

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 Professionnelle
Domaine : Sciences de la Terre et de l'Univers
Filière : Géologie
Spécialité : Géologie des Hydrocarbures.

THEME

**Etude statistique des paramètres pétrophysique du champs Rhourde
Chegga (Sud-Est Algérien)**

Présenté par

**M. BENHAMMIA Abbas
M.BERGUIGA Alla Eddine
M.BENDANIA Abd Elhakim**

Soutenu publiquement le

Devant le jury :

Président	M ^{me} HAMMAD N	M. A. A Univ. Ouargla
Promoteur :	M ^{me} SAHRI Leila	M. A. A Univ. Ouargla
Examineur :	Mr KECHICHED Rabah	M. A. B Univ. Ouargla

Année Universitaire : 2018/2019



Remerciement

Nous remercions dieu tout puissant qui nous adonné le courage et la volonté et de nous avoir bénie jusqu'à la réalisation de ce travail.

Nous remercions vivement l'ensemble des membres du jury, en commençant par Mme HAMMAD Nabila. Ainsi que KECHICHED Rabah voir accepté de juger ce travail

Nous tenons aussi à remercier chaleureusement notre encadreur Mme SAHRI Leila , mine de savoir et d'expérience, pour son grand soutien au travail.

Nous n'oublierons pas de remercier du département géologie à la base Irrara et surtout Mr CHACHA Mohammed Lamine qui nous a énormément aidé et soutenu par sa gentillesse et sa générosité exemplaire durant notre cursus afin de nous amener jusqu'au bout de la formation Et à tous les gens qui nous ont aidés au cours des notre stage pratique à Hassi Messoud.

Enfin, grands merci à nos familles respectives et nos amis qui nous ont aidés.

Nous profitant de l'occasion pour remercier tous ceux qui ont collaboré de près ou de loin à la réalisation de ce mémoire.

ABBAS , ALLA EDDINE et ABED ELHAKIM



Dédicace

J'ai l'honneur de dédie ce modeste travail

A mon très chère mère

A mon très chère père

Qui ont beaucoup sacrifié avant de voir le fruit

de leur éducation

A mon frère Ahmed Chawki et Anis

mes sœurs Intissar , Samah, Ayat Errahman

, toute ma famille , mes tantes, mes oncles.

A tous mes amies j'ai connu dans ma vie.

BERGUIGA ALLA EDDINE

Dédicace

J'ai l'honneur de dédie ce modeste travail

A mon très chère mère Saïda

A mon très chère père Mohamed

**Qui ont beaucoup sacrifié avant de voir le fruit de
leur éducation**

**A mon frère Abd eladim et les autres mes frères
mes sœurs Khaoula, Halima et les autres mes sœurs
, toute ma famille BEN HAMMIA ET KHEMIS,
mes tantes, mes oncles.**

A tous mes amies j'ai connu dans ma vie.

BEN HAMMIA ABBAS

Dédicace

J'ai le grande plaisir de didier ce modeste travail:

A mon très chère mère et mon très chère père,

et nounou Fathma .A pour votre efforts

et touts ma famille BEN DANIA

A mes chère sœurs Nacira, Hadjira, Hanane et Waffa,

et je souhaite le succès ma petite sœurs Fatima .Z et Djeuhayna

dans l'avenir vie.

A tous mes amies j'ai connu dans ma vie.

BEN DANIA ABD ELHAKIM

Sommaire

Liste des abréviations

Liste des figures

Liste des tableaux

Liste des annexes

Introduction

Objet de l'étude

Chapitre I : Généralités

Introduction.....	1
I.1 La porosité.....	1
I.2. La perméabilité.....	2
I.3. Saturation en fluides.....	2

Chapitre II : Géologie Général

A. Cadre régional.....	3
1 - Situation Géographique.....	3
2. Cadre Géologique.....	4
3. Aspect Stratigraphique.....	4
3.1. cénozoïque.....	4
3.2. Mésozoïque.....	5
3.3. Paléozoïque.....	8
3.4. Le socle.....	9
4. Tectonique.....	11
B. Cadre local (Présentation du champ de Rhourde Chegga).....	12
1 .Situation Géographique.....	12
2 .Cadre Géologique.....	14
3. Aspect stratigraphique.....	15
3.1 Le socle.....	15
3.2 L'infracambrien.....	15
3.3 Le Paléozoïque.....	15
3.4 Le Mésozoïque.....	16
3. 5 Cénozoïque.....	19
4 .Aspect structurale.....	21
5 .Système pétrolier.....	22
5.1 Les réservoirs.....	22
5.2.Roches mères.....	23
5.3.Roches couvertures.....	23

Chapitre III ::Synthèse Sédimentologie, Pétrographie et milieux de dépôts.

Introduction.....	24
III .1 Description de carottes.....	24
III. 1.1 Le grès T1.....	25
III .1.2 GrèsRDC.....	26
III .1.3 Quartzite Hamra.....	27
III .2. Etude pétrographie.....	29
Introduction.....	29
III .2.1 Description pétrographique et diagénétique.....	29
Conclusion.....	33
III .3 Paléogéographie et paléoenvironnement.....	34
III .3.1 Généralités sur les dépôts détritiques.....	34
III .3.2. Identifications des milieux de dépôt des réservoirs de champ RDC.....	34
Conclusion.....	37

Chapitre IV :Etude statistique

Introduction.....	38
IV.1.Définitions.....	38
IV.2. Les méthodes d'analyses des données utilisées.....	38
IV .2.1 Analyses monovariée.....	38
IV .2.2 Analyses bivariées.....	39
IV .2.3.Analyse en Composantes Principales ACP	40
IV .2.4.Analyse factoriel discriminant AFD	40
IV .3.Mise a jour des bases des données.....	40
IV .4.1. Résultats et interprétation.....	41
IV .5. Etude statistique des paramètres pétrophysiques de réservoir par sondage.....	43
A. Statistique des paramètres pétrophysiques de réservoir T1.....	43
B..Statistique des paramètres pétrophysiques de réservoir GRDC.....	45
C. Statistique des paramètres pétrophysiques de réservoir QH.....	47
IV .6.Statistique des paramètres pétrophysique des réservoirs par échantillons	50
A..Statistique des paramètres pétrophysiques de réservoir T1.....	50
B. Statistique des paramètres pétrophysiques de réservoir GRDC.....	52
C..Statistique des paramètres pétrophysiques de réservoir QH.....	55
Conclusion.....	58

Chapitre V: Analyse Factorielle Discriminant (AFD)

V.1.Définition de AFD.....	59
V.2. Résultats et interprétation.....	60

Conclusion Général

Bibliographie

Annexe A : Tableaux

RESUMÉ

Liste des abréviations

RDC:	Rhourde Chegga
K :	Perméabilité
Φ :	Porosité
Sw:	Saturation on eau
Vsh:	Volume shale
Th:	Thorium
T1:	Trais 1
GRDC:	Grés Rhourde Chegga
QH:	Quartzite hamra
UTM :	Universal Transverse Mercator.
MD:	Hassi Messoud
ACP:	Analyse en Composante Principal
AFD :	Analyse Factorielle Discriminante
Gross :	Hauteur total du réservoir (m)
Net :	Hauteur des grés dans le réservoir (m)

Liste des figures

Figure	Titre de la figure	Page
Figure .1	Situation géographique du champ de Hassi Messaoud (WEC, Algérie 2007).	3
Figure .2	Situation géologique du champ de Hassi Messaoud (WEC, 2007).	4
Figure .3	Colonne litho-stratigraphique du champ de HASSI MESSAOU (SH, 2017).	10
Figure .4	Localisation géographique du champ Rhourde Chegga (Wec 2007).	12
Figure .5	Carte de positionnement de champ du Rhourde Chegga (RDI Sonatrach PED2014).	13
Figure .6	Situation géologique du champ Rhourde Chegga (Sonatrach 2007).	14
Figure .7	Colonne stratigraphique du Rhourde Chegga(RDC) (RDI Sonatrach PED 2016).	19
Figure .8	Carte structurale de champ de RDC(PED et Schlumberger 2009).	21
Figure .9	Pièges stratigraphiques (Wec 2007).	23
Figure .10	Carte positionnement des puits (Wec 2007) .	24
Figure .11	Photos des carottes de réservoir Trias 1 du RDC 9 (SONATRACH DP 2015).	25
Figure .12	Photos des carottes de réservoir Grès RDC du RDC9 et RDC15 (SONATRACH DP 2015)	26
Figure .13	Photos des carottes de réservoir Grès RDC du RDC 15 et RDC 18 (SONATRACH DP 2015)	28
Figure .14	Photos des lames minces des Grés du GRDC des puits RDC 12 et RDC 14 (SONATRACH DP 2015)	30
Figure .15	Photos des lames minces de Quartzites de Hamra des puits RDC 9 et RDC 15 (SONATRACH DP 2015)	32
Figure .16	Photo représenté des milieux dépôts les réservoir T1,GRDC et QH (SONATRACH DP 2015)	36
Figure .17	A-Histogramme et B-Graphe de probabilité des teneurs de perméabilité des échantillons total .	41
Figure .18	Cercles de corrélation de l'ACP sur l'ensemble de données des paramètres pétrophysiques de réservoir total.	43
Figure .19	Cercles de corrélation de l'ACP sur l'ensemble de données des paramètres pétrophysiques de réservoir T1 (par puit)..	45
Figure .20	Cercles de corrélation de l'ACP sur l'ensemble de données des paramètres pétrophysiques de réservoir GRDC (par puit).	47
Figure .21	Cercles de corrélation de l'ACP sur l'ensemble de données des paramètres pétrophysiques de réservoir QH (par puit).	49
Figure .22	A-Histogramme et B-Graphe de probabilité des teneurs de perméabilité de T1.	50
Figure .23	L'analyse en composante principal de T1 par échantillons.	52
Figure .24	A-Histogramme et B-Graphe de probabilité des traitée de perméabilité de GRDC.	53
Figure .25	L'analyse en composante principal de GRDC par échantillons.	54
Figure .26	A-Histogramme et B-Graphe de probabilité des teneurs de perméabilité de QH.	55
Figure .27	L'analyse en composante principal de QH par échantillons.	57
Figure .28	Corrélation des logs des puits de champ de RDC représente les trois réservoirs de champ de RDC(Sonatrach DP 2015)	60
Figure .29	A .Histogramme des profondeurs ; B .Corrélation des profondeurs .	61
Figure .30	La distribution d'échantillons de trois réservoirs par analyse Factorielle Discriminant (AFD) de puit 10.	62

Liste des tableaux

Tableau	Titre du tableau	Page
Tableau.1	Paramètres de position centrale.	38
Tableau.2	Paramètres de dispersion .	39
Tableau.3	Paramètres d'analyse bivariée.	39
Tableau.4	Traitements des statistiques monovariées des paramètres pétrophysiques des échantillons total .	41
Tableau.5	Matrice de corrélation des paramètres pétrophysiques des échantillons total .	42
Tableau.6	Poids factoriel sur les paramètres pétrophysique la région de Rhourde Chagga des échantillons total .	42
Tableau.7	Valeurs propres et variances des facteurs de charges des paramètres pétrophysiques des échantillons total de la région de Rhourde Chagga.	42
Tableau.8	Traitements des statistiques monovariées des paramètres pétrophysiques de T1(par puit).	44
Tableau.9	Matrice de corrélation des paramètres pétrophysiques de T1.	44
Tableau.10	Poids factoriel sur les paramètres pétrophysique de T1.	44
Tableau.11	Valeurs propres et variances des facteurs de charges des paramètres pétrophysiques de T1.	44
Tableau.12	Traitements des statistiques monovariées des paramètres pétrophysiques de GRDC(par puit).	45
Tableau.13	Matrice de corrélation des paramètres pétrophysiques de GRDC .	46
Tableau.14	Poids factoriel sur les paramètres pétrophysique de GRDC.	46
Tableau.15	Valeurs propres et variances des facteurs de charges des paramètres pétrophysiques de GRDC.	46
Tableau.16	Traitements des statistiques monovariées des paramètres pétrophysiques de QH (par puit).	47
Tableau.17	Matrice de corrélation des paramètres pétrophysiques de QH .	48
Tableau.18	Poids factoriel sur les paramètres pétrophysique de QH.	48
Tableau.19	Valeurs propres et variances des facteurs de charges des paramètres pétrophysiques de QH.	48
Tableau.20	Traitement statistique monovariée des paramètres pétrophysiques de T1(par échantillons).	50
Tableau.21	Matrice de corrélation des paramètres pétrophysiques de T1.	51
Tableau.22	Poids factoriel sur les paramètres pétrophysique de T1.	51
Tableau.23	Valeurs propres et variances des facteurs de charges des paramètres pétrophysiques de T1	51
Tableau.24	Traitement statistique monovariée des paramètres pétrophysiques de GRDC (par échantillons).	53
Tableau.25	Matrice de corrélation des paramètres pétrophysiques de GRDC.	53
Tableau.26	Poids factoriel sur les paramètres pétrophysique de GRDC.	54
Tableau.27	Valeurs propres et variances des facteurs de charges des paramètres pétrophysiques de GRDC.	54
Tableau.28	Traitement statistique monovariée des paramètres pétrophysiques de QH (par échantillons).	55
Tableau.29	Matrice de corrélation des paramètres pétrophysiques de QH.	56
Tableau.30	Poids factoriel sur les paramètres pétrophysique de QH.	56
Tableau.31	Valeurs propres et variances des facteurs de charges des paramètres pétrophysiques de QH.	56
Tableau.32	Matrice de confusion pour l'échantillon d'estimation de puit 10.	62
Tableau.33	Classification a priori et a posteriori d'échantillons de puit 10.	63

Annexe : Tableaux

Tableau	Titre du tableau
Tableau A.1	Caractéristiques du réservoir T1
Tableau A.2	Caractéristiques du réservoir GRDC
Tableau A.3	Caractéristiques du réservoir QH
Tableau A.4	Traitements des statistiques monovariées des paramètres pétrophysiques de puit 8.
Tableau A.5	Traitements des statistiques monovariées des paramètres pétrophysiques de puit 11.
Tableau A.6	Traitements des statistiques monovariées des paramètres pétrophysiques de puit 13.
Tableau A.7	Traitements des statistiques monovariées des paramètres pétrophysiques de puit 14.
Tableau A.8	Traitements des statistiques monovariées des paramètres pétrophysiques de puit 15.
Tableau A.9	Traitements des statistiques monovariées des paramètres pétrophysiques de puit 16.
Tableau A.10	Traitements des statistiques monovariées des paramètres pétrophysiques de puit 18.
Tableau A.11	Traitements des statistiques monovariées des paramètres pétrophysiques de puit 19.
Tableau A.12	Traitements des statistiques monovariées des paramètres pétrophysiques de puit 20.
Tableau A.13	Traitements des statistiques monovariées des paramètres pétrophysiques de puit 21.
Tableau A.14	Traitements des statistiques monovariées des paramètres pétrophysiques de puit 22.
Tableau A.15	Traitements des statistiques monovariées des paramètres pétrophysiques de puit 23.
Tableau A.16	Traitements des statistiques monovariées des paramètres pétrophysiques de puit 24.
Tableau A.17	Traitements des statistiques monovariées des paramètres pétrophysiques de puit 25.
Tableau A.18	Traitements des statistiques monovariées des paramètres pétrophysiques de puit 26.
Tableau A.19	Traitements des statistiques monovariées des paramètres pétrophysiques de puit 27.
Tableau A.20	Traitements des statistiques bivariées des paramètres pétrophysiques de puit 8.
Tableau A.21	Traitements des statistiques bivariées des paramètres pétrophysiques de puit 11.
Tableau A.22	Traitements des statistiques bivariées des paramètres pétrophysiques de puit 13.
Tableau A.23	Traitements des statistiques bivariées des paramètres pétrophysiques de puit 14.
Tableau A.24	Traitements des statistiques bivariées des paramètres pétrophysiques de puit 15.
Tableau A.25	Traitements des statistiques bivariées des paramètres pétrophysiques de puit 16.
Tableau A.26	Traitements des statistiques bivariées des paramètres pétrophysiques de puit 18.
Tableau A.27	Traitements des statistiques bivariées des paramètres pétrophysiques de puit 19.
Tableau A.28	Traitements des statistiques bivariées des paramètres pétrophysiques de puit 20.
Tableau A.29	Traitements des statistiques bivariées des paramètres pétrophysiques de puit 21.
Tableau A.30	Traitements des statistiques bivariées des paramètres pétrophysiques de puit 22.
Tableau A.31	Traitements des statistiques bivariées des paramètres pétrophysiques de puit 23.
Tableau A.32	Traitements des statistiques bivariées des paramètres pétrophysiques de puit 24.
Tableau A.33	Traitements des statistiques bivariées des paramètres pétrophysiques de puit 25.
Tableau A.34	Traitements des statistiques bivariées des paramètres pétrophysiques de puit 26.
Tableau A.35	Traitements des statistiques bivariées des paramètres pétrophysiques de puit 27.

Introduction

Dans le but d'accroissement de la production pétrolière en Algérie ; Sonatrach est orienté au développement des gisements périphériques de Hassi Messaoud, champs de ; Hassi Guettar (HGA), Hassi Khbiza (HKZ), Garet Benchentir (OL), Rhourde Chegga (RDC), ...etc. , dans ce sens elle s'intéresse à réaliser des études approfondies sur ces derniers pour les bien caractériser pour faciliter leur exploitation , le champ Rhourde Chegga (RDC) est l'objectif de notre étude. Il a été carté avant 1979 et répertorié dans l'inventaire des pièges du (Bloc 433) dans le prospect 16. Supposé dans les réservoirs du Trias et du Cambro-ordovicien.

Le gisement de Rhourde Chegga a été découvert en 1984 par le forage du premier puits RDC-1 par une association SONATRACH et NAFTA-GAS, suite aux travaux de recherche sur le Bloc 433 situé à une trentaine de kilomètres au Nord Est de la zone 9 de Hassi Messaoud. Actuellement ce gisement contient 24 puits verticaux, c'est un gisement essentiellement à huile, contient à la fois des réservoirs contenant des hydrocarbures, des quartzites d'âge ordovicien (quartzites Hamra) et grès d'âge triasique (RDC et T1).

Objet de l'étude

Ce présent travail s'inscrit dans le cadre de l'évaluation et la comparaison des informations géologiques des formation-réservoirs (T1, Grès.RDC et QH) du champ de Rhourde Chegga: pour cela une synthèse sédimentologique a été réalisée a partir des documents disponibles ; Une interprétation statistique des données pétrophysiques de chaque réservoir.

A cet effet, L'étude s'articule sur cinq chapitres:

1. Généralités: C'est des informations sur les paramètres pétrophysiques utilisés (perméabilité, porosité, saturation en eau, volume shale, thorium) ;
2. Cadre géologique : présente sous forme de deux chapitres : cadre géologique régional de Hassi Messaoud, et cadre géologique local de Rhourde El chagga.
3. Ce chapitre synthétise a une étude sédimentologique des trois formations-réservoirs (Grès Trais 1, Grès Rhourde Chegga et Quartzite el Hamra).
4. Ce chapitre montre une étude statistique des paramètres pétrophysiques des trois réservoirs : monovariées ; bivariées illustré par la matrice de corrélation ; multivariées : ACP.
5. Cinquième chapitre est basé sur la détermination des confusions des réservoirs (T1, Grès.RDC et QH) au niveau du puit n° 10 par la méthode Analyse factorielle discriminante (AFD) (T1, Grès.RDC et QH).

Chapitre I : Généralité

Introduction

La pétro-physique est l'étude des propriétés des roches et leurs interactions avec les fluides (gaz, hydrocarbures liquides et solutions aqueuses). Le matériau géologique forme un réservoir par l'accumulation des hydrocarbures dans la sous-surface doit contenir un réseau tri-dimensionnel des pores interconnectés afin de stocker les fluides et permettre leurs mouvements dans le réservoir.

Ainsi, la porosité des roches réservoirs, la saturation d'eau, la perméabilité, volume shale et thorium sont les propriétés physiques les plus fondamentales en ce qui concerne le stockage et le transport des fluides.

La connaissance précise de ces propriétés pour tout réservoir des hydrocarbures avec les propriétés des fluides est nécessaire pour le développement efficace, la gestion et la prédiction de la future performance du champ pétrolifère.

I.1.La porosité

Ensemble des volumes de petite taille pouvant être occupés par des fluides (gaz, eau, pétrole) à l'intérieur d'une roche. La porosité peut être primaire celle liée aux espaces intergranulaires dans une roche sédimentaire détritique incomplètement cimentée, ou secondaire liée à une dissolution succédant à une fracturation.

Les roches poreuses peuvent être des roches réservoir (MM MATI & ZATOUT, 2012).

L'unité de la porosité % On distingue plusieurs types de porosité :

La porosité totale \emptyset_t est égale au rapport du volume total des pores sur le volume total de la roche :

$$\emptyset_t = \frac{V_t - V_s}{V_t} = \frac{V_p}{V_t} \times 100 \dots\dots(1)$$

V_p : volume des pores en (m^3 ou litre)

V_s : volume occupé par les éléments solides, en (m^3 ou litre)

V_t : volume total de la roche, en (m^3 ou litre)

\emptyset_t : porosité exprimée en (%)

La porosité totale englobe :

- La porosité inter-granulaire ou inter-cristalline constituant la porosité primaire \emptyset_1 , qui dépend de la forme et de la taille des éléments solides, ainsi que de leur classement ;
- La porosité vacuolaire, acquise par dissolution, et la porosité de fissure et de fracture, acquise mécaniquement (mal dit), constituant la porosité secondaire \emptyset_2 que l'on rencontre le plus souvent dans les roches chimiques ou biochimiques (calcaires).
- La porosité totale \emptyset_t est donnée par : $\emptyset_t = \emptyset_1 + \emptyset_2$ La porosité connectée représente le pourcentage de pores reliés entre eux. Elle peut être très inférieure à la porosité totale.
- Porosité effective : C'est la fraction des pores interconnectés accessibles aux fluides libres.

La porosité d'une roche est dite faible si elle est inférieure à 5 %, médiocre de 5 à 10 %, moyenne de 10 à 20 %, bonne de 20 à 30 % et excellente si supérieure à 30 %. Seule la porosité effective est intéressante pour déterminer le volume d'hydrocarbures "récupérable".

Dans cette étude on basée sur la porosité total .

I.2. La perméabilité :

Aptitude d'un milieu à se laisser traverser par un fluide (liquide ou gaz). En ce qui concerne les terrains, on distingue généralement : -1. la perméabilité en petit qui est celle des terrains ne présentant comme vides que des pores de petite taille c'est particulièrement le cas des sables et des grés ; -2. la perméabilité en grand qui est celle des terrains fissurés ou diaclases, ou même creusés de cavités . Les hydrogéologues mesurent souvent la perméabilité en darcys (MM MATI & ZATOUT, 2012);

Elle est définie par la loi de Darcy:

$$Q = k \cdot \frac{S}{\mu} \cdot \frac{\Delta P}{\Delta l} \dots \dots \dots (2)$$

- Q : débit du fluide traversant la roche en cm³/s,
- S : surface de passage du fluide en cm²,
- μ : viscosité du fluide en centpoises (viscosité dynamique),
- $\frac{\Delta P}{\Delta l}$: Gradient de pression en bar/cm,
- K : perméabilité de l'échantillon exprimée en darcy (d).

Lorsqu'un seul fluide est présent dans les pores, la perméabilité mesurée est la perméabilité absolue pour ce fluide.

Lorsque plusieurs fluides sont présents dans une roche, on définit la perméabilité effective de chacun des fluides. Elle est toujours inférieure à la perméabilité absolue. Elle exprime la Propriété d'une roche à être traversée par un fluide en présence d'autres fluides. Elle dépend de la roche et de la saturation des différents fluides.

La perméabilité relative d'un fluide est le rapport perméabilité effective / perméabilité absolue. A cause de l'hétérogénéité des roches, la perméabilité varie suivant la direction considérée. Dans un gisement, on est amené à distinguer la perméabilité horizontale et la perméabilité verticale.

La perméabilité est dite faible de 1 à 10 md, médiocre de 10 à 50 md, moyenne de 50 à 200 md, bonne de 200 à 500 md et excellente si supérieure à 500 md. La perméabilité des meilleurs réservoirs pétroliers est de l'ordre de quelques darcy.

I.3. Saturation en fluides :

La saturation d'un fluide est le rapport du volume du fluide considéré sur le volume total des pores(MM MATI & ZATOUT, 2012).

$$S_w = \frac{\text{Volume d'eau}}{\text{Volume des pores}}$$

Sw : saturation d'eau en (%)

Vw : volume d'eau en (m³ ou litre)

Vp : volume des pores en (m³ ou litre)

Chapitre II :Géologie Général

A. Cadre régionale

1. Situation Géographique

Le champ de Hassi Messaoud est situé à 850Km au Sud Est d'Alger, à 350Km de la frontière tunisienne et à 80 Km à l'Est de Ouargla. (**Fig. 1**).

Il est encadré par les latitudes 31°30' et 32°00' Nord et les longitudes 5°40' et 6°20' Est, sa superficie est de 4200 Km².

Sa localisation en coordonnées Lambert sud Algérie :

X= [790.000-840.000] Est ; Y= [110.000-150.000] Nord.

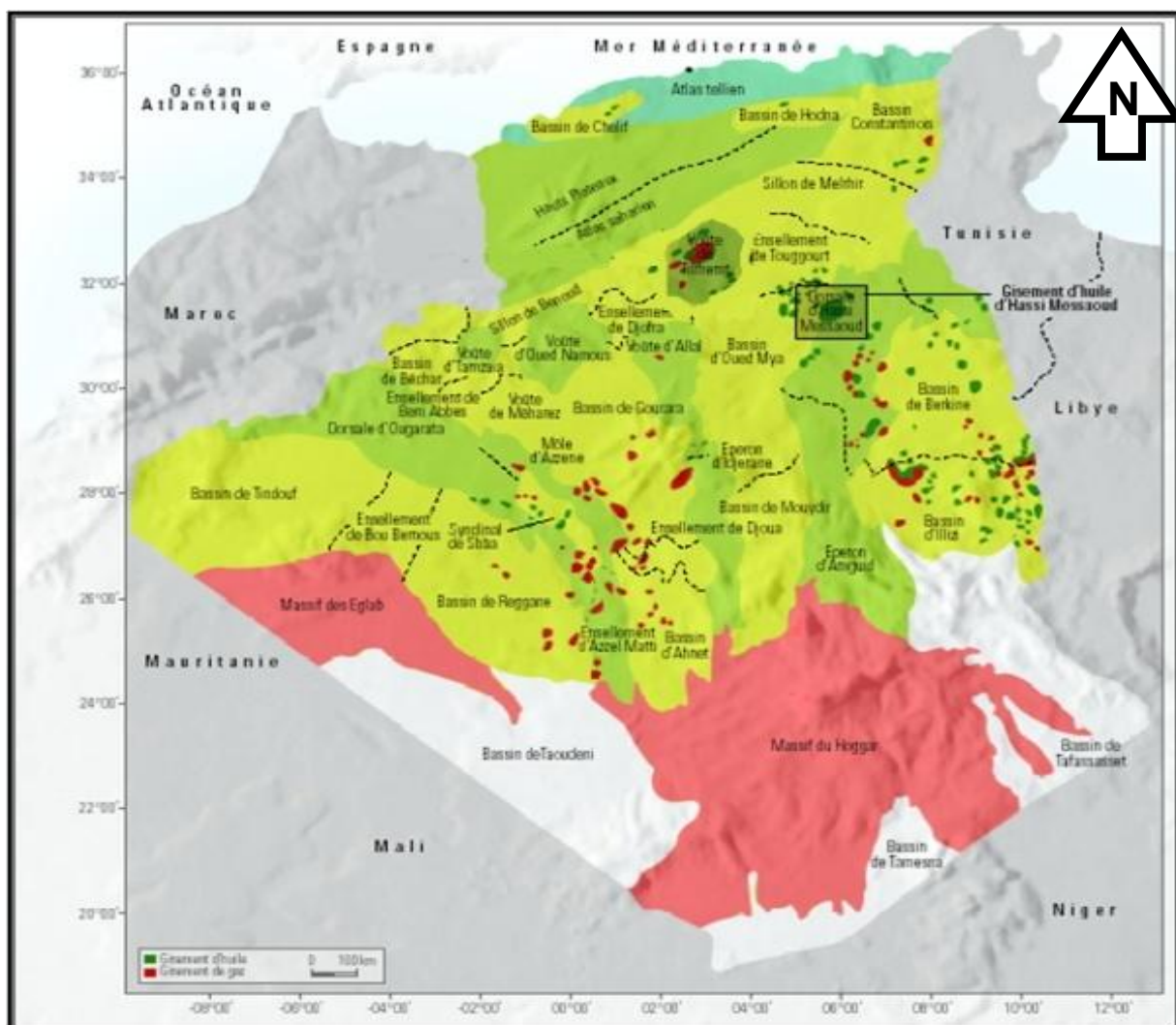


Figure.1 : Situation géographique du champ de Hassi Messaoud (WEC, Algérie 2007).

