

N° Ordre...../Faculté/UMBB/2017

**REPUBLIQUE ALGERIENNE DEMOCRATIQUE ET POPULAIRE
MINISTERE DE L'ENSEIGNEMENT SUPERIEUR ET DE LA RECHERCHE SCIENTIFIQUE
UNIVERSITE M'HAMED BOUGARA-BOUMERDES**



Faculté des Hydrocarbures et de la Chimie

Mémoire de Fin d'Etudes

En vue de l'obtention du diplôme :

MASTER 2

Présenté par

BENGUENEB BILEL

BOUALILI TAHAR

Filière : Hydrocarbures

Option : Géologie Pétrolière

Thème

**CARACTERISATION DU RESERVOIR Ra DE LA ZONE 7 DE HASSI
MESSAOUD ET OPTIMISATION DES PUIITS POUR UN SHORT RADIUS**

Devant le jury :

Dr ASSES A Maitre de conférences(B)..... (UMBB).....Président
Dr YASBAA S Maitre de conférences(B).....(UMBB).....Examineur
Dr ZELLOUF K Maitre de conférences(B).....(UMBB).....Rapporteur

Année Universitaire : 2016/2017

REMERCIEMENTS

***En** premier lieu, nous tenons à remercier Dieu, notre créateur pour nous avoir donné la force pour accomplir ce travail.*

***Nous** tenons à remercier **Mr.Zellouf Khemissi** notre promoteur pour son grand soutien et ses conseils considérables.*

***Nous** remercions également tous les professeurs du département du Gisement Minières et Pétrolières.*

***Que** toute personne ayant participé de près ou de loin à la réalisation de ce travail accepte nos grands et sincères remerciements.*

Boualili, Bengueneb

DÉDICACE

J'ai le grand plaisir de dédier ce modeste travail :

✚ A celle qui a inséré le goût de la vie et le sens de la responsabilité....merci **MERE**.

✚ A celui qui a été toujours la source de l'honneur, de courage et celui qui a fait de moi un hommemerci **PERE**.

Avec toute ma fidélité et tout mon amour pour vous, mes parents, je ne pourrai jamais égaler votre mérite.

Qu'ALLAH vous garde et vous protège.

✚ A mon frère et mes sœurs.

✚ A toute la famille **BENGUENEB**.

✚ A toutes les personnes qui m'aiment.

✚ A tous mes amis et en particulier :

Karim, Zakaria, Soufiane, , Mahmoud, othmane, Farouk

*Et surtout mon binôme **TAHAR**.*

BENGUENEB.B

DÉDICACE

Je dédie ce modeste travail à mon cher parent

Ma Mère et Mon Père

Qui m'ont donnée le courage et qui m'ont porté toujours

L'aide et assistance.

A mes frères Ali et Abd Elouahab

A ma sœur ainsi que toute la famille BOUALILI,

A mon Encadreur Mr.Zellouf.khemissi

Sans oublier tous mes collègues des promotions géologie

Pétrolière

Je dédie également ce travail à tous mes amis,

Et à tous ceux et toutes celles que je n'ai pas cités dans mon

mémoire et que j'ai gardé dans ma mémoire.

À la fin je dédie très chaleureusement ce mémoire

A mon binôme Bengueneb Bilel

BOUALALI.T

SOMMAIRE

REMERCIEMENT

DEDICACE

LISTES DES FIGURES

LISTE DES TABLEAUX

LISTE DES ABREVIATIONS

INTRODUCTION.....01

Chapitre I : Généralité sur le champ de Hassi Messaoud

I.1. Introduction.....02

I.2. Situation du champ de Hassi-Messaoud..... 02

 I.2.1. Situation géographique..... 02

 I.2.2. Situation géologique..... 04

I.3. Zonation du champ de Hassi-Messaoud..... 05

I.4. Historique des recherches sur le champ de Hassi-Messaoud..... 07

I.5. Cadre géologique.....08

 I.5.1. Stratigraphie du champ..... 08

 I.5.1.1. Le socle..... 08

 I.5.1.2. Le paléozoïque..... 08

 a) L'infra-Cambrien..... 08

 b) Cambrien..... 08

 I.5.2. Aspect tectonique et structurale du champ..... 11

 I.5.3. Structuration du champ de Hassi Messaoud..... 13

 I.5.3.1. Structuration antétriasique..... 13

 I.5.3.2. Structuration Post. Triasique..... 14

 I.5.3.3. Structure actuel..... 14

 I.5.3.4 Les paléo vallées hercyniennes..... 15

 I.5.4. Les déformations tectoniques..... 15

I.5.4.1. Les déformations cassantes.....	16
I.5.4.2. Les intrusions intra cambriennes.....	16
I.6 aspect pétrolières.....	17
I.6.1 roche mère.....	17
I.6.2. roche couverture.....	17
I.6.3. pièges.....	17
I.6.3.1. pièges structuraux.....	17
I.6.3.2. pièges stratigraphiques	17
I.6.3.3. pièges mixtes.....	18
I.6.4. migrations des hydrocarbures.....	18
I.7. description et caractéristiques des réservoirs.....	18
I.7.1. Ri.....	18
I.7.2. Ra.....	18
I.7.3. R2.....	18
I.7.4. R3.....	18
I.8. Analyse de réservoir de Hassi Messaoud et leur milieu de dépôt.....	21

Chapitre II : Présentation de la zone 7

II.1. Situation de la zone 7.....	23
II.2. Aperçu sur la structure de la zone 7.....	24
II.2.1. Les failles.....	24
II.3. Description des réservoirs.....	25
II.4. Description du réservoir de la zone 7.....	25
II.5. Description des drains de réservoir Ra.....	25
II.6. Type de production.....	28
II.7. Caractéristiques des fluides du réservoir de la zone7.....	30
II.7.1. Caractéristiques de l'huile.....	30
II.7.2. Caractéristiques du gaz.....	30
II.7.3. Caractéristiques de l'eau du gisement.....	30

II.8. Géométrie et structure des drains constituant le réservoir de la zone 7.....	31
II.8.1. Analyse des cartes en isobathes.....	31
II.8.1.1. La carte isobathe du toit du réservoir Ra.....	31
II.8.1.2. La carte isobathe du mur du réservoir Ra.....	32
II.8.2. Analyse des cartes en isopaques.....	33
II.8.2.1. Carte isopaque de Ra.....	33
II.8.2.2. Carte isopaque de la zone de passage Z-psg.....	34
II.8.2.3. Carte isopaque du drain D1.....	35
II.8.2.4. Carte isopaque de l'interdrain ID.....	36
II.8.2.5. Carte isopaque du drain D2.....	37
II.8.2.6. Carte isopaque du drain D3.....	38
II.8.3. Coupes géologiques et corrélation de la zone 7.....	39
II.8.4. Conclusion.....	45

Chapitre III : Analyse pétrophysique du réservoir Ra de la zone 7

III.1. Introduction.....	46
III.2. Notion sur la porosité et la perméabilité.....	46
III.2.1. Porosité.....	46
III.2.2. Perméabilité.....	46
III.3. Interprétation des cartes d'isoporosité.....	47
III.3.1. Carte isoporosité de la zone de passage Z-psg.....	47
III.3.2. Carte isoporosité du drain D1.....	48
III.3.3. Carte isoporosité de l'interdrain ID.....	49
III.3.4. Carte isoporosité du drain D2.....	50
III.3.5. Carte isoporosité du drain D3.....	51
III.4. Interprétation des cartes isoperméabilité.....	52
III.4.1. Carte isoperméabilité de la zone de passage Z-psg.....	52
III.4.2. Carte isoperméabilité du drain D1.....	53
III.4.3. Carte isoperméabilité de l'interdarain ID.....	54

II.4.4. Carte isoperméabilité du drain D2.....	55
III.4.5. Carte isoperméabilité du drain D3.....	56
III.5. Conclusion.....	57

Chapitre IV : Application du Short radius

IV.1. Introduction.....	58
IV.2. Classification des puits horizontaux	58
IV.3. La technique de Short radius.....	59
IV.3.1. Introduction.....	59
IV.3.2. Paramètres de sélection de short radius.....	59
IV.4. Les puits candidats en Short radius.....	60
IV.4.1. OMO243.....	60
IV.4.1.1. Présentation du puits.....	60
IV.4.1.2. Caractéristiques du réservoir.....	61
a) Caractéristiques pétrophysique.....	61
b) Aspect structural.....	61
IV.4.1.3. Caractéristiques des puits voisins.....	63
IV.4.1.4. Conclusion.....	64
IV.4.2. OMO25.....	65
IV.4.2.1. Présentation du puits.....	65
IV.4.2.2. Caractéristiques du réservoir.....	66
a) Caractéristiques pétrophysique.....	66
b) Aspect structural.....	66
IV.4.2.3. Caractéristiques du puits voisins.....	68
IV.4.2.4. Conclusion.....	68
CONCLUSION GENERALE.....	69

