

UNIVERSITE KASDI MERBAH – OUARGLA –

**FACULTE DES HYDROCARBURES ET DES ENERGIES RENOUVELABLES ET
DES SCIENCES DE LA TERRE ET DE L'UNIVERS**

Département des Sciences de la Terre et de l'Univers.



MEMOIRE DE FIN D'ETUDE

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

Option: Geologies Pétrolière

THEME

**L'impact de l'intrusif sur la qualité du
réservoir cambrien (Ri/Ra) de La zone
23 du champ du Hassi Messaoud.**

Soutenu publiquement par :

M. SAHRAUI Mohamed Laid

M. SALHI Abd Alletif

M. ATIA Djemoui

Devant le jury :

| | | | |
|--------------------|-----------------------------|-----|---------------|
| Président : | <i>LAOUINI Hamza</i> | MAA | Univ. Ouargla |
| Promoteur : | <i>HARROUCHI Lakhdar</i> | MCB | Univ. Ouargla |
| Examineur : | <i>AMEUR ZAIMECHE Ouafi</i> | MAA | Univ. Ouargla |

Année Universitaire: 2018/2019

Remerciements

Nous tenons à remercier en premier le Dieu qui nous a donné le courage, la force et la patience de terminer ce travail.

Nous tenons à exprimer notre profonde gratitude à notre Encadreur Dr. HARROUCHI Lakhdar pour ses orientations, remarques et corrections qui ont permis l'élaboration de ce mémoire.

Nous profonds remerciements vont également à Mr LAOUINI Hamza d'avoir accepté la présidence de notre jury.

On remercie Mr AMEUR ZAIMECHE Ouafi d'avoir accepté avec grande sympathie de discuter notre mémoire, et d'apporter un avis de professionnel sur notre travail.

Nos remerciements les plus chaleureux vont, également, à l'ensemble du formidable corps enseignant du Département De Géologie Pétrolière pour leurs aides et soutiens durant toute la période de la formation universitaire.

Nous remercions vont à tous les responsables du département de la géologie EP (Sonatrach) particulièrement Mr.ZEITONA AHMED Othman; Mr. MOSTPHAOUI Ali ;Mr. BENBRAHIM Mohamed et Mr. ATAWAT Mostapha pour leurs soutiens et leurs aides précieuses.

Il nous est très agréé de pouvoir exprimer notre reconnaissance et notre gratitude envers ceux qui ont su contribuer de près ou de loin à la réalisation et l'aboutissement de ces modes.

Dédicace

Nous dédions ce travail à nos très chers parents et nos oncles que Dieu les protèges et leur donne tout le bonheur du monde qu'ils méritent.

Nous dédions également à nos très chers frères et soeurs. et à tous les membres de nos familles un par un, pour tous les sacrifices, et les encouragements durant toute période de nos études.

Et nos amies de filière de géologie avec qui nous avons partagé les meilleurs moments de notre vie d'étude.

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

ATA Djemoui.

SALMI Abd Alletif.

SARANI Mohamed Laid

SOMMAIRE

SOMMAIRE

| | |
|--|----|
| INTRODUCTION | 01 |
| CHAPITRE I : GENERALITE | |
| I. HISTORIQUE DE LA DECOUVERTE DU CHAMP | 02 |
| II. SITUATION GEOGRAPHIQUE | 03 |
| III. CADRE GEOLOGIQUE | 04 |
| IV. ZONE ET NUMEROTATION DES PUIITS | 06 |
| V. STRATIGRAPHIQUE DU CHAMP | 07 |
| 1. Proterozoïque | 08 |
| a. Le socle | 08 |
| 2. Paleozoïque | 08 |
| a. L’Infracambrien | 08 |
| b. Le Cambrien | 08 |
| c. L’Ordovicien | 08 |
| 3. Mesozoïque | 09 |
| a. Le Trias | 09 |
| b. Le Jurassique | 09 |
| c. Le Crétacé | 09 |
| 4. Cenozoïque | 10 |
| a. L’Eocène | 10 |
| b. Le Mio-pliocène | 10 |
| VI. LE CADRE STRUCTURAL | 12 |
| VII. L’EVOLUTION TECTONIQUE | 13 |
| 1. Structure ante-triasique | 13 |
| 2. Structure post-triasique | 14 |
| VIII. L’ASPECT PETROLIER | 15 |
| 1. Principales roches mères | 15 |
| 2. Structure des réservoirs existants | 16 |
| a. Réservoir cambrien | 16 |

SOMMAIRE

| | |
|---|-----------|
| b. Les roches couverture..... | 18 |
| c. Réservoir ordovicien..... | 18 |
| d. Types des pièges..... | 19 |
| e. La Migration..... | 20 |
| IX. PRESENTATION DU SECTEUR D'ETUDE..... | 20 |
| 1. Situation géographique de la zone d'étude..... | 20 |
| 2. Aperçu géologique sur la zone d'étude..... | 21 |
| a. Au plan stratigraphique..... | 21 |
| b. Au plan structural..... | 23 |
| c. Au plan productif..... | 24 |

CHAPITRE II : GENERALITE DE L'INTRUSIF

| | |
|--|-----------|
| I. DEFINITION..... | 25 |
| II. DEFINITION DES ROCHES DIORITE..... | 25 |
| III. TYPES DES ROCHES INTRUSIVES (DIORITE)..... | 25 |
| 1. Les laccolites..... | 25 |
| 2. Les sills (filons couchés)..... | 25 |
| 3. Les dykes (filonnets d'intrusif) | 25 |

CHAPITRE III : L'IMPACT DE L'INTRUSIF SUR PARAMETRE PETRO-PHYSIQUE

| | |
|---|-----------|
| I. ETUDE PETRO-PHYSIQUE..... | 30 |
| 1. Diagraphie Gamma Ray (GR) | 30 |
| 2. Diagraphies Neutron (NPHI) | 30 |
| 3. La perméabilité | 30 |
| 4. La porosité (phit) | 31 |
| II. GEOMETRIE ET STRUCTURE DES DRAINS CONSTITUANTS LE RESERVOIR DE LA ZONE 23..... | 31 |
| 1. Carte en isobathes..... | 31 |

SOMMAIRE

| | |
|--|-----------|
| 2. Coupe géologique à travers la zone 23 | 32 |
| 3. Carte en isoporosités et en isoperméabilité..... | 32 |
| 4. COUPE GEOLOGIQUE DE POROSITE ET DE PERMEABILITE..... | 37 |
| III.EVOLUTION DES PARAMETRES PETRO-PHYSIQUE DANS LE PUIT PRESENT DE LA L'INTRUSIF | 38 |
| | |
| CHAPITRE V : L'IMPACT DE L'INTRUSIF SUR LE RESERVOIR | |
| | |
| I. ETAT DE PRODUCTION DES PUITTS AFFECTENT PAR LES INTRUSIONS INTRA- CAMBRIENNES | 40 |
| | |
| A. Définitions | 40 |
| | |
| 1. Index de productivité(IP) | 40 |
| 2. Drill steam testing (DST) | 40 |
| 3. SKIN | 40 |
| II. Relation entre IP et formations intrusives | 41 |
| | |
| CONCLUSION | 42 |
| | |
| REFERENCES BIBLIOGRAPHIQUES | 44 |

LISTE DES ABREVIATIONS

LISTE DES ABREVIATIONS

| | |
|----------------|-------------------------|
| HMD | Hassi-Messaoud |
| E | Est |
| N | Nord |
| S | Sud |
| Fig | Figure |
| R | Réservoir |
| Ra | Réservoir anisométrique |
| Ri | Réservoir isométrique. |
| md | mellie darcy |
| m | Mètres |
| Ma | Million d'année |
| I-D | Inter-drain |
| D | Drain |
| DST | Drill steam testing |
| Q | Débit |
| P _G | Pression de gisement |
| K | Permeabilité |
| P _F | Pression de fond |

LISTE DES FIGURES

| LISTE DES FIGURES | | Page |
|-------------------|--|------|
| Figure.1 | Cadre géographique de Hassi-Messaoud (Document Sonatrach). | 04 |
| Figure.2 | Carte représente les limites géographiques de champ de Hassi-Messaoud (Document Sonatrach). | 05 |
| Figure.3 | Coupe géologique transversale Ouest-Est de la structure de Hassi-Messaoud au niveau du réservoir Cambro-ordovicien (Document Sonatrach). | 05 |
| Figure.4 | Zones et numérotation des puits (Document Sonatrach). | 07 |
| Figure.5 | Colonne lithostratigraphique type de champ de Hassi-Messaoud (Document Sonatrach). | 11 |
| Figure.6 | Carte en structural au niveau de champ de Hassi Messaoud montre la distribution des failles (Document Sonatrach). | 12 |
| Figure.7 | Phases tectoniques majeurs ayant affecté le Sahara central (Boudjemâa 1987). | 13 |
| Figure.8 | Découpage en drain du Cambrien de Hassi-Messaoud | 17 |
| Figure.9 | Types des pièges. | 19 |
| Figure.10 | Carte de situation géographique de la zone d'étude. | 20 |
| Figure.11 | Carte représentative de réseau de faille (au niveau de la discordance hercynienne) montrant la situation structurale de la zone d'étude. | 23 |
| Figure.12 | Les types des intrusions volcaniques. | 26 |
| Figure.13 | <i>Carotte ou échantillon de Diorite de Hassi Messaoud.</i> | 26 |
| Figure.14 | La répartition de Diorite présente dans le réservoir dans le champ de Hassi- Messaoud. | 27 |
| Figure.15 | Localisations de l'intrusif dans le zone l'étude. | 27 |
| Figure.16 | Modèle structural 3D de la zone 23. | 28 |

LISTE DES FIGURES

| | | |
|------------------|--|----|
| Figure.17 | Coupe géologique Nord- Sud passant par les intrusifs. | 29 |
| Figure.18 | Coupe géologique Est-Ouest passant par les intrusifs. | 29 |
| Figure.19 | Carte en isobathes à la DH et Carte en isobathes au toit du R2. | 31 |
| Figure.20 | Coupe géologique passant par les puits MD339/MD229/MD232/MD251. | 32 |
| Figure.21 | <i>carte en isoporosité et en isopermeabilite au niveau du D5.</i> | 33 |
| Figure.22 | <i>carte en isoporosité et en isopermeabilite au niveau du D4.</i> | 33 |
| Figure.23 | <i>carte en isoporosité et en isopermeabilite au niveau du D3.</i> | 34 |
| Figure.24 | <i>carte en isoporosité et en isopermeabilite au niveau du D2.</i> | 35 |
| Figure.25 | <i>carte en isoporosité et en isopermeabilite au niveau de l'ID.</i> | 35 |
| Figure.26 | <i>carte en isoporosité et en isopermeabilite au niveau du D1.</i> | 36 |
| Figure.27 | <i>carte en isoporosité et en isopermeabilite au niveau du R2ab.</i> | 36 |
| Figure.28 | Coupe géologique de porosité passant par les puits MD339/MD229/MD232/MD251. | 37 |
| Figure.29 | Coupe géologique de perméabilité passant par les puits MD339/MD229/MD232/MD251. | 37 |
| <i>Figure.30</i> | Corrélation diagraphique des puits MD339, MD229, MD232, MD251. | 39 |

LISTE DES TABLEAUX

| Liste des tableaux | | page |
|---------------------------|---|-------------|
| Tableau (1) | Représente les différentes roches mères de champ de Hassi- Messaoud | 15 |
| Tableau (2) | Représente la subdivision de réservoir cambrien en 03 zones | 16 |
| Tableau (3) | Représente les 02 roches couvertures de Hassi-Messaoud | 18 |
| Tableau (4) | Représente l'unité III du réservoir ordovicien | 18 |
| Tableau (5) | Analyse de la production des puits avec intrusif | 41 |

INTRODUCTION

INTRODUCTION GENERALE

INTRODUCTION GENERALE

Faisant partie des 25 zones de production de Hassi Messaoud, la zone 23 a été sélectionnée situant au Sud-Ouest du champ pétrolier d'Hassi-Messaoud. Dans notre cas d'étude, la caractérisation et la modélisation du réservoirs Ri et Ra. Le modèle construit intègre toutes les données géologiques, sismiques et pétro-physiques disponibles pour faire cartographier la distribution des données statiques telles que la porosité, la perméabilité, et le taux d'argile. L'analyse de la répartition des propriétés pétro-physiques et d'argiles révèle les intérêts pétroliers des différents drains constituant le réservoir. Pour savoir l'effet de la tectonique sur le réservoir étudié on a eu recours aux données des essais de puits représentant un outil puissant pour une caractérisation dynamique des fissures et des failles affectant notre réservoir.

L'objectif de cette d'étude l'impact de l'intrusif sur le réservoir dans productivité. Le mémoire proposé est structuré selon quatre les chapitre :

Le chapitre I : décrit le contexte de l'étude à travers une synthèse bibliographique sur le champ pétrolier d'Hassi-Messaoud.

Le chapitre II : généralité de l'intrusif (diorite) et localisation de l'intrusif de zone d'étude.

Le chapitre III : Cette partie d'étude de l'analyse de la répartition des propriétés pétro-physiques.

Le chapitre V : d'influence de l'intrusif sur la productivité.

En terminera par conclusion générale.

CHAPITRE I

GENERALITE

I. HISTORIQUE DE LA DECOUVERTE DU CHAMP

Le champ de Hassi-Messaoud est considéré comme l'un des plus grands champs pétroliers au monde ; il apparaît comme un vaste anticlinal aplatit près de la terminaison nord orientale du bassin triasique sud Algérie.

Le réservoir de ce champ correspond aux grés quartzitiques du Cambrien érodé sous la discordance hercynienne et couvert par le Trias argileux-salifère. Trois unités constituent de bas en haut le réservoir Cambrien (R1, R2 et R3) avec une épaisseur totale des formations productives qui oscille entre 174 et 240m.

Après la mise en évidence par la sismique réfraction de la structure de Hassi Messaoud comme étant un vaste dôme structural, la société " SN REPAL " implante le 16 Janvier 1956, le premier puits Md1, pas loin du puits chamelier de Hassi Messaoud. Le 15 Juin de la même année, ce forage a traversé des grés cambriens a 3338 m qui sont producteurs d'huile.

En Mai 1957, la société " CFPA " réalise un puits Om1 a environ 7 Km au Nord-Nord-Ouest du puits Md1, ce forage confirmait l'existence d'huile dans les grés du Cambrien. Par la suite le champ de Hassi Messaoud fut divisé en deux concessions distinctes : C.F.P.A pour le champ Nord et SN.REPAL pour le champ Sud.

NB : L'âge géologique du Cambrien de HASSI-MESSAOUD a été daté par Mobil Field Resarci Laboratoire à 560 millions d'années plus ou moins 25 M.A. par la méthode Rubidium/Strontium (chronologie absolue).

La mise en production avait commencé en 1958 avec 20 puits d'exploitation.

Après plusieurs années de production, la pression du gisement a énormément chuté ce qui a conduit à appliquer les méthodes de récupération secondaire (injection de gaz, d'eau, fracturation, acidification).

Actuellement (Avril 2018), le nombre de puits foré est de 1647 puits avec :

- ◆ 184 puits horizontaux.
- ◆ 158 puits en short radius.
- ◆ 585 puits producteurs huile.

