



UNIVERSITE KASDI MERBAH

-OUARGLA-



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

Département des Sciences de la Terre et de
l'Univers

MEMIORE DE FIN D'ETUDE

En Vue De L'obtention Du Diplôme de Master en Géologie.

Option : Géologie Pétrolière

THEME

Apport des méthodes statistique descriptive et multivariée à la
validation du découpage des drains du réservoir de quartzite
d'Hamra Hassi Guettar sud Algérien

Présenté par :

MECHCHOURI Mohamed Youcef

ZAALANI Hamida

Soutenu publiquement le : 11/06/2026

Devant le jury :

Président	Sahraoui Saleh	MCB. UKM Ouargla
Promoteur	Sahri Leila	MCB. UKM Ouargla
Examineur	Medjeni Fethi	MCA. UKM Ouargla

Année Universitaire : 2025/2026

Remerciements :

Nous remercions avant tout Allah le Tout-Puissant pour nous avoir accordé la force, la patience et la volonté nécessaires à la réalisation de ce modeste travail, ainsi que pour Ses bienfaits dans notre vie personnelle et professionnelle.

Nous remercions tout particulièrement notre encadrants, **Dr. Sahri Leila, Pr. Medjani Fethi**, pour son accompagnement précieux, sa disponibilité, ses conseils avisés et son soutien, qui ont grandement contribué à l'amélioration et à l'aboutissement de ce travail.

Nous tiendrons à remercier très vivement l'ensemble des membres de jury qui nous ont fait l'honneur d'accepter de juger notre travail.

Nos remerciements s'adressent aussi à l'ensemble des enseignants **du département des sciences de la terre et de l'univers de l'université d'Ouargla**, pour la qualité de leur enseignement, leur engagement et les connaissances qu'ils nous ont transmises tout au long de notre parcours universitaire.

Nous adressons nos sincères remerciements à **Mr. Chikh Bounama** et à **Mr. Mohamed Benhamza** pour leur accueil chaleureux et leur aide précieuse lors de notre stage de formation à la base 24 février. Sonatrach HMD.

Nous adressons nos sincères remerciements à **Mr. BENAKCHA Abdelghafour** pour son aide précieuse, sa disponibilité et ses conseils. Son soutien et ses orientations ont grandement contribué à la réalisation de ce mémoire.

Nous tenons également à remercier toutes les personnes qui nous ont apporté leur aide, leur soutien ou leurs encouragements durant la réalisation de ce mémoire, notamment **Madame. Rabia** et **Mr. Temina Aissa, Mr. Madani Sabri**, pour leur disponibilité, leur collaboration et leur bienveillance.

Enfin, nous exprimons notre profonde reconnaissance à nos familles et à nos amis, pour leur soutien moral, leur patience, leur confiance et leurs encouragements constants. Leur présence à nos côtés a été une véritable source de motivation dans les moments les plus exigeants.

À toutes et à tous, nous adressons nos plus sincères remerciements.

Dédicace :

Je dédie ce modeste travail à mes chers parents pour le gout à l'effort qui m'ont contribué pleinement dans l'aboutissement et la réussite de mon parcours scolaire.

*A l'Etre le plus chère de ma vie, **ma Mère.***

*A celui qui m'a fait de moi un homme, **mon Père.***

*Mes dédicaces s'adressent également à mes chers sœur et frères : **Malika et Ferial et Youness** qui m'avez toujours soutenu et encouragé durant ces années d'étude, et à tous*

*les membres de ma famille, à **Hamida** qui m'aidait encore plus.*

*Je dédie ce travail à tous mes chers amis sur tout : les frères **Gouhmaz Abderahmane et Gouhmaz Omar** et*

***Djabourabbi Med Ghazali et Bousaid Abdelhafide** et à tous ceux qui ont participé à ma réussite.*

A la fin je dédie très chaleureusement ce mémoire à mon bien-aimé Muhammad (SAW), que Dieu le bénisse et lui accorde la paix.

Mechchouri Med Youcef

Dédicace :

Je dédie ce modeste travail à mes chers parents pour le gout à l'effort qui m'ont contribué pleinement dans l'aboutissement et la réussite de mon parcours scolaire.

*A l'Etre le plus chère de ma vie, **ma Mère.***

*A celui qui m'a fait de moi un homme, **mon Père.***

*Mes dédicaces s'adressent également à mes chers sœur et frères : **Rahil et Abdelnour et Ahmed Khalil et***

***Abdelwahab** qui m'avez toujours soutenu et encouragé durant ces années d'étude, et à tous*

*les membres de ma famille, à **Youcef** qui m'aidait encore plus.*

A la fin je dédie très chaleureusement ce mémoire à mon bien-aimé Muhammad (SAW), que Dieu le bénisse et lui accorde la paix.

Zaalani Hamida

Résumé

Les Quartzites de Hamra constituent le principal réservoir ordovicien du champ de Hassi Guettar et sont subdivisés en six drains (Q1 à Q6). La présente étude s'inscrit dans une démarche de caractérisation pétrophysique basée sur des méthodes statistiques multivariées, complétée par la validation du découpage des drains. Les résultats mettent en évidence une forte hétérogénéité du réservoir. Le drain QH4 présente les meilleures propriétés pétrophysiques, caractérisées notamment par une relation positive entre la perméabilité et la porosité, traduisant une bonne qualité réservoir. Toutefois, la validation statistique du découpage par l'AFD et l'ANOVA indique que le drain Q1 est le plus performant en termes de discrimination et de structuration des données pétrophysiques. Ces analyses révèlent également un chevauchement entre les drains, traduisant une discrimination imparfaite des unités. Globalement, les drains Q2 et Q3 apparaissent comme les moins performants.

Mots clés : Hassi Guettar, Quartzite Elhamra, analyse statistique, multivarié, ANOVA, AFD

Summery

The Hamra Quartzites represent the main Ordovician reservoir of the Hassi Guettar field and are subdivided into six flow units (Q1 to Q6). This study is part of a petrophysical characterization approach based on multivariate statistical methods, complemented by the validation of flow unit partitioning. The results highlight a strong reservoir heterogeneity. The QH4 unit exhibits the best petrophysical properties, particularly a positive correlation between permeability and porosity, indicating good reservoir quality. However, statistical validation of the partitioning using DFA and ANOVA shows that Q1 is the most efficient unit in terms of data discrimination and structural consistency. These analyses also reveal an overlap between the flow units, indicating an imperfect separation of the petrophysical populations. Overall, Q2 and Q3 units appear to be the least performing

Keywords: Hassi Guettar, Hamra Quartzites, statistical analysis, multivariate analysis, ANOVA, Factorial Discriminant Analysis (FDA).

ملخص

تُعدّ كوارتزيت حمرا الخزان الرئيسي للعصر الأوردوفيشي في حقل حاسي قوتار، وقد تم تقسيمه إلى ست وحدات (Q1 إلى Q6). تندرج هذه الدراسة ضمن مقاربة تهدف إلى التوصيف البتروفيزيائي باستخدام الأساليب الإحصائية متعددة المتغيرات، مع التحقق من صحة تقسيم الوحدات. تُظهر النتائج وجود تغيرية كبيرة داخل الخزان. حيث تتميز الوحدة QH4 بأفضل الخصائص البتروفيزيائية، خاصة وجود علاقة إيجابية بين النفاذية والمسامية، مما يعكس جودة خزنية جيدة. غير أن التحقق الإحصائي للتقسيم باستخدام تحليل التمايز (AFD) وتحليل التباين (ANOVA) يُبين أن الوحدة Q1 هي الأكثر كفاءة من حيث تمييز البيانات وبنية المجموعات البتروفيزيائية. كما تكشف النتائج وجود تداخل بين الوحدات، مما يدل على عدم الفصل الكامل بينها. وبصفة عامة، تُعدّ وحدتان Q2 و Q3 الأقل أداءً.

Table des matières

Liste des figures	9
Liste des tableaux.....	12
Liste des abréviations	14
Introduction Générale	2
CHAPITRE I : CADRE REGIONALE ET LOCAL	Error! Bookmark not defined.
I.1. Cadre régional.....	5
I.1.1. Aspect géographique	5
I.1.2. Aspect géologique :	5
I.1.3. Historique des travaux d'exploitation d'Amguid Messaoud	7
I.1.4. Système pétrolier d'Amguid Messaoud.....	9
I.1.5. Lithostratigraphie de la région de Hassi guettar	10
I.2. Cadre locale	12
I.2.1. Aspect géographique et géologique du champ de Hassi Guettar :	12
I.2.2. Historique des travaux sur la région de Hassi Gattar la région :	14
I.2.3. Aspect stratigraphique de la région de Hassi Guettar :	14
I.2.4. Aspect structurale de Hassi guettar :	18
I.2.4. Système pétrolier de la région de Hassi Guettar	20
Conclusion :	23
II.1. Les Paramètres pétrophysiques.....	26
II.2. Méthodes Statistiques.....	27
II.2.1. Statistique mono-variée	27
II.2.2. Statistique bi-variée	28
II.2.3. Statistique multivariée	29
II.2.3.1. Analyse en Composantes Principales (ACP).....	29
II.2.3.2 Classification Ascendante Hiérarchique (CAH)	30

II.2.3.3. Analyse de la Variance (ANOVA).....	31
II.2.3.4. Analyse Factorielle Discriminante (AFD).....	32
II.3. Description Des Materiel Utilisées	33
II.3.1. Logiciels utilisés dans l’analyse statistique et géoscientifique	33
Microsoft Excel.....	33
Petrel.....	33
Statistica.....	34
III.1. Description macroscopique des carottes	37
III.2. Structures sédimentaires.....	39
III.3. Lames minces et porosité secondaire.....	39
Conclusion	40
IV.1. Contrôle des failles, horsts et grabens	42
IV.2. Variation d’épaisseur	44
IV.3. Corrélations, imagerie de puits et fracturation.....	45
IV.3.1. Profils de corrélation E–W et N–S.....	45
IV.3.2. Fractures et imagerie de puits	46
IV.3.3. Analyse des Contraintes	48
Conclusion	49
Chapitre V : RESULTAT ET DISCUSSION	Error! Bookmark not defined.
V.1. Statistique des drains du reservoir quartzite elhamra	51
V.2. CARACTERESATION STATISTIQUE DES DRAIN	51
V.2.1. Statistiques descriptifs du drain QH1.....	52
V.2.2. STATISTIQUE DU DRAIN Q2.....	59
V.2.3. Statistique Du Drain Q3	66
V.2.4. STATISTIQUE DU DRAIN Q4	73

V.2.5. STATISTIQUE DU DRAIN Q5	79
V.2.6. STATISTIQUE DU DRAIN QH6.....	85
V.3. Contrôle de découpage des puits par des drains de Quartzite de Hamra.....	93
V.4. Interprétation tableau du test des somme des carrée complet et résidus	117
Conclusion du résultats et discussion :.....	144

Liste des figures

Figure. 1- Carte géologique du bassin d'Amguid-Messaoud, (SONATRACH).	6
Figure 2: Carte structural du bassin d'AMGUIDMESSAOUD (Sonatrach.)	8
Figure. 3 : Colonne stratigraphique et lithologique synthétique du bassin d'Amguid Messaoud(Sonatrach.)	11
Figure 4: Carte géologique et pétrolière des Hassi Guettar algériens SONATRACH, 2013.	12
Figure 5: Carte de localisation de HGA dans la région du HMD (WEC)	13
Figure 6: Colonne stratigraphique du gisement de Hassi Guettar.....	17
Figure 7: structurales Profil sismique NO-SE interprété du champ de Hassi Guettar montrant les horizons stratigraphiques et les discontinuités structurales. Source : SONATRACH	19
Figure 8: Profile géologique N-SE de la région du HASSI GUETTAR. (BEIC 2007)	22
Figure 9: Profile géologique N-SE de la région du HASSI GUETTAR. (BEICIP 2007).....	22
Figure 10: Carte de situation des puits du champ de Hassi Guettar (HGA).	26
Figure 11: Découpage séquentiel des Quartzites de Hamra : base transgressive, cortège transgressif et surface d'inondation majeure. Source : BEICIP–SONATRACH, 2007.....	37
Figure 12: Carottes du réservoir des Quartzites de Hamra dans le puits HGAS-2, montrant des quartzites compacts et fissurés. Source : BEICIP–SONATRACH, 2007.	38
Figure 13: Lames minces de quartzarénite : cimentation quartzeuse, bioclaste phosphaté, dissolution et macroporosité interparticulaire	39
Figure 14: Carte en isobathes du toit du réservoir QH : mise en évidence des failles, horsts, grabens et variations de profondeur.	43
Figure 15: Carte en isopaques du réservoir QH : épaissement à l'Ouest et amincissement vers le centre et le Nord.	44
Figure 16: Profil de corrélation (E-W) de réservoir QH "champ de Hassi Guettar. SONATRACH.	Error! Bookmark not defined.
Figure 17: Profil de corrélation (N-S) de réservoir QH "champ de Hassi Guettar. SONATRACH.	Error! Bookmark not defined.
Figure 18: Analyse des fractures et statistiques des pendages dans le puits HGA-25 : fractures, pendages sédimentaires et breakouts.....	Error! Bookmark not defined.
Figure 19: Imagerie du puits HGA-40 et orientation des breakouts : estimation des contraintes .	48

Figure 20 :Cercle de corrélation de l'ACP sur l'ensemble de données des paramètres pétrophysiques à partir des données de logging du réservoir (QH1) du Odovicien de (Hassi Guettar).	55
Figure 21 :Projection des individus sur le plan des facteurs F1 et F2du réservoir (QH1).	57
Figure 22: Classification Ascendante Hiérarchique (CAH) du drain Q1	58
Figure 23: Cercles de corrélation de l'ACP sur l'ensemble de données des paramètres pétrophysiques à partir des données de logging du réservoir (QH2) du Odovicien de (Hassi Guettar).	62
Figure 24: Projection des individus sur le plan des facteurs F1 et F2du réservoir (QH2).	63
Figure 25: : Dondogramme des paramètres pétrophysiques à partir des données de logging du drain (QH2)	65
Figure 26: Cercle de corrélation de l'ACP sur l'ensemble de données des paramètres pétrophysiques à partir des données de logging du réservoir (QH3) du Odovicien de (Hassi Guettar).	69
Figure 27 : Projection des individus sur le plan des facteurs F1 et F2du réservoir (QH3).	70
Figure 28: Dendrogramme des paramètres pétrophysiques du drain(QH3)	72
Figure 29: Cercles de corrélation de l'ACP sur l'ensemble de données des paramètres pétrophysiques à partir des données de logging du réservoir (QH4) du Odovicien de (Hassi Guettar).	75
Figure 30: Projection des individus du drain (QH4).	76
Figure 31: Dendrogramme des paramètres pétrophysiques du drain (QH4)	78
Figure 32: Cercles de corrélation de l'ACP sur l'ensemble de données des paramètres pétrophysiques à partir des données de logging du réservoir (QH5) du Odovicien de (Hassi Guettar).	81
Figure 33: Projection des individus sur le plan des facteurs de charges F1 et F2 du réservoir (QH5).	82
Figure 34: Dondogramme des paramètres pétrophysiquesdu drain (QH5).	84
Figure 35 :Cercles de corrélation de l'ACP sur l'ensemble de données des paramètres pétrophysiques à partir des données de logging du réservoir (QH6) du Odovicien de (Hassi Guettar).	88
Figure 36: Projection des individus sur le plan des facteurs F1 et F2du réservoir (QH6).	90

Figure 37: Dendrogramme des paramètres pétrophysiques du drain (QH6).	92
Figure 38: Représentation graphique des moyennes des paramètres pétrophysiques avec niveau de confiance à 95 % dans les drains Q1 à Q6 du Puits n°1.	106
Figure 39 Représentation graphique des moyennes des paramètres pétrophysiques avec niveau de confiance à 95 % dans les drains Q1 à Q6 du Puits n°2	108
Figure 40 : Représentation graphique des moyennes des paramètres pétrophysiques avec niveau de confiance à 95 % dans les drains Q1 à Q6 du réservoir de Quartzite de Hamra Puits n° 3....	110
Figure 41: Représentation graphique des moyennes des paramètres pétrophysiques avec niveau de confiance à 95 % dans les drains Q1 à Q6 du réservoir de Quartzite de Hamra Puits n° 4....	112
Figure 42 : Représentation graphique des moyennes des paramètres pétrophysiques avec niveau de confiance à 95 % dans les drains Q1 à Q6 du réservoir de Quartzite de Hamra Puits n° 4 .	114
Figure 43 : Représentation graphique des moyennes des paramètres pétrophysiques dans le puit n° 6.....	116
Figure 44 : Projection des individus sur le plan factoriel Racine 1–Racine 2 issue de l’analyse discriminante des drains de puit 1	124
Figure 45 : Projection des individus sur le plan factoriel Racine 1–Racine 2 issue de l’analyse discriminante des drains du puit 2.....	127
Figure 46 : Projection des individus sur le plan factoriel Racine 1–Racine 2 issue de l’analyse discriminante des drains Q1 à Q6 du réservoir des Quartzites de Hamra, champ de Hassi Guettar.	130
Figure 47: Projection des individus sur le plan factoriel Racine 1–Racine 2 issue de l’analyse discriminante des drains du puit4.....	134
Figure 48: Projection des individus sur le plan factoriel Racine 1–Racine 2 issue de l’analyse discriminante des drains de puit5.	137
Figure 49: Projection des individus sur le plan factoriel Racine 1–Racine 2 issue de l’analyse discriminante des drains de puit6	141

Liste des tableaux

Tableau 1: Tableau du Résultat descriptive statistique de l'analyse monovarié des paramètres pétrophysiques dans le drain QH1.....	52
Tableau 2: matrice de corrélation des paramètres pétrophysiques du drain Q1	53
Tableau 3; Tableau du Résultat descriptive statistique de l'analyse monovarié des paramètres pétrophysiques dans le drain QH2.....	60
Tableau 4 : Matrice de corrélation de la K (md) : perméabilité ; Ø (%) : Porosités (%) : (SW) :Saturation en eau. Vsh (%) et Volume d'argile drain de QH2	61
Tableau 5: ; Tableau du Résultat descriptive statistique de l'analyse monovarié des paramètres pétrophysiques dans le drain QH 3.....	67
Tableau 6: Matrice de corrélation de la K (mD) : perméabilité ; Ø (%) : Porosité,SW (%) : Saturation en eau. Vsh (%) etVolume d'argile drain de QH3.	68
Tableau 7: ; Tableau du Résultat descriptive statistique de l'analyse monovarié des paramètres pétrophysiques dans le drain QH4.....	73
Tableau 8: Matrice de corrélation de la K (mD) : perméabilité ; Ø (%) : Porosité,SW (%) : Saturation en eau. Vsh (%) etVolume d'argile du drain de QH4.....	74
Tableau 9: ; Tableau du Résultat descriptive statistique de l'analyse monovarié des paramètres pétrophysiques dans le drain QH5.....	79
Tableau 10: Matrice de corrélation de la K (mD) : perméabilité ; Ø (%) : Porosité,SW (%) : Saturation en eau. Vsh (%) etVolume d'argile du drain de QH5.....	80
Tableau 11: Tableau du Résultat statistique descriptive de l'analyse monovarié des paramètres pétrophysiques dans le drain QH6.....	Error! Bookmark not defined.
Tableau 12: Matrice de corrélation de la K (mD) : perméabilité ; Ø (%) : Porosité,SW (%) : Saturation en eau. Vsh (%) etVolume d'argile drain de QH6	Error! Bookmark not defined.
Tableau 13: Statistiques descriptives des paramètres pétrophysiques des drains Q1 à Q6 du puit 1	93
Tableau 14: Statistiques descriptives des paramètres pétrophysiques des drains Q1 à Q6 du puit 5.	101
Tableau 15: Statistiques descriptives des paramètres pétrophysiques des drains Q1 à Q6 du puit 6.	103

Tableau 16: Synthèse des résultats des l'ANOVA des paramètres pétrophysiques des drains de puit 1	117
Tableau 17: : Synthèse des résultats de Analyse de Test de SCLa somme des carrés et des tests	
Fichier de l'ANOVA des paramètres pétrophysiques des drains Q1 à Q6 de puit 2	118
Tableau 18: résultats l'ANOVA des paramètres pétrophysiques puit 3.....	Error! Bookmark not defined.
Tableau 19: résultats de l'ANOVA des paramètres pétrophysiques de puit 4	120
Tableau 20: résultats de l'ANOVA des paramètres pétrophysiques de puit 5	121
Tableau 21: résultats de l'ANOVA des paramètres pétrophysiques de puit 6	122
Tableau 22 : Matrice de classification des drains Q1 à Q6 par analyse discriminante, puits HGA-1	125
Tableau 23: Matrice de classification des drains Q1 à Q6 par analyse discriminante, puits HGA-2	128
Tableau 24: Matrice de Classification HGA 3 : Classifications observées Colonnes : Classifications prévues	132
Tableau 25: Matrice de classification des drains Q1 à Q6 par analyse discriminante, puits HGA-4	135
Tableau 26: Matrice de classification des drains Q1 à Q6 par analyse discriminante, puits HGA-5.	139
Tableau 27: Matrice de classification des drains Q1 à Q6 par analyse discriminante, puits HGA-6.	142

Liste des abréviations

ACP: Analyse en Composantes Principales

AFD: Analyse Factorielle Discriminante

ANOVA: Analyse de la Variance

BEICIP: Bureau d'Études Industrielles et de Coopération de l'Institut Français du Pétrole

CAH: Classification Ascendante Hiérarchique

CAST: Circumferential Acoustic Scanning Tool

DEPTH: Profondeur

DH: Discordance Hercynienne

FMI: Formation Micro Imager

GR: Gamma Ray

HGA: Hassi Guettar

HGAW: Hassi Guettar West

HMD: Hassi Messaoud

KINT: Perméabilité intrinsèque

LST: Lowstand Systems Tract

MFS: Maximum Flooding Surface

MEM: Mechanical Earth Model / Modèle Mécanique de la Terre

NPHI: Neutron Porosity

OBMI: Oil-Based Micro Imager

OMRI: Oil Mud Reservoir Imager

PIGN: Porosité effective

QH: Quartzites de Hamra

QH1 à QH6: Drains du réservoir des Quartzites de Hamra

RHOB: Densité de formation

RT: Résistivité vraie de la formation

SHmax / σ_H : Contrainte horizontale maximale

Shmin / σ_h : Contrainte horizontale minimale

SONATRACH: Société Nationale pour la Recherche, la Production, le Transport, la Transformation et la Commercialisation des Hydrocarbures

SW: Saturation en eau

TST: Transgressive Systems Tract

UBI: Ultrasonic Borehole Imager

VCL: Volume d'argile

WEC: Well Evaluation Conference

R: Coefficient de corrélation multiple

R²: Coefficient de détermination $R^2 = 1 - \frac{SC_{\text{résidus}}}{SC_{\text{totale}}}$

R² ajusté: Coefficient de détermination ajusté

SC: Somme des carrés

MC Modèle: moyenne des carrés du modèle. $MC_{\text{modèle}} = \frac{SC_{\text{modèle}}}{dl_{\text{modèle}}}$

MC Résidus: moyenne des carrés des résidus. $MC_{\text{résidus}} = \frac{SC_{\text{résidus}}}{dl_{\text{résidus}}}$

SC Résidus: somme des carrés des résidus. $SC = \sum (x_i - \bar{x})^2$

dl: Degré de liberté

dl Résidus: degré de liberté des résidus.

F: Test de Fisher

p: Probabilité ou seuil de signification statistique

INTRODUCTION GÉNÉRALE

Introduction Générale

Dans ce contexte régional, le champ de Hassi Guettar occupe une position géologique particulière. Il est situé dans la province triasique, au sud du bassin d'Amguid-Messaoud, sur la bordure du trend structural El-Gassi – El-Agreb – Hassi Messaoud. Il représente une structure périphérique du champ géant de Hassi Messaoud et constitue un objectif pétrolier important en raison de la présence de réservoirs cambro-ordoviciens. le réservoir des Quartzites de Hamra présente une forte hétérogénéité. Cette hétérogénéité est liée à plusieurs facteurs : la compaction, la cimentation siliceuse, la présence de niveaux argileux, la fracturation naturelle, les failles, les variations d'épaisseur et l'influence de la discordance hercynienne. *La problématique* principale de ce travail consiste donc à vérifier si le découpage des puits par drains dans les Quartzites de Hamra est cohérent avec les variations géologiques, structurales et pétrophysiques observées dans le champ de Hassi Guettar. Il s'agit de déterminer si chaque drain présente des caractéristiques propres en termes de porosité effective, de perméabilité intrinsèque, de saturation en eau et de volume d'argile, ou si certains niveaux montrent des similarités pouvant indiquer une continuité ou une confusion entre les drains. L'objectif principal de ce mémoire est *de contrôler et valider le découpage des puits* par drains du réservoir des Quartzites de Hamra dans le champ de Hassi Guettar. Pour atteindre cet objectif, les paramètres pétrophysiques issus des diagraphies, notamment la porosité effective, la perméabilité intrinsèque, la saturation en eau et le volume d'argile, sont analysés à l'aide de méthodes statistiques descriptives et multivariées. Les analyses ACP, CAH, ANOVA et AFD permettent de comparer les drains QH1 à QH6, d'identifier les ressemblances et les différences entre eux, et d'évaluer la pertinence du découpage proposé (Jolliffe, 2002 ; Everitt et al., 2011 ; Montgomery, 2017) .

le premier Chapitre I : Cadre régional et local ; Ce chapitre présente la situation géographique et géologique du bassin d'Amguid-Messaoud et du champ de Hassi Guettar.

Chapitre II: Matériel et méthodes ; Ce chapitre expose les données utilisées, notamment les diagraphies, les carottes, les cartes et les données statistiques, comme l'ACP, la CAH, l'ANOVA et l'AFD.

Introduction générale

Chapitre III: Sédimentologie ; Ce chapitre décrit les caractéristiques sédimentologiques des Quartzites de Hamra à partir des carottes et des lames minces. Il met en évidence les faciès, les structures sédimentaires.

Chapitre IV: Étude structurale ; Ce chapitre analyse l'organisation structurale du réservoir à partir des cartes isobathes, isopaques, profils de corrélation et images de puits.

Chapitre V: Résultats et discussion ; Ce chapitre présente les résultats pétrophysiques et statistiques multivariées des drains QH1 à QH6 et les six puits HGA.

CHAPITRE I Cadre Régionale et Local

Ce chapitre présente le cadre géologique régional et local de la zone d'étude. Il permet de situer le bassin d'Amguid-Messaoud dans la plateforme saharienne algérienne, connue pour son importance pétrolière et sa complexité tectono-sédimentaire (Boote et al., 1998). L'étude s'intéresse également au champ de Hassi Guettar, considéré comme une structure périphérique du champ de Hassi Messaoud. Les aspects géographiques, géologiques, stratigraphiques et structuraux sont abordés (Boudjemâa, 1987 ; BEICIP, 2007).

I.1. Cadre régional

I.1.1. Aspect géographique

Le bassin d'Amguid-Messaoud, se trouve dans la partie occidentale de la province Triasiques. Il est encadré au Nord par les permis pétroliers de Taléamazène et Touggourt, tandis qu'à l'Est, il joue le champ pétrolifère de Hassi Messaoud. Au Nord-Ouest, il est limitrophe du champ de Hassi R'mel. Les coordonnées géographiques précises du bassin sont 31°40'49" Nord en latitude et 6°04'22" Est en longitude, avec une altitude de 152 mètres au-dessus du niveau de la mer. Avec une superficie impressionnante de 157 793 km².

I.1.2. Aspect géologique :

Le bassin d'Amguid-Messaoud se distingue par sa structure géologique complexe, caractérisée par une série d'éléments tectoniques qui définissent un bassin avec une colonne stratigraphique relativement complète.

Plusieurs éléments structuraux viennent délimiter ce bassin (figure. 1). On citera :

- Au Nord, le môle d'Ahara qui le sépare du bassin de Berkine ;
- À l'Est, le môle de Tihemboka, le séparant des bassins de Djado et Murzuk en Libye
- À l'Ouest, le môle d'Amguide-el-Biod et la voûte de Tin-Fouyé au NordOuest, le séparant respectivement, du bassin de Mouydir et Oued-Mya ;
- Au Sud, il est limité par le bouclier du Hoggar dans la région du Tassili n'Ajjers.

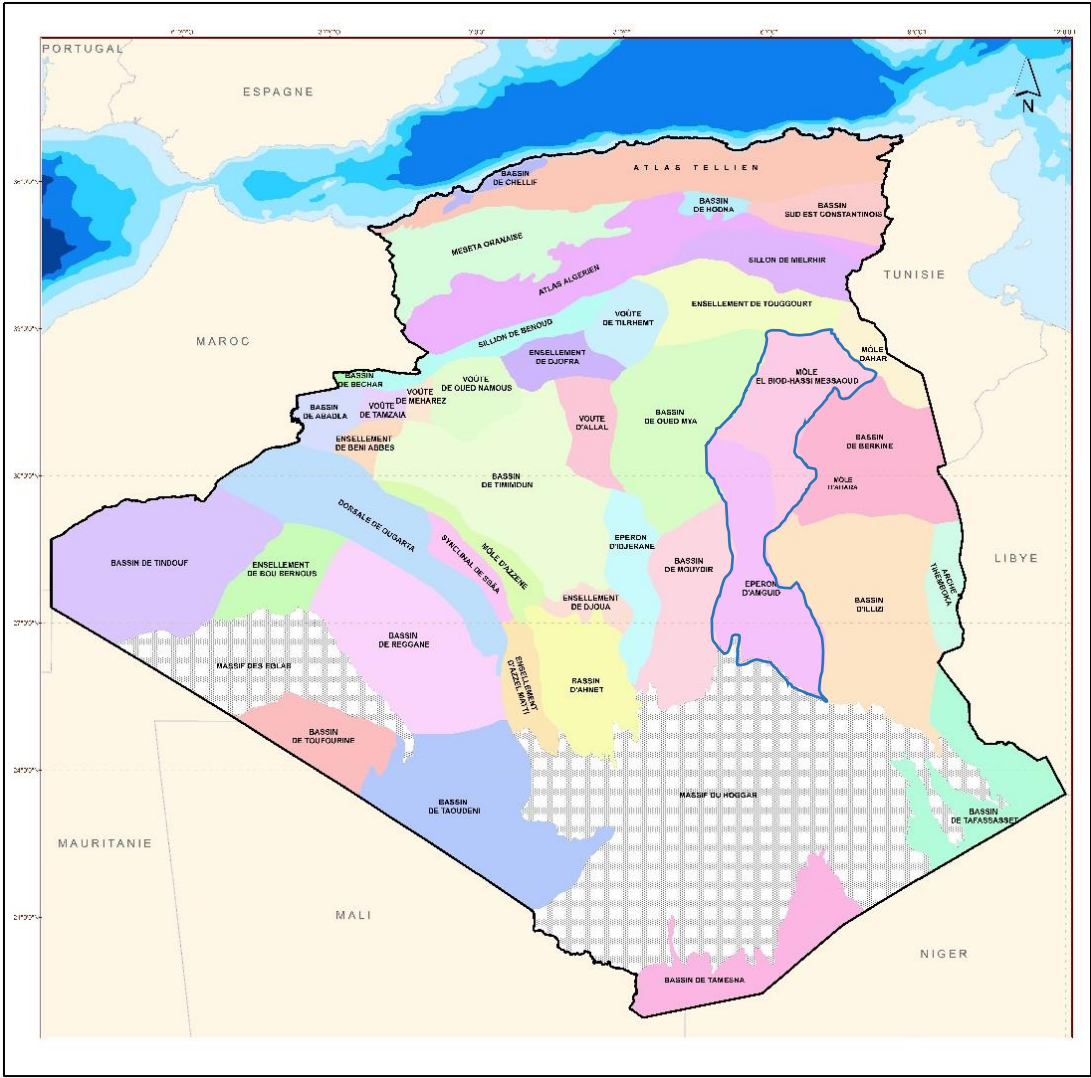


Figure. 1- Carte géologique du bassin d'Amguid-Messaoud, (SONATRACH).

I.1.3. Historique des travaux d'exploitation d'Amguid Messaoud

Le bassin d'Amguid-Messaoud constitue l'un des domaines pétroliers majeurs de la plateforme saharienne algérienne. Son importance est liée notamment à la découverte du champ de Hassi Messaoud en 1956 par S.N. REPAL, avec des réserves estimées à environ 6,4 milliards de barils. L'évolution des travaux d'exploitation dans ce bassin peut être organisée en plusieurs étapes. La première correspond à la reconnaissance géologique de la plateforme saharienne, qui a permis de mettre en évidence son potentiel pétrolier. La deuxième étape est marquée par la découverte de Hassi Messaoud, événement majeur ayant confirmé l'existence d'importantes accumulations d'hydrocarbures. La troisième étape concerne les premiers travaux d'exploration et de développement, notamment les forages, l'identification des niveaux réservoirs et l'étude de l'extension du système pétrolier. Par la suite, les études structurales ont montré que la configuration actuelle du bassin résulte de plusieurs phases tectoniques, en particulier la phase hercynienne, responsable du soulèvement, de la fracturation et de l'érosion des séries paléozoïques (Boudjemâa, 1987 ; SONATRACH, 1975). Les failles principales orientées NE-SO, ainsi que les accidents secondaires de direction E-O, jouent un rôle essentiel dans la compartimentation des réservoirs, la fermeture des pièges et la distribution des hydrocarbures. Ainsi, l'exploitation d'Amguid-Messaoud est passée d'une phase de reconnaissance et de découverte à une phase de développement organisé, fondée sur la caractérisation des réservoirs, la délimitation des compartiments productifs et l'optimisation de la production.

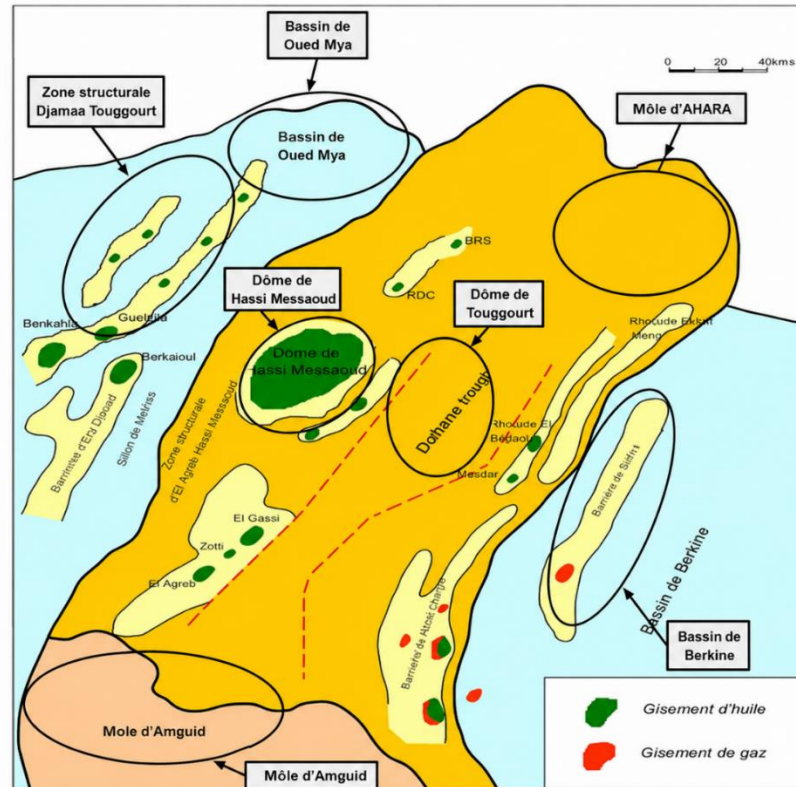


Figure 2: Carte structurale du bassin d'AMGUIDMESSAOU (Sonatrach.)

I.1.4. Système pétrolier d'Amguid Messaoud

- Le concept de "système pétrolier" englobe l'ensemble des éléments nécessaires à la formation et à la conservation des hydrocarbures. Il comprend une roche mère qui produit les hydrocarbures, une roche réservoir poreuse et perméable qui les stocke lors de leur migration, ainsi qu'une roche couverture imperméable qui assure l'étanchéité du piège.
- **Roche mère:** les argiles radioactives du Silurien constituent la principale roche mère. Elles se caractérisent par une richesse élevée en matière organique, un bon niveau de maturation et une large extension régionale. Elles sont à l'origine du remplissage de plusieurs gisements majeurs, tels que Hassi Messaoud, Haoud Berkaoui et Oued Noumer. La migration des hydrocarbures s'effectue principalement le long des failles et des niveaux drainants cambriens et triasiques.
- **Roche couverture:** La couverture régionale est assurée par des argiles imperméables. Les réservoirs ordoviciens sont scellés par des argiles micro-conglomératiques, tandis que les réservoirs triasiques sont localement recouverts par les argiles du Trias inférieur.
- **Roche réservoir:** Les principaux réservoirs appartiennent aux séries triasiques, ordoviciennes et cambriennes :
 - Trias (série inférieure, T1–T2) : réservoir principal, constitué d'alternances argilo-gréseuses d'origine fluvatile. Il présente une porosité comprise entre 8 et 16 % et une saturation en eau de 10 à 40 %.
 - Ordovicien (Grès d'Ouargla, Quartzites de Hamra) : les grès d'Ouargla présentent de bonnes propriétés pétrophysiques (porosité moyenne d'environ 8 %). Les quartzites de Hamra, bien que compacts, montrent un intérêt pétrolier local.
 - Cambrien (Ri–Ra) : réservoir grésos-quartzitique compact, localement fracturé, productif en hydrocarbures notamment dans le champ de Hassi Messaoud, mais considéré comme objectif secondaire.
- **Pièges:** Les hydrocarbures sont accumulés dans deux types de pièges qui sont :
 - Stratigraphiques : liés aux variations de faciès et aux propriétés des roches.
 - Structuraux : associés aux déformations tectoniques (failles, plis), qui assurent le confinement des hydrocarbures.

I.1.5. Lithostratigraphie de la région de Hassi guettar

La série lithostratigraphique du bassin étudié s'étend du socle cristallin jusqu'aux dépôts cénozoïques. Elle est caractérisée par une alternance de formations détritiques, carbonatées et évaporitiques, traduisant des environnements de dépôt variés.

- **Dépôts paléozoïques** : Silurien, argiles riches en matière organique.
 - Ordovicien : alternance d'argiles et de grès, incluant des formations réservoirs importantes (Grès d'Ouargla, Quartzites de Hamra).
 - Cambrien : formations grésio-quartzitiques compactes avec intercalations argileuses.
- **Dépôts mésozoïques**:
 - Crétacé : constitué principalement de calcaires, d'argiles et d'anhydrites, avec une évolution vers des faciès carbonatés et évaporitiques (Sénonien, Turonien, Cénomanién).
 - Jurassique : dominé par des calcaires et des argiles avec intercalations évaporitiques (anhydrite), traduisant des milieux marins et lagunaires.
 - Trias : caractérisé par des formations évaporitiques importantes (sel, anhydrite) associées à des niveaux argileux et gréseux, notamment dans la série inférieure qui constitue une unité majeure.
- **Dépôts cénozoïques**: Ils sont dominés par des formations sableuses (Mio-Pliocène) et des alternances d'anhydrites, calcaires et sables à l'Éocène.
- **Socle** : Le socle cristallin, rencontré vers 4000 m de profondeur, est constitué principalement de granite.

Ere/Sy	ETAGES	LITHO Ep(nh)	DESCRIPTION
C - M E S O Z O I C E N E	MIO PLIOCENE		239 SABLE, CALCAIRE
	EOCENE		122 CALCAIRE
	Discordance		
	CARBONATE		107 CALCAIRE, DOLOMIE, , ANHYDRITE
	ANHYDRITIQUE		209 ANHYDRITE, MARNE, DOLOMIE
	SALIFERE		149 SEL MASSIF
	TURONIEN		112 CALCAIRE
	CENOMANIEN		147 MARNE, CALCAIRE, DOLOMIE
	ALBIEN		362 GRES, ARGILE
	APTIEN		24 DOLOMIE
	BARREMIEN		276 ARGILE, SABLE
	NEOCOMIEN		182 DOLOMIE, MARNE, ARGILE
	MALM		226 ARGILE, MARNE, CALCAIRE
	DOG		107 ARGILE, MARNE
	LAGUNAIRE		211 ANHYDRITE, DOLOMIE
	LI		66 DOLOMIE, ANHYDRITE, ARGILE
	AS		90 SEL, ANHYDRITE
	LD2		55 DOLOMIE, MARNE
	LD1		58 SEL MASSIF
JURASSIQUE	Horizon B		31 CALCAIRE, DOLOMIE
	D2		46 ANHYDRITE, ARGILE
	TS2		189 SEL, ARGILE, ANHYDRITE
	TS3		202 SEL MASSIF
	ARGILEUX		113 ARGILE
	GRESEUX		0 à 35 GRES, ARGILE
	ERUPTIF		0 à 92 ANDESITE
	Discordance		
	Quartzites de Hamra		75 Grès très fins
	Grès d 'El-Atchane		25 Grès fins glauconieux
PALEOZOIQUE	Argiles d 'El-Gassi		50 Argile verte ou noire
	Zones des Alternances		18 Alternances grès et argiles
	R Isométriques		42 GRES Isométriques, Silts
	R Anisométriques		125 GRES Anisométriques, Silts
	R 2		100 GRES Grossiers, Argile
	R 3		370 GRES Grossiers, Argiles
	Infra Cambrien		45 GRES Argileux rouge
PROTÉRO-	SOCLE		Granite porphyroïde rose

Figure. 3 : Colonne stratigraphique et lithologique synthétique du bassin d'Amguid Messaoud(Sonatrach.)

I.2. Cadre locale

I.2.1. Aspect géographique et géologique du champ de Hassi Guettar :

Aspect géographique du champ de Hassi Guettar : Le champ de Hassi Guettar est un champ périphérique de Hassi Messaoud (figure. 4).