BIBLIOGRAPHIE

ANNEXE

LISTE DES FIGURES

Fig.1 : Situation géographique du champ de Hassi-Messaoud (Document Sonatrach /division production, 2009).....	03
Fig.2 : Cadre géologique de champ Hassi-Messaoud (Document Sonatrach /division production, 2009).....	04
Fig.3 : Carte de zonation du champ de Hassi-Messaoud (Sonatrach /Division Production, 2017).....	06
Fig.4 : Zones et numérotation des puits (Sonatrach /Division Production, 2017).....	06
Fig.5 : Coupe géologique du champ de Hassi Messaoud. (Sonatrach/DP– Rapport interne 1998).....	09
Fig.6 : Colonne litho-Stratigraphique de Hassi Messaoud (Sonatrach DP.Hassi Messaoud).....	10
Fig.7 : Coup géologique nord sud de la structure de Hassi Messaoud (Document internet).....	12
Fig.8 : Carte structurale de champ du Hassi Messaoud (Document Sonatrach /division production, 1999).....	12
Fig.9 : découpage en drain du Cambrien de HASSI MESSAOU (Document Sonatrach /Division Production, 2008).....	20
Fig.10 : Séquence sédimentaire comparative entre les grés de HASSI- MESSAOU et le TASSILI N’AJJER (Document Sonatrach/division production, 2008).....	22
Fig.11 : Localisation de zone 7 sur le champ de Hassi Messaoud. (Document Sonatrach/division production, 2017).....	23
Fig.12 : La carte de pression zone 7 (Brahim D.2008).....	24
Fig.13 : découpage en drain du Cambrien de Hassi Messaoud. (Document : Sonatrach DP.HMD, département géologique, service d’étude).....	27

Fig.14: Statut des puits de la zone 7 du champ de Hassi Messaoud (L.Kennedy.2005).....	29
Fig.15: carte isobathe du toit de Ra.....	31
Fig.16: carte isobathe du mur de Ra.....	32
Fig.17 : carte isopaque de Ra.....	33
Fig.18 : carte isopaque de la zone de passage.....	34
Fig.19 : Carte isopaque du drain D1.....	35
Fig.20 : Carte isopaque d'ID.....	36
Fig.21 : carte isopaque de D2.....	37
Fig.22 : Carte isopaque de D3.....	38
Fig.23 : Corrélacion entre les puits (OMO81 – OMO48–OMO38–OMKZ303).....	39
Fig.24 : Coupe géologique de la zone 7 du SE au NO.....	40
Fig.25 : Corrélacion entre les puits (OMOZ232 – OMO241–OMO15–OMO151).....	41
Fig.26 : Coupe géologique de la zone 7 du NO au SE.....	42
Fig.27 : Corrélacion entre les puits (OMO242 – OMO352–OMO47–OMO473).....	43
Fig.28 : Coupe géologique de la zone 7 du SO au NE.....	44
Fig.29 : Carte isoporosité de Z-psg.....	47
Fig.30 : carte isoporosité de D1.....	48
Fig.31 : Carte isoporosité d'ID.....	49
Fig.32 : Carte isoporosité de D2.....	50
Fig.33 : Carte isoporosité de D3.....	51
Fig.34 : Carte isoperméabilité de Z-psg.....	52
Fig.35 : Carte isoperméabilité de D1.....	53
Fig.36 : Carte isoperméabilité d'ID.....	54
Fig.37 : Carte isoperméabilité de D2.....	55
Fig.38 : Carte isoperméabilité de D3.....	56

Fig.39 : Classification des puits horizontaux.....	58
Fig.40 : position du puits OMO243 (Document Sonatrach/Division production, 2010).....	60
Fig.41 : Carte en Ecorche sous la discordance hercynienne (Document Sonatrach/Division production, 2010).....	62
Fig.42 : Carte en Isobathe au toit de la discordance hercynienne (Document Sonatrach/Division production, 2010).....	62
Fig.43 : Situation des puits voisins (Document Sonatrach /Division production, 2010).....	63
Fig.44 : position du puits OMO25 (Document Sonatrach/Division production, 2010).....	65
Fig.45 : Carte en Ecorche sous la discordance hercynienne (Document Sonatrach/Division production, 2010).....	67
Fig.46 : Carte en Isobathe au toit de la discordance hercynienne (Document Sonatrach/Division production, 2010).....	67

LISTE DES TABLEAUX

Tableau.1 : Caractéristiques pétrophysique des différents drains (Sonatrach, 2010).....	61
Tableau.2 : Différents paramètres des puits voisins au puit OMO243 (Sonatrach, 2010).....	63
Tableau.3 : Caractéristiques pétrophysique des différents drains (Sonatrach, 2010).....	66
Tableau.4 : Différents paramètres des puits voisins au puit OMO25 (Sonatrach, 2010).....	68

LISTE DES ABREVIATIONS

- **CFPA** : Compagnie Française des Pétroles - Algérie
- **SN REPAL** : Société Nationale de Recherche et d'Exploitation de Pétrole en Algérie.
- **Ri** : Réservoir Isométrique.
- **Ra** : Réservoir an isométrique.
- **R2** : Réservoir secondaire.
- **DP** : Division Production.
- **API** : American Petroleum Institute.
- **GOR** : Rapport Gaz Huiles.
- **NE** : Nord Est.
- **SW** : Sud West.
- **IP** : Indice de productivité pour le puits horizontal.
- **Z-psg** : Zone de Passage.
- **GR** : Gamma Ray.
- **Md** : Nom de puits.
- **Vsh** : Volume d'argile.
- **Ø**: Porosité.
- **P_G** : Pression du gisement.
- **VS** : Vertical Section.
- **HMD** : Hassi Messaoud
- **WC** : Water Contact

Introduction générale

Le champ pétrolier de Hassi-Messaoud contient des gisements de pétrole parmi les plus importants et les plus complexes du monde. De par sa superficie d'environ 2200 Km² et ses importantes réserves en place, il reste encore le plus grand gisement d'Algérie, Sa structuration est le résultat d'une histoire Paléotectonique et géologique depuis le Cambrien.

Après plusieurs années de décennies de production, le champ continue à produire grâce à plusieurs techniques qu'ont été établies pour l'optimisation de la production des gisements existants (acidification, fracturation hydraulique, short radius ...).

La technique utilisée dans la zone 7 de Hassi Messaoud, qui fait l'objet de cette étude, est celle de la reprise des puits en short radius, où plusieurs puits ont pu être repris après l'arrêt de leur production à cause de leur très faible débit.

A cet effet il nous a été proposé une réévaluation des caractéristiques du réservoir Ra dans la zone 7

Pour atteindre cet objectif nous avons utilisé la méthodologie suivante :

- Une synthèse bibliographique sur le champ de Hassi Messaoud
- L'analyse des cartes structurales
- L'analyse des cartes de distribution des paramètres pétrophysiques
- Analyse des puits candidats potentiel pour un short radius dans le secteur étudié

I.1. Introduction

Le gisement de Hassi Messaoud est l'un des plus grands et des plus complexes gisements du monde. Durant l'histoire géologique, ce gisement a subi une évolution tectonique intense lors de son enfouissement jusqu'à ce que le gisement ait pris la forme actuelle. Ces événements peuvent améliorer les paramètres pétrophysiques (fracturation naturelle, la dissolution etc...) comme ils peuvent les réduire (réduction de la porosité, la cimentation des grains, la création de matrices de petits grains, la création des barrières imperméable etc...).

Ce champ s'étend sur une superficie voisine de 2500 km². Découvert en 1956 et mis en production généralisée en 1958, le gisement de Hassi Messaoud continue, après plus de 50 ans, de fournir à l'Algérie cette ressource naturelle qu'est le pétrole brut. Des investissements importants ont été réalisés et d'autres le seront dans le futur pour extraire le maximum de pétrole et augmenter ainsi la récupération finale.

C'est le cas de la zone 7 o il est prévu de reprendre des puits en short radius.

I.2. Situation du champ de Hassi-Messaoud

I.2.1. Situation géographique

Le champ de Hassi Messaoud se situe au Nord-Est du Sahara Algérien, à 850 Km au Sud-Est d'Alger et 350 Km de la frontière Algéro-tunisienne. Les dimensions du champ atteignent 2500 Km², il est limité au Nord par le champ de Touggourt et au Sud par le champ de Gassi-Touil, et à l'Ouest par le champ de Ouargla, et à l'Est par la commune d'El Bourma (Fig.1).

En coordonnées géographiques, il est limité

- la latitude 32°15 N et 31°30 S.
- la longitude 5°40 O et 6°35 E.

Sa localisation en coordonnées Lambert est la suivante.

X= 790.000 - 840.000 Est.

Y= 110.000 - 150.000 Nord



Fig.1 : Situation géographique du champ de Hassi-Messaoud
(Document sonatrach /division production, 2009)

I.2.2. Situation géologique

Le champ de Hassi Messaoud occupe la partie centrale de la province triasique. De par sa superficie et ses réserves, il est le plus grand gisement de pétrole d'Algérie (Fig.2).

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

Géologiquement, il est limité :

- A l'Ouest par la dépression d'Oued M'ya.
- Au Sud se prolonge le môle d'Amguid El Biod.
- Au Nord par la structure Djamaa.Touggourt.
- A l'Est par les hauts fonds de Dahar, Rhoude El Baguel et la dépression de Berkine.

