

UNIVERSITE KASDI MERBAH – OUARGLA

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

DEPARTEMENT DES SCIENCES DE LA TERRE ET DE L'UNIVERS



Mémoire de Master Académique

Domaine : Sciences de la Terre et de l'Univers

Filière : Géologie

Spécialité : Géologie des bassins sédimentaires

THEME

**Caractérisation sédimentologique, pétrographique,
statistique du réservoir Cambro-Ordovicien, champ d'El
Gassi, bassin de Oued M'ya, Sud Algérien**

Présenté par

M. RAHMOUNI Fares

Soutenu publiquement le :

Devant le jury :

Président :	M. LAOUNI Hamza	M. A. A Univ. Ouargla
Promoteur :	M. REMITA Abdellatif	M. A. A Univ. Ouargla
Co-promoteur :	M. AMEUR ZAIMECHE Ouafi	M. A. A Univ. Ouargla
Examineur :	M. DRAOUI Abd Elmalek	M. A. A Univ. Ouargla

Année Universitaire : 2018/2019

الملخص

يعد حقل El Gassi أحد أقدم الحقول في جنوب الجزائر، حيث خضع خلال السنوات الأخيرة لخفض الإنتاج ، لذلك يوصى بإعادة استغلال وتحديث البيانات لتشجيع الإنتاج ، نقدم دراسة تتألف من توصيف رسوبي ، بئروغرافي ومغناطيسي مقرونة بتقسيم إحصائي في جميع أنحاء الخزان ، وهذا ضروري لاختيار الخزان الاحسن. يُظهر التوصيف الرسوبي والإحصائي أن وحدة RaU3B هي الأكثر تحفيزًا بمتوسط مسامية يبلغ 6% ، ونفاذية متوسطة 23 ميلي ، ومتوسط التشبع 68% ومتوسط سمك 12.5 م. يعطي تعيين هاته الاعدادات البترولية استمرارية لهذه الظاهرة في الاتجاه (NE-SW) ، وهو مناسب لاختيار الآبار المفضلة لعملية نصف القطر القصيرة (Short Radius) و هذا لزيادة الإنتاج وتلبية حاجة الاقتصاد.

الكلمات المفتاحية: El Gassi، بئر و غرافيك، مغناطيسي، إحصائيات، RaU3B، رسم الخرائط، Short Radius

RESUMÉ

Le champ d'El Gassi est l'un des plus anciens champs dans le sud algérien, durant les dernières années il a subi un abaissement de production, alors une ré-exploitation et mise à jour des données est recommandée pour promouvoir la production, on présente une étude qui consiste à une caractérisation sédimentologique , pétrographique et diagénétique couplée avec un découpage statistique dans toute le réservoir, elle est nécessaire pour réveiller le meilleur drain. La caractérisation sédimentologique et statistique montre que l'unité RaU3B est la plus promotrice avec une porosité moyenne de 6%, perméabilité moyenne 23 mD, saturation moyenne 68 % et une épaisseur moyenne de 12.5 m. La cartographie de ces paramètres donne une continuité du phénomène dans la direction (NE-SO), qui est favorable pour choisir l'azimut des puits Short Radius pour augmenter la production et répond au besoin de l'économie.

Mots clés : Gassi, Pétrographique, Diagénétique, Statistique, RaU3B, Cartographie, Short Radius.

ABSTRACT

The field of El Gassi is one of the oldest fields in southern Algeria, during the last years it underwent a lowering of production, so a re-exploitation and updating of the data is recommended to promote the production, we present a study that consists of a sedimentological, petrographic and diagenetic characterization coupled with a statistical division throughout the reservoir, it is necessary to awaken the best drain. The sedimentological and statistical characterization shows that the RaU3B unit is the most promoter with an average porosity of 6%, average permeability of 23 mD, average saturation 68% and an average thickness of 12.5 m. The mapping of these parameters gives a continuity of the phenomenon in the direction (NE-SW), which is favorable for choosing the azimuth of Short Radius wells to increase the production and meets the needs of the economy.

Key words: Gassi, petrographic, Diagenetic, Statical, RaU3B, Mapping, Short Radius.

Dédicace

Je dédie ce travail qui n'aura jamais pu voir le jour sans les soutiens indéfectibles et sans limite de mes chers parents qui ne cessent de me donner avec amour le nécessaire pour que je puisse arriver à ce que je suis aujourd'hui. Que dieux vous protège et que la réussite soit toujours à ma portée pour que je puisse vous combler de bonheur.

Je dédie aussi ce travail à

Mon frère et mes sœurs.

Mes chers amis Yacine, Djalal et Fodil.

Mes chers collègues.

Remerciements

Tout d'abord, je tiens à remercier le bon Dieu le tout Puissant de m'avoir donné la force et le courage de mener à bien ce modeste travail.

Je tiens à exprimer toute ma reconnaissance à Mr. **REMITA Abdellatif** et **AMEUR ZAIMECHE Ouafi**. Je les remercie de m'avoir encadré, orienté, aidé et conseillé.

J'adresse mes sincères remerciements à tous les professeurs, intervenants et toutes les personnes qui par leurs paroles, leurs écrits, leurs conseils et leurs critiques ont guidé mes réflexions et ont accepté à mes rencontres et répondu à mes questions durant mes recherches.

Je remercie mes très chers parents qui ont toujours été là pour moi, « Vous avez tout sacrifié pour vos enfants n'épargnant ni santé ni efforts. Vous m'avez donné un magnifique modèle de labeur et de persévérance. Je suis redevable d'une éducation dont je suis fier ».

Je remercie mon frère et mes sœurs pour leur encouragement.

Je tiens à remercier mes amis, pour leur amitié, leur soutien inconditionnel et leur encouragement.

Je remercie Mr. **ZEKKOUR** pour m'avoir facilité l'accès aux données.

Enfin, je remercie tous mes collègues qui m'ont apporté leur support moral et intellectuel tout au long de ma démarche.

A tous ces intervenants, je présente mes remerciements, mon respect et ma gratitude.

SOMMAIRE

DEDICACES

Remerciements

Liste des Abréviations

Liste des Figures

Liste des Tableaux

Résumé

Introduction Générale.....1

Chapitre I Géologie régionale et locale du champ GEA

Introduction

1. Cadre régional du bassin de l'Oued M'ya.....2

1.1 Situation géographique du l'Oued M'ya.....2

1.2 Situation géologique du l'Oued M'ya.....4

1.3 Stratigraphie.....4

2. Cadre Locale.....6

2.1 Aperçu Historique de la découverte du champ.....6

2.2 Situation géographique du champ.....7

2.3 Situation géologique du champ.....8

2.4 La Sédimentologie et Lithostratigraphie du Gassi-El Agreb.....9

2.4.1 La sédimentologie.....9

2.4.2 La lithostratigraphie.....10

2.5 La structure du champ.....14

2.6 La tectonique du champ.....15

Conclusion.....16

Chapitre II Problématique et généralité sur le Short Radius

Problématique.....17

Introduction.....17

1. Historique de Short Radius.....17

2. Définition de Short Radius.....	17
3. Les avantages de Short Radius.....	18
4. Les inconvénients de Short Radius.....	18
Conclusion.....	19

Chapitre III Moyens et Méthodes

Introduction.....	20
1. Les paramètres pétrophysique utilisés.....	20
1.1 La porosité.....	20
1.1.1 Méthodes directes.....	20
1.1.2 Méthodes indirectes.....	21
1.2 La perméabilité.....	21
1.2.1 Méthodes directes.....	21
1.2.2 Méthodes indirectes.....	21
1.3 Le Volume d'Argiles.....	21
1.4 La saturation.....	22
2. Les méthodes statistiques utilisées.....	22
2.1 Analyse des données Mono-Varié.....	22
2.2 Analyse des données Bi-Varié.....	23
2.3 Analyse des données Multi-Varié.....	23
2.4 Rappels sur la statistique.....	24
2.4.1 Le Mode.....	24
2.4.2 La Médiane.....	24
2.4.3 La Variance.....	24
2.4.4 L'Ecart type.....	24
2.4.5 Coefficient de variation.....	24
2.4.6 Les Histogrammes.....	24

2.4.7 Analyse en composantes principales ACP.....	24
3. Logiciel utilisés.....	25
3.1 Logiciel Excel.....	25
3.2 Logiciel STATISTICA 8.....	25
3.3 Logiciel Surfer 12.....	25
4. Schéma illustratif de méthodologie pour réaliser un Short Radius.....	26

Chapitre IV Résultats et Discussion

1. Caractérisation sédimentologique du réservoir Cambrien.....	27
1.1 La zone des alternances (ZDA).....	27
a) Interprétation des Logs Wireline.....	27
b) La faciologie.....	28
1.2 Le Ri.....	28
a) Interprétation des Logs Wireline.....	28
b) La faciologie.....	29
1.3 Le RaU.....	30
a) Interprétation des Logs Wireline.....	30
a).1 RaU4.....	30
a).2 RaU3.....	31
a).3 RaU2.....	31
a).4 RaU1.....	32
1.4 Le RaL.....	33
a) Interprétation des Logs Wireline.....	33
b) La faciologie.....	34
2. Caractérisation statistique du réservoir Cambrien.....	35
2.1 Les étapes de traitement statistique des données.....	35
2.2 Traitement statistique des différentes unités du réservoir Cambrien.....	36

2.2.1 Analyse monovariée statistique élémentaire.....	36
a) L'unité RaU1A.....	37
b) L'unité RaU1B.....	38
c) L'unité RaU2.....	38
d) L'unité RaU3A.....	38
e) L'unité RaU3B.....	38
f) L'unité RaU4.....	39
g) L'unité Base Ri.....	39
h) L'unité Ri1.....	39
i) L'unité Ri2.....	40
j) L'unité Ri3.....	40
k) L'unité ZDA.....	40
2.2.2 Analyse bivariée Matrice de corrélation.....	41
2.2.3 Interprétation de l'analyse en composante principale, les histogrammes de fréquences relatives, graphe de probabilité de chaque unité.....	42
1) L'unité RaU1A.....	42
a) Interprétation de l'analyse en composantes principales ACP.....	42
b) Interprétation les résultats d'histogramme des fréquences relative et graphe de la probabilité des paramètres petro-physiques de l'unité RaU1A.....	43
Perméabilité.....	43
Porosité.....	44
Saturation.....	45
2) Unité RaU1B.....	45
a) Interprétation de l'analyse en composantes principales ACP.....	45
b) Interprétation les résultats d'histogramme des fréquences relative et graphe de la probabilité des paramètres petro-physiques de l'unité RaU1B.....	46
Perméabilité.....	46

Porosité.....	47
Saturation.....	47
3) L'unité RaU2.....	48
a) Interprétation de l'analyse en composantes principales ACP.....	48
b) Interprétation les résultats d'histogramme des fréquences relative et graphe de la probabilité des paramètres petro-physiques de l'unité RaU2.....	49
Perméabilité.....	49
Porosité.....	50
Saturation.....	50
4) L'unité RaU3A.....	51
a) Interprétation de l'analyse en composantes principales ACP.....	51
b) Interprétation les résultats d'histogramme des fréquences relative et graphe de la probabilité des paramètres petro-physiques de l'unité RaU3A.....	51
Perméabilité.....	51
Porosité.....	52
Saturation.....	53
5) L'unité RaU3B.....	53
a) Interprétation de l'analyse en composantes principales ACP.....	53
b) Interprétation les résultats d'histogramme des fréquences relative et graphe de la probabilité des paramètres petro-physiques de l'unité RaU3B.....	54
Perméabilité.....	54
Porosité.....	55
Saturation.....	55
6) L'unité RaU4.....	56
a) Interprétation de l'analyse en composantes principales ACP.....	56
b) Interprétation les résultats d'histogramme des fréquences relative et graphe de la probabilité des paramètres petro-physiques de l'unité RaU4.....	57

Perméabilité.....	57
Porosité.....	57
Saturation.....	58
7) L'unité Base Ri.....	58
a) Interprétation de l'analyse en composantes principales ACP.....	58
b) Interprétation les résultats d'histogramme des fréquences relative et graphe de la probabilité des paramètres petro-physiques de l'unité Base Ri.....	59
Perméabilité.....	59
Porosité.....	60
Saturation.....	61
8) L'unité Ri1.....	61
a) Interprétation de l'analyse en composantes principales ACP.....	61
b) Interprétation les résultats d'histogramme des fréquences relative et graphe de la probabilité des paramètres petro-physiques de l'unité Ri1.....	62
Perméabilité.....	62
Porosité.....	63
Saturation.....	63
9) L'unité Ri2.....	64
a) Interprétation de l'analyse en composantes principales ACP.....	64
b) Interprétation les résultats d'histogramme des fréquences relative et graphe de la probabilité des paramètres petro-physiques de l'unité Ri2.....	64
Perméabilité.....	64
Porosité.....	65
Saturation.....	66
10) L'unité Ri3.....	66
a) Interprétation de l'analyse en composantes principales ACP.....	66

b) Interprétation les résultats d'histogramme des fréquences relative et graphe de la probabilité des paramètres petro-physiques de l'unité Ri3.....	67
Perméabilité.....	67
Porosité.....	68
Saturation.....	69
11) L'unité ZDA.....	69
a) Interprétation de l'analyse en composantes principales ACP.....	69
b) Interprétation les résultats d'histogramme des fréquences relative et graphe de la probabilité des paramètres petro-physiques de l'unité ZDA.....	70
Perméabilité.....	70
Porosité.....	71
Saturation.....	72
3. Caractérisation de l'unité RaU3B.....	73
3.1 Faciologie de RaU3B.....	73
3.2 Pétrographie de RaU3B.....	74
3.2.1 La description des lames minces.....	74
a) Lame mince N°01.....	74
b) Lame mince N°02.....	75
c) Lame mince N°03.....	75
d) Lame mince N°04.....	75
e) Lame mince N°05.....	75
f) Lame mince N°06.....	75
3.3 Minéralogie de RaU3B.....	77
3.4 Cartographie de RaU3B.....	80
a) La répartition des puits de Gassi El Agreb.....	80
b) Carte Iso-perméabilité.....	81
c) Carte Iso-porosité.....	82

d) Carte Iso-Saturation.....	83
e) Carte d'épaisseur de RaU3B.....	84
4. Caractérisation des fractures du champ Gassi El Agreb.....	85
Conclusion.....	86
Conclusion Générale.....	87

Références bibliographique

Annexe

Liste des Abréviations

ACP : Analyse en composante principale

GEA : Gassi El Agreb

GRc : Gamma Ray corrigé

GS : Gassi

K : Perméabilité

Ke : Perméabilité efficace

Kr : Perméabilité relative

Max : Maximum

Min : Minimum

mD : Mili Darcy

Moy : Moyenne

SNPA : Société Nationale des Pétroles Aquitaine

SP : Potentiel Spontané

So : Saturation en huile

Sw : Saturation en eau

Vcl : Volume d'Argile

Vp : Volume des pores

Vsh : Volume d'Argiles

Φ : Porosité

Φ_t : Porosité Totale

Φ_e : Porosité efficace

QO : Quartz Overgrowth

API : American petroleum institute

ROP : Rotation of pénétration

LISTE DES FIGURES

Figure-1	Situation géologique de Bassin l'Oued M'ya.....	3
Figure-2	Coupe litho stratigraphique type des bassins de l'Oued M'ya.....	5
Figure-3	Situation géographique du champ Gassi-El Agreb.....	7
Figure-4	Situation géologique du champ Gassi-El Agreb.....	8
Figure-5	Situation géologique du champ Gassi-El Agreb.....	9
Figure-6	Représentation Paléo-environnementale des Facies Cambro-Ordoviciens....	10
Figure-7	Colonne Litho-stratigraphique du champ Gassi El Agreb.....	11
Figure-8	Architecture d'un Short Radius.....	18
Figure-9	la porosité.....	20
Figure-10	la perméabilité.....	21
Figure-11	la saturation.....	22
Figure-12	Schéma illustratif de la méthodologie de travail.....	26
Figure-13	Logs Wireline de la zone des alternances.....	27
Figure-14	Carottes typiques de la section zone des alternances.....	28
Figure-15	Logs Wireline de l'unité Ri.....	29
Figure-16	Carotte de la limite Base Ri et Ri.....	29
Figure-17	Carotte de la section Ri.....	30
Figure-18	Logs Wireline de RaU4.....	30
Figure-19	Logs Wireline de RaU3.....	31
Figure-20	Logs Wireline de RaU2.....	32
Figure-21	Logs Wireline de RaU1.....	32
Figure-22	Logs Wireline de RaL.....	33
Figure-23	Carottes de la section typique du RaL.....	34
Figure-24	Organigramme des étapes de traitement statistique des données.....	35
Figure-25	Cercles de corrélation de l'ACP sur l'ensemble de données des paramètres pétrophysiques de l'unité RaU1A.....	43
Figure-26	Histogramme des fréquences relative et Graphe de la probabilité des perméabilités de l'unité RaU1A.....	44
Figure-27	Histogramme des fréquences relative et Graphe de la probabilité des porosités de l'unité RaU1A.....	44
Figure-28	Histogramme des fréquences relative et Graphe de la probabilité des saturations de l'unité RaU1A.....	45
Figure-29	Cercles de corrélation de l'ACP sur l'ensemble de données des paramètres pétrophysiques de l'unité RaU1B.....	46

Figure-30	Histogramme des fréquences relative et Graphe de la probabilité des perméabilités de l'unité RaU1B.....46
Figure-31	Histogramme des fréquences relative et Graphe de la probabilité des porosités de l'unité RaU1B.....47
Figure-32	Histogramme des fréquences relative et Graphe de la probabilité des saturations de l'unité RaU1B.....48
Figure-33	Cercles de corrélation de l'ACP sur l'ensemble de données des paramètres pétrophysiques de l'unité RaU2.....49
Figure-34	Histogramme des fréquences relative et Graphe de la probabilité des perméabilités de l'unité RaU2.....49
Figure-35	Histogramme des fréquences relative et Graphe de la probabilité des porosités de l'unité RaU2.....50
Figure-36	Histogramme des fréquences relative et Graphe de la probabilité des saturations de l'unité RaU2.....50
Figure-37	Cercles de corrélation de l'ACP sur l'ensemble de données des paramètres pétrophysiques de l'unité RaU3A.....51
Figure-38	Histogramme des fréquences relative et Graphe de la probabilité des perméabilités de l'unité RaU3A.....52
Figure-39	Histogramme des fréquences relative et Graphe de la probabilité des porosités de l'unité RaU3A.....52
Figure-40	Histogramme des fréquences relative et Graphe de la probabilité des saturations de l'unité RaU3A.....53
Figure-41	Cercles de corrélation de l'ACP sur l'ensemble de données des paramètres pétro-physiques de l'unité RaU3B.....54
Figure-42	Histogramme des fréquences relative et Graphe de la probabilité des perméabilités de l'unité RaU3B.....54
Figure-43	Histogramme des fréquences relative et Graphe de la probabilité des porosités de l'unité RaU3B.....55
Figure-44	Histogramme des fréquences relative et Graphe de la probabilité des saturations de l'unité RaU3B.....55
Figure-45	Cercles de corrélation de l'ACP sur l'ensemble de données des paramètres pétrophysiques de l'unité RaU4.....56
Figure-46	Histogramme des fréquences relative et Graphe de la probabilité des perméabilités de l'unité RaU4.....57
Figure-47	Histogramme des fréquences relative et Graphe de la probabilité des porosités de l'unité RaU4.....58
Figure-48	Histogramme des fréquences relative et Graphe de la probabilité des saturations de l'unité RaU4.....58
Figure-49	Cercles de corrélation de l'ACP sur l'ensemble de données des paramètres pétrophysiques de l'unité Base Ri.....59
Figure-50	Histogramme des fréquences relative et Graphe de la probabilité des perméabilités de l'unité Base Ri.....60
Figure-51	Histogramme des fréquences relative et Graphe de la probabilité des porosités de l'unité Base Ri.....60
Figure-52	Histogramme des fréquences relative et Graphe de la probabilité des Saturations de l'unité Base Ri.....61
Figure-53	Cercles de corrélation de l'ACP sur l'ensemble de données des paramètres pétrophysiques de l'unité Ri1.....62

Figure-54	Histogramme des fréquences relative et Graphe de la probabilité des perméabilités de l'unité Ri1.....62
Figure-55	Histogramme des fréquences relative et Graphe de la probabilité des Porosités de l'unité Ri1.....63
Figure-56	Histogramme des fréquences relative et Graphe de la probabilité des Saturations de l'unité Ri1.....63
Figure-57	Cercles de corrélation de l'ACP sur l'ensemble de données des paramètres pétrophysiques de l'unité Ri2.....64
Figure-58	Histogramme des fréquences relative et Graphe de la probabilité des perméabilités de l'unité Ri2.....65
Figure-59	Histogramme des fréquences relative et Graphe de la probabilité des Porosités de l'unité Ri2.....65
Figure-60	Histogramme des fréquences relative et Graphe de la probabilité des Saturations de l'unité Ri2.....66
Figure-61	Cercles de corrélation de l'ACP sur l'ensemble de données des paramètres pétrophysiques de l'unité Ri3.....67
Figure-62	Histogramme des fréquences relative et Graphe de la probabilité des perméabilités de l'unité Ri3.....68
Figure-63	Histogramme des fréquences relative et Graphe de la probabilité des Porosités de l'unité Ri3.....68
Figure-64	Histogramme des fréquences relative et Graphe de la probabilité des Saturations de l'unité Ri3.....69
Figure-65	Cercles de corrélation de l'ACP sur l'ensemble de données des paramètres pétrophysiques de l'unité ZDA.....70
Figure-66	Histogramme des fréquences relative et Graphe de la probabilité des perméabilités de l'unité ZDA.....71
Figure-67	Histogramme des fréquences relative et Graphe de la probabilité des Porosités de l'unité ZDA.....71
Figure-68	Histogramme des fréquences relative et Graphe de la probabilité des Saturations de l'unité ZDA.....72
Figure-69	Banc sédimentaire Cambrien de Djebel Assar-Illizi.....73
Figure-70	Carotte de la section typique de RaU3B.....74
Figure-71	Lames minces de la pétrographie du RaU3B.....76
Figure-72	Graphes de composition minéralogique sur GS-08.....77
Figure-73	Graphes de composition minéralogique sur GS-09.....78
Figure-74	Carte de répartition des puits du Gassi El Agreb.....80
Figure-75	Carte iso-perméabilité de l'unité RaU3B.....81
Figure-76	Carte iso-porosité de l'unité RaU3B.....82
Figure-77	Carte iso-saturation de l'unité RaU3B.....83
Figure-78	Carte d'épaisseur de l'unité RaU3B.....84
Figure-79	Carte des types de fractures du champ Gassi El Agreb.....85

LISTE DES TABLEAUX

Tableau-1	Tableau des statistiques élémentaires de toutes unités.....36
Tableau-2	Tableau de Matrice de Corrélacion de chaque unité.....41
Tableau-3	Résultats des compositions minéralogiques de DRX.....Annexe

Résumé

Le champ d'El Gassi est l'un des plus anciens champs dans le sud algérien, durant les dernières années il a subi un abaissement de production, alors une ré-exploitation et mise à jour des données est recommandée pour promouvoir la production, on présente une étude qui consiste à une caractérisation sédimentologique, pétrographique et diagénétique couplée avec un découpage statistique dans tout le réservoir, elle est nécessaire pour réveiller le meilleur drain. La caractérisation sédimentologique et statistique montre que l'unité RaU3B est la plus promotrice avec une porosité moyenne de 6%, perméabilité moyenne 23 mD, saturation moyenne 68 % et une épaisseur moyenne de 12.5 m. La cartographie de ces paramètres donne une continuité du phénomène dans la direction (NE-SO), qui est favorable pour choisir l'azimut des puits Short Radius pour augmenter la production et répondre au besoin de l'économie.

Mots clés : Gassi, Pétrographique, Diagénétique, Statistique, RaU3B, Cartographie, Short Radius.

Abstract

The field of El Gassi is one of the oldest fields in southern Algeria, during the last years it underwent a lowering of production, so a re-exploitation and updating of the data is recommended to promote the production, we present a study that consists of a sedimentological, petrographic and diagenetic characterization coupled with a statistical division throughout the reservoir, it is necessary to awaken the best drain. The sedimentological and statistical characterization shows that the RaU3B unit is the most promoter with an average porosity of 6%, average permeability of 23 mD, average saturation 68% and an average thickness of 12.5 m. The mapping of these parameters gives a continuity of the phenomenon in the direction (NE-SW), which is favorable for choosing the azimuth of Short Radius wells to increase the production and meets the needs of the economy.

Key words: Gassi, petrographic, Diagenetic, Statical, RaU3B, Mapping, Short Radius.

الملخص

يعد حقل El Gassi أحد أقدم الحقول في جنوب الجزائر، حيث خضع خلال السنوات الأخيرة لخفض الإنتاج ، لذلك يوصى بإعادة استغلال وتحديث البيانات لتشجيع الإنتاج ، نقدم دراسة تتألف من توصيف رسوبي ، بتر و جرافي ومغناطيسي مقرونة بتقسيم إحصائي في جميع أنحاء الخزان ، وهذا ضروري لاختيار الخزان الاحسن. يُظهر التوصيف الرسوبي والإحصائي أن وحدة RaU3B هي الأكثر تحفيزًا بمتوسط مسامية يبلغ 6% ، ونفاذية متوسطة 23 ميلي ، ومتوسط التشبع 68% ومتوسط سمك 12.5 م. يعطي تعيين هاته الاعدادات البترولية استمرارية لهذه الظاهرة في الاتجاه (NE-SW) ، وهو مناسب لاختيار الآبار المفضلة لعملية نصف القطر القصيرة (Short Radius) و هذا لزيادة الإنتاج وتلبية حاجة الاقتصاد.

الكلمات المفتاحية : El Gassi ، بتر و جرافيك ، مغناطيسي ، إحصائيات ، RaU3B ، رسم الخرائط ، Short Radius

Introduction générale

Introduction générale

Les hydrocarbures sont la source d'énergie la plus utilisée dans le monde, L'homme est toujours en train de découvrir des nouveaux gisements pour exploiter cette richesse.

Le champ Gassi-el Agreb (GEA) dans la dépression de l'Oued M'ya, est situé au Sud-Ouest de Hassi Messaoud. Il s'étend sur une superficie d'environ 820 Km², produisant de l'huile dans le réservoir Cambrien. Découvert en 1956, mis en production en 1959.

Il comporte trois gisements indépendants El Gassi, découvert en Mars 1956, Zotti, découvert en 1959 et El Agreb, découvert en 1963.

Le champ a connu une chute de production, malgré les interventions périodiques au niveau des puits, on n'a pas pu rétablir la production. Plusieurs solutions ont été envisagées pour remédier à ce problème.

Le Short Radius est parmi les techniques utilisées pour la reprise et l'augmentation de la production des puits, notre approche consiste à une caractérisation sédimentologique et statistique de réservoir Cambrien du ce champ pour déterminer le meilleur drain, une étude sédimentologique et diagénétique a été faite sur l'unité de réservoir la plus promotrice pour obtenir plus d'informations et compréhension. On a fini le travail par une cartographie des paramètres pétrophysiques de cette unité pour déduire la répartition, la continuité et direction des bonnes valeurs de ces paramètres. Cette étude va nous aider à déterminer les puits candidats, la continuité, la direction et l'azimut favorable pour cibler la méthode Short Radius.

L'étude est subdivisée en quatre chapitres :

- Le premier chapitre présente une généralité sur le bassin d'Oued M'ya et le champ de Gassi El Agreb.
- Le deuxième chapitre, on base sur la présentation de la problématique et une généralité sur le Short Radius.
- Le Troisième chapitre, on montre les Matériels et Méthodes utilisées dans cette étude.
- Le Quatrième chapitre, on présente les résultats obtenus avec les interprétations et les discussions à l'aide de méthodes utilisées.

Une conclusion finale, qui présente le fruit de notre étude avec des recommandations pour les appliquer sur le champ de Gassi-El Agreb.

Chapitre I

**Généralité sur
L'Oued M'ya
Et
Gassi El Agreb**

Introduction :

La plateforme saharienne dont notre région d'étude fait partie est située au Sud de l'Algérie alpine et appartient au Craton nord-africain. Elle comprend un socle précambrien sur lequel repose en discordance une puissante couverture sédimentaire, structurée au Paléozoïque en plusieurs bassins séparés par des zones hautes.

On distingue le champ Gassi-El Agreb du bassin l'Oued M'ya qui se trouve dans la partie Sud-Ouest de Hassi Messaoud, il est découvert en 1956 et mis en production en 1959, le but est d'exploiter le réservoir Cambro-Ordovicien de ce dernier.

Le champ a défini une chute de production après des années d'exploitation, l'objectif de notre approche est de déterminer le meilleur drain du réservoir Cambrien pour cibler quelques méthodes techniques développées comme le Short Radius.

1. Cadre régionale du bassin de l'Oued M'ya

1.1 Situation géographique de l'Oued M'ya

L'Oued M'ya est un bassin de la plate-forme saharienne, correspondant à la partie occidentale de la province triasique, couvrant une superficie de 400 000 km², Les limites géographiques se présentent comme les meilleurs repères (**Figure-1**).

- Les parallèles 31°15' et 33°00' limitent respectivement ensemble au sud et au nord.
- Les méridiens 6°15' et 3°30' limitent l'est et l'ouest.

Englobant les blocs :439-438-425-422-437-436-3178-420-419-418-417et416, appartenant au district IV de la Sonatrach.

Le bassin est limité par le haut structural Djemaa-Touggourt au nord, le bassin du Mouydir au sud, le haut structural d'Amguid-Messaoud a l'est, et la voûte d'Allal a l'ouest (**Figure-1**).

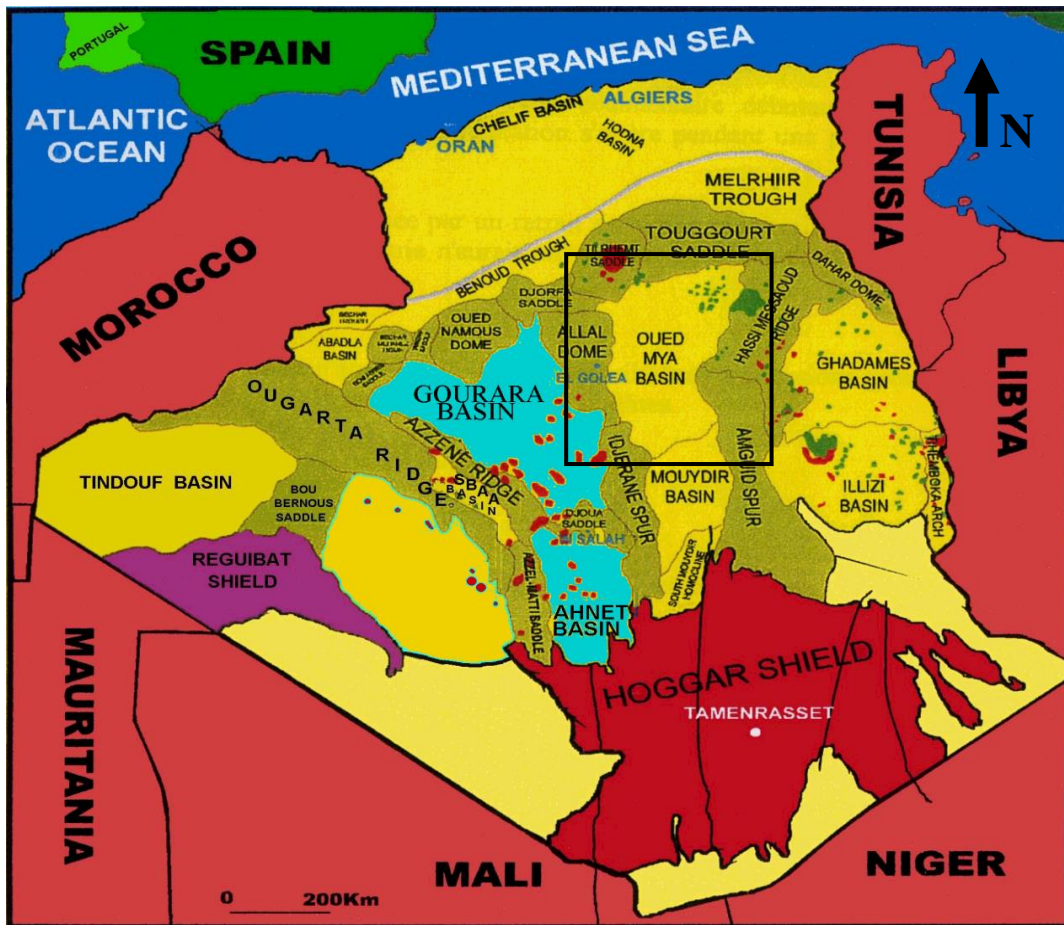


Figure-1 : Situation géologique de Bassin l'Oued M'ya
(WEC2007)

1.2 Situation géologique du bassin l'Oued M'ya

La région de l'Oued M'ya ne constitue qu'un sous bassin intra-cratonique. Sa bordure Nord s'ennoie progressivement vers la flexure saharienne où l'existence d'un fossé très subsides au mésozoïque donnera naissance à la chaîne péri-cratonique de l'atlas saharien.

L'évolution de la région de l'Oued Mya depuis le Cambrien comporte deux étapes majeures :

- 1- La sédimentation du paléozoïque, pratiquement restreinte au paléozoïque inférieur et sa structuration pré-hercynienne.
- 2- La création d'un bassin au trias et son évolution au cours du mésozoïque et du tertiaire.

Ces deux étapes principales de l'histoire régionale conduisent a considérer deux mégacycles sédimentaires, paléozoïque et mésozoïque, classiquement séparés par la discordance hercynienne, avec la pérennité pendant tout le paléozoïque des zones hautes structurant la région.

1.3 Stratigraphie

Dans la partie septentrionale de la plate-forme (Oued M'ya), la série sédimentaire type dont l'épaisseur peut atteindre 6 000 mètres (**Figure-2**), présente des dépôts paléozoïques souvent érodés jusqu'à l'Ordovicien et le cambrien.

- Le mésozoïque, discordant sur le paléozoïque, est présent du trias au crétacé.
- Le cénozoïque est représenté par une mince série détritique du mio- pliocène.

