drain D2 :**

Son épaisseur moyenne est de 25 mètres. Ce sont des grès grossiers, mais bien classés à stratifications obliques tabulaires dominantes formant des méga-rides, avec présence de quelques intercalations de niveaux de silts à fines bioturbations. Pour cette partie inférieure du Ra qui comporte les meilleurs niveaux réservoirs.

⇒ **Drain D3 :**

L'épaisseur moyenne est de 17 mètres. Il correspond à la zone fine médiane (granulométrie plus faible). La principale caractéristique de ce drain est l'abondance d'inter-lits silteux et de grès fins à très fortes bioturbations (des Tigillites en particulier). Le caractère marin de ce drain est bien marqué. Il pourrait correspondre à un environnement de plateforme infra-littorale, composée de niveaux argilo-silteux bioturbés dans lesquels se développent des barres marines à influence tidale ou de tempêtes (Beicip, Franlab, 1995).

⇒ **Drain D5 :**

Ce drain de la zone Ri, a l'épaisseur moyenne de 25 m. C'est un grès isométriques, de granulométrie fine qui constitue généralement une zone compacte.

Conclusion

La structure du gisement de Hassi Messaoud occupe la partie centrale de la province triasique. Elle s'étend vers le nord du môle d'Amguid-El Biod, cette structure subit comme étant un dôme structural. Cette province est subdivisée en 25 zones différentes : Ces zones sont relativement autonomes et correspondent à un ensemble de puits qui communiquent entre eux mais pas avec ceux des zones voisines. De point de vue pression de gisement chaque zone caractérise par un comportement propre. Le champ de Hassi Messaoud se repose sur le socle d'épaisseur environ 4393 m. cette région est caractérisée par une série stratigraphique dont lequellesilurien, dévonien, carbonifère et le permien est érodés. Au centre de la structure, là où les dépôts argilo-gréseux et salifères du trias reposent directement sur le cambrien, la discordance hercynienne se manifeste davantage.

Le réservoir cambrien représente l'horizon de présence d'hydrocarbures. Ce réservoir a été subdivisé plusieurs fois. Des études sédimentologique (granulométrie), pétrophysiques et géophysiques (diagraphie) ont été utilisées pour réaliser ces subdivisions.

Notre zone d'étude se situe au sud-est de Hassi Messaoud, plusieurs compagnies de forage s'intéressent aux réserves de cette zone depuis le premier puit d'exploration en 1964. La série stratigraphique de la zone-17 est similaire de celle des gisements de champ. Cette zone est coupée par deux failles orientées NNE-SSO, mais n'affecte pas la structure de réservoir.

La zone-17 est divisée sédimentologiquement selon les règles granulométriques en : zone Ri, qui est des grès isométriques (D5), zone Ra composée de plusieurs lithozones, zone moyenne fine ou (D3), la zone grossière inférieure, comprenant les Drains (D2, ID et D1) Le réservoir R1 se compose de ces zones (Ri + Ra).

CHAPITRE 2 :
MATERIELS ET
METHODES

MATERIELS ET METHODES

1. Données et matériel

1.1 Notions sur les paramètres pétrophysiques

La première considération de tout géologue est de déterminer la composition de la roche. D'autant plus, toute interprétation nécessite une compréhension générale de la composition de la roche et du réservoir. Dans le domaine pétrolier le réservoir est caractérisé par certains paramètres pétrophysiques en termes de porosité, perméabilité, volume d'argile et saturation en eau. Les méthodes de mesure des paramètres pétrophysiques sont présentées dans l'annexe.

1.2 Notions sur les diagraphies

Ce sont des procédures ou des techniques effectués dans des forages qui tentent d'évaluer les caractéristiques pétrophysiques des formations de réservoir en fonction de leurs propriétés inhérentes et de l'utilisation de divers champs physiques. Les différentes techniques diagraphiques sont bien présentées dans l'annexe.

2.Méthodes utilisées

2.1 Méthodes statistiques

Pour l'analyse des données statistiques, trois types de méthodes statistiques sont utilisées (monovarié, bivariée et multivariée).

2.1.1 Analyse de données monovarié

Cette procédure permet de déterminer les paramètres statiques de la distribution des variables étudiées (paramètres de position centrale et de dispersion) et de résumer graphiquement les caractéristiques de distribution critique de chaque variable. Cette étude permet déjà d'évoquer des données homogènes ou hétérogènes. Le coefficient de variation, l'aspect général de l'histogramme et de la courbe des fréquences cumulées permettront une évaluation de l'homogénéité ou de l'hétérogénéité des données, et de la loi de distribution des variables. (Xavier Emery 2001).

2.1.2 Analyse de données bivarié

Le traitement statistique bivarié consiste à observer simultanément deux variables aléatoires et à évaluer la relation entre eux, en utilisant, entre autres, des coefficients de corrélation linéaire simples. Où celles-ci montrent clairement les relations mutuelles qui existent entre les variables. Le coefficient de corrélation est déterminé à l'aide de 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.

Cov(x, y) : covariance de 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 :

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

Où n est le nombre des données utilisées (Xavier Emery 2001).

2.1.3 Analyse multivariée :

a) 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 pour illustrer des classes uniformes d'entités, des relations 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 2 : Exemple de données sur les paramètres pétrophysique

| 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 |

▪ **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) (Figure.9).

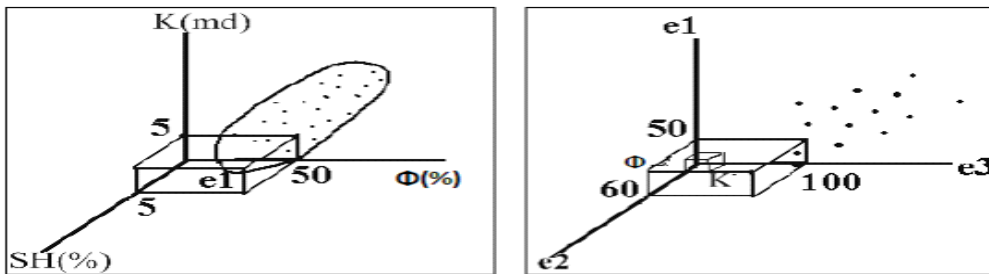


Figure 9 : Représentation géométrique des données : a) - point-lignes R^p et b) point variables R^n .

Dans R^n , chaque point est défini par n coordonnées. Deux points-lignes apparaissent proche 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

formes de tableaux de n individus et p variables. Soit R (n, p), ce tableau de donnée 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 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 :

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

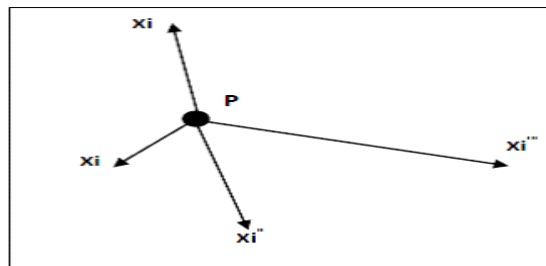


Figure 10 : Représentation géométrique d'inertie des points Xi (i=1 à n) par rapport au point P.

Après le calcul de C, il est nécessaire de calculer l'inertie du nuage de point dans les principaux axes d'allongement désignés par Fi (i=1 à N) (Fig. 11) en diagonalisant – c'est à dire en recherchant les premières valeurs propres (variances) et les vecteurs propres correspondants.

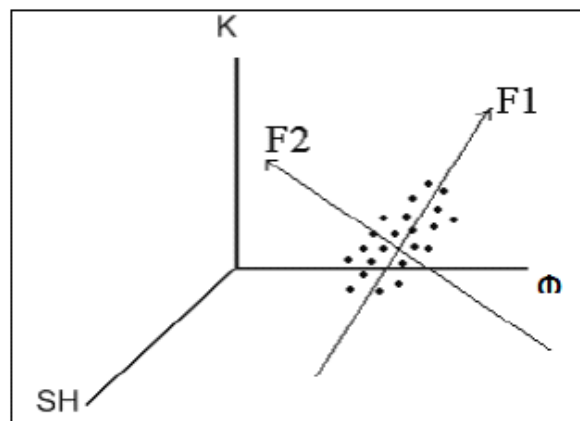


Figure 11 : Représentation d'un nuage de points et les principaux axes d'allongement (Axes factoriels).

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 factoriels 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'un 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 86.72% de l'information totale.

Tableau 3 : 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 |

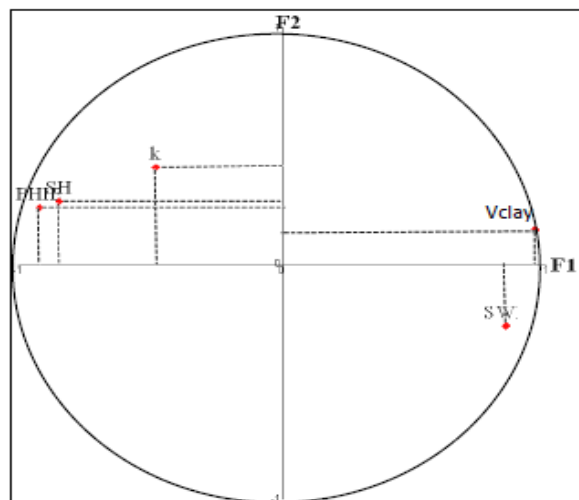


Figure 12 : Représentation des facteurs de charge d'une ACP normée.

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 :

$$[Fsc] = [X] \times [F]: F_{sce1} = a_{F1}K + b_{F1}\Phi + c_{F1}SH \dots\dots\dots$$

b) Analyse factoriel discriminante :

L'AFD est un outil d'analyse de données visant à discriminer (séparer) m groupes d'individus préalablement identifiés et représentés par p variables quantitatives. Nous chercherons des combinaisons linéaires des p variables initiales (des axes discriminants) qui permettent une séparation maximale des groupes. Cela permet de définir les distinctions entre les groupes. L'analyse factorielle discriminante est une méthode multivariées qui permet le test de certaines hypothèses. (Abdelgader, 1995 ; Lefebvre, 1980 ; Mudry, 1986, 1987 ; Rolet Seguin, 1986). Il appartient à la statistique décisionnelle, et il est basé sur la comparaison des variances intragroupe multidimensionnelles à variance intergroupe (Bouroche et Saporta, 1978). Ces méthodes peuvent montrer la présence de certaines relations entre critères qualitatifs expliqués et un groupe de caractères explicatifs quantitatifs, et d'autre part ils permettent de décrire ces dernières relations existantes.

2.2 Généralistes sur les techniques de l'artificiel intelligence

2.2.1 Les réseaux neurones ANN

Introduction

Dans leur activité, les réseaux de neurones artificiels sont principalement inspirés du cerveau humain. Les RNA utilisent un modèle d'apprentissage « Learning » qui implique l'établissement de relations entre un grand nombre d'entrants « Inputs » et des sortants « Outputs », afin d'acquérir des connaissances importantes sur le problème à résoudre. L'apprentissage et l'adaptabilité de ces modèles les rendent attrayants pour les applications géophysiques. Cette approche a également été utilisée dans l'analyse des diagraphies de puits et la caractérisation des réservoirs.

Historique

Le domaine des réseaux de neurones débute en 1943 par la présentation du neurone formel, qui est une approximation du neurone physiologique, par W. McCulloche et W. Pitts.

D. Hebb introduit une règle d'apprentissage dans son ouvrage de 1949 « The Organization of Behavior ». La règle de Hebb continue d'inspirer de nombreux modèles de réseau aujourd'hui.

F. Rosenblatt a développé le modèle Perceptron en 1958. Il s'agit d'un réseau neuronal inspiré du système visuel. Il a deux couches de neurones : l'une pour la perception et l'autre pour la prise de décision. C'est le premier système artificiel qui peut apprendre de l'expérience.

B. Widrow a proposé le modèle de l'Adaline (Adaptive Linear Element) dans la même période. Cette architecture deviendrait alors le modèle fondamental des réseaux multicouches.

M. Minsky et S. Papert ont mené une étude des propriétés du Perceptron en 1969. Cela aurait un effet majeur sur les études dans ce domaine. Elle va fortement diminuer jusqu'en 1972, date à laquelle T. Kohonen présentera ses recherches sur la mémoire associative. Et fournit des applications à la reconnaissance de formes.

J. Hopfield a présenté son étude d'un réseau entièrement bouclé, dont il a analysé la dynamique, en 1982.

Le neurone biologique :

Les cellules nerveuses, appelées neurones, sont les éléments de base du système nerveux. Le cerveau humain contient environ 10^{11} neurones et 10^{14} à 10^{15} connexion. Le neurone biologique comporte trois types de composants principaux, qui ont un intérêt particulier dans la compréhension d'un neurone artificiel et ils sont responsables de la transmission de l'information (Figure. 13). C'est par **les dendrites** que l'information est circulée de l'extérieur vers **le soma (corps cellulaire)**, ensuite elle est traitée par le neurone et cheminée le long de **l'axone** pour être transmise aux autres neurones. La transmission entre deux neurones n'est pas directe, la cellule nerveuse est séparée par un espace appelé **fente synaptique** que l'influx électrique ne peut pas traverser, la liaison s'effectue par l'intermédiaire d'un médiateur chimique. Le mécanisme de flux du signal, se fait par échange

d'ions qui se déplacent par diffusion d'ions quand l'influx nerveux reçoit un certain seuil (figure. 13) (Ali Zerrouki Ahmed, 2015).

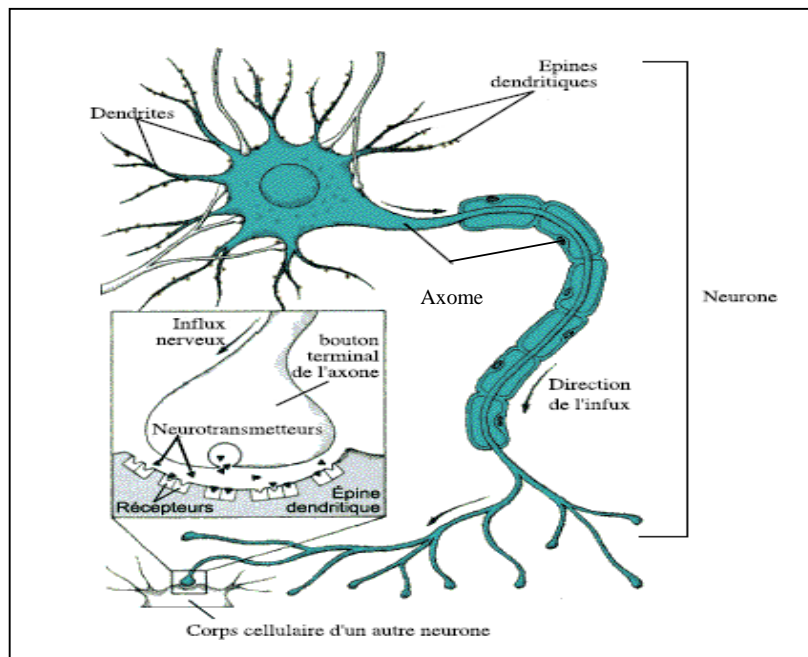


Figure 13 : structure de Neurone biologique (Daouzli, 2009).

Le neurone formel :

Le neurone formel est un processeur simple qui ressemble étroitement à la structure et au travail d'un neurone biologique.

Tableau 4 : Analogie entre le neurone biologique et le neurone formel (El Mahdi Berkani, 2011).

| <i>a) Neurone artificiel</i> | <i>b) Neurone biologique</i> |
|------------------------------|------------------------------|
| c) Poids de connexion | d) Synapses |
| e) Signal de sortie | f) Axones |
| g) Signal des ortie | h) Dendrites |
| i) Fonction d'activation | j) Le corps cellulaire(soma) |

La première version du neural formel est celle de Mc. Culloche et Pitts qui est largement utilisée. Un neurone formel est un opérateur effectuant la somme pondérée de ses entrées externes puis elle s'active suivant la valeur de cette sommation pondérée puis modulée par une fonction d'activation (Medjili Fayçal, 2010).