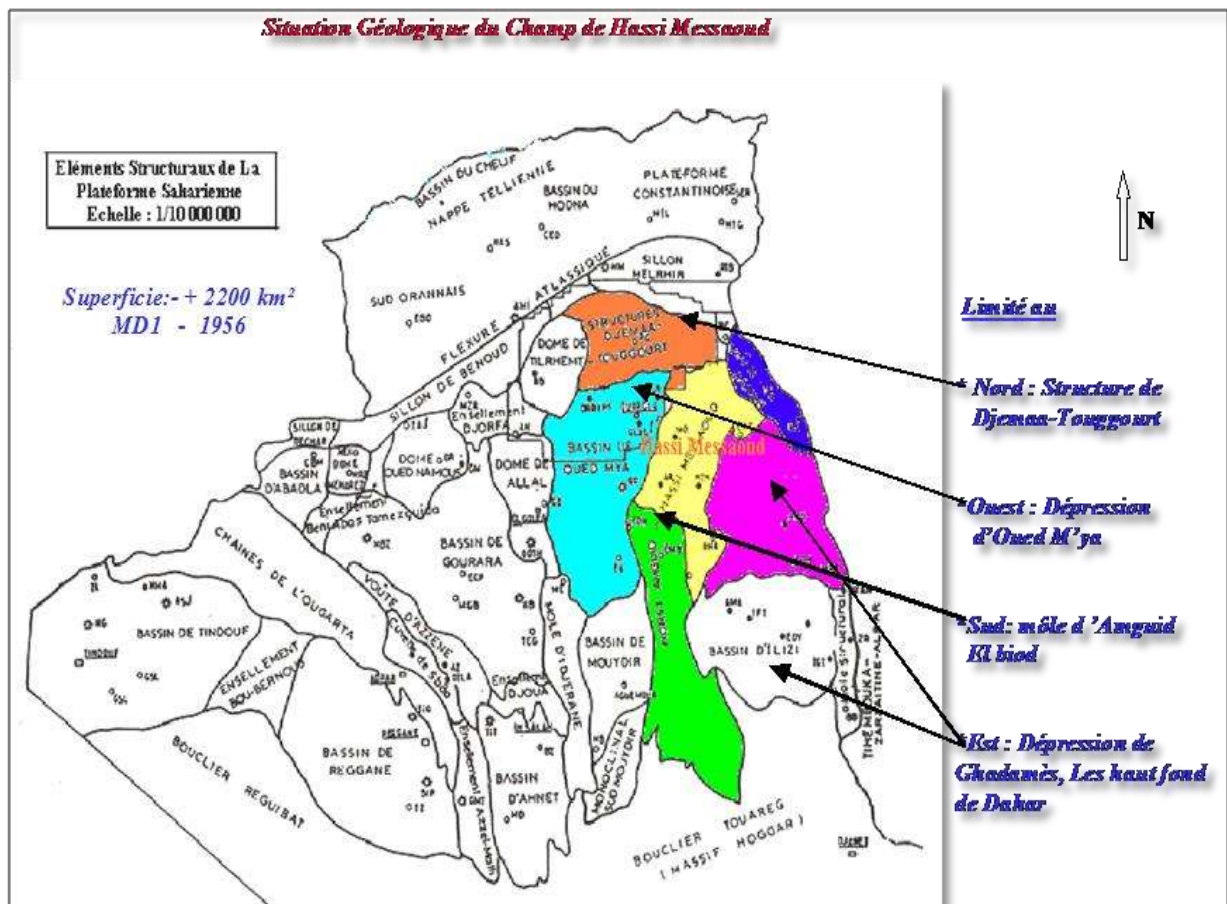


Fig.2 : Cadre géologique de champ Hassi-Messaoud
(Document sonatrach /division production, 2009)

I.3. Zonation du champ de Hassi-Messaoud

Le champ de Hassi Messaoud est divisé en zones bien individualisées et numérotées. Cette division est déduite naturellement des caractéristiques de la production et de la géologie.

L'évolution des pressions des puits, en fonction de la production, a permis de subdiviser le champ en 25 zones productrices. Une zone de production se définit comme un ensemble de puits qui communiquent entre eux mais pas ou peu avec ceux des zones voisines.

Il faut noter que la subdivision actuelle n'est pas satisfaisante car une même zone peut être subdivisée en sous zones (**Fig.3**)

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 OMO 85. (**Fig.4**)

O : majuscule, permis de Ouargla

M : minuscule, carreau de 1600 km²

O : minuscule, carré de 100 km²

8 : abscisse, et 5 : 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. Ex: Md10.



Fig.3 : Carte de zonation du champ de Hassi-Messaoud (Sonatrach /Division Production, 2017)

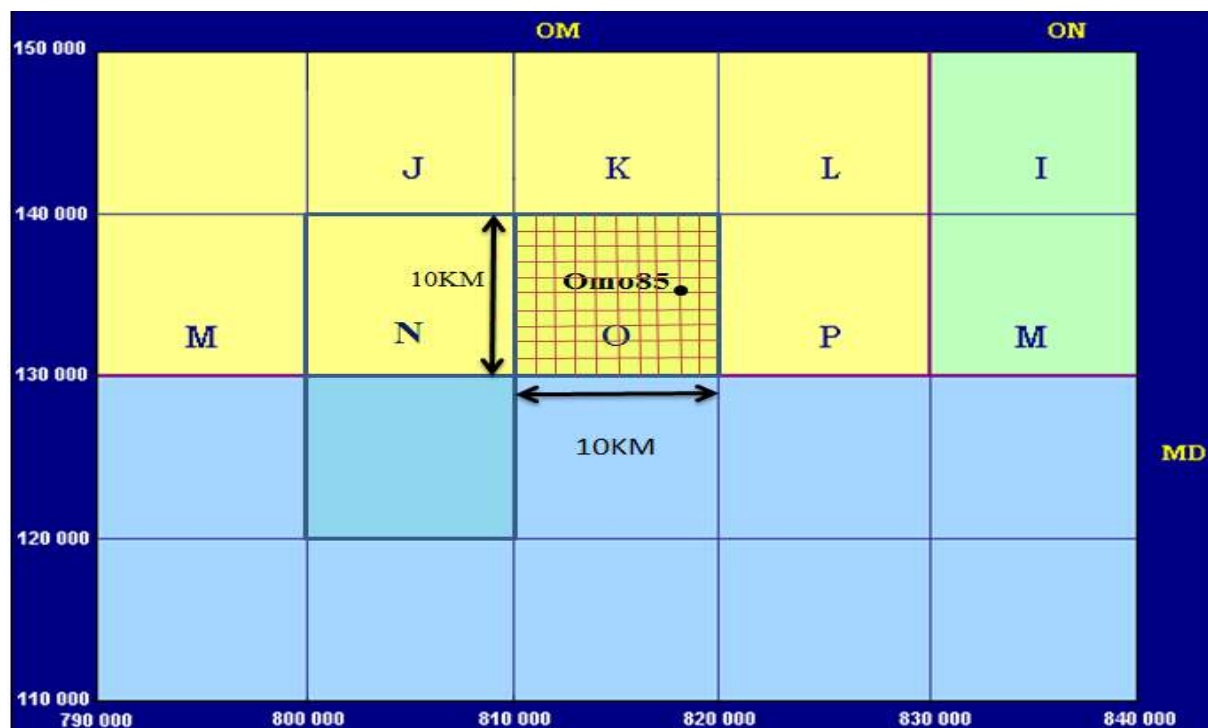


Fig.4 : Zones et numérotation des puits (Sonatrach /Division Production, 2017)

I.4. Historique des recherches sur le champ de Hassi-Messaoud

Le gisement de Hassi Messaoud est l'un des plus grands et des plus complexes gisements du monde. Durant l'histoire géologique, ce gisement a subi une évolution tectonique intense lors de son enfouissement jusqu'à ce que le gisement ait pris la forme actuelle. Ces événements peuvent améliorer les paramètres pétrophysiques (fracturation naturelle, la dissolution etc.....) comme ils peuvent les réduire (réduction de la porosité, la cimentation des grains, la création de matrices de petits grains, la création des barrières imperméable etc...).

Ce champ s'étend sur une superficie voisine de 2500 km². Découvert en 1956 et mis en production généralisée en 1958, le gisement de Hassi Messaoud continue, après plus de 50 ans, de fournir à l'Algérie cette ressource naturelle qu'est le pétrole brut. Des investissements importants ont été réalisés et d'autres le seront dans le futur pour extraire le maximum de pétrole et augmenter ainsi la récupération finale.

En (mars 2008), le nombre de puits foré était de 1369 puits avec :

- 184 puits horizontaux.
- 158 puits en short radius.
- 585 puits producteurs d'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 abandonnés.
- 43 puits inexploitable.
- 5 puits non réalisées.

De nombreuses études universitaires et de société ont été continument d'être faites à l'heure actuelle.

I.5. Cadre géologique

I.5.1. Stratigraphie du champ

Sur la dorsale de Hassi Messaoud une bonne partie de la série stratigraphique est absente.

Ce sont les dépôts du Paléozoïque reposant sur un socle granitique, qui ont été érodés au centre de la structure au cours de la phase hercynienne. (Fig.5)

De ce fait les dépôts mésozoïques reposent en discordance sur le Cambro-Ordovicien.

En allant vers la périphérie du champ, la série devient plus complète. De la base au sommet on distingue : (Fig.6)

I.5.1.1. Le socle

Rencontré à la profondeur de 4000 mètres, il est formé essentiellement de granite porphyroïde rose.

I.5.1.2. Le paléozoïque

a) L'infra-Cambrien

C'est l'unité lithologique la plus ancienne rencontrée par les forages de la région notamment au Nord de la structure. Il est constitué de grès argileux rouge.

Sur le socle, les formations paléozoïques reposent en discordance ; c'est la discordance panafricaine.

De la base au sommet on distingue :

b) Cambrien

Essentiellement constitué de grès hétérogènes, fins à très grossiers entrecoupés de passées de siltstones argilo-micacés.

On y distingue trois (3) lithozones [R1 (Ra + Ri), R2, R3]

❖ **Lithozone R3** : Son épaisseur moyenne est de 370 mètres.

Il se compose de grès, feldspathiques et micacés à grains moyens à très grossiers conglomératiques à la base, à ciment argileux abondant, admettant des passées de grès ferrugineux et d'argile silteuse.

❖ **Lithozone R2** : Son épaisseur moyenne est de 100 mètres.

Il se compose de grès moyen à grossier micacés, mal classé, à ciment argileux assez abondant et admettant des intercalations de siltes. Les stratifications sont souvent obliques.

❖ **Lithozone Ra** : Son épaisseur moyenne est de 125 mètres.