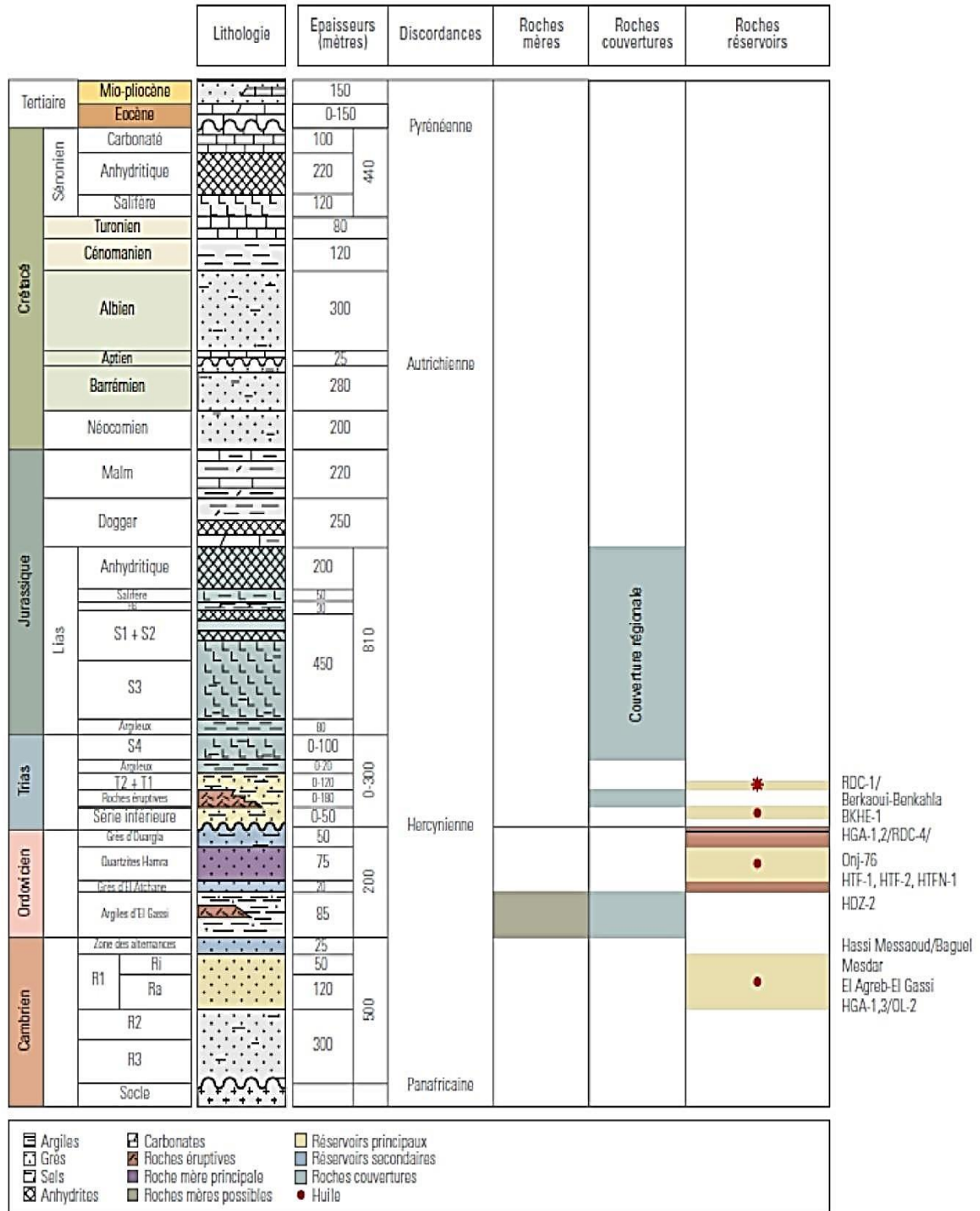


Figure-2 : Colonne litho stratigraphique type des bassins de l'oued M'ya

(SONATRACH et SCHLUMBERGER, 2007).

2. Cadre local

2.1 Aperçu historique de la découverte du champ

Le permis de développement du champ d'EL Gassi est obtenu en mars 1958 par la société nationale des pétroles d'aquitaine SNPA, ce permis couvre respectivement une surface de 2000Km² et 4400Km².

L'interprétation sismique de cette partie du Sahara Algérien révèle l'existence d'une structure anticlinale à la base du bassin.

En avril 1959 la découverte d'El Gassi par le premier puits foré GS-01 qui a confirmé les hypothèses sismiques et l'existence d'un potentiel d'huile.

En novembre 1959, le forage du puits AR-01 confirme lui aussi la présence d'huile dans la structure de Zotti.

La mise en production de ces trois champs est faite respectivement, en juillet 1959, décembre 1963 et juillet 1960.

En 1971 (24 février) après la nationalisation des hydrocarbures la SONATRACH a utilisé de nouvelles méthodes de prospection pour une meilleure planification de recherche pétrolière.

Au début des années quatre-vingt-dix jusqu'à l'actuel la SONATRACH est en train d'entamer une nouvelle politique, à savoir le partenariat avec les sociétés étrangères et entre ainsi dans la phase opérationnelle des gisements de pétrole et de gaz.

2.2 Situation géographique

Le gisement d'El Gassi se trouve dans la localité Sud-Ouest du champ de Hassi Messaoud, à environ 100 Km de la ville de Hassi Messaoud et à 950 Km du centre Alger. (Figure-3)

Il est limité par :

- les méridiens 4° et 6° Est-Ouest.
- les parallèles 30° et 32° Nord-Sud.

Le gisement d'El Gassi fait en quelque sorte la jonction entre le gisement de Hassi Messaoud (100 Km) et le gisement de Zotti (25 Km).

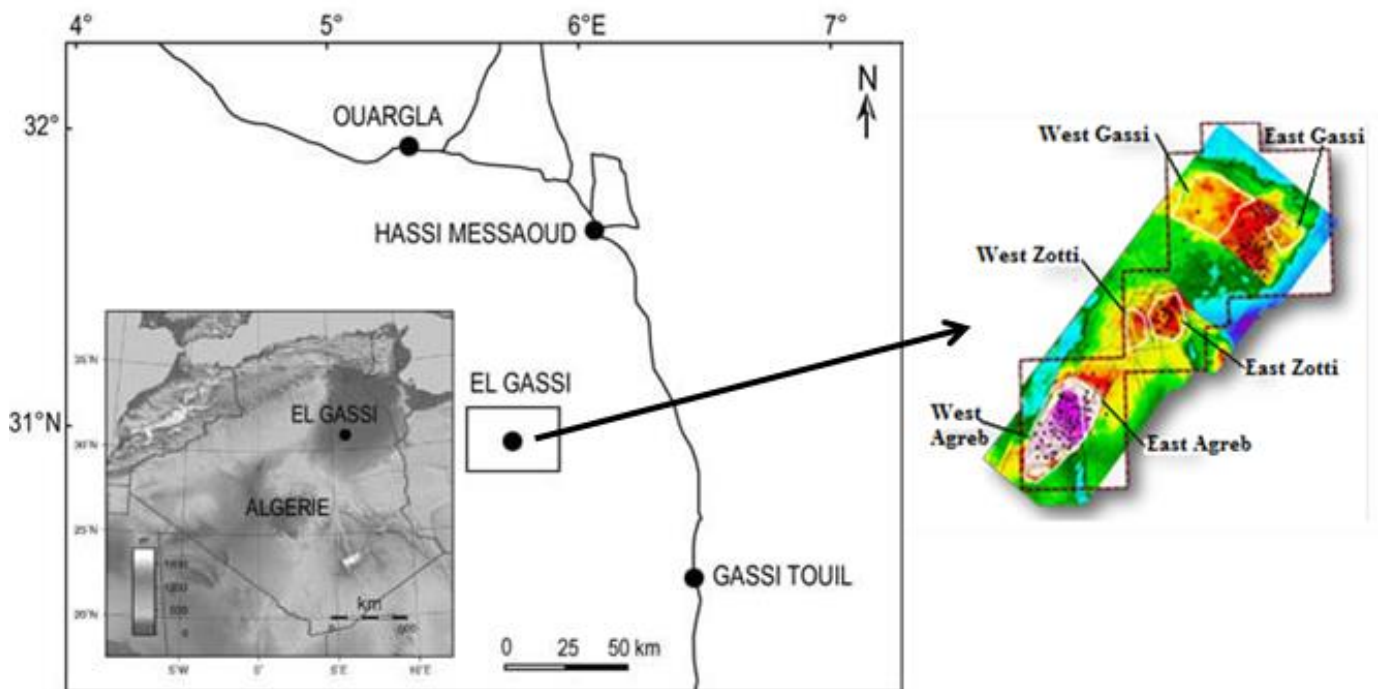


Figure-3 : Situation géographique du champ Gassi-El Agreb

2.3 Situation géologique du champ

Le bourrelet d'El Agreb-El Gassi s'allonge sur 130 Km, sa largeur est de 8 à 18 Km, il correspond aux blocs (431, 439 et 429b) et apparaît au nord de district six.

De point de vue géologique le gisement d'El Gassi se localise au nord du bourrelet d'El Agreb -El Gassi, ce dernier est limité (**Figure-4**) et (**Figure-5**) :

- **du Nord** : par le dôme de Hassi Messaoud.
- **du Sud** : par le mole structural d'Amguid El Biod.
- **de l'Ouest** : par le Bassin de Oued Mya.
- **de l'Est** : par le bassin de Ghadamès.

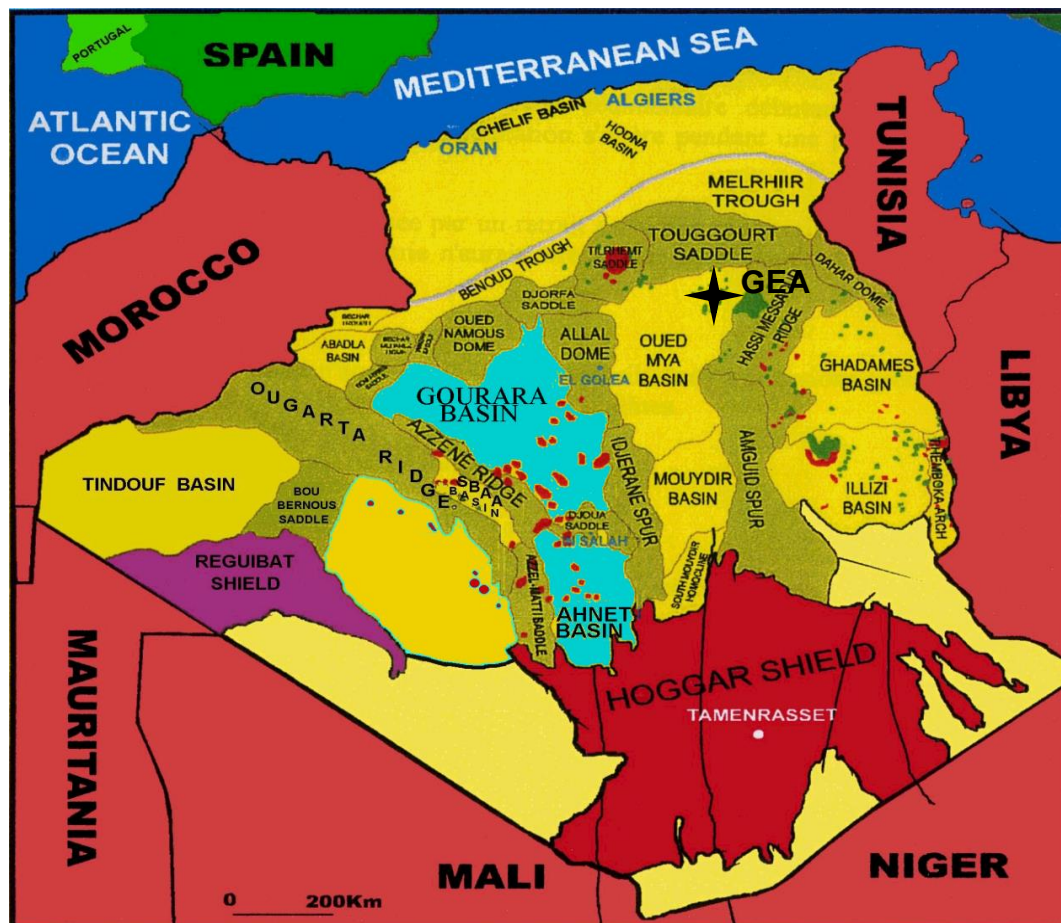


Figure-4 : Situation géographique du champ Gassi-El Agreb
(WEC2007)



Figure-5 : Situation géologique du champ Gassi-El Agreb
(WEC2007)

2.4. La Sédimentologie et Lithostratigraphie du Gassi-El Agreb

2.4.1 La sédimentologie

L'huile est présente à GEA dans les 50-100 mètres supérieurs de la succession du Cambrien Supérieur, série formée de sédiments gréseux fluviaux à marins et Siltstones d'un milieu tidal deltaïque. Les intervalles carottés montrent une déposition semblable à celle du delta moderne du Ganges-Brahmaputra qui s'étend sur des centaines de kilomètres.

La zone de GEA représente seulement une partie minime d'un environnement latérale extensif étendu sur une grande partie du craton Nord-Africain durant le Cambrien.

La sédimentologie est consistante sur des grandes distances, reflétant la nature Platte d'une plate-forme cratonique à cette époque, et l'absence de végétation. La stratigraphie peut être définie par une variation de l'environnement de déposition.

Une activation syn-sédimentaire /précoce le long des failles préexistantes peut être l'origine des variations locales mineures des processus sédimentaires affectant l'isopaque Cambrien.

Le model de dépôt à GEA est une progression graduelle de l'influence maritimes sur la sédimentation d'une plateforme stable de bas-relief et une (**Figure-6**). Les majorités des litho-zones représentent un passage transitoire d'un milieu fluviatile à un milieu marin peu profond s'étendant sur des milliers de kilomètres avec des épaisseurs pratiquement constants.

Les formations peuvent être considérées comme des facies largement étendus. (Robertson, 2014)

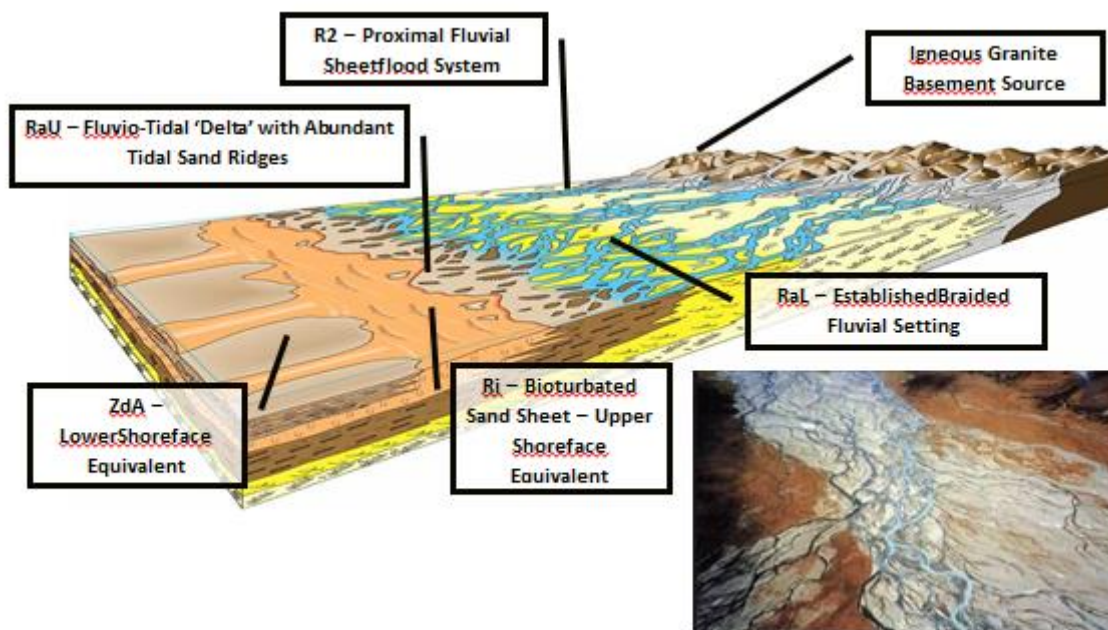


Figure-6 : Représentation Paléo-environnementale des Facies Cambro-Ordoviciens.

(Robertson 2014)

2.4.2 Lithostratigraphie du champ

La colonne litho stratigraphique (**Figure-7**) donne une description lithologique succincte des formations qui affleurent dans notre zone d'étude.

La série stratigraphique de la région d'étude présente une couverture sédimentaire essentiellement mésozoïque, surmontant en discordance les terrains paléozoïques partiellement érodés. L'ensemble de cette couverture repose en discordance majeure sur le socle précambrien.

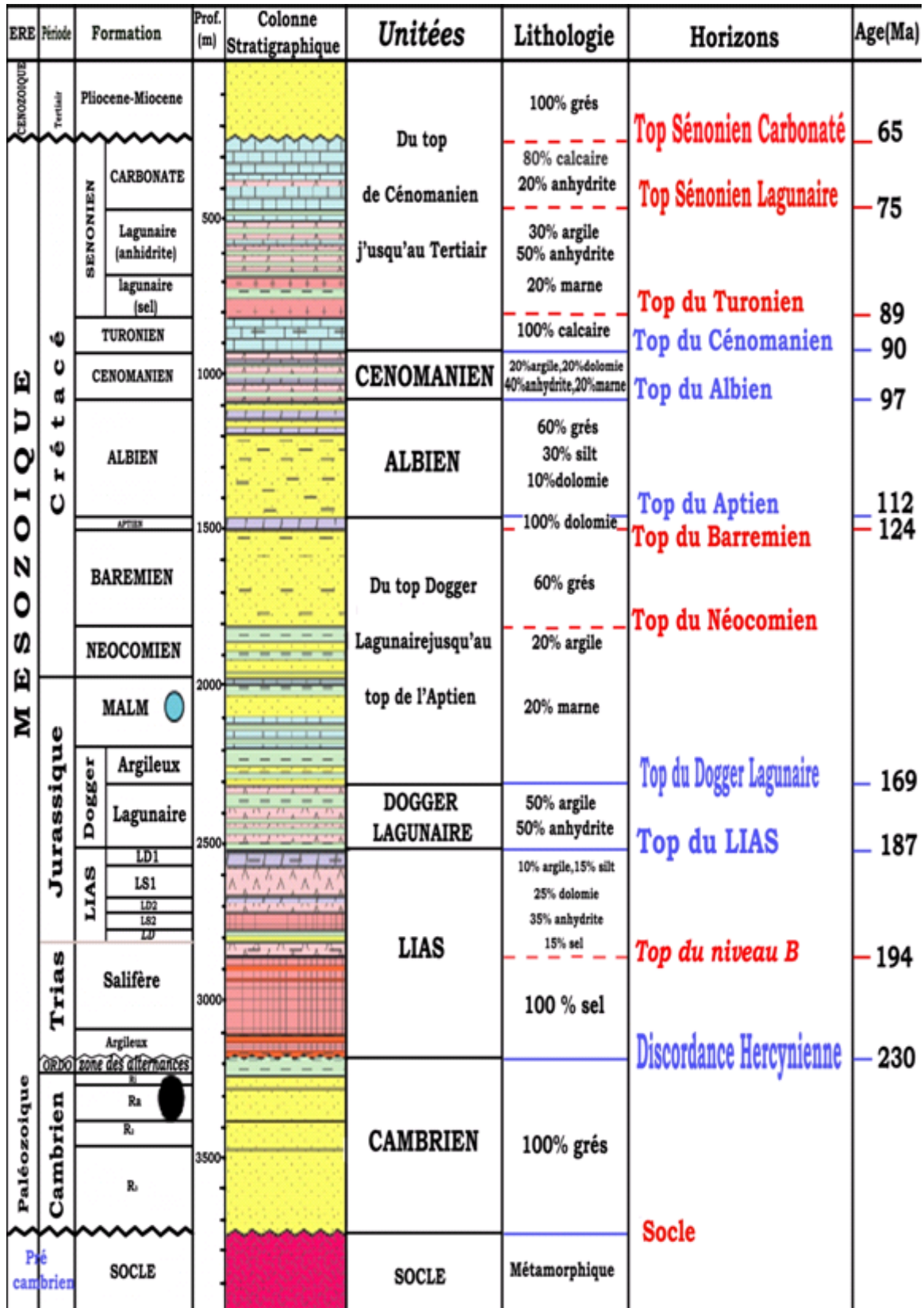


Figure-7 : Colonne Litho-stratigraphique du champ Gassi El Agreb (Sonatrach DP)

2.4.1.1 Le socle : Il est constitué de terrains métamorphiques, de granites porphyroïdes (gris rose) et de terrains sédimentaires formés d'argiles rouge alternant avec les grès arkosiques.

2.4.1.2 La couverture sédimentaire

2.4.1.2.A Le Paléozoïque : Les dépôts paléozoïques reposent sur le socle, ils sont formés en général de faciès argilo-gréseux avec des épaisseurs qui varient d'un endroit à un autre, dans les zones où la série est complète on rencontre de bas en haut :

2.4.1.2.2 Le Cambro-Ordovicien : Etant azoïque dans son ensemble. Les unités stratigraphiques sont limitées en se basant essentiellement sur la granulométrie (BEICIP 1975) de bas en haut on distingue :

a- La litho zone R3 : Son épaisseur moyenne est 250 m, elle est formée de grès à grains moyen à grossier à ciment argileux illitique.

b- La litho zone R2 : Son épaisseur moyenne est 90 m, elle correspond à des grès moyens et à des grès quartzitiques présentant des niveaux argileux vers le sommet.

c- La litho zone Ra : Affleure sur la majeure partie d'El Gassi, elle a une épaisseur de 100 m, elle est composée de grès aniso-métrique (hétérogène), siliceux à silico-argileux parfois quartzitique. Les trois litho-zones correspondent aux grès de H. Messaoud.

d- La litho zone Ri : Epaisseur moyenne égale à 45 m, composée de grès moyen à fin isométrique bien classé. Ce faciès est caractérisé par l'abondance de tigillites dans sa partie sommitale.

e- La zone des alternances ZDA : c'est une alternance de grès fin à très fin argilo-quartzitique et silto-gréseuse, les grains de quartz sont généralement anguleux, les ciments sont argileux et siliceux malgré la présence d'argile, la roche est extrêmement compacte. Le Silurien, Dévonien, Carbonifère et le permien sont complètement érodés

2.4.1.2.B Le Mésozoïque : Les formations Méso-Cénozoïques qui viennent de couvrir le paléozoïque, en discordance angulaire, sont représentées par des dépôts continentaux et lagunaires :

2.4.1.2.B.1 Le Trias : Il est subdivisé en :

a- Le Trias argileux : C'est une série argileuse de 150 m d'épaisseur intercalée entre les grès du Paléozoïque et le Trias Salifère.

b- Le Trias salifère : C'est une série formée des sels massifs avec au sommet des intercalations d'anhydrite et des bancs d'argile, légèrement silteuses et dolomitiques.

2.4.1.2.B.2 Le Jurassique : Il se subdivise en :

a- Lias : C'est une formation essentiellement argileuse avec des alternances de sel, d'anhydrite et quelques bancs dolomitiques. On trouve de bas en haut :

Le LD3 : Il est de 50 m d'épaisseur, composé de dolomie beige microcristalline, avec des passées d'argile.

Le LS2 : C'est un sel blanc rosâtre, avec une épaisseur de 50 m, intercalé d'argiles brunes rouges, carbonatées.

Le LD2 : C'est une couche, de 40 m d'épaisseur, d'anhydrite blanche, parfois grise avec des passées d'argile.

Le LS1 : C'est une couche de 97 m d'épaisseur, composée de sel blanc rosâtre, massif avec des passées d'anhydrite blanche et d'argile silteuse.

Le LD1 : C'est une épaisseur de 60 m d'anhydrite blanche, avec des passées d'argile dolomitique.

Le passage Lias-Trias est caractérisé par une zone de marnes dolomitiques plus connue sous le terme d'horizon B.

b- Dogger : Il est évaporitique à la base et argileux au sommet où on distingue :

Le Dogger lagunaire : Il est de 200 m d'épaisseur, il comporte des anhydrites blanches, parfois rosâtres, avec des passées d'argile, silteuse, micacée.

Le Dogger argileux : Il est de 100 m d'épaisseur, il est composé des argiles brunes rouges très silteuses avec des passées de grès fins, d'anhydrite blanche, massive à la base.

c- Malm : Avec une épaisseur de 185 m, il est composé des argiles brunes rouges parfois silteuses, avec des intercalations de grès fins carbonates, avec de fines passées de dolomie. Le passage Dogger-Malm est marqué par la présence d'un niveau d'anhydrite.

2.4.1.2. B.2 Le Crétacé : Il est composé de :

a- Le Néocomien : Il a une épaisseur de 190 m, il est formé de grès fin carbonate souvent à ciment d'anhydrite, des argiles grises contenant de la pyrite de faibles concentrations.

b- Le Barrémien : Le Barrémien à une épaisseur moyenne de 345 m, il présente des faciès identiques à ceux observés dans le Néocomien à l'exception d'une influence carbonatée représentée par les passées dolomitiques.

c- L'Aptien : Il se présente comme une série carbonatée au centre du bassin, avec 50m d'épaisseur, et détritique vers les bordures.

d- L'Albien : Il est puissant en épaisseur 370 m composé du matériel détritique contenant des grès fins et des argiles.

e- Le Cénomaniens : Ce terme est essentiellement argileux avec des passées carbonatées à évaporitiques. Son épaisseur est de 150 m, il est composé au sommet par une série argilo-carbonatée à banc d'anhydrite et à la base par des grès.

f- Le Turonien : C'est une série de 97 m d'épaisseur, composée essentiellement de calcaires

blancs à beiges, tendres avec de rares intercalations silteuses de couleur brun rouge.

g- Le Sénonien : Il est formé de bas en haut de :

Le Sénonien salifère : Il est de 120 m d'épaisseur, composé de sel blanc avec des fines passées d'argiles, des intercalations de dolomie et d'anhydrite tendre vers la base.

Le Sénonien lagunaire : Il est de 243 m d'épaisseur, il comporte des anhydrites blanches à beiges avec des intercalations de dolomies dures microcristallines et de marne gris.

Le Sénonien carbonate : Il est composé de calcaire et de marne.

2.4.1.2.C Le Cénozoïque

2.4.1.2.C.1 Le Mio- Pliocène : Il est caractérisé par une sédimentation détritique continentale représentée par des sables blancs translucides rosâtres fins à très grossiers, parfois graveleux. Son épaisseur moyenne est de 200 m, dont le mur se coïncide avec l'apparition des calcaires dolomitiques du Sénonien.

2.5 La structure de Gassi-El Agreb

C'est un large anticlinal à double versant. Le style structural de ce trend est dominé par une orientation NO-SE et des failles sub-verticales inverses, caractéristique d'un régime tectonique de décrochement. Les failles, de par la nature de leur rejet tendent à fragmenter fortement le réservoir en compartiments, comme c'est le cas pour le gisement de Hassi-Messaoud.

La structure semble avoir été affectée par une inclinaison structurale régionale de direction NE, qui a également créé de larges zones à huile résiduelle en dessous de l'interface huile-eau actuelle.

Un ensellement structural prononcé sépare la structure principale d'El-Gassi d'un n'ose structural plongeant vers partie NO du permis d'exploitation, testée par le puits ARNE1.

Un trend mineur de failles normales, de direction NO-SE a été défini par la sismique et les forages. Ces failles ne semblent pas étanches de nature, vu que les pressions du réservoir de part et d'autre de celle-ci s'équilibrent. L'étendue, la nature et la distribution de ces failles et autres accidents seront mieux définies par la sismique 3D et l'interprétation de celle-ci (Sonahess, 2007).

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

- Événement précambrien (panafricain) : orientations structurales dominantes établies.
- Événement du début du paléozoïque (calédonien) : orientations panafricaines réactivée.

- Evénement de la fin du paléozoïque (hercynien) : orientations panafricaines réactivées, soulèvement et pénéplanation répandus. La durée de l'exposition subaérienne a été d'approximativement 180 millions d'années.
- Evénement MI-Crétacé (autrichien) : réactivation majeure de structures hercyniennes et antérieures.
- Evénement tertiaire Antérieur (Alpin) : autres réactivations, mouvement latéral important sur les failles majeures soumises à un mouvement de décrochement. (WEC 2007)

2.6 La tectonique de Gassi-El Agreb

La compréhension de l'histoire tectonique d'une région passe par la connaissance et l'identification des différents phénomènes et phases orogénique. Les phases orogéniques affectant la région sont:

- Phase calédonienne précoce : Elle est en relation avec la structuration tardive cambrienne, avec érosion et mise en place des failles suivant une direction SW-NE.
- Phase calédonienne majeure : Elle est caractérisés par des mouvements compressifs commençant à la fin du cambrien et qui ont formé des structures de faibles amplitudes.
- Phase hercynienne majeure : Cette phase est probablement responsable de la direction de l'ensemble NE-SW de la structuration actuelle, cette phase avait débuté au dévonien supérieur et avait duré jusqu'à la fin du primaire. Caractérisée par l'absence des sédiments d'âge silurien, dévonien, carbonifère, permien, ainsi que la partie sommitale de l'ordovicien sur toute la surface de l'axe Amguid El-Biod-Hassi Messaoud.
- Phase autrichienne : Ce sont des mouvements compressifs selon une direction Est-Ouest. (WEC 2007)

Conclusion

Le gisement d'El Gassi se localise au nord du bourrelet d'El Agreb – El Gassi dans le bassin d'oued M'ya.

Le réservoir du Cambrien représente l'horizon de la présence des hydrocarbures. Ce réservoir a fait l'objet de plusieurs subdivisions. Ces subdivisions ont été effectuées sur la base de l'étude sédimentologiques (granulométrie), pétrophysiques et géophysiques (diagraphie).

Les champs de GEA suivent la même direction structurale que celle des champs de Hassi Messaoud, Rhourde el Baguel et Nezla. Cette principale chaîne de dorsales orientée NE-SW est d'origine Pré-Cambrienne (Panafrique) et renferme les accumulations d'hydrocarbures dans les strates du Cambrien supérieur.

El-Gassi a été le premier champ découvert dans la zone GEA en mars 1958, Le secteur d'étude, sud-est algérien, se présente comme un anticlinal compliqué par une tectonique intense marquée par des failles principales de direction NW-SE (~N120°), E-W (~N85°) et N-S (N5°).

La séquence verticale de faciès peut être divisée en trois grandes zones :

- Une zone inférieure composée principalement de grès à stratification croisée.
- Une zone intermédiaire avec une alternance de grès à stratification croisée et grès bioturbés.
- Une zone supérieure des grès hautement bioturbés avec très peu de stratification croisée.

Les séries Cambro-Ordoviciennes se divisent de bas en haut par Lithozone RaL, Lithozone Ri, Lithozone RaU.

Les zones Ri et Ra peuvent être également subdivisés en fonction des caractéristiques de la roche, et sont corrélable grâce aux observations faites à partir des carottes et les enregistrements diagraphiques.

Chapitre II

Problématique

Et

Généralité sur

Short Radius

Problématique

Après tant d'années de production, la pression du gisement et les réserves en place ont considérablement chuté ainsi que la remonté du plan d'eau et les percés de gaz. La quantité des hydrocarbures restante empiégée dans des niveaux dont la récupération demande des études très poussées et des techniques de haute précision. Parmi les techniques et méthodes utilisées on distingue le Short Radius.

Le but de notre étude est de :

- Déterminer le meilleur drain pour cibler un Short Radius.
- Sélection des puits candidats pour l'intervention.
- Choix de la direction et l'azimut de la section Short Radius.
- Déterminer le sens de la continuité du phénomène.

On va essayer d'atteindre ces buts par une étude qui consiste à la caractérisation sédimentologique, statistique de réservoir. Une étude diagénétique et pétrographique sur le drain choisi d'après les résultats obtenus est nécessaire pour déterminer les caractéristiques de ce dernier et aussi une cartographie de ces paramètres pétrophysiques, on va finir le travail par une caractérisation des fractures du champ Gassi El Agreb.

Introduction

La reprise des puits en Short Radius est une nouvelle technique à Hassi Messaoud. Elle s'applique surtout aux puits (secs ou à faibles productions) et consiste à traverser horizontalement les intervalles contenant encore des hydrocarbures.

1. Historique de Short Radius

Cette technique a été appliquée pour la première fois en Algérie au champ de Hassi Messaoud. Le premier puits est le MD218 en 1995.

La réalisation d'un drain horizontal dans une partie du réservoir vient par la suite d'un programme détaillé d'une équipe pluridisciplinaire ou se côtoie l'ingénieur réservoir, le géologue, le producteur, le foreur et le prestataire de service pour les équipements de mesure.

2. Définition de Short Radius

La reprise des puits en Short Radius est une nouvelle technique. Elle consiste à traverser horizontalement les intervalles contenant encore des hydrocarbures en évitant les zones de mauvaises caractéristiques pétro-physiques.

Les puits en short radius ont une inclinaison très rapide 1.5° à 3° par 0.3 m. Ils peuvent atteindre 90 ° pour 2 - 3 m. (**Figure-8**)

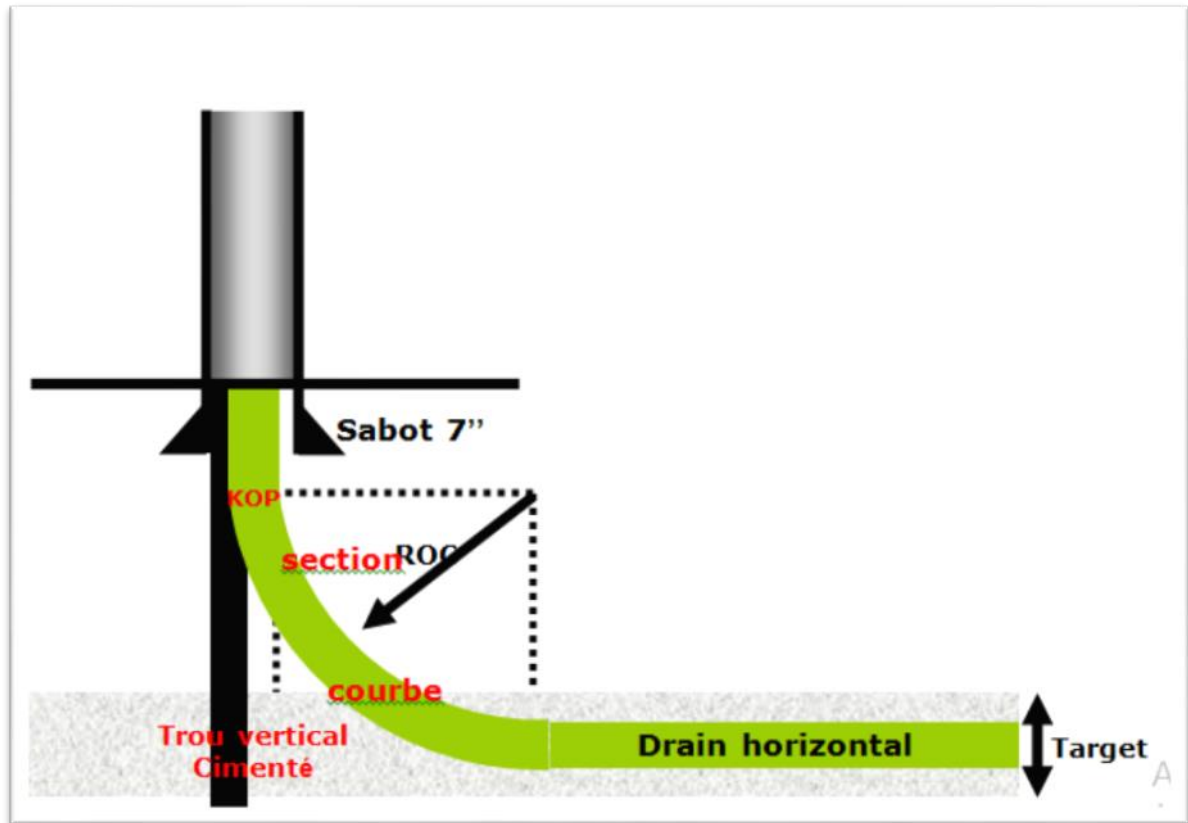


Figure-8: Architecture d'un Short Radius (Sonatrach DP)

3. Les avantages de Short Radius

- Permet l'augmentation de la production, en améliorant aussi le taux de récupération.
- Moins chers à compléter puisque la tête de puits, pipeline, plateforme, tubages sont déjà en place.
- Exploitation meilleur d'un réservoir fracturé, notamment si ces fractures sont verticales.
- Le coning (l'arrivée rapide) de l'eau ou du gaz dans les réservoirs d'huile.

4. Les inconvénients

- Des équipements de forage spéciaux.
- Vitesse d'avancement faible.
- Une garniture spéciale.
- Les risques opératoires ainsi que les difficultés de gagner la cible.

