

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 Professionnel
Domaine : Sciences de la Terre et de l'Univers

Filière : Géologie

Spécialité : Géologie Hydrocarbure

THEME

***CARACTERISATION DES RESERVOIRS DU CHAMP DE RHOURE
CHEGGA (GRES T1, GRES RDC ET QUARTZITES DE HAMRA)
Nord-Est de Hassi Messaoud***

Présenté par :

HAMZA Youcef

RIFI Chouaib

KEROUCHI Messaouda

Soutenu publiquement le 22-06-2019

Devant le jury :

Président : Mr. HADDANE Abdennour M. A. A Univ. Ouargla

Promoteur : Mr. LAOUINI Hamza M. A. A Univ. Ouargla

Examineur : Mr. ZEDDOURI Aziez Pref Univ. Ouargla

Année Universitaire : 2018/2019

بِسْمِ اللَّهِ الرَّحْمَنِ الرَّحِيمِ

Dedicace

*C'est tout plein de joie que je dédie ce travail à mes très chers parents qui ont
consenti beaucoup de sacrifices pour me permettre*

De réaliser mes objectifs.

A mes frères et mes sœurs.

Et à toute la famille.

Et mes amies de filière de géologie avec qui j'ai partagé les meilleurs moments

De ma vie d'étude sans exception et toute qui connu Moi.

Aussi à tous les enseignants de l'université d'Ouargla.



Remerciement



Je voudrai, en premier lieu, témoigner mes vifs et sincères remerciements

À dieu tout Puissant de m'avoir permis de mener à terme ce mémoire.

En préambule à ce mémoire, je souhaite adresser ici tous mes remerciements

Aux personnes qui m'ont apporté leur aide et qui ont ainsi contribué

À l'élaboration de ce mémoire.

Précisément mon promoteur Mr. LAOUINI Hamza,

Pour son précieux temps sacrifié,

Je tiens de préciser qu'il n'avait épargné aucun effort afin que je réussisse mon travail.

Ainsi que tous ceux qui ont aidé de près ou loin à la réalisation de ce travail,

Sans oublier mes collègues.

Je remercie les membres du jurée qui ont bien voulu accepter,

Et ce, Malgré leurs lourdes et exaltantes

Responsabilités pour procéder

À l'évaluation de ce modeste travail.

TABLE DES MATIERES

Introduction Générale

CHAPITRE 1 : Généralité

I.	Présentation de la région RDC	01
I.1	Situation géographique.....	01
I.2	Situation géologique	01
II.	Cadre géologie régional	02
II.1	Litho stratigraphie de la plateforme saharienne	03
II.1.1	La province occidentale	04
II.1.2	La province centrale (triasique)	04
II.1.3	La province orientale	04
II.2	Évolution tectonique	05
II.2.1	La phase panafricaine.....	06
II.2.2	La phase calédonienne	06
II.2.3	La phase hercynienne	06
II.2.4	La phase post-hercynienne.....	06
II.2.5	La phase Autrichienne	06
II.3	Aspect stratigraphique	07
II.3.1	Le socle	07
II.3.2	L' infracambrien	07
II.3.3	Le Paléozoïque.	07
II.3.4	Le Mésozoïque	09
II.3.5	Le Cénozoïque	12
II.4	Aspect structurale	15
III.	Système pétrolier	16
III.1	Les réservoirs	16
III.2	Types de pièges	19
III.3	Roches mères	19
III.4	Roches couvertures	20

CHAPITRE 2 : Sédimentologie, Pétrographie et Milieux de Dépôts

I.	Description de carottes	21
I.1	Grès T1 (Puits : RDC-9, RDC-15 et RDC-16)	22
I.2	Grès RDC (Puits : RDC-1bis, RDC-9, RDC-10 et RDC-15)	24
I.3	Quartzite Hamra (Puits : RDC-9, RDC-15 et RDC-18)	26
II.	Aperçue petrographique	28
II.1	Description pétrographique et diagénétique	28
a.	Grès de RDC (Puits RDC-1bis, Puits RDC-6, Puits RDC-12 et RDC-14)	29
III.	Paléogéographie et paléoenvironnement	32
III.1	Identifications des milieux de dépôt des réservoirs de champ RDC	32
a.	Milieu de dépôt de T1.....	32

b. Milieu de dépôt G.RDC	33
c. Milieu de dépôt de QH	35

CHAPITRE 3 : Propriétés Pétrophysiques et Qualité des Réservoirs

I. Caractéristiques Pétrophysiques des roches réservoirs	36
I.1 La porosité	36
I.2 La saturation	37
I.3 La perméabilité	38
II. Evaluation Pétrophysiques des réservoirs de champ de RDC	39
II.1 Les hauteurs caractéristiques des réservoirs de champs de RDC	39
II.2 Détermination des paramètres pétrophysiques (porosité, saturation et perméabilité)....	42
II.2.1 Les données calculées des logs de diagraphies	42
a) Estimation des porosités	42
b) Calcul de la saturation	44
II.2.2 Résultats de l'interprétation diagraphique	45
a) la porosité	45
b) La saturation	47
c) La perméabilité	48
II.2.3 Les données mesurées au laboratoire	49
a) Préparation des échantillons	49
b) Procédure des mesures pétrophysiques	49
II.2.4 Résultats et interprétation des données mesurées.....	50
II.2.5 Caractérisation statistique des paramètres Pétrophysiques mesurées (cas RDC 12).	50
II.3 La relation porosité-perméabilité	52
II.3.1 Le réservoir T1	53
II.3.2 Le réservoir G.RDC	53
II.3.3 Le réservoir QH	54

CHAPITRE 4 : Aperçue sur La production du Champ

I. Etat actuel des puits du champ RDC.....	56
II. Analyse de la production et de la pression	59
II.1 Analyse de pression	59
a) Réservoir T1.....	59
b) Réservoir G.RDC	59
c) Réservoir QH	60
II.2 Analyse de production	60
a) Production du réservoir G.RDC	61
b) Production du réservoir T1	62
c) Production du réservoir QH	62
III. Contribution de chaque réservoir dans la production totale	63

Conclusion Générale

Recommandation

Bibliographie

LISTE DES FIGURES

Figure 01 : Localisation géographique du champ	01
Figure 02 : Emplacement géologique de secteur d'étude	02
Figure 03 : Coupe litho-stratigraphique de différentes provinces de la plateforme saharienne. Wec 2007	04
Figure 04 : Coupe litho-stratigraphique du champ RDC	14
Figure 05 : Carte structurale de champ de RDC	16
Figure 06 : Corrélation des logs des puits de champ de RDC représente les trois réservoirs de champ RDC	17
Figure 07 : Photos des carottes de réservoir T1	23
Figure 08 : Photos des carottes de réservoir Grès RDC	25
Figure 09 : Photos des carottes de réservoir QH	27
Figure 10 : Photos de lame minces des Grès du RDC	31
Figure 11 : Carte montrant les trends des chenaux de grès T1	33
Figure 12 : Coupe représente les niveaux réservoir de Rhourde chagga	34
Figure 13 : Carte montrant les trends des chenaux de Grès RDC	34
Figure 14 : Carte schématique de litho- faciès du champ RDC, au Trias, après l'érosion hercynienne, établie par extrapolation de la carte d'en Haut	35
Figure 15 : Les hauteurs totales des réservoirs du champ RDC	41
Figure 16 : Les hauteurs utiles des réservoirs du champ RDC	42
Figure 17 : Coupe NW-SE de répartition de la porosité dans les réservoirs de RDC.....	46
Figure 18 : Coupe NW-SE de la saturation en eau des réservoirs du puits RDC	47
Figure 19 : la relation porosité-perméabilité dans le réservoir T1	53
Figure 20 : la relation porosité-perméabilité dans le réservoir G.RDC	53
Figure 21 : la relation porosité-perméabilité dans le réservoir QH	54
Figure 22 : Carte de position des puits du champ de RDC	57
Figure 23 : Evolution de pression du réservoir T1	59
Figure 24 : Evolution de pression du réservoir GRDC	60
Figure 25 : Evolution de pression du réservoir QH	60
Figure 26 : Production du champ RDC	61
Figure 27 : Production du réservoir GRDC	61
Figure 28 : Production du réservoir T1.....	62
Figure 29 : Production du réservoir QH	62
Figure 30 : Le cumul de production des réservoirs du champ RDC	63
Figure 31 : Contribution des réservoirs dans le cumul de production du champ RDC	63
Figure 32 : Contribution des réservoirs dans la production journalière du champ RDC	64

LISTE DES TABLEAUX

Tableau 01 : les phases tectonique de la plateforme saharien	06
Tableau 02 : Intervalles des carottes décrites	21
Tableau 03 : Répartition des échantillon analysé	28
Tableau 03 : classification de porosité	37
Tableau 04 : Classification des perméabilités	38
Tableau 05 : les cut offs des réservoirs du champ RDC.....	40
Tableau 06 : Hauteurs caractéristiques des trois réservoirs (T1, G.RDC et QH)	40
Tableau 07 : La porosité dans les trois réservoirs (T1, G.RDC et QH)	45
Tableau 08 : la saturation dans les trois réservoirs (T1, G.RDC et QH)	47
Tableau 09 : Porosité mesurée et calculée dans les trois réservoirs (T1, G.RDC et QH)	48
Tableau 10 : Les perméabilités dans les trois réservoirs (T1, G.RDC et QH)	50
Tableau 11 : Perméabilité mesurée et calculée dans les trois réservoirs (T1, G.RDC et QH)	50
Tableau 12 : paramètres Pétrophysiques de puits RDC 12	52
Tableau 13: Etat actuel des puits du champ RDC	58

Introduction Générale

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 dont le but de faciliter leur exploitation , le champ Rhourde Chegga (RDC), objectif de notre étude a été cartée avant 1979, et répertorié dans l'inventaire des pièges du 'Bloc 433' dans le prospect 16, supposée favorable pour l'accumulation d'hydrocarbures 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 l'association entre SONATRACH et la compagnie yougoslave 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 séquences 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).

Objet de l'étude :

Ce présent travail s'inscrit dans le cadre de l'évaluation des caractéristiques géologiques des formation-réservoirs (T1, Grès.RDC et QH) du champ de Rhourde Chegga à partir d'une étude sédimentologique préliminaire pour pouvoir reconstituer l'environnement de dépôt et définir la géométrie et l'extension des différents réservoirs, ainsi que l'interprétation des données pétrophysiques sur la base des caractéristiques géologiques et évaluer leur influence sur les paramètres pétrophysiques et la performance de chaque réservoir.

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

Premier chapitre :

Présente un aperçu général sur le champ étudié

Deuxième chapitre :

Ce chapitre S'intéresse à l'étude sédimentologique des trois formations-réservoirs (T1, Grès.RDC et QH), il s'articule en trois parties principales : la première est consacrée à la description des carottes, la deuxième partie, consiste à l'analyse pétrographique et la troisième s'intéresse à reconstituer les

milieux de dépôts de chaque réservoir à la base des interprétations obtenues des deux premières parties.

Troisième chapitre :

A pour objet, l'interprétation des données pétrophysiques sur la base des caractéristiques géologiques des trois réservoirs et analyser les principaux paramètres des fluides (PVT) de ces derniers

Quatrième chapitre :

Ce chapitre présente un aperçu sur la production de champ RDC et l'analyse de l'évolution de la pression dans les trois réservoirs.

C

**HAPITRE 1 :
GENERALITES**

I. Présentation de la région RDC

I.1. Situation géographique

Le gisement de Rhourde Chegga est situé dans le bloc 433, à une trentaine de kilomètres au Nord-est de champ de Hassi-Messaoud, (Fig.1), il se situe à 680 km Sud – Sud-Est d’Alger, à 350 km de la frontière tunisienne, et à environ 300 Km du gisement de gaz à condensats de Hassi R’Mel.

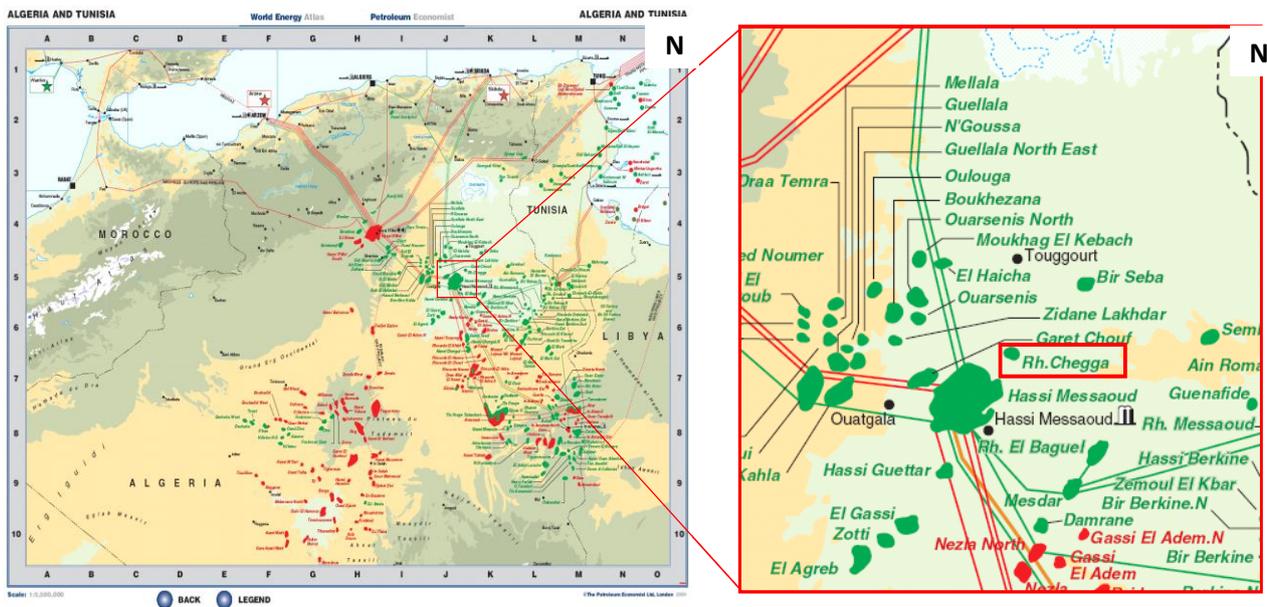


Figure 01 : Localisation géographique du champ.

I.2 Situation géologique

Le champ de RDC appartient au môle de Hassi Messaoud qui est le résultat d’une histoire paléotectonique assez compliquée, il fait partie d’un ensemble de structures formant la province triasique Nord orientale; il est limité ;

- au Nord par l’ensellement de Touggurt ;
- à l’Est, par la dépression de Berkine ;
- à l’Ouest, par la dépression d’Oued Mya ;
- au sud, par le horst d’Amguid Messaoud (fig. 02)

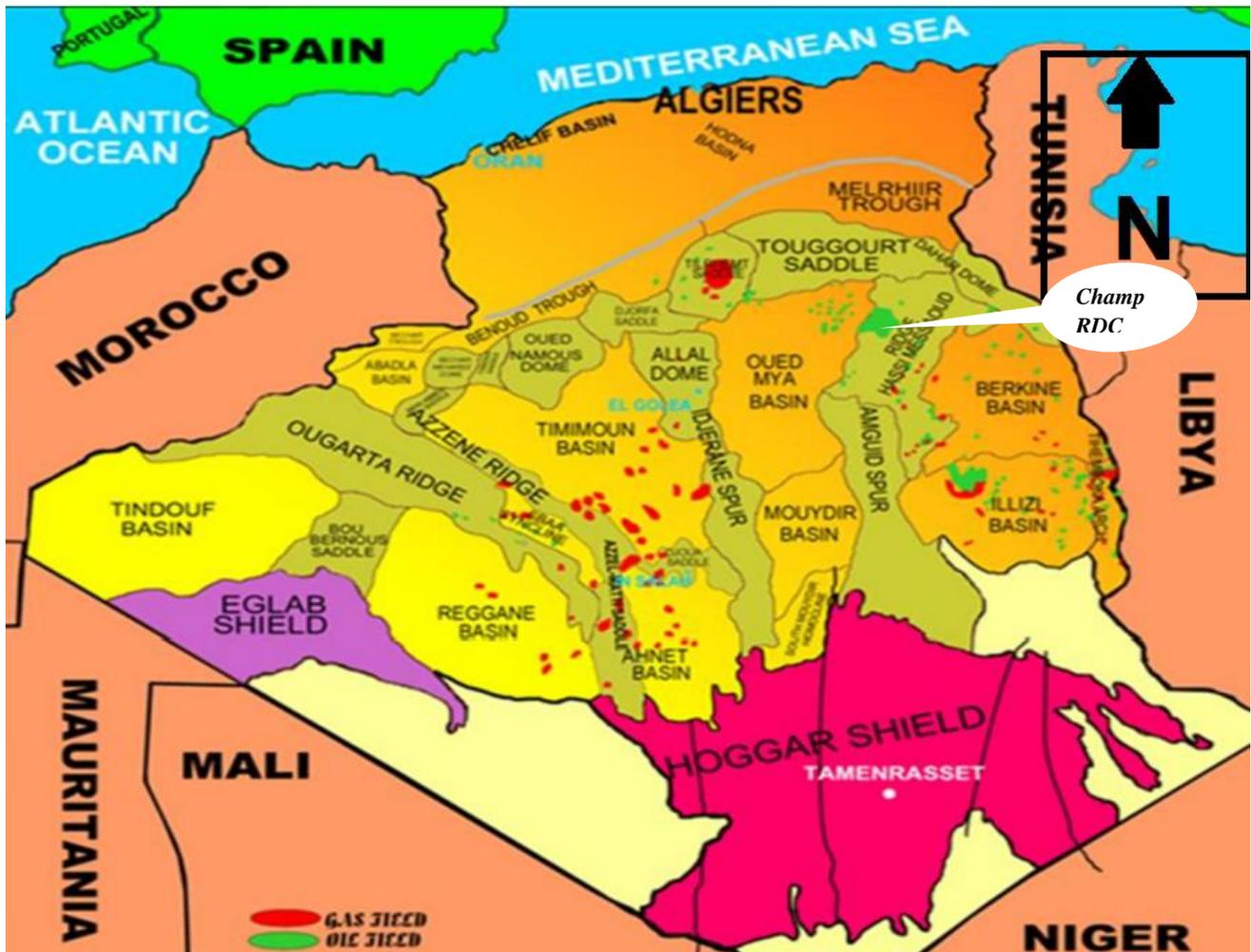


Figure 02 : Emplacement géologique de secteur d'étude.

II. Cadre géologie régional

L'histoire géologique de la plate-forme saharienne est très ancienne. Son évolution est influencée par la présence de bouclier parfois très vieux, comme le bouclier Reguibat, qui a acquis sa stabilité entre 1800 et 2000 MA, et de bouclier plus jeune comme celui de Touareg, résultant de la phase panafricaine, qui date d'environ 500 MA (WEC .2007).

La figure 03 présente les principaux domaines tectoniques régionaux et l'architecture stratigraphique de la région du Maghreb, elle montre :

- Une zone déformée au Nord de l'orogénie alpine, le long de l'Atlas tellien et saharien de l'Algérie et son maintien dans les bordures du Rif et Haut-Atlas du Maroc.
- Une région de l'ouest où la déformation hercynienne est intense qui englobe l'Ougarta et l'Anti-Atlas.

- Et une région centrale, moins déformée, largement couverte par les grands ergs sahariens, qui constitue la plate-forme saharienne.

II.1 La Litho stratigraphie de la plateforme saharienne :

La plateforme saharienne comprend un socle précambrien sur lequel repose en discordance une puissante couverture sédimentaire, structurée au paléozoïque en plusieurs bassins sédimentaires, séparés par des zones hautes (Figure 04). Actuellement ces bassins appartiennent à trois provinces pétro-gazetières de l'Ouest en Est:

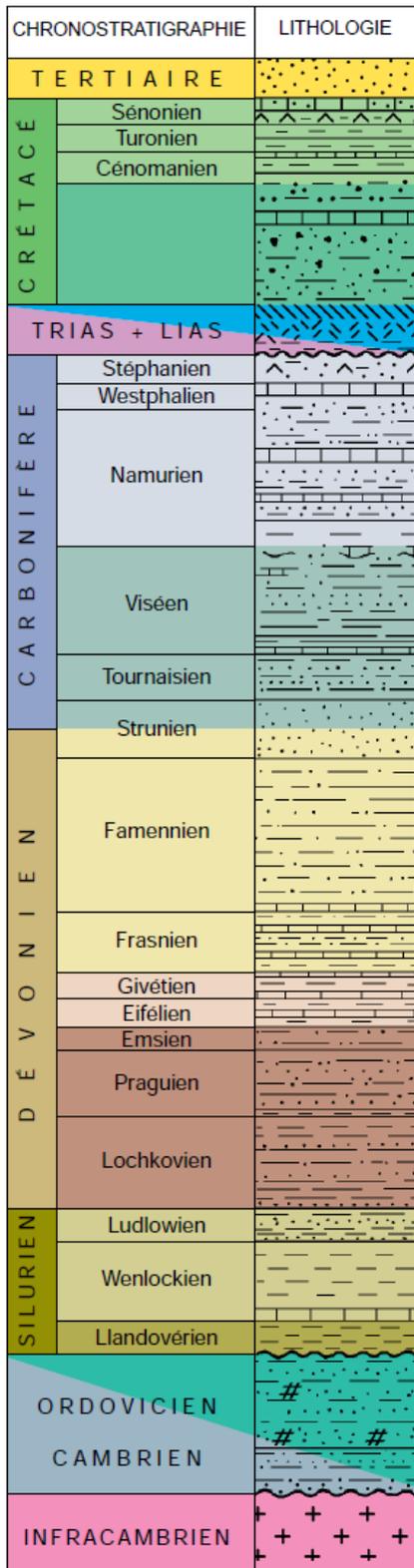
II.1.1 La province occidentale: Elle comprend les bassins de Tindouf, Reggane, Ahnet-Timimoun, Béchar, Mouydir et la cuvette de Sbâa. Ces bassins sont à remplissage essentiellement Paléozoïque (Cambrien au Namurien) et le Mésozoïque y est peut développer. la couverture sédimentaire varie de 3500 m (Reggane) à 8000 m (Tindouf).