Il se compose de grès à grès quartzites anisométriques moyens à grossiers, à ciment argileux et siliceux, admettant de nombreux passées de siltes centimétrique et décimétriques. Les stratifications sont souvent obliques à entrecroisées, parfois horizontales. Les Tigillites sont présentes dans la partie supérieure de la série. L'ensemble du Ra a été érodé au centre du champ.

❖ **Lithozone Ri (Le Cambro-Ordovicien)** : Son épaisseur moyenne est de 42 mètres.

Le passage entre le Cambrien et l'Ordovicien n'est pas net, c'est pourquoi on peut distinguer une zone de passage appelé " Cambro-Ordovicien ". La transition est brutale puisqu'on passe à des grès bien classés.

Il se compose de grès quartzitiques isométrique fin bien classé glauconieu, à ciment argileux et siliceux, avec une présence abondante de tigillites.

Le reste de la stratigraphie est représenté dans la figure 6.

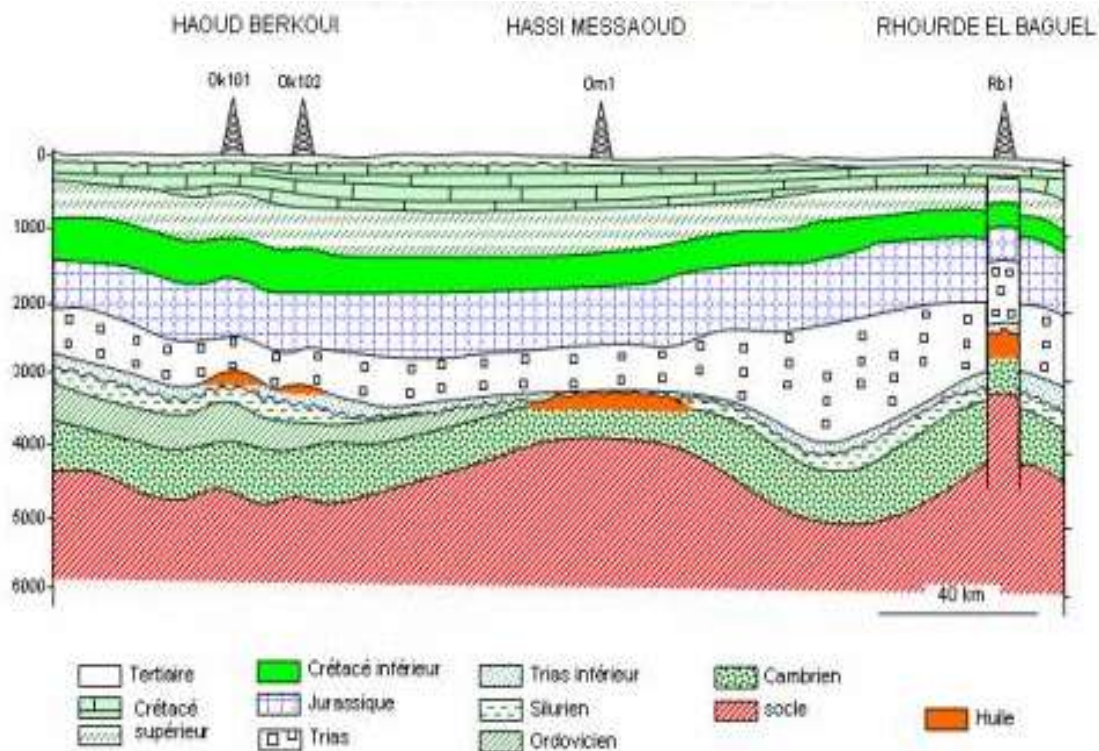


Fig.5 : Coupe géologique du champ de Hassi Messaoud.

(Sonatrach/DP– Rapport interne 1998)

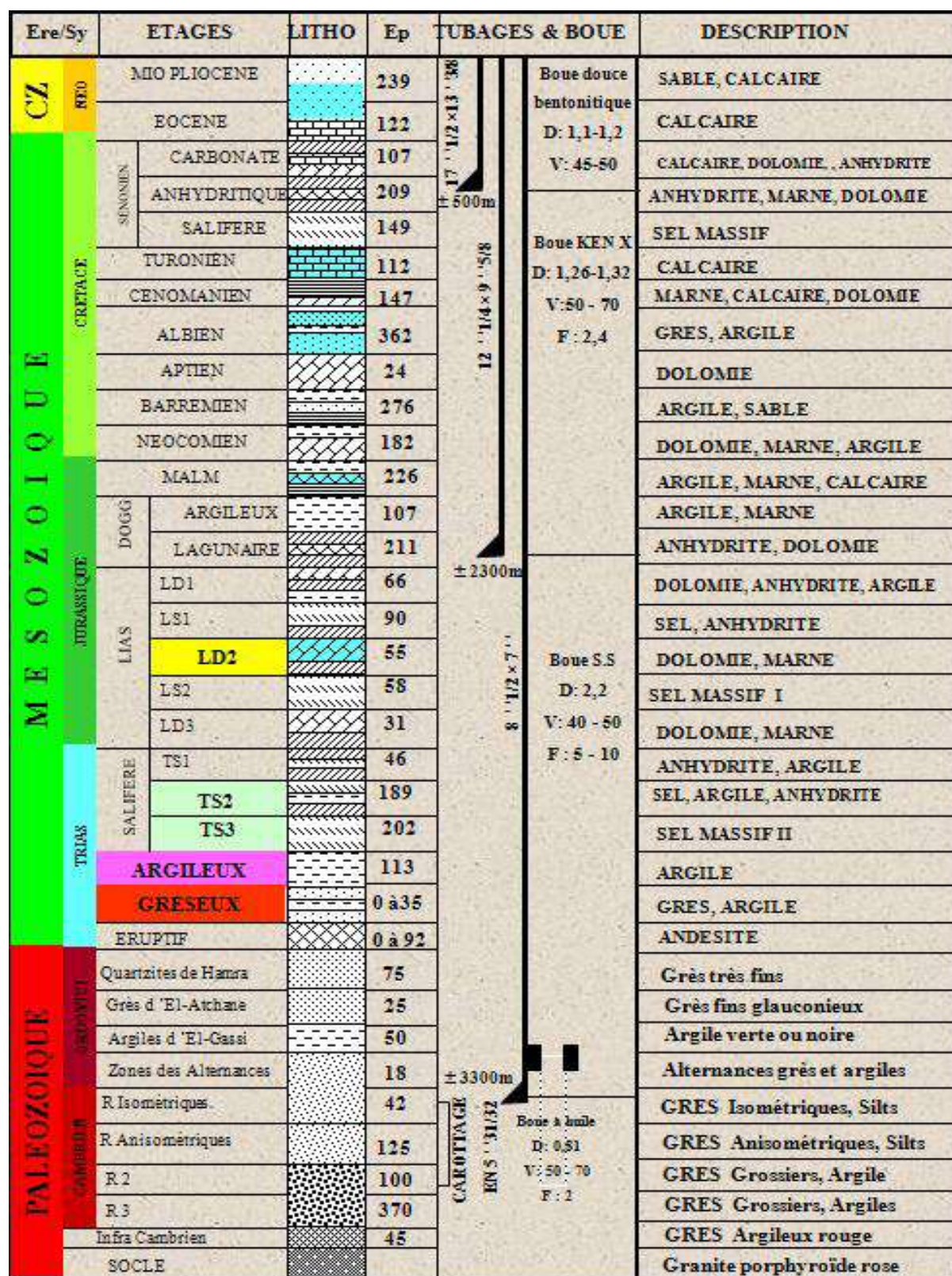


Fig.6 : Colonne litho-Stratigraphique de Hassi Messaoud (Sonatrach DP.Hassi Messaoud).

I.5.2. Aspect tectonique et structurale du champ

Le champ de Hassi Messaoud se trouve sur la partie extrême Nord de la zone haute El.Biod.Hassi.Messaoud formé par une suite de horsts et de grabens limités par des failles allant dans une direction subméridienne. (Fig.7)

La structure du champ de Hassi Messaoud se présente comme un vaste dôme anticlinal aplati, légèrement structuré et disloqué par des failles dont l'orientation est surtout Nord.Est – Sud.Ouest. Les dimensions de cette structure atteignent 40.45km avec une superficie imprégnée d'huile de 1143km² plus une zone huile.eau de 400km²environ. La profondeur moyenne de la zone productive varie entre 3400 et 3600 mètres. La cote absolue de l'interface huile eau est estimée de 3380 mètres. Les accidents affectant le réservoir sont de deux types : (Fig.8)

- ❖ Les failles de directions subméridiennes NN.E – SS.O ainsi que d'autres failles qui leurs sont perpendiculaires de direction Nord-Ouest–Sud. Est, ceci fait ressortir le caractère tectonique en Horst et Graben.

- ❖ Les cassures sans rejets qui ont eu un grand effet sur la fracturation du réservoir. Ces failles touchent toutes les couches cambriennes et atteignent parfois le Crétacé inférieur. Supérieur ou parfois ne dépassent guère la discordance hercynienne. Vers le haut de la structure, l'amplitude s'adoucit progressivement et elle diminue de valeur, puis s'éteint complètement à partir des séries jurassiques.