Il est limité par : La structues parallèles 30°50' et 31°40' Nord et Les méridiens 5° 30' et 6°30' Est

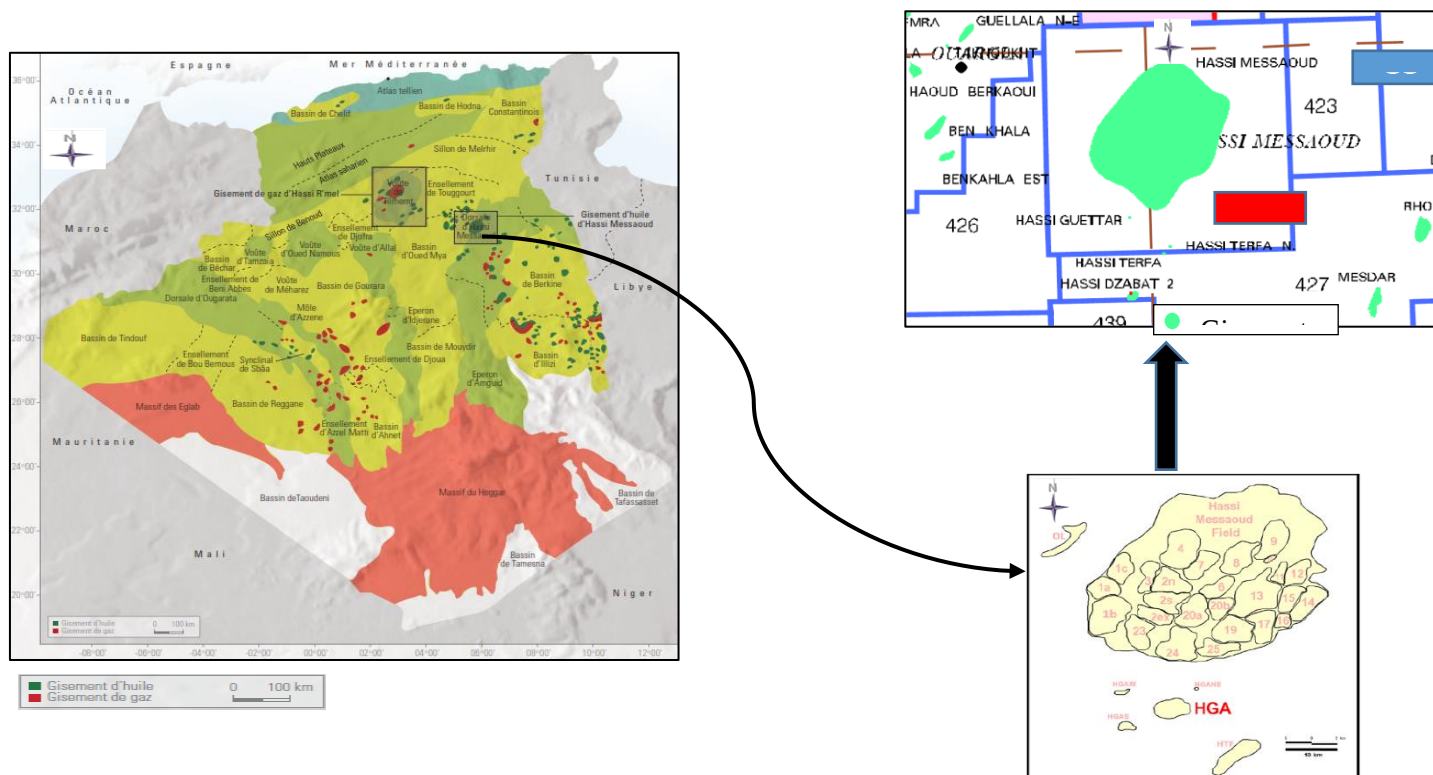


Figure 4: Carte géologique et pétrolière des Hassi Guettar algériens SONATRACH, 2013.

Aspect géologique du champ Hassi Guettar : La structure de Hassi Guettar est située dans la province triasique, au Sud du Bassin d'Amguid Messaoud sur la bordure de trend El Gassi- El Agreb-Hassi Messaoud. Figure (5).

Il est limité par: L'ensellement de Touggourt au Nord.

- Le champ de Hassi Messaoud vers le Nord et le Nord-Est.
- Le dôme de Dahar au Nord-Est.
- Le bassin de Berkine a l'Est.
- Le bassin de Oued Mya a l'Ouest.
- Au Sud on a le champ d'El Gassi.

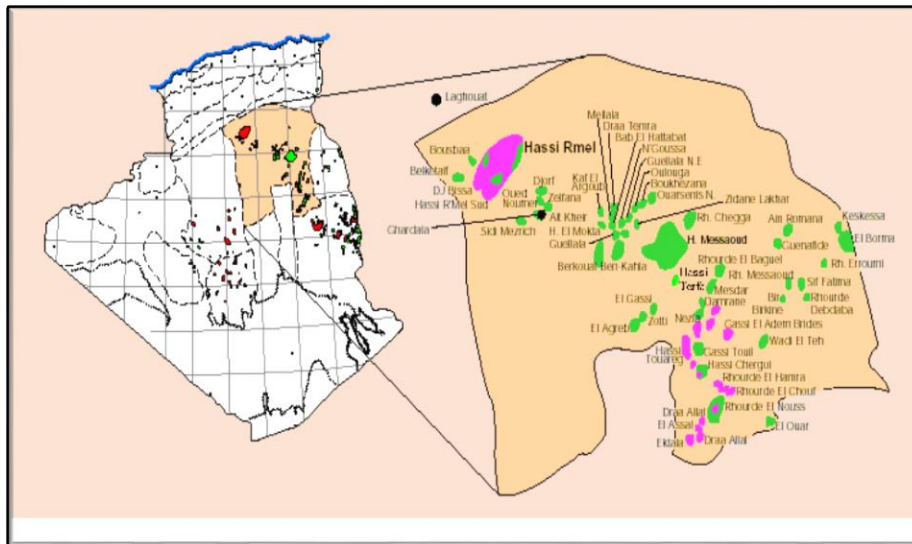


Figure 5: Carte de localisation de HGA dans la région du HMD (WEC)

I.2.2. Historique des travaux sur la région de Hassi Gattar la région :

En Juin 1990, le premier puits (HGA-1) a été foré dans la région. Il a produit de l'huile à partir des niveaux Ri, la zone des alternances ainsi des Grès d'El Atchane (du Cambro-Ordovicien). Après cette découverte positive, d'autres puits ont été forés (HGA-2 en 1995 et HGA-3 en 1996). Les résultats pétroliers de ces puits ont permis de délimiter le gisement et de le préparer à une mise en production tout en planifiant d'autres forages : En 1998 (HGA-4) ; puis en 2000 (HGA-5). En 2002 les sondages (HGA-6, HGA-7, HGA-8 et HGA-9) ; En 2003 le forage de (HGA-10, HGA -11, HGA-12 et HGA-13); En 2004 le forage de HGA-14 et HGA-15. Et récemment la reconnaissance profonde de la région continue avec les puits HGA-16, 17, 18, 19, 20, 21, 22 et HGA-24.

I.2.3. Aspect stratigraphique de la région de Hassi Guettar :

Du point de vue stratigraphique fig (7), les terrains traversés par tous les sondages HGA sont presque les mêmes à l'exception des intercalations éruptives qui sont distribuée d'une façon discontinue avec des épaisseurs variables. La coupe stratigraphique type de la région se présente ainsi.

Dépôts Paléozoïques : Le Paléozoïque dans la région de Hassi Guettar Sud est constitué de formations ordoviciennes et cambriennes. Le Cambrien est représenté à la base par des dépôts d'origine continentale (fluvatile pour le réservoir Ra) évoluant vers un faciès marin peu profond (réservoir Ri), puis passant vers le sommet à une sédimentation argilo-gréseuse franchement marine (zone des alternances). L'Ordovicien qui est représenté par les Argiles d'El Gassi, déposées dans un environnement marin profond, évoluant vers un faciès littoral peu profond représenté par les Quartzites de Hamra. Les Grés d'El Atchane représentent une zone de passage entre les deux

- **Ordovicien :** il est représenté par :

- Quartzites de Hamra : Grés gris – clair à gris – blanc fin à moyen, silico – quartzitiques à quartzitiques passant à quartzite blanc compact, dur. Passées d'argile – noir indurée silteuse.

- Grés d'El – Atchane : Grés gris – blanc, fin à moyen silico – quartzitiques localement glauconieux, intercalé d'argile grise indurée, silteuse.
- Argiles d'El – Gassi : Argile grise à gris – foncé, induré, silteuse, micacée.
- **Cambrien** : Le cambrien est représenté par les trois niveaux Ri, Ra, et zone d'alternance.
 - **Cambrien Ri** : Il est constitué de grès blanc, fin à moyen, de nature silico quartzitique à quartzitique, compact, pyriteux, avec des fines strates d'argile grise à gris-noir, indurée, silteuse, micacée.
 - **Cambrien Ra** : Il s'agit de grès blancs, de moyens à grossiers, parfois très grossiers, de nature silico-quartzitique à quartzitique, compacts, durs, parfois imprégnés de pyrite, avec quelques occurrences rares d'argile grise à gris noir, siltique, micacée et indurée.
- **Zone des Alternances** : Alternance d'argile grise – sombre à noire silteuse, micacée, indurée et de grés gris – blanc fin à moyen, siliceux moyennement consolidé passant parfois à des silstone gris - blanche.

Dépôts Mésozoïque : Cretacé : Il est représenté par :

- **Sénonien** : il est formé de : Sénonien Carbonaté : Alternance de calcaire dolomitique, à dolomie calcaire, avec des passées de marne et d'argile, carbonaté. Présence de calcaire blanc et d'anhydrite blanche avec traces de gypse vers la base.
- **Sénonien Anhydritique** : Anhydrite blanche à passées d'argile et de dolomie argileuse au sommet, passant à de la dolomie argileuse à passées d'argile. Intercalation irrégulière d'anhydrite
- **Sénonien salifère** : Sel blanc massif, translucide intercalé de marne dolomitique, d'argile et d'anhydrite.
- **Turonien** : Calcaire blanc localement crayeux, parfois argileux avec de fines passées d'argile gris – vert, légèrement carbonaté.
Cénomaniens : Alternance de calcaire tendre, dolomitique par endroits, d'argile grise, tendre et d'anhydrite légèrement carbonaté, localement dure.
- **Albien** : Grés fins à moyens argileux à intercalation d'argile plastique et de sable grossier à la base.
- **Aptien** : Calcaire dolomitique blanc, moyennement dur passant parfois à dolomie beige, microcristalline, dure.
- **Barrémien** : Grés blanc, translucide, grossier. Intercalation d'argile brunâtre tendre à pâteuse et de calcaire gris – blanc.

- **Néocomien** : Argile grise à brun – rouge tendre intercalé de grés gris – blanc à beige.
- **Jurassique** : L'individualisation d'un milieu évaporitiques initié au cours du Lias argileux comme en témoignent les niveaux de sel dans le terme inférieur se poursuit pendant le Jurassique.
- **Malm** : Alternance de grés gris – blanc fin à moyen siliceux à carbonaté, d'argile brune, tendre à pâteuse, silteuse ; Passées de dolomie beige, de calcaire gris – beige et d'anhydrite.
- **Dogger** : il est subdivisé en :
 - **Dogger Argileux** : Alternance d'argile versicolore, silteuse de grés gris – blanc fin à moyen, siliceux à silico – carbonaté, glauconieux, de dolomie grise dure et de marne grise.
 - **Dogger Lagunaire** : Anhydrite blanche dure avec des passées de dolomie, d'argile grise carbonatée et de marne.
- **Lias** : il est constitué :
 - Lias Anhydritique (LD1 + LS1) : Alternance d'anhydrite blanche pulvérulente, de sel massif translucide à rosâtre et d'argile brune plastique.
 - Lias Salifère (LD2 + LS2) : Sel massif translucide et jaunâtre, intercalé d'anhydrite blanche, d'argiles brunes –rouge de marne et de dolomie.
 - Lias (S1 + S2) : Sel massif translucide et rosâtre avec des passées d'anhydrite blanche et d'argile brun – rouge plastique.
 - Lias S3 : Sel massif translucide parfois rosâtre avec passées d'argile silteuse.
 - Lias Argileux : Argile brun – rouge tendre à pâteuse salifère, fines passées de sel massif translucide.
- **Trias** : Roches éruptives gris - brun et gris - vert, intercalé d'argile brun - rouge à brune et de grés gris blanc fin à très fin.
- **Le Cénozoïque** : Il est constitué de sédiments détritiques continentaux de haute énergie d'âge Mio-pliocène et de Calcaire de l'Eocène discordant sur le Crétacé supérieur.

Colonne Stratigraphique Hassi Guettar				
Ages		Lithologie	Epaisseur	Description Lithologique
Céno	MIO - PLIOCENE		246	sable silico-carbonaté avec passées d'argile et de calcaire dolomitique
	EOCENE		98	calcaire dolomitique passant à dolomie avec nodules de silix
MESOZOIQUE	Sénon.	Carbonaté	100	dolomie passant à calcaire dolomitique avec passées anhydritiques
		Anhydritique	203	Alt dolomie, anhydrite, argiles dolomitiques et calcaire blanc
		Salifère	133	sel massif blanc avec passées argiles dolomitiques localement salifères
	TURONNIEN		116	calcaire localement dolomitique avec passées d'argiles plastiques à la base
	CENOMANIEN		179	Alt anhydrite, dolomie parfois argileuse et argile localement dolomitique
	ALBIEN		341	Grès argileux à silico-argileux avec passées de dolomie microcristalline
	APTIEN		24	barre dolomitique calcaire microcristalline avec passées de mame indurée
	BARREMIEN		247	Alt grès brun, argile verte silto-sableuse et dolomie avec présence de lignite
	NEOCOMIEN		208	argile carbonatée, silteuse avec passées de grès silico-carbonaté
	Jurassique	MALM	218	Alt argile silteuse à silto-gréseuse, grès argileux et anhydrite, pyrite, lignite (TR)
		Argileux	239	Alt argile silteuse dolomitique, grès argileux et anhydrite blanche pulvérulente
		Lagunaire	79	anhydrite blanche avec passées d'argile silteuse, dolomitique et dolomie dure
		LD1	61	anhydrite blanche avec passées d'argile dolomitique et dolomie dure
		LS1	95	Alt sel massif, anhydrite, passées d'argile silteuse dolomitique et dolomie argileuse
		LD2	55	Alt anhydrite et argile carbonatée silteuse avec passées de dolomie et de mame
		LS2	58	sel massif translucide avec passées d'argiles silteuses brun rouge
		LD3	27	Calcaire argileux avec passées de dolomie, d'argile dolomitique et anhydrite
	Trias	TS1	244	Anhydrite blanche cristalline dure intercalée d'argile brune, grise tendre dolomitique
		TS2	180	Sel massif blanc avec passées d'anhydrite et d'argile dolomitique, parfois salifère
		TS3	210	Sel massif translucide à ocre avec passées d'argile brune silteuse et salifère
		Argileux	85	argile silteuse localement salifère et anhydrite à passées de sel translucide
		Eruptif	4 à 60	roches éruptives à minéraux verts avec passées d'argile silteuse
		Série inf		argile silteuse à silto-sableuse avec passées de grès à siltstone argileux
PALEOZOIQUE	Ordovicien	Quartzites Hanra	23	grès silico-argileux à silico-quartzitiques passant à quartzite pyriteuse silteuse
		Grès Atchane	29	grès siliceux à quartzitique glauconieux, micacé avec passées d'argile silteuse
		Argiles Gassi	107	Argile silteuse, micacée, localement schisteuse à passées de grès silico-argileux
		Zone Altemances	23	Alt argile, silteuse, micacée et grès silico-quartzitique et nombreuse tigillites.
	Cambrien	Ri	50	Grès siliceux à silico-quartzitique à quartzites admettant de la pyrite et lignite
		Ra		Grès anisométrique siliceux à silico-quartzitique pyriteux avec joints d'argile...
		R2		Grès microconglomératique quartzitique, argileux; à ciment illitique et kaolinique
		R3		Grès grossier, conglomératique à ciment argilo-dolomitique ou illitique

Figure 6: Colonne stratigraphique du gisement de Hassi Guettar.

I.2.4. Aspect structurale de Hassi guettar :

La structure de HGA est un anticlinal allongé de direction NE-SW. L'érosion hercynienne sur cette structure a permis d'avoir les Quartzites de Hamra en affleurement à la fin de l'Ordovicien.

En effet au niveau du puits HGAW-1, HGA-1 les séries paléozoïques sont érodées (quartzite de Hamra sous la DH)

L'identification des principaux *horizons* sismiques du champ HGA a été réalisée principalement à partir des carottages sismiques bruts, en raison du nombre insuffisant de logs soniques. La loi vitesse-temps-profondeur du puits HGA1 a été utilisée pour confirmer cette identification. Les critères de pointé sont similaires à ceux du cube voisin HDZ.

suivant l'interprétation des coupes sismiques (fig8) environ *les failles* ont été interprétées. L'analyse met en évidence quatre principales orientations de failles :

- N30° : failles bordières liasiques limitant le gisement à l'Est
- N80°–N90° : principalement au Sud-Ouest
- N110°–N120° : direction prédominante, limitant le gisement au Nord et au Sud
- Accidents secondaires affectant les séries profondes
- Le profil sismique interprété de la région de *Hassi Guettar* montre une succession stratigraphique composée de formations mésozoïques et paléozoïques, notamment le Trias argileux, le Lias, le Dévonien, le Silurien argileux, l'Ordovicien
- La relation avec l'aspect stratigraphique est donc directe : le profil permet de visualiser l'empilement des formations géologiques et de situer le réservoir ordovicien des Quartzites de Hamra, considéré comme un objectif pétrolier important dans la région de Hassi Guettar .
- Les failles observées peuvent influencer la fracturation naturelle, l'hétérogénéité du réservoir et la variation latérale des propriétés pétrophysiques.

I.2.4. Système pétrolier de la région de Hassi Guettar

➤ **Roches Mères et Mégration :**

Les hydrocarbures de la région de Hassi Guettar Sud proviennent principalement des argiles radioactives du Silurien, considérées comme la roche mère majeure de la plate-forme saharienne. Après leur génération, les hydrocarbures migrent vers les réservoirs cambro-ordoviciens et triasiques à travers la discordance hercynienne, les failles non scellées et les niveaux drainants. Cette migration explique le remplissage des structures proches, telles que Hassi Messaoud, Hassi Guettar, HTF, HDZ et El Agreb–El Gassi.

➤ **Roches Réservoir:**

Les principaux réservoirs sont représentés par les formations cambriennes et ordoviciennes. Le Cambrien comprend les unités Ra, Ri et la zone des alternances; l'unité Ra présente généralement de meilleures caractéristiques pétrophysiques, tandis que l'unité Ri peut être améliorée localement par processus diagénétiques. L'Ordovicien est représenté par les grès d'El Atchane et les Quartzites de Hamra, dont le potentiel dépend fortement de la fracturation et de leur position sous la discordance hercynienne.

➤ **Roches Couverture :**

Dans la région étudiée, cette fonction est assurée principalement par les séries argilo-salifères du Lias, les formations argileuses et éruptives du Trias, ainsi que par les argiles d'El Gassi pour les réservoirs cambriens. Ces niveaux imperméables jouent un rôle essentiel dans la conservation des accumulations.

➤ **Les Pièges :**

Dans la région de Hassi Guettar Sud, ils sont de trois types : structuraux, liés aux anticlinaux, horsts et failles ; stratigraphiques, liés aux biseaux et à la troncature par l'érosion hercynienne ; et mixtes, lorsque les deux contrôles structural et stratigraphique interviennent ensemble.

Les deux profils de faciès du champ HGA (fig.9) mettent en évidence l' hétérogénéité latérale et verticale marquée des unités

réservoirs. donc les faciès sableux et grés-sableux représentent les niveaux les plus favorables du point de vue pétrophysique, tandis que les niveaux argileux et carbonatés peuvent constituer des barrières internes limitant la connectivité du réservoir. La comparaison des deux sections montre que la continuité des niveaux réservoirs varie d'un secteur à l'autre, avec des changements d'épaisseur et des discontinuités locales, particulièrement visibles sur la section F–F'. (Fig10). Ces variations suggèrent une compartimentation du réservoir contrôlée à la fois par les conditions de dépôt et par la tectonique locale.

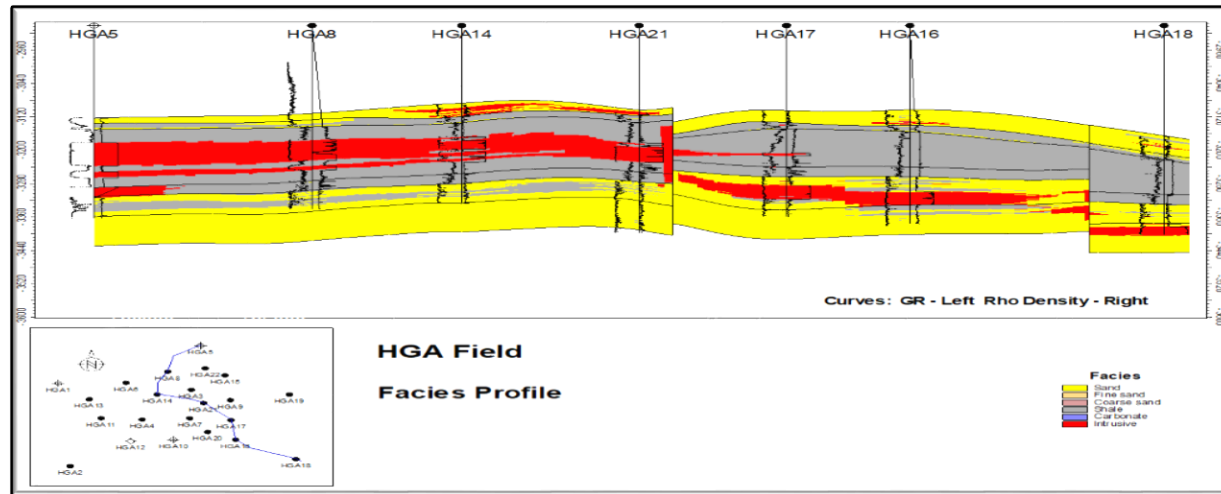


Figure 9: Profile géologique N-SE de la région du HASSI GUETTAR. (BEIC 2007)

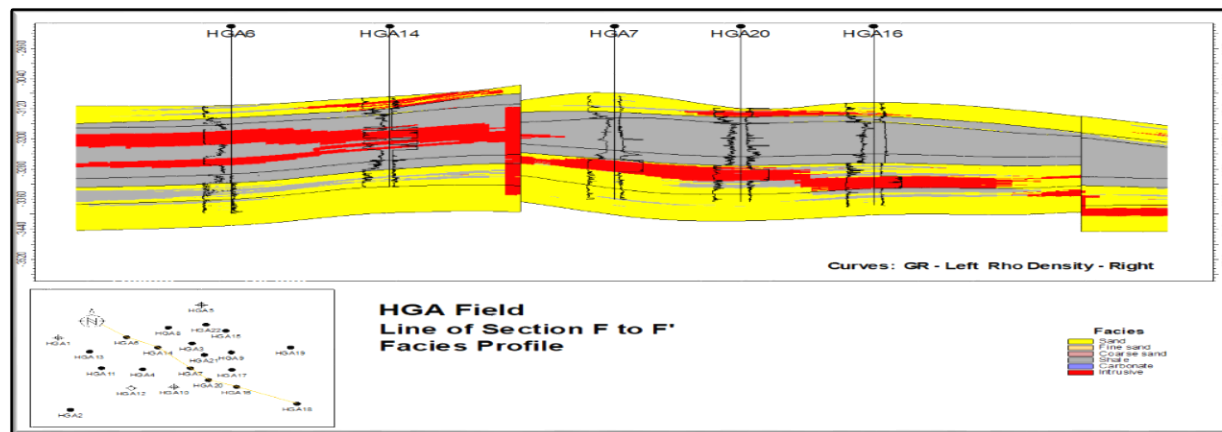


Figure 8: Profile géologique N-SE de la région du HASSI GUETTAR. (BEICIP 2007).

Conclusion :

Ce chapitre met en évidence l'importance du contexte géologique régional et local qui montre que le bassin d'Amguid-Messaoud constitue l'un des domaines pétroliers les plus importants de la plateforme saharienne algérienne. À l'échelle locale, le champ de Hassi Guettar représente une structure périphérique du champ de Hassi Messaoud. Il est caractérisé par une organisation structurale complexe, contrôlée par les failles, la discordance hercynienne et les variations stratigraphiques.

CHAPITRE II : MATERIEL ET METHODES

CHAPITRE II : MATERIEL ET METHODES

Ce chapitre présente la méthodologie utilisée pour l'étude pétrophysique du réservoir des Quartzites de Hamra dans le champ de Hassi Guettar (HGA). L'étude est basée sur *les données géophysiques de logging*, utilisées pour *estimer* les principaux paramètres pétrophysiques, à savoir : *la porosité effective, la perméabilité intrinsèque, la saturation en eau et le volume d'argile*. Dans le cadre de cette étude, nous avons utilisé la carte de position du champ de Hassi Guettar (HGA) afin de *localiser les différents puits* concernés. Au total, *19 puits(fig11)* ont été pris en considération lors du *découpage des puits par drain* (Excel) dans les Quartzites de Hamra. À partir de ces puits, deux analyses statistiques, *l'ACP et la CAH*, ont été réalisées à l'aide du logiciel *Statistica*. Parmi ces puits, *8 puits* ont été utilisés pour *la corrélation diagraphique* à l'aide du logiciel *Petrel*. De plus, *6 puits, non divisés* selon les drains, ont été exploités dans le cadre de notre propre travail, en appliquant les analyses *ANOVA et AFD* à l'aide du logiciel *Statistica*. Cette démarche a permis de contrôler le lotissement des puits en se basant sur le drain des Quartzites de Hamra, afin de mieux comprendre leur répartition et leur rôle dans la zone étudiée. Ainsi, notre étude repose sur l'utilisation de quatre *analyses statistiques* appliquées aux données géophysiques de *logging* : ACP, CAH, ANOVA et AFD.

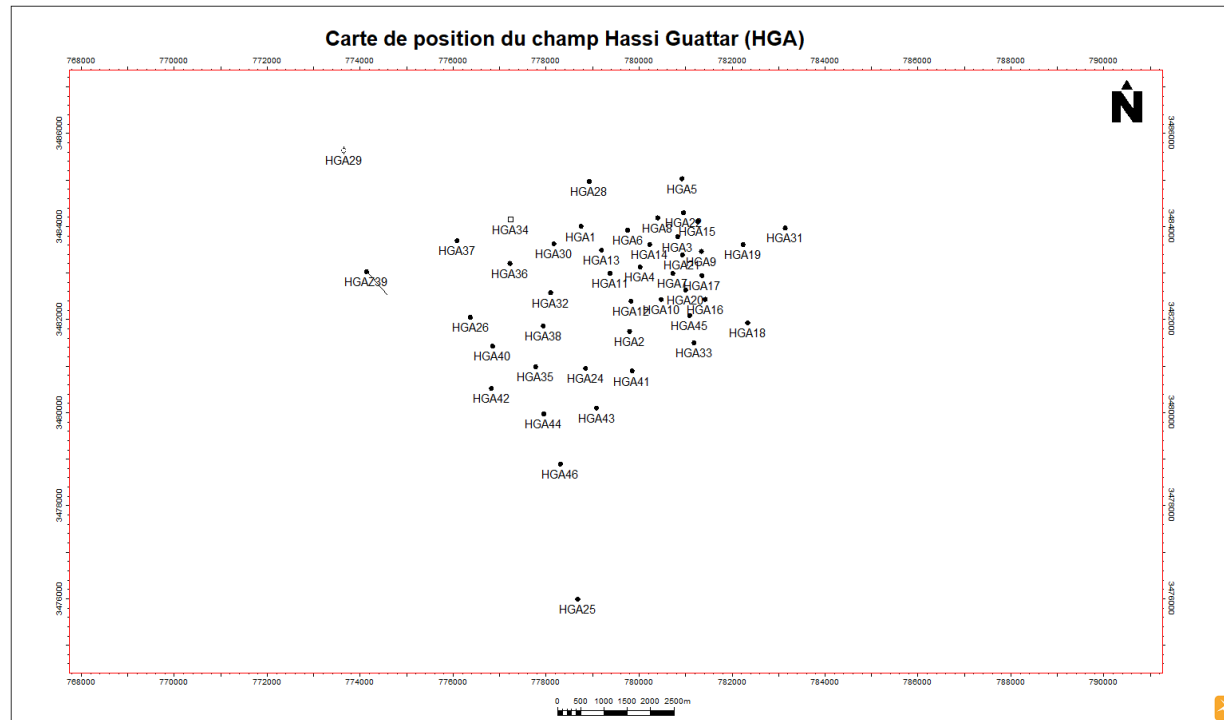


Figure 10: Carte de situation des puits du champ de Hassi Guettar (HGA).

II.1. Les Paramètres pétrophysiques

Les principaux paramètres utilisés pour la réalisation de cette étude sont :

- La porosité effective déterminée à partir des logs correspond au volume des pores connectés entre eux, capables de contenir et de laisser circuler les fluides.

Elle est généralement estimée à l'aide des diagraphies, notamment les logs de densité, neutron et sonique. sont généralement exprimés en pourcentage %, Contrairement à la porosité totale, elle exclut les pores isolés qui ne participent pas à l'écoulement.

- La perméabilité intrinsèque : est généralement considérée comme équivalente à la perméabilité absolue elle est estimée à partir de la porosité effective, Elle représente la capacité propre de la roche à laisser circuler un fluide. sont généralement exprimés en milli darcy Md.
- la saturation: Elle est calculée à partir des logs de résistivité R_T , souvent à l'aide de l'équation d'Archie ou d'autres modèles selon la nature du réservoir. sont généralement exprimés v_e/v est sans unité réelle, Volume d'eau / volume total des pores.
- le volume d'argile: Il est calculé principalement à partir du log Gamma Ray (GR), car les argiles présentent généralement une radioactivité naturelle plus élevée. sont généralement exprimés en Volume d'argile / volume total de la roche, Pourcentage % ou fraction décimale

II.2. Méthodes Statistiques

II.2.1. Statistique mono-variée

La statistique mono-variée étudie une seule variable à la fois. Elle sert à résumer une série de données par des indicateurs de position, de dispersion et, lorsque cela est nécessaire, par des représentations graphiques. Son rôle principal est de donner une première lecture de l'information disponible avant de passer à des analyses plus complexes, comme les comparaisons de groupes ou les méthodes multivariées (Dodge, 2007 ; Dagnelie, 2013).

La moyenne arithmétique est un indicateur de tendance centrale. Elle correspond à la somme des observations divisée par leur nombre : $\bar{x} = \sum x_i / n$. Elle permet d'obtenir une valeur représentative de l'ensemble, mais elle peut être influencée par les valeurs extrêmes ; son interprétation doit donc être accompagnée d'indicateurs de dispersion (Dagnelie, 2013).

La variance mesure la dispersion des observations autour de la moyenne. Pour un échantillon, elle s'écrit généralement : $s^2 = \sum (x_i - \bar{x})^2 / (n - 1)$. Une variance élevée indique que les valeurs sont très dispersées, tandis qu'une variance faible traduit une concentration des observations autour de la moyenne (Dodge, 2007 ; Dagnelie, 2013).

L'écart-type est la racine carrée de la variance : $s = \sqrt{s^2}$. Il présente l'avantage d'être exprimé dans la même unité que la variable étudiée, ce qui facilite l'interprétation pratique de la dispersion. Dans une étude descriptive, l'écart-type complète la moyenne et permet d'apprécier l'homogénéité ou l'hétérogénéité des données (Dodge, 2007).

II.2.2. Statistique bi-variée

La statistique bi-variée examine simultanément deux variables afin d'étudier leur association. Elle permet de déterminer si les variations d'une variable s'accompagnent de variations de l'autre, sans conclure automatiquement à une relation de causalité. Elle constitue ainsi une étape importante pour explorer les liens entre variables avant l'usage de modèles explicatifs plus avancés (Saporta, 2011 ; Dagnelie, 2013).

La covariance mesure le sens de la variation conjointe de deux variables quantitatives. Pour un échantillon, elle peut être formulée ainsi : $\text{cov}(X,Y) = \sum (x_i - \bar{x})(y_i - \bar{y}) / (n - 1)$. Une covariance positive indique que les deux variables tendent à augmenter ensemble ; une covariance négative indique qu'elles évoluent en sens inverse. Cependant, sa valeur dépend des unités de mesure, ce qui limite la comparaison directe entre études (Saporta, 2011).

Le coefficient de corrélation linéaire de Pearson, noté r , standardise la covariance par les écarts-types des deux variables : $r = \text{cov}(X,Y) / (s_x s_y)$. Sa valeur est comprise entre -1 et +1. Une valeur proche de +1 traduit une relation linéaire positive forte ; une valeur proche de -1 indique une relation linéaire négative forte ; une valeur proche de 0 suggère l'absence de relation linéaire marquée. Ce coefficient doit être interprété avec prudence, car il ne mesure que l'intensité d'une relation linéaire et ne prouve pas la causalité (Saporta, 2011 ; Dodge, 2007).

II.2.3. Statistique multivariée

II.2.3.1. Analyse en Composantes Principales (ACP)

II.2.3.1.1. Définition

L'Analyse en Composantes Principales (ACP) est une méthode statistique multivariée utilisée pour réduire la dimension d'un ensemble de données tout en conservant la plus grande partie possible de l'information contenue dans les variables initiales. Elle transforme des variables corrélées en nouvelles variables non corrélées, appelées composantes principales, ordonnées selon la part de variance qu'elles expliquent (Jolliffe, 2002 ; Saporta, 2011).

II.2.3.1.2. Objectifs de l'ACP

Dans cette étude, nous avons utilisé ACP des variable et ACP des individus

- Réduire la dimension d'un ensemble de données comportant un grand nombre de variables.
- Identifier les relations et corrélations existantes entre les variables étudiées.
- Résumer l'information contenue dans les variables initiales en un nombre limité de composantes principales.
- Faciliter la visualisation des individus et des variables dans un espace de dimension réduite.
- Détecter des structures ou des tendances générales dans les données.
- Identifier les variables les plus influentes dans la formation des axes principaux.

Ces objectifs font de l'ACP un outil exploratoire utile lorsque le chercheur souhaite synthétiser plusieurs variables quantitatives tout en conservant une représentation fidèle de la structure globale des données (Jolliffe, 2002 ; Husson, Lê et Pagès, 2017).

II.2.4.3. Principes d'application

- Les variables étudiées doivent être quantitatives.
- Les variables doivent présenter des corrélations significatives entre elles.

- Le nombre d'observations doit être suffisant par rapport au nombre de variables.
- Lorsque les variables sont exprimées dans des unités différentes, il est recommandé de les centrer et réduire avant l'analyse.

II.2.3.2 Classification Ascendante Hiérarchique (CAH)

II.2.3.2.1. Définition

La Classification Ascendante Hiérarchique (CAH) est une méthode d'analyse multivariée qui regroupe progressivement les individus ou observations en classes homogènes à partir d'une mesure de distance ou de similarité. Elle construit une hiérarchie de groupes en fusionnant

D'abord les observations les plus proches, puis les groupes formés, jusqu'à l'obtention d'une structure représentée par un dendrogramme (Everitt et al., 2011).

II.2.3.2.2. Objectifs de l'étude

- Identifier des groupes homogènes d'individus partageant des caractéristiques similaires.
- Simplifier l'analyse d'un grand ensemble de données en regroupant les observations.
- Mettre en évidence la structure naturelle des données.
- Explorer les relations de proximité entre individus ou variables.

II.2.3.2.3. Principes d'application

- Choisir une mesure de distance adaptée, par exemple la distance euclidienne pour des variables quantitatives.
- Choisir une méthode d'agrégation, comme la méthode de Ward, la liaison simple ou la liaison complète.
- Veiller à disposer d'un nombre d'individus suffisant pour obtenir une classification pertinente.
- Interpréter les résultats à partir du dendrogramme et de la cohérence des classes obtenues.

La méthode de Ward est fréquemment utilisée parce qu'elle cherche à limiter l'augmentation de l'inertie intra-classe à chaque fusion, ce qui tend à produire des groupes relativement homogènes (Ward, 1963 ; Everitt et al., 2011).

II.2.3.3. Analyse de la Variance (ANOVA)

II.2.3.3.1. Définition

L'Analyse de la Variance (ANOVA) est une méthode statistique destinée à tester l'égalité des moyennes de plusieurs groupes. Elle compare la variabilité entre les groupes à la variabilité observée à l'intérieur des groupes. Le test repose sur la statistique F de Fisher, qui permet d'évaluer si les différences observées entre les moyennes sont statistiquement significatives (Fisher, 1925 ; Montgomery, 2017). Dans notre thèse, nous avons utilisé ANOVA et MANOVA .

II.2.3.3.2. Objectifs de l'étude

- Comparer les moyennes de plusieurs groupes ou populations.
- Identifier l'existence de différences statistiquement significatives entre ces groupes.
- Évaluer l'effet d'un ou plusieurs facteurs sur une variable quantitative.
- Tester des hypothèses relatives à l'influence de variables explicatives sur une variable dépendante.

II.2.3.3.3. Principes d'application

Dans cette étude, nous avons utilisé d'abord une ANOVA univariée, qui consiste à comparer les drains pour chaque paramètre pétrophysique séparément, comme KINT, PIGN, SW ou VCL. Ensuite, une ANOVA multivariée, ou MANOVA, a été appliquée afin d'analyser simultanément l'ensemble de ces paramètres et d'évaluer l'effet global du facteur drain. Les résultats de la MANOVA sont interprétés à partir du tableau des tests multivariés, qui comprend principalement Wilks' Lambda, Pillai's Trace, Hotelling-Lawley Trace et Roy's Largest Root. Parmi ces tests, le Lambda de Wilks a été retenu comme indicateur principal pour déterminer si les drains présentent des différences significatives lorsque les paramètres pétrophysiques sont considérés ensemble

- Les observations doivent être indépendantes.
- La variable étudiée doit être quantitative.
- Les données doivent suivre approximativement une distribution normale dans chaque groupe.
- Les variances des groupes doivent être homogènes, condition appelée homoscedasticité.
- Les groupes comparés doivent être définis par une variable qualitative.

II.2.3.4. Analyse Factorielle Discriminante (AFD)

II.2.3.4.1. Définition

L'Analyse Factorielle Discriminante (AFD), également appelée analyse discriminante linéaire, est une méthode statistique supervisée qui vise à déterminer les combinaisons linéaires de variables permettant de distinguer au mieux plusieurs groupes d'individus connus à l'avance. Elle cherche à maximiser la séparation entre les groupes tout en minimisant la dispersion à l'intérieur de chaque groupe (Fisher, 1936 ; Saporta, 2011).

II.2.3.4.2. Objectifs de l'étude

- Déterminer les variables qui contribuent le plus à la distinction entre les groupes.
- Étudier les différences entre plusieurs populations.
- Construire des fonctions permettant de classer les individus dans leurs groupes respectifs.
- Vérifier la qualité de la classification des individus.
- Prédire l'appartenance d'un nouvel individu à un groupe donné.

II.2.3.4.3. Principes d'application

- Les groupes doivent être connus à l'avance.
- Les variables explicatives doivent être quantitatives.

- Les variables doivent suivre approximativement une distribution normale multivariée.
- Les matrices de covariance des groupes doivent être homogènes.
- Le nombre d'observations doit être suffisant dans chaque groupe.

II.3. Description Des Materiel Utilisées

II.3.1. Logiciels utilisés dans l'analyse statistique et géoscientifique

Microsoft Excel

Microsoft Excel est un tableur permettant la saisie, l'organisation, le calcul et la représentation graphique des données. Dans une étude statistique, il est utile pour construire des tableaux, effectuer des calculs descriptifs simples, préparer les bases de données et produire des graphiques exploratoires. Son rôle reste surtout pratique et préparatoire : pour des analyses avancées, il doit être complété par des logiciels statistiques spécialisés afin de limiter les erreurs de manipulation et d'assurer une meilleure reproductibilité des résultats (Microsoft, 2026).

Petrel

Est une plateforme logicielle de géosciences et d'ingénierie des réservoirs développée par SLB. Elle permet d'intégrer et d'analyser des données de subsurface, notamment les données sismiques, géologiques et de puits, afin de construire une vision cohérente du réservoir depuis l'exploration jusqu'à la production. Dans le cadre d'une étude pratique, son rôle est de faciliter la modélisation géologique, l'interprétation spatiale et la prise de décision technique à partir de données complexes (SLB, 2026).

Statistica

Statistica est un logiciel d'analyse statistique et analytique conçu pour l'exploration, la visualisation, la modélisation statistique, le data mining, la prévision et certaines méthodes d'apprentissage automatique. Dans un travail de recherche, il sert à appliquer des tests statistiques, construire des modèles, analyser de grands ensembles de données et produire des résultats plus structurés que ceux obtenus avec un simple tableur (TIBCO, 2023).

Chapitre III

Sédimentologie

Chapitre III : Sédimentologie

Ce chapitre présente l'analyse sédimentologique du réservoir ordovicien des Quartzites de Hamra dans le champ de Hassi Guettar. Il vise à relier la lithologie, les structures sédimentaires, la diagenèse et la fracturation à la qualité du réservoir et à la circulation des fluides. Les observations de carottes montrent la présence de grès quartzitiques, de fissures, de joints stylolitiques, de niveaux argileux, de bitume et de pyrite. Les bioturbations de type Skolithos indiquent un environnement marin peu profond, littoral à infralittoral, soumis à une énergie relativement élevée. L'analyse des lames minces met en évidence l'influence de la cimentation quartzreuse, de la dissolution, de la dolomitisation et de la fracturation sur les propriétés du réservoir. Ces phénomènes peuvent améliorer la porosité ou la réduire par colmatage des pores. Ainsi, l'étude permet de mieux comprendre l'hétérogénéité verticale et latérale des Quartzites de Hamra.