2. Cadre Géologique

Le môle de Hassi Messaoud est le résultat d'une histoire paléo tectonique assez compliquée, c'est le prolongement de la dorsale d' El Biod de plus de 800 km de long. Sa structure fait partie d'un ensemble de structures formant la province triasique Nord orientale.

Limitée au Nord par la structure D'jamaâ-Tougourt, à l'Est par la dépression de Berkine, à l'Ouest par la dépression d'Oued Mya, au sud par le horst d'Amguid El-Biod.

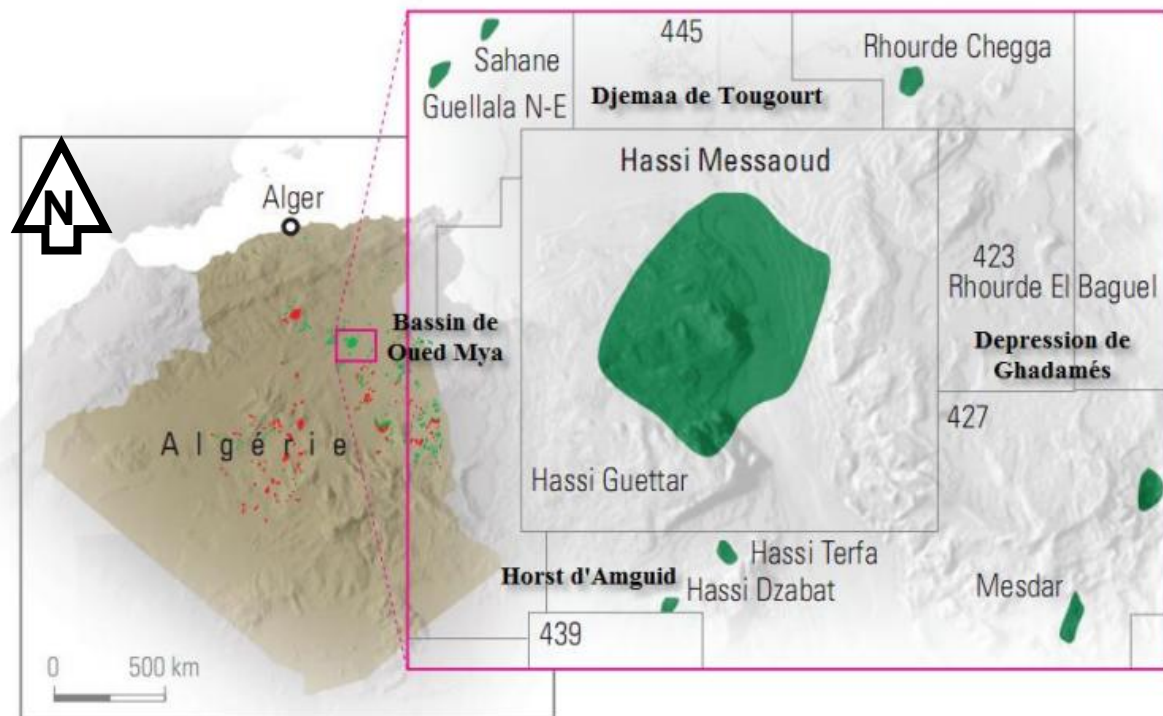


Figure. 2 : Situation géologique du champ de Hassi Messaoud (WEC, 2007).

3. Aspect Stratigraphique

La série stratigraphique du champ de Hassi Messaoud est représenté de haut en bas par les formations suivantes (e = épaisseur moyenne).

3.1. cénozoïque

3.1.1. mio-pliocène (e = 240m)

Présent sur toute la superficie du champ, il est constitué par : - Sable blanc avec fines passées d'argile brun-rouge, tendre à pâteuse ; - Calcaire blanc, crayeux, tendre avec passées d'argile versicolore ; - Marne gris-brun, fortement sableuse. Ces terrains, formant un recouvrement continental essentiellement sableux, se sont mis en place par l'intermédiaire de chenaux (grande disparité de leur granulométrie horizontale et verticale). Ils sont non consolidés et leur porosité est très importante, ce qui entraîne des pertes partielles ou totales et des risques d'éboulements lors du forage. Ils reposent à leur base sur l'Éocène par une surface d'abrasion.

3.1.2. Éocène (e = 120m)

Il est constitué de : - Argile brun-rouge, fortement sableuse ; - Marne et fines passées d'anhydrite blanche ; - Calcaire dolomitique crayeux, avec parfois des rognons de silex. Ces deux couches renferment un complexe aquifère à la limite de sa potabilité.

3.2. Mésozoïque

3.2.1. Crétacé

3.2.1.1. Sénonien : Constitué de deux niveaux :

Carbonaté (e = 107m)

Il est constitué de calcaires blancs à blanc-beiges, microcristallins et durs, de dolomies grises à gris-clair, parfois cristallines et durs, d'anhydrides blancs, pulvérulents et parfois massifs.

Lagunaire (e = 358 m)

Niveau représenté par deux unités à faciès lagunaire : La première anhydritique, d'une épaisseur moyenne de 219m est composée d'anhydride blanc, cristalline, de dolomie moyennement dure, de marne et de calcaire argilo-dolomitique. La deuxième salifère d'une épaisseur moyenne de 140m, est constituée de sel massif, blanc, transparent à translucide à traces d'anhydride.

3.2.1.2. Turonien (e = 70 à 120m)

Ce sont des formations carbonatées, constituées de calcaire, craie, dolomie et quelques niveaux argileux. Il contient un aquifère présenté par des eaux à odeur sulfureuse, utilisé pour l'injection. Ces eaux sont produites par pompage et utilisées pour le maintien de pression par injection d'eau. Leur salinité est de 210g/l et leur densité est de 1,13.

3.2.1.3. Cénomaniens (e = 145m)

Constitué par des bancs d'anhydrides blancs, transparents, microcristallins et durs, de marnes argileuses grises à gris-verdâtres et carbonatées par endroit, de dolomies grises à gris-bruns, cryptocristallines et dures, puis d'un banc de calcaire blanc, tendre et microcristallin.

3.2.1.4. Albien (e = 350m)

Il est représenté par de grés et sables fins avec intercalations d'argiles silteuses. Il renferme un aquifère d'eau douce utilisé pour l'injection et les besoins généraux.

3.2.1.5. Aptien (e = 25m)

Il est représenté par des calcaires blancs à gris-blancs, parfois beiges, microcristallins et durs, des dolomies blanches à beiges, cristallines et dures à moyennement dures. Les deux bancs encadrent un niveau argileux.

3.2.1.6. Barrémien (e = 280m)

Représenté par des grés blancs à beiges, parfois gris-blancs, fins à moyens, localement grossiers, friables et silico-argileux, de dolomies grises, cristallines et dures, d'argiles versicolores, silteuses, tendres à indurées et légèrement carbonatées.

3.2.1.7. Néocomien (e=180m)

Représenté par des argiles grises à gris-vert, localement brun-rouge, silteuses et légèrement dolomitiques et de grés blancs, translucides, friables, très fins à fins, sub-arrondis et silico-argileux.

3.2.2. Jurassique**3.2.2.1. Malm (é=225m)**

Constitué d'anhydrites blancs, beiges, pulvérulentes, rarement microcristallines et dures, d'argiles rouge-briques à grises, tendres à indurées et silteuses, de calcaires gris-blancs à gris, cristallins et moyennement durs, de dolomies grises à gris-blanc, microcristallines et dures. Il contient un aquifère d'eau potable de salinité de 30g/l.

3.2.2.2. Dogger

Représenté par deux niveaux :

Argileux (e=105m)

Il est constitué des argiles brun-rouges, grises à gris-vertes, silteuses et tendres à indurées et de calcaires blancs à gris-blancs, tendres et crayeux.

Lagunaire (é=210m)

Il est constitué des anhydrites blancs, pulvérulents, massifs et durs à moyennement durs, de calcaires gris à gris-blancs, argileux et tendres à moyennement durs, d'argiles gris-clair à gris-foncé, parfois brun rouge, tendres et indurées, et silts blancs à gris-clair, tendres et de marnes gris-vert à grises.

3.2.2.3. Lias (e=300m)

Il représenté par cinq niveaux :

Ld1 (e=65m)

Il est constitué par des argiles gris-clair à gris-vert, parfois brun-rouge, tendres, indurées et légèrement carbonatées, de calcaires dolomitiques gris à gris-blancs, argileux, tendres à moyennement durs, de dolomies grises, parfois beiges, tendres à moyennement dures et d'anhydrites blancs, pulvérulents et cristallins.

Ls1 (e=90m)

Il est constitué des sels blancs à rosâtres, transparents à translucides, massifs et durs, d'anhydrites massifs, blancs pulvérulents, tendres à durs, d'argiles brun-rouges, parfois grises, tendres et légèrement carbonatées, de calcaires dolomitiques gris-beiges, microcristallins et tendres.

Ld2 (e=55m)

Il est constitué des argiles brun-rouges, rarement grises, tendres et pâteuses et de dolomies grises, parfois beiges, tendres à moyennement dures renfermant des eaux chlorurées calciques.

Ls2 (e=60m)

Il est constitué des sels massifs blancs et rosâtres, transparents à translucides et d'argiles brun-rouges, tendres, indurées et légèrement carbonatées.

Ld3 (e=30m)

Il est constitué des argiles gris-clair, tendres à indurées et légèrement carbonatées et de calcaires dolomitiques gris à gris-blancs, microcristallins, argileux et durs

3.2.2.4 Trias

Représentée par quatre niveaux :

Salifère Subdivisé en trois horizons :

-Ts1 (e=46m)

Ce niveau est représenté par des sels massifs, des passées d'anhydrites et des intercalations d'argiles dolomitiques.

-Ts2 (e=189m)

Ce niveau est représenté par des sels blancs, rosâtres, massifs et transparents, argiles gris à gris-foncés ou brun-rouges, silteuses, tendres à indurées et anhydrites blancs à gris-beiges, massifs et pulvérulents.

-Ts3 (e=202m)

Ce niveau est représenté par des sels blancs à rosâtres, transparents à translucides, massifs et argiles brun rouges, rarement grises, silteuses, pâteuses et indurées.

Les horizons Ts2 et Ts3 sont les sièges de manifestations d'argiles fluentes.

Argileux (e = 113m)

Argiles plus ou moins silteuses, dolomitiques et anhydritique avec des intercalations de bancs de sel au sommet.

Gréseux (e = 35m)

Grés gris-clair à gris, rarement blancs, très fins à fins, friables et argileux, argiles bruns-rouge, rarement grises, silteuses, tendre à indurées et quelques traces de glauconie. Ils se subdivisent en plusieurs unités qui se différencient par leurs lithologies et leurs réponses diagénétiques.

Éruptif (0<e<92m)

Andésites blanches, vertes, localement altérées, multicolores et dures, grés gris-blanc, isométriques, siliceux à silico-argileux et parfois quartzique ainsi que des argiles brun-rouge à gris sombre, indurées et siliceuses. Les terrains du TRIAS argilo-gréseux (TAG) sont le siège de zones à pertes plus ou moins virulentes selon la position où l'on se trouve sur le champ. Le TRIAS repose en discordance directement sur le Cambrien au centre de la structure et sur l'Ordovicien au niveau des zones périphériques.

3.3. Paléozoïque

3.3.1. Ordovicien

Dans sa représentation la plus complète, il est constitué de quatre termes :

- **Les quartzites d'Hamra** : (e = 12 à 75m) quartzites localement grossières, présentant parfois des intercalations argileuses.
 - **Les grés d'El Atchane** : (e = 25) grés fins à ciment argileux, bitumineux.
 - **Les argiles d'El Gassi** : (e = 50m) argiles schisteuses, carbonatées, vertes et noires, glauconieuses ou carbonatées présentant une faune (graptolites) indiquant un milieu de dépôt marins. Cette formation est surtout rencontrée sur les zones périphériques du champ.
 - **Zone des Alternances** : (e = 20m) argiles indurées, alternant avec des bancs quartzitiques isométriques et de grés moyens à fins.
- Remarques : La série Ordovicienne n'est présente que sur la partie sub-méridionale de la structure du fait de l'érosion. Au centre de la structure, zone la plus exposée à l'érosion, le TRIAS repose directement sur le Cambrien.

3.3.2. Le Cambrien

Essentiellement constitué de grés hétérogènes, fins à très grossiers, entrecoupés de passées de silt stones argilo-micacés. On y distingue trois litho-zones R1 (Ri+Ra), R2 et R3.

-Litho-zone Ri (e =50m)

Correspond au réservoir isométrique. Il a été recoupé essentiellement à la périphérie du champ, là où la série est complète ; ce sont des grés quartzites isométriques moyens à fins à ciment argileux, avec de nombreuses passées silteuses. Il repose sur le Ra supérieur par une surface d'abrasion.

-Litho-zone Ra (e = 100 à 120m)

Représente le réservoir principal. Dans sa partie supérieure et moyenne (e = 20 à 60m), il est formé de grés quartzites, anisométriques, moyens à grossiers, à ciment silico-argileux (kaolinite) localement constitué de quartzites franches. Dans la partie inférieure s'intercalent, de manière irrégulière, des passées centimétriques de silt stones argileux.

-Litho-zone R2 (e = 101m)

Est constitué de grés quartzites et quartzites gréseux, moyens à grossiers, anisométriques, avec parfois des niveaux micro-conglomératiques, à ciment argileux assez abondant (illite). On note des intercalations millimétriques de silts.

-Litho-zone R3 (e = 300m)

Repose sur l'infra-cambrien, et parfois directement sur le socle granitique, c'est une série de comblement d'une épaisseur moyenne de 300m, elle se compose de grés grossiers à microconglomérats feldspathiques, les grains sont mal classés, le ciment est de nature argileuse avec

parfois des zones à grés ferrugineux, et des intercalations d'argiles silteuses. Le R3 ne présente aucun intérêt pétrolier.

3.3.3. L'infra-cambrien (e = 45m)

C'est l'unité lithologique la plus ancienne reconnue au Nord . Il est composé de grés argileux de couleur rouge.

3.4. Le socle

Rencontré aux environs de la profondeur de 4000m, il est constitué essentiellement de granite porphyroïde de couleur rose à deux micas.

Ere/Sy	ETAGES	LITHO	Ep(m)	DESCRIPTION	
CZ	MIO PLOCENE		239	SABLE, CALCAIRE	
	EOCENE		122	CALCAIRE	
NEO	SENONIEN	CARBONATE	107	CALCAIRE, DOLOMIE, ANHYDRITE	
		ANHYDRITIQUE	209	ANHYDRITE, MARNE, DOLOMIE	
		SALIFERE	149	SEL MASSIF	
	TURONIEN		112	CALCAIRE	
	CENOMANIEN		147	MARNE, CALCAIRE, DOLOMIE	
	ALBIEN		362	GRES, ARGILE	
	APTIEN		24	DOLOMIE	
	BARREMIEN		276	ARGILE, SABLE	
	NEOCOMIEN		182	DOLOMIE, MARNE, ARGILE	
	MALM		226	ARGILE, MARNE, CALCAIRE	
MESOZOIQUE	DOGG	ARGILEUX	107	ARGILE, MARNE	
		LAGUNAIRE	211	ANHYDRITE, DOLOMIE	
	LIAS	LD1		66	DOLOMIE, ANHYDRITE, ARGILE
		LS1		90	SEL, ANHYDRITE
		LD2		55	DOLOMIE, MARNE
		LS2		58	SEL MASSIF
		LD3		31	DOLOMIE, MARNE
	SALIF	TS1		46	ANHYDRITE, ARGILE
		TS2		189	SEL, ARGILE, ANHYDRITE
		TS3		202	SEL MASSIF
ARGILEUX		113	ARGILE		
GRESEUX		0 à 35	GRES, ARGILE		
ERUPTIF		0 à 92	ANDESITE		
PALEOZOIQUE	ORDOVICI	Quartzites de Hamra	75	Grès très fins	
		Grès d 'El-Atchane	25	Grès fins glauconieux	
		Argiles d 'El-Gassi	50	Argile verte ou noire	
		Zones des Alternances	18	Alternances grès et argiles	
	CAMBRIEN	R Isométriques	42	GRES Isométriques, Silts	
		R Anisométriques	125	GRES Anisométriques, Silts	
		R 2	100	GRES Grossiers, Argile	
PROTEROZOIQUE	R 3	370	GRES Grossiers, Argiles		
	Infra Cambrien	45	GRES Argileux rouge		
	SOCLE			Granite porphyroïde rose	

Figure 3 : Colonne litho-stratigraphique du champ de HASSI MESSAOUD (Sonatrach , 2012).

4. Tectonique

Le champ de Hassi Messaoud se situe sur la grande dorsale d'El Agreb El Gassi-Hassi Messaoud séparant deux régions subsidentes :

- La synclise de l'est algérien constituée par la dépression de Dahar, bassin de Berkine et le bassin d'Ilizi.
- La dépression de Mouydir et le bassin d'Oued Mya.

La structure de la dorsale comporte un système de horst et graben affectant une série plissée, suivant une direction subméridienne.

Les zones hautes et les sillons sont limités par des accidents subméridiens, un système de failles normales moins étendues de direction orthogonale recoupe transversalement la structure.

Les dimensions de cette structure atteignent 45 * 54 km avec une superficie imprégnée d'huile de 1600 km².

La profondeur moyenne de la zone productrice varie entre 3400 et 3600 mètres, la côte absolue de l'interface huile/eau est estimée à -3380 m.

La structure du champ de Hassi Messaoud se présente comme un vaste dôme anticlinal aplati au Sommet de direction générale Nord Est- Sud Ouest.

Les accidents affectant le réservoir sont de 2 types :

Les failles de directions subméridiennes Nord- Est/Sud - Ouest, ainsi que d'autres Failles qui sont de direction Nord Ouest - Sud Est, ceci fait ressortir le caractère tectonique en horst et grabens .Ces failles se sont manifestées dès le dépôt du Cambrien jusqu'aux mouvements récents

- Les cassures avec ou sans rejet qui ont un grand effet sur la fracturation du réservoir Cambro-Ordovicien.
- Les rejets de failles varient de 30 à 50m environ, la fermeture structurale est d'environ 300m et le plan d'eau se situe à la côte -3380m.

B. Cadre local (Présentation du champ de Rhourde Chegga)

Le champ de Rhourde Chegga est situé dans la région de Beressof sur le bloc 433, sis à Touggourt dans la wilaya d'Ouargla, à 600 Km au sud d'Alger. Il a été découvert 1985 et mis en production en 1989 Par le puits RDC1.

Le champ contient trois réservoirs productifs qui sont :

- 1- l'unité 1 d'âge Triasique (**T1**)
- 2- les grès de la série inférieure d'âge Triasique (**GRDC**)
- 3- Les Quartzites de Hamra d'âge Ordovicien (**QH**)

1. Situation Géographique

La région de Rhourde Chegga se localise à environ 680 km Sud – Sud-Est de la capitale Alger, et à 100 km environ au Sud-Est de la ville de Touggourt et plus exactement à 35 km au Nord-Est du champ pétrolier de Hassi Messaoud, au Sud de la région d'exploration Touggourt. (fig.4) Sa superficie est de 3914 km² (RDI SONATRACH 2016).

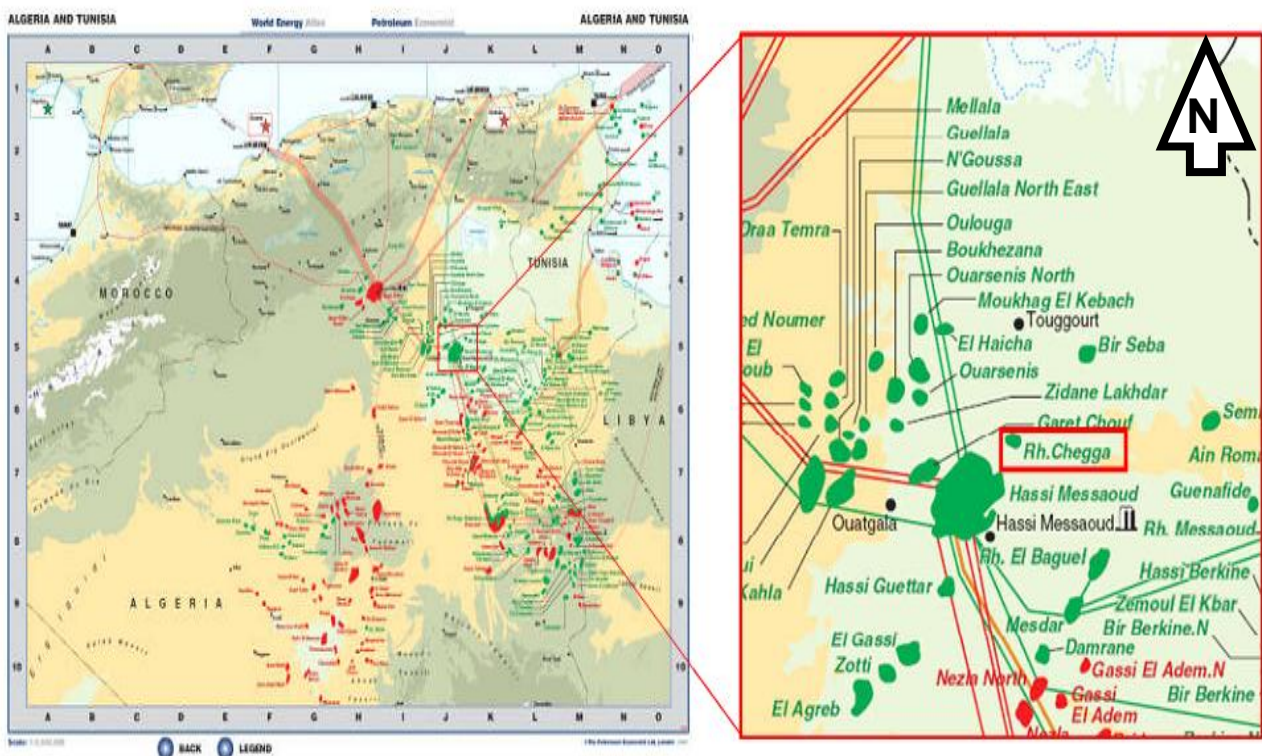


Figure 4 : Localisation géographique du champ Rhourde Chegga (Wec 2007)

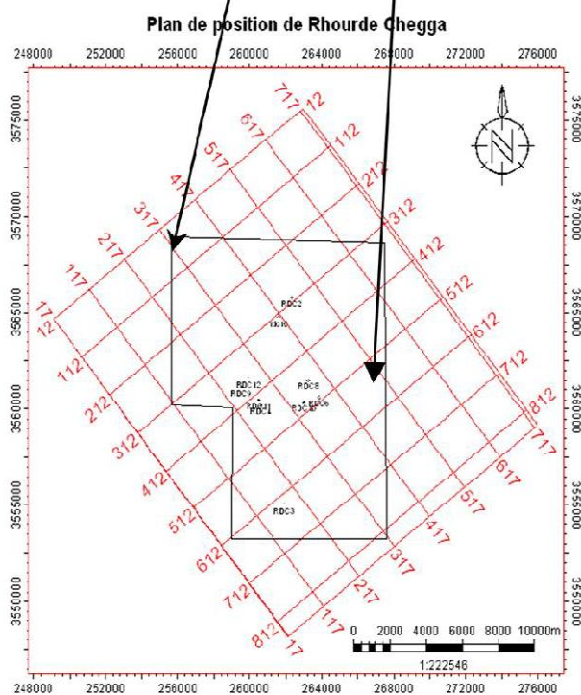
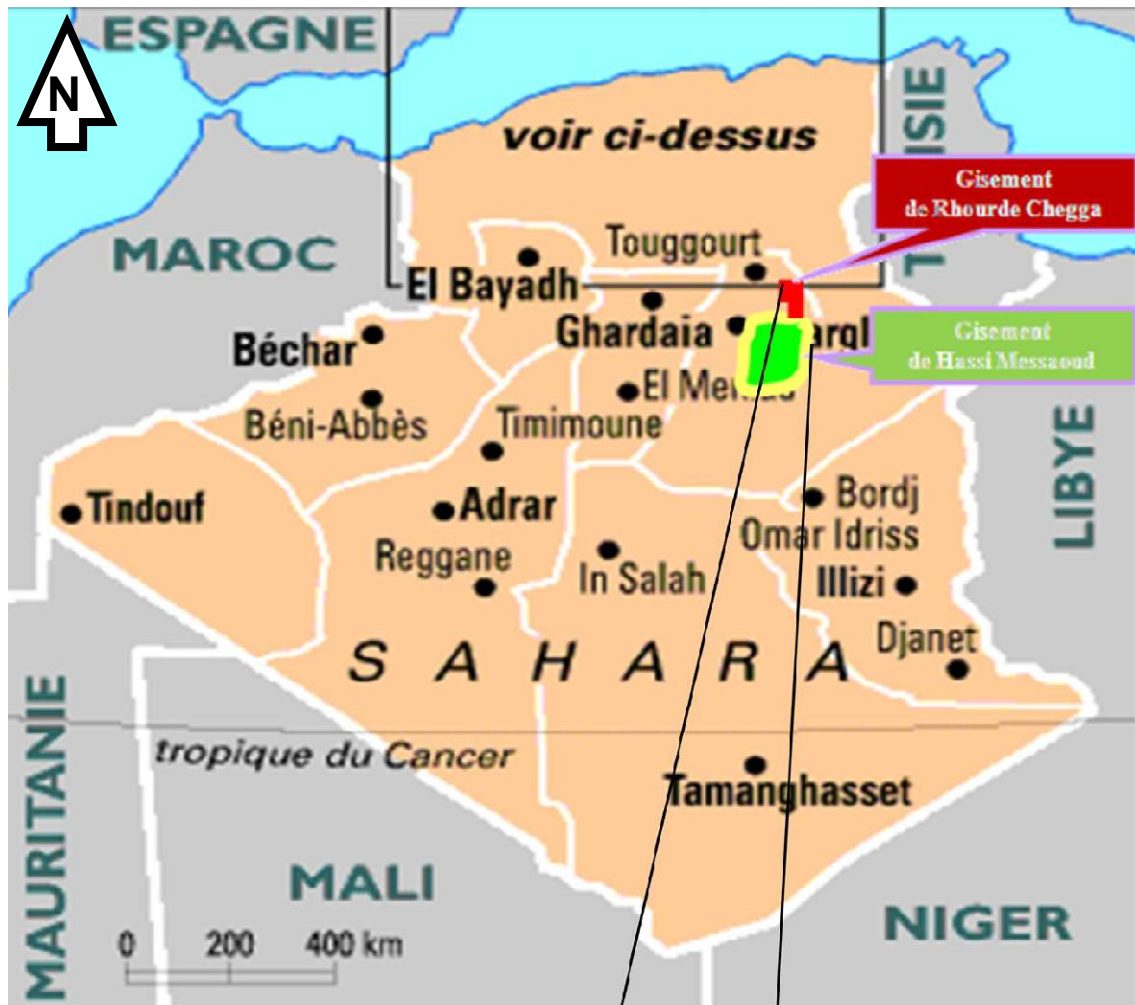


Figure. 5 : Carte de positionnement de champ du Rhourde Chegga (RDI Sonatrach PED2014).