II.1.2 La province centrale (triasique): Située dans la partie septentrionale de la Plate-forme Saharienne, la province triasique est un anticlinorium de direction E-O où les éléments majeurs suivants ont été individualisés :

- La voûte de Tirlhemt et le haut fond de Talemzane;
- le système structural de Djemâa-Touggourt;
- le système de dislocation d'El Agreb-Messaoud;
- le môle de Dahar.

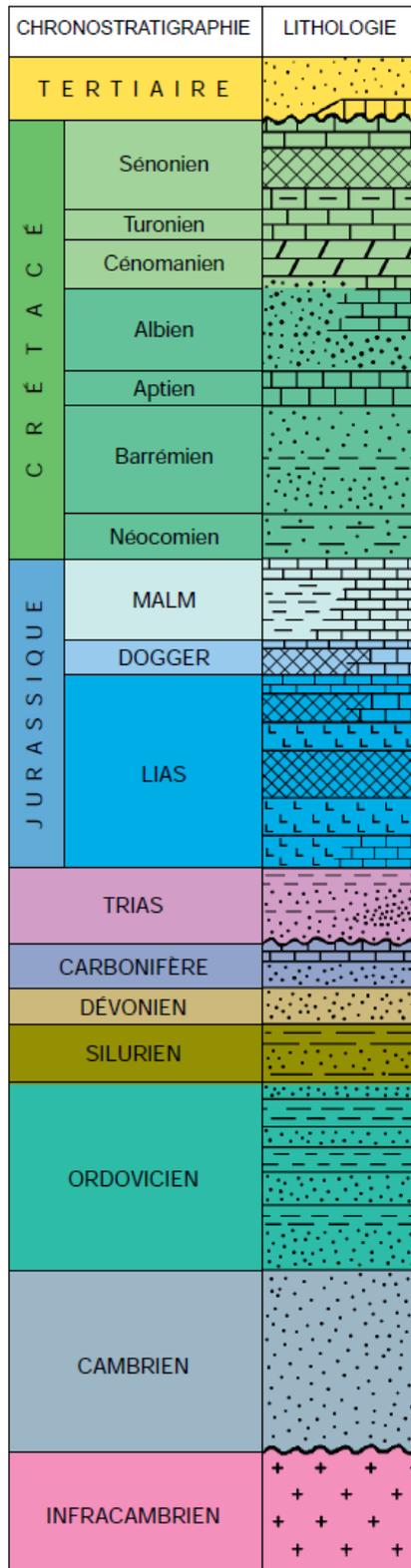
Ces éléments sont séparés par des dépressions (Oued Mya) où l'on rencontre les séries types de la province triasique. Les dépôts paléozoïques sont souvent très érodés, aussi profondément que l'Ordovicien ou le Cambrien. Le Mésozoïque, discordant sur le Paléozoïque, est présent du Trias au Crétacé. Le Cénozoïque est représenté par une série détritique du Mio-Pliocène.

II.1.3 La province orientale: Cette province, appelée synéclyse Est Algérie, se compose des bassins d'Illizi et de Ghadamès séparés par le môle d'Ahara. La série sédimentaire type discordante sur le Précambrien, présente tous les termes, du Cambrien à l'Actuel. Une série sableuse d'âge Mio-pliocène recouvre localement les formations terminales du Mésozoïque.



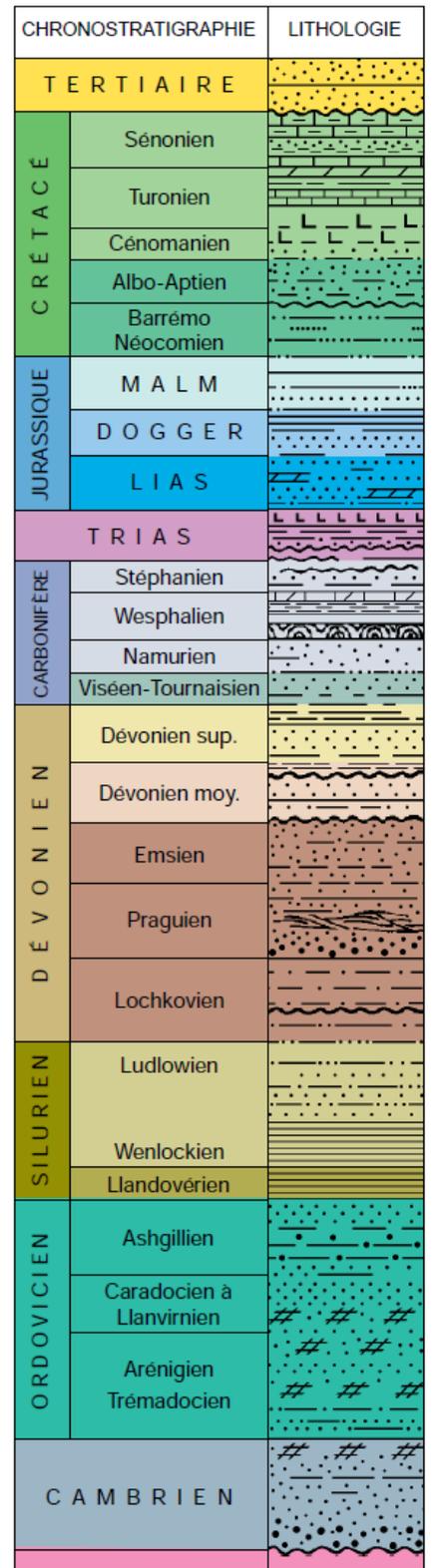
document SH/EXP

Stratigraphie de la province occidentale.
Stratigraphy of the Western Province.



document SH/EXP

Stratigraphie de la province triasique.
Stratigraphy of the Triassic Province.



document SH/EXP

Stratigraphie de la province orientale.
Stratigraphy of the Eastern Province.

Figure 03: coupe litho-stratigraphique de différentes provinces de la plateforme saharienne.

Wec 2007.

II.2 Évolution tectonique :

L'architecture actuelle de la plateforme saharienne est le résultat de plusieurs phases tectoniques intenses qui ont affecté la région au cours des temps géologiques. Dans le Sahara occidental, les mouvements de l'orogénèse hercynienne sont les principaux responsables de la déformation et de la structuration. Dans le Sahara central et Nord oriental les mouvements hercyniens et les mouvements de l'époque mésozoïque sont tous les deux responsables de la structuration.

Les principales phases tectoniques qui ont structuré la plateforme saharienne sont (Tableau 03):

II.2.1 La phase panafricaine : Au cours de cette période des accidents profonds sub-méridiens sont provoqués par une collision continentale entre le craton Ouest –africain et le bloc Est –africain.

Les grandes failles sub-méridiennes ont joué un rôle important dans la structuration et la sédimentation de la plateforme saharienne. Cette phase prend fin au cours du Cambrien et elle sera suivie d'une érosion intense.

II.2.2 La phase calédonienne :

a- La phase distensive du Cambro-Ordovicien : Cette phase est matérialisée par une variation d'épaisseur et de faciès des séries cambro-ordoviciennes et la venue importante de roches volcaniques à la faveur d'une distension importante. Celle-ci est à l'origine de l'étirement de la croûte continentale elle est accompagnée d'une subsidence tectonique et thermique.

À la fin de cette phase et après avoir hérité des phases précédentes les grandes lignes des futurs bassins de la plateforme saharienne sont bien mises en évidence.

b- Phase de compression tectonique (Caradoc) : On assiste dans cette phase à un changement de contraintes qui sont à l'origine de nouveaux mouvements compressifs, cette situation se matérialise par la formation de plis à axes Nord-Sud le long des accidents majeurs qui sont accompagné par des soulèvements régionaux.

c- Phase calédonienne tardive : Vers la fin du Silurien et le début du Dévonien, l'équilibre est à nouveau rompu par un important apport de matériel détritique provenant du Sud-Est, cette phase est caractérisée par des variations d'épaisseurs et de faciès le long des axes structuraux majeurs.

II.2.3 La phase hercynienne : La phase hercynienne semble avoir engendré les plus importants mouvements qu'a connus la plateforme saharienne. Elle est à l'origine des principales déformations (failles, flexures, grabens et horsts).

Le cycle orogénique hercynien est caractérisé par deux principales phases ;

- a- La phase précoce :* Les mouvements précoces d'âge visé semblent être responsables des bombements de type compressifs de l'Ougarta, ils se sont manifestés par les plis allongés de direction (NWSE) accompagnés par des failles inverses de même direction.
- b- La phase tardive :* Ils sont survenus à la fin du Carbonifère, ils ont provoqué l'arrêt de la sédimentation. Après des déformations intenses, une importante érosion des séries paléozoïques qui se trouvaient dans les zones hautes a eu lieu à la fin de la phase hercynienne.

La discordance hercynienne est matérialisée par une surface d'érosion qui sépare les séries paléozoïques des séries mésozoïque :

II.2.4 La phase post-hercynienne : À la fin du Trias et vers le début du Jurassique d'autres phases de plissements plus limités sont marquées par une tectonique distensive matérialisée par une variation d'épaisseur et de faciès de part et d'autre des accidents NW-SE, NE-SW et des manifestations volcaniques le long de ces failles.

II.2.1 La phase Autrichienne : Au Crétacé inférieur, la phase autrichienne est caractérisée par une tectonique compressive qui est à l'origine d'une reprise des failles inverses préexistantes et la création d'autres failles inverses de direction Nord-Sud.

Au Tertiaire, durant le Sénonien et l'Éocène, les failles de direction NE-SW se sont réactivées par la phase de compression pyrénéenne.

Tableau 01 : les phases tectonique de la plateforme saharien (Boudjema 1987 et BeicipFranlab 1975).

Phases tectoniques	Epoque d'intervention maximale	Types de Failles	Influence sur la Sédimentation
Autrichienne	-	Failles normales N-S	-
Hercynienne majeur	Carbonifère Terminal	Failles inverses NE-SW	Erosion sur les axes NE-SW
Hercynienne Précoce	Viséen	Failles inverses NW- SE	-
Calédonienne	Seluro-Devonien	Failles inverses N-S	Erosion sur les moles sub-méridien
Taconique	Caradoc-Asghilien	Failles inverses N-S	-
Cambro-Ordovicien	Cambro-Ordovicien	Failles normales N-S	Variation d'épaisseur et volcanisme
Panafricaine	Cambrien	Tectonique cassante NE-SW et NW-SE	Cratonisation du Sahara central

La couverture sédimentaire est peu épaisse (de 1000 à 1500 m). La surface du socle a un pendage doux vers le Nord. Au gradin central du synéclyse Est-algérien, sont liés la demi-dépression d'Ilizi central, le môle structural de Zarzaitine-Alrar (à l'Est) et la demi-voûte de Tin Fouyé (à l'ouest). Cette dernière est séparée de la zone horst-anticlinale de djebel Essaoui-Melen- RhourdeNouss par le sillon de Flatters. Le gradin nord, qui est le plus abaissé du synéclyse est-algérien forme la dépression de Rhadamès où l'épaisseur de la couverture sédimentaire dépasse 700 m.

II.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 ;

- La discordance Taconique 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.

On distingue de base au sommet :

II.3.1 Le socle :

Rencontré aux environs de 4000 mètres de profondeur, il est constitué de terrains méta-sédimentaires traversés par de nombreuses intrusions magmatiques (elles sont formées essentiellement de granite porphyroïde rose). L'âge des formations varie de l'Archéen à l'Eocambrien et Cambrien (R. CABY et MOUSSU, 1967 ; GRAVELLE, 1969).

II.3.2 L' infracambrien :

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

II.3.3 Le Paléozoïque :

Les formations paléozoïques reposent en discordance sur le socle ; (discordance Panafricaine).

De la base au sommet on distingue :

❖ Le Cambrien

Essentiellement constitué de grés hétérogènes, fins à très grossiers entrecoupés de passées de siltstones argileux, micacés.

On y distingue quatre (04) lithozones Ra, Ri, R2 et R3.

- Pour le champ de RDC le Cambrien n'est pas atteint

❖ L'Ordovicien

On distingue de la base au sommet quatre (04) unités lithologiques:

- **La zone des alternances** : Son épaisseur moyenne est de 20 mètres.

Désignée ainsi en raison de la présence de nombreuses passées d'argiles indurées alternant avec des bancs de quartzites fins isométriques.

- **La formation des argiles d'El-Gassi** : son épaisseur moyenne est d'environ 50 mètres.

Cette formation est constituée d'argile schisteuse, indurée présentant une couleur verte à noire, rarement rouge. Cette argile peut être glauconieuse ou carbonatée présentant une faune (graptolites) indiquant un milieu de dépôts marins.

Cette formation est surtout rencontrée sur la périphérie Ouest à Sud-Ouest du champ de Hassi-Messaoud.

- **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.

- **Les Grés d'Ouargla:**

Grés gris blanc, verdâtre et beige fin à moyen, finement micacé avec passées d'argile noire.

- **Les Argiles Micro conglomératiques:**

Argile gris foncé à noire indurée silteuse micacée à grains de quartz fin et moyen, parfois grossier.

La surface de discordance peut être marquée par la présence d'argile micro conglomératiques, ce sont des argiles noire, indurée, micacée avec traces de quartz subarrondi, translucide.

II.3.4 Le Mésozoïque :

Il est subdivisé comme suit :

➤ **Le Trias :**

Le Trias de Rhourde Chegga est constitué de **7 unités** lithostratigraphiques principales qui reposent en discordance sur les formations ordoviciennes.

- **Grès du RDC :** c'est une formation essentiellement gréseuse dont l'épaisseur varie d'un puits à un autre, elle est entre 2m à 20m, c'est un grès, 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.
- **La série inférieure argileuse :** série constituée surtout d'argiles brun à brun rouge, son épaisseur varie entre 10 et 30m, parfois on note la présence d'un banc dolomitique mélimétrique (3 à 5m). La base de cette série est gréseuse.
- **Trias T1 :** alternance de grès, gris blanc, fin à moyen à ciment silico-argileux, parfois dolomitique et des niveaux silteux gris à gris-verts. L'épaisseur moyenne de cette formation est de 50m.
- **Trias Argilo-Gréseux: 3564 à 3622m :** ensemble argilo-gréseux constitué de grès brun rouge fin à siltstones et de laminations d'argile micacée.
- **Trias T2 :** niveau dolomitique d'environ 10m d'épaisseur.
- **Trias argileux (G30):** formation argileuse, localement silteuse et salifère dont l'épaisseur moyenne est de 25m.
- **Trias salifère (G20) :** sel massif blanc avec des passées d'argiles brun rouge dont l'épaisseur moyenne est de 100m.

➤ **Le Jurassique :** son épaisseur moyenne est de 340 mètres.

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

➤ **Le Lias :** son épaisseur moyenne est de 300 mètres.

Le passage du Trias au Lias est caractérisé par une zone de marne dolomitique connue sous le terme de l'horizon "B" qui est un repère sismique. Le Lias est subdivisé en cinq (05) niveaux bien distincts s'alternant entre eux sur toute l'épaisseur qui sont :

- **Le Lias dolomitique (LD3):** Son épaisseur moyenne est de 30 mètres.

C'est un calcaire dolomitique ou argileux, dolomie argileuse et argiles brunes rouges anhydritique.

On note la présence d'un banc d'argile de 6 à 10 m d'épaisseur à la base.

- **Le Lias Salifère (LS2):** Son épaisseur moyenne est de 65 mètres.

Il y a un banc de 5 m d'épaisseur de Sel blanc massif au sommet.

La formation est un Sel blanc massif à intercalations d'argiles brun rouges plastiques.

- **Le Lias dolomitique (LD2):** Son épaisseur moyenne est de 55 mètres.

On a un banc de dolomie de 5 à 6 m au sommet. Et un banc de 2 à 3 m d'épaisseur à la base.

La formation est un alternance d'anhydrite blanche ou grise compacte d'argiles versicolores et de bancs de dolomie grise ou beige vacuolaire.

- **Le Lias salifère (LS1):** Son épaisseur moyenne est de 95 mètres.

Il existe un banc d'anhydrite de 4 à 5 m d'épaisseur au TOP. Et de 7 à 10 m à la base.

L'ensemble est un alternance de sel blanc, d'anhydrite blanche à grise, et d'argile à anhydrite ou dolomitique.

- **Le Lias dolomitique (LD1):** Son épaisseur moyenne est de 75 mètres.

Il y a un banc d'argile de 4 à 5 m d'épaisseur au sommet, et à la base.

La formation est constituée d'alternance d'anhydrite et de dolomie.

- **Le Dogger:** son épaisseur moyenne est de 320 mètres.

Le Dogger est subdivisé en deux (02) formations; le Dogger lagunaire à la base et le Dogger argileux au sommet :

- **Le Dogger lagunaire:** Son épaisseur moyenne est de 225 mètres.

C'est l'alternance d'anhydrite compacte blanche à grise, d'argile, marne et de dolomie argileuse grise.

Le D. Lagunaire est topé suite apparition du 1^{er} banc d'anhydrite.

- **Le Dogger Argileux:** Son épaisseur moyenne est de 105 mètres.

C'est une série d'argiles bariolées silteuses ou dolomitiques, à fines passées de marnes dolomitiques et de calcaire argileux.

- **Le Malm:** Son épaisseur moyenne est de 225 mètres.

Il est caractérisé par les dépôts d'argile et de marne avec des intercalations de bancs de calcaire et de dolomie accompagnées de quelques traces d'anhydrite.

- a. **Le Crétacé:** Son épaisseur moyenne est de 1620 mètres.

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

- **Le Néocomien:** Son épaisseur est de 182 m et confond deux niveaux :

A la base un terme gréseux constitué de grés et de quelques passées d'argile avec des passées de grés, au sommet un terme argileux représenté par des argiles avec de nombreuses intercalations de calcaire et de dolomie.

- **Le Barremien :** Son épaisseur moyenne est de 280 mètres.

Il est formé de grés fins à moyens carbonatés à plages d'anhydrite, alternant avec des niveaux d'argile gréseuse et dolomitique.

- **L'Aptien:** Son épaisseur est de 25 mètres.

Il est représenté par deux bancs dolomitiques encadrant un niveau argileux.

La limite Aptien-Barremien coïncide avec la barre Calcaire-Dolomitique qui représente un bon repère sismique.

- **L'Albien:** Son épaisseur moyenne est de 350 mètres.

Constitué de grés et de sable fin, avec des intercalations d'argile silteuse, il constitue une immense nappe aquifère.

- **Le Cénomaniens:** Son épaisseur moyenne est de 145 mètres.

Alternance d'anhydrite et d'argile brun-rouge, de marne grise et de dolomie. La limite Cénomaniens-Albien coïncide avec le passage des séries évaporitiques aux séries plus gréseuses de l'Albien.

- **Le Turonien:** Son épaisseur moyenne varie de 70 à 120 mètres.

Alternance de calcaires dolomitiques et calcaires argileux, calcaires dolomitiques et calcaires crayeux, au sommet apparaissent les bancs de calcaires. Le Turonien correspond à une nappe d'eau salée.

- **Le Sénonien:** Son épaisseur moyenne est de 450 mètres.

A la base, une série lagunaire présentant des bancs massifs de sel et des alternances d'anhydrite, dolomie et d'argile grise.

Au sommet une série carbonatée présentant des bancs de calcaire dolomitique argileux et des bancs d'anhydrite, il se subdivise comme celui-ci :

- **Le Sénonien Salifère:** Son épaisseur moyenne est de 140 mètres.

Le sénonien salifère est topé suite apparition d'un banc d'anhydrite d'environ 10 m d'épaisseur, et se termine par un autre banc d'épaisseur identique.

Il est constitué des Sels massifs blancs encadrés d'anhydrite et comportant des argiles salifères ou anhydritiques.

- **Le Sénonien anhydritique:** Son épaisseur moyenne est de 205 mètres.

Le sénonien anhydritique est topé suite apparition de l'anhydrite.

Il se représente par l'anhydrite massive et marne ou argiles dolomitique dans les premières 70 m, pour le reste : des séries de marne dolomitique, des argiles grises à verdâtres, une dolomie argileuse grise à rares intercalations d'anhydrite blanche.

- **Le Sénonien Carbonaté:** Son épaisseur moyenne est de 105 mètres.

Le sénonien carbonaté est topé suite apparition d'un banc d'anhydrite massive blanche d'environ 15 m d'épaisseur.

La formation est constituée par l'anhydrite massive blanche au sommet et dolomie argileuse, marne dolomitique à la base.

II.3.5 Le Cénozoïque: Son épaisseur moyenne est de 360 mètres.

Il est constitué de calcaire dolomitique à l'Eocène et d'un recouvrement de type sableux au Mio-Pliocène :

- a. **L'Eocène :** (Epaisseur moyenne 122m)

Formé de Dolomie blanche, dolomie calcaire ou argileuse blanche à grise, localement à silex.

b. Le Mio-pliocène : (Épaisseur 240m)

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.