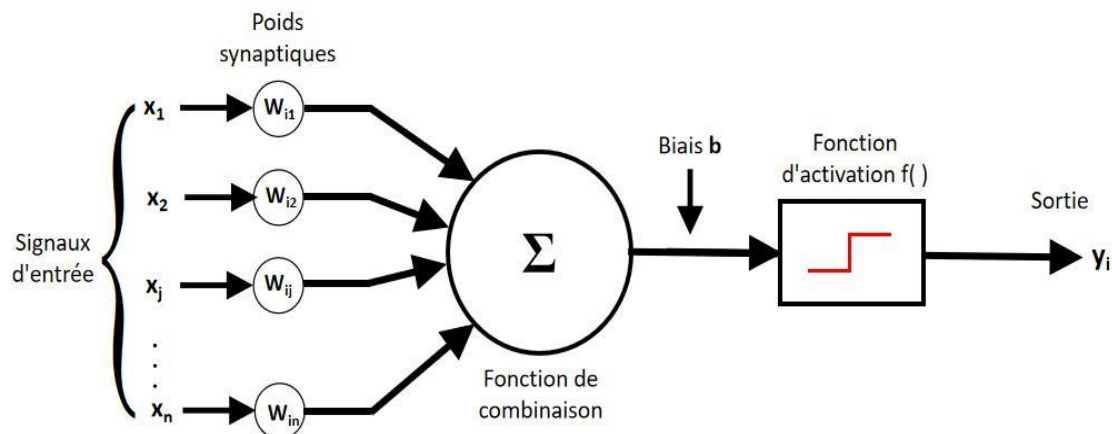


Figure 14 : Structure d'un neurone formel (Medjedoub and Bellabbas, 2019).

Mathématiquement, tel qu'illustré par la Figure 14, chaque neurone est modélisé

Par deux opérateurs :

-Un opérateur de sommation qui élabore un potentiel égal à la somme pondérée des entrées de la cellule.

-Un opérateur calculant l'état de la sortie du neurone en fonction de son potentiel

(Fonction d'activation).

-La fonction d'entrée est constituée d'une somme pondérée des signaux d'entrée

$$U_i = E(x_1, x_2, \dots, x_j, \dots, x_n) = \sum_{j=1}^n W_{ij} x_j$$

-Le biais d'entrée (bais input) est une unité fictive dont le poids permet de régler le seuil de déclenchement du neurone

Réseaux de neurones artificiels (RNA) :

Un réseau de neurones artificiels (ARN) est une série de neurones formels connectés en couches et fonctionnant en parallèle, de manière chaque neurone recevant son entrée de la

sortie du neurone avant lui. De cette manière, les RNA sont similaires au cerveau car non seulement les informations sont acquises par l'apprentissage mais ces réseaux peuvent également stocker des connaissances empiriques dans les interactions entre les individus ou dans les poids synaptiques. Qui sont obtenus par des processus d'adaptation ou d'apprentissage afin de le rendre utilisable (Kamel Karim, 2005).

Principe du neurone artificiel :

Tout neurone artificiel est un processeur élémentaire. Un nombre variable d'entrées est obtenu à partir de neurones ou de capteurs en amont qui composent la machine à laquelle il appartient. Chacune de ses entrées se voit attribuer un poids qui représente la force de la connexion.

Chaque processeur de base a une sortie unique, qui se branche pour alimenter une variété de neurones en aval. A chaque connexion est associé un poids. Comme le montre la figure 15, il est pratique de dessiner le graphique du neurone Cette représentation est à l'origine des neurones formels des années 1940 aux années 1970, première vague d'intérêt (McCulloche et al., 1943 ; Minsky et al., 1988) (figure. 15).

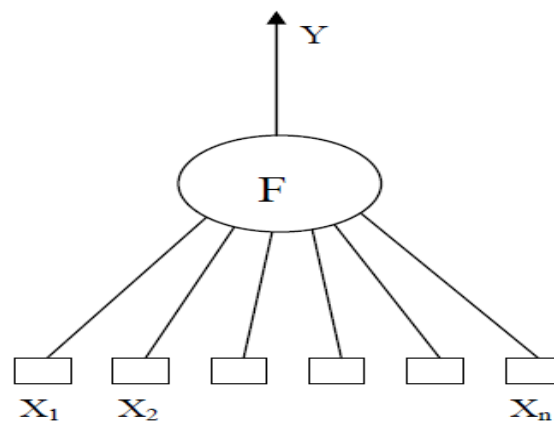


Figure 15 : Neurone artificiel (Arbib, 1995).

Architecture des réseaux nuerons artificiel :

Un réseau de neurones peut prendre diverses formes en fonction de la finalité des données qu'il traite, ainsi que de la complexité et du type de traitement des données. Les architectures ont chacune des qualités qui peuvent être combinées pour obtenir les meilleurs résultats. Le choix de l'architecture est donc critique, et il est principalement dicté par

l'objectif. Les architectures de réseaux neuronaux sont un concept essentiel qui joue un rôle essentiel dans la classification des ARN. Il existe deux grands groupes :

- Les réseaux de neurones statiques (acycliques, ou non bouclés).
- Les réseaux de neurones dynamiques (récurrents, ou bouclés).

a) les Réseaux non-récurrent « FEED-FORWARD » :

Appelé aussi les réseaux non bouclés, la particularité de ces réseaux est que l'information se propage dans un sens unique, tout simplement les données traverse le réseau d'entrée à la sortie sans retour en arrière de l'information.

b) Les Réseaux récurrents « FEED-BACK » :

Appelé aussi les réseaux bouclés, ce genre de réseaux est caractérisé par le pouvoir de laisser l'information circulé récursivement d'une manière partielle ou bien total (El Mahdi Berkani, 2011).

La figure 16 montre les réseaux de neurones les plus souvent utilisés dans la littérature. Cependant, dans ce qui suit, nous décrivons les MLP approfondie.

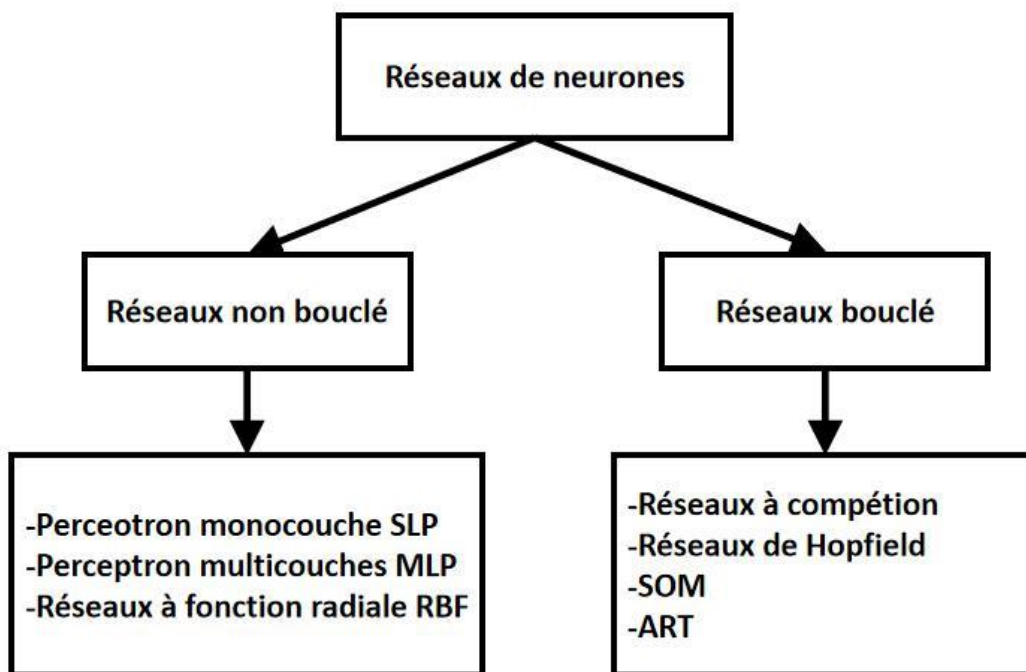


Figure 16 : Classification les réseaux les plus utilisés selon leurs architecture (Medjedoub and Bellabbas, 2019).

Apprentissage des réseaux nuerons artificiels :

L'apprentissage est peut-être la propriété la plus intrigante des réseaux de neurones, cette technique permet de conserver au réseau un comportement adapté malgré les fluctuations dans les données d'entrées. L'algorithme d'apprentissage est souvent utilisé dans la définition du modèle. Dans la majorité des algorithmes actuels, les variables modifiées pendant l'apprentissage sont les poids des connexions du réseau, où elle sont modifiées jusqu'à l'obtention du comportement désiré du réseau.

Il existe deux principaux types d'algorithmes d'apprentissage, selon que l'apprentissage est supervisé ou non. Les deux types ont un processus d'apprentissage dans lequel le réseau est confronté à des formes d'entrée dérivées d'une base d'apprentissage (Claude touzet, 1992).

a) Apprentissage supervisé :

Dans ce type d'apprentissage, un fonctionnement donné est imposée au réseau. Les poids synaptiques changent pour réduire l'erreur entre la sortie désirée et l'actuelle sortie du réseau. L'apprentissage est répété plusieurs fois jusqu'à ce que le réseau entre dans un état

d'équilibre où le changement des poids n'est plus avantageux (Haykin, 1999) Le réseau se comporte alors comme un filtre dont les paramètres de transfert sont ajustés à partir des couples entrées/sorties présentés (figure. 17).

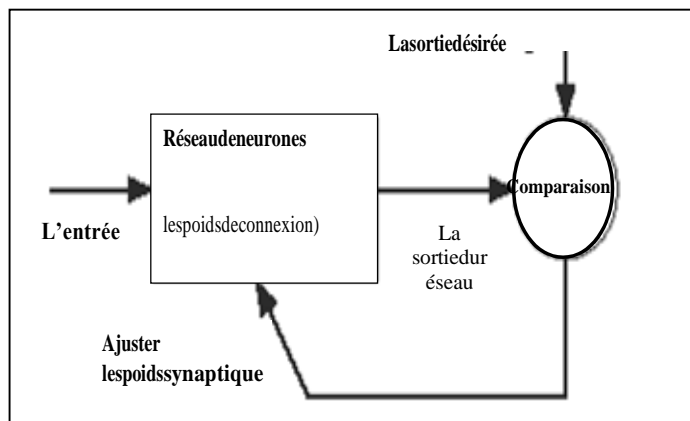


Figure 17 : Schéma de fonctionnement de l'apprentissage supervisé (Aliouane Leila, 2013).

b) Apprentissage non supervisé

Dans un apprentissage non supervisé, il n'y a pas de tuteur, plus exactement le réseau ne reçoit aucune information de l'environnement lui indiquant qu'elles devraient être ses sorties, ou même si celles-ci sont correctes. Le réseau doit donc découvrir, par lui-même, les corrélations existantes entre les patrons d'apprentissage (figure.18). Les cellules et les connexions doivent dégager un certain degré d'auto-organisation. Les réseaux à apprentissage non supervisé les plus étudiés et utilisés sont les "cartes auto-organisatrices", "cartes de Kohonen" ou encore "Self-Organizing Map" (SOM). Ce type d'apprentissage inclue les algorithmes dits de regroupement ou de clustering dans la littérature de la reconnaissance de forme (Kohonen, 2000).

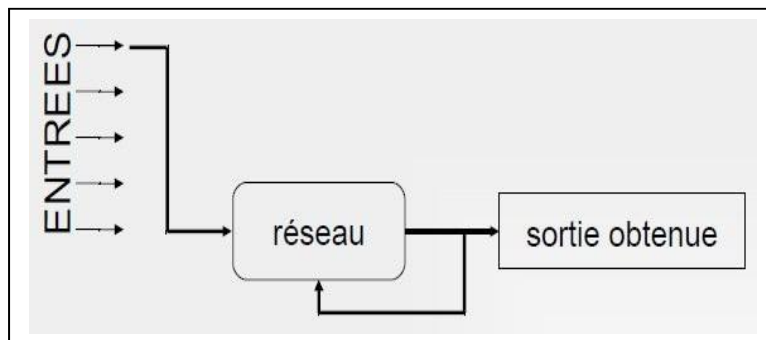


Figure 18 : Principe d'apprentissage non supervisé (Aliouane Leila, 2013).

2.2.2 Généralistes sur le support vector machine :

Les machines à vector de Support (SVM) est un groupe de techniques d'apprentissage supervisé pour résoudre les problèmes de discrimination. Les SVM sont une généralisation des classifieurs linéaires. SVM a été développé dans les années 90 par le russe Vladimir Vapnik (Crammer Koby and Yoram Singer, 2001), La machine à vecteurs de support a été développée en tant qu'algorithme de classification binaire supervisée. À cause de leur habileté à examiner des data nombreux, le petit nombre d'hyper-paramètres, leurs garanties théoriques et leurs performances pratiques réussies, les SVM ont été rapidement adoptés. Le SVM a été utilisé dans un large éventail de domaines (bio-informatique, recherche d'information, vision par ordinateur, finance et ingénierie des réservoirs ...). Selon les données, les performances.

a) Mise en œuvre

La mise en œuvre du programme d'apprentissage par SVM consiste principalement à résoudre un problème d'optimisation, qui inclut le schéma de solution de programmation quadratique dans l'espace des dimensions du résultat. En conséquence, ces services utilisent des approches spécialisées pour atteindre leurs objectifs, et il n'est pas recommandé d'essayer de développer de tels programmes par vous-même. Ces décisions sont généralement prises à l'aide de méthodes de validation croisée, dans lesquelles le succès du système est évalué empiriquement à l'aide d'instances non vues lors des tests. Le but est de trouver les paramètres qui fournissent les meilleurs résultats.

b) Support Vector Machines

Le support vector machine (SVM) est un algorithme d'apprentissage automatique supervisé pour la classification et la régression. L'utilisation la plus courante de SVM est la classification. SVM est basé sur le concept de la détermination de l'hyperplan approprié pour partitionner un jeu de données en deux parties.

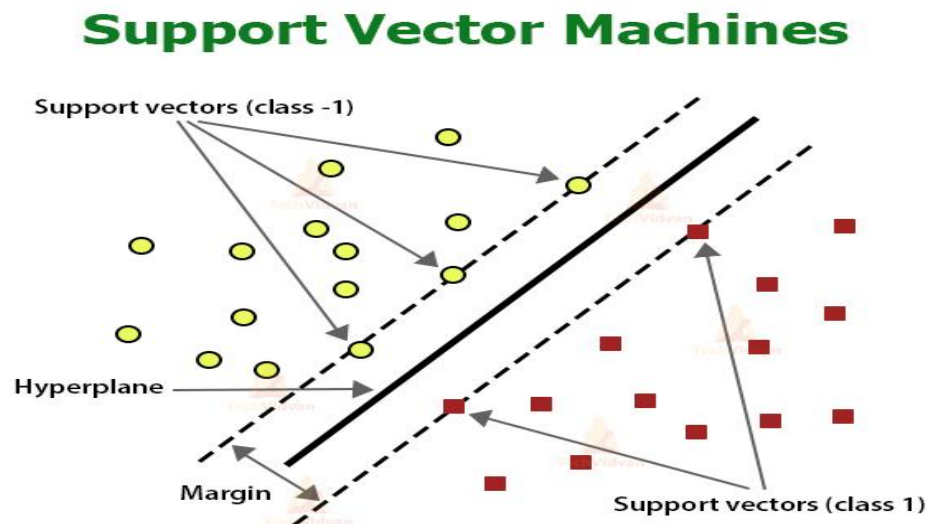


Figure 19 : schéma du support de vector

(<https://techvidvan.com/tutorials/wp-content/uploads/sites/2/2020/05/Support-Vector-Machines-1.jpg>)

Pour deux classes d'exemples donnés, le but de SVM est de trouver un classificateur qui va séparer les données et maximiser la distance entre ces deux classes. Avec SVM, ce classificateur est un classificateur linéaire appelé hyperplan. Dans le schéma qui suit, on détermine un hyperplan qui sépare les deux ensembles de points (voir fig.19).

2.2.3 Algorithmes Génétiques

Les algorithmes génétiques sont de la famille des algorithmes évolutionnistes. Leur but est de trouver une solution approchée à un problème d'optimisation, lorsqu'il n'existe pas de méthode exacte pour le résoudre en un temps raisonnable. Les algorithmes génétiques utilisent la notion de sélection naturelle et l'appliquent à une population de solutions potentielles au problème donné.

a) Principe et mise en œuvre

Le schéma d'un algorithme génétique est simple. On commence par générer une population initiale d'individus de façon aléatoire. A chaque étape, on crée une nouvelle population en utilisant les opérateurs génétiques, à savoir, sélection, croisement et mutation (le hoai minh, 2007). Le schéma du fonctionnement d'un algorithme génétique est présente dans la figure suivante :

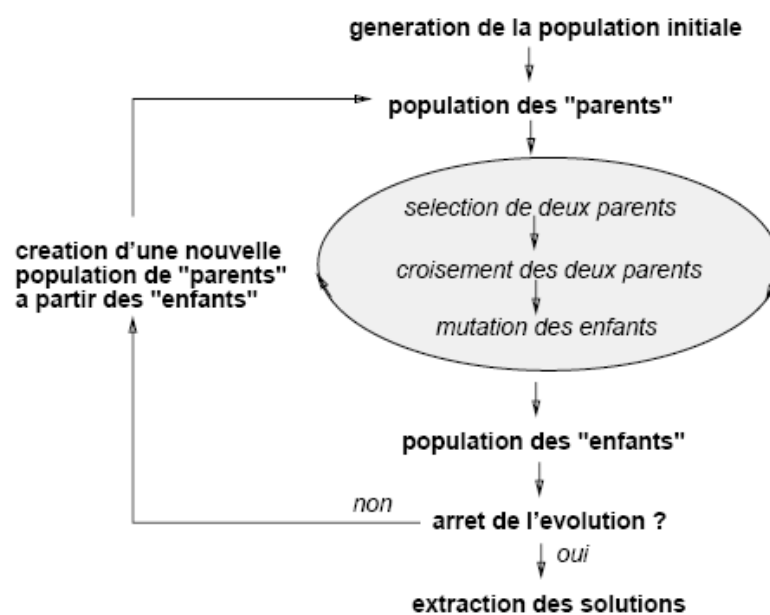


Figure 20 : Schéma d'un algorithme génétique simple (le hoai minh, 2007)

La mise en œuvre d'un algorithme génétique nécessite les éléments suivants :

- Une fonction d'adaptation (ou fonction fitness) : la fonction que l'on utilise pour évaluer les individus dans l'espace de recherche.
- Un codage : comme nous avons mentionné, on associe chaque point de l'espace de recherche à une structure particulière, appelée génotype, qui caractérise chaque individu de la population.
- Une population initiale : la population à partir de laquelle l'algorithme évolue.
- Un processus de sélection : la sélection de deux parents selon un critère d'adaptation à l'environnement pour favoriser la reproduction des "bons" individus.
- Opérateurs génétiques : croisement et mutation.