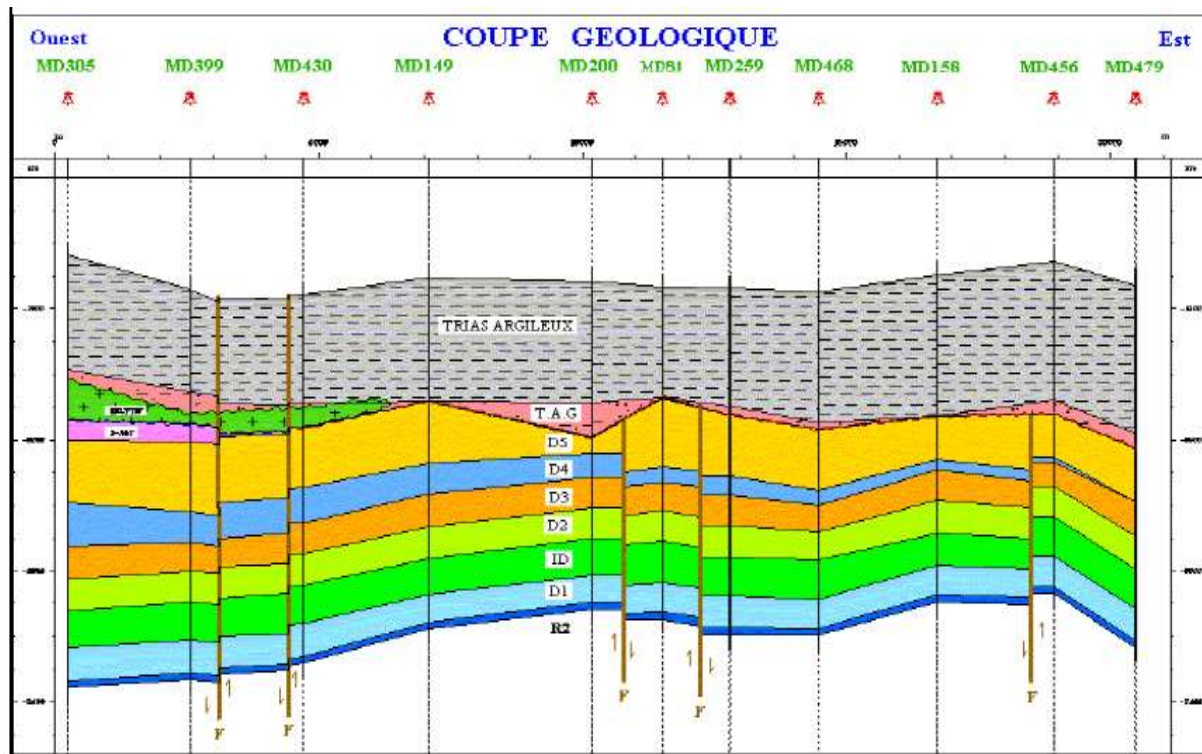


Fig.7 : Coup géologique Est Ouest de la structure de Hassi Messaoud (Document internet)

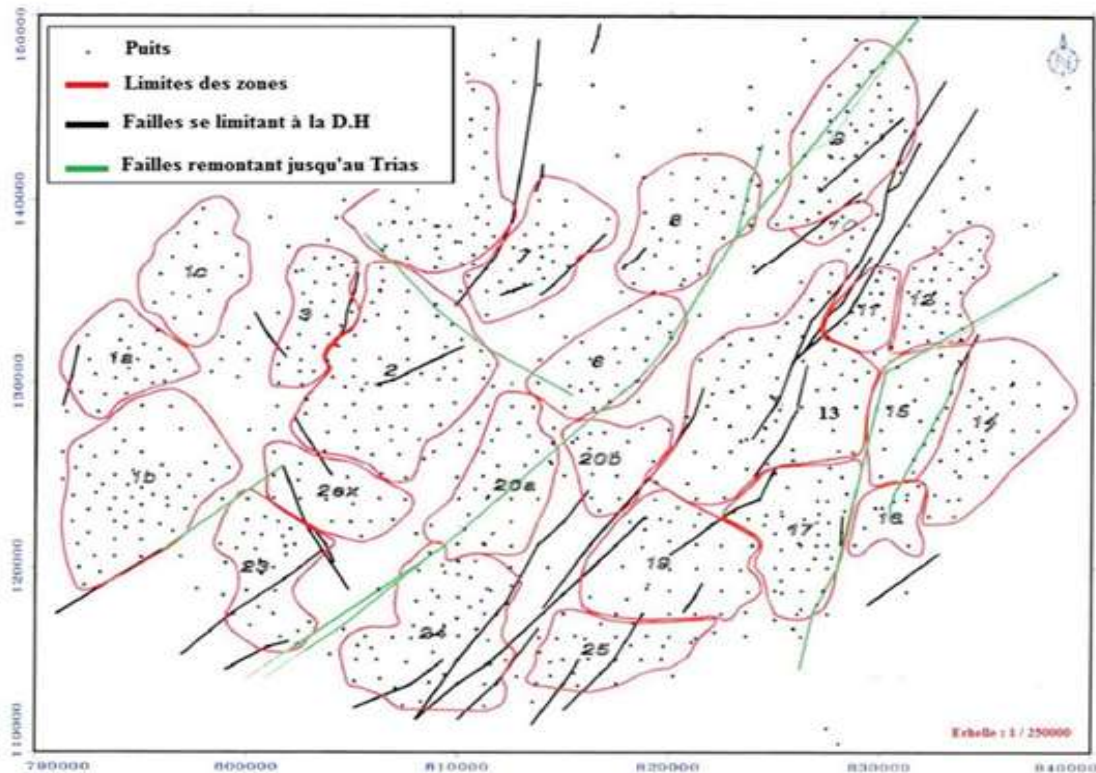


Fig.8 : Carte structurale de champ du Hassi Messaoud
(Document sonatrach /division production, 1999)

I.5.3. Structuration du champ de Hassi Messaoud

L'évolution structurale du gisement est le résultat de plusieurs phases tectoniques que l'on peut résumer chronologiquement comme suit :

I.5.3.1. structuration antétriasique

- ❖ **Phase panafricaine** : C'est une phase compressive de direction Est – Ouest, due à une collision continentale entre le craton West africain rigide et le bloc Est Africain plastique (Bertand et R.Caby 1978), provoquant une tectonique cassante, représentée par un réseau de failles de directions Nord.Est – Sud.Ouest, Nord.Ouest – Sud.Est suivie d'une érosion intense qui s'est installée jusqu'au Cambrien conduisant à la formation d'une surface de pédiplanation appelée surface infra.tassilienne. Cette pédiplaine marque le début d'une histoire cratonique du Sahara. Des mouvements distensifs de directions Nord-Ouest – Sud.Est interviennent au Cambro-ordovicien; qui sont à l'origine de l'étirement de la croûte continentale suivie d'une subsidence tectonique et plus tard thermique ; cette distension provoque un jeu de faille normales (Nord.-Est, Sud- Ouest) préexistant dans le socle accompagnée de volcanisme (Beicip/Franlab 1979).
- ❖ **Phase Eo.Calédonnienne précoce ou phase Anté.tramadocienne** : Datée d'environ 500 millions d'années, cette phase est marquée par la transgressivité des grès isométriques (Ri) connus sur les flancs du champ, après la mise en place du dépôt du réservoir (Ra). Une structure Tardi.Cambrienne s'est produite avec érosion et failles s'établissant déjà suivant une direction Nord.Est – Sud.Ouest et accompagnée de volcanisme (Beicip/Franlab 1979).
- ❖ **Phase calédonienne majeure**: Datée d'environ de 400 millions d'années, cette phase est régionalement connue par l'absence de sédiments de Dévonien et du Carbonifère dans toute la surface du haut fond d'El Biod. A noter qu'une hypothèse de non dépôt de ces sédiments a été retenue plutôt que celle de l'érosion hercynienne du fait que les faciès remaniés à la base du Trias gréseux proviennent du Cambro.Ordoevicien. Cette phase aurait débutée au Silurien ou au Dévonien inférieur (MASSA.D.1971).
- ❖ **Phase hercynienne tardive** : C'est une phase compressive de direction Nord.Est – Sud.Ouest accompagnée du jeu de failles de même orientations, qui compartimentent

le réservoir en blocs ayant leur comportement propre (Horst, Graben). On marque une érosion de toute la couverture Paléozoïque à l'aplomb du gisement et par la disposition radiale de grandes vallées de creusement. On peut dire qu'au cours de cette phase, on assiste à un serrage de direction Nord.Ouest – Sud.Est , c'est à dire, perpendiculaire aux accidents majeurs. Elle est datée de 225 à 250 millions d'années.

I.5.3.2. Structuration Post. Triasique

Les effets de cette phase sont relativement faibles et ne correspondent qu'à 50 à 100m de fermeture structurale (2950. 3050 m). Ces déformations s'accompagnent d'un basculement vers le Nord.Ouest d'environ 200 m entre la partie Sud.Est et Nord.Ouest; ce basculement a eu lieu au Mésozoïque. La fermeture Nord.Sud est beaucoup plus importante que la fermeture Ouest.Est pourrait être due aux mouvements d'âge éocène qui est une phase tectonique atlasique avec une direction de compression Nord.Nord.Ouest – Sud.Sud.Est. (Beicip/Franlab 1979).

- ❖ **Phase autrichienne** : Datée d'environ de 100 millions d'années, cette phase est un raccourcissement Est.Ouest, elle a accentué la fermeture structurale et a provoqué des fracturations le long des failles anciennes qui ont probablement rejoué. Elle est presque synchrone de la mise en place des hydrocarbures, car la formation de ces derniers a débuté au jurassique et s'est poursuivie pendant le Crétacé.
- ❖ **Phase Atlasique** : C'est une phase dont la compression est de direction Nord.Nord.Est – Sud.Sud.Ouest, postérieure à la formation des hydrocarbures, donc elle est probablement à l'origine des barrières de perméabilité dues à un décalage des niveaux réservoirs.