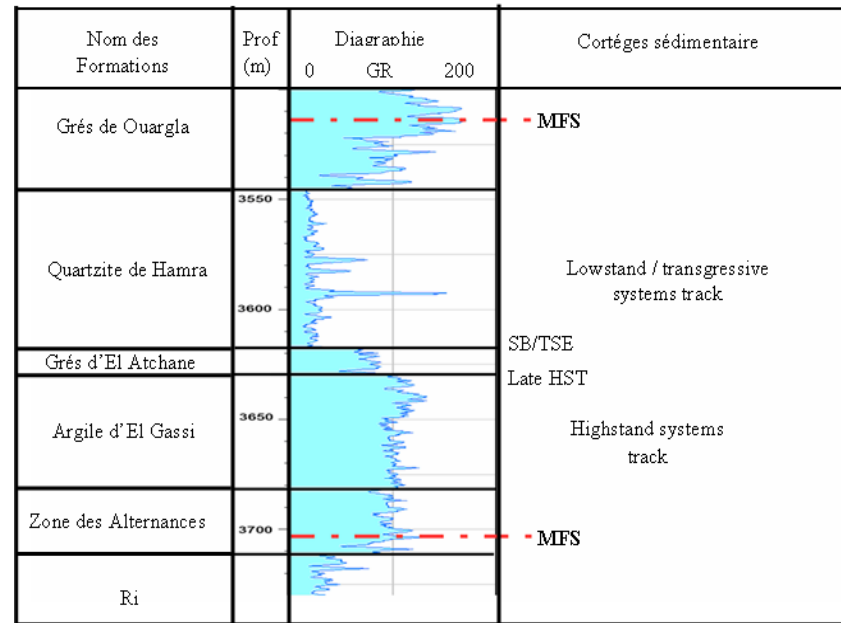


Figure 11: Découpage séquentiel des Quartzites de Hamra : base transgressive, cortège transgressif et surface d'inondation majeure. Source : BEICIP-SONATRACH, 2007.

III.1. Description macroscopique des carottes

Les carottes montrent des grès gris clair à gris blanc, parfois gris sombre ou verdâtre, de granulométrie très fine à moyenne. La roche est siliceuse à silico-quartzitique et peut passer à un quartzite blanc, compact, translucide et très dur. Les hétérogénéités principales sont représentées par les films argileux, les joints stylolitiques, les nodules, la pyrite, le bitume et les fissures.

Ces observations indiquent un réservoir généralement compact mais localement amélioré par les fractures. Les fractures ouvertes ou partiellement ouvertes peuvent augmenter la perméabilité, alors que les fractures colmatées par la silice, les carbonates, la pyrite, le bitume ou l'argile limitent la circulation des fluides.



Figure 12: Carottes du réservoir des Quartzites de Hamra dans le puits HGAS-2, montrant des *quartzites compacts et fissurés*. Source : BEICIP–SONATRACH, 2007.

III.2. Structures sédimentaires

Les faciès présentent des stratifications horizontales, obliques et entrecroisées, ainsi que des bioturbations de type Skolithos. Ces caractères sont compatibles avec un environnement marin peu profond, de type littoral à infralittoral, soumis à une énergie relativement élevée.

III.3. Lames minces et porosité secondaire

Les lames minces confirment la nature quartzarénitique des niveaux étudiés. Les grains de quartz détritiques montrent une cimentation quartzreuse syntaxiale, parfois incomplète. La dissolution postérieure à la cimentation peut créer des macropores interparticulaires connectés, ce qui améliore localement les propriétés réservoirs.

Dans certains échantillons, les résidus bruns d'hydrocarbures tapissent les golfes de dissolution. Cela suggère une circulation de fluides après une première phase de cimentation. La qualité réservoir résulte donc d'un équilibre entre les effets négatifs de la cimentation et les effets positifs de la dissolution et de la fracturation.

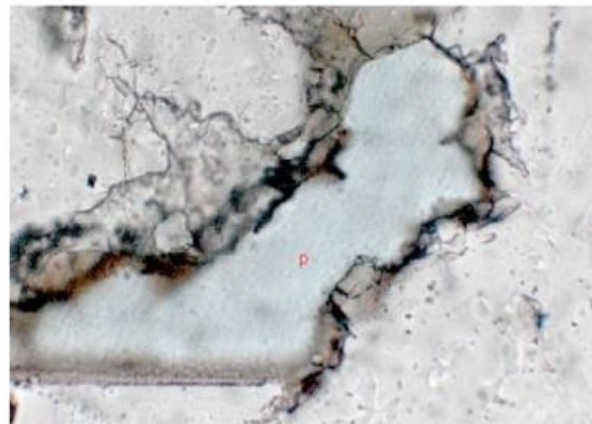
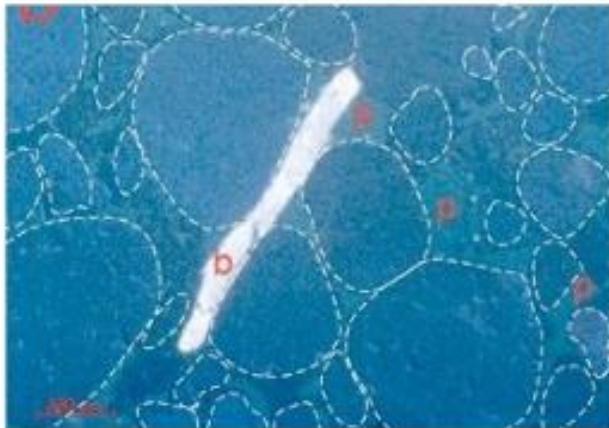


Figure 13: Lames minces de quartzarénite : cimentation quartzreuse, bioclaste phosphaté, dissolution et macroporosité interparticulaire

Conclusion

Ce chapitre montre que la qualité du réservoir des Quartzites de Hamra est contrôlée par le faciès sédimentaire, la diagenèse et la tectonique. Les niveaux les plus favorables sont ceux qui présentent une porosité secondaire et des fractures ouvertes ou partiellement ouvertes, car elles améliorent la perméabilité et la circulation des fluides. Les carottes indiquent que le réservoir est constitué principalement de grès quartzitiques fins à très fins, compacts et fracturés. Certaines fractures sont colmatées par la pyrite, le bitume, la silice, les carbonates, les oxydes ou l'argile, ce qui réduit la qualité réservoir. Le dépôt des Quartzites de Hamra correspond à un milieu marin peu profond, de type littoral à infralittoral, dynamique et oxygéné. La présence de **Skolithos** et de stratifications confirme cet environnement. Ainsi, l'étude permet de mieux comprendre les facteurs qui contrôlent la porosité, la perméabilité et l'hétérogénéité du réservoir.

Chapitre IV

Organisation Structurale

Chapitre IV: Organisation Structurale

Ce chapitre met en évidence l'organisation structurale du réservoir des Quartzites de Hamra dans le champ de Hassi Guettar. L'étude combine les cartes structurales, les corrélations de puits et l'imagerie de paroi afin de caractériser les failles, les fractures, les horsts et les grabens. Ces structures, souvent liées à des failles héritées du socle et réactivées lors des phases tectoniques, contrôlent en grande partie la fracturation du réservoir. L'analyse des fractures naturelles, des fractures induites et des breakouts permet aussi de mieux comprendre l'orientation des contraintes actuelles. Ainsi, l'intégration de ces données montre que la fracturation joue un rôle essentiel dans la perméabilité et la circulation des fluides au sein du réservoir. Données utilisées

- Cartes et profils : isobathes, isopaques, corrélations E–W et N–S.
- Imagerie de puits : OBMI, OMRI, UBI et CAST pour les pendages, fractures et contraintes in situ.

IV.1. Contrôle des failles, horsts et grabens

La structure de Hassi Guettar est contrôlée par un réseau de failles héritées du socle et réactivées au cours des phases tectoniques, notamment la phase hercynienne. Les directions principales mentionnées sont NE–SW, NW–SE et E–W, avec un rôle important dans la compartimentation du réservoir.

La carte isobathe du toit des Quartzites de Hamra montre une variation de profondeur d'environ 3090 m près du puits HGA-14 à environ 3190 m vers HGA-26. Les zones moins profondes correspondent à des horsts, tandis que les zones plus profondes indiquent des grabens. Les courbes montrent aussi une orientation générale NE–SW dans la partie orientale.

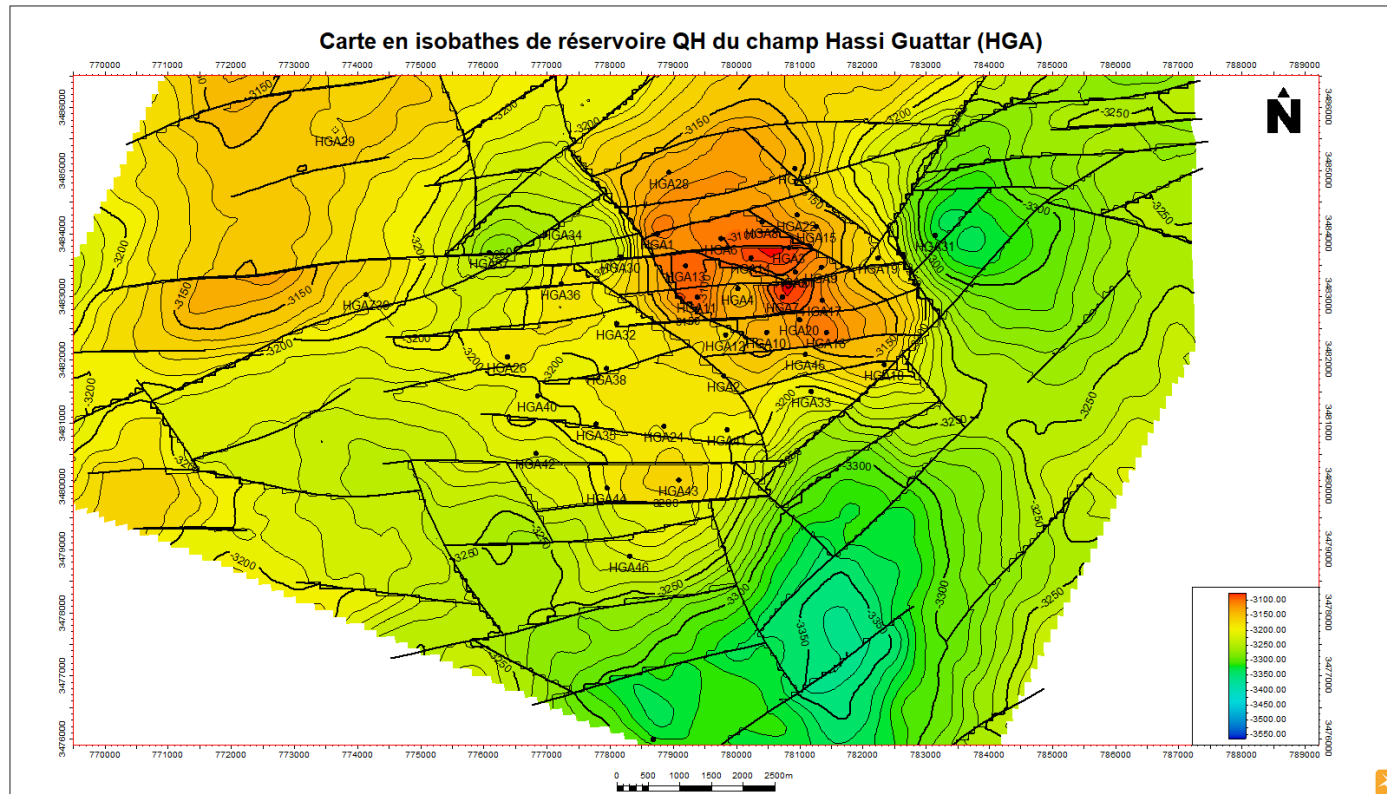


Figure 14: Carte en isobathes du toit du réservoir QH : mise en évidence des failles, horsts, grabens et variations de profondeur.

IV.2. Variation d'épaisseur

La carte isopaque indique des épaisseurs plus importantes à l'Ouest, avec des valeurs supérieures à 100 m près de HGA-1, et des épaisseurs plus faibles au centre et au Nord, notamment autour de HGA-4, HGA-10, HGA-12, HGA-22 et HGA-8. Cette diminution peut être liée à la position haute de la structure et à l'érosion hercynienne.

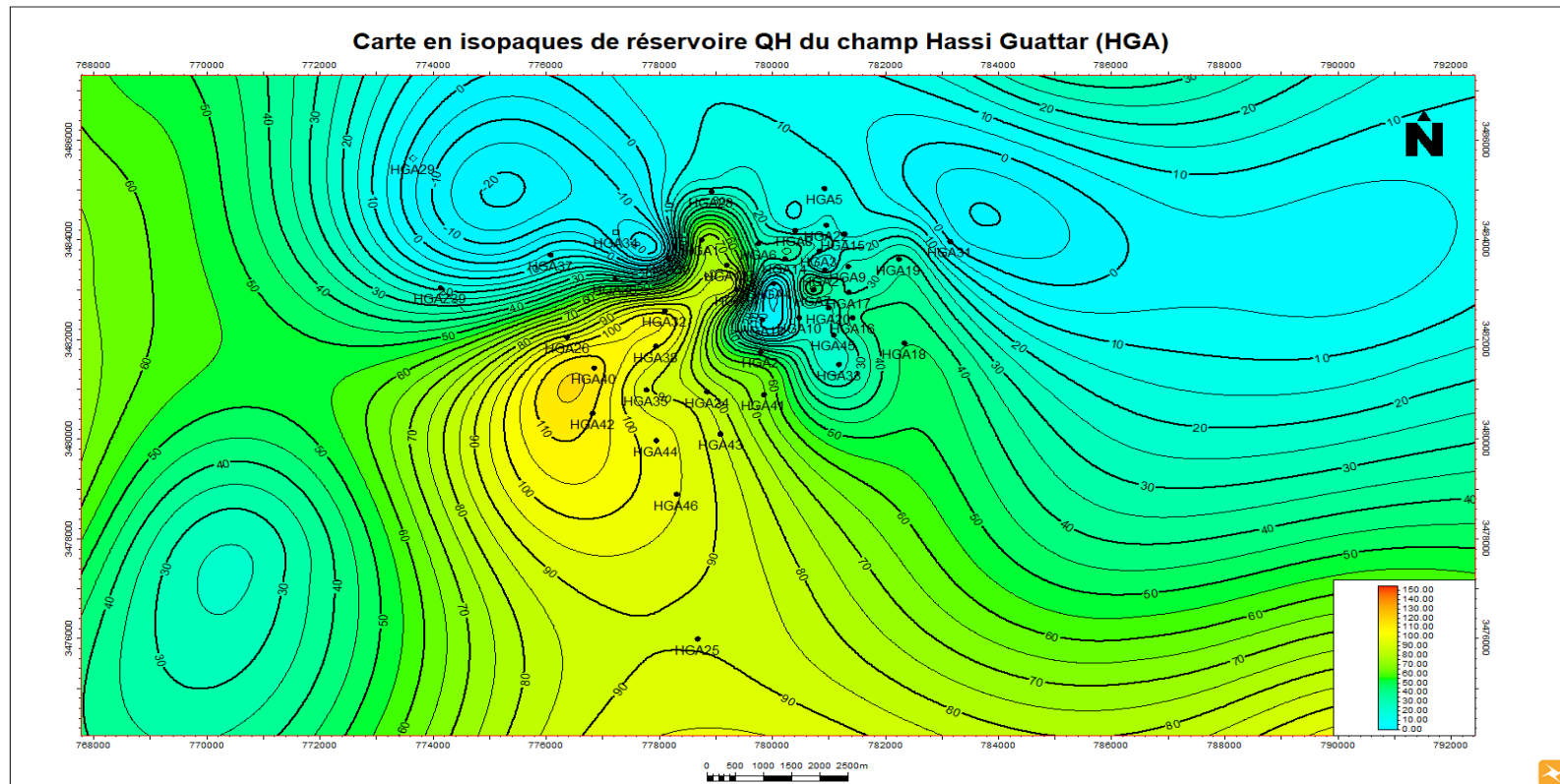


Figure 15: Carte en isopaqes du réservoir QH : épaisseur à l'Ouest et amincissement vers le centre et le Nord.

IV.3. Corrélations, imagerie de puits et fracturation

IV.3.1. Profils de corrélation E–W et N–S

Les profils de corrélation montrent que les Quartzites de Hamra présentent une continuité latérale générale, mais avec des variations d'épaisseur et des décalages verticaux. Ces décalages traduisent des rejets de failles et expliquent les différences de profondeur entre blocs structuraux. Cela explique la variation de profondeur dans le profil de corrélation.

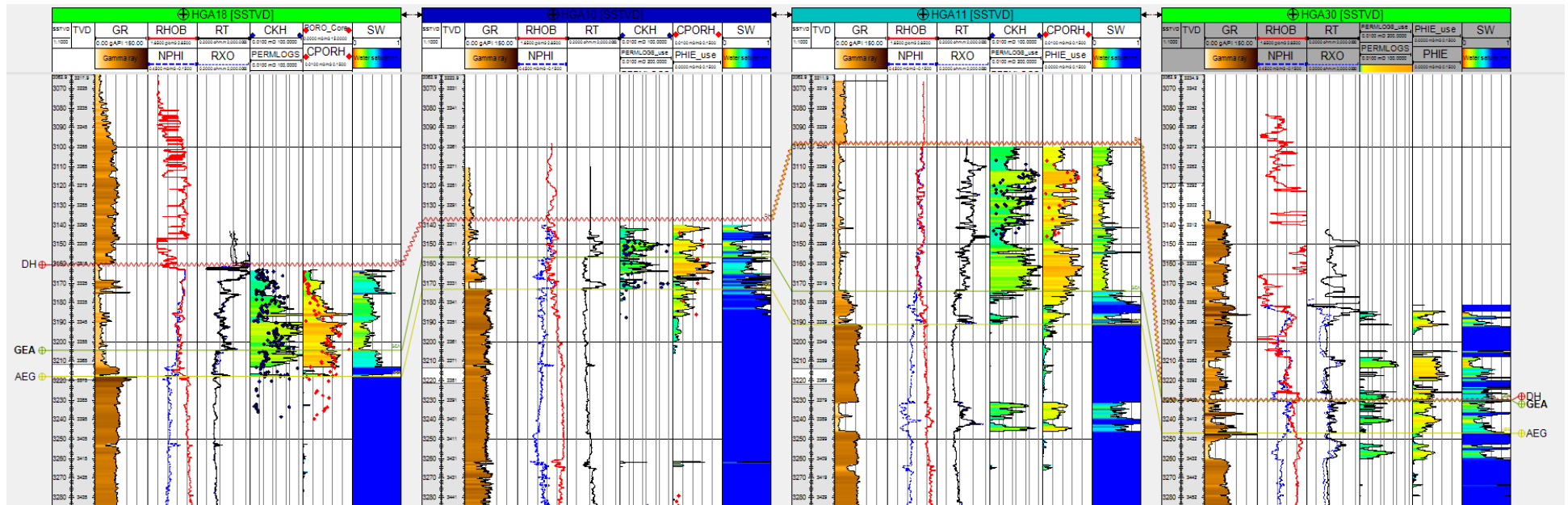
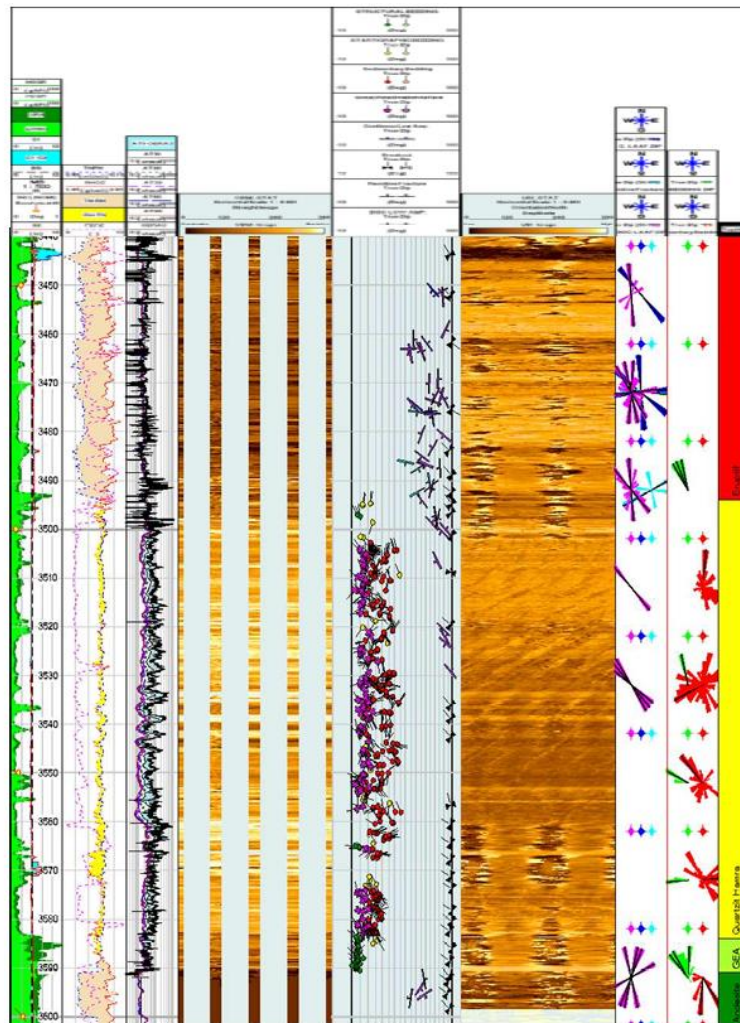


Figure 16 : Profile de corrélation E–W et N–S

IV.3.2. Fractures et imagerie de puits

L'imagerie OBMI, OMRI, UBI et CAST permet de détecter les fractures, leurs inclinaisons et leurs orientations. Les fractures ouvertes apparaissent généralement sombres, les fractures partiellement *ouvertes* moins sombres et les fractures colmatées plus claires. Dans le puits HGA-25, l'imagerie UBI a permis d'identifier 51 fractures naturelles, avec une direction dominante NO–SE et une direction secondaire N–S.



Geological Object	Number of dips	Mean Orientation (Dip & Azimuth)
Structural Bedding	41	3.1/331.5
Sedimentary Bedding	472	01/61.5
Stratigraphic Bedding	27	1.8/127.9
Scour/Reactivation surface	86	0.7/239.9
Resistive Fracture	5	45.9/176.4
Continuous Low Amplitude Fracture	4	65.1/226.7
Discontinuous Low Amplitude Fracture	42	84.8/46.6
Breakout	30	88.1/308.1
Total Number	707	

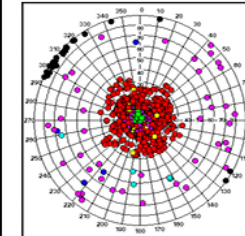


Figure 17: Analyse des fractures et statistiques des pendages dans le puits HGA25 : fractures, pendages sédimentaires et breakouts.

IV.3.3. Analyse des Contraintes

Les breakouts et les fractures induites renseignent sur l'état de contrainte actuel. Dans un puits vertical, les breakouts s'alignent généralement avec la contrainte horizontale minimale (σ_{hmin}), tandis que les fractures induites s'orientent parallèlement à la contrainte horizontale maximale (σ_{hmax}). Pour HGA-40, la contrainte horizontale minimale est orientée NNE–SSW et la contrainte maximale WNW–ESE.

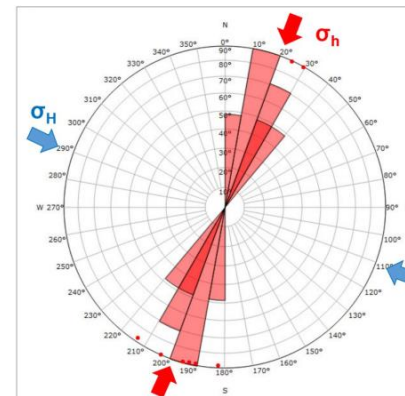
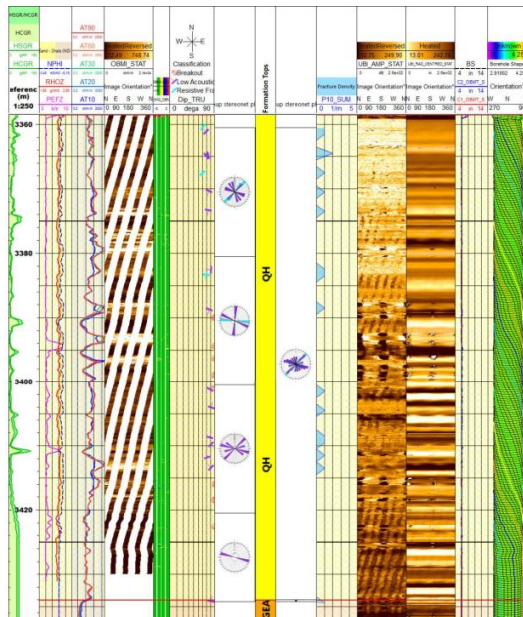


Figure 4: Breakouts orientation

Figure 18: Imagerie du puits HGA-40 et orientation des breakouts : estimation des contraintes

Conclusion

La structure de Hassi Guettar est donc fortement compartimentée : les failles influencent la profondeur, l'épaisseur, la continuité des drains et la circulation des hydrocarbures. L'intégration des carottes, lames minces, cartes, corrélations et images de puits est indispensable pour comprendre l'hétérogénéité du réservoir. L'imagerie de paroi des puits HGA-25, et HGA-40 montre que le réservoir des Quartzites de Hamra est constitué de grès à faibles pendages, déposés en milieu marin peu profond à énergie élevée. Les fractures principales sont orientées NO–SE et ENE–OSO ; lorsqu'elles sont ouvertes, elles améliorent localement la perméabilité. Les corrélations indiquent une continuité latérale générale du réservoir, malgré des variations liées aux failles. Enfin, les contraintes actuelles, avec **SH_{min}** NNE–SSW et **SH_{max}** WNW–ESE, influencent la fracturation et donc la qualité du réservoir.

Chapitre V

RESULTAT ET DISCUSSION

V.1. Statistique des drains du reservoir quartzite elhamra

Ce chapitre présente les résultats de l'analyse statistique et pétrophysique des drains du réservoir des Quartzites de Hamra (QH1 à QH6). L'étude porte sur les principaux paramètres pétrophysiques : la porosité, la perméabilité, la saturation en eau et le volume d'argile, qui déterminent la qualité du réservoir et le potentiel de circulation et de stockage des hydrocarbures (Archie, 1942 ; Tiab & Donaldson, 2016). Les méthodes d'analyse utilisées sont monovarié bivarié et multivariée, telles que l'ACP et la CAH, ces derniers sont utilisées pour mettre en évidence les similitudes et les différences entre les drains. l'ANOVA et l'AFD permettent de vérifier la pertinence de la subdivision des drains et de distinguer les unités présentant des caractéristiques pétrophysiques homogènes (Jolliffe, 2002 ; Montgomery, 2017).

V.2. CARACTERISATION STATISTIQUE DES DRAIN

Une étude statistique des paramètres pétrophysiques a été réalisée pour chaque niveau (Q1, Q2 ; Q3 ; Q4 ; Q5 et Q6) de quartzite El Hamra, tableau. 7

V.2.1. Statistiques descriptifs du drain QH1

Statistique monovariée

Variable	Descriptive Statistics (Feuil1 in QH1 NV)							
	Valid N	Mean	Median	Minimum	Maximum	Variance	Std.Dev.	Coef.Var.
DEPTH	1632	3379.347	3366.745	3254.045	3480.054	4707.929	68.61435	2.0304
KINT	1632	4.697	2.337	0.000	57.607	44.789	6.69245	142.4906
PIGN	1632	0.068	0.067	0.018	0.153	0.001	0.02658	38.8012
SW	1632	0.503	0.441	0.020	1.000	0.082	0.28580	56.8671
VCL	1632	0.091	0.058	0.000	0.739	0.009	0.09520	104.3209

Tableau 1: Tableau du Résultat descriptive statistique de l'analyse monovarié des paramètres pétrophysiques dans le drain QH1

Le tableau. 1 Montre les résultats d'une étude statistique sur 1632 échantillon du drain Q1, Le drain Q1 du réservoir quartzite de Hamra présente une profondeur bien limitée entre 3254,045 m et 3480,054 m, avec une faible dispersion statistique. Cela indique que les données appartiennent à un même intervalle réservoir. La porosité moyenne est faible à moyenne, avec $PIGN = 0,068$, ce qui montre une capacité *de stockage limitée*. La perméabilité *KINT* est très variable, avec un coefficient de variation de 142,49 %, indiquant une forte hétérogénéité du réservoir et une circulation irrégulière des fluides. La saturation en eau moyenne $SW = 0,503$ montre que certaines zones sont riches en eau, tandis que d'autres peuvent être plus favorables aux hydrocarbures. Le volume d'argile moyen $VCL = 0,091$ indique un réservoir globalement propre, mais localement affecté par des niveaux argileux. En conclusion, le drain Q1 est un réservoir quartzitique hétérogène, à porosité limitée et perméabilité très variable. Les meilleures zones réservoirs correspondent aux intervalles à faible argilosité, faible saturation en eau et perméabilité élevée.

Statistique Bivariée

Variable	Correlations (Feuil1 in QH1 NV) Marked correlations are significant at $p < .05000$ N=1632 (Casewise deletion of missing data)						
	Means	Std.Dev.	DEPTH	KINT	PIGN	SW	VCL
DEPTH	3379.347	68.61435	1.000000				
KINT	4.697	6.69245	0.100593	1.000000			
PIGN	0.068	0.02658	0.165454	0.761465	1.000000		
SW	0.503	0.28580	0.458514	-0.355509	-0.460436	1.000000	
VCL	0.091	0.09520	-0.025108	-0.124678	0.074837	-0.083398	1.000000

Tableau 2: matrice de corrélation des paramètres pétrophysiques du drain Q1

Matrice de corrélation : Le tableau Présente une matrice de corrélation de Pearson entre les variables DEPTH, KINT, PIGN, SW et VCL, calculée sur 1639 observations du drain QH1. La profondeur DEPTH est faiblement corrélée avec KINT ($r = 0,106$) et avec PIGN ($r = 0,170$),. KINT : montre la corrélation la plus forte avec PIGN ($r = 0,723$). Cette relation positive élevée signifie que les niveaux les plus poreux sont généralement les plus perméables. Une corrélation négative entre KINT et SW ($r = -0,342$) a été remarquée. La corrélation avec VCL est faible et négative ($r = -0,096$).

PIGN : les coefficients des corrélations de la porosité sont : une forte corrélation positive avec KINT ($r = 0,723$); une corrélation négative avec SW ($r = -0,467211$), avec VCL la corrélation est très faible ($r = 0,076$). SW : La saturation en eau affiche une corrélation positivement avec la profondeur ($r = 0,452$), ce qui indique une augmentation de la saturation en eau dans les parties plus profondes de drain. Elle est négativement corrélée avec PIGN ($r = -0,467$) et KINT ($r = -0,342$), La corrélation entre SW et VCL est négative faible de l'ordre de $r = -0,084$.

VCL : la matrice de corrélation du volume d'argile, montre des relations très faibles avec les autres paramètres : DEPTH ($r = -0,024374$), KINT ($r = -0,096212$), PIGN ($r = 0,076671$) et SW ($r = -0,084510$). Ces faibles coefficients indiquent que l'argilosité ne constitue pas un facteur linéaire dominant dans l'ensemble des données du QH1. Interprétation des résultats : Dans le drain Q1 du champ d'étude, l'analyse des statistiques descriptives et de la matrice de corrélation montre un drain globalement hétérogène. La perméabilité (KINT) présente une forte dispersion, ce qui indique une distribution irrégulière dominée par des variations locales importantes. La porosité

(PIGN), en comparaison, montre une variabilité plus modérée. Cette différence entre les deux paramètres indique que la perméabilité ne dépend pas uniquement de la porosité, mais aussi de la structure du réseau poreux, notamment la connectivité et la forme des pores. Dans le drain Q1 du champ de Hassi Guettar, la saturation en eau (SW) est négativement corrélée à la porosité et à la perméabilité. Cela signifie que les intervalles les plus poreux et les plus perméables présentent généralement une plus faible saturation en eau, donc une meilleure qualité de réservoir. Une bonne connectivité des pores favorise la circulation des hydrocarbures et limite la présence d'eau (Kechiched et al., 2018). Par ailleurs, la corrélation positive entre la profondeur et SW indique une augmentation de la saturation en eau avec la profondeur, suggérant une variation verticale des propriétés du réservoir, liée à la position structurale ou à l'influence des niveaux aquifères. Le volume d'argile (VCL) est faible en moyenne. Cependant, le coefficient de variation élevé indique donc une distribution hétérogène, avec des niveaux argileux localisés. Leurs corrélations avec les autres paramètres sont très faibles, donc le taux d'argile n'a pas d'influence linéaire globale sur les propriétés pétrophysiques du drain Q1 (Bouguerra et al. 2019).

Statistique multivariée :

La statistique multivariée après standardisation est représentée par ACP (analyse en composante principale), et le CAH (la classification ascendante hiérarchique) qui expliquent la relation entre les paramètres pétrophysiques du drain Q1.

L'analyse en composante principale ACP

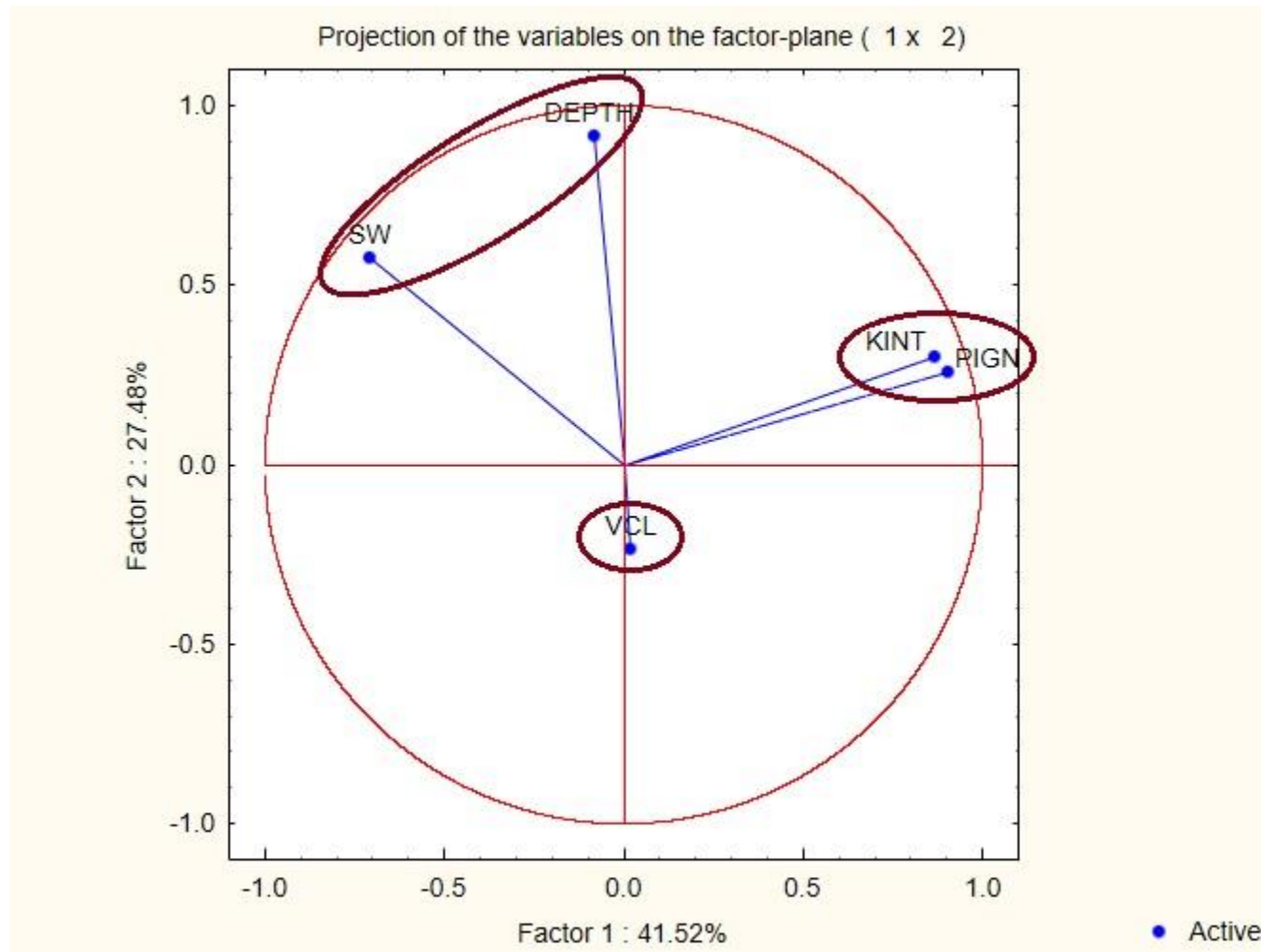


Figure 19 :Cercle de corrélation de l'ACP sur l'ensemble de données des paramètres pétrophysiques à partir des données de logging du réservoir (QH1) du Odovicien de (Hassi Guettar).

Chapitre V : RESULTAT ET DISCUSSION

L'analyse en composantes principales(fig 21) appliquée aux variables DEPTH, KINT, PIGN, SW et VCL du drain QH1 après standardisé met en évidence une organisation statistique assez nette des paramètres pétrophysiques. Le premier axe factoriel F1 explique 40,88 % de la variance totale, tandis que le deuxième axe F2 en explique 27,36 %. ACP du drain Q1 montre que la porosité PIGN et la perméabilité KINT. Sont corrélé positivement à F1. La saturation en eau SW est corrélée négativement au facteur F1 contrairement au PIGN et KINT. la profondeur DEPTH est corrélé positivement a F2. Le volume d'argile VCL est légèrement corrélé négativement avec F2.

On conclu que l'ACP montrent que la qualité pétrophysique du drain QH1 est principalement contrôlée par le couple porosité-perméabilité représente le gradient de qualité réservoir, corrélé négativement à la saturation en eau Cette opposition traduit une relation inverse entre la qualité réservoir et la saturation en eau. Le volume d'argile joue un rôle plus secondaire dans ACP. Autrement dit, la variation du volume d'argile dans le drain QH1 semble plus locale ou moins directement liée au couple porosité-perméabilité et à la profondeur aussi.

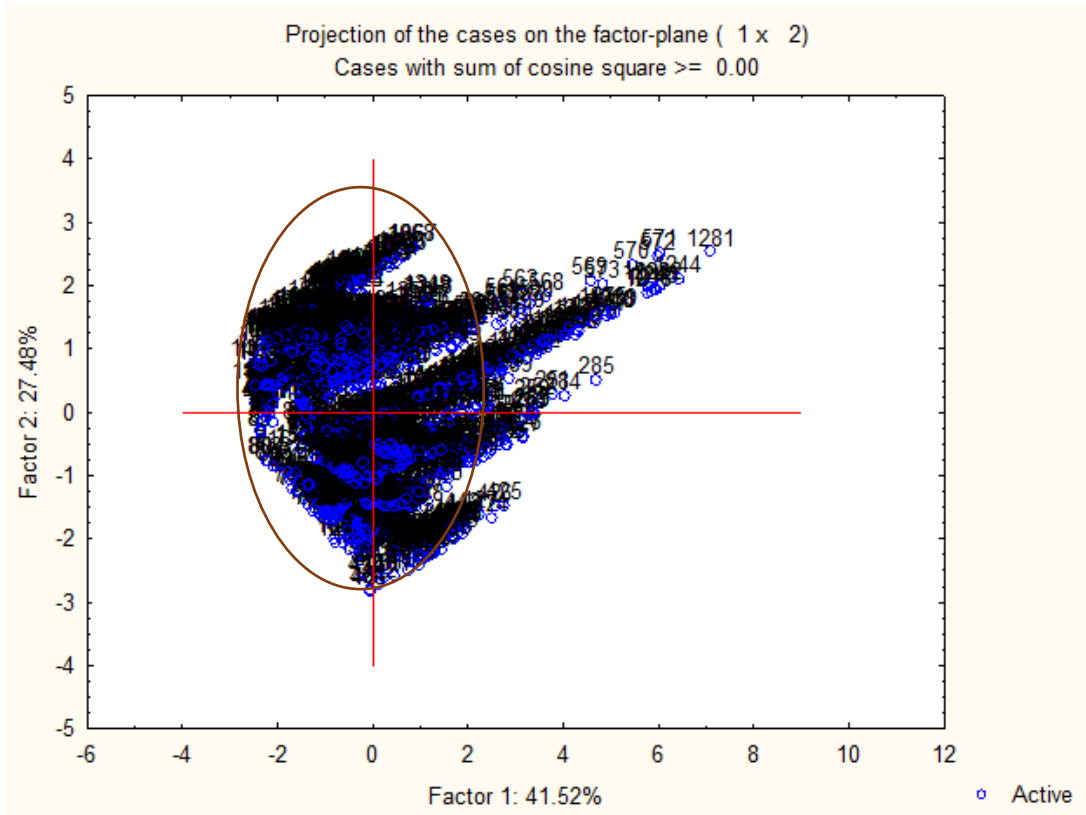


Figure 20 :Projection des individus sur le plan des facteurs F1 et F2du réservoir (QH1).

Sur les plans de projection fig22. un certain nombre de points qui représente des échantillons du drain Q1 se démarquent assez nettement des nuages centrés sur l'origine il ont été regroupés en deux classe (fig22) : classe 1 représente les échantillons correspond a ce drain mais pour le deuxième classe 2 c'est des échantillons correspond normalement a un autre drain. Les branches divergentes (vers la droite) : Plus on avance vers les valeurs positives de l'Axe 1, plus les individus se séparent selon l'Axe , Les individus

extrêmes (Outliers ou Pôles) : Les points comme 1281, 571, 572 (en haut à droite) ou les points tout en bas à droite représentent des individus ayant subi des variations extrêmes par rapport au groupe principal.