2.2.4 Critères de validation

Une fois le modèle construit se pose alors la question s'il rend fidèlement compte de l'échantillon. Pour cela, la modélisation nécessite des critères de validation sur la base desquels, le concepteur juge les performances finales du modèle qui sera retenu. Certains sont numériques et d'autres graphiques (Willmott CJ (1981,1982).in I. Ladlani et al. (2012)).

a. Le coefficient de détermination (R^2) :

Celui-ci évalue le degré d'association entre deux variables et juge de la qualité de l'ajustement des valeurs observées et calculées :

$$R^2 = \left[\frac{\frac{1}{N} \sum_{i=1}^N (Y_{iobs} - \bar{Y}_{obs})(Y_{ical} - \bar{Y}_{cal})}{\sigma_{obs} \cdot \sigma_{cal}} \right]^2$$

Avec : Y_{iobs} : Valeur observée. Y_{ical} : Valeur calculée par le modèle.

\bar{Y}_{obs} : Moyenne de la variable observée.

\bar{Y}_{cal} : Moyenne de la variable calculée. N : est le nombre de points.

Un coefficient de détermination proche de l'unité signifie que le modèle élaboré est très efficace.

b. Erreur Quadratique Moyenne, Root Mean Square Error (RMSE) :

$$RMSE = \sqrt{\frac{1}{N} \sum_{i=1}^n (Y_{iobs} - Y_{isim})^2}$$

Quand le RMSE est proche de zéro signifie que le modèle est très bon.

Erreur Absolue Moyenne, Mean Absolute Error (MAE) :

$$MAE = \frac{1}{N} \sum_{i=1}^N |Y_{iobs} - Y_{isim}|$$

Lorsque le MAE est proche de zéro signifie que le modèle est très bon.

3. Logiciels utilisés

En raison du nombre des données, il est difficile de traiter manuellement les données statistiques et géostatistiques. Cela implique l'utilisation d'un outil informatique pour tous les processus, de la création, organisation, filtration, traitement et à la visualisation des résultats de l'analyse statistique et géostatistique. Pour cette enquête, de nombreux logiciels ont été utilisés :

Excel :

L'Excel c'est un logiciel, se forme d'un tableur, était principalement utilisé pour saisir et gérer des fichiers de données. Ce programme a été utilisé pour créer des fichiers de données pétrophysiques de l'ensemble du réservoir (réservoir Cambrien) de la zone 17. Il était généralement utilisé pour des calculs spécifiques et également pour tout traitement statistique et géostatistique.

Statistica 8 :

Ce programme nous permet de traiter la statistique monovariée, bivariée et multivariée par le calcul des matrices de corrélation, calcul des facteurs de charge et les valeurs propres – ACP.

Matlab :

Est un logiciel de calcul interactif il permet de réaliser des simulations numériques basées sur des algorithmes d'analyse numérique, Matlab comprend de nombreuses fonctions, de calcul ou de traitements de données, d'affichage, de tracés de courbes, de résolution de systèmes et d'algorithmes de calculs numériques au sens large du terme.

Logiciel XLSTAT :

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.

CHAPITRE 3 : RESULTATS ET DISCUSSION

1. Présentation et analyse des données

Des mesures réelles de porosité et de perméabilité ont été fait sur 1668 points des échantillons proviennent de six 06 puits (356, 366, 368,423, 441 et 444) de la zone-17 à Hassi Messaoud auxquels s'ajoute l'enregistrements diagraphiques. Les variables sont : la profondeur (DEPTH), la Densité Apparente (RHOB), le Gamma Ray classique (GR), le Caliper (CAL), le log de résistivité grand N (ILD.DIL) et la petite N (ILM.DIL) ainsi la porosité (ϕ) et la perméabilité (K). La première étape consiste à collecter, combiner, structurer et organiser les données ainsi que le teste de leur distribution (l'homogénéité ou l'hétérogénéité des données). Il s'agit de leur critique avant l'application des techniques de l'intelligence artificiel. Les différentes analyses statistiques, monovarié, bivariée et multivarié vont être faites.

1.1 Analyse monovarié (statique élémentaire)

Le traitement statistique de l'ensemble de la porosité et de la perméabilité mesurées en laboratoire et tous les enregistrements log carottés, sont présentés dans le tableau 5. A partir les résultats, la perméabilité montre un étendu varie de 0.03 mD à 915.00 m avec moyenne de 28.557 mD et une variance très élevée de 5874.71(mD)². Ceci traduit une grande dispersion des données de la perméabilité qui fait l'objet de la prédiction par l'intelligence artificiel. Pour la porosité, elle varie de 0.10% à 25.00 % avec une porosité moyenne de l'ordre 7.732 % et une variance de 7.89 (%)².

Tableau 5 : Statistiques de porosité, perméabilité et des données de diagraphies de réservoir cambrien R1 de la zone 17.

| | Valid N | Mean | Median | Mode | Minimum | Maximum | Variance |
|---------------------|---------|---------|---------|----------|---------|---------|----------|
| Depth | 1668 | 3412.72 | 3413.30 | Multiple | 3322.17 | 3486.76 | 1228.67 |
| GR | 1668 | 34.96 | 31.22 | Multiple | 11.77 | 126.10 | 226.11 |
| CALI | 1668 | 6.11 | 6.15 | 6.22 | 5.41 | 8.503 | 0.12 |
| ILD, DIL | 1668 | 236.42 | 223.31 | 210.13 | 0.50 | 1988.66 | 27282.25 |
| ILM, DIL | 1668 | 221.33 | 134.22 | Multiple | 1.07 | 1930.86 | 83736.96 |
| NPHI | 1668 | 4.93 | 4.79 | 2.23 | 0.24 | 16.82 | 5.32 |
| RHOB | 1668 | 2.48 | 2.48 | Multiple | 2.25 | 2.74 | 0.00 |
| PERMEABILITY | 1668 | 28.55 | 3.27 | 0.8 | 0.03 | 915.00 | 5874.71 |
| POROSITY | 1668 | 7.73 | 7.60 | 7.50 | 0.1 | 25.00 | 7.89 |

Depth (m), **GR** (GAPI), **CALI** (IN), **ILD, DIL** (OHMM), **ILM, DIL** (OHMM), **ROHB** (G/C3), **NPHI** (PU), **PERMEABILITY** (md), **POROSITY** (%).

1.2 Analyse multivariée Analyse en Composante Principales Normées (ACP)

Le calcul de la matrice de corrélation a été faite sur l'ensemble des données de tout le réservoir (R1) du Cambrien (Tableau. 6). La matrice de corrélation a montré la perméabilité (K) est corrélé positivement avec la porosité (\emptyset), le calipaire (CALI), le grand normal (ILD.DIL), la petit normal (ILM.DIL) et le Neutron (NPHI). Elle est corrélée négativement avec la densité apparente (RHOB) et le gamma ray (GR). Une forte corrélation positive a été observée de la porosité (\emptyset) avec la perméabilité (K). La matrice de corrélation a montré que la porosité (\emptyset) est corrélée positivement avec la profondeur (depth), caliper (CALI), la grande normal (ILD, DIL) et le Neutron (NPHI). Et corrélée négativement avec le gamma ray (GR), la petite normale (ILM.DIL) et la densité apparente (RHOB). *Néanmoins, nous constatons de faibles corrélations qui ne sont pas significatives dans la plupart de cas, à cause du comportement hétérogène des données pour tous les drains.*

Tableau 6 : Matrice de corrélation de la porosité (\emptyset) et la perméabilité (K) et quelque diagraphie de réservoir cambrien R1 de la zone 17.

| | Depth | GR | CALI | ILD, DIL | ILM, DIL | NPHI | RHOB | PERMEABILITY | POROSITY |
|--------------|-------|------|-------|----------|----------|-------|-------|--------------|----------|
| Depth | 1.00 | 0.19 | -0.19 | -0.04 | 0.25 | 0.13 | -0.34 | 0.01 | 0.10 |
| GR | | 1.00 | -0.07 | -0.30 | -0.02 | 0.27 | 0.29 | -0.08 | -0.13 |
| CALI | | | 1.00 | 0.15 | -0.11 | 0.39 | -0.09 | 0.18 | 0.30 |
| ILD, DIL | | | | 1.00 | 0.25 | -0.21 | -0.27 | 0.19 | 0.26 |
| ILM, DIL | | | | | 1.00 | -0.18 | 0.005 | 0.000312 | -0.01 |
| NPHI | | | | | | 1.00 | -0.08 | 0.075 | 0.11 |
| RHOB | | | | | | | 1.00 | -0.18 | -0.30 |
| PERMEABILITY | | | | | | | | 1.00 | 0.34 |
| POROSITY | | | | | | | | | 1.00 |

Depth (m), GR (GAPI), CALI (IN), ILD, DIL (OHMM), ILM, DIL (OHMM), ROHB (G/C3), NPHI (PU), PERMEABILITY (md), POROSITY (%).

a) Diagonalisation Calcul des facteurs de charges et tracé des cercles de corrélation

La diagonalisation de la matrice de corrélation (tableau. 6) permet de calculer les facteurs de charge sur toutes les données pétrophysiques dans l'ensemble du réservoir cambrien (R1).

Tableau 7 : Résultats de l'ACP - Poids factoriel sur les paramètres pétrophysiques zone-17.

| | Factor 1 | Factor 2 | Factor 3 | Factor 4 |
|---------------------|----------|----------|----------|----------|
| GR | 0.48 | -0.44 | -0.49 | -0.20 |
| CALI | -0.47 | -0.55 | -0.10 | 0.44 |
| ILD, DIL | -0.63 | 0.41 | -0.21 | 0.21 |
| ILM, DIL | -0.08 | 0.49 | -0.72 | 0.21 |
| NPHI | -0.07 | -0.82 | -0.12 | 0.23 |
| RHOB | 0.62 | -0.04 | -0.32 | -0.06 |
| PERMEABILITY | -0.56 | -0.15 | -0.21 | -0.65 |
| POROSITY | -0.70 | -0.19 | -0.09 | -0.21 |

Depth (m), GR (GAPI), CALI (IN), ILD, DIL (OHMM), ILM, DIL (OHMM), ROHB (G/C3), NPHI (PU), PERMEABILITY (md), POROSITY (%).

b) Interprétation des résultats de L'ACP

Les cercles de corrélation (figure. 21) dans le plan des axes F1 et F2 qui représentent une variance cumulée de 47.05 % (F1 = 26.18 %, F2 = 20.87 %) montrent : Une association constituée de porosité(\emptyset), la perméabilité (K), caliper (CALI) et le neutron (NPHI), ces paramètres sont aussi corrélés négativement avec le facteur 1 (F1) et le facteur 2 (F2). Aussi une autre association est présente, constitué de la grande normal (ILD.DIL) et la petite normal (ILM.DIL) sont corrélée négativement avec F1 et positivement avec F2. Les paramètres RHOB et le GR sont associés et corrélé négativement avec F2 et positivement avec F1.

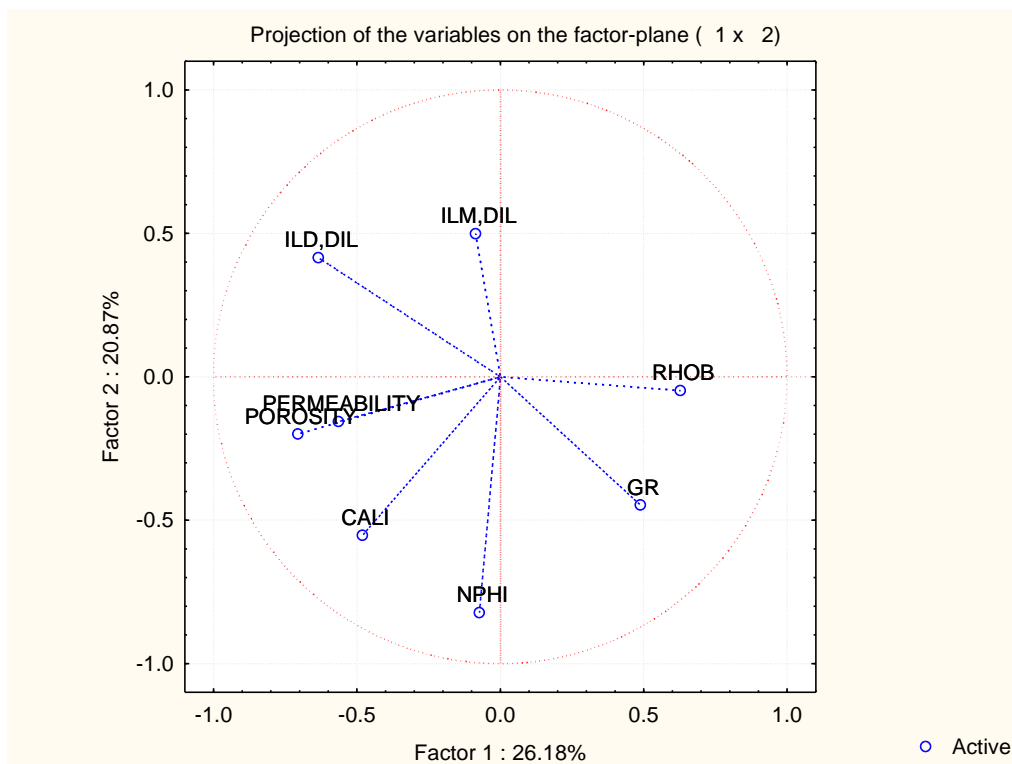


Figure 21 : Cercle de corrélations de l'ACP sur l'ensemble de données.

2. Étude de la distribution des données paramètres pétrophysiques

2.1 Analyse factorielle discriminante (AFD)

L'analyse statistique factorielle a été faite sur les données pétrophysiques et diagraphiques (K, \emptyset , GR, CALI, NPHI, ILD.DIL, ILM.DIL, RHOB) qui sont les variables quantitatives et le type de drain (D5, D3, D2, DI, D1) représentant la variable qualitative. Ces variables qualitatives ont été retenues sur la base de la subdivision faite par la société Sonatrach et qui a pris en considération les caractéristiques sédimentologiques, pétrophysiques et diagraphiques.

L'objectif de cette analyse consiste à tester la qualité de subdivision en drain d'exploitation surtout pour évaluer cette subdivision est bien faite ou non d'une part et de tester la distribution des nouvelles classes (drains). S'il y'a une nette distinction des classes d'échantillons appartenant aux drains et qui se manifeste par l'éloignement des barycentres. Si le contraire, donc, la subdivision des drains qui a été proposée ne reflète pas un contraste

(différence) en termes de paramètres pétrophysiques entre les échantillons sur la base des paramètres pétrophysiques et diagraphiques au sein des drains en question.

L'application de cette analyse se fait dans 6 puits séparément en utilisant le logiciel Excel Stat. Les drains sont codés par des lettres (Drain 5 « D5 », Drain 3 « D3 », Drain 1 « D1 », Drain 2 « D2 », Inter Drain « ID ») pour chaque échantillon de forage. Les puits utilisés dans cette étude ont été analysés par AFD. Les résultats obtenus sont présentés ci-dessous :

a) Puits MD 356 :

Ce puits MD 356 est situé dans la partie centrale de la zone 17. Ce forage traverse l'ensemble des drains sur une épaisseur de 131 m (D5=40 m, D3=14 m, D2= 25 m, ID=27 m, D1=25 m) avec un total de 372 échantillons de carotte qui ont été analysés sur les paramètres pétrophysiques et diagraphiques répartis comme suit : D5 = 94 échantillons, D3 = 38 échantillons, D2 = 92 échantillons, ID = 97 échantillons et D1 = 51 échantillons.