- ◆ 333 puits gaz lift producteurs d'huile.
- ◆ 112 puits injecteurs gaz.
- ◆ 48 puits injecteurs eau.
- ◆ 86 puits producteurs eau.
- ◆ 54 puits secs.
- ◆ 78 puits abandonnées.
- ◆ 43 puits inexploitable.
- ◆ 5 puits non réalisées.

I. SITUATION GEOGRAPHIQUE

Hassi- Messaoud se situe à 800 Km au Sud d'Alger, entre les méridiens 5°30 et 6°00 et les parallèles 31°00 et 32°00N. Ce champ de Hassi- Messaoud est à 350km de la frontière Algéro-Tunisienne et à 80km de la ville d'Ouargla.

Il a une superficie de 2000Km², à une altitude de 142m. Le climat est désertique avec des températures allant de 0°C à 47°C en moyenne (**Fig. 1**).

Sa localisation en coordonnées Lambert sud Algérie est :

X= 790.000 - 840.000 Est.

Y= 110.000 - 150.000 Nord.

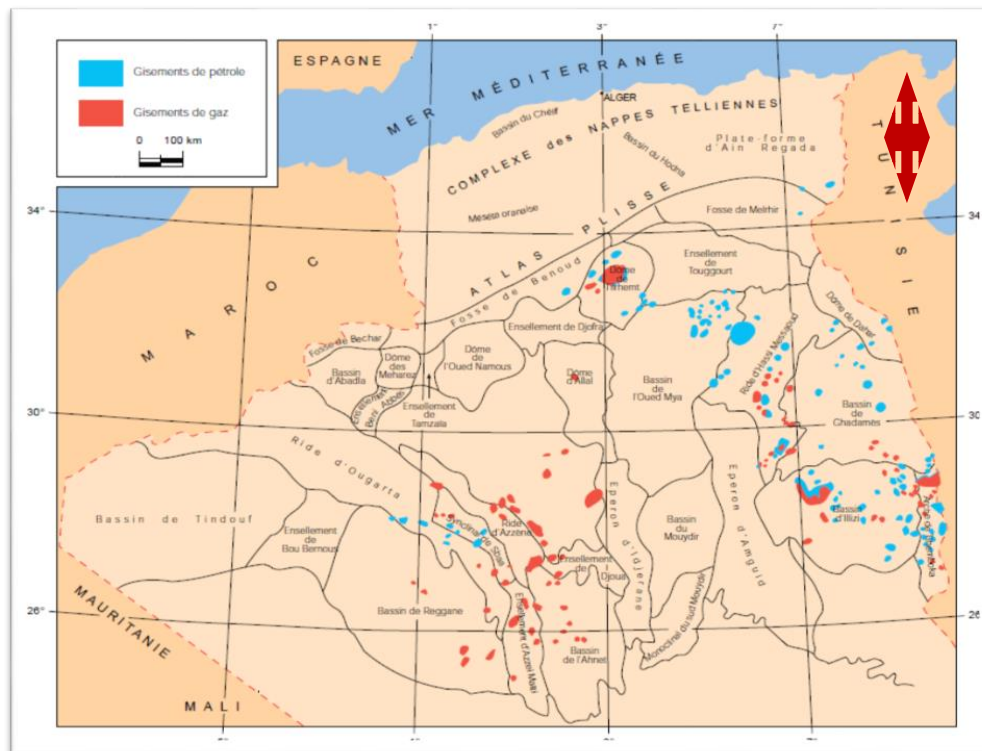


Fig. 1 : Cadre géographique de Hassi-Messaoud (Document Sonatrach).

III. CADRE GEOLOGIQUE

Le champ de Hassi- Messaoud est situé à 650 km de la côte méditerranéenne et à 280 km au Sud-Est du gisement de gaz-condensat de Hassi R'Mel et à 350 km à l'Ouest de la frontière tunisienne. Par rapport aux autres gisements, le champ de Hassi- Messaoud est limité :

- Au Nord-Ouest : par les gisements de Ouargla (Guellela, Ben Kahla et Haoud Berkaoui).
- Au Sud-Ouest : par les gisements d'El Gassi, Zotti et El Agreb.
- Au Sud-Est : par les gisements Rhourde El Baguel et Mesdar. En trouve ce gisement dans la partie Nord du Sahara Algérienne entre les méridiens 5°30'et 6°30'Est, et les parallèles 33°50' et 31°40' Nord. Il couvre une superficie d'environ 4200 Km²et une altitude moyenne de 142 m

Le gisement de Hassi-Messaoud est situé au sein de la plate-forme triasique, sur le haut fond Amguid, Il est limité géologiquement ;(**Fig.2**). Au Nord par la structure Djamâa-Tougourt, au Sud par le môle d'Amguid El Biod, à l'Est par les hauts fonds de Dahar, Rhourde El Baguel et la dépression de Ghadames et à l'Ouest par la dépression d'Oued Mya.

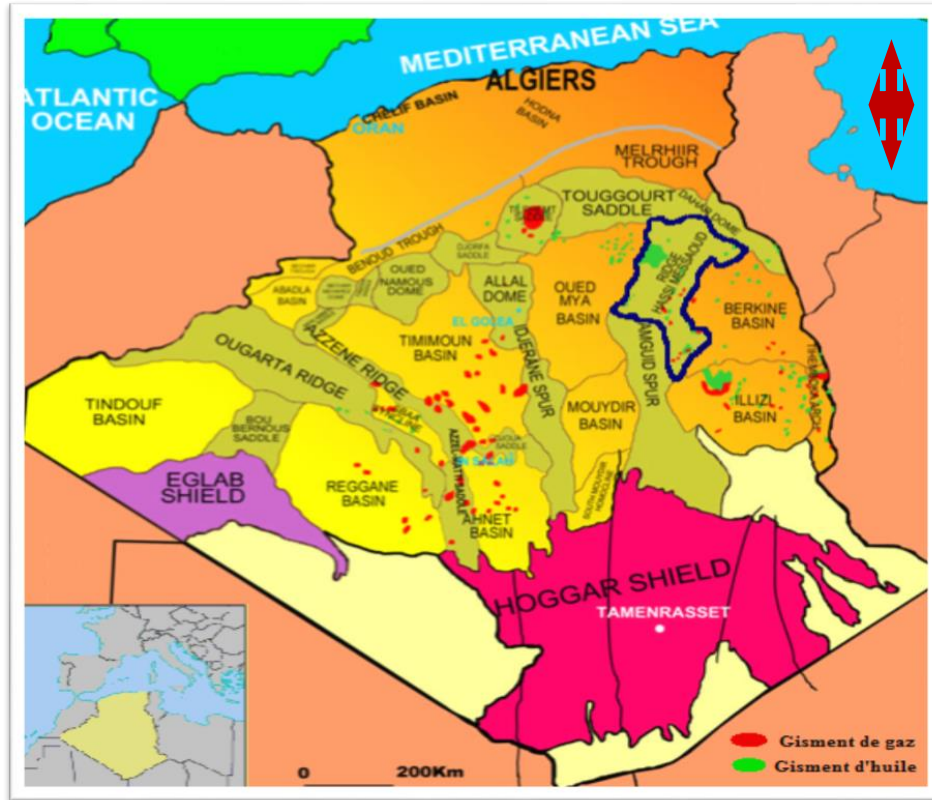


Fig.2 : Carte représente les limites géographiques de champ de Hassi-Messaoud (Document Sonatrach).

La coupe géologique générale du champ de Hassi-Messaoud de direction Est-ouest (*Fig.3*).Montre que : La structure de ce champ, se présente comme un vaste dôme anticlinal aplati de direction générale « *Nord-est, Sud-ouest* ».Dans cette structure, une bonne partie de la série géologique est absente sous l’effet de la discordance hercynienne, cette dernière supprime tout témoin de l’histoire géologique pendant **200** millions d’années. Et lorsqu’en ayant vers la périphérie de champ la série devient plus complète.

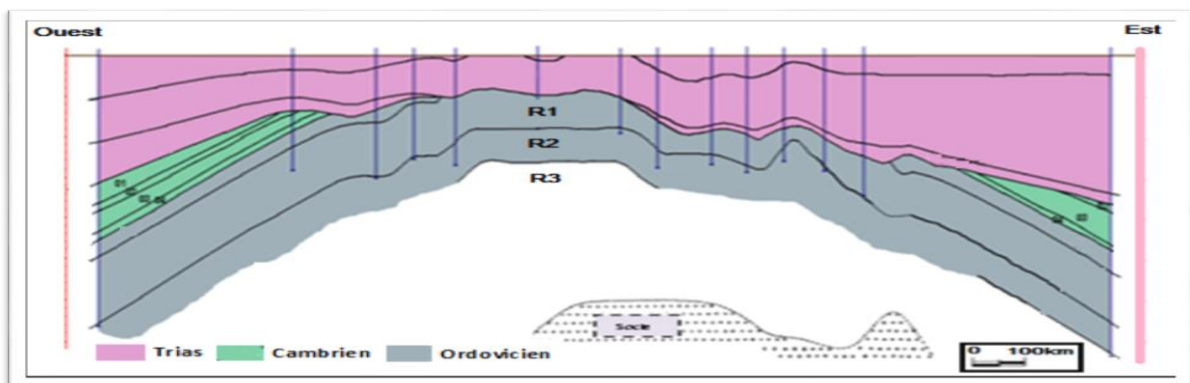


Fig. 3 : Coupe géologique transversale Ouest-Est de la structure de Hassi- Messaoud au niveau du réservoir Cambro-ordovicien (Document Sonatrach).

IV. ZONES ET NUMEROTATION DES PUIITS

L'évolution des pressions des puits en fonction de la production a permis de subdiviser le gisement de Hassi Messaoud en 25 zones dites de production, d'extension variable.

Ces zones sont relativement indépendantes et correspondent à un ensemble de puits communiquant entre eux et non pas avec ceux des zones avoisinantes.

Elles ont chacune un comportement propre du point de vue pression de gisement.

Les puits d'une même zone drainent conjointement une quantité d'huile en place bien établie. Toutefois il est important de souligner que le facteur de pression ne peut être le seul critère de caractérisation des zones.

Le champ de Hassi-Messaoud est divisé en deux parties distinctes : le champ Nord (ex CFPA) et le champ Sud (ex SN REPAL), chacun ayant sa propre numérotation.

- **Champ Nord** : Comporte une numérotation géographique complétée par une numérotation chronologique, exemple Omn 43.

O : majuscule, permis d'Ouargla

m : minuscule, carreau de 1600 km²

n : minuscule, carré de 100 km²

4 : abscisse, et 3 : ordonnée

- **Champ Sud** : Elle est principalement chronologique complétée par une numérotation géographique basée sur des abscisses et des ordonnées d'intervalle égale à 1,250 km et harmonisée avec les coordonnées Lambert (Md10).

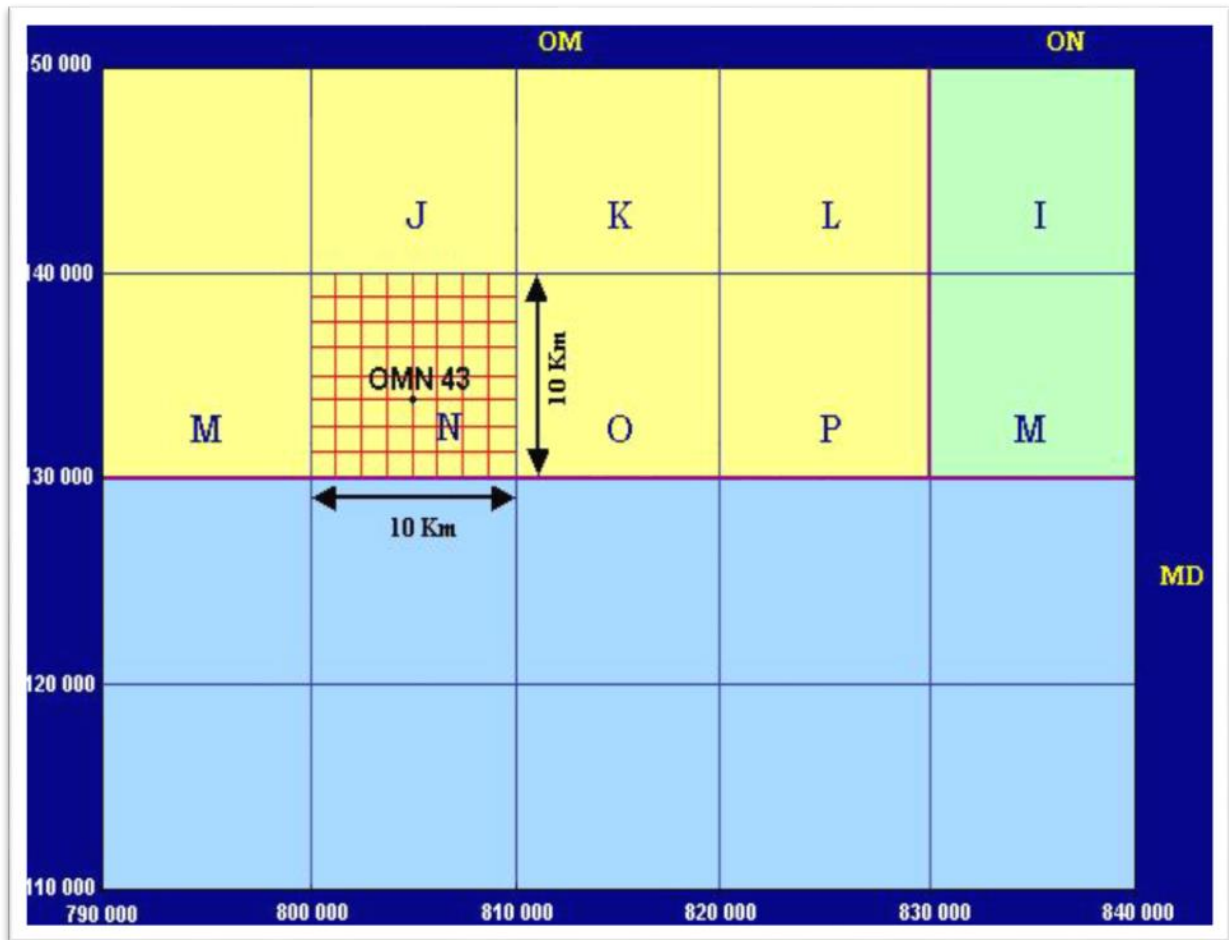


Fig. 4 : Zones et numérotation des puits (Document Sonatrach).

V. STRATIGRAPHIQUE DU CHAMP

Sur la figure 5 nous remarquons :

- La série stratigraphique de ce champ n'est pas complète, elle est marquée par l'absence des certains termes de paléozoïques (silurien, dévonien, carbonifère et permien).
- Les dépôts de paléozoïque reposant en discordance sur un socle granitique c'est la discordance panafricaine.
- Le trias est transgressif est repose en discordance hercynien sur le paléozoïque.
- Le cénozoïque est représenté par une série détritique mio-pliocène.

De la base au sommet on distingue :

1. PROTEROZOÏQUE

- a. **Le socle** : Formé essentiellement par des granites porphyroïdes roses.