I.5.3.3. Structure actuel

Cette structuration montre une fermeture de 300 m entre les bordures et le top du gisement, elle est compressive à raccourcissement Nord.Sud, elle a subit un faible réajustement épirogénique. Cette dernière à un allongement général Nord.Est – Sud.Ouest, et montre des culminations locales d'amplitude de l'ordre de la centaine de mètres, le rejet connu des failles ne dépasse pas 70 à 80 mètres. (Beicip/Franlab 1995).

I.5.3.4. Les paléo vallées hercyniennes

D'après des études faites, il a été mis en évidence l'existence de paléo vallées qui sont caractérisées par un remplissage plus épais du Trias, avec une série éruptive à la base. Elles sont contrôlées par les niveaux¹⁾ d'érosion, plus profonds au niveau des axes par rapport aux inter flancs. (MASSA.D.1971)

Six paléo vallées ont été détecté au champ de Hassi Messaoud.

Dans certains cas, les flancs de ces paléo vallées forment des falaises et canyon étroits avec un tracé pouvant être parfois méandrique. (Beicip/Franlab 1995)

I.5.4. Les déformations tectoniques

A Hassi Messaoud il n'est possible de montrer la présence de faille qu'à partir de décalage de profondeur entre des niveaux identiques, lorsqu'ils sont faciles à identifier, suffisamment marqués et corrélables entre puits voisins.

Les failles laissent aussi de nombreuses empreintes sur les roches tel que :

- ❖ **Les brèches** : elles correspondent au remplissage d'espaces vides créés par la faille tel que fractures et fissures ; et ceci avec le produit de rabotage des parois lors du déplacement des blocs, elles sont constituées par des éléments broyés
Généralement un puits caractérisé par une forte densité de brèches est faille ou situé à proximité d'une faille (MASSA.D.1971).
- ❖ **Les fissures** : elles correspondent à des discontinuités au sein des roches, engendrées par la distension ou la compression, parfois il est difficile de reconnaître une fissure originelle d'une fissure artificielle. En effet, le carottage et les différentes opérations réalisées sur les carottes peuvent engendrer la formation de fissures artificielles dites induites, créant ainsi une ambiguïté entre elle et les fissures vides originelles.
- ❖ **Les Stylolithes** : ce sont des structures en colonnettes au sein de certaines roches, dessinant des joints irréguliers, généralement soulignés par un résidu noirâtre ou brunâtre. Les figures correspondent à des surfaces de pression –dissolution, permettant notamment de déterminer la direction de la compression qui leur a donné naissance et qui est parallèle à l'allongement des colonnettes.

I.5.4.1. Les déformations cassantes

L'ensemble de la mole de Hassi Messaoud est caractérisé par un important réseau de flexures de failles délimitant des zones en horst et graben d'orientation Nord.Nord.Est – Sud.Sud.Ouest.

Les panneaux sont longs. Ils peuvent atteindre 10 km de longueur ; leur rejet peut aller jusqu'à 150m.

Les failles sont généralement méridiennes et /ou sub méridiennes et leur jeu est normal, rarement inverse si les contraintes sont perpendiculaires à leur direction, ou alors, en

Décrochement lorsqu'elles sont obliques. Une faille majeure est de direction Nord-Est , Sud-Ouest.

I.5.4.2. Les intrusions intra cambriennes

- ❖ **Laccolites** : ce sont des massifs de roches magmatiques, plutoniques en grosses lentilles de plusieurs km de longueur, à surface supérieure convexe, l'ensemble est pratiquement parallèle aux structures de l'encaissant, il est parfois nommé massif concordant. Ces laccolites se situent principalement au niveau du secteur Sud-Ouest du champ de Hassi Messaoud. Dans la série stratigraphique, les laccolites occupent généralement la partie centrale du Ra, D3 (MD282 zone 24 a un épaissement de 26 m dans le D3).
- ❖ **Les filons couchés** : ce sont des sills, correspondant à une lame de roche magmatique intrusives, parallèle aux structures de l'encaissant. L'épaisseur varie de 1m à quelques dizaines de mètres. Leur longueur atteint plusieurs km. les sills s'infiltrèrent à la faveur d'un niveau argileux ; écartent deux couches préférentielles et s'étalent entre elles.
- ❖ **Les dykes** : ce sont des lames dont l'épaisseur peut atteindre 100m. Ce sont des roches magmatiques qui recoupent les structures de l'encaissant transversalement par rapport aux couches sédimentaires.
- ❖ **Effet tectonique de ces intrusions au niveau du secteur Sud.Ouest** : ce secteur spécialement est connu pour ses intrusions de roches éruptives dans le réservoir.

I.6. aspect pétrolières

I.6.1. roche mère

❖ **Silurien** : Les argiles du silurien constituent la roche mère, source génératrice des hydrocarbures à l'échelle de toute la plateforme saharienne.

Cette source est représentée par les argiles noires, carbonatées et radioactives, très riches en matière organique, d'une épaisseur qui varie de 20 à 70 m.

La matière organique est de nature amorphe. La présence de Tasmanacés confirme l'origine marine de cette matière et son apport pétrolier est évident.

Actuellement, on peut dire qu'après la dis-migration des hydrocarbures générés au paléozoïque, il y a eu une deuxième phase de génération plus importante qui a cessé à la fin du Crétacé suite à la diminution de la subsidence.

Le Silurien est préservé au Nord du champ de Hassi Messaoud, à l'Ouest dans le bassin de Oued Mya), au Sud-Ouest (bassin de Moydir) et à l'Est (bassin de Berkine). (BEICIP-FRANLAB.1995)

I.6.2. roche couverture

La couverture des réservoirs ordoviciens est assurée respectivement par l'épanchement des roches éruptives ainsi que par les épaisses séries d'évaporites d'âges triasiques ou jurassiques.

I.6.3. 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 (A.PERRODON.1985). Il existe trois types de pièges :

I.6.3.1. pièges structuraux : Ces pièges sont le résultat de mouvements tectoniques tels que les anticlinaux ou pièges par failles.

I.6.3.2. 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...

I.6.3.3. pièges mixtes : Ils sont à la fois structuraux et stratigraphiques, comme par exemple la structure de HMD (anticlinal tronqué par la discordance hercynienne).

Au niveau du bassin de Oued Mya et le Nord-Est de Hassi Messaoud les pièges reconnus jusqu'à présent sont de type stratigraphique et structural (mixtes).

I.6.4. migrations des hydrocarbures

Les accumulations d'hydrocarbures du gisement de Hassi Messaoud et de tous les gisements avoisinants proviennent probablement des deux bassins, Berkine et Illizi à l'Est et Oued Mya à l'Ouest.

La migration primaire et l'alimentation de ces gisements se sont effectuées pendant le Silurien, ensuite à travers les niveaux gréseux triasiques au contact de la 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.

I.7. description et caractéristiques des réservoirs

Le Cambrien, reposant directement sur le socle granitique est représenté par une série gréseuse dont la puissance est de 550 m et dont l'érosion post paléozoïque affecte une partie dans le centre du champ. Il se subdivise de haut en bas sur les données diagraphique en plusieurs drains. (**Fig.9**)

I.7.1. Ri : Zone isométrique dont l'épaisseur de 45 m essentiellement quartzique, à grains fins et à Tigillites. Qui contient le drain D5.

I.7.2. Ra : Zone an isométrique dont l'épaisseur moyenne est de 120 m environ, composée de grès à ciment silico.argileux de grains moyens à grossiers. Qui contient les drains D1, ID, D2, D3 et D4

I.7.3. R2 : Série gréseuse à ciment argileux, d'une épaisseur moyenne de 80 m.

I.7.4. R3 : D'une épaisseur moyenne d'environ 300 m, c'est une série très grossière à micro.conglométrique, très argileuse reposant sur le socle granitique rencontré à une profondeur inférieure à 4000 m. C'est un granite porphyroïde rose.

Seul le réservoir Ra fera l'objet d'une attention particulière dans cette étude.

Les données pétrophysiques peuvent changer latéralement d'une manière considérable. Le réservoir est caractérisé par des fissures naturelles qui sont remplies avec des matières différentes telles que les argiles, anhydrite, pyrite, et bitume. Dans quelques cas, elles sont ouvertes et participent à l'amélioration de taux de récupération.

L'huile est légère, sous saturée. Sa composition et ses caractéristiques sont légèrement variables de zone à une autre :

- La densité API varie entre 43,7 à 45
- La pression de bulle varie entre 155 kgf/cm² (Ouest) à 200 kgf/cm² (Est).
- Le GOR: 160 à 230 m³/m³
- Température du réservoir : 240 °F.
- Initial Oil -Water Contact: 3380 m.

TYPE DE CORELATION		CFPA	SN REPAL			
		DIAGRAPHIE	PETRO-	SED.	DIAG.	
LE CAMBRIEN	isométriques Grès	Ri	D5			
		R70				
	R1 (CFPA) Ra (SN REPAL)	Réservoir	R95	D4	Ra sup.	γ_0
			R100			
			R130	D3	Ra moy	
			R140	D2	Ra inf.	M ₆
			R150			M ₅
			R160	ID		M ₄
			R170	D1		M ₃
			R180		M ₂	
R190		M ₁				
R200						
R2 (CFPA)	R2					
R3						
		R300				

Fig.9 : découpage en drain du Cambrien de HASSI MESSAOUD

(Document Sonatrach /Division Production, 2008)

I.8. Analyse des réservoirs de Hassi Messaoud et leur milieu de dépôt

Les études sédimentologiques effectuées sur le champ de Hassi Messaoud, n'ont pas pu à ce jour définir avec précision les différents types d'environnements sédimentaires caractérisant les différentes unités lithologiques constituant le réservoir.