L'analyse de l'AFD a montré une dispersion des échantillons dans l'espace factoriel F1 versus F2 qui représentent une variance cumulée de 80.52 % (F1=48.45 % F2= 32.08%). Le facteur F1 montre une subdivision entre les échantillons des drains. Le D1, D5, D3 sont corrélés négativement avec le facteur 1 et le D2, ID sont corrélés positivement avec le facteur 1.

Le facteur F2 permet également de distinguer les drains qui composent le réservoir comme à titre d'exemple le drain D1 et D5. D'une manière générale, ces résultats indiquent deux différents groupes des drains le première groupes qui sont le D5 et le D3 et le deuxième qui sont le D1, D2 et ID chaque groupe se caractérise par une similarité dans les caractéristiques soit pétrophysiques ou diagraphiques qui est basé sur la géologie de ces drains.

Tableau 8 : Résultats de l'AFD - Poids factoriel sur les drains de puits 356

| | F1 | F2 | F3 | F4 |
|----|-------|-------|-------|--------|
| D1 | -1,15 | -2,31 | 0,80 | -0,03 |
| D2 | 2,04 | 0,29 | 0,71 | -0,007 |
| D3 | -1,27 | 0,54 | 0,59 | 0,15 |
| D5 | -1,28 | 1,21 | 0,02 | -0,05 |
| ID | 0,41 | -0,46 | -1,37 | 0,01 |

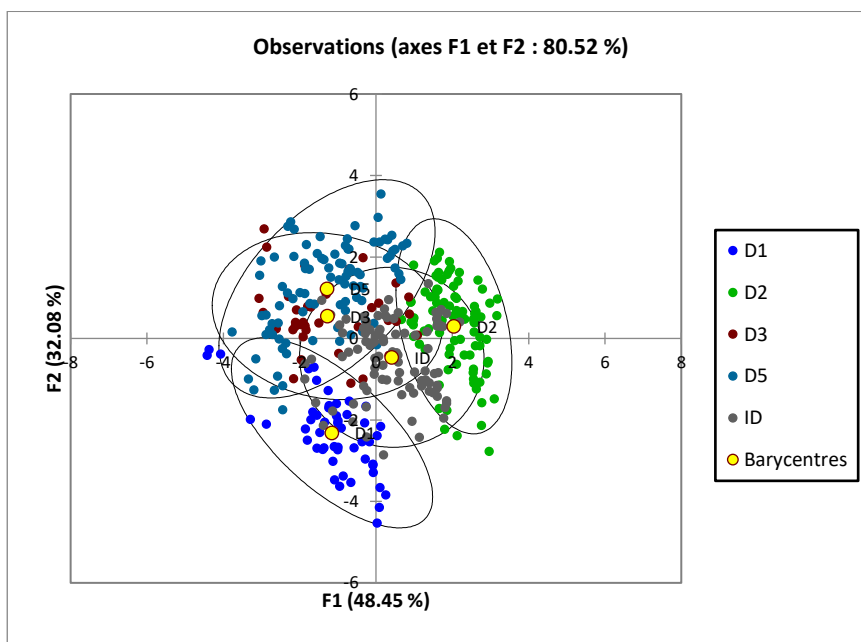


Figure 22 : Analyse factoriel discriminante de puits MD 356.

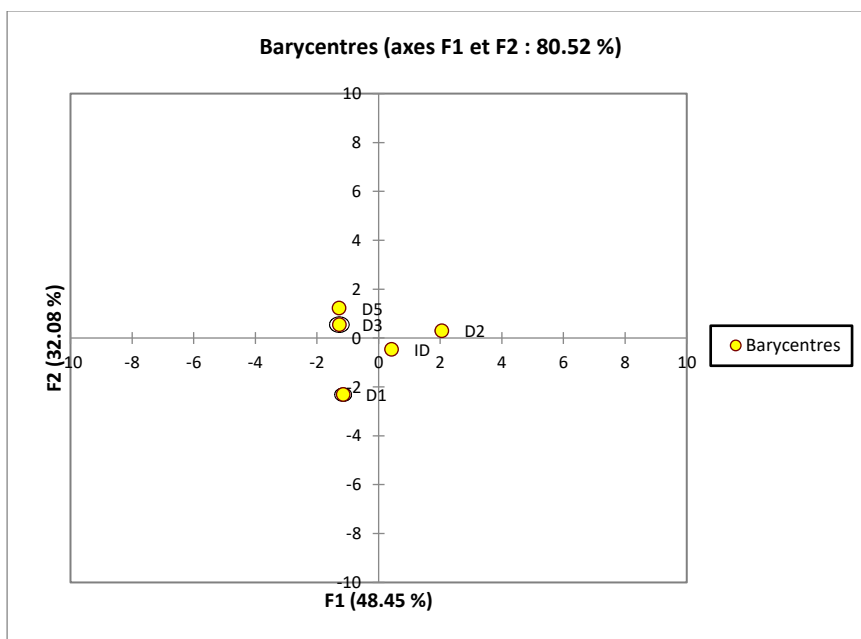


Figure 23 : Les barycentres de l'AFD du puits MD 356.

b) Puits MD 366

Ce puits MD 366 est situé dans la partie orientale de la zone 17. Ce forage traverse l'ensemble des drains sur une épaisseur de 117 m (D5=24 m, D3=15 m, D2= 23 m, ID=28 m,

D1=27 m) Au total 367 échantillons de carotte ont été analysés sur les paramètres pétrophysiques et diagraphiques répartis comme suit : D5 = 66 échantillons, D3 = 56 échantillons, D2 = 80 échantillons, ID = 86 échantillons et D1 = 79 échantillons. L'AFD a indiqué que les échantillons sont répartis sur l'ensemble du facteur F1 versus F2 qui représentent une variance cumulée de 96.11 % (F1= 88.12 %, F2= 7.99 %). L'AFD a montré que le drain ID et D1 sont corrélés positivement avec les deux facteurs et sont très proches de point de vue de position, donc sont semblable au niveau des données pétrophysiques et sont liées étroitement au D2 et D3. Cependant pour le D5 on remarque qui est corrélé négativement avec les facteurs 1 et 2 et se situé séparément des autres drains, indiquant une différenciation sur la base des paramètres pétrophysiques. Dans ce puits, il a été distingué qu'il y'a une nette distinction entre le drain D5 et les autres drains.

Tableau 9 : Résultats de l'AFD - Poids factoriel sur les drains de puits 366.

| | F1 | F2 | F3 | F4 |
|----|-------|-------|-------|-------|
| D1 | 1,48 | 0,64 | 0,25 | -0,46 |
| D2 | 2,00 | -1,29 | 0,06 | 0,02 |
| D3 | -0,47 | 0,22 | -0,99 | -0,05 |
| D5 | -5,11 | -0,24 | 0,24 | -0,02 |
| ID | 1,01 | 0,65 | 0,16 | 0,46 |

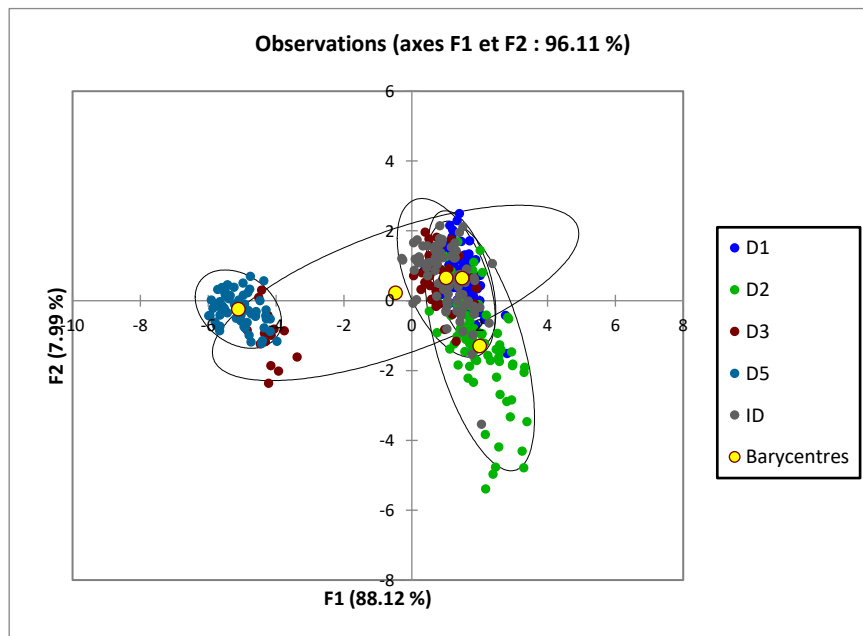


Figure 24 : Analyse factoriel discriminante de puits MD 366.

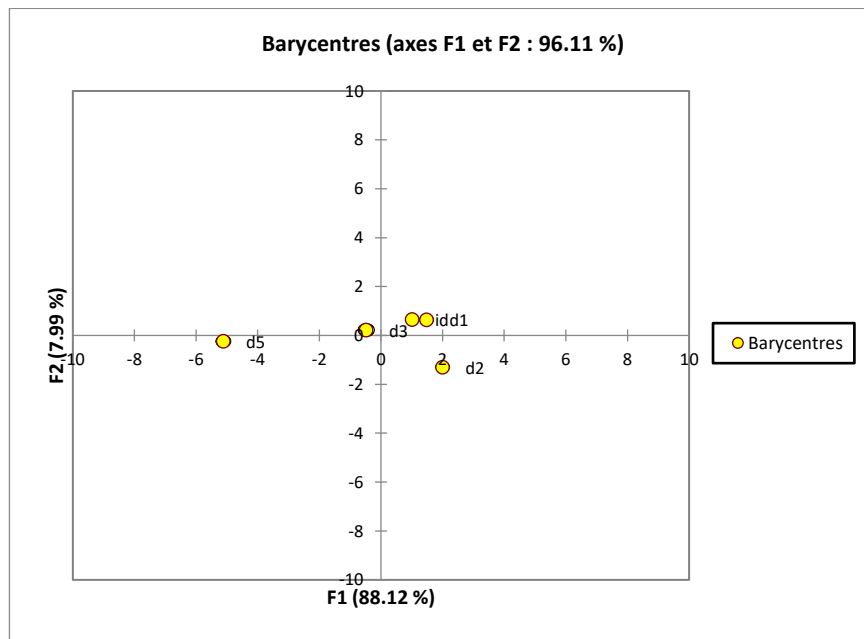


Figure 25 : Les barycentres de l'AFD du puits MD 366.

c) Puits MD 368

Le puits MD 368 est situé dans la partie centrale de la zone 17. Ce forage traverse l'ensemble des drains sur une épaisseur de 112 m (D5=15 m, D3=18 m, D2= 25 m, ID=30 m, D1=24 m et Z-PSG = 8 m). Au total 428 échantillons de carotte ont été analysés sur les paramètres pétrophysiques et diagraphiques répartis comme suit : D5 = 60 échantillons, D3 = 62 échantillons, D2 = 93 échantillons, ID = 110 échantillons, D1 = 88 échantillons et Z-PSG = 15 échantillons.

L'analyse de l'AFD a montré une dispersion des échantillons dans l'espace factoriel F1 versus F2 qui représentent une variance cumulée de 82.54 % (F1=55.22 %, F2= 27.31 %). On remarque qu'il y a une population des drains corrélées négativement avec le facteur 1, constituée de D2, D1, ID et la zone de passage Z-PSG se situent entre ces drains. Ensuite cette population a des caractéristiques pétrophysiques communes. Les échantillons de D5 et D3 sont corrélés positivement avec le facteur 1 et clairement regroupés séparément indiquant une différence sur la base des paramètres pétrophysiques. Dans ce scénario, il n'est pas permis de subdiviser au niveau du réservoir Ra puisque les trois drains de ce dernier (D2, D1 et ID) ont des caractéristiques pétrophysiques semblables.

Tableau 10 : Résultats de l'AFD - Poids factoriel sur les drains de puits 368.

| | F1 | F2 | F3 | F4 | F5 |
|----|-------|-------|-------|--------|-------|
| D1 | -1,03 | -0,24 | -0,20 | -0,15 | 0,07 |
| D2 | -0,18 | 0,01 | 0,65 | -0,11 | -0,05 |
| D3 | 1,07 | 1,07 | -0,06 | -0,075 | 0,05 |
| D5 | 1,38 | -1,06 | -0,11 | 0,007 | 0,01 |
| ID | -0,36 | 0,11 | -0,09 | 0,30 | -0,01 |
| Z | -0,10 | 0,32 | -1,44 | -0,33 | -0,23 |

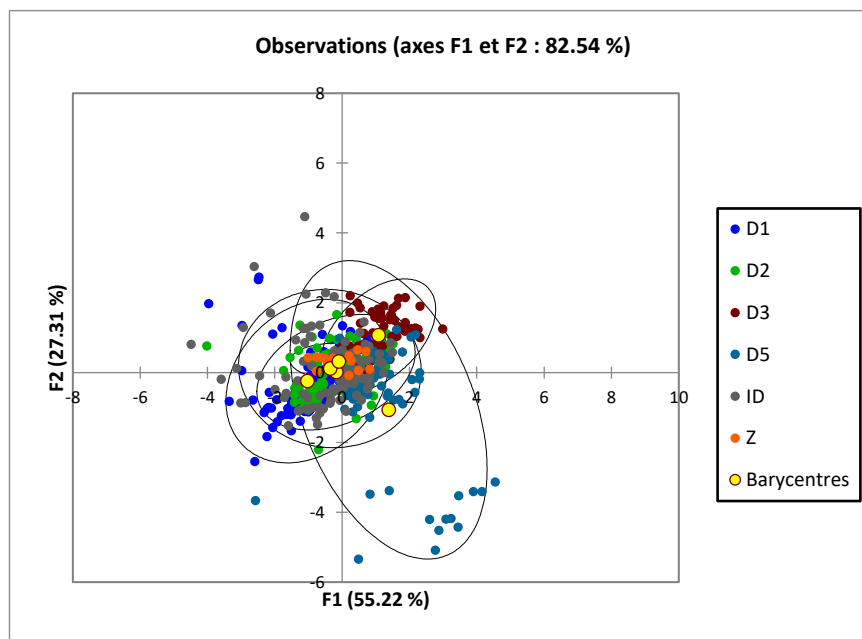


Figure 26 : Analyse factoriel discriminante de puits MD-368.

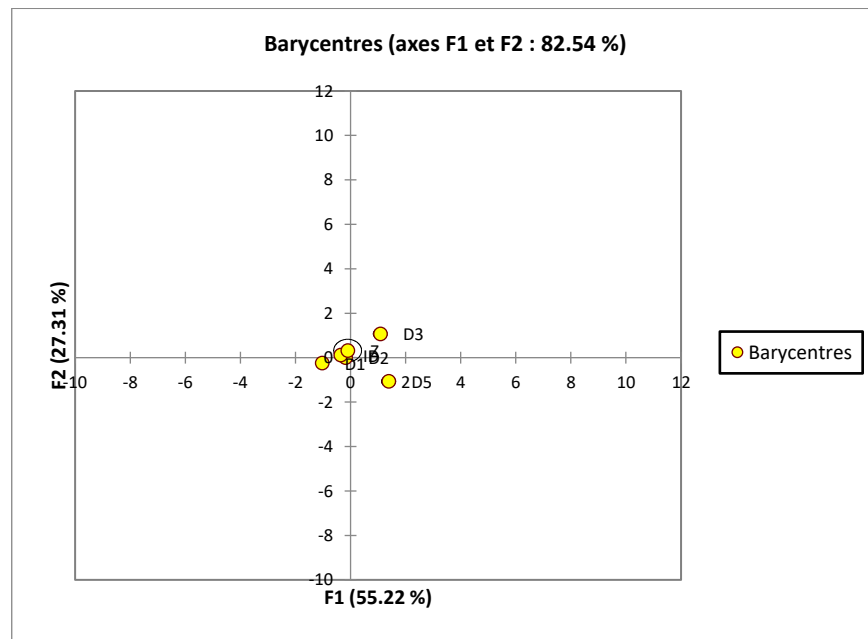


Figure 27 : Les barycentres de l'AFD du puits MD 368.

d) Puits MD 423 :

Le puits MD 423 est localisé dans la partie centrale de la zone 17. Ce forage l'ensemble des drains sur une épaisseur de 96 m (D5=23 m, D3=18 m, D2= 18 m, ID=25). Au total 286 échantillons de carotte ont été analysés sur les paramètres pétrophysiques et diagraphiques répartis comme suit : D5 = 47 échantillons, D3 = 67 échantillons, D2 = 84 échantillons et ID = 88 échantillons.

