

UNIVERSITE KASDI MERBAH – OUARGLA

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

DEPARTEMENT DES SCIENCES DE LA TERRE ET DE L'UNIVERS



Mémoire de Master Académique

Domaine : Sciences de la Terre et de l'Univers

Filière : Géologie

Spécialité : Géologie Pétrolière

THÈME

Synthèse des caractéristiques pétrophysique et géologique du réservoir Trias Argileux Gréseux du Hassi R'Mel

Présenté par :

BEN ATALLAH Elhadj

BEGGUI Said

ARIF Mohammed Fouad

Soutenu publiquement le : 22 / 06 / 2021

Devant le jury :

| | | | |
|-------------|---------------------|-------|---------------|
| Président : | Mme. SAHRI Liela | M.C.B | Univ. Ouargla |
| Promoteur : | Mr. GUERRADI Hocine | M.A.A | Univ. Ouargla |
| Examineur : | Mr. ZATOUT Merzouk | M.C.A | Univ. Ouargla |

Année Universitaire : 2020/2021

Remerciement

Avant tout je donne mes grands remerciements a ALLAH Tout Puissant de m avoir fourni de patience et courage pour achever ce travail.

Je tiens a exprimer mes sincères remerciements a mon Promoteur Mr. GUERRADI Hocine qui ma propose ce thème intéressant.

Nos remerciements, s'adressent aussi, aux membres de jury composé De Mme. SAHRI L et Mr. ZATOUI M pour leur volonté d'examiner notre travail.

Je tiens aussi a remercier tous les personnels administratifs de département des Sciences de la Terre et de l'Univers qui m ont servi en répondant a mes questions et qui ont conseillé dans ce travail enrichissant.

Mes chaleureux remerciements s adressent aussi a ma petite famille mes amis et a tous ceux qui contribué de prés ou loin a la réalisation de ce projet de fin d'indication et qui m ont emporté leurs aides ne serait ce que par un simple mot d'encouragement.



Dédicace

*C'est tout plein de joie que je dédie ce travail
à mes très chers parents.*

*Je dédie également à mes très chers
frères et sœurs, et à tous les membres
de ma famille « BEN ATTALLAH »
un par un, pour tout les sacrifices, et
les encouragements durant toute
période de mes études.*

*Comme je le dédie à mes amies de filière
de géologie avec qui j'ai partagé les
meilleurs moments de ma vie d'étude.*

BEN ATALLAH El hadj



Dédicace

*Tout d'abord avec tout d'abord avec mon amour éternel et
l'intensité sentiments je dédie ce travail modeste*

*A mon aumônier le sage qui a éclairé mon chemin et sans lui je
n'aurais pas atteint à ce point mon maître "cheikh Mohammed
El Zubair Hassani" que Dieu le protège*

*A ma petite famille que Dieu les protège et prend soin d'eux
Ma très chère mère et mon père bien aimé qui m'a toujours aidé
avec ses encouragements motivants et son soutien solide afin de
réussir à mon carrière universitaire.*

*Mes frères et mes sœurs qui m'ont encouragé et ont pris soin de
moi avec tout ce qu'ils avaient.*

Et enfin à tous ceux que j'aime et je respecte.

BEGGVI Saïd



Dédicace

*C'est tout plein de joie que je dédie ce travail
à mes très chers parents.*

*Je dédie également à mes très chers frères et
sœurs, et à tous les membres de ma famille
« ARIF et DOUH » un par un, pour tout les
sacrifices, et les encouragements durant toute
période de mes études.*

*Comme je le dédie à mes amies de filière de
géologie avec qui j'ai partagé les meilleurs
moments de ma vie d'étude.*

*Je dédie ce travail aussi à tous les amis de cite
Ahmed TAMMEM d'Ouargla.*

ARIF Mohammed Fouad

Table de matière

Liste des figures

Introduction générale01

Chapitre 1 : Généralité sur le champ de Hassi R'mel

Introduction..... 03

1. Situation géographique.....03

2. Historique et développement du champ de Hassi R'Mel.....04

3. Cadre géologique.....05

3.1 Situation géologique.....05

3.2 La Stratigraphie.....06

3.2.1 Le socle (Précambrien).....06

3.2.2 Paléozoïque.....06

a. Cambrien.....06

b. L'Ordovicien.....06

c. Le silurien.....07

d. Le dévonien.....07

3.2.3 Le Mésozoïque.....07

a. Le Trias.....07

b. Le Jurassique.....08

c. Le Crétacé.....09

d. Le Cénozoïque.....10

3.3 Tectonique.....11

3.4 l'Aspect Structural.....13

3.5 Le système pétrolier dans le champ de Hassi R'Mel.....14

Conclusion.....16

Chapitre 2 : Aspect géologique du réservoir Triasique

Introduction.....18

1. Les Caractéristiques des réservoirs triasiques du champ de Hassi R'mel.....18

1.1 Le réservoir A.....18

1.2 Le réservoir B.....18

1.3 Le réservoir C.....18

1.4 La Série Inférieure.....19

2. Aspect lithologie du Trias de Hassi R'mel Sud.....20

3. La lithologie de la Série Inférieure du champ de Hassi R'mel Sud.....20

4. Structurale23

| | |
|---------------------------------------------------------------|----|
| 5. Analyse et interprétation des cartes..... | 26 |
| 5.1 Carte en isopaques du niveau (A)..... | 26 |
| 5.2 Carte en isopaques du niveau (B)..... | 27 |
| 5.3 Carte en isopaques du niveau (C)..... | 28 |
| 6. Interprétation des corrélations diagraphiques..... | 29 |
| Introduction..... | 29 |
| 6.1 Les corrélations réalisées dans la partie Sud..... | 29 |
| 6.2 Le profil réalisé dans la partie Nord..... | 32 |
| 6.3 Les corrélations établies dans la direction Sud-Nord..... | 32 |
| 7. Interprétation des carottes. | 35 |
| 8. L'analyse pétrographique | 38 |

Chapitre 03 : étude des caractéristiques pétrophysique du Trias

| | |
|--------------------------------------------------------------------|----|
| Introduction | 42 |
| 1. Rappels..... | 42 |
| 1.1 Porosité | 42 |
| 1.1.1 Les types de porosité | 42 |
| a. La porosité totale (ϕ_t) | 42 |
| b. La porosité totale inclut..... | 43 |
| 1.2 La perméabilité..... | 43 |
| 1.2.1 Types de perméabilités..... | 44 |
| 1.3 La Saturation | 44 |
| 2. Interprétation des graphes de Porosité et de perméabilité | 45 |
| 3. Interprétation des cartes | 48 |
| 3.1 Carte en iso-porosité | 48 |
| 3.2 Carte en iso- perméabilité | 50 |
| 3.3 Carte en iso- volume d'argile | 52 |
| 3.4 Carte en iso-épaisseurs des grés utiles | 54 |
| 3.5 Carte en iso-hauteur d'huile | 56 |
| Conclusion | 58 |
| Conclusion Générale..... | 60 |
| Références et bibliographie | |
| Résumé | |

Liste des figures

| | |
|--------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|----|
| Fig.01 : Carte de situation géographique du champ de Hassi R'mel Document SONATRACH(Production) Hassi R'mel 2002..... | 03 |
| Fig.02 : Carte de situation géologique du champ de Hassi R'mel Document SONATRACH(Production) Hassi R'mel 2000..... | 05 |
| Fig.03 : colonne stratigraphique synthétique du champ de Hassi R'mel Document (SONATRACH rapport d'implantation)..... | 10 |
| Fig.04 : coupe géologique NORD-SUD du champ DE Hassi R'mel Document SONATRACH(Production) HASSI R'MEL 2004..... | 12 |
| Fig.05 : coupe géologique OUEST-EST du champ DE Hassi R'mel Document SONATRACH(Production) Hassi R'mel 2004..... | 12 |
| Fig.06 : Plan de position de Hassi R'Mel Sud (WEC, 2007)..... | 14 |
| Fig.07 : Carte de positionnement des puits..... | 19 |
| Fig.08 : Le découpage du Trias de la région de Hassi R'mel Sud (puits HRS-21)..... | 21 |
| Fig.09 : Le découpage de la Série Inférieure de la région de Hassi R'mel Sud (puits HRS-21)..... | 22 |
| Fig.10 : Carte en isobathes au toit du niveau (A)..... | 24 |
| Fig.11 : Carte en isobathes a la base du niveau (A)..... | 25 |
| Fig.12 : Carte en isopaques du niveau (A) du champ de Hassi R'mel | 26 |
| Fig.13 : Carte en isopaques du niveau (B) du champ de Hassi R'mel | 27 |
| Fig.14 : Carte en isopaques du niveau (C) du champ de Hassi R'mel | 28 |
| Fig.15 : Schéma montrant les profils des corrélations diagraphiques..... | 30 |
| Fig.16 : Corrélation diagraphique montrant l'extension de la Série Inférieure dans la partie Sud à travers les puits : HST-1, HRS-9, HRS-3 et HRS-7..... | 31 |
| Fig.17 : Corrélation diagraphique montrant l'extension de la Série Inférieure dans la partie Sud à travers les puits : HRS-7, HRS-27, HRS-26, HRS-25 et HRS-I-3..... | 31 |
| Fig.18 : Corrélation diagraphique montrant l'extension de la Série Inférieure dans la partie Sud à travers les puits : HRS-11, HRS-3, HRS-21 et HRS-1 | 33 |
| Fig.19 : Corrélation diagraphique montrant l'extension de la Série Inférieure dans la partie Sud à travers les puits :HRS-1, HRS-21, HRS-25 et HRS-4..... | 33 |
| Fig.20 : Corrélation diagraphique montrant l'extension de la Série Inférieure dans la partie Nord à travers les puits : HR-162, HRS-12, HRS-II et OEH-1 | 34 |
| Fig.21 : Corrélation diagraphique montrant l'extension de la Série Inférieure du Sud vers le Nord à travers les puits :HRS-I-3, HRS-2, HRS-I2 et HRS-12..... | 34 |

| | |
|----------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|----|
| Fig.22 : carottage du Puits HR-44(SONATRACH-CRD)..... | 36 |
| Fig.23 : carottage du Puits HR-512(SONATRACH-CRD)..... | 37 |
| Fig.24 : Présentation de la granulométrie, du classement et du type de contact des grains de quartz de la Série Inférieure de la Région de Hassi R'mel Sud, Sonatrach, CRD,2006)..... | 39 |
| Fig.25 : Evolution de la porosité en fonction de profondeur / HR-173..... | 46 |
| Fig.26 : Evolution de la perméabilité en fonction de la profondeur / HR-173..... | 46 |
| Fig.27 coefficient de tendance r^2 de la porosité et la perméabilité (puits HR-173)..... | 46 |
| Fig.28 : Evolution de la porosité en fonction de profondeur / HR-175 | 47 |
| Fig.29 : Evolution de la perméabilité en fonction de la profondeur / HR-175..... | 47 |
| Fig.30 coefficient de tendance r^2 de la porosité et la perméabilité (puits HR-175)..... | 47 |
| Fig.31 : Carte en iso-porosité..... | 48 |
| Fig.32 : une courbe représentant les valeurs de porosité dans les puits étudiés..... | 49 |
| Fig.33 : Carte en iso-perméabilité | 50 |
| Fig.34 : une courbe représentant les valeurs de perméabilité dans les puits étudiés..... | 51 |
| Fig.35 : Carte en iso- volume d'argile..... | 52 |
| Fig.36 : une courbe représentant les valeurs de volume d'argile dans les puits étudiés..... | 53 |
| Fig.37 : Carte en iso-saturation d'eau | 54 |
| Fig.38 : une courbe représentant les valeurs de saturation d'eau dans les puits étudiés..... | 55 |
| Fig.39 : Carte en iso-hauteur d'huile..... | 56 |
| Fig.40 : une courbe représentant les valeurs de hauteur d'huile dans les puits étudiés..... | 57 |

Liste des tableaux

| | |
|------------------------------------------------------------------------|----|
| Tableau 1 :données de porosité pour certains puits..... | 49 |
| Tableau 2 :données de perméabilité pour certains puits..... | 51 |
| Tableau 3 :données de volume d'argile pour certains puits..... | 53 |
| Tableau 4 :données de saturation d'eau pour certains puits..... | 55 |
| Tableau 5 :données de hauteur d'huile pour certains puits..... | 57 |

Introduction générale

Introduction générale :

Un gisement pétrolier est un système de réservoir constitué des roches poreuses contenant des hydrocarbures à l'état liquide ou gazeux, piégés par des barrières imperméables.

Parmi les grands gisements gazier dans le monde, on trouve le champ de Hassi R'Mel qui s'étend sur une superficie d'environ 3500km², c'est un gisement de gaz à condensâtes avec présence d'un anneau d'huile assez important sur sa périphérie Est et Sud.

Le triasique de Hassi R'mel est composé de (04) principaux réservoirs gréseux, nommés: A, B, C et la Série Inférieure, séparés entre eux par des argiles; la couverture est formée par les argiles et le sel du Trias.

Cette étude rentre dans le cadre de développement de la triasique du champ de Hassi R'Mel

Les objectifs de ce travail seront les suivants :

1- Construire un modèle structural de la région d'étude.

2- Caractéristique de la triasique en étudiant :

La géologie de la région dans le but de déterminer les différents domaines: La lithologie et interprète les carte et les donnés géologie

3 - L'évolution et interprète les propriété pétrophysique et les carets de position du puits étudie dans le but de délimiter les meilleurs drains à hydrocarbure .



Chapitre I : **Généralité sur le champ**

Introduction :

Le champ de Hassi R'Mel C'est la porte du désert, situé dans le nord de plateforme saharienne ,découvert en 1956 par la SN-REPAL (Société nationale de recherche et d'exploitation de pétrole en Algérie) dans une formation triasique c'est le plus grand gisement de gaz naturel en Algérie et du continent africain.

1. Situation géographique :

Le champ de Hassi R'Mel situé entre les méridiens 2°55' et 3°50' Est et Les parallèles 33°15' et 33°45' Nord et l'altitude moyenne est d'environ 750 m au-dessus de niveau de la mer et trouve à 520 Km au sud d'Alger, située entre les deux villes à 120 Km au LAGHOUAT et à 100 Km au GHARDAIA. Et Couvrant une surface gazière de 3500 Km² (70 Km du Nord au Sud et 50 Km d'Est en Ouest).

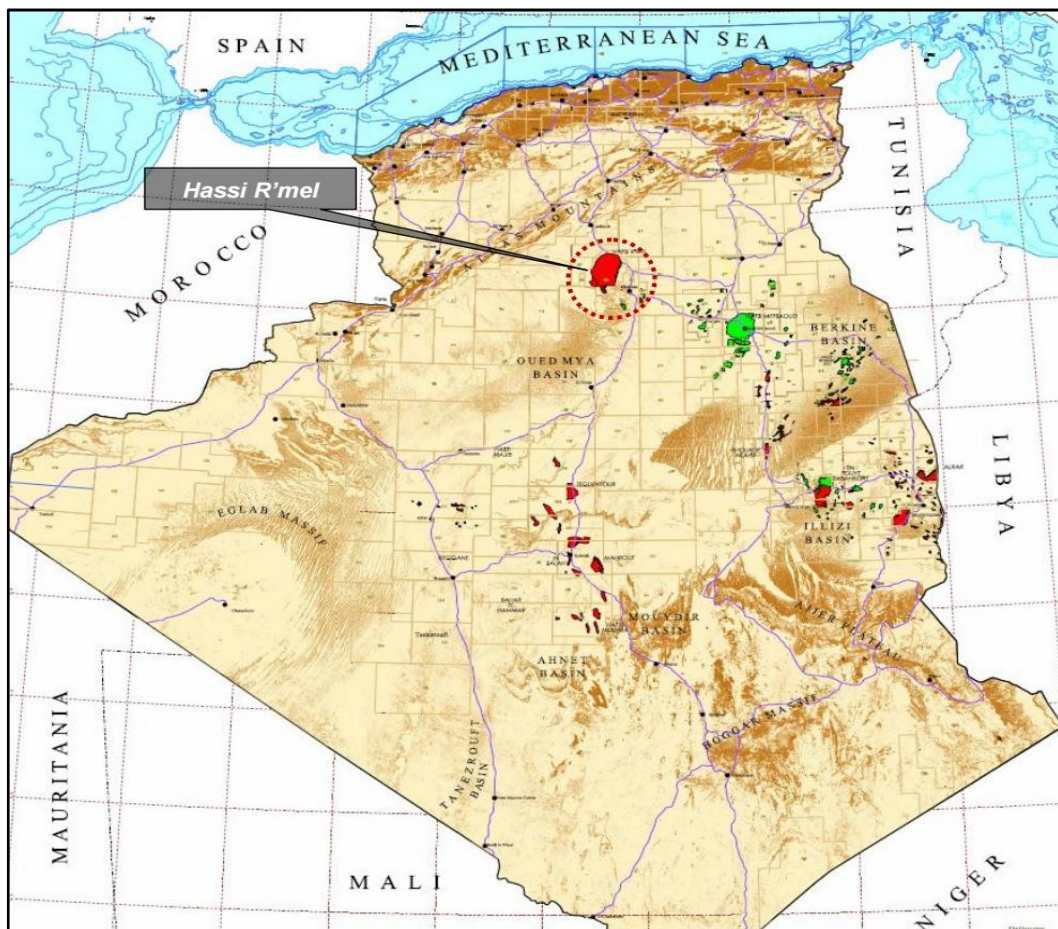


Fig.01 : Carte de situation géographique du champ de Hassi R'mel

Document SONATRACH(Production) HASSI R'MEL 2002

2. Historique et développement du champ de Hassi R'Mel :

En 1951, le gisement de Hassi R'Mel ont été découverts, Le forage du premier puits d'exploitation HR1, a eu lieu en 1952 à quelques kilomètres de la localité de Berriane, ce premier puits a mis en évidence la présence d'un gaz riche en condensât dans le trias gerseaux à une pression de 310 ATM et une température de 90 °C, la profondeur atteinte était de 2332 m où se trouve un réservoir de gaz humide évalué à plus de 2800 milliards m³.

Entre 1957 et 1960, 7 autres puits ont été forés (HR2, HR3, HR4, HR5, HR6, HR7, HR8).une énorme réserve de gaz estimée à 2415 billions m³. Ce gaz se trouve entre 2110 m et 2280 m de profondeur.

Le développement du gisement de Hassi R'Mel a été réalisé en 04 Etapes principales, répondant à l'évolution économique du pays et au Développement technologique du marché du gaz naturel :

Première étape :

- 1961 Mise en exploitation de 02 unités de traitement de gaz D'une capacité de 1.3 Milliards de m³ par an.

Deuxième étape :

- 1969 Mise en exploitation de 04 unités supplémentaires pour Augmenter la Capacité à 04 Milliards m³ par an.

Troisième étape :

- 1972-1974 Mise en exploitation de 06 unités supplémentaires Pour atteindre une capacité de 14 Milliards m³ par an.

Quatrième étape :

- 1975-1980 Mise en œuvre et réalisation du Plan Directeur de Développement qui visait les objectifs suivants :
 - Augmentation de la capacité de traitement de 14 à 94 Milliards m³ par an.
 - Maximisation de la récupération des hydrocarbures Liquides tels que le condensat et le GPL par cyclée Partiel du gaz sec.

3. Cadre géologique :

a. Situation géologique :

Le champ de Hassi R'Mel Situé à l'extrémité Occidental de la Province Triasique Et apparaît sous forme d'une structure anticlinale orienté Nord-est/Sud-ouest.

La structure est limitée au Nord par la flexure Sud-Atlasique, au Sud-ouest par Ensellement de Djofra ,au sud Est par le bassin de Oued Mya, A l'Est par le Ensellement de Touggourt, A l'Ouest par sillon de Benoud.

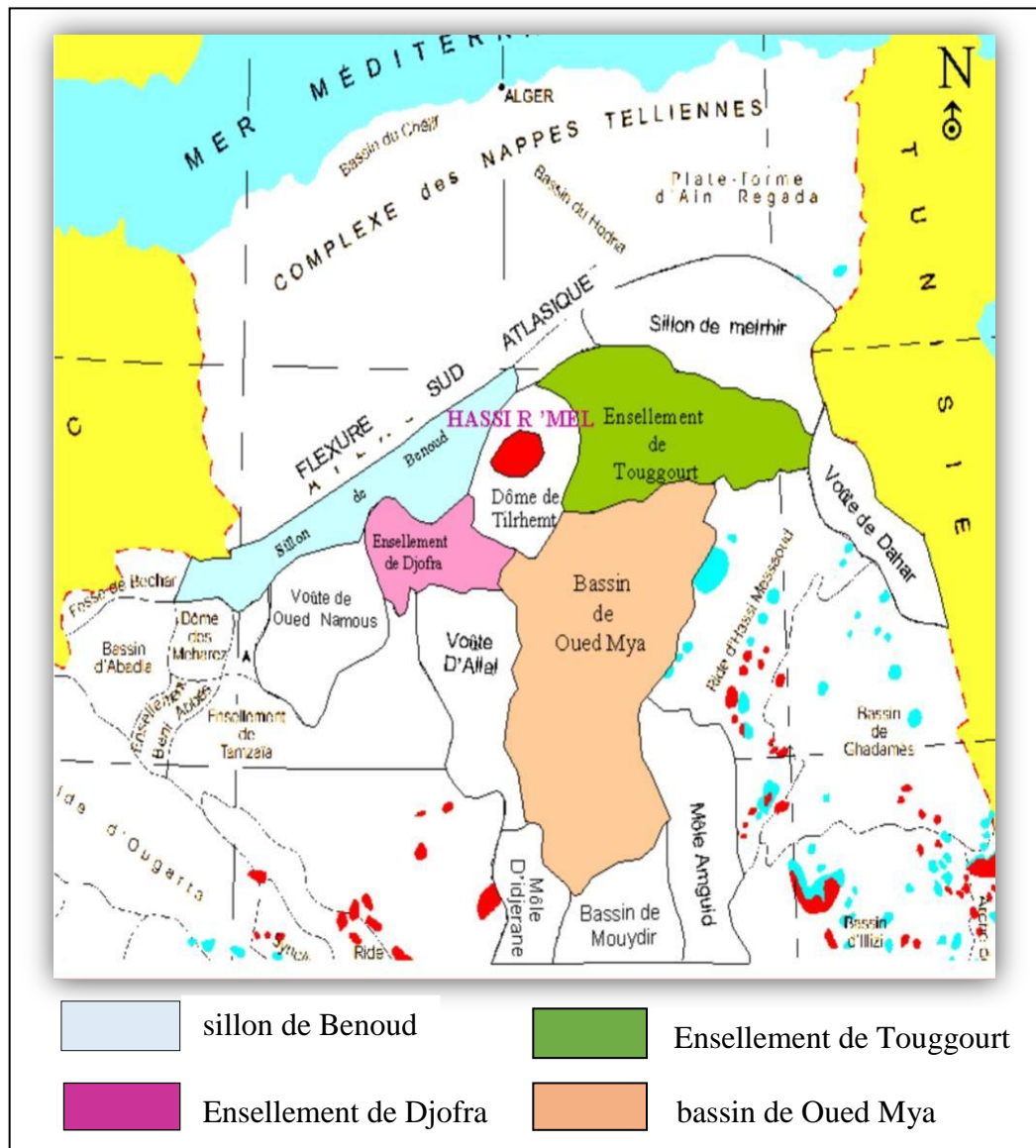


Fig.02 : Carte de situation géologique du champ de Hassi R'mel

Document SONATRACH(Production) Hassi R'mel 2000

b. La Stratigraphie :

La colonne stratigraphique du champ de Hassi R'Mel se compose du bas en haut par :

3.2.1 Le socle (Précambrien) :

Il s'agit des grands éléments granitiques fracturés et d'altérites, de couleur rose, orange et d'éléments de roches volcaniques.

3.2.2 Paléozoïque (2500m à 3500m) :**a. Cambrien (250m) :**

Il est représenté par des grés quartzitiques et des quartzites blancs, fins à moyens à ciment siliceux en feuillets, verts, micacés, à stratifications obliques, les tigilites sont rares, et le tout est surmonté par un ensemble gréseux dans lequel se trouvent des horizons réservoirs, qui sont de la base au sommet :

Le R3 : il est composé des grés quartzitiques argileux, très grossiers mal classés et d'épaisseur variable, avec de mauvaises caractéristiques pétrophysique.

Le R2 : il est constitué de grés moyens à grossiers, à ciment argileux, dont les caractéristiques pétrophysique sont mauvaises.