Des études de comparaison ont été établies entre les grés de HASSI MESSAOUD et ceux affleurant au Tassili des N'Ajers (**Fig.10**) (BEICIP – FRANLAB 1995).

En effet, des similitudes ont été découvertes entre ces deux grés et on observe les structures suivantes :

- ❖ **Stratifications obliques** : La base des grés des N'Ajjer présente deux types de stratifications obliques :
 - **Type arqué** : résultant de la migration des dunes hydrauliques, le même type est présent au D1.
 - **Type tabulaire**: correspond à une migration de barres hydrauliques, qu'on retrouve au D2 et D 4.
- ❖ **Stratifications horizontales** : Associées à des dépôts fin à très fins, cette stratification est due à un régime hydraulique calme, à écoulement laminaire, caractérisé par un bon classement, le ciment argileux est plus important dans ce type de stratification qu'on retrouve dans la zone fine médiane du Ra.
 - **Les litages flaser** : Ce sont des lentilles de silstones alternant avec des lits d'argiles, on observe ses figures dans la zone fine médiane du Ra, et sont des indicateurs d'un milieu marin calme.
 - **Les diasthèmes** : Elles correspondent à des interruptions courtes de la sédimentation, avec des surfaces d'érosion quartizées et diaclasées, lors des reprises des dépôts les tubes tigillitiques sont remplis de sables grossiers. Les diasthèmes figurent dans des massifs grossiers et plus fréquemment dans le Ra supérieur.
 - **Les structures festonnées** : Ces structures sont associées à des tigillites, leurs présences sont signalées dans les grés isométriques.

- **Les Tigillites :** Ils sont des remplissages des terries creusés par des organismes vivants sous une faible tranche d'eau. On les retrouve dans la zone fine médiane en quantité importante, ainsi que dans le Ri. Qui semble fournir les conditions écologiques pour leur épanouissement, à savoir milieu marin peu profond à hydraulique calme.

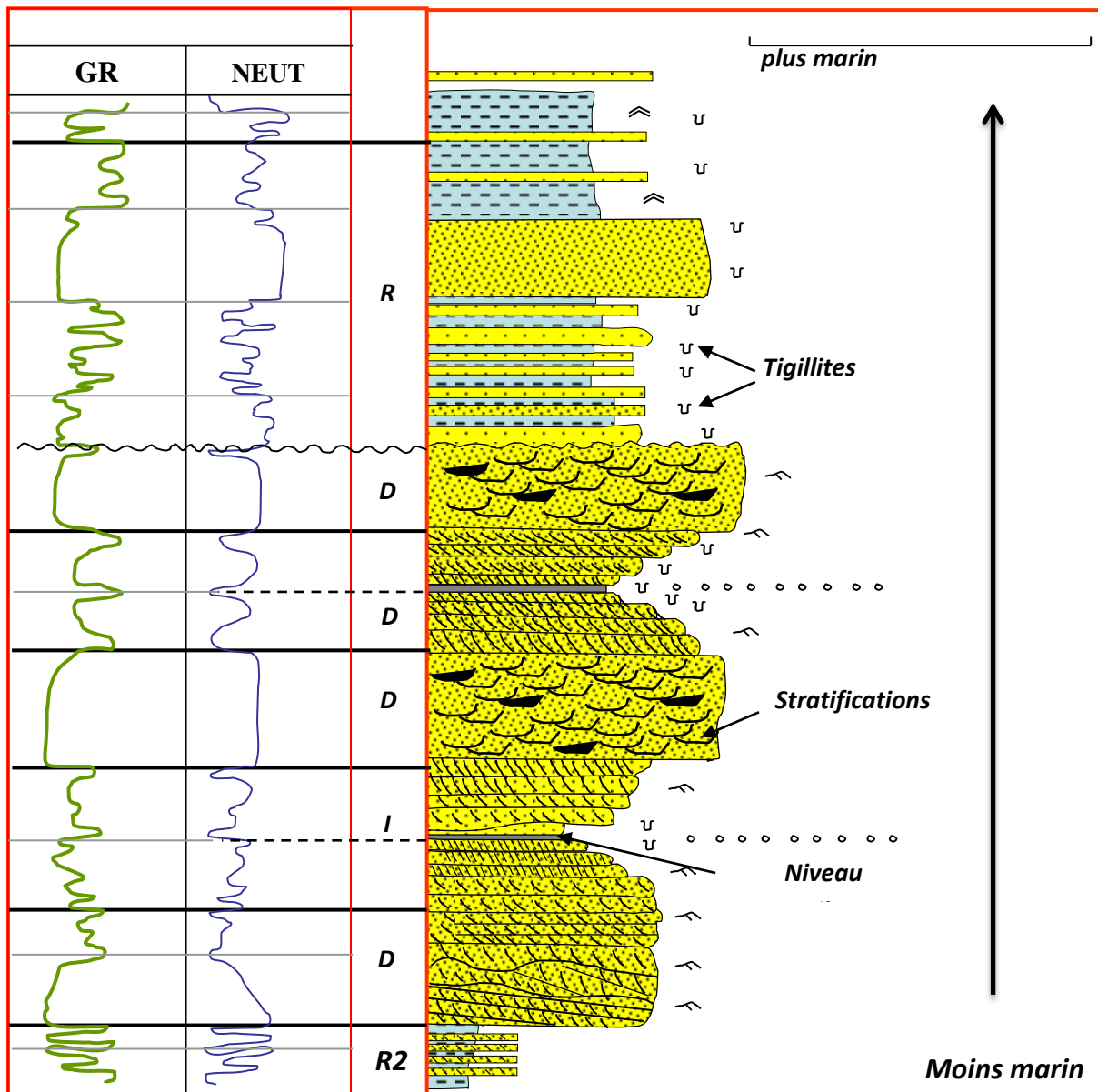


Fig.10 : Séquence sédimentaire comparative entre les grés de HASSI-MESSAOUD et le TASSILI N'AJJER
(Document Sonatrach/division production, 2008)

II.1. Situation de la zone 7

La zone 7 est située au nord-ouest du champ de Hassi Messaoud, dans la partie centrale extrême nord de l'anticlinal, où l'effet de la discordance hercynienne (érosion) est très forte.

Elle est limitée : **(Fig.11)**

- au Sud par les zones 2 et 6.
- A l'Est par la zone 8.
- A l'Ouest elle est voisine de la zone 4 dont elle est séparée par une faille qui passe entre les puits OMO15 et OMO252 pour la zone 7 et OMO16 pour la zone 4.

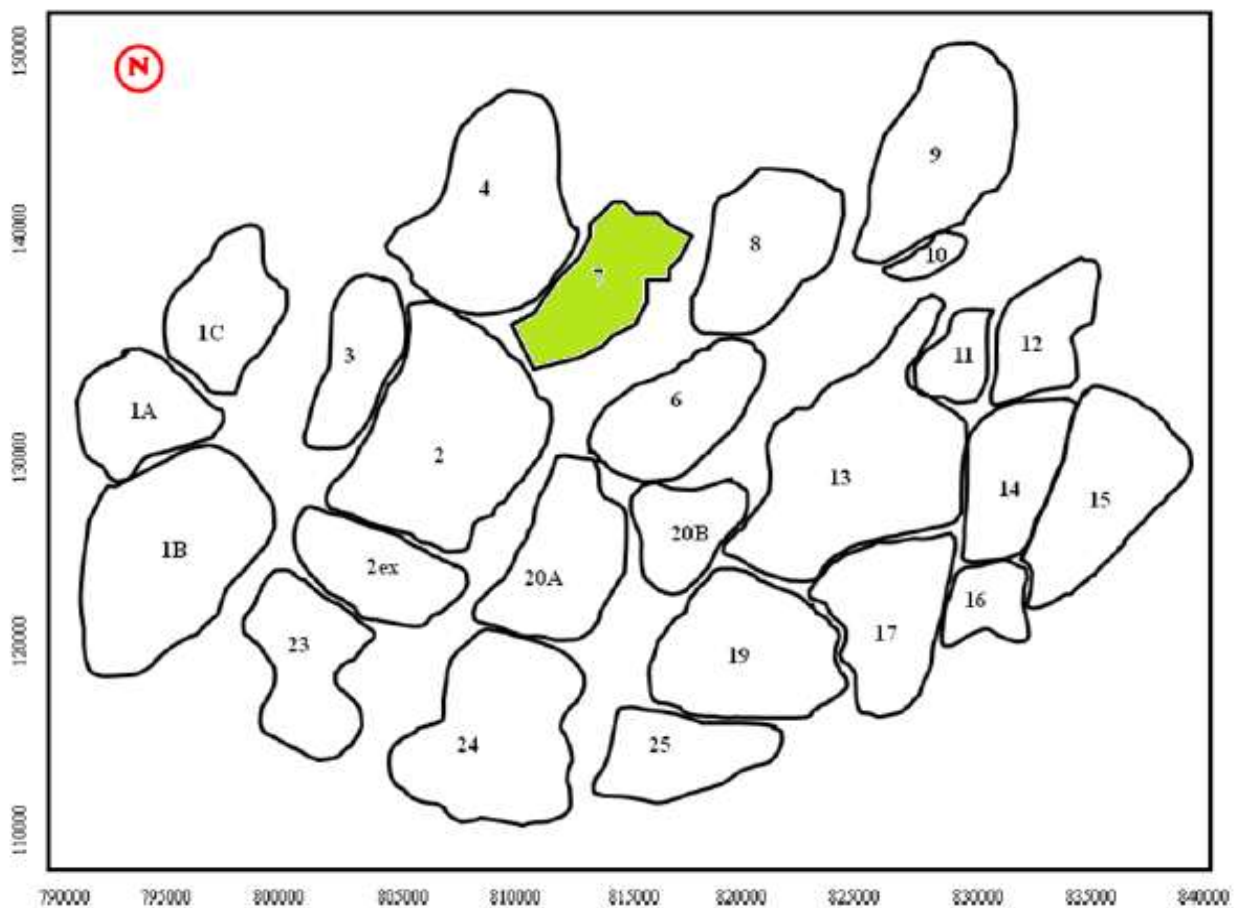


Fig.11: Localisation de zone 7 sur le champ de Hassi Messaoud.