2. PALEOZOÏQUE

- a. **L’Infracambrien** : il est composé de grès argileux rouges d’épaisseur de 45m.
- b. **Le Cambrien** : il est constitué de grès hétérogènes, fins à très grossiers entrecoupés par de passées de siltstones argilo-micacés. Il est subdivisé en de 04 termes, En écrire de bas en haut :
- **Le R3** : Son épaisseur moyenne (300 m). Constitue par des grès feldspathiques et micacés grossiers avec des passées d’argiles silteux.
 - **Le R2** : Son épaisseur moyenne (100 m). Formé de grès moyens à grossiers à ciment argileux avec des passées de siltstones.
 - **Le Ra** : D’Est en Ouest, son épaisseur varie de (90 à 160 m).Formé par des grés quartzitiques an isométrique mal classés à grains moyens à grossiers. Les stratifications sont obliques à entrecroisées parfois horizontales, on remarque la présence de Tigil lites dans la partie supérieure.
 - **Le Ri** : Son épaisseur moyenne est de (42 mètres). Il se compose de grés quartzitiques de couleur grise beige isométrique grains fin à moyens bien classé.
- c. **L’Ordovicien** : On distingue de la base au sommet quatre (4) unités lithologiques :
- **La zone des alternances** : (Epaisseur moyenne 20 m). Elle est formée de bancs de quartzites fins isométriques alternantes avec de nombreuses passées d’argiles indurées avec une certaine présence des Tigil lites.
 - **Les argiles d’El-Gassi** : (Epaisseur moyenne 50 m). Elles sont composées d’argile schisteuse indurée présentant une couleur verte à noire, rarement rouge.
 - **Les grés d’El-Atchane** : (Epaisseur moyenne varie entre 12 à 25 m). Ce sont des grés fins à très fin de couleur gris-beige à gris-sombre.
 - **Les quartzites de Hamra** : (Epaisseur moyenne 75 m). Ce sont des quartzites fins compacts parfois fissurés, les intercalations sont rares.

3. MESOZOÏQUE

a. **Le Trias** : est formé par :

- **Le Trias argileux gréseux** : (Epaisseur de 35 m) Il est constitué de grés fins à moyens à ciment argileux, de couleur grise à noir.
- **Le Trias salifère** : (épaisseur de 350 m) Présente se forme des bancs de sels massifs (Halite). Il est subdivisé en trois termes : Le Trias salifère « S₃ », « S₂ », « S₁ ».

b. **Le Jurassique** : il est composé des dépôts argilo-gréseux à intercalation de calcaires au Sommet et une alternance de faciès lagunaire et marin à la base. Sa puissance est d'environ 850m, il comprend les séries suivantes :

- **Le Lias** : D'une épaisseur moyenne de 300 m, il est subdivisé en cinq niveaux distincts :

- Le Lias dolomitique 3
- Le Lias Salifère 2 (LS2)
- Le Lias Dolomitique 2 (LD2)
- Le Lias Salifère 1 (LS1)
- Le Lias Dolomitique 1 (LD1)

- **Le Dogger** : D'une épaisseur moyenne de 310 m, il est subdivisé en deux parties :

- Le Dogger lagunaire : D'une épaisseur moyenne de 210 m, il est représenté par des anhydrites et des dolomies avec quelques niveaux argileux.
- Le Dogger Argileux : Sur une épaisseur moyenne de 100 m, il est constitué d'argiles silteuses à ciment argileux carbonaté.

- **Le Malm** : D'une épaisseur moyenne de 226 m, il est constitué de dépôts marneux et argileux.

c. **Le Crétacé** : il est composé de :

- **Le Néocomien** : (Epaisseur moyenne 182 m). Il commence par des dépôts d'argiles avec des fines passées des grés, et se termine par un faciès dolomitique.
- **Le Barrémien** : (Epaisseur moyenne 280 m).Formé par des faciès argileux avec des passées de sable et des grés, avec quelques plaques d'anhydrite intercalées dans les niveaux argileux.

- **L’Aptien** : (Epaisseur moyenne 25 m). Il est représenté par deux bancs dolomitiques encadrant un niveau argileux.
- **L’Albien** : (Epaisseur moyenne 360 m). Il est constitué de grés et de sables fins avec des intercalations d’argiles silteuses. Il renferme une très importante nappe aquifère d’eau douce.
- **Le Cénomaniens** : (Epaisseur moyenne 145 m). Il correspond à une alternance de niveaux marneux, dolomitiques, calcaire et d’anhydrite.
- **Le Turonien** : (Epaisseur moyenne 122 m). Ce sont des formations carbonatées, constituées de calcaire, craie, de dolomies et quelques niveaux argileux.
- **Le Sénonien** : (Epaisseur moyenne 460 m). Il est constitué de deux types de formations :
 - Sénonien lagunaire (350m).
 - Sénonien carbonaté (107 m).

4. CENOZOÏQUE

- a. **L’Eocène** : (Epaisseur moyenne 120 m). Il est représenté par des calcaires dolomitiques à Nummulites avec parfois des rognons de silex.
- b. **Le Mio-pliocène** : (Epaisseur moyenne 240 m). Ce sont des formations sableuses à intercalations de bancs calcaires et de marnes sableuses, l’épaisseur de celui-ci est très variable avec la topographie actuelle de la région.

| ERE | SYST | ETAGES | | Ep moy | DESCRIPTION |
|---|----------------|---|--------------------------|---|---|
| CENO-ZOIQUE | NEOGENE | MIO-PLIOCENE <i>discordance alpine</i> | | 240 | Sable, calcaire, marne sableuse |
| | | EOCENE | | 120 | Sable, calcaire à silex |
| MESOZOIQUE | CRETACE | SENONIEN | CARBONATE | 107 | Calcaire, dolomie, anhydrite |
| | | | ANHYDRITIQUE | 219 | Anhydrite, marne, dolomie |
| | | | SALIFERE | 140 | Sel massif et traces d'anhydrite |
| | | TURONIEN | 90 | Calcaire crayeux avec quelques niveaux argileux | |
| | | CENOMANIEN | 145 | Anhydrite, marne, dolomie | |
| | | ALBIEN | 350 | Grés, sable avec intercalations d'argile silteuse | |
| | | APTIEN | 25 | Dolomie cristalline avec niveau argileux, calcaire | |
| | | BARREMIEN | 280 | Argile, grés, dolomie | |
| | | NEOCOMIEN | 180 | Argile, marne, dolomie, grés | |
| | JURASSIQUE | MALM | | 225 | Argile, marne, calcaire, grés et traces d'anhydrite |
| | | DOGGER | ARGILEUX | 105 | Argile silteuse, marne dolomitique avec fines passées de grés |
| | | | LAGUNAIRE | 210 | Anhydrite, marne dolomitique, marne grise |
| | | LIAS | L.D 1 | 65 | Dolomie, anhydrite, argile |
| | | | L.S 1 | 90 | Alternances sel, anhydrite et argile |
| | | | L.D 2 | 55 | Anhydrite et dolomie cristalline |
| | | | L.S 2 | 60 | Alternances sel et argile |
| | | | L.D 3 | 30 | Alternances de dolomie et de marne |
| | | TRIAS | SALIFERE | TS 1 | 46 |
| | TS 2 | | | 189 | Sel massif à intercalations d'anhydrite et argile gypsifère |
| | TS 3 | | | 202 | Sel massif et traces d'anhydrite |
| | ARGILEUX | | 113 | Argile rouge dolomitique silteuse injectée d'anhydrite | |
| | GRESEUX | | 35 | Grés, argile | |
| ERUPTIF <i>discordance hercynienne</i> | 0-92 | | Andésites altérées | | |
| PALEOZOIQUE | ORDOVICIEN | QUARTZITES D'EL HAMRA | 75 | Quartzites fines avec traces de tigliolites | |
| | | GRES D'EL ATCHANE | 25 | Grés fins à ciment argileux, bitumineux | |
| | | ARGILES D'EL GASSI | 50 | Argiles schisteuses, vertes ou noires, glauconieuses à graptolithes | |
| | | ZONE DES ALTERNANCES | 20 | Alternance de grés et argile. Présence de tigliolites | |
| | CAMBRIEN | R1 | 50 | Grés isométriques, fins, silteux | |
| | | Ra | 120 | Grés à grés quartzitiques anisométriques à niveaux de silts | |
| | | R2 | 100 | Grés moyens à grossiers à ciment argileux illitique | |
| | | R3 | 300 | Grés grossier à ciment argileux, argile silteuse | |
| | INFRA-CAMBRIEN | 45 | Grés argileux rouges | | |
| S O C L E | | | Granite porphyroïde rose | | |

Objectif pétrolière

Fig.5 : Colonne lithostratigraphie type de champ de Hassi-Messaoud (Document Sonatrach).

VI. CADRE STRUCTURAL

Le champ de Hassi-Messaoud formé par une suite de horsts et de grabens limités par des failles allant dans une direction subméridienne « **Nord-Est – Sud-Ouest** » ainsi que d'autres failles qui leurs sont perpendiculaires de direction « **Nord-Ouest – Sud-Est** » avec des cassures sans rejets qui ont eu un grand effet sur la fracturation du réservoir (**Fig.6**).

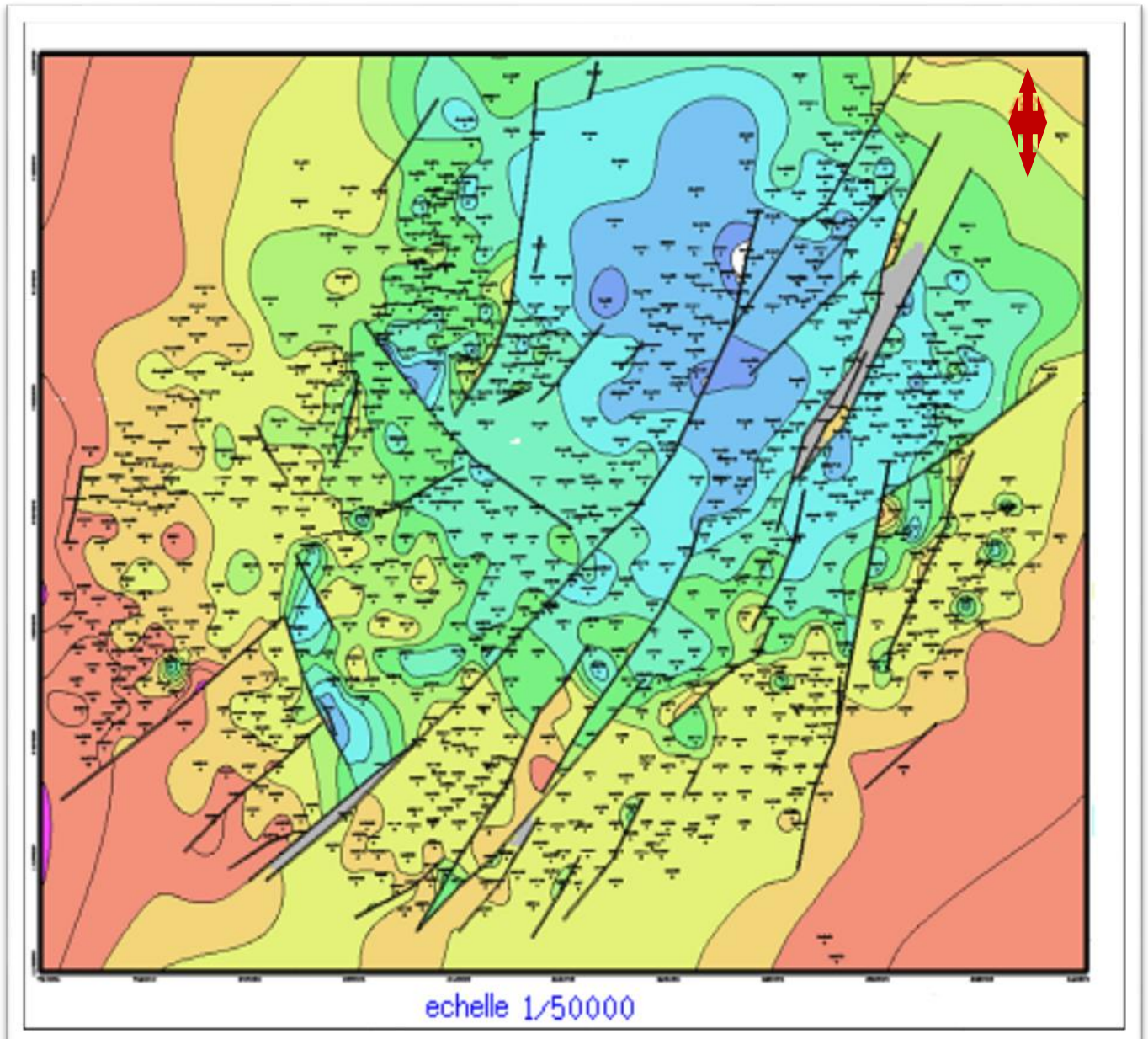


Fig. 6 : Carte en structural au niveau de champ de Hassi Messaoud montre la distribution des failles(Document Sonatrach).

VII. L'EVOLUTION TECTONIQUE

L'évolution structurale du gisement est le résultat de plusieurs phases tectoniques qu'on peut résumer comme suivant (**Fig. 7**) :











| | | |
|----------------------------------|---|--|
| Phase de compression N-S à N120 | | Poste Villafranchien (Laffite 1939; R.Guiraud 1973) |
| Phase de compression N140 |  | Phase du Tortonien (Laffite, 1939; J.M Vila 1980) |
| Phase de distension N-S |  | Syn à post Tortonien-Méssénien. |
| Phase de compression N150 à N060 |  | Syn à post Oligocène et anté-Tortonien, Phase Burdigalien. (J.M Vila; Trémolière, 1980). |
| Phase de compression N140 |  | Post Danien et anté-Oligocène. Phase fini-Eocène ou Pyrénéenne, responsable de la structuration majeure de l'Atlas Saharien. |
| Phase de compression NNW à NW |  | Phase emscherienne NNW à NW ou phase laramienne. Surélévation du domaine atlasique (N. Kazi-Tani, 1986). |
| Phase de compression N-S |  | Phase téllienne N-S (R.Guiraud, 1967). |
| Phase de distension | | Turonien: Mouvements signalés à Ain Rich (P . Trémolière, 1968) et Dj. Taktiout (Aissaoui, 1984) |
| Phase de compression N100-EW |  | Post Dogger à rattacher probablement à la phase autrichienne (BEICIP, 1975) |
| Phase de distension NE-SW |  | Jurassique supérieur: connue aussi au Maroc Oriental (G.Cattaneo, Luca, 1982) |
| Phase de distension NW-SE |  | Dogger, décrite au Maroc Oriental (R.Du Dresnay, 1975) |
| Phase de distension NE-SW |  | Trias supérieur, reconnu partout dans l'Atlas Saharien. |

Fig.7 : Phases tectoniques majeurs ayant affecté le Sahara central (Boudjemâa 1987).