Conclusion

Le Short Radius est une technique réalisée pour développer et augmenter la production des puits, le choix de puits candidats, le drain à cibler et la direction et azimut est nécessaire pour les meilleurs résultats.

- Le choix de puits candidats demande des puits mauvais producteurs.
- Le choix de drain à cibler nécessite des analyses de caractéristique pétro-physiques.
- Le choix de l'orientation et l'azimut et selon la direction géographique de paramètres pétro-physiques.

Notre approche est un essai pour comprendre ce qui est caché sous-terrain et peut-être aider l'économie de notre pays.

Chapitre III

Matériels

Et

Méthodes

Introduction

L'objectif de cette partie de ce chapitre est de proposer des moyens et méthodes utilisées pour bien comprendre notre réservoir à partir de données statistiques basées sur les différents paramètres pétro-physiques.

Pour atteindre cet objectif, beaucoup de paramètres vont être introduits, à savoir : **la perméabilité, la porosité, volume d'argile et la saturation en huile.**

1. Les paramètres pétro-physiques utilisés

1.1. La porosité

La porosité (Φ) est la fraction du volume de la formation qui n'est pas occupée par les solides. Il s'agit d'une grandeur sans unité, représentée souvent en %. Dans l'interprétation de la diagraphie, deux définitions différentes de la porosité sont utilisées :

- Porosité totale (Φ_t) : Il s'agit de la somme de la porosité primaire (Inter- granulaire, inter-cristalline) et secondaire (dissolution, fissures, fractures).

- Porosité efficace (Φ_e) : Elle exclut les pores non-connectés et

l'eau liée aux argiles. Sa formule est la suivante :

$$\Phi_e = \Phi_t \times (1 - V_{sh})$$

A noter : V_{sh} (volume des argiles)

- Méthodes de mesures et de calcul de la porosité

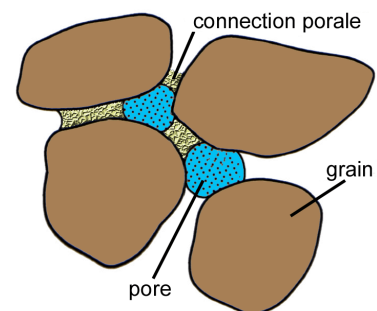


Figure-9 : la porosité

1.1.1. Méthodes directes

Trois paramètres sont à déterminer pour mesurer la porosité directement sur un échantillon. Il s'agit de :

$$\phi = \frac{V_p}{V_t} \cdot 100 = \frac{V_t - V_s}{V_t} \cdot 100 (\%)$$

- V_t : volume total de l'échantillon ;
- V_s : volume de l'échantillon sans sa porosité ;
- V_p : volume des pores.

1.1.2. Méthodes indirectes

Ce sont les méthodes diagraphiques comme :

- la diagraphie sonore (BHC/ LSS/ SDT/ DT) : Elle donne la porosité sonore (Φ_s), en utilisant la formule :

$$\Phi_s = [\Delta t_{log} - \Delta t_{mat}] / [\Delta t_f - \Delta t_{mat}]$$

A noter Δt_{log} : Temps de transition de la formation lu sur le log de densité ($\mu s/m$) ;

Δt_{mat} : Temps de transition de la matrice, ex. $\Delta t_{calcaire} = 156 \mu s/m$ ($\mu s/m$) ; Δt_f : Temps de transition du fluide, ex. $\Delta t_{huile} = 755 \mu s/m$ ($\mu s/m$).

-la diagraphie de neutron (NPHI, CNL) : La porosité neutronique (Φ_N) est directement lue en pourcentage sur le log d'enregistrement.

1.2. La Perméabilité

La perméabilité (K) exprime l'aptitude d'un milieu à se laisser traverser par un fluide (gaz, huile ou eau) à travers ses espaces de vide. Son unité est le milli darcy (md). Il existe trois types de perméabilité :

$$K = Q \frac{\mu}{S} \cdot \frac{\Delta x}{\Delta p}$$

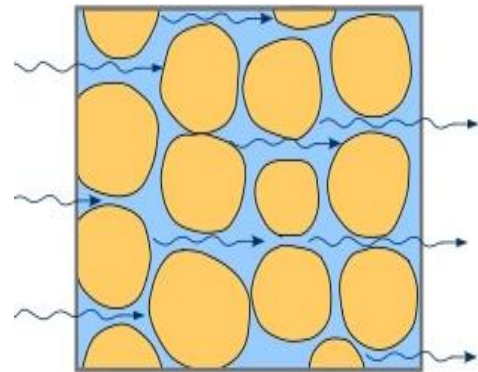


Figure-10 : la perméabilité

- la perméabilité relative (K_r)
- la perméabilité efficace (K_e)
- la perméabilité absolue ou intrinsèque (K)
 - Méthodes de mesure de la perméabilité

1.2.1. Méthodes directes

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

1.2.2 Méthodes indirectes

-d'après les essais de puits au cours de forage.

-en utilisant les données diagraphiques (par l'outil de Test des formations : RFT) et autres.

1.3. Le Volume d'argiles

C'est le pourcentage volumique d'argiles (V_{hs}).

- Méthodes de calcul de l'argilosité

-le calcul peut être déterminé à l'aide des réponses de la courbe de rayon-gamma (GR), en utilisant la relation suivante :

A noter :

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

-**GR_{lue}**: Valeur GR du banc donné lue directement sur le log (IAP) ;

-**GR_{min}**: Valeur GR minimum du même banc (IAP),

-**GR_{max}**: Valeur GR maximum du même banc (IAP).

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

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

SP: Potentiel spontané pseudo statique (Valeur maximum du SP);

SSP: Potentiel spontané statique.

1.4. La Saturation

La fraction des vides de pores remplis d'eau est appelée « Saturation en eau » (S_w). Le reste de volume poreux contient du pétrole et du gaz. C'est une grandeur sans dimension, exprimé souvent en %.

- Méthodes de calcul de la saturation en eau Deux principales sont utilisées :

-méthode du rapport de résistivité : (loi d'Archi);

-combinaison porosité et résistivité.

En somme, les différents paramètres pétro-physiques cités précédemment peuvent être influencés par les conditions de dépôts, l'importance de l'enfouissement, les phénomènes diagénétiques (compaction), etc.

2. Les Méthodes statistiques

Deux types d'approches statistiques (mono-variée, bi-variée, multi variés) ont été utilisés pour le traitement statistique de données.

2.1. Analyse des données mono-variées

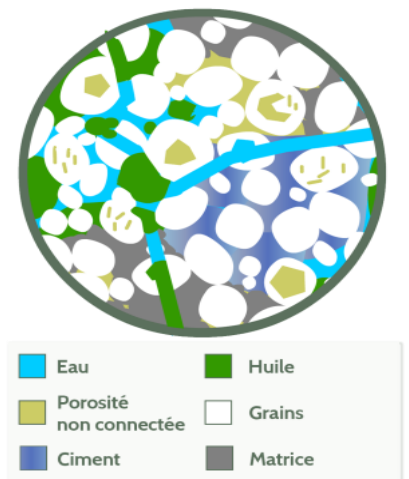


Figure-11 : la saturation

Ce traitement permet de déterminer les paramètres statistiques de la distribution des variables étudiées (paramètres de position centrale et de dispersion), et de résumer graphiquement les caractéristiques essentielles de la distribution de chaque variable. Cette analyse permet déjà, d'évoquer l'homogénéité ou l'hétérogénéité des données. Le coefficient de variation, l'allure générale de l'histogramme et / ou de la courbe des fréquences cumulées permettraient d'apprécier l'homogénéité ou l'hétérogénéité des données ainsi que la loi de distribution des variables. (MENASRI Ahmed 2016/2017).

2.2. Analyse des données bi-variées

Le traitement statistique bi-varié consiste à étudier deux variables aléatoires simultanément et de déterminer la relation qui existe entre eux. Il existe plusieurs paramètres quantifiant cette relation. Le coefficient de corrélation linéaire simple est le paramètre le plus utilisé. Il est calculé à l'aide de la formule suivante:

$$\rho = \frac{\text{cov}(x,y)}{\sigma_x \sigma_y}$$

Où ρ : coefficient de corrélation simple de la population.

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

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

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

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

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

Où n est le nombre des données utilisées. (MENASRI Ahmed 2016/2017).

2.3. Analyse des données multi-variées

L'analyse des données multi-variées désigne l'ensemble des méthodes, que permettant de collecter, d'organiser, d'analyser, et de présenter les données. ces méthodes utilisée des techniques géométriques permettant de mettre en évidence des groupes d'individus homogène, des liens entre individus et variable, des ressemblances ou des différences entre variable et surtout de représenter les données initial d'un tableau $R(n,p)$ par un nombre plus petit sans ordre d'information. Soit un tableau (matrice) $R(n,p)$ ou n : est le nombre des lignes et p : le nombre de colonne. (GUOI Youcef 2016/2017)

2.4 Rappels sur la Statistique

2.4.1 Le mode :

Il est défini comme étant la valeur de la variable aléatoire qui a l'effectif le plus élevé. Une série statistique peut être uni ou multimodale. Le nombre de mode d'une série statistiques renseigne sur l'homogénéité ou l'hétérogénéité de l'échantillon ou population statistique.

2.4.2 La médiane :

La médiane est la valeur de la variable qui correspond à un effectif cumulé de 50%.

2.4.3 La variance :

Elle est désignée par S^2 . Dans le cas de variable continue, elle est égale à :

$$S^2 = \frac{\sum_{i=1}^N (X_i - \bar{X})^2}{N}$$

N - l'effectif total ; \bar{x} - moyenne arithmétique et x_i - variable

Dans le cas de variable discrète alors :

$$S^2 = \sum_{i=1}^{n'} [f_i(X_i - \bar{X})^2]$$

n' - nombre de classe, X_i - centre de classe, f_i – fréquence relative de la classe i .

2.4.4 Écart type S :

C'est la racine carrée de la variance.

2.4.5 Coefficient de variation :

C'est le rapport Écart type sur la moyenne multipliée par 100 :

$$Cv = \frac{S}{\bar{x}} \cdot 100$$

- Le coefficient de variation mesure la dispersion relative.

2.4.6 Les histogrammes

C'est la représentation graphique de la répartition d'un paramètre donné. Il est obtenu par le tracé des fréquences (F) relatives de chaque classe par rapport à la fréquence cumulée.

Le meilleur choix des intervalles de classes permettra d'obtenir la meilleure répartition des paramètres. Le but essentiel de ces histogrammes est de donner l'allure de la courbe de répartition ($F = n_i/N$; F : fréquence de classe i ; n_i : nombre d'échantillon total).

2.4.7 Analyse en composantes principales (ACP)

Est l'une des méthodes d'analyse des données multivariées les plus utilisées, elle permet d'explorer des jeux de données multidimensionnels constitués de variables quantitatives. Elle est largement utilisée en géologie pour déterminer la relation entre les données (les associations).

3. Logiciels Utilisés

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

3.1. Logiciel Excel

Ce logiciel qui est un tableau a été utilisé essentiellement pour la saisie et la gestion des fichiers des données. Les fichiers des données des paramètres pétro-physiques de tout le réservoir et des unités de réservoir Cambrien séparément, de Gassi El Agreb ont été faits ou préalable à l'aide de ce logiciel. En générale, il a été utilisé pour certains calculs est aussi pour qu'ils soient bien adapté à tout traitement statistique.

3.2. Logiciel STATISTICA 8

Ce logiciel a été utilisé pour le traitement statistique mono-varié, bi-varié et multi-varié (calcul des matrices de corrélation, calcul des facteurs de charge, valeur propres - ACP).

3.3. Logiciel Surfer 12

C'est un logiciel de multiples utilisations, il a été utilisé pour des cartes d'iso-valeurs, la visualisation des résultats de krigeage et de cartographie automatique des paramètres pétro-physiques de chaque drain.

Le principe de Surfer est le suivant: le logiciel permet de créer des Grilles qui vont interpoler les données irrégulières de nos points x , y , z afin de les ordonner. C'est à partir de ces grilles que l'on pourra créer plusieurs types de cartes: Base Map, contour Map, 3D surface, vector et bien d'autres.

On présente une illustration schématique sur la méthodologie de travail pour réaliser un Short Radius sur le champ Gassi-El Agreb. (Figure-12)

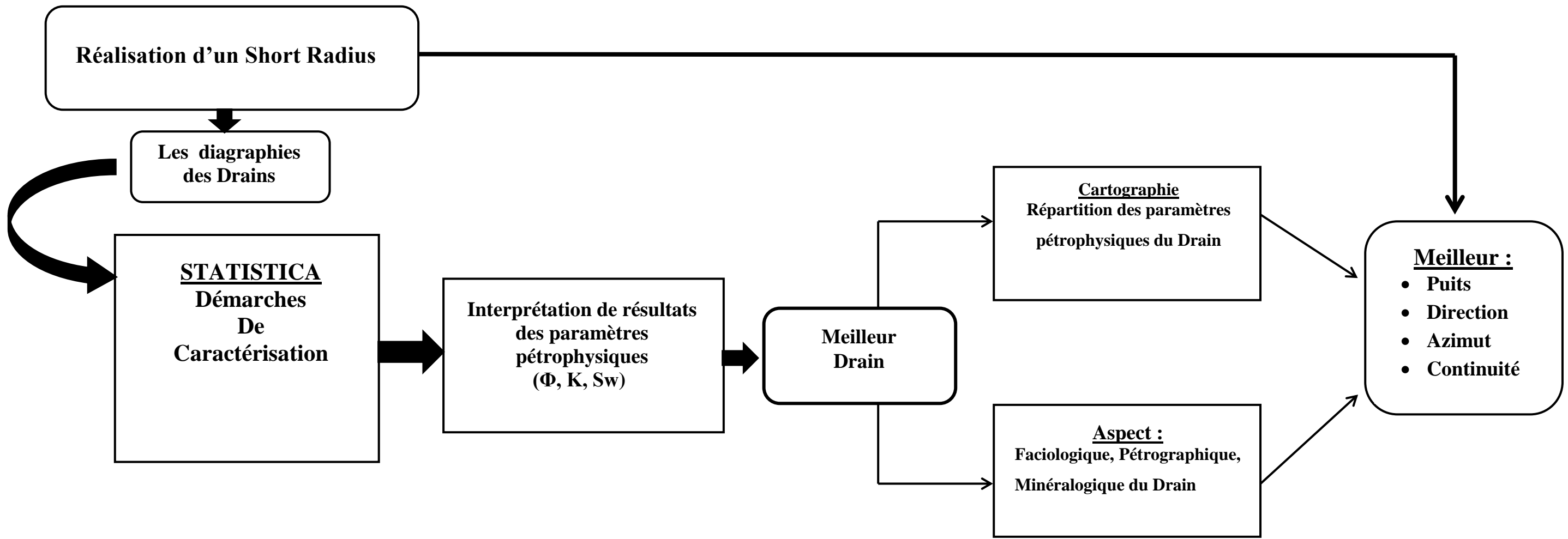


Figure-12 : Schémas illustratif de la méthodologie de travail

Chapitre IV

**Résultats
Et
Discussion**

1. Caractérisation sédimentologique du réservoir Cambrien

Dans cette partie on va faire une étude sédimentologique sur le réservoir Cambrien du champ Gassi-El Agreb, cette étude consiste à interpréter les résultats du Logs Wireline obtenus sur chaque unité du réservoir et faire des descriptions faciologiques de ces unités.

1.1 La zone des alternances (ZDA) :

a) Interprétation des Logs Wireline :

D'après le Log de Gamma Ray GR (**Figure-13**) : la zone des alternances est caractérisée par des valeurs de GR généralement élevées (>80 unités API). Une forte séparation Shaly densité\ neutron hérissé qui reflète la nature hétérolithique des sédiments, un pic faible de GR à la base de ZDA correspond à une section condensée du Top Cambrien.

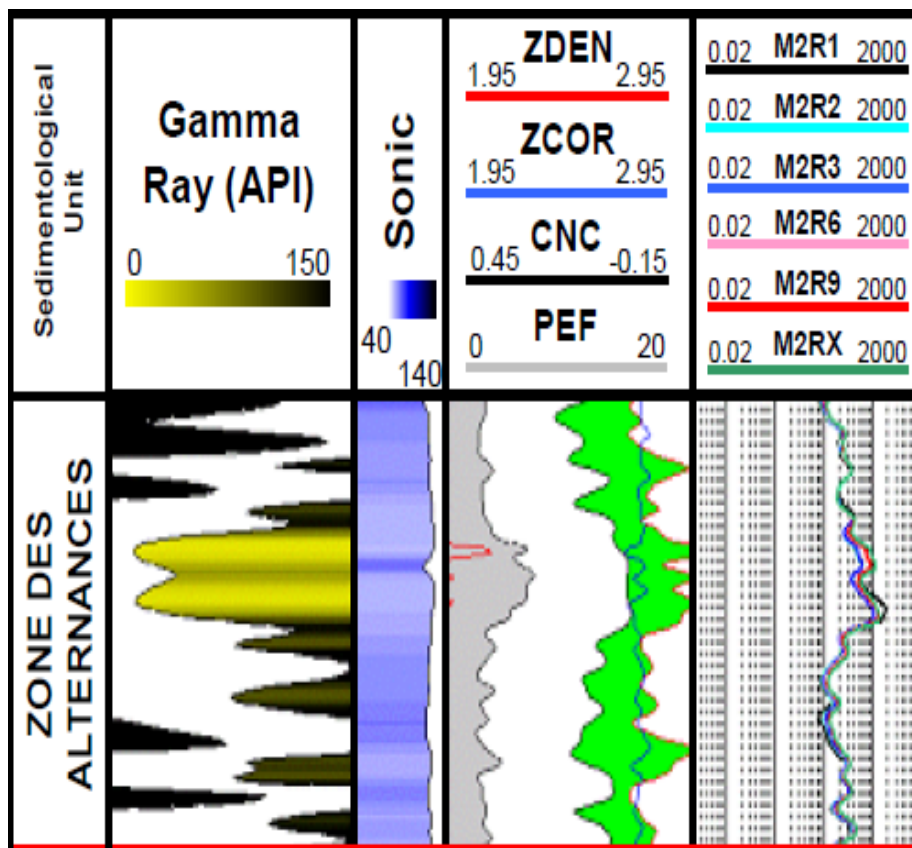


Figure-13 : Logs Wireline de la zone des alternances

b) La faciologie :

Les grès avec des grains bien classés de la zone des alternances sont souvent largement fracturés carotte à gauche (**figure-14**) en raison de leur incompetence due à le caractère siliceux, ces fractures sont remplis en pyrite voir la flèche rouge sur la carotte à droite (**Figure-14**).

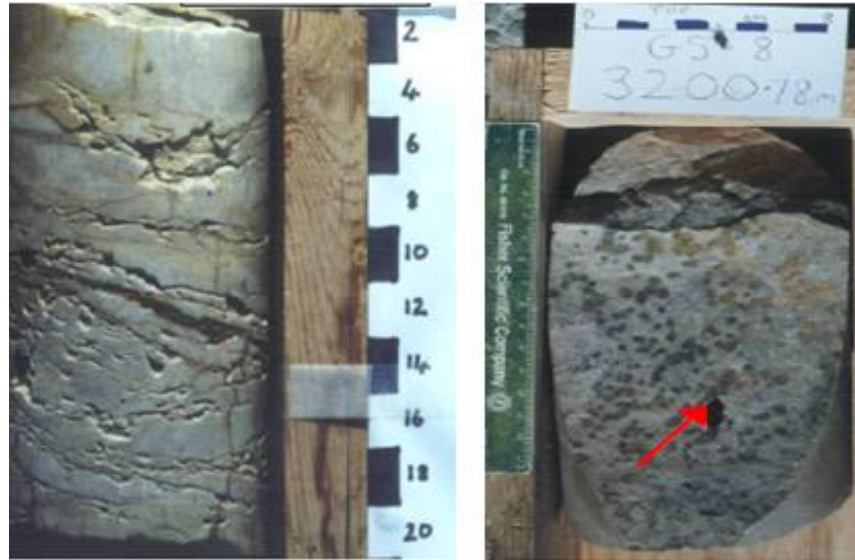


Figure-14 : Carottes typiques de la section zone des alternances

1.2 Le Ri :

a) Interprétation des Logs Wireline :

Cet intervalle peut être divisé en 4 sous-unités principales : Base Ri, Ri1, Ri2, Ri3. La Base Ri est caractérisée sur les Logs Wireline par des valeurs de Gamma Ray (GR) très faibles et un Pic caractéristique de double résistivité ainsi que une séparation maximale (Sable) entre les Logs Densité et Porosité.

Les sédiments de Ri sont fortement Quartzeux et donc présentent des faibles valeurs de Gamma Ray GR (<20 API) et une large séparation (sable) sur les Logs Densité\Neutron.

Un Pic de Gamma Ray (GR) élevé marque généralement la limite Ri1\Ri2. Les sédiments de Ri2 sont caractérisés par des valeurs de Gamma Ray (GR) légèrement plus élevées et une diminution de la séparation (sable) sur les Logs Densité\Neutron par rapport à Ri1.

La Ri3 présente des valeurs de Gamma Ray (GR) plus élevées et une séparation argileuse sur les Logs Densité\Neutron.

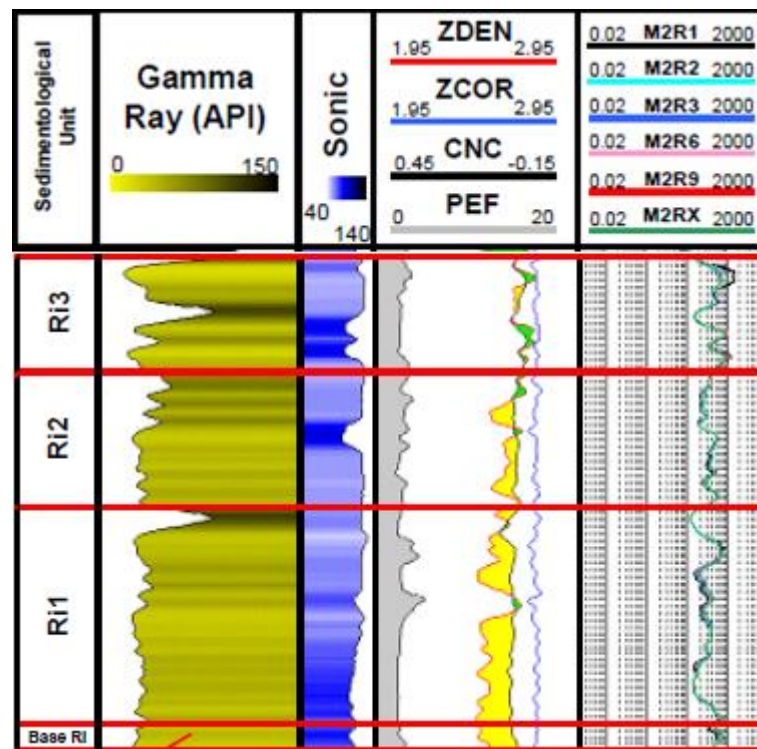


Figure-15 : Logs Wireline de l'unité Ri

a) La faciologie :

La Base Ri est une unité mince (~1.26 m) de gros sédiment, cette massive unité est souvent stérile de l'ichnofaune et interprétée provisoirement comme des dépôts de tempête.

La **Figure-16** illustre le contact de la Base Ri et le Ri, Noter le changement brutal dans la structure et la granulométrie.

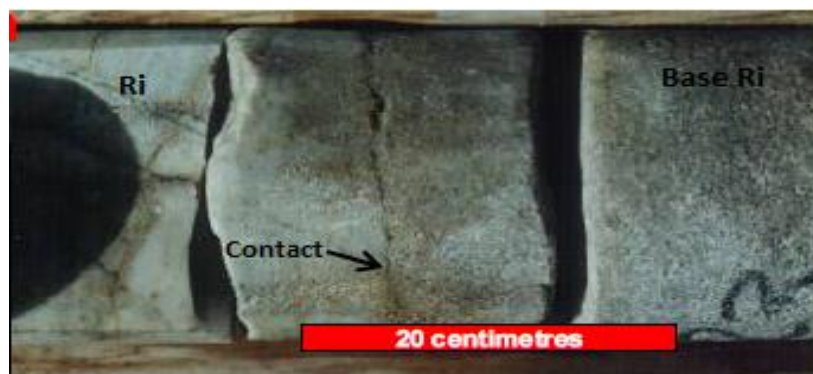


Figure-16 : Carotte de la limite Base Ri et Ri

Les grès très siliceux de Ri sont souvent fracturés (carotte A **Figure-17**) en raison de leur forte incompetenté. Les fractures principalement remplis avec des précipitants hydrothermaux (généralement Pyrite et hématite), rarement ils sont cimentées par Quartz/Baryte et exposer de manière significative une porosité associée (Voir flèche jaune, carotte C **Figure-17**).

Ces sédiments ont été également soumis à des stress lithostratigraphique, évident la présence de stylolithes (Voir les flèches rouges **Figure-17**).

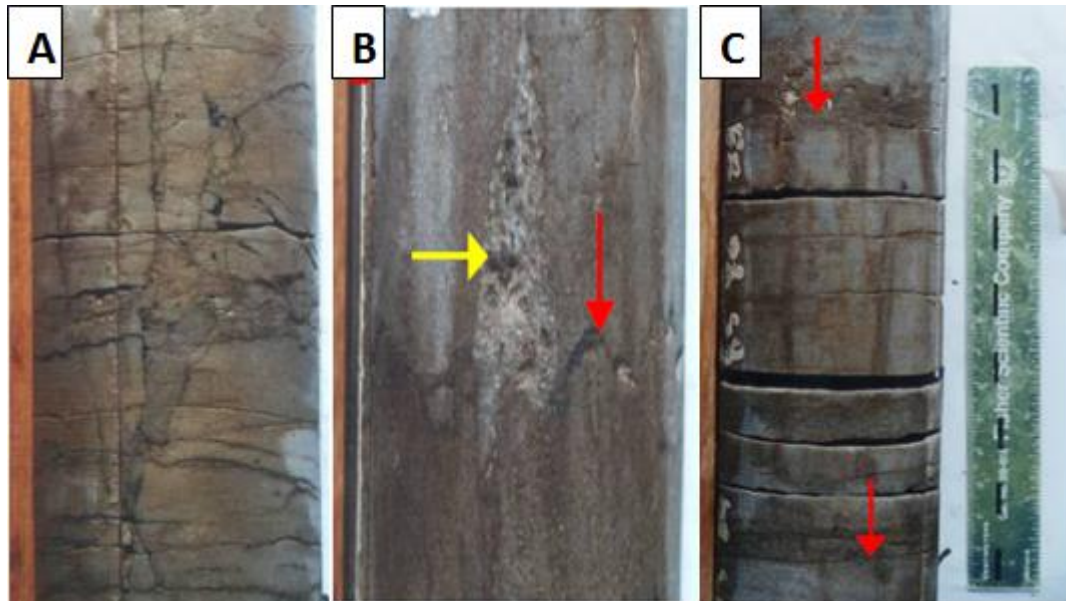


Figure-17 : Carotte de la section Ri

1.3 Le RaU :

a) interprétation Logs Wireline :

a).1 RaU4

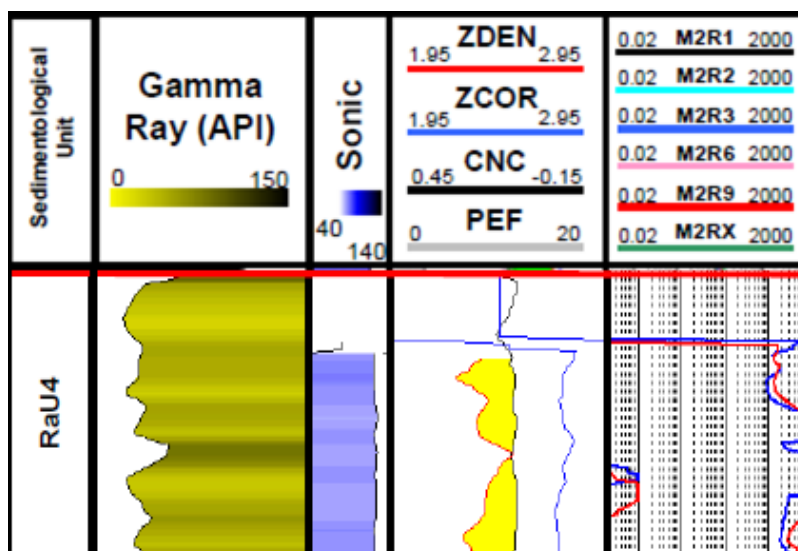


Figure-18 : Logs Wireline de RaU4

La sub-unité RaU4 présente un faible profil de Gamma Ray (GR) (~ 15-20API), ça reflète une faible composition argileuse dans les sédiments de RaU4 et une dominance de ciment quartzitique.

La réponse Sonic est toujours élevée et typique mais pas strictement fiable, un profil de résistivité de pics élevés d'une variation entre le Max et Min. (**Figure-18 au-dessus**)

a).2 RaU3 :

Les sédiments de RaU3 présentent des valeurs de Gamma Ray (GR) légèrement supérieures à celles observées à travers le RaU4. Le RaU3 est subdivisé en partie inférieure (RaU3A) et supérieure (RaU3B), le RaU3A présente généralement une convergence des Logs Densité\Neutrons par rapport à RaU3B ainsi que des valeurs de Gamma Ray plus élevées. (**Figure-19**)

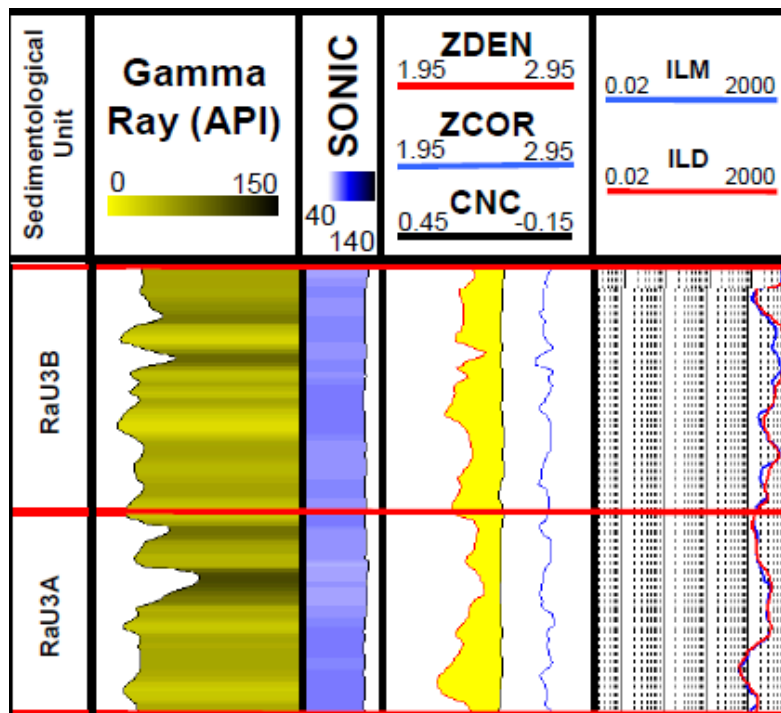


Figure-19 : Logs Wireline de RaU3

a).3 RaU2 :

RaU2 est une unité mince (~8 m), caractérisée par des valeurs de Gamma Ray (GR) élevées avec des faibles valeurs (GR) sur la partie basse (Local Patterns). La séparation Densité/Neutrons est hautement convergente formant un passage d'argile (Shaly crossover). (**Figure-20**)

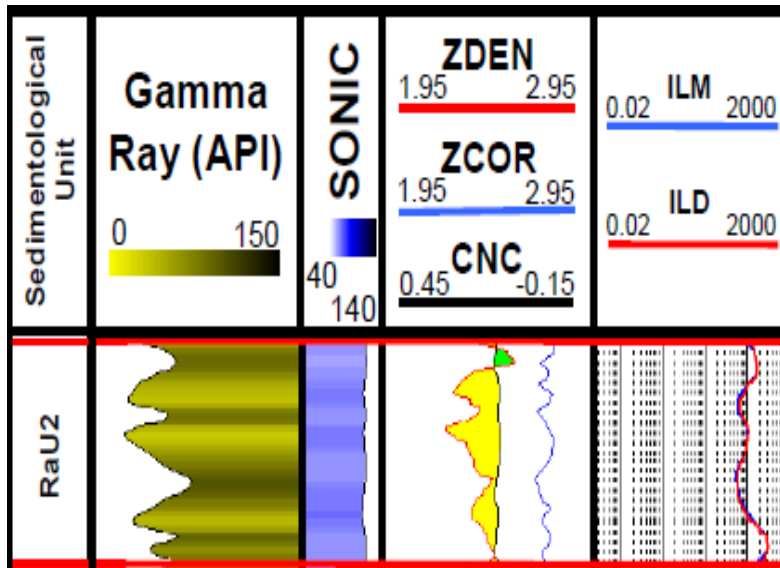


Figure-20 : Logs Wireline de RaU2

a).4 RaU1 :

En général, l'unité RaU1 est caractérisée par des valeurs de Gamma Ray (GR) faibles qui sont enregistrées dans le RaU2 sus-jacent.

Cette unité peut être subdivisée en partie inférieure (RaU1A) et partie supérieure (RaU1B), Le top et toit de RaU1B sont marqués par des faibles valeurs de Gamma Ray (GR) importantes.

Les sédiments de RaU1A présentent un profil de Gamma Ray (GR) beaucoup plus pointu similaire à celui dans les sédiments sous-jacents de RaL (bien que les valeurs ne soient pas élevées) représentant le Contact graduel entre les sédiments de RaU et RaL. (Figure-21)

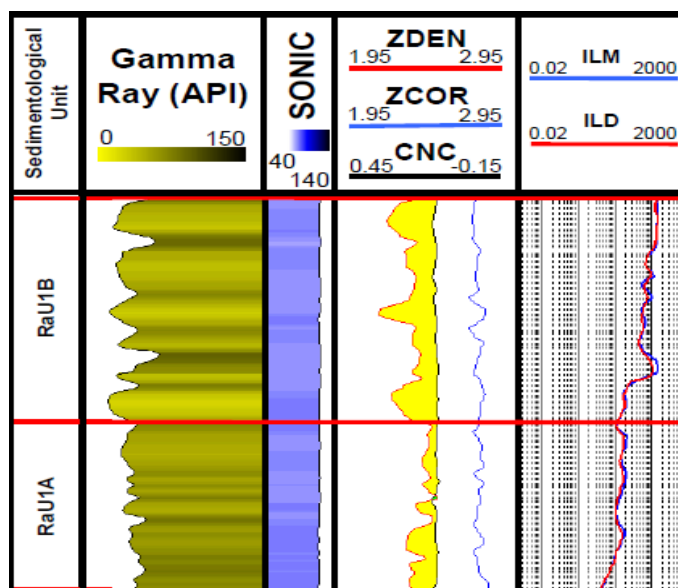


Figure-21 : Logs Wireline de RaU1

1.4RaL :

a)Interprétation Logs Wireline :

Les sédiments de RaL sont couramment rencontrés dans les puits de Gassi El Agreb, car ils sont moins profonds en raison d'une érosion des épaisseurs significative de strates Cambriennes à travers le champ.

Les sédiments RaL sont caractérisés par des valeurs élevées de Gamma Ray (GR) et un profile généralement très hérissé, avec une diminution de la séparation Densité/Neutrons est également apparente.