Le Ra : il est constitué de grés fins à grossiers, anisométriques, c'est le plus intéressant du point de vue pétrolier. Il est constitué de trois zones distinctes :

- Le zone à grés grossiers à la base.
- Le zone à grés fins intermédiaires.
- Le zone à grés grossiers au sommet.

Le Ri : il est constitué de grés fins, isométriques, bien classés, silicifiés et intercalés de minces lits d'argiles.

b. L'Ordovicien (150m) :

Il est présent pratiquement dans la partie Ouest du champ, il est entièrement détritique, il est constitué de bas en haut par :

Les argiles d'El Gassi, les grès d'El Atchane, les quartzites de Hamra, les grès de Ouargla, les argiles d'Azzel, les grès de Oued Saret, les argiles micro-conglomératiques et la dalle de M'rata.

c. Le silurien (350m) :

Il est représenté par des argiles sombres à noires micacées, il n'a été rencontré qu'à l'Ouest et au Sud du champ.

d. Le dévonien (160m) :

Il est présenté uniquement dans l'extrême Nord-Ouest du champ, il est essentiellement argileux.

3.2.3 Le Mésozoïque (2200m) :

a. Le Trias (210 à 220m) :

- **Le trias argilo-gréseux inférieure (série inférieure) (30m) :**

Cet ensemble n'est pas présent partout sur le champ de Hassi R'Mel. Il est notamment absent dans la partie orientale (HR-4, HR-1, HR-6) et sur le reste du champ, cette série est représentée par des argiles indurées vertes, interceptées par de rares niveaux conglomératiques, elle est caractérisée par la présence des coulées volcaniques (andésites), notamment dans la partie méridionale du champ.

- **Le trias argilo-gréseux supérieur (A, B, C) (120 m) :**

Il regroupe les trois niveaux producteurs d'hydrocarbures dans le champ de Hassi R'Mel et s'étend du mur du C au toit du niveau A. L'ensemble des niveaux C et B est dénommé T1 et le niveau A avec la zone des argiles radioactives qui le surmontent constituent le membre T2.

- **Le trias argileux (40 m) :**

Il est formé d'argiles indurées souvent brun-chocolat, parfois vertes ou noires avec des inclusions d'anhydrite et de sel, ces argiles présentent de rares fines passées dolomitiques.

b. Le Jurassique (1400 m) :

Le système est limité à la base par le niveau repère dolomitique D2, il débute au Lias par des dépôts lagunaires devenant progressivement marins francs au Dogger et Malm, il comprend trois ensembles lithologiques distincts :

- **Le Lias:**

Cet ensemble est formé de six(6) séries sédimentaires :

Le Lias Argileux (50 m) est constitué d'argile plastique et une passée de Calcaire dolomitique.

Le Lias Salifère (III + II) (200m) est constitué de sel massif avec des passées d'argiles plastiques et un banc dolomitique, qui représente le repère D1.

Le Lias Salifère (I) (100 m) est constitué d'argiles salifères brun-rouges, à passées d'argiles et de marnes, parfois dolomitiques.

Le Lias Anhydritique (50 m) est constitué d'anhydrite massive à passées d'argiles.

Le Lias Carbonaté (150 m) est formé de marnes grises, brunes ou vertes, pâteuses avec des passées de calcaires blancs argileux et d'argiles brun-rouges.

Le Lias Marneux est composé de marne, dolomite indurée, pyrite à intercalation d'argile et carbonate.

- **Le Dogger (220 m) :**

Il est représenté à sa base par des calcaires oolithiques avec des passées de dolomie microcristalline, d'argiles silteuses et d'anhydrites, il passe ensuite à des grés rosâtres, fins à moyens à ciment siliceux, présentant des intercalations d'argile plastique légèrement dolomitique.

- **Le Malm (600 m) :**

Il est essentiellement détritique au centre du champ, il est présenté par des argiles brun-chocolat parfois vertes, des grés friables beiges, des calcaires cristallins gris-bruns et des argiles dolomitiques grises, cet étage est riche en fossiles (Gastéropodes et Échinodermes).

c. Le Crétacé (620 m) :

- **le Néocomien (150 m) :**

Il est formé par une alternance des argiles plastiques grises à grés-noires par endroits, dolomitiques et des grés gris à gris verdâtres, avec un ciment souvent argilo-dolomitique.

- **LE BARREMIEN (200 m) :**

Il est totalement absent au Nord, il est formé d'une succession de grés fins à grossiers à ciment argileux ou carbonaté et d'argile plastique versicolore.

- **L'APTIEN (35 m) :**

Il est caractérisé par des marnes gréseuses et des passées de grés argileux au Sud, devient dolomitique beige et des sables roses ou rouges vers le Nord, avec des inclusions des gypses.

- **L'ALBIEN (220 m) :**

Il est entièrement gréseux, se subdivise en une série de grés fins rouges et /ou beiges à ciment argilo-dolomitique, admettant des intercalations d'argile versicolore et une série de grés sable, rose, mal cimenté et mal classé, devenant plus argileux et gypseux vers la base.

- **LE CENOMANIEN (100 m) :**

Il est constitué de dolomie cristalline ou microcristalline blanche à beige parfois vacuolaire à intercalation d'argile versicolore et calcaire dolomitique.

- **LE TURONIEN (40 m) :**

C'est une série de dolomie cristalline blanche à beige fissurée par endroits et argile grise tendre à plastique.

- **LE SENONIEN (40 m) :**

Il est composé de calcaire dolomitique blanc ou beige et de dolomie cristalline fissurée, admettant une passée de calcaire marneux, à sa base apparaissent quelques minéraux de dolomie fissurée.

d. Le Cénozoïque (100 m):

- Le Mio-Pliocène:

C'est une série argilo-gréseuse, discordante sur les formations adjacentes (Discordance pyrénéenne), se trouve uniquement au Nord.

| ERE | SYST | ETAGES | | Epmoy | DESCRIPTION | |
|---------------------------------------------|-------------------------|----------------------------------------------|--------------------------|------------------------------------------------------------------------------------|----------------------------------------------------------------------------------------------------|--------------------------------|
| CENO-ZOIQUE | | CROUTE HAMMADIENNE | | 100 | Croûte calcaire et série argilo-gréseuse | |
| | | MIO -PLIOCENE discordance alpine | | | | |
| MESOZOIQUE | CRETACE | SENONIEN | | 40 | Calcaire à silex | |
| | | TURONIEN | | 40 | Dolomie vacuolaire | |
| | | CENOMANIEN | | 100 | Calcaire et argile | |
| | | CONTINENTAL INTERCALLAIRE | ALBIEN | 220 | Grès fins, friables, à passées d'argile | |
| | | | APTIEN | 20 à 40 | Dolomie gréseuse, marne et argile | |
| | | | BARREMIEN | 35 | Grès fin à grossier, à ciment carbonaté | |
| | | | NEOCOMIEN | 150 | Grès à passées d'argile, de calcaire et de lignite | |
| | | MALM | | 600 | Carbonates, grès et argile | |
| | | JURASSIQUE | DOGGER | ARGILEUX | 100 | Calcaire dolomitique et argile |
| | | | | LAGUNAIRE | 120 | |
| | LIAS | | MARNEUX | 130 | Marnes et calcaire | |
| | | | CARBONATE | | Calcaire à passées d'argile et d'anhydrite | |
| | | | ANHYDRITIQUE | 80 | Anhydrite massive à passées d'argile | |
| | | | ENSEMBLE SALIFERE I + II | 300 à 400 | Sel massif à passées d'argile REPERE D1 (dolomie) | |
| | | | SALIFERE III | | Sel à passées d'argile | |
| Argileux | | | 15 | Argile plastique REPERE D2 (dolomie) | | |
| SALIFERE IV | | | 0 à 70 | Sel à passées d'argile | | |
| TRIAS | TRIAS ARGILO-GRESEUX | TRIAS ARGILEUX | 40 | Argile plastique | | |
| | | ARGILO-GRESEUX | A | 120 | Grès fins à moyens, à ciment plus ou moins argileux, anhydritique, à intercalations d'argile brune | |
| | | | B | | | |
| | | | C | | | |
| SERIE INFERIEURE discordance herzynienne | 30 | Andésite, argile et passées de grès argileux | | | | |
| PALEOZOIQUE | SILURIEN | | 350 | Argile noire indurée à graptolites | | |
| | ORDOVICIEN | | 150 | Quartzites de Hamra - Grès d'El Atchane - Argiles d'El Gassi -Zone des alternances | | |
| | CAMBRIEN | R1 | 250 | Quartzites- grès, grès fin à moyen à lits d'argiles | | |
| | | Ra | | | | |
| | | R2 | | Grès fins, argilo-bitumineux et brèches tectoniques | | |
| R3 | | Grès quartzitiques, argileux, très grossiers | | | | |
| SOCLE | | | | | Eléments de granite fracturé, ferromagnésiens | |

Fig.03 : colonne stratigraphique synthétique du champ de Hassi R'mel

(SONATRACH rapport d'implantation)

c. Tectonique :

Le champ de Hassi R'Mel est lié au cadre tectonique de la plate forme saharienne, qui s'est effectuée aux cours des cycles tectoniques suivants :

- **Le cycle panafricain:**

Il est interprété comme étant le résultat d'une collision entre deux blocs, le craton Ouest Africain rigide à l'Ouest et le bloc Est Africain à l'Est, cette collision a engendré de grandes failles subméridiennes et qui sont responsables des structures majeure Idjrane-M'Zab.

- **Le cycle calédonien :**

Une extension a eu lieu au Cambro-ordovicien, mettant en place la première série sédimentaire du Paléozoïque inférieur, le Cambrien est marqué par une sédimentation détritique littorale à continentale sur toute la plate- forme saharienne.

- **Le cycle hercynien :**

Durant ce cycle les zones qui étaient hautes pendant le paléozoïque, ont subi un soulèvement, ceci a provoqué l'érosion de la majorité des termes paléozoïques sur les parties hautes, ce qui explique que le Cambrien affleure sur la voûte de Tilrhemt.

- **Le cycle alpin :**

Avec notamment sa phase Atlasique qui a donné des déformations su latitudinales et à la suite de laquelle la dorsale Djemaa- Touggourt est née, laquelle se trouve à l'intersection de la dorsale Idjrane-M'Zab qui est la terminaison septentrionale de la dorsale Djemaa-Touggourt. La carte structurale au Toit du D2 (repère stratigraphique isochrone dans la région), montre que le champ de Hassi R'Mel forme un vaste anticlinal plongeant en pente douce vers le Nord, l'Est, l'Ouest, et vers le Nord-Ouest.

Cette pente est perturbée par des failles, vers le Sud apparaissent des petites structures anticlinales :

-Djebel Bissa au Sud- Ouest.

-Hassi R'Mel Sud.

-une troisième au Sud- Est située au Nord-est de Hassi R'Mel Sud.

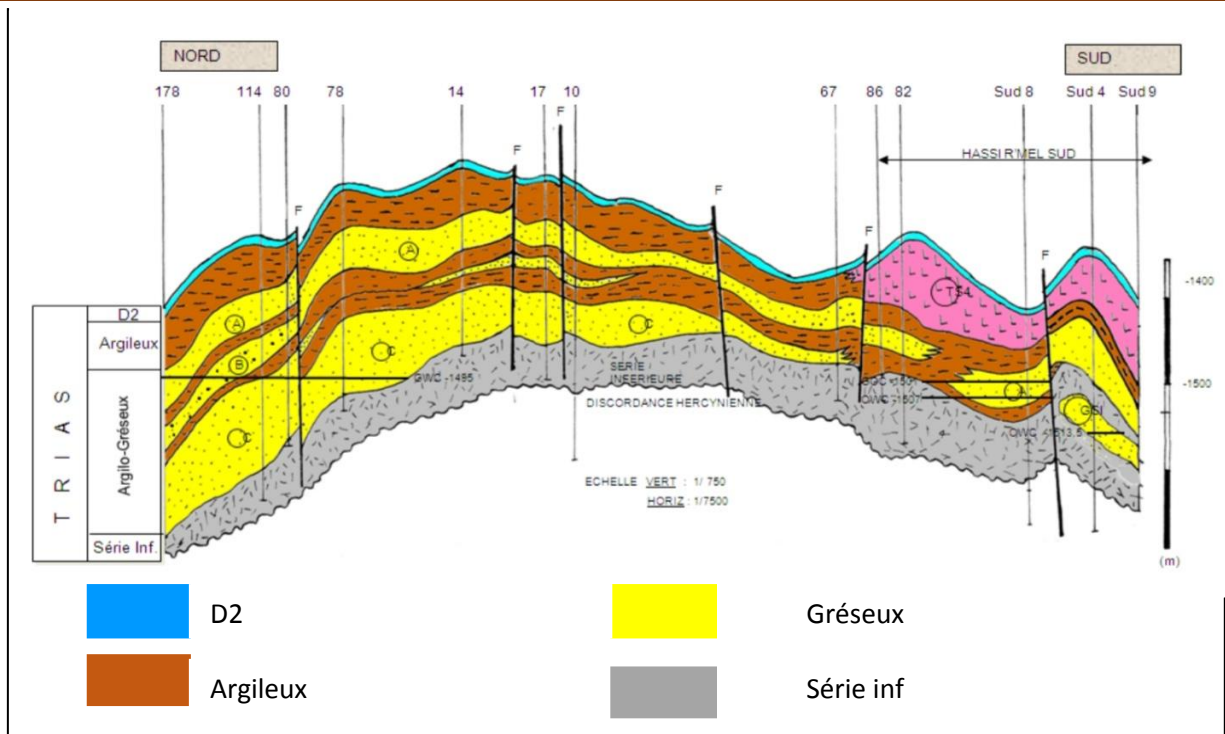


Fig.04 : coupe géologique Nord-Sud du champ DE Hassi R'mel

Document SONATRACH(Production) Hassi R'mel 2004

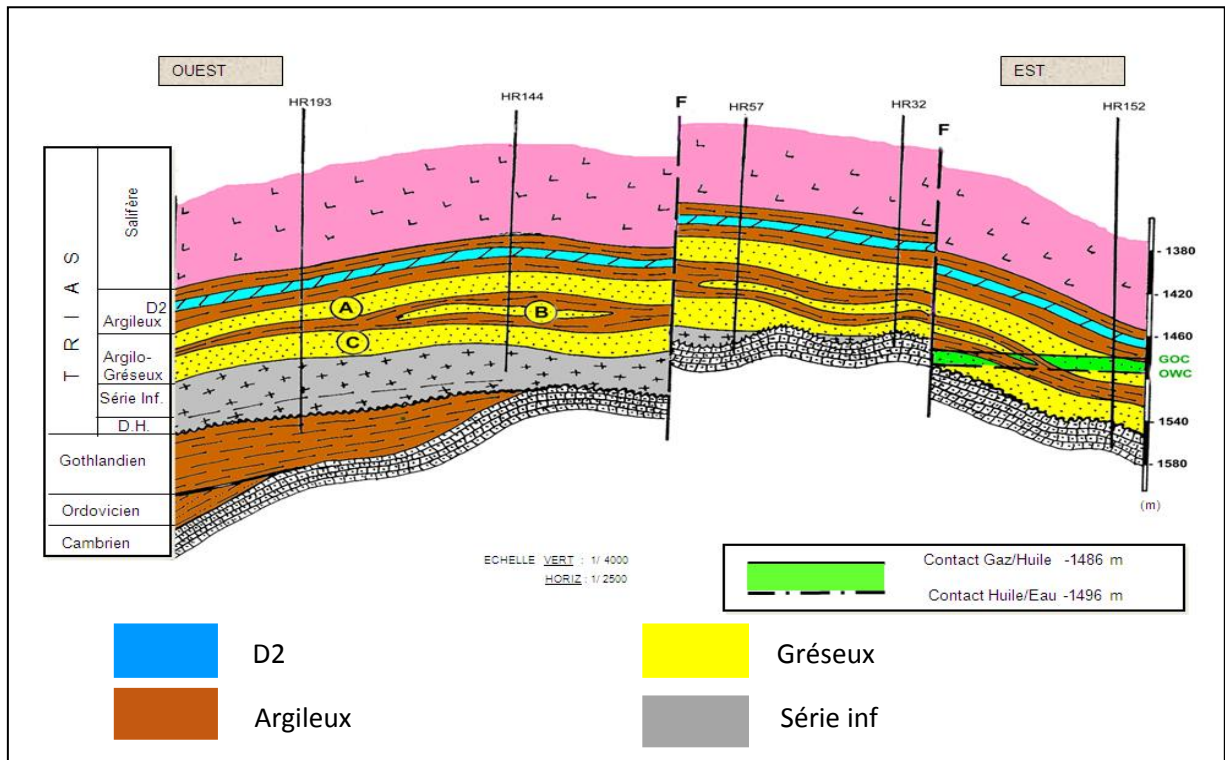


Fig.05 : coupe géologique Ouest-Est du champ DE Hassi R'mel

Document SONATRACH(Production) Hassi R'mel 2004

3.4 l'Aspect Structural :

La structure de Hassi R'Mel Monré comme un grand anticlinal ondulé, de direction NNE-SSW Ces deux réseaux de failles et toute la structuration de Hassi R'Mel sont liés aux Mouvements du socle, lui-même qui a entraîné la couverture sédimentaire dans sa Déformation au cours de toutes les phases tectoniques qui l'ont affecté

La structure de Hassi R'Mel est caractérisée par trois zones :

- **La zone nord :**

Cette zone est très complexe du point de vue tectonique. Elle se situe à la limite méridionale de la flexure Sud Atlasique dont elle a été particulièrement affectée lors des phases tectoniques récentes.

La structure de cette zone apparaît comme étant une succession de gradins (Horst et Grabens) limités par des accidents (failles) qui assurent la fermeture du champ.

Il est à noter que la structure de cette zone est complètement faillée, ce qui pose un problème dans l'identification des réflecteurs sismiques (zone sourde).

- **La zone centrale :**

Du point de vue structural, elle est plus haute et moins complexe que la zone Sud. Cette zone formée d'un plateau affecté par des faibles déformations, les flancs Est-Ouest sont marqués par des chutes structurales (flexures) qui assurent la fermeture du gisement de parts et d'autres.

- **La zone sud :**

Cette zone présente des structures anticlinales et synclinales de dimensions variables et d'orientation suivant une direction Nord-est Sud-ouest, cette direction des accidents (failles) affecte cette zone. Il est à noter que ce type de structure existe aussi dans l'extrémité Sud de la zone ; structure Hassi R' Mel et Djebel Bissa. Ce sont des plis engendrés par les décrochements (Failles à rejets horizontaux), c'est-à-dire des plis d'entraînement.

On remarque dans cette zone, une relation entre l'épaisseur du sel et l'ampleur des structures. Le fluage des sels accentue les rejets des failles, et vu l'épaisseur importante de sel, donc la série salifère joue un rôle important dans la structuration de la zone.

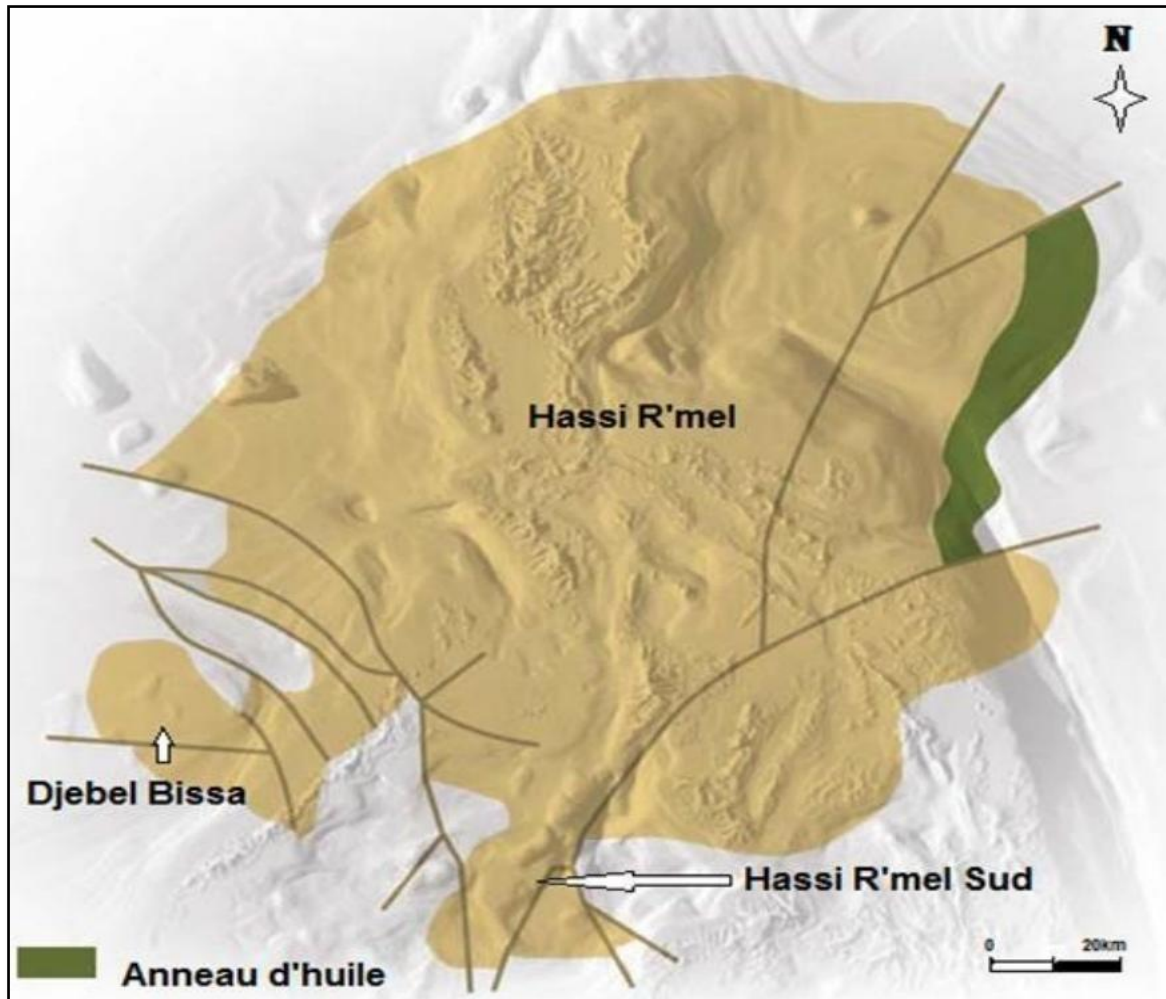


Fig.06 : Plan de position de Hassi R'Mel Sud (WEC, 2007)

3.5 Le système pétrolier dans le champ de Hassi R'Mel :

Trois facteurs semblent jouer un rôle majeur dans la distribution des hydrocarbures dans cette région.

-Les réservoirs constitués par les grés du Trias.

- La couverture salifère triasique.

-La discordance Hercynienne et son rôle présumé dans les migrations des hydrocarbures.

- **Les Roches mères :**

Il ressort de différentes études géochimiques faites par le CRD, la Sonatrach-Exploration et par des compagnies étrangères (AGIP, PECTON), que les formations argileuses du Dévonien et du Silurien situées au périphérique de la région d'étude, sont considérées comme roches mères.

- **Les Roches réservoir :**

Du point de vue roches réservoirs, le Trias argilo-gréseux supérieur (TAGS) est le plus important, il est constitué par la superposition de trois niveaux A, B et C bien distincts, intercalés par des niveaux argileux.

Son épaisseur varie entre 48 et 157m, avec une porosité allant de 12 à 18 %, et une perméabilité allant jusqu'à 3Darcy.

L'évaluation des trois niveaux gréseux s'est faite sur la base de leurs caractéristiques granulométriques, pétrographiques et diagraphiques.

- **Les roches couvertures:**

La couverture présente un critère fondamental pour la préservation des gisements. L'efficacité de la roche couverture est conditionnée par :

-Sa plasticité

-Son imperméabilité

-Son épaisseur

La roche couverture du réservoir Trias gréseux de Hassi R'Mel est assurée par :

-Le Trias argileux

-Le Trias salifère (TS4) présent uniquement dans la partie Est et Sud du champ

-Lias salifère un et deux (LS1+LS).

- **Les pièges :**

Les pièges à Hassi R'Mel sont de type structuraux il s'agit d'un anticlinorium démembré par failles normales, plis faillés. Et de types lithologique et stratigraphique (biseautage).