1. STRUCTURE ANTE-TRIASIQUE

Le gisement se localise sur le môle d'El Biod, qui a un aspect caractéristique de la structuration saharienne dépassant les 800 kilomètres et qui était étudiée par "HEVBROEK". Cette structure a subi plusieurs contraintes orogéniques. MUHLAND et J. TOUVENIN ont fait une étude structurale détaillée sur le champ Nord de Hassi- Messaoud et ont résumés la chronologie structurale ainsi :

-La phase Néo-Calédonienne précoce ou phase Anté-Tramadocienne : Datée d'environ 500 Ma, cette phase intervient à la fin de dépôts des formations du réservoir an isométrique « Ra » , elle est prouvée par la transgressive des grès isométriques connue sur les flancs de la structure prouvant ainsi le début d'une structuration à cette époque plus tard il s'est produit une structuration tardive cambrienne avec une érosion et des failles s'établissant déjà suivant une direction NE-SW avec des coulées volcaniques non répondues .

-La phase Calédonienne majeure : Datée environ de 400 Ma, cette phase est régionalement connue par l'absence de sédiments du Dévonien et du Carbonifère dans toute la surface du haut fond d'El Biod. Il est à noter qu'une hypothèse de non dépôts est plus favorable que celle de l'érosion hercynienne et cela est le fait que les faciès remaniés à la base du Trias gréseux proviennent du Cambro-Ordovicien, cette phase aurait débuté au Silurien ou au Dévonien inférieur.

-la phase Hercynienne : Datée environ de 225 à 250 Ma, cette phase est d'une importance considérable à l'échelle régionale et particulièrement à Hassi-Messaoud, elle est responsable de la direction d'ensemble NE-SW de la structure actuelle, ceci est prouvé par la série triasique gréseuse avec 150 m d'épaisseur supplémentaire entre les flancs et le top du gisement qui a joué le rôle de série de comblement. L'importance du bombement est soulignée par l'érosion de toute la couverture paléozoïque et par la disposition radiale des grandes vallées de creusement ou vallées hercyniennes.

2. STRUCTURE POST-TRIASIQUE

Les structurations post-triasiques sont relativement faibles à celle du paléozoïque les déformations sont suivies d'un basculement d'environ 200 mètres entre la partie SE et NW du gisement, c'est la phase tectonique compressive de direction NNW-SSE qui a engendrée l'élévation de la partie NE.

-La phase Autrichienne : Datée d'environ de 100 Ma, cette phase est presque synchrone avec la mise en place des hydrocarbures puisque des études géochimiques réalisées sur la région indiquant que la mise en place des hydrocarbures a commencé au début du Jurassique et s'est poursuivie pendant le Crétacé. Elle correspond à une phase de raccourcissement de direction E-W ; son influence sur le réservoir se résume à :

*Une accentuation de la fermeture structurale.

*Un jeu en décrochement dextre le long des failles NE-SW dont l'importance de ces déplacements se manifeste au niveau de la fracturation.

-La phase Atlasique : Cette phase est postérieure à la formation des hydrocarbures, donc elle est probablement à l'origine des barrières de perméabilité dues à un décalage des niveaux réservoirs.

La structure a subi au temps récent un faible réajustement épirogénique ne dépassant pas le mètre "phase villafranchien " compressive à raccourcissement N-S. Quant au résultat final de ces différentes phases est le fait que la structure présente un allongement de direction NE-SW.

La longueur de certaines failles dépasse la vingtaine ou la trentaine de km, on notera sur la carte structurale du champ le faible pourcentage apparent des accidents transversaux, de direction NW-SE à E-W ceci est en accord avec de mouvements notables tels que ceux observés au Tassili des Ajjers et qui ont, par ailleurs été prouvés par les études de macro-fissurations du champ.

VIII. L'ASPECT PETROLIER

Le gisement de Hassi-Messaoud est lié aux grés quartzitiques fissurés desystème Cambro-ordovicien érodé sous la discordance Hercynienne et recouvert par une épaisse couverture argilo-salifère du trias.

1. PRINCIPALES ROCHES MERES

Tableau (1) : Représente les différentes roches mères de champ de Hassi- Messaoud.

| | |
|---|---|
| <p><i>Les argiles de l'ordovicien</i></p> | <p>Les argiles d'el Gassi, sont des argiles noires marine et organogénèse de (38 à 50) m d'épaisseur.</p> |
|---|---|

| | |
|--------------------------------|---|
| <i>Les argiles du silurien</i> | Elle présente la source génératrice des hydrocarbures à l'échelle de la plate-forme saharienne, son épaisseur et varie entre (20 et 70)m. Représentée par les argiles noires, carbonatées et radioactives, très riches en matière organique d'origine marin et de nature amorphe. |
|--------------------------------|---|

2. STRUCTURE DES RESERVOIRS EXISTANTS

a. Réservoir cambrien

Tableau (2) : Représente la subdivision de réservoir cambrien en 03 zones.

| | | | | |
|------------------------------|---------------------------|-----------|--|-------------------------|
| RESERVOIR DU CAMBRIEN | LA ZONE « R1 » | Ri | C'est la zone où le grain de quartz est isométrique. Leur perméabilité est faible en moyenne, quelque dizaines de md et la porosité ne dépasse pas (10 ou 15)%. | D5 (R 70 – R 90) |
| | | Ra | Cette zone formée par des grès an isométrique mal classés dont la porosité comprise entre (4 et 20) % et la perméabilité à travers les niveaux poreux des trois drains superposés varie entre (60 à plus de 100) milli darcy. Le « Ra » est considéré comme le réservoir principal. | D4 (R100 – R130) |
| | | | | D3 (R130 – R140) |
| | | | | D2 (R140 – R150) |
| | | | | ID (R150 – R170) |
| D1 (R170 - R190) | | | | |

| | | |
|--|--|--------------------------------------|
| <p>LA ZONE « R2 »</p> | <p>Zone des grés quartzitique, plus argileux présente rarement des qualités pétrophysique, où la porosité varie entre (10 et 13) %, les perméabilités varient entre (0 à 1)md.</p> | <p>R2 Ab (R190– R200)</p> |
| | | <p>R2 C (R200 – R300)</p> |
| <p>LA ZONE « R3 » (R300-R400)</p> | <p>Zone formé par des grés très grossiers à micro-conglomératique et très argileux sans aucun intérêt pétrolier où la porosité varie entre(5 et 10)% et les perméabilités sont très médiocres.</p> | |

| AGE | TYPE DE CORELATION | CFPA | | SN REPAL | | |
|-------------|--------------------|--------------|----------------|---|----------------------------|------------------------------|
| | | DIAGRAPHIQUE | PETRO-PHYSIQUE | SEDIMENTOLOGIQUE | DIAGRAPHIQUE. | |
| LE CAMBRIEN | Grés Isométriques | Ri | Réservoir | R70 | D5 | |
| | | R1 | Réservoir | R95 R100 R130 R140 R150 R160 R170 R180 R190 R200 | D4 D3 D2 ID D1 | Ra sup. Ra moy Ra inf. |
| | R2 | Réservoir | R2 | | | |
| | R3 | | R300 | | | |

Fig.8 : Découpage en drain du Cambrien de Hassi-Messaoud
(Document Sonatrach).

b. Les roches couvertures

Tableau (3) : Représente les 02 roches couvertures de Hassi-Messaoud

| | |
|-----------|--|
| 01 | L'épaisse série des <i>argiles d'El Gassi</i> assure une étanchéité pour les réservoirs <i> cambriens</i> . |
| 02 | Les séries <i>argilo-salifères du Lias</i> et les <i>roches éruptives du Trias</i> , jouent le rôle de couverture pour les réservoirs <i>ordoviciens</i> . |

c. Réservoir ordovicien

Dans la région de Hassi-Messaoud, l'Ordovicien est subdivisé en quatre unités (I, II, III et IV), dont seule l'unité III contient des hydrocarbures. Cette unité est subdivisée à son tour en trois sous-unités (III inférieure, III moyenne et III supérieure). Généralement le réservoir ordovicien est représenté par les grès d'El Atchane (III inférieure) et les quartzites de Hamra (III moyenne).

Tableau (4) : Représente l'unité III du réservoir ordovicien.

| | | |
|------------------|-----------------------------|---|
| Unité III | <i>Unité III supérieure</i> | Argile micro-conglomératique d'El-Goléa. |
| | | Formation argilo-gréseuse de Hassi Touareg. |
| | <i>Unité III moyenne</i> | Quartzites de Hamra. |
| | <i>Unité III inférieure</i> | Zone des alternances. |
| | | Argile d'El Gassi. |
| | | Grès d'El Atchane. |

Dans le périmètre de notre étude, le réservoir ordovicien est représenté par les grès d'El Atchane (III inférieure) et les quartzites de Hamra (III moyenne).

d. Types des pièges

Les pièges désignent les zones les plus favorables à la présence des accumulations d'hydrocarbures, caractérisés par une faible pression et une plus basse température que celle des roches mères, et par une barrière qui oblige les hydrocarbures à s'accumuler. Il existe trois types de pièges (*Fig. 9*).

- **Pièges structuraux :** Ces pièges sont le résultat de mouvements tectoniques tels que les anticlinaux (A) ou pièges par failles (B).
- **Pièges stratigraphiques :** C'est la combinaison de deux milieux différents correspondant au passage d'un milieu perméable à un autre imperméable tel que les lentilles gréseuses, les biseaux etc...(C).
- **Pièges mixtes :** Ils sont à la fois structuraux et stratigraphiques, comme par exemple la structurée HMD (anticlinal tronqué par la discordance hercynienne).

Au niveau du bassin d'oued Mya et le NE de Hassi Messaoud les pièges reconnus Jusqu'à présent sont de type stratigraphique et structural (mixtes).

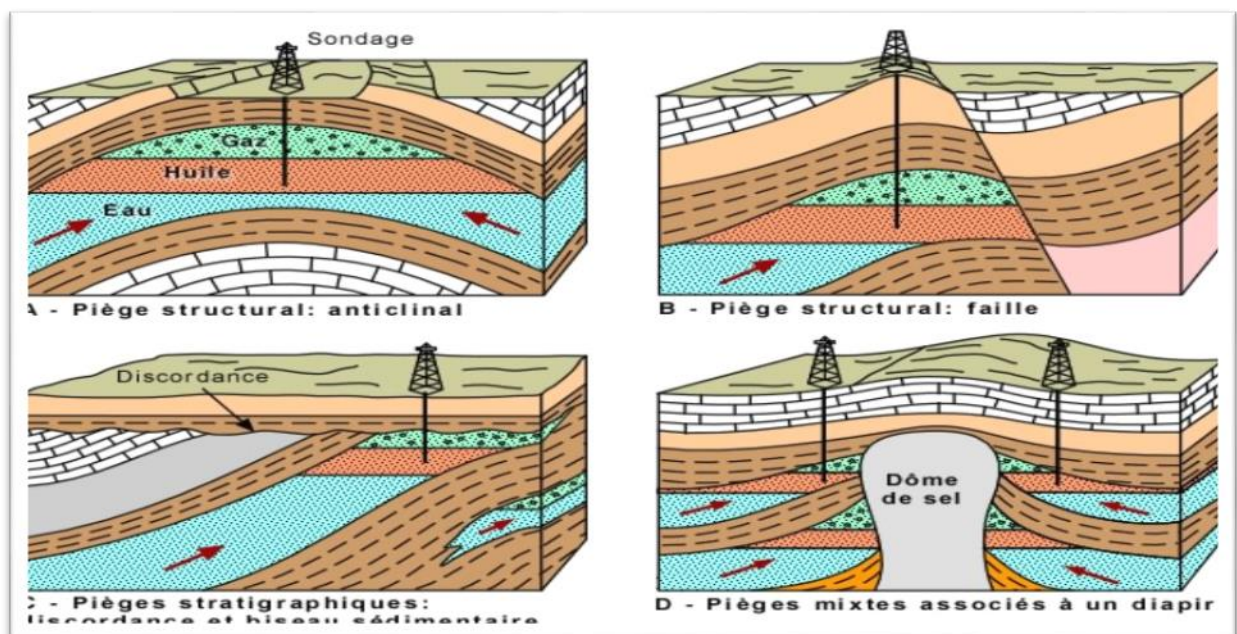


Fig.9 : Types des pièges.

e. La Migration

Les accumulations d'hydrocarbures du gisement de Hassi Messaoud et de tout gisement avoisinant proviennent probablement des deux bassins, Ghadamès et Illizi à l'Est et Oued Mya à l'Ouest.

- La migration primaire et l'alimentation de ces gisements s'est effectuée au sein du Silurien, en suite à travers les niveaux gréseux triasiques au contact de discordance Hercynienne (migration secondaire).
- Les réservoirs Cambro-Ordoviciens affleurant à la discordance hercynienne sont alimentés à partir des grès triasiques et la surface d'érosion qui sont en (up dip) au Nord et NW par rapport au chemin de migration.

IX. PRESENTATION DU SECTEUR D'ETUDE

1. Situation géographique de la zone d'étude

Le secteur d'étude (Zone 23) est situé dans la partie sud - ouest du gisement de Hassi-Messaoud. Il est limité au Nord par la zone 2ex, au Nord-Ouest par la zone 1B et au Sud-Est par la zone 24 (**Fig.10**).

En coordonnées Lambert :

- X min : 798000 Y min : 114000
- X max : 810000 Y min : 128000

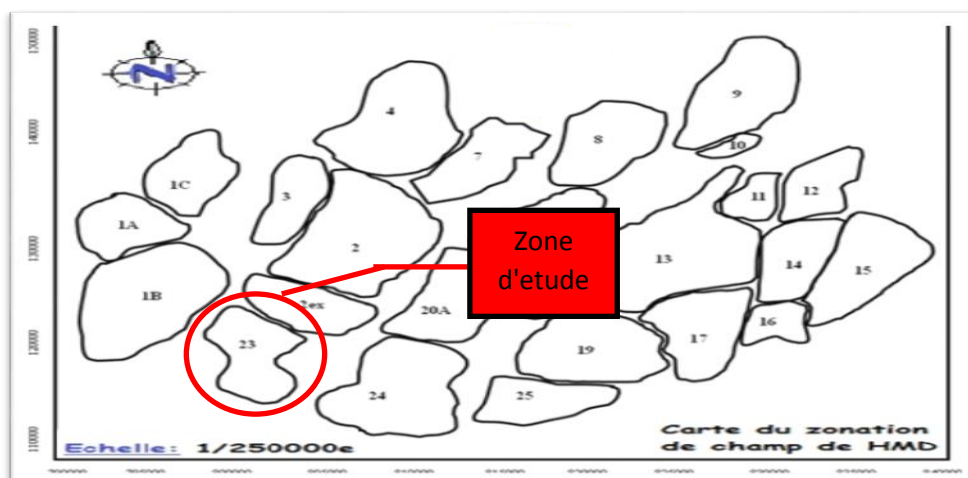


Fig.10 : Carte de situation géographique de la zone d'étude.

2. Aperçu géologique sur la zone d'étude

a. Au plan stratigraphique

La lithologie du réservoir cambrien se présente comme un milieu hétérogène tant verticalement que latéralement. Ceci s'explique par le mode de dépôt des grès qui le constituent, compliqué par les effets dia-génétiques subis après un enfouissement très important.

Dans notre zone d'étude, la formation stratigraphique est complète. Les principaux drains constituant le réservoir dans cette zone sont : Le D2, l'ID, le D1 et le Ra et, un degré moindre, le D3, D4 et D5.

Le premier puits foré dans la zone 23 est le MD6, les puits à l'intrusif sont le MD165, MD447 et MDZ541. Le réservoir non atteint au puits MD165. Il est situé dans un cheminé volcanique.