Classification Hiérarchique Ascendante (CAH)

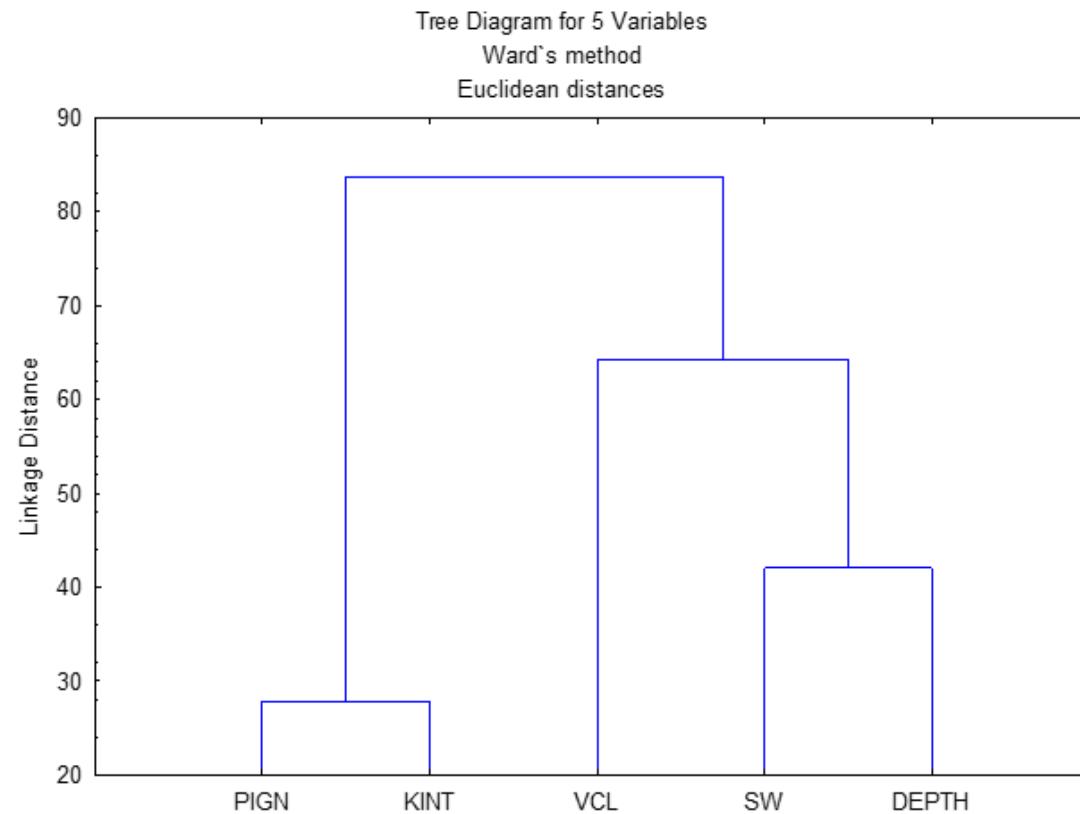


Figure 21: Classification Ascendante Hiérarchique (CAH) du drain Q1 .

Interprétation de La classification ascendante hiérarchique

La classification ascendante hiérarchique a pour objectif de comparer les cinq variables du drain QH1 selon leur proximité statistique. Après standardisation des données, c'est-à-dire après centrage et réduction des variables Elle met en évidence deux classe. Le premier cluster sépare PIGN- KINT aux autres paramètres pétrophysiques ces deux constituent les paramètres les plus directement liés à l'évaluation du drain il remarqué *une faible distance* d'agrégation (26), traduisant une *forte relation* (similarité) entre ces deux paramètres et confirmant le rôle de la porosité dans le contrôle des propriétés d'écoulement et de la qualité réservoir (Kechiched et al., 2018). Le second cluster regroupe SW et DEPTH et VCL la saturation en eau et la profondeur sont plus proche ce qui indique que la saturation en eau SW ne dépend pas de profondeur. avec une distance d'agrégation plus élevée (46). Cette organisation reflète l'influence combinée des conditions hydrodynamiques, de l'enfouissement et des caractéristiques lithologiques sur le comportement du drain (Bouguerra et al., 2019). La forte proximité entre SW et DEPTH suggère une *variation* de la saturation en eau avec la profondeur, tandis que VCL s'intègre plus tardivement (64), indiquant une influence plus faible sur les propriétés hydrodynamiques du réservoir (Serra, 1984).

V.2.2. STATISTIQUE DU DRAIN Q2

Statistique Mono variée

Le traitement statistique du drain QH2 (1386 échantillons) montre que la perméabilité (KINT) varie entre 0 et 208.399 mD, avec une moyenne de 3.888 mD et un écart-type de 12.43670, traduisant une très forte hétérogénéité (coef. var ≈ 319.91). La porosité (PIGN) est comprise entre 0 et 0.176, avec une moyenne de 0.054 et un écart-type de 0.02815, indiquant une variabilité modérée. La saturation en eau (SW) varie de 0 à 1, avec une moyenne de 0.450 et un écart-type de 0.29912, montrant une dispersion importante. Enfin, le volume d'argile (VCL) varie entre 0 et 1, avec une moyenne de 0.111 et un écart-type de 0.15346, traduisant une variabilité

Chapitre V : RESULTAT ET DISCUSION

élevée. Globalement, ces résultats mettent en évidence une forte hétérogénéité du réservoir, notamment au niveau de la perméabilité, de la saturation en eau et du volume d'argile.

Variable	Descriptive Statistics (Feuil1 in QH2)							
	Valid N	Mean	Median	Minimum	Maximum	Variance	Std.Dev.	Coef.Var.
DEPTH	1386	3389.656	3412.084	3246.120	3469.996	3606.481	60.05398	1.7717
KINT	1386	3.888	0.747	0.000	208.399	154.672	12.43670	319.9147
PIGN	1386	0.054	0.050	0.000	0.176	0.001	0.02815	51.7853
SW	1386	0.450	0.402	0.000	1.000	0.089	0.29912	66.4424
VCL	1386	0.111	0.060	0.000	1.000	0.024	0.15346	138.1065

Tableau 3; Tableau du Résultat descriptive statistique de l'analyse monovarié des paramètres pétrophysiques dans le drain QH2

Statistique Bivarié

La matrice de corrélation du drain QH2 (1386 échantillons) met en évidence des relations significatives entre les paramètres pétrophysiques. La perméabilité (KINT) est fortement corrélée positivement avec la porosité (PIGN) ($r = 0.580693$), indiquant que l'augmentation de la porosité améliore la capacité d'écoulement. La porosité est négativement corrélée avec la saturation en eau (SW) ($r = -0.455526$), traduisant une diminution de la saturation en eau dans les zones plus poreuses. La perméabilité est également négativement corrélée avec SW ($r = -0.192653$), confirmant que les zones à bonne perméabilité sont moins saturées en eau. Le volume d'argile (VCL) présente des corrélations négatives avec la porosité ($r = -0.211942$) et la perméabilité ($r = -0.133022$), et une corrélation très faible avec SW ($r = 0.008580$), indiquant son effet globalement défavorable sur la qualité du réservoir. Enfin, la profondeur (DEPTH) montre des corrélations faibles avec les autres paramètres.

Chapitre V : RESULTAT ET DISCUSION

Variable	Correlations (Feuil1 in QH2) Marked correlations are significant at $p < .05000$ N=1386 (Casewise deletion of missing data)						
	Means	Std.Dev.	DEPTH	KINT	PIGN	SW	VCL
DEPTH	3389.656	60.05398	1.000000				
KINT	3.888	12.43670	-0.006177	1.000000			
PIGN	0.054	0.02815	0.203221	0.580069	1.000000		
SW	0.450	0.29912	0.121809	-0.192653	-0.455526	1.000000	0.008580
VCL	0.111	0.15346	-0.123033	-0.133022	-0.211942	0.008580	1.000000

Tableau 4 : Matrice de corrélation de la K (md) : perméabilité ; Ø (%) : Porosités (%) : (SW) :Saturation en eau. Vsh (%) et Volume d'argile drain de QH2

L'analyse en composante principale L'ACP

Le cercle de corrélation de l'ACP montre que les deux premiers facteurs expliquent une part importante de la variance ($F1 = 38.11\%$ et $F2 = 23.43\%$, soit $\approx 61.54\%$ cumulée). La projection indique que la perméabilité (KINT) et la porosité (PIGN) sont fortement corrélées positivement, étant orientées dans la même direction sur l'axe F1, ce qui confirme leur rôle favorable dans la qualité du réservoir. À l'opposé, la saturation en eau (SW) est projetée dans le sens inverse, traduisant une relation négative avec ces paramètres. Le volume d'argile (VCL), situé dans un quadrant opposé à KINT et PIGN, montre également une influence défavorable. La profondeur (DEPTH) présente une orientation distincte, indiquant une relation plus faible avec les autres paramètres. Globalement.

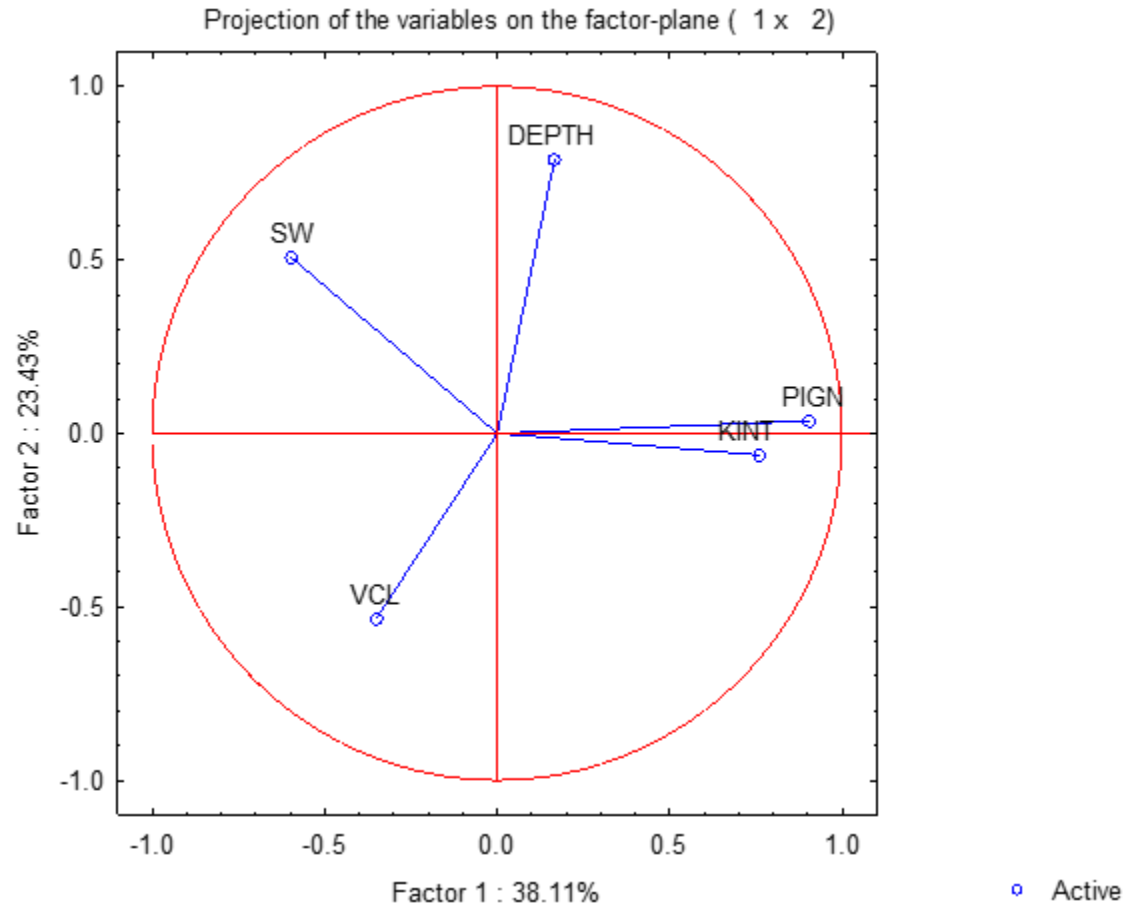


Figure 22: Cercles de corrélation de l'ACP sur l'ensemble de données des paramètres pétrophysiques à partir des données de logging du réservoir (QH2) du Odovicien de (Hassi Guettar).

Chapitre V : RESULTAT ET DISCUSION

La projection des individus sur le plan factoriel montre que les deux premiers axes expliquent environ 61.54 % de la variance totale ($F1 = 38.11\%$ et $F2 = 23.43\%$). La majorité des échantillons est concentrée autour de l'origine, indiquant une relative homogénéité des données. La dispersion est principalement orientée selon l'axe $F1$, montre que ces supports ont des différences par rapport les échantillons cerclé de ce drain. Toutefois, la présence de quelques points éloignés, traduit l'existence de valeurs atypiques (fig.25).

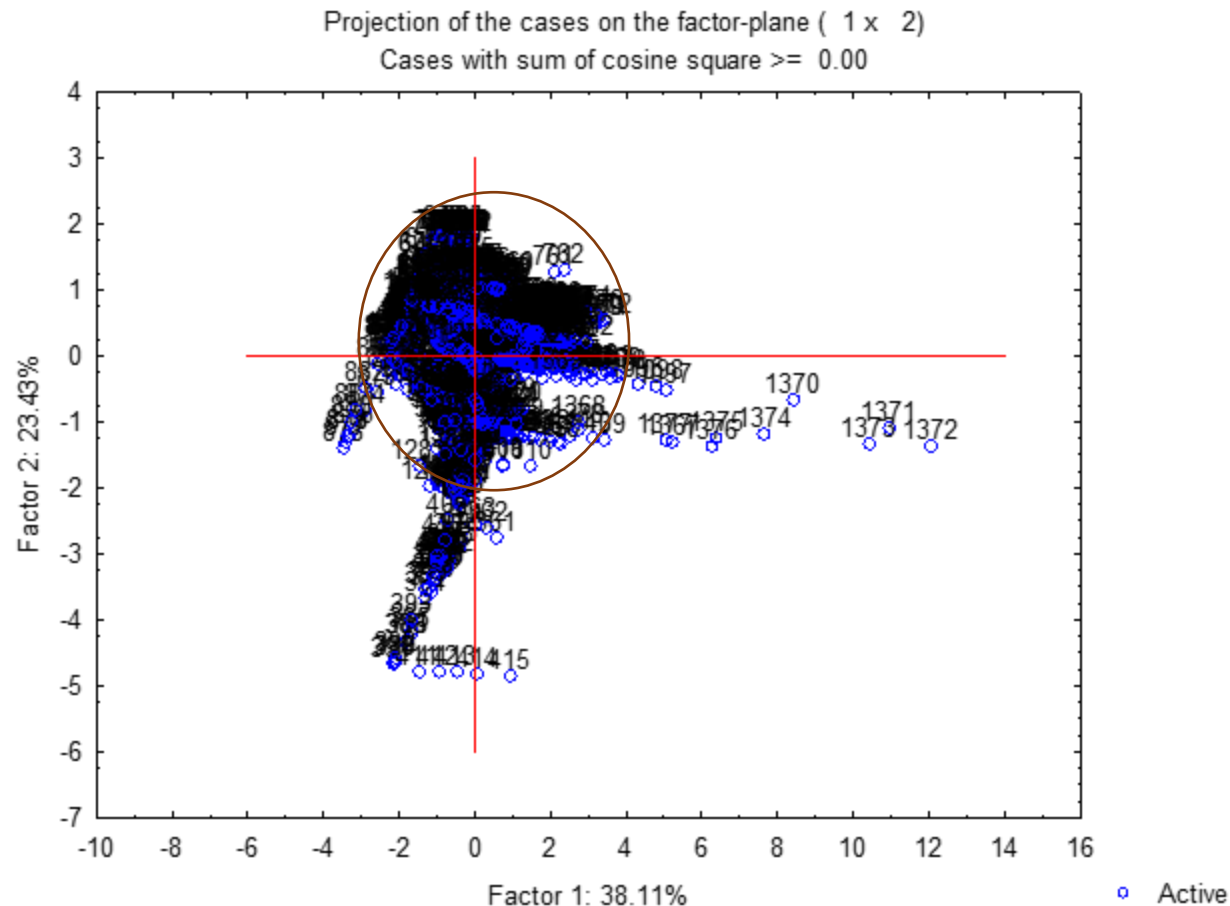


Figure 23: Projection des individus sur le plan des facteurs $F1$ et $F2$ du réservoir (QH2).

Classification Hiérarchique Ascendante (CAH)

La Classification Ascendante Hiérarchique (CAH) normalisée, réalisée sur les cinq variables pétrophysiques du drain QH2 par la méthode de Ward et la distance euclidienne, met en évidence deux groupes principaux. Le premier groupe associe la porosité (PIGN) et la perméabilité (KINT), avec une faible distance d'agrégation (34), traduisant une forte relation entre ces deux paramètres et confirmant le rôle de la porosité dans le contrôle des propriétés d'écoulement et de la qualité réservoir (Kechiched et al., 2018).

Le second groupe regroupe la saturation en eau (SW), la profondeur (DEPTH) et le volume d'argile (VCL), avec une distance d'agrégation plus élevée (49). Cette organisation reflète l'influence combinée des conditions hydrodynamiques, de l'enfouissement et des caractéristiques lithologiques sur le comportement du réservoir (Bouguerra et al., 2019). La forte proximité entre SW et DEPTH suggère une variation de la saturation en eau avec la profondeur, tandis que VCL s'intègre plus tardivement (55), indiquant une influence plus faible sur les propriétés hydrodynamiques du réservoir (Serra, 1984).

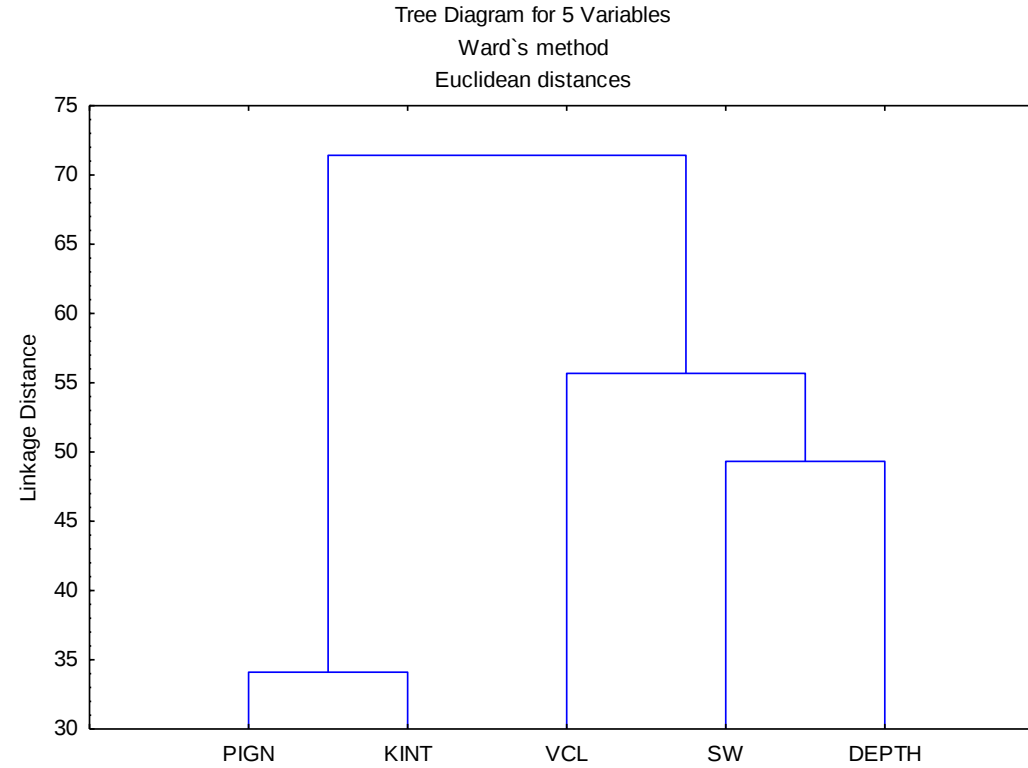


Figure 24: : Dendrogramme des paramètres pétrophysiques à partir des données de logging du drain (QH2)

V.2.3. Statistique Du Drain Q3

Statistique Monovarié

Le traitement statistique des données pétrophysiques a été effectué sur un ensemble de 686 échantillons sur Les paramètres analysés qui sont la perméabilité (KINT), la porosité (PIGN), la saturation en eau (SW) et le volume d'argile (VCL).

La perméabilité (KINT) présente des valeurs comprises entre 0 et 218.322 mD, avec une moyenne de 2.671 mD, une variance de 153.065 mD² et un écart-type de 12.372 mD. Le coefficient de variation très élevé (CV = 463.20 %) traduit une distribution fortement dispersée et une importante hétérogénéité des propriétés d'écoulement au sein du réservoir. Cette forte dispersion suggère l'existence de niveaux à très faible perméabilité associés localement à des intervalles plus perméables. La porosité (PIGN) varie entre 0 et 0.170, avec une moyenne de 0.056, une variance de 0.001 et un écart-type de 0.025. Les faibles valeurs de porosité indiquent globalement un drain relativement compact. La saturation en eau (SW) est comprise entre 0.001 et 1, avec une moyenne de 0.562, une variance de 0.104 et un écart-type de 0.323. Cette large dispersion traduit une répartition hétérogène des fluides dans le réservoir. Le volume d'argile (VCL) varie de 0 à 1, avec une moyenne de 0.144, une variance de 0.021 et un écart-type de 0.146. Globalement, l'ensemble des paramètres met en évidence un drain fortement hétérogène.

Variable	Descriptive Statistics (Feuil1 in QH3)							
	Valid N	Mean	Median	Minimum	Maximum	Variance	Std.Dev.	Coef.Var.
DEPTH	686	3398.528	3401.136	3276.143	3456.889	1751.843	41.85502	1.2316
KINT	686	2.671	0.454	0.000	218.322	153.065	12.37195	463.2036
PIGN	686	0.056	0.056	0.000	0.170	0.001	0.02544	45.7693
SW	686	0.562	0.488	0.001	1.000	0.104	0.32286	57.4012
VCL	686	0.144	0.085	0.000	1.000	0.021	0.14552	101.3575

Tableau 5 : Tableau du Résultat descriptive statistique de l'analyse monovarié des paramètres pétrophysiques dans le drain QH 3

Statistique Bivarié

La matrice de corrélation du drain QH3 met en évidence les relations entre les principaux paramètres pétrophysiques du réservoir. Une corrélation positive modérée est observée entre la perméabilité intrinsèque (KINT) et la porosité (PIGN) ($r = 0.371$), indiquant que l'augmentation de la porosité améliore globalement les capacités d'écoulement des fluides. À l'inverse, la porosité présente une corrélation négative avec la saturation en eau (SW) ($r = -0.402$), ce qui suggère que les niveaux les plus poreux correspondent aux zones les mieux drainées en hydrocarbures et moins saturées en eau. La profondeur (DEPTH) montre également une corrélation négative avec la saturation en eau ($r = -0.275$), traduisant une légère diminution de SW avec l'augmentation de la profondeur. Par ailleurs, le volume d'argile (VCL) est positivement corrélé avec la saturation en eau ($r = 0.235$), ce qui reflète la capacité des niveaux argileux à retenir davantage d'eau. En revanche, VCL présente une faible corrélation négative avec la perméabilité intrinsèque ($r = -0.117$), indiquant que l'augmentation de la fraction argileuse tend à réduire la connectivité poreuse et les propriétés d'écoulement du réservoir.

Chapitre V : RESULTAT ET DISCUSSION

Variable	Correlations (Feuil1 in QH3) Marked correlations are significant at $p < .05000$ N=686 (Casewise deletion of missing data)						
	Means	Std.Dev.	DEPTH	KINT	PIGN	SW	VCL
DEPTH	3398.528	41.85502	1.000000				
KINT	2.671	12.37195	0.002843	1.000000			
PIGN	0.056	0.02544	0.058188	0.371132	1.000000		
SW	0.562	0.32286	-0.275160	-0.214931	-0.401831	1.000000	
VCL	0.144	0.14552	0.092116	-0.116603	-0.075202	0.234802	1.000000

Tableau 6: Matrice de corrélation de la K (mD) : perméabilité ; Ø (%) : Porosité, SW (%) : Saturation en eau. Vsh (%) et Volume d'argile drain de QH3.

Interprétation des résultants de l'ACP :

Le cercle de corrélation montre que les deux premiers facteurs expliquent 58.05 % de la variance ($F1 = 35.60\%$ et $F2 = 22.45\%$). La porosité (PIGN) et la perméabilité (KINT) sont corrélées positivement entre elles et opposées à la saturation en eau (SW), qui est fortement liée au côté positif de F1. Le volume d'argile (VCL) a également une influence négative, tandis que la profondeur (DEPTH) est inversement liée à SW. Globalement, la qualité du réservoir est contrôlée par la porosité et la perméabilité, alors que l'eau et l'argile ont un effet défavorable

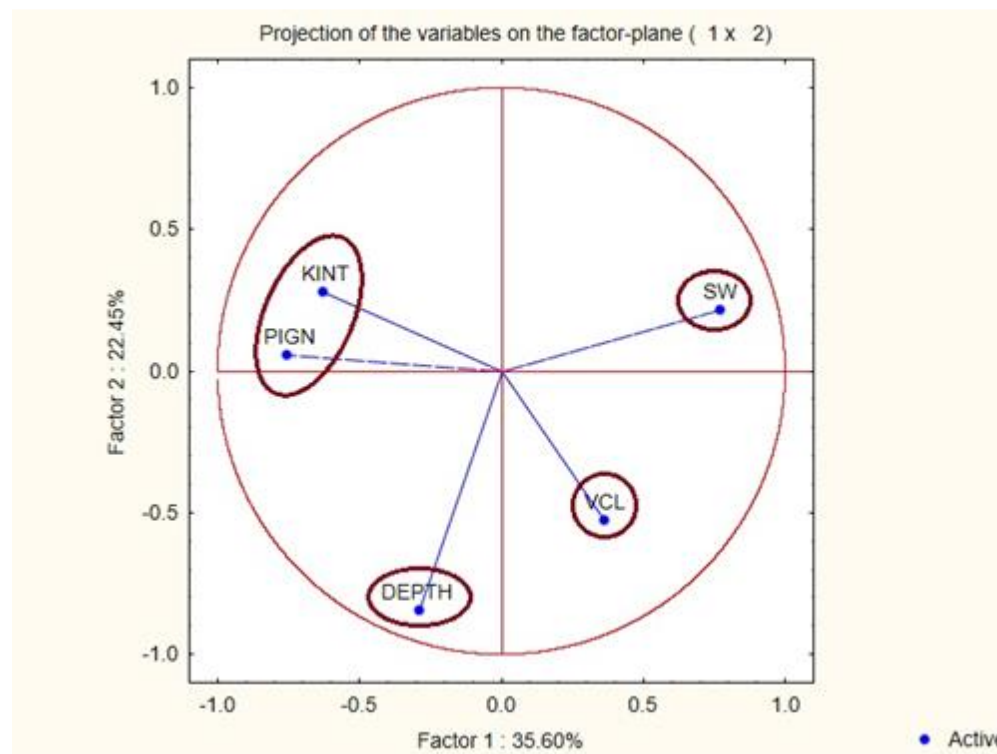


Figure 25: Cercle de corrélation de l'ACP sur l'ensemble de données des paramètres pétrophysiques à partir des données de logging du réservoir (QH3) du Odovicien de (Hassi Guettar).

projection des individus : La projection des individus du drain Q3montre que 58.05 % de la variance est expliquée par les deux premiers facteurs (F1 = 35.60 %, F2 = 22.45 %). La majorité des échantillons est regroupée autour de l'origine, indiquant une relative homogénéité, avec une dispersion principalement selon l'axe F1. Quelques points isolés traduisent une hétérogénéité locale. Globalement.

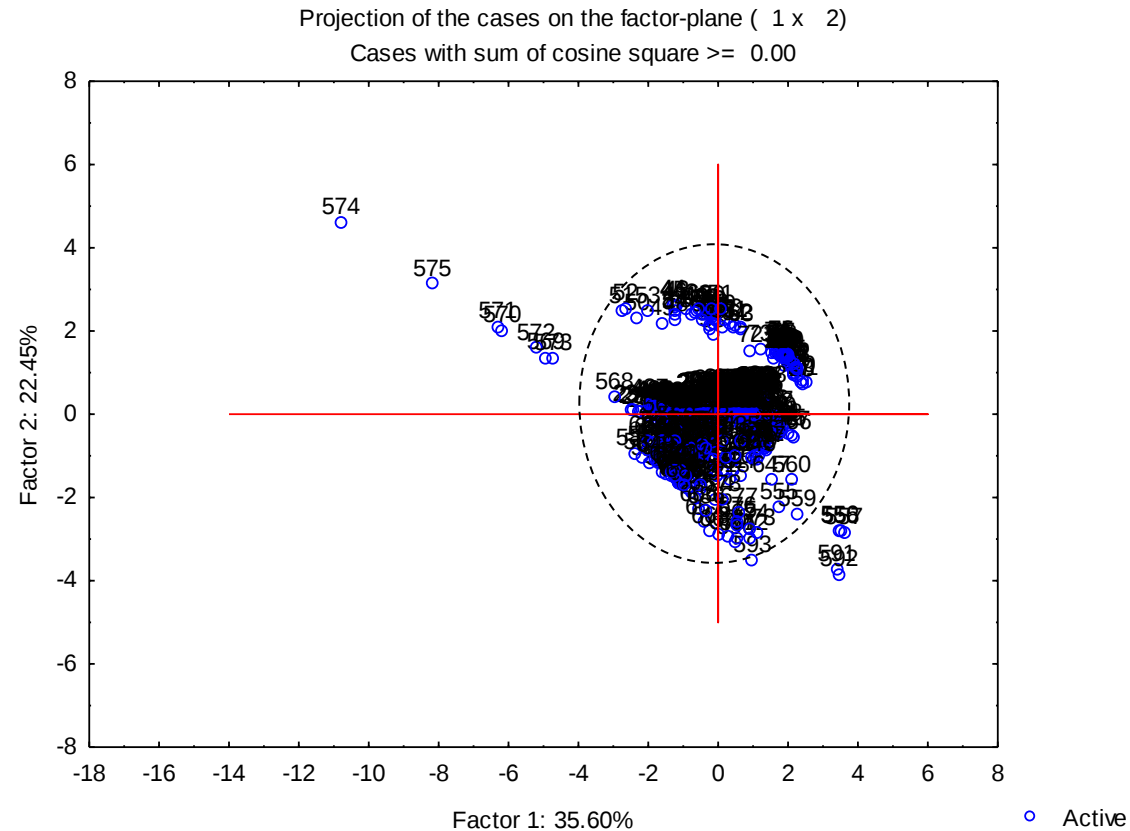


Figure 26 : Projection des individus sur le plan des facteurs F1 et F2 du réservoir (QH3).

Classification Hiérarchique Ascendante (CAH)

La Classification Ascendante Hiérarchique (CAH) normalisée, réalisée sur les cinq variables pétrophysiques du drain Q3, met en évidence une organisation hiérarchique structurée en deux groupes principaux de paramètres :

Le premier regroupement observé concerne la porosité (PIGN) et la perméabilité (KINT), associées à une faible distance d'agrégation d'environ 29. Cette forte proximité statistique traduit une corrélation étroite entre ces deux propriétés elle indique une évolution similaire de leurs variations au sein du drain Q3. Cette relation reflète le rôle fondamental de la porosité dans le contrôle de la perméabilité, où l'augmentation du volume poreux favorise généralement une meilleure circulation des fluides grâce à une connectivité plus efficace du réseau poreux (Tiab et Donaldson, 2016).

Le second regroupement associe le volume d'argile (VCL) et la saturation en eau (SW), avec une distance d'agrégation proche de 32. Cette association met en évidence une relation entre le volume d'argile et la distribution hydrique du réservoir. La variable profondeur (DEPTH) s'intègre ensuite au groupe PIGN–KINT à une distance d'agrégation plus importante, autour de 39, indiquant une relation statistique moins directe. Ce comportement suggère néanmoins une influence de la profondeur sur l'évolution verticale des propriétés du réservoir.

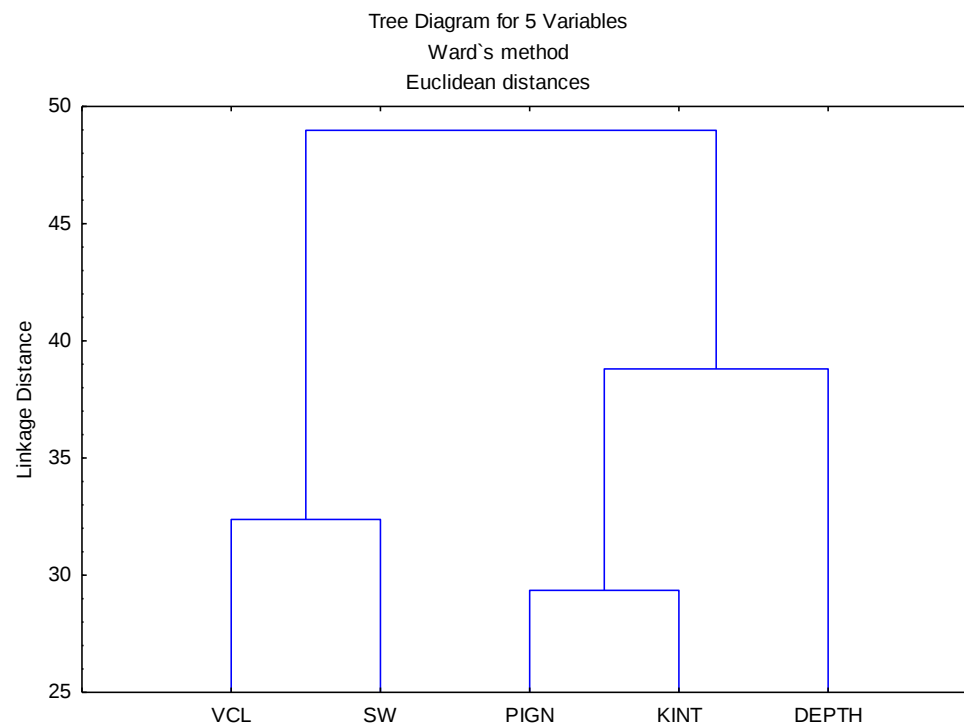


Figure 27: Dendrogramme des paramètres pétrophysiques du drain(QH3) .

V.2.4. STATISTIQUE DU DRAIN Q4

Statistique Monovarié

Le traitement statistique du drain QH4 (1305 échantillons) montre que la perméabilité varie entre 0 et 46.344 mD avec une moyenne de 3.518 mD et un écart-type de 5.33540, traduisant une forte hétérogénéité (coefficient de variation. Egale à 151.67. La porosité est comprise entre 0.009 et 0.142, avec une moyenne de 0.064 et un écart-type de 0.025, indiquant une variabilité modérée. La saturation en eau varie de 0 à 1, avec une moyenne de 0.442 et un écart-type de 0.296, montrant une dispersion importante. Enfin, le volume d'argile varie entre 0 et 0.615, avec une moyenne de 0.091 et un écart-type de 0.10167, ce qui traduit également une variabilité notable. Globalement, ces résultats confirment une forte hétérogénéité du réservoir, surtout au niveau de la perméabilité et de la saturation en eau.

Variable	Descriptive Statistics (Feuil1 in QH4)							
	Valid N	Mean	Median	Minimum	Maximum	Variance	Std.Dev.	Coef.Var.
DEPTH	1305	3396.121	3397.301	3268.370	3450.946	1464.559	38.26955	1.1269
KINT	1305	3.518	1.424	0.000	46.344	28.466	5.33540	151.6669
PIGN	1305	0.064	0.068	0.009	0.142	0.001	0.02543	39.5103
SW	1305	0.442	0.337	0.000	1.000	0.088	0.29603	67.0133
VCL	1305	0.091	0.062	0.000	0.615	0.010	0.10167	112.0325

Tableau 7: ; Tableau du Résultat descriptive statistique de l'analyse monovarié des paramètres pétrophysiques dans le drain QH4

Statistique Bivarié

La matrice de corrélation du drain QH4 (1305 échantillons) montre plusieurs relations significatives entre les paramètres pétrophysiques. La perméabilité (KINT) est positivement corrélée avec la porosité (PIGN) avec une coefficient $r = 0.580$, indiquant que l'augmentation de la porosité favorise l'écoulement des fluides. La profondeur (DEPTH) est également corrélée positivement avec la porosité ($r =$

Chapitre V : RESULTAT ET DISCUSION

0.500626) et la perméabilité ($r = 0.327419$). En revanche, la saturation en eau (SW) est négativement corrélée avec la profondeur ($r = -0.062344$), la perméabilité ($r = -0.098594$) et la porosité ($r = -0.191731$), traduisant une diminution de la saturation en eau dans les zones à meilleures propriétés réservoirs. Le volume d'argile (VCL) montre une corrélation négative avec la perméabilité ($r = -0.317221$), et une corrélation positive avec la saturation en eau ($r = 0.276360$). Globalement, ces résultats confirment que la qualité du drain est contrôlée par l'association porosité – perméabilité, tandis que la saturation en eau et le volume d'argile ont une influence négative.

Variable	Correlations (Feuil1 in QH4) Marked correlations are significant at $p < .05000$ N=1305 (Casewise deletion of missing data)						
	Means	Std.Dev.	DEPTH	KINT	PIGN	SW	VCL
DEPTH	3396.121	38.26955	1.000000				
KINT	3.518	5.33540	0.327419	1.000000			
PIGN	0.064	0.02543	0.500626	0.580583	1.000000		
SW	0.442	0.29603	-0.062344	-0.098594	-0.191731	1.000000	
VCL	0.091	0.10167	-0.021810	-0.317221	-0.028145	0.276360	1.000000

Tableau 8: Matrice de corrélation de la K (mD) : perméabilité ; Ø (%) : Porosité, SW (%) : Saturation en eau. Vsh (%) et Volume d'argile du drain de QH4

Analyse en Composantes Principales (ACP)

Le cercle de corrélation de l'ACP montre que les deux premiers facteurs expliquent environ 65.39 % de la variance totale ($F1 = 41.23$ % et $F2 = 24.16$ %). La perméabilité (KINT), la porosité (PIGN) et la profondeur (DEPTH) sont corrélées positivement et regroupées du même côté de l'axe F1, indiquant leur contribution favorable à la qualité du réservoir. En revanche, la saturation en eau (SW) et le volume d'argile (VCL), projetés du côté opposé, présentent une corrélation positive entre eux et une relation inverse avec les paramètres réservoirs. Ainsi, ce graphe met en évidence une opposition entre un groupe favorable (porosité–perméabilité) et un groupe défavorable (eau–argile), confirmant leur rôle déterminant dans la caractérisation du drain.

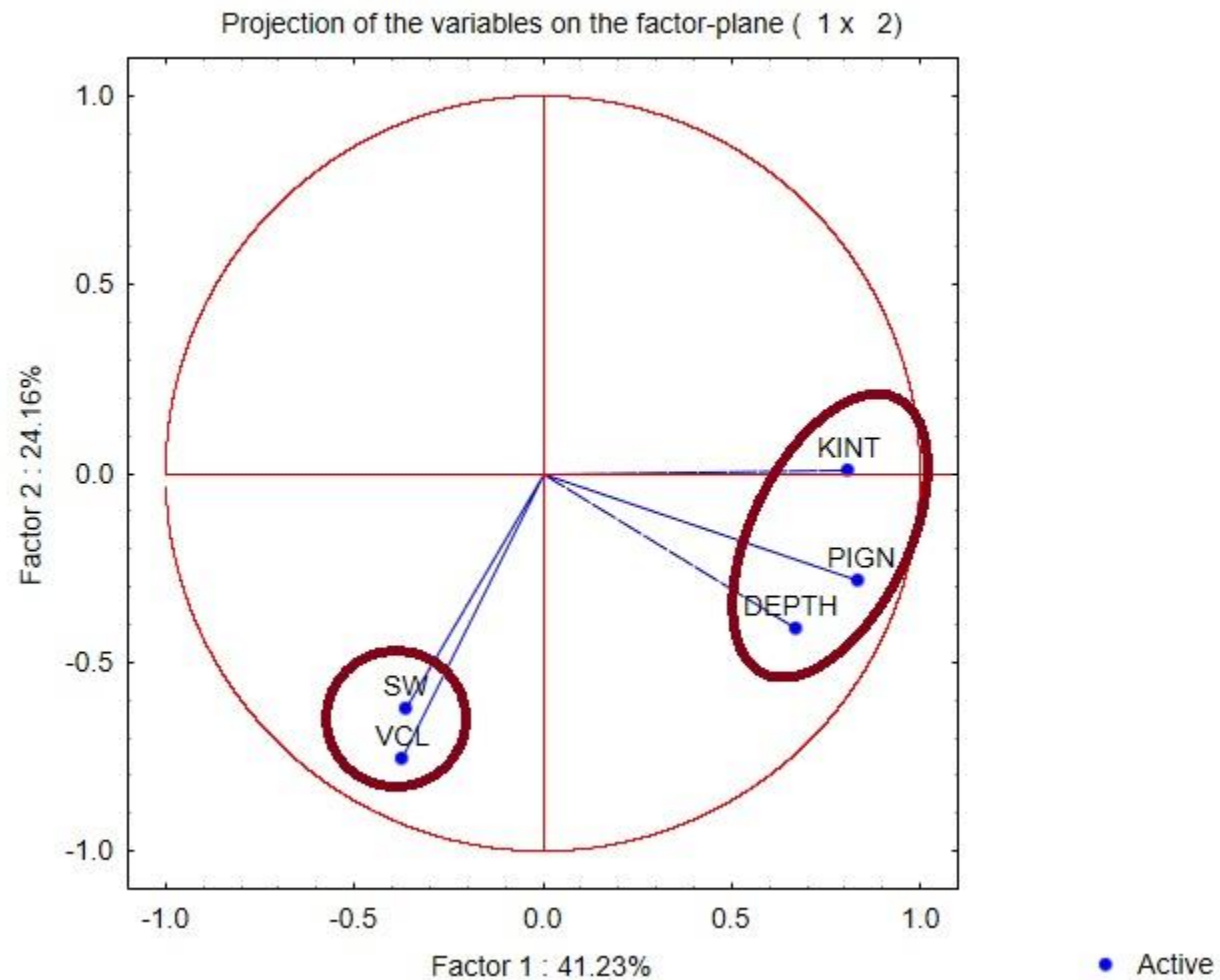


Figure 28: Cercles de corrélation de l'ACP sur l'ensemble de données des paramètres pétrophysiques à partir des données de logging du réservoir (QH4) du Odovicien de (Hassi Guettar).