2. Cadre Géologique

La structure de champ de Rhourde Chegga est située sur le flanc Nord-Est du champ de Hassi Messaoud sur le plongement septentrional du horst d'El Biod Hassi Messaoud. Ce dôme fait partie d'un trend structural de direction N-S, limité à l'Est par une faille poste hercynienne de même direction (RDI SONATRACH PED 2016).

La structure de Rhourde Chegga est limitée par :

- La zone de soulèvement tertiaire de Djemaa- Touggourt au Nord ;
- La zone haute de Hassi Messaoud au Sud ;
- Le sillon d'Abou Dorbane à l'Est qui s'incurve vers le Nord en direction de Hassi Amrane.
- Le bassin d'Oued Mya à l'Ouest.

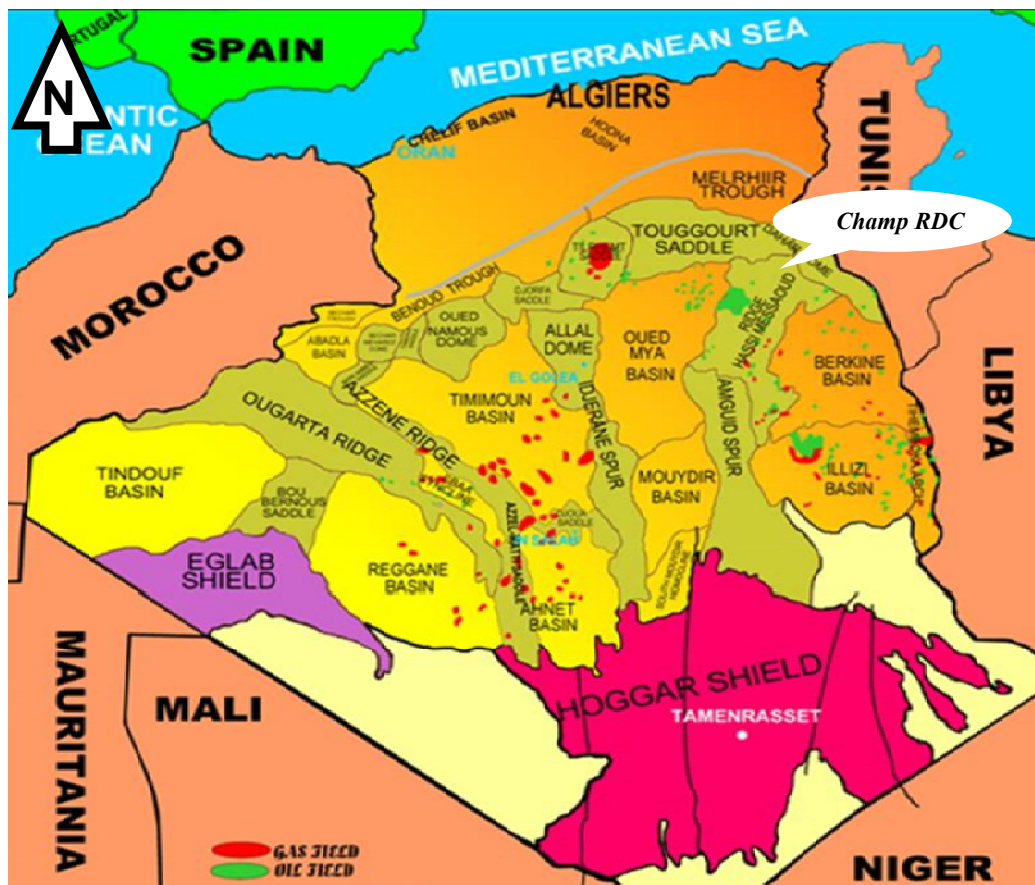


Figure 6 : Situation géologique du champ Rhourde Chegga(Sonatrach 2007)

3 .Aspect stratigraphique

Le champ pétrolier de Rhourde Chegga est situé dans la province triasique, cette dernière représente un soubassement antécambrien, métamorphique constituant la plate forme saharienne où les dépôts étalés du Paléozoïque seront affectés à la fois par deux phases d'érosion majeures (SONATRACH PED, 2016);

- La discordance Tectonique qui sépare l'Ordovicien basal (Trémadoc) de l'Ordovicien sommital (Ashgill sup.) composé de formations fluvio-glaciaires et glaciomarines. Dans les parties ouest et est du dôme de Messaoud et matérialisée par une érosion due essentiellement à un rabotage glaciaire.
- La discordance hercynienne qui érode les dépôts paléozoïques (au Visien-Permien) jusqu'à l'Ordovicien et le Cambrien,

Les formations du Trias par lesquelles débute le Mésozoïque sont donc discordantes sur les couches du Cambro-ordovicien. De ce fait, la région est très complexe du point de vue structural et stratigraphique vue les nombreuses phases tectoniques subies et l'intensité de l'érosion hercynienne (BEICIP-FRANLAB, 2007).

3.1 Le socle

Le socle est constitué de terrains granitiques et métamorphiques, traversés par de Nombreuses intrusions magmatiques. L'âge des formations de précambrien. Sur ce socle, se déposent, en discordance, les formations paléozoïques .

3.2 L' infracambrien

C'est l'unité lithologique la plus ancienne rencontrée constituée de grès argileux rouges.

3.3 Le Paléozoïque

D'après les corrélations et les datations palynologiques, effectuées sur les sondages RDC 1, 2, 3 et 4, le Paléozoïque est formé d'un ensemble allant des argiles radioactives du silurien au Cambrien (Ra) reposant en discordance sur le socle.

- **Cambrien** : Le Cambrien est mal défini paléontologiquement. L'épaisseur moyenne traversée est de 79 m .Il est daté d'après sa situation entre l'Ordovicien inférieur et le socle daté à plus ou moins de 550 million d'années ; ce socle n'a pas été atteint par les sondages de Rhourde Chegga. On fait référence au puits de Hassi Messaoud, il comprend successivement de bas en haut les subdivisions lithostratigraphiques suivantes :

. **Lithozone Ra** : Cette lithozone est constituée de grès grossiers, très grossiers à micro conglomératiques, anisométriques, siliceux à quartzitiques, avec des passées centimétriques d'argiles grisvert saleuses et dont l'épaisseur moyenne est de 125 mètres.

.Lithozone Ri : Elle est constituée de grès blancs à gris-blanc, moyens à grossiers, siliceux à quartzitiques, avec de nombreux couches d'argiles noires à gris-noir. L'épaisseur moyenne est de 45 mètres. Les Tigillites sont très abondantes.

-L'Ordovicien

La zone des alternances : Son épaisseur moyenne est de 25 mètres.

Désignée ainsi en raison de la présence de nombreuses passées d'argiles indurées alternant avec des bancs de quartzites fins isométriques, à nombreux terriers verticaux et horizontaux.

- **Argiles d'El-Gassi :** Son épaisseur moyenne est de 110 m, il s'agit des argiles noires à gris-noir, feuilletées et indurées, finement silteuses, micacées, localement glauconieuses et pyriteuses, à fines passées de grès fins à très fins, gris à gris-noir et/ou gris-vert.

- **Les grés d'EL Atchane :** son épaisseur moyenne varie de 12 à 25 mètres.

Cette formation est constituée de grés fins à très fins, gris-beige à gris-sombre. Ces grés peuvent être argileux ou glauconieux admettant de nombreuses passées argileuses et silteuses.

- **Les quartzites de Hamra :** L'un des formations réservoirs objectives de cette étude, son épaisseur moyenne varie de 12 à 75 mètres. Ce sont des grés gris – clair à gris – blanc fin à moyen, silico – quartzitiques à quartzitiques, à rares intercalations d'argile noir indurée et silteuse, à nombreux joints stylolithiques et tapissage argileux noir. Les Tigillites sont très nombreux et bien développés.

- **Les Grés d'Ouargla :** L'épaisseur moyenne est de 25 mètre, ce sont des grés fins à moyens, silico argileux, micacés, gris-clair, à nombreuses et fines intercalations d'argiles noires.

- **Les Argiles Micro conglomératiques :** Ce sont des argiles noires, silteuses, micacées, à nombreux débris de roches dispersés dans La masse argileuse microconglomératique. son épaisseur moyenne de 50 mètres.

-Silurien : IL est présent avec des argiles noires indurées, feuilletées, légèrement silteuses, très pyriteuses, très radioactives, à fines et minces passées de siltstones gris-foncé, argilo-micacés.

3.4 Le Mésozoïque : Il est subdivisé comme suit :

-Le Trias

Le Trias de Rhourde Chegga est constiué de **6 unités** lithostratigraphiques principales qui reposent en discordance sur les formations ordoviciennes. Son épaisseur moyenne est de 340 mètres. Il est composé de :

- **Série Inférieure (Grés du RDC) :** c'est une formation essentiellement gréseuse dont l'épaisseure varie d'un puits à un autre, elle est entre 2 m à 20 m, c'est un grés, gris à gris vert, moyen à ciment silico-argileux, moyennement dur, localement il peut être friable ou complètement compact.

- **Roche éruptive** : cette formation existe dans tous les puits du champs, elle présente une épaisseur qui varie entre 60 et 80 m, elle est constituée essentiellement de roches andésitiques, de couleur gris à gris-vert, présentant des cristaux d'olivines et des filons de calcite. Cette formation est intercalée de niveaux argileux métriques, brun à brun rouge.
- **Trias T1** : Son épaisseur moyenne est de 20 à 30 mètres, présent des argiles brun-rouge, silteuse, micacées à Rares niveaux gris-vert et grès gris-foncé et brun-rouge, silico-argileux, fins à très fins et sont Rarement moyens.
- **Trias T2** : Il apparait avec une épaisseur moyenne de l'ordre de 80 mètres, constitué par des argiles brun-rouges, silteuses, micacées, à niveaux gris-vert et des grès très fins, argilo-siliceux et carbonatés. Au sommet on trouve un niveau de dolomie microcristalline gris-clair, massif et parfois d'aspect vacuolaire.
- **Trias argileux** : Son épaisseur moyenne est de 35 mètres, présent avec des argiles brun-rouges et gris-vert, Silteuses, micacées, à passées de sel argileux et des nodules d'anhydrites blanches.
- **Trias S4(G20)** : Son épaisseur moyenne est de 110 mètres, contient des Sels massifs, blancs et rosés à intercalations d'argile brun-rouge et gris-vert, silteuses et micacée.

-Le **Jurassique** : IL a une épaisseur moyenne de 1500 mètres, composé essentiellement de :

- **Lias**
- **Lias argileux** :
Il s'agit généralement des argiles brun-rouges à gris verdâtres, tendres à pâteuses, à fines passées de sel blanc et translucide. Son épaisseur moyenne est 90 mètres.
- **Lias S3** : Il se présente par un sel massif, blanc à translucide, parfois rosâtre à fines passées d'argile gris-vert tendre à pâteuse, avec une épaisseur moyenne de 200 mètres.
- **Lias**: Leur épaisseur moyenne est de 270 mètres, contient généralement :

Au sommet : on trouve des anhydrites massives blanches à intercalations d'argile grise pâteuse, légèrement carbonatée, et brun-rouge, tendre, salifère.

A la base: IL s'agit d'une alternance de sel massif, blanc translucide, d'anhydrite et d'argile grise, pâteuse parfois brun-rouge.

- **Lias Horizon « B »** : Son épaisseur moyenne est de 40 mètres, composé de calcaires argileux avec des passées d'argiles carbonatées, et une présence de sel.
- **Lias Salifère** : C'est un Sel massif translucide, avec des passées d'argiles à prédominance carbonatée, et d'anhydrite. Son épaisseur moyenne est de 60 mètres.

- **Lias Anhydritique** : Son épaisseur moyenne est de 380 mètres, comprend une Anhydrite tendre, massive et microcristalline, avec de fines passées d'argiles et de rares passées marneuses.
- **Le Dogger**: Il est subdivisé en deux (02) formations; le Dogger lagunaire à la base et le Dogger argileux au sommet :
- **Le Dogger lagunaire**: Il se présente par des argiles tendres et carbonatées, avec intercalations de calcaire et de dolomie. Son épaisseur moyenne est de 100 mètres.
- **Le Dogger Argileux**: Il se trouve avec des alternances de calcaires argileux, Localement dolomitiques, d'argiles carbonatées et des anhydrites, où l'épaisseur moyenne est de 115 mètres .
- **Malm** : On trouve des alternances d'argile silteuse et carbonatée et de calcaires gréseux avec des passées d'anhydrites et de dolomies microcristallines. Son épaisseur moyenne est de 230 mètre.

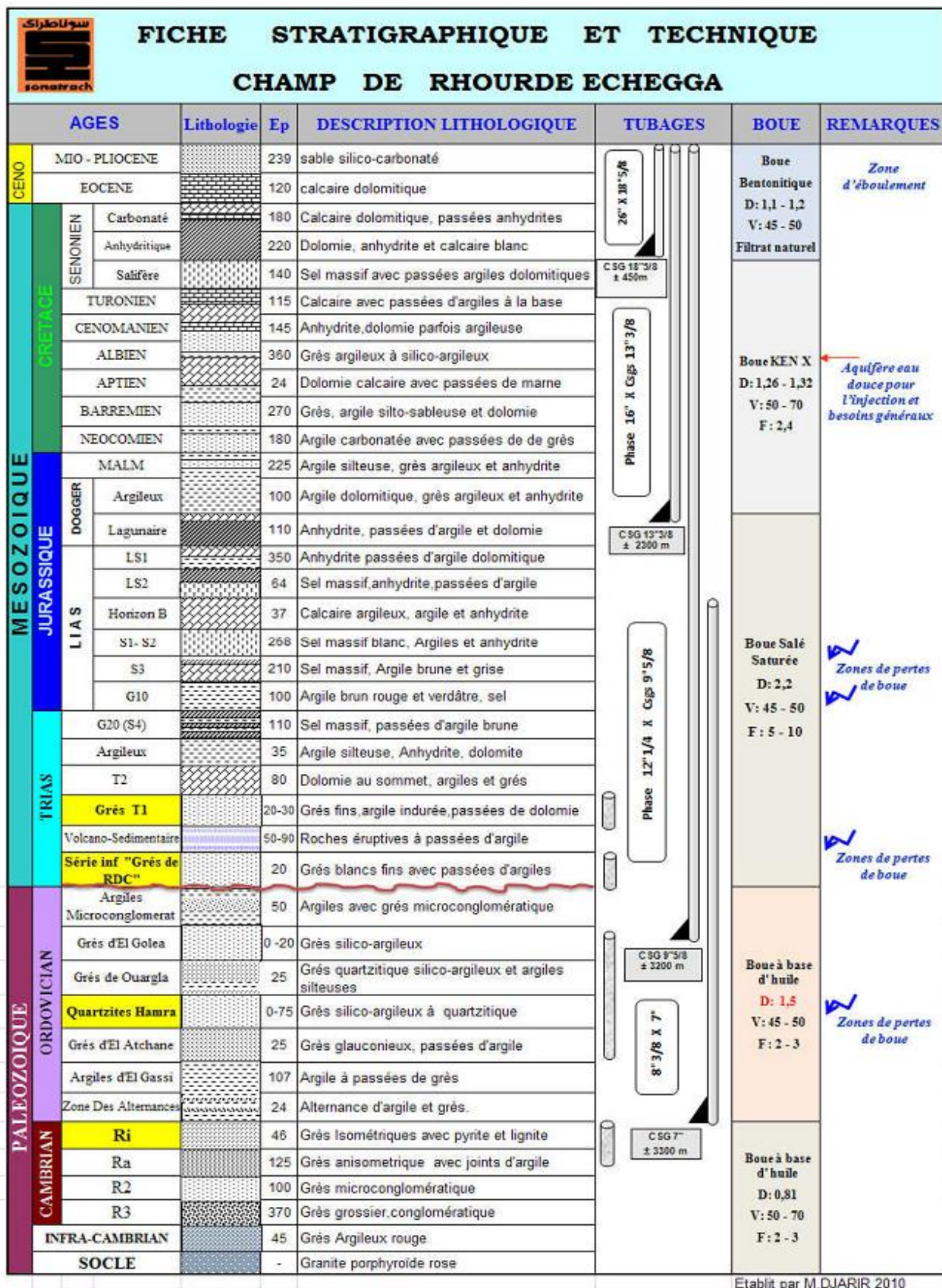
-Crétacé

- **Néocomien** : Son épaisseur moyenne est de 180 mètres, composant d'argiles silteuse et carbonatées, avec des passées de calcaires et de grès silico-argileux.
- **Barrémien** : Son épaisseur moyenne est de 275 mètres, il contient des grès à sables fins et grossiers avec des passées silto-sableuses. Le lignite est rencontré vers la base de cette série.
- **Aptien** : Son épaisseur est de 25 mètre, présenté par des Calcaire crayeux et dolomie beige microcristalline.
- **Albien** : Son épaisseur moyenne est de 360 mètres, caractérisé par des alternances de calcaire, de Dolomie, des argiles et de grès dans la partie supérieure. A la base on trouve des grès silico-argileux avec des passées d'argile silto-sableuses.
- **Cénomaniens** : Son épaisseur moyenne est de 145 mètre, composé par des alternances d'argiles carbonatées, Des calcaires argileux et dolomitiques, de dolomie microcristallines et d'anhydrites.
- **Turonien** : Son épaisseur moyenne est de 115 mètres, composé par des Calcaires blancs crayeux et argileux.
- **Sénonien**
- **Sénonien carbonaté** : Caractérisé par des alternances de calcaire, d'argile avec des passées de dolomie, et d'anhydrite. Son épaisseur moyenne est de 185 mètres.

- **Sénonien lagunaire** Il s'agit des alternances d'anhydrites, de calcaires argileux parfois dolomitiques, et d'argiles carbonatées avec des passées de dolomies microcristallines. Son épaisseur est de 220 mètres.
- **Sénonien salifère** Son épaisseur moyenne est de 140 mètres, composé du sel translucide avec des passées d'anhydrite, de calcaires argileux et des argiles carbonatées.

3. 5 Cénozoïque

- L'Eocène** : son épaisseur moyenne est de 122 mètres Formé de Dolomie blanche, dolomie calcaire ou argileuse blanche à grise, localement à silex.
- Le Mio-pliocène** : son épaisseur moyenne est de 240 mètres. Ce sont des formations sableuses à intercalations de bancs calcaires et de marnes sableuses et l'épaisseur de celui-ci est très variable avec la topographie actuelle de la région.



Etabli par M. DJARIR 2010

Figure 7 : Colonne stratigraphique du Rhourde Chegga(RDC) (RDI Sonatrach PED 2016).

4 . Aspect structurale

Sur le plan structurel, le champ RDC a une structure orientée NE-SW, c'est le résultat de l'action sur un substratum fracturé, plissé et érodé, et sur la couverture sédimentaire de plusieurs phases tectoniques qui peuvent être soit distensives, soit compressives. Celles-ci sont souvent en relation avec les mouvements relatifs des plaques lithosphériques issues de la désintégration de la Pangée à partir du Trias.

Le champ de RDC est affecté par des failles sub-verticales orientées NE-SW à N-S, elles ont probablement été initiées pendant l'Orogenèse hercynienne.

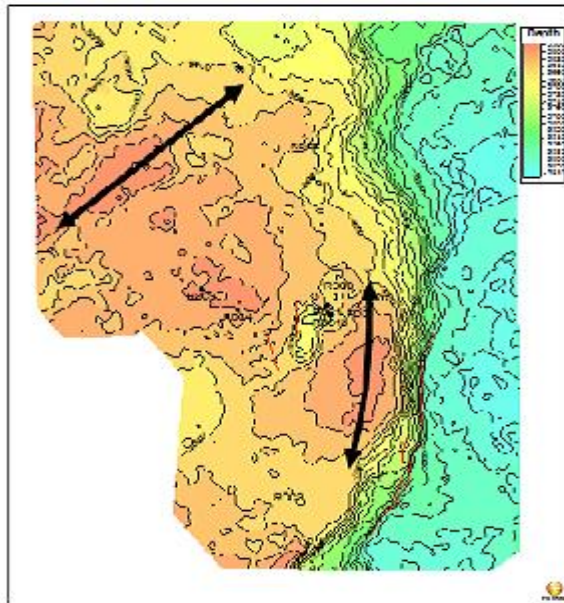
Les failles soient s'achèvent vers le haut à la discordance Hercynienne ou s'étendent dans les formations Triasiques en raison de la réactivation tectonique.

La principale faille orientée N-S, qui plonge vers l'ouest et délimite la structure à l'est, représente une faille inverse qui est probablement le résultat de la réactivation d'une faille normale.

Le mouvement inverse de cette faille semble avoir provoqué le repliement des sections triasiques et paléozoïques et, par conséquent, la formation d'une structure anticlinale douce N-S, plus prononcée vers le sud, là où cette faille majeure a été cartographiée

A l'ouest de la faille principale orientée N-S, une autre faille avec le même déplacement, mais plus court, a été interprétée, cette dernière traverse la section Triasique et une partie du Paléozoïque et limite la structure RDC à l'est.

Loin du nord, là où les deux failles (N-S) conjuguées s'arrêtent, la fermeture structurale du champ RDC est assurée par le pliage, qui résulte de la compression tectonique suite à la réactivation et à l'inversion d'une faille normale. Une autre structure anticlinale, orientée NE-SW. Cet anticlinal est le résultat d'une réactivation et d'une inversion de la faille normale majeure NE-SW, en coupant la section paléozoïque et en étant tronquée à la déconcerne Hercynienne.



Hercynian unconformity (DH) depth structure map showing faults (red lines) and anticline axis (black arrows)

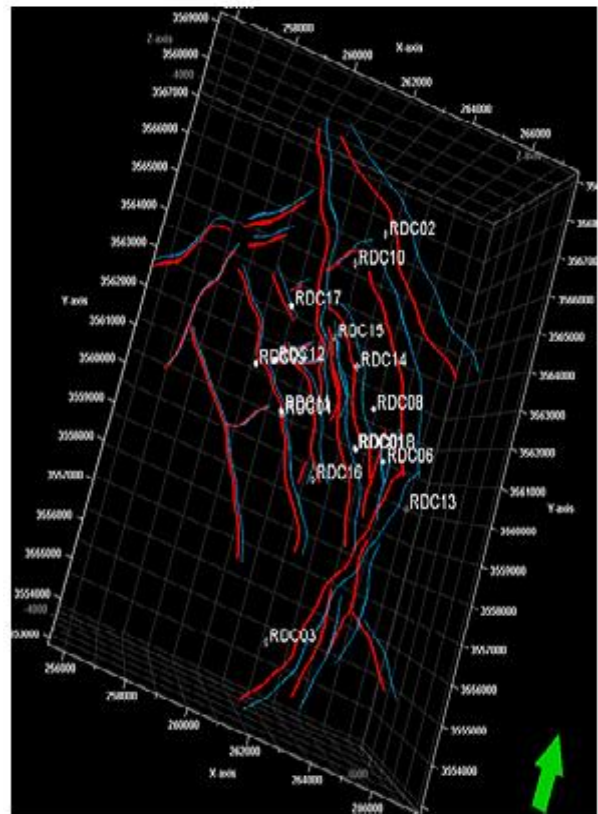


Figure 8 : Carte structurale de champ de RDC (PED et Schlumberger 2009).

5 Système pétrolier

5.1 Les réservoirs

Le champ de RDC contient à la fois des formations Paléozoïque (pré-hercynienne) et Trias (post-hercynienne), et qui comprennent des réservoirs contenant des hydrocarbures, des quartzites d'âge ordovicien (quartzites Hamra) et grès d'âge triasique (RDC et T1).

Réservoir quartzites de Hamra

Dans le réservoir ordovicien, la section la plus importante est formée par les quartzites de Hamra, avec de nombreuses productions d'huile prouvées tout autour du gisement de Hassi Messaoud.

Les quartzites de Hamra se présentent sous la forme de grès massifs, propres et bien développés, avec une porosité allant de 2 à 10 % et des perméabilités variant de 0,1 à 100 md.

Réservoir Grès RDC

Après l'érosion et le démantèlement hercynien des vallées ce sont créés propices au dépôt des grès fluviatiles de RDC qui sont caractérisés par une succession grano-décroissante vers le haut passant à des argiles de plaine d'inondation. Ces grès sont bien développés mais comme la composante stratigraphique et structurale influencent leur dépôt, ces grès montrent une hétérogénéité et une distribution latérale complexe. Les données de pressions montrent également qu'il n'y a pas de

communication entre les deux chenaux ce qui prouve la présence de faille étanche près du puits. Quant aux caractéristiques pétrophysiques les grès de RDC présentent des caractéristiques meilleures, avec une perméabilité variant de 25 à 10 md et une porosité de 7 à 10%.

Types de pièges

L'essentiel de l'exploration est concentré sur les pièges structuraux et mixtes, et une attention toute particulière est portée aux pièges stratigraphiques (lentilles gréseuses du Trias).

Il s'agit de plis anticlinaux formés lors des différentes phases tectoniques, anticlinaux créés à la faveur d'une tectonique cassante ou limités sur leurs flancs par de grands accidents qui font partie du système très complexe de la dorsale-Hassi Messaoud.

Un autre type de pièges peut être constitué par les corps gréseux fermés par biseautage latéral .