		AGES	Lithologie	Ep	DESCRIPTION LITHOLOGIQUE	
CENO	MIO - PLIOCENE			239	sable silico-carbonaté	
	EOCENE			120	calcaire dolomitique	
CRETACE	SENONIEN	Carbonaté		180	Calcaire dolomitique, passées anhydrites	
		Anhydritique		220	Dolomie, anhydrite et calcaire blanc	
		Salifère		140	Sel massif avec passées argiles dolomitiques	
		TURONIEN		115	Calcaire avec passées d'argiles à la base	
	CENOMANIEN		145	Anhydrite, dolomie parfois argileuse		
	ALBIEN		360	Grès argileux à silico-argileux		
	APTIEN		24	Dolomie calcaire avec passées de marne		
	BARREMIEN		270	Grès, argile silto-sableuse et dolomie		
	NEOCOMIEN		180	Argile carbonatée avec passées de grès		
	JURASSIQUE	MALM			225	Argile silteuse, grès argileux et anhydrite
		DOGGER	Argileux		100	Argile dolomitique, grès argileux et anhydrite
			Lagunaire		110	Anhydrite, passées d'argile et dolomie
		LIAS	LS1		350	Anhydrite passées d'argile dolomitique
LS2				64	Sel massif, anhydrite, passées d'argile	
Horizon B				37	Calcaire argileux, argile et anhydrite	
S1- S2				268	Sel massif blanc, Argiles et anhydrite	
S3				210	Sel massif, Argile brune et grise	
G10				100	Argile brun rouge et verdâtre, sel	
TRIAS		G20 (S4)		110	Sel massif, passées d'argile brune	
	Argileux		35	Argile silteuse, Anhydrite, dolomite		
	T2		80	Dolomie au sommet, argiles et grès		
	Grès T1		20-30	Grès fins, argile indurée, passées de dolomie		
	Volcano-Sédimentaire		50-90	Roches éruptives à passées d'argile		
	Série inf "Grès de RDC"		20	Grès blancs fins avec passées d'argiles		
ORDOVICIAN	Argiles		50	Argiles avec grès microconglomératique		
	Microconglomerat		0-20	Grès silico-argileux		
	Grès d'El Golea		25	Grès quartzitique silico-argileux et argiles silteuses		
	Grès de Ouargla		0-75	Grès silico-argileux à quartzitique		
	Quartzites Hamra		25	Grès glauconieux, passées d'argile		
	Grès d'El Atchane		107	Argile à passées de grès		
	Argiles d'El Gassi		24	Alternance d'argile et grès.		
	Zone Des Alternances		46	Grès Isométriques avec pyrite et lignite		
CAMBRIAN	Ri		125	Grès anisométrique avec joints d'argile		
	Ra		100	Grès microconglomératique		
	R2		370	Grès grossier, conglomératique		
	R3		45	Grès Argileux rouge		
INFRA-CAMBRIAN			-	Granite porphyroïde rose		
SOCLE			-	Granite porphyroïde rose		

Figure 04 : Coupe litho-Stratigraphique du champ RDC.

II.4 Aspect structurale

Sur le plan structural, 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'Orogénie hercynienne.

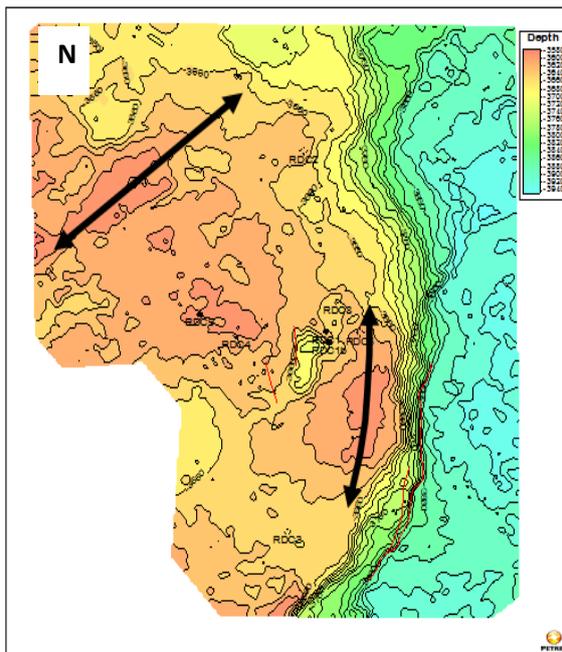
Les failles soient s'achèvent vers le haut à la discordance Hercynienne ou s'étendent dans les formations Triasiques en raison de la réactivation tectonique.

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, est visible au nord-ouest du puits RDC-2. 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 déconcerte Hecynienne.



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

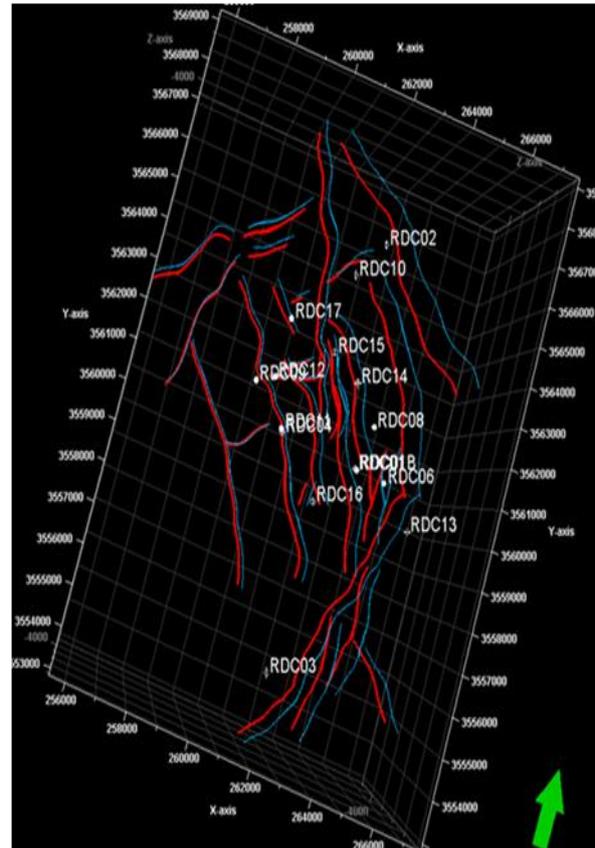


Figure 05 : Carte structurale de champ de RDC (PED & Schlumberger 2009).

III Système pétrolier

III.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).

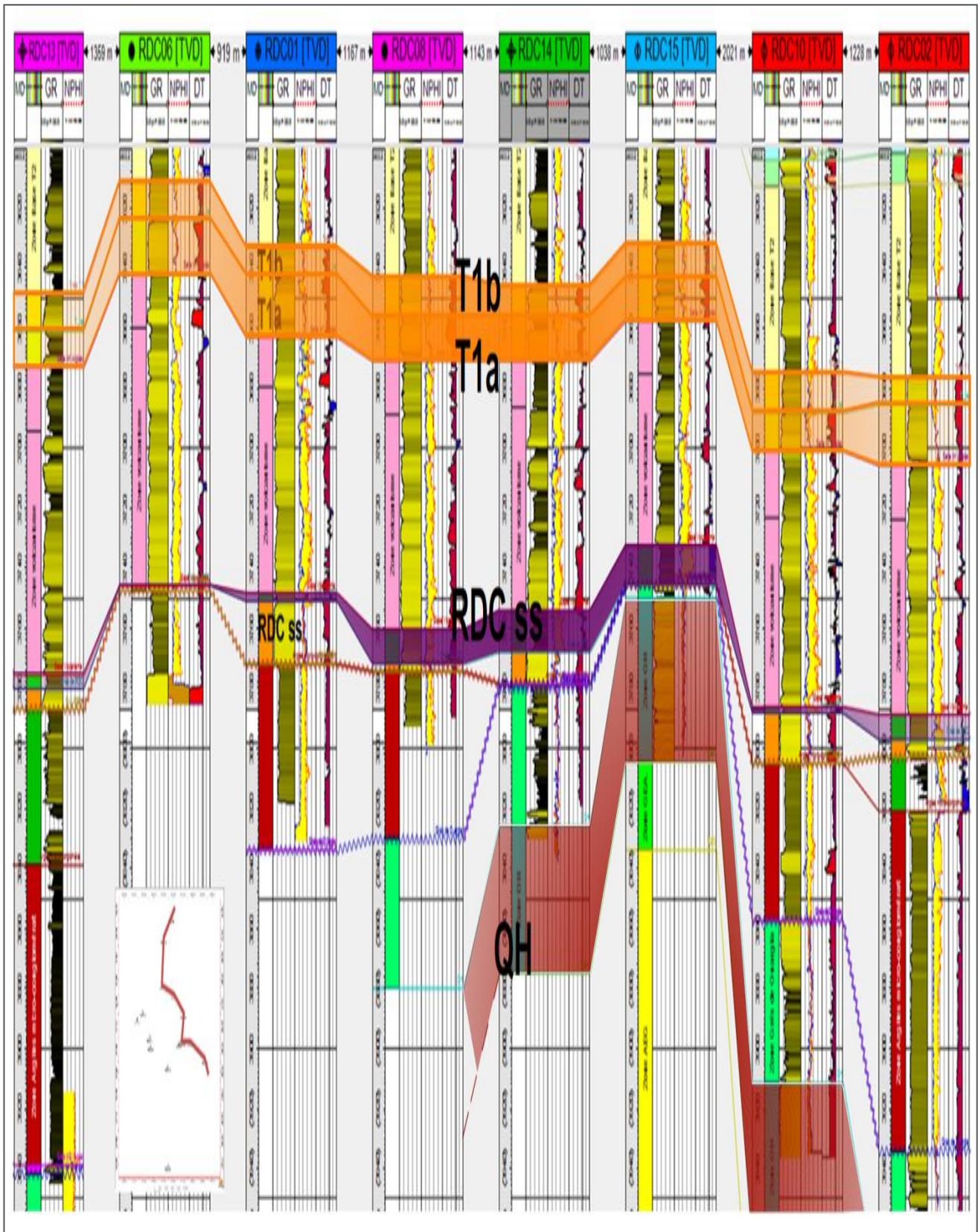


Figure 06 : Correlation des logs des puits de champ de RDC représente les trois réservoirs de champ RDC.

• **Play Ordovicien**

La discordance taconique 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, la discordance taconique est matérialisée par une érosion due essentiellement à un rabotage glaciaire.

L'unité allant du Trémadoc au Caradoc, c'est-à-dire tout l'Ordovicien Inférieur, comprend deux cycles transgressifs-régressifs :

- un cycle Trémadoc-Aréniq inférieur : formations déposées en milieu marin peu profond à fluviatile.
- un cycle Aréniq moyen-Caradoc, tronqué par endroits par la discordance taconique, comprenant les quartzites de Hamra, les grès de Ouargla, les argiles marines d'Azzel et les grès deltaïques à littoraux de l'Oued Saret.

➤ **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

• **Play Trias**

La caractérisation pétrographique et pétrophysique du réservoir triasique est l'un des soucis majeurs. En effet, aux problèmes de discontinuité latérale des corps gréseux, il y a lieu de rajouter les problèmes de compaction en relation directe avec les phénomènes de diagenèse, ainsi que d'autres facteurs tels que la dissolution et l'altération des minéraux.

❖ **Sédimentologie**

Les séries continentales du Trias moyen sont les premières à se déposer sur la discordance hercynienne. Les dépôts du Trias se concentrent dans des dépressions orientées nord-est/sud-ouest. La série sédimentaire est caractérisée par une importante formation évaporitique qui s'étale du Trias terminal au Dogger, et par des dépôts volcano-détritiques et lagunaires. Le bassin triasique occupe une très vaste dépression (plus de 200000 km²), dont le remplissage a donné naissance à une très grande variété de faciès, en fonction de leur lieu de sédimentation et de leur éloignement par rapport

aux différentes sources d'apport. En général, les dépôts sont franchement continentaux (fluviaux) à la base de la série et deviennent de plus en plus fins et évaporitiques vers le sommet.

➤ **Réservoir Grès RDC**

Après l'érosion et le démantèlement hercynien des vallées ce sont créés propices au dépôt des grès fluviaux 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 10md et une porosité de 7 à 10%.

➤ **Le réservoir du Trias T1:**

Les grès du T1 ont été déposés dans un milieu de chenaux fluviaux (en tresse) de direction NNE et comprend deux cycles gréseux de chenaux grano-décroissants séparés par les dépôts de levés, plaine d'inondation et de paléosol. Ces dépôts constituent une bonne barrière de perméabilité entre le Ta et le T1b. La perméabilité du réservoir T1, varie entre 0.1md et 4md, pour une porosité moyenne de l'ordre de 7 à 12%.

III.2 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 Amguid-Hassi Messaoud.

III.3 Roches mères

Le Silurien est le principal niveau roche mère dans les bassins de l'Oued Mya et Amguid-Messaoud, grâce à un niveau basal d'argiles radioactives gris noir à noires très riche en matière organique. Quelques régions en sont dépourvues par suite de l'érosion hercynienne.

Ce niveau présente une excellente richesse au nord et à l'ouest du dôme de Hassi Messaoud. Il est généralement moins épais à l'est et au nord qu'à l'ouest (Oued Mya) où il atteint 60 m en moyenne.

L'époque de génération d'huile daterait de la fin du Jurassique-début du Crétacé pour la région orientale (GEA, EAT), et essentiellement du Crétacé pour la région occidentale. Elle est cénomaniennne (90 MA) pour la bordure proximale, et aptienne (110 MA) pour la bordure distale. Vers les parties centrales des bassins de Berkine et de l'Oued Mya, la maturation serait liée à l'enfouissement atteint à la fin du Paléozoïque, d'où une génération d'huile datant de la fin du Dévonien-début du Carbonifère.

III.4 Roches couvertures :

Le môle d'Amguid-Messaoud comprend plusieurs niveaux de roches couvertures qui varient en âge et en faciès. Les argiles d'El Gassi assurent la couverture des réservoirs cambriens et sont réparties sur toute la plate-forme saharienne. L'étanchéité du réservoir quartzites de Hamra dans l'Ordovicien est assurée par les argiles d'Azzel.

Les couvertures les plus étanches sont constituées par les dépôts argilo-évaporitiques du Trias et du Lias.

C **HAPITRE 2 :** **SEDIMENTOLOGIE,** **PETROGRAPHIE ET** **MILIEUX DE DEPOTS**

L'étude 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 étude est réalisée sur les carottes des puits RDC1-bis, RDC-9, RDC-15, RDC-16 et RDC18. On a utilisé toutes les études précédentes, déjà réalisées dans le champ. Une synthèse pétrographique et diagénétique est établie à partir de toutes les analyses déjà effectuées sur les puits du champ RDC.

II. 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.

Tableau 02 : Intervalles des carottes décrites

NIVEAU	Puits	N° Carotte	Intervalles décrit(m)
Grès T1	RDC-9	1 et 2	3616 - 3669
	RDC-15	1 et 2	3627.85 - 3653.10
	RDC-16	2	3660 – 3685
Grès RDC	RDC-1bis	13, 14 et 15	3753 – 3774
	RDC-9	5	3736 - 3744
	RDC-10	3	3793 – 3783
	RDC-15	4 et 5	3739.5 – 3748
Quartzite Hamra	RDC-9	5	3744 – 3757
	RDC-15	6	3752 - 3790.5
	RDC-18	2 et 3	3730 – 3784

I.1 Le grès T1

Il est présent dans tous les puits, son épaisseur varie entre 21 à 43 m, il représente essentiellement des alternances des grès gris blanc, fin à moyen à ciment silico- argileux, parfois dolomitique et des niveaux silteux gris à gris –verts,

❖ **Puits RDC-9 :**

✚ De 3616 à 3634 m

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

✚ 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.

❖ **Puits RDC-15 :**

✚ De 3627.85m à 3634m

Un grès beige, moyen à fin, a ciment siliceux, et stratifications subhorizontales avec des fissures subhorizontales par endroit, remplis de bitume, et présence de quelques films d'argile.

✚ De 3650m à 3653.10m

Le deuxième intervalle présente un grès beige a gris beige, moyen a fin a ciment silico-bitumineux, marqué par la présence de quelques fissures sub-horizontales.

❖ **Puits RDC-16**

✚ De 3660m à 3685m

Un grès beige a jaunâtre fin a moyen, d'un ciment silico-argileux a argileux par endroit et très rarement argilo bitumineux. Nombreux films d'argile jaunâtre sont observés.



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 07 : Photos des carottes de réservoir T1

I.2 Grès RDC

Il 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.

❖ Puits RDC-1 bis:

📍 De 3753 à 3774m

Puits situé dans la partie centrale du champ, il présente une épaisseur importante des grés du RDC **21m**, situé à une profondeur de 3753m (côte sondeur), cette formation repose directement sur les Argiles microconglomératique de l'Ordovicien.

Grés gris à gris verts, blanc à beige au sommet, fin à moyen à ciment silico-argileux avec des grains subarrondis. C'est un niveau généralement friable mais compacte par endroits. Cette formation devient très fin au sommet avec des passées de silts centimétriques, gris à gris verts ,importantes.

Il existe une stratification légèrement visible, des laminations planes à la bases et au sommet, de rares stratifications en auges.

Présence de plages de silice ou nodules importantes, ces nodule sont parfois oxydées.

La fissuration est rares, présence de quelque fissures, sub horizontales remplies d'argiles vertes(glauconies)et de rares microstylolithes.

❖ 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 oxydées ou remplies de bitumes La fissuration est subhorizontale fermées remplies d'argile ou de bitumes, elle est plus au moins importantes.

❖ **Puits RDC-10 :**

📍 De 3783 à 3793m

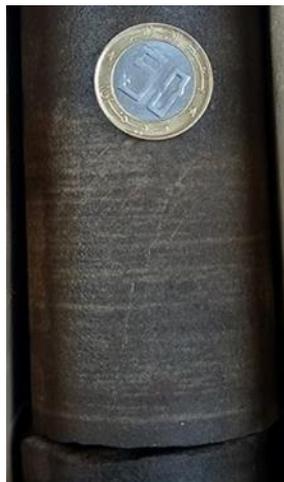
Puits situé dans la partie nord du champ, il présente **17m** des Grés du RDC, situés à une profondeur de 3783.5m. C'est un grés gris à gris blanc, fin à moyen, à ciment silico- argileux. Niveau généralement compact, friable ou altéré par endroits, localement oxydé. Il présente des plages de silice importantes. La stratification est généralement plane. La fissuration est rare. Cette formation repose directement sur les Argiles micro-conglomératique de l'Ordovicien

❖ **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 importante elle est subverticale ou subhorizontale, fermées, remplies d'argiles, de silice ou de bitumes.



RDC-9 3744m
un grés- quartzite
fissuré
contient des nodules
oxydés ou remplis
de bitumes



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 08 : Photos des carottes de réservoir Grès RDC

I.3 Quartzite Hamra

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. Les fissures sont sub-horizontales à sub-verticales.

❖ **Puits RDC-9**

📍 De 3744 à 3757m

Il présente un grès quartzite noir fin à ciment siliceux par fois rouge ferreux, il est alterné par nombreuses passées de silt-stones d'épaisseurs centimétriques à décimétrique, quelques films d'argiles ainsi que quelques joints stylolitiques.

❖ **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 stylolitiques 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,

❖ **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 stylolitiques, 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.



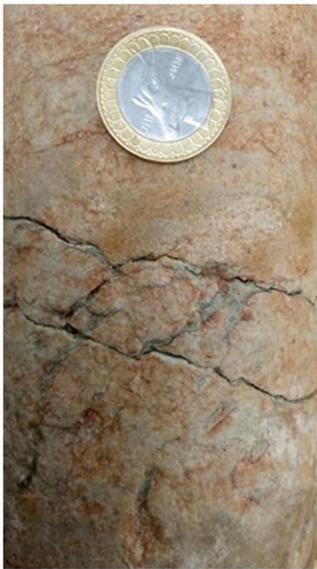
RDC-15 3744m

Grès quartzite impégné d'huile contient des fissures fermées et remplies (la pyrite a cause de l' existence des oxyde de ferre Fe_2O_3)



RDC-15 3752m

Grès quartzite beige, oxydé au niveau des fissures sub-horizontales



RDC-15 3745m

Grès quartzite beige rouge contient des joints stylolitiques



RDC-18

Grès quartzite blanc à gris a des Tigillites

Figure 09 : Photos des carottes de réservoir QH

II. Aperçue Petrographique

L'étude pétrographique est basée sur les observations au microscope optique polarisant des plaques minces, confectionnées à partir des échantillons des puits du périmètre Rhourde Chegga (Tableau 1), prélevés par les différents niveaux réservoirs. Elle consiste à la détermination et la quantification de phases minérales présentes (détritiques et diagénétiques), l'appréciation de la texture, l'estimation de la porosité et la détermination de son origine, et finalement la mise en évidence des principales transformations diagénétiques ayant affecté la roche.