Ce profil peut refléter la présence des argiles riches en Potassium authigénique dans cet intervalle. (**Figure-22**)

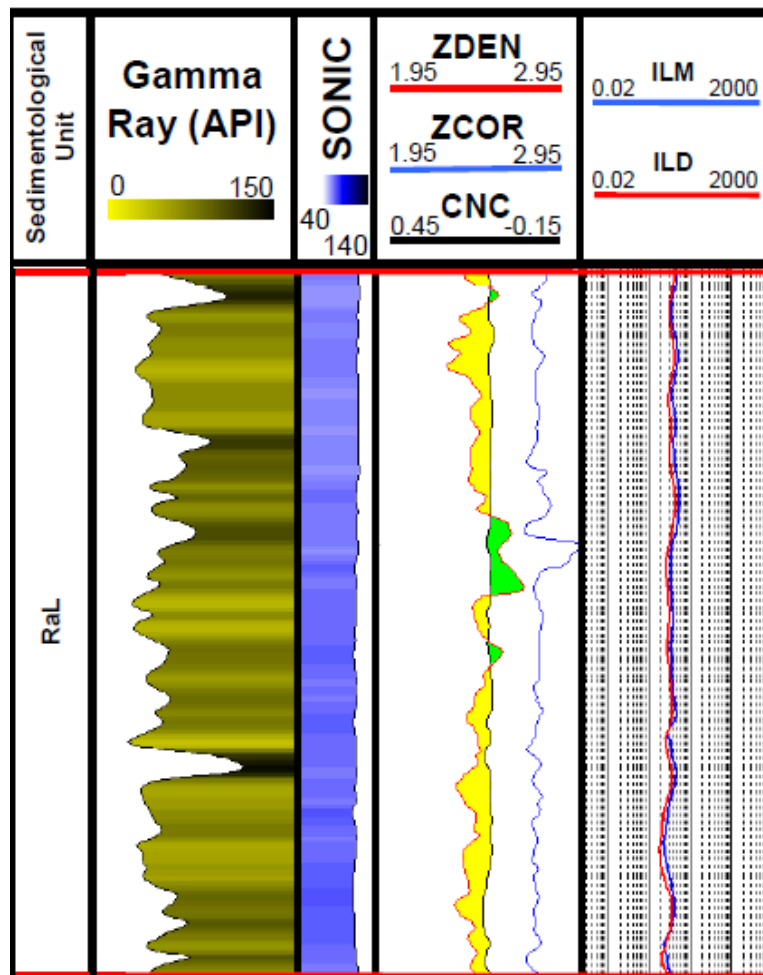


Figure-22 : Logs Wireline de RaL

a) La faciologie :

La pénétration la plus profonde de la séquence Cambrienne dans les puits d'étude était en GS-9 et AR-35. Les deux puits pénètrent des épaisses successions du RaL, cette dernière montre des sédiments fluviatiles dominés par des laminations entrecroisées avec un changement rapide sur les tailles des grains (Voir Carotte A **Figure-23**).

Ces sédiments ont une tendance à apparaître plus poreux et perméable, des fines strates de mudstones sont probables (Voir Carotte B **Figure-23**) à représenter une activité décroissante des inondations et les dépôts de charge suspendue pendant les périodes de faible énergie.

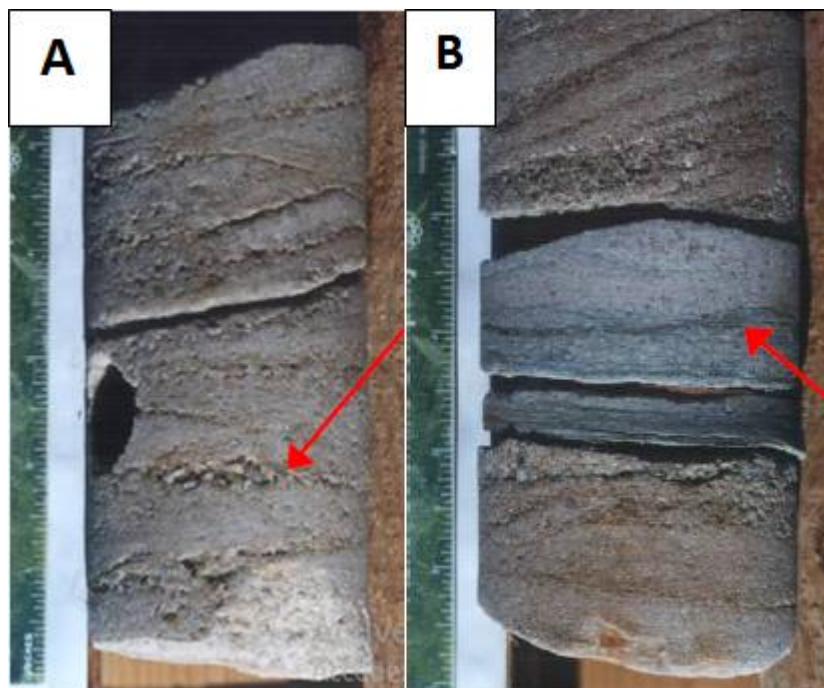


Figure-23 : Carottes de la section typique du RaL

2. Caractérisation statistique de réservoir Cambrien

2.1 Les étapes de traitement statistique des données :

On va démontrer les étapes qui permettent d'effectuer une interprétation des paramètres pétro-physiques des différents puits, ces étapes sont présentées sous forme d'un organigramme. (Figure-24)

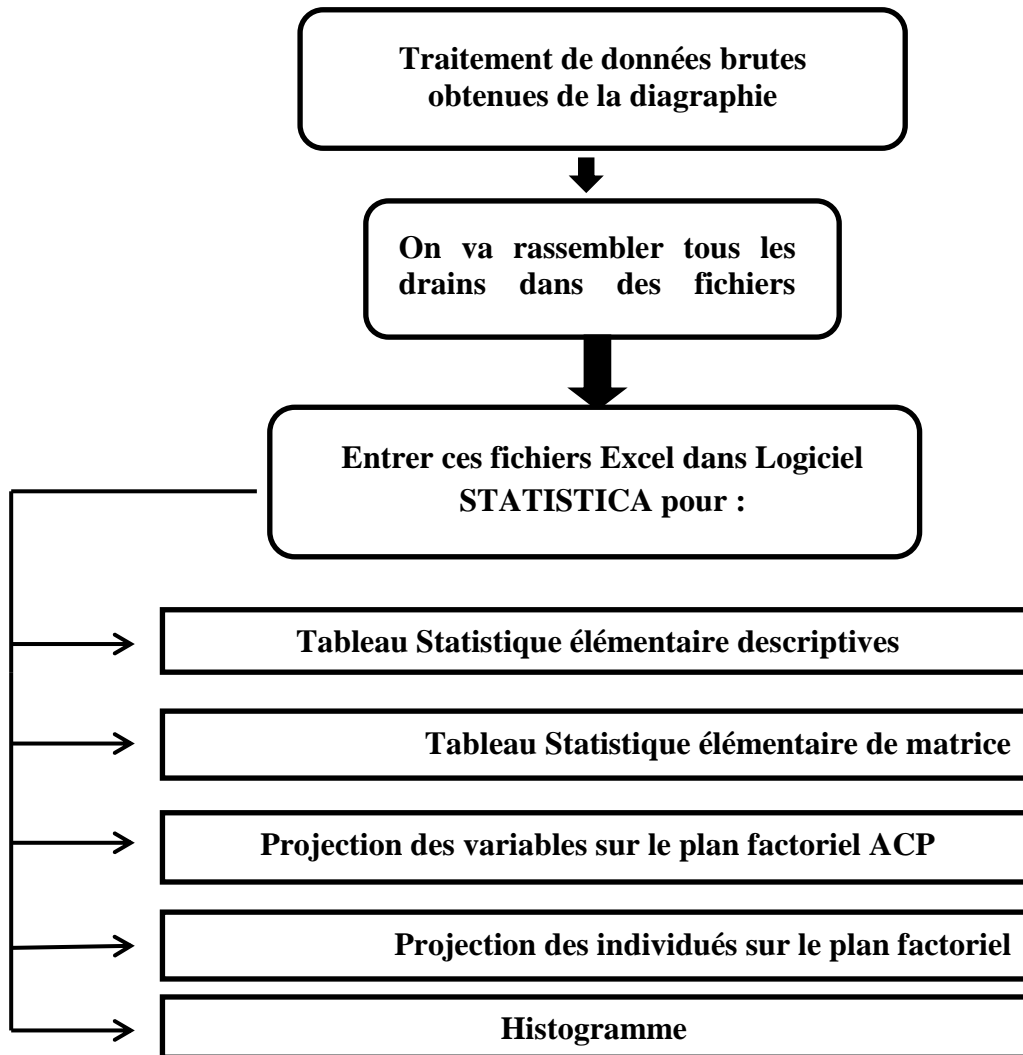


Figure-24 : Organigramme des étapes de traitement statistique des données

2.2 Traitement statistique des données de différentes unités du réservoir Cambrien

Le réservoir du champ (Gassi-El Agreb) est subdivisé en différentes unités : **ZDA, Ri3, Ri2, Ri1, Base Ri, RaU4, RaU3B, RaU3A, RaU2, RaU1B, RaU1A.**

L'étude est effectuée sur chaque unité séparément pour ressortir la typologie pétro-physique (la perméabilité, porosité, saturation en huile) de chacun des unités de réservoir.

2.2.1 Analyse monovariée statistique élémentaire :

Les paramètres statistiques ont été effectués pour chaque unité séparément. Les résultats de traitement statistiques sont montrés au tableau (**Tableau-1**) du bas en haut on distingue :

Tableau-01 : Tableau des statistiques élémentaires de toutes unités

Réservoir	unités	Paramètres	N	Moy	Min	Max	Ecart Type
CAMBRIEN	ZDA	GRc	133	89,77208	17,1645	232,2139	48,48917
		PHIE	133	3.847	0.16	9.64	1.98
		Perm	133	17,14328	0,0001	374,1318	47,95639
		VCL	133	0,2334	0	0,7835	0,21361
		SO	133	28.851	0	95.03	28.326
	Ri3	GRc	214	95,56221	23,4571	469,2837	98,14892
		PHIE	214	5.236	1.25	10.61	1.769
		Perm	214	15,9137	0,0119	370,2797	35,46328
		VCL	214	0,07815	0	0,7209	0,13261
		SO	214	65.424	0	94.02	25.723
	Ri2	GRc	658	41,35941	15,2127	271,054	27,99019
		PHIE	658	5.668	0.24	14.15	2.078
		Perm	658	20,22789	0,0001	351,0157	38,4679
		VCL	658	0,05791	0	0,5445	0,06586
		SO	658	62.483	0	95.71	23.89
	Ri1	GRc	1085	32,1053	15,4763	79,9837	7,28957
		PHIE	1085	6.497	0.6	12.03	1.905
		Perm	1085	34,55169	0,0001	339,0562	50,86881
		VCL	1085	0,04369	0	0,2186	0,04077
		SO	1085	66.26	0	93.19	18.837
Base Ri	GRc	272	27,25228	14,753	56,6948	5,71266	
	PHIE	272	5.721	1.69	8.56	1.666	
	Perm	272	22,10702	0,0035	219,9728	36,73249	
	VCL	272	0,02667	0	0,1505	0,02979	
	SO	272	70.314	0	86.5	18.212	
Réservoir RaU	RaU4	GRc	1508	30,77586	9,4831	129,7858	12,92561
		PHIE	1508	5.26	0.48	12.61	1.714
		Perm	1508	15,0282	0,0001	339,4239	29,55206
		VCL	1508	0,0555	0	0,6404	0,07404
		SO	1508	64.874	0	94.52	23.516

CAMBRIEN	Réservoir RaU	RaU3B	GRc	1221	31,95812	11,382	87,7013	10,72377
			PHIE	1221	6.15	0.65	10.81	1.731
			Perm	1221	23,00958	0,0002	227,2743	32,49262
			VCL	1221	0,06623	0	0,4286	0,06351
			SO	1221	68.451	0	91.47	16.88
		RaU3A	GRc	899	36,73678	13,9377	82,4864	12,1394
			PHIE	899	6.328	0.19	10.12	1.661
			Perm	899	30,27728	0,0002	375,31	54,29828
			VCL	899	0,0962	0	0,3538	0,07783
			SO	899	67.515	0	94.13	15.729
		RaU2	GRc	505	36,9829	11,1625	98,0319	12,93718
			PHIE	505	6.286	2.21	9.96	1.512
			Perm	505	29,62646	0,0975	349,5825	43,10536
			VCL	505	0,10983	0	0,471	0,0797
			SO	505	64.501	0	89.75	13.259
		RaU1B	GRc	202	36,1112	17,0034	77,2629	12,00915
			PHIE	202	6.181	2.08	7.92	1.132
			Perm	202	27,28561	0,1124	123,1462	27,39633
			VCL	202	0,09761	0	0,3379	0,07352
			SO	202	65.724	15.09	87.32	12.081
		RaU1A	GRc	97	36,40971	20,5812	59,1862	9,51468
			PHIE	97	7.053	4.56	9.23	1.326
			Perm	97	30,62037	3,5645	79,3843	21,64123
			VCL	97	0,12891	0	0,3502	0,07983
			SO	97	54.175	30.52	77.4	10.123

K (mD) : Perméabilité.

PHIE (%) : Porosité.

So : Saturation en huile.

VCL : Volume d'argile

a) L'unité RaU1A :

L'étude statistique a été faite sur un ensemble de 97 échantillons représente les données d'unité RaU1A (réservoir RaU).

Une perméabilité (Perm) médiocre de moyenne de 30,62 mD a été observée dans cette unités et un Ecart-type moyenne de 21,64 mD ont été enregistré.

La porosité (PHIE) est médiocre de moyenne de 7 %, avec un Ecart-type moyenne de 1.

Une saturation en huile (SO) moyenne de 54 % avec un Ecart-type moyenne de 1.

Une valeur moyenne du volume en argile (VCL) 0,12, avec un Ecart-type moyenne de 0,07.

b) L'unité RaU1B :

Le traitement statistique a été effectué sur un ensemble de 202 échantillons qui font partie d'unité RaU1B (réservoir RaU). Cette unité est caractérisée par :

- Une perméabilité (Perm) moyenne de l'ordre de 30,68 mD et un Ecart-type de 27,39.
- La moyenne de la porosité (PHIE) de 6 % avec un Ecart-type 1.
- La saturation en huile (SO) a une valeur moyenne de 65 % élevée avec un Ecart-type 12.
- Le volume d'argile (VCL) a une moyenne de 0,09 avec un Ecart-type de 0,07.

c) L'unité RaU2 :

Sur 505 échantillons d'unité RaU2 (réservoir RaU), les paramètres statistiques ont été calculés. Cette unité est caractérisée par :

- Une perméabilité (Perm) moyenne de 29,62 mD avec un Ecart-type moyenne de 43,10 mD.
- La moyenne de la porosité (PHIE) de 6 % avec un Ecart-type moyenne de 1.
- La saturation en huile (SO) est élevée. Elle est en moyenne, de l'ordre de 64 % avec un Ecart-type 13.
- Le volume d'argile (VCL), il est en moyenne de 0,10 avec un Ecart-type de 0,07.

d) L'unité RaU3A :

L'étude statistique effectuée sur 899 échantillons d'unité RaU3A (Réservoir RaU). Elle montre que cette unité est caractérisée par :

- Une perméabilité (Perm) de 30,27 mD et un Ecart-type moyenne de 54, 29 mD.
- La moyenne de la porosité (PHIE) de 6 % avec un Ecart-type moyenne de 1.
- Une saturation en huile (SO) moyenne de 67% avec un Ecart-type moyenne de 15.
- Le volume d'argile (VCL) d'une valeur moyenne de 0,09 avec un Ecart-type moyenne de 0,07.

e) L'unité RaU3B :

L'unité RaU3B se trouve dans le réservoir (RaU). L'étude statistique de cette unité a été faite sur 1221 échantillons, elle montre :

- Une perméabilité (Perm) de 23,00 mD et un Ecart-type moyenne de 32,49 mD.
- La moyenne de la porosité (PHIE) est de 6 % avec un Ecart-type moyenne de 1.
- Une saturation en huile (SO) très importante moyenne de 68 % a été enregistrée dans cette unité, avec un Ecart-type moyenne de 16.
- Un volume d'argile (VCL) dont la moyenne est de 0,06 avec un Ecart-type moyenne de 0,06.

f) L'unité RaU4 :

Sur 1508 échantillons d'unités RaU4 (réservoir RaU), les paramètres statistiques ont été calculés. Cette unité est caractérisée par :

- Une perméabilité (Perm) moyenne de 15,02 mD avec un Ecart-type moyenne de 29,55mD.
- La moyenne de la porosité (PHIE) est de 5 % avec un Ecart-type moyenne de 1.
- La saturation en huile (SO) est élevée. Elle est en moyenne, de l'ordre de 64 % avec un Ecart-type moyenne de 23.
- Un volume d'argile (VCL), il est en moyenne de 0,05 avec un Ecart-type moyenne de 0,07.

g) L'unité Base Ri :

Le traitement statistique a été effectué sur un ensemble de 272 échantillons d'unités Base Ri (réservoir Ri). Cette unité est caractérisée par:

- Une perméabilité (Perm) moyenne de l'ordre de 22,10 mD et un Ecart-type moyenne de 36,73 mD.
- La moyenne de la porosité (PHIE) de 5 % avec un Ecart-type moyenne de 1.
- La saturation en huile (SO) a une valeur moyenne très élevée est de 70 % C'est la plus élevée de tous les unités avec un Ecart-type moyenne de 18.
- Le volume d'argile (VCL) d'une moyenne de 0,02 avec un Ecart-type moyenne de 0,02.

h) L'unité Ri1 :

Sur 1085 échantillons d'unité Ri1 (réservoir Ri), les paramètres statistiques ont été calculés. Cette unité est caractérisée par :

- Une perméabilité (Perm) moyenne de 34,55 mD avec un Ecart-type moyenne de 50,86.

- La moyenne de la porosité (PHIE) de 6 % avec un Ecart-type moyenne de 1.
- La saturation en huile (SO) est élevée. Elle est en moyenne, de l'ordre de 66 % avec un Ecart-type moyenne de 18.
- Le volume en argile (VCL), il est en moyenne de 0,04 avec un Ecart-type moyenne de 0,04.

i) L'unité Ri2 :

L'unité Ri2 se trouve dans le réservoir (Ri). L'étude statistique de cette unité a été faite sur 658 échantillons, elle montre :

- Une perméabilité (Perm) de 20,22 mD et un Ecart-type moyenne de 38,46.
- La moyenne de la porosité (PHIE) est en moyenne de 5 % avec un Ecart-type moyenne de 2.
- Une saturation en huile (SO) moyenne de 62 % a été enregistrée dans cette unité, avec un Ecart-type moyenne de 23.
- Une valeur du volume d'argile (VCL) dont la moyenne est de 0,05 avec un Ecart-type moyenne de 0,06.

j) L'unité Ri3 :

Sur 214 échantillons d'unité Ri3 (réservoir Ri), les paramètres statistiques ont été calculés. Cette unité est caractérisée par :

- Une perméabilité (Perm) moyenne de 15,91 mD avec un Ecart-type moyenne est de 35,46 mD.
- La moyenne de la porosité (PHIE) de 5 % avec un Ecart-type moyenne de 1.
- La saturation en huile (SO) est élevée. Elle est en moyenne, de l'ordre de 65 % avec un Ecart-type moyenne de 25.
- Le volume en argile (VCL), il est en moyenne de 0,07 avec un Ecart-type moyenne de 0,13.

k) L'unité ZDA :

L'étude statistique a été faite sur un ensemble de 133 échantillons représente les données de l'unité ZDA :

- Une moyenne perméabilité (Perm) de moyenne 17,14 (mD) et une Ecart-type moyenne de 47,95 ont été enregistrées.
- La porosité moyenne (PHIE) est faible, elle est 3 % avec un Ecart-type moyenne de 1.

- Une saturation en huile (SO) moyenne de 28 % avec un Ecart-type moyenne de 28.
- Une valeur moyenne du volume en argile de moyenne de 0,23 avec un Ecart-type moyenne de 0,21.

2.2.2 Analyse bivariée Matrice de corrélation :

On va rassembler les résultats du matrice de corrélation de chaque unité dans un seul tableau :

Tableau-02 : Tableau de matrice de corrélation pour chaque unité

Réservoir	unités	Variable	GRc	PHIE	Perm	VCL	SO	
CAMBRIEN	ZDA	GRc	1					
		PHIE	0,06	1				
		Perm	-0,03	0,65	1			
		VCL	0,74	-0,07	-0,17	1		
		SO	0,09	0,72	0,37	-0,01	1	
	Ri	Ri3	GRc	1				
			PHIE	-0,59	1			
			Perm	-0,23	0,63	1		
			VCL	0,8	-0,5	-0,21	1	
			SO	-0,39	0,16	-0,03	-0,45	1
		Ri2	GRc	1				
			PHIE	-0,19	1			
			Perm	-0,08	0,63	1		
			VCL	0,69	-0,24	-0,09	1	
			SO	-0,23	0,65	0,16	-0,27	1
		Ri1	GRc	1				
			PHIE	-0,1	1			
			Perm	0,03	0,57	1		
			VCL	0,4	-0,05	0,02	1	
			SO	-0,23	0,73	0,32	-0,02	1
		Base Ri	GRc	1				
			PHIE	0,04	1			
			Perm	0,07	0,56	1		
			VCL	0,42	-0,08	-0,17	1	
			SO	-0,28	0,66	0,27	-0,24	1
	RaU	RaU4	GRc	1				
			PHIE	-0,15	1			
			Perm	0,05	0,63	1		
VCL			0,75	-0,18	-0,04	1		

CAMBRIEN	Réservoir RaU	RaU3B	SO	-0,43	0,71	0,32	-0,37	1
			GRC	1				
			PHIE	-0,2	1			
			Perm	-0,14	0,66	1		
			VCL	0,72	-0,1	-0,06	1	
		RaU3A	SO	-0,42	0,73	0,44	-0,36	1
			GRC	1				
			PHIE	-0,34	1			
			Perm	-0,25	0,61	1		
			VCL	0,62	-0,34	-0,17	1	
		RaU2	SO	-0,45	0,73	0,4	-0,5	1
			GRC	1				
			PHIE	-0,28	1			
			Perm	-0,17	0,64	1		
			VCL	0,84	-0,2	-0,09	1	
		RaUIB	SO	-0,55	0,75	0,49	-0,44	1
			GRC	1				
			PHIE	0,02	1			
			Perm	0,17	0,62	1		
			VCL	0,67	0,01	0,18	1	
RaUIA	SO	-0,27	0,6	0,53	-0,28	1		
	GRC	1						
	PHIE	-0,15	1					
	Perm	-0,1	0,96	1				
	VCL	0,78	-0,33	-0,3	1			
		SO	-0,38	0,64	0,6	-0,61	1	

K (mD) : Perméabilité.
 PHIE : Porosité.
 So : Saturation en huile.
 GRc (API) : Gamma-Ray.
 VCL: Volume d'argile.

2.2.3 Interprétation de l'analyse en composante principale, les histogrammes de fréquences relatives, graphe de probabilité de chaque unité

1) Unité RaU1A :

a) Interprétation de l'analyse en composante principale (ACP)

Les Cercles de corrélation dans le plan des axes F1 et F2 qui représentent un Ecart-type cumulée de 88,20 (%) (F1 = 59,60%, F2 = 28,60 %) montrent :

- Une association constituée de la perméabilité (Perm), la porosité (PHIE) et la saturation huile (SO). Ces trois (3) paramètres sont corrélés positivement avec le facteur F1 et négativement avec le facteur F2.
- Le volume d'argile (VCL) et le Gamma-Ray (GRc) sont corrélés négativement avec F1 et F2.

A l'issue de l'Analyse en Composante Principale (ACP), on peut conclure que la saturation huile (SO) se trouve en association avec la porosité (PHIE) et la perméabilité (Perm). Ceci indique la présence de réservoir d'hydrocarbures. Cependant, un Gamma-Ray (GRc) élevée se trouve en association avec un volume d'argile élevée (VCL) indique un passage d'argile. (**Figure-25**)

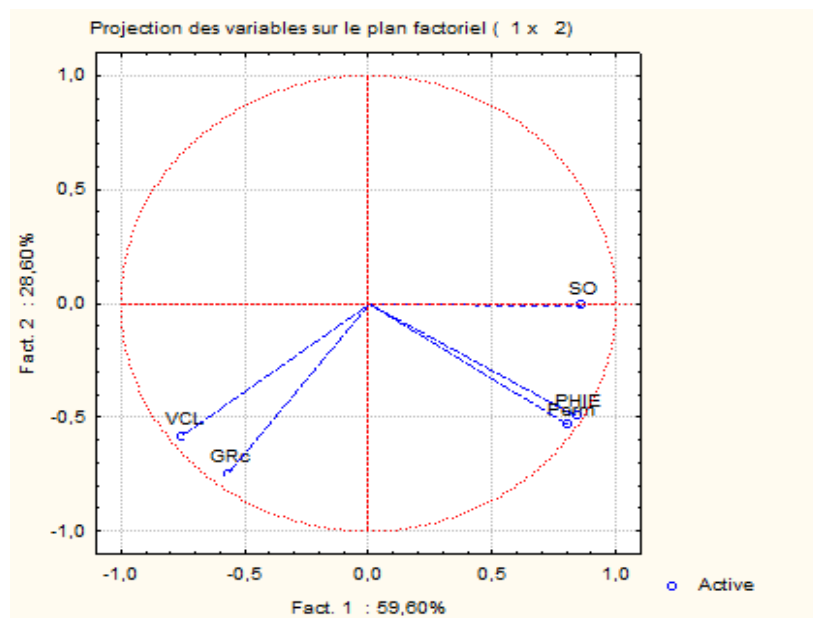


Figure-25 : Cercles de corrélation de l'ACP sur l'ensemble de données des paramètres pétrophysiques de l'unité RaU1A.

b) Interprétation les résultats d'histogramme des fréquences relative et graphe de la probabilité des paramètres petro-physiques de l'unité RaU1A

Perméabilité

L'histogramme de la fréquence relative et le graphe de la probabilité de la perméabilité de l'unité RaU1A montre l'existence de deux populations, qui ils sont :

- Les échantillons avec une perméabilité de 0,0001 à 9mD représentent 16%, ce sont des perméabilités très faibles à faible.

- Les échantillons avec une perméabilité de 9 à 80mD représentent 84%, ce sont des perméabilités faibles à moyenne. **(Figure-26)**

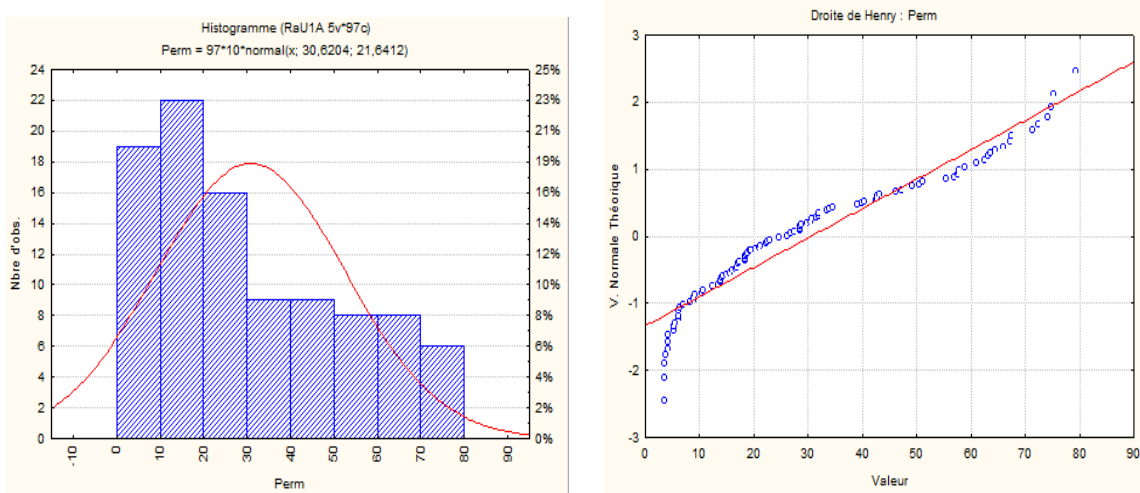


Figure-26 : Histogramme des fréquences relative et Graphe de la probabilité des perméabilités de l'unité RaU1A.

Porosité (PHIE)

L'histogramme de la fréquence relative et le graphe de la probabilité de la porosité de l'unité RaU1A montre l'existence de trois populations, qui ils sont :

- Les échantillons avec une porosité de 0,0001 à 0,05 représentent 9,5%, ce sont des porosités faibles.
- Les échantillons avec une porosité de 0,05 à 0,08 représentent 70%, ce sont des porosités médiocres.
- Les échantillons avec une porosité de 0,08 à 0,10 représentent 21,5%, ce sont des porosités médiocres. **(Figure-27)**

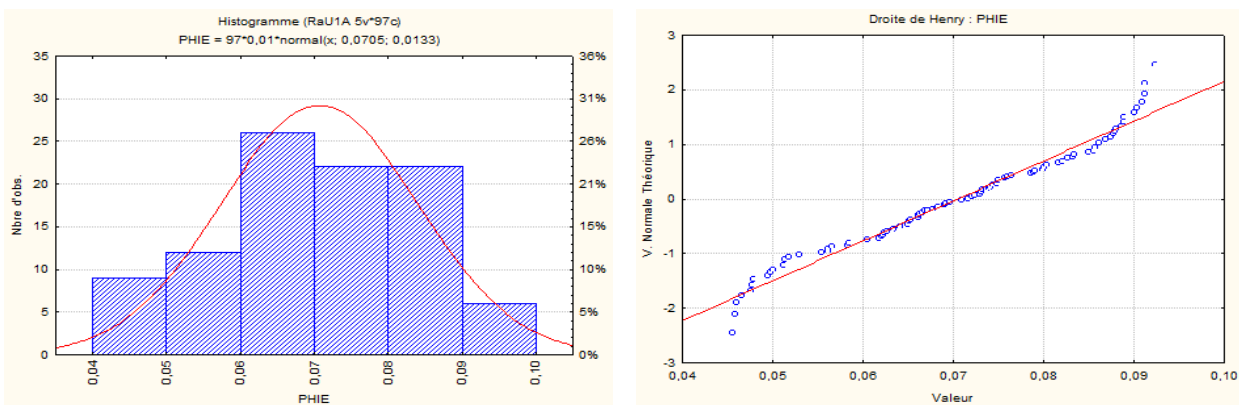


Figure-27 : Histogramme des fréquences relative et Graphe de la probabilité des porosités de l'unité RaU1A.

Saturation

L'histogramme de la fréquence relative et le graphe de la probabilité de la saturation de l'unité RaU1A montre l'existence d'une seule population, qui ils sont : les échantillons avec une saturation de 0 à 0,8 représentent 100%. (**Figure-28**)

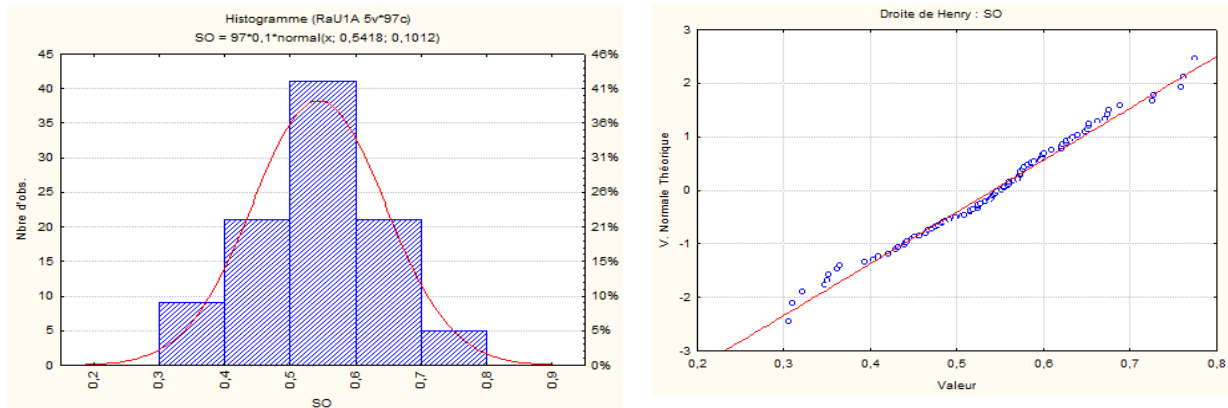


Figure-28 : Histogramme des fréquences relative et Graphe de la probabilité des saturations de l'unité RaU1A.

2) Unité RaU1B :

a) Interprétation de l'analyse en composante principale (ACP)

Les Cercles de corrélation dans le plan des axes F1 et F2 qui représentent un Ecart-type cumulée de 79,70 (%) (F1 = 43,47%, F2 = 36,23 %) montrent :

- Une association constituée de la perméabilité (Perm), la porosité (PHIE) et la saturation huile (SO). Ces trois (3) paramètres sont corrélés positivement avec le facteur F1 et négativement avec le facteur F2 sauf la saturation huile (SO) est positivement avec le facteur F2.
- Le volume d'argile (VCL) et le Gamma-Ray (GRc) sont corrélés négativement avec F1 et F2.