L'AFD a indiqué que les échantillons sont répartis sur l'ensemble du facteur F1 versus F2 qui représentent une variance cumulée de 88.82% (F1= 69.50 %, F2= 19.32 %). L'AFD a montré une corrélation négative des drains D2 et ID avec le facteur 1, et une corrélation positive avec le facteur 2. Le D5 est corrélé positivement avec les deux facteurs par contre le D3 est corrélé négativement avec les deux facteurs. On remarque que les échantillons des drains D3, D2 et ID sont un peu proches dans leur position à cause de leur propriétés pétrophysiques présentent une similarité, au contraire aux les échantillons de D5 sont différents au point de vue des propriétés pétrophysique par rapport les autres drains.

Tableau 11 : Résultats de l'AFD - Poids factoriel sur les drains de puits 423.

| | F1 | F2 | F3 |
|----|-------|-------|-------|
| D2 | -0,02 | 0,49 | 1,11 |
| D3 | -0,62 | -1,77 | -0,06 |
| D5 | 4,03 | 0,20 | -0,55 |
| ID | -1,65 | 0,77 | -0,72 |

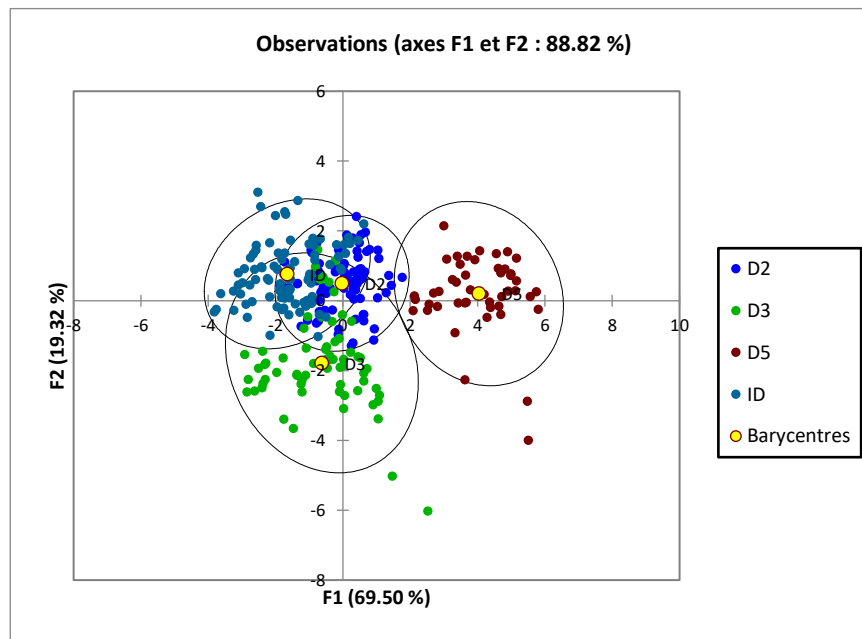


Figure 28 : Analyse factorielle discriminante de puits MD 423.

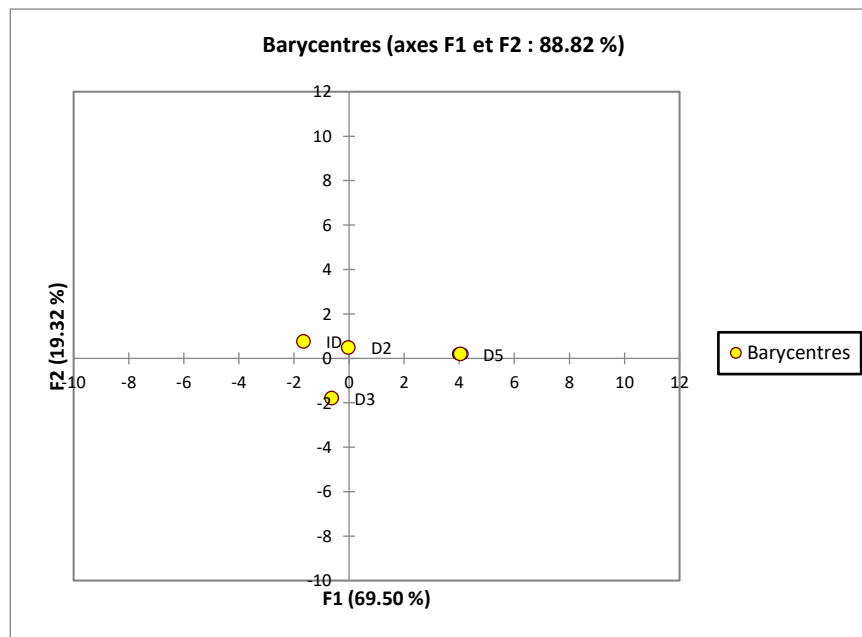


Figure 29 : Les barycentres de l'AFD du puits MD 423.

e) Puits MD 441 :

Le puits MD 441, se trouvant dans la partie orientale de la zone 17, traverse les drains sur une épaisseur de 133 m (D5=33 m, D3=19 m, D2= 25 m, ID=29 m et D1=27 m). Au total, 127 échantillons de carotte ont été analysés sur les paramètres pétrophysiques et diagraphiques répartis comme suit : D5 = 68 échantillons, D3 = 30 échantillons, D2 = 18 échantillons et ID = 11 échantillons.

L'analyse de l'AFD a montré une dispersion des échantillons dans l'espace factoriel F1 versus F2 qui représentent une variance cumulée de 94.65 % (F1=82.82 % F2= 11.83 %). L'AFD a montré une corrélation positive des drains D3 et ID avec les deux facteurs, cependant le D5 est corrélé négativement avec les deux facteurs, et pour le D2 est corrélé positivement avec le facteur 1 et négativement avec le facteur 2.

Il a été constaté que tous les échantillons des drains sont positionnés clairement séparément indiquant une différence sur la base des paramètres pétrophysiques.

Tableau 12 : Résultats de l'AFD - Poids factoriel sur les drains de puits 441.

| | F1 | F2 | F3 |
|----|-------|-------|-------|
| D2 | 2,17 | -1,28 | -0,33 |
| D3 | 0,88 | 0,83 | -0,50 |
| D5 | -1,49 | -0,10 | 0,13 |
| ID | 3,24 | 0,48 | 1,11 |

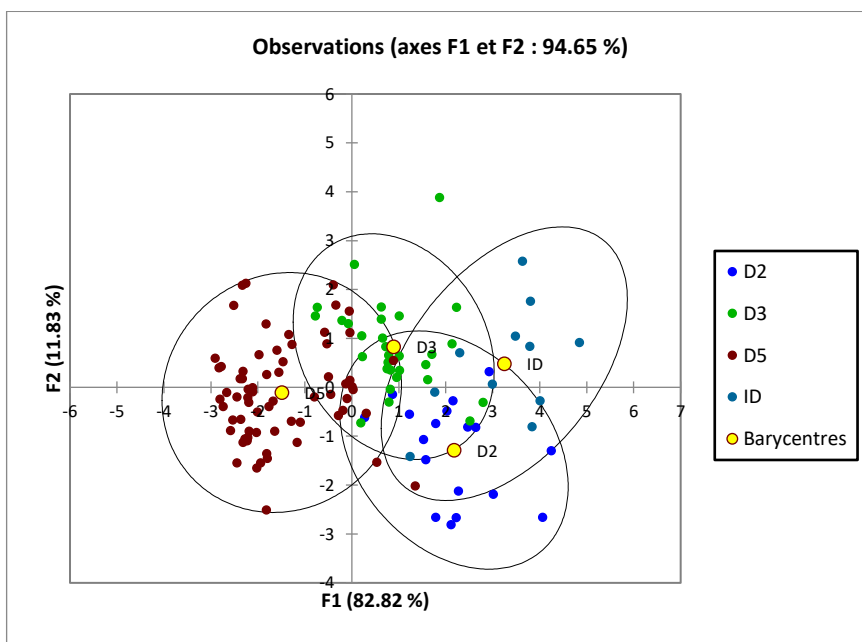


Figure 30 : Analyse factorielle discriminante de puits MD 441.

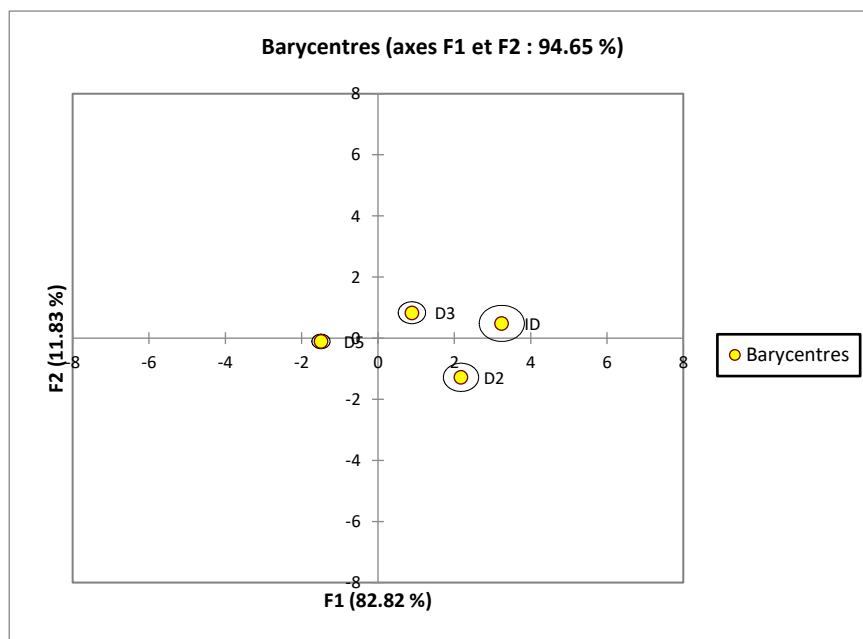


Figure 31: Les barycentres de l'AFD du puits MD 441.

f) Puits MD 444 :

Le puits MD 444 est situé dans la partie nord-ouest de la zone 17. Le forage traverse les drains sur une épaisseur de 110 m (D5=10 m, D3=15 m, D2= 26 m, ID=32 m et D1=27 m) Au total 86 échantillons de carotte ont été analysés sur les paramètres pétrophysiques et

diagraphiques répartis comme suit : échantillons, D2 = 35 échantillons, ID = 38 échantillons et D1= 13 échantillons. L'AFD a indiqué que les échantillons sont répartis sur l'ensemble du facteur F1 versus F2 qui montrant une variance cumulée de 100 % (F1= 92 %, F2= 8 %). L'AFD a montré les observations suivantes :

- Le D1 est corrélé négativement avec les deux facteurs.
- Le ID est corrélé positivement avec les deux facteurs.
- Le D2 est corrélé positivement avec le facteur 1 et négativement avec le facteur 2.

En outre, les drains D2 et ID sont regroupés d'une façon proche, car ont des caractéristiques pétrophysiques similaires. Cependant le D1 est localisé séparément reflétant une différence sur la base des paramètres pétrophysiques.

Tableau 13 : Résultats de l'AFD - Poids factoriel sur les drains de puits 444.

| | F1 | F2 |
|----|-------|-------|
| D1 | -4,15 | -0,27 |
| D2 | 1,18 | -0,53 |
| ID | 0,33 | 0,58 |

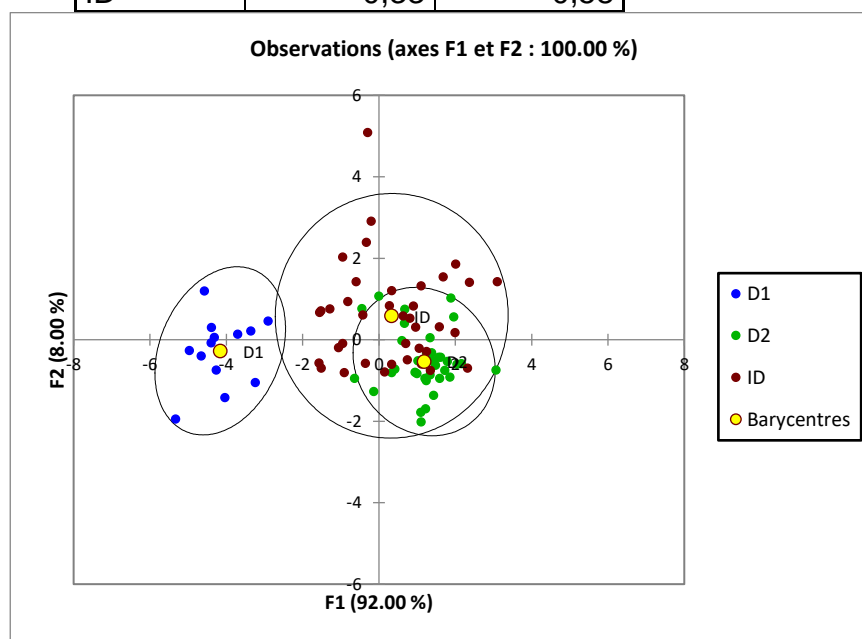


Figure 32 : Analyse factoriel discriminante de puits MD 444.

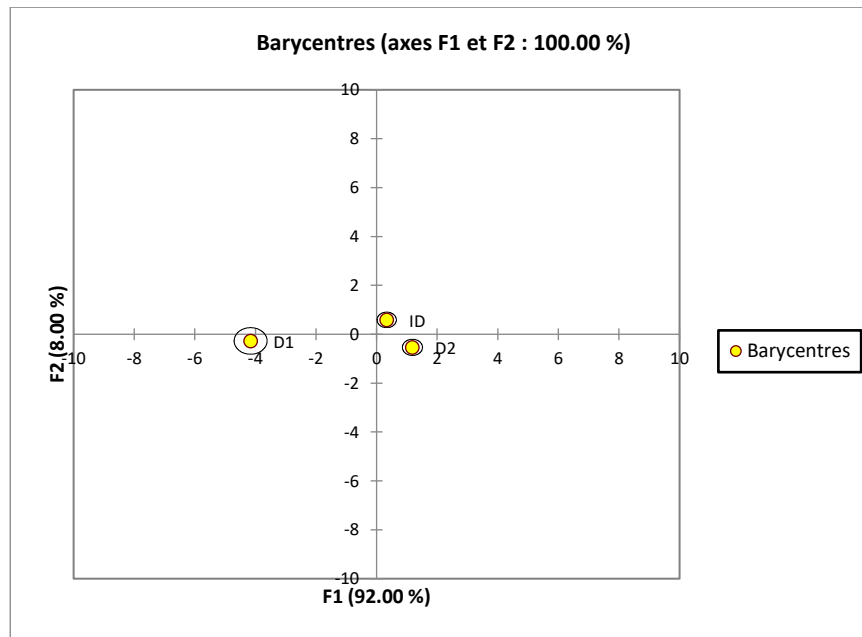


Figure 33 : Les barycentres de l'AFD du puits MD 444.

Sur la base des résultats de l'application de l'analyse factoriel discriminant (AFD) et l'analyse statistique monovarié et multivariée, sur les données de tous les puits, il a été constaté que l'ensemble des puits montrent une hétérogénéité remarquable en termes de paramètres pétrophysiques. Cette hétérogénéité présente l'inconvénient pour l'application des techniques de prédiction basée sur l'intelligence artificielle. Une autre remarque a été bien décelée de l'AFD, c'est que le drain D5 montre une certaine homogénéité par rapport les autres drains. Ce drain sera utilisé pour l'application de la prédiction de la perméabilité en utilisant les techniques de l'intelligence artificielle.

3. Étude statistique de drain 5

Le drain 5 se traversée par tous les 6 puits qui font l'objet de cette étude à savoir : MD 356, MD 366, MD 368, MD 423, MD 441et MD 444. Ce drain caractérise par une épaisseur moyenne de l'ordre de 25 m, et un ensemble de 336 échantillons repartis sur les six puits. Le traitement statistique a été effectué sur un ensemble de 336 échantillons de carottes qui font partie du drain 5. Ce drain est caractérisé par une perméabilité (K) moyenne assez élevée, de

l'ordre de 11,80 mD et une variance de 948,95 (mD)². La moyenne de la porosité (Ø) de 6,59 % avec une variance de 6,11 (%)².

Tableau 14 : traitement statistique des données du D5

| | N | Mean | Median | Mode | Minimum | Maximum | Variance |
|---------------------|-----|---------|---------|----------|---------|---------|----------|
| Depth | 336 | 3377,48 | 3384,49 | Multiple | 3322,17 | 3412,08 | 412,46 |
| GR | 336 | 31,68 | 25,88 | Multiple | 11,82 | 115,61 | 312,35 |
| CALI | 336 | 6,06 | 6,14 | 6,22 | 5,55 | 8,5 | 0,33 |
| ILD, DIL | 336 | 173,78 | 140,84 | Multiple | 0,5 | 1532,03 | 31141,12 |
| ILM, DIL | 336 | 176,24 | 109,78 | Multiple | 1,07 | 1820,95 | 75334,4 |
| NPHI | 336 | 4,56 | 3,63 | Multiple | 0,24 | 16,82 | 9,5 |
| RHOB | 336 | 2,51 | 2,5 | Multiple | 2,25 | 2,74 | 0 |
| PERMEABILITY | 336 | 11,8 | 0,8 | 0,1 | 0,03 | 296,66 | 948,95 |
| POROSITY | 336 | 6,59 | 6,3 | 7,5 | 0,8 | 16,1 | 6,11 |

Depth (m), **GR** (GAPI), **CALI** (IN), **ILD, DIL** (OHMM), **ILM, DIL** (OHMM), **ROHB** (G/C3), **NPHI** (PU), **PERMEABILITY** (md), **POROSITY** (%).