Tableau 03 : répartition des échantillons analysé

<i>NIVEAU</i>	<i>PUITS</i>	<i>COTE DE L'ECHANTILLONNAGE(M)</i>
GRES RDC	RDC-1bis	3756.60m
		3763.50m
		3770.65m
	RDC-6	3757,90m
	RDC-12	3744.50m
		3751.60m
RDC-14	3761.50m	
	3765.30m	

II.1 Description pétrographique et diagénétique

➤ Grès de RDC

✚ Puits RDC-1bis : Echantillons des côtes « 3756.6m, 3763.5m, 3770.65m »

Les échantillons analysés des Grés du RDC du puits RDC-1 bis montrent un grés moyen, les grains sont subarrondis à arrondis avec un classement généralement moyen à bon, composé essentiellement de quartz présentant un contact généralement droit avec un effet négligeable de pression dissolution ou concavo-convexe. Présence de minéraux argileux (kaolinite) et de trace de bitume. Les grains de quartz sont cimenté par de silice, localement le ciment est argileux, anhydritique, parfois carbonaté (**Fig.10**).

La porosité est généralement présente, environ 7% ,elle est soit primaire ou secondaire résultante de la dissolution partielle du ciment carbonaté.

✚ Puits RDC-6 : Echantillon de la côte « 3757.9m »

Grès moyen avec des grains arrondis à subarrondis avec un contact tangentiel, localement concavo-convexe présentant un faible effet de pression dissolution. Les grains présentent un classement moyen à bon (**Fig.10**).

Les grains de quartz sont généralement cimentés par la dolomie. Le nourrissage des grains est très faible. Les minéraux argileux sont rares (**Fig.10**).

La porosité est faible (1%).

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 700µm. 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.

▪ 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, subanguleux à anguleux et à contacts droits à concavo-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.

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 subarrondis 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 détritique.

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.

▪ **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%.

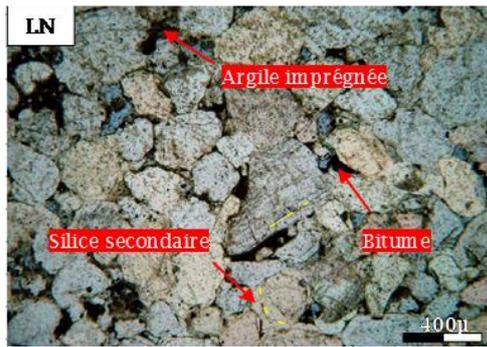


Photo : 01 côte : 3756.60m

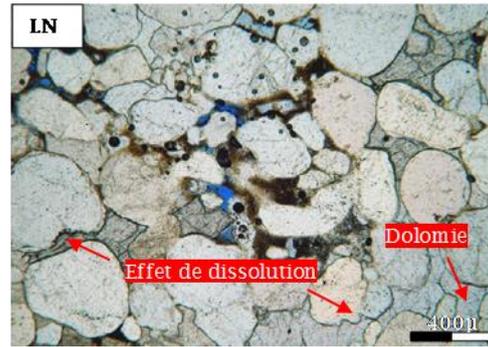


Photo : 02 côtes : 3757.90m

Puits RDC-1 bis,

Ph-01 : grès moyen, moyennement à bon classé, silico-carbonaté et -argileux et poreux.

Puits RDC-6,

Ph-02: Grès moyen, moyennement classé, avec des grains arrondis à subarrondis avec un contact tangential

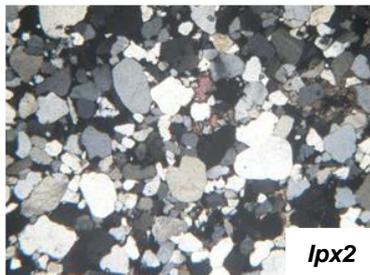


Photo : 03 côte : 3744.50m

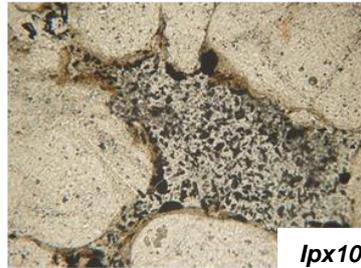


Photo : 04 côte : 3744.50m

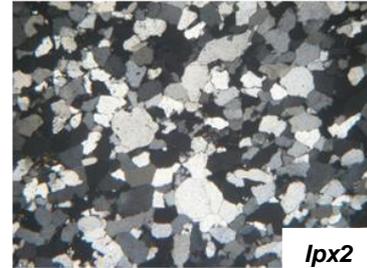


Photo : 05 côtes : 3751.60m

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.

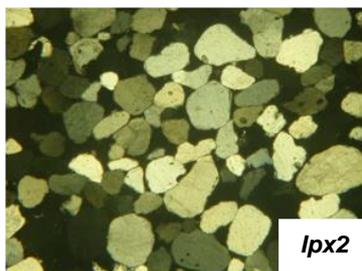


Photo : 06 côtes : 3761.50m

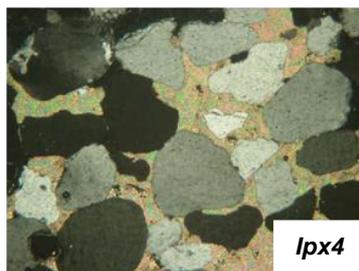


Photo : 07 côtes : 3761.50m

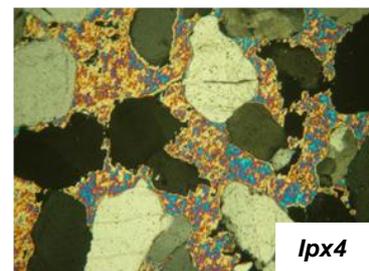


Photo : 08 côtes : 3765.30m

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.

Photo : 08 Mise en évidence du ciment anhydritique

Figure 10 : Photos de lame minces des Grés du RDC

III.3 Paléogéographie et Paléoenvironnement

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 et diagénétiques et enfin la corrélation des logs. 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.1 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 comme la description détaillée des carottes on peut déduire les stratifications entrecroisées qui indiquent un milieu de dépôts fluviaux (des paléo-fleuvesetc.) .

a) Milieu de dépôt 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 alternance 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 fluvial (fluvio-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.

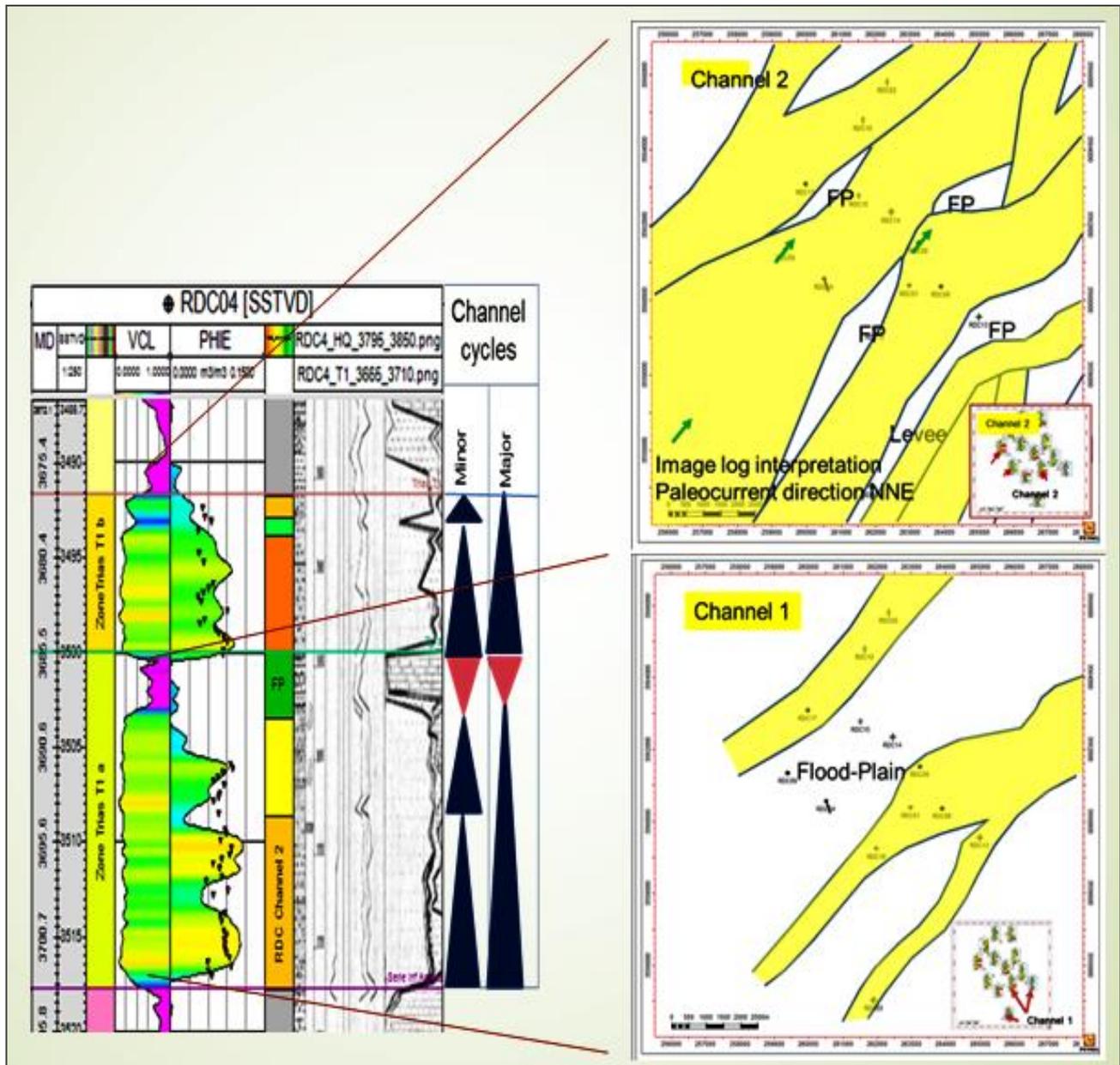


Figure 11 : Carte montrant les trends des chenaux de grès T1.

b) Milieu de dépôt grès RDC

La reconstitution de l'environnement de dépôts des Grés du RDC est difficile à cause des séquences réduites de ce dépôts et aussi à cause de l'effet diagenétique 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 (**figure 20**). Au cours du Trias, après cette pénianation hercynienne, un chenal principal, de direction SW-NE à SSE- NNW, c'est développé sur les Argiles microconglomératique et les Grés 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 Grés du RDC.

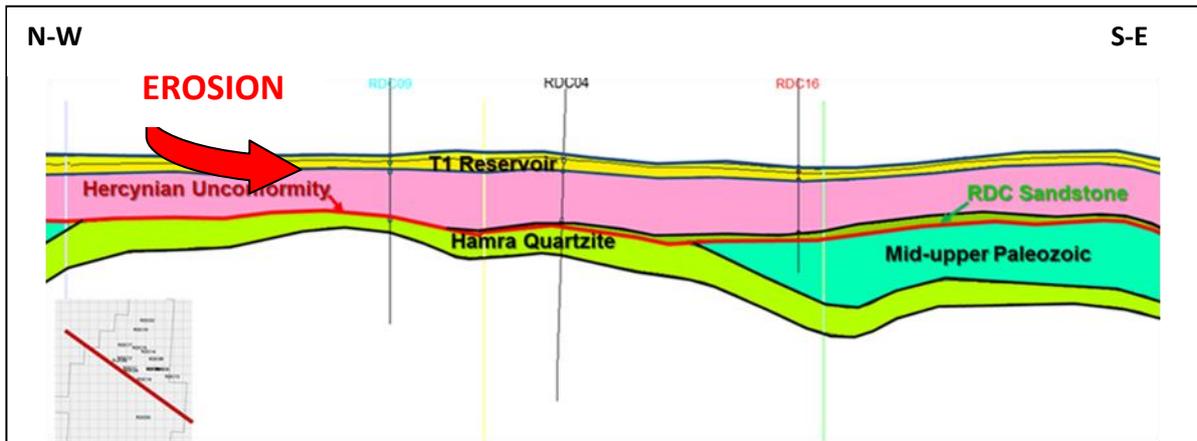


Figure 12 : Coupe représente les niveaux réservoirs de Rhourde chagga.

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 fluviatile

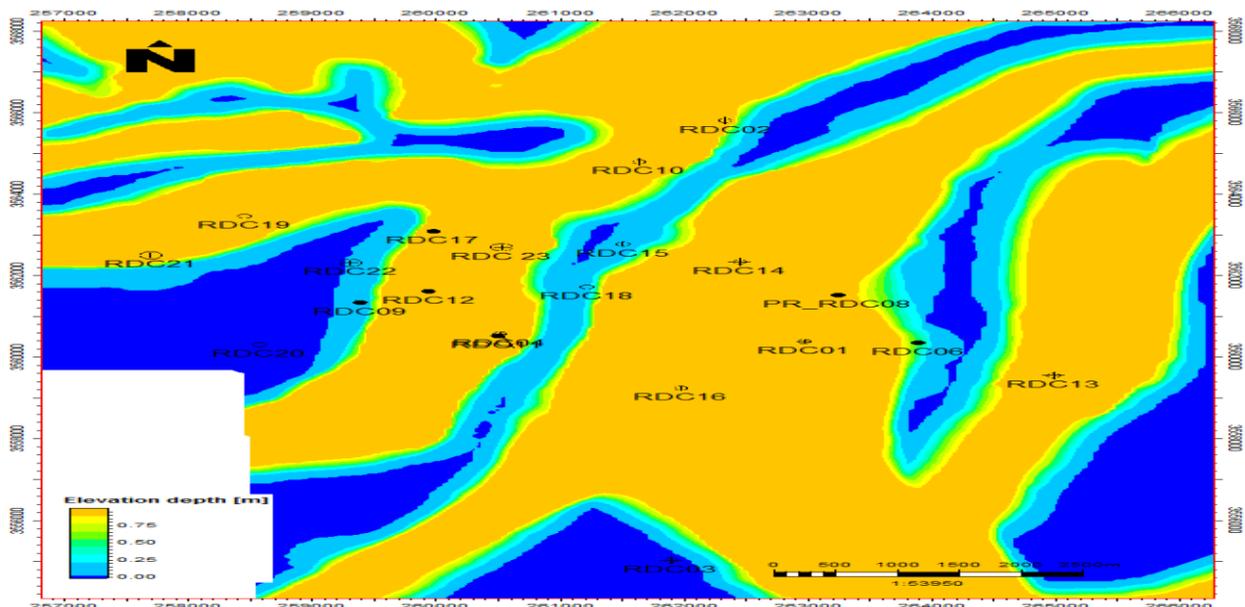


Figure 13 : Carte montrant les trends des chenaux de Grès RDC

C). Milieu de dépôt de QH

Les Quartzite grés de QH sont d'une granulométrie essentiellement fine à ciment siliceux, compact, d'une morphoscopie sub-anguleuse à anguleuse, des fois à sub arrondie, 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.

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.

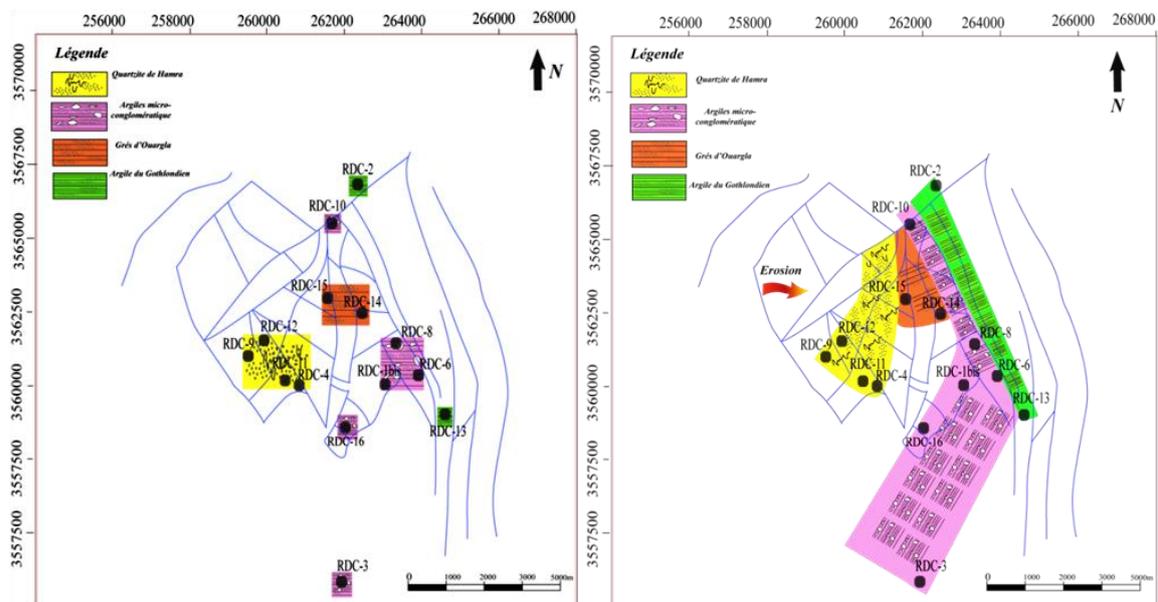


Figure 14 : Carte schématique de litho-faciès du champ RDC, au Trias, après l'érosion hercynienne.

A partir la description détaillée des carottes (échelle macroscopique) ; On a fait l'analyse pétrographique et diagénétique des échantillons sur la lame mince (échelle microscopique) ; pour obtenir le paléo-environnement et enfin la connaissance du milieu de dépôt.

C

HAPITRE 3 :

PROPRIETES

PETROPHYSIQUES

ET QUALITE DES

RESERVOIR

I. Caractéristiques pétrophysiques des roches réservoirs

Les caractéristiques pétrophysiques des roches magasins (réservoirs) s'expriment fondamentalement en termes de porosité et de perméabilité, dont les relations sont complexes. (*PERRODON, 1985*) ainsi que la saturation.

Le champ d'étude contient trois réservoirs de nature gréseuse. L'étude de leurs propriétés pétrophysiques et volumétriques constitue un important objectif dans l'exploration et la production pétrolière. En effet pour comprendre et prévoir les qualités de la production d'un réservoir, il est nécessaire de connaître les propriétés pétrophysiques (porosité et perméabilité), de repérer les discontinuités naturelles, et d'identifier les processus géologiques qui favorisent leur amélioration.

Les études de PVT et le comportement d'équilibre de phase des fluides de réservoir sont nécessaires aussi pour caractériser ces fluides et évaluer leurs performances volumétriques à différents niveaux de pression.

La présente étude se porte sur la caractérisation pétrophysique des réservoirs du champ Rhourde Chegga à l'aide des techniques d'analyses statistiques des données mono-variées ; (perméabilité moyenne, porosité moyenne, la saturation moyenne et, les épaisseurs totale et utiles).

I.1 La porosité

La porosité représente l'ensemble des vides (ou pores) pouvant être occupé par un fluide liquide (eau, pétrole ou gaz). Elle détermine directement la quantité de pétrole pouvant s'accumuler dans le réservoir.

Elle est obtenue soit à partir de mesures sur carottes, soit à partir des diagraphies. (*COSSE, 1988*).

- **Mesures sur carottes**

On a :

$$\phi = \frac{V_P}{V_T} = \frac{V_T - V_S}{V_T} = 1 - \frac{V_S}{V_T}$$

- V_T : volume total ;
- V_S : volume de solide ;

Où

- V_P : volume des pores utiles ;

- **Classification de la porosité**

On peut distinguer deux classes de porosité :

a) La porosité absolue \emptyset : qui représente la porosité totale sans prendre en compte l'interconnexion des pores,

b) La porosité utile (effective) \emptyset_e : qui correspond aux pores reliés entre eux. C'est cette porosité qui nous intéresse car elle permet la circulation des fluides se trouvant dans les vides. Elle est donnée par l'expression suivante :

$$\emptyset_e = V_{pc} / V_t$$

Où: V_{pc} est le volume des pores reliés entre eux.

Les porosités des réservoirs pétroliers varient de 5 à 30%, mais la plupart fréquemment entre 10% et 20% (tableau ci-après). Toute porosité inférieure à 5% est très rarement commerciale, et toute porosité de plus de 35% est extrêmement inhabituelle. Le tableau suivant définit ce qui constitue généralement une porosité médiocre, bonne et très bonne.

Tableau 04: classification de porosité

Classe de porosité	
0 – 5%	Négligeable
5- 10%	Faible
10- 15%	Moyenne
15- 20%	Bonne
>20%	Très bonne
Les réservoirs gréseux : cutoff de pétrole ~8%	

Le vide existant entre les grains et les différents ciments a permis de mettre en évidence les différents types de réseaux poreux, (Intergranulaire, de dissolution)

I.2 La saturation :

Elle est définie, pour un fluide donné, comme le rapport du volume de ce fluide au volume des pores considérés. Elle permet d'identifier la présence et les types d'hydrocarbures ainsi que les contacts entre fluides.

$$S_f = V_f / V_p$$

Où V_f est le volume de fluide et V_p le volume des pores.

Avec: $S_w + S_g + S_o = 1$ et $V_w + V_g + V_o = V_p$

I.3 La perméabilité

La perméabilité d'une roche caractérise son aptitude à laisser s'écouler un fluide à travers elles. Elle commande le débit d'un puits, ou sa capacité de production : elle correspond ainsi à une notion de revenu. (*PERRODON, 1985*).

En 1856, l'ingénieur français Henry Darcy a développé une équation d'écoulement des fluides depuis, il est devenu l'un des outils mathématiques standard de l'ingénieur pétrolier. Cette équation, qui est utilisée pour mesurer la perméabilité est exprimé sous forme différentielle suit:

$$Q = (K / \mu) * A (P1 - P2) / h$$

Avec :

Q: débit en cm^3/s ,

μ : viscosité en cp,

A: surface en cm^2 , à travers laquelle se produit l'écoulement,

h : distance d'écoulement en cm,

P1 et P2 : pressions amont et aval en atm ,

K : perméabilité absolue en darcy (D).