Conclusion :

Le champ de Hassi R'Mel de dimensions de 80Km du Nord au Sud et 65Km de l'Est à l'Ouest , et avec une forme anticlinale orientée Nord / Est / Sud Sud Ouest , se situe dans la plate forme saharienne dans la partie Nord Ouest de la Province Triasique.

C'est le plus important gisement de gaz naturel , il produit essentiellement du gaz à condensat , et une fraction de pétrole .

Le champ de Hassi R'Mel est divisé en trois zones d'après leurs caractères structuraux les zone (Nord et Center et Sud).

La série stratigraphique du champ repose sur la discordance hercynienne (Paléozoïque) et le Cénozoïque généralement est érode .

Les réservoirs de Hassi R'Mel d'âge Trias Argileux Gréseux supérieur (TAGS) composé de trois niveaux (A , B et C).

Le champ de Hassi R'Mel ne peut être considéré comme un anticlinal de forme simple mais une zone régionalement haute constituée par la juxtaposition d'une série d'anomalie de forme et des tailles différentes.



Chapitre II : **Aspect géologique** **du réservoir Triasique**

Introduction :

Le gisement du champ de Hassi R'mel est constitué par la superposition de quatre réservoirs gréseux d'âge triasique, séparés par des intercalations argileuses d'épaisseur variable: ce sont les niveaux A de la série T2, B et C de la série T1 et la Série Inférieure.

1. Les Caractéristiques des réservoirs triasiques du champ de Hassi R'mel:

1.1 Le réservoir A: il est constitué de grès fins à très fins, à nombreuses intercalations conglomératiques à galets d'argile et passées argileuses et à forte cimentation anhydritique. Il présente l'extension la plus importante puisqu'il s'étale plus ou moins régulièrement sur tout le champ à l'exception l'extrême Sud-ouest du champ.

Les épaisseurs sont relativement constantes sur l'ensemble du champ.

1.2 Le réservoir B: il est constitué de grès fins plus ou moins argileux, localement moyen, à passées conglomératiques de galets d'argile, intercalés dans une série argileuse. L'extension du réservoir B est limitée à la moitié Nord du champ. Les épaisseurs varient rapidement, particulièrement dans la zone centrale où elles passent de 30m à quelques mètres, les épaisseurs maximales se situant vers le Nord-Ouest du champ.

1.3 Le réservoir C: il est composé de grès fin à moyen, très peu cimenté, avec de nombreux conglomérats à galets de quartz et, à débris charbonneux. Il se repose, soit sur la Série Inférieure constituée de niveaux andésitiques et de niveaux argilo-gréseux, soit directement sur le Paléozoïque dans les zones hautes orientales de Hassi R'mel.

Le réservoir C s'étend sur la majeure partie du champ à l'exception de l'extrême Sud-ouest et la partie Sud. C'est le plus épais des quatre réservoirs. Il présente des variations d'épaisseurs importantes suivant une direction Nord Sud.

1.4 La Série Inférieure: est une formation constituée d'une alternance argilo-gréseuse surmontée d'une roche éruptive (Andésite). Elle est présente dans la partie Sud du champ et sur le flanc Est du grand anticlinal de Hassi R'mel (anneau d'huile) (Fig.07).

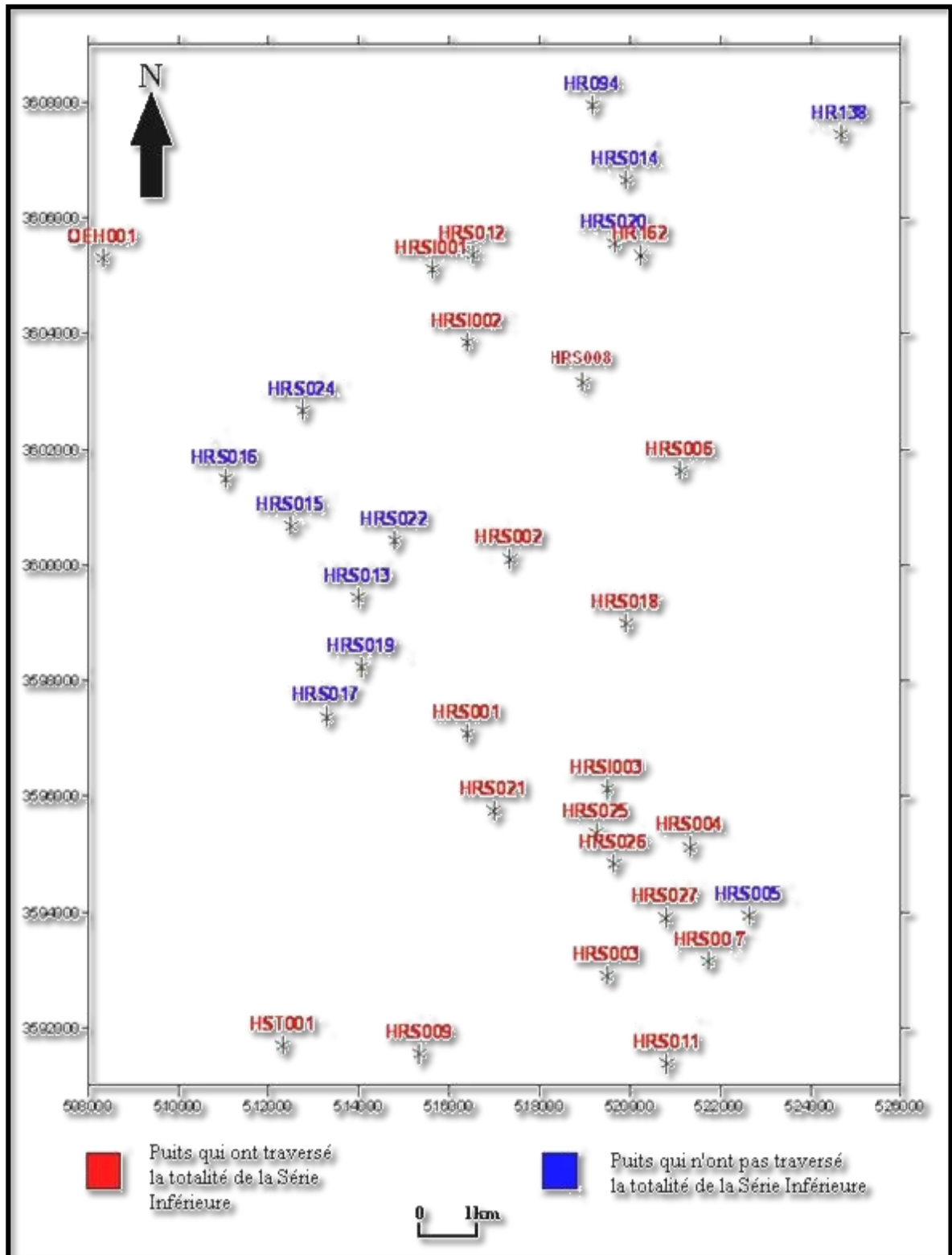


Fig.07 :Carte de positionnement des puits [14]

2. Aspect lithologie du Trias de Hassi R'mel Sud :

L'analyse des diagraphies et des descriptions de carottes a montré que le Trias de Hassi R'mel Sud est subdivisé en quatre formations (Fig.08) qui sont de bas en haut:

- **La Série Inférieure:** elle est présente dans toute la partie Sud du champ de Hassi R'mel. Son épaisseur varie de quelques mètres à quelques dizaines de mètres. Elle est formée par des alternances argile-grès organisées en séquences décimétriques à métriques, à bases érosives avec présence de coulées volcaniques (Andésites), surmontée par des dépôts argileux où se développent des paléosols.
- **Le niveau A :** est représenté par des grès gris clairs à gris sombres moyens à fins à la base et de silt passant à des argiles brun rougeâtre au sommet.
- **L'argileux inférieur :** c'est un ensemble formé essentiellement d'argile brune salifère avec quelques passées de sel, son épaisseur est très réduite dans la région étudiée.
- **Le S4 :** se présente le plus souvent en bancs de sel massif cristallin. Il est plus important dans la zone Sud du champ de Hassi R'mel Sud.

3. La lithologie de la Série Inférieure du champ de Hassi R'mel Sud :

L'analyse des enregistrements diagraphiques ainsi que les descriptions de carottes nous ont permis de découper la Série Inférieure du champ de Hassi R'mel Sud en trois termes, (Fig.09); on distingue de bas en haut :

- **L'Argilo-gréseux :** il est présent dans tous les puits qui ont atteint la Série Inférieure. Son épaisseur augmente suivant un axe NW-SE. Il atteint une épaisseur maximale au SE du champ (33m à HRS-4).
- **Les Andésites:** elles sont présentes dans la majorité des puits. Leur épaisseur est plus importante dans les puits qui sont proches des failles, tel que HRS-6, HRS-8 et HRS-4(Fig.09).
- **Le terme argileux :** il coiffe la Série Inférieure. Sa présence variable dans la partie Sud de Hassi R'mel lui donne un caractère discontinu.

L'intervalle d'étude répondant à l'objectif fixé intéresse la partie basale (argilo-gréseuse), limitée par la discordance hercynienne au mur et par les andésites au sommet.

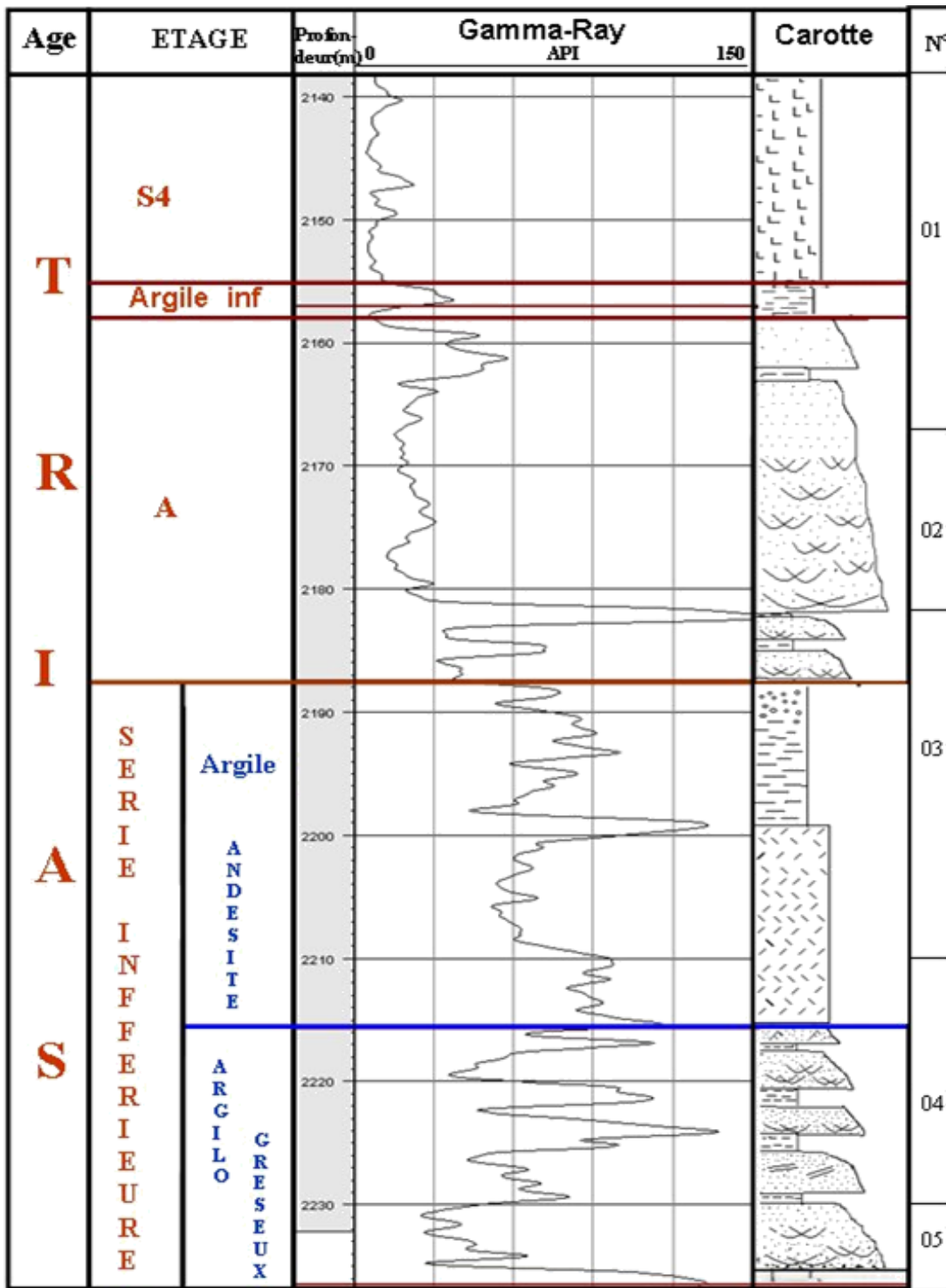


Fig.08 : Le découpage du Trias de la région

de Hassi R'mel Sud (puits HRS-21) [14]

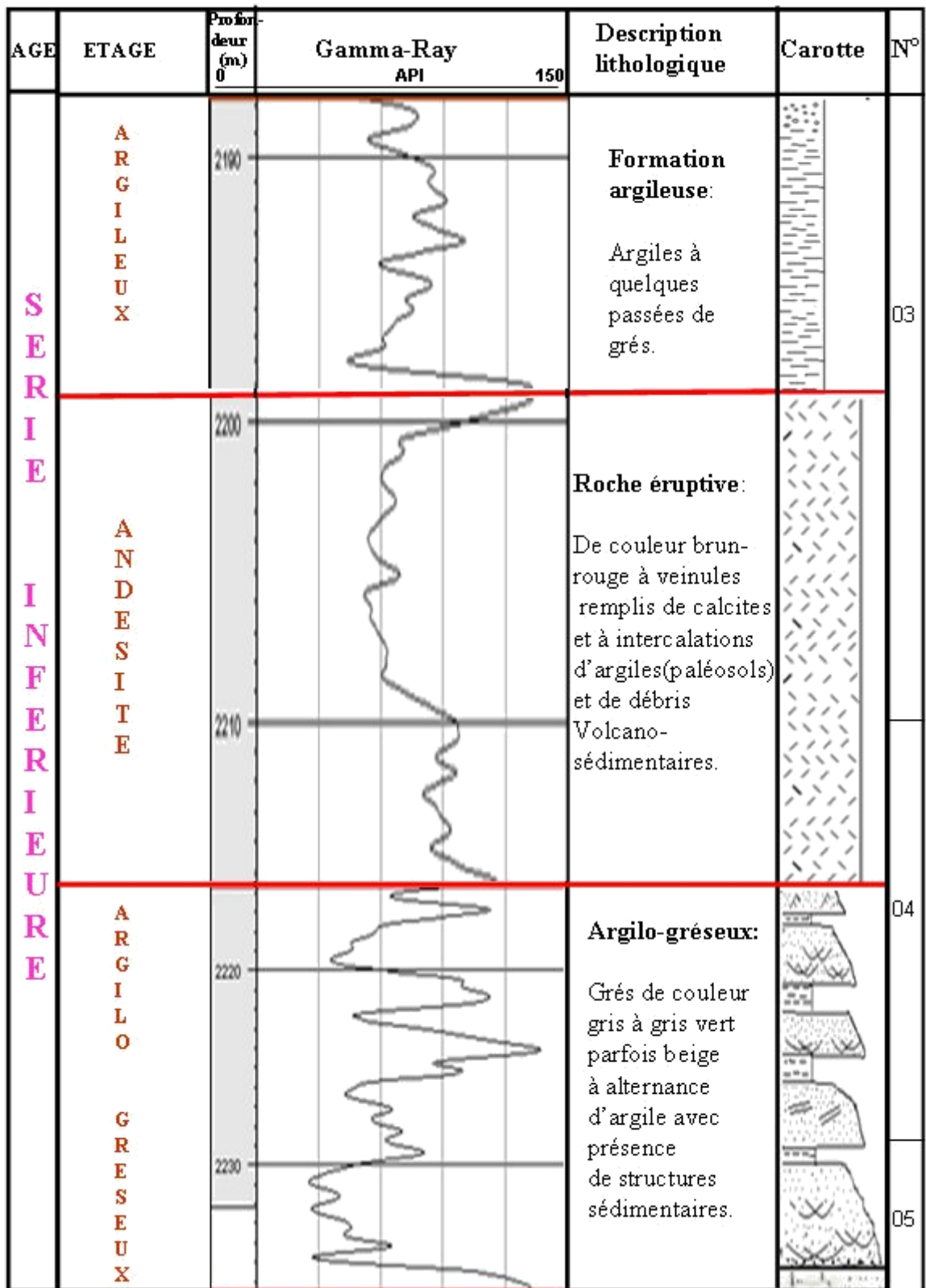


Fig.09: Le découpage de la Série Inférieure de la région

de Hassi R'mel Sud (puits HRS-21) [14]

4. STRUCTURALE :

Les cartes en isobathes au toit et au mur du niveau (A) indique que la structure se présente sous forme d'un anticlinal allonger selon une direction Nord Nord Est-Sud Sud Ouest et elle est démembré par un réseau de failles normales intense suivant cette direction.

Les courbes dans la partie Nord sont plus ou moins rapprochées indique un monoclinal à pendage moyen , tandis que dans la partie centrale et Sud , elles sont éloignées , indiquant un pendage douce

La carta montre aussi une culmination dans la partie sud du périmètre sous forme d un anticlinal c'est la structure du gisement Hassi R'mel Sud , ce dernier est séparé du champ par une dépression caractérisée par la disparition du niveau (A).

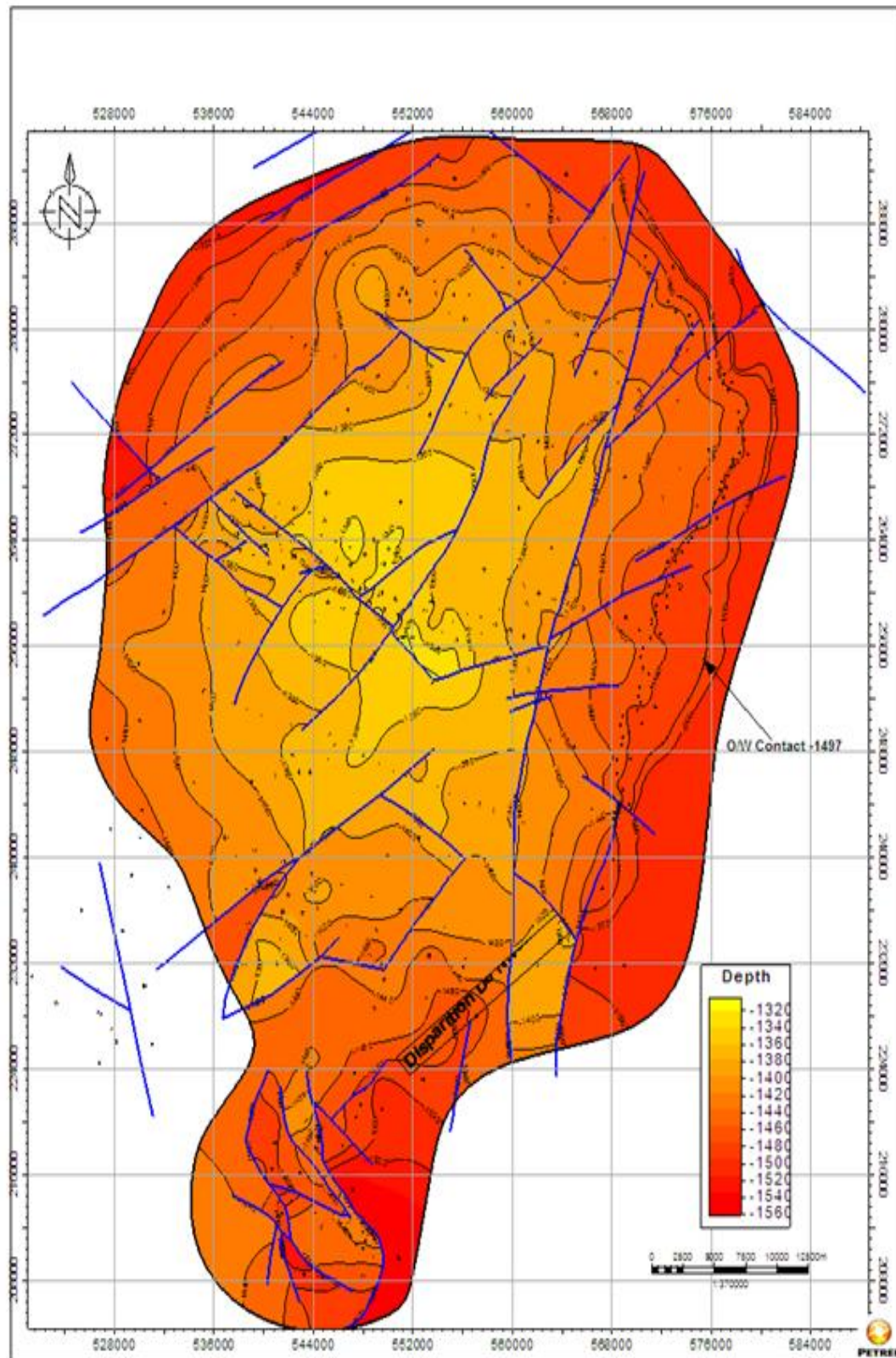


Fig.10: Carte en isobathes au toit du niveau (A) [8]

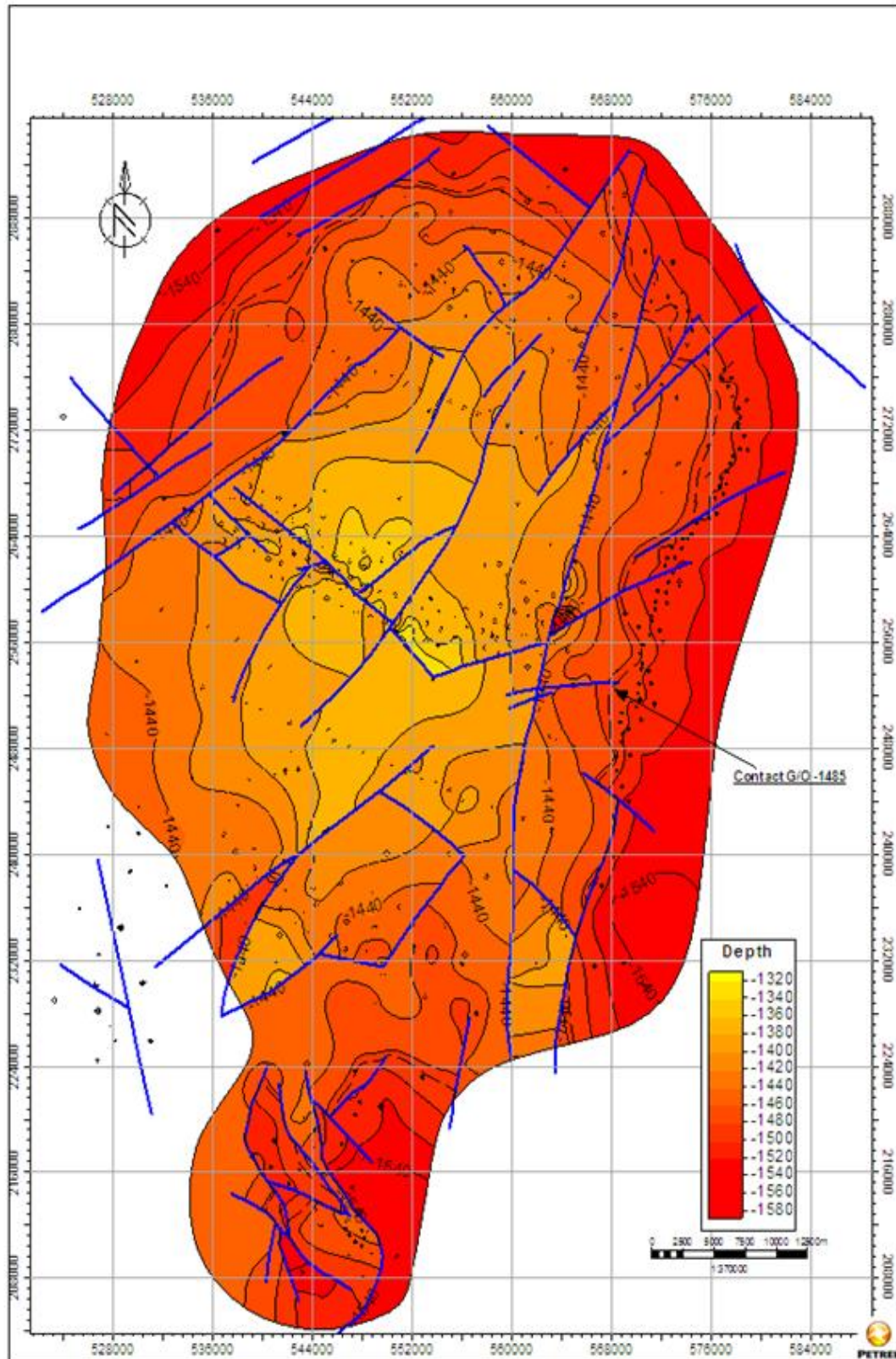


Fig.11: Carte en isobathes a la base du niveau (A) [8]

5. Analyse et interprétation des cartes:

5.1 Carte en isopaques du niveau (A):

La carte en isopaques du niveau (A) indique en général une augmentation sensible du Sud vers le Nord avec la disparition totale au gisement Djebel Bissa et dans la zone de passage entre Hassi R'mel – Hassi R'mel sud

La comparaison des épaisseurs du flanc Est avec celles de l'Ouest, nous montre que celles du flanc Ouest sont plus faibles que celles de l'Est, dont elles atteignent une valeur maximale de 33 m à HR 151.