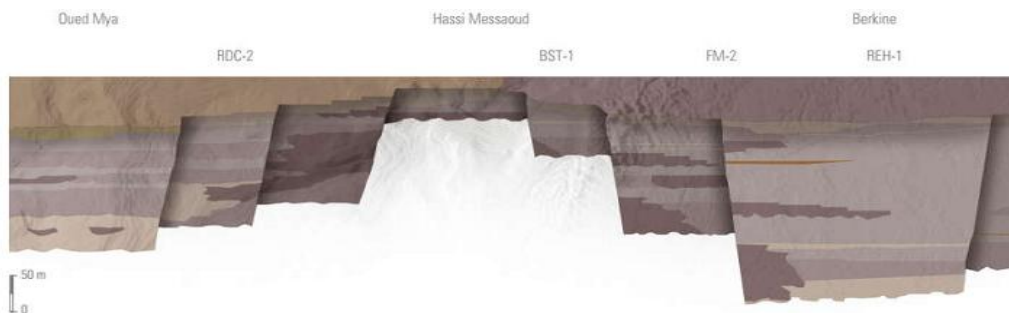


Figure 9 : Pièges stratigraphiques (Wec 2007).

5.2. Roches mères

D'après toutes les études réalisées sur la région d'Oued Mya (WEC 2007), le Silurien (Argiles radioactives) est le niveau principal de genèse en hydrocarbures. En effet, le Silurien est très riche en matière organique dont la maturation a été assurée par un enfouissement suffisant durant le Mésozoïque, son épaisseur atteint parfois 500m dans la zone axiale d'Oued Mya. La matière organique est contenue dans les argiles noires radioactives à graptolite, avec un bon potentiel de génération d'hydrocarbures. Ce sont des argiles noires, indurées, silteuse, micacées et pyriteuses avec des rares intercalations de grès quartzitiques. D'après les études effectuées sur les roches mères siluriennes, la matière organique est de type Sapropélique et mixte.

5.3. Roches couvertures

Au niveau de la région d'étude, la couverture est assurée par les argiles du Trias argilo-gréseux et les formations salifères du Trias et du Lias. Les roches éruptives quand elles existent assurent une bonne couverture pour les réservoirs de la Série Inférieure.

Chapitre III: Synthèse sédimentologie, pétrographie et milieux de dépôts.

Introduction

L'objectif de La synthèse sédimentologique est de pouvoir ressortir les différentes caractéristiques géologiques des formations réservoirs de champ de Rhourde chagga (Grès T1, Grès de RDC et quartzites de Hamra) afin de reconstituer son environnement de dépôt par conséquent on va apercevoir la distribution latérale de ces faciès dans le champ.

Cette synthèse est réalisée sur les carottes des puits RDC-9, RDC-15 et RDC18 On a utilisé toutes les études précédentes, déjà réalisées dans le champ (Field Development Plan Study , description de carottes...etc.) .Une synthèse pétrographique et diagénétique est établie à partir de toutes les analyses déjà effectuées sur les puits du champ RDC. Un autre échantillonnage à été effectué sur les puits RDC-9, RDC-12, RDC-14 et RDC-15 pour une étude pétrographique et diagénétique complémentaire (SALHI.L, mai 2015)

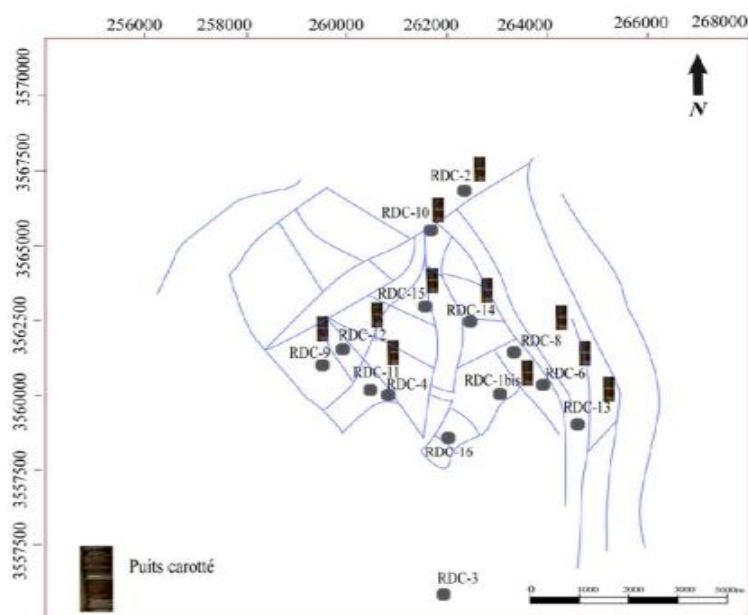


Figure.10 : Carte positionnement des puits (Wec, 2007)

III.1. Description de carottes

Il s'agit ici de décrire les différents faciès rencontrés en carotte. La description précise de ces faciès et leur interprétation en termes de régime hydrodynamique permet de déduire des associations de faciès et milieux de dépôts. Ces milieux de dépôt s'intègrent eux mêmes à des environnements sédimentaires. La description des faciès se fait selon plusieurs critères : nature de la roche, couleur, granulométrie, figures sédimentaires (stratification, Tigillites ...) et fissures...etc.

III.1.1 Le grès T1

Puits RDC-9 :

De 3616 à 3634 m

On a l'intervalle présente un grès gris à gris verdâtre partiellement gris noir très fin à fin à ciment argileux. Il existe une stratification subhorizontale, marquée par la présence de très fines passées de grès gris noir fin à moyen à ciment siliceux (S. LEBCHEK , 2018)

De 3646 à 3669m

Le deuxième intervalle montre une alternance d'argile gris verdâtre et grès fins gris à gris blanc, passant à des grès très fin à fin gris blanc à gris noir bitumineux à ciment argileux. la stratification est oblique à entre croisée. (S. LEBCHEK , 2018)



Puits RDC-9 3636m

Nodules centimétriques (probablement de silice ou d'anhydrite).



Traces d'huile
Stratification en auge.



Puits RDC-9 3639m

Stratification entre croisée.



Grès gris à gris noir bitumineux,
alterné d'argiles gris verdâtre.

Figure 11 : Photos des carottes de réservoir Trias 1 du RDC 9 (SONATRACH DP 2015).

Après l'observation des documents et les figures des carottes le grès T1 nous avons résultant est présent dans tous les puits, son épaisseur varie entre 21 à 43 m, il représente essentiellement des alternance des grès gris blanc, fin à moyen à ciment silico- argileux, parfois dolomitique et des niveaux silteux gris à gris –verts . la stratification est oblique à entre croisée.

III.1.2 GrèsRDC

Puits RDC-9 :

De 3744 à 3757m

On a supposé qu'il présente **8m** des Grés du RDC, à partir des diagraphies. Sur carotte on observe un grés- quartzite très semblables au Quartzite de Hamra et il repose directement sur cette dernière de ce fait la distinction entre les deux formations est presque impossible.

C'est un grés- quartzite, fin rarement moyen, à ciment siliceux, très compacte. Il présente de rares stratifications (planes, en auges), les passées d'argiles sont rares. On note la présence de nodules oxydés ou remplies de bitumes La fissuration est subhorizontale fermées remplies d'argile ou de bitumes, elle est plus au moins importantes (S. LEBCHEK , 2018)

Puits RDC-15

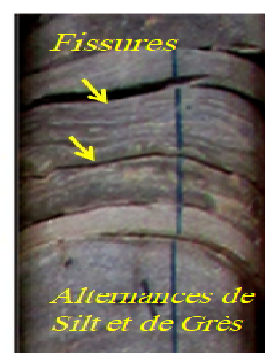
Il présente une très faible épaisseur **3m**, situés à une profondeur de 3739,5m . C'est un grés gris fin à très fin, contenant des passées de silts très importantes. Il présente de laminations planes, de rides de courants et des structures en flasers bedding. La fissuration est très importantes elle est subverticale ou suhorizontale , fermées , remplies d'argiles, de silice ou de bitumes (S. LEBCHEK , 2018)



RDC-9 3744m
un grés- quartzite fissuré
contient des nodules
oxydés



RDC-9 3746m
C'est un grés- quartzite
imprégné d'huile
Stratification plane



RDC-15 3742m
Grés gris alterné de silts. La
fissuration est très importante

Figure 12: Photos des carottes de réservoir Grès RDC du RDC9 et RDC15. (SONATRACH DP 2015)

À partir des documents et des figures des carottes le grès RDC nous avons résultant est présent dans la majorité des puits avec une faible épaisseur varie généralement entre 2-20 m, C'est un grès, gris à gris vert, moyen à ciment silico- argileux, grains sub arrondi, moyennement dur, parfois friable ou compacte. Il présente des nodules de silice importantes , des stratifications en auges , des laminations planes et quelques stratifications entrecroisées. Il présente des passées de silts verdâtres à grisâtres.

III.1.3 Quartzite Hamra

Puits RDC-15

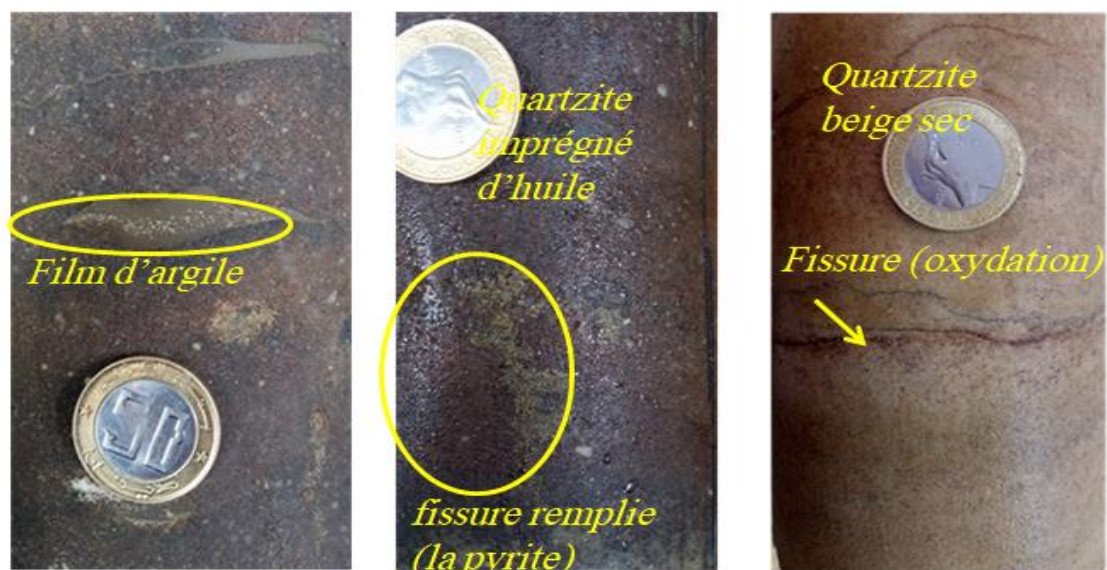
De 3752m a 3790.5m :

Quartzite beige a gris beige, fin a très fin avec des passés de grès moyen, à ciment siliceux a silico-argileux par endroits. Stratification inobservable et plusieurs joints stylolithiques sont observés. Les Tigillites sont abondants, de tailles longues et courtes. Les fissures sub-verticales sont nombreuses et peu développées, ouvertes et fermées vides ou remplies de silice et d'argile (S. LEBCHEK , 2018)

Puits RDC-18

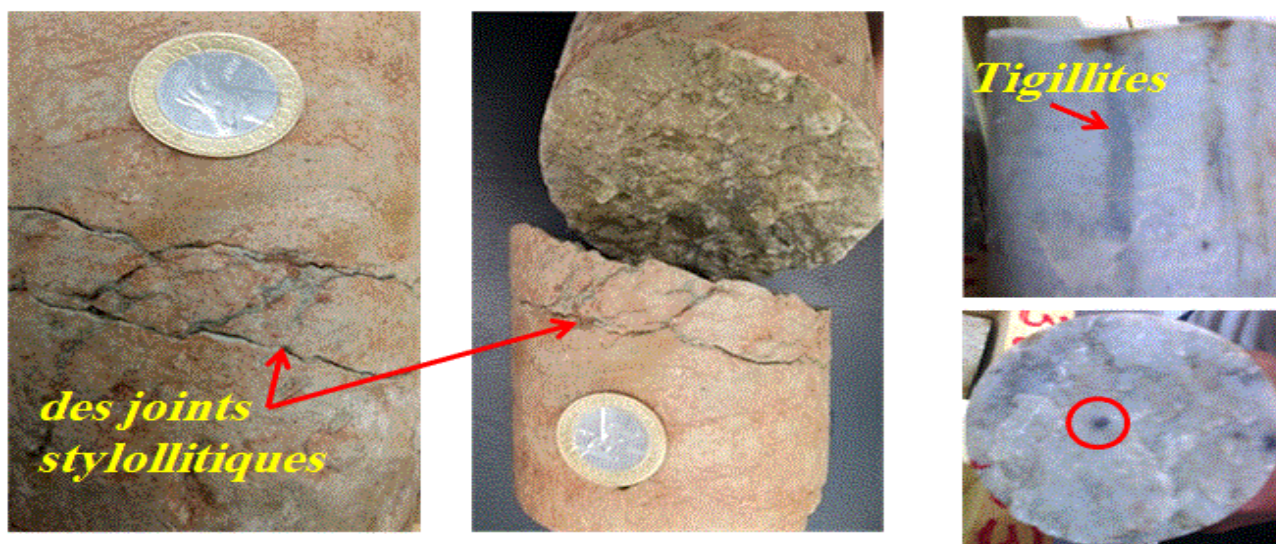
De 3730m a 3784m :

Grès quartzite a quartzite fin a très fin gris et gris noir parfois beige, a ciment siliceux et silico-bitumineux, avec quelques passées centimétriques de silstones argileux micacé gris a gris vert. La stratification est sub-horizontales par endroits avec nombreux joints stylolithiques, et marqué par l'abondance des Tigillites longues et courtes. Les fissurations sub-horizontales sont très développées, par contre les fissures sub-verticales sont très limitées, elles sont fermées soudées par la silice ou colmatées par du bitume, parfois ouvertes et vides (S. LEBCHEK , 2018)



RDC-15 3744m
Grès quartzite imprégné d'huile contient des fissures fermées et remplies (la pyrite,...)

RDC-15 3752m
Grès quartzite beige, oxydé au niveau des fissures sub-horizontales



RDC-15 3745m
Grès quartzite beige rougecontient des joints stylolitiques

RDC-18
Grès quartzite blanc à gris a des Tigillites

Figure 13: Photos des carottes de réservoir Grès RDC du RDC 15 et RDC 18 (SONATRACH DP 2015)

À partir les documents et les figures des carottes le grès QH nous avons cette formation est rencontrée dans tous les puits de la région d'étude, son épaisseur varie entre 7 et 87m, elle est souvent décrite comme massive et compacte, constituée de Quartzite grès fin à très fin parfois fin à moyen, localement grossier, compact, dur avec des passées d'argile noire, silteuse ,micacé et feuilletée. Présence de joints et galets d'argile gris-vert.

III.2. ETUDE PETROGRAPHIQUE

Introduction

Cette étude est une synthèse de toutes les analyses déjà effectuées sur les puits de Rhourde Chegga, elle consiste en une étude pétrographique et diagénétique sur les échantillons des puits ; RDC-9, RDC-12, RDC-14 et RDC-15 (SONATRACH, CRD, 2013)

III.2.1 Description pétrographique et diagénétique

III.2.1.1.Grès de RDC

Puits RDC-12 :

Echantillon de la côte « 3744.50m » :

Il s'agit d'un grès hétérométrique, très mal classé, à ciment argilo-carbonaté et faiblement poreux. Les grains de quartz sont monocristallins, leur taille varie dans un large éventail, allant de 150 à 350 μm , et le grain le plus grossier atteint 700 μm . Ces grains de quartz sont sub-arrondis à sub-anguleux l'arrondi est proportionnel à la granulométrie, ils sont partiellement nourris en silice secondaire, et les contacts, entre eux, sont droits à ponctuels. Ils sont aussi corrodés par l'argile et les carbonates. On note, dans la gamme des éléments détritiques, la présence en traces de la muscovite.

L'espace intergranulaire est relativement bien conservé (22% du volume total de la roche), et il est occupé par l'argile de type illitique et la calcite. Quant à la porosité, elle est faible (S. LEBCHEK, 2018)

Echantillon de la côte « 3751.60m » :

Cet échantillon est caractérisé par un grès fin, bien à moyennement classé, à ciment silico-argileux et compact. Il est composé de 86% de quartz détritique, monocristallin, sub-anguleux à anguleux et à contacts droits à concave-convexes et suturés. Ces grains de quartz sont accompagnés de quelques paillettes de muscovite et de rares feldspaths en voie d'illitisation.

Le ciment des grains est composé de silice (de nourrissage 8%) et d'argile (5%). On note la présence de microstylolithes soulignés d'illite (S. LEBCHEK, 2018)

PUITS RDC-14

Echantillon de la côte « 3761.50m » :

Il s'agit d'un grès grossier, moyennement à mal classé, à ciment silico-carbonaté et argileux et très poreux.

La fraction détritique est représentée exclusivement de quartz monocristallin qui représente 75% du volume total de la roche. Ces grains de quartz sont arrondis à sub-arrondis et les contacts entre eux sont droits à ponctuels, avec quelques rares contacts suturés. Ils sont corrodés par la calcite et l'argile.

Le ciment des grains de quartz est composé, par ordre d'importance, de silice en auréoles de nourrissage, de calcite en plages et d'argile de type illitique disposée dans l'espace intergranulaire et le long des contacts entre les grains de quartz détritiques.

Sur le plan réservoir, on note que l'espace intergranulaire est bien conservé, avec une porosité qui atteint 8%. C'est une porosité intergranulaire primaire et secondaire de dissolution (S. LEBCHEK, 2018)

Echantillon de la côte « 3765.30m » :

C'est un grès moyen à grossier, moyennement classé, à ciment mixte composé de silice, d'anhydrite, de barytine, d'argile et de carbonate. Le ciment siliceux se manifeste en auréoles parfois multiphasique, l'argile se présente dans l'espace intergranulaire, tandis que l'anhydrite et la barytine se présentent en plages plus étendues. On note aussi la présence de bitume dans l'espace intergranulaire. La porosité est moyenne, avec un taux de 7% (S. LEBCHEK, 2018)

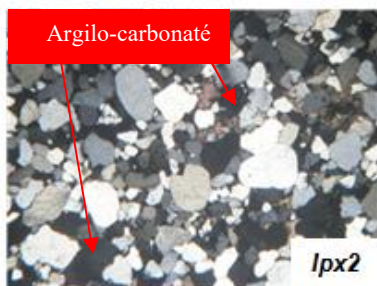


Photo : 03 côte : 3744.50m

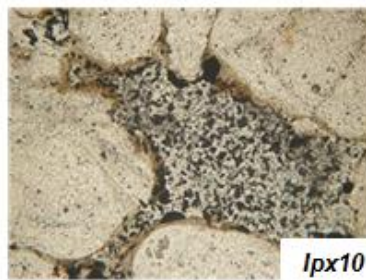


Photo : 04 côte : 3744.50m

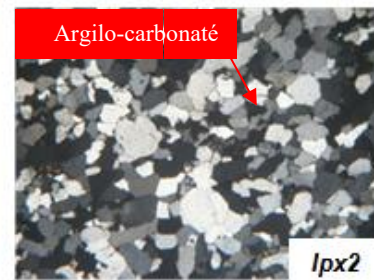


Photo : 05 côte : 3751.60m

Puits RDC-12,

Ph-03 : Grès hétérométrique très mal classé argilo-carbonaté.

Ph-04 : Détail de la porosité, montrant un pore intergranulaire tapissé de fins liserés d'argile.

Ph-05 : Grès fin bien à moyennement classé silico-argileux et compact.

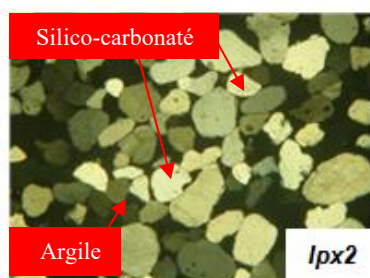


Photo : 06 côte : 3761.50m

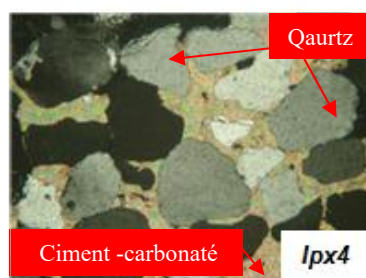


Photo : 07côte : 3761.50m

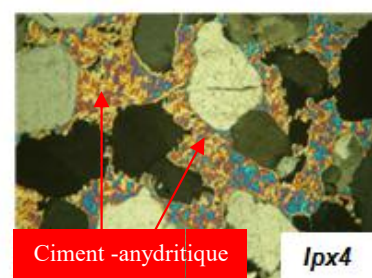


Photo : 08côte : 3765.30m

Puits RDC-14

Ph-06 : Grès grossier moyennement classé, silico-carbonaté et -argileux et poreux.

Ph-07 : Détail du ciment carbonaté, montrant également les contacts ponctuels et la corrosion du quartz par la calcite.

Ph-08 : Mise en évidence du ciment anhydritique.

Figure 14 : Photos des lames minces des Grès du GRDC des puits RDC 12 et

RDC 14. (SONATRACH DP 2015).

III.2.2.2.Quartzite Hamra

Puits RDC-9

Echantillon de la côte « 3748.50m » :

Un grès fin bien classé à ciment silico-argileux.

Les grains de quartz représentent l'essentiel de la fraction détritique (78%). Leur morphoscopie est sub-anguleuse à anguleuse et les contacts entre eux sont droits, rarement concave -convexes. Ils sont nourris en silice secondaire et corrodés par l'argile.

Le ciment est composé essentiellement de silice secondaire de nourrissage, en auréoles parfois biphasiques, et par l'argile intergranulaire, de type mixte, illite et chlorite. On note la présence de matière organique associée à l'argile. La porosité est faible, n'excédant pas 3%(S. LEBCHEK, 2018).

Echantillon de la côte « 3749.50m » :

Il s'agit d'un grès moyen, moyennement classé, à ciment silico-argileux, fortement bitumineux et poreux.

Les grains de quartz sont monocristallins, sub-arrondis à sub-anguleux, présentant des contacts droits à ponctuels, dotés de tapissage chloriteux et constituant 72% du volume total de la roche. Ces pellicules de chlorite autour des grains de quartz ont permis la préservation d'une partie de la porosité primaire. Une partie non négligeable (8%) de cette porosité primaire est ensuite remplie de bitume. On note l'existence de quelques fragments de phosphates (2%), sous forme de baguettes allongées. Le ciment est composé de silice secondaire (7%) et d'argile (5%) représentée de chlorite et d'illite. Cette dernière se manifeste dans l'espace intergranulaire et quelquefois le long des contacts entre les grains de quartz (S. LEBCHEK, 2018).

Echantillon de la côte « 3750.50m » :

Cet échantillon est caractérisé par un grès fin, mal à moyennement classé, à ciment silicoargileux et faiblement poreux.

Les grains de quartz détritique représentent 80% du volume total de la roche, et sont subanguleux à anguleux, exhibent des contacts souvent droits et ils sont dotés d'auréoles de nourrissage en silice secondaire. Cette dernière est parfois multiphasique. On rencontre aussi des traces de feldspaths. Le ciment est assuré essentiellement par la silice. L'argile se manifeste avec un taux de 4%, et les carbonates se rencontrent à l'état de traces.

Sur le plan réservoir, la porosité est faible (3%) et se résume à quelques pores secondaires de dissolution (S. LEBCHEK, 2018)

Puits RDC-15

Pour ce puits, deux (02) échantillons ont été analysés :

Echantillon de la côte « 3740.99m » :

Cet échantillon est caractérisé par une argile silteuse.

Les grains de quartz sont de taille silteuse, avec un grain fréquent voisin de 50 μm et un grain le plus grossier qui ne dépasse pas 175 μm . Ils sont de morphoscopie anguleuse, et sont accompagnés de quelques grains de feldspaths, de minéraux lourds et de rares paillettes de micas.

La matière organique est présente, sous forme d'imprégnation, au sein de l'argile (S. LEBCHEK , 2018)

Echantillon de la côte « 3743.99m » :

Il s'agit d'un grès très fin, bien classé et à ciment argilo-micacé.

Les grains de quartz constituent 67% du volume total de la roche, et sont anguleux, montrant des contacts, entre eux, de types droits à ponctuels. Ils sont accompagnés de feldspaths et de minéraux lourds en traces et de micas qui sont beaucoup plus abondants

(7%) que les premiers. Ces micas sont de type muscovite, avec quelques rares grains de biotite. On note aussi, la présence de la pyrite et de la matière organique, avec des taux n'excédant pas 1% (S. LEBCHEK , 2018)

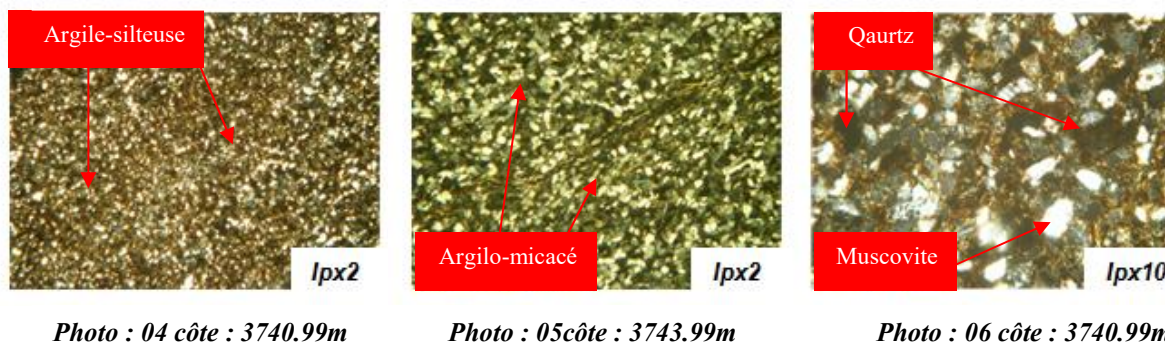


Puits RDC-9

Ph-01 : Grès fin bien classé silico-argileux.

Ph-02: Grès moyen, silico-argileux, bitumineux et poreux.

Ph-03: Grès moyen mal classé et silico-argileux.



Puits RDC-15

Ph-04: Microfaciès caractérisé par une argile silteuse

Ph-05: Grès très fin, bien classé et argilo-micacé.

Ph-06: Zoom montrant la morphoscopie anguleuse des grains de quartz et la présence de muscovite.

Figure 15 : Photos des lames minces de Quartzites de Hamra des puits RDC 9 et RDC 15.(SONATRACH DP 2015)

Conclusion

L'analyse pétrographique réalisée sur les échantillons des puits RDC, a mis en évidence des microfaciès gréseux.

Les quelques différences, entre les microfaciès, résident dans la granulométrie qui varie de fine à grossière, dans la texture, où les contacts se rangent entre droits à ponctuels d'une part et droits à concavo-convexes et suturés d'autre part, reflétant l'impact de la compaction pour le deuxième cas. En outre, la nature du ciment et son volume sont déterminants dans l'inhibition de l'effet de la compaction, lorsque le ciment siliceux est relativement précoce.