- **Classification de la perméabilité** : le tableau ci-après présent la classification des perméabilités

- **Tableau 05 : Classification des perméabilités.**

<1 Md	Très faible
1 à 10 Md	Faible
10 à 50 Md	Médiocre
50 à 200	Moyenne
200 à 500	Bonne
>500 Md	Excellente

On distingue la perméabilité effective et la perméabilité relative.

a) La perméabilité effective qui exprime la propriété d'un réservoir à être traversé par un fluide, en présence d'autres fluides. Elle dépend non seulement de la roche elle-même, mais aussi des pourcentages respectifs des différents fluides présents dans les pores:

$$0 \leq K_o, K_g, K_w \leq K$$

Où K_o , K_g , K_w représentent respectivement les perméabilités effectives de l'huile, du gaz et de l'eau.

b) La perméabilité relative qui exprime le rapport de la perméabilité effective à la perméabilité absolue. Ces perméabilités varient avec la saturation.

$$K_{ro} = K_o / K$$

$$K_{rg} = K_g / K$$

$$K_{rw} = K_w / K$$

$$0 \leq K_{ro}, K_{rg}, K_{rw} \leq 1$$

où K_{ro} , K_{rg} et K_{rw} représentent respectivement les perméabilités relatives de l'huile, du gaz et de l'eau.

II. ÉVALUATION PETROPHYSIQUE DES RESERVOIRS DE CHAMP DE RDC

Nous avons adopté les méthodes statistiques pondérées pour évaluer les paramètres pétrophysiques (porosité moyenne, la saturation moyenne, les épaisseurs caractéristiques) des trois réservoirs. Ces méthodes utilisent comme inputs les données mesurées sur les carottes au laboratoire et les données des Log (diagraphies).

II.1 Les hauteurs caractéristiques des réservoirs de champs de RDC

- Hauteur totale (Gross) : se réfère à l'unité lithologique ou stratigraphique et elle n'est pas liée aux fluides dans la formation.
- Hauteur nette (Net): représente l'intervalle de la roche qui a des qualités du réservoir, (produire des fluides).
- Hauteur utile (Net pay): est l'épaisseur totale de la roche de qualité du réservoir qui contient une certaine quantité d'hydrocarbures.

Les hauteurs caractéristiques des trois réservoirs sont calculées en utilisant les Cut off des paramètres pétrophysiques, trouvés dans le tableau suivant ; ces valeurs signifient les pourcentages maximales de porosité ; saturation en eau et volume des argiles.

Tableau 06 : les cut offs des réservoirs du champ RDC.

	Φ	Sw	Vsh
Cut off	3%	55%	40%

Le toit et le mur du réservoir, les hauteurs totales, nettes, et utiles des trois réservoirs, sont présentées dans (l'annexe N°02). La valeur 0.3 m vous indique un faible net pay dans RDC8 .

Tableau07 : Hauteurs caractéristiques des trois réservoirs (T1, G.RDC, QH).

PUITS	Hauteurs caractéristiques (m)								
	T1			Grès RDC			QH		
	Gross	Net	Net pay	Gross	Net	Net pay	Gross	Net	Net pay
RDC1	30			19			20		
RDC1B	28	24	10	21	15,62	15,62			
RDC2	31			5			31		
RDC3	36								
RDC4	43			6			50		
RDC6	30	19,2	7,62						
RDC8	28	19,35	6,86	2,5	2,14	0,3			
RDC9	27	26,78	20,42	8	8	7	7	6	6
RDC10	25			17	12,5	1,37	87	80	4,72
RDC11	26	21,34	10,97	6	6	1	46	40,62	4,11
RDC12	38			7,5			10,5	9	8
RDC13	24,5			3			37	29,885	21,198
RDC14	25	21,445	13,106	10,5	8,534	4,572	20		
RDC15	28,5	20,66	1,829		17	13,41	54	26,96	13,259
RDC16	22,5	19	14,551	13	7,315	2,075			
RDC17	29						42		
RDC18	27			20	10,058	8,687	42	38,749	13,868
RDC19	30						21	17,374	15,088
RDC20	24			7	7	4	63	60	6
RDC21	29	28,391	4,115	12	11,924	1,143			
min	22,50	19,00	1,83	2,50	2,14	0,30	7,00	6,00	4,11
max	43,00	28,39	20,42	21,00	17,00	15,62	87,00	80,00	21,20
moy	29,08	22,24	9,94	10,50	9,64	5,38	37,89	34,29	10,25

- **Interprétation des histogrammes**

L'analyse statistique mis en évidence une grande différenciation entre les hauteurs caractéristiques des trois réservoirs ;

Le T1 présente une répartition des hauteurs totales assez homogène avec une moyenne de l'ordre de **30m** (fig.29), ceci est expliqué par le milieu de dépôt (milieu fluvial) de cette formation composé des alternances de grès et d'argiles et qui n'a pas subi une érosion.

Le grès de RDC présente les plus faibles hauteurs (**11 m** en moyen) par rapport aux autres réservoirs avec une hétérogénéité dans sa distribution, traduisant le caractère d'un dépôt fluvial de faible potentiel qui montre le développement d'épaisseur des grès suivant les chenaux de fleuve. La distribution des hauteurs de QH est la plus hétérogène vu l'érosion énorme subi par cette formation (la discordance hercynienne).

Les résultats sont représentés par les histogrammes suivants :

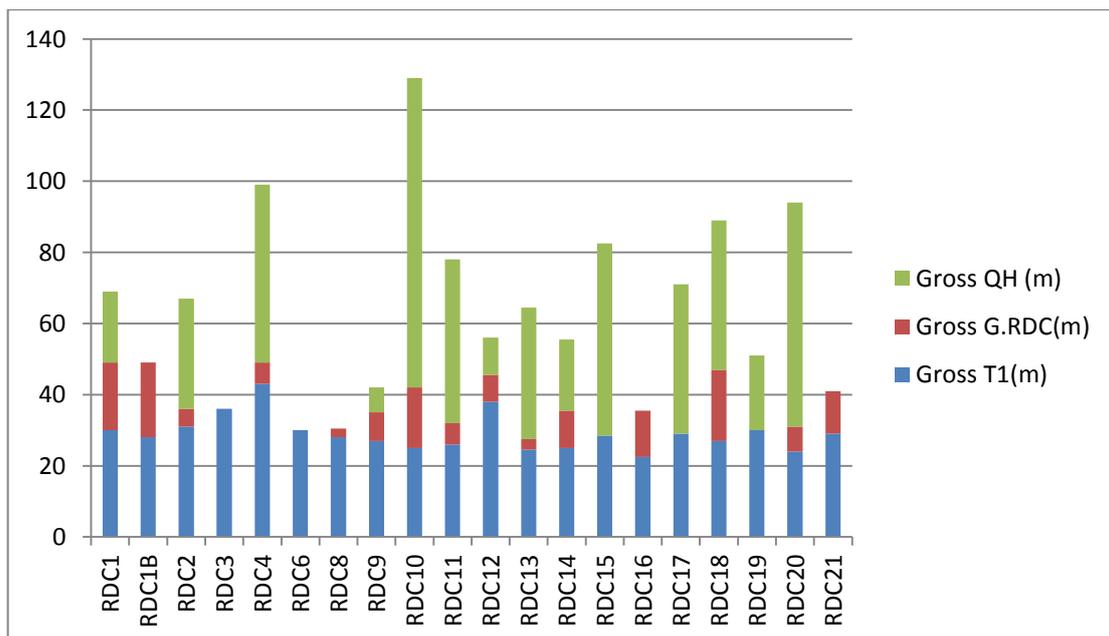


Figure 15 : Les hauteurs totales des réservoirs du champ RDC.

Les hauteurs utiles des réservoirs sont déterminées par l'élimination des fractions de réservoirs déterminées suivant les cutoffs caractéristiques de chaque réservoir.

L'écart entre les hauteurs totales et les hauteurs utiles se diffère d'un puits à l'autre tout dépend aux caractéristiques pétrophysiques (porosité et saturation) des réservoirs qui reflètent leurs l'aspect sédimentologique.

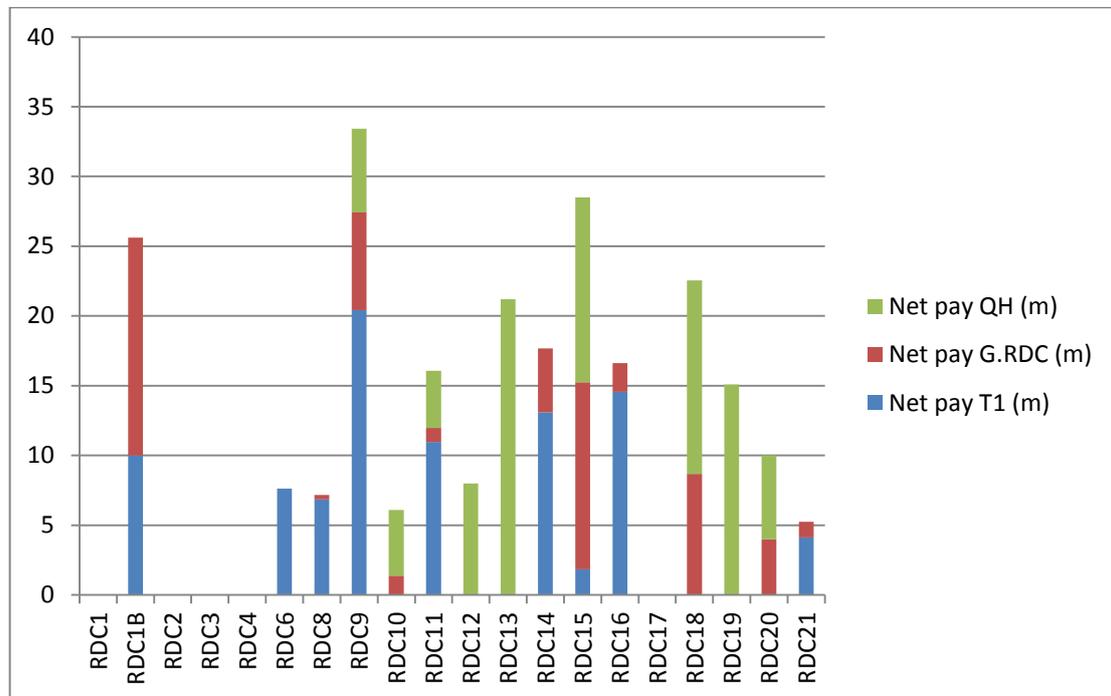


Figure 16 : Les hauteurs utiles des réservoirs du champ RDC.

II.2 Détermination des paramètres pétrophysiques (porosité, saturation et perméabilité)

II.2.1 Les données calculées des logs de diagraphies

Les enregistrements de diagraphies dans les trois réservoirs ont permis de visualiser les logs composites par un logiciel d'interprétation (IP, Techlog,...)

a) Estimation des porosités

On a trois types de porosités ϕ_n , ϕ_d et ϕ_s suivants la disposition des données, puisqu'on a la présence des argiles, les porosités doivent être corrigées.

Pour cela les formules suivantes sont appliquées :

- **Porosité Densité :**

La densité globale d'une formation est égale à la somme des produits des densités respectives de chacun de ses constituants par leur pourcentage volumique dans la formation, ce qui revient à écrire :

$$\rho_b = \rho_f \phi_d + \rho_{sh} V_{sh} + \rho_m a (1 - \phi_d - V_s)$$

Avec :

ρ_f : Densité globale lue en face du niveau étudié donnée en (g/cc).

ρ_{ma} : Densité de la matrice.

ρ_{sh} : Densité des argiles.

V_{sh} : Volume d'argile en %.

ϕ_d : Porosité donnée par les outils de densité en %.

De la relation précédente on peut déduire la porosité densité corrigée :

$$\phi_{dc} = \phi_d - V_{sh}\phi_{dsh}$$

Avec : $\phi_d = \frac{\rho_b - \rho_{ma}}{\rho_f - \rho_{ma}}$

ϕ_{dsh} : Porosité densité des argiles.

- **Porosité Sonique :**

En se basant sur des nombreux essais en laboratoire, sur des formations propres, Wyllie a proposé une relation empirique qui permet de passer directement du temps de parcours Δt à la porosité. En admettant que le temps de trajet total est égal à la somme des temps de trajets dans les grains et les fluides.

Ce qui permet d'écrire : $\Delta t = \phi_f + \rho_{ma} (1 - \phi) + \Delta t_{ma}$

Plus récemment, Raymer-Hunt-Gardner ont pu proposer une équation du second degré :

$$\phi_s = \frac{C \cdot \Delta t_{lu} - \Delta t_{ma}}{\Delta t_{lu}}$$

C : varie de 0,624 à 0,7

Dans le cas d'une formation propre elle est donnée par la relation suivante :

$$\phi_s = \frac{\Delta t_{lu} - \Delta t_{ma}}{\Delta t_f - \Delta t_{ma}}$$

Δt_{lu} : Temps de parcours de l'onde sonique en face des niveaux étudiés (μs).

Δt_{ma} : Temps de parcours de l'onde sonique dans la matrice (μs).

Δt_f : Temps de l'onde sonique dans le fluide (μs).

La porosité corrigée de l'effet d'argile est donnée comme suite :

$$\phi_{sc} = \phi_s - V_{sh}\phi_{ssh}$$

ϕ_{ssh} : Porosité sonique des argiles.

- **Porosité Neutron :**

La méthode consiste à envoyer des neutrons, et enregistrer le reste de ces derniers Δn , mesurés en unité CPS.

La porosité est donnée par la formule : $\log \phi_n = A_n + B$

La mesure directe de la porosité doit être corrigée de l'effet d'argile par la relation suivante :

Tel que :

$$\phi_{nc} = \phi_{ncal} - V_{sh}\phi_{nsh}$$

$$\phi_{ncal} = \phi_n + 0,04$$

ϕ_{nsh} : Porosité Neutron lue en face des argiles.

• **Porosité utile :**

La détermination de la porosité utile est faite par la combinaison des diagraphies de porosités enregistrées :

$$\phi_e = \frac{\phi_n + \phi_d}{2}$$

En général :

Si : $\phi_n - \phi_d \leq 5\%$ \longrightarrow $\phi_e = \frac{\phi_n + \phi_d}{2}$ \longrightarrow dans le cas des huiles et de l'aquifère.

Si : $\phi_n - \phi_d > 5\%$ \longrightarrow $\phi_e = \frac{(7\phi_d + \phi_n)}{8}$ \longrightarrow dans le cas des gaz.

En face des formations cavées non fracturées on utilise la combinaison Neutron-Sonique dans la détermination de porosité totale. Dans le cas contraire (formations non cavées fracturées) on utilise la combinaison Neutron-Sonique dans la détermination des porosités effectives.

b) Calcul de saturation :

Elle représente le volume occupé par le fluide au volume total des pores : $S_w = \frac{V_f}{V_p}$

La partie du volume utile de la roche occupée par les hydrocarbures S_h , est déterminée après le calcul de la saturation en eau de formation S_w .

$$S_w^n = \frac{R_{xo}}{R_t} = \frac{F.R_w}{R_t}$$

Avec : $n = 2$

La formule d'Archie est utilisée dans le cas d'une formation propre $V_{sh} < 10\%$: $\frac{1}{R_t} = \frac{S_w^2}{F.R_w}$

Dans le cas des formations argileuses plusieurs relations ont été établies suivant la nature des argiles. On va citer des relations de l'argile totale utilisée par les logiciels d'interprétation diagraphique tels que IP et TECHLOG :

Simondoux :
$$\frac{1}{R_t} = \frac{(\phi_m . S_w^2)}{a . R_w} + \frac{V_{sh} . S_w}{R_{sh}}$$

Simondoux modifiée :
$$\frac{1}{R_t} = \frac{(\phi_m . S_w^2)}{a . R_w} + \frac{V_{sh} . S_w}{R_{sh}}$$

$$\text{Indonesian (Poupon-Leveaux)}: \frac{1}{\sqrt{Rt}} = \left(\sqrt{\frac{\phi_m}{a \cdot R_w}} + \frac{V_{sh} \left(1 - \frac{V_{sh}}{2}\right)}{\sqrt{R_{sh}}} \right) \cdot S_w^{\frac{n}{2}}$$

Avec :

Vsh : Volume d'argile.

Rsh : résistivité d'argile.

Dans cette étude, la formule de Simandoux modifiée avec $n = 2$ est utilisée pour le calcul des saturations.

II.2.2 Résultats de l'interprétation diagraphique

Après une interprétation avec Interactive Pétrophysique ou Techlog des puits du champ de RDC, les résultats moyens sont calculés en utilisant la méthode de moyen pondéré :

$$X_{moy} = \frac{\sum(h_i \cdot x_i)}{\sum(h_i)}$$

Avec :

x_i : paramètre pétrophysique considéré.

i : intervalle considéré.

h_i : épaisseur de l'intervalle considéré.

a) la porosité

D'après les enregistrements diagraphiques, les résultats obtenus sont dans le tableau suivant

Tableau 08: La porosité (Φ) dans les trois réservoirs (T1, Grès RDC et QH)

	RDC1B	RDC 4	RDC 6	RDC 8	RDC 9	RDC 10	RDC11	RDC 12
T1	0.13	0.08	0.08	0.09	0.11	0.07	0.09	
G.RDC	0.12			0.13	0.09	0.11	0.10	
QH		0.06			0.09	0.08	0.07	0.08
	RDC 13	RDC 14	RDC 15	RDC 16	RDC18	RDC 19	RDC20	RDC21
T1		0.12	0.12	0.10				0.10
G.RDC		0.08	0.09	0.07	0.09		0.12	0.14
QH	0.08		0.09		0.07	0.09	0.09	

La porosité est une caractéristique fondamentale d'un réservoir pétrolier, dépend de toute l'histoire géologique du bassin contenant le réservoir, milieux de dépôt, nature des sédiments, diagenèse, tectonique etc...

Les valeurs de porosité moyenne des trois réservoirs se situent dans une fourchette de **6% à 14%** ; elles se considèrent comme faible à moyenne, pour les réservoirs gréseux le cut off de pétrole est ~ 8%

- Le grès RDC est le réservoir le plus poreux des trois réservoirs avec une porosité maximale de 17%. Il est composé des grains de quartz essentiellement subarrondie plus grossiers que les grains des autres réservoirs et moins compacts, Le contact entre eux est souvent droit à concavo-convexe, et l'espace intergranulaire est relativement bien conservé, composant ainsi une porosité intergranulaire primaire.

Les grains sont cimentés généralement par un ciment silico-argileux, des fois dolomitique ou anhydritique, la dissolution partielle du ce dernier présente une porosité secondaire de type dissolution.

- Le T1 présente une faible porosité vu ses caractéristiques diagénétiques (milieu de dépôt fluvio-lacustre), il est composé de grains de Quartz fin à moyen et il est altérés en argile ce qui réduit sa porosité
- Le réservoir QH présente aussi une faible porosité, il est constitué de grains de quartz soudés (contacts droits à ponctuels), avec un ciment généralement silico-argileux, L'espace intergranulaire est considérablement réduit sous l'effet de la compaction (réservoir plus profond).

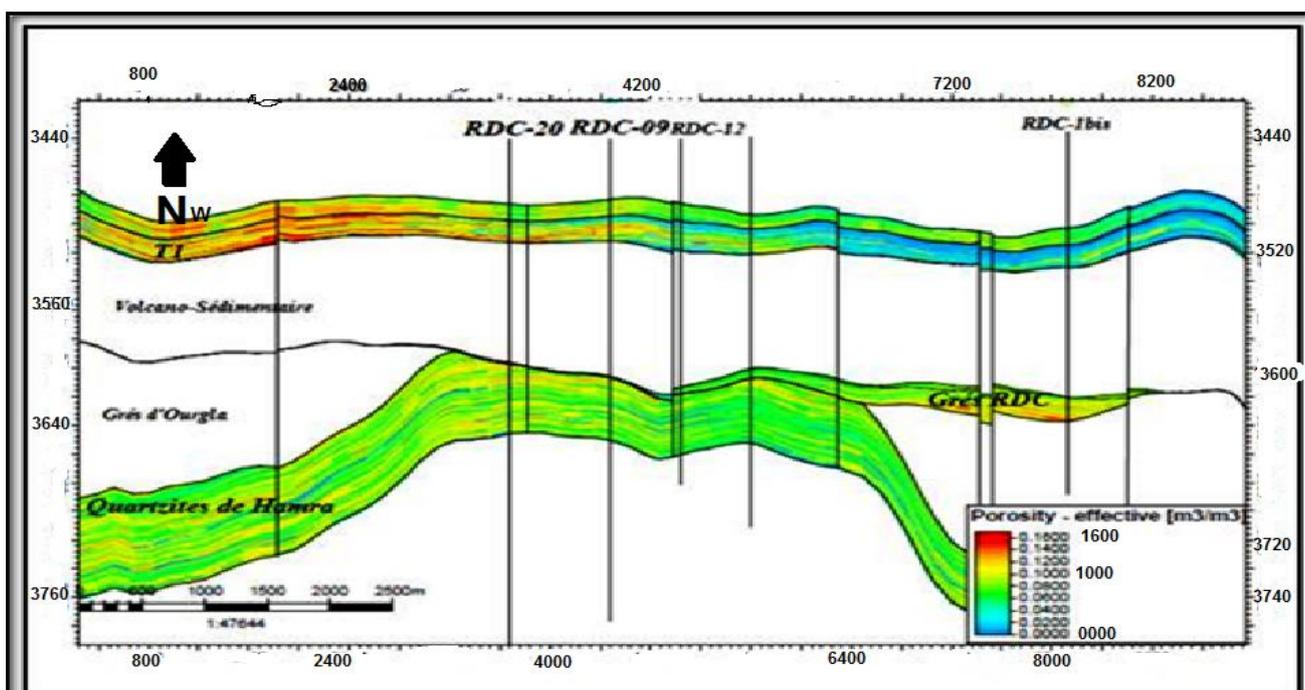


Figure 17 : Coupe NW-SE de répartition de la porosité dans les réservoirs de RDC.

b) la saturation

D'après les enregistrements diagraphiques, les résultats obtenus sont dans le tableau suivant

Tableau 09 : la saturation dans les trois réservoirs (T1, G.RDC et QH).