A l'issu de la matrice de corrélation et l'analyse en composante principale (ACP) .on peut conclure que dans cette unité RaU1B la saturation, (So) la porosité (PHIE) et la perméabilité (Perm) se trouve en association .donc il y a un réservoir d'huile. (**Figure-29**)

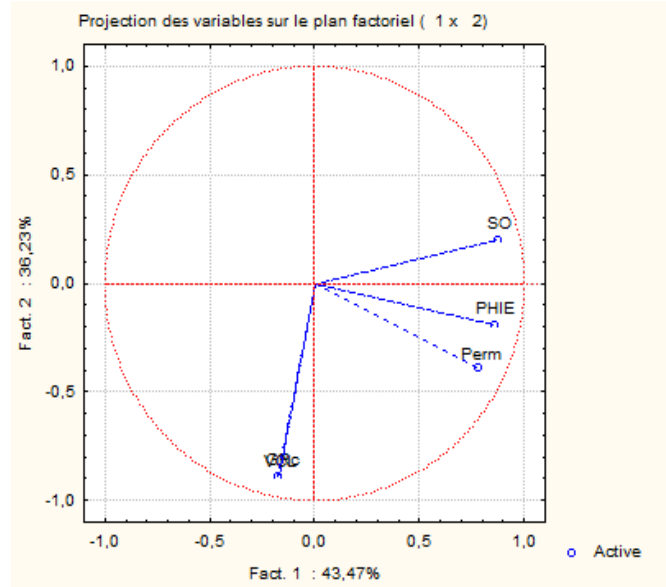


Figure-29 : Cercles de corrélation de l'ACP sur l'ensemble de données des paramètres pétrophysiques de l'unité RaU1B.

b) Interprétation les résultats d’histogramme des fréquences relative et graphe de la probabilité des paramètres petro-physiques de l'unité RaU1B

Perméabilité

L'histogramme de la fréquence relative et le graphe de la probabilité de la perméabilité de l'unité RaU1B montre l'existence de deux populations, qui ils sont:

- Les échantillons avec une perméabilité de 0,0001 à 20mD représentent 55%, ce sont des perméabilités très faibles à médiocre.
- Les échantillons avec une perméabilité de 20 à 122mD représentent 45%, ce sont des perméabilités médiocres à moyenne. **(Figure-30)**

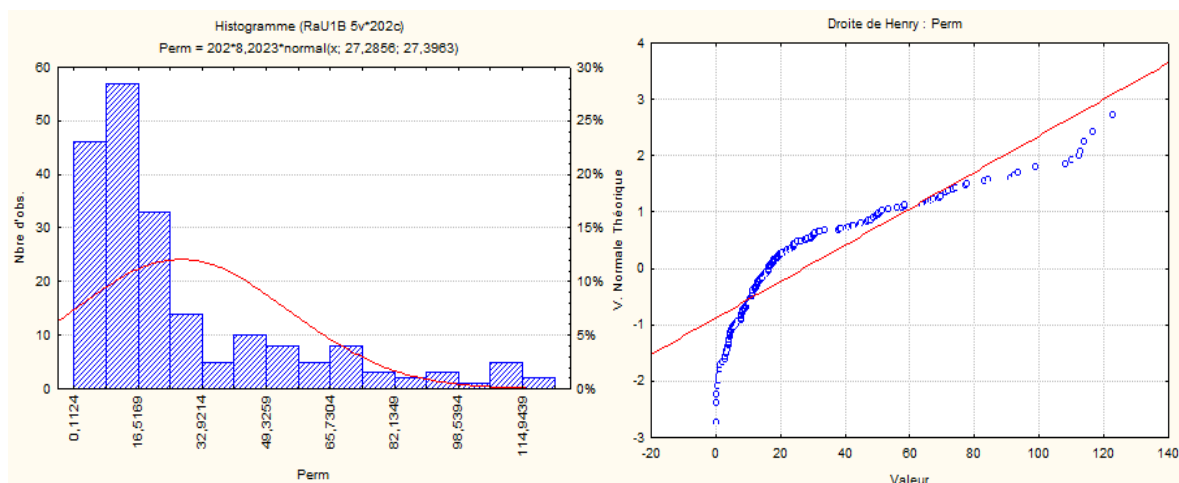


Figure-30 : Histogramme des fréquences relative et Graphe de la probabilité des perméabilités de l'unité RaU1B

Porosité (PHIE)

L'histogramme de la fréquence relative et le graphe de la probabilité de la porosité de l'unité RaU1B montre l'existence de trois populations, qui ils sont :

- Les échantillons avec une porosité de 0,0001 à 0,044 représentent 14%, ce sont des porosités faibles.
- Les échantillons avec une porosité de 0,044 à 0,074 représentent 73%, ce sont des porosités faibles à médiocres.
- Les échantillons avec une porosité de 0,074 à 0,08 représentent 13%, ce sont des porosités médiocres. **(Figure-31)**

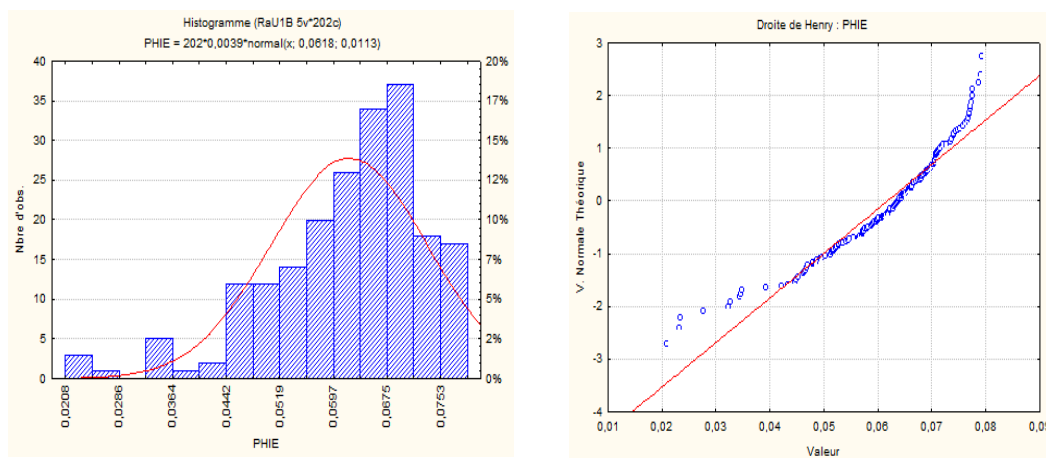


Figure-31 : Histogramme des fréquences relative et Graphe de la probabilité des porosités de l'unité RaU1B

Saturation

L'histogramme de la fréquence relative et le graphe de la probabilité de la saturation de l'unité RaU1B montre l'existence de deux populations, qui ils sont :

- Les échantillons avec une saturation de 0 à 0,77 représentent 68%.
- Les échantillons avec une saturation de 0,77 à 0,9 représentent 32%. **(Figure-32)**

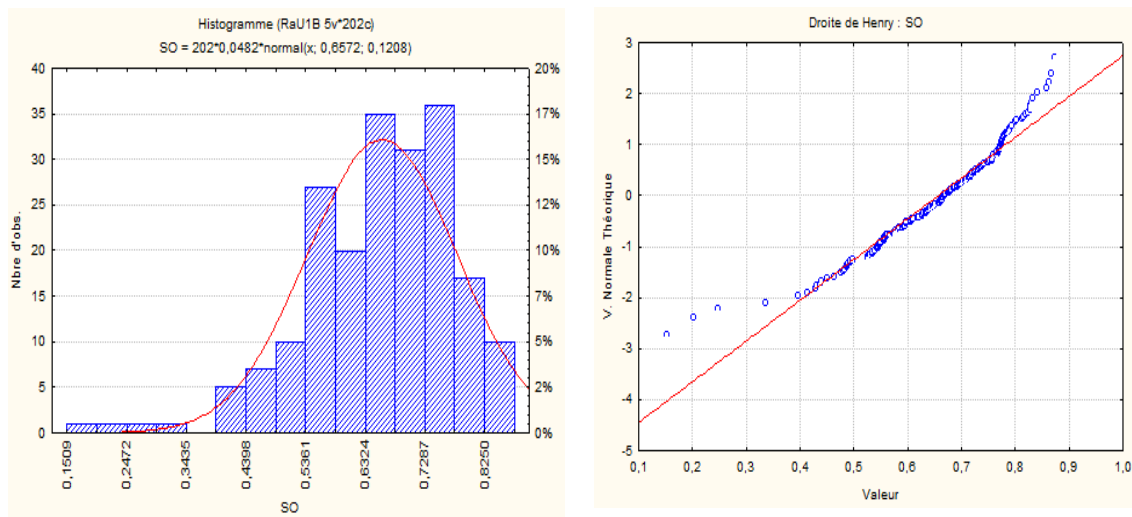


Figure-32 : Histogramme des fréquences relative et Graphe de la probabilité des saturations de l'unité RaU1B

3)Unité RaU2 :

a)Interprétation de l'analyse en composante principale (ACP)

Les Cercles de corrélation dans le plan des axes F1 et F2 qui représentent une Ecart-type cumulée de 84,30 (%) (F1 = 56,27%, F2 = 28,03 %) montrent :

- Une association constituée de la perméabilité (Perm), la porosité (PHIE) et la saturation huile (SO). Ces trois (3) paramètres sont corrélés positivement avec le facteur F1 et le facteur F2.
- Le volume d'argile (VCL) et le Gamma-Ray (GRc) sont corrélés négativement avec F1 et positivement avec F2.

A partir des résultats de la matrice de corrélation et l'analyse en composante principale (ACP) .on peut conclure que dans cette unité RaU2 les trois paramètres caractérisent le réservoir en huile se trouve en association. **(Figure-33)**

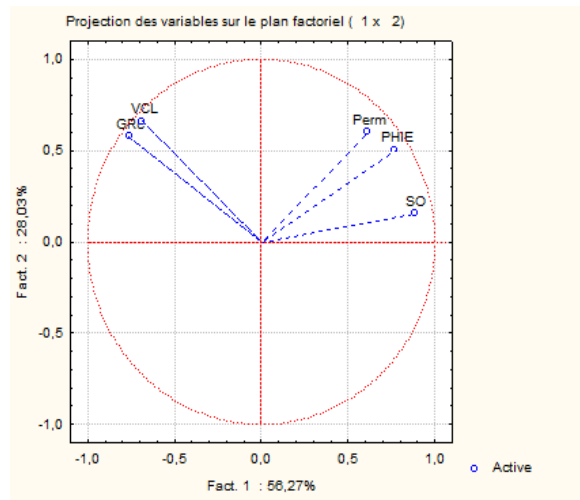


Figure-33 : Cercles de corrélation de l'ACP sur l'ensemble de données des paramètres pétrophysiques de l'unité RaU2

b) Interprétation les résultats d’histogramme des fréquences relative et graphe de la probabilité des paramètres petro-physiques de l'unité RaU2

Perméabilité

L'histogramme de la fréquence relative et le graphe de la probabilité de la perméabilité de l'unité RaU2montre l'existence de deux populations, qui ils sont:

- Les échantillons avec une perméabilité de 0,0001 à 15 mD représentent 50%, ce sont des perméabilités très faibles à médiocre.
- Les échantillons avec une perméabilité de 15 à 350 mD représentent 49,50%, ce sont des perméabilités médiocres à bonne. (**Figure-34**)

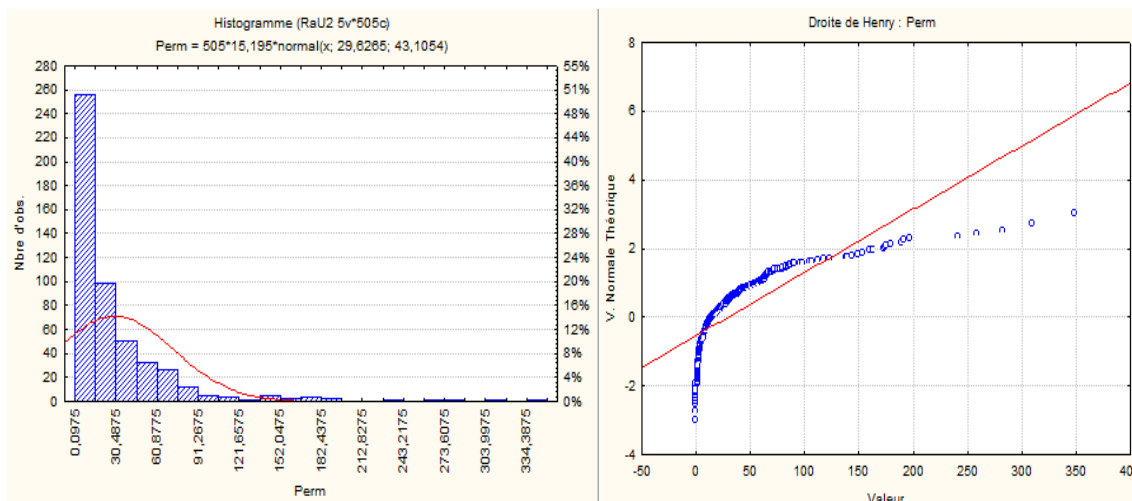


Figure-34 : Histogramme des fréquences relative et Graphe de la probabilité des perméabilités de l'unité RaU2

Porosité

L'histogramme de la fréquence relative et le graphe de la probabilité de la porosité de l'unité RaU2 montre l'existence d'une seule population, qui ils sont : les échantillons avec une porosité de 0,0001 à 0,10 représentent 100%, ce sont des porosités faibles à médiocres. **(Figure-35)**

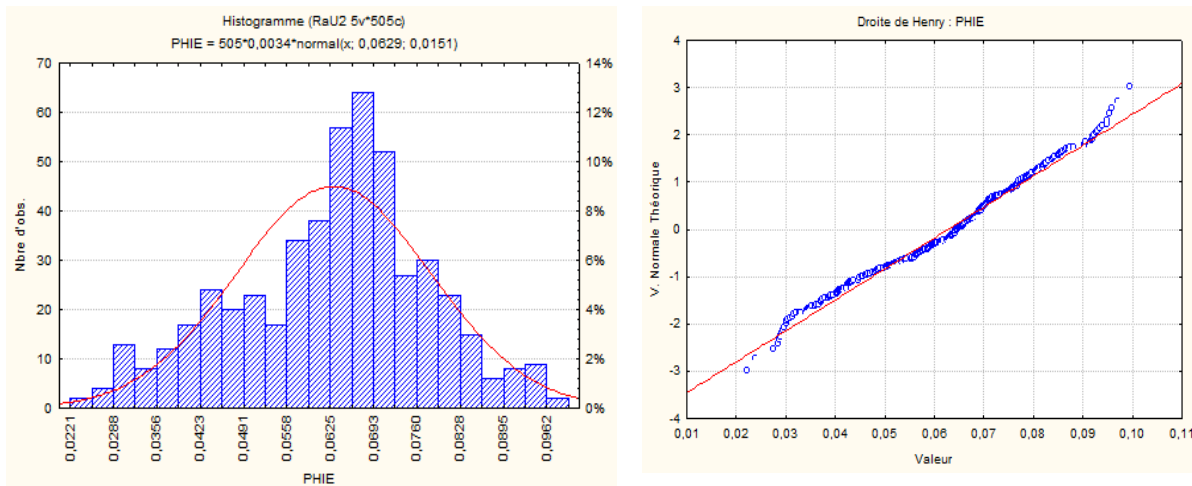


Figure-35 : Histogramme des fréquences relative et Graphe de la probabilité des porosités de l'unité RaU2

Saturation

L'histogramme de la fréquence relative et le graphe de la probabilité de la saturation de l'unité RaU2 montre l'existence de deux populations, qui ils sont :

- Les échantillons avec une saturation de 0 à 0,78 représentent 78%.
- Les échantillons avec une saturation de 0,78 à 0,9 représentent 22%. **(Figure-36)**

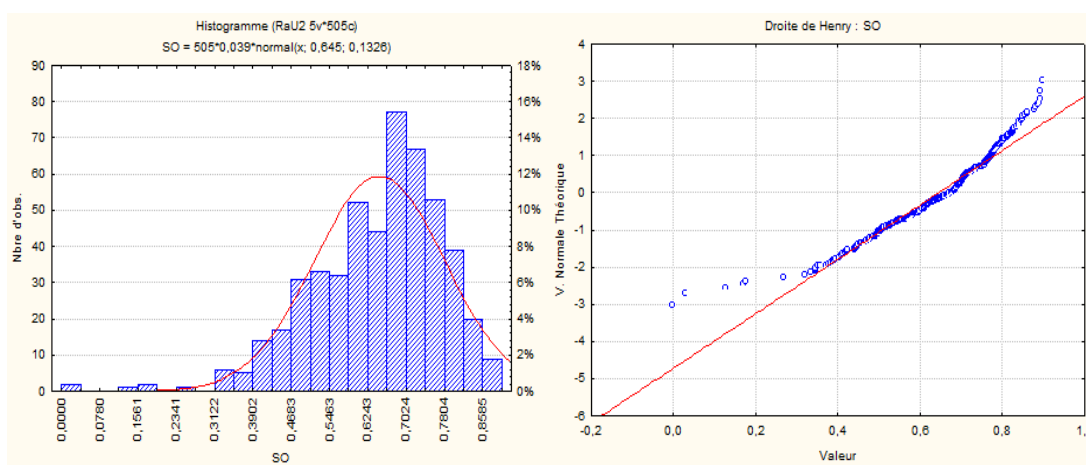


Figure-36 : Histogramme des fréquences relative et Graphe de la probabilité des saturations de l'unité RaU2

4) Unité RaU3A :

a) Interprétation de l'analyse en composante principale (ACP)

Les Cercles de corrélation dans le plan des axes F1 et F2 qui représentent une Ecart-type cumulée de 77,54 (%) (F1 = 55,85%, F2 = 21,69 %) montrent :

- Une association constituée de la perméabilité (Perm), la porosité (PHIE) et la saturation huile (SO). Ces trois (3) paramètres sont corrélés positivement avec le facteur F1 et le facteur F2.
- Le volume d'argile (VCL) et le Gamma-Ray (GRc) sont corrélés négativement avec F1 et positivement avec F2.

A partir des résultats de la matrice de corrélation et l'analyse en composante principale (ACP) .on peut conclure que dans cette unité RaU3A les trois paramètres caractérisent le réservoir en huile se trouve en association. (**Figure-37**)

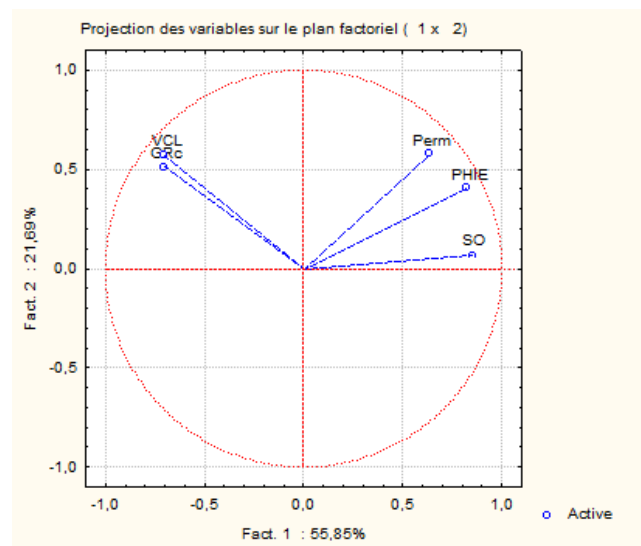


Figure-37 : Cercles de corrélation de l'ACP sur l'ensemble de données des paramètres pétrophysiques de l'unité RaU3A

b) Interprétation les résultats d'histogramme des fréquences relative et graphe de la probabilité des paramètres petro-physiques de l'unité RaU3A

Perméabilité

L'histogramme de la fréquence relative et le graphe de la probabilité de la perméabilité de l'unité RaU3A montre l'existence de trois populations, qui ils sont :

- Les échantillons avec une perméabilité de 0,0001 à 12,5mD représentent 49%, ce sont des perméabilités très faibles à médiocre.

- Les échantillons avec une perméabilité de 12,5 à 60mD représentent 15%, ce sont des perméabilités médiocres.
- Les échantillons avec une perméabilité de 60 à 375mD représentent 36%, ce sont des perméabilités moyennes à bonne. (Figure-38)

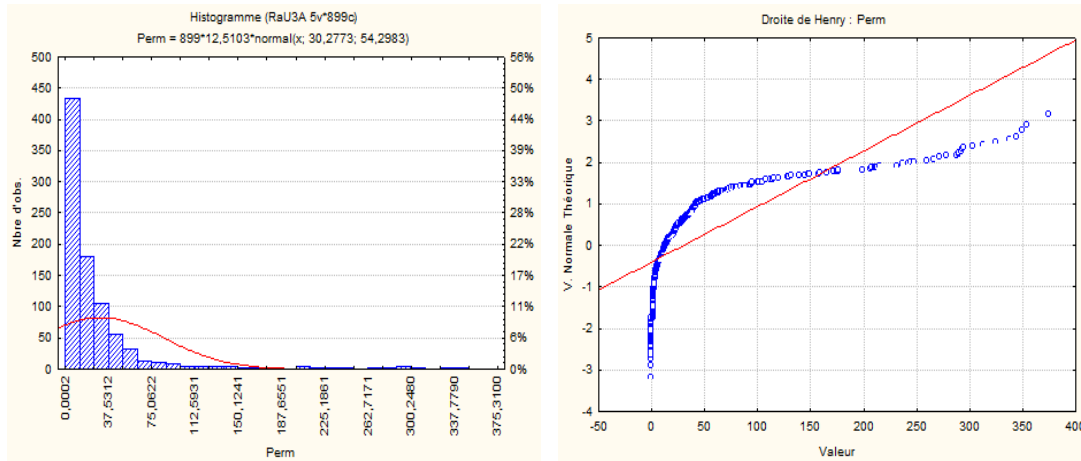


Figure-38 : Histogramme des fréquences relative et Graphe de la probabilité des perméabilités de l'unité RaU3A

Porosité

L'histogramme de la fréquence relative et le graphe de la probabilité de la porosité de l'unité RaU3A montre l'existence de deux populations, qui ils sont :

- Les échantillons avec une porosité de 0,0001 à 0,06 représentent 40%, ce sont des porosités faibles à médiocres.
- Les échantillons avec une porosité de 0,06 à 0,10 représentent 60%, ce sont des porosités médiocres à moyenne. (Figure-39)

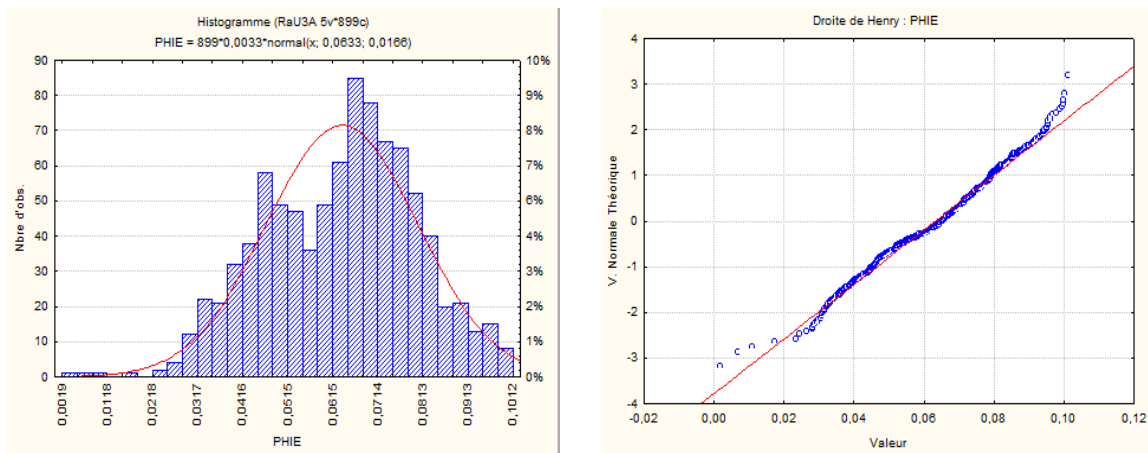


Figure-39 : Histogramme des fréquences relative et Graphe de la probabilité des porosités de l'unité RaU3A

Saturation

L'histogramme de la fréquence relative et le graphe de la probabilité de la saturation de l'unité RaU3A montre l'existence de trois populations, qui ils sont :

- Les échantillons avec une saturation de 0 à 0,4 représentent 5%.
- Les échantillons avec une saturation de 0,4 à 0,7 représentent 42%.
- Les échantillons avec une saturation de 0,7 à 0,97 représentent 53%. (**Figure-40**)

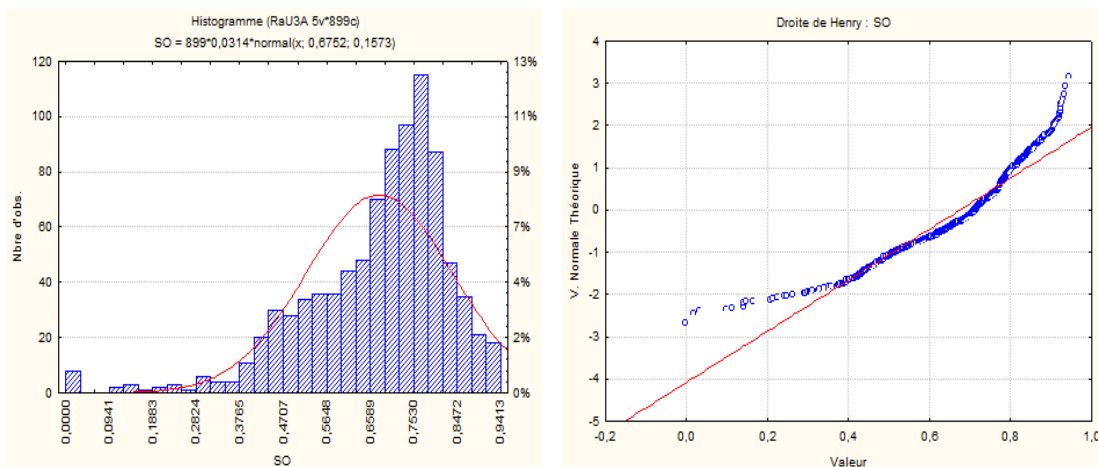


Figure-40 : Histogramme des fréquences relative et Graphe de la probabilité des saturations de l'unité RaU3A

5) Unité RaU3B :

a)Interprétation de l'analyse en composante principale (ACP)

Les Cercles de corrélation dans le plan des axes F1 et F2 qui représentent une Ecart-type cumulée de 80,82 (%) (F1 = 51,44%, F2 = 29,38 %) montrent :

- Une association constituée de la perméabilité (Perm), la porosité (PHIE) et la saturation huile (SO). Ces trois (3) paramètres sont corrélés positivement avec le facteur F1 et négativement avec le facteur F2.
- Le volume d'argile (VCL) et le Gamma-Ray (GRc) sont corrélés négativement avec F1 et F2.

A partir des résultats de la matrice de corrélation et l'analyse en composante principale (ACP). On peut conclure que dans cette unité RaU3B les trois paramètres caractérisent le réservoir en huile se trouve en association. Ceci indique la présence d'un faciès réservoir saturé en huile. (**Figure-41**)

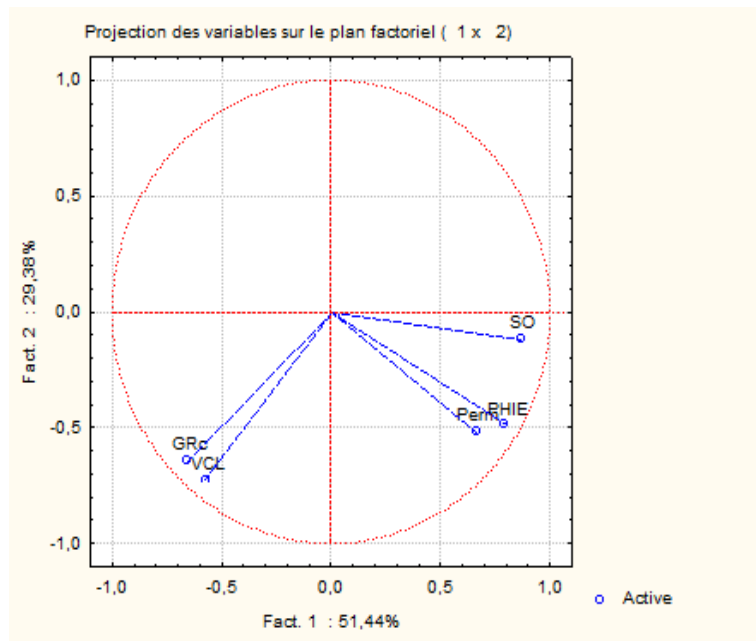


Figure-41 : Cercles de corrélation de l'ACP sur l'ensemble de données des paramètres pétrophysiques de l'unité RaU3B

b) Interprétation les résultats d'histogramme des fréquences relative et graphe de la probabilité des paramètres petro-physiques de l'unité RaU3B Perméabilité

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

- Les échantillons avec une perméabilité de 0 ,0001 à 20mD représentent 57%, ce sont des perméabilités très faibles à médiocre.
- Les échantillons avec une perméabilité de 20 à 228mD représentent 43%, ce sont des perméabilités médiocres à bonne. (**Figure-42**)

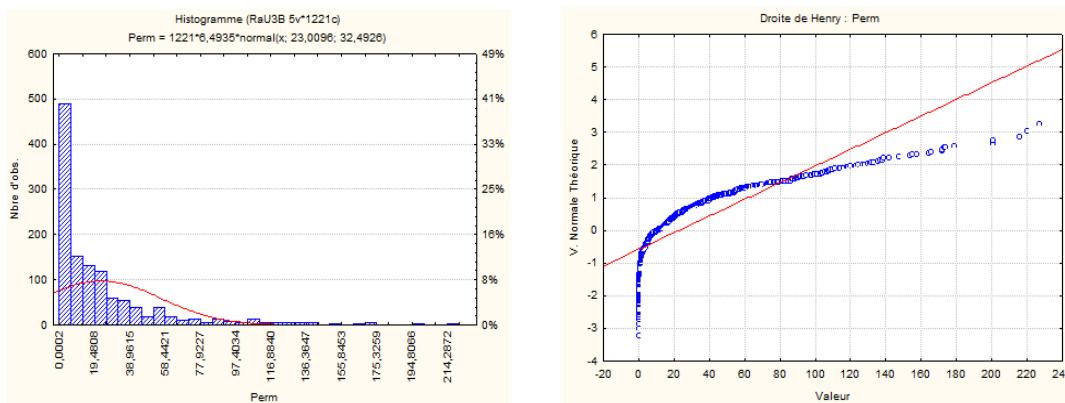


Figure-42 : Histogramme des fréquences relative et Graphe de la probabilité des perméabilités de l'unité RaU3B

Porosité (PHIE)

L'histogramme de la fréquence relative et le graphe de la probabilité de la porosité de l'unité RaU3B montre l'existence d'une seule population, qui ils sont : les échantillons avec une porosité de 0,0001 à 0,11 représentent 100%, ce sont des porosités faibles à moyenne.

(Figure-43)

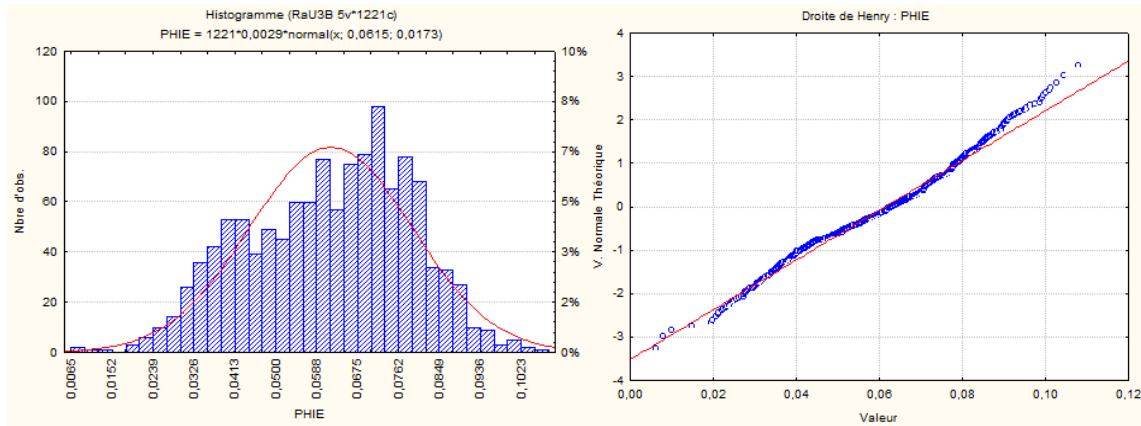


Figure-43 : Histogramme des fréquences relative et Graphe de la probabilité des porosités de l'unité RaU3B

Saturation (So)

L'histogramme de la fréquence relative et le graphe de la probabilité de la saturation de l'unité RaU3B montre l'existence de deux populations, qui ils sont :

- Les échantillons avec une saturation de 0 à 0,7 représentent 30%.
- Les échantillons avec une saturation de 0,7 à 0,91 représentent 70%. **(Figure-44)**

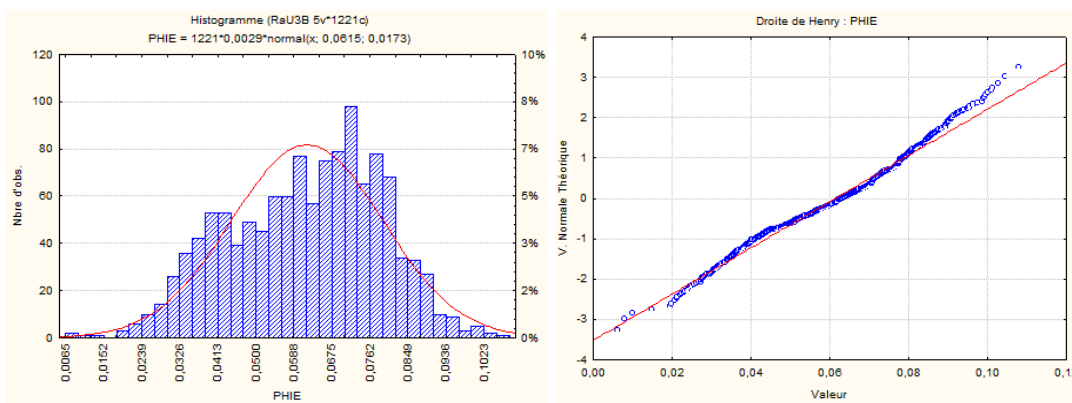


Figure-44 : Histogramme des fréquences relative et Graphe de la probabilité des saturations de l'unité RaU3B

6) Unité RaU4 :

a) Interprétation de l'analyse en composante principale (ACP)

Les Cercles de corrélation dans le plan des axes F1 et F2 qui représentent une Ecart-type cumulée de 80,30 (%) (F1 = 49,11%, F2 = 31,19 %) montrent :

- Une association constituée de la perméabilité (Perm), la porosité (PHIE) et la saturation huile (SO). Ces trois (3) paramètres sont corrélés positivement avec le facteur F1 et le facteur F2.
- Le volume d'argile (VCL) et le Gamma-Ray (GRc) sont corrélés négativement avec F1 et positivement avec F2.