Sur le plan diagénétique, les phénomènes les plus répandus sont :

- Le développement du ciment siliceux de nourrissage.
- Le développement du tapissage de chlorite, ayant permis la préservation de la porosité primaire ,dans le cas du puits RDC-9, réduisant l'effet de la compaction et de la cimentation.
- La précipitation du ciment carbonaté
- La précipitation des ciments évaporitiques , représentés par l'anhydrite et la barytine.
- La corrosion du quartz par l'argile et le carbonate
- Le développement de microstylolithes soulignés d'argile
- Le phénomène de la migration des hydrocarbures qui se traduit sur quelques échantillons (cas des puits RDC-9 et RDC-14), par l'abondance de bitume dans l'espace intergranulaire et sur d'autres échantillons, par l'imprégnation de l'argile par la matière organique.

III.3 PALÉOGÉOGRAPHIE ET PALÉOENVIRONNEMENT

Introduction

Les sédiments détritiques se déposent dans une grande variété d'environnements, depuis les dunes éoliennes jusqu'aux fonds océaniques. Ils sont cependant particulièrement caractéristiques des environnements côtiers, où l'hydrodynamisme permet leur transport et leur dépôt.

La nature, la forme, la taille et l'arrangement des grains et d'autres critères de la roche sont les éléments qui déterminent leur milieu de dépôt.

La reconstitution de paléo-environnement des principaux réservoirs de la région d'étude est basée sur la description des carottes, des analyses pétrographiques. Cette reconstitution montre la nature, la granulométrie, la morphoscopie, les structures sédimentaires observés au niveau des différents réservoirs, ce sont les éléments diagnostiques qui définissent leur milieu de dépôt.

III.3.1 Généralités sur les dépôts détritiques :

Les dépôts détritiques se forment en quatre phases:

- Altération ou destruction superficielle des massifs cristallins, métamorphiques ou sédimentaires.
- Transport par les cours d'eau, le vent ou la glace des particules produites par l'altération
- Dépôts ou sédimentation des particules transportées dans un milieu donné pour former une roche meuble.
- Diagenèse ou transformation de la roche meuble en une roche compacte par des cimentations, puis par d'autres processus (remplacement, dissolution, ...)

III.3.2. Identifications des milieux de dépôt des réservoirs de champ RDC

Les études pétrographiques et la description des carottes effectuées précédemment sur le champ de Rhourde Chegga permettent de déterminer les paramètres nécessaires d'identifier les milieux de dépôt de chaque réservoir.

- **Milieu de dépôt de grès T1**

Les grès de T1 est présent dans tous les puits, son épaisseur varie entre 22 à 43m. il est caractérisé par d'importantes variations latérales de faciès, il représente des alternances des grès, gris blanc, fin à moyen à ciment silico-argileux, parfois dolomitique et des niveaux silteux gris à gris – verts. Le T1 est caractérisé par la présence des stratifications sub-horizontales et entre croisées, alterné par des files d'argiles.

Les intervalles gréseux de cette unité présentent un caractère discontinu lié à l'architecture de l'environnement fluviatile (Fulvio-lacustre pour certains auteurs) de dépôt sédimentaire ; les grès

sont présents dans des chenaux étroits alors que les argiles occupent les plaines d'inondations et les deltas lacustres (S. LEBCHEK , 2018)

- **Milieu de dépôt grès RDC**

le grès RDC est présent dans la majorité des puits avec une faible épaisseur varie généralement entre 2-20 m. La reconstitution de l'environnement de dépôts des Grès du RDC est difficile à cause des séquences réduites de ce dépôts et aussi à cause de l'effet diagénitique omniprésent dans le champ.

Au cours de la phase hercynienne, la partie Ouest de la région d'étude est très soulevée par rapport à la partie Est du champ, alors l'érosion est intense dans l'Ouest et elle diminue progressivement vers l'Est. Au cours du Trias, après cette péniplanation hercynienne, un chenal principal, de direction SW-NE à SSE- NNW, c'est développé sur les Argiles microconglomératique et les Grès d'Ouargla , ayant comme axe le puits RDC-1Bis et RDC-10, passant par le RDC-16 et RDC-14, est à l'origine des dépôts du Grès du RDC.

Les dépôts des grès de RDC sont caractérisés par une granulométrie essentiellement moyenne, rarement grossier (RDC-14), d'une morphoscopie généralement subarrondie à arrondis, à structures sédimentaires en auge et à lamination planes et quelques stratifications entrecroisées, alterné parfois par des passages silteux verdâtres (de plaine d'inondation), Ils présentent des nodules de silice importantes.

Ces grès sont bien développés au niveau de RDC-1B, RDC-14, RDC-16 et RDC-10 mais comme la composante stratigraphique et structurale influencent leur dépôt, ces grès montrent une hétérogénéité et une distribution latérale complexe. Le maximum d'épaisseur a été identifiée au niveau de RDC1b qui est situé dans un chenal différent de celui déterminé par le forage RDC10. Les grès de RDC se caractérisent en générale d'un système fluvatile (S. LEBCHEK , 2018)

- **Milieu de dépôt de QH**

Les Quartzite grès de QH sont d'une granulométrie essentiellement fine à ciment siliceux, compact, d'une morphoscopie sub-anguleuse à anguleuse, des fois à sub arrondie, son épaisseur varie entre 7 et 87m à stratification sub-horizontale par certains endroits, généralement inobservable, la présence de Tigillites (Skolithos), longues et courtes abondantes est caractéristique d'un environnement marin peu profond se caractérisent quartzite grès avec des passées d'argile noire, silteuse ,micacé et feuilletée. Présence de joints et galets d'argile gris-vert. Les fissures sont sub-horizontales à sub-verticales..

D'un point de vue général, la formation des Quartzites de Hamra est située entre deux formations argileuses marines d'extension régionale: les Argiles d'El Gassi , d'âge Ordovicien Inférieur, et les Argiles d'Azzel , d'âge Ordovicien Moyen. Les Grès d'El Atchane et les grès

d'Ouargla sont intercalés entre ces deux formations argileuses et marquent un passage progressif vers les Quartzites de Hamra (S. LEBCHEK , 2018)

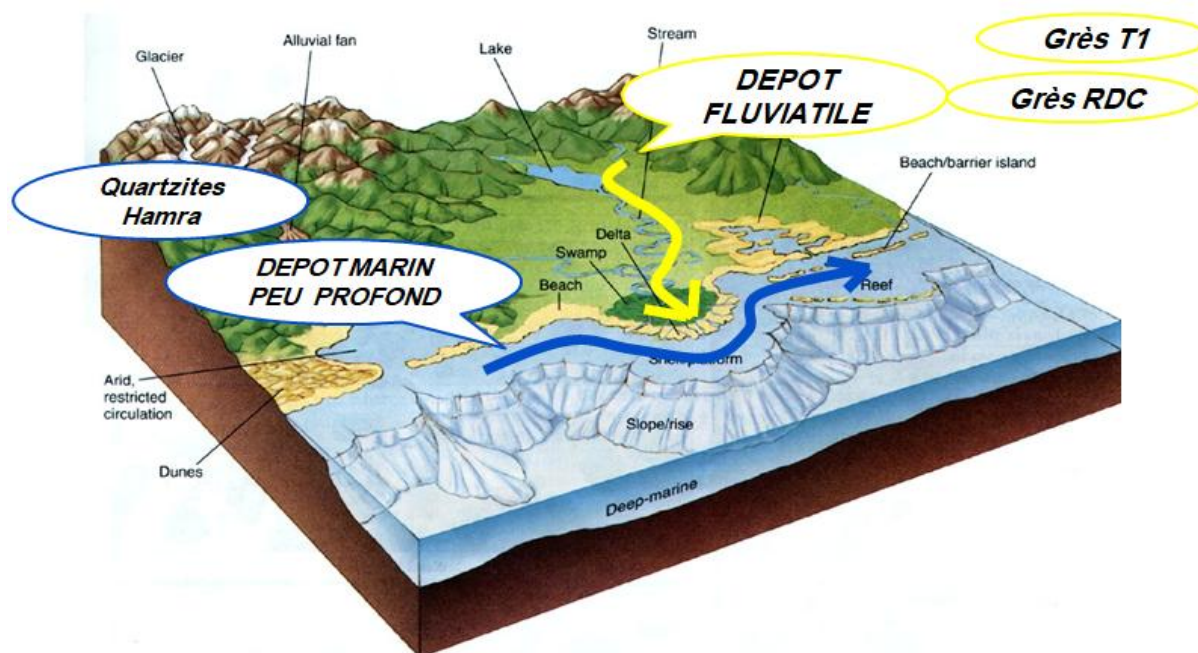


Figure 16 : Photo représenté des milieux dépôts les réservoir T1,GRDC et QH (SONATRACH DP 2015)

Conclusion :

On conclut la sédimentologie et la pétrographie des différents réservoirs de champ de Rhourde chagga sur le tableau ci-dessous :

		Caractérisation	T1	GRDC	QH
SEDIMENTOLOGIE ET PETROGRAPHIE	épaisseur		21 à 43 m	2 à 20 m	7 à 87 m
	La description des faciès (nature de la roche, couleur)		Grès gris blanc, parfois dolomitique et des niveaux silteux gris à gris-verts. Fin à moyen à ciment silico-argileux.	Grès, gris à gris vert présente les passées de silts verdâtres à grisâtres. Moyen à ciment silico-argileux.	Quartzite grès Fin à très fin parfois fin à moyen localement grossier, compact, dur avec des passées d'argile noire.
	Figures sédimentaires (stratification, Tigillites ...)		Subhorizontale Et oblique à entre croisée.	En auges , des laminations planes entrecroisées.	Sub-horizontales par endroits avec nombreux joints stylolithiques, et marqué par l'abondance des Tigillites longues et courtes.
	Fissures		Sub-horizontales.	Est rares, présence de quelque fissures, sub horizontales remplies d'argiles vertes.	Sub-horizontales à sub-verticales.
	Granulométrie avec leur classement		Les grès T1 n'est pas étudié parce qu'il est exploité récemment (2012)	Grains sub arrondi, moyennement dur, parfois friable ou compacte. d'une morphoscopie généralement sub-arrondie à arrondis. Avec un classement généralement moyen à bon.	D'une morphoscopie sub-anguleuse à anguleuse, des fois à sub arrondie. les grains sont fins fin bien classés
MILIEUX DE DEPOTS	Identifications des milieux de dépôt		Unité présentent un caractère discontinu lié à l'architecture de l'environnement fluviatile (fluvio-lacustre pour certains auteurs) de dépôt sédimentaire.	caractérisent en générale d'un système fluviatile	D'un environnement marin peu profond.
	AUTRES Caractères		Des chenaux étroits alors que les argiles occupent les plaines d'inondations et les deltas lacustres.	Présentent des nodules de silices importantes. un chenal principal, de direction SW-NE à SSE- NNW.	Les Grès d'El Atchane et les grès d'Ouargla sont intercalés entre ces deux formations argileuses et marquent un passage progressif vers les Quartzites de Hamra.

Chapitre IV: Etude statistique

Introduction

La Statistique, c'est l'étude des variations observables. C'est une méthode qui consiste à réunir des données chiffrées sur des ensembles nombreux, puis à les analyser et à les interpréter (Alain Baccini ,2010).

IV.1.Définitions

Variable statistique: c'est le caractère sur laquelle porte l'étude. Ce caractère peut être qualitatif : la couleur d'un minéral, ou quantitatif : les teneurs chimiques d'une série d'échantillons géologiques. Cette variabilité est dite continue si les valeurs sont très proches les unes des autres. S'il existe un certain intervalle constant ou non entre les valeurs, alors la variable est dite discrète.

Echantillon statistique : comme il n'est pas toujours possible d'étudier toute la population, l'étude statistique portera alors sur une partie de celle-ci .Cette partie de population est appelée échantillon statistique.

IV.2. Les méthodes d'analyses des données utilisées

Deux types d'approche statistiques ont été utilisées: monovariées , bivariées .

IV.2.1 Analyses monovariée On considère ici une variable statistique unique, notée X. L'objectif est d'exposer les outils élémentaires, adaptés à la nature de X, permettant de présenter cette variable de façon synthétique. D'en faire une représentation graphique appropriée et d'en résumer les principales caractéristiques. Les paramètres étudiés sont subdivisés en deux types : paramètres de position centrale et paramètres de dispersions.(Alain Baccini,2010)

- **Paramètres de position centrale**

Ces paramètres permettent de quantifier la tendance centrale des valeurs d'une série statistique, les principaux paramètres de position centrale sont la moyenne arithmétique, le mode et la médiane.

Paramètres de position centrale	moyenne arithmétique (\bar{x})	x_i : variable ; N: effectif total
	le mode(M_o)	Désigne généralement par M_o , il est défini comme étant la valeur de la variable aléatoire qui a l'effectif le plus élevé.
	la médiane	Est la valeur de la variable qui correspond à un effectif cumulé de 50%.

Tableau. 1. Paramètres de position centrale

• Paramètres de dispersion

Ces paramètres permettent de quantifier la dispersion des valeurs de la série statistique. Les principaux paramètres de dispersion sont l'étendue, la variance, l'écart type et le coefficient de variation (Tab. 2).

Paramètres de dispersion	l'étendue(ET)	ET=Max-Min
	la variance (σ^2)	$\sigma^2 = \frac{\sum_{i=1}^N (x_i - \bar{x})^2}{N}$
	l'écart type (σ)	$\sigma = \sqrt{\sigma^2}$
	le coefficient de variation (C_v)	$C_v = \frac{\sigma}{\bar{x}} \times 100$

Tableau. 2 : Paramètres de dispersion.

IV.2.2 Analyses bivariées

Pour étudier la liaison entre deux variables quantitatives (discrètes), on commence par faire un graphique du type nuage de points. La forme générale de ce graphique indique s'il existe ou non une liaison entre les deux variables.

Pour préciser les choses, on calcule ensuite un indicateur de liaison. Pour cela, il faut d'abord introduire la covariance, généralisation bidimensionnelle de la variance. Comme elle dépend des unités de mesure des deux variables considérées, on doit la rendre intrinsèque en la divisant par le produit des écarts-types. On dénit ainsi le coefficient de corrélation linéaire, indicateur de liaison cherché. Il est toujours compris entre - 1 et +1, son signe indique le sens de la liaison, tandis que sa valeur absolue en indique l'intensité.(Alain Baccini,2010).

La covariance (Cov)	$\text{Cov}(x, y) = E(xy) - E(x) \times E(y)$
Le coefficient de corrélation linéaire (r)	$r_{xy} = \frac{\text{cov}(xy)}{\sigma_x \sigma_y}$
Droit de régression linéaire(y)	$Y = ax + b$ $a = \frac{\text{Cov}(xy)}{\sigma_x^2} \quad b = \bar{x}_y - a\bar{x}_x$ $y = \frac{\text{Cov}(xy)}{\sigma_x^2} x + (\bar{x}_y - a\bar{x}_x)$ <p>\bar{x}_y : moyenne en y ; \bar{x}_x : moyenne en x</p>

Tableau. 3 : Paramètres d'analyse bivariée.

IV.2.3. Analyse en Composantes Principales ACP

L'analyse de données multivariées désigne l'ensemble des méthodes, qui permettent de collecter, d'organiser, d'analyser et de présenter les données.

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

IV.2.4. Analyse factoriel discriminant AFD

L'Analyse Factorielle Discriminante (AFD) est une méthode ancienne (Fisher, 1936) qui dans sa version classique a peu évolué au cours des vingt dernières années. Cette méthode, à la fois explicative et prédictive, peut être utilisée pour :

- vérifier sur un graphique à deux ou trois dimensions si les groupes auxquels appartiennent les observations sont bien distincts,
- identifier quelles sont les caractéristiques des groupes sur la base de variables explicatives,
- prédire le groupe d'appartenance pour une nouvelle observation.

Les applications possibles de l'AFD sont très nombreuses de l'écologie à la prévision de risque en finance (crédit scoring).

IV.3. Mise a jour des bases des données

Les données des sondages (les paramètres pétro physiques) de cette région acquis de la société sont brut sous forme *.txt . ainsi que les échantillon ne sont pas séparés suivant les trois réservoirs (T1 ; RDC ; QH).

D'abord un fichier Excel est préparé avec un effectif total égale à 5239 un fichier englobant les trois réservoirs.

Ensuit suivant les profondeurs les échantillons des réservoirs sont séparés : 3644 m T1 ; 3759 m RDC ; 3794 m QH .

Malheureusement après délimitation des réservoirs le nombre des puits ne peut pas être suffisant pour réaliser des études géostatistiques.

Pour cela seul l'étude statistique est réalisé.

Etude statistique globale :

Traitement et analyse des données:

Analyses statistiques des données mono-variée, bivariées et ACP à l'aide de logiciel STATISTICA,

Ces techniques ont été appliquées sur les données du réservoir du champ Rhourde chegga (Hassi

Messaoud). Ce dernier à été subdivise sur la base de plusieurs réservoirs, du haut en bas : T1, GRDC, et QH.

IV.4. Résultats et interprétation

IV.4.1. Analyses monovariées

Les statistiques des paramètres pétrophysiques (porosité, perméabilité, saturation eau, volume d’argile, thorium) des réservoirs: T1, GRDC, QH on été effectué a l’aide de logiciel « STATISTICA ».

Le tableau n° 04 montre les paramètres statistiques par support échantillon de réservoir QH montre que seule la distribution de k qui est hétérogène car $2\sigma + (\bar{x}) = 21.826$ inférieur a la variance (70.017). et les distribution d’autres paramètres pétrophysique (Q, Vsh , Sw ,Th) suit un loi normal.

	N	Moyenne	Médiane	minimum	maximum	Entendue	variance	Ecart type	$2\sigma + (\bar{x})$
K(md)	5238	5.092	1.410	0.001	88.383	88.382	70.017	8.367	21.826
Q(%)	5238	0.075	0.075	0.000	0.175	0.175	0.001	0.031	0.137
SW(%)	5238	0.622	0.631	0.000	1.000	1.000	0.101	0.318	1.258
Vsh	5238	0.153	0.119	0.000	0.898	0.898	0.018	0.134	0.420
TH	5238	3.965	3.244	0.616	24.790	24.174	7.051	2.655	9.275

Tableau.4. Traitements des statistiques monovariées des paramètres pétrophysiques des échantillons total.

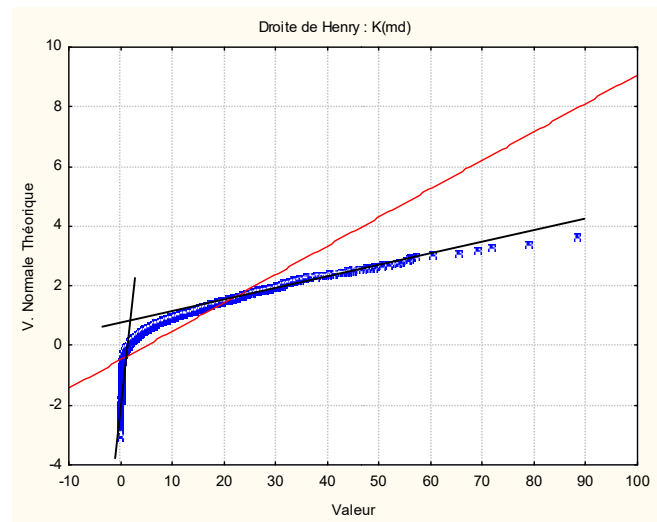
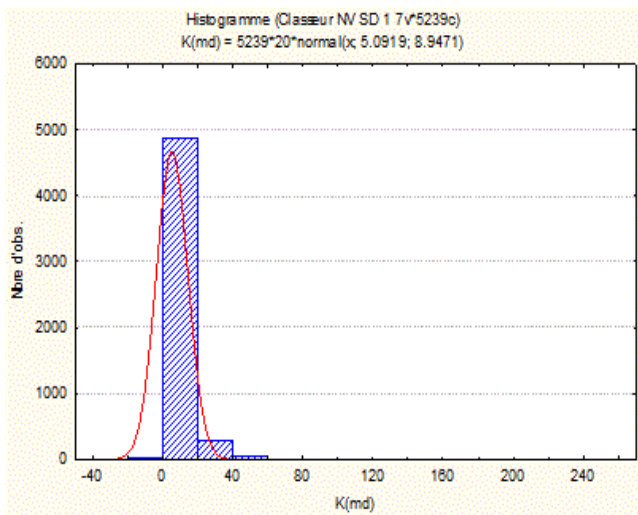


Figure 17 : A-Histogramme et B-Graphe de probabilité des teneures de perméabilité des échantillons total.

Le graphe de probabilité montre une forme DTA-DTS qui explique l’existence de deux sous population contrairement a l’histogramme qui montre un seul mode. C'est-à-dire que la forme de l’histogramme est instable elle ne confirme pas la distribution.

IV.4.2 Analyses bivariées

La matrice de corrélation des paramètres pétrophysiques du réservoir est réalisée avec un effectif de 5238 échantillons.

Elle montre une corrélation négative ou la plus grande est (Q, Vsh) égal à -0.52.

si que des corrélation positives de l'ordre de 0.67 entre Th et Sw.

Le coefficient de corrélation entre K et Q égale 0.61.

	K	Q	Vsh	SW	TH
K	1.00	0.61	-0.28	-0.36	-0.14
Q		1.00	-0.52	-0.32	-0.10
SW			1.00	0.31	0.26
Vsh				1.00	0.67
TH					1.00

Tableau.5. Matrice de corrélation des paramètres pétrophysiques des 'échantillons total.

IV.4.3. Statistique multivariées : Analyse en Composante Principale des paramètres pétrophysiques (ACP)

Afin de réaliser une Analyse en composantes principales (ACP), Il a été nécessaire d'effectuer les opérations suivantes :

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

	F1	F2	F3
K (md)	-0.431	0.373	0.611
Q (%)	-0.476	0.469	-0.029
SW (%)	0.436	-0.190	0.769
Vsh	0.496	0.433	-0.186
Th	0.390	0.646	0.018

Tableau.6 : Poids factoriel sur les paramètres pétrophysique la région de Rhourde Chagga des 'échantillons total.

	F1	F2	F3
Valeur propre	2.405	1.231	0.742
Variance (%)	48.109	24.626	14.835
Valeur propre cumulé	2.405	3.636	4.378
Variance cumulée (%)	48.109	72.735	87.570

Tableau .7 : Valeurs propres et variances des facteurs de charges des paramètres pétrophysiques des 'échantillons total de la région de Rhourde Chagga.

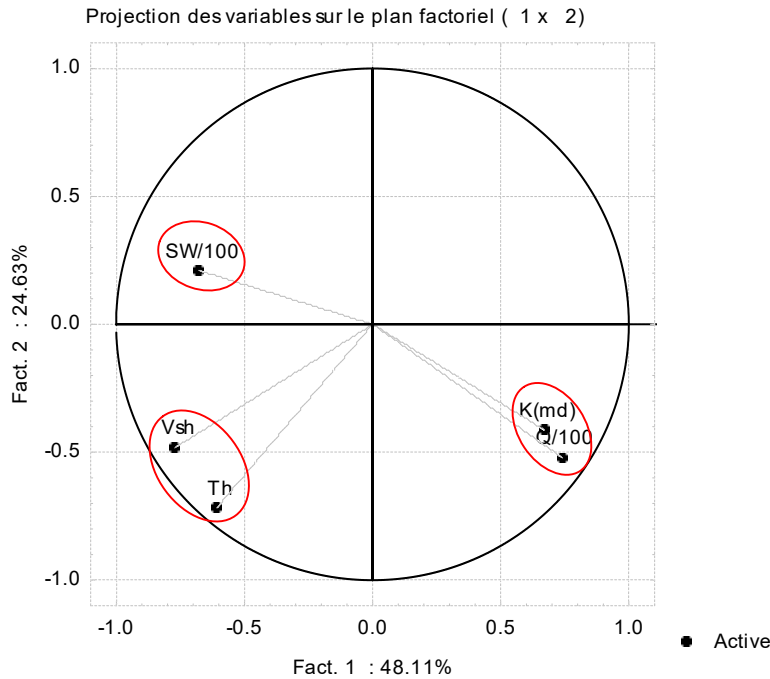


Fig. 18 : Cercles de corrélation de l'ACP sur l'ensemble de données des paramètres pétrophysiques de réservoir total.

Le cercle de corrélation dans le plan des axes F1 et F2 qui représentent une variance cumulée de 72.74 % (F1 = 48,11 %, F2 = 24.63 %) montrent:

La première association constituée de la perméabilité (K) et la porosité (\emptyset) sont corrélés négativement avec le facteur F2 et sont corrélés positivement avec le facteur F1 représentant le faciès réservoir poreux, perméable.

La deuxième association constituée thorium (TH) et volume shale (VSh) Ces deux (2) paramètres sont corrélés négativement avec le facteur F1 et F2.

L'association de Sw et corrélée positivement à F2 et négativement F1, elle représente les eaux.

• **Etude statistique des paramètres pétrophysiques de réservoir par sondage**

Des études statistiques sur les trois réservoirs ont été réalisées. Une fois par un support qui est le sondage (N = 16 sondages) et la deuxième fois où le support est l'échantillon en raison de vérification car l'effectif des sondages est minimale.

IV. 5. Statistique des paramètres pétrophysique des réservoirs par sondage

A . Statistique des paramètres pétrophysiques de réservoir T1

A. 1. Statistique mono-variée

Le tableau n 8 montre les paramètres statistiques par échantillon de réservoir T1 ; il est remarqué que seule la distribution de k (σ , σ^2 , C_v) qui est hétérogène car $2\sigma + (\bar{x})$ est inférieure à la variance et les distributions d'autres paramètres pétrophysiques (Q, Vsh, Sw, Th) est homogène.

	N Actifs	Moyenne	Médiane	Minimum	Maximum	Etendue	Variance	Ecart-type	$2\sigma + (\bar{x})$
Q(%)	8	0.076	0.078	0.038	0.101	0.063	0.001	0.019	0.113
K(md)	8	3.974	3.801	0.113	10.756	10.643	12.138	3.484	10.941
Sw(%)	8	0.636	0.622	0.500	0.924	0.423	0.018	0.134	0.904
Vsh	8	0.183	0.197	0.106	0.281	0.174	0.004	0.064	0.310
Th	8	4.787	4.807	3.013	6.486	3.472	1.342	1.158	7.104

Tableau.8. Traitements des statistiques monovariées des paramètres pétrophysiques de T1(par puit).

A.2. Statistique bivariée de T1

La matrice de corrélation du réservoir Trais (T1) est réalisé avec un effectif de 8 sondage.

Elle montre une seule corrélations négatives ou la plus grande est (Q, Sw) égal a -0.72,représente les pores de cette formation non saturée par l'eau.

Pas de corrélation entre K et Q qui il faut être ont lisant la géologie de ce réservoir.

Les résultat de cette matrice peu être biaisés a cause de nombre d'effectif minimal (8 sondage).

Pour ce la nous somme obligé a réalisé une étude statistique par échantillons.

	Q	K	Sw	Vsh	Th
Q	1.00	0.20	-0.72	-0.17	0.66
K		1.00	-0.62	-0.15	0.12
Sw			1.00	0.24	-0.64
Vsh				1.00	0.05
Th					1.00

Tableau.9. Matrice de corrélation des paramètres pétrophysiques de T1.

A.3. Statistique multi variées de T1

La diagonalisation de la matrice de corrélation, a permis, de calculer les valeurs propres et les facteurs de charges.