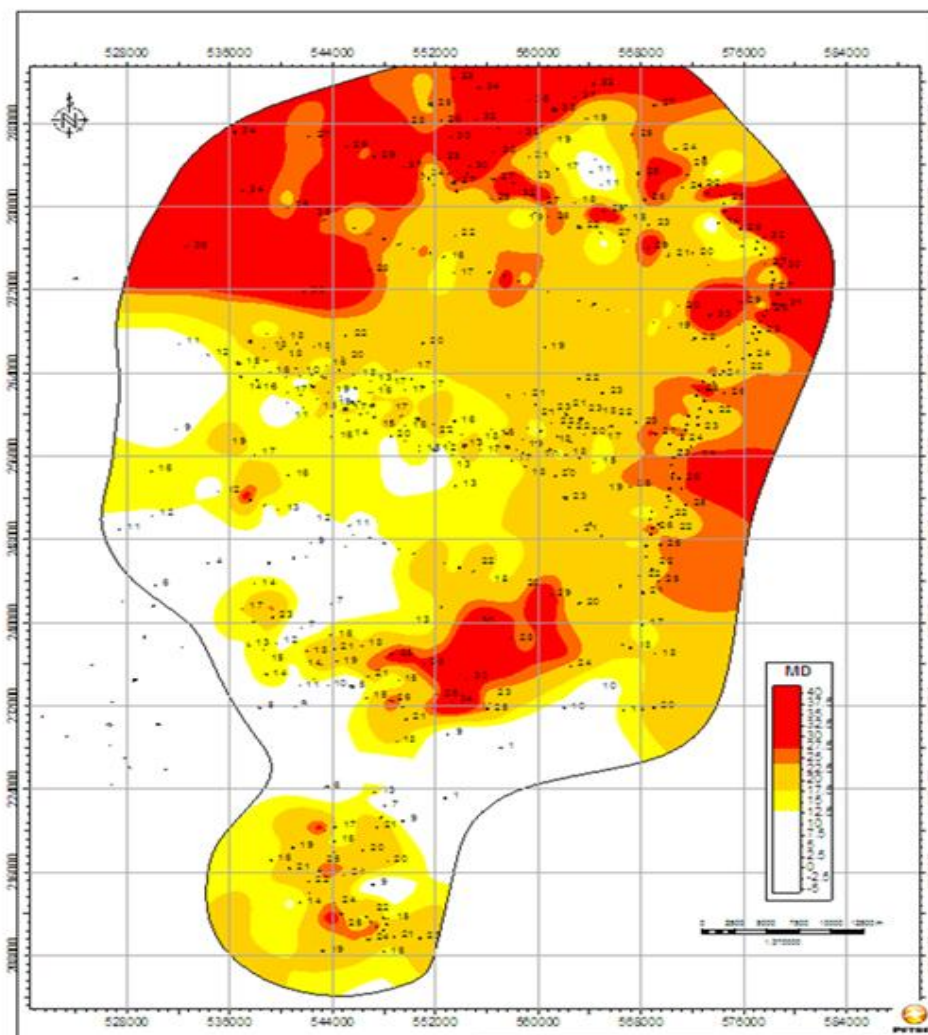


Fig.12: Carte en isopaques du niveau (A)

du champ de Hassi R'Mel [8]

5.2 Carte en isopaques du niveau (B):

La carte en isopaques du niveau (B) montre l'absence totale sur toute la partie méridionale et orientale du champ . la répartition est irrégulière , due à la variation brutale de son faciès , le niveau B atteint une valeur maximale de 34,5 m à HR181 dans la partie Nord – Ouest.

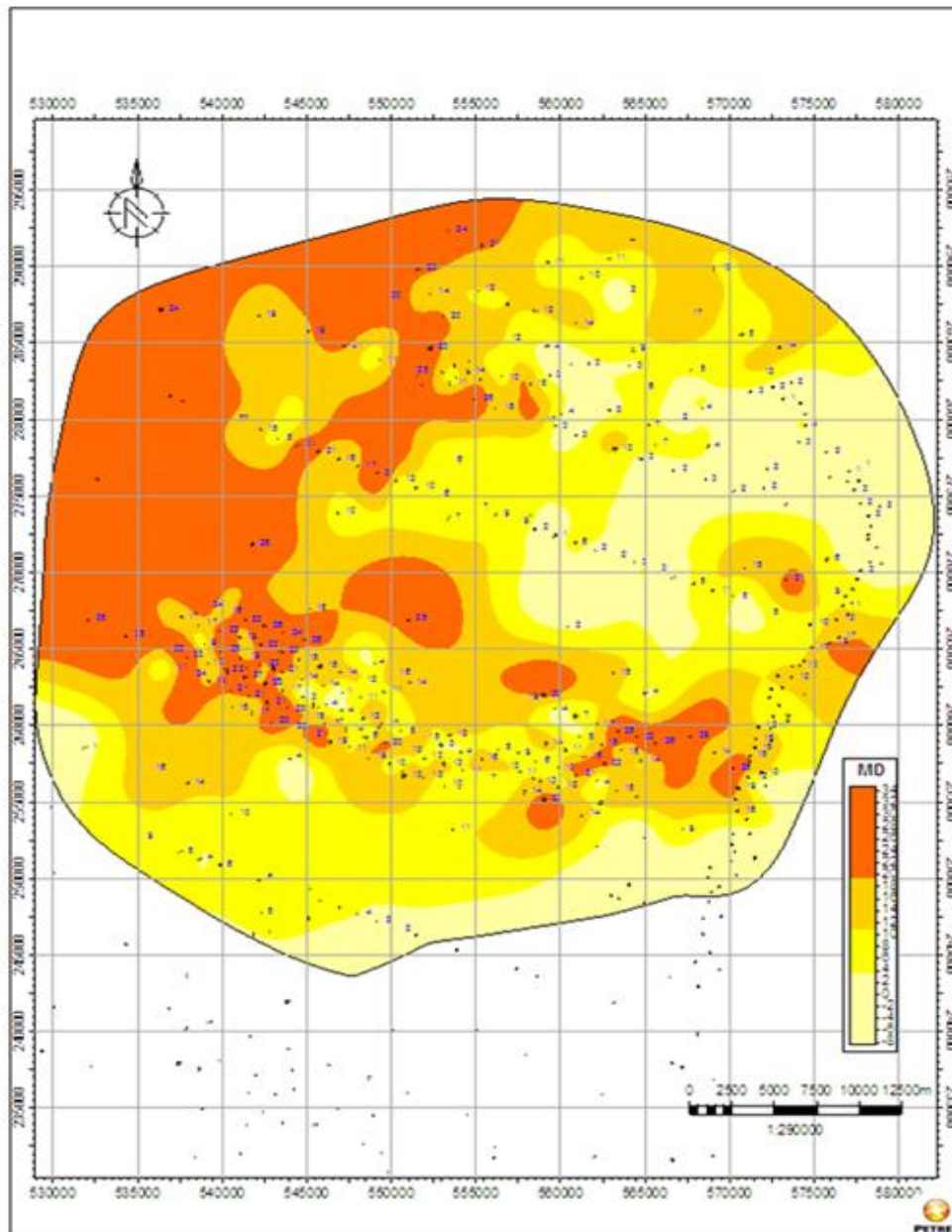


Fig.13: Carte en isopaques du niveau (B)
du champ de Hassi R'Mel [8]

5.3 Carte en isopaques du niveau (C) :

L'épaisseur des grès de ce niveau croit de plus en plus d'une manière régulière du Sud – Est vers le Nord – Ouest . Il passe de 6m (HRC056) au Sud – Est à la valeur maximale de 63m (HRCi037) au Nord . Donc le niveau (C) est très développé dans le flanc Ouest que celui dans l'Est .

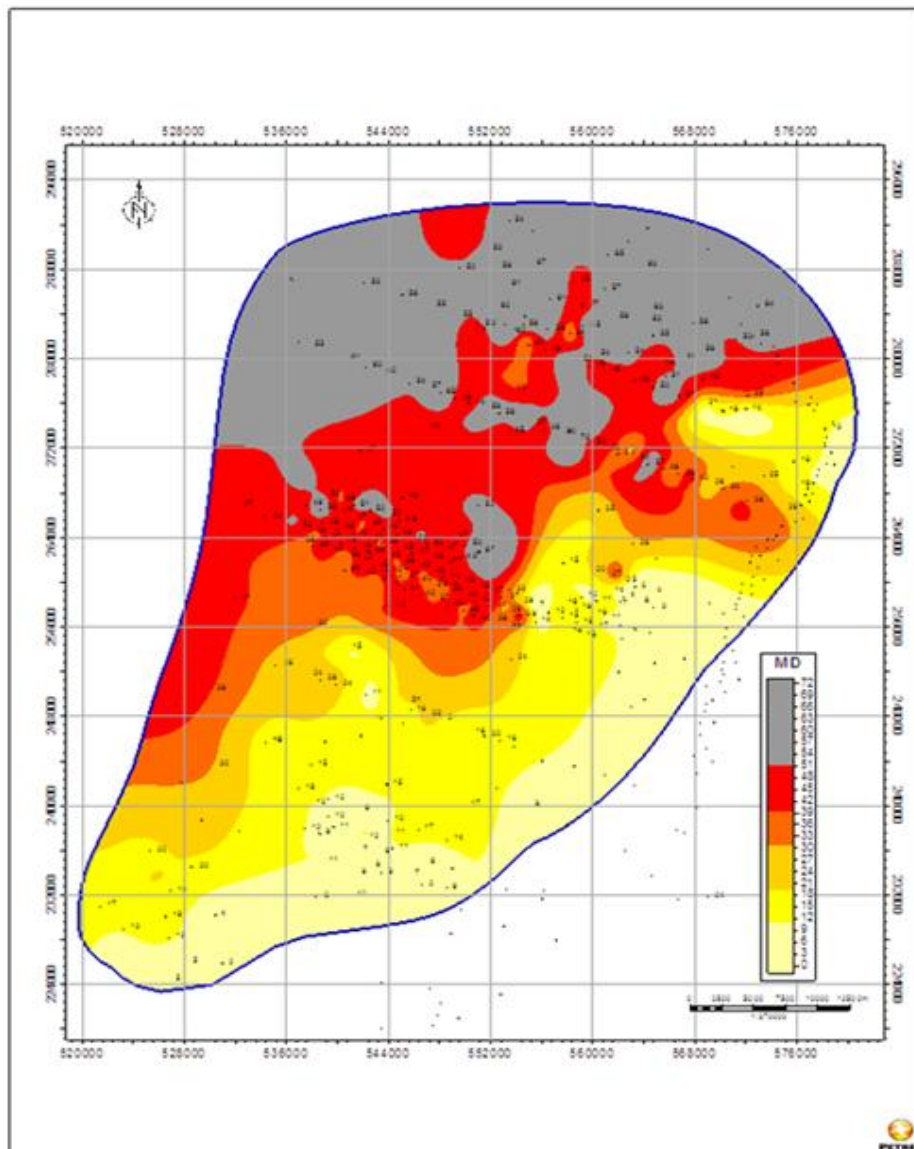


Fig.14: Carte en isopaques du niveau (C)

du champ de Hassi R'Mel [8]

6. Interprétation des corrélations diagraphiques :**Introduction :**

Pour suivre l'extension du réservoir et connaître la répartition des corps sédimentaires, on a établi des corrélations diagraphiques (Gamma ray) à travers toute la région étudiée. Ces corrélations sont basées sur l'analyse des différents enregistrements diagraphiques et les descriptions de carottes de chaque puits. (Fig.15)

6.1 Les corrélations réalisées dans la partie Sud :

Profil-1 : sa direction est Ouest-Est, (Fig.16).

Ce premier profil passe par les puits: HST-1, HRS-9, HRS-3 et HRS-7.

Il montre l'existence d'une faille à grand rejet, qui a participé au soulèvement de la structure de Hassi R'mel Sud formant des horst et graben.

L'épaisseur de la Série Inférieure est plus importante à l'Est de la structure; variant de 25 à 27m.

Profil-2 : présente une direction Nord Ouest-Sud Est, (Fig.17).

Ce deuxième profil passe par les puits: HRS-I-3, HRS-25, HRS-26, HRS-27 et HRS-7. Il montre une extension continue de la Série Inférieure avec une prédominance de la fraction gréseuse.

L'épaisseur de la Série Inférieure est presque constante; elle varie de 28 à 30m avec une faible réduction d'épaisseur au niveau de l'axe de la structure.

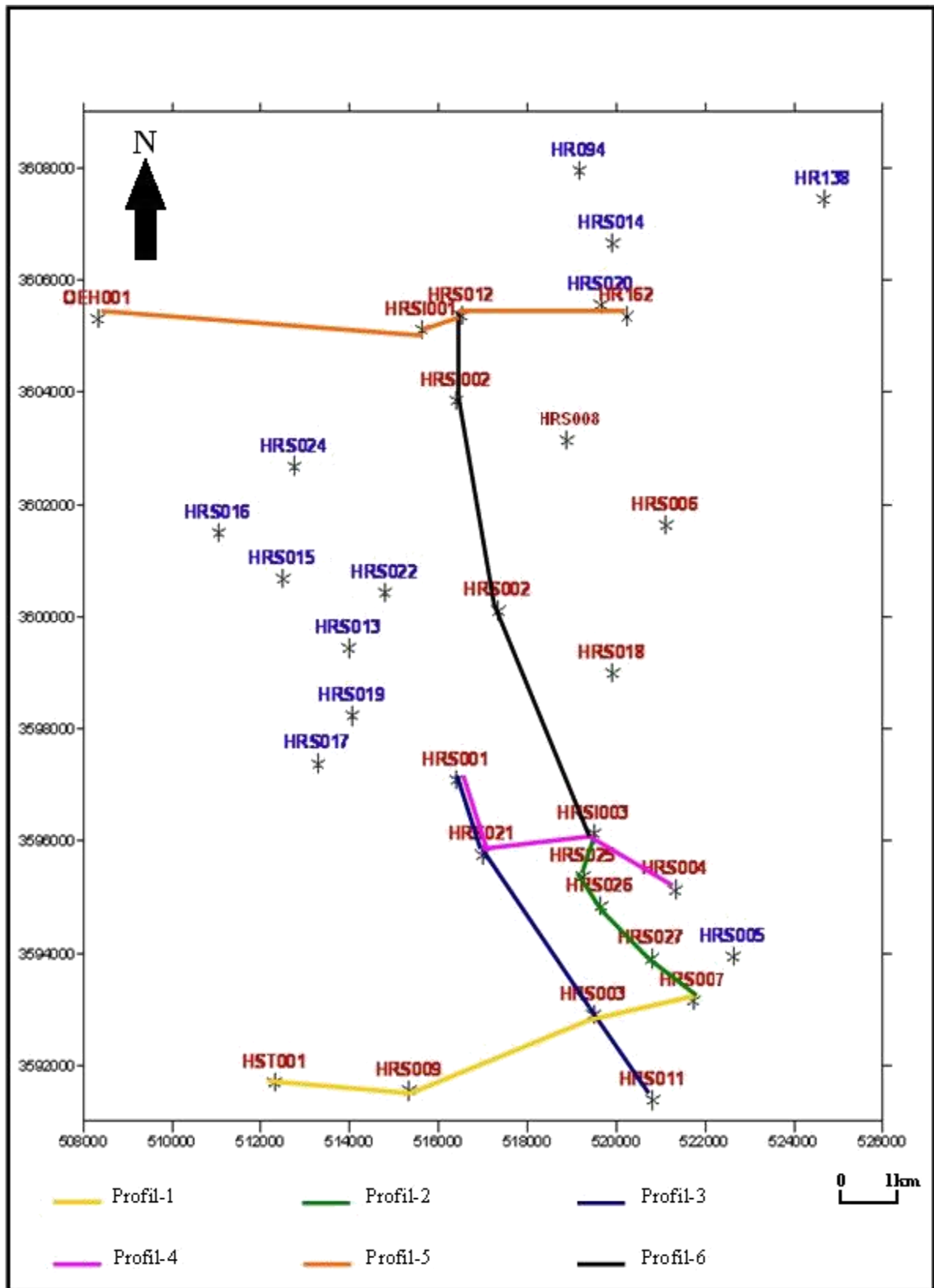


Fig.15 : Schéma montrant les profils des corrélations diagraphiques [14]

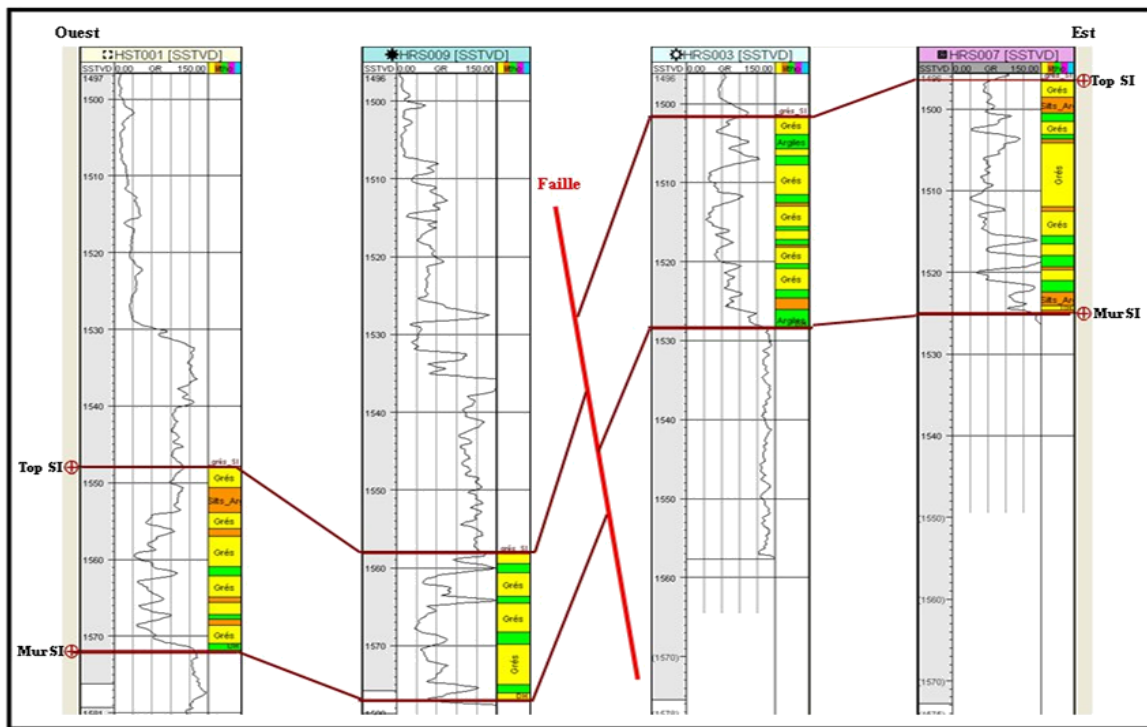


Fig.16 : Corrélation diagramme montrant l’extension de la Série Inférieure dans la partie Sud à travers les puits : HST-1, HRS-9, HRS-3 et HRS-7 [14]

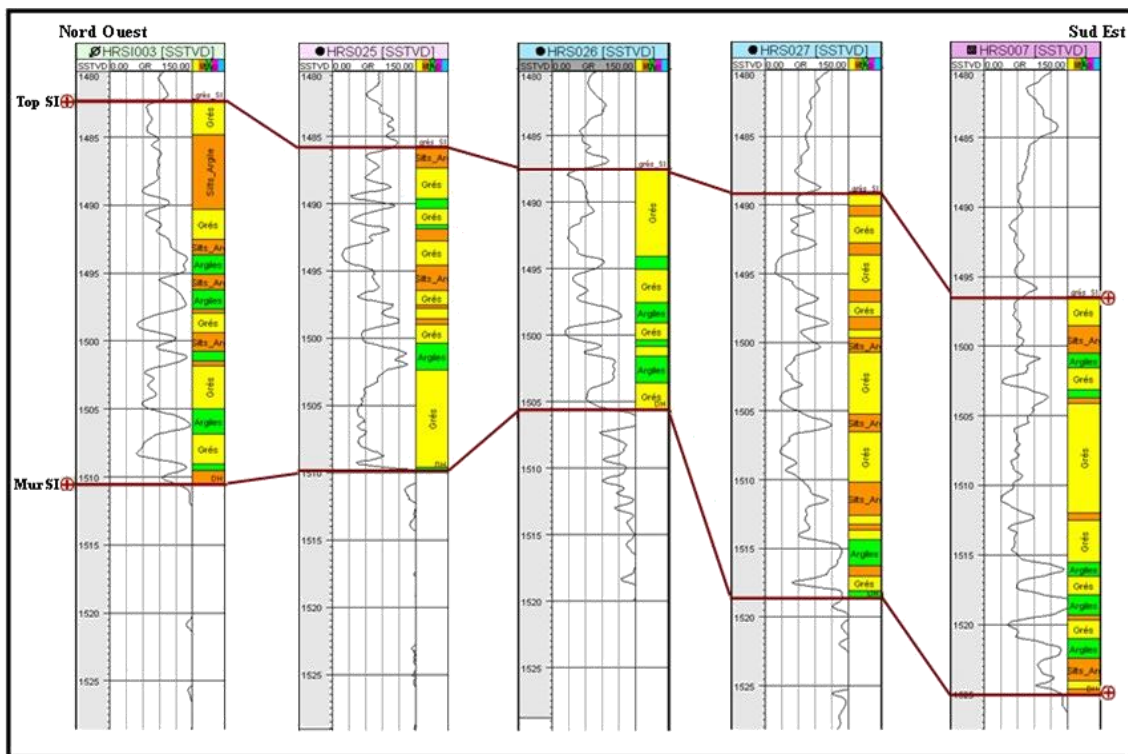


Fig.17 : Corrélation diagramme montrant l’extension de la Série Inférieure dans la partie Sud à travers les puits : HRS-7, HRS-27, HRS-26, HRS-25 et HRS-I-3 [14]

Profil-3 : sa direction est Nord Ouest-Sud Est, (Fig.18).

Ce profil passe par les puits: HRS-1, HRS-21, HRS-3 et HRS-11

Il illustre une structure anticlinale de la Série Inférieure avec une grande extension des corps gréseux, présentant des taux très important par rapport à la fraction fine. L'épaisseur de la Série Inférieure varie de 21 à 27m.

Profil-4 : sa direction est Ouest-Est, (Fig.19).

Il passe par les puits : HRS-4, HRS-25, HRS-21 et HRS-1.

Ce dernier profil dans la partie Sud, vient confirmer l'extension latérale des corps gréseux de la Série Inférieure à travers toute la partie Sud. L'épaisseur de la Série Inférieure varie de 18m à 27m.

6.2 Le profil réalisé dans la partie Nord :

Profil-5 : d'une direction Ouest-Est, (Fig.20).

Ce profil traverse les puits: OEH-1, HRS-I-1, HRS-12 et HR-162. Il montre une structure anticlinale séparée à l'Est et à l'Ouest par deux failles importante formant un système de horsts et de grabens et, qui ont probablement participé à la formation de la structure anticlinale de Hassi R'mel Sud.

L'épaisseur de la Série Inférieure est moins importante par rapport à la partie Sud; elle présente une réduction d'épaisseur de l'Est vers l'Ouest, variant de 18m à 6m.