A l'issue de la matrice de corrélation et l'analyse en composante principale (ACP) .on peut conclure que dans cette unité RaU4 la saturation, (So) la porosité (PHIE) et la perméabilité (Perm) se trouve en association .Ceci indique la présence d'un faciès réservoir saturé en huile. (**Figure-45**)

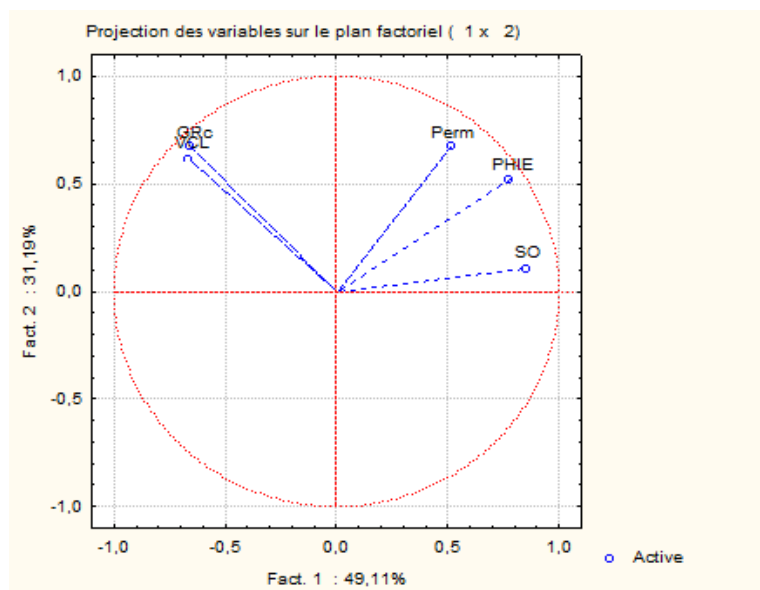


Figure-45 : Cercles de corrélation de l'ACP sur l'ensemble de données des paramètres pétrophysiques de l'unité RaU4

b) Interprétation les résultats d'histogramme des fréquences relative et graphe de la probabilité des paramètres petro-physiques de l'unité RaU4

Perméabilité

L'histogramme de la fréquence relative et le graphe de la probabilité de la perméabilité de l'unité RaU4 montre l'existence de deux populations, qui ils sont :

- Les échantillons avec une perméabilité de 0,0001 à 50 mD représentent 94%, ce sont des perméabilités très faibles à médiocre.
- Les échantillons avec une perméabilité de 50 à 350 mD représentent 6%, ce sont des perméabilités médiocres à très bonne. (**Figure-46**)

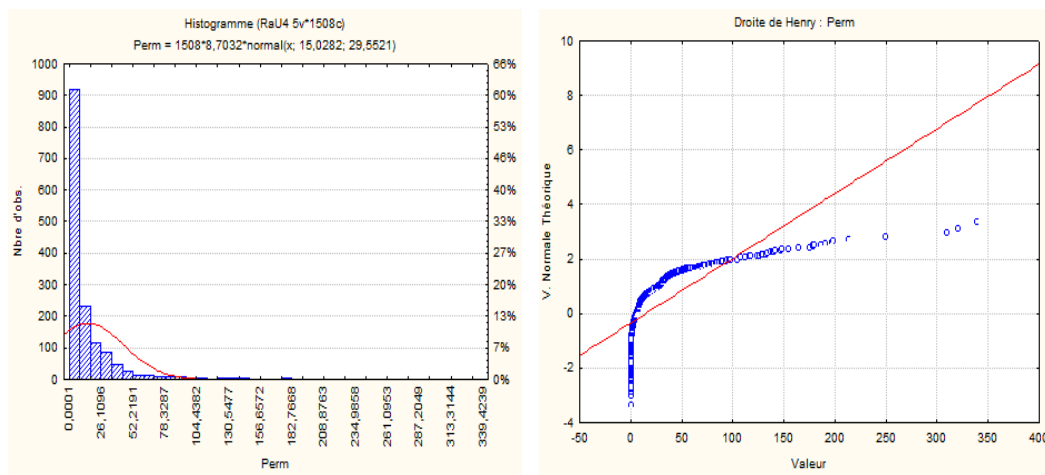


Figure-46 : Histogramme des fréquences relative et Graphe de la probabilité des perméabilités de l'unité RaU4

Porosité (PHIE)

L'histogramme de la fréquence relative et le graphe de la probabilité de la porosité de l'unité RaU4 montre l'existence de deux populations, qui ils sont :

- Les échantillons avec une porosité de 0,0001 à 0,09 représentent 99%, ce sont des porosités faibles à médiocres.
- Les échantillons avec une porosité de 0,09 à 0,13 représentent 1%, ce sont des porosités médiocres à moyenne. (**Figure-47**)

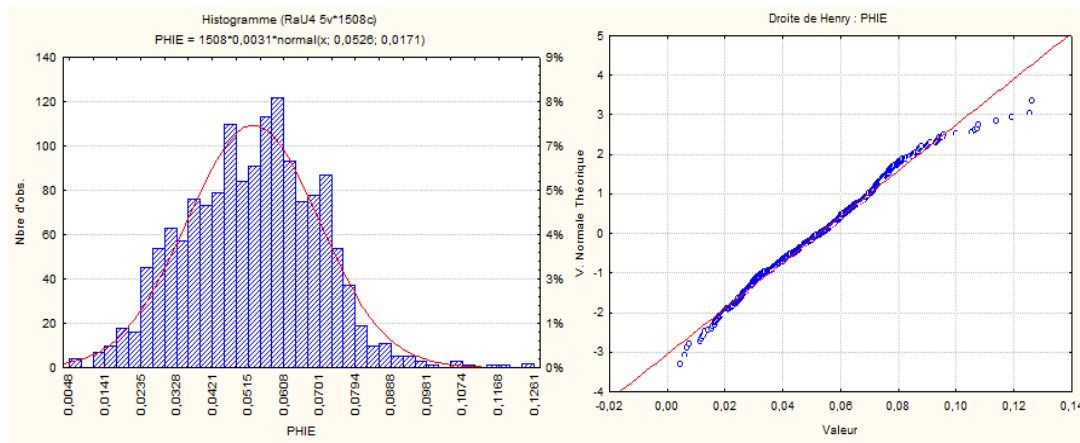


Figure-47 : Histogramme des fréquences relative et Graphe de la probabilité des porosités de l'unité RaU4

Saturation (So)

L'histogramme de la fréquence relative et le graphe de la probabilité de la saturation de l'unité RaU4 montre l'existence de deux populations, qui ils sont :

- Les échantillons avec une saturation de 0 à 0,75 représentent 53%.
- Les échantillons avec une saturation de 0,75 à 0,95 représentent 47%. (**Figure-48**)

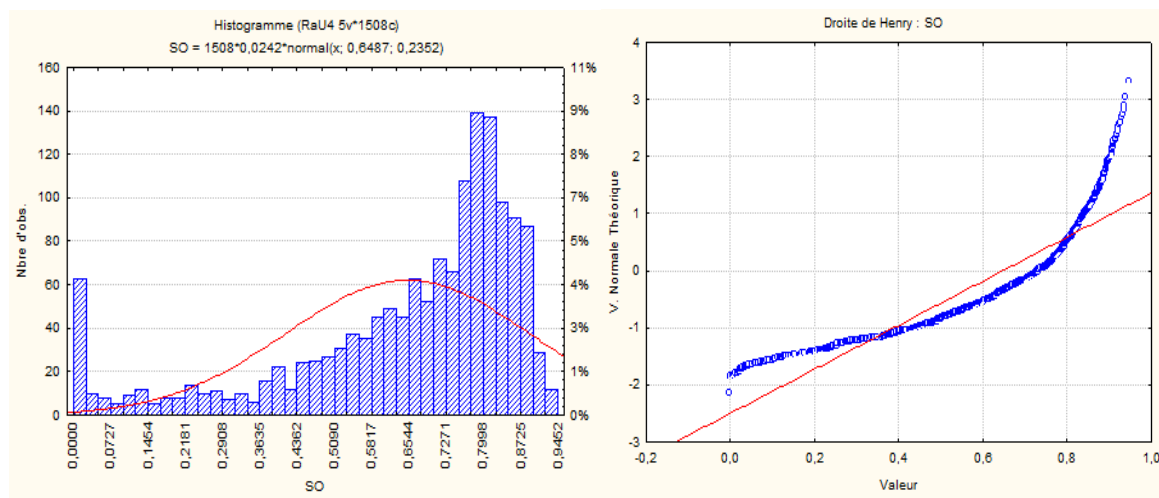


Figure-48 : Histogramme des fréquences relative et Graphe de la probabilité des saturations de l'unité RaU4

7) Unité Base Ri :

a) Interprétation de l'analyse en composante principale (ACP)

Les Cercles de corrélation dans le plan des axes F1 et F2 qui représentent une Ecart-type cumulée de 70,55 (%) (F1 = 42,51%, F2 = 28,04 %) montrent :

- Une association constituée de la perméabilité (Perm), la porosité (PHIE) et la saturation huile (SO). Ces trois (3) paramètres sont corrélés négativement avec le facteur F1 et le facteur F2 sauf la saturation d'huile est positivement avec le facteur F2.
- Le volume d'argile (VCL) et le Gamma-Ray (GRc) sont corrélés positivement avec F1 et négativement avec F2.

A partir des résultats de la matrice de corrélation et l'analyse en composante principale (ACP) .on peut estimer que dans cette unité Base Ri la porosité (PHIE), la perméabilité (Perm) et la saturation (So) se trouve en association .Ceci indique la présence d'un faciès réservoir saturé en huile. Mais la corrélation entre la saturation (So) et la perméabilité (Perm) ne sont pas fortement positive, Ceci indiqué le réservoir d'huile est à faible perméabilité. **(Figure-49)**

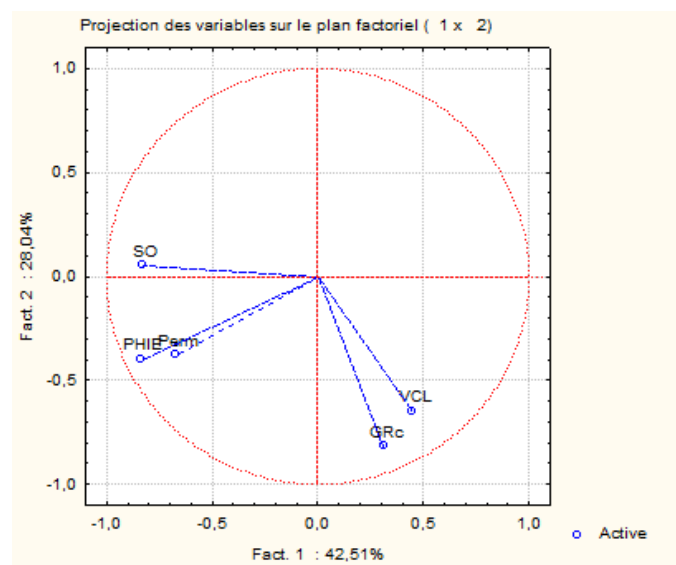


Figure-49 : Cercles de corrélation de l'ACP sur l'ensemble de données des paramètres pétrophysiques de l'unité Base Ri

b) Interprétation les résultats d'histogramme des fréquences relatives et graphe de la probabilité des paramètres pétro-physiques de l'unité Base Ri

Perméabilité

L'histogramme de la fréquence relative et le graphe de la probabilité de la perméabilité de l'unité Base Ri montre l'existence de deux populations, qui ils sont :

- Les échantillons avec une perméabilité de 0,0001 à 13,5 mD représentent 59%, ce sont des perméabilités très faibles à médiocre.
- Les échantillons avec une perméabilité de 13,5 à 220 mD représentent 41%, ce sont des perméabilités médiocres à bonne. (**Figure-50**)

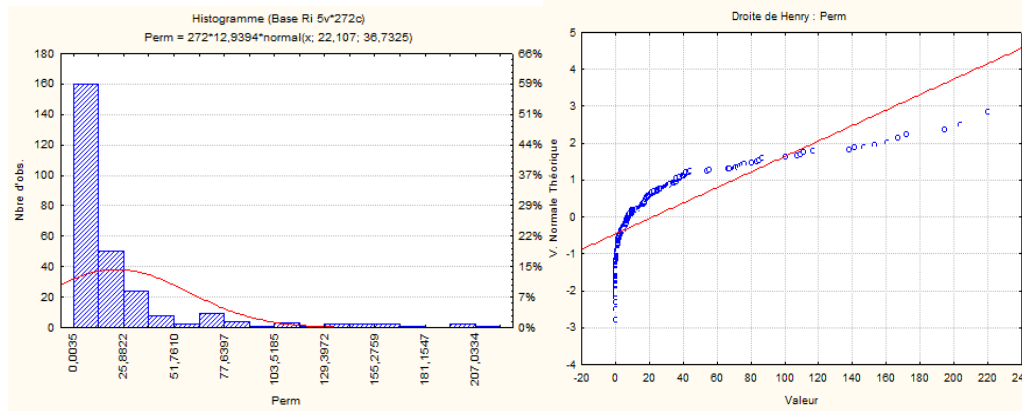


Figure-50 : Histogramme des fréquences relative et Graphe de la probabilité des perméabilités de l'unité Base Ri

Porosité (PHIE)

L'histogramme de la fréquence relative et le graphe de la probabilité de la porosité de l'unité Base Ri montre l'existence de deux populations, qui ils sont :

- Les échantillons avec une porosité de 0,0001 à 0,05 représentent 38%, ce sont des porosités faibles à médiocres.
- Les échantillons avec une porosité de 0,05 à 0,09 représentent 62%, ce sont des porosités médiocres. (**Figure-51**)

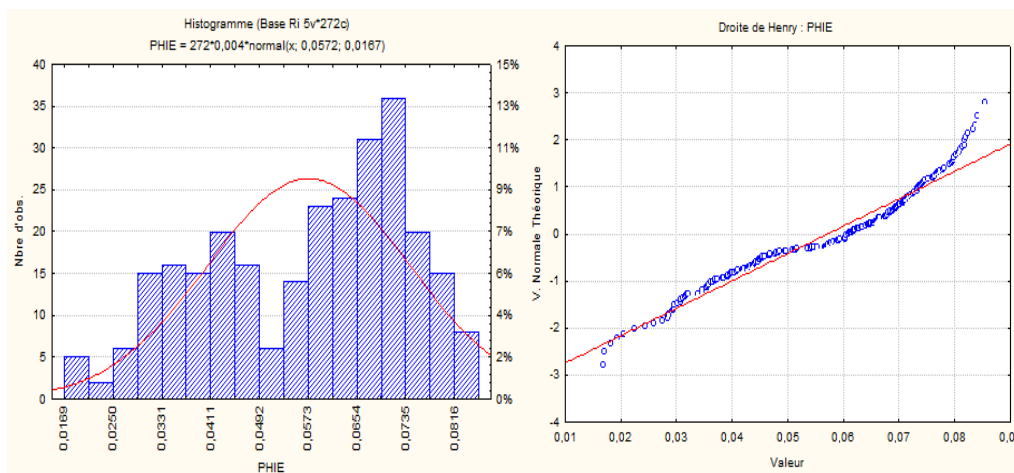


Figure-51 : Histogramme des fréquences relative et Graphe de la probabilité des porosités de l'unité Base Ri

Saturation

L'histogramme de la fréquence relative et le graphe de la probabilité de la saturation de l'unité Base Ri montre l'existence de deux populations, qui ils sont :

- Les échantillons avec une saturation de 0 à 0,74 représentent 35%.
- Les échantillons avec une saturation de 0,74 à 0,9 représentent 65%. (**Figure-52**)

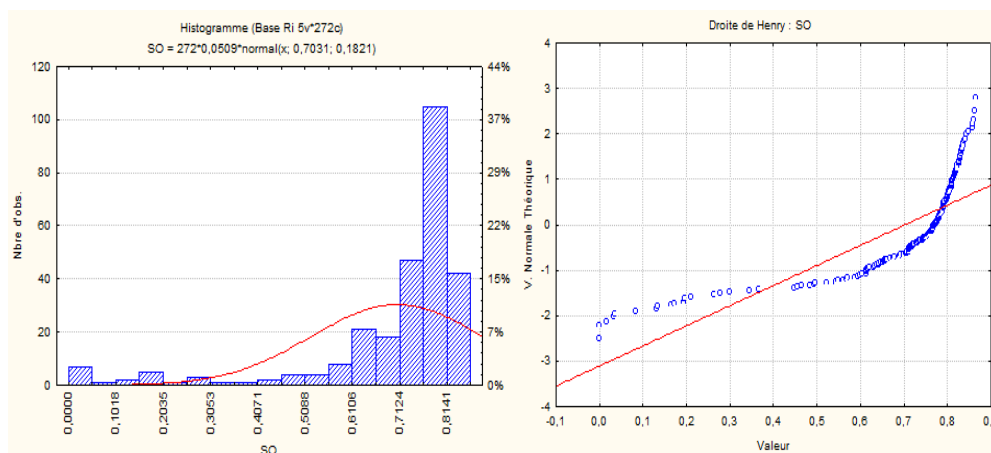


Figure-52 : Histogramme des fréquences relative et Graphe de la probabilité des saturations de l'unité Base Ri

8) Unité Ri1 :

a)Interprétation de l'analyse en composante principale (ACP)

Les Cercles de corrélation dans le plan des axes F1 et F2 qui représentent une Ecart-type cumulée de 70,68 (%) (F1 = 42,80%, F2 = 27,88 %) montrent :

- Une association constituée de la perméabilité (Perm), la porosité (PHIE) et la saturation huile (SO). Ces trois (3) paramètres sont corrélés négativement avec le facteur F1 et positivement avec le facteur F2.
- Le volume d'argile (VCL) et le Gamma-Ray (GRc) sont corrélés positivement avec F1 et F2.

A l'issu de la matrice de corrélation et l'analyse en composante principale (ACP) .on peut conclure que dans cette unité Ri1 la saturation, (So) la porosité (PHIE) et la perméabilité (Perm) se trouve en association. (**Figure-53**)

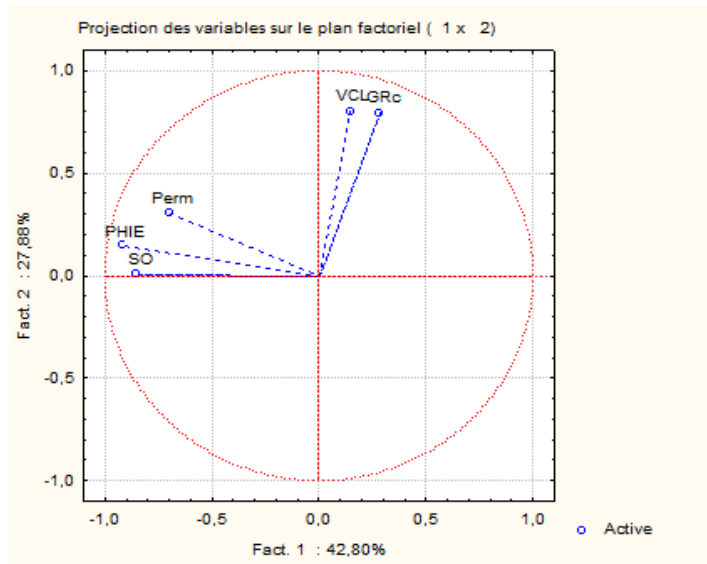


Figure-53 : Cercles de corrélation de l'ACP sur l'ensemble de données des paramètres pétro-physiques de l'unité Ri1

b) Interprétation les résultats d'histogramme des fréquences relative et graphe de la probabilité des paramètres pétro-physiques de l'unité Ri1 Perméabilité

L'histogramme de la fréquence relative et le graphe de la probabilité de la perméabilité de l'unité Ri1 montre l'existence de trois populations, qui ils sont:

- Les échantillons avec une perméabilité de 0,0001 à 10 mD représentent 38%, ce sont des perméabilités très faibles à faible.
- Les échantillons avec une perméabilité de 10 à 50mD représentent 44%, ce sont des perméabilités faibles à médiocre.
- Les échantillons avec une perméabilité de 50 à 350 mD représentent 18%, ce sont des perméabilités médiocres à bonne. (**Figure-54**)

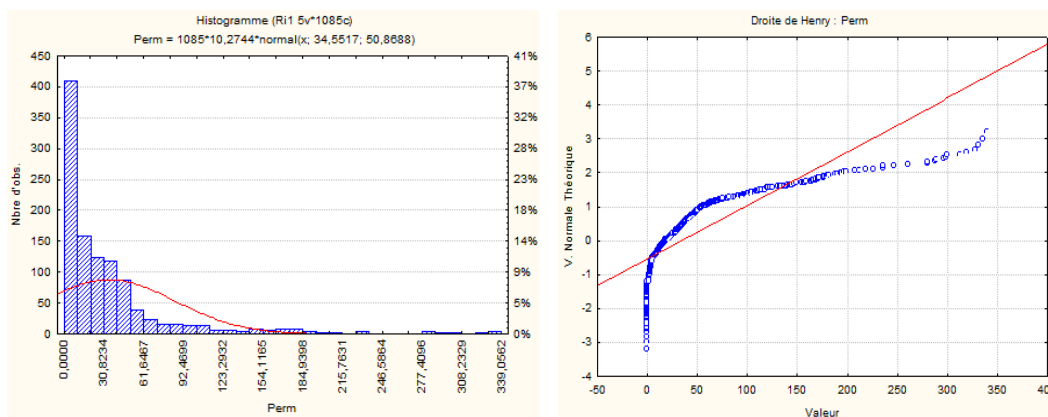


Figure-54 : Histogramme des fréquences relative et Graphe de la probabilité des perméabilités de l'unité Ri1

Porosité (PHIE)

L'histogramme de la fréquence relative et le graphe de la probabilité de la porosité de l'unité Ri1 montre l'existence de quatre populations, qui ils sont :

- Les échantillons avec une porosité de 0,0001 à 0,03 représentent 7%.
- Les échantillons avec une porosité de 0,03 à 0,055 représentent 18%.
- Les échantillons avec une porosité de 0,055 à 0,07 représentent 29%.
- Les échantillons avec une porosité de 0,07 à 0,12 représentent 46%. (**Figure-55**)

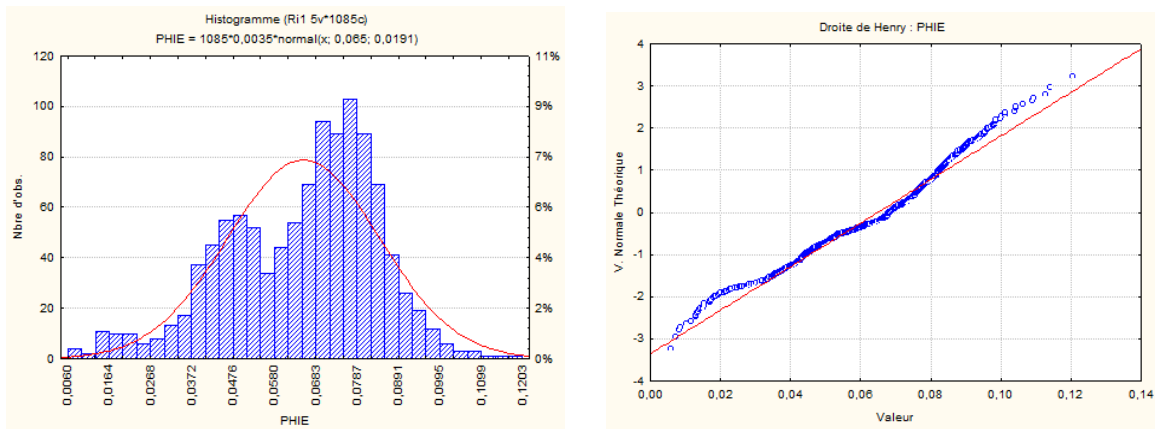


Figure-55 : Histogramme des fréquences relative et Graphe de la probabilité des porosités de l'unité Ri1

Saturation (So)

L'histogramme de la fréquence relative et le graphe de la probabilité de la saturation de l'unité Ri1 montre l'existence de deux populations, qui ils sont :

- Les échantillons avec une saturation de 0 à 0,6 représentent 41%.
- Les échantillons avec une saturation de 0,6 à 1 représentent 59%. (**Figure-56**)

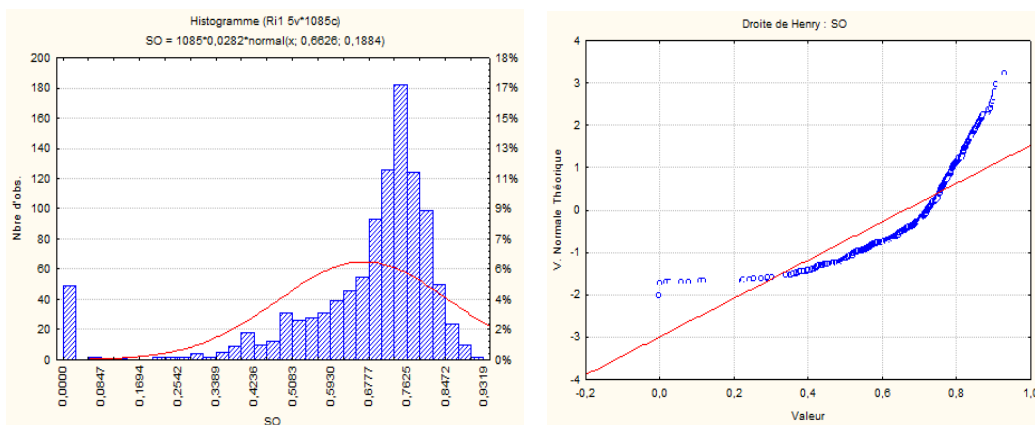


Figure-56 : Histogramme des fréquences relative et Graphe de la probabilité des saturations de l'unité Ri1

9) Unité Ri2 :

a) Interprétation de l'analyse en composante principale (ACP)

Les Cercles de corrélation dans le plan des axes F1 et F2 qui représentent une Ecart-type cumulée de 74,30 (%) (F1 = 46,41%, F2 = 27,89 %) montrent :

- Une association constituée de la perméabilité (Perm), la porosité (PHIE) et la saturation huile (SO). Ces trois (3) paramètres sont corrélés positivement avec le facteur F1 et le facteur F2.
- Le volume d'argile (VCL) et le Gamma-Ray (GRc) sont corrélés positivement avec F1 et négativement avec F2.

A l'issue de la matrice de corrélation et l'analyse en composante principale (ACP) .on peut conclure que dans cette unité Ri2 la saturation, (So) la porosité (PHIE) et la perméabilité (Perm) se trouve en association .Ceci indique la présence d'un faciès réservoir saturé en huile. (Figure-57)

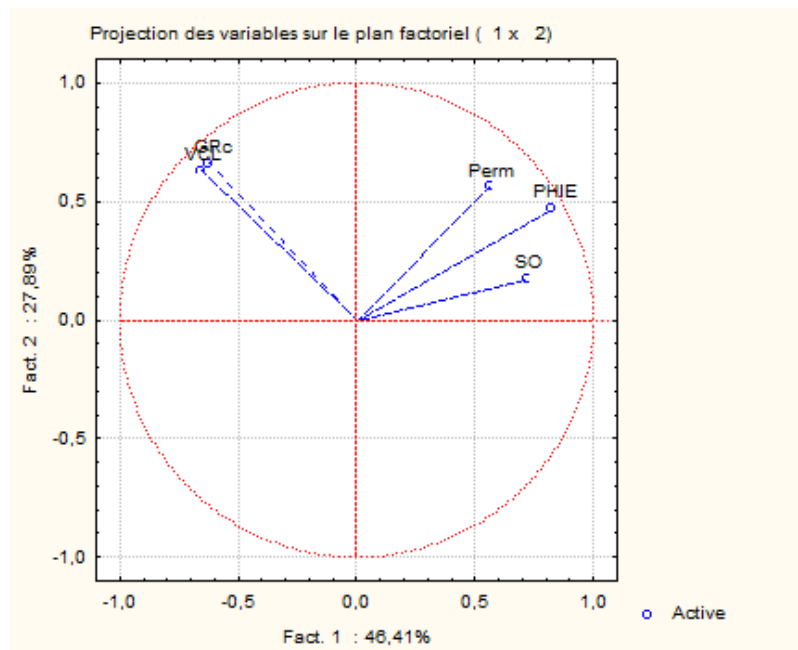


Figure-57 : Cercles de corrélation de l'ACP sur l'ensemble de données des paramètres pétrophysiques de l'unité Ri2

b) Interprétation les résultats d'histogramme des fréquences relative et graphe de la probabilité des paramètres pétro-physiques de l'unité Ri2

Perméabilité

L'histogramme de la fréquence relative et le graphe de la probabilité de la perméabilité de l'unité Ri2 montre l'existence de deux populations, qui ils sont :

- Les échantillons avec une perméabilité de 0,0001 à 40mD représentent 90%, ce sont des perméabilités très faibles à médiocre.
- Les échantillons avec une perméabilité de 40 à 350mD représentent 10%, ce sont des perméabilités moyennes à bonne. (Figure-58)

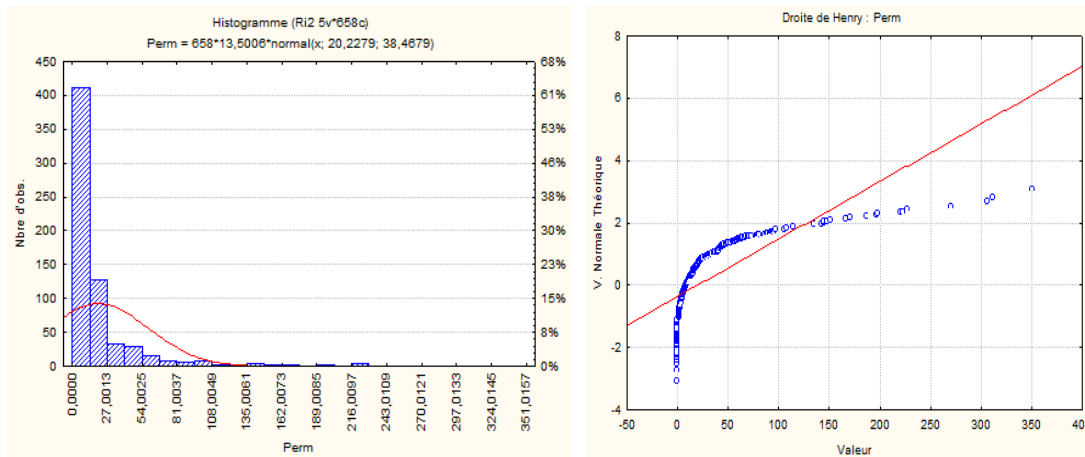


Figure-58 : Histogramme des fréquences relative et Graphe de la probabilité des perméabilités de l'unité Ri2

Porosité (PHIE)

L'histogramme de la fréquence relative et le graphe de la probabilité de la porosité de l'unité Ri2 montre l'existence de deux populations, qui ils sont :

- Les échantillons avec une porosité de 0.0001 à 0,09 représentent 98%, ce sont des porosités faibles à médiocres.
- Les échantillons avec une porosité de 0,09 à 0,14représentent 2%, ce sont des porosités médiocres à moyenne. (Figure-59)

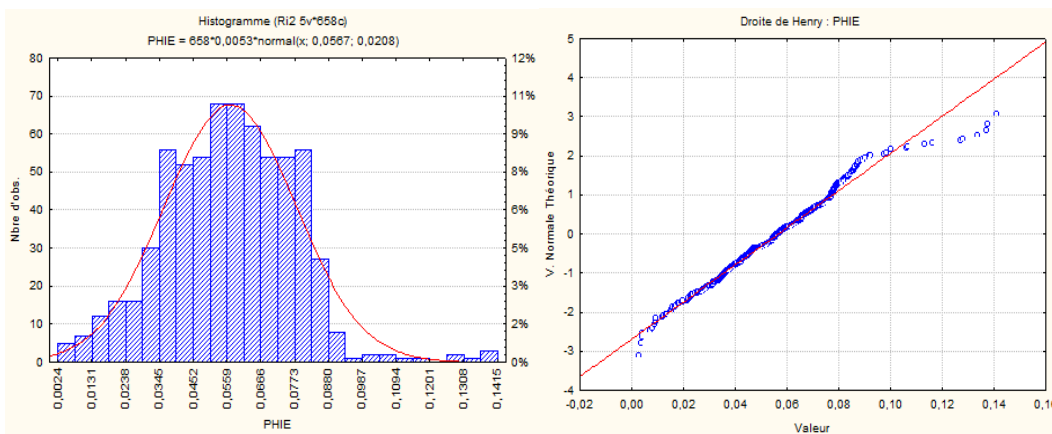


Figure-59 : Histogramme des fréquences relative et Graphe de la probabilité des porosités de l'unité Ri2

Saturation (So)

L'histogramme de la fréquence relative et le graphe de la probabilité de la saturation de l'unité Ri2 montre l'existence de trois populations, qui ils sont :

- Les échantillons avec une saturation de 0 à 0,5 représentent 25%.
- Les échantillons avec une saturation de 0,5 à 0,8 représentent 54%.
- Les échantillons avec une saturation de 0,8 à 1 représentent 21%. (**Figure-60**)

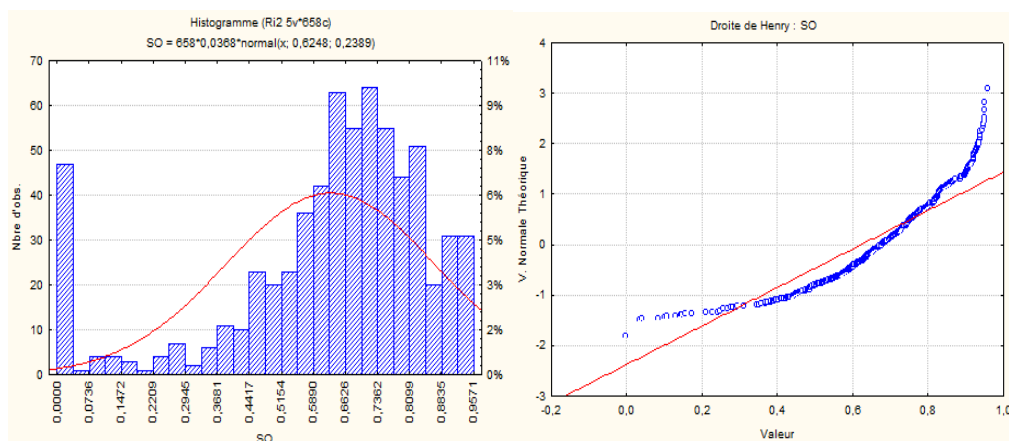


Figure-60 : Histogramme des fréquences relative et Graphe de la probabilité des saturations de l'unité Ri2

10) Unité Ri3 :

a)Interprétation de l'analyse en composante principale (ACP)

Les Cercles de corrélation dans le plan des axes F1 et F2 qui représentent une Ecart-type cumulée de 78,58 (%) (F1 = 53,67%, F2 = 24,91 %) montrent :

- Une association constituée de la perméabilité (Perm), la porosité (PHIE) et la saturation huile (SO). Ces trois (3) paramètres sont corrélés positivement avec le facteur F1 et le facteur F2 sauf la saturation huile (SO) est négativement avec le facteur F2.
- Le volume d'argile (VCL) et le Gamma-Ray (GRc) sont corrélés positivement avec F1 et F2.

A l'issu de la matrice de corrélation et l'analyse en composante principale (ACP) .on peut conclure que dans cette unité Ri3 la porosité (PHIE), la perméabilité (Perm) et la saturation (So) se trouve en association .Ceci indique la présence d'un faciès réservoir saturé en huile. Mais la corrélation entre la saturation (So) et la perméabilité (Perm) ne sont pas

fortement positive, qui indique ce réservoir d'huile est à faible perméable. Le Gamma-Ray (GRc) est corrélé positivement avec le volume d'argile (VCL) indique un passage d'argile.