Chapitre V : RESULTAT ET DISCUSION

La projection des individus .La projection des individus sur le plan factoriel montre que les deux premiers axes expliquent environ 65.39 % de la variance totale (F1 = 41.23 % et F2 = 24.16 %). La majorité des échantillons est concentrée autour de l'origine, indiquant une relative homogénéité globale du drain .. Toutefois, la présence de quelques points éloignés traduit des hétérogénéités locales au sein du drain.

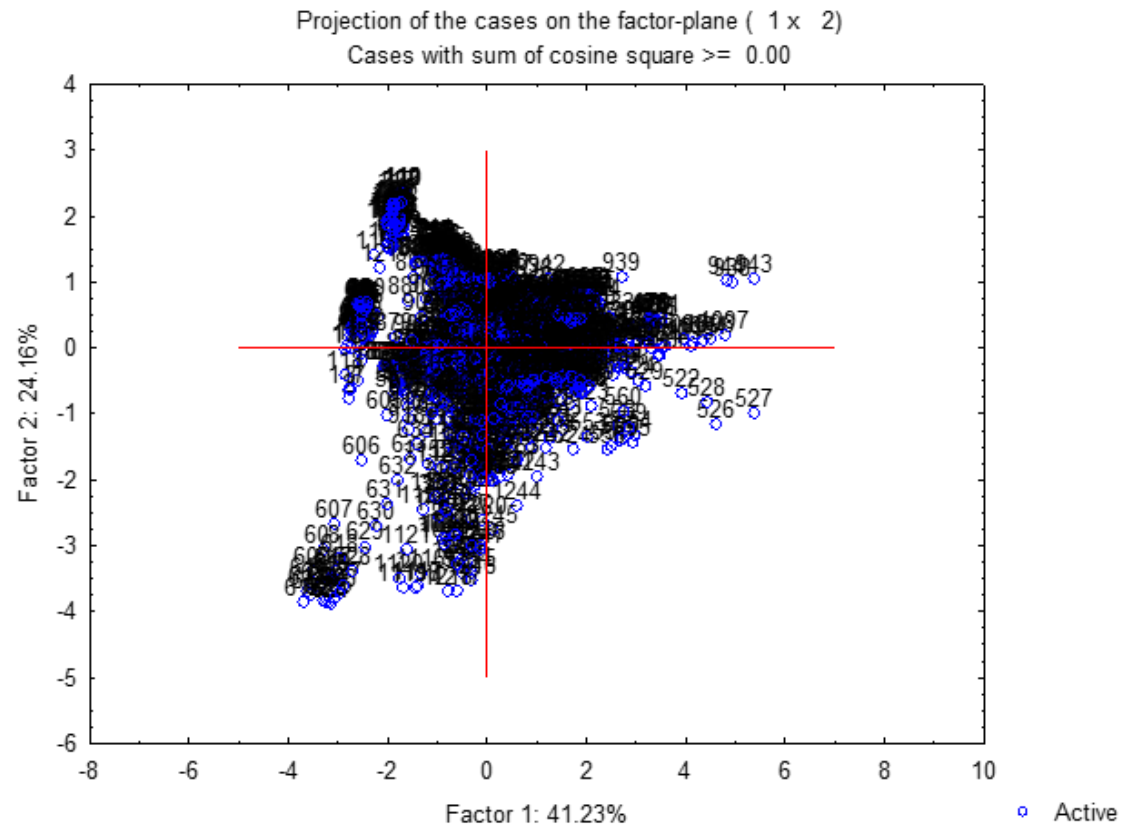


Figure 29: Projection des individus du drain (QH4).

Classification Hiérarchique Ascendante (CAH)

Le dendrogramme obtenu par la méthode de Ward, fondée sur la distance euclidienne, met en évidence une structuration hiérarchique nette des variables pétrophysiques en deux ensembles distincts. Le premier groupe est constitué de la porosité (PIGN) et de la perméabilité (KINT), fusionnant à une distance relativement faible d'environ 33. Cette proximité traduit *une forte dépendance* statistique entre ces deux paramètres. La profondeur (DEPTH) s'intègre progressivement à ce groupe à une distance d'environ 41, ce qui suggère l'existence d'un contrôle vertical de l'évolution ces propriétés. Le second groupe associe le volume d'argiles (VCL) et la saturation en eau (SW) à une distance d'environ 43, indiquant une relation étroite entre le volume d'argile de la formation et la distribution des eaux, Cette association reflète l'influence directe des minéraux argileux sur la diminution de la qualité réservoir et l'augmentation de la rétention en eau.

La fusion finale des deux ensembles intervient à une distance plus élevée, proche de 74, traduisant une séparation statistiquement significative entre, d'une part, les paramètres gouvernant la qualité pétrophysique du réservoir (PIGN, KINT, DEPTH) et, d'autre part, ceux contrôlant les propriétés lithologiques et hydriques (VCL, SW). Cette organisation hiérarchique confirme les tendances observées dans la littérature concernant les relations entre porosité, perméabilité et argilosité dans les systèmes réservoirs (Tiab & Donaldson, 2016; Kechiched et al., 2018).

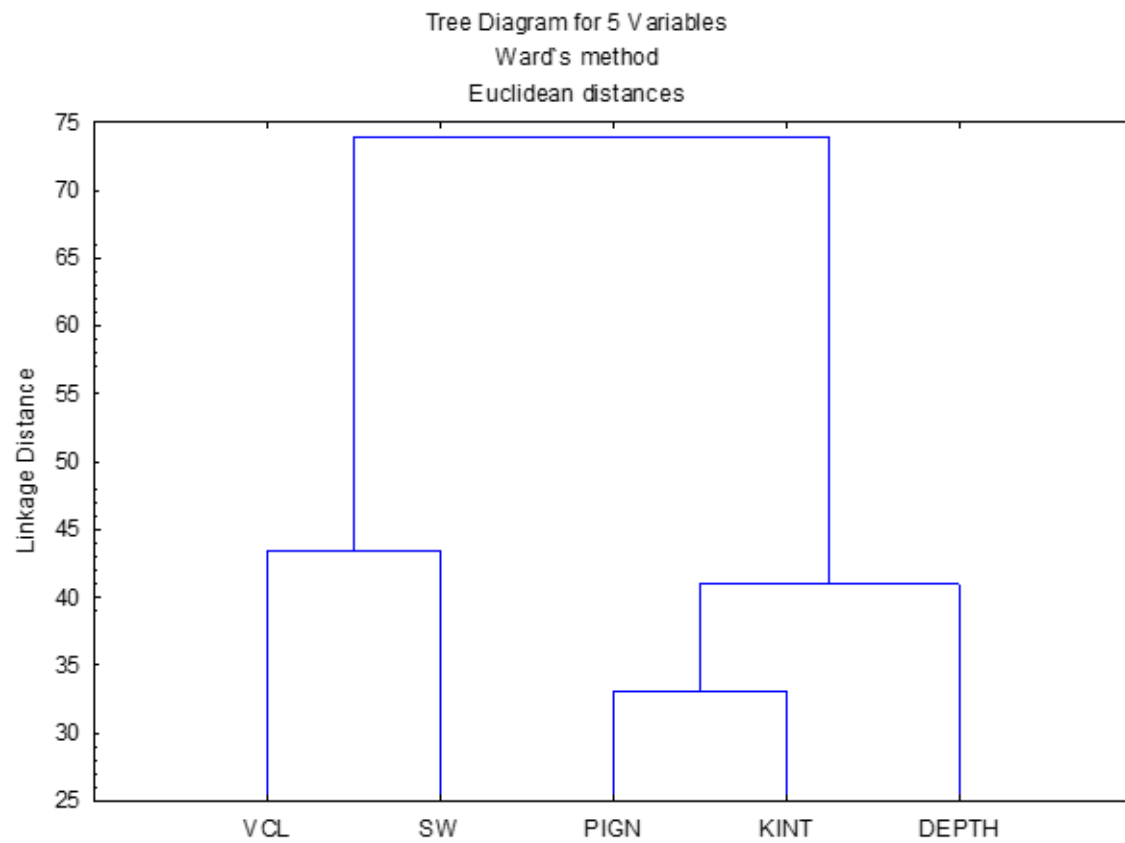


Figure 30: Dendrogramme des paramètres pétrophysiques du drain (QH4) .

V.2.5. STATISTIQUE DU DRAIN Q5

Statistique Monovarié

Le traitement statistique du drain QH5 a été effectué sur 1347 échantillons. La perméabilité (KINT) varie entre 0 et 46.787 mD, avec une moyenne de 4.295 mD, un écart-type de 5.109 et un coefficient de variation de 118.952, indiquant une forte hétérogénéité. La porosité (PIGN) est comprise entre 0 et 0.158, avec une moyenne de 0.071 et un écart-type de 0.021, traduisant une variabilité modérée. La saturation en eau (SW) varie entre 0 et 1, avec une moyenne de 0.326 et un écart-type de 0.235, montrant une dispersion notable. Enfin, le volume d'argile (VCL) varie de 0 à 0.545, avec une moyenne de 0.103 et un écart-type de 0.095, indiquant une variabilité importante.

Variable	Descriptive Statistics (Feuil1 in QH5)							
	Valid N	Mean	Median	Minimum	Maximum	Variance	Std.Dev.	Coef.Var.
DEPTH	1347	3393.253	3396.691	3357.016	3436.925	485.0409	22.02364	0.6490
KINT	1347	4.295	2.830	0.000	46.787	26.1023	5.10904	118.9521
PIGN	1347	0.071	0.075	0.000	0.158	0.0005	0.02143	30.3766
SW	1347	0.326	0.272	0.000	1.000	0.0555	0.23558	72.2374
VCL	1347	0.103	0.069	0.000	0.545	0.0092	0.09571	93.2490

Tableau 9: Tableau du Résultat descriptive statistique de l'analyse monovarié des paramètres pétrophysiques dans le drain QH5

Statistique Bivariée

La matrice de corrélation du drain QH5 (1347 échantillons) met en évidence des relations significatives entre les paramètres pétrophysiques. La perméabilité (KINT) est positivement corrélée avec la porosité (PIGN) ($r = 0.600$), indiquant que l'augmentation de la porosité améliore la capacité d'écoulement. La profondeur (DEPTH) présente également une corrélation positive avec la porosité ($r = 0.387$) et la perméabilité ($r = 0.225$). En revanche, la saturation en eau (SW) est négativement corrélée avec la profondeur ($r = -0.346$),

Chapitre V : RESULTAT ET DISCUSSION

la perméabilité ($r = -0.335$) et la porosité ($r = -0.518$), traduisant une diminution de la saturation en eau dans les zones à bonnes propriétés réservoirs. Le volume d'argile (VCL) est négativement corrélé avec la perméabilité ($r = -0.493$) et la porosité ($r = -0.373$), et positivement corrélé avec la saturation en eau ($r = 0.438$), confirmant son effet défavorable sur la qualité du réservoir.

Variable	Correlations (Feuil1 in QH5) Marked correlations are significant at $p < .05000$ N=1347 (Casewise deletion of missing data)						
	Means	Std.Dev.	DEPTH	KINT	PIGN	SW	VCL
DEPTH	3393.253	22.02364	1.000000				
KINT	4.295	5.10904	0.225564	1.000000			
PIGN	0.071	0.02143	0.387320	0.600161	1.000000		
SW	0.326	0.23558	-0.346783	-0.335010	-0.518119	1.000000	
VCL	0.103	0.09571	-0.367667	-0.493815	-0.373107	0.438786	1.000000

Tableau 10: Matrice de corrélation de la K (mD) : perméabilité ; Ø (%) : Porosité, SW (%) : Saturation en eau. Vsh (%) et Volume d'argile du drain de QH5.

Analyse en Composantes Principales (ACP)

Le cercle de corrélation de l'ACP montre que les deux premiers facteurs expliquent environ 69.16 % de la variance totale ($F1 = 53.01$ % et $F2 = 16.15$ %). La perméabilité (KINT), la porosité (PIGN) et la profondeur (DEPTH) sont projetées dans le même sens sur l'axe $F1$, indiquant une corrélation *positive* et leur contribution favorable à la qualité du réservoir. En revanche, la saturation en eau (SW) et le volume d'argile (VCL), situés du côté opposé, présentent une corrélation positive entre eux et une relation inverse avec les paramètres du drain.

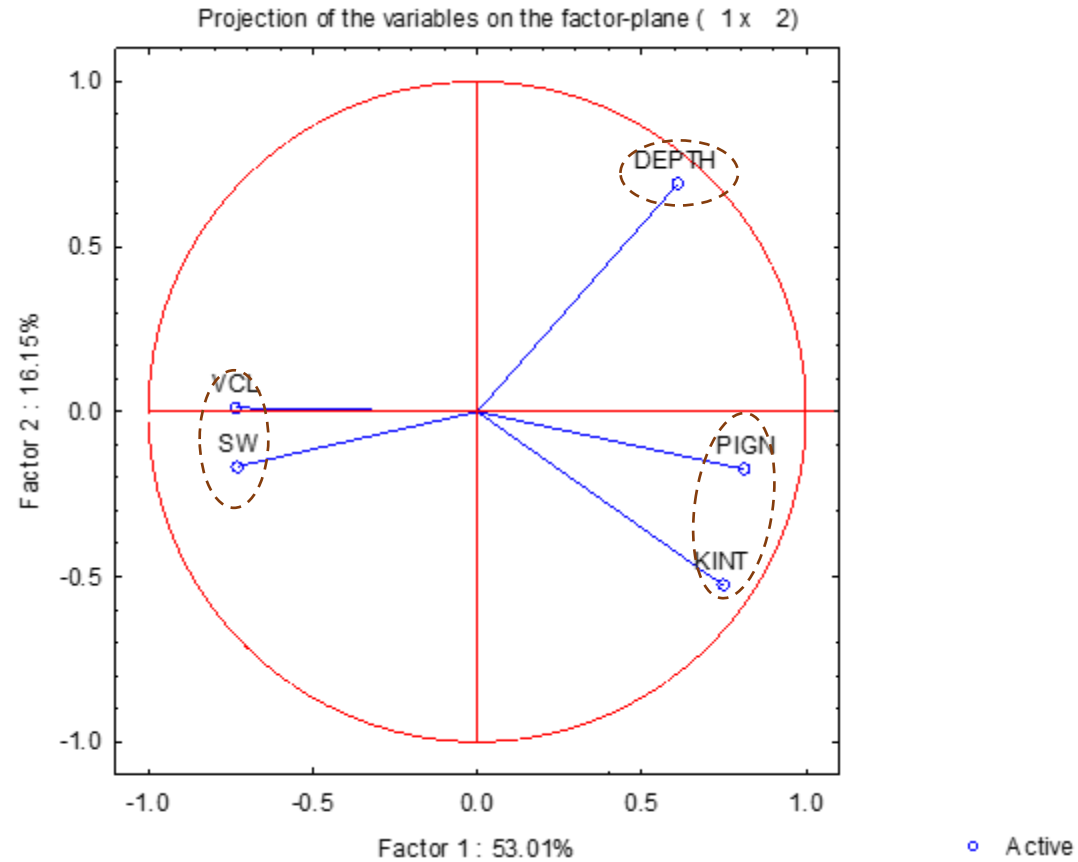


Figure 31: Cercles de corrélation de l'ACP sur l'ensemble de données des paramètres pétrophysiques à partir des données de logging du réservoir (QH5) du Odovicien de (Hassi Guettar).

Chapitre V : RESULTAT ET DISCUSSION

La projection des individus sur le plan factoriel montre que les deux premiers axes expliquent environ 69.16 % de la variance totale ($F1 = 53.01\%$ et $F2 = 16.15\%$). La majorité des échantillons est *concentrée* autour de *l'origine*, indiquant une *relative homogénéité* globale des données. La dispersion est principalement orientée selon l'axe $F1$, ce qui montre que ce facteur contrôle l'essentiel de la variabilité des propriétés pétrophysiques. Toutefois, la présence de points *éloignés*, notamment vers les valeurs positives de $F1$ et négatives de $F2$, traduit l'existence d'*hétérogénéités locales* au sein du réservoir. Globalement, la structuration des données est dominée par le premier facteur, reflétant l'influence des paramètres pétrophysiques sur la différenciation des échantillons.

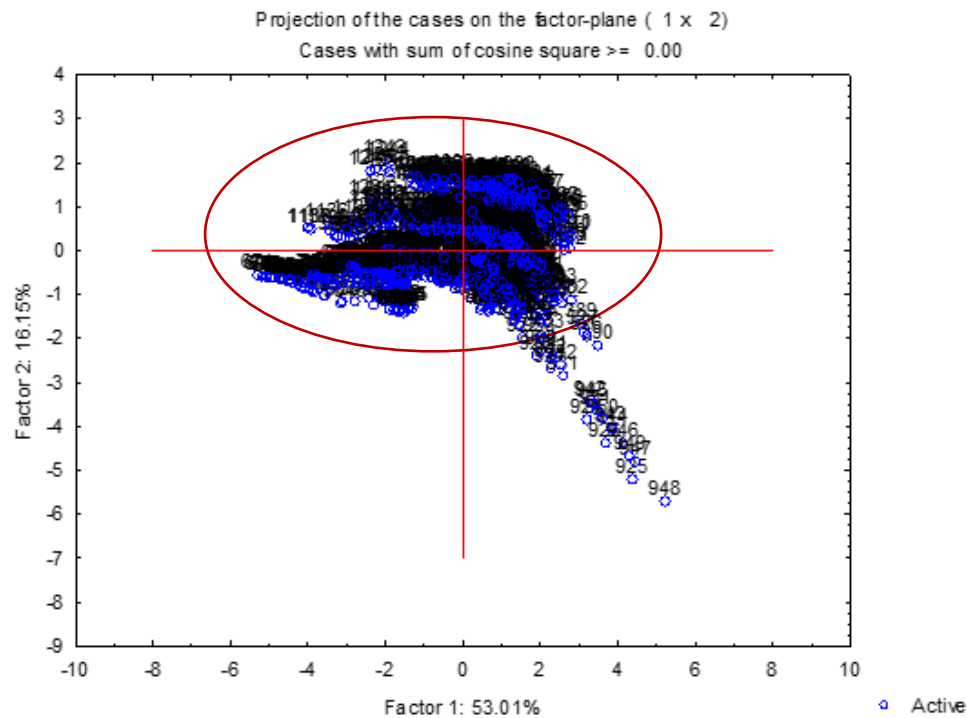


Figure 32: Projection des individus sur le plan des facteurs de charges $F1$ et $F2$ du réservoir (QH5).

Classification Hiérarchique Ascendante (CAH)

La Classification Ascendante Hiérarchique (CAH) normalisée, appliquée aux cinq variables pétrophysiques du drain Q5, Le dendrogramme obtenu deux groupes principaux : Le *premier groupe* associe les variables PIGN et KINT à *une faible* distance d'agrégation d'environ 33. Donc une forte corrélation positive entre la porosité et la perméabilité. L'intégration progressive de la variable DEPTH à ce groupe, à une distance d'environ 46, suggère un contrôle secondaire de la profondeur sur ces propriétés. *Le second groupe* est constitué des variables VCL et SW, regroupées à une distance d'environ 39. Cette association met en évidence une corrélation entre la fraction argileuse (VCL) et la saturation en eau (SW). Finalement dans le drain Q5 deux familles de paramètres distinctes : d'une part, les paramètres contrôlant la qualité réservoir (PIGN, KINT, DEPTH) et, d'autre part, les paramètres liés aux propriétés lithologiques et hydriques (VCL, SW).

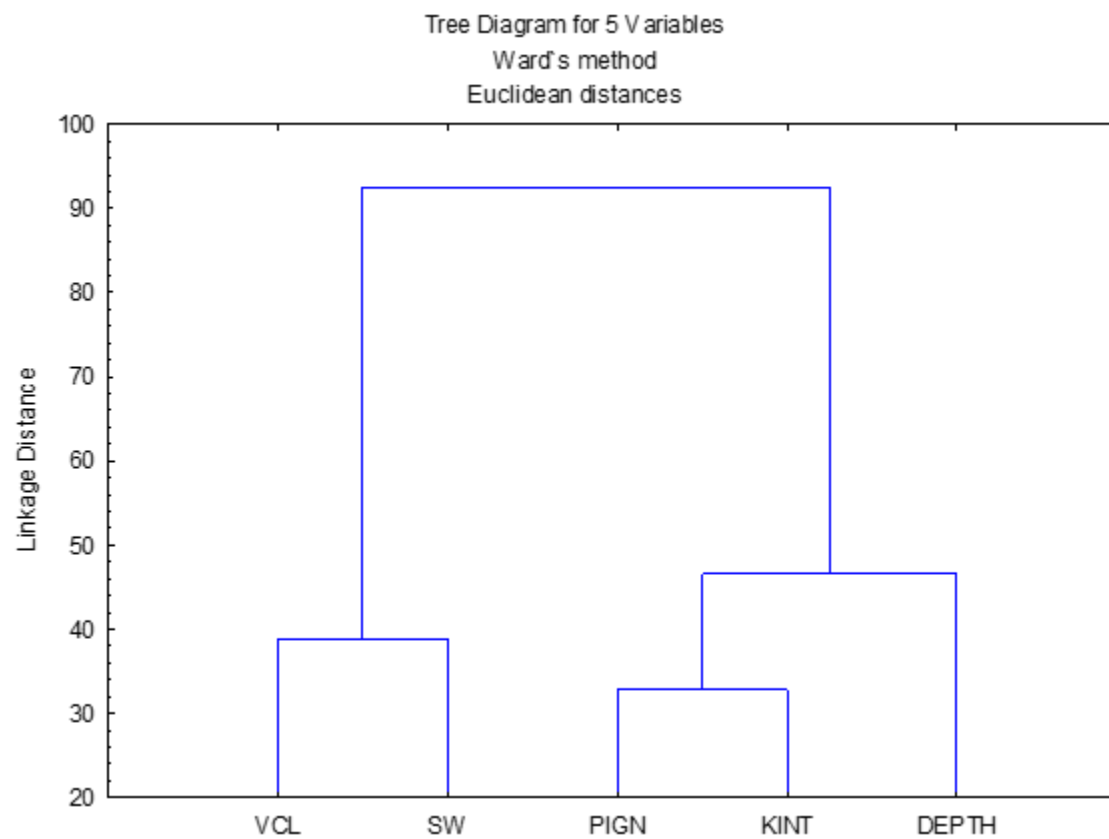


Figure 33: Dendrogramme des paramètres pétrophysiques du drain (QH5).

V.2.6. STATISTIQUE DU DRAIN QH6

Statistique Monovariée

Le traitement statistique du drain QH6 (1199 échantillons) *montre que la perméabilité (KINT) varie entre 0 à 1089 mD, Cet intervalle de répartition semble être illogiques par ce que les teneurs de porosité sont normale (0 à 0,143).* avec une moyenne de 6.650 mD et un écart-type de 55.86, traduisant une très forte hétérogénéité (coef. var $\approx$ 840.66). La porosité (PIGN) présente des valeurs comprises, allant de 0 à 0,143 avec une moyenne de 0,064 et un écart-type de 0,027, traduisant une variabilité modérée. La saturation en eau (SW) varie de 0 à 1, avec une moyenne de 0.398 et un écart-type de 0.30, montrant une dispersion importante. Enfin, le volume d'argile (VCL) varie entre 0 à 1, avec une moyenne de 0.125 et un écart-type de 0.09, traduisant une variabilité notable. Globalement, ces résultats mettent en évidence une très forte hétérogénéité du réservoir, particulièrement marquée pour la perméabilité et la porosité.

Variable	Descriptive Statistics (Feuil1 in QH6)							
	Valid N	Mean	Median	Minimum	Maximum	Variance	Std.Dev.	Coef.Var.
DEPTH	1199	3380.836	3381.299	3349.041	3420.923	356.640	18.884	0.558
KINT	1199	6.650	1.304	0.000	1089.032	3122.641	55.880	840.307
PIGN	1199	0.064	0.064	0.000	0.143	0.001	0.027	43.229
SW	1199	0.398	0.319	0.000	1.000	0.092	0.302	76.181
VCL	1199	0.125	0.103	0.000	0.519	0.008	0.091	73.454

Tableau 11: Tableau du Résultat statistique descriptive de l'analyse monovarié des paramètres pétrophysiques dans le drain QH6.

Statistique Bivariée

La matrice de corrélation : du drain QH6 (1200 échantillons) montre des relations globalement faibles entre les paramètres pétrophysiques. La perméabilité (KINT) présente une faible corrélation négative avec la profondeur ($r = -0.097$) et la saturation en eau ($r = -0.106$), tandis que sa relation avec la porosité (PIGN) est presque nulle ($r = 0.173$). La porosité montre également des corrélations négative avec la saturation en eau (SW) et porosité (PIGN), La saturation en eau (SW) est négativement corrélée avec la profondeur ($r = -0.269$) et positivement corrélée avec le volume d'argile (VCL) ($r = 0.199411$), indiquant que les zones plus argileuses tendent à être plus saturées en eau. Globalement, ce tableau traduit une faible structuration des relations pétrophysiques dans le drain QH6, avec une influence défavorable de la saturation en eau sur la qualité du réservoir.

Variable	Correlations (Feuil1 in QH6) Marked correlations are significant at $p < .05000$ N=1199 (Casewise deletion of missing data)					
	Means	DEPTH	KINT	PIGN	SW	VCL
DEPTH	3380.836	1.000				
KINT	6.650	-0.097	1.000			
PIGN	0.064	0.100	0.173	1.000		
SW	0.398	-0.269	-0.106	-0.726	1.000	
VCL	0.125	0.081	-0.019	-0.181	0.200	1.000

Tableau 12: Matrice de corrélation de la K (mD) : perméabilité ; Ø (%) : Porosité, SW (%) : Saturation en eau. Vsh (%) et Volume d'argile drain de QH6

Analyse en Composantes Principales (ACP)

Interpretation des resultants de l'ACP

la distribution anormale des valeurs de perméabilité n'apparaît pas sur les résultats de ACP et CAH par ce que les données sont normalisées avant la réalisation des deux méthodes . Le cercle de corrélation montre que les deux premiers facteurs expliquent environ 61.02 % de la variance est expliquée par les deux premiers facteurs ($F1 = 38.09 \%$, $F2 = 22.93 \%$), la porosité (PIGN) indiquant une structuration faible des corrélation positive faible avec la perméabilité (KINT), traduisant une influence négative sur la qualité du réservoir. La porosité (PIGN), proche de l'origine, a une contribution faible, Le volume d'argile (VCL) a également une influence négative, tandis que la profondeur (DEPTH) est inversement liée à SW.

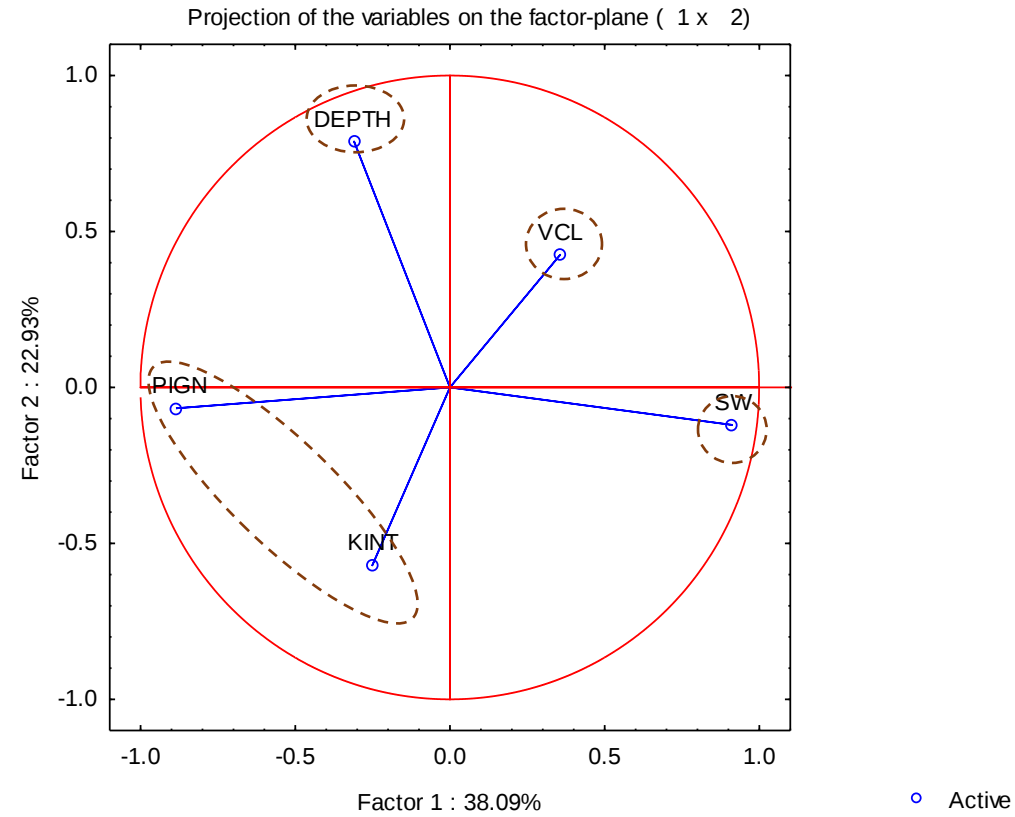


Figure 34 :Cercles de corrélation de l'ACP sur l'ensemble de données des paramètres pétrophysiques à partir des données de logging du réservoir (QH6) du Odovicien de (Hassi Guettar).

Chapitre V : RESULTAT ET DISCUSSION

La projection des individus montre que les deux premiers facteurs expliquent environ 61.02 % de la variance ($F1 = 38.09\%$ et $F2 = 22.93\%$). La majorité des échantillons est regroupée horizontalement autour de l'axe $F1$, indiquant une dispersion limitée et une structure peu marquée des données. La variabilité est faible et aucun regroupement net n'apparaît, ce qui confirme la faible corrélation entre les paramètres. Cependant, quelques points isolés, notamment vers les valeurs négatives de $F2$, traduisent la présence d'hétérogénéités locales ou de valeurs atypiques. Globalement, la distribution indique une organisation faible du réservoir et une dominance limitée des facteurs principaux.

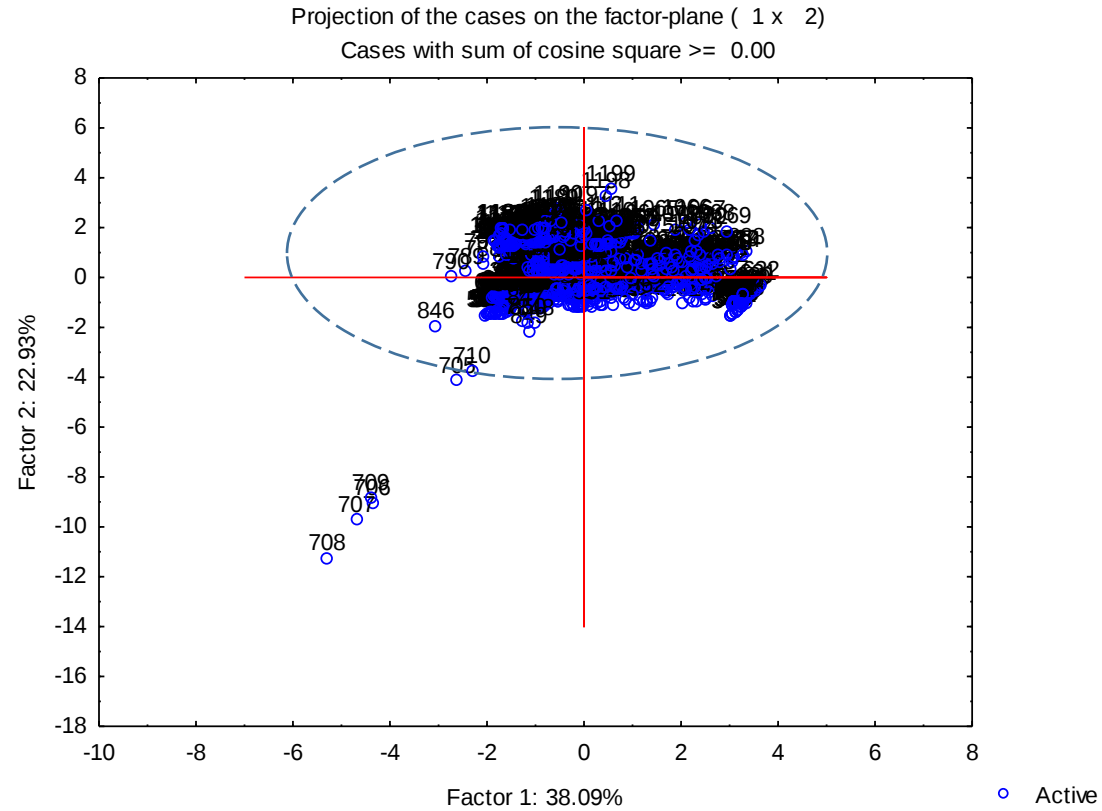


Figure 35: Projection des individus sur le plan des facteurs F1 et F2 du réservoir (QH6).

Classification Hiérarchique Ascendante (CAH)

Le dendrogramme issu de la classification hiérarchique ascendante normalisée du drain Q6, met en évidence une structuration claire des variables pétrophysiques en deux ensembles principaux. Le premier ensemble regroupe les variables PIGN et KINT à une distance d'environ 48,5, ce qui traduit une corrélation faible entre la porosité et la perméabilité. Cette association est conforme aux principes pétrophysiques classiques, dans lesquels la variabilité de la porosité s'accompagne généralement d'une diminution de la connectivité des pores et, par conséquent, de la perméabilité du milieu. L'intégration de la variable DEPTH à ce groupe à une distance d'environ 51 suggère l'existence d'un contrôle vertical sur ces propriétés, probablement lié aux processus de compaction mécanique et de diagenèse progressive affectant les formations réservoirs avec l'augmentation de la profondeur d'enfouissement. Le second ensemble regroupe les variables VCL et SW à une distance d'environ 44. Cette association met en évidence l'influence significative du volume argileux (VCL) sur la saturation en eau (SW).

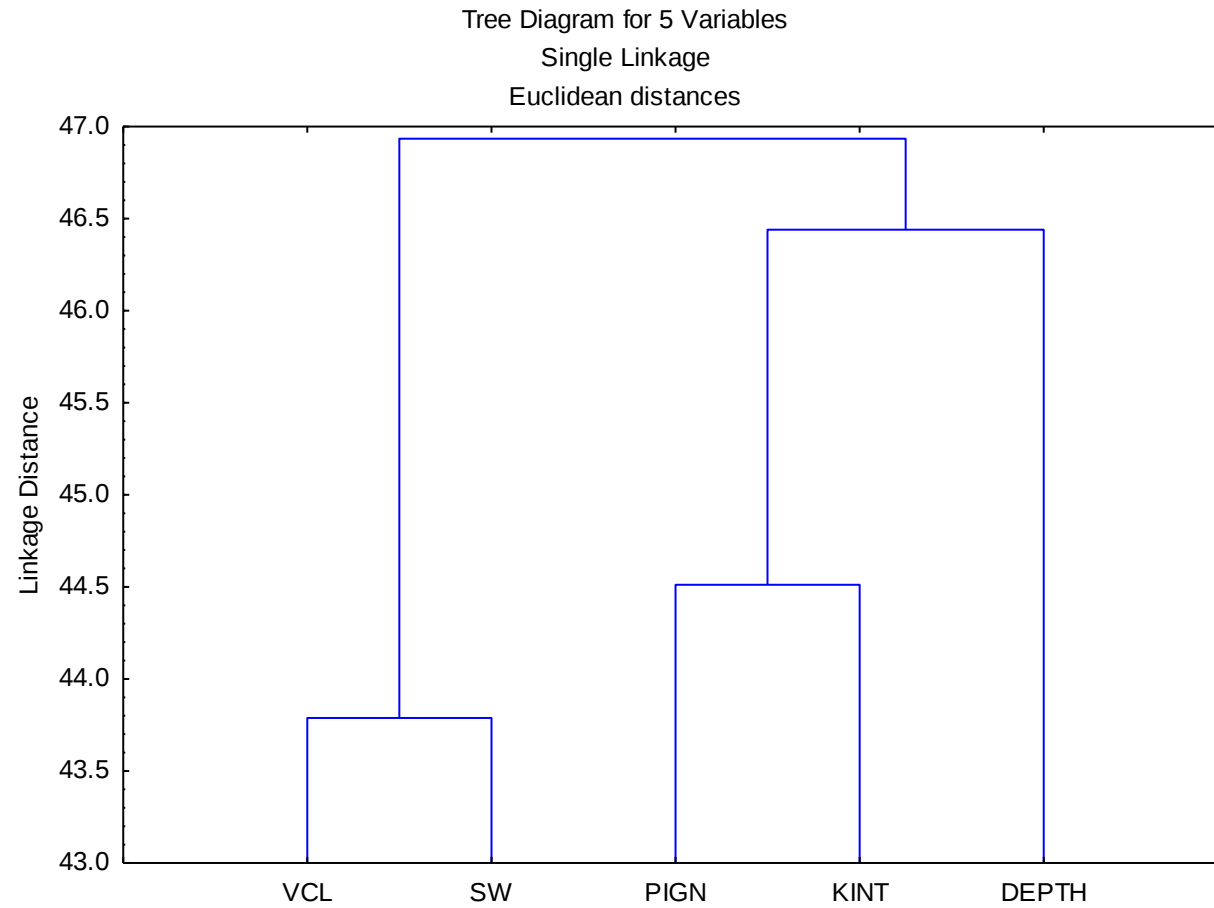


Figure 36: Dendrogramme des paramètres pétrophysiques du dron (QH6).

Chapitre V : RESULTAT ET DISCUSION

V.3. Contrôle de découpage des puits par des drains de Quartzite de Hamra

V.3.1. Interprétation de tableau statistiques descriptives du puit 1

Statistiques Descriptives (Feuille1 dans Importé depuis C:\Users\hp\Documents\HGA-24.xls)																						
Effet	Niveau Facteur	N	KINT Moy.	KINT Ec-Type	KINT Err-Type	KINT -95,00%	KINT +95,00%	PIGN Moy.	PIGN Ec-Type	PIGN Err-Type	PIGN -95,00%	PIGN +95,00%	SW Moy.	SW Ec-Type	SW Err-Type	SW -95,00%	SW +95,00%	VCL Moy.	VCL Ec-Type	VCL Err-Type	VCL -95,00%	VCL +95,00%
Total		511	4.982	6.290	0.278	4.436	5.529	0.064	0.019	0.001	0.063	0.066	0.423	0.179	0.008	0.408	0.439	0.031	0.033	0.001	0.029	0.034
N	Q1	93	12.526	10.042	1.041	10.458	14.594	0.085	0.020	0.002	0.081	0.089	0.458	0.182	0.019	0.420	0.495	0.031	0.027	0.003	0.025	0.036
N	Q2	85	3.941	2.556	0.277	3.389	4.492	0.064	0.013	0.001	0.061	0.067	0.404	0.210	0.023	0.359	0.449	0.030	0.041	0.004	0.021	0.039
N	Q3	39	2.612	1.276	0.204	2.199	3.026	0.065	0.006	0.001	0.063	0.067	0.356	0.127	0.020	0.314	0.397	0.055	0.021	0.003	0.049	0.062
N	Q4	99	2.886	2.734	0.275	2.341	3.431	0.059	0.016	0.002	0.056	0.062	0.513	0.183	0.018	0.476	0.549	0.025	0.034	0.003	0.018	0.032
N	Q5	105	5.171	4.617	0.451	4.277	6.064	0.066	0.018	0.002	0.062	0.069	0.349	0.143	0.014	0.321	0.376	0.025	0.032	0.003	0.019	0.031
N	Q6	90	1.284	0.868	0.092	1.102	1.466	0.048	0.009	0.001	0.046	0.050	0.424	0.146	0.015	0.393	0.455	0.037	0.028	0.003	0.031	0.043

Tableau 13: Statistiques descriptives des paramètres pétrophysiques des drains Q1 à Q6 du puit 1

Le tableau fourni présente, pour chaque drain (Q1 à Q6), l'effectif (N), la moyenne, l'écart-type, l'erreur type de la moyenne ainsi que les bornes inférieure et supérieure de l'intervalle de confiance à 95 % pour plusieurs variables 'ils correspondent principalement à des statistiques descriptives par groupe. Dans ce cadre, *l'erreur type indique la précision de l'estimation* de la moyenne : plus elle est faible, plus la moyenne *observée est estimée avec précision*.

Variable KINT : Pour KINT, les niveaux présentent des moyennes fortement contrastées. *Le drain Q1* possède la moyenne la *plus élevée* (12,526) avec une erreur type de 1,041 et un niveau de confiance 95 % allant de 10,458 à 14,594. Cet intervalle reste largement supérieur aux intervalles des autres niveaux, ce qui indique une différence descriptive marquée. À l'inverse, *le niveau Q6* présente la moyenne la *plus faible* (1,284), une *erreur type très basse* (0,092) pour un niveau de confiance de 95 % la moyenne varié de 1,1022 à 1,466. Donc l'estimation de la moyenne de Q6 est *très précise*. Les niveaux Q2, Q3 et Q4 ont également des intervalles relativement resserrés, mais leurs moyennes sont nettement inférieures à celle de Q1.