La Série Inférieure dans cette partie Nord est caractérisée par un taux important d'argile et un faible taux de grès.

6.3 Les corrélations établies dans la direction Sud-Nord :

Profil-6 : d'une direction Sud-Nord, (Fig.21), ce profil passe par les puits :

HRS-I-3, HRS-2, HRS-I-2 et HRS-12.

Il montre l'extension de la Série Inférieure du Sud vers le Nord avec une importante réduction d'épaisseur vers le Nord et une augmentation de la fraction argileuse dans le même sens .

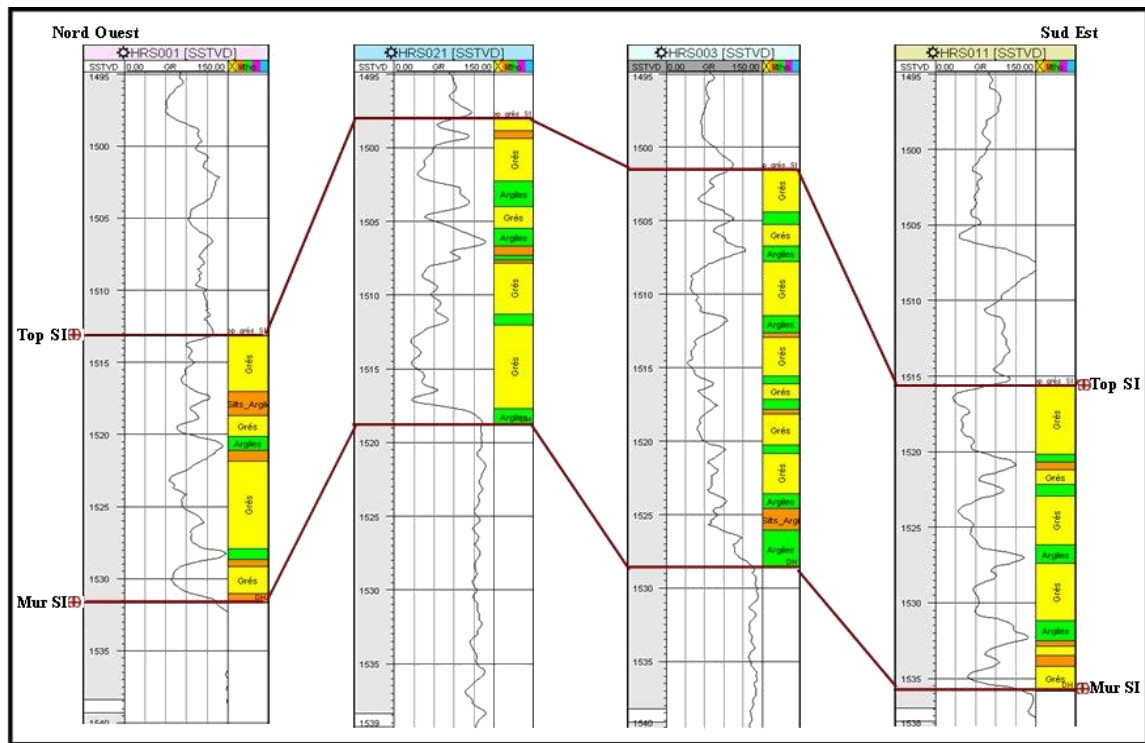


Fig.18 : Corrélation diagraphique montrant l'extension de la Série Inférieure dans la partie Sud à travers les puits : HRS-11, HRS-3, HRS-21 et HRS-1 [14]

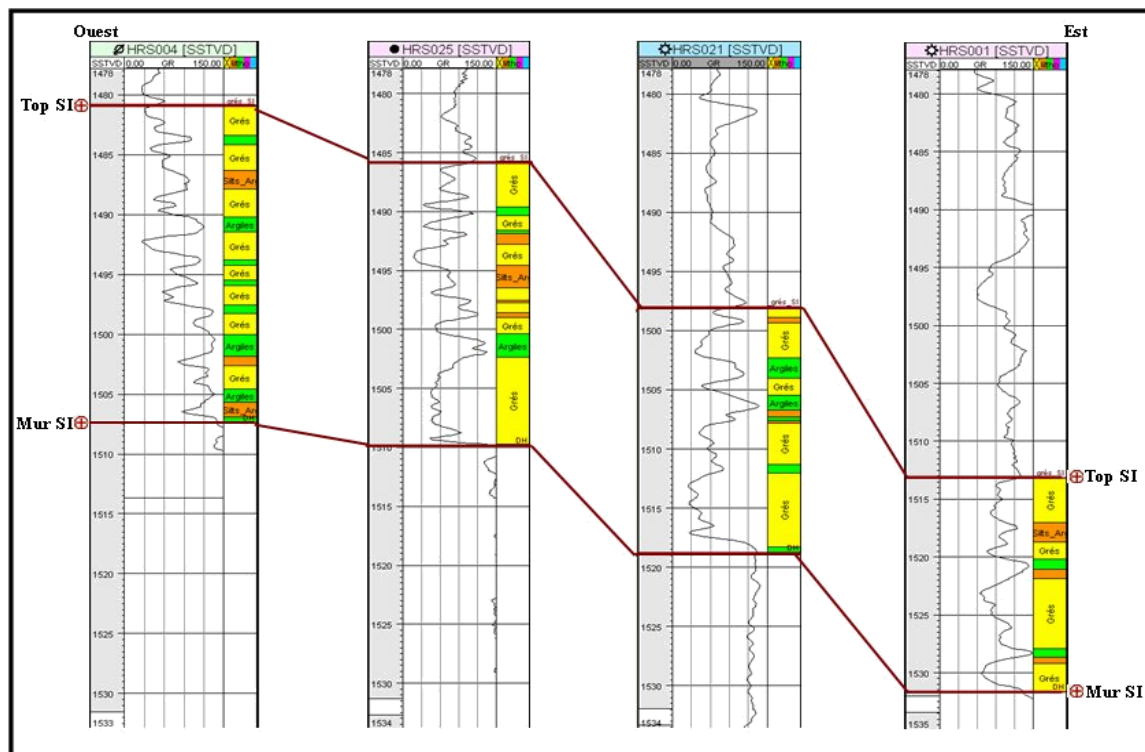


Fig.19 : Corrélation diagraphique montrant l'extension de la Série Inférieure dans la partie Sud à travers les puits : HRS-1, HRS-21, HRS-25 et HRS-4 [14]

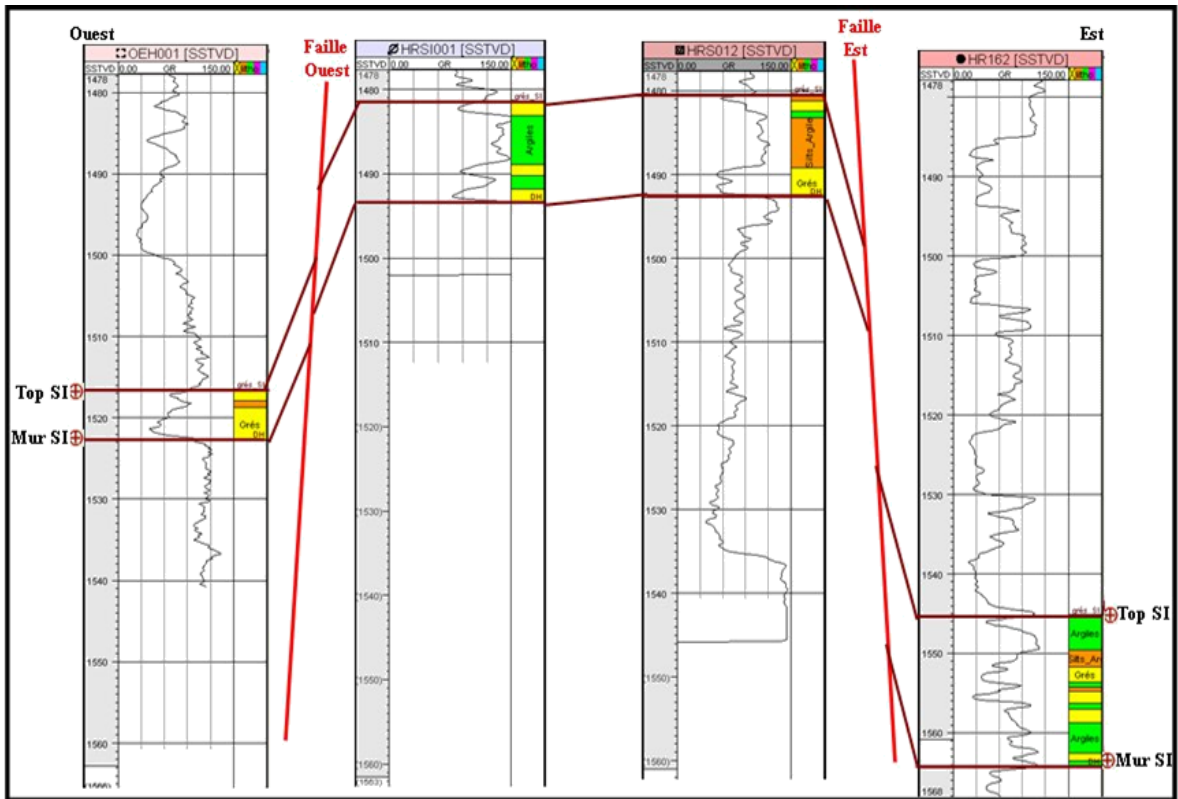


Fig.20 : Corrélation diagraphique montrant l’extension de la Série Inférieure dans la partie Nord à travers les puits : HR-162, HRS-12, HRS-II et OEH-1 [14]

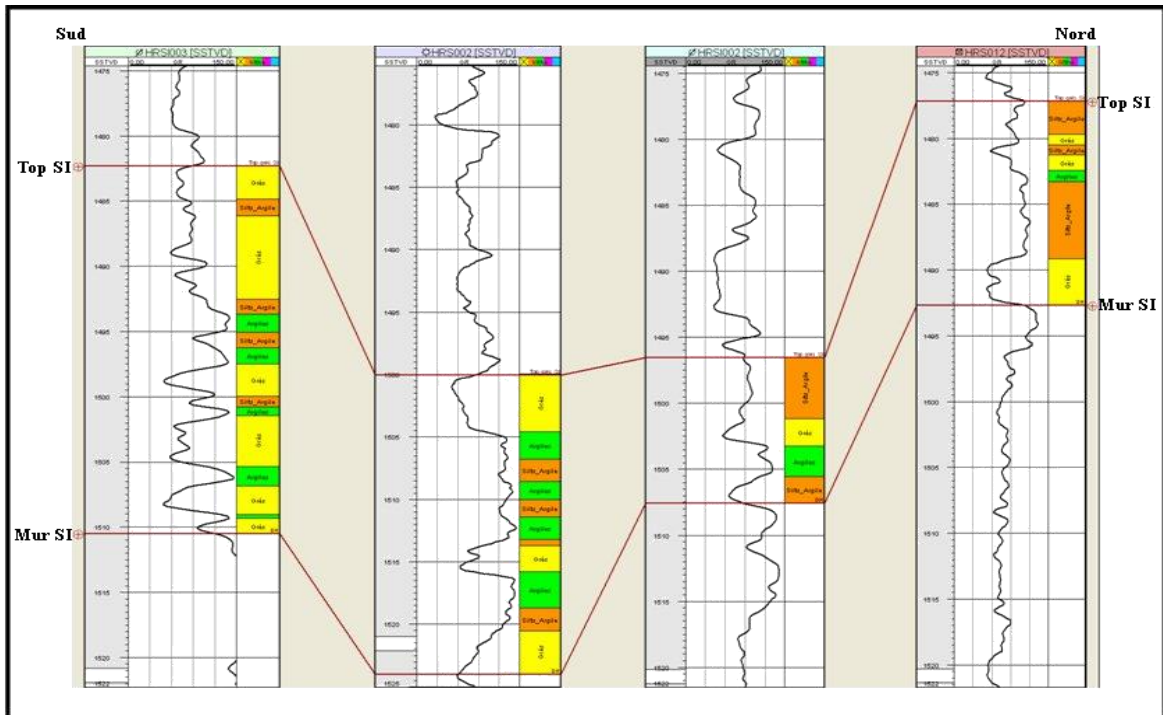


Fig.21: Corrélation diagraphique montrant l’extension de la Série Inférieure du Sud vers le Nord à travers les puits :HRS-I-3, HRS-2, HRS-I2 et HRS-12 [14]

7. Interprétation des carottes :**Description des facies :****Puits HR-44 : (Fig.22)****2250 m à 2255 m :**

Galets mous argileux cm

Grés brun, à bases érosives soulignées par de petits galets argileux et gréseux mm à cm. Les structures sédimentaires sont représentées par des auges peu développées, des planars et des rides d'apparence chevauchantes.

2255 m à 2260 m :

Argile brun foncé (10R 3/4) à tâches de marmorisation et traces de racines.

2260 m à 2270 m :

Grés gris à gris sombre, friable, caractérisés par une absence totale de stratifications et souvent organisées en séquences décimétriques à métriques à bases érosives pavées de clastes gréseux anguleux cm (jusqu'à 7cm de diamètre) parfois zonés à origine paléozoïque. Les termes supérieurs des séquences correspondent à des passées cm d'argile noire riche en matière organique. La texture des niveaux conglomératiques est de type matrix-supported.

Puits HR-512 : (Fig.23)**2220 m à 2225 m :**

Dolocrète avec un encassant argileux.

Succession de paléosols saturés, cumulatifs de couleur gris verdâtre (5GY 3/2) formés de grés peu indurés à nodules carbonatés parfois coalescents (de véritables dolocrètes) et d'argile souvent gréseuse à nodules carbonatées plus ou moins épais.

Grés beige à brun clair, à base érosive indiquant le passage d'un horizon à un autre.

2225 m à 2230 m :

Traces de racine.

Conglomérats à éléments mono géniques composés de galets de grés parfois zonés; montrant des stratifications sédimentaires de type auges et horizontales. leurs dimensions varient de 1cm à plus de 20 cm.

2230 m à 2235 m :

La matrice est formée de grès argileux. La texture de conglomérats est de type "matrix supported".

Notons que l'épaisseur des congloméra est décroissante vers le sommet, les grès pédogénéisés.

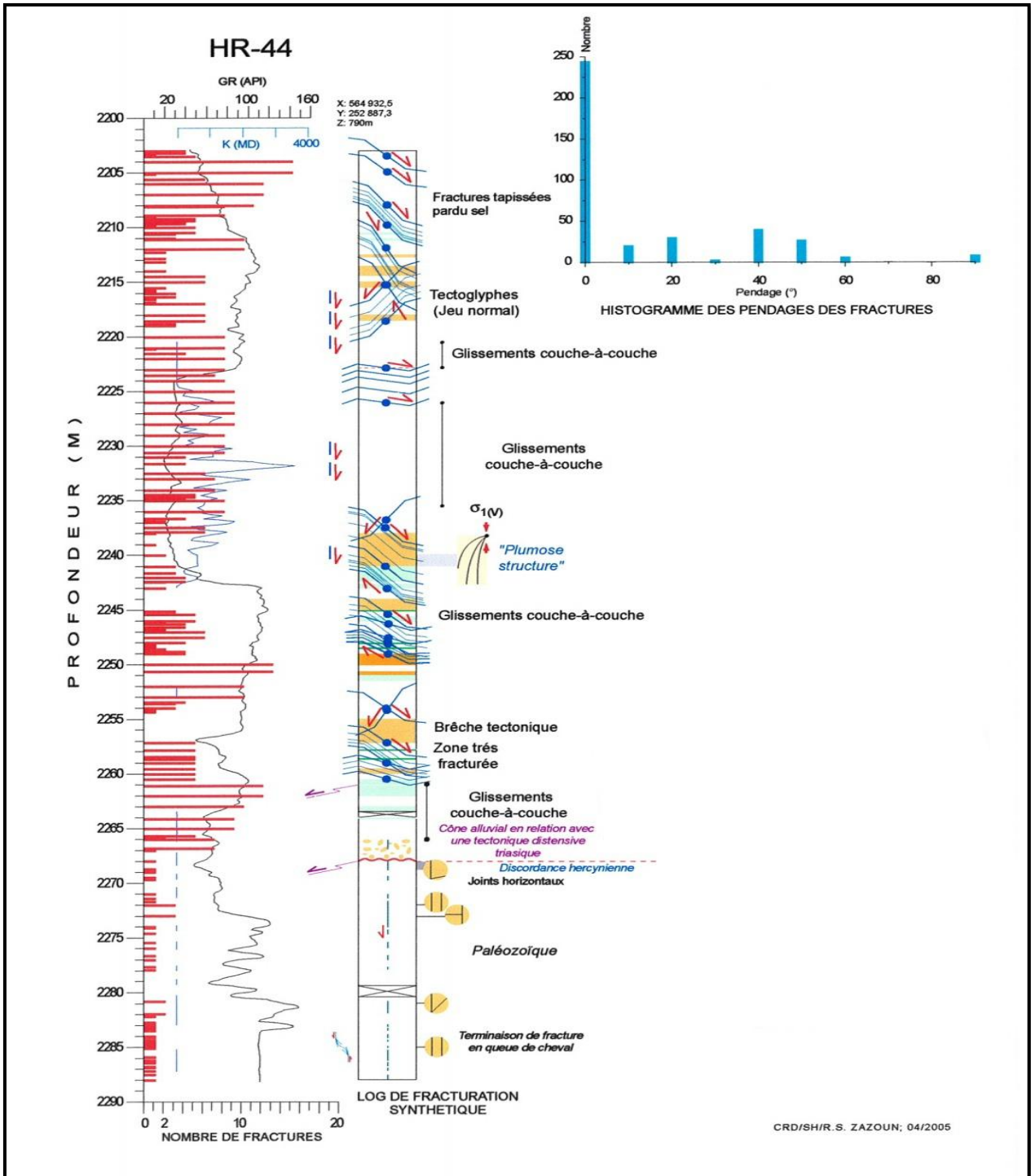


Fig.22 : carottage du Puits HR-44 (SONATRACH-CRD)

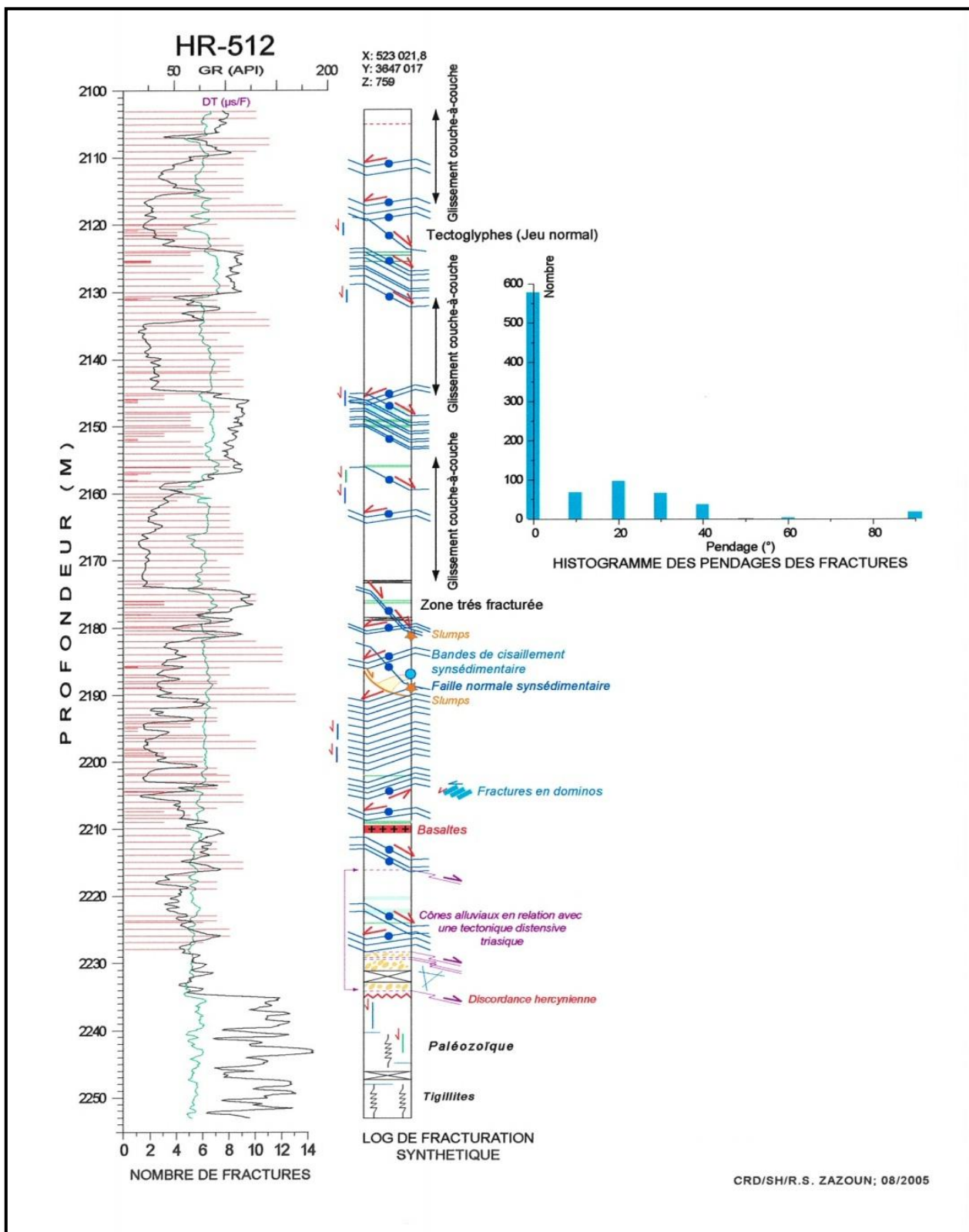


Fig.23 : carottage du Puits HR-512 (SONATRACH-CRD)

8. L'analyse pétrographique :

L'analyse pétrographique de la Série Inférieure est faite sur la base d'une étude qui a été réalisée au niveau du CRD (2006/2005) sur les puits : HRS7 ; HR-162 ; HR-44 ; HR512

Son objectif est de déterminer d'une manière détaillée les constituants minéralogiques qui ont affecté les réservoirs du Trias de la région étudiée ont montré les principaux constituants pétrographiques suivants :

- **Les grains de quartz** : ils constituent l'élément principal, ils sont fins, rarement moyens. Ils sont sub-anguleux à anguleux, rarement sub-arrondis à arrondis.

Les contacts entre les grains de quartz sont le plus souvent concavo-convexes à droits parfois suturés, rarement flottants, le pourcentage total de ces grains de quartz varie entre 20 et 74%, (Fig.24).

- **Les Micas** : ils sont représentés par la biotite et la muscovite, leur pourcentage total varie de 0 à 4%. Les biotites sont les plus abondantes et fréquemment transformées en illites.
- **Les feldspaths** : se présentent souvent sous forme de trace de plagioclases.
- **Les minéraux lourds** : seul le zircon et la tourmaline sont présents sous forme de traces.