(Figure-61)

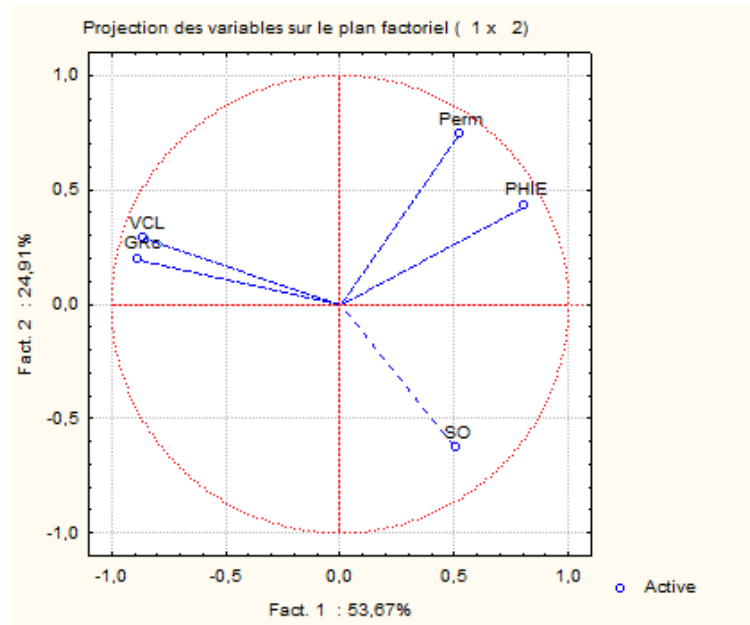


Figure-61 : Cercles de corrélation de l'ACP sur l'ensemble de données des paramètres pétrophysiques de l'unité Ri3

b) Interprétation les résultats d'histogramme des fréquences relative et graphe de la probabilité des paramètres pétro-physiques de l'unité Ri3

Perméabilité

L'histogramme de la fréquence relative et le graphe de la probabilité de la perméabilité de l'unité Ri3 montre l'existence de deux populations, qui ils sont :

- Les échantillons avec une perméabilité de 0,0001 à 50mD représentent 95%, ce sont des perméabilités très faibles à médiocre.
- Les échantillons avec une perméabilité de 50 à 400mD représentent 5%, ce sont des perméabilités moyennes à très bonne. (Figure-62)

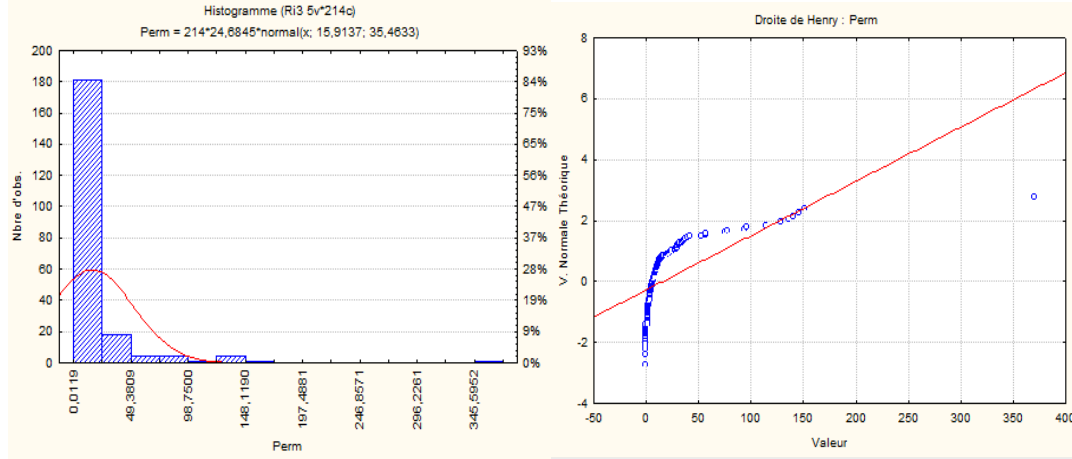


Figure-62 : Histogramme des fréquences relative et Graphe de la probabilité des perméabilités de l'unité Ri3

Porosité (PHIE)

L'histogramme de la fréquence relative et le graphe de la probabilité de la porosité de l'unité Ri3 montre l'existence de quatre populations, qui ils sont :

- Les échantillons es observations avec une porosité de 0,01 à 0,015 représentent 3%, ce sont des porosités faibles.
- Les échantillons avec une porosité de 0,015 à 0,07 représentent 85%, ce sont des porosités faibles à médiocres.
- Les échantillons avec une porosité de 0,07à 0,09% représentent 7%, ce sont des porosités médiocres.
- Les échantillons avec une porosité de 0,09 à 0,11 représentent 5%, ce sont des porosités médiocres à moyenne. **(Figure-63)**

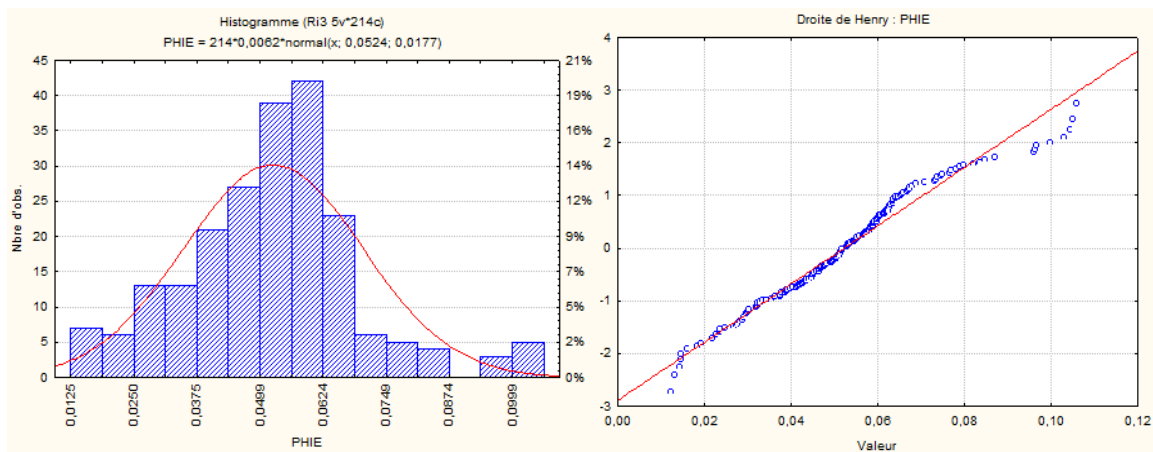


Figure-63 : Histogramme des fréquences relative et Graphe de la probabilité des porosités de l'unité Ri3

Saturation (So)

L'histogramme de la fréquence relative et le graphe de la probabilité de la saturation de l'unité Ri3 montre l'existence de trois populations, qui ils sont :

- Les échantillons avec une saturation de 0 à 0,3 représentent 10%.
- Les échantillons avec une saturation de 0,3 à 0,8 représentent 53%.
- Les échantillons avec une saturation de 0,8 à 1 représentent 37%. (**Figure-64**)

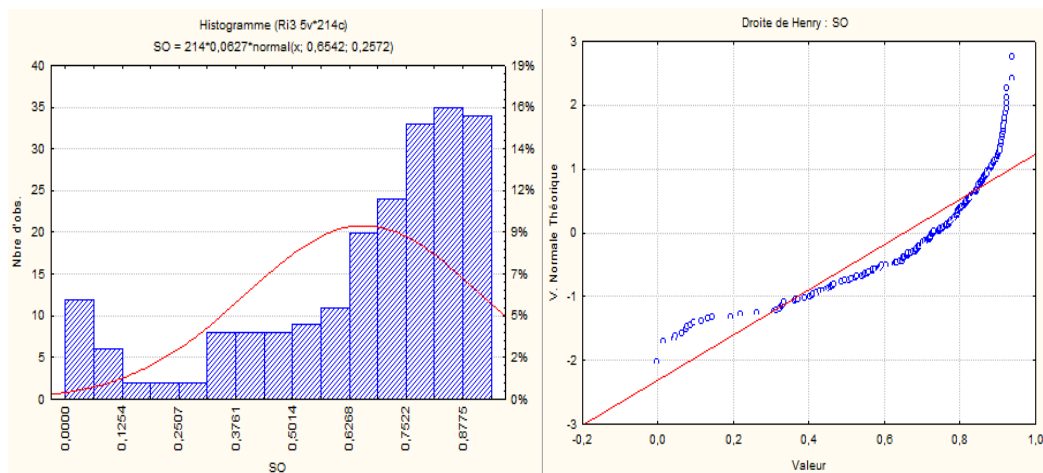


Figure-64 : Histogramme des fréquences relative et Graphe de la probabilité des saturations de l'unité Ri3

11) Unité ZDA :

a)Interprétation de l'analyse en composante principale (ACP)

Les Cercles de corrélation dans le plan des axes F1 et F2 qui représentent une Ecart-type cumulée de 78,81 (%) (F1 = 43,80%, F2 = 35,01 %) montrent :

- Une association constituée de la perméabilité (Perm), la porosité (PHIE) et la saturation huile (SO). Ces trois (3) paramètres sont corrélés positivement avec le facteur F1 et *le facteur F2 sauf la perméabilité (Perm) est négativement avec le facteur F2.
- Le volume d'argile (VCL) et le Gamma-Ray (GRc) sont corrélés positivement avec F1 et F2.

A l'issu de la matrice de corrélation et l'analyse en composante principale (ACP) .on peut conclure que dans cette unité ZDA la saturation, (So) la porosité (PHIE) et la perméabilité

(Perm) se trouve en association. Ceci indique la présence d'un faciès réservoir saturé en huile. Le Gamma-Ray (GRc) est corrélé positivement avec le volume d'argile (VCL) indique un passage d'argile. (**Figure-65**)

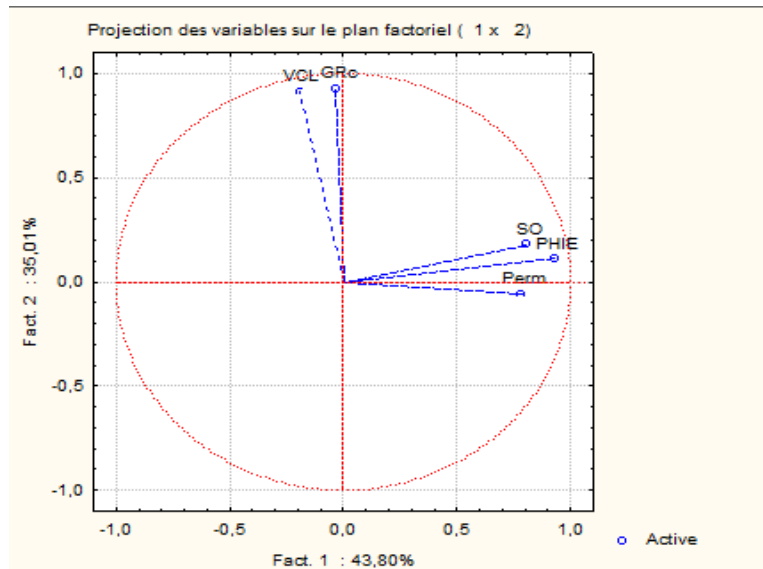


Figure-65 : Cercles de corrélation de l'ACP sur l'ensemble de données des paramètres pétrophysiques de l'unité ZDA

b) Interprétation les résultats d'histogramme des fréquences relative et graphe de la probabilité des paramètres pétro-physiques de l'unité ZDA

Perméabilité

L'histogramme de la fréquence relative et le graphe de la probabilité de la perméabilité de l'unité ZDA montre l'existence de deux populations, qui ils sont:

- Les échantillons avec une perméabilité de 0,0001 à 32mD représentent 92%, ce sont des perméabilités très faibles à moyenne.
- Les échantillons avec une perméabilité de 32 à 400mD représentent 8%, ce sont des perméabilités moyennes à très bonne. (**Figure-66**)

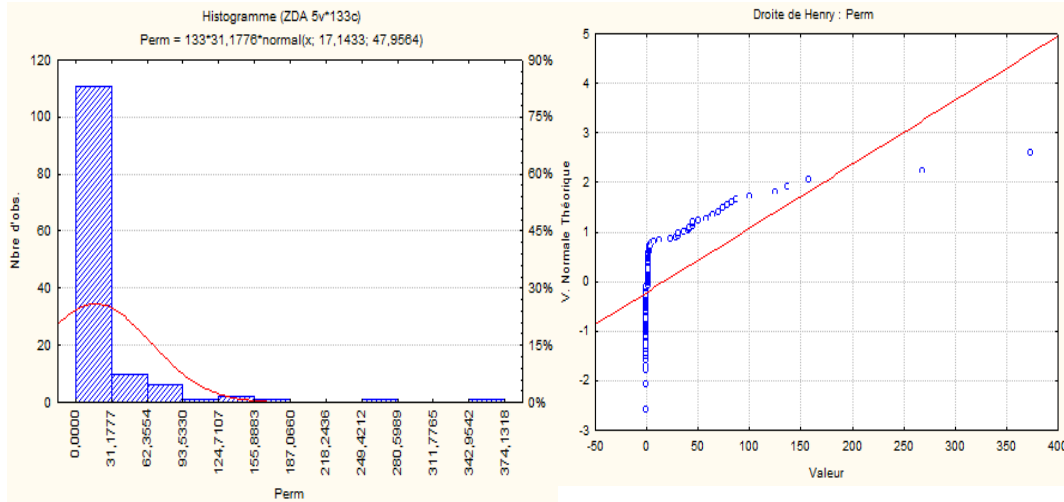


Figure-66 : Histogramme des fréquences relative et Graphe de la probabilité des perméabilités de l'unité ZDA

Porosité (PHIE)

L'histogramme de la fréquence relative et le graphe de la probabilité de la porosité de l'unité ZDA montre l'existence de trois populations, qui ils sont :

- Les échantillons avec une porosité très faibles de 0,0001 à 0,02 représentent 20 % de l'ensemble des données.
- Les échantillons avec une porosité de 0,02 à 0,05 représentent 50%, ce sont des porosités médiocres.
- Les échantillons avec une porosité de 0,05 à 0,10 représentent 30%, ce sont des porosités médiocres à moyenne. **(Figure-67)**

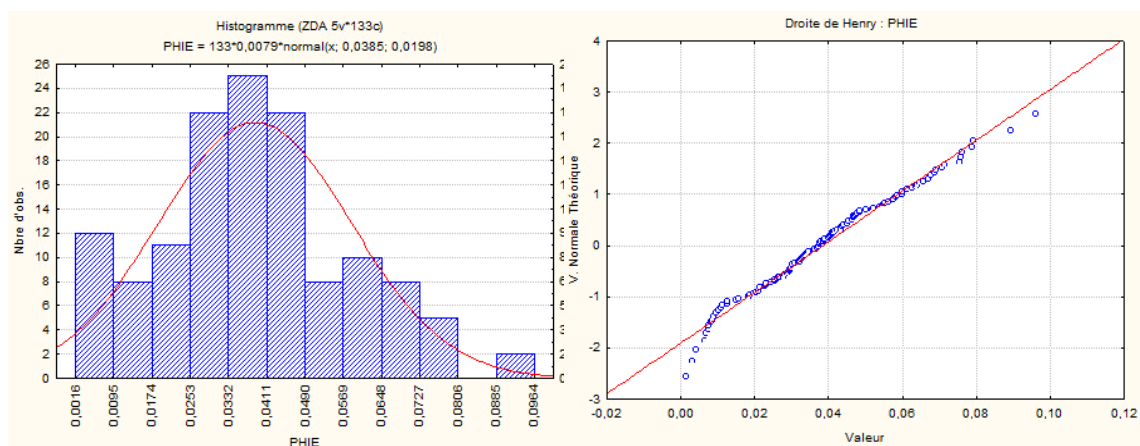


Figure-67 : Histogramme des fréquences relative et Graphe de la probabilité des porosités de l'unité ZDA

Saturation (So)

L'histogramme de la fréquence relative et le graphe de la probabilité de la saturation de l'unité ZDA montre l'existence de quatre populations, qui ils sont :

- Les échantillons avec une saturation de 0 à 0,3 représentent 73%.
- Les échantillons avec une saturation de 0,3 à 0,7 représentent 21%.
- Les échantillons avec une saturation de 0,7 à 0,9 représentent 2%.
- Les échantillons avec une saturation de 0,9 à 1 représentent 4%. (**Figure-68**)

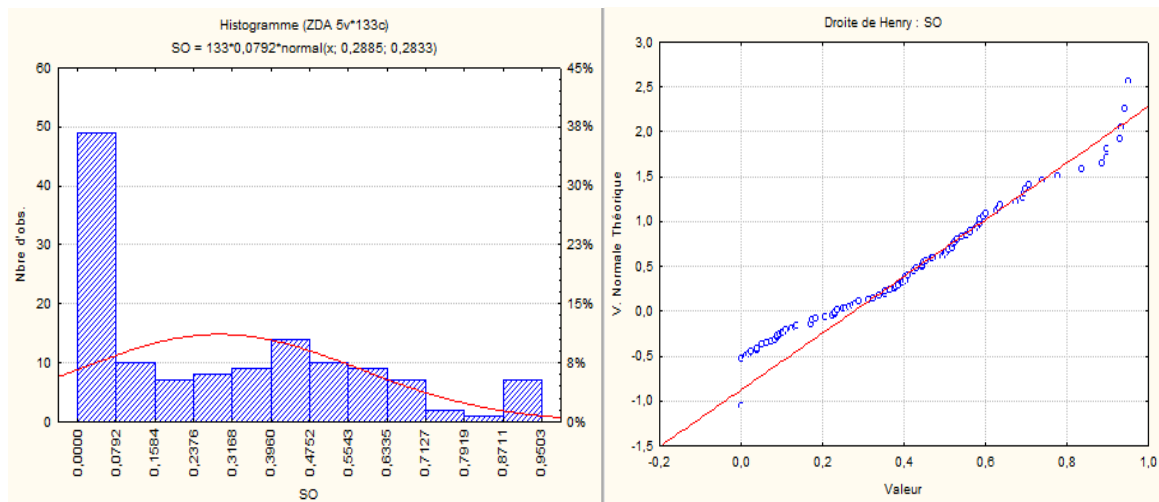


Figure-68 : Histogramme des fréquences relative et Graphe de la probabilité des saturations de l'unité ZDA

D'après les résultats obtenus sur le traitement des données statistiques (**Mono-Variés, Bi-variés, Multi-variés**), on a distingué que la meilleure unité est **RaU3B**.

Cette dernière montre des bons résultats de l'analyse en composante principale ACP, Matrice de corrélation et des bons paramètres pétro-physiques :

- Une porosité moyenne 6 % d'un écart type moyen 1.
- Perméabilité moyenne 23.00 mD d'un écart type moyen 32.49 mD.
- Saturation moyenne 68 % d'un écart type moyen 16.
- Volume d'Argile moyen 0.06 d'un écart type moyen 0.06.

Donc maintenant il faut faire d'autres études pour bien comprendre ce drain.

3. Caractérisation de l'unité RaU3B

L'unité RaU3B présente un réservoir qui doit être étudié pour la meilleure exploitation, le Short Radius est parmi les méthodes réalisées pour augmenter la production du puits, dans cette partie nous allons faire une étude faciologique, pétrographique et minéralogique pour déterminer la géologie de l'unité RaU3B et on va faire des cartographies sur ces paramètres pétrophysiques pour déterminer la répartition, la continuité et direction des bonnes valeurs de ces paramètres.

3.1 Faciologie de RaU3B :

La RaU3B est dominée par des dépôts gréseux d'âge Cambrien, on peut observer l'affleurement de cette formation dans la région d'Illizi « Djebel Assar ».

Cette unité montre des grandes formes de lits composés, ces formes de lits sont associées à plus mal ramifié, intensément creusé (Skolithos).

Généralement ces dépôts sont interprétés dans le contexte de sables deltaïque du Braidplain sous l'influence tidale peuplé par des sables de marée (**Figure-69**).



Figure-69 : Banc sédimentaire Cambrien de Djebel Assar-Illizi

La carotte montrée sur la (**Figure-70**) présente une section typique de RaU3B dans le Puits GS-9 noter la auge primaire à laminations entre-croisées avec une structure sédimentaire sur

imprimée par des Skolithos ichnofabrique à haute densité avec l'absence de la bioturbation (indique une sédimentation lente).



Figure-70 : Carotte de la section typique de RaU3B

3.2 Pétrographie de RaU3B :

L'étude pétrographique est basée sur la description des lames minces au microscope optique polarisant. Cette technique permet de déterminer :

- Le diamètre moyen et maximal des grains de quartz, leur classement et leur morpho-scopie.
- Les types de contacts entre les grains et leur fréquence.
- Les pourcentages des éléments figurés et des ciments.
- Les différents types de réseaux poreux et leurs proportions.

3.2.1 La description des lames minces :

a) lame mince N°01 :

Les paillètes d'Illite et Micas sont concentrés sur le long du trait (haute biréfringence) qui indique une présence des argiles maturée, avec un joint stylolite (SS) indique la dissolution sous forme de résultat du compactage.

Les contacts de grains suturés sont communs ce qui indique une faible porosité (primaire), avec un remplissage kaolinitique (K) au niveau des pores qui réduit la macroporosité. (**Figure-71**)

b) lame mince N°02 :

La Kaolinite (K) est localement enfermée dans le Quartz surcroissance (QO).

Les livrets de Kaolinite initialement enfermés dans le Quartz sont beaucoup plus fins que ceux vers les bords extérieurs (QC).

Ceci suggère les deux ciments précipitaient en même temps. (**Figure-71**)

c) lame mince N°03 :

Les plaques de Kaolinite sont enfermées dans les épaisse surcroissances suggérant des précipitations contemporaines prolongées.

Les Micas sont fortement illitisés (IL) et servent de sources ponctuelles pour l'Argile fibreuse. (**Figure-71**)

d) lame mince N°04 :

Une microporosité abondante et présente dans la morphologie des pores secondaires d'un remplissage de Kaolinite qui occlut généralement la macroporosité dans ce champ de vision. (**Figure-71**)

e) lame mince N°05 :

Des grains tangentiels communs couvrants les argiles illitiques ces qui n'ont pas permis la nucléation des quartz authigéniques, résultant en un développement surcroissance limité et une préservation de la macroporosité intergranulaire.

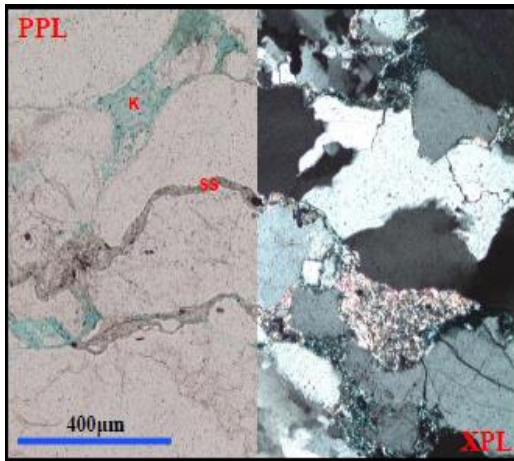
Plus tard, un remplissage Kaolinitique fort de la porosité primaire et secondaire résultant de la dissolution. (**Figure-71**)

f) lame mince N°06 :

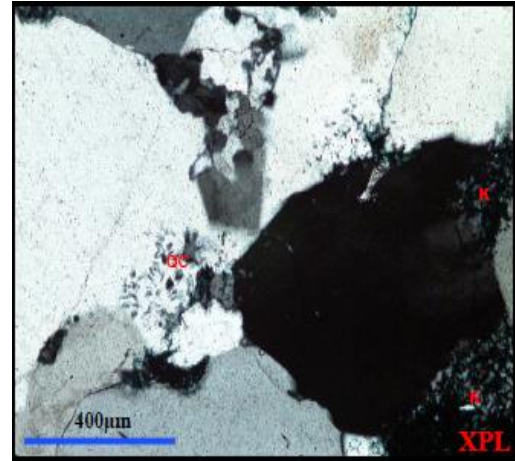
Un échantillon du grains fins avec des grain tangentiels abondantes enrobés l'illite (grain coating).

Un remplissage Kaolinitique au niveau des pores est commun dans cet échantillon et occlus une grande partie du macroporosité intergranulaire primaire.

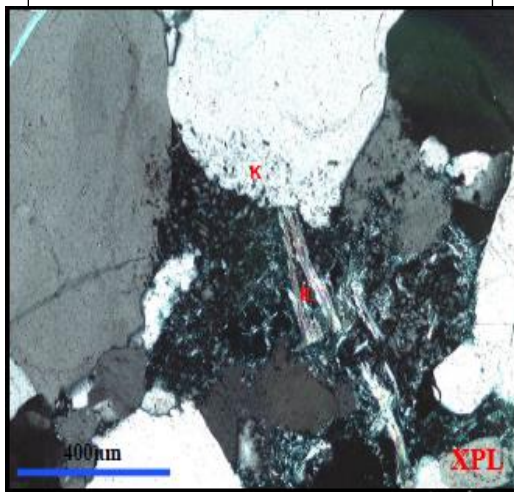
Un réservoir de bonne qualité est attendu en raison de la microporosité abondante dans la structure d'argile. (**Figure-71**)



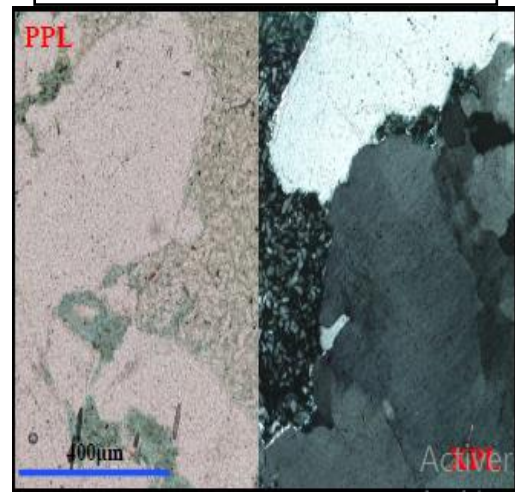
Lame mince N°01, Depth : 3282.1 m
Porosité : 7.81% \ Perm : 0.93 mD



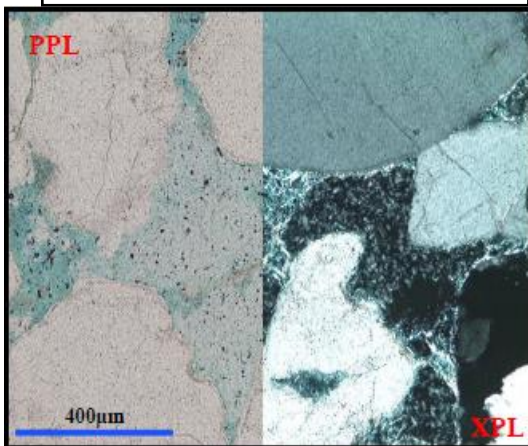
Lame mince N°02, Depth: 3301.8 m
Porosité : 9.56% \ Perm : 18.03 mD



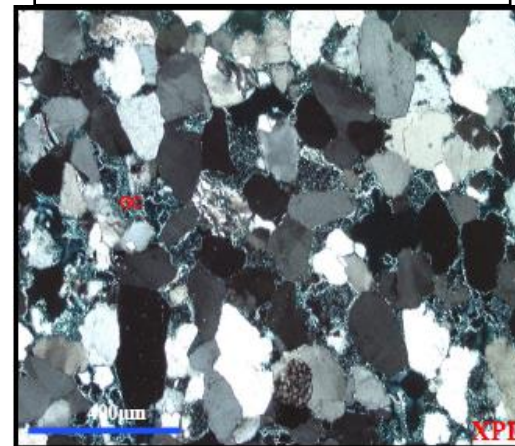
Lame mince N°03, Depth: 3330.15 m
Porosité : 11.77% \ Perm : 3.51 mD



Lame mince N°04, Depth: 3332.75 m
Porosité : 10.5% \ Perm : 0.41 mD



Lame mince N°05, Depth: 3335.7 m
Porosité : 17.15% \ Perm : 1.22 mD



Lame mince N°06, Depth: 3334.8 m
Porosité : 16.57% \ Perm : 11.46 mD

Figure-71 : Lames minces de la pétrographie du RaU3B

3.3 Minéralogie de RaU3B :

Pour déterminer la minéralogie on a exploité les données des analyses de DRX faite par **ROBERTSON RESEARCH LAB.**

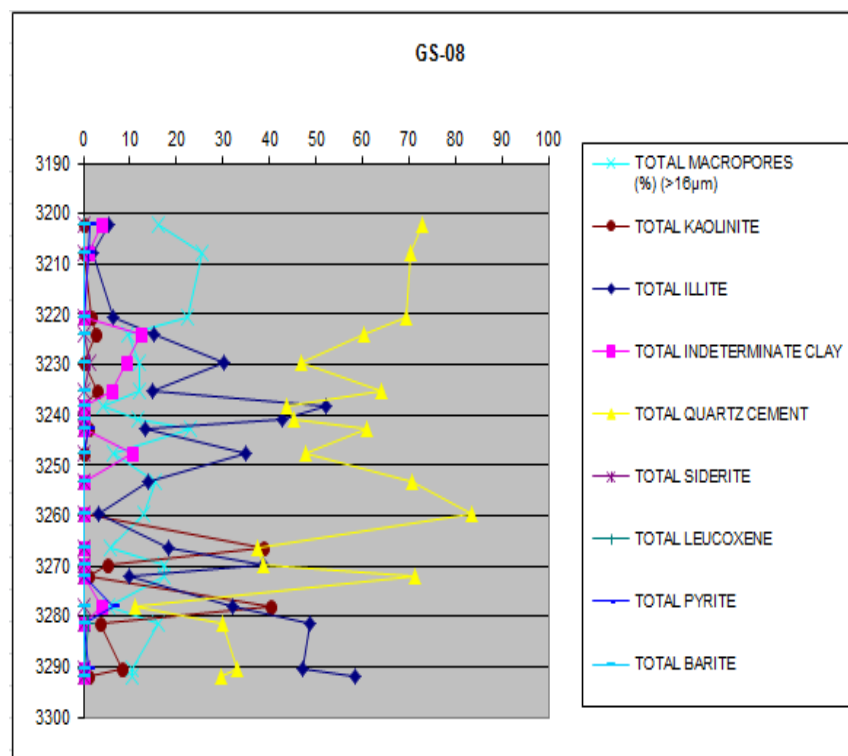
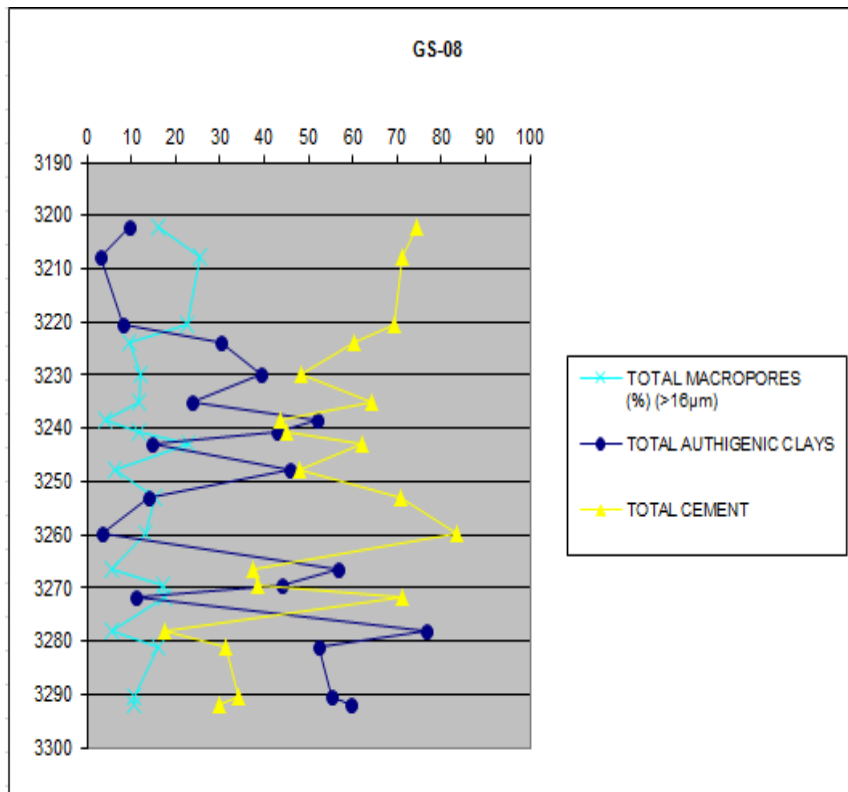


Figure-72 : Graphes de composition minéralogique sur GS-08

D'après la **Figure-72** :

On remarque que les concentrations des argiles authigéniques (Authigenic clays) sont importantes au niveau de 3280 m et plus (peut être des passages argileux) la variation de pourcentage des argiles authigéniques indique des petites alternances entre les grés et les argiles. Une bonne macroporosité de pourcentage élevé sur les profondeurs 3200 m à 3230 m grâce à la diminution des argiles et la présence du ciment quartzitique avec des pourcentages élevés.

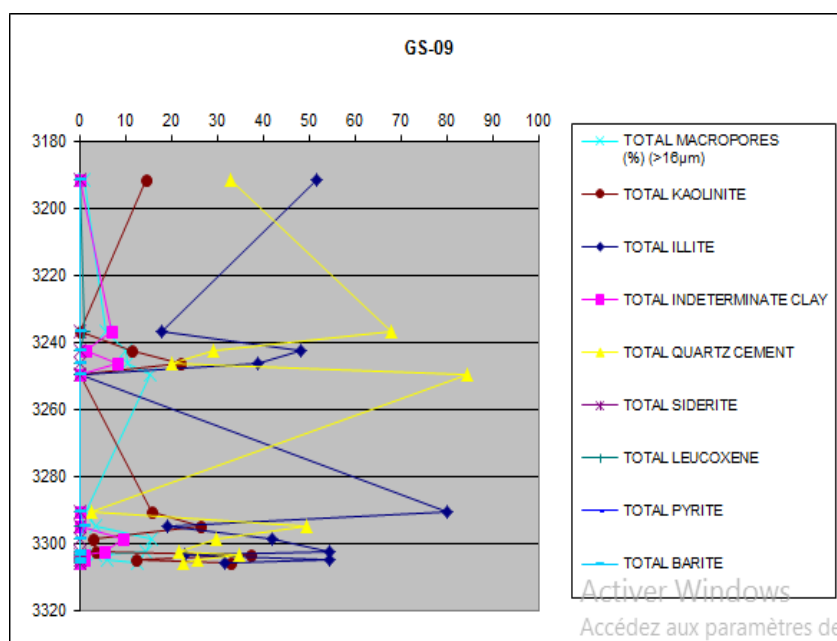
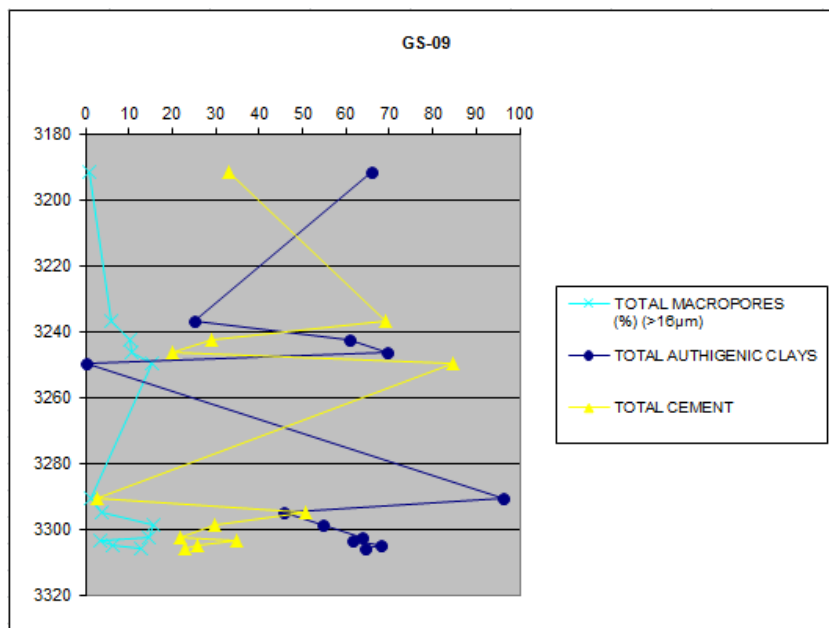


Figure-73 : Graphes de composition minéralogique sur GS-09

D'après la **Figure-73** :

Une concentration importante des argiles authigéniques sur l'intervalle (3240-3250 m) et (3280- 3330 m) ce qui indique une diminution de la perméabilité dans ces intervalles.

Une augmentation de pourcentage du ciment quartzitique sur les intervalles pauvres en argiles résulte des bonnes valeurs de perméabilité et macroporosité efficace.

Pour plus de détails concernant les valeurs et pourcentages minéralogiques sur les puits GS-08 et GS-09 (Voir Annexe **Tableau-03**).

L'unité RaU3B présente une formation sédimentaire Cambrienne gréseuse dominée par des sables deltaïques de Brainplain sous l'influence tidale et peuplée par les sables de marée d'une sédimentation et enfouissement rapide.

Les carottes de la section typique de RaU3B montrent des laminations entre-croisées et des Skolithos ichnofabrique à haute densité.

Les lames minces et la minéralogie de l'unité RaU3B montrent un ciment généralement quartzitique et de très bonnes indications de la maturation des hydrocarbures et la présence des fenêtres à huile sur plusieurs niveaux.