À l'Est, la zone est bordée par la vallée très prononcée de MD 165 ou l'érosion du Reste probablement totale.

L'éruptif du Trias est présent sur une grande partie de la zone mais ne se trouve pas au contact avec le Ra sauf sur la bordure Est de la zone.

L'érosion atteint le D4 et le D3 sur la bordure Est de la zone seulement, le Ra étant pratiquement complet ailleurs (épaisseur de 140 m environ).

Les réservoirs impliqués sont surtout le D4, présent presque partout avec 30 à 40mètres d'épaisseur, le D3 et le D2. L'ID n'est pas atteint dans le sud et le D1 n'est reconnu que sur quelques puits. Le R2 n'est atteint que par trois (03) puits dont MD56 qui devrait plutôt appartenir à la zone 2ex.

De bas en haut, nous avons :

- Litho zone **R2**

Il est constitué de grès grossiers à micro-conglomératiques, sub-anguleux, à ciment argileux de type illitique abondant avec des stratifications généralement obliques.

- Litho zone **R1**

- **Drain D1**

Son épaisseur moyenne est de 30m. Il est constitué de grès grossiers à stratifications obliques arquées (trough cross bedding) dominantes, bien marquées et souvent micro conglomératique à la base. À noter que l'épaisseur de la zone de transition est comprise dans celle du D1.

- **Inter-Drain (I-D)**

Traversé par tous les puits de la zone 23. Son épaisseur moyenne de 28m. C'est un passage très progressif entre le D1 et le D2, niveau plus mince et une plus grande abondance de niveau silt eux avec présence locale des traces de titillâtes.

- **Drain D2**

Il est constitué de grès grossiers bien classés à stratifications obliques tabulaires dominantes formant des méga rides et marqué par une intercalation de niveaux de silts à fines bioturbations.

Son épaisseur moyenne est de 24m.

- **Drain D3**

L'épaisseur moyenne est de 24m. Il est constitué de grès fin à moyen, bien classé, caractérisé par une abondance de passées de silts et de bioturbations. Les stratifications sont plutôt subhorizontales rarement obliques.

- **Drains D4**

Correspond à la zone grossière supérieure. Ce sont des grès à stratifications obliques tabulaires (Tabular cross bedding).

- **Drains D5**

Il est constitué de matériaux plus fins et mieux classés que le Ra, ainsi qu'une présence de bioturbation de type Tigil lites très fréquentes. Les stratifications sont souvent horizontales.

b. Au plan structural

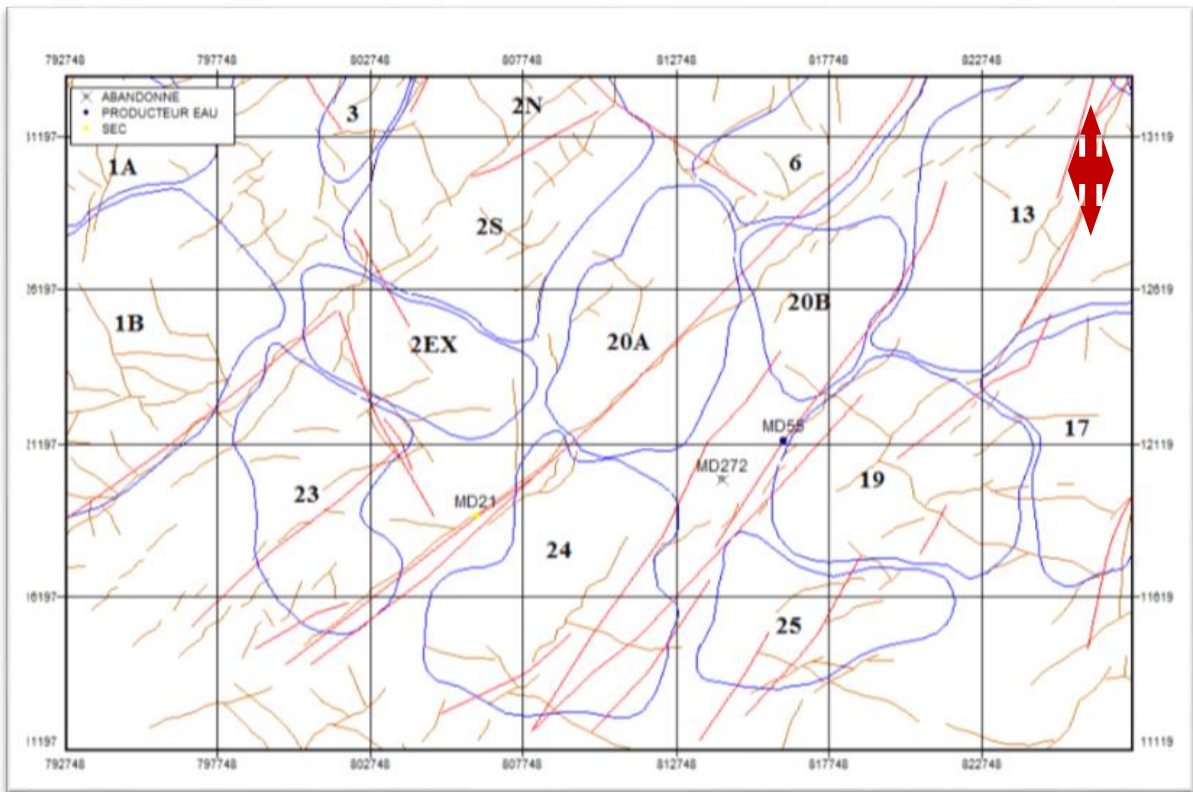


Fig. 11 : carte représentative de réseau de faille (au niveau de la discordance hercynienne) montrant la situation structurale de la zone d'étude (Document Sonatrach).

Cette Zone est caractérisée par la présence d'intrusion intra-cambrienne. Elle est affectée par plusieurs failles Nord-Est, Sud-Ouest qui sépare la zone en deux. De nombreux puits sont dégradés, ou on note la présence de nombreuses brèches. La structure est globalement monoclinale, inclinée vers le SE et, limitée par trois failles :

- À l'Est (faille majeure) d'une direction NE-SW.
- À l'Ouest (limite avec zone 1B).
- Au Nord-Est (faille et laccolites associés de la zone 2ex).
- Au Sud-Est, la zone est reconnue jusqu'au plan d'eau.

Le secteur d'étude présente une structure complexe et une tectonique très variable avec des jeux de failles, un volcanique et une érosion compliquant la géométrie du réservoir Ra.

Les principaux traits structuraux caractéristiques sont :

- Le secteur correspond à un monoclinal de pendage NE-SW, affecté par plusieurs failles dont on peut distinguer deux types :
 - L'une est de direction NE-SW.
 - La seconde de direction NW-SE.
- L'écorché montre une érosion progressive en forme d'auréole en partant de la périphérie SW vers le centre. Les séries ordoviciennes n'étant bien préservées que sur la bordure Ouest.
- Présence de l'éruptif du Trias sur une grande partie du secteur.
- Au Sud, le secteur est bordé par la vallée très prononcée de MD165, où l'érosion du Ra est probablement totale.

La présence d'intrusions intra-cambriennes, notamment dans les zones 23, 2ex.

c. Au plan productif

Le secteur compte 46 puits foré dans les formations Cambro-ordoviciennes. Sur ces 46 puits, il y a 14 puits en short radius et 5 puits horizontaux.

Dans ce secteur nous comptons : - 12 puits gaz lift.

- 4 puits injecteur gaz.
- 23 puits producteurs huile.
- 1 puits abandonne.
- 6 puits inexploitable.

CHAPITRE II

**GENERALITE DE
L'INTRUSIF**

I. DEFINITION

Les roches intrusives ou roches plutoniques se forment à partir d'un magma qui refroidit lentement à de grandes profondeurs sous la croûte terrestre. En conséquence, les cristaux ont le temps de bien se former et la roche présente une texture grenue (Granite, Gabbro, Diorite).

II. DEFINITION DES ROCHES DIORITE

La diorite est généralement une roche claire, parsemée de zones plus sombres, à texture grenue. Elle est constituée de grands cristaux vert très foncés d'amphibole, d'autres blancs laiteux étant du feldspath et d'autres translucides étant du quartz. Cet assemblage minéralogique est lié à un refroidissement lent caractéristique d'un magma chimiquement intermédiaire entre un magma granitique et un magma basaltique.

III. TYPES DES ROCHES INTRUSIVES (DIORITE)

Ces roches peuvent être classées, selon leurs formes (*Fig. 12*), en trois types :

1. **Les laccolites** : ce sont des masses magmatiques en forme lenticulaire. Ils sont d'une extension limitée et d'une grande amplitude verticale, leur toit bombé soulève les couches sous-jacentes formant ainsi un dôme qui favorise une érosion importante aux sommets.
2. **Les sills (filons couchés)** : ils correspondent à des niveaux plats de roches magmatiques, se formant des conditions de semi-profondeur. Ces massifs sont concordants avec les couches sédimentaires encaissantes. La mise en place des sills s'effectue par l'infiltration du magma entre deux couches, préférentiellement à la faveur des niveaux argileux ou silteux.
3. **Les dykes (filonnets d'intrusif)** : ce sont des intrusions qui tranchent les couches sédimentaires, la largeur des dykes les plus fins peut atteindre plusieurs centimètres. Ils sont préférentiellement associés au faille.

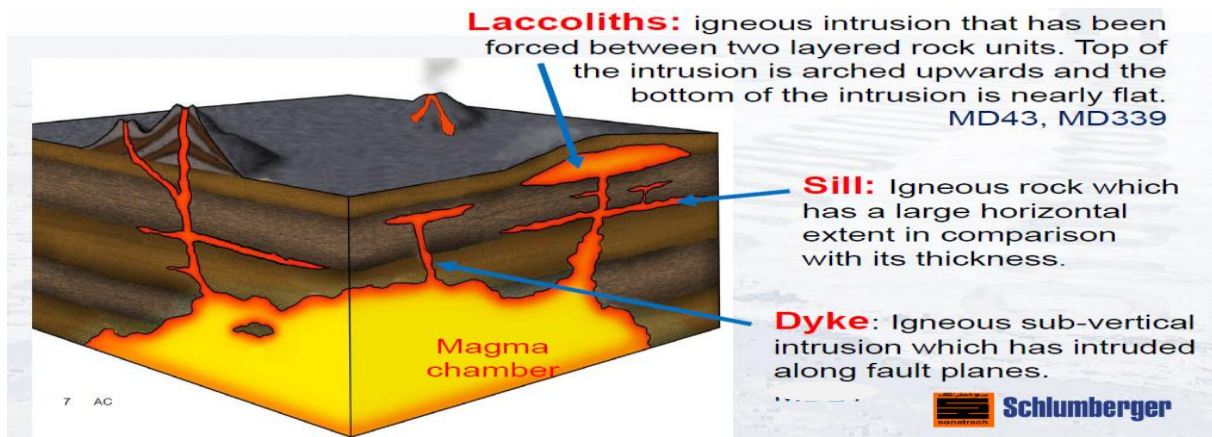


Fig. 12 : les types des intrusions volcaniques.

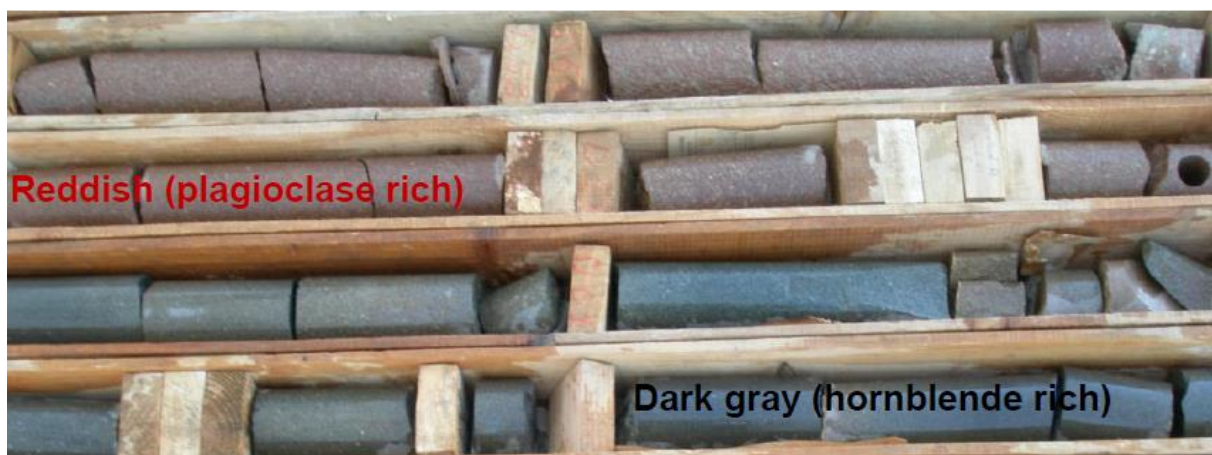


Fig. 13 : Carotte ou échantillon de Diorite de Hassi Messaoud.

Il existe deux types de Diorite : rougeâtre et gris-foncé (MD43).

La roche intrusive gris foncé ou rougeâtre est composée principalement plagioclase, feldspath, la biotite, la hornblende, et/ou le pyroxène. Elle peut contenir également du quartz, microcline et olivine.

Il est possible d'extraire aussi des informations concernant la continuité, l'érosion où la disparition des drains. On remarque sur cette figure que l'érosion est plus forte au Nord. Cette forte érosion est marquée par un amincissement de la série et le DH repose directement sur le D2. Elle diminue en allant du Nord vers le Sud, où la série devient de plus en plus complète (**Fig.16**).