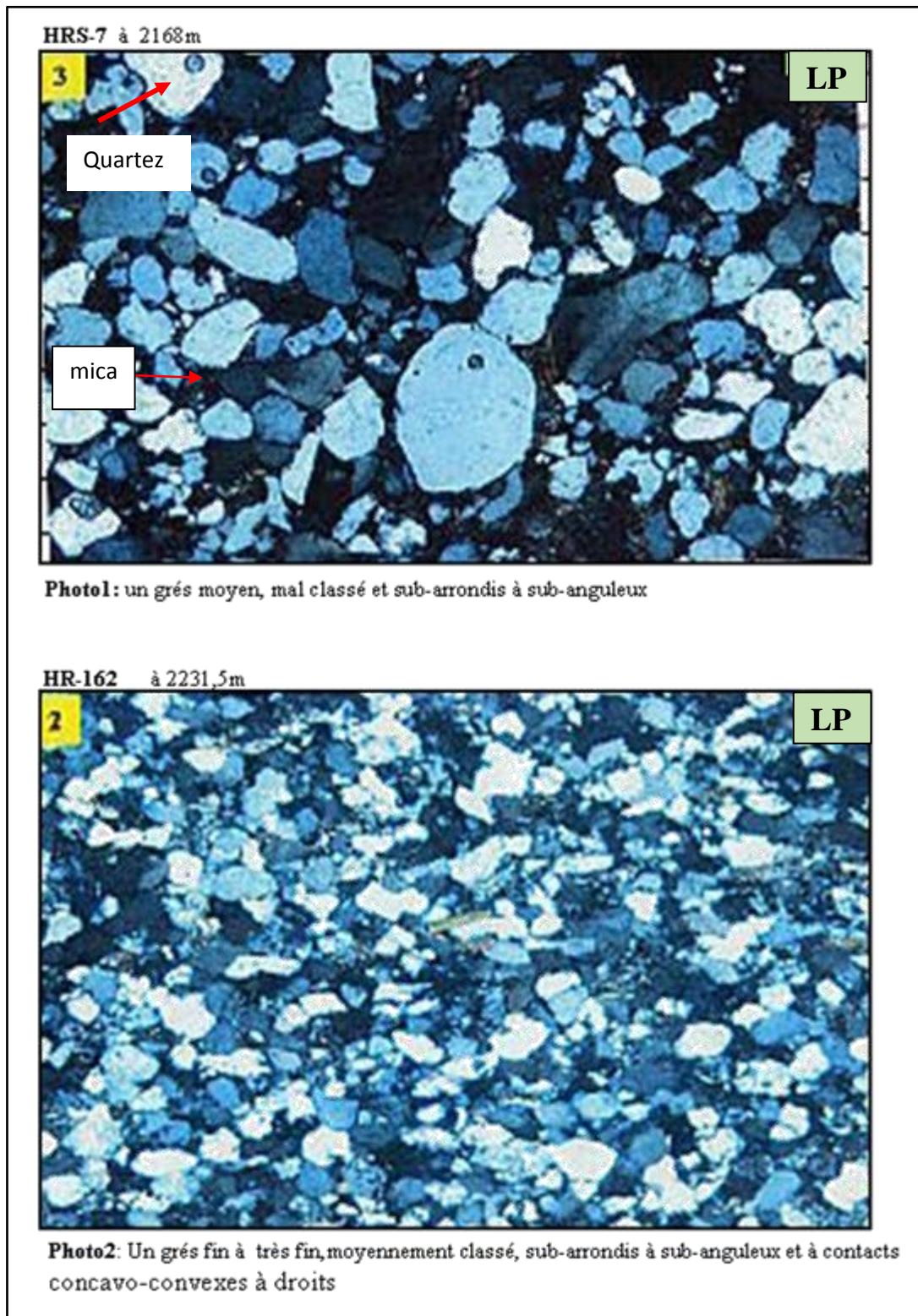


Fig.24: Présentation de la granulométrie, du classement et du type de contact des grains de quartz de la Série Inférieure de la Région de Hassi R'mel Sud, Sonatrach CRD,2006) [14]

Conclusion :

Le champ de Hassi R'Mel est constitué par la superposition de quatre réservoirs gréseux A, B, C et La Série Inférieure d'âge Trias, séparés par des intercalations argileuses. D'après l'étude géologique, on peut conclure les réservoirs du Trias de Hassi R'mel sont constitués de faciès gréseux et argilo-gréseux, composés de grains de quartz, de micas, de feldspaths et accessoirement de minéraux lourds. L'ensemble des corrélations établies montre l'importance de la Série Inférieure dans la partie Sud de la région étudiée. Elle présente des épaisseurs assez importantes, variant de 20 à 30m.

Chapitre III :
Étude des
Caractéristiques
pétrophysique du
Trias

Introduction :

Les caractéristiques pétrophysiques sont les principaux paramètres contrôlant un réservoir. les études faites sur ce champ s'intéressaient sur les réservoirs Triasique .Ces réservoirs présentent d'excellentes caractéristiques pétrophysiques associées à des épaisseurs utiles importantes .donc, dans ce chapitre nous, étudions quelque puits (HR-173 HR-175) et interprété des cartes iso-porosité ; iso- perméabilité (HRE 196 ,104,206,202,185,112,302,303)

1. Rappels :**1.1 Porosité :**

C'est la capacité d'une roche réservoir à contenir des fluides. C'est le rapport du volume des vides sur le volume total de la roche, elle s'exprime en pourcentage (%).

La formule : $\phi = V_v / V_t$

ϕ : Porosité.

V_v : Volume des vides.

V_t : Volume total des pores.

1.1.1 Les types de porosité :**a. La porosité totale (ϕ_t) :**

La porosité totale est le rapport du volume total des vides non occupés par des solides (pores, fissures, fractures, cavités) existant parmi les éléments minéraux des roches, au volume total de La roche .

$$\phi_t = V_t - V_s / v_t \times 100 (\%) = V_v / V_t \times 100 (\%)$$

On a:

Φ_t = porosité totale en (%).

V_v = volume des espaces vides, normalement occupés par des fluides (eau, pétrole, gaz) en cm³.

V_s = volume occupé par les éléments solides en cm³.

V_t = volume total de la roche en cm³.

b. La porosité totale inclut:

- **La porosité primaire (ϕ_1)** : inter granulaire ou inter cristalline. Elle dépend largement de la forme et de la taille des grains et surtout de leurs variations. Elle se trouve généralement dans les roches clastiques.
- **La porosité secondaire (ϕ_2)** : une porosité de cavités, produite par dissolution, ou une porosité de fractures produite mécaniquement. Donc la porosité totale est donnée par la formule:

$$\phi_t = \phi_1 + \phi_2$$

- **La porosité effective (ϕ_e):**

La porosité effective est la porosité accessible aux fluides libres. Ceci exclut des espaces vides non connectés occupés par de l'eau absorbée ou de l'eau liée aux argiles.

- **La Porosité intergranulaire :**

Ceci représente le pourcentage, dans le volume total de la roche, des espaces vides interconnectés. En général, elle est largement inférieure à la porosité totale. Dans le cas de la pierre ponce, ϕ_t approche 50%, mais ϕ_{con} est zéro.

- **La Porosité potentielle:**

La porosité potentielle est le pourcentage des espaces vides connectés par des passages suffisants pour que les fluides puissent circuler. Il faut remarquer que la porosité est sans dimension. Elle est généralement donnée en % ou unités de porosité (P.U.) ou par un nombre décimal .

1.2 La perméabilité :

C'est la capacité d'une roche à laisser circuler les fluides à travers ses pores. La perméabilité (K) est le coefficient de proportionnalité qui relie le débit (Q) d'un fluide de viscosité (μ) qui passe à travers une section (S) de roche et de longueur (dl) à la chute de pression (dP) nécessaire à son passage.

$$\text{La formule : } Q = K \times S \cdot dP / \mu \cdot dl$$

L'unité de mesure utilisée en pratique est le milli Darcy (mD).

La perméabilité est classée comme :

Très faible : $K < 1$ md

Faible : $1 < K < 10$ md

Médiocre : $10 < K < 50$ md

Moyenne : $50 < K < 200$ md

Bonne : $200 < K < 500$ md

Excellente : $K > 500$ md

1.2.1 Types de perméabilités:

Il existe trois types de perméabilité:

a. La perméabilité absolue (K) : est celle qui s'applique à une formation donnée et au mouvement d'un fluide unique et homogène.

b. La perméabilité efficace (K_e) : décrit le mouvement d'une phase de fluide dans un environnement à plusieurs fluides. Par exemple, en présence d'un mélange huile-eau, il existe une perméabilité (efficace) à l'huile (K_o) et une autre à l'eau (K_w). La somme de deux perméabilités relatives est toujours inférieure ou égale à la somme des deux valeurs indépendantes.

c. La perméabilité relative (K_r) : La perméabilité relative est le rapport de la perméabilité efficace d'un fluide à une saturation donnée à une certaine perméabilité de base. • La perméabilité de base est typiquement définie comme: la perméabilité absolue (K_a), la perméabilité à l'air (K_{air}) ou la perméabilité efficace à la phase non mouillante à la saturation irréductible de la phase mouillante.

1.3 La Saturation :

Définition :

La saturation d'un fluide est le rapport du volume du fluide considéré sur le volume total des pores. La saturation en eau S_w est :

$$S_w = v_w / v_v \text{ (\%)}$$

Avec :

V_w : volume d'eau en cm^3 .

V_v : volume de vide en cm^3 .

La somme des saturations est égale à 1 :

$$S_g + S_h + S_w = 1$$

Avec :

S_g : saturation de gaz en %.

S_h : saturation d'huile en %.

S_w : saturation d'eau en % .

2. Interprétation des graphes de Porosité et de perméabilité :

Sondage HR-173 :

Ce puits est situé dans l'extrémité nord du champ.

Le graphe montre une grande amélioration des propriétés pétro physiques en passant du sommet du banc à sa base.

A 2151 m de profondeur, marquant le haut du banc, on note une mauvaise porosité inférieure à 5% avec également une perméabilité qui ne dépasse pas 0,2 md.

Ces propriétés prennent une amélioration excessive à partir de 2154 m de profondeur pour noter une très bonne porosité de 22% et une perméabilité de 19 md.

D'après le plot de ce puits, concernant le nuage de points, nous constatant que la corrélation entre les deux propriétés est constante et linéaire, c'est-à-dire que plus la porosité augmente et plus la perméabilité augmente aussi, néanmoins les valeurs restent faible avec un maximum de perméabilité de 20md.

Sondage HR-175 :

Ce puits est situé vers le N-NO de la région de Hassi R'Mel.

Les graphes montrent une porosité et une perméabilité avec des valeurs de 4% et 0,4 md respectivement, à une profondeur qui avoisine les 2122 m. Ces valeurs s'améliorent progressivement jusqu'à 2125 m de profondeur où on note une porosité moyenne de 13% et une perméabilité assez faible de 1,1 md.

Dans le graphe de corrélation, on constate qu'on a une évolution de la perméabilité avec la porosité, donc les pores sont connectés entre elles. On remarque une bonne porosité qui frôle les 13% vers la base.

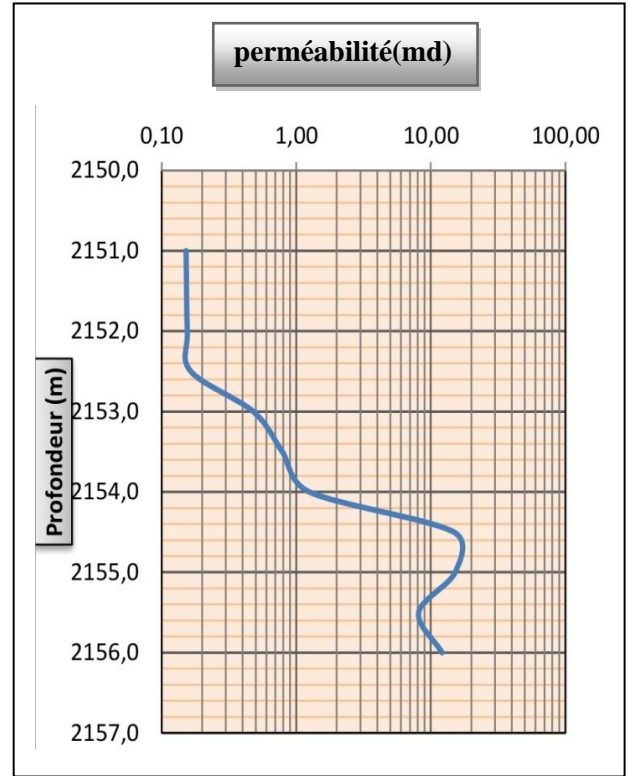
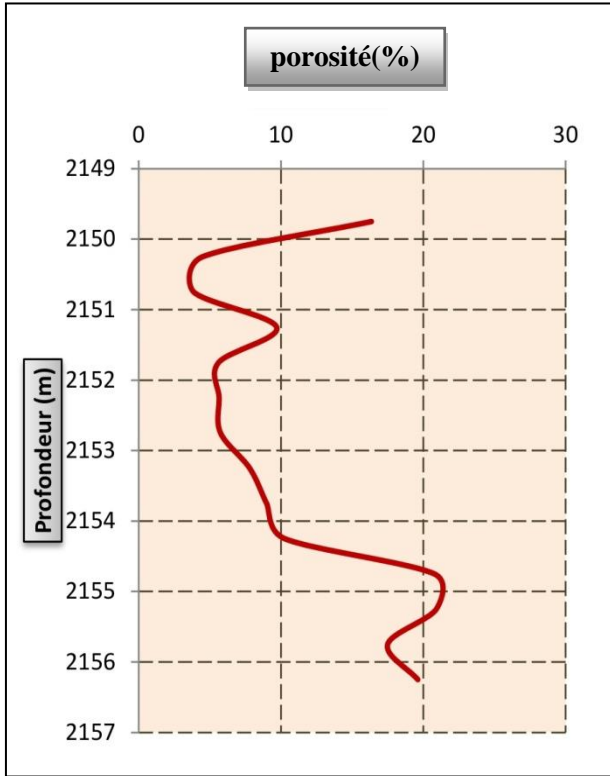


Fig.25 : Evolution de la porosité en fonction de profondeur / HR-173

Fig.26 : Evolution de la perméabilité en fonction de la profondeur / HR-173

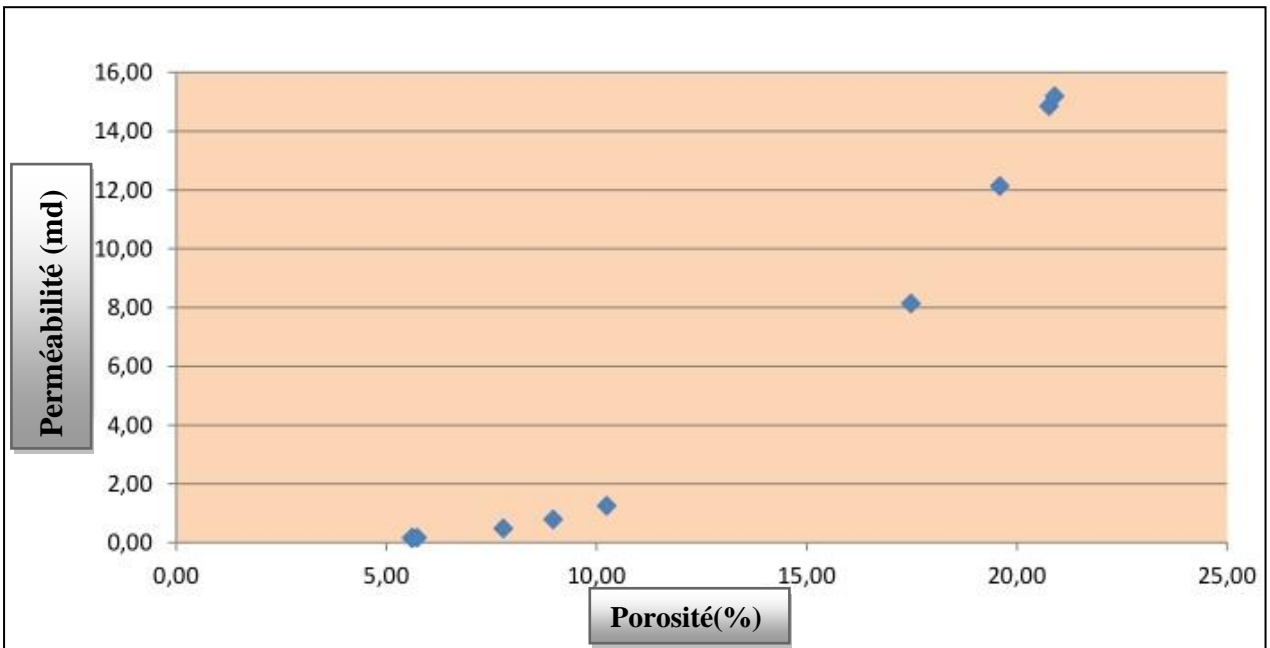


Fig.27 : coefficient de tendance r^2 de la porosité et la perméabilité (puits HR-173) [2]

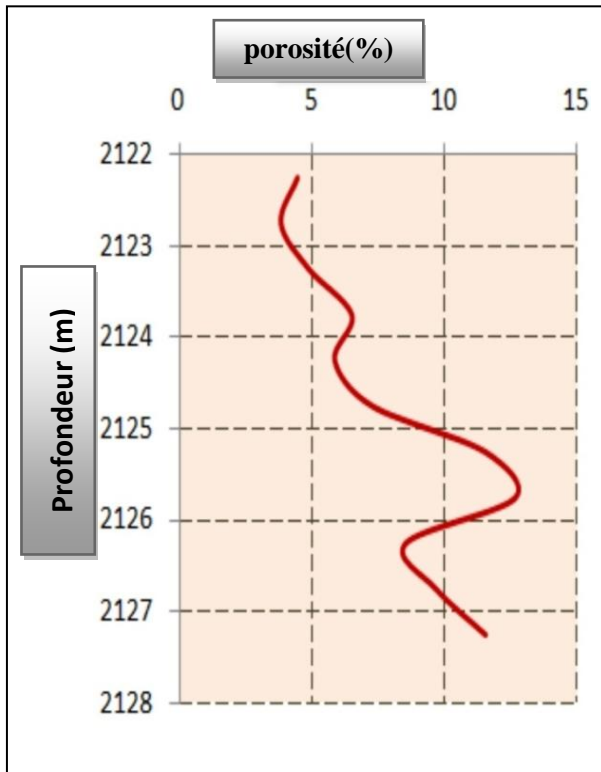


Fig.28 : Evolution de la porosité en fonction de profondeur / HR-175

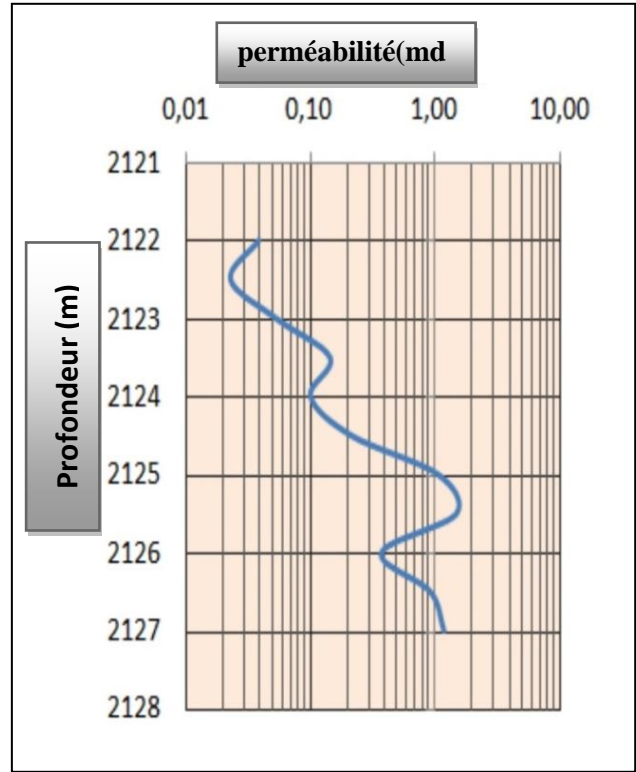


Fig.29 : Evolution de la perméabilité en fonction de la profondeur / HR-175

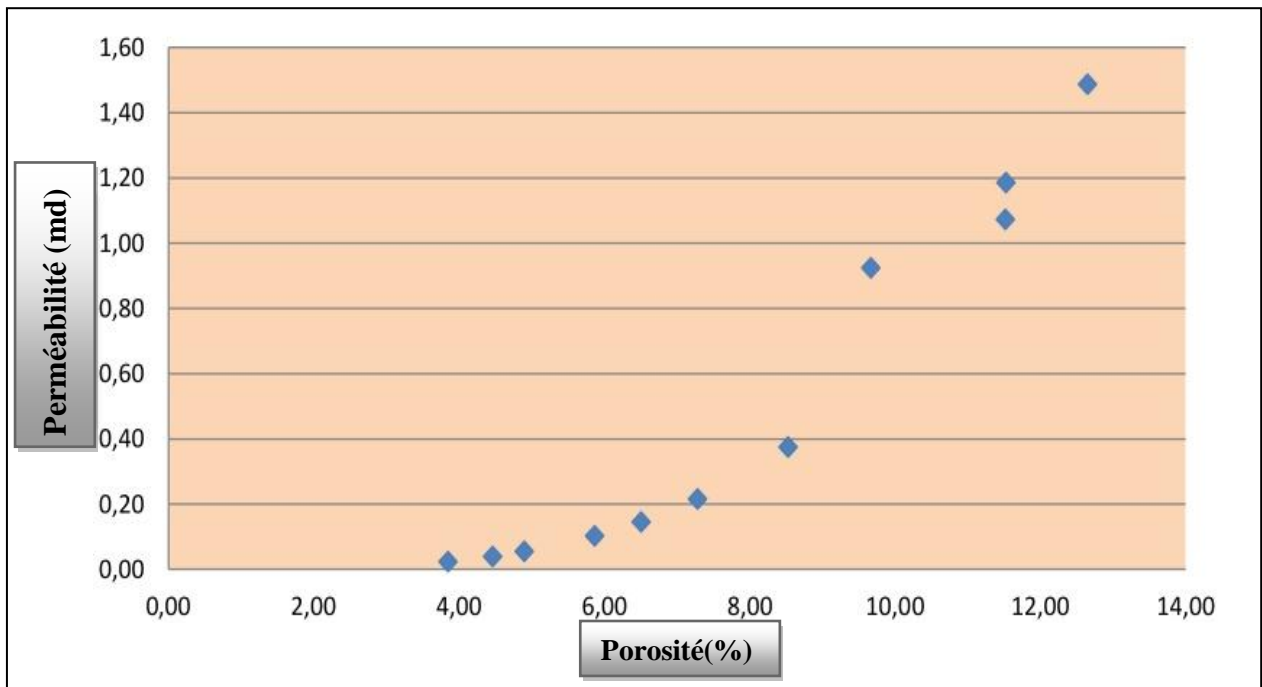


Fig.30 : coefficient de tendance r^2 de la porosité et la perméabilité (puits HR-175) [2]

3. Interprétation des cartes :

3.1 Carte en iso-porosité :

La carte en iso-porosité montre que la porosité augmente du Nord vers le Sud où elle atteint 22% comme valeur maximale dans la partie Sud de l'anneau d'huile (puits HRE303). Dans la partie Nord du champ atteint une valeur de 16%, tandis que dans la zone Nord-Est on remarque que la porosité est très faible à cause d'un changement locale de faciès.