Chapitre V : RESULTAT ET DISCUSSION

Variable PIGN : Pour la variable PIGN, les valeurs des *moyennes* sont globalement *proches* entre les différents drains, ce qui indique *une faible variabilité intergroupe*. Le drain Q1 présente la moyenne la *plus élevée* (0,084), avec une erreur type de 0,002 et un intervalle de confiance à 95 % compris entre 0,080 et 0,089. Les autres drains présentent des moyennes légèrement inférieures, variant entre 0,046 et 0,066, avec des intervalles de confiance *fortement chevauchants*. Ce recouvrement important des intervalles suggère que les différences descriptives entre drains sont faibles pour cette variable.

Variable SW : La variable SW présente des différences plus marquées entre les drains, avec *une variabilité intergroupes* modérée. Le drain Q4 présente la moyenne la *plus élevée* (0,512), avec une erreur type de 0,184 et un intervalle de confiance à 95 % compris entre 0,476 et 0,549. Les drains Q3 et Q5 présentent les valeurs les plus faibles, respectivement 0,355 et 0,348, avec des intervalles de confiance relativement proches et partiellement recouvrants. Le drain Q2 présente une valeur intermédiaire (0,404), tandis que Q6 (0,424) reste également proche des valeurs moyennes des autres groupes. L'écart entre Q4 et les valeurs les plus faibles suggère une différence descriptive notable, bien que certains intervalles se chevauchent partiellement.

Variable VCL : La variable VCL montre également une variabilité *entre les drains*, mais d'amplitude modérée. Le drain Q3 présente la moyenne la *plus élevée* (0,055), avec une erreur type de 0,003 et un intervalle de confiance à 95 % compris entre 0,048 et 0,062. Les valeurs les *plus faibles* sont observées au niveau des drains Q4 et Q5, avec des moyennes respectives de 0,0251 et 0,0252, et des intervalles de confiance proches (environ 0,018 à 0,032 et 0,019 à 0,031). Les drains Q1, Q2 et Q6 présentent des valeurs intermédiaires comprises entre 0,021 et 0,043, avec *des intervalles de confiance* partiellement superposés. L'écart entre Q3 et les niveaux les plus faibles suggère une différence descriptive modérée.

Globalement, les résultats indiquent que le réservoir pétrolier du puits n°1 (Hassi Gattar – quartzite El Hamra) présente une hétérogénéité variable selon les paramètres étudiés :

- KINT : forte hétérogénéité entre les drains
- SW et VCL : hétérogénéité modérée

Chapitre V : RESULTAT ET DISCUSION

- PIGN : faible hétérogénéité et distribution relativement homogène

Ces résultats suggèrent que les propriétés pétrophysiques liées à la perméabilité et au comportement du milieu (KINT) sont les plus variables dans le réservoir pétrolier, tandis que les paramètres liés à la saturation en eau et à la teneur en argiles présentent une distribution plus homogène.

V.3.2. Interprétation de tableau statistiques descriptives du puit 2

Statistiques Descriptives (Feuille1 dans Importé depuis C:\Users\hpl\Documents\HGA-32 QH.xls)																						
Effet	Niveau	N	KINT Moy.	KINT Ec-Type	KINT Err-Type	KINT -95,00%	KINT +95,00%	PIGN Moy.	PIGN Ec-Type	PIGN Err-Type	PIGN -95,00%	PIGN +95,00%	SW Moy.	SW Ec-Type	SW Err-Type	SW -95,00%	SW +95,00%	VCL Moy.	VCL Ec-Type	VCL Err-Type	VCL -95,00%	VCL +95,00%
Total		579	4.285	4.045	0.168	3.955	4.615	0.064	0.018	0.001	0.062	0.065	0.465	0.248	0.010	0.444	0.485	0.043	0.050	0.002	0.039	0.047
N	Q1	120	3.041	2.415	0.220	2.605	3.478	0.061	0.013	0.001	0.058	0.063	0.602	0.215	0.020	0.563	0.640	0.041	0.027	0.002	0.037	0.046
N	Q2	65	0.700	0.597	0.074	0.552	0.847	0.038	0.010	0.001	0.036	0.041	0.501	0.210	0.026	0.448	0.553	0.024	0.053	0.007	0.011	0.037
N	Q3	40	1.365	1.072	0.170	1.022	1.708	0.053	0.011	0.002	0.049	0.056	0.471	0.238	0.038	0.395	0.547	0.070	0.049	0.008	0.055	0.086
N	Q4	104	6.192	4.903	0.481	5.239	7.146	0.071	0.016	0.002	0.068	0.075	0.461	0.250	0.025	0.412	0.510	0.024	0.040	0.004	0.016	0.032
N	Q5	119	6.800	4.160	0.381	6.045	7.555	0.073	0.014	0.001	0.070	0.075	0.299	0.180	0.017	0.267	0.332	0.029	0.043	0.004	0.021	0.037
N	Q6	131	4.295	3.600	0.315	3.672	4.917	0.069	0.016	0.001	0.066	0.072	0.473	0.265	0.023	0.427	0.518	0.074	0.058	0.005	0.064	0.084

Tableau 14: Statistiques descriptives des paramètres pétrophysiques des drains Q1 à Q6 du puit 2.

Le tableau fourni présente, pour chaque drain (Q1 à Q6), l'effectif (N), la moyenne, l'écart-type, l'erreur type de la moyenne ainsi que les bornes inférieure et supérieure de l'intervalle de confiance à 95 % pour plusieurs variables. Ils correspondent principalement à des statistiques descriptives par groupe. Dans ce cadre, *l'erreur type indique la précision de l'estimation de la moyenne* : plus elle est faible, plus la moyenne observée est estimée avec précision.

Variable KINT : Pour KINT, les niveaux présentent des moyennes contrastées. Le drain Q5 possède la moyenne la plus élevée (6,800) avec une erreur type de 0,381 et un intervalle de confiance à 95 % allant de 6,045 à 7,555. Cet intervalle reste supérieur aux intervalles de plusieurs autres niveaux, ce qui indique une différence descriptive marquée. À l'inverse, le niveau Q2 présente la moyenne la plus faible (0,700), avec une erreur type de 0,074 et un intervalle de confiance à 95 % allant de 0,552 à 0,847. Les niveaux Q1, Q3, Q4 et Q6

présentent des valeurs intermédiaires, avec des intervalles de confiance relativement distincts. L'écart entre Q5 et Q2 suggère *une hétérogénéité importante* pour la variable KINT entre les drains étudiés.

Variable PIGN : Pour la variable PIGN, les valeurs des moyennes sont globalement proches entre les différents drains, mais certaines différences descriptives apparaissent. *Le drain Q5 présente la moyenne la plus élevée (0,073)*, avec une erreur type de 0,001 et un intervalle de confiance à 95 % compris entre 0,070 et 0,075. Les drains Q4 et Q6 présentent également des moyennes *proches*, respectivement 0,071 et 0,069, avec des intervalles de confiance relativement resserrés. À l'inverse, le drain Q2 *présente la moyenne la plus faible (0,038)*, avec une erreur type de 0,001 et un intervalle de confiance à 95 % compris entre 0,036 et 0,041. Ce recouvrement partiel des intervalles suggère que les différences descriptives entre drains restent faibles à modérées pour cette variable.

Variable SW : La variable SW présente des différences plus marquées entre les drains, avec une variabilité intergroupes importante. *Le drain Q1 présente la moyenne la plus élevée (0,602)*, avec une erreur type de 0,020 et un intervalle de confiance à 95 % compris entre 0,563 et 0,640. À l'inverse, *le drain Q5 présente la moyenne la plus faible (0,299)*, avec une erreur type de 0,017 et un intervalle de confiance à 95 % compris entre 0,267 et 0,332. Les drains Q2, Q3, Q4 et Q6 présentent des valeurs intermédiaires, avec des moyennes comprises entre 0,461 et 0,501, sauf Q6 qui atteint 0,473. *L'écart entre Q1 et Q5 suggère une différence descriptive notable pour la variable SW.*

Variable VCL : La variable VCL montre également une variabilité entre les drains, mais d'amplitude modérée. Le drain Q6 présente la moyenne la plus élevée (0,074), avec une erreur type de 0,005 et un intervalle de confiance à 95 % compris entre 0,064 et 0,084. Les valeurs les plus faibles sont observées au niveau des drains Q2 et Q4, avec des moyennes respectives de 0,024 et 0,024, et des intervalles de confiance compris entre 0,011 et 0,037 pour Q2, et entre 0,016 et 0,032 pour Q4. Les drains Q1, Q3 et Q5 présentent des valeurs intermédiaires, avec des intervalles de confiance partiellement superposés. L'écart entre Q6 et les niveaux les plus faibles suggère une différence descriptive modérée.

Globalement, les résultats indiquent que le réservoir pétrolier du puits n°32 présente une hétérogénéité variable selon les paramètres étudiés :

Chapitre V : RESULTAT ET DISCUSION

- KINT : hétérogénéité marquée entre les drains
- SW : hétérogénéité modérée à forte, particulièrement liée à la valeur élevée observée au niveau de Q1
- VCL : hétérogénéité modérée
- PIGN : faible hétérogénéité et distribution relativement homogène

Ces résultats suggèrent que les propriétés pétrophysiques liées à la perméabilité et à la saturation en eau sont les plus variables dans ce puit, tandis que les paramètres liés à la porosité intergranulaire et à la teneur en argiles présente une distribution plus homogène.

V.3.3. Interprétation de tableau statistiques descriptives du puit 3

Statistiques Descriptives HGA-3																						
Effet	Niveau	N	KINT	KINT	KINT	KINT	KINT	PIGN	PIGN	PIGN	PIGN	PIGN	SW	SW	SW	SW	SW	VCL	VCL	VCL	VCL	VCL
	Facteur		Moy.	Ec-Type	Err-Type	-95,00%	+95,00%	Moy.	Ec-Type	Err-Type	-95,00%	+95,00%	Moy.	Ec-Type	Err-Type	-95,00%	+95,00%	Moy.	Ec-Type	Err-Type	-95,00%	+95,00%
Total		546	7,451	6,592	0,282	6,897	8,005	0,074	0,017	0,001	0,073	0,075	0,559	0,311	0,013	0,533	0,585	0,033	0,027	0,001	0,030	0,035
N	Q1	93	6,001	4,429	0,459	5,089	6,913	0,070	0,016	0,002	0,067	0,073	0,964	0,093	0,010	0,944	0,983	0,033	0,026	0,003	0,027	0,038
N	Q2	85	7,991	7,668	0,832	6,337	9,645	0,072	0,017	0,002	0,069	0,076	0,621	0,367	0,040	0,542	0,700	0,022	0,019	0,002	0,018	0,026
N	Q3	39	7,156	4,962	0,795	5,547	8,764	0,078	0,011	0,002	0,074	0,081	0,510	0,181	0,029	0,452	0,569	0,035	0,029	0,005	0,026	0,045
N	Q4	105	10,500	9,123	0,890	8,734	12,265	0,079	0,022	0,002	0,074	0,083	0,608	0,279	0,027	0,554	0,662	0,032	0,027	0,003	0,026	0,037
N	Q5	125	7,469	5,128	0,459	6,561	8,377	0,078	0,012	0,001	0,076	0,080	0,316	0,156	0,014	0,289	0,344	0,039	0,031	0,003	0,034	0,045
N	Q6	98	5,237	4,956	0,501	4,244	6,231	0,068	0,016	0,002	0,064	0,071	0,397	0,154	0,016	0,366	0,427	0,034	0,025	0,003	0,029	0,039

Tableau 15 : Statistiques descriptives des paramètres pétrophysiques des drains Q1 à Q6 du puit 3

Le tableau fourni présente, pour chaque drain (Q1 à Q6), l'effectif (N), la moyenne, l'écart-type, l'erreur type de la moyenne ainsi que les bornes inférieure et supérieure de l'intervalle de confiance à 95 % pour plusieurs variables 'ils correspondent principalement à des statistiques descriptives par groupe. Dans ce cadre, *l'erreur type indique la précision de l'estimation* de la moyenne : plus elle est faible, plus la moyenne observée est estimée avec précision.

Variable KINT : Pour KINT, les niveaux présentent des moyennes contrastées. *Le drain Q4 possède la moyenne la plus élevée (10,500)* avec une erreur type de 0,890 et un niveau de confiance 95 % allant de 8,734 à 12,265. Cet intervalle reste supérieur aux intervalles de confiance de plusieurs autres niveaux, notamment Q1 et Q6, ce qui indique une différence descriptive marquée. À l'inverse, le niveau

Chapitre V : RESULTAT ET DISCUSION

Q6 présente la moyenne la plus faible (5,237), avec une erreur type de 0,501 pour un niveau de confiance de 95 % où la moyenne varie de 4,244 à 6,231. Les niveaux Q1, Q2, Q3 et Q5 affichent des valeurs intermédiaires (comprises entre 6,001 et 7,991) avec des intervalles relativement resserrés qui se recoupent partiellement.

Variable PIGN : Pour la variable PIGN, les valeurs des moyennes sont globalement proches entre les différents drains, ce qui indique une faible variabilité intergroupe. Le drain Q4 présente la moyenne la plus élevée (0,079), avec une erreur type de 0,002 et un intervalle de confiance à 95 % compris entre 0,074 et 0,083. Les autres drains présentent des moyennes extrêmement proches, variant entre 0,068 (pour le drain Q6) et 0,078 (pour les drains Q3 et Q5), avec des intervalles de confiance fortement chevauchants. *Ce recouvrement important des intervalles suggère que les différences descriptives entre drains sont faibles pour cette variable.*

Variable SW : La variable SW présente des différences très marquées entre les drains, avec une variabilité intergroupes élevée. Le drain Q1 présente la moyenne la plus élevée et proche de la saturation totale (0,964), avec une erreur type très basse (0,010) et un intervalle de confiance à 95 % compris entre 0,944 et 0,983. À l'inverse, le drain Q5 présente la valeur la plus faible (0,316), avec une erreur type de 0,014 et un intervalle de confiance à 95 % allant de 0,289 à 0,344. Les drains Q2 (0,621), Q4 (0,608), Q3 (0,510) et Q6 (0,397) affichent des valeurs intermédiaires. L'écart majeur entre le drain Q1, le drain Q5 et les autres niveaux suggère une différence descriptive très nette concernant la répartition des fluides.

Variable VCL : La variable VCL montre également une variabilité entre les drains, mais d'amplitude modérée. Le drain Q5 présente la moyenne la plus élevée (0,039), avec une erreur type de 0,003 et un intervalle de confiance à 95 % compris entre 0,034 et 0,045. La valeur la plus faible est observée au niveau du drain Q2, avec une moyenne de 0,022, une erreur type de 0,002 et un intervalle de confiance à 95 % compris entre 0,018 et 0,026. Les drains Q1, Q3, Q4 et Q6 présentent des valeurs intermédiaires très serrées (comprises entre 0,032 et 0,035), avec des intervalles de confiance largement superposés. L'écart entre le maximum et le minimum suggère une différence descriptive modérée.

Globalement, les résultats indiquent que le réservoir pétrolier du puits C (HGA-3 – quartzite El Hamra) présente une hétérogénéité variable selon les paramètres étudiés :

Chapitre V : RESULTAT ET DISCUSION

- **SW et KINT** : forte hétérogénéité entre les drains
- **VCL** : hétérogénéité modérée à faible
- **PIGN** : faible hétérogénéité et distribution relativement homogène

Ces résultats suggèrent que les propriétés de saturation en eau (SW) et les propriétés dynamiques liées à la perméabilité (KINT) sont les plus variables dans ce secteur du réservoir sédimentaire, tandis que les paramètres de porosité matricielle (PIGN) et de volume d'argile (VCL) conservent une distribution beaucoup plus stable et homogène à travers les unités étudiées.

V.3.4. Interprétation de tableau statistiques descriptives du puit 4

Effet	Statistiques Descriptives HGA-4																					
	Niveau Facteur	N	KINT Moy.	KINT Ec-Type	KINT Err-Type	KINT -95,00%	KINT +95,00%	PIGN Moy.	PIGN Ec-Type	PIGN Err-Type	PIGN -95,00%	PIGN +95,00%	SW Moy.	SW Ec-Type	SW Err-Type	SW -95,00%	SW +95,00%	VKAO Moy.	VKAO Ec-Type	VKAO Err-Type	VKAO -95,00%	VKAO +95,00%
Total		520	18,874	85,543	3,751	11,504	26,243	0,098	0,024	0,001	0,096	0,100	0,232	0,170	0,007	0,217	0,246	0,148	0,126	0,006	0,137	0,159
N	Q6	66	71,378	229,071	28,197	15,065	127,691	0,086	0,013	0,002	0,083	0,089	0,164	0,112	0,014	0,136	0,191	0,140	0,052	0,006	0,127	0,152
N	Q5	125	8,284	10,269	0,918	6,466	10,102	0,093	0,017	0,002	0,090	0,096	0,183	0,110	0,010	0,164	0,203	0,121	0,078	0,007	0,107	0,134
N	Q4	98	3,469	8,015	0,810	1,862	5,076	0,087	0,020	0,002	0,083	0,091	0,316	0,199	0,020	0,276	0,355	0,122	0,098	0,010	0,102	0,142
N	Q3	33	24,693	51,006	8,879	6,607	42,780	0,084	0,035	0,006	0,072	0,097	0,385	0,310	0,054	0,275	0,495	0,342	0,291	0,051	0,239	0,445
N	Q2	72	12,075	15,083	1,778	8,530	15,619	0,099	0,015	0,002	0,096	0,103	0,175	0,107	0,013	0,150	0,200	0,115	0,100	0,012	0,092	0,139
N	Q1	126	16,218	18,720	1,668	12,918	19,519	0,119	0,022	0,002	0,115	0,123	0,242	0,144	0,013	0,216	0,267	0,166	0,108	0,010	0,147	0,185

Tableau 16 : Statistiques descriptives des paramètres pétrophysiques des drains Q1 à Q6 du puit 4

Le tableau fourni présente, pour chaque drain (Q1 à Q6), l'effectif (N), la moyenne, l'écart-type, l'erreur type de la moyenne ainsi que les bornes inférieure et supérieure de l'intervalle de confiance à 95 % pour plusieurs variables 'ils correspondent principalement à des statistiques descriptives par groupe. Dans ce cadre, *l'erreur type indique la précision de l'estimation* de la moyenne : plus elle est faible, plus la moyenne observée est estimée avec précision.

Variable KINT : Pour KINT, les niveaux présentent des moyennes fortement contrastées.

Le drain Q6 possède la moyenne la plus élevée (71,378) avec une erreur type de 28,197 et un niveau de confiance 95 % allant de 15,065 à 127,691. Cet intervalle reste largement supérieur aux intervalles des autres niveaux, ce qui indique une différence descriptive marquée.

Chapitre V : RESULTAT ET DISCUSION

À l'inverse, le niveau Q4 présente la moyenne la plus faible (3,469), une erreur type très basse (0,810) pour un niveau de confiance de 95 % la moyenne varié de 1,862 à 5,076. Donc l'estimation de la moyenne de Q4 est très précise. Les niveaux Q1, Q2, Q3 et Q5 ont également des intervalles relativement resserrés (à l'exception de Q3), mais leurs moyennes sont nettement inférieures à celle de Q6.

Variable PIGN : Pour la variable PIGN, les valeurs des moyennes sont globalement proches entre les différents drains, ce qui indique une faible variabilité intergroupe. Le drain Q1 présente la moyenne la plus élevée (0,119), avec une erreur type de 0,002 et un intervalle de confiance à 95 % compris entre 0,115 et 0,123. Les autres drains présentent des moyennes légèrement inférieures, variant entre 0,084 et 0,099, avec *des intervalles de confiance fortement chevauchants*. Ce recouvrement important des intervalles suggère que les différences descriptives entre drains sont faibles pour cette variable.

Variable SW : La variable SW présente des différences plus marquées entre les drains, avec une variabilité intergroupes modérée. Le drain Q3 présente la moyenne la plus élevée (0,385), avec une erreur type de 0,054 et un intervalle de confiance à 95 % compris entre 0,275 et 0,495. Les drains Q6 et Q2 présentent les valeurs les plus faibles, respectivement 0,164 et 0,175, avec des intervalles de confiance relativement proches et partiellement recouvrants. Le drain Q4 présente une valeur intermédiaire (0,316), tandis que Q1 (0,242) et Q5 (0,183) restent également proches des valeurs moyennes des autres groupes. L'écart entre Q3 et les valeurs les plus faibles suggère une différence descriptive notable, bien que certains intervalles se chevauchent partiellement.

Variable VKAO : La variable VKAO montre également une variabilité entre les drains, mais d'amplitude modérée.

Le drain Q3 présente la moyenne la plus élevée (0,342), avec une erreur type de 0,051 et un intervalle de confiance à 95 % compris entre 0,239 et 0,445. Les valeurs les plus faibles sont observées au niveau des drains Q2 et Q5, avec des moyennes respectives de 0,115 et 0,121, et des intervalles de confiance proches (environ 0,092 à 0,139 et 0,107 à 0,134). Les drains Q1, Q4 et Q6 présentent des valeurs intermédiaires comprises entre 0,122 et 0,166, avec des intervalles de confiance partiellement superposés. L'écart entre Q3 et les niveaux les plus faibles suggère une différence descriptive modérée.

Globalement, les résultats indiquent que le réservoir pétrolier du puits 4 (HGA-4) présente une hétérogénéité variable selon les paramètres étudiés :

Chapitre V : RESULTAT ET DISCUSION

- KINT : forte hétérogénéité entre les drains
- SW et VCL : hétérogénéité modérée
- PIGN : faible hétérogénéité et distribution relativement homogène

Ces résultats suggèrent que les propriétés pétrophysiques liées à la perméabilité et au comportement du milieu (KINT) sont les plus variables dans le réservoir pétrolier, tandis que les paramètres liés à la saturation en eau et à la teneur en argile/kaolinite présentent une distribution plus homogène.

V.3.5. Interprétation de tableau statistiques descriptives du puit 5

Statistiques Descriptives HGA-5																						
Effet	Niveau Facteur	N	KINT Moy.	KINT Ec-Type	KINT Err-Type	KINT -95,00%	KINT +95,00%	PIGN Moy.	PIGN Ec-Type	PIGN Err-Type	PIGN -95,00%	PIGN +95,00%	SW Moy.	SW Ec-Type	SW Err-Type	SW -95,00%	SW +95,00%	VCL Moy.	VCL Ec-Type	VCL Err-Type	VCL -95,00%	VCL +95,00%
Total		500	4,983	6,074	0,272	4,450	5,517	0,075	0,017	0,001	0,073	0,076	0,306	0,213	0,010	0,287	0,325	0,099	0,108	0,005	0,090	0,109
N	Q6	79	3,016	7,059	0,794	1,435	4,598	0,071	0,015	0,002	0,067	0,074	0,158	0,080	0,009	0,140	0,176	0,112	0,050	0,006	0,101	0,123
N	Q5	118	5,243	3,679	0,339	4,572	5,914	0,078	0,011	0,001	0,076	0,080	0,170	0,113	0,010	0,149	0,190	0,074	0,068	0,006	0,061	0,086
N	Q4	99	7,311	6,139	0,617	6,086	8,535	0,082	0,013	0,001	0,080	0,085	0,330	0,209	0,021	0,288	0,371	0,070	0,091	0,009	0,052	0,088
N	Q3	33	2,440	2,747	0,478	1,466	3,414	0,071	0,027	0,005	0,062	0,081	0,282	0,209	0,036	0,208	0,356	0,232	0,242	0,042	0,146	0,318
N	Q2	65	9,160	9,040	1,121	6,920	11,400	0,077	0,022	0,003	0,071	0,082	0,282	0,177	0,022	0,238	0,325	0,062	0,114	0,014	0,034	0,090
N	Q1	106	2,218	2,703	0,263	1,698	2,739	0,067	0,018	0,002	0,064	0,071	0,569	0,122	0,012	0,545	0,592	0,128	0,075	0,007	0,114	0,142

Tableau 17 : Statistiques descriptives des paramètres pétrophysiques des drains Q1 à Q6 du puit 5.

Le tableau fourni présente, pour chaque drain (Q1 à Q6), l'effectif (N), la moyenne, l'écart-type, l'erreur type de la moyenne ainsi que les bornes inférieure et supérieure de l'intervalle de confiance à 95 % pour plusieurs variables. Ils correspondent principalement à des statistiques descriptives par groupe. Dans ce cadre, l'erreur type indique la précision de l'estimation de la moyenne : plus elle est faible, plus la moyenne observée est estimée avec précision.

Variable KINT : Pour KINT, les niveaux présentent des moyennes contrastées. Le drain Q5 possède la moyenne la plus élevée (9,160) avec une erreur type de 1,121 et un intervalle de confiance à 95 % allant de 6,920 à 11,400. Cet intervalle reste supérieur aux intervalles de plusieurs autres niveaux, ce qui indique une différence descriptive marquée. À l'inverse, le niveau Q6 présente la moyenne la plus

faible (2,218), avec une erreur type de 0,263 et un intervalle de confiance à 95 % allant de 1,698 à 2,739. Le drain Q4 présente également une moyenne relativement faible (2,440), avec une erreur type de 0,478 et un intervalle de confiance à 95 % compris entre 1,466 et 3,414. Les niveaux Q1, Q2 et Q3 présentent des valeurs intermédiaires, avec des intervalles de confiance relativement variables, traduisant une variabilité descriptive importante de la variable KINT entre les drains.

Variable PIGN : Pour la variable PIGN, les valeurs des moyennes sont globalement proches entre les différents drains, ce qui indique une faible variabilité intergroupe. Le drain Q3 présente la moyenne la plus élevée (0,082), avec une erreur type de 0,001 et un intervalle de confiance à 95 % compris entre 0,080 et 0,085. Les drains Q2 et Q5 présentent également des moyennes proches, respectivement 0,078 et 0,077, avec des intervalles de confiance relativement resserrés. Le drain Q6 présente la moyenne la plus faible (0,067), avec une erreur type de 0,002 et un intervalle de confiance à 95 % compris entre 0,064 et 0,071. Ce recouvrement partiel des intervalles suggère que les différences descriptives entre drains restent faibles à modérées pour cette variable.

Variable SW : La variable SW présente des différences plus marquées entre les drains, avec une variabilité intergroupes importante. Le drain Q6 présente la moyenne la plus élevée (0,569), avec une erreur type de 0,012 et un intervalle de confiance à 95 % compris entre 0,545 et 0,592. Cet intervalle reste largement supérieur à ceux de plusieurs autres drains, ce qui indique une différence descriptive nette. À l'inverse, le drain Q1 présente la moyenne la plus faible (0,158), avec une erreur type de 0,009 et un intervalle de confiance à 95 % compris entre 0,140 et 0,176. Les drains Q2, Q3, Q4 et Q5 présentent des valeurs intermédiaires, avec des moyennes comprises entre 0,170 et 0,330. L'écart entre Q6 et les autres drains suggère une hétérogénéité importante pour la variable SW.

Variable VCL : La variable VCL montre également une variabilité entre les drains, mais d'amplitude modérée à marquer. Le drain Q4 présente la moyenne la plus élevée (0,232), avec une erreur type de 0,042 et un intervalle de confiance à 95 % compris entre 0,146 et 0,318. Les valeurs les plus faibles sont observées au niveau du drain Q5, avec une moyenne de 0,062, une erreur type de 0,014 et un intervalle de confiance à 95 % compris entre 0,034 et 0,090. Les drains Q1, Q2, Q3 et Q6 présentent des valeurs intermédiaires, avec des intervalles de confiance partiellement superposés. L'écart entre Q4 et Q5 suggère une différence descriptive modérée à marquer pour cette variable.

Chapitre V : RESULTAT ET DISCUSION

Globalement, les résultats indiquent que le réservoir pétrolier du puits n°42 présente une hétérogénéité variable selon les paramètres étudiés :

- KINT : hétérogénéité marquée entre les drains ; · SW : forte hétérogénéité, particulièrement liée à la valeur élevée observée au niveau de Q6 ; · VCL : hétérogénéité modérée à marquée
- PIGN : faible hétérogénéité et distribution relativement homogène.

V.3.6. Interprétation de tableau statistiques descriptives du puit 6

Statistiques Descriptives (Feuille1 dans Importé depuis C:\Users\hp\Documents\HGA-43.xlsx h.xls)																						
Effet	Niveau	N	KINT	KINT	KINT	KINT	KINT	PIGN	PIGN	PIGN	PIGN	PIGN	SW	SW	SW	SW	SW	VCL	VCL	VCL	VCL	VCL
Total	Facteur		Moy.	Ec-Type	Err-Type	-95,00%	+95,00%	Moy.	Ec-Type	Err-Type	-95,00%	+95,00%	Moy.	Ec-Type	Err-Type	-95,00%	+95,00%	Moy.	Ec-Type	Err-Type	-95,00%	+95,00%
		623	3.045	6.683	0.268	2.519	3.571	0.068	0.024	0.001	0.066	0.069	0.517	0.305	0.012	0.493	0.541	0.147	0.103	0.004	0.139	0.155
N	Q6	197	2.457	10.137	0.722	1.033	3.881	0.061	0.023	0.002	0.057	0.064	0.539	0.291	0.021	0.498	0.580	0.191	0.097	0.007	0.177	0.204
N	Q5	125	2.754	2.472	0.221	2.316	3.191	0.071	0.025	0.002	0.067	0.076	0.368	0.282	0.025	0.318	0.418	0.131	0.104	0.009	0.112	0.149
N	Q4	98	2.839	3.178	0.321	2.201	3.476	0.066	0.023	0.002	0.062	0.071	0.569	0.354	0.036	0.498	0.640	0.105	0.095	0.010	0.086	0.124
N	Q3	39	0.592	1.046	0.168	0.252	0.931	0.061	0.013	0.002	0.057	0.065	0.569	0.242	0.039	0.490	0.647	0.241	0.097	0.015	0.210	0.272
N	Q2	66	6.211	6.061	0.746	4.720	7.701	0.075	0.026	0.003	0.069	0.082	0.387	0.273	0.034	0.319	0.454	0.087	0.104	0.013	0.061	0.112
N	Q1	98	3.651	5.030	0.508	2.642	4.659	0.075	0.021	0.002	0.071	0.080	0.676	0.235	0.024	0.629	0.723	0.126	0.056	0.006	0.115	0.137

Tableau 18: Statistiques descriptives des paramètres pétrophysiques des drains Q1 à Q6 du puit 6.

Le tableau fourni présente, pour chaque drain (Q1 à Q6), l'effectif (N), la moyenne, l'écart-type, l'erreur type de la moyenne ainsi que les bornes inférieure et supérieure de l'intervalle de confiance à 95 % pour plusieurs variables. Ils correspondent principalement à des statistiques descriptives par groupe. Dans ce cadre, l'erreur type indique la précision de l'estimation de la moyenne : plus elle est faible, plus la moyenne observée est estimée avec précision.

Variable KINT : Pour KINT, les niveaux présentent des moyennes fortement contrastées. Le drain Q2 possède la moyenne la plus élevée (6,210) avec une erreur type de 0,746074 et un intervalle de confiance à 95 % allant de 4,720 à 7,700. Cet intervalle reste supérieur aux intervalles de plusieurs autres niveaux, ce qui indique une différence descriptive marquée. À l'inverse, le niveau Q3 présente la moyenne la plus faible (0,591), avec une erreur type de 0,167516 et un intervalle de confiance à 95 % compris entre 0,252 et 0,930. Les

Chapitre V : RESULTAT ET DISCUSION

niveaux Q1, Q4, Q5 et Q6 présentent des valeurs intermédiaires, avec des intervalles de confiance partiellement proches, mais globalement inférieurs à celui de Q2. L'écart important entre Q2 et Q3 suggère une hétérogénéité notable pour la variable KINT entre les drains étudiés.

Variable PIGN : Pour la variable PIGN, les valeurs des moyennes sont globalement proches entre les différents drains, ce qui indique une faible variabilité intergroupe. Le drain Q1 présente la moyenne la plus élevée (0,075), avec une erreur type de 0,002 et un intervalle de confiance à 95 % compris entre 0,071 et 0,079. Le drain Q2 présente une valeur très proche (0,075), avec un intervalle de confiance à 95 % compris entre 0,068 et 0,081. Les valeurs les plus faibles sont observées au niveau des drains Q6 et Q3, avec des moyennes respectives de 0,060 et 0,061. Le recouvrement partiel des intervalles de confiance suggère que les différences descriptives entre drains restent faibles à modérées pour cette variable.

Variable SW : La variable SW présente des différences plus marquées entre les drains, avec une variabilité intergroupes importante. Le drain Q1 présente la moyenne la plus élevée (0,676), avec une erreur type de 0,023 et un intervalle de confiance à 95 % compris entre 0,629 et 0,723. Cet intervalle reste supérieur à ceux des drains Q2 et Q5, ce qui indique une différence descriptive nette. À l'inverse, le drain Q5 présente la moyenne la plus faible (0,367), avec une erreur type de 0,025 et un intervalle de confiance à 95 % compris entre 0,317 et 0,417. Le drain Q2 présente également une valeur faible (0,386), tandis que Q3, Q4 et Q6 présentent des valeurs plus élevées et relativement proches. L'écart entre Q1 et Q5 suggère une hétérogénéité importante pour la variable SW.

Variable VCL : La variable VCL montre également une variabilité entre les drains, avec une amplitude relativement importante. Le drain Q3 présente la moyenne la plus élevée (0,240), avec une erreur type de 0,015 et un intervalle de confiance à 95 % compris entre 0,209 et 0,272193. Le drain Q6 présente aussi une valeur élevée (0,190), avec un intervalle de confiance à 95 % compris entre 0,177 et 0,204. À l'inverse, la valeur la plus faible est observée au niveau du drain Q2, avec une moyenne de 0,086, une erreur type de 0,012 et un intervalle de confiance à 95 % compris entre 0,061 et 0,112. Les drains Q1, Q4 et Q5 présentent des valeurs intermédiaires, avec des intervalles de confiance partiellement superposés. L'écart entre Q3 et Q2 suggère une différence descriptive marquée pour cette variable. le puits n°43 présente une hétérogénéité variable selon les paramètres étudiés :

- KINT : hétérogénéité marquée entre les drains ;
- SW : forte hétérogénéité, particulièrement liée à la valeur élevée observée au niveau de Q1 et à la valeur faible de Q5
- VCL : hétérogénéité marquée, avec une valeur élevée au niveau de Q3 et une valeur faible au niveau de Q2 ;
- PIGN : faible à modérée hétérogénéité et distribution relativement homogène.

V.3.7. Interprétation du graphe d'ANOVA du puits HGA-1

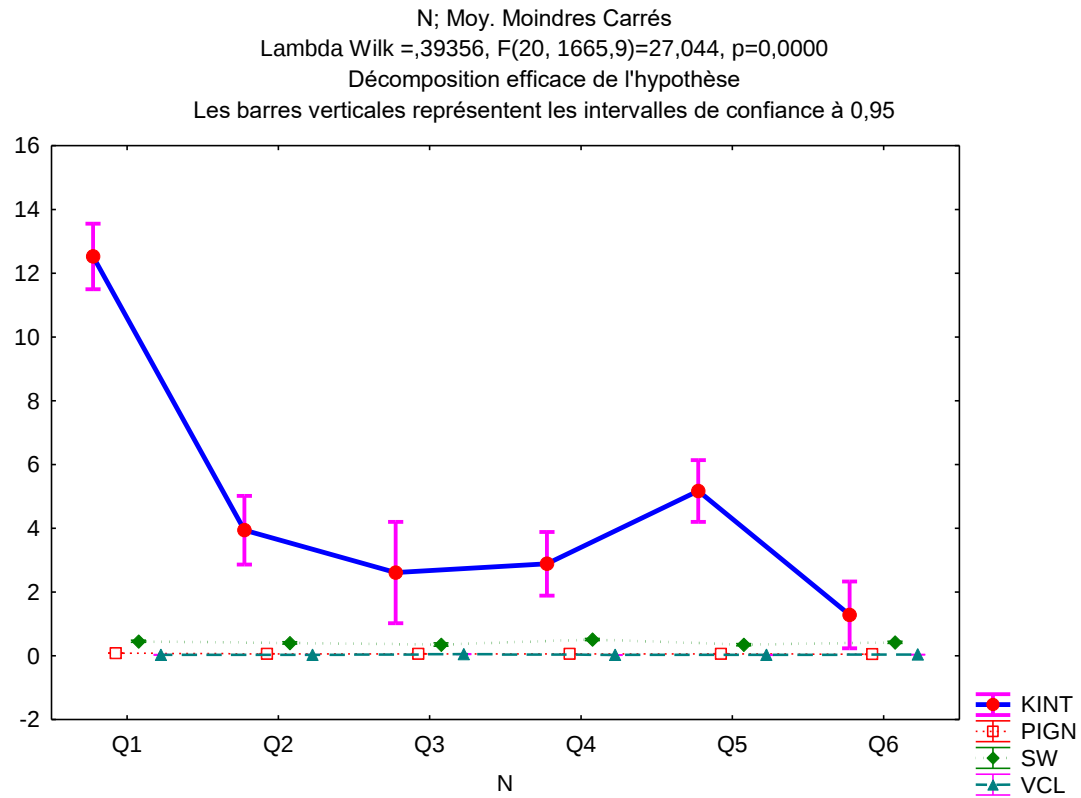


Figure 37: Représentation graphique des moyennes des paramètres pétrophysiques avec niveau de confiance à 95 % dans les drains Q1 à Q6 du Puits n°1.

Chapitre V : RESULTAT ET DISCUSSION

Représentation graphique des moyennes des paramètres pétrophysiques avec niveau de confiance à 95 % dans les drains Q1 à Q6 du Puits n°1. L'analyse multivariée de la variance (ANOVA), réalisée à partir du Lambda de Wilks, met en évidence une différence significative entre les drains Q1 à Q6 du réservoir de Quartzite de Hamra ($\Lambda = 0,39356$). Le test statistique associé est significatif

$F(20, 1665,9) = 27,044$; $p < 0,001$, ce qui conduit au rejet de l'hypothèse d'égalité globale des moyennes entre les groupes étudiés. Selon les principes de l'analyse multivariée développés par Wilks (1932), une diminution du Lambda de Wilks traduit une augmentation de la variabilité intergroupe par rapport à la variabilité intragroupe, indiquant ainsi une différenciation effective entre les ensembles analysés. L'examen des variables montre que PIGN et VCL restent globalement proches de zéro dans la majorité des drains, traduisant une faible contribution à la discrimination multivariée. La variable SW présente également des valeurs faibles et relativement stables entre les drains, avec de légères variations. En revanche, la variable KINT présente les variations les plus marquées, avec des valeurs nettement plus élevées au niveau du drain Q1, suivies par Q5 et Q2, alors que Q3, Q4 et Q6 montrent des valeurs plus faibles. Ainsi, la significativité globale observée est principalement portée par KINT, L'augmentation de KINT suggère notamment une amélioration locale de la perméabilité dans ces drains. Une augmentation de la fracturation peut ainsi améliorer localement la perméabilité. La relative stabilité des paramètres PIGN, SW et VCL entre les drains Q1 à Q6 suggère, quant à elle, une homogénéité relative de ces propriétés pétrophysiques dans les unités étudiées.

V.3.8. Interprétation du graphe d'ANOVA du puits HGA-2

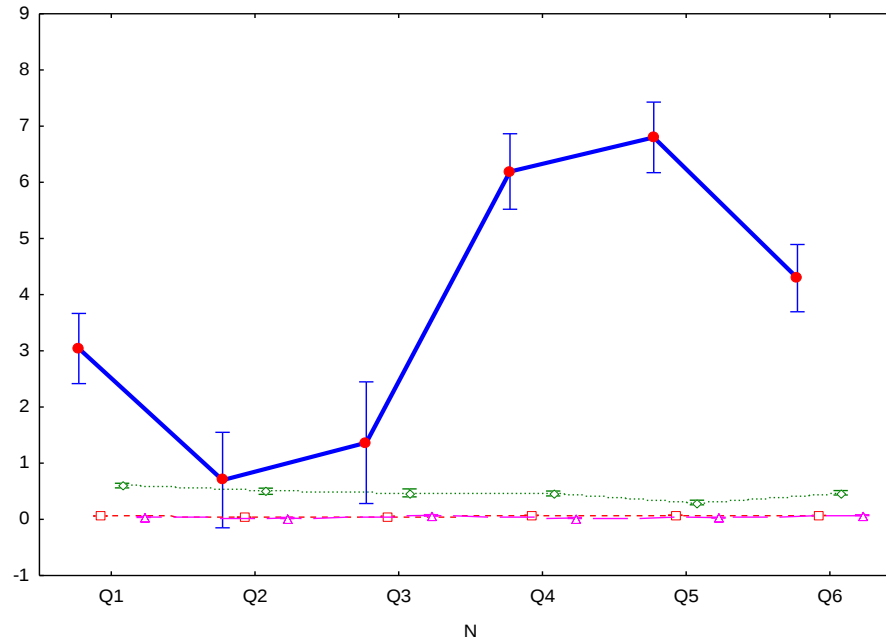


Figure 38 Représentation graphique des moyennes des paramètres pétrophysiques avec niveau de confiance à 95 % dans les drains Q1 à Q6 du Puits n°2

Le graphe ANOVA montre une **différenciation statistiquement très significative** entre les drains Q1 à Q6, avec **Lambda de Wilks = 0,31474 ; F = 203,189 ; p = 0,0000**. Selon les principes de l'ANOVA et de l'analyse multivariée, une valeur de **p inférieure à 0,05** permet de rejeter l'hypothèse nulle d'égalité des moyennes entre les groupes. Ainsi, les différences observées entre les drains sont statistiquement significatives et ne sont pas dues au hasard (Fisher, 1925 ; Wilks, 1932).