3.1 Analyse en composantes principales ACP

Le calcul de la matrice de corrélation a été faite sur l'ensemble des données du drain 5 (Tableau.15). La matrice de corrélation a montré la perméabilité (K) est corrélé positivement avec la porosité (Ø), le calipaire (CALI), le grand normal (ILD.DIL) et le Neutron (NPHI). Elle est corrélée négativement avec la densité apparente (RHOB), le gamma ray (GR) et la petit normal (ILM.DIL). Une forte corrélation positive a été observée de la porosité (Ø) avec la perméabilité (K).

La matrice de corrélation a montré que la porosité (Ø) est corrélée positivement avec caliper (CALI), la grande normal (ILD, DIL). Et corrélée négativement avec le Neutron (NPHI), le gamma ray (GR), la petite normale (ILM.DIL) et la densité apparente (RHOB) (Tableau. 15).

Tableau 15 : Matrice de corrélation de la porosité (\emptyset) et la perméabilité (K) avec les données diagraphiques du drain D5 (les corrélations en gras sont les corrélations significatives pour un niveau de confiance 95%).

| Variabes | GR | CALI | ILD, DIL | ILM, DIL | NPHI | RHOB | PERMEABILITY | POROSITY |
|--------------|----------|----------|--------------|--------------|--------------|-------------|--------------|---------------|
| GR | 1 | 0,001 | -0,13 | -0,11 | 0,31 | 0,42 | -0,20 | -0,313 |
| CALI | | 1 | -0,05 | -0,09 | 0,37 | 0,10 | 0,20 | 0,146 |
| ILD, DIL | | | 1 | 0,30 | -0,28 | -0,04 | 0,11 | 0,104 |
| ILM, DIL | | | | 1 | -0,25 | 0,06 | -0,12 | -0,082 |
| NPHI | | | | | 1 | 0,06 | 0,005 | -0,138 |
| RHOB | | | | | | 1 | -0,23 | -0,222 |
| PERMEABILITY | | | | | | | 1 | 0,334 |
| POROSITY | | | | | | | | 1 |

Les résultats de l'analyse en composantes principales (Tableau. 16) et (Figure. 34) ont montré que la caliper (CALI) et le neutron (NPHI) sont corrélés positivement avec les deux facteurs, ainsi la petite et la grand normal (ILM, DIL ; ILD, DIL) sont corrélés négativement avec les deux facteurs.

Le gamma ray (GR) et la densité apparente sont corrélés positivement avec le facteur 1 et négativement avec le facteur 2, au contraire à la perméabilité et la porosité qui sont corrélés positivement avec le facteur 2 et négativement avec le facteur 1.

Tableau 16 : Résultats de l'ACP - Poids factoriel sur les paramètres pétrophysiques D5

| | F1 | F2 |
|--------------|-------|-------|
| GR | 0,75 | -0,08 |
| CALI | 0,13 | 0,61 |
| ILD, DIL | -0,45 | -0,35 |
| ILM, DIL | -0,22 | -0,59 |
| NPHI | 0,56 | 0,55 |
| RHOB | 0,58 | -0,25 |
| PERMEABILITY | -0,45 | 0,53 |
| POROSITY | -0,57 | 0,41 |

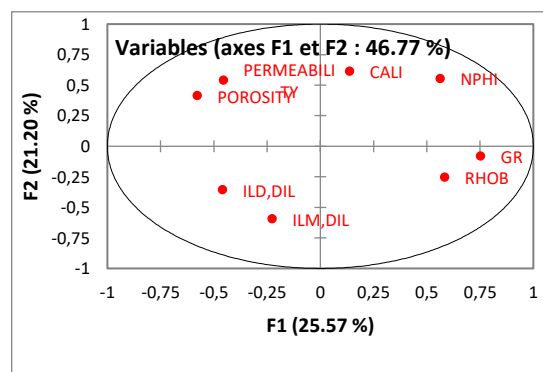


Figure 34 : Cercle de corrélations de l'ACP sur les données du D5

4. Prédiction de la Perméabilité par des Différentes Techniques de l'Intelligence Artificielle « cas d'étude D5 »

La perméabilité est un paramètre nécessaire pour la caractérisation de réservoir, et donc il faut l'estimer avec précision pour optimiser la production du pétrole et gas. La mesure de ce paramètre ce faite soit par méthodes indirect en utilisant les résultats des diagraphies ou direct par l'analyse des carottes au laboratoire en appliquant des techniques spécifiques (l'injection d'air sec...), malheureusement ce sont des approches extrêmement coûteuses et chronophages. La prédiction des paramètres pétrophysiques peut combler aussi les lacunes due à la perte ou la mauvaise récupération des carottes.

4.1 Application de la Génétique algorithmme (sélection des variables) sur les données brutes

On a utilisé cette technique à cause de sa capacité de distinguer statistiquement les meilleurs individus d'un group et d'éliminer les mauvais.

Dans notre étude, la méthode de régression linéaire multiple (AG-RLM) combiné aux algorithmmes génétiques hybrides a été utilisée sur une série de 4 paramètres de la base de données afin de prévenir et de choisir les facteurs explicatifs les plus influents, sur la prévision de perméabilité du drain 5.

L'équation (AG-RLM) a été transférée à la relation suivante :

$$\text{Prem} = - 0,1987 (\pm 0,0422) \text{Depth} + 0,0031 (\pm 0,0044) \text{ILD, DIL} - 41,7733 (\pm 15,5163) \text{RHOB} + 0,2558 (\pm 0,2535) \text{NPHI} + 779,1310 (\pm 144,6256)$$

Tableau 17 : Résultat de AG-RLM.

| | Coefficient | Écart Type | Intervalle de confiance (95%) | P-value | Commentaire |
|-----------------|-------------|------------|-------------------------------|---------|------------------|
| Constant | 779,13 | 72,31 | 144,62 | 0 | Significatif |
| Depth | -0,19 | 0,02 | 0,042 | 0 | Significatif |
| ILD, DIL | 0,003 | 0,002 | 0,004 | 0,16 | Pas significatif |

| | | | | | |
|-------------|--------|------|-------|------|--------------|
| RHOB | -41,77 | 7,75 | 15,51 | 0 | Significatif |
| NPHI | 0,25 | 0,12 | 0,25 | 0,04 | Significatif |

La sélection de variable :

Le résultat de AG-RLM a montré que les variables les plus significatives pour estimer la perméabilité sont : profondeur (HCAL), la densité (RHOB) et le neutron (NPHI). Ces paramètres doivent être considérés comme des variables explicatives et elles sont utilisées dans l'application avec les autres techniques d'intelligence artificielle pour améliorer les performances et minimiser l'erreur (Tableau. 17).

Les performances de cette technique entre perméabilité réelle et la perméabilité estimée par (AG-RLM) sont $R^2 = 0.59$, $RMSE = 6.2162$ et $MAE = 4.1383$ (Tableau. 18).

Tableau 18 : les performances de AG-RLM.

| | | |
|----------------------|-------------|-------------|
| R² | RMSE | MAE |
| 0,59 | 6,21 | 4,13 |

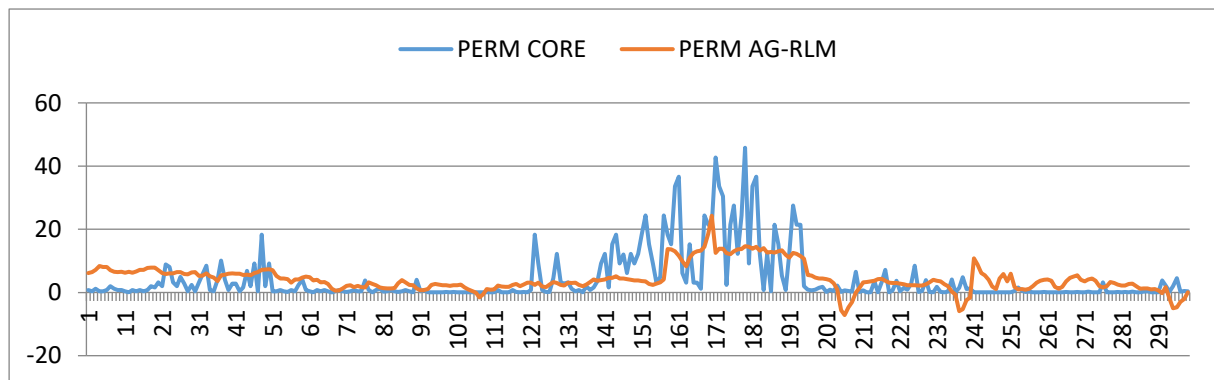


Figure 35 : comparaison entre la perméabilité réelle et la perméabilité calculée par AG-RLM.

On remarque qu'il y a une différenciation entre les valeurs de la perméabilité réelle et calculé par la méthode AG-RLM (Figure. 35), car la perméabilité est variée d'une façon logarithmique et ne varié pas en fonction linéaire, ce qui rend difficile à prévoir. *Dans ce travail, les données de perméabilité ont été transformées Log (K) afin de limiter l'effet de l'hétérogénéité des perméabilités.*

4.2 Application de la Génétique algorithmme (sélection des variables) sur les données Transformés par la fonction LOG

L'étude statistique a permis de mettre en évidence que la perméabilité suit une loi log normal qui engendre des variances aussi importantes. C'est la raison pour laquelle une transformation log normale des données brutes est nécessaire pour résoudre à ce problème. D'autant plus, en cas de lacune d'un log de diagraphie ou des enregistrements inapproprié, on peut créer des variables afin d'améliorer les performances.

L'équation de AR-RLM devient (Tableau 19 -20) :

$$\text{Log Perm} = - 6,6739 (\pm 8,8472) \text{ Log RHOB} + 2,0776 (\pm 0,3342) \text{ Log ILD, DIL} - 164,9260 (\pm 26,0445) \text{ Log Depth} + 1,3950 (\pm 0,2744) \text{ Log NPHI} + 579,5771 (\pm 92,1009)$$

Tableau 19 : Résultat de la Génétique algorithmme (sélection des variables) sur les données Transformés par la fonction LOG.

| | Coefficient | Écart Type | Intervalle de confiance (95%) | P-value | Commentaire |
|---------------------|-------------|------------|-------------------------------|---------|------------------|
| Constant | 579,57 | 46,05 | 92,10 | 0,0000 | Significatif |
| Log RHOB | -6,67 | 4,42 | 8,84 | 0 | Non significatif |
| Log Depth | -164,92 | 13,02 | 26,04 | 0,0000 | Significatif |
| Log ILD, DIL | 2,07 | 0,16 | 0,33 | 0,0000 | Significatif |
| Log NPHI | 1,39 | 0,13 | 0,27 | 0,0000 | Significatif |

Tableau 20 : les performances de AG-RLM sur les données transformées.

| R² | RMSE | MAE |
|----------------------|-------------|-------------|
| 0,80 | 0,54 | 0,44 |

Après avoir fait entrer la fonction logarithmique sur les données brutes puis en appliquant la méthode AG-RLM, nous avons constaté des bonnes performances.

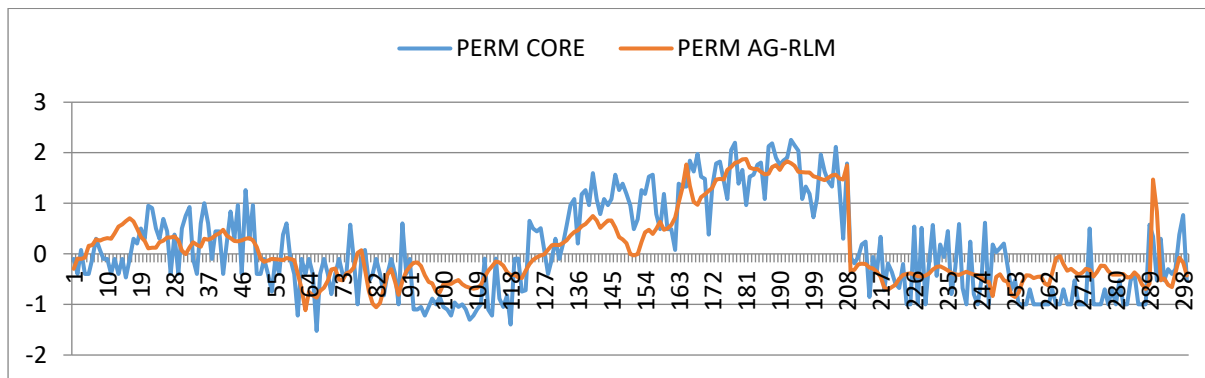


Figure 36 : comparaison entre la perméabilité réelle et la perméabilité calculé par AG-RLM (cas des données transformées en log en log K).

On remarque les deux graphes de la perméabilité réelle et calculé présentent une similarité dans leur variation en globalité (Figure. 36).

4.3 Comparaison entre les performances de la méthode AR-RLM appliqué sur les données brut et les données traitées

Le tableau 21 montre que la transformation de la base des données par la fonction logarithmique amélioré les résultats de AG-RLM, car l’application de l’AG-RLM sur les données traitées a conduit à l’élimination d’une nouvelle variable qui est la densité apparente (RHOB) et donne une autre équation pour calculer la perméabilité.

Tableau 21 : comparaison entre les performances de AR-RLM dans les deux cas précédents.

| Type de données | R ² | RMSE | MAE |
|-----------------------------|----------------|-------------|-------------|
| Brute (sans transformation) | 0,59 | 6,21 | 4,13 |
| Transformé (LOG) | 0,80 | 0,54 | 0,44 |

4.5 Application de support vector machine (SVM)

Nous avons utilisé les variables sélectionnées par (AG-RLM) pour le développement du modèle prédictif de perméabilité par la méthode SVM, pour le choix des paramètres de cette technique nous sommes basés sur des tentatives d'amélioration (*Trial and Error*) à chaque fois que nous modifions les paramètres et vérifions les performances numériques entre perméabilité réelle et simulée et prenons les paramètres les plus appropriés pour l'estimation de la perméabilité (Tableau 22, Fig. 37). L'application de l'SVM sur les données traitées, a donné des bons résultats, sont illustrés dans le tableau 18.

Tableau 22 : les performances de SVM.

| R² | RMSE | MAE |
|----------------------|-------------|-------------|
| 0,83 | 0,49 | 0,40 |

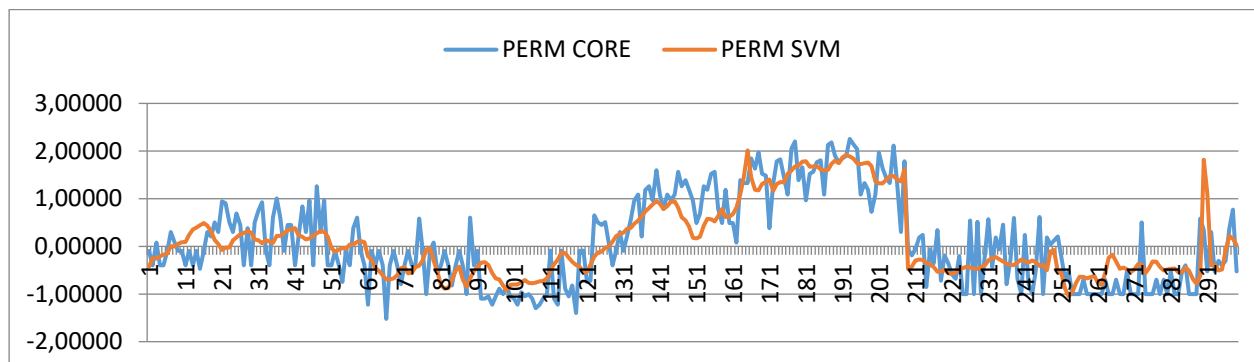


Figure 37 : comparaison entre la perméabilité réelle et la perméabilité calculée par SVM.

4.6 Application des réseaux de neurones artificiels (ANN)

La conception de réseau de neurones proposée « Topologie 4-10-1 » est constituée d'une couche entrée composée de 4 variables explicatives (log RHOB, log Depth, log ILD.DIL, log NPHI). Une seule couche cachée avec 10 neurones et la fonction transfert Tangentielle. La couche de sortie est constituée d'un seul neurone, qui est la variable qui a été énoncée (la perméabilité) (Figure. 38).