	F1	F2	F3
Q (%)	-0.526	0.216	-0.283
K (md)	-0.348	-0.495	0.671
SW (%)	0.591	0.093	-0.129
Vsh	0.162	0.689	0.664
Th	-0.476	0.474	-0.111

Tableau. 10 :Poids factoriel sur les paramètres pétrophysique de T1.

	F1	F2	F3
Valeur propre	2.592	1.122	0.868
Variance (%)	51.836	22.441	17.358
Valeur propre cumulé	2.592	3.714	4.582
Variance cumulée (%)	51.836	74.277	91.635

Tableau .11 : Valeurs propres et variances des facteurs de charges des paramètres pétrophysiques de T1.

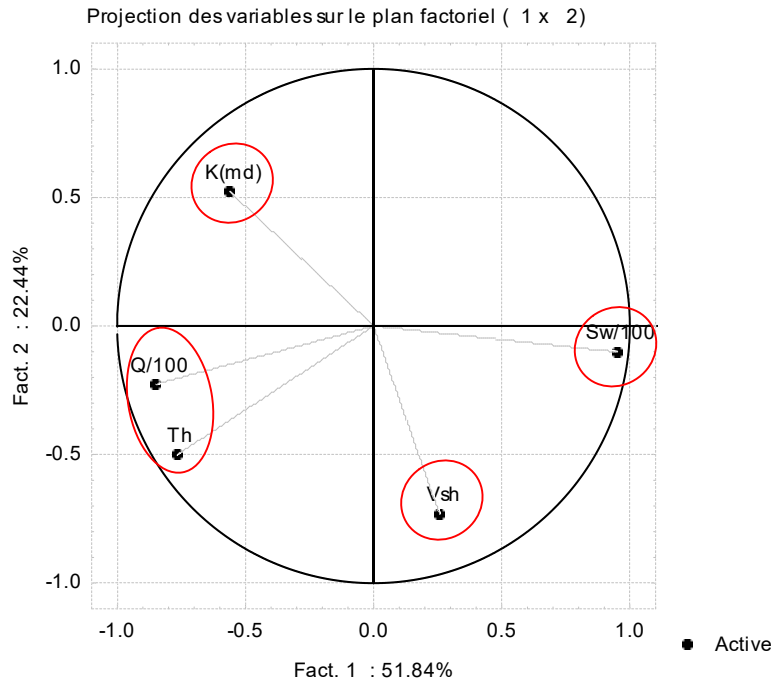


Fig. 19 : Cercles de corrélation de l'ACP sur l'ensemble de données des paramètres pétrophysiques de réservoir T1 (par puit).

Le cercle de corrélation dans le plan des axes F1 et F2 qui représentent une variance cumulée de 74.28 % (F1 = 51.84 %, F2 = 22.44 %) montrent:

La première association constituée de la porosité (\emptyset) et thorium (TH) sont corrélés négativement avec le facteur F2 et F1.

la perméabilité (K) sont corrélés positivement avec le facteur F2 et négativement avec le facteur F1.

Le volume shale (VSh) est corrélé positivement à F2 et négativement à F1 représente des argiles. L'association de Sw est corrélée positivement à F2 et négativement à F1. elle représente les eaux.

B. Statistique des paramètres pétrophysiques de réservoir GRDC

B.1. Statistique mono-variée de GRDC.

Le tableau n 12 montre les paramètres statistiques par échantillon de réservoir GRDC ; il est remarqué que seule la distribution de k (σ , σ^2 , C_v) qui est hétérogène et les distributions d'autres paramètres pétrophysiques (Q, Vsh, Sw, Th) est homogène.

	N Actifs	Moyenne	Médiane	Minimum	Maximum	Etendue	Variance	Ecart-type	$2\sigma + (\bar{x})$
Q (%)	6	0.086	0.083	0.064	0.114	0.049	0.001	0.021	0.128
K(md)	6	10.853	7.329	0.232	23.680	23.449	106.997	10.344	31.541
Sw(%)	6	0.475	0.501	0.288	0.664	0.376	0.021	0.146	0.767
Vsh	6	0.103	0.092	0.016	0.251	0.235	0.007	0.086	0.275
Th	6	2.919	2.718	2.100	4.363	2.263	0.827	0.910	4.738

Tab.12. Traitements des statistiques monovariées des paramètres pétrophysiques de GRDC (par puit).

B.2. Statistique bi variée de GRDC

Pas le coefficient de corrélation entre tout les paramètres K,Q, Sw, Vsh et Th.

Les résultat invalide parce qu'il le nombre actif petit (égale 6 seulement).

	Q	K	Sw	Vsh	Th
Q	1.00	0.74	-0.16	-0.11	0.25
K		1.00	0.31	-0.38	0.02
Sw			1.00	-0.35	-0.07
Vsh				1.00	0.78
Th					1.00

Tab.13. Matrice de corrélation des paramètres pétrophysiques de GRDC .

B.3. Statistique multi variées de GRDC

La diagonalisation de la matrice de corrélation, a permis, de calculer les valeurs propres et les facteurs de charges.

	F1	F2	F3
Q (%)	-0.268	0.647	-0.284
K (md)	-0.502	0.482	0.088
SW (%)	-0.339	-0.115	0.859
Vsh	0.624	0.260	0.161
Th	0.414	0.517	0.384

Tableau. 14 : Poids factoriel sur les paramètres pétrophysique de GRDC.

	F1	F2	F3
Valeur propre	2.063	1.734	0.986
Variance (%)	41.268	34.687	19.715
Valeur propre cumulé	2.063	3.797	4.783
Variance cumulée (%)	41.268	75.955	95.670

Tableau.15 : Valeurs propres et variances des facteurs de charges des paramètres pétrophysiques de GRDC.

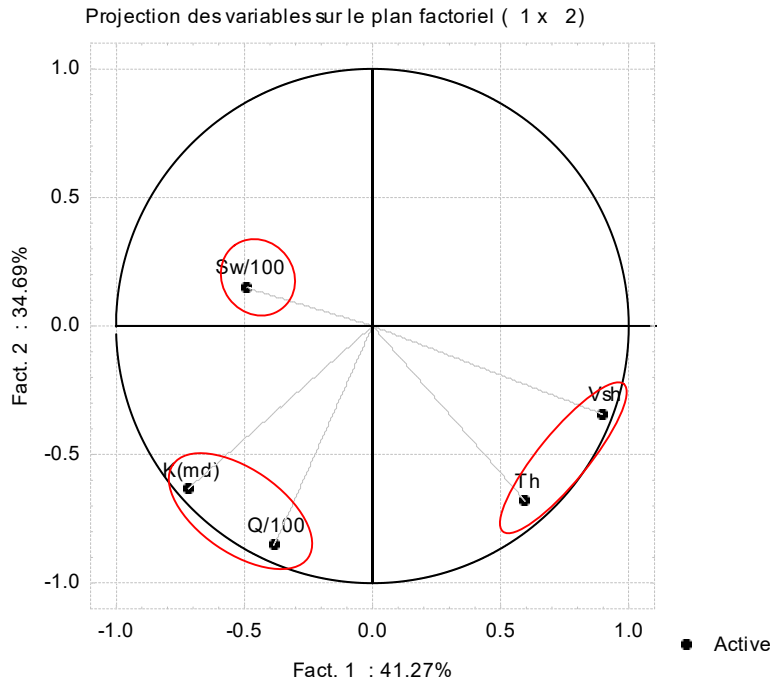


Fig.20: Cercles de corrélation de l'ACP sur l'ensemble de données des paramètres pétrophysiques de réservoir GRDC (par puit).

Le cercle de corrélation dans le plan des axes F1 et F2 qui représentent une variance cumulée de 75.96 % (F1 = 41.27 %, F2 = 34.69 %) montrent:

La première association constituée de la perméabilité (K) et la porosité (\emptyset) sont corrélés positivement avec le facteur F1 et sont corrélés négativement avec le facteur F2 représentant le faciès réservoir poreux, perméable.

La deuxième association constituée thorium (TH) et volume shale (VSh) Ces deux (2) paramètres sont corrélés positivement avec le facteur F1 et F2.

L'association de Sw et corrélé négativement avec F1 et F2, elle représente les eaux.

C. Statistique des paramètres pétrophysiques de réservoir QH

C.1. Statistique mono-variée de QH

Le tableau n 16 montre les paramètres statistiques par échantillon de réservoir QH ; il est remarqué que seule la distribution de k (σ , σ^2 , C_v) qui est hétérogène et les distributions d'autres paramètres pétrophysiques (Q, Vsh, Sw, Th) est homogène.

	N Actifs	Moyenne	Médiane	Minimum	Maximum	Etendue	Variance	Ecart-type	$2\sigma + (\bar{x})$
Q(%)	11	0.071	0.076	0.035	0.093	0.058	0.001	0.017	0.105
K(md)	11	3.234	2.045	0.223	8.260	8.037	8.505	2.916	9.067
Sw(%)	11	0.586	0.601	0.191	0.940	0.749	0.063	0.252	1.090
Vsh	11	0.152	0.137	0.008	0.286	0.277	0.007	0.086	0.324
Th	11	3.504	3.074	2.474	5.044	2.570	0.826	0.909	5.321

Tab.16. Traitements des statistiques monovariées des paramètres pétrophysiques de QH (par puit).

C.2. Statistique bi variée de QH

La matrice de corrélation du réservoir Trais (T1) est réalisé avec un effectif de 11 sondage.

Elle montre des corrélations négatives (Q, Sw) égal a -0.79, représente les pores de cette formation non saturée par l'eau.

ainsi que une corrélation positives de l'ordre de 0.72 entre Th et Vsh , représente le volume shale est constituée le thorium Pas le coefficient de corrélation entre K et Q.

Les résultat invalide parce qu'il le nombre actif petit (égale 11 seulement).

	Q	K	Sw	Vsh	Th
Q	1.00	0.60	-0.79	-0.03	0.15
K		1.00	-0.21	-0.42	-0.09
Sw			1.00	-0.25	-0.29
Vsh				1.00	0.72
Th					1.00

Tab.17. Matrice de corrélation des paramètres pétrophysiques de QH (par puit).

C.3. Statistique multi variées de QH

La diagonalisation de la matrice de corrélation, a permis, de calculer les valeurs propres et les facteurs de charges.

	F1	F2	F3
Q (%)	0.619	-0.237	-0.124
K (md)	0.333	-0.495	0.645
SW (%)	-0.604	-0.027	0.527
Vsh	0.193	0.650	0.032
Th	0.323	0.525	0.539

Tableau. 18 : Poids factoriel sur les paramètres pétrophysique de QH.

	F1	F2	F3
Valeur propre	2.160	1.920	0.617
Variance (%)	43.193	38.390	12.343
Valeur propre cumulé	2.160	4.080	4.697
Variance cumulé (%)	43.193	81.583	93.926

Tableau .19 : Valeurs propres et variances des facteurs de charges des paramètres pétrophysiques de QH.

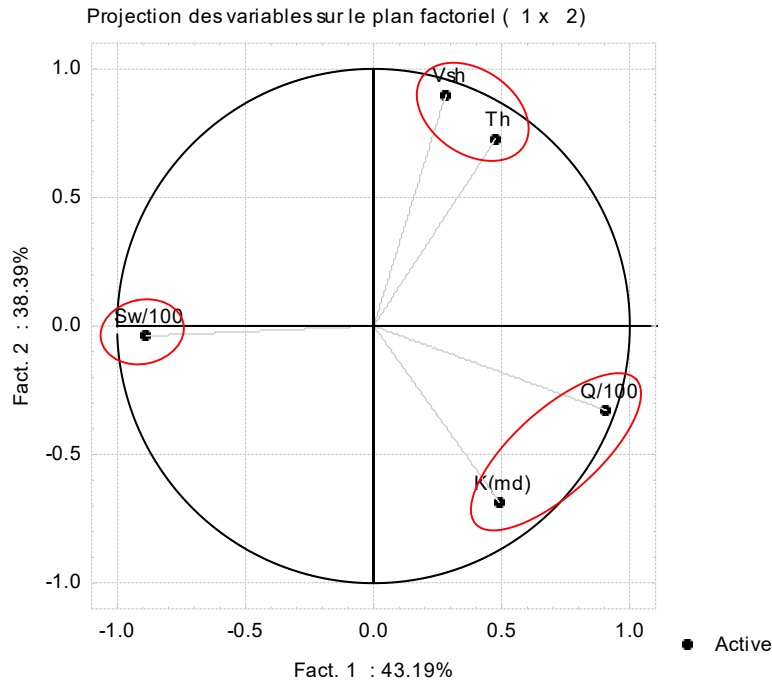


Fig. 21 : Cercles de corrélation de l'ACP sur l'ensemble de données des paramètres pétrophysiques de réservoir QH .

Le cercle de corrélation dans le plan des axes F1 et F2 qui représentent une variance cumulée de 81.58 % (F1 = 43.19 %, F2 = 38.39 %) montrent:

La première association constituée de la perméabilité (K) et la porosité (\emptyset) sont corrélés positivement avec le facteur F1 et sont corrélés négativement avec le facteur F2 représentant le faciès réservoir poreux, perméable.

La deuxième association constituée de thorium (TH) et volume shale (VSh) Ces deux (2) paramètres sont corrélés positivement avec le facteur F1 et F2.

L'association de Sw et corrélée négativement avec F1 et F2, elle représente les eaux.

Remarque :

Dans les études statistiques des paramètres pétrophysiques par le support sondage les résultats peuvent être biaisés car le nombre d'actifs est minimal donc il faut réaliser cette étude par échantillons pour augmenter le nombre d'information.

IV.6 . Etude statistique des paramètres pétrophysique des réservoirs par échantillons

A. Statistique des paramètres pétrophysiques de réservoir T1

A.1.Statistique mono-variée de T1

Le tableau n° 20 montre les paramètres statistiques par échantillon de réservoir T1 ; il est remarque que la distribution de la perméabilité (σ , σ^2 , C_v) qui est hétérogène : il y' a plus qu'une population donc $2\sigma + (\bar{x}) = 19.994$ est inferieur a la variance qui égal a 58.782 et les distribution d'autres paramètres pétrophysique (Q, Vsh , Sw ,Th) est homogène.

Réservoir	Paramètres pétrophysique	N Actifs	Moyenne	Médiane	Minimum	Maximum	Etendue	variance	Ecart-type	$2\sigma + (\bar{x})$
T1	K(md)	1895	4.606	1.070	0.000	44.959	44.959	58.782	7.667	19.994
	Q(%)	1895	0.077	0.078	0.000	0.175	0.175	0.001	0.037	0,149
	Sw(%)	1895	0.622	0.578	0.000	1.000	1.000	0.097	0.312	1,246
	Vsh	1895	0.194	0.166	0.000	0.888	0.888	0.017	0.132	0,457
	Th	1895	4.914	4.655	0.732	12.970	12.238	5.443	2.333	9,580

Tableau. 20: Traitement statistique monovariée des paramètres pétrophysiques de T1 (par échantillons).

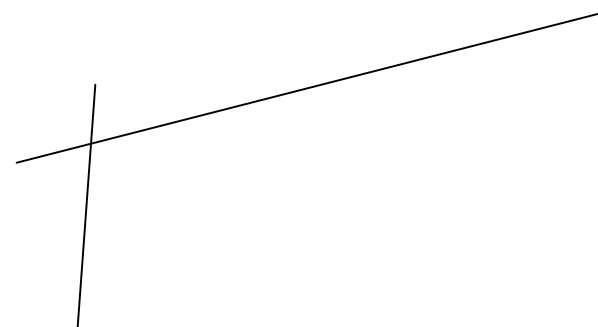
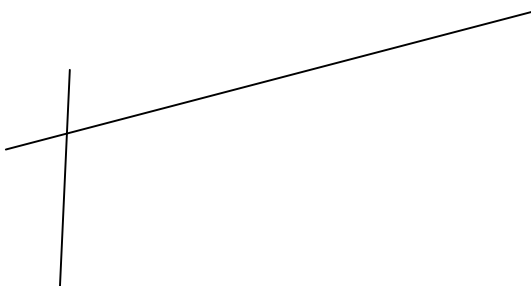
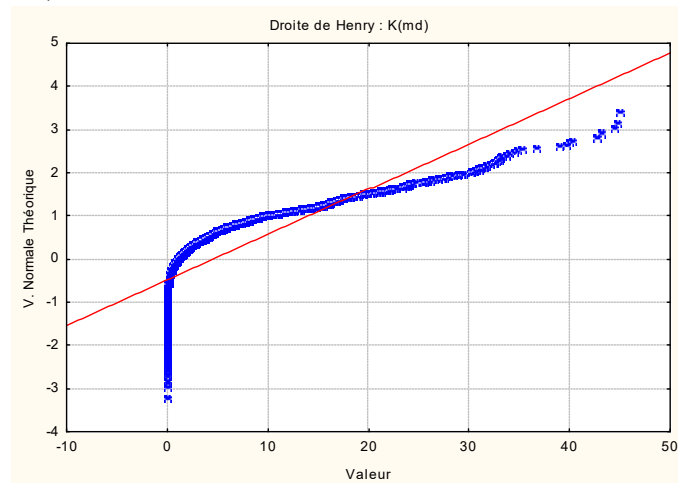
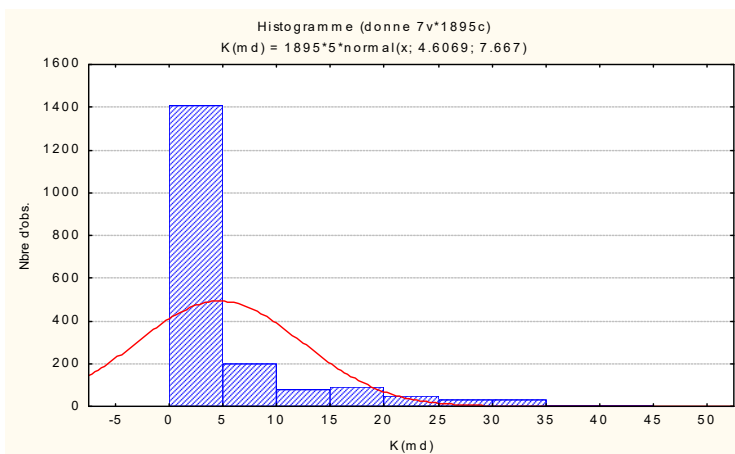


Figure .22 : A-Histogramme et B-Graphe de probabilité des teneurs de perméabilité de T1.

Le graphe de probabilité montre une forme DTA-DTS qui explique l'existence de deux sous population. L'histogramme montre un seul mode.

A.2.Statistique bivariées de T1

La matrice de corrélation du réservoir trias (T1) est réalisé avec un effectif de 1895 échantillons.

Elle montre des corrélations négatives ou la plus grande est (Q, Vsh) égal a -0.73, représente formation faible porosité. ainsi que des corrélations positives de l'ordre de 0.59 entre Th et Sw.

Le coefficient de corrélation entre K et Q est 0.55.

	K	Q	Vsh	SW	TH
K	1.00	0.55	-0.51	-0.31	-0.26
Q		1.00	-0.73	-0.25	-0.02
SW			1.00	0.44	0.16
Vsh				1.00	0.59
TH					1.00

Tableau.21 : Matrice de corrélation des paramètres pétrophysiques de T1.

A.3.Statistique multi variées de T1

La diagonalisation de la matrice de corrélation, a permis, de calculer les valeurs propres et les facteurs de charges.

	F1	F2	F3
K (md)	-0.433	0.151	0.863
Q (%)	-0.480	0.456	-0.205
SW (%)	0.536	-0.265	0.347
Vsh	0.446	0.478	0.283
Th	0.311	0.686	-0.117

Tableau. 22 : Poids factoriel sur les paramètres pétrophysique de T1.

	F1	F2	F3
Valeur propre	2.460	1.289	0.664
Variance (%)	49.202	25.785	13.280
Valeur propre cumulé	2.460	3.749	4.413
Variance cumulée (%)	49.202	74.987	88.267

Tableau .23 : Valeurs propres et variances des facteurs de charges des paramètres pétrophysiques de T1.

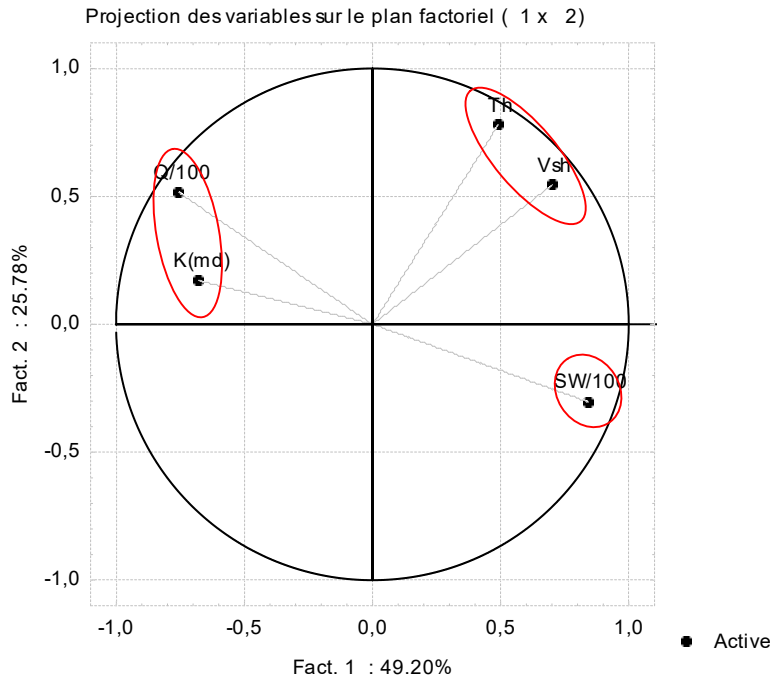


Fig. 23. L'analyse en composante principal de T1 par échantillons.

Le cercle de corrélation dans le plan des axes F1 et F2 qui représentent une variance cumulée de 74.98 % (F1 = 49.20%, F2 =25.78 %) montrent:

Ce type de statistique est synthétisé par l'ACP (l'analyse en composante principale)

Cette projection montre l'existence de trois association :

La première association constituée de la perméabilité (K) et la porosité (Ø) sont corrélés négativement avec le facteur F1 et sont corrélés positivement avec le facteur F2 représentant le faciès réservoir poreux, perméable (des grés).

La deuxième association constituée thorium (TH) et volume shale (Vsh) Ces deux (2) paramètres sont corrélés positivement avec le facteur F1 et sont corrélés négativement avec le facteur F2. Elle représente le faciès argileux.

Une troisième association qui est présentée par SW qui corrélé positivement F1 et négativement avec F2 , elle représente les eaux.

B. Statistique des paramètres pétrophysiques de réservoir GRDC

B.1. Statistique mono-variée de GRDC

Le tableau n° 24 montre les paramètres statistiques par échantillon de réservoir GRDC ; il est remarqué que la distribution de k (σ , σ^2 , C_v) qui est hétérogène car $2\sigma + (\bar{x}) = 40.14$ est inférieur à la variance égale à 234.77 et les distributions d'autres paramètres pétrophysiques (Q, Vsh, Sw, Th) est homogène.

Réservoir	Paramètre pétrophysique	N Actifs	Moyenne	Médiane	Minimum	Maximum	Etendue	variance	Ecart-type	$2\sigma+(\bar{x})$
GRDC	K(md)	216	9.769	0.760	0.001	57.089	57.088	234.771	15.322	40,413
	Q(%)	216	0.081	0.079	0.029	0.175	0.146	0.001	0.032	0,144
	Vsh	216	0.522	0.500	0.000	1.000	1.000	0.055	0.235	0,992
	Sw(%)	216	0.093	0.058	0.000	0.462	0.462	0.011	0.106	0,304
	Th	216	2.808	2.234	1.079	12.496	11.417	2.641	1.625	6,058

Tableau. 24: Traitement statistique monovariée des paramètres pétrophysiques de GRDC(par échantillons).

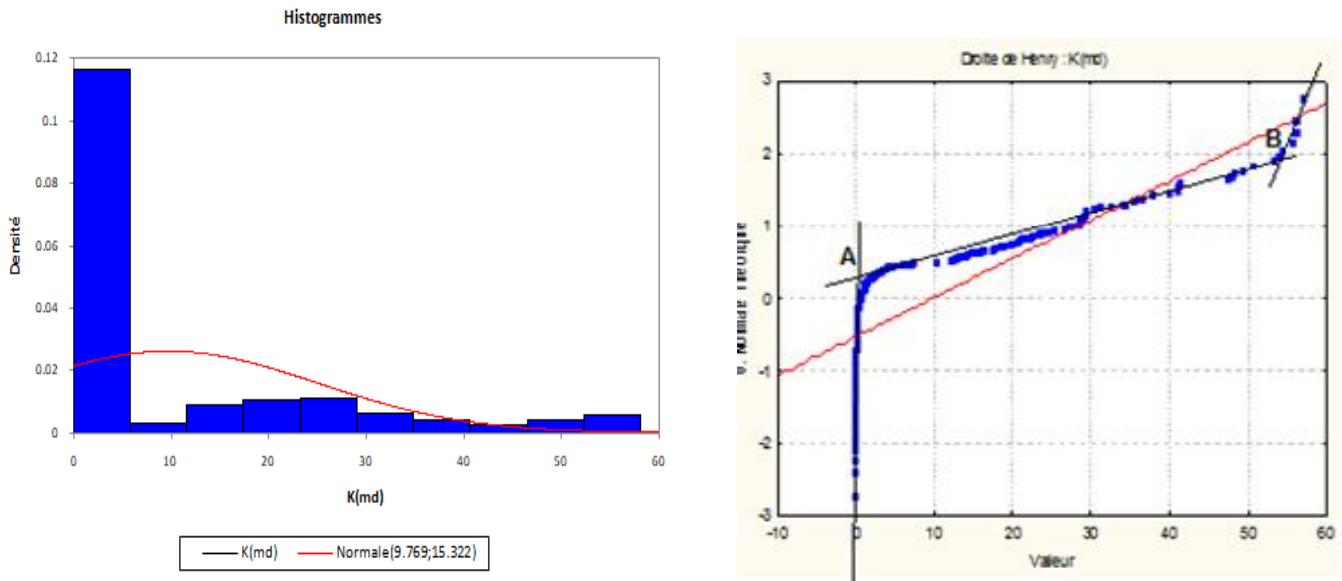


Figure 24 : A-Histogramme et B-Graphe de probabilité traitée de perméabilité de GRDC.

Le graphe de probabilité montre deux points d'inflexions A ; B fig. 24 qui montre trois sous populations qui peut expliquer l'existence de trois faciès différents.

B.2.Statistique bi variée de GRDC

La matrice de corrélation du réservoir grés RDC est réalisée avec un effectif de 216 échantillons

Elle montre des corrélations négatives ou la plus grande est (K, Sw) égal a -0.38.

ainsi que des corrélations positives de l'ordre de 0.77 entre Th et Sw , représente les argiles constituées par l'eau.

Le coefficient de corrélation entre K et Q est 0.76.

	K	Q	Vsh	SW	TH
K	1.00	0.76	0.23	-0.38	-0.16
Q		1.00	-0.13	-0.31	-0.14
Vsh			1.00	-0.10	0.20
SW				1.00	0.77
TH					1.00

Tableau.25 : Matrice de corrélation des paramètres pétrophysiques de GRDC.