	RDC1B	RDC 4	RDC 6	RDC 8	RDC 9	RDC 10	RDC11	RDC 12
T1	0.313	0.303	0.15	0.26	0.19	0.47	0.32	
G.RDC	0.173			0.34	0.15	0.42	0.31	
QH		0.228			0.15	0.46	0.18	0.419
	RDC 13	RDC 14	RDC 15	RDC 16	RDC18	RDC 19	RDC20	RDC21
T1		0.425	0.32	0.22				0.30
G.RDC		0.43	0.22	0.37	0.28		0.53	0.29
QH	0.423		0.181		0.36	0.15	0.21	

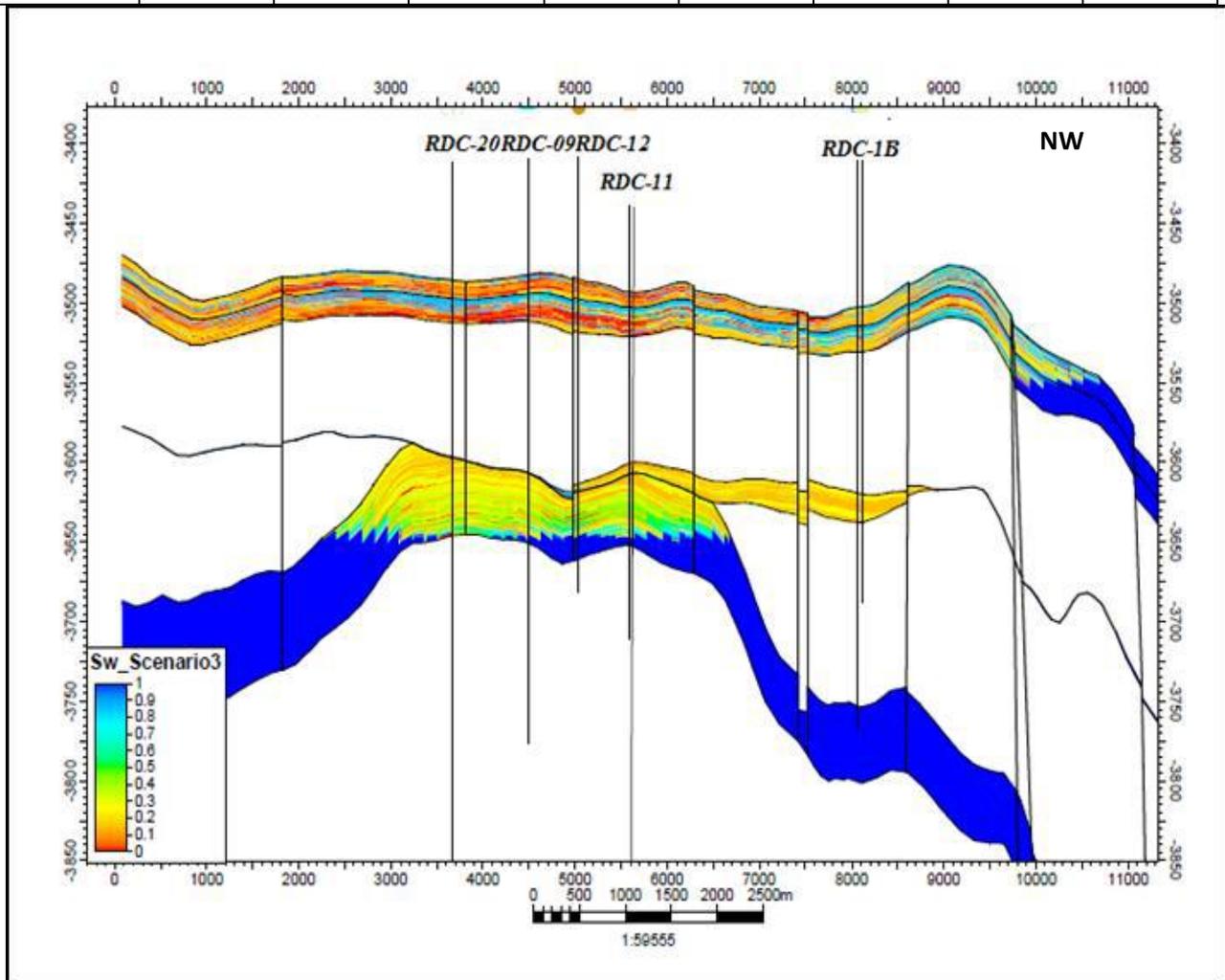


Figure 18 : Coupe NW-SE de la saturation en eau des réservoirs du champ de RDC

c) la perméabilité

Les résultats obtenus sont comme suit :

Tableau10: Les perméabilités dans les trois réservoirs (T1, grès RDC et QH).

	PUITS	RDC1	RDC1B	RDC10	RDC12	RDC13	RDC14
K moy (md)	T1	2,15	1,32	1,82	2,32	1,87	
	Grès RDC	45,24	290,65	11,71	44,44	47,28	812,79
	QH	1,725		1,36	0,45		1,59

Le réservoir T1 est pauvre de point de vue de perméabilité où la majorité des valeurs sont autour de 1md; ce qui nous indique que ce réservoir a des propriétés presque d'un réservoir tight.

Le grès RDC est le réservoir le plus perméable des trois réservoirs de champ de RDC, avec une perméabilité qui peut atteindre les 820 md, ses valeurs de perméabilité varient d'un puits à autre, les puits qui ont une perméabilité élevée (RDC 1B, RDC 14) se caractérisent essentiellement par des grains faiblement cimenté et moins compacts, en revanche les puits qui ont des faibles perméabilités (RDC10) contiennent généralement des formations gréseuse plus compactes et un taux d'argilosité élevé.

Une perméabilité moyenne dans le réservoir QH est autour de 1 md, nous permet de dire que ce réservoir est généralement tight ; Le réservoir produit à partir de zones où les propriétés pétrophysiques s'améliorent grâce à la fracturation.

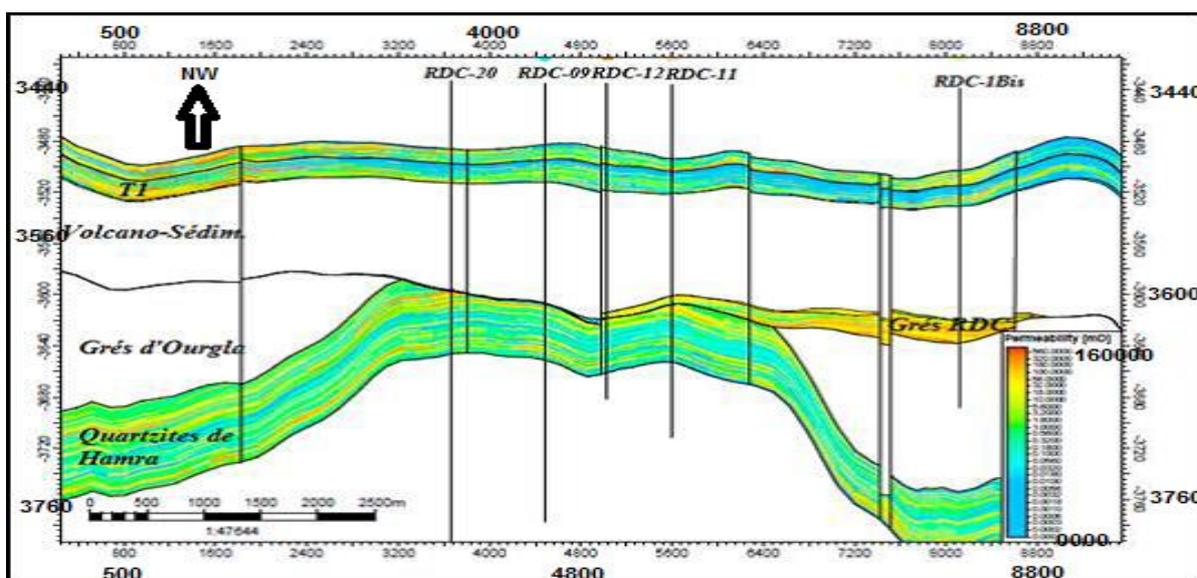


Figure 30 : Coupe NW-SE des caractéristiques pétrophysiques (perméabilité) des réservoirs du champ de RDC

II.2.3 Les données mesurées au laboratoire

Plusieurs analyses pétrophysiques sont effectuées aux laboratoires sur des échantillons prélevés des carottes des puits de champ de RDC. Ces mesures ont été effectuées au service Analyses sur carottes du Département Roches Réservoirs /HMD.

a) Préparation des échantillons

Les échantillons de taille 1'' x 1,5 '' sont prélevés à l'eau. Avant de procéder aux mesures pétrophysiques, Ils sont lavés dans des Soxhlets à l'aide de solvant organique (Toluène) afin d'extraire les hydrocarbures et les impuretés contenus dans la roche, puis à l'aide du méthanol pour l'élimination des sels. A la fin de l'opération lavage, ils sont séchés dans une étuve à une température de 105°C, puis mis dans un dessiccateur contenant du silicagel afin de minimiser l'absorption de l'humidité et stabiliser le poids.

b) Procédure des mesures pétrophysiques

- **La porosité**

Le volume solide est déterminé à l'aide d'un Ultra-Porosimètre à hélium basé sur la loi de BOYLE-MARIOTTE. Le volume total est mesuré à l'aide d'une pompe volumétrique à mercure basée sur la loi d'Archimède.

- **La saturation**

La méthode consiste à broyer grossièrement 125 grammes de roches, extraite du cœur de la carotte fraîche ou sur un morceau de carotte préservé dans de la paraffine.

L'échantillon est placé dans un capaciteur qui sera placé dans un retort; et en fonction de l'augmentation de la température, l'extraction des deux fluides (eau et huile) se fait progressivement.

Lorsque la température atteint les 800°F, toute l'eau est extraite des pores (valeur initiale de l'eau). A 1200°F, on note le volume d'eau finale et le volume d'huile

- **La perméabilité**

Cette mesure à été effectuée à l'aide d'un Perméamètre à charge constante, de type CORELAB avec une pression de confinement de **200** psi.

La perméabilité est donnée par une équation qui dérive de la loi de DARCY appliquée aux gaz.

II.2.4 Résultats et interprétation des données mesurées

Tableau 11 : Porosité mesurée et calculée dans les trois réservoirs (T1, G.RDC et QH).

Puits	Φ	RDC 6	RDC 10	RDC 11	RDC 12	RDC 13	RDC 14	RDC 15	RDC 16
T1	mesurée	0,050	0,063	0,084	0,059	0,053	0,086	0,079	0,081
	calculée	0.08	0.07	0.09			0.12	0.12	0.10
G.RDC	mesurée		0,076	0,071	0,088		0,077		
	calculée		0.11	0.10			0.08	0.09	0.07
QH	mesurée			0,082	0,081		0,098	0,269	
	calculée		0.08	0.07	0.08	0.08		0.09	

Tableau 12 : Perméabilité mesurée et calculée dans les trois réservoirs (T1, G.RDC et QH).

Puits	K (mD)	RDC 6	RDC 10	RDC 11	RDC 12	RDC 13	RDC 14	RDC 15	RDC 16
T1	mesurée	1,26	110,68	27,68	1,83	0,05	660,11	18,85	13,72
	calculée		1.82		2.32	1.87			
G.RDC	mesurée		49,22	5,46	2,77		0,13		
	calculée		11.71		44.44	47.28	812.79		
QH	mesurée			0,49	4,14		1,84	26,88	
	calculée		1.36		0.45		1.59		

Les résultats obtenus des essais effectués au laboratoire sont essentiellement proches aux ceux calculés des logs de diagraphies, notant que les valeurs de porosité mesurées sont généralement inférieures aux valeurs de porosité calculées, mais ce sont les plus adoptées parce qu'elles présentent l'état réel des réservoirs.

Concernant la perméabilité on remarque des grands écarts entre les valeurs mesurées et calculées, pour cela on n'adopte pas généralement les cut offs de perméabilité pendant les calculs des hauteurs utiles des réservoirs.

II.2.5 Caractérisation statistique des paramètres pétrophysiques mesurées (cas RDC 12)

Les valeurs des paramètres pétrophysiques obtenues des mesures effectuées sur les carottes des réservoirs de RDC, sont caractérisées par une grande variété, ceci est expliqué par l'influence des

paramètres diagénétiques de chaque réservoir qui traduisent le changement de faciès géologique latéralement et verticalement au niveau des trois réservoirs.

Une analyse statistique mono-variée est effectuée sur le puits RDC12, (annexe N°2 Tab 4) afin d'étudier le mode de la répartition spatiales des valeurs des paramètres pétrophysiques mesurées pour voir l'amplitude entre les valeurs minimales et maximales et leur répartition dans les réservoirs. On utilise Le coefficient de variation CV (le pourcentage de l'écart type par rapport à la moyenne) qui tient compte de l'ensemble des données, plus le CV est faible, plus les données sont dispersées autour de la moyenne (homogénéité dans l'amplitude des valeurs mesurées). Inversement, plus le CV est élevé, plus les données sont dispersées loin de la moyenne.

La porosité

- Les valeurs de porosité des réservoirs (G.RDC et QH) sont distinguées par des valeurs de CV inférieurs à 50% respectivement (**23.95, 23.46**) traduisant une faible amplitude entre la valeur minimale et maximale de porosité montrant ainsi la distribution assez homogène de la porosité .
- Par contre le réservoir Grès T1 (**56.78**) présente un CV qui avoisine 50% traduisant une certaine hétérogénéité de distribution des valeurs de porosité due généralement au changement de faciès géologique.

La perméabilité

L'ensemble des valeurs de perméabilité des réservoirs de RDC présentent un CV supérieur à 50% respectivement (**225.52, 212.43, 259,27**) mettant en évidence la grande variabilité des résultats obtenues, ceci peut expliquer par la présence des fractures au niveau des roches réservoir qui peuvent augmenter la perméabilité et crée un écart important dans les valeurs mesurées.

Tableau 13 : paramètres pétrophysiques de puits RDC 12.

réservoir	variables	Perméabilité k(mD)	Porosité Φ (%)	G/Densité (g/cc)	S (%)		
					Sw	So	Sg
T1	min	0,016	1,360	2,570	16,850	1,950	16,760
	max	18,863	13,200	2,740	79,270	43,050	78,450
	moy	1,834	5,947	2,682	33,764	19,093	47,143
	ECART TYPE	4,135	3,377	0,054	17,514	14,495	18,187
	CV	225,519	56,785	1,998	51,871	75,918	38,579
G.RDC	min	0,084	7,360	2,630	20,040	9,040	3,160
	max	13,285	12,420	2,640	54,220	76,800	39,040
	moy	2,768	8,846	2,634	38,548	34,770	26,684
	ECART TYPE	5,880	2,119	0,005	13,743	25,832	14,479
	CV	212,426	23,951	0,208	35,652	74,295	54,260
QH	min	0,041	6,310	2,620	31,460	0,000	5,810
	max	28,456	11,750	2,650	94,190	22,020	46,510
	moy	4,136	8,050	2,637	62,920	7,557	29,523
	ECART TYPE	10,724	1,889	0,010	21,730	7,862	14,992
	CV	259,267	23,462	0,361	34,536	104,036	50,781

II.3 La relation porosité-perméabilité

L'analyse est basée sur des données de perméabilité et de porosité obtenues par un grand nombre d'échantillons des réservoirs T1, G.RDC, et QH. Même si cette formation est généralement considérée comme non uniforme et non homogène, une ligne de tendance spécifiquement définie entre les valeurs de perméabilité et de porosité. Dans ce cas, la relation entre la perméabilité et la porosité est qualitative et n'est en aucun cas directement ou indirectement quantitatif. Il est possible d'avoir porosité très élevée sans aucune perméabilité, comme dans le cas de la pierre ponce (où la porosité effective est proche de zéro), les argiles et les schistes. L'inverse de haute perméabilité avec une faible porosité pourrait également être vrai, comme dans les carbonates micro-fracturés. Malgré ce manque fondamental de correspondance entre ces deux propriétés, on peut souvent trouver une corrélation très utile entre eux dans une formation.

II.3.1 Le réservoir T1

La ligne de nage des points est au-dessous de la droite (aucun tendances dans tous les direction); Les pores non connectés sont dominants ; Un taux faible de récupérations des réserves déterminés par la méthode volumétrique est plus probable.

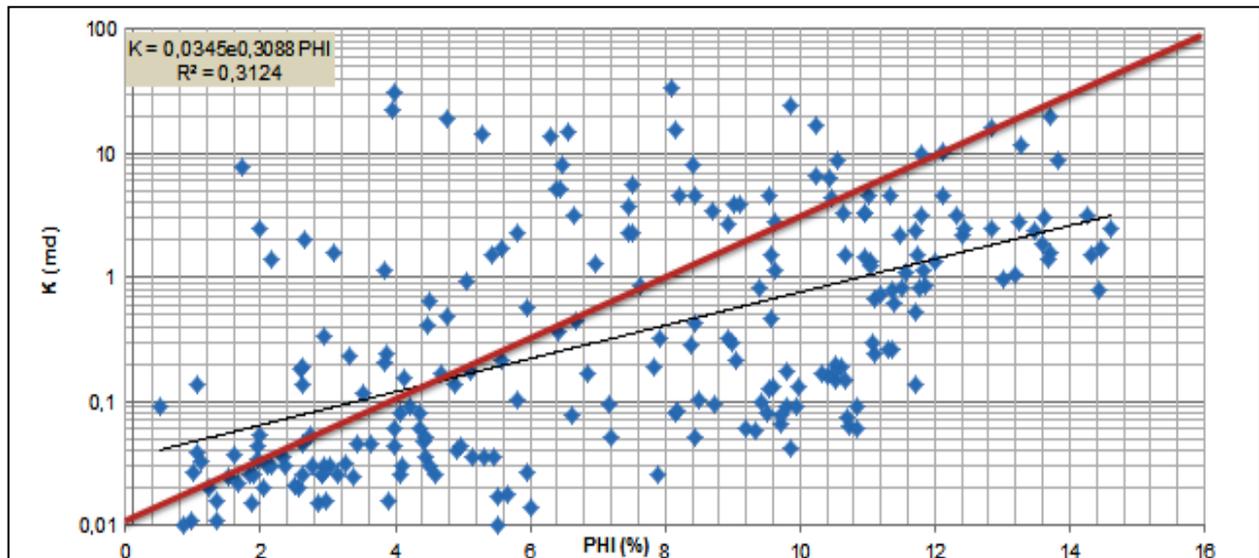


Figure 19: la relation porosité-perméabilité dans le réservoir T1

II.3.2 Le réservoir G.RDC

La ligne de nage des points est au-dessus de la droite (tendances moyenne dans toutes les directions). Ce qui signifie que les pores non connectés sont moins nombreux. Une bonne partie des quantités déterminées par la méthode volumétrique peut être récupérée. (Allure de la production du champ, notamment le RDC1B).

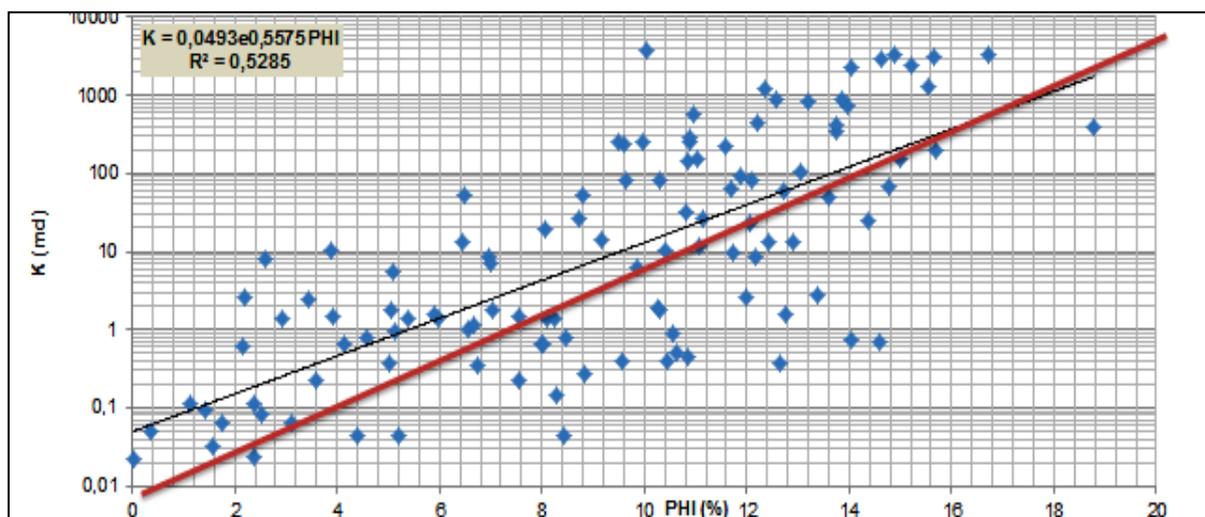


Figure 20 : la relation porosité-perméabilité dans le réservoir G.RDC

II.3.3 Le réservoir QH

La ligne de nage des points est en dessous de la droite (tendances faible dans toutes les directions). Ce qui signifie que l'existence des pores non connectés est dominante. Les réserves récupérables seront donc beaucoup plus faibles que les quantités déterminées par la méthode volumétrique (la faible connectivité est causée par la compaction et la bonne cimentation).