Chapitre V : RESULTAT ET DISCUSION

La variable KINT est le principal paramètre discriminant entre les drains. Elle diminue de Q1 à Q2, augmente ensuite jusqu'à atteindre ses valeurs maximales en Q4 et Q5, puis diminue en Q6. Les écarts les plus marqués concernent Q2, qui présente les valeurs les plus faibles, et Q4–Q5, qui présentent les plus élevées. Cette distribution met en évidence une hétérogénéité importante de la perméabilité au sein du réservoir. La confirmation statistique des différences entre les drains nécessiterait toutefois un test post-hoc tel que le test de Tukey (Tukey, 1949).

Sur le plan géologique, cette distribution traduit une **hétérogénéité latérale du quartzite**. Les fortes valeurs de **KINT** en **Q4–Q5** peuvent correspondre à des secteurs plus affectés par la **fracturation**, la **silicification**, l'**altération hydrothermale** ou la **circulation de fluides**. Ces processus peuvent modifier localement la texture, la composition minéralogique et les propriétés physiques des quartzites (**Pirajno, 2009 ; Robb, 2005**). À l'inverse, le drain **Q2**, caractérisé par une faible valeur de **KINT**, peut représenter une zone de quartzite plus massive, plus homogène ou moins affectée par les circulations fluides. Les paramètres **PIGN**, **SW** et **VCL** restent faibles et relativement stables dans tous les drains, ce qui montre qu'ils contribuent peu à la discrimination statistique. La faible variation de **VCL** suggère aussi une faible contribution argileuse, ce qui est cohérent avec la nature siliceuse dominante du quartzite (**Blatt, Middleton et Murray, 1980 ; Tucker, 2001**).

En résumé, Les drains **Q4–Q5** correspondent aux zones les plus différenciées et probablement les plus affectées par des processus structuraux. Le drain **Q2** représente la zone la moins marquée, tandis que **Q1**, **Q3** et **Q6** occupent des positions intermédiaires. La variation géologique principale est donc portée par **KINT**, probablement liée à des changements structuraux.

V.3.9. Interprétation du graphe d'ANOVA du puits HGA-3

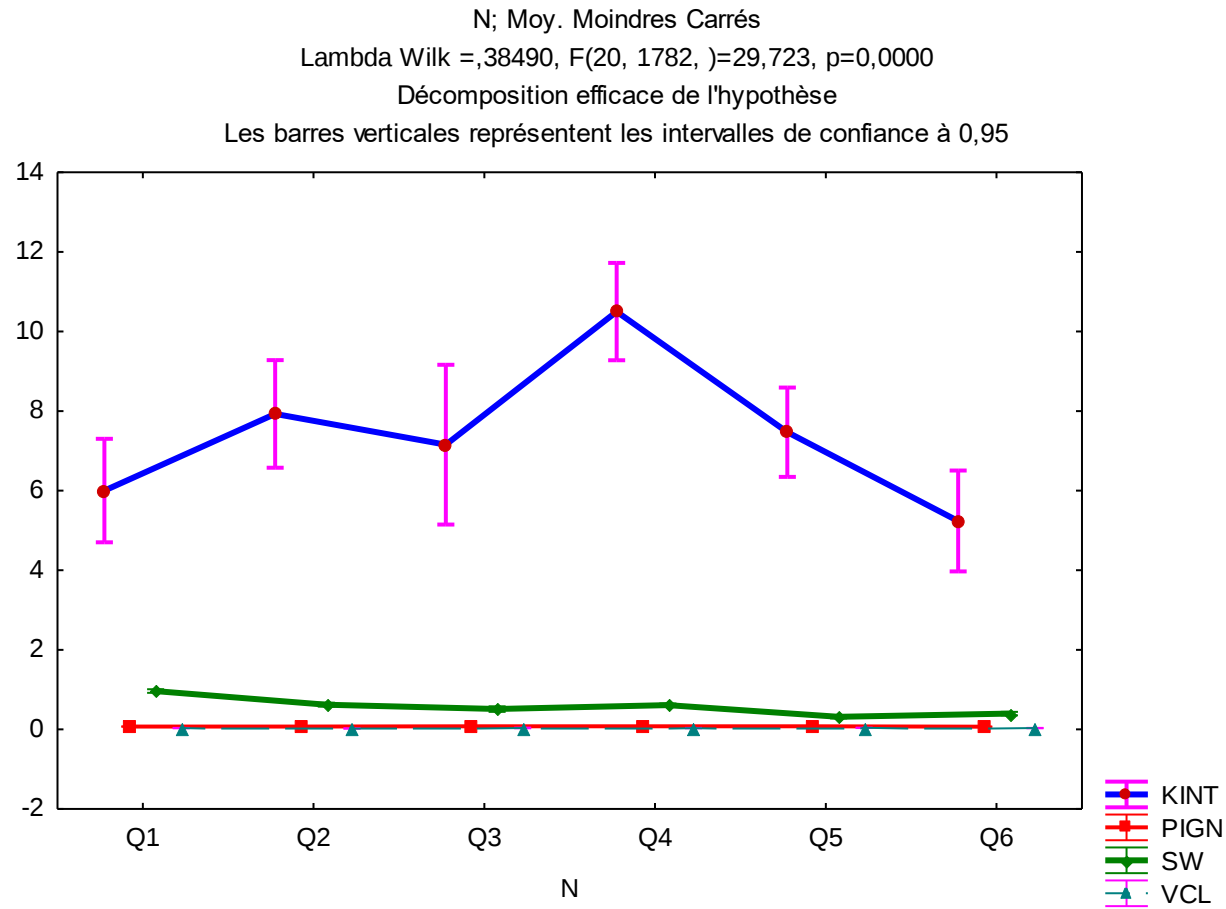


Figure 39 : Représentation graphique des moyennes des paramètres pétrophysiques avec niveau de confiance à 95 % dans les drains Q1 à Q6 du réservoir de Quartzite de Hamra Puits n° 3

Chapitre V : RESULTAT ET DISCUSSION

le graphe ANOVA indique une **différence statistiquement très significative** entre les drains Q1 à Q6, car $p = 0,0000 < 0,05$. L'hypothèse d'égalité des moyennes est donc rejetée, ce qui confirme une variation réelle entre les drains (**Fisher, 1925 ; Wilks, 1932**).

La variable **KINT** est le principal facteur de différenciation. Elle atteint son maximum en **Q4**, puis diminue vers **Q5** et **Q6**. Les drains **Q1 et Q6** présentent les valeurs les plus faibles, tandis que **Q2, Q3 et Q5** sont intermédiaires. Les paramètres **PIGN, SW et VCL** restent faibles et stables, donc ils influencent peu la séparation statistique.

Géologiquement, le drain **Q4** correspond probablement à une zone plus affectée par la **fracturation**, la **circulation de fluides**, la **silicification** ou l'**altération hydrothermale** (**Pirajno, 2009 ; Robb, 2005**). À l'inverse, **Q1 et Q6** peuvent représenter des zones de quartzite plus massives, compactes et moins transformées. La stabilité de **VCL** confirme une faible contribution argileuse, cohérente avec la nature siliceuse du quartzite (**Blatt, Middleton et Murray, 1980 ; Tucker, 2001**).

Ainsi, l'ANOVA montre une **sectorisation nette du quartzite**, dominée par **KINT**, avec **Q4** comme zone géologiquement la plus marquée.

V.3.10. Interprétation du graphe d'ANOVA du puits HGA-4

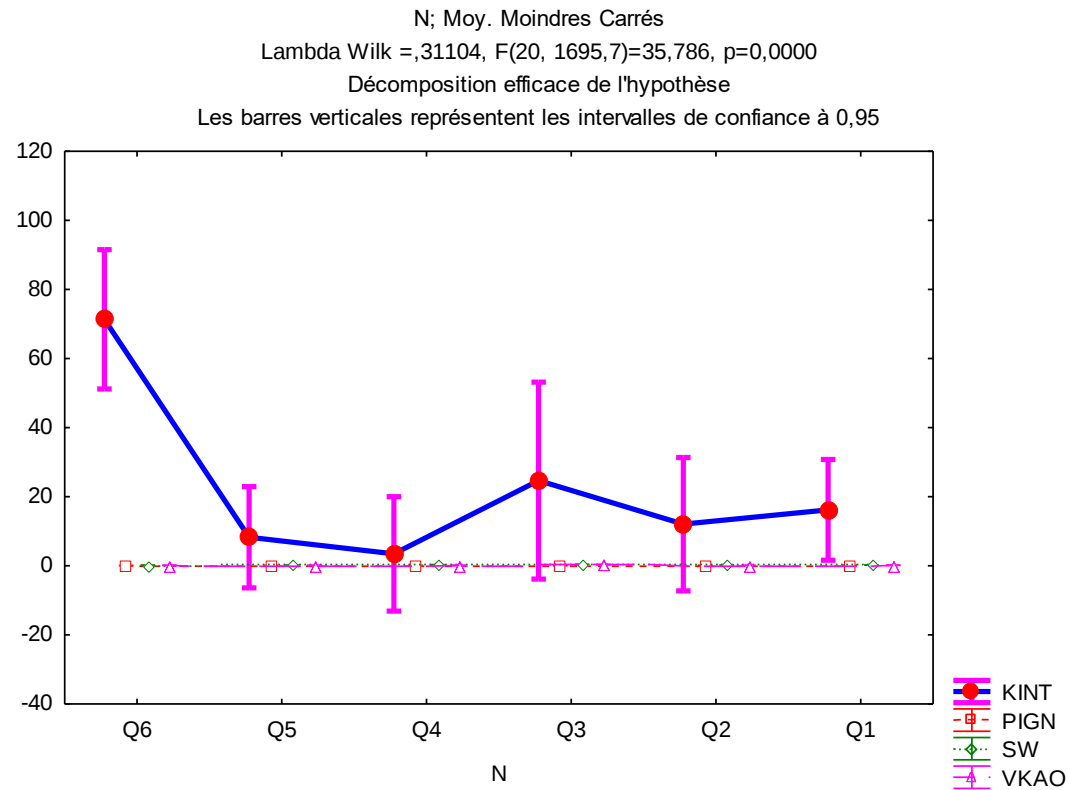


Figure 40: Représentation graphique des moyennes des paramètres pétrophysiques avec niveau de confiance à 95 % dans les drains Q1 à Q6 du réservoir de Quartzite de Hamra Puits n° 4

L'analyse multivariée de la variance (ANOVA), réalisée à partir du Lambda de Wilks, met en évidence une différence significative entre les drains Q1 à Q6 du réservoir de Quartzite de Hamra ($\Lambda = 0,31474$). Le test statistique associé est significatif $F(20, 1891,4)=39,438$; $p<0,001$, ce qui conduit au rejet de l'hypothèse d'égalité globale des moyennes entre les groupes étudiés. Selon les

principes de l'analyse multivariée développés par Wilks (1932), une diminution du Lambda de Wilks traduit une augmentation de la variabilité intergroupe par rapport à la variabilité intragroupe, indiquant ainsi une différenciation effective entre les ensembles analysés. L'examen des variables montre que PIGN et VCL restent globalement proches de zéro dans la majorité des drains, traduisant une faible contribution à la discrimination multivariée. La variable SW présente également des valeurs faibles et relativement stables entre les drains, avec de légères variations. En revanche, la variable KINT présente les variations les plus marquées, avec des valeurs plus élevées au niveau des drains Q4 et Q5, suivies par Q6, alors que Q2 et Q3 montrent des valeurs plus faibles. Ainsi, la significativité globale observée est principalement portée par KINT,.. L'augmentation de KINT suggère notamment une amélioration locale de la perméabilité dans ces drains.. Une augmentation de la fracturation peut ainsi améliorer localement la perméabilité.. La relative stabilité des paramètres PIGN, SW et VCL entre les drains Q1 à Q6 suggère, quant à elle, une homogénéité relative de ces propriétés pétrophysiques dans les unités étudiées.

V.3.11. Interprétation du graphe d'ANOVA du puits HGA-5

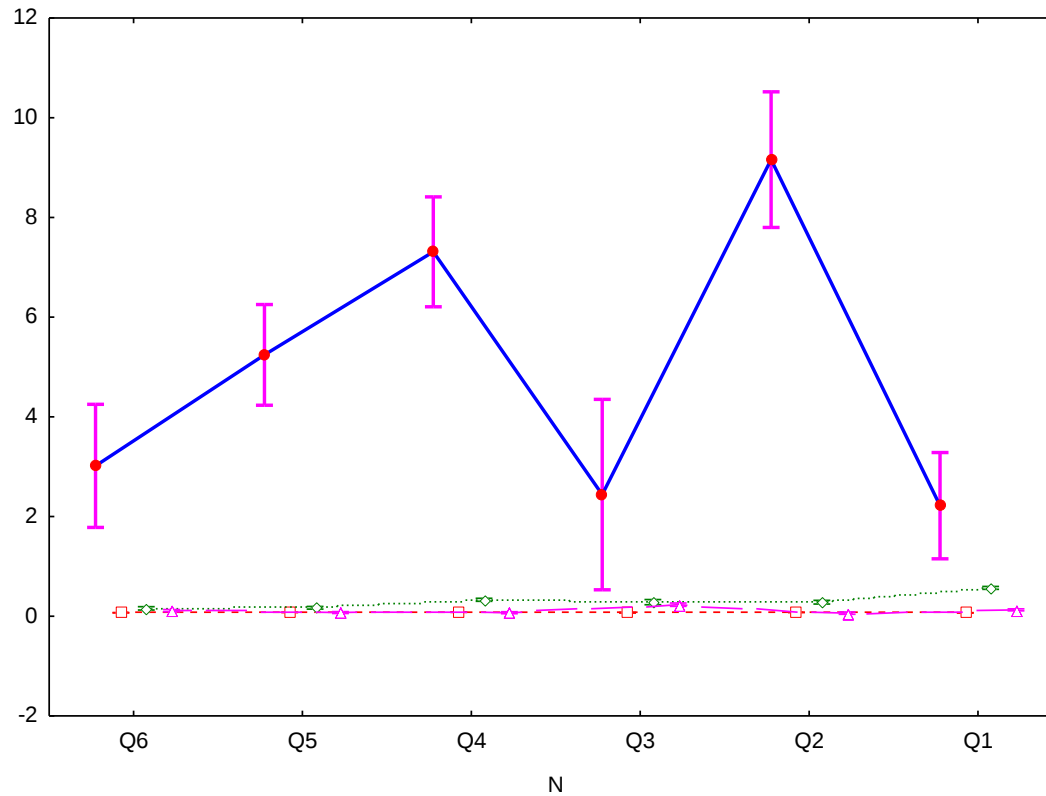


Figure 41 : Représentation graphique des moyennes des paramètres pétrophysiques avec niveau de confiance à 95 % dans les drains Q1 à Q6 du réservoir de Quartzite de Hamra Puits n° 4

L'ANOVA multivariée appliquée au **puits n°4** montre une différence significative entre les drains **Q1 à Q6** du réservoir de **Quartzite de Hamra**, avec un **Lambda de Wilks $\Lambda = 0,28389$** , associé à **$F(20, 1629,4) = 37,622$; $p < 0,001$** . Ce résultat indique que les moyennes

ajustées des paramètres pétrophysiques ne sont pas globalement identiques entre les drains. Selon **Wilks (1932)**, une faible valeur du Lambda de Wilks traduit une différenciation importante *entre les groupes analysés*.

L'examen des paramètres montre que **Por**, **SW** et **VCL** restent globalement proches de zéro dans la majorité des drains globalement faibles et relativement stables entre les drains, ce qui suggère une contribution limitée de ces variables à la discrimination multivariée. En revanche, la **perméabilité** présente les variations les plus marquées, la différence significative observée entre les drains semble être principalement contrôlée par la variation de **Permiabilité**. malgré une relative homogénéité de **Por**, **SW** et **VCL**, le drain **Q2** se distingue par une perméabilité plus élevée, ce qui explique en grande partie la différenciation statistique mise en évidence par l'ANOVA multivariée.

V.3.12. Interprétation du graphe d'ANOVA du puits HGA-6

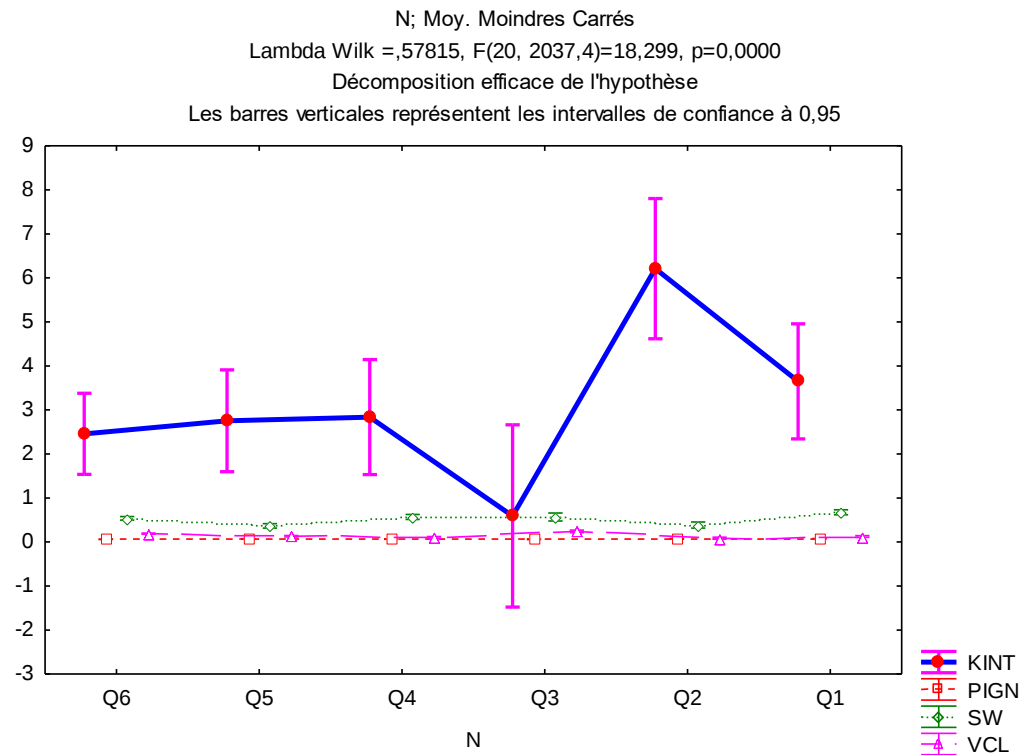


Figure 42 : Représentation graphique des moyennes des paramètres pétrophysiques dans le puit n° 6

L'analyse multivariée de la variance (ANOVA), met en évidence une différence significative entre les drains Q1 à Q6 du puits ($\Lambda = 0,57815$). Le test statistique associé est significatif $F(20,2037,4)=18,299$; $p<0,001$, une diminution du Lambda de Wilks traduit une augmentation de la variabilité intergroupe. L'examen des variables montre que Por, SW et VCL restent globalement proches de zéro dans la majorité des niveaux, traduisant une faible contribution à la discrimination multivariée., la variable Per présente les variations les plus marquées, Les niveaux Q1, Q4, Q5 et Q6 présentent des valeurs intermédiaires de Per.. D'un point de vue géologique, le contraste

Chapitre V : RESULTAT ET DISCUSION

observé au niveau Q2 peut traduire une variation structurale plus prononcée par rapport aux autres niveaux étudiés. La relative stabilité des paramètres Por, SW et VCL entre les niveaux Q1 et Q6 suggère, quant à elle, une homogénéité relative des propriétés pétrophysiques dans ces unités, notamment en termes de porosité, de saturation en eau et de volume d'argile.

V.4. Interprétation tableau du test des somme des carrée complet et résidus

Dépendnt Variable	Test de SC Modèle Complet vs. SC Résidus (Feuille1 dans Importé depuis C:\Users\hp\Documents\HGA-24.xls)										
	Multiple R	Multiple R ²	Ajusté R ²	SC Modèle	dl Modèle	MC Modèle	SC Résidus	dl Résidus	MC Résidus	F	p
KINT	0.600	0.360	0.354	7272.911	5	1454.582	12905.59	505	25.556	56.918	0.000
PIGN	0.596	0.355	0.349	0.067	5	0.013	0.12	505	0.000	55.634	0.000
SW	0.322	0.104	0.095	1.703	5	0.341	14.70	505	0.029	11.702	0.000
VCL	0.247	0.061	0.052	0.034	5	0.007	0.52	505	0.001	6.560	0.000

Tableau 19 : Synthèse des résultats des l'ANOVA des paramètres pétrophysiques des drains de puit 1

Les quatre modèles de régression étudiés, à savoir KINT, PIGN, Sw et Vcl, sont statistiquement significatifs, car leurs valeurs de p sont inférieures à 5 %. Cela montre que les relations obtenues ne sont pas dues au hasard et que les variables explicatives contribuent significativement à la prédiction des paramètres pétrophysiques. Le modèle de la perméabilité (KINT) est le plus performant, avec $R = 0,600357$, $R^2 = 0,360429$ et R^2 ajusté = 0,354097, ce qui signifie qu'il explique environ 35,41 % de la variabilité de la perméabilité. Toutefois, les résidus restent importants, ce qui indique que la perméabilité demeure influencée par d'autres facteurs géologiques. Le modèle de la porosité (PIGN) présente aussi une bonne performance, avec R^2 ajusté = 0,348, soit environ 34,88 % de variance expliquée. Il est donc proche du modèle KINT, avec une erreur résiduelle plus faible. Les modèles de la saturation en eau (Sw) et du volume d'argile (Vcl) ont un pouvoir explicatif plus faible. Le modèle Sw explique environ 9,50 % de la variabilité, tandis que le modèle Vcl n'en explique qu'environ 5,17 %. Malgré leur significativité statistique, ces faibles R^2 ajustés montrent que leur prédiction reste limitée. Cela peut être lié à la complexité de la distribution des fluides, à la pression capillaire, à la mouillabilité, aux variations de faciès et à la

Chapitre V : RESULTAT ET DISCUSION

distribution irrégulière des argiles (Asquith & Krygowski, 2004 ; Tiab & Donaldson, 2016). En résumé, les modèles KINT et PIGN sont les plus fiables, avec une capacité prédictive modérée, tandis que les modèles Sw et Vcl restent moins performants.

V.5. Interprétation du tableau d'anova test sc du puit 3

Dépendnt Variable	Test de SC Modèle Complet vs. SC Résidus HGA-2										
	Multiple R	Multiple R ²	Ajusté R ²	SC Modèle	dl Modèle	MC Modèle	SC Résidus	dl Résidus	MC Résidus	F	p
KINT	0.513470	0.263	0.257	2493.396	5	498.679	6963.778	573	12.153	41.032	0.00
PIGN	0.615927	0.379	0.373	0.068	5	0.0136	0.111	573	0.000	70.049	0.00
SW	0.397236	0.157	0.150	5.600	5	1.120	29.888	573	0.052	21.471	0.00
VCL	0.409855	0.167	0.160	0.239	5	0.047	1.181	573	0.002	23.137	0.00

Tableau 20 : Synthèse des résultats de Analyse de Test de SC la somme des carrés et des tests Fisher de l'ANOVA des paramètres pétrophysiques des drains Q1 à Q6 de puit 2

Les quatre modèles de régression appliqués aux paramètres pétrophysiques étudiés, à savoir la perméabilité (KINT), la porosité (PIGN), la saturation en eau (Sw) et le volume d'argile (Vcl), sont statistiquement significatifs, puisque les valeurs de p sont égales à 0,00 et donc inférieures au seuil conventionnel de 5 %. Cela indique que les relations estimées ne sont pas dues au hasard statistique et que les variables explicatives contribuent significativement à la prédiction des variables dépendantes, (Montgomery, Peck & Vining, 2012 ; Draper & Smith, 1998). Parmi les modèles étudiés, celui de la porosité (PIGN) apparaît comme le plus performant. Il présente la valeur de Fisher la plus élevée, avec $F = 70,04985$, ainsi que le meilleur coefficient de détermination ajusté, $R^2 \text{ ajusté} = 0,373950$, ce qui signifie qu'environ 37,40 % de la variance de la porosité est expliquée par le modèle. De plus, son MCR très faible, égal à 0,111, traduit une bonne précision d'ajustement et des écarts relativement limités entre les valeurs observées et les valeurs prédites. Le modèle de la perméabilité (KINT) est également significatif. Toutefois, son MCR de 12,153 montre qu'une erreur résiduelle moyenne demeure présente. Sur le plan géologique, cette dispersion peut être liée à l'hétérogénéité du puit. Les modèles relatifs à la saturation en eau (Sw)

Chapitre V : RESULTAT ET DISCUSION

et au volume d'argile (Vcl) sont également statistiquement *significatifs*, avec des valeurs respectives de $F = 21,471$ et $F = 23,137$. pour Vcl. Ces valeurs indiquent que la variabilité de ces deux paramètres n'est expliquée que partiellement par les variables intégrées dans les modèles.. Le modèle de la porosité présente les meilleurs résultats, suivi par celui de la perméabilité, tandis que les modèles de Sw et Vcl montrent un pouvoir explicatif plus faible.

V.6. Interprétation du tableau d'anova test sc du puit 3

Dépendnt Variable	Test de SC Modèle Complet vs. SC Résidus HGA-3										
	Multiple R	Multiple R ²	Ajusté R ²	SC Modèle	dl Modèle	MC Modèle	SC Résidus	dl Résidus	MC Résidus	F	p
KINT	0.268	0.070	0.062	38.535	5	7.707	506.464	540	0.937	8.217	0.000
PIGN	0.252	0.063	0.055	34.863	5	6.972	510.136	540	0.000	7.380	0.001
SW	0.700	0.491	0.486	267.672	5	53.4534	277.327	540	0.050	104.240	0.000
VCL	0.205	0.042	0.033	22.964	5	4.592	522.035	540	0.001	4.751	0.002

Tableau 21 : résultats l'ANOVA des paramètres pétrophysiques puit 3

Globalement, les quatre modèles de régression appliqués aux paramètres pétrophysiques KINT, PIGN, Sw et Vcl sont statistiquement significatifs, car les valeurs de p sont toutes inférieures au seuil de 5 %. Cela indique que les modèles ne sont pas dus au hasard et que les variables explicatives participent significativement à la prédiction des paramètres étudiés selon le test global de Fisher (Draper & Smith, 1998 ; Montgomery, Peck & Vining, 2012). Les résultats de l'ANOVA appliquée aux paramètres pétrophysiques du puits HGA-3 montrent une variabilité significative entre les modèles et les résidus, traduisant la complexité du réservoir des Quartzites de Hamra. Sur le plan statistique, les **carrés moyens du modèle (MC Modèle)** sont *systématiquement supérieurs* aux **carrés moyens des résidus (MC Résidus)** pour l'ensemble des variables étudiées (KINT, PIGN, SW, VCL). Par exemple, pour la saturation en eau (SW), le MC Modèle (53,45) est largement supérieur au MC Résidus (0,05), indiquant une forte part de variance expliquée par le modèle. Ce contraste est également observé pour la perméabilité (KINT : MC Modèle = 7,70 contre MC Résidus = 0,937), traduisant une structuration statistique

Chapitre V : RESULTAT ET DISCUSION

significative des données. Les résultats de l'ANOVA montrent que les valeurs de Fisher calculées (F) sont supérieures à la valeur critique de Fisher au seuil de 5 % ($F_{crit} \approx 2,22$ pour $ddl_1 = 5$ et $ddl_2 = 540$). De plus, les *p-values* associées sont toutes *inférieures à 0,05*. Ces résultats permettent de *rejeter l'hypothèse nulle* et confirment l'existence de différences statistiquement significatives entre les groupes étudiés pour l'ensemble des paramètres pétrophysiques (KINT, PIGN, SW et VCL). D'un point de vue géologique, ces différences traduisent une hétérogénéité réelle du réservoir des Quartzites de Hamra et *justifient sa subdivision*. Les valeurs de **F** confirment cette tendance, avec des pics *très élevés* pour la saturation en eau (**F = 104,24**), suivie de la porosité (**F = 7,38**), de la perméabilité (**F = 8,21**) et du volume d'argile (**F = 4,75**). Ces résultats indiquent que les modèles testés sont *statistiquement significatifs*. Ainsi, la dominance du MC Modèle sur le MC Résidus, associée à des valeurs de F élevées et des p-values significatives, confirme que les paramètres pétrophysiques sont statistiquement discriminés, mais leur variabilité reflète une forte **hétérogénéité du puit**.

V.7. Interprétation du tableau d'anova test sc du puit 4

Dépendnt Variable	Test de SC Modèle Complet vs. SC Résidus HGA-4										
	Multiple R	Multiple R ²	Ajusté R ²	SC Modèle	dl Modèle	MC Modèle	SC Résidus	dl Résidus	MC Résidus	F	p
KINT	0.243158	0.059	0.049	224550.6	5	44910.12	3573307	514	6951.960	6.460	0.008
PIGN	0.550378	0.302	0.296	0.1	5	0.02	0	514	0.000	44.671	0.000
SW	0.393632	0.154	0.146	2.3	5	0.46	13	514	0.025	18.849	0.000
Vsl	0.429424	0.184	0.176	1.5	5	0.31	7	514	0.013	23.242	0.000

Tableau 22 : résultats de l'ANOVA des paramètres pétrophysiques de puit 4

Globalement, les quatre modèles de régression appliqués aux paramètres pétrophysiques KINT, PIGN, Sw et Vcl sont *statistiquement significatifs*. Le modèle de la porosité (PIGN) est le plus performant statistiquement. Il présente le coefficient de corrélation multiple le *plus élevé*, avec $R = 0,550378$, ainsi qu'un $R^2 = 0,302916$ et un R^2 ajusté = 0,296135. ce modèle explique environ 29,61 % de la variabilité

Chapitre V : RESULTAT ET DISCUSION

de la porosité. Géologiquement, cette performance montre que la porosité est *relativement bien contrôlée* par les variables utilisées, même si une partie de sa variabilité reste liée à d'autres facteurs (Rider & Kennedy, 2011 ; Tiab & Donaldson, 2016). Le modèle *Vcl* présente également une performance modérée, Il explique donc environ 17,65 % de la variabilité du paramètre. Le modèle de *la saturation en eau* (*Sw*) est aussi *significatif*. Il explique environ 14,67 % de la variabilité de *Sw*. Le modèle de *la perméabilité* (KINT) est *significatif*, avec $F = 6,46007$ et $p = 0,000008$, le modèle n'explique qu'environ 5 % de la variabilité de la perméabilité. Géologiquement, cela s'explique par le caractère très hétérogène de la perméabilité, fortement contrôlée par la connectivité des pores, la granulométrie, la fracturation, la cimentation, la compaction et la présence d'argiles (Asquith & Krygowski, 2004 ; Rider & Kennedy, 2011).

En résumé, les quatre modèles sont statistiquement valides, mais leur pouvoir explicatif reste globalement faible à modéré. Le modèle PIGN est le plus performant, suivi de *Vcl* et de *Sw*, tandis que KINT est le moins explicatif. Ces résultats montrent que les variables utilisées expliquent seulement une partie de la variabilité pétrophysique.

V.8. Interprétation du tableau d'anova test sc du puit 5

Dépendnt Variable	Test de SC Modèle Complet vs. SC Résidus depuis HGA-5										
	Multiple R	Multiple R ²	Ajusté R ²	SC Modèle	dl Modèle	MC Modèle	SC Résidus	dl Résidus	MC Résidus	F	p
KINT	0.404	0.163	0.155	3007.507	5	601.501	15401.56	494	31.177	19.293	0.000
PIGN	0.308	0.095	0.085	0.014	5	0.003	0.14	494	0.000	10.320	0.000
SW	0.709	0.502	0.497	11.343	5	2.269	11.24	494	0.023	99.747	0.000
VCL	0.402	0.162	0.153	0.935	5	0.187	4.85	494	0.010	19.059	0.000

Tableau 23 : résultats de l'ANOVA des paramètres pétrophysiques de puit 5

Chapitre V : RESULTAT ET DISCUSION

Globalement, les quatre modèles de régression appliqués aux paramètres pétrophysiques KINT, PIGN, Sw et Vcl sont statistiquement significatifs, car toutes les valeurs de $p = 0,000000$ sont inférieures au seuil de 5 %. Le modèle de la saturation en eau Sw est le plus performant. Géologiquement, cette bonne performance peut être liée au contrôle de Sw par la porosité, la perméabilité, la pression capillaire, la mouillabilité, la distribution des fluides et l'hétérogénéité des faciès (Asquith & Krygowski, 2004 ; Tiab & Donaldson, 2016).

Le modèle de la perméabilité KINT est également significatif, il explique environ 15,49 % de la variabilité de la perméabilité. Le modèle du volume d'argile Vcl présente une performance proche de KINT, le Vcl reste influencé par la distribution irrégulière des argiles, les variations lithologiques, les changements de faciès et l'alternance des niveaux argileux et sableux (Asquith & Krygowski, 2004 ; Rider & Kennedy, 2011). Le modèle de la porosité PIGN est aussi significatif, il n'explique qu'environ 8,54 % de la variabilité de la porosité. En résumé, les quatre modèles sont statistiquement valides selon F et p, mais leur pouvoir explicatif reste variable. Le modèle Sw est nettement le meilleur, avec près de 49,73 % de variance expliquée et un faible MC résidus. Les modèles KINT et Vcl montrent un pouvoir explicatif faible à modéré, tandis que PIGN est le moins explicatif. Ces résultats indiquent que d'autres variables géologiques, doivent être intégrées pour améliorer la qualité des prédictions (Montgomery, Peck & Vining, 2012 ; Tiab & Donaldson, 2016).

V.9. Interprétation du tableau d'anova test sc du puit 6

Dépendnt Variable	Test de SC Modèle Complet vs. SC Résidus HGA-6										
	Multiple R	Multiple R ²	Ajusté R ²	SC Modèle	dl Modèle	MC Modèle	SC Résidus	dl Résidus	MC Résidus	F	p
KINT	0.191	0.037	0.029	1014.950	5	202.990	26763.27	617	43.376	4.680	0.000
PIGN	0.258	0.066	0.059	0.023	5	0.005	0.33	617	0.001	8.785	0.000
SW	0.344	0.118	0.111	6.847	5	1.369	51.03	617	0.083	16.555	0.000
VCL	0.427	0.183	0.176	1.209	5	0.242	5.41	617	0.009	27.585	0.000

Tableau 24 : résultats de l'ANOVA des paramètres pétrophysiques de puit 6

Chapitre V : RESULTAT ET DISCUSION

Globalement, les quatre modèles de régression appliqués aux paramètres pétrophysiques KINT, PIGN, S_w et Vcl sont statistiquement significatifs, car les valeurs de p sont toutes inférieures au seuil de 5 %. Le modèle du volume d'argile Vcl est le plus performant. Il présente le meilleur R^2 ajusté = 0,176, ce qui signifie qu'il explique environ 17,61 % de la variabilité du volume d'argile. Donc le Vcl est partiellement contrôlé par les variables utilisées, mais reste influencé par la distribution irrégulière des argiles, les variations lithologiques et les changements de faciès (Asquith & Krygowski, 2004 ; Rider & Kennedy, 2011). Le modèle de la saturation en eau S_w vient en deuxième position, avec 11,11 % de variance expliquée. le modèle est statistiquement significatif. Géologiquement, la saturation en eau dépend de plusieurs facteurs complexes, Le modèle de la porosité PIGN est également significatif, il n'explique qu'environ 5,89 % de la variabilité de la porosité. Le modèle de la perméabilité KINT est significatif, avec $F = 4,67973$ et $p = 0,000334$. En résumé, les quatre modèles sont statistiquement significatifs d'après les valeurs de F et de p, mais leur pouvoir explicatif reste faible. Le modèle Vcl est le meilleur, suivi par S_w , PIGN puis KINT.

VI. Analyse Factoriel Discriminant (AFD)

Interprétation De L'AFD Du Puit 1

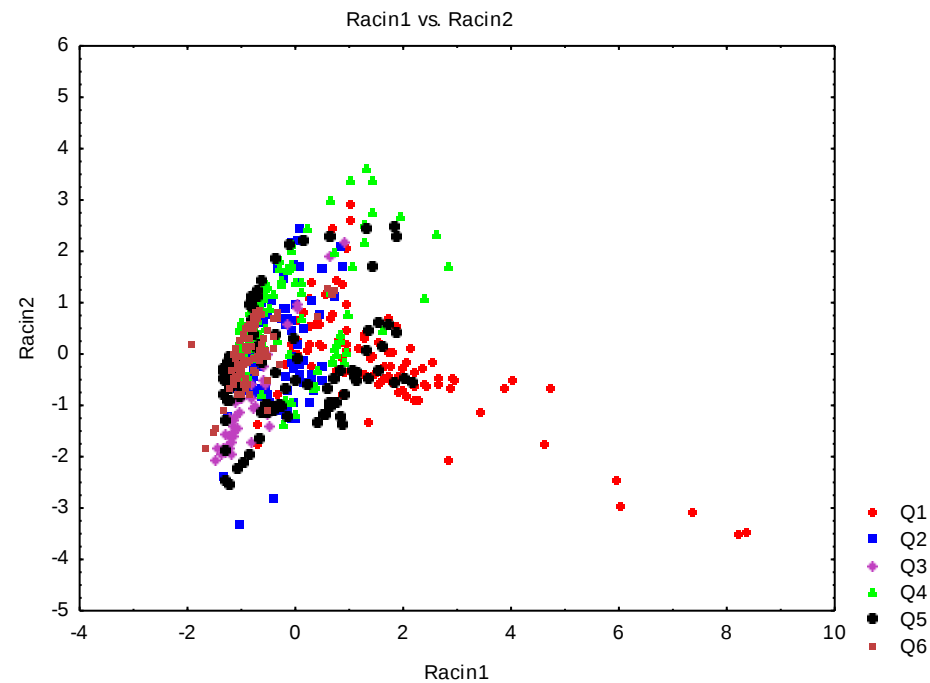


Figure 43 : Projection des individus sur le plan factoriel Racine 1–Racine 2 issue de l’analyse discriminante des drains de puit 1

Le nuage de points issu des deux premières fonctions discriminantes (Racin1 et Racin2) permet d’évaluer la structuration spatiale des drains au sein du puit.... il met en évidence une séparation partielle des drains, avec un recouvrement significatif entre plusieurs groupes. Le groupe Q1 apparaît comme le plus isolé dans le plan factoriel. Cette individualisation spatiale indique une signature géologique spécifique. Le groupe Q4 occupe une position intermédiaire avec une dispersion modérée, traduisant une certaine homogénéité interne

Chapitre V : RESULTAT ET DISCUSION

mais aussi des interactions avec les groupes voisins, notamment Q5 et Q6. Les groupes Q2, Q3, Q5 et Q6 présentent un chevauchement important, principalement dans la zone centrale du plan factoriel. Ce recouvrement indique une forte similarité des caractéristiques géologiques. On conclut que les six groupes ne se séparent pas nettement. Le drain Q1 est le groupe le mieux individualisé, tandis que le drain Q2 est le plus difficile à distinguer. Le chevauchement des points au centre du plan factoriel indique que les profils statistiques de plusieurs groupes sont proches.

Matrice de Classification HGA-1 : Classifications observées Colonnes : Classifications prévues							
	Pourcent	Q1	Q2	Q3	Q4	Q5	Q6
Q1	63,44086	59,00000	0,00000	2,00000	25,0000	6,0000	1,00000
Q2	0,00000	0,00000	0,00000	4,00000	31,0000	47,0000	3,00000
Q3	41,02564	0,00000	0,00000	16,00000	5,0000	10,0000	8,00000
Q4	51,51515	9,00000	0,00000	4,00000	51,0000	31,0000	4,00000
Q5	49,52381	18,00000	0,00000	8,00000	16,0000	52,0000	11,00000
Q6	46,15385	0,00000	0,00000	4,00000	22,0000	23,0000	42,00000
Total	42,96875	86,00000	0,00000	38,00000	150,0000	169,0000	69,00000

Tableau 25 : Matrice de classification des drains Q1 à Q6 par analyse discriminante, puits HGA-1

La matrice de classification permet de quantifier la capacité du modèle à distinguer les différents drains à partir des variables mesurées. Le drain Q1 présente le meilleur taux de classification avec 63,44 %, confirmant son individualisation observée sur la projection. Le groupe Q4 présente un taux de 51,52 %, indiquant une structure relativement cohérente mais avec des confusions vers Q5 et Q1.. Le drain Q5 atteint également 49,52 %, mais présente des confusions importantes avec Q1 et Q4, traduisant une continuité géologique entre

Chapitre V : RESULTAT ET DISCUSSION

ces unités. Le groupe Q6 montre une performance intermédiaire faible 46,15 %, avec des erreurs réparties entre Q4 et Q5, confirmant sa position transitionnelle dans le système. , le drain Q2 présente un très faible taux de classification (0,00 %). Cette faible performance traduit une absence de signature discriminante claire et une forte superposition avec les autres groupes. En particulier, Q2 est principalement réaffecté vers Q5 et Q4, ce qui suggère une forte similarité géologique entre ces drains. Le drain Q3 présente également un taux moyen faible 41,03 %, avec des confusions vers Q5, Q6 et Q4, confirmant le recouvrement important observé sur le graphe factoriel.

Le tableau Donne, pour chaque observation, les probabilités d'appartenance aux groupes Q1 à Q6. Il confirme que certaines observations sont classées dans les autres drains à la fois. Par exemple pour le drain Q1 : on a 93 observation ou 63.44% sont vraiment appartient au Q1 donc 59 observations ; les autres appartiennent à : 2 à Q3 ; 25 à Q4 ; 6 à Q5 et 1 pour Q6. Q2 : on a 85 observation ou 0.00% sont vraiment appartient au Q2 donc 0 observations ; les autres appartiennent à : 4 à Q3 ; 31 à Q4 ; 47 à Q5 et 3 pour Q6.