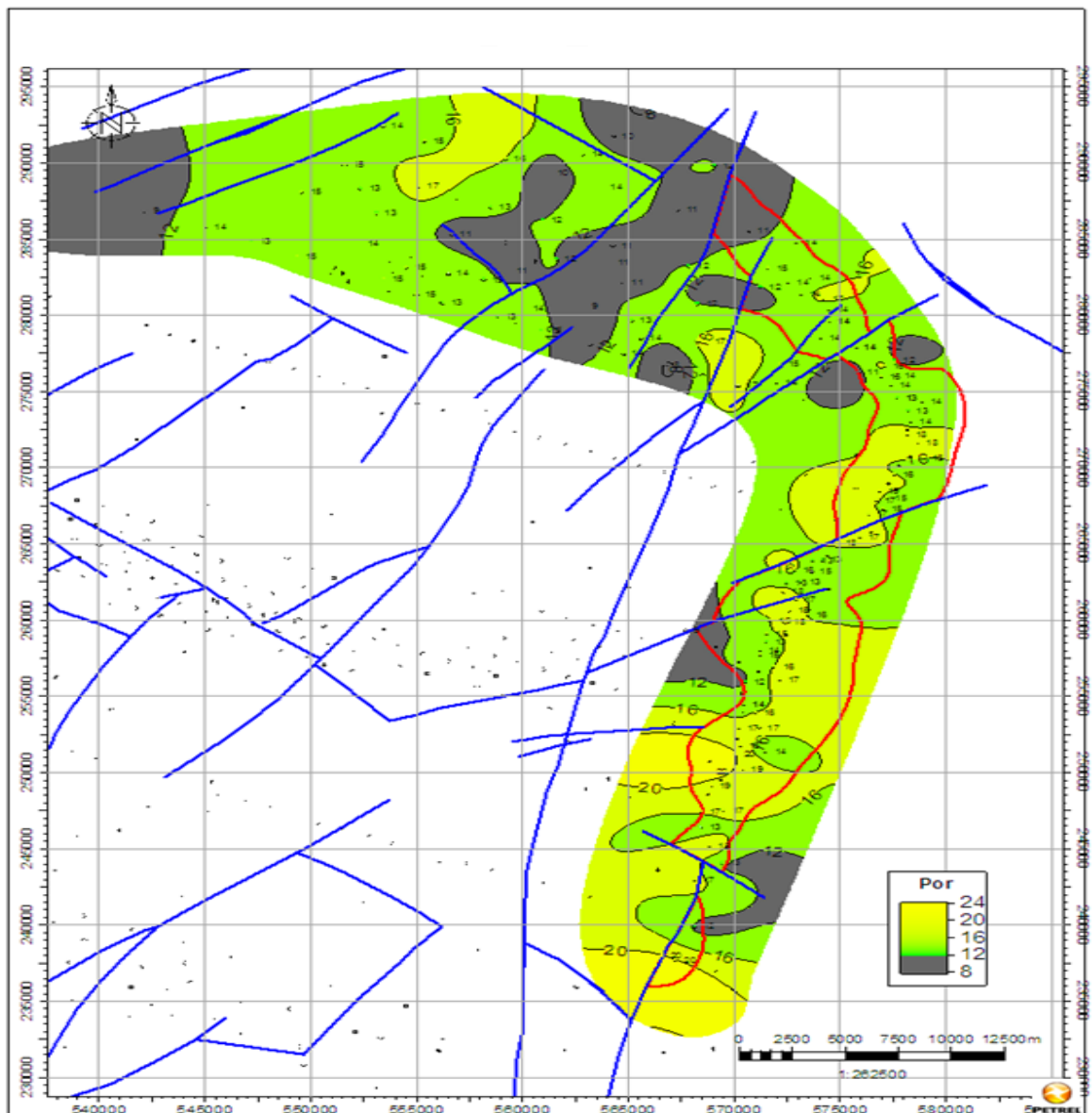


Fig.31: Carte en iso-porosité [8]

| <i>Puits</i> | <i>PHI moy(%)</i> | <i>Puits</i> | <i>PHI moy(%)</i> | <i>Puits</i> | <i>PHI moy(%)</i> | <i>Puits</i> | <i>PHI moy(%)</i> |
|--------------|-------------------|--------------|-------------------|--------------|-------------------|--------------|-------------------|
| <i>HR154</i> | <i>15</i> | <i>HR167</i> | <i>15</i> | <i>HR185</i> | <i>13</i> | <i>HR197</i> | <i>12</i> |
| <i>HR161</i> | <i>15</i> | <i>HR168</i> | <i>14</i> | <i>HR188</i> | <i>17</i> | <i>HR199</i> | <i>13</i> |
| <i>HR164</i> | <i>13</i> | <i>HR170</i> | <i>14</i> | <i>HR189</i> | <i>16</i> | <i>HR201</i> | <i>16</i> |
| <i>HR165</i> | <i>13</i> | <i>HR174</i> | <i>12</i> | <i>HR195</i> | <i>16</i> | <i>HR202</i> | <i>15</i> |
| <i>HR166</i> | <i>14</i> | <i>HR184</i> | <i>13</i> | <i>HR196</i> | <i>14</i> | <i>HR203</i> | <i>14</i> |

Tableau 1 :données de porosité pour certains puits

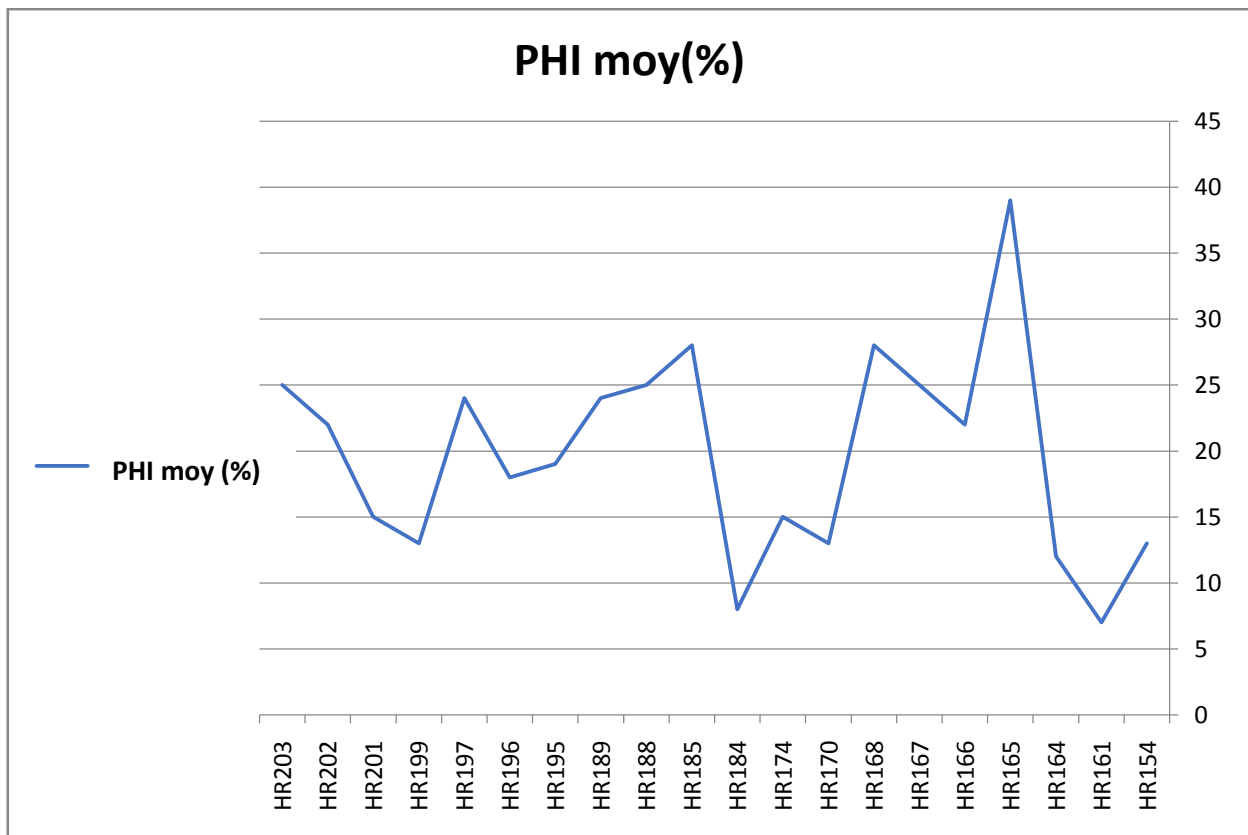


Fig.32 : une courbe représentant les valeurs de porosité dans les puits étudiés

3.2 Carte en iso- perméabilité :

D'après cette carte on remarque une amélioration remarquable de la perméabilité dans la partie méridionale de l'anneau d'huile, où elle peut atteindre les 272mD (HR213), et dans la partie centrale jusqu'à 225mD(HR207).

Par contre la partie Nord-Est est marquée par une faible valeur de perméabilité en moyenne 2mD(HR122).

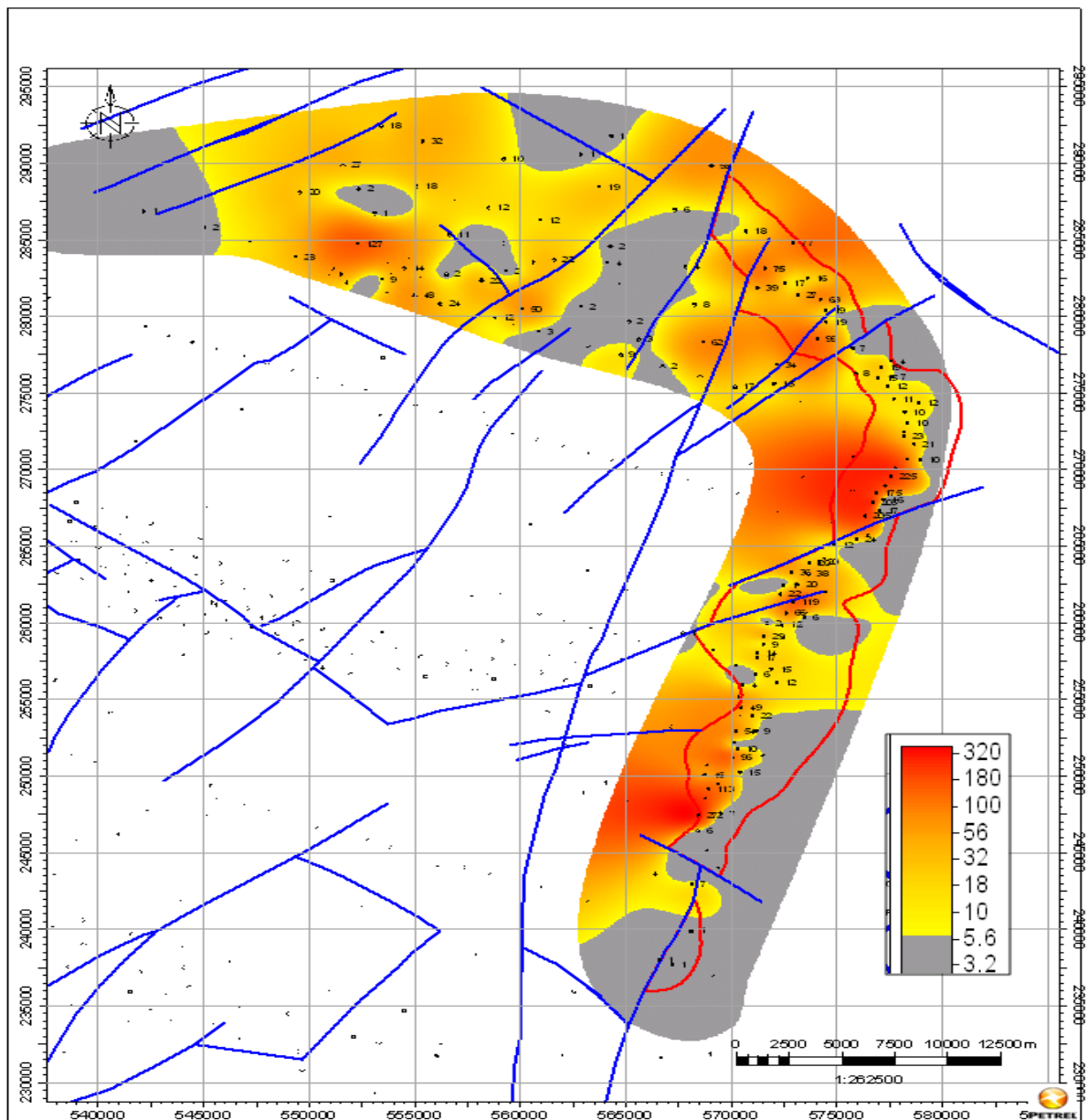


Fig.33: Carte en iso-perméabilité [8]

| <i>Puits</i> | <i>K moy (md)</i> | <i>Puits</i> | <i>K moy (md)</i> | <i>Puits</i> | <i>K moy (md)</i> | <i>Puits</i> | <i>K moy (md)</i> |
|--------------|-------------------|--------------|-------------------|--------------|-------------------|--------------|-------------------|
| <i>HR154</i> | <i>12</i> | <i>HR167</i> | <i>12</i> | <i>HR185</i> | <i>3</i> | <i>HR197</i> | <i>7</i> |
| <i>HR161</i> | <i>14</i> | <i>HR168</i> | <i>13</i> | <i>HR188</i> | <i>5</i> | <i>HR199</i> | <i>9</i> |
| <i>HR164</i> | <i>31</i> | <i>HR170</i> | <i>14</i> | <i>HR189</i> | <i>9</i> | <i>HR201</i> | <i>19</i> |
| <i>HR165</i> | <i>23</i> | <i>HR174</i> | <i>16</i> | <i>HR195</i> | <i>11</i> | <i>HR202</i> | <i>12</i> |
| <i>HR166</i> | <i>22</i> | <i>HR184</i> | <i>15</i> | <i>HR196</i> | <i>33</i> | <i>HR203</i> | <i>18</i> |

Tableau 2 :données de perméabilité pour certains puits

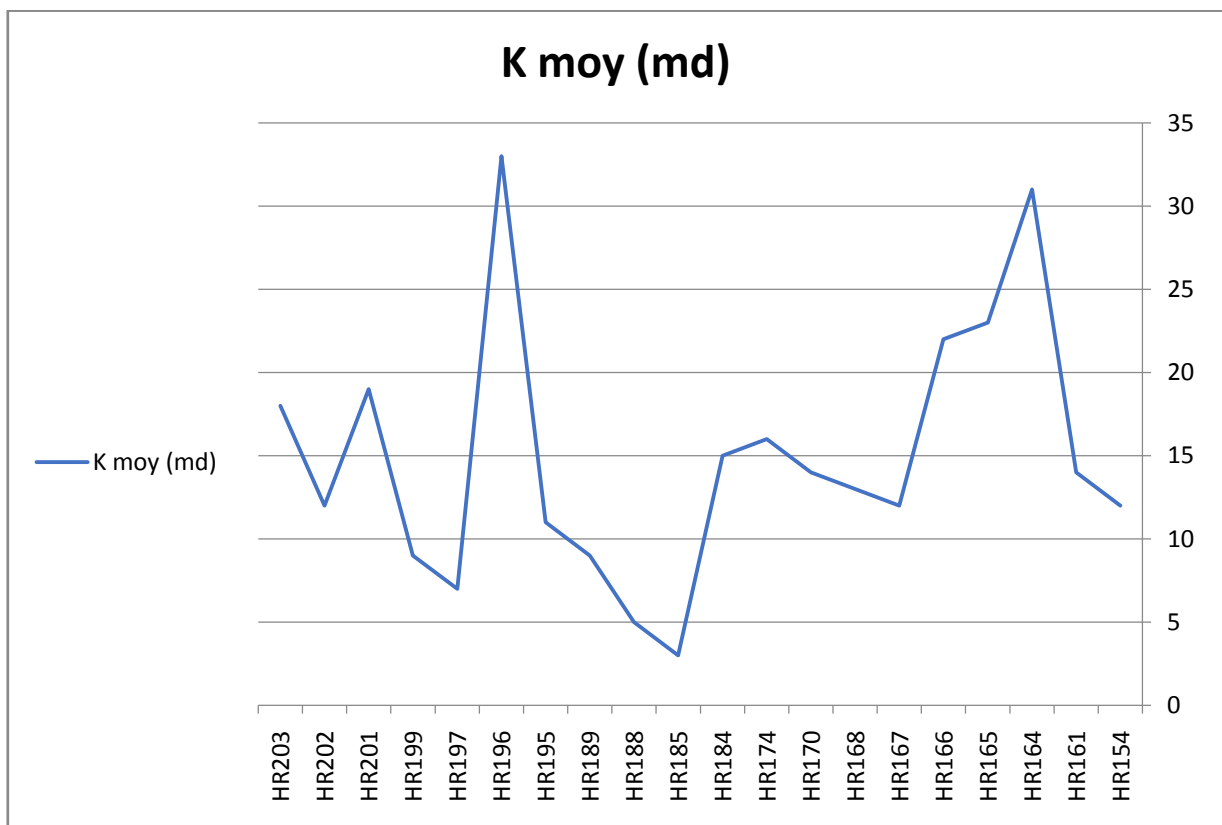


Fig.34 : une courbe représentant les valeurs de perméabilité dans les puits étudiés

3.3 Carte en iso- volume d'argile :

D'après la carte en iso-volumes d'argile, on note que le volume d'argile dans la partie de l'anneau d'huile varie de 10 à 25%, où la valeur maximale(25%) se trouve ou niveau des puits HRE104, HRE206 et HRE202, et la valeur minimale est de 10% ou niveau des puits HRE302, HRE185 et HRE112 (le centre de l'anneau). Dans la partie Nord-Ouest le niveau devient argileux.

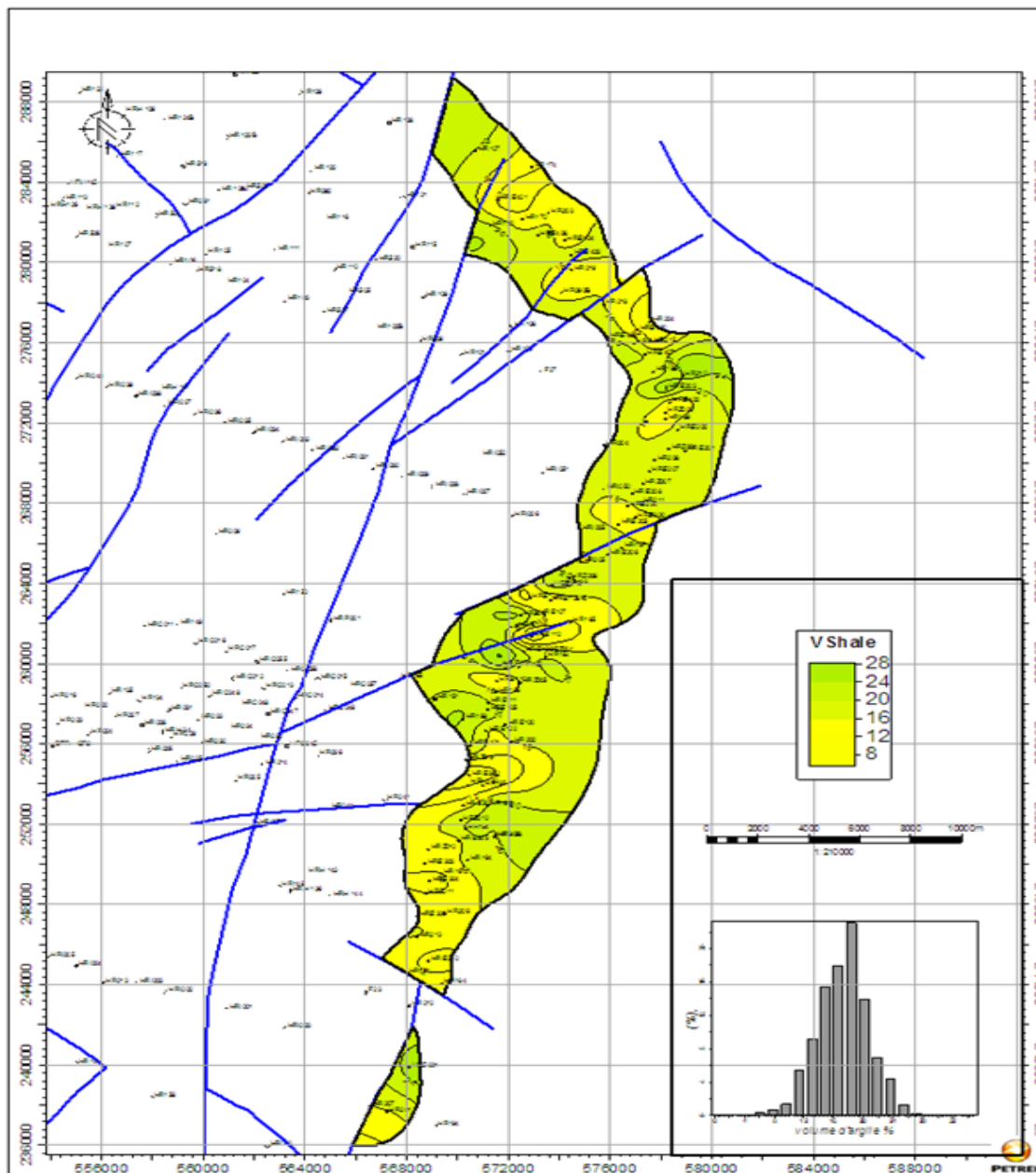


Fig35 : Carte en iso- volume d'argile[8]

| <i>Puits</i> | V sh moy(%) | <i>Puits</i> | V sh moy(%) | <i>Puits</i> | V sh moy(%) | <i>Puits</i> | V sh moy(%) |
|--------------|-------------|--------------|-------------|--------------|-------------|--------------|-------------|
| HR154 | 11 | HR167 | 19 | HR185 | 25 | HR197 | 21 |
| HR161 | 13 | HR168 | 11 | HR188 | 23 | HR199 | 27 |
| HR164 | 25 | HR170 | 14 | HR189 | 16 | HR201 | 13 |
| HR165 | 22 | HR174 | 21 | HR195 | 15 | HR202 | 14 |
| HR166 | 16 | HR184 | 27 | HR196 | 14 | HR203 | 13 |

Tableau 3 :données de volume d'argile pour certains puits

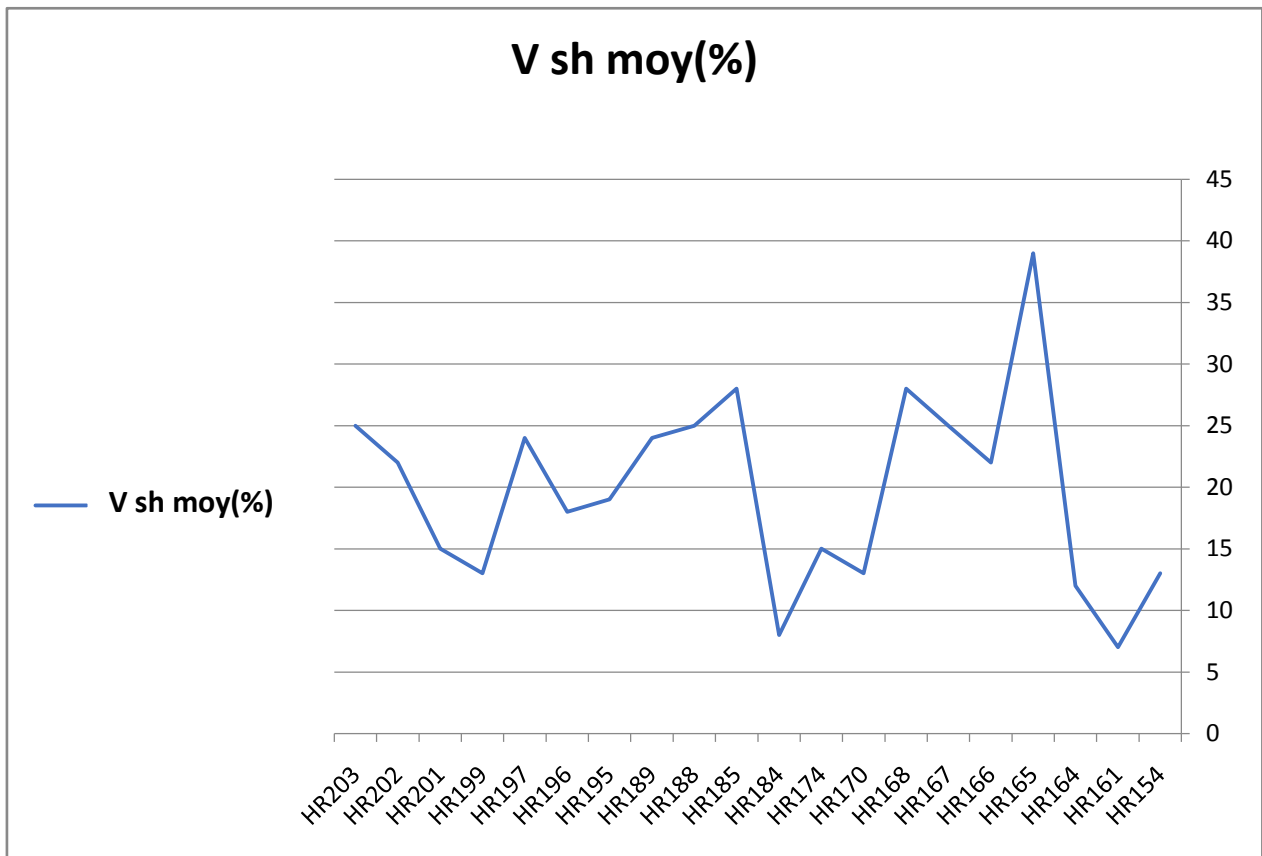


Fig.36 : une courbe représentant les valeurs de volume d'argile dans les puits étudiés

3.4 Carte en iso-épaisseurs des grés utile :

D'après la carte en iso-épaisseurs des grés utiles on observe que la variation des épaisseurs des grés en allant de l'extrémité de l'anneau d'huile vers le centre de cette dernière est de l'ordre de 0 à 12m, la valeur maximale de 12m se trouve au niveau du puits (HRE196) dans la partie Sud. Dans la partie Nord le faciès devient argileux, donc les caractéristiques pétrophysiques deviennent médiocres.