Le modèle de réseau de neurones présenté pour la prédiction de la perméabilité est du type perceptron multicouche, et il a été appliqué à l'ensemble de la base de données traitée transformée log K. La base de données est divisée d'une façon aléatoire en trois sections à savoir 70 % des données sont utilisées pour la phase d'apprentissage, 15 % pour la validation et 15 % pour le test.

Le tableau 23 montre que le réseau de neurones artificiels (ANN) avec « la Topologie 4-10-1 » présente sa capacité dans la phase d'apprentissage, des bonnes performances sont trouvées, Le coefficient de corrélation, l'erreur quadratique moyenne et l'erreur absolue sont 0.85, 0,473 et 0.3773 respectivement.

Tableau 23 : les performances de la méthode ANN.

| R² | RMSE | MAE |
|----------------------|-------------|-------------|
| 0,85 | 0,47 | 0,37 |

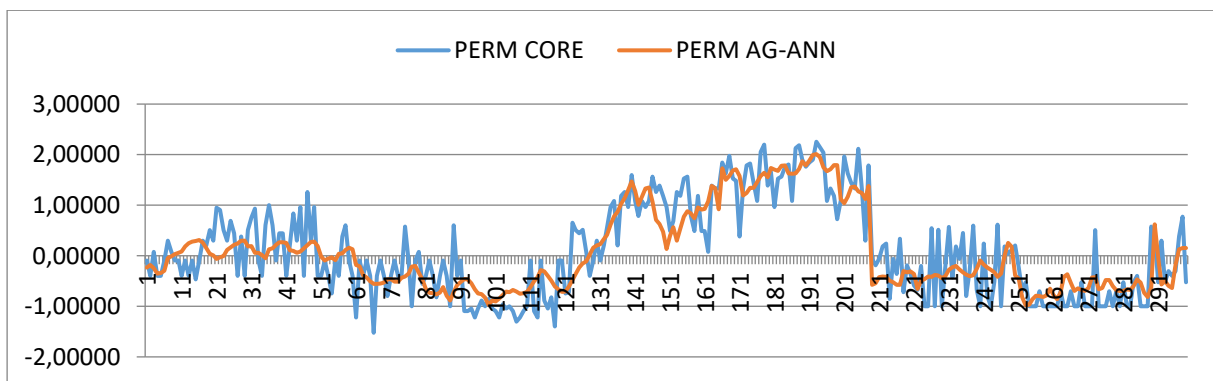


Figure 38 : comparaison entre la perméabilité réelle et la perméabilité calculée par ANN.

4.7 Comparaison entre AG-RLM, ANN et SVM

Dans cette partie on a comparé numériquement et graphiquement (Fig. 39-40) entre la perméabilité de carotte (mesuré au laboratoire) avec la perméabilité stimulée avec les trois méthodes utilisées qui sont : les réseaux de neurones, Support Vector machine et AR-RML. Le tableau 24 met en évidence les performances de chaque méthode.

La méthodologie de réseau nuerons s’est avérée efficace pour la prédiction de la perméabilité du drain 5 du réservoir cambrien de la zone 17 par rapport aux AG-RLM et SVM, sur la base des résultats numériques et graphiques.

Tableau 24 : Comparaison entre les performances AG-RLM, ANN et SVM

| Algorithmes | R ² | RMSE | MAE |
|-------------|----------------|-------------|-------------|
| RLM-AG | 0,80 | 0,54 | 0,44 |
| ANN | 0,85 | 0,47 | 0,37 |
| SVM | 0,83 | 0,49 | 0,40 |

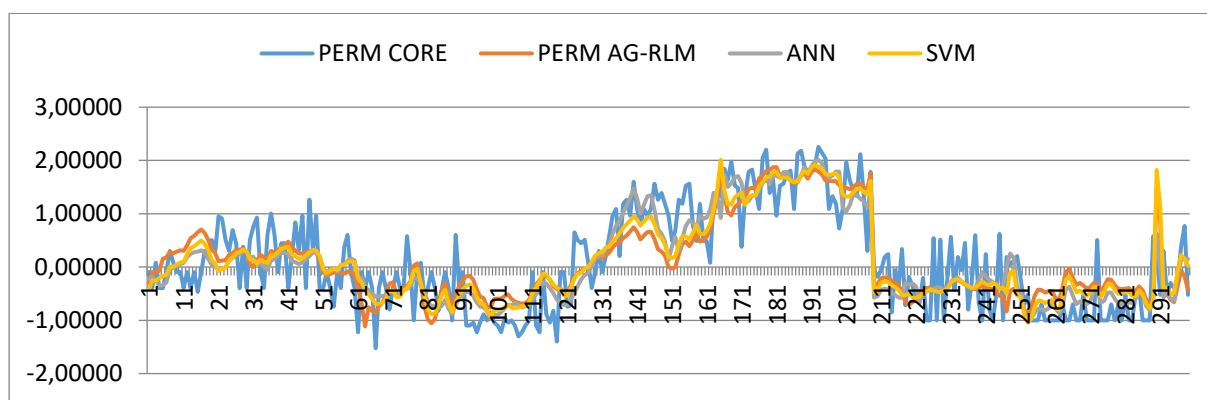


Figure 39 : Comparaison entre la perméabilité stimulée avec AG-RLM, ANN et SVM

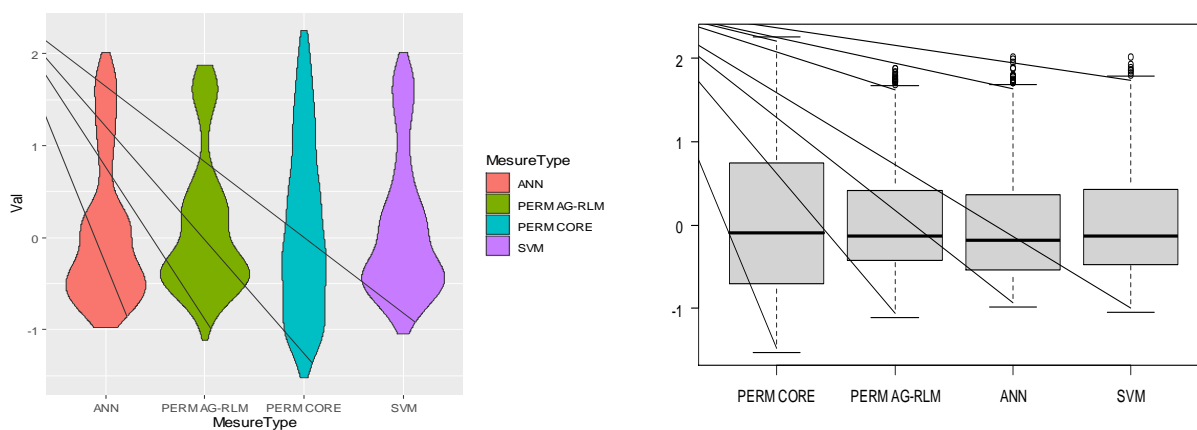


Figure 40 : Comparaison entre la perméabilité carotte et la perméabilité simulée par les différentes techniques de l’intelligence artificielle.

Conclusion

1. On a remarqué les résultats d'application GA-RLM graphiquement et numériquement qu'avant et après une seule transformation des variables par l'application de la fonction logarithmique sur l'ensemble des variables une grande amélioration de $R^2 = 0,5983$ à $R^2 = 0,8086$ et $RMSE=6,2162$ à $RMSE=0,5402$.
2. L'application de SVM et les réseaux de neurones sur les 4 variables sélectionnés (Log RHOB, Log Depth, Log ILD, DIL, Log NPHI), encore une amélioration de $R^2 = 0,8388$ à $R^2 = 0,8573$ et $RMSE=0,499$ à $RMSE=0,473$).
3. Malgré l'insuffisance des diagraphies ou de l'enregistrement inapproprié, l'application de la transformation et la sélection des variables par l'algorithme génétique hybride, le support vector machine et les réseaux de neurones artificiels, on peut estimer la perméabilité manquante dans le drain D5. Les outils de machine Learning présentent un outil très performant pour le gain de temps et d'argent et encore peut résoudre les problèmes complexes tel que la prédiction de la perméabilité dans les réservoirs compactés et hétérogènes.

Conclusion générale

Le gisement de Hassi Messaoud occupe la partie centrale de la province triasique. Il s'étend vers le nord du môle d'Amguid-El Biod, cette structure subit comme étant un dôme structural. Cette province est subdivisée en 25 zones différentes : Ces zones sont relativement autonomes et correspondent à un ensemble de puits qui communiquent entre eux mais pas avec ceux des zones voisines. De point de vue pression de gisement chaque zone caractérise par un comportement propre.

Le champ de Hassi Messaoud se repose sur le socle d'épaisseur environ 4393 m. cette région est caractérisée par une série stratigraphique dont lequel le silurien, dévonien, carbonifère et le permien est érodés. Au centre de la structure, là où les dépôts argilo-gréseux et salifères du trias reposent directement sur le cambrien, la discordance hercynienne se manifeste davantage. Le réservoir cambrien représente l'horizon de présence d'hydrocarbures. Ce réservoir a été subdivisé plusieurs fois. Des études sédimentologiques (granulométrie), pétrophysiques et géophysiques (diagraphie) ont été utilisées pour réaliser ces subdivisions.

Notre zone d'étude se situe au sud-est de Hassi Messaoud où plusieurs campagnes de forage s'intéressent aux réserves de cette zone depuis le premier puits d'exploration en 1964. La série stratigraphique de la zone-17 est similaire de celle des gisements de champ. Cette zone est affectée par deux failles orientées NNE-SSO sans modification importante de la structure de réservoir. D'une manière générale, le réservoir de zone-17 est divisé du point de vue sédimentologique, surtout, sur la base granulométrique en : zone Ri, qui est des grès isométriques (D5), zone Ra composée de plusieurs lithozones, zone moyenne fine ou (D3), la zone grossière inférieure, comprenant les Drains (D2, ID et D1) Le réservoir R1 se compose de ces zones (Ri + Ra).

La caractérisation statistique a été effectuée sur 1668 échantillons, représentent 6 sondages. L'analyse de données a été effectuée à l'aide des méthodes statistiques monovariée, bivariée, multivariée, analyse en composantes principales (ACP) et analyse factorielle discriminante (AFD). Les résultats obtenus indiquent une distribution hétérogène de la porosité et de la perméabilité dans les drains de ce réservoir, après le traitement statistique on a choisi le drain 5 « D5 » pour l'étudier approfondie car il est caractérisé par ses propres caractéristiques pétrophysiques.

Le drain 5 se traversée par tous les 6 puits que on a mentionné au début de ce travail qui sont : MD 356, MD 366, MD 368, MD 423, MD 441 et MD 444. Ce drain se caractérise par une épaisseur moyenne de l'ordre de 25 m, et un ensemble de 336 échantillons repartis sur les six puits. Le traitement statistique a été effectué sur un ensemble de 336 échantillons de carottes qui font partie du drain 5. Ce drain est caractérisé par une perméabilité (K) moyenne assez élevée, de l'ordre de 11,80 mD et une variance de 948,95 (mD)². La moyenne de la porosité (\emptyset) de 6,59 % avec une variance de 6,11 (%)².

Afin de traiter le D5 statistiquement on a trouvé que les données diagraphiques et pétrophysiques de ces dernières sont favorable pour l'application de l'artificiel intelligence.

Pour estimer la perméabilité, à titre d'exemple, trois techniques différentes de l'intelligence artificielle (AG-RLM, SVM et ANN) ont été évaluées dans le réservoir cambro-ordovicien « cas D5 », sur la base des diagraphies disponibles et de 336 mesures réelles de la perméabilité qui ont été utilisées pour entraîner et tester les modèles. Les principaux résultats se résumer en ce qui suit :

- L'intégration de l'algorithme génétique combinée avec la régression linéaire multiple pour l'estimation de la perméabilité montre une corrélation $R^2=0.80$.
- L'application de l'SVM sur les données traitées, a donné des bons résultats $R^2=0,8388$.
- La méthodologie de réseau de nuerons avec « la Topologie 4-10-1 » s'est avérée efficace pour la prédiction de la perméabilité du drain 5 du réservoir cambrien de la &zone 17 par rapport aux AG-RLM et SVM, $R^2=0,8573$.
- Malgré l'insuffisance des diagraphies ou des enregistrements inappropriés l'application de la transformation et la sélection des variables par l'algorithme génétique hybride, le support vector machine et les réseaux de neurones artificiels, on peut estimer la perméabilité manquante dans le drain D5. Qui présent un réservoir prometteur de pétrole bien connue dans le champ de Hessi Messaoud.
- Car la perméabilité est le paramètre le plus important dans la caractérisation de réservoir, son estimation est extrêmement pertinente pour l'évaluation du gisement et le plan de production, Comparé à d'autres méthodes La méthodologie de réseaux

neurones avec « la Topologie 4-10-1 » a des bons performances $R^2 = 0,8573$, RMSE=0,473 et MAE =0,37.

L'application des techniques de l'artificielle intelligence dans le domaine pétrolier a des avantages qui sont :

- Gain économique puisqu'elles sont moins coûteuses que les opérations de carottage et les mesures en laboratoire.
- La caractérisation des réservoirs par l'application des approches d'intelligence artificielle nous permet de gagner du temps en diminuant le délai normal, un enjeu clé dans le secteur pétrolier.

Alors les outils de machine Learning présentent un outil très performant pour le gain de temps et d'argent et encore peut résoudre les problèmes complexes tel que la prédiction de la perméabilité dans les réservoirs compactés et hétérogènes.

ANNEXES

1. Les paramètres pétrophysiques

a) La porosité

Est l'ensemble des vides qui existent dans une roche. La porosité peut être liée à l'espace intergranulaire dans une roche sédimentaire détritique incomplètement cimentée c'est la porosité primaire, ou à une dissolution ou bien des fractures tectoniques c'est porosité secondaire.

La porosité totale

C'est le rapport du volume total des vides soit pores, cavité et fissures interconnectés ou non sur le volume total de la roche.

La porosité efficace

C'est le rapport du volume des pores qui sont reliés entre eux au volume total de l'échantillon

a) -1 Méthode de mesure de porosité :

On distingue deux méthodes pour mesurer la porosité

- **Méthode directe**

On applique cette technique dans laboratoire sur les échantillons extraits. La méthode consiste à mesurer le volume du solide V_s qui est obtenu par la poussée d'Archimède dans le xylène après la saturation des vides existes dans les échantillons par ce liquide. Ce volume du solide (total) est obtenu par le calcul de poids spécifiques exerce par la phase solide. La porosité sera donnée par la formule suivante :

$$\emptyset = (V_t - V_s / V_t) = 1 - (V_s / V_t) = V_v / V_t (\%)$$

Vv : volume des vides en Cm^3

Vs : volume solide en Cm^3

Vt : volume total de l'échantillon en Cm^3

- **Méthode indirecte**

Les mesures de porosité par cette méthode se font grâce aux diagraphies électrique et nucléaires.

- Neutron C.N.L (compensated neutron log)
- F.D.C (formation density compensated) (ghenim, 2012).

b) La perméabilité

C'est l'aptitude d'un milieu à se laisser traverser par un fluide (gaz, huile ou eau) à travers l'espace de vide qu'il contient. Son unité est le milli-darcy (md).

b) -1 Méthode de mesure la perméabilité

On distingue deux méthodes pour mesurer la porosité

- **Méthode directe**

Il n'est pas simple de mesurer la perméabilité. C'est une grandeur statistique du matériau. On peut la comparer à une vitesse d'infiltration et dans ce cas, un infiltromètre est parfait pour faire la mesure.

- **Méthodes indirectes**

A partir des essais de puits au cours de forage.

Par l'utilisation des données diagraphiques (par l'outil de Test des formations : RFT) et autres.

c) Saturation

La saturation est un paramètre qui quantifie la quantité du fluide soit d'huile, de gaz ou d'eau contenu dans les pores d'une formation géologique, il représente le volume des pores occupé par les fluides sur le volume des pores, exprimé en %.

d) La résistivité

Elle représente la capacité d'une formation à se laisser traverser par un courant électrique. Son unité est l'Ohm.m ($\Omega.m$).

e) Volume d'argiles (Vsh)

Représente le pourcentage volumétrique des argiles présente dans le réservoir.

▪ Méthodes de calcul de l'argilosité

On peut déterminer le volume des argiles à l'aide des réponses de la courbe de rayonnement gamma (GR), en utilisant la formule suivante :

$$V_{shale} = [GR_{lue} - GR_{min}] / [GR_{max} - GR_{min}]$$

- GR lue : Valeur GR du banc donné lue directement sur le log (IAP).
- GR min : Valeur GR minimum du même banc (IAP).
- GR max : Valeur GR maximum du même banc (IAP).