B.3.Statistique multivariées de GRDC

La diagonalisation de la matrice de corrélation, a permis, de calculer les valeurs propres et les facteurs de charges.

	F1	F2	F3
K (md)	-0.512	0.485	-0.045
Q (%)	-0.488	0.375	-0.435
SW (%)	-0.011	0.426	0.833
Vsh	0.546	0.318	-0.318
Th	0.449	0.584	-0.117

Tableau. 26 : Poids factoriel sur les paramètres pétrophysique de GRDC.

	F1	F2	F3
Valeur propre	2.271	1.348	1.065
Variance (%)	45.429	26.956	21.294
Valeur propre cumulé	2.271	3.619	4.684
Variance cumulé (%)	45.429	72.385	93.679

Tableau .27: Valeurs propres et variances des facteurs de charges des paramètres pétrophysiques de GRDC..

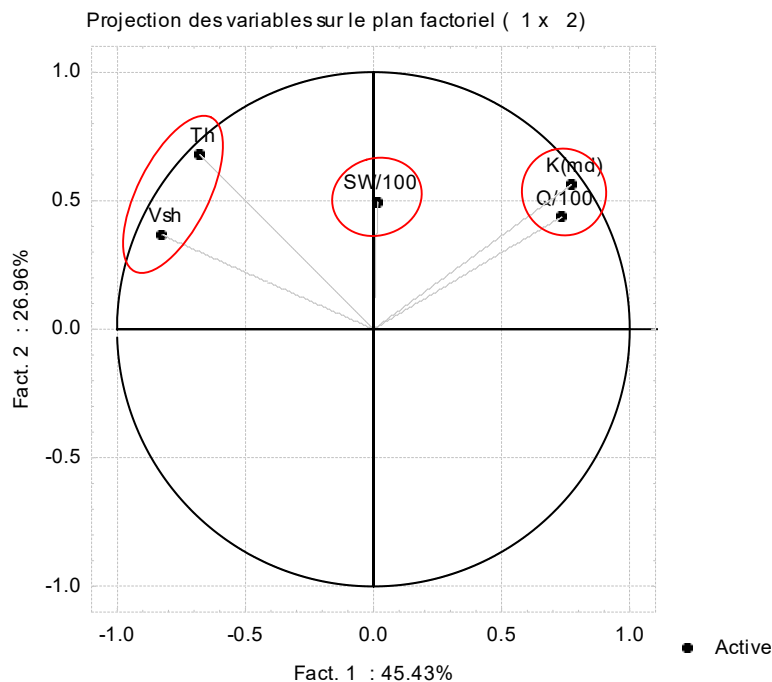


Fig. 25. L’analyse en composante principale de GRDC par échantillons.

Le cercle de corrélation dans le plan des axes F1 et F2 qui représentent une variance cumulée de 72.38 % (F1 = 45.43%, F2 =26.96 %) montrent:

Ce type de statistique est synthétisé par l’ACP (l’analyse en composante principale)

Cette projection montre l’existence de trois association :

La premier association constituée de la perméabilité (K) et la porosité (\emptyset) ces deux (2) paramètres sont corrélés positivement avec le facteur F1 et F2 représentant le facies réservoir poreux, perméable.

Le deuxième association constituée thorium (TH) et volume shale (Vsh) Ces deux (2) paramètres sont corrélés positivement avec le facteur F2 et est corrélés négativement avec le facteur F1.

Une troisième association qui est présentée par SW qui corrélé positivement F1 et F2 , elle représente les eaux.

C. Statistique des paramètres pétrophysiques de réservoir QH

C.1.Statistique monovariée de QH

Le tableau n ° 28 montre les paramètres statistiques par échantillon de réservoir QH ; il est remarque que seule la distribution de k (σ , σ^2 , C_v) qui est hétérogène et les distribution d'autres paramètres pétrophysique (Q, Vsh , Sw ,Th) est homogène.

Réservoir	Paramètre petrophysique	N Actifs	Moyenne	Médiane	Minimum	Maximum	Etendue	variance	Ecart-type	$2\sigma + (\bar{x})$
QH	K(md)	3127	4.989	1.645	0.000	88.384	88.384	63.876	7.992	20,973
	Q(%)	3127	0.074	0.075	0.000	0.156	0.156	0.001	0.027	0,127
	Vsh	3127	0.629	0.663	0.000	1.000	1.000	0.106	0.325	1,279
	Sw(%)	3127	0.132	0.096	0.000	0.898	0.898	0.017	0.130	0,392
	Th	3127	3.469	2.650	0.616	24.790	24.174	7.449	2.729	8,926

Tableau. 28: Traitement statistique monovariée des paramètres pétrophysiques de QH(par échantillons).

A

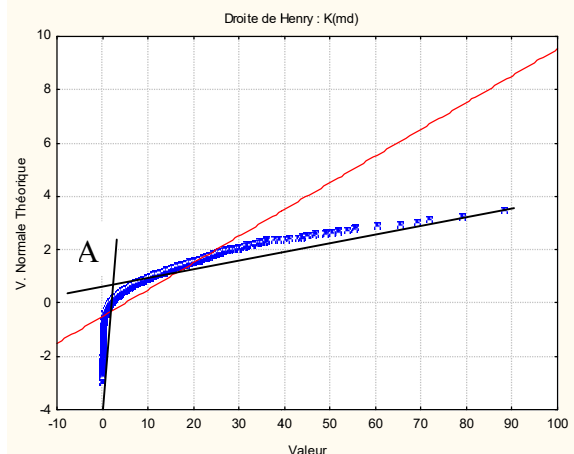
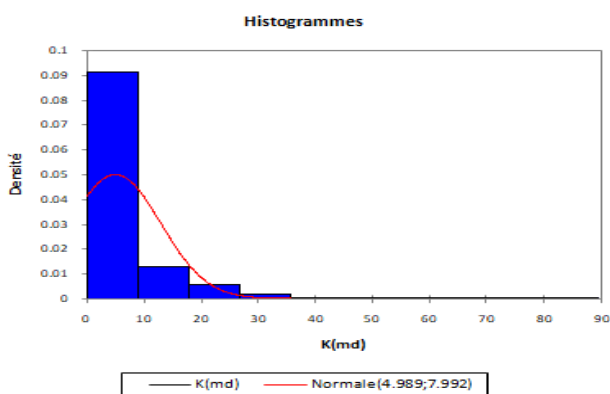


Figure.26 : A-fig. Histogramme et B-Grappe de la probabilité de QH.

Le graphe de probabilité montre un points d'inflexions A fig. 26 qui confirme l'existante deux sous populations.. Contrairement a l'histogramme qui montre un distribution monomodale.

C.2. Statistique bi variée de QH

La matrice de corrélation du réservoir Quartzite Hamra (QH) est réalisé avec un effectif de 3127 échantillons.

Elle montre des corrélations négatives ou la plus grande est (Q, Sw) égal a -0.42,représente les pores partiellement saturée par l'eau.

ainsi que des corrélations positives de l'ordre de 0.68 entre Th et Sw , représente les argile constituée par l'eau.

Le coefficient de corrélation entre K et Q est 0.67.

	K	Q	Vsh	SW	TH
K	1.00	0.67	-0.20	-0.41	-0.07
Q		1.00	-0.39	-0.42	-0.18
Vsh			1.00	0.26	0.31
SW				1.00	0.68
TH					1.00

Tableau.29 : Matrice de corrélation des paramètres pétrophysiques de QH.

c.3. Statistique multi variées de QH

La diagonalisation de la matrice de corrélation, a permis, de calculer les valeurs propres et les facteurs de charges.

	F1	F2	F3
K (md)	-0.440	0.532	0.269
Q (%)	-0.495	0.433	-0.038
SW (%)	0.368	0.061	0.885
Vsh	0.515	0.323	-0.365
Th	0.400	0.649	-0.097

Tableau. 30 : Poids factoriel sur les paramètres pétrophysique de QH.

	F1	F2	F3
Valeur propre	2.461	1.198	0.815
Variance (%)	49.224	23.964	16.310
Valeur propre cumulée	2.461	3.659	4.474
Variance cumulée (%)	49.224	73.188	89.498

Tableau .31 : Valeurs propres et variances des facteurs de charges des paramètres pétrophysiques de QH.

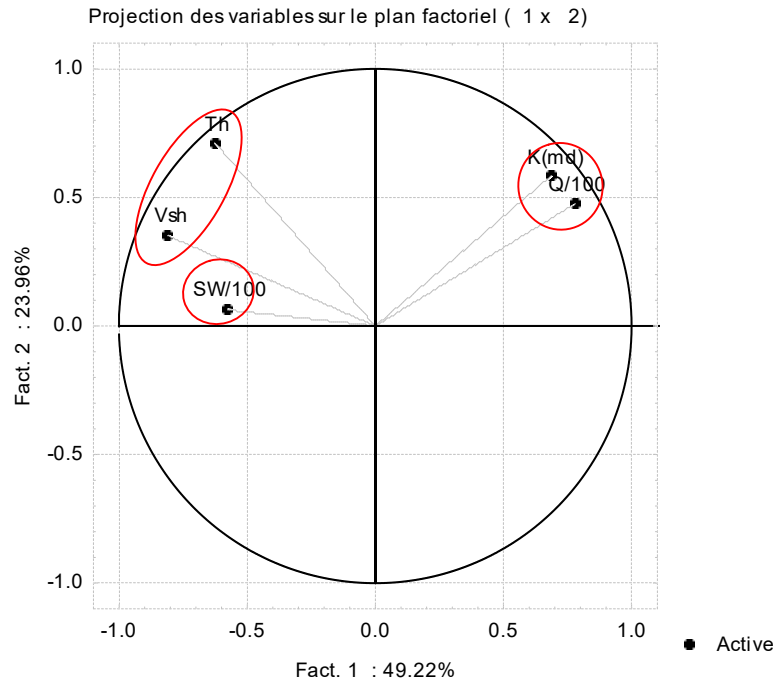


Fig. 27. L'analyse en composante principale de QH par échantillons.

Le cercle de corrélation dans le plan des axes F1 et F2 qui représentent une variance cumulée de 73.18 % (F1 = 49.22 %, F2 = 23.69 %) montrent:

Ce type de statistique est synthétisé par l'ACP (l'analyse en composante principale)

Cette projection montre l'existence de trois associations :

La première association constituée de la perméabilité (K) et la porosité (\emptyset) ces deux (2) paramètres sont corrélés positivement avec le facteur F1 et F2 représentant le faciès réservoir poreux, perméable .

La deuxième association constituée Thorium (TH) et volume shale (VSh) Ces deux (2) paramètres sont corrélés positivement avec le facteur F2 corrélés négativement avec le facteur F1.

Une troisième association qui est présentée par SW qui corrélé positivement F1 et F2 et négativement avec F1 , elle représente les eaux.

Conclusion

Le traitement statistique effectué sur les variables (Φ , K) des trois réservoirs :

(T1, GRDC , QH) montre que:

- **T1** : La perméabilité présente une distribution hétérogène : l'existence de deux populations. une corrélation positive entre des paramètres pétrophysiques (Φ , K) et petit ordre 0.55 représente grès à ciment silico argileux et négative avec la saturation en eau (S_w). Qui indique que le T1 est peut être saturée en huile.

- **GRDC**: La perméabilité présente une distribution hétérogène.

Une corrélation positive entre des paramètres pétrophysiques (Φ , K) et plus grand ordre 0.76 représente grès siliceux et négative avec la saturation en eau (S_w) : donc le GRDC est saturée en huile .

- **QH**: La perméabilité présente une distribution hétérogène corrélation positive moyenne entre des paramètres pétrophysiques (Φ , K) ordre 0.67 représente grès quartzite compact et négative avec la saturation en eau (S_w). Qui indique que le QH est peut être saturée.

Chapitre V: Analyse Factorielle Discriminant (AFD)

V. Définition de AFD :

L'AFD est une méthode d'analyse de données ayant pour objectif de discriminer (séparer) m groupes d'individus préalablement définis, décrits par p variables quantitatives.

On cherchera, ainsi, des combinaisons linéaires des p variables initiales (des axes discriminants) qui permettent de séparer au mieux les groupes. Ceci permet, entre autres, de décrire les différences entre les groupes.

Dans le cas où l'on ne dispose que d'une variable quantitative ($p = 1$) le problème de comparaison des m populations peut être résolu à l'aide de l'analyse de la variance (ANOVA). D'un point de vue technique, l'AFD est l'ACP normée du nuage des centres de gravités des m groupes d'individus munis de leurs poids.

L'analyse discriminante est une méthode d'analyse multidimensionnelle qui se propose de comparer, au sein d'une population statistique rangée dans des groupes définis a priori, la variance intergroupe à la variance intragroupe. L'originalité de la méthode par rapport aux autres analyses multidimensionnelles réside donc dans l'utilisation en plus des variables quantitative, d'une variable qualitative qui peut représenter le temps ou l'espace. Cette possibilité en fait un outil décisionnel capable de prévoir des modalités du caractère qualitatif à partir des variables quantitatives.

Les groupes ainsi déterminés sont appelés groupes d'appartenance. Grace à la variance apporté par chaque des individus, l'algorithme réaffecte cet individus à l'un des groupes de départ, les individus sont alors reclassés dans ce que l'on appelle les groupes d'affectation. Si l'individu est réaffecté à son groupe d'appartenance, il est dit « bien classé », s'il est réaffecté à un autre groupe, il est dit « mal classé ». Cette méthode permet donc de vérifier l'adéquation des groupes déterminés a priori aux phénomènes hydro-cinématique.

Un autre intérêt de la méthode est de resituer des individus supplémentaires (dont la variance ne participe pas à la définition des groupes) par rapport aux groupes d'affectation, ce que permettent également d'autres méthodes d'analyse multidimensionnelles.

V.2.Résultats et interprétation

L'analyse factorielle de puits n° 10 a été effectuée pour déterminer les échantillons qui sont en confusion entre les trois réservoirs et déterminer le pourcentage d'information à chaque réservoir.

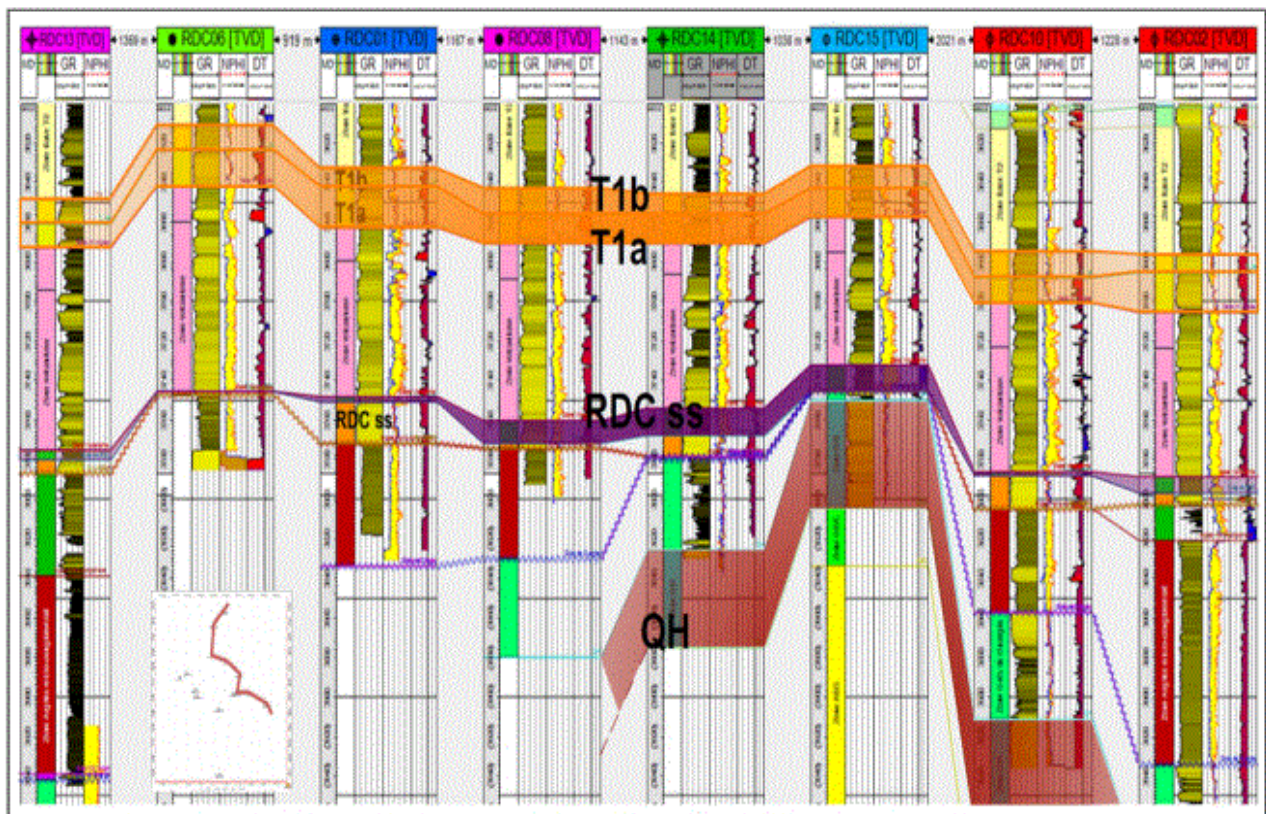


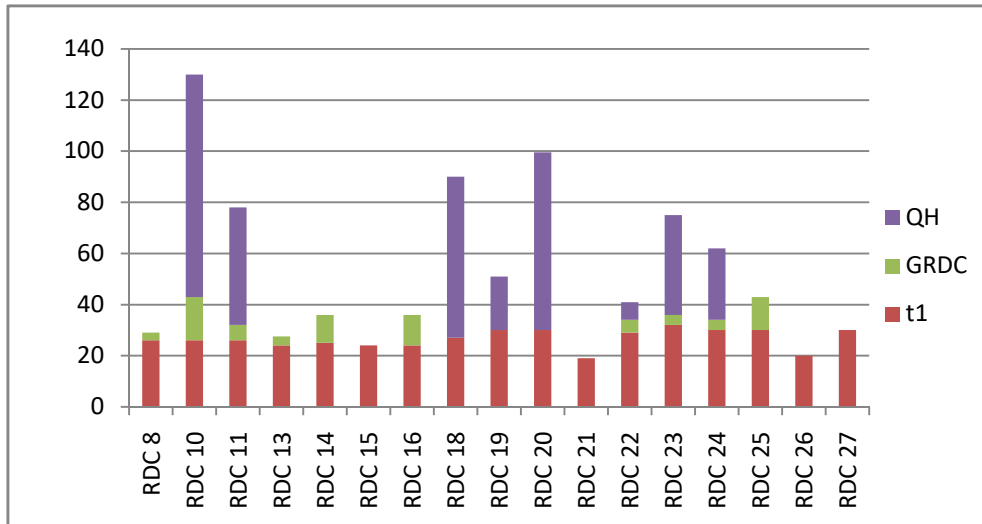
Figure .28 : Corrélation des logs des puits de champ de RDC représente les trois réservoirs de champ de RDC (Sonatrach DP 2015)

À partir de la corrélation des logs, on détermine le puit n° 10 qui traverse les trois réservoirs. On fait une Analyse Factorielle Discriminante (AFD) pour montrer les réservoirs semblables par rapport aux paramètres pétrophysiques.

La comparaison entre les hauteurs totales des réservoirs nous montre que la hauteur du réservoir T1 est plus moins régulier dans tout le champ, contrairement aux hauteurs des réservoirs GRDC et QH qui ont des distributions irréguliers des épaisseurs à cause de la discordance hercynienne et les chenaux du fleuve des grès de la série inférieur du Trias.

Les résultats sont représenté par l’histogramme suivant :

A.



B.

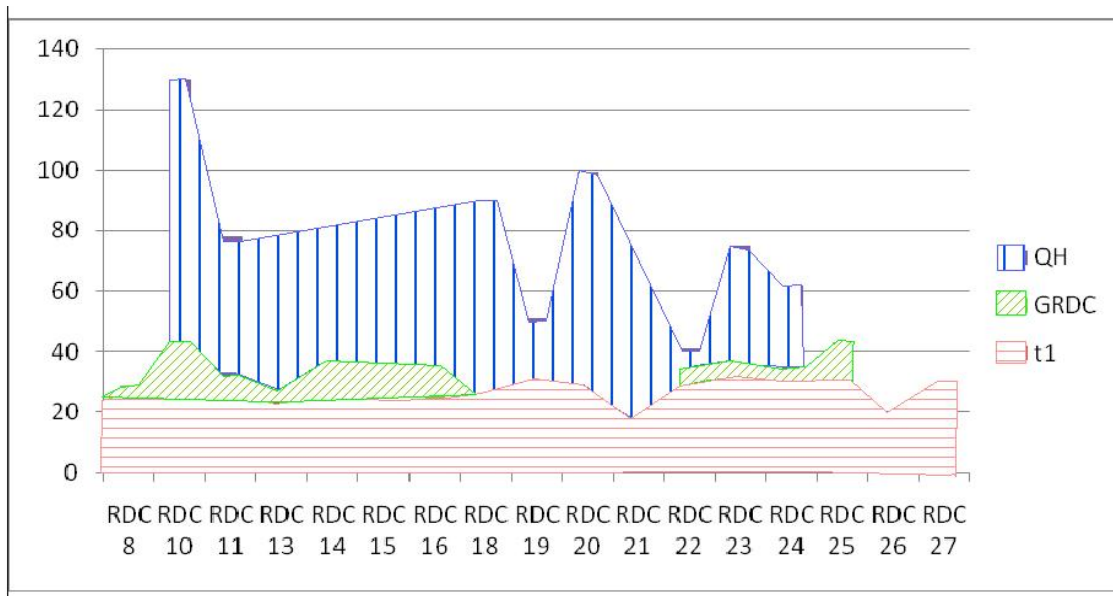


Figure.29 : A. Histogramme des profondeurs ; B. Corrélation des profondeurs

L'AFD confirme l'isolement de QH par rapport les deux réservoirs fig. 30 .

La superposition partiel géométrique de deux réservoirs T1 et RDC est confirmée. Le tableau n° 33 montre les échantillons qui sont en confusion .

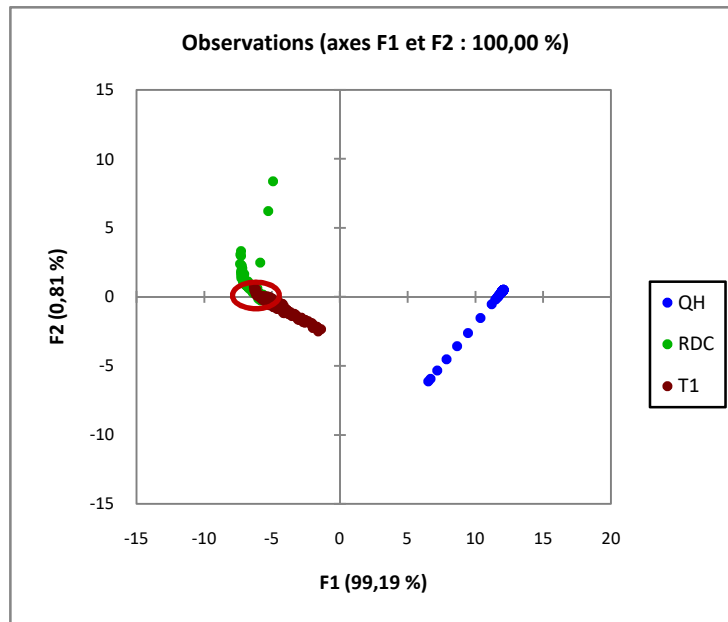


Figure 30 : La distribution d'échantillons de trois réservoirs par analyse Factorielle Discriminant (AFD) de puit 10.

Le tableau n° 32 montre les nombres des échantillons corrigés et les pourcentages après correction par l'AFD.

- pas de confusion au niveau de réservoir (QH) Quartzite Hamra.
- Au niveau de réservoir RDC restée l'appartenance des 82 échantillons a ce réservoir est confirmé par cette matrice. Dix échantillons de T1 ont les mêmes caractéristiques de RDC qui sont changeons donc l'effectif des échantillons de ce réservoir est 92 avec un pourcentage de 89.13%.
- Au niveau de réservoir T1 restée l'appartenance des 145 échantillons a ce réservoir est confirmé par cette matrice. 19 échantillons de RDC ont les mêmes caractéristiques de T1 qui sont changeons donc l'effectif des échantillons de ce réservoir est 164 avec un pourcentage de 88.41%.

de \ Vers	QH	RDC	T1	Total	% correct
QH	115	0	0	115	100.00%
RDC	0	82	10	92	89.13%
T1	0	19	145	164	88.41%
Total	115	101	155	371	92.18%

Tableau .32 : Matrice de confusion pour l'échantillon d'estimation de puit 10.

Observation	A priori	A posteriori	Observation	A priori	A posteriori
1	T1	RDC	26	T1	RDC
2	T1	RDC	27	T1	RDC
3	T1	RDC	86	T1	RDC
4	T1	RDC	87	T1	RDC
5	T1	RDC	165	RDC	T1
6	T1	RDC	166	RDC	T1
7	T1	RDC	167	RDC	T1
12	T1	RDC	208	RDC	T1
13	T1	RDC	209	RDC	T1
14	T1	RDC	233	RDC	T1
17	T1	RDC	234	RDC	T1
18	T1	RDC	235	RDC	T1
23	T1	RDC	249	RDC	T1
24	T1	RDC	250	RDC	T1
25	T1	RDC			

Tableau .33: Classification a priori et a posteriori d'échantillons de puit 10.

Dans l'histogramme les barres des 'échantillons

La couleur bleu représente nombre d'échantillons avant l'étude AFD et la couleur rouge représente nombre d'échantillons après l'étude AFD.

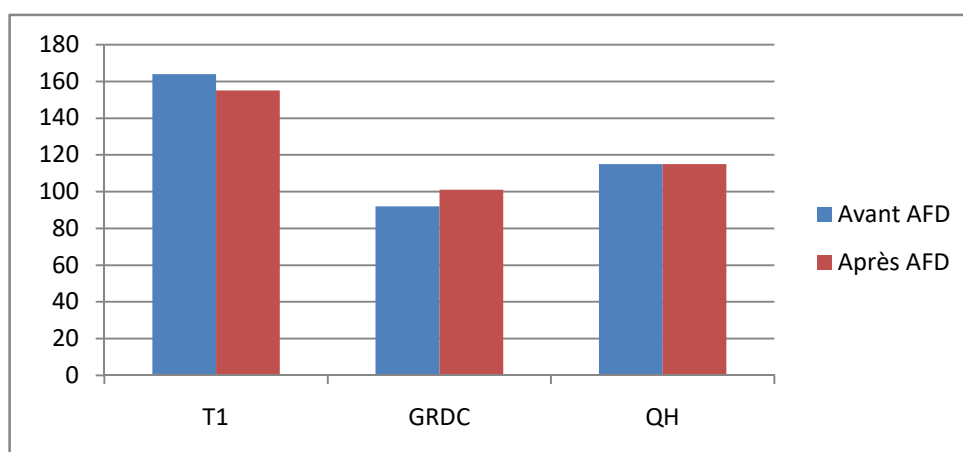


Figure .31 : Histogramme nombre d'échantillons de chaque réservoir de puit 10.