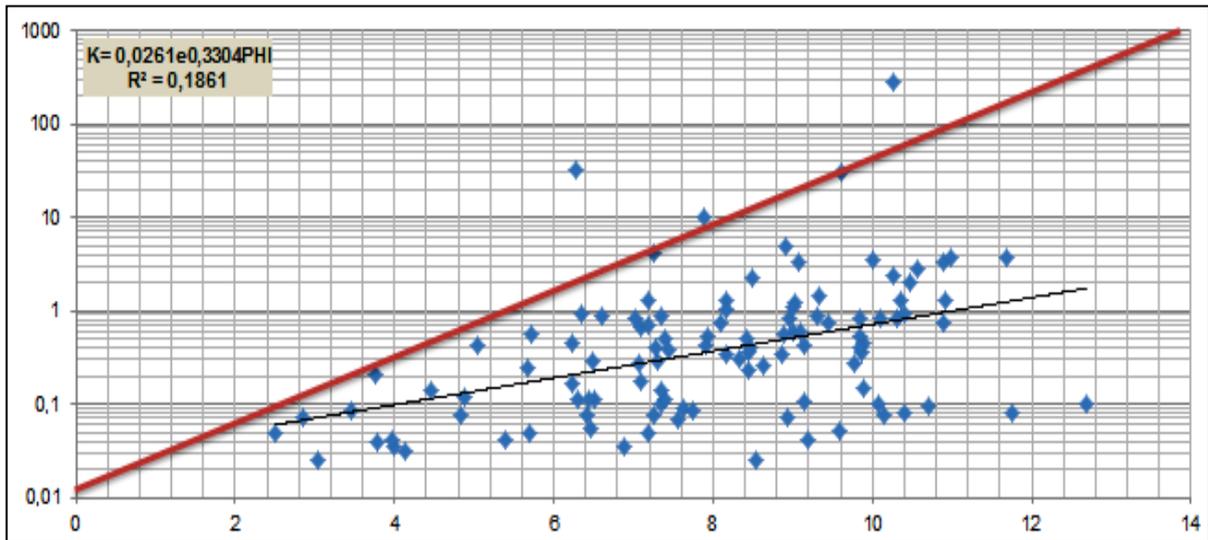


Figure 21: la relation porosité-perméabilité dans le réservoir QH

C

**HAPITRE 4 :
APPERÇUE SUR
LA PRODUCTION
DU CHAMP**

Le champ de RDC contient trois réservoirs (T1, Grès RDC et QH) bien distingués de point de vue géologique, pétrophysique et paramètres volumétriques, en effet, parmi ces trois réservoirs c'est le réservoir grès de RDC qui est le plus exploité, ce dernier est en déclin continue en terme de production causé par la chute de pression qui passe de **540** en (1989) à **194 Kg/cm²** en (2015), Les réservoirs (QH et T1) sont nouvellement exploités en 2009 et 2012 respectivement.

Ce chapitre présente un aperçu sur la production de champ RDC et l'analyse de l'évolution de la pression dans les trois réservoirs.

I. Etat actuel des puits du champ RDC

Depuis la découverte du champ de RDC, 28 puits ont été comptés dont :

- (02) puits (RDC 5 et 7) ont été programmés mais annulés.
- (09) fermés ou à l'abandon.
- (03) fermés provisoirement.
- (13) ouverts.
- (02) en cours de raccordement (RDC 22, RDC 24).
- (01) en cours de forage (RDC25).
- (01) en cours de montage de l'appareil de forage (RDC26).

Ces derniers se répartissent comme suit :

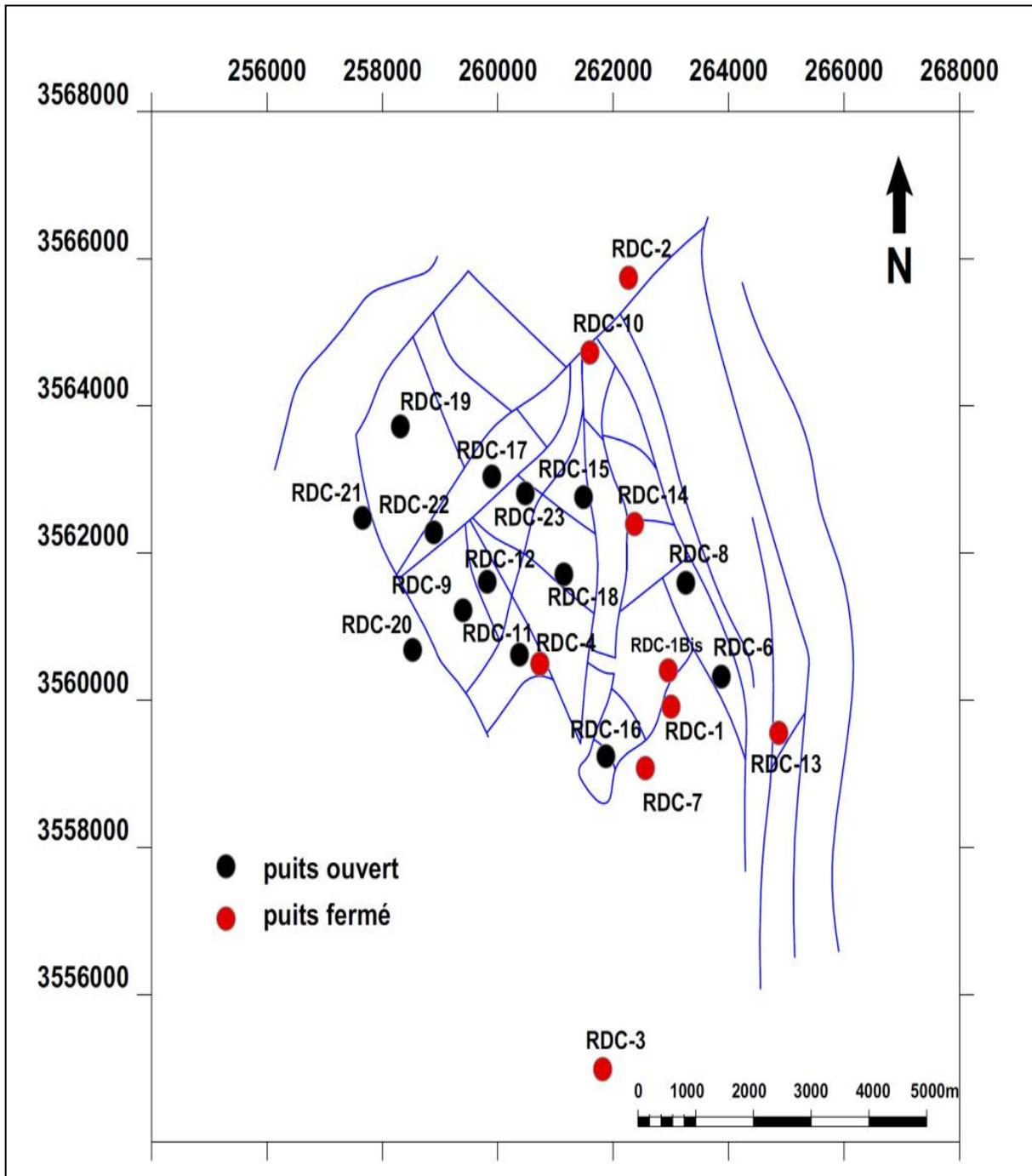


Figure 22 : Carte de position des puits du champ de RDC

Tableau 14 : Etat actuel des puits du champ RDC

	N°	Puits	Statu	Date Fin Forage	Etat	Réservoir exploité	Observations	Cum oil (m3)
ABANDONNE INEXPLOITABLE SEC NON REALISE	1	RDC1	Abandonné	22/07/1985	Fermé	Grès RDC	-Abandonné en 1990 au cours du WO suite problème technique (remplacé par RDC1-Bis)	191289
	2	RDC2	Abandonné	13/04/1986	Fermé		- Test sec dans le T1 - Ordovicien aquifère.	0
	3	RDC3	Abandonné	03/11/1986	Fermé		- Réservoir non testé (compact)	0
	4	RDC4	Abandonné	17/11/1986	Fermé	QH	- Abandonné par 4 BC + kill string	119890
	5	RDC5	Non réalisé	----			-Forage annulé	---
	6	RDC7	Non réalisé	----			-Puits implanté. Forage annulé pour raisons réservoirs	---
	7	RDC10	Abandonné	21/06/2010	Fermé		- QH et G.RDC 100% eau - Trias T1 Sec - Puits en kill string à 3000m.	0
	8	RDC13	Abandonné	22/10/2013	Fermé		- QH 100% eau - Trias T1 Sec - Puits en kill string à 3000m.	0
FERME PROVISOIEMENT	9	RDC14	producteur	09/05/2014	Fermé	Grès RDC	Débit nul	33000
	10	RDC18	producteur	25/07/2016	Fermé	QH (O.Hole)	fermé le 09/03/2018 (poisson snubbing), attente WO	67898
	11	RDC21	producteur	14/05/2017	Fermé	Grés T1	Débit nul	0
	12	RDC22	producteur	14/11/2017	Fermé	QH	en cours de raccordement	---
	13	RDC24	producteur	16/06/2018	Fermé	QH	en cours de raccordement	---
PRODUCTEUR HUILE	14	RDC1Bis	producteur	21/04/1991	Ouvert	Grès RDC		3312559
	15	RDC6	producteur	03/01/1994	Ouvert	Grés T1		144685
	16	RDC8	producteur	17/06/2008	Ouvert	Grés T1		109843
	17	RDC9	producteur	01/10/2008	Ouvert	QH	Fracturé le 11/07/2017	486649
	18	RDC11	producteur	21/12/2012	Ouvert	QH		118328
	19	RDC12	producteur	07/06/2013	Ouvert	QH		176669
	20	RDC15	producteur	26/10/2014	Ouvert	QH		12358
	21	RDC16	producteur	24/04/2015	Ouvert	Grés T1	Top Ciment à la côte 3712.50m (CE) d'après fiche de complétion	93499
	22	RDC17	producteur	17/12/2015	Ouvert	Grés T1		73734
	23	RDC19	producteur	08/11/2016	Ouvert	QH (O.Hole)	réouverture sur collecte avec Duse 8 mm le 17/07/2017	28293
	24	RDC20	producteur	04/12/2016	Ouvert	QH		104838
	25	WRDC1	producteur	20/03/2017	Ouvert	Grés T1		59148
	26	RDC23	producteur	04/05/2018	Ouvert	QH	Mise en production le 25/06/2018	---
27	RDC25	***	----	---	---	en cours de forage	---	
28	RDC26	***	----	---	---	montage appareil de forage en cours	---	

- **Contacts des fluides**

Le contact Huile / Eau est évalué comme suit :

- T1 : situé à -3547 m (ODT)
- Grès de RDC : situé à -3631 m (ODT)
- QH : Le contact OWC déterminé par diagraphies se situe à une profondeur à -3648m(TVDSS) au niveau de RDC15.

II.2 Analyse de la production et de la pression

II.2.1 Analyse de pression:

a) **Réservoir T1** : Le profil de pression du réservoir T1, indique que le réservoir est compartimenté en deux parties (Drain sommitale et Drain basale).

Une pression de 354 - 540 kg/cm² est représentée par les puits (RDC6-RDC8-RDC9-RDC12), et une pression d'environ 540 kg/cm² pour les puits (RDC17-RDC18-RDC1-RDC20-RDC21).

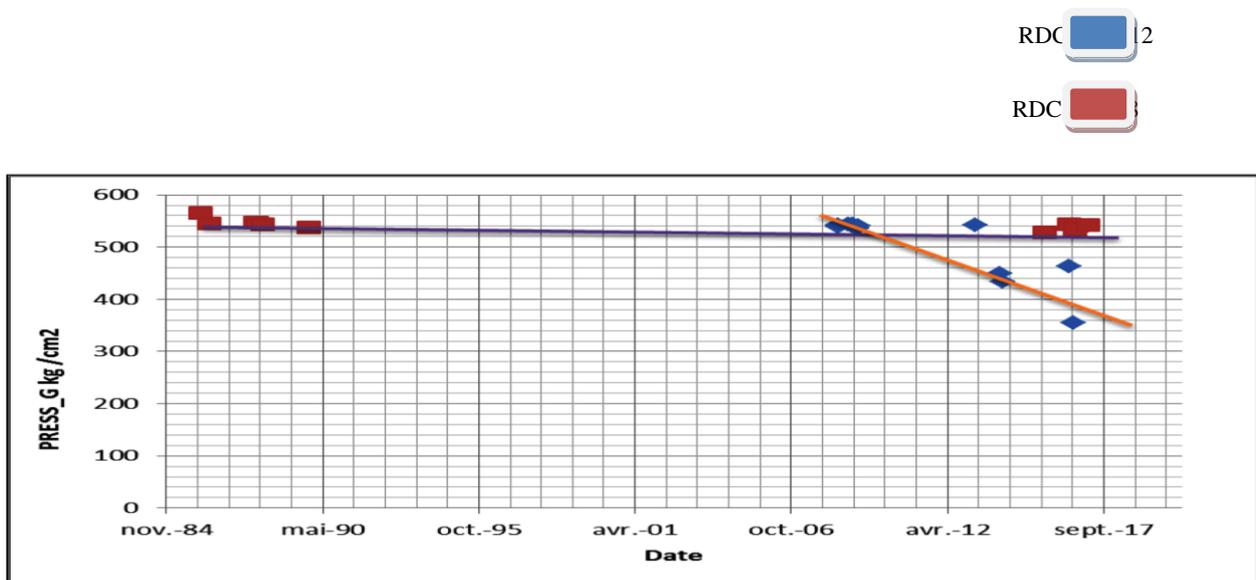


Figure 23 : Evolution de pression du réservoir T1

b) Réservoir Grès RDC :

Le profil de pression dans le réservoir est divisé en trois périodes différentes , la première période c'est un déclin en continue dès l'exploitation du réservoir en 1989 (540 kg/cm²) jusqu'à 2006 (212 kg/cm²) , le déclin dans cette période est due au soutirage important du puits RDC1-Bis, la deuxième période de 2006 jusqu'à 2014 caractérisée par une stabilisation de la pression (environ

212 kg/cm²) favorisé par la libération de gaz (point de bulle) , la troisième période est à partir du 2014 où la pression a chuté de 212 à 194 kg/cm² due peut être à la diminution du gaz dissout dans le réservoir, ce qui nous montre qu'il est nécessaire d'entamer un maintien de pression le plus vite possible.

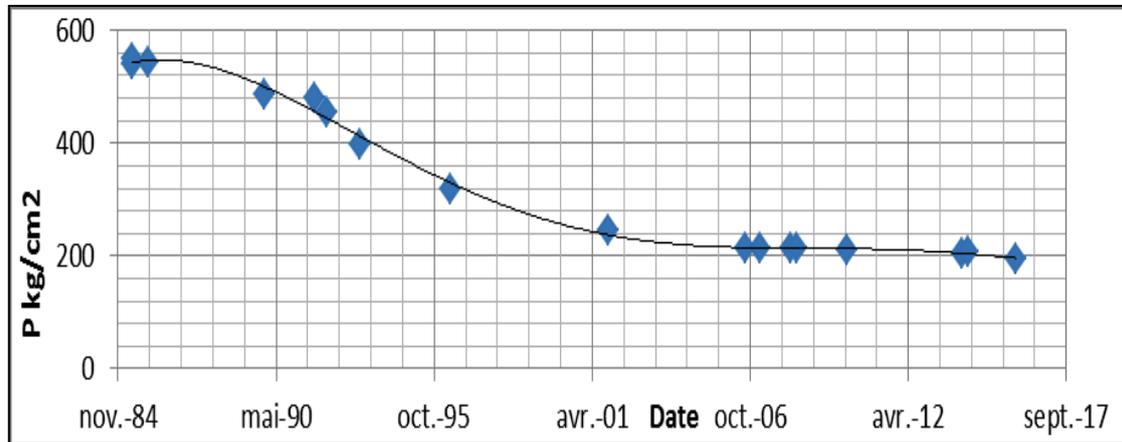


Figure 24 : Evolution de pression du réservoir G.RDC

c) Réservoir QH :

Le profil de pression du réservoir QH est en déclin depuis sa mise en service, de 500 kg/cm² en 2009 jusqu'à 377 kg/cm² en 2016, cette variation de pression nous indique qu'il n'y a pas des compartiments isolés dans ce réservoir.

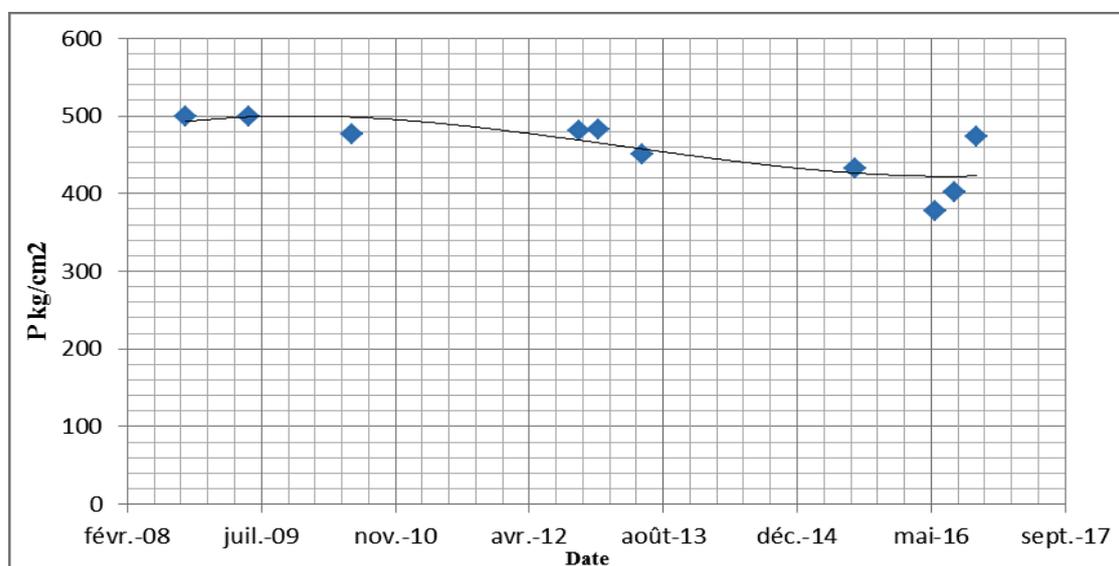


Figure 25: Evolution de pression du réservoir QH

II.2 Analyse de production:

La production du champ RDC à partir de l'année 1989 jusqu'à 2009 provient uniquement du réservoir Grès RDC, les réservoirs QH et T1 ont été exploités en 2009 et 2011 respectivement, un

gain de production pour le champ de $300 \text{ m}^3/\text{j}$, un seul puits producteur RDC1B qui a été en déclin continu. Le Cumul du champ RDC est de $4\,613\,304 \text{ m}^3$ d'huile. (12/01/2017).

Le puits RDC1 (fermé en 1990) et le RDC1B (exploité en 1991)

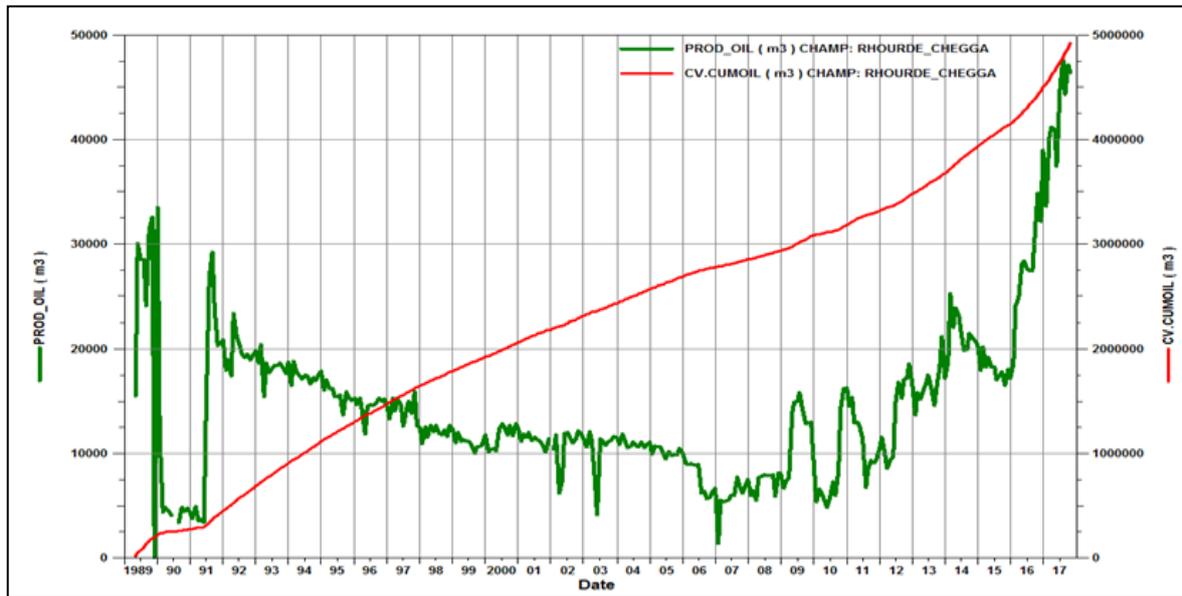


Figure 26 : Production du champ RDC

a) Production du réservoir Grès RDC:

Le réservoir Grès RDC il a été exploité initialement par le puits RDC1 (1989-1991), ce dernier fut abandonné à cause d'un problème mécanique, converti en RDC1B, le puits a été mis en production en 1991, le RDC1B a subi un déclin de production son potentiel a chuté de $30 \text{ m}^3/\text{h}$ (1991) à $8 \text{ m}^3/\text{h}$ (2018), la production du réservoir Grès RDC a été booster par la mise en production des puits RDC14 en 2016 avec un débit de $2.8 \text{ m}^3/\text{h}$ et le puits RDC20 en 2017 avec un débit de $12 \text{ m}^3/\text{h}$.