Cette argilosité peut être également déterminée à l'aide des réponses de la courbe de Potentiel Spontané (SP), en utilisant la relation ci-après :

$$V_{shale} = 1 - [PSP / SSP]$$

- PSP : Potentiel spontané pseudostatique (Valeur maximum du SP).
- SSP : Potentiel spontané statique.

2. Les techniques de diagraphies

2.1 Diagraphies Nucléaires

Les diagraphies nucléaires sont l'une des diverses méthodes de diagraphie couramment utilisées dans le processus d'évaluation des paramètres pétrophysiques des réservoirs. Ils utilisent largement les mesures de radioactivité des formations de forage et contiennent tous les enregistrements en fonction :

- La radioactivité gamma naturelle des formations traversées.
- L'interaction d'une radioactivité provoquée avec ces formations.

a) Diagraphie Gamma Ray (Les radiations naturelles)

Outil de mesure :

Cette diagraphie enregistre les rayons gamma naturels émis par les formations traversées par le forage à l'aide d'un compteur à scintillation abaissé au bout d'un câble. Le GR est son symbole, tandis que l'API est son unité. Le rayonnement gamma naturel est lié à l'apparition de trois éléments radioactifs dans les roches sédimentaires : le potassium, le thorium et l'uranium.

Principe :

Il s'agit d'un enregistrement du rayonnement gamma naturelle des formations. Le potassium, l'uranium et le thorium sont les seuls éléments radioactifs trouvés à des concentrations significatives dans les matériaux naturels. Le rayonnement gamma a la longueur d'onde γ la plus longue et donc la fréquence la plus élevée de tous les rayonnements électromagnétiques.

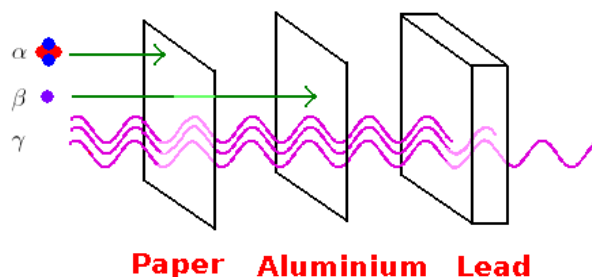


Figure 41 : *Rayonnement* à fort pouvoir de pénétration (hamadas et chekkai, 2013)

2.2 Diagraphies des neutrons

Les formations sont bombardées par un faisceau de neutrons de haute intensité produits par une source radioactive. Ces neutrons pénètrent dans les formations et interagissent avec leurs atomes à mesure que leur énergie s'épuise régulièrement. Les logs de neutrons sont utilisés aux fins suivantes :

- La détermination de la porosité,
- La détection de gaz dans les formations argileuses en combinaison avec les diagraphies soniques,
- La détection des gaz dans les formations propres en combinaison les logs de densité, pour cet usage ils constituent l'outil le plus performant.

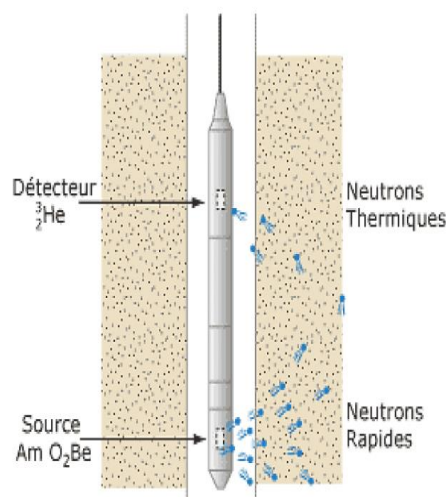


Figure 42 : Schéma de principe de la sonde neutron (Université de Lausanne)

2.3 Les diagraphies soniques

Outil de mesure :

La logique sonique est basée sur l'étude de la propagation des ondes acoustiques dans les formations. Les caractéristiques mécaniques des formations traversées peuvent être déterminées en mesurant la propagation de ces ondes et leur atténuation.

Principe :

L'onde émise est calibrée en termes d'amplitude et de fréquence, et le signal récupéré par les récepteurs, comparé au signal émis, donne une idée de la vitesse de l'onde acoustique dans l'environnement, qui est liée à sa compaction et donc liée à sa porosité. L'outil mesure le temps nécessaire à une onde acoustique pour traverser 1 pied d'une formation (un matériau poreux). Le temps de transit est le temps qu'il faut à une onde sonore pour parcourir 1 pied en de formation ; il est exprimé en (ms / ft). L'outil BHC possède deux émetteurs des ondes acoustiques et quatre récepteurs. Voir le schéma pour plus d'informations.

Les émetteurs émettent alternativement des impulsions, et elles sont lues en alternance sur les deux paires de récepteurs.

Cette alternance entre les deux émetteurs et deux ensembles de récepteurs est une stratégie du BHC pour éliminer les influences environnementales.

L'enregistrement se fait en échelle linéaire sur la marge droite des logs. Les valeurs de cette échelle sont comprises entre 140 & 40 μ s/ft.

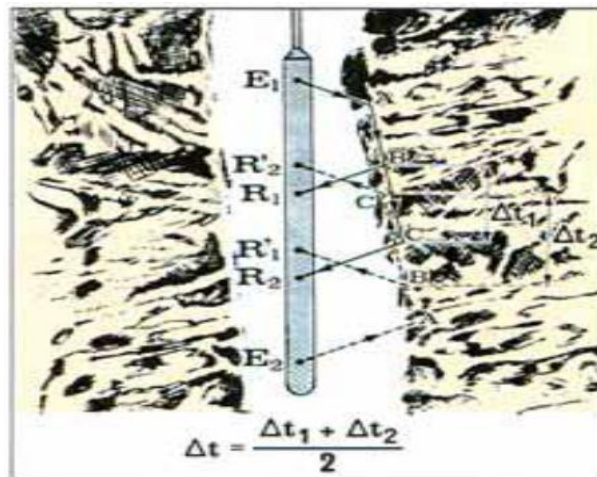


Figure 43 : Schéma du principe de l'outil BHC (belarbi et nehar, 2017)

2.4 Les diagraphies électriques

Outil de mesure :

La résistivité d'une substance, exprimée en unité de section et de longueur, reflète son degré de résistance au passage du courant électrique. Il est désigné par le signe R et son unité est l'ohm-mètre ($\Omega.m$).

Principe :

Un signal est envoyé par une source émettrice (électrode) (courant électrique). Un instrument de mesure (récepteur) à une distance spécifiée de la source enregistre la réponse du sol à ce signal. En réalité, il consiste à délivrer du courant via deux électrodes A et B tout en enregistrant un potentiel entre deux électrodes supplémentaires M et N. La résistivité peut être calculée à l'aide de la mesure de potentiel.

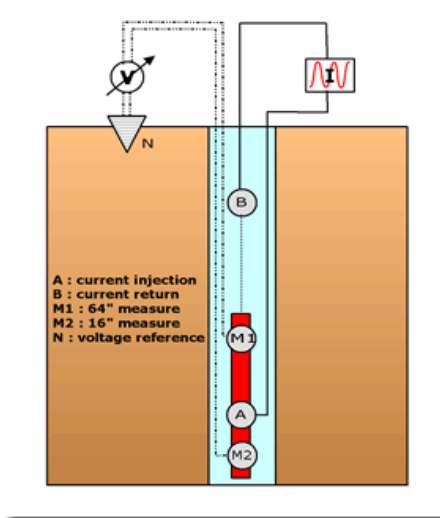


Figure 44 : Les diagraphies de résistivité dans des profondeurs (hamadas et chekkai, 2013)

2.5 Les diagraphies auxiliaires

Mesure des variations de diamètre du trou (caliper), Un outil à deux bras d'articulation symétriques attachés au curseur du potentiomètre permet de mesurer les différences de diamètre du trou en fonction de la profondeur. L'enregistrement est fait dans un log sur une échelle varie entre 6 et 16. Évidemment, les changements du diamètre du trou sont basés sur la nature et la compacité des formations. Plus les formations sont molles, moins compactes, plus le diamètre est grand, et inversement pour les formations compactes et dures (figure. 45).

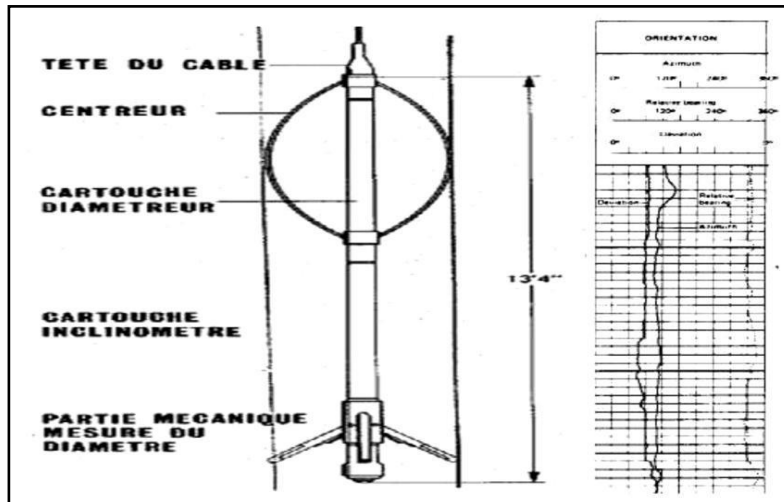


Figure 45 : Schéma de principe de l'outil de mesure des variations du diamètre du trou de forage (caliper) (ihadjane et zenia, 2016)

BIBLIOGRAPHIE

Ameur-Zaimeche Ouafi, (2020) : Modélisation et reconstitution des faciès non carottés à l'aide des méthodes à base des réseaux de neurones artificiels et cluster Analysis, cas du réservoir trias argileux gréseux inférieur, champ de sif fatima, bassin de berkine, sud de l'Algérie.

Ameur-Zaimeche Ouafi, (2014) : modélisation et reconstitution des faciès non carottés à l'aide des méthodes statistiques multivariées du réservoir trias argileux gréseux inférieur (tagi) application au champ de sif Fatima bassin de Berkine.

Abdelgader, A., Achour, F., Mudry, J. (1996): Validation of underground flows by the discriminant analysis. *Rev Sci Water* 9(2) :219–230

Ali Zerrouki Ahmed. (2015) : Contribution à la caractérisation des réservoirs fissurés du champ de Hassi Messaoud par classement flou, réseaux de neurones artificiels et magnétisme des roches, thèse doctorat.

Alla et El moatez bellah. (2012) : Caractérisation géologique, statistique et géostatistique des paramètres pétrophysiques du réservoir Cambrien (R1) cas de la zone 17.

Arbib, M. (ed), (1995). The Handbook of Brain Theory and Neural Networks, The MIT Press.

Beicip, F. (1979) : Zone périphérique du champ de Hassi Messaoud, réservoir cambro-ordovicien. *Rapport Interne CRD Sonatrach, 21p.*

BELAHMEUR, S., RETMI, L. (2002) : analyse des tendances de la porosité et la perméabilité dans le champ de Hassi Messaoud application sur la zone 1b, mémoire d'induction, sonatrach activité amont division production région hassi messaoud, p 04-07.

BELARBI, S., NEHAR, N. (2017) : Apport de la diagraphie dans l'étude spatio-temporelle du réservoir TAGI (cas du bassin de Haoud Berkaoui). Diplôme Master Université ABOUBEKR Belkaid. Tlemcen.

BERTRAND J. M.L. and CABY R. (1978): Geodynamic evolution of the Pan-african orogenic belt: a new interpretation of the Hoggar Shiel (Algerian Sahara). *Geol. Rundsch.*67, 357-338.

BOUDJEMA. A (1987) : Evolution structurale du bassin pétrolier « triasique » du Sahara Nord orientale (Algérie). *Titre de Docteur en science, Univ. Paris. ORSAY, 251 p., 147fig.*

Claude Touzet, (1992) : Les réseaux de neurones artificiels.

Crammer Koby and Yoram Singer: “On the Algorithmic Implementation of Multiclass Kernel- based Vector Machines”, *Journal of Machine Learning Research*, MIT Press, Cambridge, MA, USA, Vol.2, pages 265-292, 2001.

Daouzli, A. (2009) : Systèmes neuromorphiques : Étude et implantation de fonctions d'apprentissage et de plasticité (Doctoral dissertation, Université Sciences et Technologies-Bordeaux I).

El Mahdi Berkani, (2011) : Réseaux de neurones artificiels appliqués à la méthode électromagnétique transitoire infini, Mémoire présenté à l'université du Québec à Chicoutimi comme exigence partielle de la maîtrise en ingénierie.

GHENIM, (2012) : évaluation pétrophysique et essai de modélisation exemple du réservoir triasique d'ourhoud bassin de Berkine, Sahara nord oriental, Algérie. Diplôme Master Université ABOUBEKR Belkaid. Tlemcen.

Hadjer, M., Safia, B. (2021) : Caractérisation des réservoirs shale gas par intelligence artificielle.

HAMADAS, M., CHEKKAI, M. (2013) : M. HAMADAS et M. CHEKKAI (Evaluation pétrophysiques et simulation par fracturation hydraulique des réservoirs cambro-ordoviciens de la région de In Amenas Bassin d'Illizi) Diplôme Master. Université Boumerdes.

Haykin, S. (1999): Neural Network A Comprehensive Foundation, second edition. Prentice- Hall, 837 p.

Ihadjadene, T., Zenia, K. (2017). Caractérisation pétrophysique et sédimentologique des réservoirs compacts (tight) de l'Ordovicien de la région d'Oued Tassararet et Djebel Mouima Sud du bassin de l'Ahnet (Doctoral dissertation, Université Mouloud Mammeri).

Jean-Marie Bouroche, Gilbert Saporta (1983) : L'analisi dei dati 1983 133 pages.

Kamel, K. (2005) : Réseaux de neurones en géophysique application aux données sismiques et électrique (Doctoral dissertation, Alger).108p

Kohonen, T. (2000): Self organizing map. Third Edition, Vol.30. Springer-Vezrlag.

Ladlani, I., Houichi, L., Djemili, L., Heddami, S., Belouz, K., (2012). Modeling of daily reference evapotranspiration (ET₀) in the north of Algeria using generalized regression

neural networks (GRNN) and radial basis function neural networks (RBFNN): a comparative study. *Meteorol Atmos Phys* (2012) 118 :163–178.

Le Thi, H. A., Le, H. M., Dinh, T. P. (2007). Fuzzy clustering based on nonconvex optimization approaches using difference of convex (DC) functions algorithms. *Advances in Data Analysis and Classification*, 1(2), 85-104.

Lefebvre, L. (1980) *Introduction aux analyses statistiques multidimensionnelles*, 2nd edn. *Maison et Cie*, Paris.

Massa, D., Nicol-Lejal, A. (1971) : Le Dévonien à Lycophytes de la Libye sud-occidentale conséquences paléophytogéographiques. *CR Acad. Sci. Paris*, 273, 1182-1185.

McCulloch, W. S., Pitts, W., (1943): A Logical Calculus of the Ideas Immanent in Nervous Activity, *Bulletin of Mathematical Biophysics*, vol. 5, pp. 115-133.

Medjili, F. (2010) : Modélisation par Réseaux de Neurones Artificiels (RNA) et commande Prédictive non linéaire d'une station de production d'eau froide, *Mémoire de magister*.

Minsky, M., Papert, S. (1988). *Perceptrons: an introduction to computational geometry*, MIT Press, expanded edition.

MUDRY, J., et BLAVOUX, B. (1986) : Le tarissement des aquifères karstiques : période non influencée ? -Journées de printemps de l'Assoc. Internat. Hydrogéol. En hommage à Mr le Professeur A. BURGER (Neuchâtel). *Bull. Centre Hydrogéol. Neuchâtel (Suisse)*, 7.

PERRODON, A. (1985) : *Histoire des grandes découvertes pétrolières ; un certain art de l'exploration*. ELF-AQUITAINE. Masson édit.

ROLET P. et SEGUIN J.J., (1986) : *Traitement des données multivariées (application aux sciences de la terre)*. Approche théorique. *Rapport BRGM 86 DT 005 ISA*, 58 p.

SONATRACH (2005) : La stratigraphie du champ Hassi Messaoud. Rapport interne, Division Exploration. 35p.

SONATRACH Division Production. (2002) - Subdivision des zones de champ de Hassi Messaoud. *Rapport interne.* 25 P.

WEC. (2007): Well Evaluation Conference «WEC», *SLB document*, 539 p.

Willmott CJ, (1981). On the validation of model. *Phys Geogr* 2 :184–194.

Xavier, E. (2001) : Géostatistiques linéaire, Ecole des mines de Paris, 405 p.

Yahiaoui, I. (2010) : Analyse complexe et evaluation des programmes des puits en short radus et horizontaux a hassi messaoud aspect geologique et application dans la partie sud, Mémoire de magister 204p.