CONCLUSION GENERALE

De point de vue géologique, Le champ RDC contient trois formation-réservoirs détritiques de nature gréseuse.

1. les grès d'âge triasique (T1 et Grès RDC)
2. les quartzites grès d'âge ordovicien (quartzites Hamra)

Le grès T1 présente une répartition d'épaisseur assez homogène avec une moyenne de l'ordre de 30m, Les intervalles gréseux de cette unité présentent un caractère discontinu lié à l'architecture de l'environnement fluviatile de dépôt sédimentaire ; les grès sont présents dans des chenaux étroits alors que les argiles occupent les plaines d'inondations.

Le grès RDC présente des faibles épaisseurs (11 m en moyen) avec une hétérogénéité dans sa distribution traduisant le caractère d'un dépôt fluviatile qui montre le développement d'épaisseur des grès suivant les chenaux de fleuve.

Les quartzites grès QH présentent des formations gréseuses compactes formés dans un environnement marin peu profond. La distribution des hauteurs de QH est hétérogène vu l'érosion énorme subi par cette formation (la discordance hercynienne).

Les caractéristiques pétrophysiques de chaque réservoir sont liées directement à la complexité du géologie de champ de Rhourde Chegga.

Le meilleur réservoir du point de vue qualités pétrophysiques et caractéristiques de la roche est le réservoir Grès RDC (bonne porosité et bonne perméabilité). la corrélation entre (la perméabilité) K et (la porosité) Q est un valeur positive et grand 0.76 qui représente grès siliceux .

Les réservoirs T1 et QH présentent des faibles porosités et pauvres de point de vue de perméabilité, ce qui nous indique que ces réservoirs ont les propriétés presque d'un réservoir tight. la corrélation entre (la perméabilité) K et (la porosité) Q est un valeur petit ordre 0.55 a T1 et valeur moyenne ordre 0.67 a QH.

L'AFD confirme l'isolement de réservoir QH par rapport les deux réservoirs T1 et Grés RDC . Ces deux dernier réservoir sont trouvent des caractères sont similaires et d'échantillons mélange entre les deux parce que ils sont le même facies grés , même milieux de dépôts fluviatile et même âge Trais .

BIBLIOGRAPHIE

BEICIP-FRANLAB, 2007. Interprétation et caractérisation des réservoirs triasique et ordovicien.

Dr. KECHICHED Rabah, 2016/2017. Cours Application de la géostatistique dans le domaine des hydrocarbures 4_ 8 p.

LEBCHER SOUMIA , Juillet 2018 . Caractérisation des réservoirs de champ Rhourde Chegga (Grés T1, Grés RDC et Quartzites de hamra) Nord-Est de Hassi Messaoud.

MM MATI & ZATOUT, Janvier 2012. Géologie de chantier Direction Mud Logging Hassi Messoud 16 – 17 p.

SALHI .L, Aout 2016. Caractérisation des réservoirs du champ de Rhourde Chegga bloc 433.

SALHI.L, mai 2015. Etude sédimentologique préliminaire des grès du RDC, gisement de Rhourde Chegga. 54p.

SCHLUMBERGER, Data Consulting Services, 2009. Field Development Plan Study, Rhourde Chegga Field. 410 p.

SCHLUMBERGER, Décembre 2007. WEC (Well Evaluation Conférences Algérie). 536 p.

SONATRACH (AMT/PED), mai 2005. Demande de permis d'exploitation du champ de Rhourde Chegga.

SONATRACH, CRD, 2013. Analyses pétrographiques des échantillons des sondages RDC, Rapport Préliminaire.

SONATRACH (data bank), DP/HMD, 2018-2019.

RDI . Rapport d'implantation de puits de SONATRACH PED 2016.

Annexe A : Tableaux

Puits	X Cor(UTM 32)	Y Cor(UTM 32)	TOP (M)	BOTTOM (M)	EPAIS (M)	NET (M)
RDC 8	263244.99	3561539	3643	3669	26	19.35
RDC 11	260495.9	3560539.1	3643	3669	26	21.34
RDC 13	264983.508	3559567.14	3649	3673	24	
RDC 14	262449.28	3562358.809	3646	3671	25	20.66
RDC 15	261505.899	3562791.708	3633	3657	24	21.445
RDC 16	261974.289	3559259.778	3661	3685	24	19
RDC 18	261216.282	3561739.847	3619	3646	27	
RDC 19	258450.553	3563475.578	3662	3692	30	
RDC 20	258571.014	3560320.98	3658	3688	30	27
RDC 21	257693.009	3562515.982	3656	3685	19	28.391
RDC 22	259304.76	3 562 333.90	3637	3665	29	32
RDC 23	260526.7	3562711.962	3639	3671	32	26
RDC 24	259317.011	3563563	3652	3682	30	29
RDC 25	260526.7	3562711.962	3618	3648	30	26
RDC 26	257960.012	3561076.177	3666	3686	20	28
RDC 27	260887.017	3 563 526.98	3636	3666	30	31

Tableau A.1: Caractéristiques du réservoir T1

Puits	X Cor(UTM 32)	Y Cor(UTM 32)	TOP (M)	BOTTOM (M)	EPAIS (M)	NET (M)
RDC 8	263244.99	3561539	3772	3775	3	2.14
RDC 11	260495.9	3560539.1	3752	3758	6	6
RDC 13	264983.508	3559567.14	3784.5	3788	3.5	
RDC 14	262449.28	3562358.809	3768	3779	11	8.53
RDC 15	261505.899	3562791.708	NI	NI		17
RDC 16	261974.289	3559259.778	3772	3785	12	7.31
RDC 18	261216.282	3561739.847	NI	NI		10.058
RDC 19	258450.553	3563475.578	NI	NI		
RDC 20	258571.014	3560320.98	NI	NI		7
RDC 21	257693.009	3562515.982	NI	NI		
RDC 22	259304.76	3 562 333.90	3741	3746	5	
RDC 23	260526.7	3562711.962	3754	3758	4	14
RDC 24	259317.011	3563563	3754	3758	4	
RDC 25	260526.7	3562711.962	3738	3751	13	8
RDC 26	257960.012	3561076.177	NI	NI		10
RDC 27	260887.017	3 563 526.98	NI	NI		

Tableau A.2: Caractéristiques du réservoir GRDC

Puits	X Cor(UTM 32)	Y Cor(UTM 32)	TOP (M)	BOTTOM (M)	EPAIS(M)	NET(M)
RDC 8	263244.99	3561539	NI	NI		
RDC 11	260495.9	3560539.1	3758	3804	46	40.62
RDC 13	264983.508	3559567.14	NI	NI		29.885
RDC 14	262449.28	3562358.809	NI	NI		
RDC 15	261505.899	3562791.708	NI	NI		26.96
RDC 16	261974.289	3559259.778	NI	NI		
RDC 18	261216.282	3561739.847	3735	3798	63	38.749
RDC 19	258450.553	3563475.578	3763	3784	21	17.374
RDC 20	258571.014	3560320.98	3768.5	3838	69.5	40
RDC 21	257693.009	3562515.982	NI	NI		10
RDC 22	259304.76	3 562 333.90	3746	3753	7	12
RDC 23	260526.7	3562711.962	3758	3797	39	55
RDC 24	259317.011	3563563	3758	3786	28	26
RDC 25	260526.7	3562711.962	NI	NI		
RDC 26	257960.012	3561076.177	NI	NI		
RDC 27	260887.017	3 563 526.98	NI	NI		

Table A.3: Caractéristiques du réservoir QH

	N	moyenne	médiane	minimum	maximum	entendue	variance	Ecarte type	$2\sigma + (\bar{x})$
K(md)	185	6.512	1.877	0.010	234.467	234.457	360.624	18.990	44.492
Q(%)	185	0.066	0.071	0.011	0.132	0.121	0.001	0.036	0.138
Vsh	185	0.660	0.673	0.196	1.000	0.804	0.093	0.305	1.27
Sw(%)	185	0.105	0.100	0.005	0.462	0.457	0.004	0.067	0.239
Th	185	3.656	3.116	1.183	12.496	11.313	4.049	2.012	7.68

Tableau A.4: Traitements des statistiques monovariées des paramètres pétrophysiques de puit 8.

	N	moyenne	médiane	minimum	maximum	entendue	variance	Ecarte type	$2\sigma + (\bar{x})$
K(md)	169	4.045	2.119	0.016	24.246	24.230	27.768	5.270	14.585
Q(%)	169	0.073	0.075	0.017	0.119	0.101	0.001	0.023	0.119
Vsh	169	0.615	0.572	0.109	1.000	0.891	0.087	0.295	1.205
Sw(%)	169	0.116	0.105	0.041	0.281	0.240	0.002	0.049	0.214
Th	169	5.045	4.561	2.094	11.863	9.769	4.363	2.089	9.223

Tableau A.5: Traitements des statistiques monovariées des paramètres pétrophysiques de puit 11.

	N	moyenne	médiane	minimum	maximum	entendue	variance	Ecarte type	$2\sigma + (\bar{x})$
K(md)	203	0.520	0.211	0.005	6.984	6.978	0.807	0.898	2.316
Q(%)	203	0.076	0.074	0.048	0.127	0.079	0.000	0.015	0.106
Vsh	203	0.435	0.399	0.206	1.000	0.794	0.028	0.168	0.771
Sw(%)	203	0.078	0.053	0.019	0.426	0.406	0.005	0.072	0.222
Th	203	2.467	1.688	0.616	13.475	12.859	4.988	2.233	6.933

Tableau A.6: Traitements des statistiques monovariées des paramètres pétrophysiques de puit 13.

	N	moyenne	médiane	minimum	maximum	entendue	variance	Ecarte type	$2\sigma+(\bar{x})$
K(md)	284	1.115	0.217	0.001	11.615	11.615	3.764	1.940	4.995
Q(%)	284	0.090	0.090	0.026	0.159	0.133	0.001	0.031	0.152
Vsh	284	0.654	0.572	0.233	1.000	0.767	0.068	0.261	1.176
Sw(%)	284	0.113	0.016	0.000	0.888	0.888	0.038	0.195	0.503
Th	284	4.607	4.145	0.957	12.473	11.516	6.379	2.526	9.659

Tableau A.7: Traitements des statistiques monovariées des paramètres pétrophysiques de puit 14.

	N	moyenne	médiane	minimum	maximum	entendu e	variance	Ecarte type	$2\sigma+(\bar{x})$
K(md)	3288	16.68	0.868	0.000	468.283	468.283	2555.623	50.553	117.786
Q(%)	3288	0.10	0.098	0.000	0.232	0.232	0.002	0.045	0.19
Vsh	3288	0.90	1.000	0.026	1.000	0.974	0.053	0.230	1.36
Sw(%)	3288	0.23	0.237	0.000	1.000	1.000	0.022	0.147	0.524
Th	3288	5.70	4.890	0.734	32.352	31.618	15.140	3.891	13.482

Tableau A.8: Traitements des statistiques monovariées des paramètres pétrophysiques de puit 15.

	N	moyenne	médiane	minimum	maximum	entendue	variance	Ecarte type	$2\sigma+(\bar{x})$
K(md)	1534	3.025	0.002	0.000	57.089	57.089	67.072	8.190	19.405
Q(%)	1534	0.046	0.036	0.000	0.152	0.152	0.002	0.042	0.13
Vsh	1534	0.487	0.390	0.000	1.000	1.000	0.157	0.396	1.279
Sw(%)	1534	0.385	0.344	0.000	0.983	0.983	0.068	0.260	0.905
Th	1534	8.636	8.859	1.079	19.101	18.022	14.721	3.837	16.31

Tableau A.9: Traitements des statistiques monovariées des paramètres pétrophysiques de puit 16.

	N	moyenne	médiane	minimum	maximum	entendue	variance	Ecarte type	$2\sigma+(\bar{x})$
K(md)	568	6.692	2.569	0.000	279.494	279.494	219.690	14.822	36.336
Q(%)	568	0.073	0.076	0.000	0.189	0.189	0.001	0.025	0.123
Vsh	568	0.620	0.657	0.000	1.000	1.000	0.100	0.316	1.252
Sw(%)	568	0.145	0.082	0.000	0.609	0.609	0.024	0.155	0.455
Th	568	6.718	3.264	1.025	28.318	27.293	39.496	6.285	19.288

Tableau A.10: Traitements des statistiques monovariées des paramètres pétrophysiques de puit 18.

	N	moyenne	médiane	minimum	maximum	entendue	variance	Ecarte type	$2\sigma+(\bar{x})$
K(md)	471	0.665	0.003	0.000	21.250	21.250	5.324	2.307	5.279
Q(%)	471	0.049	0.047	0.000	0.154	0.153	0.001	0.034	0.117
Vsh	471	0.798	1.000	0.000	1.000	1.000	0.122	0.349	1.496
Sw(%)	471	0.514	0.508	0.088	1.000	0.912	0.049	0.221	0.956
Th	471	13.563	15.056	1.830	31.734	29.904	50.199	7.085	27.733

Tableau A.11: Traitements des statistiques monovariées des paramètres pétrophysiques de puit 19.

	N	moyenne	médiane	minimum	maximum	entendue	variance	Ecarte type	$2\sigma+(\bar{x})$
K(md)	1145	6.238	1.429	0.000	88.384	88.384	103.258	10.162	26.562
Q(%)	1145	0.070	0.068	0.000	0.154	0.154	0.001	0.031	0.132
Vsh	1145	0.778	0.828	0.000	1.000	1.000	0.058	0.241	1.26
Sw(%)	1145	0.179	0.081	0.000	0.958	0.958	0.050	0.224	0.627
Th	1145	6.799	3.529	0.751	29.276	28.525	47.712	6.907	20.613

Tableau A.12: Traitements des statistiques monovariées des paramètres pétrophysiques de puit 20.

	N	moyenne	médiane	minimum	maximum	entendue	variance	Ecarte type	$2\sigma+(\bar{x})$
K(md)	367	10.758	7.781	0.426	33.969	33.543	81.395	9.022	28.802
Q(%)	367	0.081	0.081	0.037	0.119	0.082	0.000	0.022	0.125
Vsh	367	0.574	0.518	0.230	1.000	0.770	0.047	0.217	1.008
Sw(%)	367	0.198	0.172	0.097	0.530	0.433	0.006	0.075	0.348
Th	367	4.270	4.173	0.806	11.113	10.307	2.989	1.729	7.728

Tableau A.13:Traitements des statistiques monovariées des paramètres pétrophysiques de puit 21.

	N	moyenne	médiane	minimum	maximum	entendue	variance	Ecarte type	$2\sigma+(\bar{x})$
K(md)	321	1.287	0.122	0.000	48.368	48.368	16.421	4.052	9.391
Q(%)	321	0.053	0.055	0.000	0.175	0.175	0.001	0.029	0.111
Vsh	321	0.890	1.000	0.000	1.000	1.000	0.049	0.221	1.332
Sw(%)	321	0.359	0.269	0.000	1.000	1.000	0.087	0.295	0.949
Th	321	10.844	6.852	1.623	32.197	30.575	70.825	8.416	27.676

Tableau A.14:Traitements des statistiques monovariées des paramètres pétrophysiques de puit 22.

	N	moyenne	médiane	minimum	maximum	entendue	variance	Ecarte type	$2\sigma+(\bar{x})$
K(md)	593	1.725	0.015	0.000	34.859	34.859	24.102	4.909	11.543
Q(%)	593	0.047	0.049	0.000	0.120	0.120	0.001	0.028	0.103
Vsh	593	0.917	1.000	0.066	1.000	0.934	0.050	0.223	1.363
Sw(%)	593	0.361	0.313	0.000	0.923	0.923	0.066	0.257	0.875
Th	593	8.940	6.581	0.131	26.611	26.480	50.996	7.141	23.222

Tableau A.15:Traitements des statistiques monovariées des paramètres pétrophysiques de puit 23.

	N	moyenne	médiane	minimum	maximum	entendue	variance	Ecarte type	$2\sigma+(\bar{x})$
K(md)	258	2.603	0.440	0.000	55.779	55.779	31.041	5.571	13.745
Q(%)	258	0.070	0.074	0.000	0.163	0.163	0.001	0.031	0.132
Vsh	258	0.493	0.329	0.032	1.000	0.968	0.138	0.372	1.237
Sw(%)	258	0.321	0.222	0.061	0.985	0.924	0.068	0.260	0.841
Th	258	9.175	4.915	1.611	33.678	32.066	88.606	9.413	28.001

Tableau A.16:Traitements des statistiques monovariées des paramètres pétrophysiques de puit 24.

	N	moyenne	médiane	minimum	maximum	entendue	variance	Ecarte type	$2\sigma+(\bar{x})$
K(md)	495	4.630	0.114	0.000	89.771	89.771	127.558	11.294	27.218
Q(%)	495	0.055	0.045	0.000	0.148	0.148	0.001	0.034	0.123
Vsh	495	0.789	1.000	0.000	1.000	1.000	0.095	0.309	1.407
Sw(%)	495	0.170	0.131	0.000	0.861	0.861	0.026	0.162	0.494
Th	495	3.523	2.453	0.686	52.844	52.158	24.579	4.958	13.439

Tableau A.17:Traitements des statistiques monovariées des paramètres pétrophysiques de puit 25.

	N	moyenne	médiane	minimum	maximum	entendue	variance	Ecarte type	$2\sigma+(\bar{x})$
K(md)	103	5.155	2.990	0.336	28.557	28.221	35.453	5.954	17.063
Q(%)	103	0.094	0.089	0.065	0.156	0.091	0.000	0.020	0.134
Vsh	103	0.190	0.174	0.000	0.455	0.455	0.011	0.103	0.396
Sw(%)	103	0.135	0.122	0.059	0.252	0.194	0.002	0.050	0.235
Th	103	3.061	2.778	1.447	5.426	3.979	1.040	1.020	5.101

Tableau A.18:Traitements des statistiques monovariées des paramètres pétrophysiques de puit 26.

	N	moyenne	médiane	minimum	maximum	entendue	variance	Ecarte type	$2\sigma+(\bar{x})$
K(md)	1714	3.988	0.377	0.000	868.350	868.350	798.454	28.257	60.502
Q(%)	1714	0.071	0.070	0.000	0.274	0.274	0.001	0.033	0.137
Vsh	1714	0.857	1.000	0.043	1.000	0.957	0.079	0.282	1.421
Sw(%)	1714	0.218	0.194	0.000	0.686	0.686	0.022	0.150	0.518
Th	1714	5.186	3.749	0.929	22.229	21.300	12.655	3.557	12.3

Tableau A.19:Traitements des statistiques monovariées des paramètres pétrophysiques de puit 27.

	K	Q	Vsh	SW	TH
K	1.00	0.33	-0.30	-0.18	-0.03
Q		1.00	-0.82	-0.02	0.11
Vsh			1.00	0.25	0.00
SW				1.00	0.11
TH					1.00

Tableau A.20:Traitements des statistiques bi variées des paramètres pétrophysiques de puit 8.

	K	Q	Vsh	SW	TH
K	1.00	0.78	-0.63	-0.61	-0.59
Q		1.00	-0.67	-0.57	-0.54
Vsh			1.00	0.67	0.62
SW				1.00	0.99
TH					1.00

Tableau A.21:Traitements des statistiques bi variées des paramètres pétrophysiques de puit 11.

	K	Q	Vsh	SW	TH
K	1.00	0.75	-0.44	-0.15	-0.11
Q		1.00	-0.40	-0.31	-0.27
Vsh			1.00	0.70	0.67
SW				1.00	0.99
TH					1.00

Tableau A.22:Traitements des statistiques bi variées des paramètres pétrophysiques de puit 13.

	K	Q	Vsh	SW	TH
K	1.00	0.70	-0.55	-0.24	-0.07
Q		1.00	-0.50	-0.09	0.12
Vsh			1.00	0.61	0.47
SW				1.00	0.70
TH					1.00

Tableau A.23:Traitements des statistiques bi variées des paramètres pétrophysiques de puit 14.

	K	Q	Vsh	SW	TH
K	1.00	0.60	0.09	-0.43	-0.31
Q		1.00	0.07	-0.49	-0.49
Vsh			1.00	0.26	0.27
SW				1.00	0.87
TH					1.00

Tableau A.24: Traitements des statistiques bi variées des paramètres pétrophysiques de puit 15.

	K	Q	Vsh	SW	TH
K	1.00	0.63	-0.10	-0.47	-0.45
Q		1.00	-0.36	-0.77	-0.58
Vsh			1.00	0.08	0.07
SW				1.00	0.67
TH					1.00

Tableau A.25: Traitements des statistiques bi variées des paramètres pétrophysiques de puit 16.

	K	Q	Vsh	SW	TH
K	1.00	0.56	-0.25	-0.37	-0.21
Q		1.00	-0.42	-0.66	-0.52
Vsh			1.00	0.54	0.71
SW				1.00	0.79
TH					1.00

Tableau A.26: Traitements des statistiques bi variées des paramètres pétrophysiques de puit 18.

	K	Q	Vsh	SW	TH
K	1.00	0.61	-0.50	-0.47	-0.45
Q		1.00	-0.67	-0.87	-0.68
Vsh			1.00	0.73	0.82
SW				1.00	0.87
TH					1.00

Tableau A.27: Traitements des statistiques bi variées des paramètres pétrophysiques de puit 19.

	K	Q	Vsh	SW	TH
K	1.00	0.74	-0.32	-0.40	-0.21
Q		1.00	-0.41	-0.63	-0.42
Vsh			1.00	0.47	0.55
SW				1.00	0.87
TH					1.00

Tableau A.28: Traitements des statistiques bi variées des paramètres pétrophysiques de puit 20.

	K	Q	Vsh	SW	TH
K	1.00	0.95	-0.59	-0.37	-0.32
Q		1.00	-0.69	-0.45	-0.37
Vsh			1.00	0.79	0.47
SW				1.00	0.55
TH					1.00

Tableau A.29: Traitements des statistiques bi variées des paramètres pétrophysiques de puit 21.

	K	Q	Vsh	SW	TH
K	1.00	0.56	-0.34	-0.30	-0.28
Q		1.00	-0.46	-0.65	-0.66
Vsh			1.00	0.25	0.42
SW				1.00	0.96
TH					1.00

Tableau A.30: Traitements des statistiques bi variées des paramètres pétrophysiques de puit 22.

	K	Q	Vsh	SW	TH
K	1.00	0.61	0.03	-0.45	-0.36
Q		1.00	-0.14	-0.77	-0.67
Vsh			1.00	0.36	0.37
SW				1.00	0.95
TH					1.00

Tableau A.31: Traitements des statistiques bi variées des paramètres pétrophysiques de puit 23.

	K	Q	Vsh	SW	TH
K	1.00	0.67	-0.28	-0.39	-0.33
Q		1.00	-0.71	-0.78	-0.74
Vsh			1.00	0.84	0.80
SW				1.00	0.98
TH					1.00

Tableau A.32: Traitements des statistiques bi variées des paramètres pétrophysiques de puit 24.

	K	Q	Vsh	SW	TH
K	1.00	0.71	-0.59	-0.36	-0.07
Q		1.00	-0.73	-0.27	-0.13
Vsh			1.00	0.44	0.10
SW				1.00	0.09
TH					1.00

Tableau A.33: Traitements des statistiques bi variées des paramètres pétrophysiques de puit 25.

	K	Q	Vsh	SW	TH
K	1.00	0.90	-0.06	-0.50	-0.50
Q		1.00	-0.15	-0.32	-0.34
Vsh			1.00	-0.10	-0.05
SW				1.00	0.99
TH					1.00

Tableau A.34: Traitements des statistiques bi variées des paramètres pétrophysiques de puit 26.

	K	Q	Vsh	SW	TH
K	1.00	0.38	-0.20	-0.15	-0.08
Q		1.00	-0.50	-0.32	-0.14
Vsh			1.00	0.29	0.26
SW				1.00	0.69
TH					1.00

Tableau A.35: Traitements des statistiques bi variées des paramètres pétrophysiques de puit 27.

يقع الخزان الهيدروكربوني في منطقة روود الشقة شمال شرق حاسي مسعود ، وتضم هذه المنطقة 27 بئراً. تم تقسيم الأخير على أساس دراسة الترسبات (الحبيبية) في العديد من الخزانات ,من القاعدة حتى الأعلى: حجر الكوارتز الصخري من العصر الاوردوفيكى (كوارتزيت حمرا) و الحجر الرملي من العصر الترياسى و تقيس السجلات الموجودة في هذه الآبار العديد من المعلمات البتر و فيزيائية (المسامية ، النفاذية ، تشبع الماء ، حجم الطين ، و الثوريوم). أظهر التحليل الإحصائي للبيانات ذات المتغير الأحادي والمتغير الثنائي ومتعددة المتغيرات (ACP) وقد برهنت تجانس المعلمات البتر و فيزيائية باستثناء النفاذية.و تم الكشف عن وجود علاقة (المسامية ، النفاذية) وكذلك (حجم الطين ، الثوريوم). أظهر تحليل عامل التمييزي (AFD) على مستوى البئر رقم 10 اختلاط لانتماء العينات بين T1 و GRDC.

كلمات المفتاح: روود الشقة ، الخزان الترياسى ، الاوردوفيكى ، المعلمات البتر و فيزيائية ، الإحصائية ، AFD

RESUMÉ

Le réservoir d'hydrocarbure de la région Rhourde Chegga est située au Nord-Est de Hassi Messoud, cette zone renferme 27 puits. ce dernier a été subdivisé sur la base de l'étude sédimentologie (granulométrique) en plusieurs réservoir de base en haut : les quartzites grès d'âge ordovicien (quartzites Hamra) et les grès d'âge triasique (Grès RDC et T1) . Les diagraphies effectuée dans ces puits ont permis de mesuré plusieurs paramètres pétrophysiques (porosité, perméabilité, saturation en eau, volume d'argile et le thorium). L'analyse statistiques des données mono-variée ,bi-varie et multivariées (ACP) a montré l'homogénéité des paramètres pétrophysiques sauf la perméabilité. Une corrélation (porosité, perméabilité) a été détecté ainsi que celle (volume d'argile, thorium). L'AFD au niveau de puit n°10 a montré une confusion d'appartenance des échantillons entre T1 et GRDC.

Mots-Clés : Rhourde Chegga , Réservoir Trais , Ordovicien , Paramètre pétrophysique ,Statistique, AFD.

ABSTRACT

The hydrocarbon reservoir of the Rhourde Chegga region is located north-east of Hassi Messoud, this zone contains 27 wells. the latter has been subdivided based on the study Sedimentology (sieve) into a plurality based tank top: quartzite sandstone Ordovician (quartzite Hamra) and sandstone of Triassic age (sandstone DRC and T1). The logs in these wells measured several petrophysical parameters (porosity, permeability, water saturation, clay volume, and thorium). Statistical analysis of mono-variate , bi-variate and multivariate (ACP) data showed the homogeneity of petrophysical parameters except permeability. A correlation (porosity, permeability) was detected as well as that (volume of clay, thorium). AFD at level of well 10 showed a confusion of belonging of the samples between T1 and GRDC.

Keywords : Chegga Rhourde, Trafficked Reservoir, Ordovician, Petrophysical Parameters, Statistical, AFD.