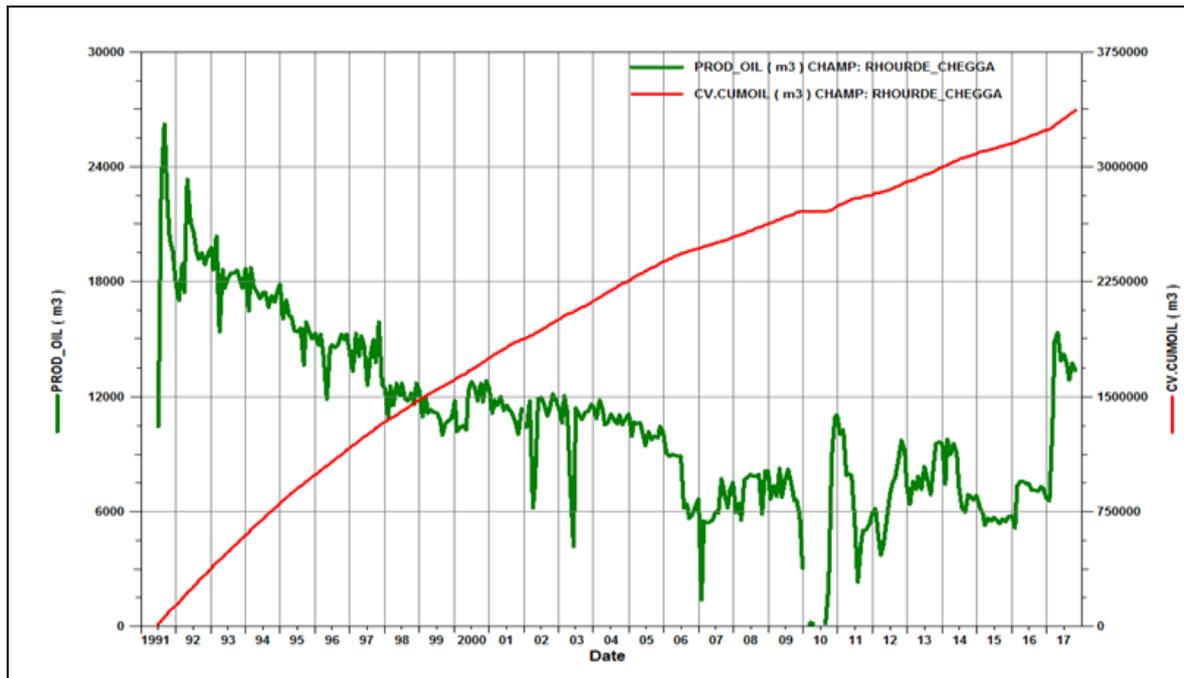


Figure 27 : Production du réservoir G.RDC

b) Production du réservoir T1:

L'exploitation du réservoir T1 été en juillet 2011 par le puits RDC6 avec un débit moyen de $5 \text{ m}^3/\text{h}$, RDC8 (juillet 2012), RDC16 (mars 2016), RDC17 (mai 2016), WRDC1 (juillet 2017) ; actuellement le réservoir produit un débit moyen de $240 \text{ m}^3/\text{j}$.

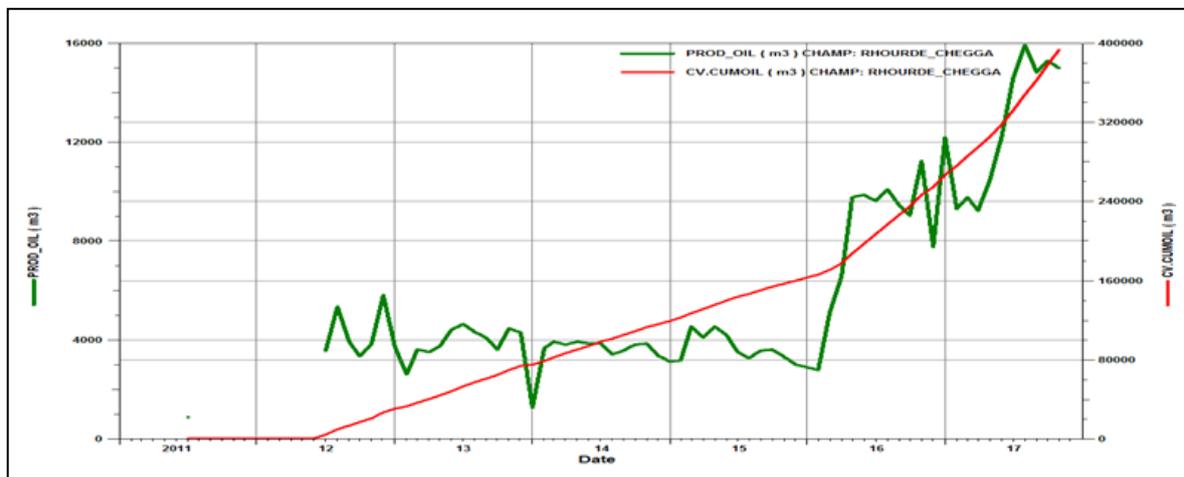


Figure 28 : Production du réservoir T1

c) Production du réservoir QH:

L'exploitation du réservoir QH a débuté en 2009 par le puits RDC9 qui a produit avec un débit moyen de $11 \text{ m}^3/\text{h}$, les autres puits ont été mises en production comme suite : RDC11 (octobre 2013), RDC12 (novembre 2013), RDC15 (février 2016), RDC18 (octobre 2016), RDC19(décembre

2016), la production journalière moyenne du réservoir QH est de 285 m³/j qui représente actuellement la plus grande production par apport aux autre réservoirs.

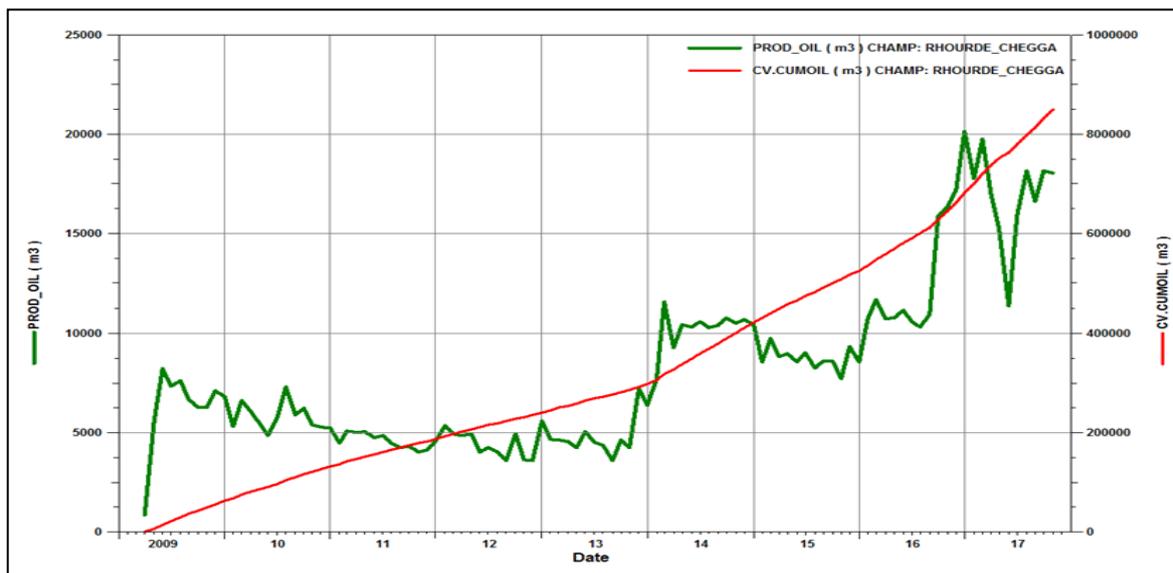


Figure 29 : Production du réservoir QH

4.3 Contribution de chaque réservoir dans la production totale:

L'exploitation du champ RDC a commencée par la contribution d'un seul réservoir (Grès de RDC), l'apport des réservoirs QH et T1 a débuté en 2009 et 2011 respectivement, comme montre la figure ci-après.

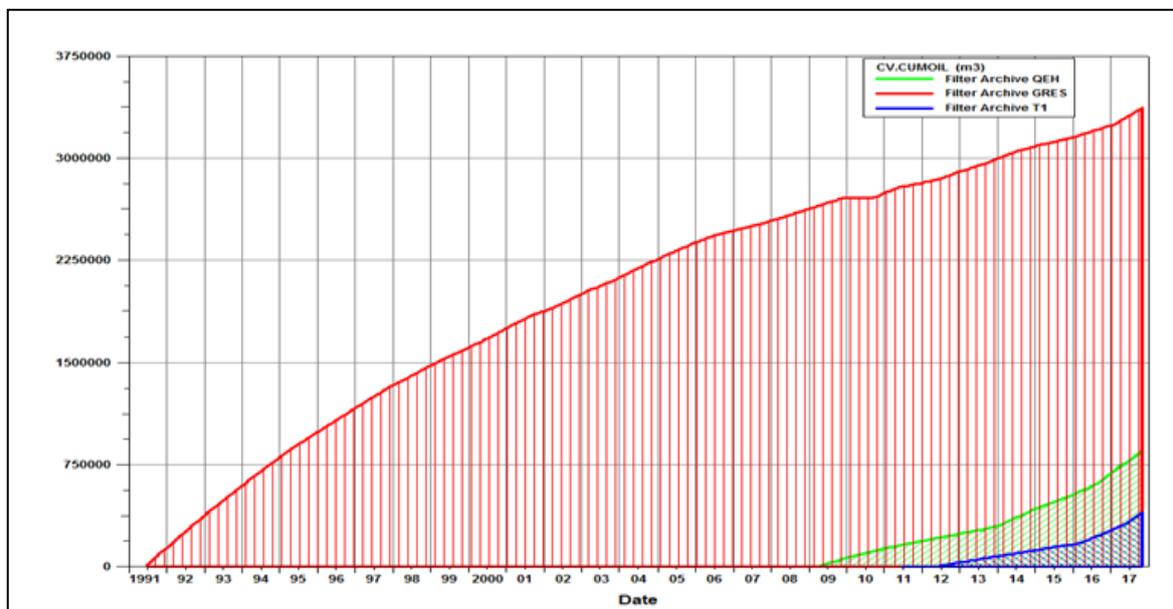


Figure 30 : Le cumul de production des réservoirs du champ RDC

Le taux de contribution de chaque réservoir est comme suite : 73% pour le Grès RDC (une contribution majeure), 18% pour le QH et 9% pour le T1.

- Cumul du réservoir **T1=393 209 m³**
- Cumul du réservoir **GRDC=3 369 590 m³**
- Cumul du réservoir **QH=850 505 m³**

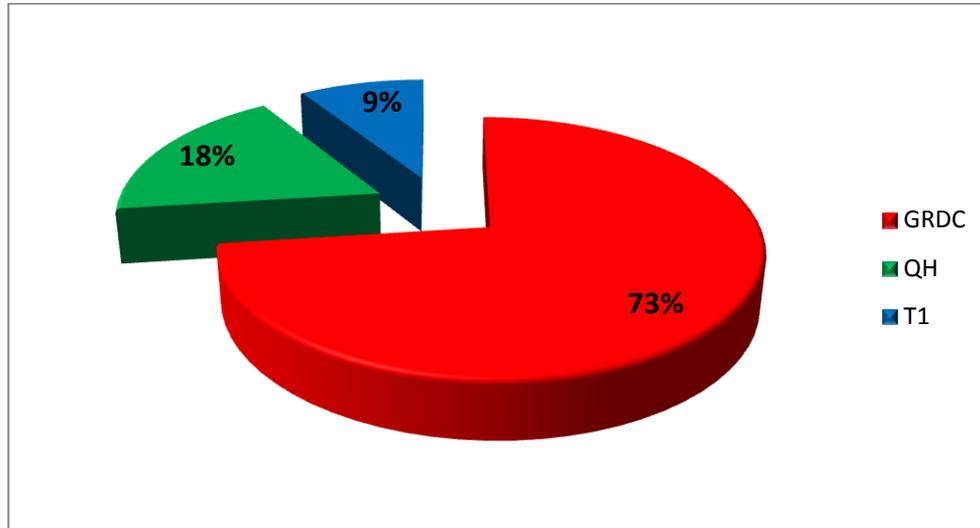


Figure 31 : Contribution des réservoirs dans le cumul de production du champ RDC

La production journalière de chaque réservoir est répartie comme suit :

- Débit journalier moyen du Réservoir **T1= 240 m³/j** (produit par 5 puits)
- Débit journalier moyen du Réservoir **GRDC= 231m³/j** (produit par 3 puits)
- Débit journalier moyen du Réservoir **QH= 285 m³/j** (produit par 6 puits)

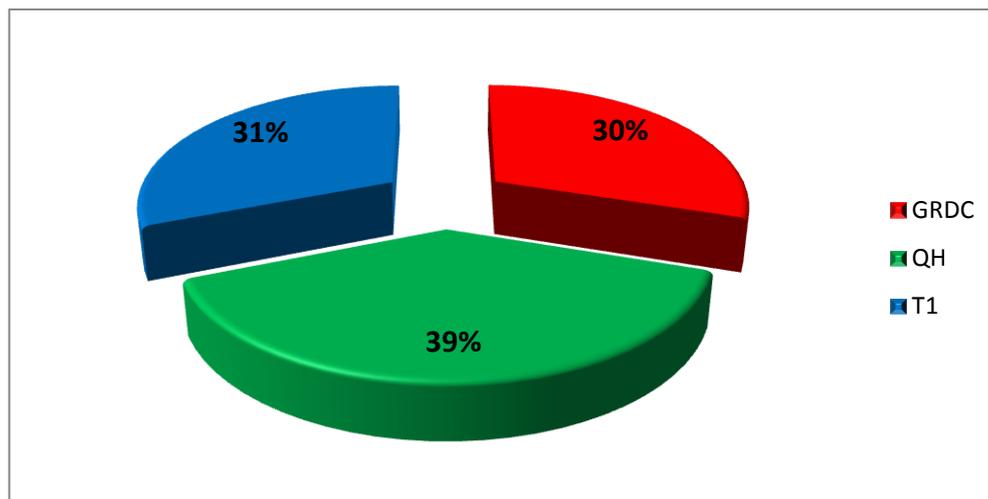


Figure 32 : Contribution des réservoirs dans la production journalière du champ RDC

Conclusion Générale

Le champ de RDC contient trois formation-réservoirs détritiques de nature gréseuse. (T1, Grès RDC et QH) bien distingués de point de vue géologique

- les grès d'âge triasique (T1 et Grès RDC)
- 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).

L'étude 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

Les études pétrographiques et la description des carottes effectuées précédemment sur le champ de Rhourde Chegga permettent de déterminer les paramètres nécessaires.

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

Concernant la production,

le réservoir grès RDC est le plus exploité, ce dernier est en déclin continue en terme de production causé par la chute de pression qui passe de 540 Kg/cm² en (1989) à 194 Kg/cm² en (2015), Les réservoirs (QH et T1) sont nouvellement exploités en 2009 et 2012 respectivement,

Le taux de contribution pour le grès RDC est de 73% (3 369 590 m³), 18% pour le QH et 9% (850 505 m³) pour le grès T1 (393 209 m³).

Recommandations

- ✓ Effectuer une étude géologique et pétrophysique sur le grès T1 pour mieux le caractériser.
- ✓ Réviser le scénario de la modélisation actuelle des grès RDC.
- ✓ Faire une étude approfondie sur la série inférieure du Trias pour mieux identifier la barre gréseuse.
- ✓ Entamer l'injection d'eau le plus vite possible au niveau des réservoirs le grès RDC et le QH pour le maintien de la pression.
- ✓ Afin d'améliorer la productivité des puits (plus de récupération) prévoir la fracturation hydraulique (le T1) et le développement par des forages horizontaux.
- ✓ Essayer de reprendre les puits fermés en short-radius.
- ✓ Une étude de simulation est indispensable pour optimiser les schémas d'injection.

Bibliographie

ADJAS. A, 2016 Cours d'induction-Sédimentologie silico-clastique.

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

PERRODON. A, 1985. Géodynamique pétrolière: genèse et répartition des gisements d'hydrocarbures, Masson, 385 p

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

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

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

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

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 et HOZ, Rapport Préliminaire.

SONATRACH, PED, Juillet 2015. Etude pétrographique, diagénétique et stratigraphique des échantillons des puits RDC-9, RDC-12, RDC-14 et RDC-15, rapport N° 46 GEO/SED/15/15.1021, 31p.

SONATRACH (data bank), DP/HMD, 2017-2018.

Résumé

Hassi Messaoud est considéré comme l'un des plus grands champs de pétroles dans le monde et l'hétérogénéité des réservoirs de Hassi Messaoud résulte d'une évolution géologique et structurale complexe et importante, cette hétérogénéité à compliquer l'évaluation des réservoirs, a fin de L'étude des différents réservoirs des champs de Rhoud Chagga qui située dans le Nord – Est de Hassi Messaoud et proposée essentiellement dans le Trias (T1)- le Grés(RDC) et Quartzite de Hamra (QH) ; On a présentée travail s'inscrit dans le cadre de l'évaluation des caractéristiques géologiques des formation-réservoirs du champ de Rhourde Chegga à partir d'une étude :

- Sédimentologique préliminaire pour pouvoir reconstituer l'environnement de dépôt
- Définir la géométrie et l'extension des différents réservoirs
- Ainsi que l'interprétation des données pétrophysiques sur la base des caractéristiques géologiques
- Evaluer leur influence sur les paramètres pétrophysiques et la performance de chaque réservoir

Mot clé: Hassi Messaoud - Rhourde Chegga - Réservoirs- le Trias (T1) - Quartzite El Hamra - Roche - Sédimentologique- Carottage – Pétrophysiques.

Abstract

Hassi Messaoud is considered one of the largest oil fields in the world and the heterogeneity of the Hassi Messaoud reservoirs results from a geological evolution and structural complexity, this heterogeneity to complicate the evaluation of reservoir, at the end of the study of the different reservoirs of the Rhoud Chagga fields located in the north - east of Hassi Messaoud and proposed mainly in the Triassic (T1) - the Gres (DRC) and Quartzite de Hamra (QH); The work was presented as part of the evaluation of the geological characteristics of reservoir formations of the Rhourde Chegga field from a study:

- preliminary sedimentological to be able to reconstitute the depositing environment
- define the geometry and extension of the different reservoirs
- as well as the interpretation of petrophysical data on the basis of geological characteristics
- evaluate their influence on petrophysical parameters and the performance of each reservoir

Keyword: Hassi Messaoud - Rhourde Chegga - Reservoirs - the Triassic;- Quartzite El Hamra - Rock - Sedimentological - Coring - petrophysical.

المخلص

يعتبر حاسي مسعود أحد أكبر حقول النفط في العالم وعدم تجانس الخزانات البترولية لحاسي مسعود ناتج عن تطور جيولوجي وهيكلية معقد ومهم ، وهذا التجانس يؤدي إلى تعقيد تقييم الخزانات البترولية وفي نهاية دراسة الخزانات البترولية المختلفة لحقل رود الشقي الواقعة في الشمال الشرقي من حاسي مسعود والمقترحة بشكل رئيسي في خزان الترياسي – (T1)خزان الشقي (DRC) وخزان كوارتزيت ؛ ويمثل العمل المقدم جزءاً من تقييم الخصائص الجيولوجية لتشكيلات الخزانات في حقل رواد شيقى من دراسة :

- نظرة عامة على الرسوبيات الأولية لإعادة بناء البيئة الترسيبية
- تحدد هندسة وتمديد الدبابات المختلفة للخزانات
- تفسير البيانات البتروفيزيائية على أساس الخصائص الجيولوجية.
- نظرة عامة على المعلمات البتروفيزيائية وأداء كل خزان

الكلمة الأساسية : حاسي مسعود - رود الشقي - خزان بترولي - الترياس (T1) - الكوارتزيت الحمراء (QH) - الصخرة - رسوبيات - عينة الخزان - البتروفيزياء..