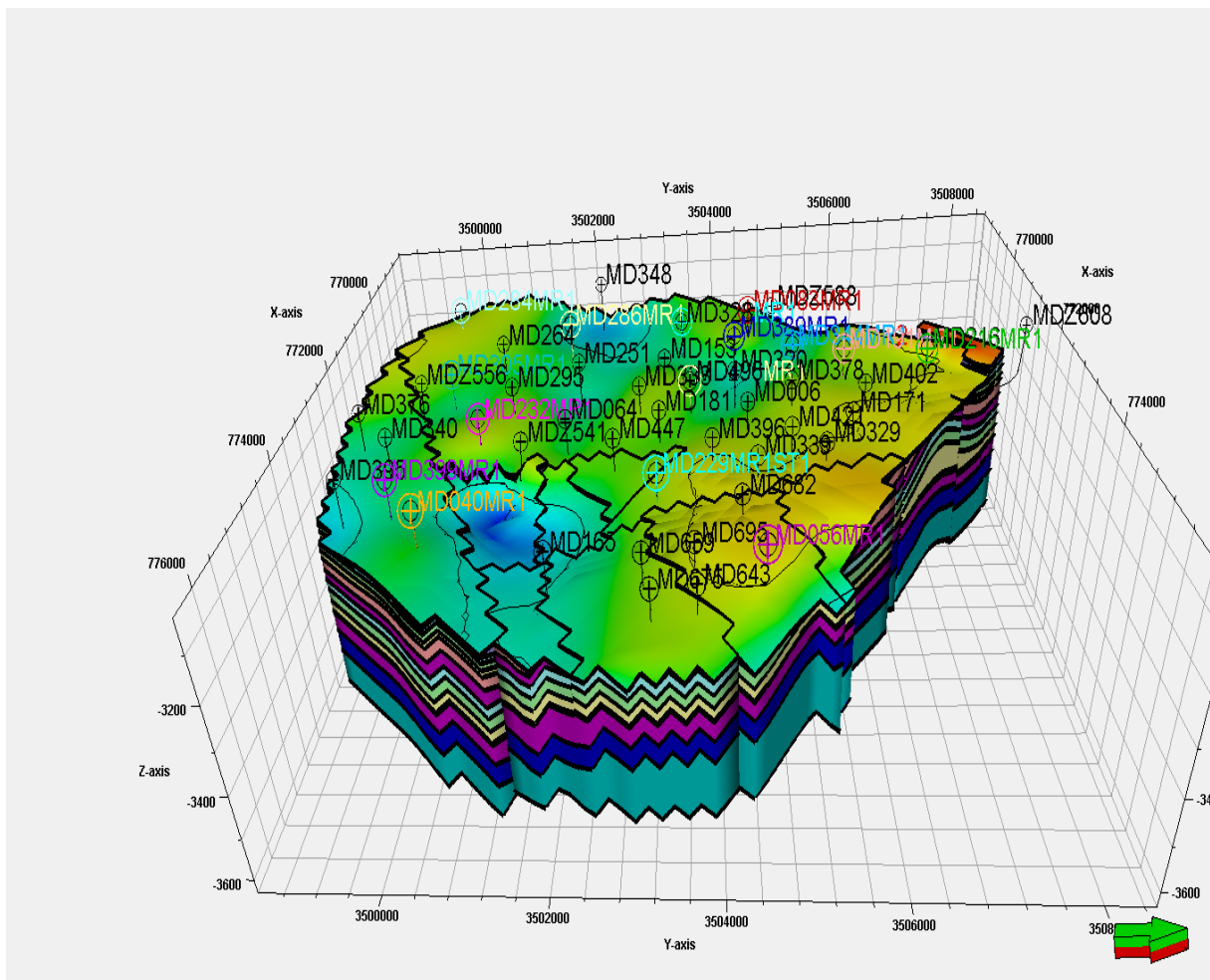


Fig. 16 : Modèle structural 3D de la zone 23.

La Figure 17 représente une coupe interprétative orientée la direction Nord- Sud. Remarquons que (intrusif base) se trouve dans sa partie Sud dans ID et est D3 dans sa partie centre.

La Figure 18 représente une coupe interprétative orientée la direction Est-Ouest. Remarque trouve partie intrusif en toute le D3 et l'autre en Sud.

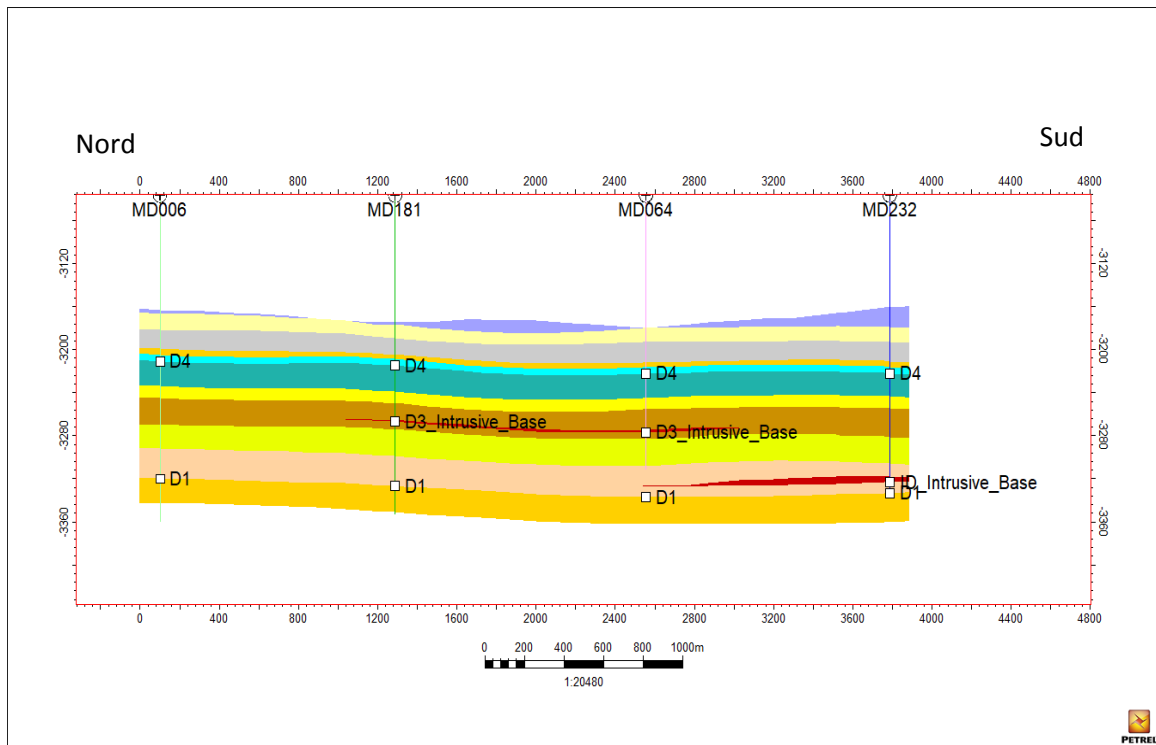


Fig.17 : coupe géologique Nord- Sud passant par les intrusifs.

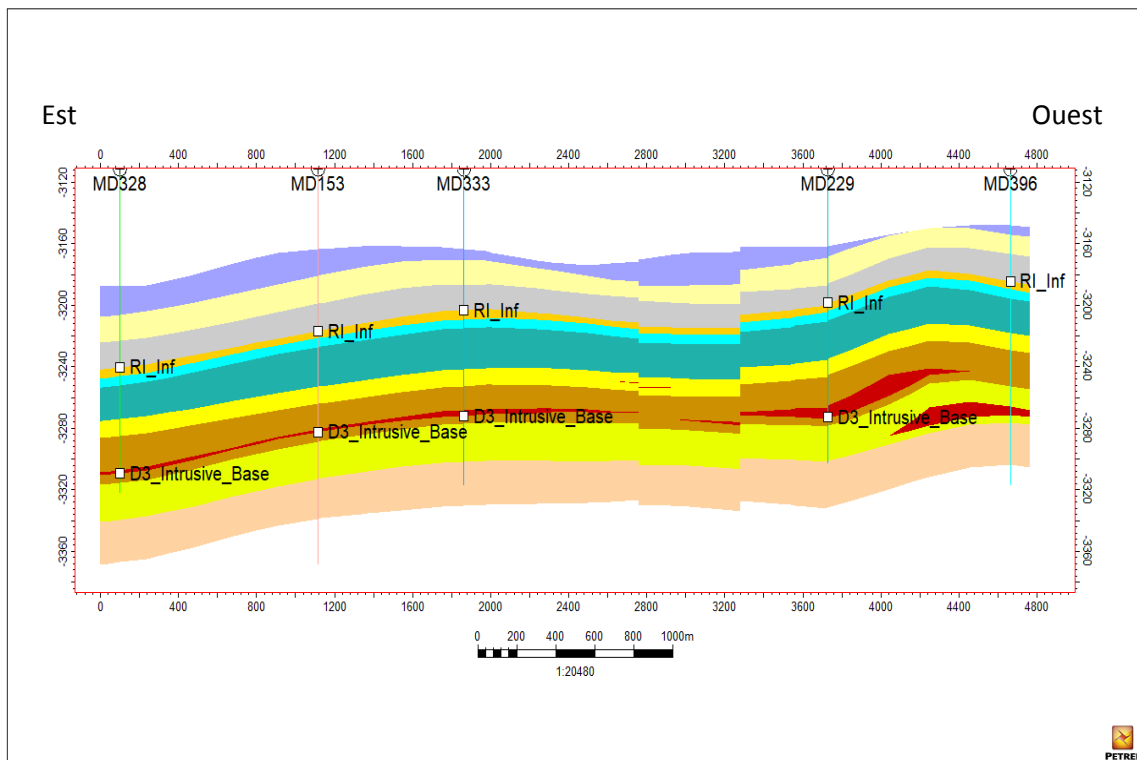


Fig.18 : coupe géologique Est-Ouest passant par les intrusifs.

CHAPITRE III

**L'IMPACT DE
L'INTRUSIF SUR
PARAMETRE PETRO-
PHYSIQUE**

I. ETUDE PETRO-PHYSIQUE

1. Diagraphie Gamma Ray (GR)

C'est un enregistrement de radioactivité gamma naturelle des formations. Les seuls éléments radioactifs ayant une concentration notable dans les matériaux naturels sont le potassium, l'uranium et le thorium. Pour les formations sédimentaires on enregistre une radioactivité importante dans :

- Les formations argileuses qui renferment du potassium (illite spécialement).
- Les sels de potassium.
- Les formations riches en matière organique peuvent concentrer l'uranium.
- Les formations détritiques contenant des feldspaths (potassium) ou enrichies en minéraux lourds.

2. Diagraphies Neutron (NPHI)

Des neutrons à grandes vitesses (10000 Km /s) et hautes énergies entre 4 et 6 MeV, sont émis par une source radioactive, généralement, Américium (Am)-Béryllium (Be), pour bombarder les formations traversées par le sondage. A chaque collision, ces neutrons perdent de leurs énergies pour atteindre, dans un premier temps, le stade épi thermique (0.1 – 100 eV) et, dans un second temps, celui des neutrons thermiques (environ 0.025 eV). Application :

- Evaluer la porosité des roches de réservoir.
- Identifier la lithologie grâce à la combinaison avec d'autres outils.
- Evaluer la densité des hydrocarbures.
- Bon critère de corrélation de puits à puits.

3. La perméabilité

La perméabilité d'une roche caractérise son aptitude à permet l'écoulement des fluides contenus dans son espace poreux. Ce dernier ne permet le déplacement des fluides que dans la mesure où ces pores sont reliés entre eux, on dit alors qu'il est perméable.

4. La porosité (phit)

(Φ ou f) correspond au volume total occupé par les vides de la roche (V_p) divisé par le volume total de la roche (V_t), elle s'exprime le plus souvent en pourcentage mais on peut la trouver sous forme de fraction.

II. Géométrie et structure des drains constituant le réservoir de la zone 23

1. Carte en isobathes

- Carte en isobathes à la discordance hercynienne

Cette carte est caractérisée par une profondeur qui varie entre -3120 et -3240. Elle met structurellement la partie soulevée de la faille majeure Sud-Ouest, Nord-Est qui se trouve du côté Nord. Dans cette carte, on remarque aussi la partie affaissée du côté Sud de la faille.

- Carte en isobathes au toit du R2

La profondeur varie entre -3200 et -3440m, caractérisée par une structure haute du côté Nord, et basse du côté Sud. La Zone est coupée par une faille majeure qui a affaissé le bloc Sud vers le bas avec des rejets allant jusqu'à 20m plongeant vers Sud-Est. Elle est délimitée dans son extrémité Sud par une faille de direction Est-Ouest.

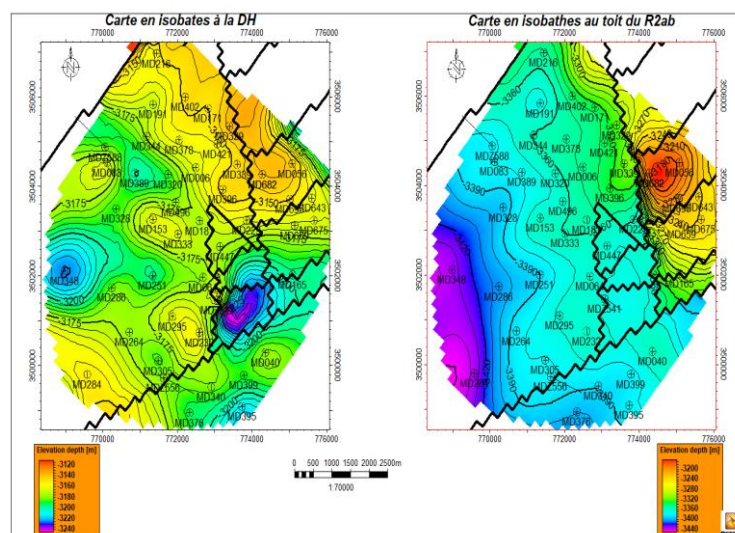


Fig. 19 : Carte en isobathes à la DH et R2ab.

2. Coupes géologique à travers la zone 23

On peut aussi réaliser des coupes géologiques à partir du modèle structural 3D dans différentes directions du secteur d'étude, qui montrent l'extension latérale de la DH, D5, D4, D3, D2, ID, D1 et R2, ainsi que leur variation d'épaisseurs y compris les failles (**Fig.20**).

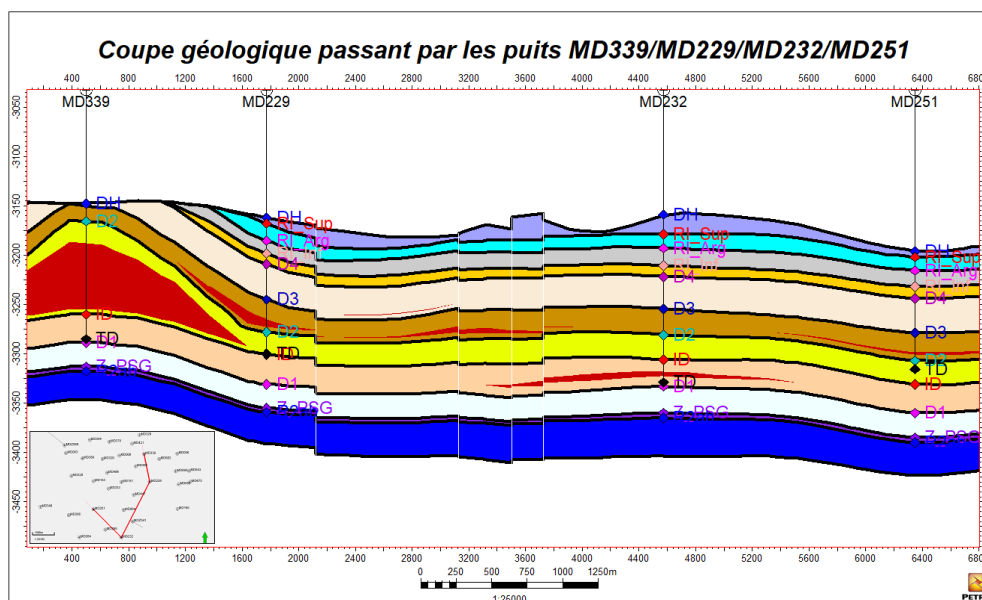


Fig. 20 : coupe géologique passant par les puits MD339/MD229/MD232/MD251.

3. Cartes en isoporosités et en isoperméabilité

La carte en isoporosité au niveau du drain 5, montre une homogène de porosité (une porosité bonne) ; Une grande partie au Est est érodé, la partie de l'extrême Sud du drain montre une variation faible entre de 04 à 05%, et la petite partie de l'extrême Ouest du drain montre une variation des porosités très bonne (MD348) (**Fig.21**).