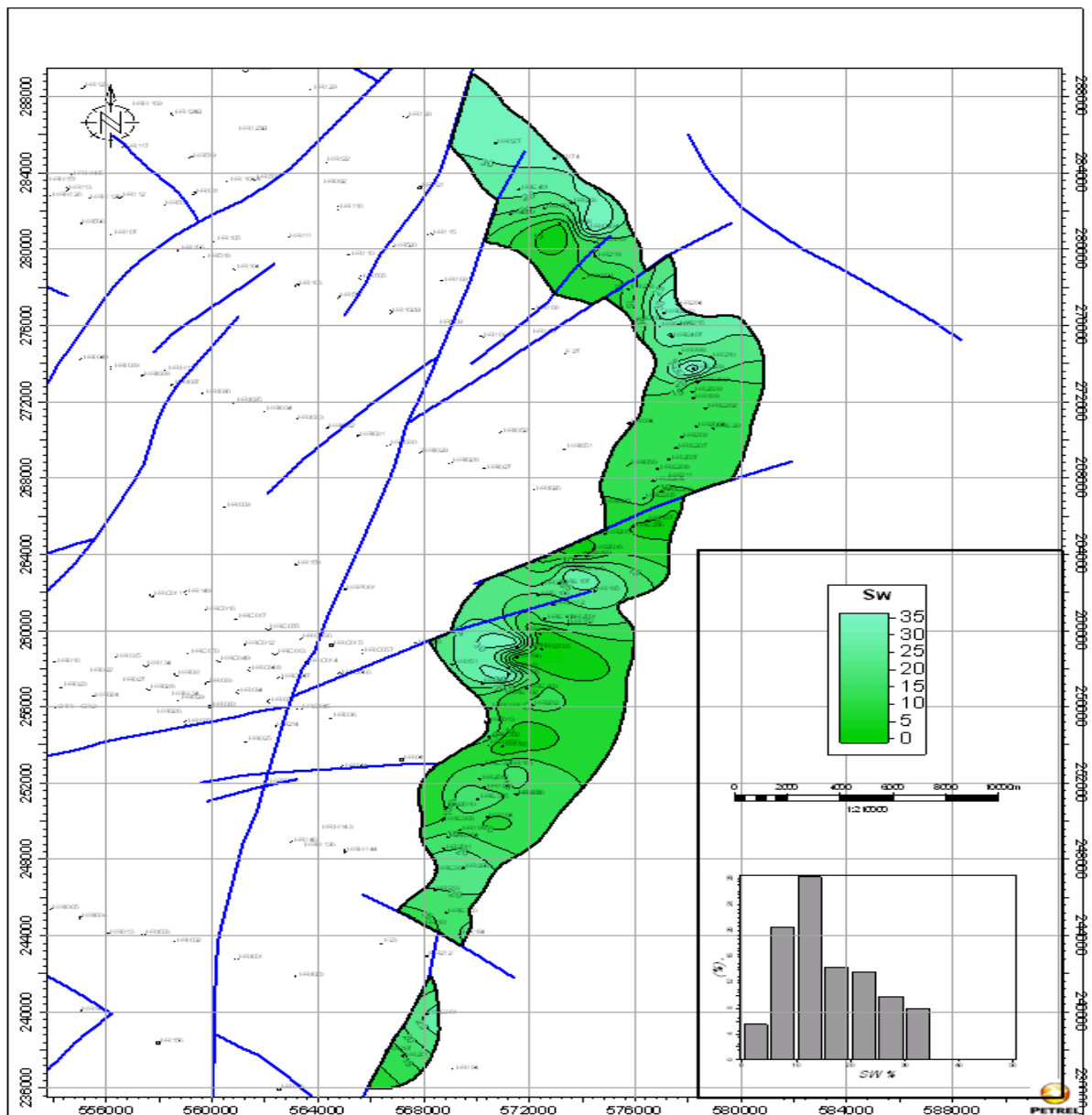


Fig.37 : Carte en iso-saturation d'eau [8]

| <i>Puits</i> | Sw moy (%) | <i>Puits</i> | Sw moy (%) | <i>Puits</i> | Sw moy (%) | <i>Puits</i> | Sw moy (%) |
|--------------|------------|--------------|------------|--------------|------------|--------------|------------|
| HR154 | 13 | HR167 | 25 | HR185 | 28 | HR197 | 24 |
| HR161 | 7 | HR168 | 28 | HR188 | 25 | HR199 | 13 |
| HR164 | 12 | HR170 | 13 | HR189 | 24 | HR201 | 15 |
| HR165 | 39 | HR174 | 15 | HR195 | 19 | HR202 | 22 |
| HR166 | 22 | HR184 | 8 | HR196 | 18 | HR203 | 25 |

Tableau 4 :données de saturation d'eau pour certains puits

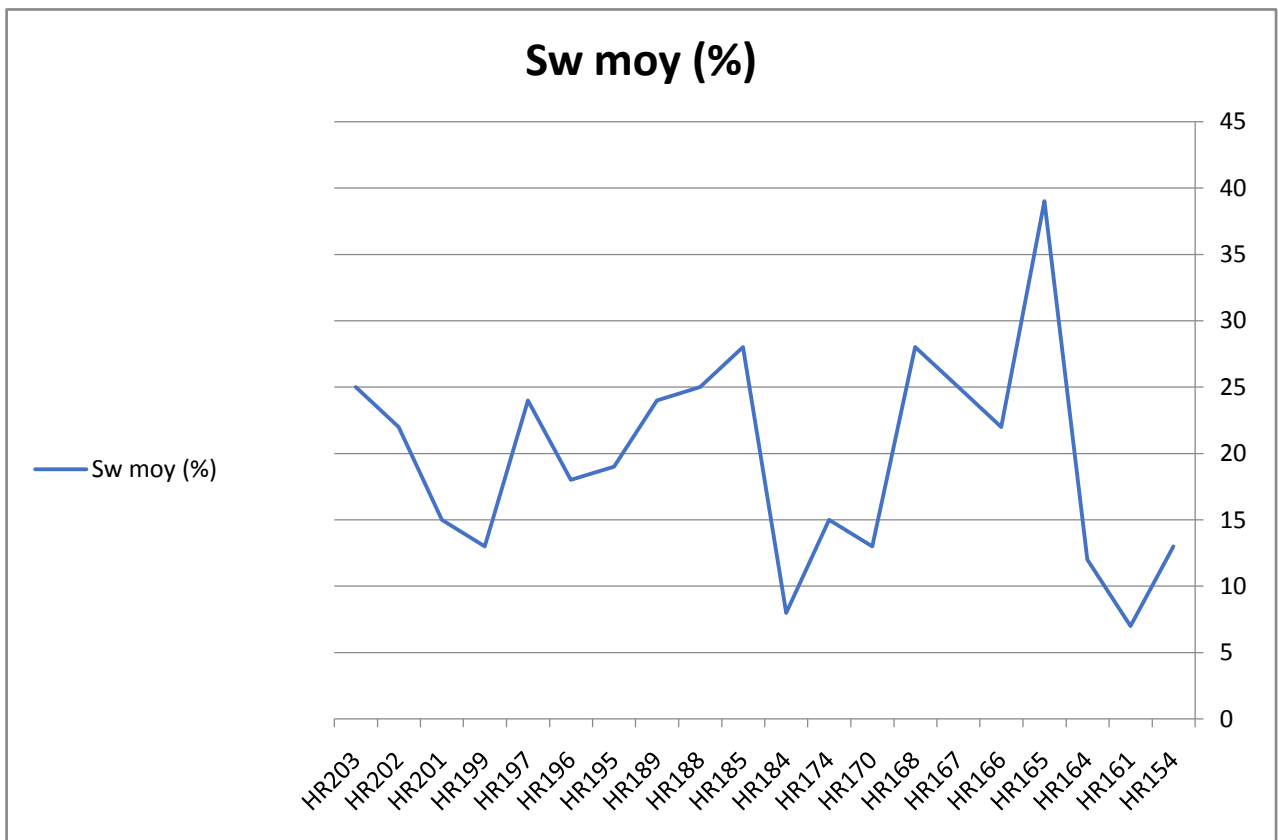


Fig.38 : une courbe représentant les valeurs de saturation d'eau dans les puits étudiés

3.5 Carte en iso-hauteur d’huile :

La carte en iso-hauteur utile montre des valeurs maximales de l’ordre de 9 – 12 m d’huile dans les puits implantés dans la bonne position structurale de la tranche d’huile. Ces puits présentent des bonne caractéristique pétrophysiques.

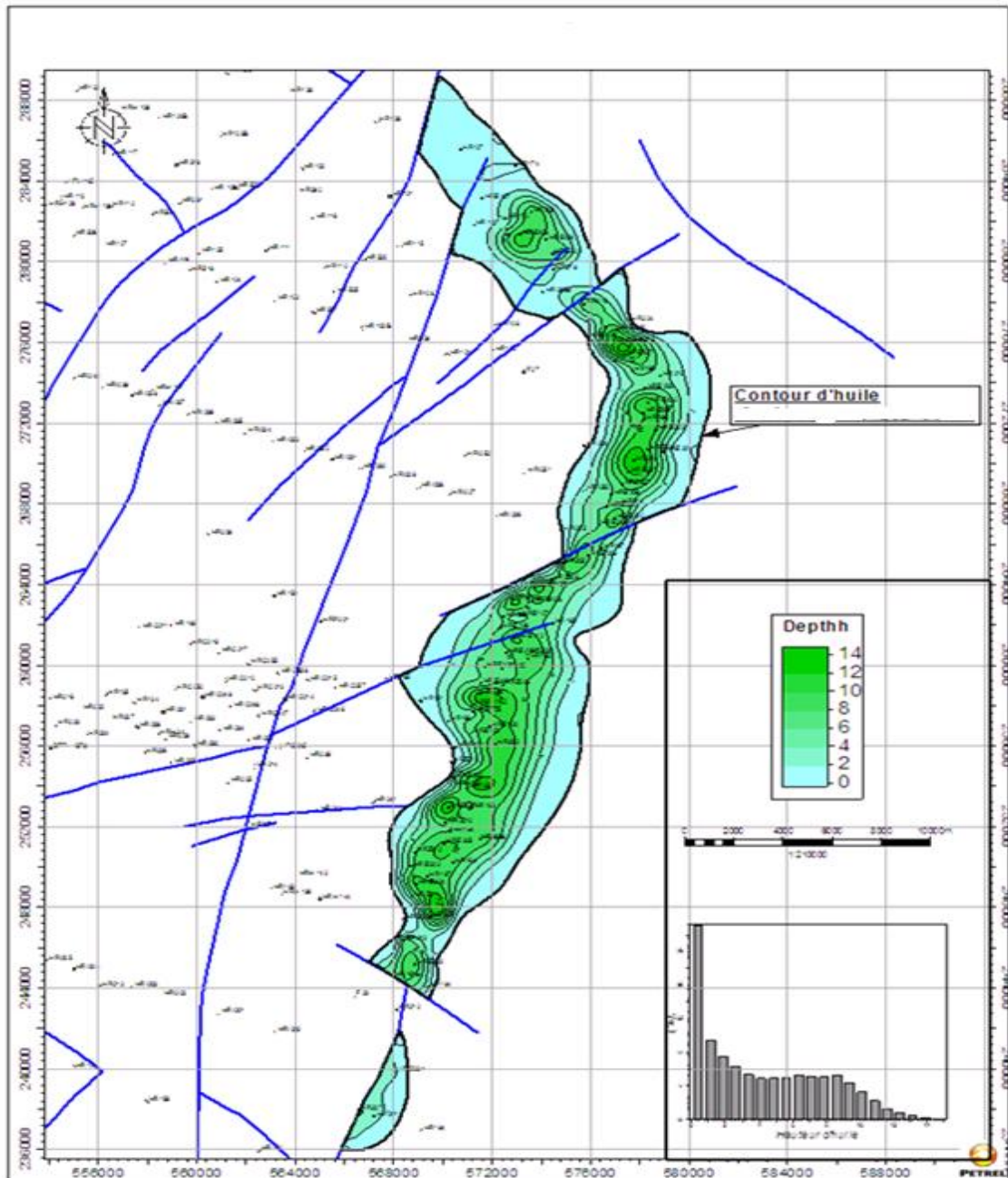


Fig.39: Carte en iso-hauteur d’huile [8]

| Puits | H utile (m) | Puits | H utile (m) | Puits | H utile (m) | Puits | H utile (m) |
|-------|-------------|-------|-------------|-------|-------------|-------|-------------|
| HR154 | 7 | HR166 | 5.5 | HR184 | 20 | HR196 | 12 |
| HR161 | 2.5 | HR167 | 11.5 | HR185 | 26 | HR197 | 1.5 |
| HR164 | 13 | HR168 | 3 | HR188 | 16 | HR202 | 11 |
| HR165 | 7 | HR170 | 6.5 | HR189 | 8.7 | HR203 | 9 |

Tableau 5 :données de hauteur d'huile pour certains puits

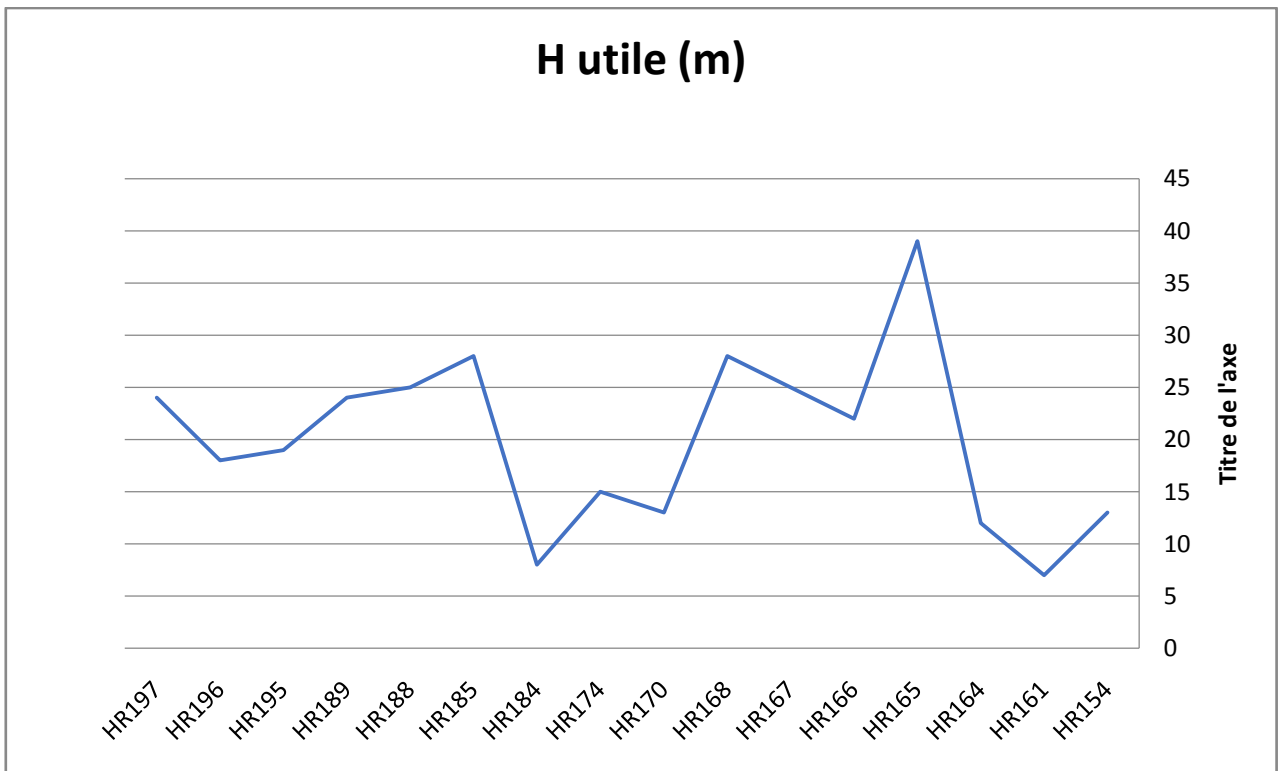


Fig.40 : une courbe représentant les valeurs de hauteur d'huile dans les puits étudiés

Conclusion :

D'après l'interprétation des cartes en iso-porosités et Iso-perméabilités de distribution des paramètres pétrophysiques indique que ces grès présentent d'assez bonnes caractéristiques pétrophysiques dont la porosité est de 18%, la perméabilité est de 350md, et la saturation en eau moyenne est de 23, 5%, avec une zone de passage entre la partie Est et Nord caractérisée par des paramètres faible suite à un changement local de facies .

Et conclure que seule la zone structurellement haute de la partie Sud qui présente de meilleures valeurs pétrophysiques et par conséquent c'est elle qui peut présenter un intérêt pétrolier important.



Conclusion Générale

Conclusion générale

Conclusion Générale :

Le Trias de Hassi R'mel est subdivisé en quatre formations, de bas en haut:

- La Série Inférieure
- Le niveau A
- L'Argile inférieure
- Le S4

Dans la partie structurellement l'allure structurale du champ montre que la zone Nord joue un rôle de barrière contre la continuité de l'huile, et également le piégeage de l'huile est dû principalement à la présence de deux failles orthogonales, qui ont joué le rôle d'une barrière à la migration de l'huile vers le Nord-Ouest.

Et Les flancs Est et Nord-Ouest ont une fermeture structurale qui favorise le piégeage des hydrocarbures, par contre les parties Nord et Sud-ouest sont des zones structurellement hautes.

La Série Inférieure est formée par des alternances argile-grés, organisées en séquences et à base érosive. avec présence de coulées volcaniques (Andésites), surmontées par des dépôts argileux qui se développent en paléosol.

L'analyse pétrographique montre que les réservoirs du Trias de Hassi R'mel et spécialement la Série Inférieure sont constitués de faciès gréseux et argilo-gréseux, composés de grains de quartz, de micas, de feldspaths et accessoirement de minéraux lourds. Ces éléments sont liés par une matrice représentée par de ciments siliceux, argileux, carbonaté, évaporitique, ferrugineux et accessoirement pyriteux.

Le réseau poreux dans ce réservoir est caractérisé par la porosité de dissolution et la porosité primaire intergranulaire. La porosité de dissolution représente plus de 81 % du réseau poreux total.

Le réservoir de la Série Inférieure de la région Sud de Hassi R'mel présente des réserves d'huile en place évalués à : $16.53 \times 10^6 \text{ m}^3$.

Les cartes d'isoporosité, d'isoperméabilité et d'isoépaisseurs utile, on constate une diminution de ces paramètres vers le nord du champ au niveau du réservoir (A).



Références et bibliographie

Références et bibliographie

1. **ALIEV M. (1971)** Structure géologique et perspectives en pétrole et en gaz de la plate forme Saharienne Algérien.
2. **BEGGACHE et AIT SLIMANI (2017)** caractérisation sédimentologique et pétrophysique du niveau dolomitique D2 de Hassi R'Mel.
3. **BEICIP. (2002)**. Révision structurale du champ de Hassi R'Mel. PED. Hydra Alger.
4. **BEICIP-DP-Hydra (1987)**. «Etudes géologique du champ de Hassi R'mel».
5. **CHAPELLIER .D** : Diagraphies Pétroliers, université de Lausanne. Institut Français du pétrole, Editeur pp.
6. **CPH 2016**
7. **Final report** volume 6 of 7(December 2001)Convention d'étude between Sonatrach and BHP Billiton Ouest Hassi R'Mel.
8. **HALFAOUI et TALBI (2009)** étude des propriétés pétrophysiques de l'anneau d'huile dans la partie est et la possibilité de son extinction au NORD-OUEST (province TRIASIQUE).
9. **Hamel, A. (1988)**: Etude géologique des grés triasiques du gisement pétrolier de Hassi R'mel (Algérie) : Caractérisation, Extension et milieu de dépôt.
10. **SCHLUMBERGER (1993)** . Séminaire d'Interprétation des Diagraphies SERRA O. (1985) : Diagraphies différées, bases de l'interprétation.
11. **Sonatrach**. Rapports de fin sondage des puits: HRS-1, HRS-2, HRS-3, OEH-1 et HST-1,HRS-25, HRS-6 et, HRS-27.
12. **Sonatrach**. Rapports final des puits :« HR44, HR122 ,HR151,HR162, HR173, HR175, HR181,HR213,HR512 »
13. **Sonatrach** .Rapports De fin de sondages : «HRE104, HRE112, HRE151, HRE162, HRE185 ,HRE196, HRE202,HRE206,HRE302,HRE303 ». Sonatrach Division de production.
14. **TALAMALI , S (2009)** «caractérisation et modalisation du réservoir de la série inférieure de la région de Hassi R'Mel sud »magister en ressources minérales et énergétiques.
15. **WEC (2007)**. « La géologie pétrolière de l'Algérie ». In Sonatrach –Schlumberger Well Evaluation Conference.

الملخص :

يعتبر حقل حاسي الرمل من أكبر حقول الغاز في العالم من حيث أبعاده واحتياطاته ، بحيث يغطي مساحة 3500 كلم²، ينتج الغاز المكثف على قدر من الأهمية المعتبرة من البترول. يظهر هذا الحقل على شكل محدب موجه نحو شمال شمال شرق جنوب جنوب غرب ، على بعد حوالي 520 كلم جنوب العاصمة ، 120 كلم شمال غرب مدينة غرداية و 100 كلم جنوب شرق مدينة الاغواط. يتألف الخزان الترياسي من أربع خزانات من الحجر الرملي للعصر الترياسي ، تسمى أ ، ب ، ج والسلسلة السفلى تتصل بطبقات طينية بينهم، هذه الخزانات تتميز بخصائص بيتر وفيزيائية ممتازة. تندرج هذه الدراسة في معرفة خصائص هذه الحقول للعصر الترياسي لحاسي الرمل. وتتمحور حول :

تعريف ونمذجة خصائص هذا الخزان للعصر الترياسي. - دراسة خصائص جيولوجية للمنطقة من أجل تحديد نطاق توسعه والبيئة التي تشكل فيها

دراسة الخصائص البيتروفيزيائية التي تمكننا من تحديد أفضل الطبقات التي يتواجد فيها النفط .

-دراسة خصائص ونماذج خزانات العصر الترياسي في منطقة حاسي الرمل سمحت لنا بتعريف وبناء نموذج جيولوجي نوعي لمنطقة الدراسة وتبيين الفائدة النفطية الكبيرة لهذه الأحواض في حقل حاسي الرمل. سيؤدي هذا بحفر آبار أخرى في المستقبل.

الكلمات الرئيسية: حاسي الرمل، العصر الترياسي، خصائص، جيولوجي.

Résumé :

Le champ de Hassi R'Mel est considéré comme l'un des plus grands champs gazière au monde en termes de dimensions et de réserves, couvrant une superficie de 3 500 km². Il produit du gaz condensé aussi important que le pétrole. Ce champ se présente sous une forme convexe orientée vers le nord-nord-est-sud-sud-ouest, à environ 520 km au sud de la capitale, 120 km au nord-ouest de la ville de Ghardaïa et 100 km au sud-est de la ville de Laghouat . Le triasique se compose de quatre réservoirs de grès, appelés A, B et C, et la série inférieure est reliée par des couches d'argile entre eux .Ces réservoirs sont caractérisés par d'excellentes propriétés pétrophysiques .Cette étude s'inscrit dans la connaissance des caractéristiques de ces champs de la période triasique de Hassi R'Mel . Elle s'articule autour de :

Définir et modéliser les caractéristiques de ce réservoir pour la période triasique, et construire un modèle géologique qualitatif pour ces bassins. Étudier les caractéristiques géologiques de la zone afin de déterminer l'étendue de son expansion et le milieu dans lequel elle s'est formée .Étudier les propriétés pétrophysiques qui nous permettent de déterminer les meilleures couches dans lesquelles se trouve le pétrole.

Les mots clé : Hassi R'Mel ,trias , caractéristiques, géologique .

Abstract :

Hassi R'Mel field is considered as one of the largest oil fields in the world in terms of its dimensions and reserves, covering an area of 3500 km². It produces condensed gas as important as petroleum. This field have a convex shape directed to the north-northeast-south-southwest, about 520 km south of the capital, 120 km northwest of the city of Ghardaïa and 100 km southeast of the city of Laghouat . the Triassic consists of four reservoirs of sandstone called A, B, C, and the lower series is connected by clay layers between them .

This study is based on studying the characteristics of these fields for the Triassic period of Hassi R'Mel. It revolves around: -Defining and modeling the characteristics of this reservoir for the Triassic period, and building a qualitative geological model for these basins.

-Studying the geological characteristics of the area in order to determine the extent of its expansion and the environment in which it was formed . and Studying the pétrophysical properties that enable us to determine the best layers in which the oil is located.

-Studying the characteristics and models of the Triassic reservoirs in the Hassi R'Mel region allowed us to define and build a qualitative geological model for the area we studied and to show the great oil benefit of these basins in the Hassi R'Mel field This will lead to more wells being drilled in the future.

Keywords: Hassi R'Mel, Triassic period, geological properties.