Q3 : on a 39 observation ou 41.03% sont vraiment appartient au Q3 donc 16 observations ; les autres appartiennent à : 5 à Q4 ; 10 à Q5 et 8 pour Q6. Q4 : on a 99 observation ou 51.52% sont vraiment appartient au Q4 donc 51 observations ; les autres appartiennent à : 9 à Q1 ; 4 à Q3 ; 31 à Q5 et 4 pour Q6. Q5 : on a 105 observation ou 49.52% sont vraiment appartient au Q 5 donc 52 observations ; les autres appartiennent à : 18 à Q1 ; 8 à Q3 ; 16 à Q4 et 11 pour Q6. Q6 : on a 91 observation ou 46.15% sont vraiment appartient au Q 6 donc 42 observations ; les autres appartiennent à : 4 à Q3 ; 22 à Q4 et 23 pour Q5.

Interprétation De L'AFD Du Puit 2

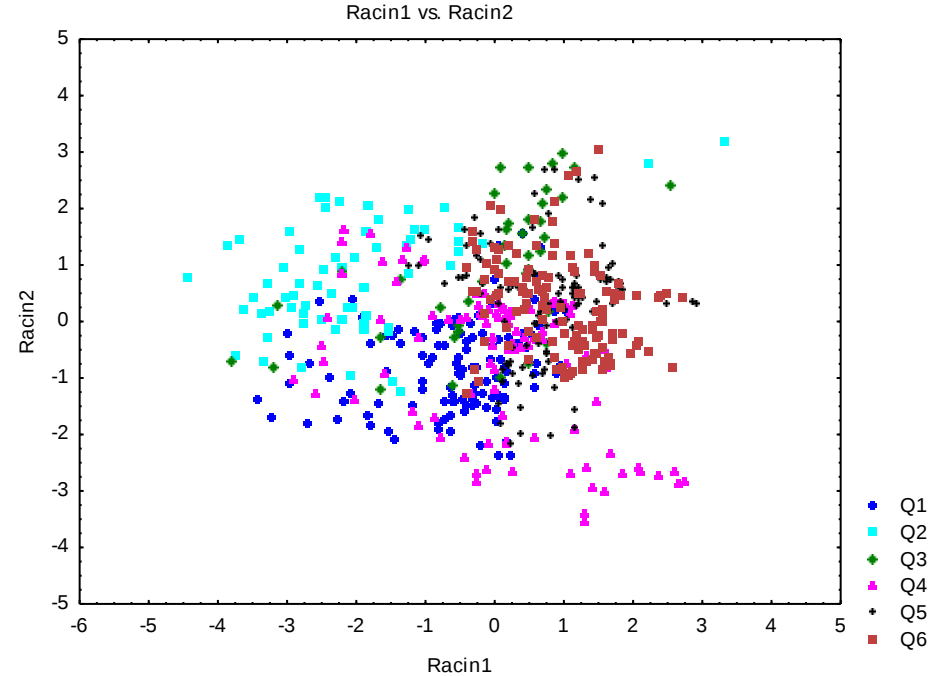


Figure 44 : Projection des individus sur le plan factoriel Racine 1–Racine 2 issue de l'analyse discriminante des drains du puit 2

Le groupe **Q1** occupe une position intermédiaire avec une dispersion modérée, traduisant une certaine homogénéité interne mais aussi des interactions avec les groupes voisins, notamment Q4 et Q6. Les groupes **Q3, Q4, Q5 et Q6** présentent un chevauchement important, principalement dans la zone centrale du plan factoriel. Ce recouvrement indique une forte similarité des caractéristiques géologiques. On conclue les six groupes ne se sépare pas nettement. Le drain Q2 est le groupe le mieux individualisé, tandis que les drains Q3 et Q4 sont les plus difficiles à distinguer. Le chevauchement des points au centre du plan factoriel indique que les profils statistiques de plusieurs groupes sont proches.

Matrice de Classification HGA-2: Classifications observées Colonnes : Classifications prévues							
	Pourcent	Q1	Q2	Q3	Q4	Q5	Q6
Q1	68,33333	82,0000	8,00000	0,00000	12,00000	4,0000	14,0000
Q2	80,00000	5,0000	52,00000	2,00000	0,00000	3,0000	3,0000
Q3	7,50000	9,0000	5,00000	3,00000	0,00000	3,0000	20,0000
Q4	19,23077	23,0000	14,00000	0,00000	20,00000	40,0000	7,0000
Q5	56,30252	4,0000	4,00000	4,00000	22,00000	67,0000	18,0000
Q6	68,70229	4,0000	0,00000	1,00000	5,00000	31,0000	90,0000
Total	54,23143	127,0000	83,00000	10,00000	59,00000	148,0000	152,0000

Tableau 26 : Matrice de classification des drains Q1 à Q6 par analyse discriminante, puits HGA-2

Le drain **Q2** présente le meilleur taux de classification avec **80,00 %**, confirmant son individualisation observée sur la projection. Cette stabilité traduit une signature géologique bien définie et une homogénéité interne élevée. Le groupe **Q1** présente un taux de **68,33 %**, indiquant une structure relativement cohérente mais avec des confusions vers Q4 et Q6. Cela confirme une proximité qui peut être hydrogéologique entre ces drains. Le drain **Q6** atteint également **68,70 %**, mais présente des confusions importantes avec Q5, traduisant une continuité géologique entre ces deux unités. Le groupe **Q5** montre une performance intermédiaire (**56,30 %**), avec des erreurs réparties entre Q4 et Q6, confirmant sa position transitionnelle dans le système. En revanche, les drains **Q3 et Q4** présentent de très faibles taux de classification (**7,50 % et 19,23 %**). Ces faibles performances traduisent une absence de signature discriminante claire et une forte superposition avec les autres groupes. En particulier, Q3 est principalement réaffecté vers Q6, ce qui suggère une forte similarité géologique entre ces deux drains.

Chapitre V : RESULTAT ET DISCUSSION

Le tableau. Donne, pour chaque observation, les probabilités d'appartenance aux groupes Q1 à Q6. Il confirme que certaines observations sont classées dans les autres drains à la fois. Par exemple pour le drain. Q1 : on a 120 observations ou 68.33% sont vraiment appartient au Q1 donc 82 observations ; les autres appartiennent à : 8 à Q2 ; 12 à Q4 ; 4 à Q5 et 14 pour Q6. Q2 : on a 65 observations ou 80.00% sont vraiment appartient au Q2 donc 52 observations ; les autres appartiennent à : 5 à Q1 ; 2 à Q3 ; 3 à Q5 et 3 pour Q6. Q3 : on a 40 observations ou 7.50% sont vraiment appartient au Q3 donc 3 observations ; les autres appartiennent : 9 à Q1 ; 5 à Q2 ; 3 à Q5 et 20 pour Q6. Q4 : on a 104 observations ou 19.23% sont vraiment appartient au Q 4 donc 20 observations ; les autres appartiennent à : 23 à Q1 ; 14 à Q2 ; 40 à Q5 et 7 pour Q6. Q5 : on a 119 observations ou 56.30% sont vraiment appartient au Q5 donc 67 observations ; les autres appartiennent à : 4 à Q1 ; 4a Q2 ; 4 à Q3 et 22 pour Q4 ; 18 pour Q6. Q6 : on a 131 observations ou 68.7% sont vraiment appartient au Q6 donc 90 observations ; les autres appartiennent à : 4 à Q1 ; 1a Q3 ; 5 à Q4 et 31 pour Q4.

Interprétation De L'AFD Du Puit 3

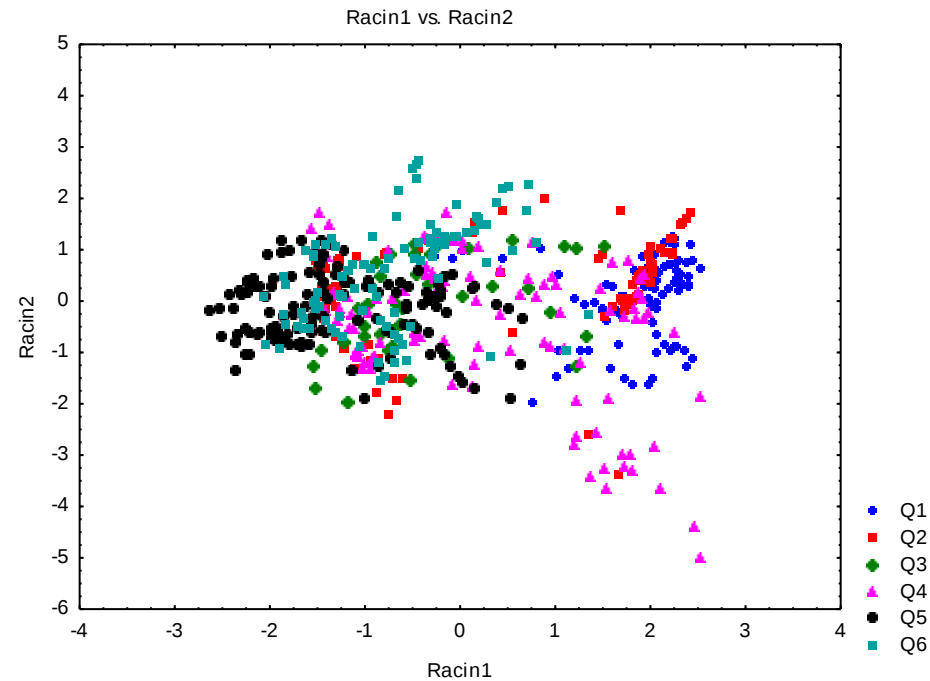


Figure 45 : Projection des individus sur le plan factoriel Racine 1–Racine 2 issue de l'analyse discriminante des drains Q1 à Q6 du réservoir des Quartzites de Hamra, champ de Hassi Guettar.

Le nuage de points met en évidence une séparation partielle des drains, avec un recouvrement significatif entre plusieurs groupes. Le groupe Q1 apparaît comme le plus isolé dans le plan factoriel. Cette individualisation spatiale indique une signature géologique spécifique. Le groupe Q5 occupe une position intermédiaire avec une dispersion modérée, traduisant une certaine homogénéité interne mais aussi des interactions avec les groupes voisins, notamment Q4 et Q6. Les groupes Q2, Q3, Q4 et Q6 présentent un chevauchement

Chapitre V : RESULTAT ET DISCUSSION

important, principalement dans la zone centrale du plan factoriel. Ce recouvrement indique une forte similarité des caractéristiques géologiques.

On conclut que les six groupes ne se sépare pas nettement. Le drain Q1 est le groupe le mieux individualisé, tandis que les drains Q2 et Q3 sont les plus difficiles à distinguer. Le Chevauchement des points au centre du plan factoriel indique que les profils statistiques de plusieurs groupes sont proches.

Matrice de Classification HGA 3 : Classifications observées Colonnes : Classifications prévues							
	Pourcent	Q1	Q2	Q3	Q4	Q5	Q6
Q1	89,24731	83,0000	1,00000	0,000000	6,00000	0,0000	3,00000
Q2	6,97674	39,0000	6,00000	0,000000	10,00000	25,0000	6,00000
Q3	0,00000	4,0000	6,00000	0,000000	6,00000	14,0000	9,00000
Q4	36,19048	22,0000	8,00000	0,000000	38,00000	17,0000	20,00000
Q5	71,20000	0,0000	7,00000	0,000000	17,00000	89,0000	12,00000
Q6	37,75510	0,0000	12,00000	0,000000	9,00000	40,0000	37,00000
Total	46,33700	148,0000	40,00000	0,000000	86,00000	185,0000	87,00000

Tableau 27 : Matrice de classification des drains Q1 à Q6 par analyse discriminante, puits 3.

La matrice de classification permet de quantifier la capacité du modèle à distinguer les différents drains à partir des variables mesurées. Le drain Q1 présente le meilleur taux de classification avec 89,25 %, confirmant son individualisation observée sur la projection. Cette stabilité traduit une signature géologique bien définie et une homogénéité interne élevée. Le groupe Q5 présente un taux de 71,20 %, indiquant une structure relativement cohérente mais avec des confusions vers Q4 et Q6. Cela confirme une proximité qui peut être hydrogéologique entre ces drains. Le drain Q6 atteint également 37,76 %, mais présente des confusions importantes avec Q5, traduisant une continuité géologique entre ces deux unités. Le groupe Q4 montre une performance faible (36,19 %), avec des erreurs réparties entre Q1, Q5 et Q6, confirmant sa position transitionnelle dans le système. Les drains Q2 et Q3 présentent de très faibles taux de classification (6,98 % et 0,00 %). Ces faibles performances traduisent une absence de signature discriminante claire et une forte superposition avec les

Chapitre V : RESULTAT ET DISCUSSION

autres groupes. En particulier, Q2 est principalement réaffecté vers Q1 et Q5, tandis que Q3 est réaffecté vers Q5 et Q6, ce qui suggère une forte similarité géologique

Le tableau Donne, pour chaque observation, les probabilités d'appartenance aux groupes Q1 à Q6. Il confirme que certaines observations sont classées dans les autres drains à la fois. Par exemple pour le drain. Q1 : on a 93 observations ou 89.25% sont vraiment appartient au Q 1 donc 83 observations ; les autres appartiennent à : 1 à Q2 ; 6 à Q4 et 3 pour Q6. Q2 : on a 86 observations ou 6.98% sont vraiment appartient au Q 2 donc 6 observations ; les autres appartiennent à : 39 à Q1 ; 10 à Q4 ; 25 à Q5 et 6 pour Q6. Q3 : on a 39 observations ou 0.00% sont vraiment appartient au Q 3 donc 0 observations ; les autres appartiennent à : 4 à Q1 ; 6 à Q2 ; 6 à Q4 ; 14 à Q5 et 9 pour Q6. Q4 : on a 105 observations ou 36.19% sont vraiment appartient au Q 4 donc 38 observations ; les autres appartiennent à : 22 à Q1 ; 8 à Q2 ; 17 à Q5 et 20 pour Q6. Q5 : on a 125 observations ou 71.20% sont vraiment appartient au Q 5 donc 89 observations ; les autres appartiennent à : 7 à Q2 ; 17 à Q4 et 12 pour Q6. Q6 : on a 98 observations ou 37.76% sont vraiment appartient au Q 6 donc 37 observations ; les autres appartiennent à : 12 à Q2 ; 9 à Q4 et 40 pour Q5.

Interprétation De L'AFD Du Puit 4

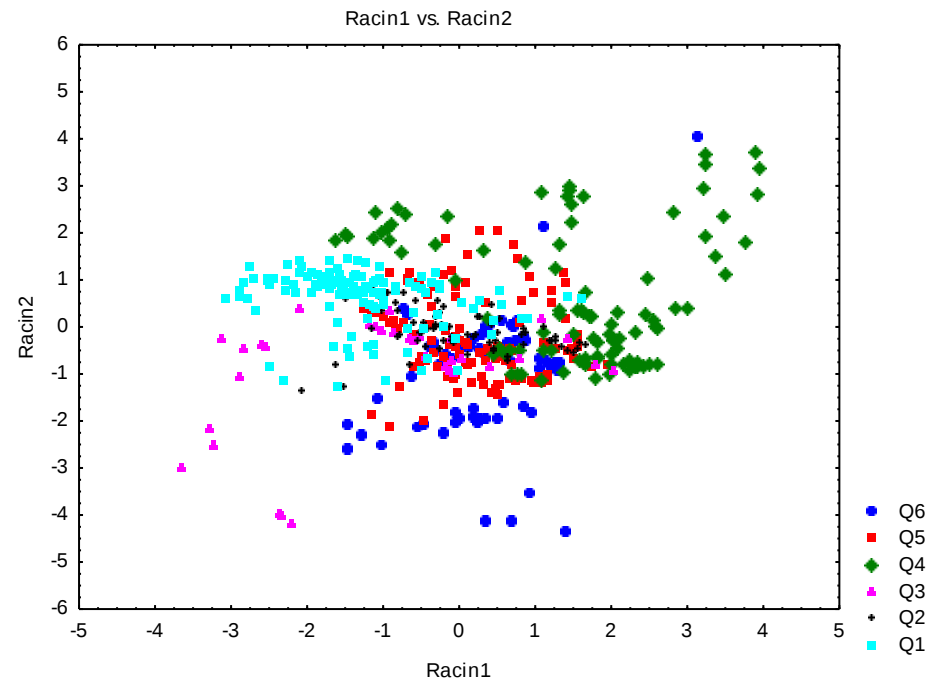


Figure 46: Projection des individus sur le plan factoriel Racine 1–Racine 2 issue de l'analyse discriminante des drains du puit4.

Le nuage de points issu des deux premières fonctions discriminantes (Racin1 et Racin2) permet de mettre en évidence une séparation partielle des drains, avec un recouvrement significatif entre plusieurs groupes. Le groupe Q1 apparaît comme le plus isolé dans le plan factoriel. Cette individualisation spatiale indique une signature géologique spécifique. Le groupe Q4 occupe une position relativement individualisée avec une dispersion importante vers la partie droite du plan, traduisant une certaine hétérogénéité interne mais aussi des interactions avec les groupes voisins, notamment Q5 et Q1. Les groupes Q2, Q3, Q5 et Q6 présentent un chevauchement important, principalement dans la zone centrale du plan factoriel. Ce recouvrement indique une forte similarité des caractéristiques géologiques.

Chapitre V : RESULTAT ET DISCUSION

On conclut que les six groupes ne se sépare pas nettement. Le drain Q1 est le groupe le mieux individualisé, tandis que les drains Q2 et Q6 sont les plus difficiles à distinguer. Le chevauchement des points au centre du plan factoriel indique que les profils statistiques de plusieurs groupes sont proches.

Matrice de Classification HGA-4 : Classifications observées Colonnes : Classifications prévues							
	Pourcent	Q6	Q5	Q4	Q3	Q2	Q1
Q6	12,12121	8,00000	52,0000	2,00000	2,00000	0,00	2,0000
Q5	66,40000	0,00000	83,0000	12,00000	7,00000	0,00	23,0000
Q4	61,22449	0,00000	23,0000	60,00000	0,00000	0,00	15,0000
Q3	21,21212	1,00000	11,0000	3,00000	7,00000	0,00	11,0000
Q2	0,00000	0,00000	54,0000	2,00000	4,00000	0,00	12,0000
Q1	82,53968	0,00000	9,0000	7,00000	6,00000	0,00	104,0000
Total	50,38462	9,00000	232,0000	86,00000	26,00000	0,00	167,0000

Tableau 28 : Matrice de classification des drains Q1 à Q6 par analyse discriminante, puits HGA-4

La matrice de classification montre que Le drain Q1 présente le meilleur taux de classification avec 82,54 %, confirmant son individualisation observée sur la projection. Cette stabilité traduit une signature géologique bien définie et une homogénéité interne élevée. Le groupe Q5 présente un taux de 66,40 %, indiquant une structure relativement cohérente mais avec des confusions vers Q1, Q3 et Q4. Cela confirme une proximité qui peut être hydrogéologique entre ces drains. Le drain Q4 atteint également 61,22 %, mais présente des confusions importantes avec Q5 et Q1, traduisant une continuité géologique entre ces unités. Le groupe Q3 montre une

Chapitre V : RESULTAT ET DISCUSSION

performance faible (21,21 %), avec des erreurs réparties entre Q1 et Q5, confirmant sa position transitionnelle dans le système. Les drains Q2 et Q6 présentent de très faibles taux de classification (0,00 % et 12,12 %). Ces faibles performances traduisent une absence de signature discriminante claire et une forte superposition avec les autres groupes. En particulier, Q2 est principalement réaffecté vers Q5, ce qui suggère une forte similarité géologique entre ces deux drains. Le drain Q6 est également principalement réaffecté vers Q5, confirmant le recouvrement important observé sur le graphe factoriel.

Le tableau. Donne, pour chaque observation, les probabilités d'appartenance aux groupes Q1 à Q6. Il confirme que certaines observations sont classées dans les autres drains à la fois. Par exemple pour le drain Q1 : on a 126 observations ou 82.54% sont vraiment appartient au Q1 : donc 104 observations ; les autres appartiennent à : 6 à Q3 ; 7 à Q4 et 9 pour Q5. Q2 : on a 72 observations ou 0.00% sont vraiment appartient au Q 2 donc 0 observations ; les autres appartiennent à : 12 à Q1 ; 4 à Q3 ; 2 à Q4 et 54 pour Q5. Q3 : on a 33 observations ou 21.21% sont vraiment appartient au Q 3 donc 7 observations ; les autres appartiennent à : 11 à Q1 ; 3 à Q4 ; 11 à Q5 et 1 pour Q6.

Q4 : on a 98 observations ou 61.22% sont vraiment appartient au Q 4 donc 60 observations ; les autres appartiennent à : 15 à Q1 et 23 pour Q5. Q5 : on a 125 observations ou 66.40% sont vraiment appartient au Q 5 donc 83 observations ; les autres appartiennent à : 23 à Q1 ; 7 à Q3 et 12 pour Q4. Q6 : on a 66 observations ou 12.12% sont vraiment appartient au Q 6 donc 8 observations ; les autres appartiennent à : 2 à Q1 ; 2 à Q3 ; 2 à Q4 et 52 pour Q5.

Interprétation De L'AFD Du Puit 5

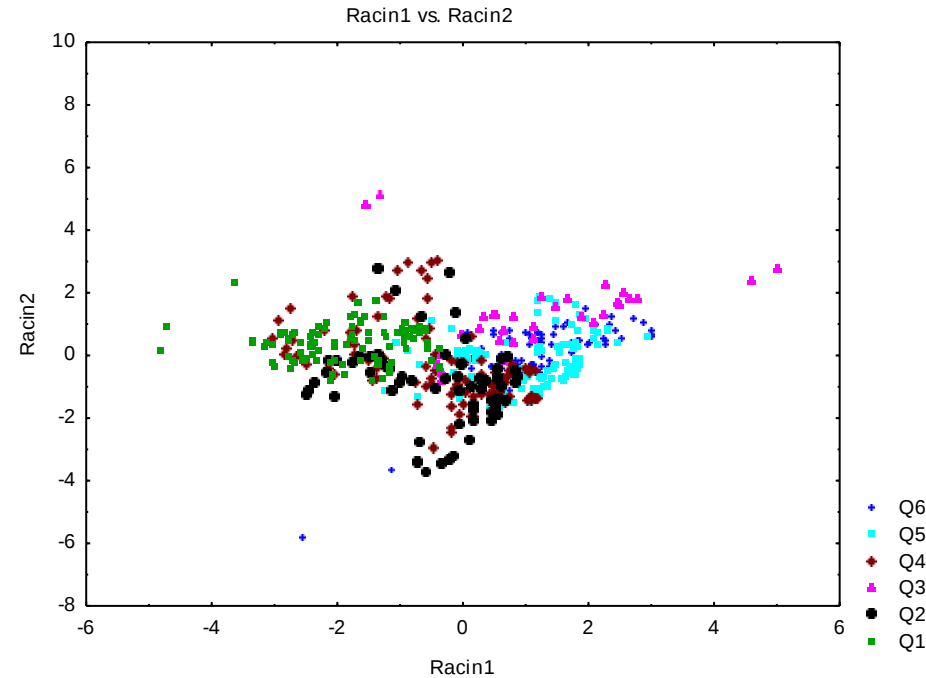


Figure 47: Projection des individus sur le plan factoriel Racine 1–Racine 2 issue de l'analyse discriminante des drains de puit5.

Le nuage de points issu des deux premières fonctions discriminantes (Racin1 et Racin2) permet d'évaluer la structuration spatiale des drains au sein du réservoir quartzitique d'El Hamra. le nuage de points met en évidence une séparation partielle des drains, avec un recouvrement significatif entre plusieurs groupes.

Le groupe Q1 apparaît comme le plus isolé dans le plan factoriel. Cette individualisation spatiale indique une signature géologique spécifique. Le groupe Q5 occupe une position intermédiaire avec une dispersion modérée, traduisant une certaine homogénéité interne mais aussi des interactions avec les groupes voisins, notamment Q4 et Q6. Les groupes Q2, Q3, Q4 et Q6 présentent un chevauchement

Chapitre V : RESULTAT ET DISCUSSION

important, principalement dans la zone centrale du plan factoriel. Ce recouvrement indique une forte similarité des caractéristiques géologiques.

On conclut que les six groupes ne se sépare pas nettement. Le drain Q1 est le groupe le mieux individualisé, tandis que les drains Q2 et Q4 sont les plus difficiles à distinguer. Le chevauchement des points au centre du plan factoriel indique que les profils statistiques de plusieurs groupes sont proches.

Matrice de Classification HGA-5 : Classifications observées Colonnes : Classifications prévues							
	Pourcent	Q6	Q5	Q4	Q3	Q2	Q1
Q6	31,64557	25,00000	49,0000	2,00000	1,00000	2,00000	0,0000
Q5	62,71186	17,00000	74,0000	18,00000	5,00000	4,00000	0,0000
Q4	27,27273	0,00000	33,0000	27,00000	5,00000	9,00000	25,0000
Q3	42,42424	1,00000	13,0000	5,00000	14,00000	0,00000	0,0000
Q2	29,23077	0,00000	16,0000	8,00000	2,00000	19,00000	20,0000
Q1	88,67925	0,00000	0,0000	11,00000	0,00000	1,00000	94,0000
Total	50,60000	43,00000	185,0000	71,00000	27,00000	35,00000	139,0000

Tableau 29 : Matrice de classification des drains Q1 à Q6 par analyse discriminante, puits HGA-5.

La matrice de classification montre que Le drain Q1 présente le meilleur taux de classification avec 88,68 %, confirmant son individualisation observée sur la projection. Cette stabilité traduit une signature géologique bien définie et une homogénéité interne élevée. Le groupe Q5 présente un taux de 62,71 %, indiquant une structure relativement cohérente mais avec des confusions vers Q4 et Q6. Cela confirme une proximité qui peut être hydrogéologique entre ces drains. Le drain Q3 atteint également 42,42 %, mais présente des confusions importantes avec Q5 et Q4, traduisant une continuité géologique entre ces deux unités. Le groupe Q6 montre une performance faible 31,65 %, avec des erreurs réparties surtout vers Q5, confirmant sa position transitionnelle dans le système. les drains Q2 et Q4 présentent de faibles taux de classification 29,23 % et 27,27 %. Ces faibles performances traduisent une absence de signature discriminante claire et une forte superposition avec les autres groupes. En particulier, Q4 est principalement réaffecté vers Q5 et Q1, ce qui suggère une forte similarité géologique entre ces drains. Le drain Q2 est également principalement réaffecté vers Q1 et Q5, confirmant

Chapitre V : RESULTAT ET DISCUSSION

le recouvrement important observé sur le graphe factoriel Donne, pour chaque observation, les probabilités d'appartenance aux groupes Q1 à Q6.. Il confirme que certaines observations sont classées dans les autres drains à la fois. Par exemple pour le drain Q1 : on a 106 observation ou 88.68% sont vraiment appartient au Q 1 donc 94 observations ; les autres appartiennent à : 1 à Q2 ; 11 à Q4. Q2 : on a 65 observations ou 29.23% sont vraiment appartient au Q 2 donc 19 observations ; les autres appartiennent à : 20 à Q1 ; 2 à Q3 ; 8 à Q4 ; 16 à Q5. Q3 : on a 33 observations ou 42.42% sont vraiment appartient au Q 3 donc 14 observations ; les autres appartiennent à : 5 à Q4 ; 13 à Q5 et 1 pour Q6. Q4 : on a 99 observations ou 27.27% sont vraiment appartient au Q 4 donc 27 observations ; les autres appartiennent à : 25 à Q1 ; 9 à Q2 ; 5 à Q3 et 33 pour Q5. Q5 : on a 118 observations ou 62.71% sont vraiment appartient au Q 5 donc 74 observations ; les autres appartiennent à : 4 à Q2 ; 5 à Q3 ; 18 à Q4 et 17 pour Q6. Q6 : on a 79 observations ou 31.65% sont vraiment appartient au Q 6 donc 25 observations ; les autres appartiennentà : 2 à Q2 ; 1 à Q3 ; 2 à Q4 et 49 pour Q5.

Interprétation De L'AFD Du Puit 6

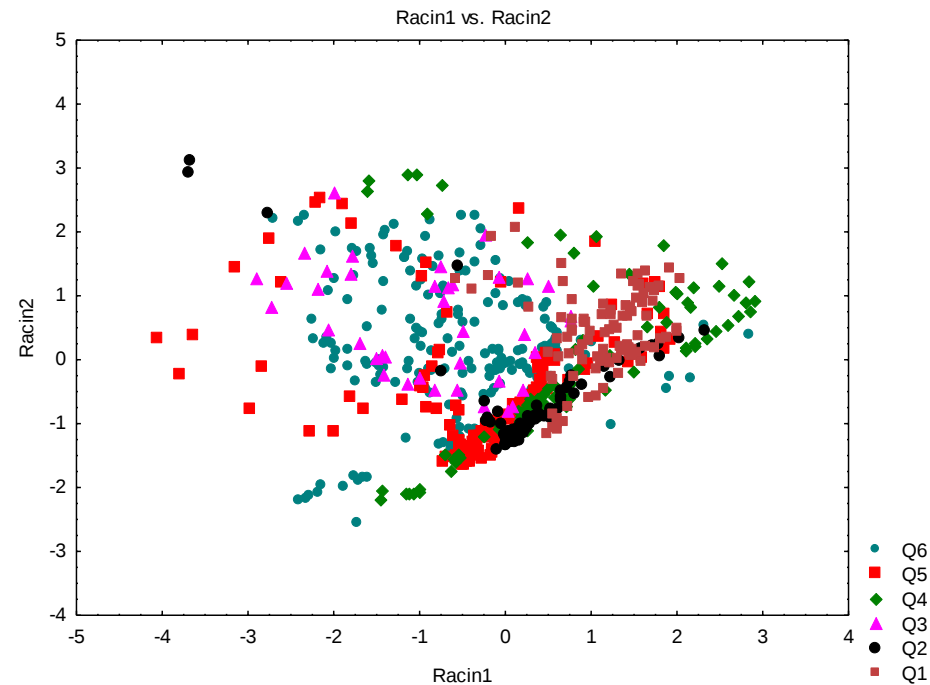


Figure 48: Projection des individus sur le plan factoriel Racine 1–Racine 2 issue de l'analyse discriminante des drains de puit6

Le nuage de points issu des deux premières fonctions discriminantes (Racin1 et Racin2) montre que Le groupe Q1 apparaît comme le plus isolé dans le plan factoriel. Cette individualisation spatiale indique une signature géologique spécifique. Le groupe Q6 occupe une position intermédiaire avec une dispersion modérée, traduisant une certaine homogénéité interne mais aussi des interactions avec les groupes voisins, notamment Q5 et Q1. Les groupes Q2, Q3, Q4 et Q5 présentent un chevauchement important, principalement dans la zone centrale du plan factoriel. Ce recouvrement indique une forte similarité des caractéristiques géologiques. On conclut que les six

Chapitre V : RESULTAT ET DISCUSSION

groupes ne se sépare pas nettement. Le drain Q1 est le groupe le mieux individualisé, tandis que les drains Q2 et Q3 sont les plus difficiles à distinguer. Le chevauchement des points au centre du plan factoriel indique que les profils statistiques de plusieurs groupes sont proches.

	Matrice de Classification HGA-6						
	Pourcent	Q6	Q5	Q4	Q3	Q2	Q1
Q6	67.00507	132	46	4	0	5	10
Q5	53.60000	38	67	7	2	0	11
Q4	14.28571	14	44	14	0	0	26
Q3	0.00000	33	4	1	0	0	1
Q2	13.63636	4	28	16	2	9	7
Q1	68.36735	8	4	13	0	6	67
Total	46.38844	229	193	55	4	20	122

Tableau 30 : Matrice de classification des drains Q1 à Q6 par analyse discriminante, puits HGA-6.

Le drain Q1 présente le meilleur taux de classification avec 68,37%, confirmant son individualisation observée sur la projection. Cette stabilité traduit une signature géologique bien définie et une homogénéité interne élevée. Le groupe Q6 présente un taux de 67,01 %, indiquant une structure relativement cohérente mais avec des confusions vers Q5 et Q1. Cela confirme une proximité qui peut être hydrogéologique entre ces drains. Le drain Q5 atteint également 53,60 %, mais présente des confusions importantes avec Q6, traduisant une continuité géologique entre ces deux unités. Le groupe Q4 montre une performance faible 14,29 %, avec des erreurs réparties entre Q1, Q5 et Q6, confirmant sa position transitionnelle dans le système.

Chapitre V : RESULTAT ET DISCUSSION

Les drains Q2 et Q3 présentent de très faibles taux de classification 13,64 % et 0,00 %. Ces faibles performances traduisent une absence de signature discriminante claire et une forte superposition avec les autres groupes. En particulier, Q3 est principalement réaffecté vers Q6, ce qui suggère une forte similarité géologique entre ces deux drains. Le drain Q2 est également principalement réaffecté vers Q5 et Q4, confirmant le recouvrement important observé sur le graphe factoriel. Donne, pour chaque observation, les probabilités d'appartenance aux groupes Q1 à Q6. Il confirme que certaines observations sont classées dans les autres drains à la fois. Par exemple pour le drain Q1 : on a 98 observations ou 68.37% sont vraiment appartient au Q 1 donc 67 observations ; les autres appartiennent à : 6 à Q2 ; 13 à Q4 ; 4 à Q5 et 8 pour Q6.

Q2 : on a 66 observations ou 13.64% sont vraiment appartient au Q2 donc 9 observations ; les autres appartiennent à : 7 à Q1 ; 2 à Q3 ; 16 à Q4 ; 28 à Q5 et 4 pour Q6. Q3 : on a 39 observations ou 0.00% sont vraiment appartient au Q3 donc 0 observations ; les autres appartiennent à : 1 à Q1 ; 1 à Q4 ; 4 à Q5 et 33 pour Q6. Q4 : on a 98 observations ou 14.29% sont vraiment appartient au Q4 donc 14 observations ; les autres appartiennent à : 26 à Q1 ; 44 à Q5 et 14 pour Q6. Q5 : on a 125 observations ou 53.60% sont vraiment appartient au Q5 donc 67 observations ; les autres appartiennent à : 11 à Q1 ; 2 à Q3 ; 7 à Q4 et 38 pour Q6. Q6 : on a 197 observations ou 67.01% sont vraiment appartient au Q6 donc 132 observations ; les autres appartiennent à : 10 à Q1 ; 5 à Q2 ; 4 à Q4 et 46 pour Q5.

Conclusion du résultats et discussion :

Les résultats de la statistique descriptive univariée montrent que les différents drains ne présentent pas des caractéristiques pétrophysiques homogènes, traduisant une forte hétérogénéité du réservoir. L'analyse des matrices de corrélation met en évidence des relations variables selon les drains. La corrélation la plus élevée entre la perméabilité (KINT) est observée au niveau du drain Q6 ($r = 0,761$), tandis que cette relation devient faible voire indépendante dans d'autres cas. Par ailleurs, le volume d'argile (VCL) présente une corrélation modérée avec la saturation en eau au niveau du drain Q5 ($r = 0,438$), alors que ces paramètres sont indépendants dans le drain Q2. Les analyses bivariées et multivariées, notamment l'Analyse en Composantes Principales (ACP) et la Classification Ascendante Hiérarchique (CAH), confirment ces tendances et mettent en évidence des contrastes significatifs entre les drains. Dans ce contexte, le drain QH4 apparaît comme le plus favorable à l'exploitation en raison de ses meilleures propriétés pétrophysiques. À l'inverse, le drain QH6 se distingue par une forte variabilité de la perméabilité (0 à 1089 mD), alors que la porosité reste relativement homogène (0 à 0,143), ce qui suggère des incohérences ou des incertitudes dans les mesures de perméabilité. Par ailleurs, l'ANOVA confirme l'existence d'une subdivision significative des Quartzites de Hamra en plusieurs unités distinctes. Toutefois, la validation du découpage par l'Analyse Factorielle Discriminante (AFD) révèle un chevauchement entre plusieurs groupes. Le drain QH1 est le mieux discriminé, tandis que les drains QH2 et QH3 présentent la plus faible discrimination et un important recouvrement des populations.

Conclusion générale

Conclusion générale et recommandations

Les Quartzites de Hamra du champ de Hassi Guettar constituent un réservoir ordovicien de nature essentiellement gréseuse quartzitique, dominé par des grès fins à moyens. L'étude pétrographique sur carottes et lames minces met en évidence une cimentation principalement siliceuse, ainsi qu'un réseau de fractures de natures contrastées. Les fractures ouvertes améliorent localement la connectivité et la circulation des fluides, tandis que les fractures colmatées par la silice, les carbonates, la pyrite ou les argiles dégradent la qualité pétrophysique et les performances du réservoir.

L'analyse structurale montre une forte compartimentation du réservoir contrôlée par un système de failles, horsts et grabens. Les données d'imagerie de puits confirment l'importance d'un réseau de fractures naturelles, jouant un rôle majeur dans l'hétérogénéité du réservoir et le contrôle des écoulements.

La caractérisation pétrophysique et statistique des drains révèle une hétérogénéité marquée des propriétés des drains. Les analyses multivariées (ACP et CAH) permettent de structurer et d'interpréter la variabilité des paramètres pétrophysiques, en cohérence avec les analyses bivariées. Le drain QH4 se distingue comme le plus favorable à l'exploitation, caractérisé par une relation positive entre porosité et perméabilité, traduisant une meilleure qualité réservoir. À l'inverse, le drain QH6.

Par ailleurs, les analyses statistiques (ANOVA et Analyse Factorielle Discriminante – AFD) confirment l'organisation des Quartzites de Hamra en plusieurs unités pétrophysiques, tout en mettant en évidence un chevauchement significatif entre les groupes. Le drain QH1 est le mieux individualisé, tandis que les drains QH2 et QH3 présentent une faible discrimination et un recouvrement important, suggérant une hétérogénéité interne élevée et une séparation imparfaite des drains.

Recommandations : Au vu des résultats obtenus sur la discrimination des drains, il est recommandé d'améliorer le découpage des drains en s'appuyant sur des critères complémentaires non exclusivement pétrophysiques :

- Intégrer des **critères structuraux** (failles, fractures majeures, horsts et grabens) dans la définition des limites des drains afin de mieux respecter la compartimentation naturelle du réservoir.
- Utiliser les **données d'imagerie de puits (FMI/OBMI)** pour identifier les zones de fracturation et affiner la continuité latérale des unités.
- Prendre en compte les **variations faciologiques et sédimentologiques** (changements de lithofaciès, architecture des dépôts) dans la construction du modèle de découpage.

References

- Asquith, G., & Krygowski, D. (2004). *Basic Well Log Analysis*. AAPG Methods in Exploration Series.
- Bear, J. (1972). *Dynamics of Fluids in Porous Media*. Elsevier.
- BEICIP–SONATRACH. (2007). *Étude géologique et réservoir du champ de Hassi Guettar et des Quartzites de Hamra*. BEICIP–SONATRACH.
- Boudjemâa, A. (1987). *Évolution structurale du bassin pétrolier triasique du Sahara nord-oriental, Algérie*.
- Dagnelie, P. (2013). *Statistique théorique et appliquée*. Bruxelles: De Boeck.
- Dodge, Y. (2007). *Statistique : dictionnaire encyclopédique*. Paris: Springer.
- Draper, N., & Smith, H. (1998). *Applied Regression Analysis* (éd. 3rd ed.). Wiley.
- Everitt, B., Landau, S., Leese, M., & Stahl, D. (2011). *Cluster Analysis*. Chichester: Wiley.
- Fisher, R. (1925). *Statistical Methods for Research Workers*. Edinburgh: Oliver and Boyd.
- Fisher, R. (1936). The use of multiple measurements in taxonomic problems. *Annals of Eugenics*, 7(2), 179-188.
- Hair, J. (2014). *Multivariate Data Analysis*. Pearson.
- Husson, F., Lê, S., & Pagès, J. (2017). *Exploratory Multivariate Analysis by Example Using R*. Boca Raton: CRC Press.
- Jolliffe, I. (2002). *Principal Component Analysis* (éd. 2nd edition). New York: Springer.
- Journel, A., & Huijbregts, C. (1978). *Mining Geostatistics*. Academic Press.
- Kechiched, R., Bousseniou, A., Haba, A., & Bousba, I. (2018). Geochemical characterization and multivariate statistical analysis of phosphates.
- Microsoft. (2026). *Microsoft Excel, tableur et outil d'analyse de données*.
- Montgomery, D. (2017). *Design and Analysis of Experiments*. Hoboken: Wiley.
- Montgomery, D., Peck, E., & Vining, G. (2012). *Introduction to Linear Regression Analysis* (éd. 5th ed.). Wiley.
- Nelson, R. (2001). *Geologic Analysis of Naturally Fractured Reservoirs*. Gulf Professional Publishing.

- 
- Rider, M., & Kennedy, M. (2011). *The Geological Interpretation of Well Logs* (éd. 3rd ed.). Rider-French Consulting Ltd.
- Saporta, G. (2011). *Probabilités, analyse des données et statistique*. Paris: Technip.
- Schlumberger. (1991). *Log Interpretation Principles/Applications*. Schlumberger Educational Services.
- Serra, O. (1984). *Fundamentals of Well-log Interpretation*. Elsevier.
- SLB. (2026). *Petrel subsurface software*.
- Tiab, D., & Donaldson, E. (2016). *Petrophysics: Theory and Practice of Measuring Reservoir Rock and Fluid Transport Properties* (éd. 4th ed.). Gulf Professional Publishing.
- TIBCO. (2023). *TIBCO Statistica 14.1.0 documentation*.
- Ward, J. (1963). Hierarchical Grouping to Optimize an Objective Function. *Journal of the American Statistical Association*, 58(301), 236-244.
- Wilks, S. (1932). Certain Generalizations in the Analysis of Variance. *Biometrika*, 24(3/4), 471-494.
- Zoback, M. (2007). *Reservoir Geomechanics*. Cambridge University Press.