L'analyse de la carte en isoperméabilité au niveau du D5 montre que la distribution de la perméabilité est médiocre à faible au Sud et Centre, et bonne à très bonne dans le reste du drain. La répartition de perméabilité du drain est généralement hétérogène, on cite une faible porosité au niveau des puits suivants : MD040/MD251/MD264/MD333/MD339/MD396 MD421 (**Fig.21**).

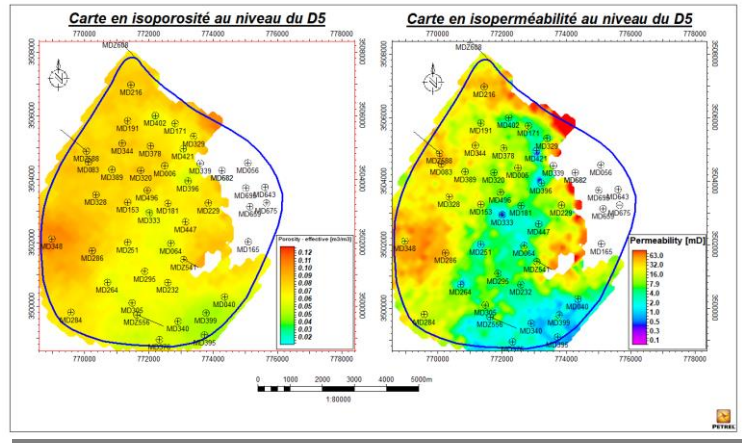


Fig. 21 : carte en isoporosité et en isoperméabilité au niveau du D5.

La carte en isoporosité du D4 montre une homogénéité de porosité (bonne) de notre secteur qui varie généralement de 06 à 09%, on remarque aussi une partit au Est est érodé, on cite une faible porosité au niveau des puits suivants : MD064/MD333/MD396/MD402/MD421(Fig.22).

La répartition de la carte isoperméabilité du D4 est généralement hétérogène moyenne à faible ; et la petite partie de l'extrême Est du drain montre érodé. La valeur minimale de la perméabilité dans le secteur est près des puits MD333/MD396/MD402/MD421(Fig.22).

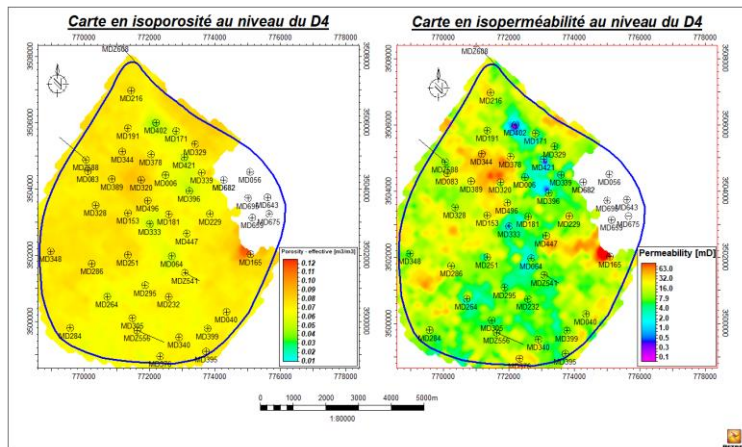


Fig. 22 : carte en isoporosité et en isoperméabilité au niveau du D4.

Ce drain est caractérisé par une porosité, elle est bonne à très bonne dans le drain de 7 à 11 %, et la distribution de la porosité est homogène, (Fig.23).

Sur cette carte ont remarqué la variabilité sur le Drain entre (4 à 70 md), on peut observer que la distribution de la perméabilité présente une grande hétérogénéité, à l'exception de deux secteurs (**Fig.23**).

La valeur maximale de la perméabilité dans le secteur près du puits MD216 au Nord, MD083 au Nord-Ouest, et MD165 au Est d'une valeur de 32 à 70 md.

La valeur minimale de la perméabilité dans le secteur aux alentours des puits MD333/MD251 au centre, et MD006/MD329/MD396/MD402 au Nord-Est d'une valeur de 0.5 à 2md.

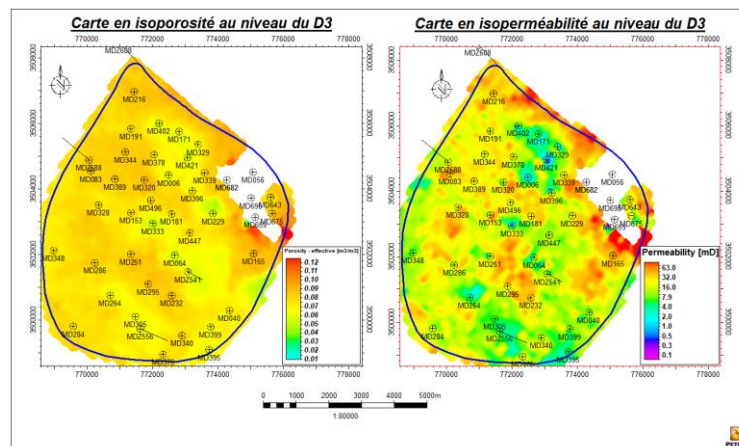


Fig. 23 : carte en isoporosité et en isoperméabilité au niveau du D3.

On note la présence de larges secteurs de très bonnes de porosité entre de 7 à 11%, la petite partie proche de Nord-Est, et très bonne dans le reste du drain (**Fig.24**).

La carte en isoperméabilité montre que le drain D2 caractérisé par des valeurs de perméabilité entre de 0.5 à 70 md, on peut observer que la distribution de la perméabilité présente une grande hétérogénéité, à l'exception de deux secteurs

La valeur maximale de la perméabilité dans le secteur près du puits MD643/MD659/MD675/MD695 au Est, MD251 au centre, et MD083 au Nord-Ouest d'une valeur de 63 à 70 md.

La valeur minimale de la perméabilité dans le secteur aux alentours des puits MD064/MD333 au centre, et MD006/MD329/MD396/MD402 au proche de Nord-Est d'une valeur de 0.4 à 1md (**Fig.24**).

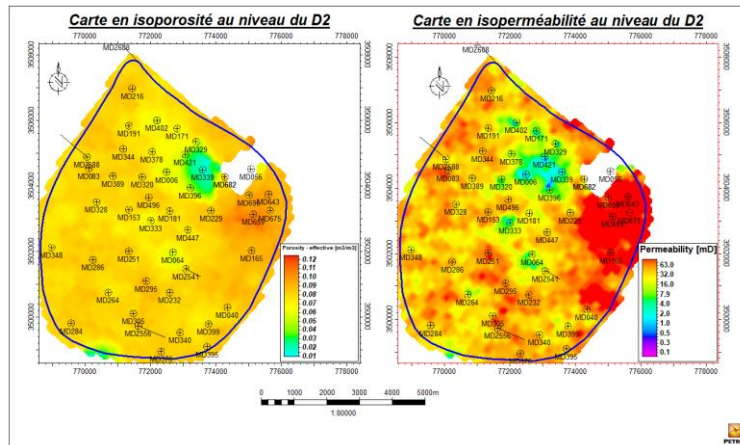


Fig. 24 : carte en isoporosité et en isoperméabilité au niveau du D2.

La carte en isoporosité au niveau du l'ID montre une homogénéité de porosité très bonne de notre secteur qui varie généralement de 09 à 11% (Fig.25).

L'inter drain l'ID est marqué par une répartition de perméabilité généralement hétérogène avec une très bonne perméabilité au Sud, au Sud- Est, et l'autre au Est, la partie au centre Nord du drain montre une variation très faible(Fig.25).

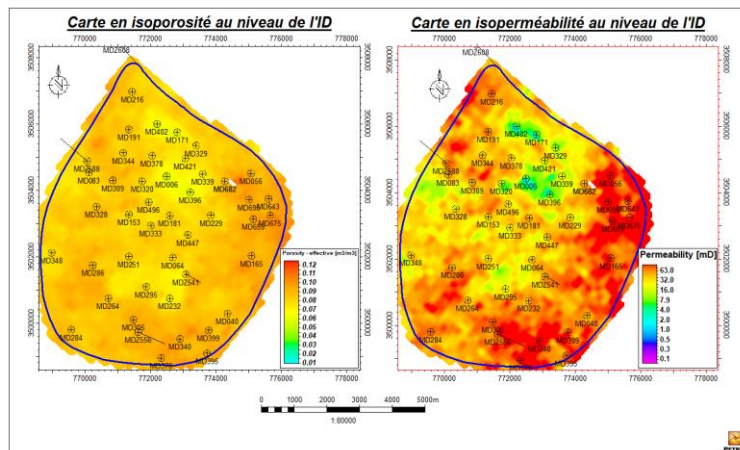


Fig. 25 : carte en isoporosité et en isoperméabilité au niveau de l'ID.

La porosité est bonne presque dans toute la zone, la partie de l'extrême Est du drain montre une variation très bonne entre de 11 à 12% (Fig.26).

On note la présence de larges secteurs de très bonnes perméabilités, notamment au Est, la puit MD006 au centre de la zone du drain montre une variation très faible, et bonne dans le reste du drain (Fig.26).

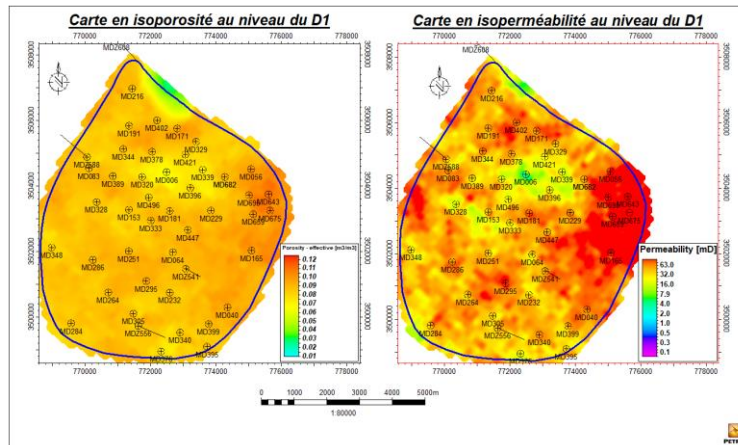


Fig. 26 : carte en isoporosité et en isopermeabilite au niveau du D1.

Dans le drain R2ab, généralement la porosité est très bonne, il représente les meilleures valeurs de la porosité de cette zone (Fig. 27).

La carte en isoperméabilité est généralement de bonne à moyenne du R2ab, la distribution des valeurs de la perméabilité du R2ab se subdivise en 2 catégories :

Des valeurs très bonnes de la perméabilité qui dépasse à 63 md dans la partie au Nord. On remarque aussi des valeurs faibles inférieur à 2 md dans la partit au Sud (Fig. 27).

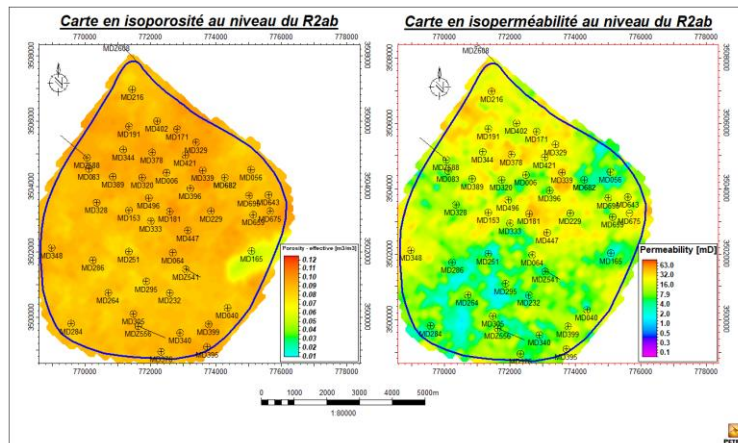


Fig. 27 : carte en isoporosité et en isopermeabilite au niveau du R2ab.

4. COUPE GEOLOGIQUE DE POROSITE ET DE PERMEABILITE

Cette coupe montre la relation entre le porosité et l'intrusif dans le réservoir, dans tout le drain des puits la présence de l'intrusif avec une valeur très faible de porosité(Fig.28).

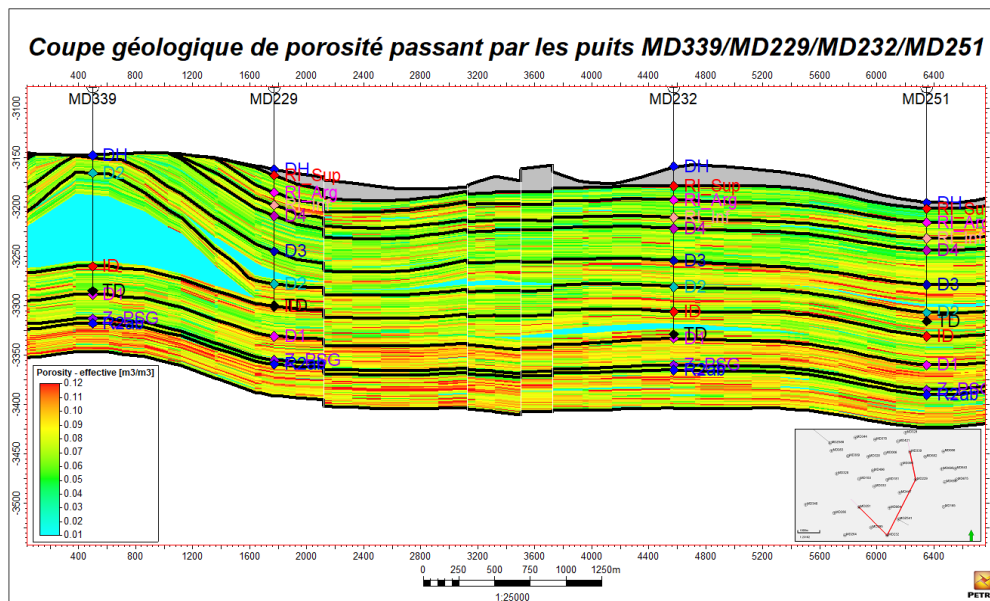


Fig. 28 : coupe géologique de porosité passant par les puits MD339/MD229/MD232/MD251.

Cette coupe montre la relation entre la perméabilité et l'intrusif dans réservoir, dans tout le drain de puits la présence de l'intrusif avec une valeur très faible de perméabilité (Fig.29).

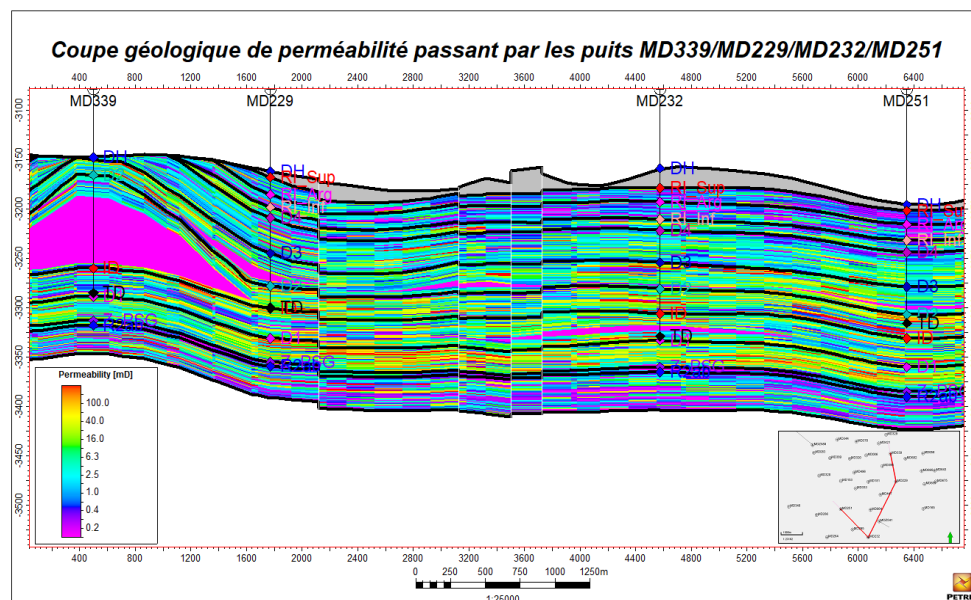


Fig. 29 : coupe géologique de perméabilité passant par les puits MD339/MD229/MD232/MD251.