3.4 La cartographie de l'unité RaU3B :

Dans cette partie nous allons réaliser des cartes à l'aide de Surfer 12, ces cartes basent sur les paramètres pétrophysiques de l'unité RaU3B pour déterminer la répartition de ces derniers et sélectionner la direction et l'Azimut favorables pour cibler le Short Radius.

a) La répartition des Puits du Gassi El Agreb :

Le total est de 17 puits, 4 puits injecteurs de gaz et 13 puits producteurs. Les puits injecteurs réaliser pour balayer les hydrocarbures vers les zones de bons paramètres pétrophysiques. (Figure-74)

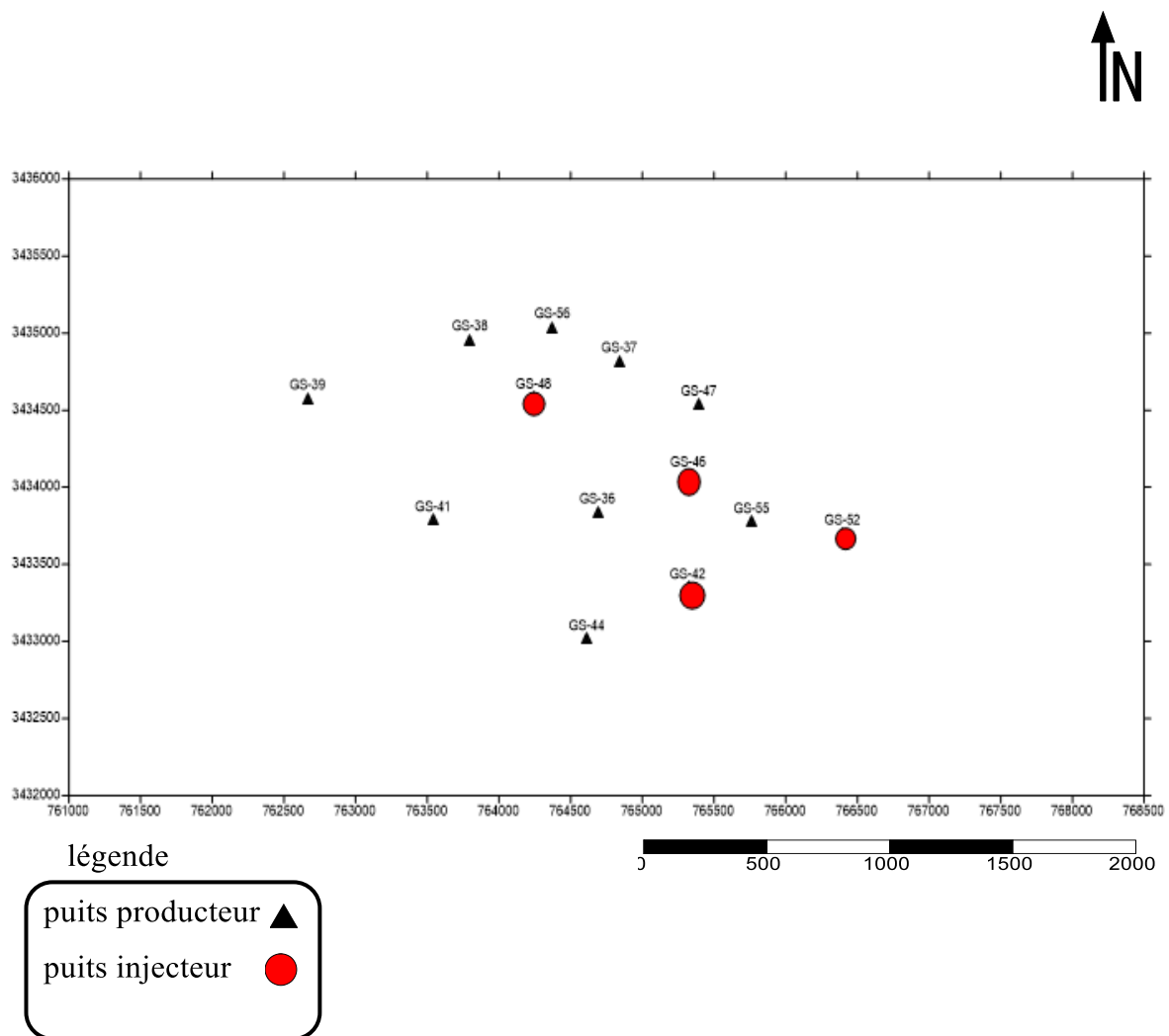


Figure-74 : Carte de répartition des puits du Gassi El Agreb

b) Carte iso-perméabilité :

D’après la carte iso-perméabilité (**Figure-75**) on distingue que les grandes valeurs de perméabilité sont concentrées dans la partie centrale et Nord Est (NE), le puits GS-37 montre la valeur maximale de perméabilité et la partie Ouest montre les valeurs minimales le puits GS-41.

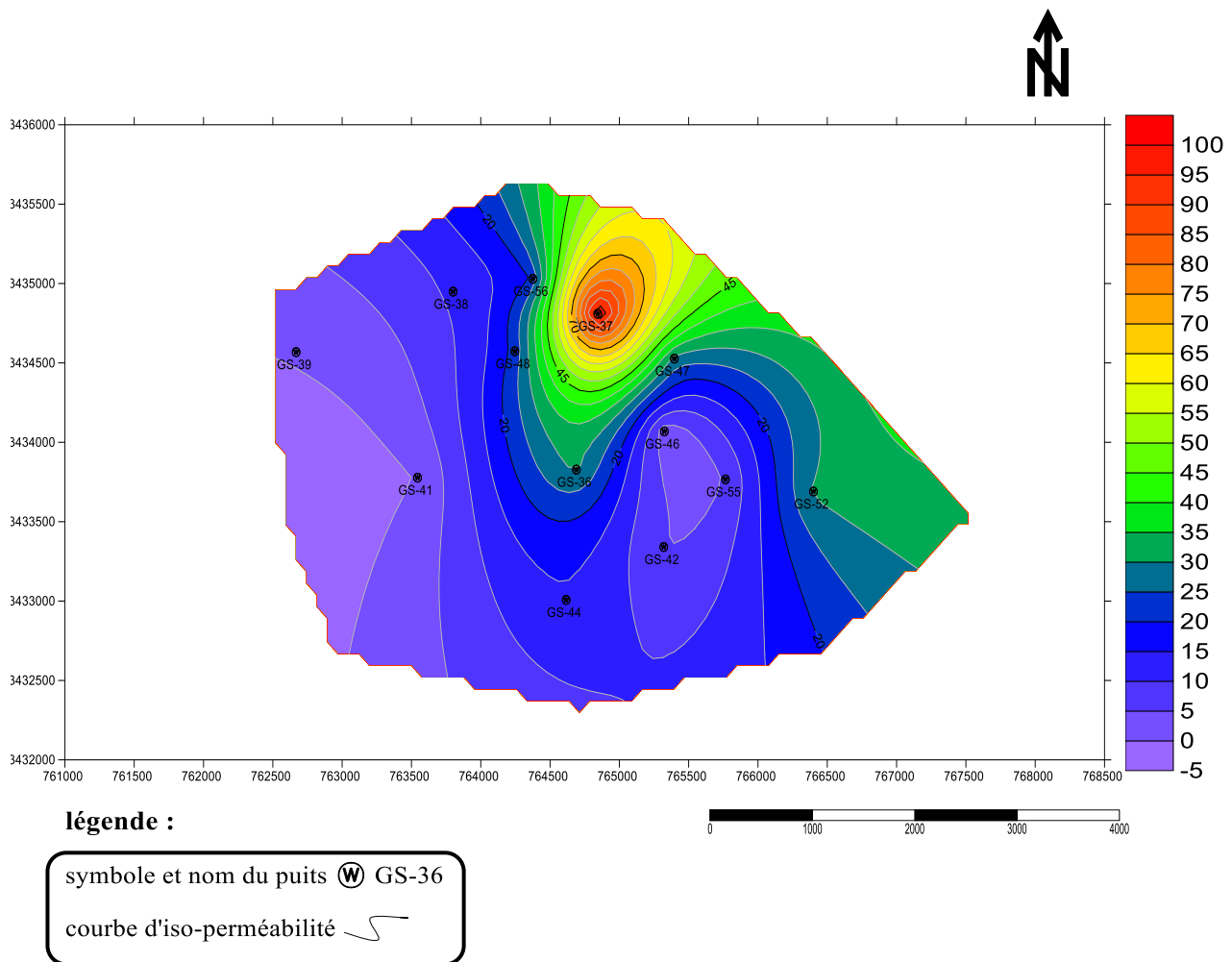
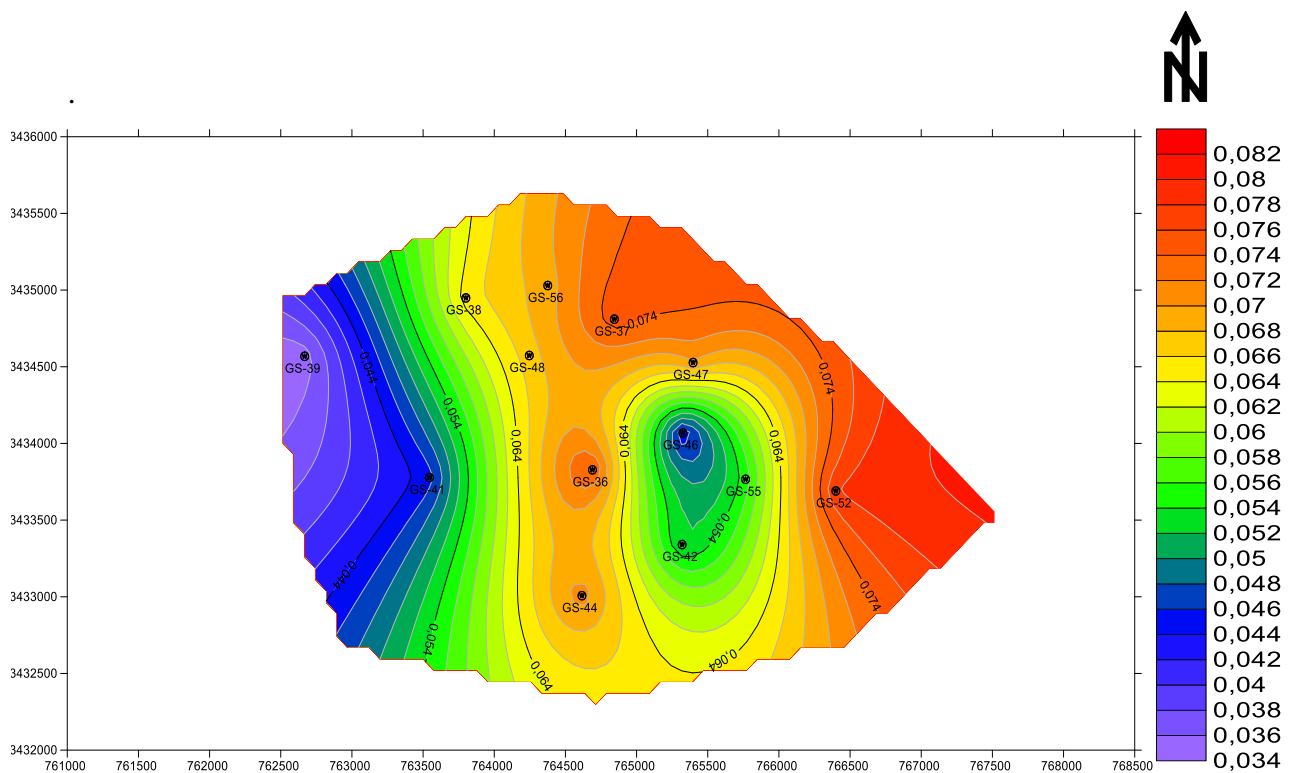


Figure-75 : Carte iso-perméabilité de l’unité RaU3B

c) Carte iso-porosité :

D’après la carte iso-porosité de RaU3B (**Figure-76**) on peut remarquer que les grandes valeurs de porosité sont concentrées à la direction Nord Est-Sud Ouest (NE-SO). Les (GS-37, GS-36) montrent une porosité maximale de (0.08). On peut déduire que la continuité est de direction N-S.



légende :

- symbole et nom du puits (W) GS-36
- courbe d'iso-porosité



Figure-76 : Carte iso-porosité de l’unité RaU3B

c) Carte iso-saturation :

D’après la carte d’iso-saturation (**Figure-77**) on distingue que les grande valeurs de saturation en huile sont concentrées à la direction Nord Est-Sud Ouest (NE-SO), exemple d’une valeur maximale sur le puits GS-37 (0.85) mais la partie Ouest présente des valeurs minimales puits GS-41 (0.45).

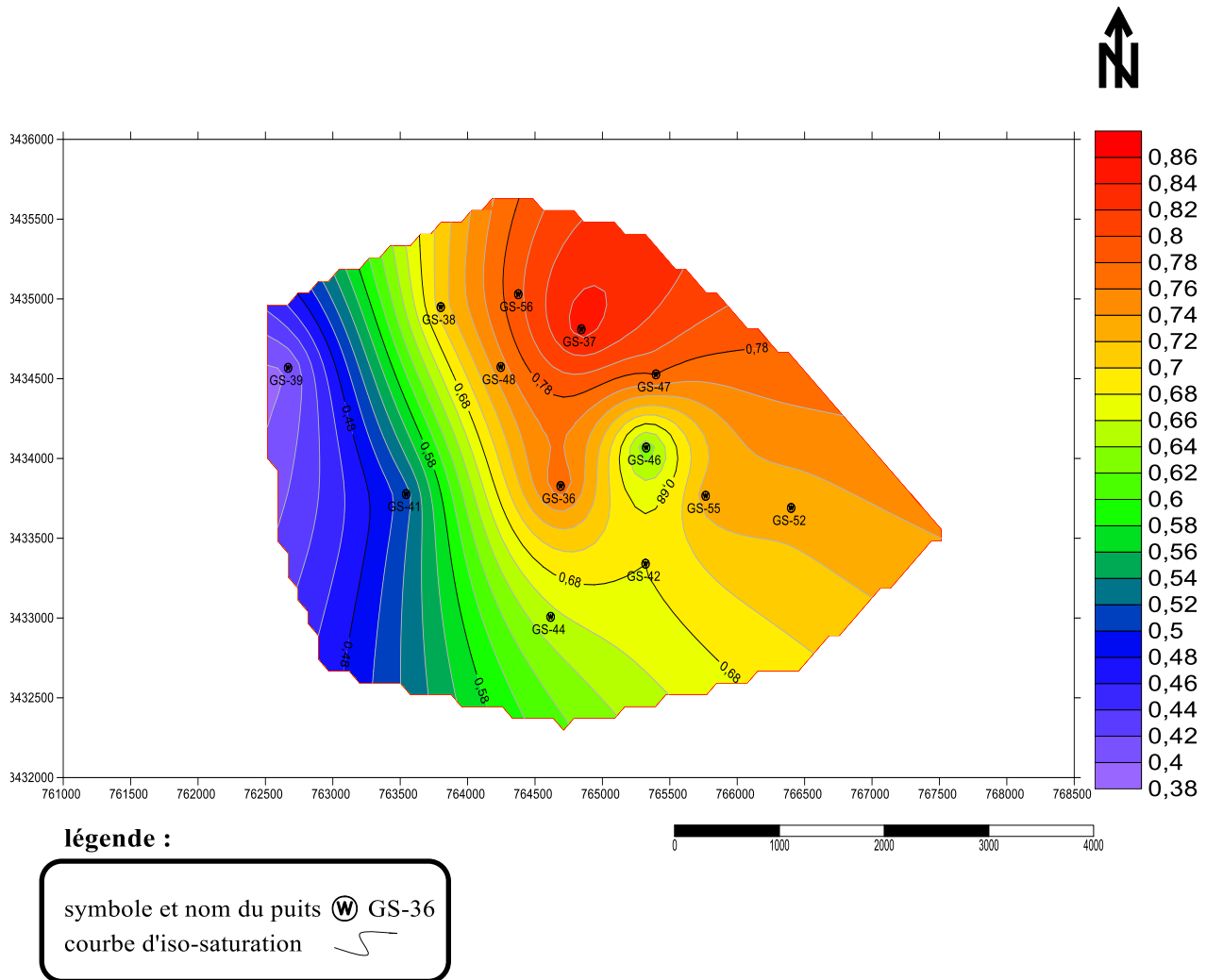


Figure-77- : Carte iso-saturation de l’unité RaU3B

c) Carte d'épaisseur de RaU3B :

Cette carte (**Figure-78**) montre des valeurs d'épaisseur élevés à la direction Nord-Est-Sud Ouest et en centre on donne l'exemple de puits GS-45 (14.4 m), par contre la partie Sud montre des valeurs d'épaisseur minimale (10.6 m) ex : GS-44.

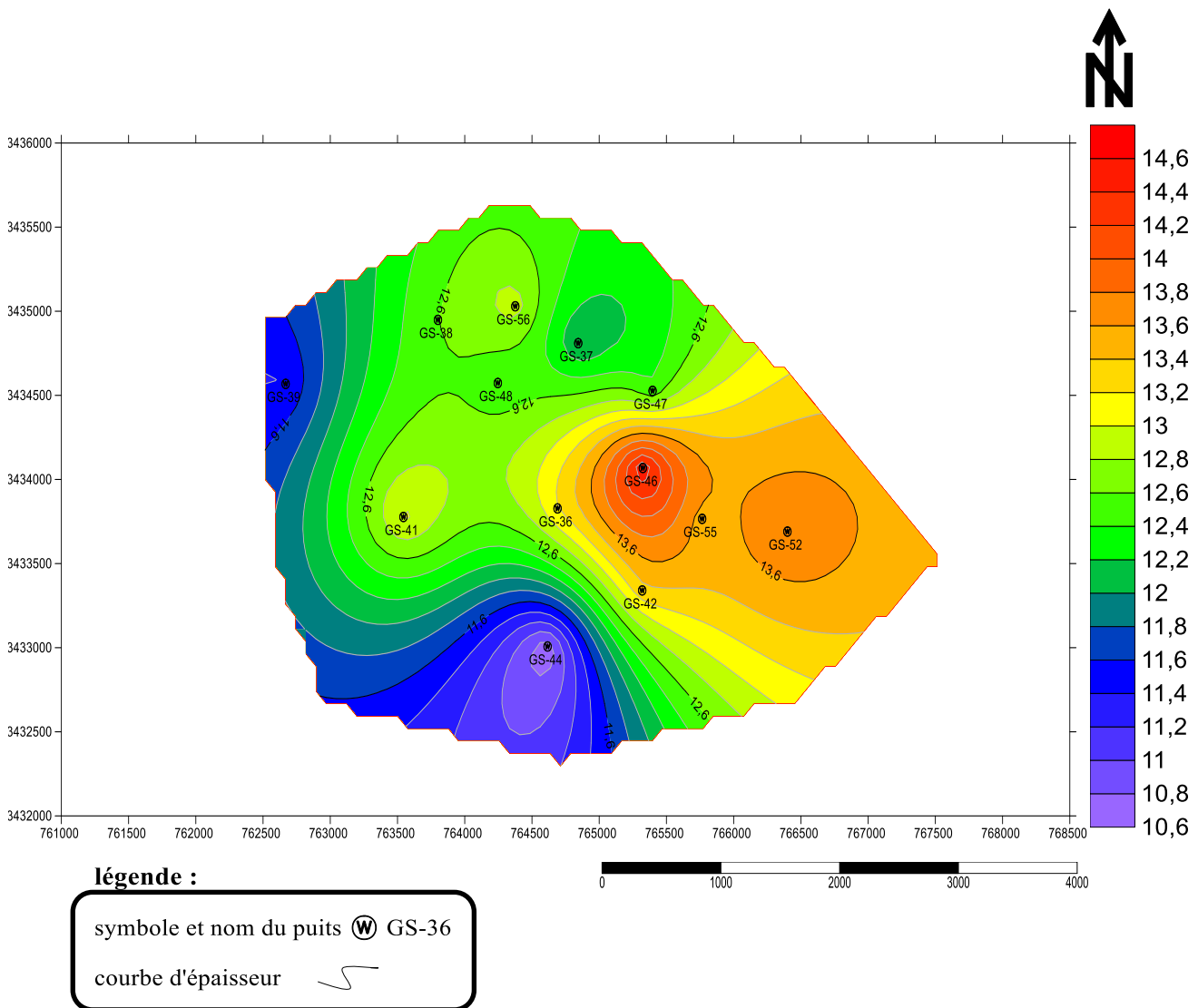


Figure-78 : Carte d'épaisseur de l'unité RaU3B

4. Caractérisation des fractures du champ Gassi El Agreb :

La stabilité ou bien l'absence de l'activité tectonique est parmi les conditions fondamentales de la réalisation d'un Short Radius, dans cette partie on va essayer de montrer le type la direction des fractures pour déterminer l'azimut favorable de Short Radius.

A partir de la carte de l'intensité des fractures du Gassi El Agreb (**Figure-79**) on montre que les fractures de type ouvertes et partiellement ouvertes sont liées aux failles de direction NE-SO (~N120°) Puits GS-35 et GS-37, les fractures de type fermées sont liées aux failles de direction E-O (~N85°) Puits GS-42 et GS-52.

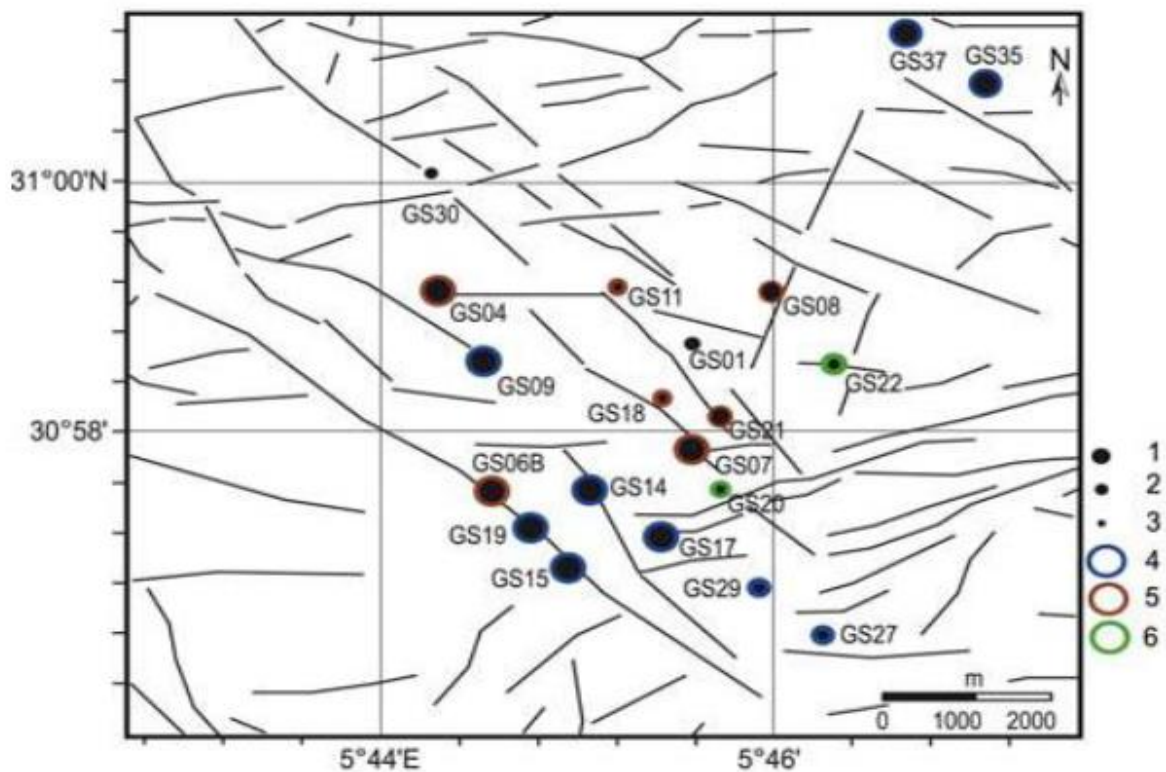


Figure-79 : Carte des types de fractures du champ Gassi El Agreb.

1-Forte intensité de fractures, **2**-Moyenne intensité de fractures, **3**-faible intensité de fractures, **4**-fracture ouvertes, **5**-fractures semi ouvertes, **6**-fractures fermées.

(ZEDDOURI.A 2010)

Conclusion

Les résultats de la caractérisation statistique (Monovarié, Bivarié et Multivariés) du paramètres pétrophysiques de différentes unités montrent que le drain RaU3B est l'unité la plus promotrice, cette dernière est caractérisée par une homogénéité et une bonne répartition des paramètres pétrophysiques et la bonne corrélation positive de la perméabilité, la porosité et la saturation en huile.

L'aspect faciologique, pétrographique et minéralogique de l'unité RaU3B montre une formation gréseuse deltaïque dominée par des sables de marée, un ciment généralement quartzitique, avec des indications d'un réservoir d'une bonne qualité et des potentielles fenêtres à huile sur plusieurs niveaux.

La cartographie des paramètres pétrophysiques (la perméabilité, la porosité, la saturation en huile et l'épaisseur) de RaU3B montre une continuité de ces bonnes valeurs du paramètres grâce à la continuité sédimentologique (isotropie) à la direction NE-SO.

La caractérisation de fractures montre que l'endroit et l'azimut favorable pour réaliser un Short Radius est de direction NE-SO surtout au niveau des puits GS-37 et GS38, ces derniers sont situés sur le bon sens de l'isotropie.

Conclusion Générale

Conclusion générale

Le champ Gassi-el Agreb (GEA) dans la dépression de l'Oued M'ya, est situé au Sud-Ouest de Hassi Messaoud. Il s'étend sur une superficie d'environ 820 Km², produisant de l'huile dans le réservoir Cambrien. Découvert en 1956, mis en production en 1959. Ce champ est subdivisé en deux principaux réservoirs :

- Réservoir Ra en bas contient les unités (RaU4, RaU3B, RaU3A, RaU2, RaU1B et RaU1A), représentant le principal réservoir productif.
- Réservoir Ri au moyen renfermant les unités (Ri3, Ri2, Ri1, Base Ri).

Le champ a connu une chute de production, malgré les interventions périodiques au niveau des puits, on n'a pas pu rétablir la production. Plusieurs solutions ont été envisagées pour remédier à ce problème.

Le but de cette étude est de déterminer la meilleure unité de réservoir Cambrien du ce champ pour cibler la méthode Short Radius, cette dernière est une méthode réaliser pour augmenter la production des puits.

La caractérisation sédimentologique et statistique qui a été effectué sur 6661 échantillons de diagraphies (La porosité, perméabilité, saturation en huile et le volume d'argile) de 17 puits qui a permis de caractériser chacune des unités séparément mettre en évidence que l'unité RaU3B est la plus prometteuse dans tout le réservoir, avec une porosité moyenne de 6%, une saturation moyenne de 68 %, une perméabilité moyenne de 23.00 mD et une épaisseur moyenne de 12.5 m.

L'étude sédimentologique et diagénétique de l'unité RaU3B montre une formation dominée par des grés quartzitiques, des indications de la maturation des hydrocarbures et la présence des fenêtres à huile sur plusieurs niveaux, un réservoir de bonne qualité est attendu.

La cartographie des paramètres pétrophysiques de l'unité RaU3B montre que la continuité des bonnes valeurs de porosité et de la saturation en huile est de direction (NE-SO) qui on les trouve au niveau des puits (GS-36 et GS-37).

La caractérisation des fractures du Gassi El Agreb a nous donnée une idée sur l'orientation et l'azimut favorable de Short Radius d'une direction généralement NE-SO.

Les puits candidats pour la réalisation d'un Short Radius sont Les GS-36, GS-37 et GS-38, ces derniers sont situés sur le bon sens des bonnes valeurs de paramètres pétrophysique (La porosité, la saturation en huile et la perméabilité).

D'après la sédimentologie de l'unité RaU3B l'outil de forage de type PDC est proposé pour un meilleur avancement et ROP durant le forage.

ANNEXE

Tableau-03 : Résultats des compositions minéralogiques de DRX

INFORMATION GENERAL		GRAINS (%)											QUARTZ	SIDERITE	LEUCOXENE	PYRITE	BARITE	N.F. DOLOMITE	ANHYDRITE
		TOTAL GRAINS	TOTAL ARGILE AUTHIGENIQUE	TOTAL CEMENT	TOTAL MACROPORES (%) (>16µm)	QUARTZ	LITHICS	MICA	AUTRES GRAINS	KAOLINITE	ILLITE	INDETERMINATE							
PUITS	PROFONDEUR (mètres)				TOTAL MONOCRYSTALLINE QUARTZ	TOTAL LITHICS	TOTAL MICA	TOTAL D'AUTRES GRAINS	TOTAL KAOLINITE	TOTAL ILLITE	TOTAL ARGILE INTERMEDIATE	TOTAL CIMENT QUARTZ	TOTAL SIDERITE	TOTAL LEUCOXENE	TOTAL PYRITE	TOTAL BARITE	TOTAL NON-FERROAN DOLOMITE	TOTAL ANHYDRITE	
GS 8	3202,1	75,33	2,33	18,32	4,00	75,00	0,33	0,00	0,00	0,00	1,33	1,00	17,99	0,00	0,00	0,33	0,00		
GS 8	3207,75	68,66	0,99	22,32	7,99	68,66	0,00	0,00	0,00	0,00	0,66	0,33	21,99	0,00	0,00	0,33	0,00		
GS 8	3220,5	79,32	1,66	14,33	4,66	75,66	3,00	0,33	0,33	0,33	1,33	0,00	14,33	0,00	0,00	0,00	0,00		
GS 8	3223,85	75,66	7,32	14,66	2,33	72,00	3,00	0,66	0,00	0,66	3,66	3,00	14,66	0,00	0,00	0,00	0,00		
GS 8	3229,7	77,99	8,66	10,66	2,66	73,66	3,33	1,00	0,00	0,00	6,66	2,00	10,33	0,33	0,00	0,00	0,00		
GS 8	3235,1	77,65	5,32	14,33	2,66	73,00	3,66	0,66	0,33	0,66	3,33	1,33	14,33	0,00	0,00	0,00	0,00		
GS 8	3238,4	76,32	12,32	10,33	0,99	74,00	1,66	0,66	0,00	0,00	12,32	0,00	10,33	0,00	0,00	0,00	0,00		
GS 8	3240,8	71,99	11,99	12,66	3,33	70,33	1,00	0,66	0,00	0,00	11,99	0,00	12,66	0,00	0,00	0,00	0,00		
GS 8	3242,9	72,65	3,99	16,99	6,33	66,00	5,99	0,33	0,33	0,33	3,66	0,00	16,66	0,00	0,00	0,33	0,00		
GS 8	3247,75	68,66	14,32	14,99	2,00	66,00	1,33	1,33	0,00	0,00	10,99	3,33	14,99	0,00	0,00	0,00	0,00		
GS 8	3253,2	78,32	2,99	15,33	3,33	69,66	8,66	0,00	0,00	0,00	2,99	0,00	15,33	0,00	0,00	0,00	0,00		
GS 8	3259,7	65,32	1,00	25,66	4,00	65,66	2,00	1,33	0,33	0,00	1,00	0,00	25,66	0,00	0,00	0,00	0,00		
GS 8	3266,45	70,65	16,65	10,99	1,66	57,66	11,66	1,33	0,00	11,32	5,33	0,00	10,99	0,00	0,00	0,00	0,00		
GS 8	3269,6	74,99	10,99	9,66	4,33	60,00	12,99	2,00	0,00	1,32	9,66	0,00	9,66	0,00	0,00	0,00	0,00		
GS 8	3271,9	73,32	2,99	18,99	4,66	69,66	3,33	0,33	0,00	0,33	2,66	0,00	18,99	0,00	0,00	0,00	0,00		
GS 8	3278	55,66	31,73	65,2	2,33	55,33	2,33	1,00	0,00	16,66	13,33	1,66	4,66	0,00	0,00	2,66	0,00		
GS 8	3281,25	73,32	13,98	8,32	4,33	61,00	11,33	0,66	0,33	0,99	12,99	0,00	7,99	0,00	0,33	0,00	0,00		
GS 8	3290,4	71,65	15,64	9,66	2,99	60,00	10,32	1,33	0,00	2,32	13,32	0,00	9,33	0,00	0,00	0,33	0,00		
GS 8	3291,9	68,64	18,66	9,32	3,32	64,66	0,66	2,66	0,66	0,33	18,33	0,00	9,32	0,00	0,00	0,00	0,00		
GS 9	3191,6	67,66	21,32	10,66	0,33	65,66	1,00	1,00	0,00	4,66	16,66	0,00	10,66	0,00	0,00	0,00	0,00		
GS 9	3236,7	71,98	7,00	19,32	1,66	69,66	1,66	0,66	0,00	0,00	5,00	2,00	18,99	0,00	0,33	0,00	0,00		
GS 9	3242,5	73,66	15,98	7,66	2,66	71,00	2,33	0,33	0,00	2,99	12,66	0,33	7,66	0,00	0,00	0,00	0,00		
GS 9	3246,6	68,31	21,98	6,33	3,32	52,00	13,32	2,33	0,66	6,99	12,33	2,66	6,33	0,00	0,00	0,00	0,00		
GS 9	3249,6	69,66	0,00	25,66	4,66	69,33	0,33	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	25,66	0,00	0,00	0,00	0,00		
GS 9	3290,7	74,65	24,33	0,66	0,33	58,66	14,33	1,33	0,33	4,00	20,33	0,00	0,66	0,00	0,00	0,00	0,00		
GS 9	3294,95	72,33	12,65	13,99	1,00	61,00	11,00	0,33	0,00	7,33	5,32	0,00	13,66	0,00	0,00	0,00	0,33		
GS 9	3298,65	75,65	11,65	6,33	3,33	69,00	8,99	0,66	0,00	0,66	8,99	2,00	6,33	0,00	0,00	0,00	0,00		
GS 9	3302,8	81,66	11,66	3,99	2,66	74,00	7,33	0,33	0,00	0,66	10,00	1,00	3,99	0,00	0,00	0,00	0,00		
GS 9	3303,4	72,32	16,99	9,66	0,99	67,00	4,66	0,66	0,00	10,33	6,33	0,33	9,66	0,00	0,00	0,00	0,00		
GS 9	3304,8	67,65	21,99	8,33	1,99	62,33	3,99	1,33	0,00	4,00	17,66	0,33	8,33	0,00	0,00	0,00	0,00		
GS 9	3306,1	73,66	16,99	5,99	3,33	63,33	10,33	0,00	0,00	8,66	8,33	0,00	5,99	0,00	0,00	0,00	0,00		

Activer V
Accédez au:
activer Win

Références Bibliographiques

REFERENCES BIBLIOGRAPHIQUE

BADDOU.S, BENNOUNA.N, GOULI.Y, 2016/2017 : Typologie statistique et géostatistique des paramètres pétrophysiques du réservoir Cambro-Ordovicien, champ d'El Gassi et El Agreb, Sud Algérien, pp. 39-40.

BEICIP-FRANLAB (SONATRACH) 1975. Etude géologique régionale des réservoirs Ordoviciens et évaluation des résultats pétroliers de l'Ordovicien.

RAPPORT INTERNE DE SONATRACH 2019, centre de la carothèque CRD, Hassi Messaoud-Algeria

ROBERTSON RESEARCH INTERNATIONAL LIMITED, North Wales LL30 ISA.United Kingdom. APRIL 2004. Sedimentology and reservoir quality of the Cambro-Ordovician in the El Gassi, zotti and El Agreb oil fields, Algeria, pp 77-79.

SONAHESS, 2007 : Groupement Sonatrach-Armada Hess, Direction Engineering, (rapport d'induction) : Synthèse géologique sur la région (gisement d'El Gassi, Zotti et El Agreb).

SONATRACH/EXPLORATION.1995. « Géologie d'Algérie », SONATRACH contribution division exploration, centre de recherche et développement et division petroleum engineering et développement, 1995, pp 5-11.

WEC (2007). « la géologie pétrolière en Algérie ». In Sonatrach-Schlumberger Well evaluation conference-Algeria 2007, pp.12-15.

ZEDDOURI A. (2010). « Caractérisation hydrogéologique et hydrochimique des nappes du complexe terminal de la région de Ouargla (Sud-Est algérien) ». Thèse de Doctorat, UnivBadji Mokhtar, Annaba, 58p.