III. Evolution des paramètres petro-physique dans le puit présent de là l'intrusif

Chaque log (colonne lithologique) permet de présenter schématiquement la succession verticale des paramètres pétro- physiques tels que la porosité, la perméabilité et le volume d'argiles... (Un paramètre donné). Dans le but de déterminer la variation verticale à travers les différents intervalles chrono- stratigraphiques de puits présents de l'intrusif, nous avons étudié différents puits pour remarque le changement de paramètre petro-physique (Fig.39).

-Interprétation porosité

Dans tous les logs, nous remarquons démine la valeur de porosités dans l'intervalle de présence de l'intrusif. Mais la supérieure et l'inferieure de l'intervalle la porosité constante ou changement ver l'augmente.

-Interprétation perméabilité

Dans tous les logs, nous remarquons démine la valeur de perméabilité a l'intervalle de présence de l'intrusif. Mais la supérieure et l'inferieure de l'intervalle la perméabilité constante ou changement ver l'augmente.

-Interprétation GR

Dans tous les logs, nous remarquons l'augment valeur de GR dans l'intervalle de présence de l'intrusif. Mais la supérieure et l'inferieure de l'intervalle la valeur GR constante ou changement ver le diminue.

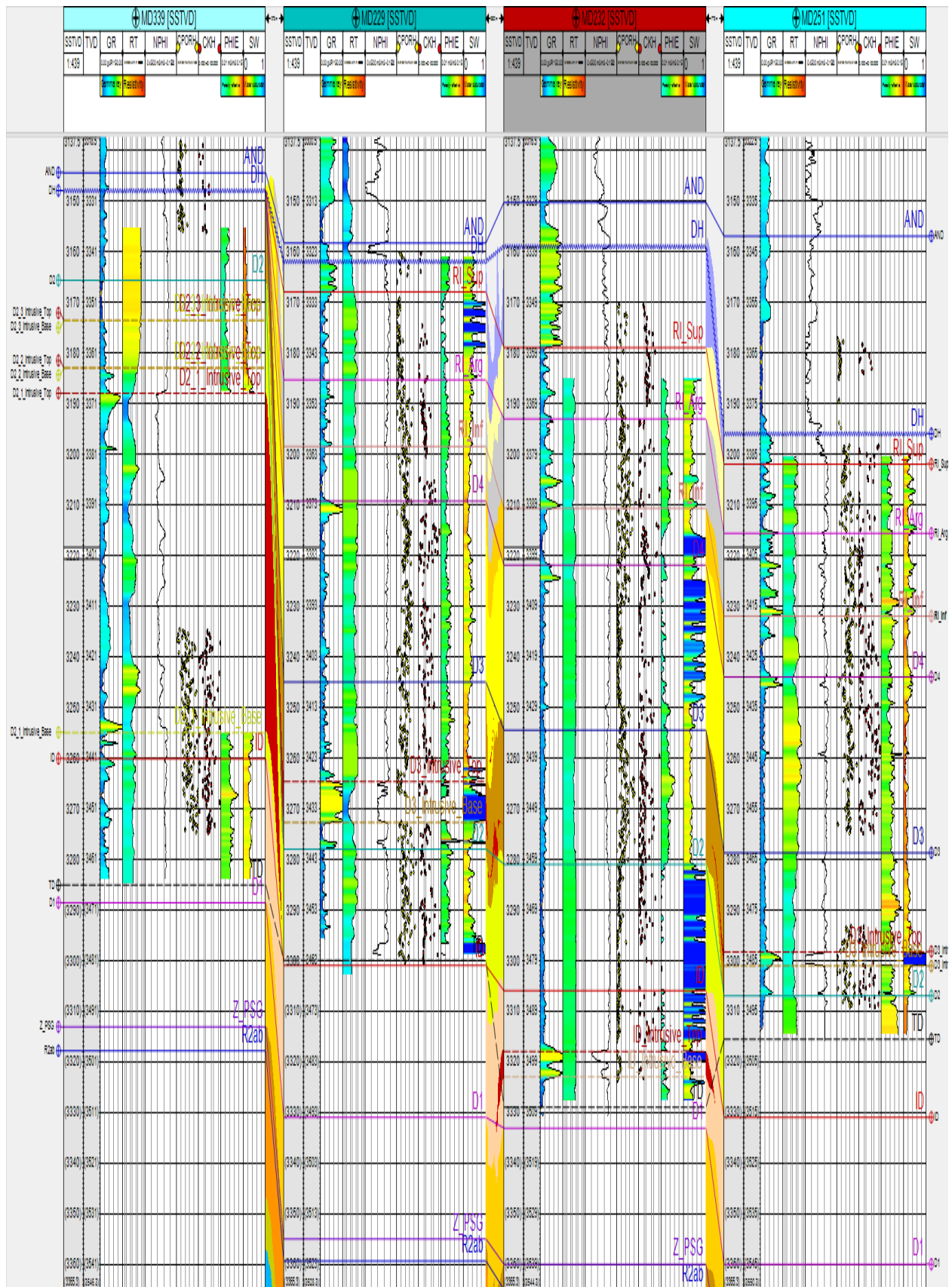


Fig. 30 : Corrélation diagraphique des puits MD339, MD229, MD232, MD251.

CHAPITRE V

**L'IMPACT DE
L'INTRUSIF SUR LE
RESERVOIR**

I. ETAT DE PRODUCTION DES PUIITS AFFECTENT PAR LES INTRUSIONS INTRA-CAMBRIENNES

Les puits marqués par les injections de roches volcaniques sont classés par ordre croissant en fonction des IP tirés de la DATABANK. Ces IP proviennent soit de l'interprétation des tests (DST), soit des essais de potentiel (EP).

A. DEFINITIONS

1. Index de productivité (IP)

$$IP = Q / P_G - P_F$$

Avec ; Q : Débit.

P_G : pression de gisement.

P_F : pression de fond.

Il définit la capacité de production du puits. Il est nécessaire de le calculer car il permet de déterminer l'équipement d'un puits pour un débit donné.

2. Drill steam testing (DST)

C'est le premier test qu'on effectue dans un puits nouvellement foré ou après Work-over. Ce test nous permet de recueillir des échantillons de fluides contenus dans les roches, d'estimer grossièrement leur débit et de mesurer les pressions des réservoirs.

3. SKIN

Le skin est une perte de charge supplémentaire localisée aux abords du puits. Ce traduit la liaison entre le réservoir et le puits. Le skin est un facteur sans dimension déterminé par des essais de puits. Il représente le degré d'endommagement total d'un puits.

Le skin, souvent considéré comme l'effet du colmatage aux abords des puits, résulte en fait de Plusieurs facteurs :

- S_c : dû au colmatage proprement dit de la formation.

- S_p : dû aux perforations elles-mêmes.

- Se : dû à l'effet d'étranglement lorsque la couche n'est pas perforée sur toute sa hauteur (pénétration partielle).

-Sd : dû à l'effet de déviation.

-Sm : dû à l'effet de turbulence (écart à la loi de Darcy).

II. RELATION ENTRE IP ET FORMATIONS INTRUSIVES

Bien qu'il soit difficile de juger un puits de « bon » ou de « mauvais » producteur, on a essayé de classer quelques puits à intrusions suivant leur productivité en établissant un tableau :

Tableau (5) : Analyse de la production des puits avec intrusif.

| Well | Zone | Oil Pro m ³ /h | IP(sm ³ /h)/ kg/cm ² | Skin, dimensionless | KH Short(md,m) | CV, Cumm oil Km ³ | Thikness (m) | Drain |
|---------------|------|------------------------------|---|------------------------|-------------------|---------------------------------------|-----------------|-----------|
| MD64 | 23 | 17,15 | 0,179 | 1,57 | 420 | 2850 | 3 | D3 |
| MD153 | 23 | 0,11 | 0,002 | -1,31 | 2 | 57 | 1 | D3 |
| MD165 | 23 | - | - | - | - | - | 210 | N/R |
| MD181 | 23 | 6,05 | 0,077 | 10,31 | 120 | 446 | 1 | D3 |
| MD191 | 23 | 2,38 | 0,009 | -2,73 | 9 | 25 | 0,4 | D4 |
| MD229 | 23 | 7,38 | 0,045 | -2,07 | 48 | 137 | 7 | D3 |
| MD232 | 23 | 0,98 | 0,006 | 1,38 | 9 | 29 | 5 | ID |
| MD251 | 23 | 18,23 | 0,53 | 9 | 1900 | 1498 | 2,5 | D3 |
| MD328 | 23 | 10,06 | 0,131 | -0,53 | 162 | 162 | 2 | D3 |
| MD333 | 23 | 9,1 | 0,298 | -2,8 | 205 | 275 | 3 | D3 |
| MD 339 | 23 | 2,86 | 0,02 | 12,5 | 77 | - | 67 | D3+D 2 |
| MD447 | 23 | 0 | 0,047 | - | - | - | 2 | D3 |
| MDZ541 | 23 | 7,71 | 0,052 | -0,98 | 216 | 115 | 7 | D4 |

CONCLUSION

CONCLUSION GENERALE

L'influence néfaste des roches intrusives qui dépend de leur épaisseur, s'avère plus importante dans la partie supérieure.

Les roches intrusives de grande amplitude verticale (laccolithes) ont provoqué la structuration de la partie sus-jacente. Ce qui a exposé les réservoirs à l'érosion hercynienne, induisant ainsi la réduction de leurs épaisseurs.

Les laccolithes supposés profonds n'est qu'une hypothèse qui reste à vérifier par les méthodes de la sismique tels que le PSV ou le PSO (profil sismique vertical ou oblique). Ces techniques permettent également de déterminer avec précision la géométrie des roches intrusives.

Basé sur les données régionales, dans beaucoup de pays méditerranéens, et sur la reconstruction paléogéographique, nous pensons que l'activité volcanique est associée à la fermeture du Paleo-Tethys et de l'ouverture de l'océan de Tethys, ainsi que cette activité volcanique dans la région de Hassi Messaoud s'est produite à la frontière Permienne-Trias. Cette activité était facilitée par le système préexistant de failles, qui est supposé exister dans le temps permo-triassique c'est-à-dire avant la migration des hydrocarbures.

Le réservoir de la zone 23 est caractérisé par des grès grossiers bien classés à stratifications obliques. Les drains D2, l'ID, le D1 et le R2ab ont moins érodés notamment que D3, D4 et D5.

Pour la perméabilité on note la présence de larges secteurs de très bonnes perméabilités, notamment au niveau des drains D2, ID, D1.

Par la modélisation on a peu obtenu que la porosité et la perméabilité sont variés en fonction de la profondeur et de direction vers l'Est et vers le Sud.

On constate que les puits à intrusif sont rarement de bon producteurs. D'après notre dernier chapitre, on constate que :

La perméabilité et la porosité de la formation de réservoir en contact avec l'intrusif sont dégradées. Les formations au-dessus de l'intrusif sont très fracturées mais les fractures et la matrice sont cimentées par la silice. L'impact de l'intrusif dans le réservoir est complexe, elle dépend principalement des drains dans lesquels ils se produisent, et de beaucoup d'autres

facteurs (des études en cours), mais elle est limitée au secteur (puits) affecté par l'activité volcanique et le secteur adjacent étroit.

Cette impact semble être basse pour la formation au de sous de l'intrusion. Pour le future perçage supplémentaire, le rayon court pour les puits horizontaux, nous recommandons d'éviter le triangle : MD339, MD229, MD 232, MD251 et le secteur adjacent fermé autour des puits précédents avec l'intrusif.

REFERENCES BIBLIOGRAPHIQUES

REFERENCES BIBLIOGRAPHIQUES

- ❖ **Arezki BOUDJEMA, 1987** : Evolution structurale du bassin Pétrolier « triasique » du Sahara Nord Oriental (ALGERIE).
- ❖ **WEC (2007)** : Well Evaluation Conférence « WEC », SLB document.
- ❖ **Documentations Sonatrach EP** (division production) département de géologie.

Résumé

Le gisement de HMD compte parmi les gisements pétrolés les plus importants et les plus complexes du monde, de par sa superficie d'environ 2200 Km² et ses importantes réserves en place, il représente le plus grand gisement d'Algérie, Sa structuration est le résultat d'une histoire paléo-tectonique et géologique.

Les roches d'intrusives ont été enregistrée sur une large partie du champ de Hassi Messaoud de différentes épaisseurs. Cette les roches à la suite d'une étude pétro-physique réalisée à partir du PETREL.

Les zone 23 située dans la partie Sud-Ouest du champ risque d'être influencée en grande partie par cette l'intrusif. La position structurale des puits a une grande influence sur la productivité de notre réservoir.

Mots clés : Hassi-Messaoud, le Cambrien, l'intrusif, productivité, PETREL.

Abstract

HMD is one of the largest oil fields and most complex in the world, due to its area of 2200 km² and its large reserves in place, it is still the largest deposit of Algeria, His structuring is the result of a paleo-tectonic and geological history.

The rock intrusive was recorded over a large part of the Hassi- Messaoud field of different thicknesses. This rock was attributed to as a result of a petro-physical study PETREL.

Zone 23 located in the South-West part of the field is likely to be influenced largely by this intrusive. The structural position of the wells has a great influence on the productivity of our reservoir.

Keywords: Hassi-Messaoud, Cambrian, intrusive, productivity, PETREL.

ملخص

تعتبر منطقة حاسي مسعود واحد من أكبر واعقد حقول النفط في العالم ويرجع ذلك الى كبر احتياطاتها وسعة المنطقة حيث تقدر مساحتها ب 2200 كم². و تمثل اكبر مكمن نفط في الجزائر، تشكلت هيكله الحقل نتيجة التكتونية القديمة و الظواهر الجيولوجية.

تم تسجيل صخور طفيلية على جزء كبير من منطقة حاسي مسعود بسماكة مختلفة، وتم اثباتها بواسطة الدراسة البيتروفيزيائية المنجزة ببرنامج البيترال.

من المرجح ان تتأثر المنطقة 23 الواقعة في الجزء الجنوب الغربي من الحقل الى حد كبير من قبل هذه الصخور الطفيلية التي تأثر على الوضع الهيكلي للآبار مما يؤثر على إنتاجية خزائنا.

الكلمات المفتاحية: حاسي مسعود، الكميري، الصخور الطفيلية، الإنتاجية، البيترال.