(Document sonatrach/division production, 2017)

II.2. Aperçu sur la structure de la zone 7

La zone 7 se présente structuralement comme un monoclinal peu prononcé d'axe sensiblement Nord Est – Sud Ouest.

A partir des données de subsurface il apparaît que :

Le point le plus élevé se situe à 3137 m au niveau du puits OMO 47.A l'est, la zone est séparée de ses voisines par une faille majeure et par une dégradation des caractéristiques pétrophysiques (OMO56 et OMO81).Au sud, la zone est bien délimitée par la dégradation des caractéristiques pétrophysiques. Cette dégradation est reconnue par le forage OMO13 et OMO33.

A l'Ouest,il existe une communication partielle avec la zone 4. (CHIKHI .M.2013)

II.3. Description des réservoirs

Le gisement de Hassi Messaoud comprend trois réservoirs gréseux d'âges Cambriens respectivement de bas en haut R3, R2 et R1 ($R_i + R_a$). Le réservoir R_i (R isométrique) situé au-dessus du R_a se trouve dans quelques secteurs du champ. Il a été érodé dans la plus grande partie du gisement (La partie centrale).

Les puits produisent à partir du R_a qui est le seul à posséder des caractéristiques pétrophysiques aptes à la production

Le réservoir R2 ne produit pas directement dans les puits qui sont généralement forés jusqu'à son toit mais il alimente le réservoir R_a par un flux vertical d'huile.

II.4. Description du réservoir de la zone 7

L'épaisseur du R_a est de l'ordre de 80 à 50 mètres pour la partie centrale de la zone, dans la partie Nord Est, ce niveau est érodé et son épaisseur est de 50 à 40 mètres atteignant quelques mètres dans le secteur du puits OM81, l'épaisseur du R2 est de l'ordre de 80 mètres.

Le réservoir R2 est situé sous le réservoir R_a et présente généralement des caractéristiques médiocres. La plupart des puits n'étant forés que jusqu'à son toit.

Contrairement au R_a , l'épaisseur du R2 est pratiquement constante sur toute l'étendue du gisement, elle est égale à 80 mètres.

Le centre de la zone a l'allure d'un monoclinal de pente Nord Est– Sud Ouest, les deux failles principales, délimitant le centre de la zone ont sensiblement la même direction.

Le réservoir R_a a une épaisseur d'environ 80 m dans le sud de la zone. Dans le Nord, l'épaisseur du R_a diminue fortement, au puits OM81 ce réservoir est pratiquement inexistant.

Les puits produisent à partir du Ra qui est le seul niveau possédant les caractéristiques permettant la production, le réservoir R2 alimentant le réservoir Ra généralement aquifère. On note que l'épaisseur de ce niveau réservoir est de l'ordre de 70 à 80 m dans la partie centrale de la zone, elle se réduit lorsque l'on se déplace vers le Nord-Est.

II.5. Description des drains de réservoir Ra

Du point de vue sédimentologie, le réservoir Ra est subdivisé en trois zones suivant les critères granulométriques et basé sur des repères diagraphiques : **(Fig.13)**

Zone Grossière inférieur : limité par des repères diagraphiques R200 en bas et R140 en haut, cette zone est subdivisée de bas en haut :

- **Zone de passage** : limité par R200 en bas et R190 en haut
- **D1** : (Épais=26m en moyen) entre R190 et R170. Grés grossiers à stratifications de type oblique arqué (Trough cross bedding) dominantes, bien marquées et souvent à base micro conglomératique, avec absence de Tigillites.
- **ID** : (Épais=28m en moyen) entre R170 et R150. Niveau plus mince et fréquence plus grande des niveaux de silts, avec présence locale de Tigillites « diffuse ». Marque un passage très progressif entre le D1 et le D2.
- **D2** : (Épais=24m en moyen) entre R150 et R140. Grés grossiers mais bien classés à stratifications de type oblique tabulaire (Tabular cross bedding) dominantes formants des mégarides. Présence de quelques intercalations de niveaux de silts à fines bioturbations.

Ces trois drains forment donc un ensemble basal grossier dans lequel les influences marines sont plus marquées vers le sommet. Ceci se traduit à la fois dans le type de structures qui s'y développent mais également dans l'évolution des matériaux qui sont mieux classés dans le D2 (influence d'un tri sous l'action de courants marins).

Zone Fine Médiane : constitué par un seul drain limité entre R140 et R130:

- **D3** : (Épais=22m en moyen) Il correspond à la zone fine médiane de l'Homer (granulométrie plus faible), et la principale caractéristique de ce drain est l'abondance d'inter lits silteux et de grés fins à très nombreuses bioturbations (principalement de type Tigillites). Le caractère marin de ce drain est bien marqué, il pourrait correspondre à un environnement de plateforme infralittorale, composée de niveaux argilo.silteux bioturbés dans lesquels se développent des barres marines à influence de tempêtes ou à influence tidale. Dans un tel environnement l'existence de barrières

horizontales de perméabilité d'extension pluri hectométrique à kilométrique, ou même pluri kilométrique, est très probable.

Zone Grossière Supérieure : limitée entre R130 et R100 cette zone est constituée par :

- **D4 :** (Épais=40m en moyen) Grés à stratifications obliques tabulaires (Tabular cross bedding) fréquentes formant des mégarides de 1 à plus de 2 mètres d'épaisseur. L'importante variation d'épaisseur totale de ce drain peut laisser supposer l'existence de variations de faciès non négligeables. Par analogie avec le terrain, le biseau complet du D4 peut s'expliquer par la progradation d'environnement de type « estuarien » (développement de barres gréseuses tidales) sur les faciès silto.gréseux de plateforme infra littorale du D3.

ACTIVITE 5 AMONTS
 DIVISION PRODUCTION
 DIRECTION REGIONALE HASSI MESSAOUD
 SERVICE SURVEILLANCE GEOLOGIQUE

**RESERVOIR CAMBRO - ORDOVICIEN
 HASSI-MESSAOUD**

UNITES	REPERES	EP moy	GAMMA RAY	NEUTRON	Tendance ciment	DESCRIPTION LITHOLOGIQUE	
CAMBRO - ORDOVICIEN	Zone Des Alternances	R50			+ Siliceux	<i>Passées d'argile indurée alternant avec des niveaux de grès quartzitiques fins, Tigillites abondantes et joints stylolithiques fréquents</i>	
		R60			Argileux		
	R Isométrique (Ri)	Sup	R70				<i>Grès quartzitiques fins à moyens à ciment argileux et siliceux Abondance de tigillites et d'intercalations silteuses dans la partie médiane Structures entrecroisées à la base du Ri</i>
		Moy	R80	D5			
		Inf	R90				
CAMBRIEN ANISOMETRIQUE (Ra)	Ra Sup	R95				<i>Grès à grès quartzitiques anisométrique, moyens à grossier à stratifications souvent obliques et entrecroisées</i>	
	Gros Sup	R100	D4				
	Ra Moyen	Z.Fine	R130	D3			<i>Figures de remaniements dans le Ra sup</i>
			R140	D2			
	Ra Inférieur	Gros Inférieure	R150	D2			<i>Fins à moyens avec passées de silstones argileux et abondance de tigillites(D3)</i>
			R160	ID			
			R170	ID			
			R180	D1			
	CAMBRIEN R2	R2 Ab	R190				<i>Grès quartzitiques moyens à grossiers parfois micacés à ciment argileux (illite) Structures souvent oblique</i>
			R200				
R2 Inférieur		R250	R2 ab		"C"		
		R260	R2 C				
		R280	R2 C				
R3	R300				Argileux inférieur		
	R400				Argileux ferrugineux	<i>Grès grossiers à microconglomératique</i>	

Fig.13 : découpage en drain du Cambrien de Hassi Messaoud.
 (Document : Sonatrach DP.HMD, département géologique, service d'étude).

II.6. Type de production

L'injection d'eau qui est considérée comme mode de récupération secondaire est utilisée à Hassi Messaoud depuis une vingtaine d'année. Elle permet le balayage d'une partie des réserves encore en place et l'augmentation de la récupération, mais aussi la stabilisation de la pression. (BEN HADJA. K.2011)

Dans cette zone l'injection d'eau a débuté en avril 1993, elle a pour conséquence la percée de l'eau dans les puits producteurs d'huile. Cette percée à une influence considérable sur la production par la diminution du débit d'huile et la dégradation de la capacité d'écoulement.

La percée de l'eau dans cette zone a commencé à partir de l'année 1996, ces percées sont assez brutales et amènent souvent à la fermeture du puits.

Actuellement dans la zone 7 il y a (**Fig.14**) :

- 3 puits producteurs d'huile ouverts.
- 5 puits producteurs d'huile fermés.
- 10 puits de gaz lift ouverts.
- 15 puits de gaz lift fermé.
- 1 puits injecteur de gaz fermé.
- 6 puits injecteurs d'eau ouverts.
- 5 puits producteurs d'eau ouverts.
- 3 puits producteurs d'eau fermés.
- 1 puits sec.
- 3 puits abandonnés.

Tous ces puits montrent la nécessité d'envisager d'autre mode de production et notamment par des forages orienté

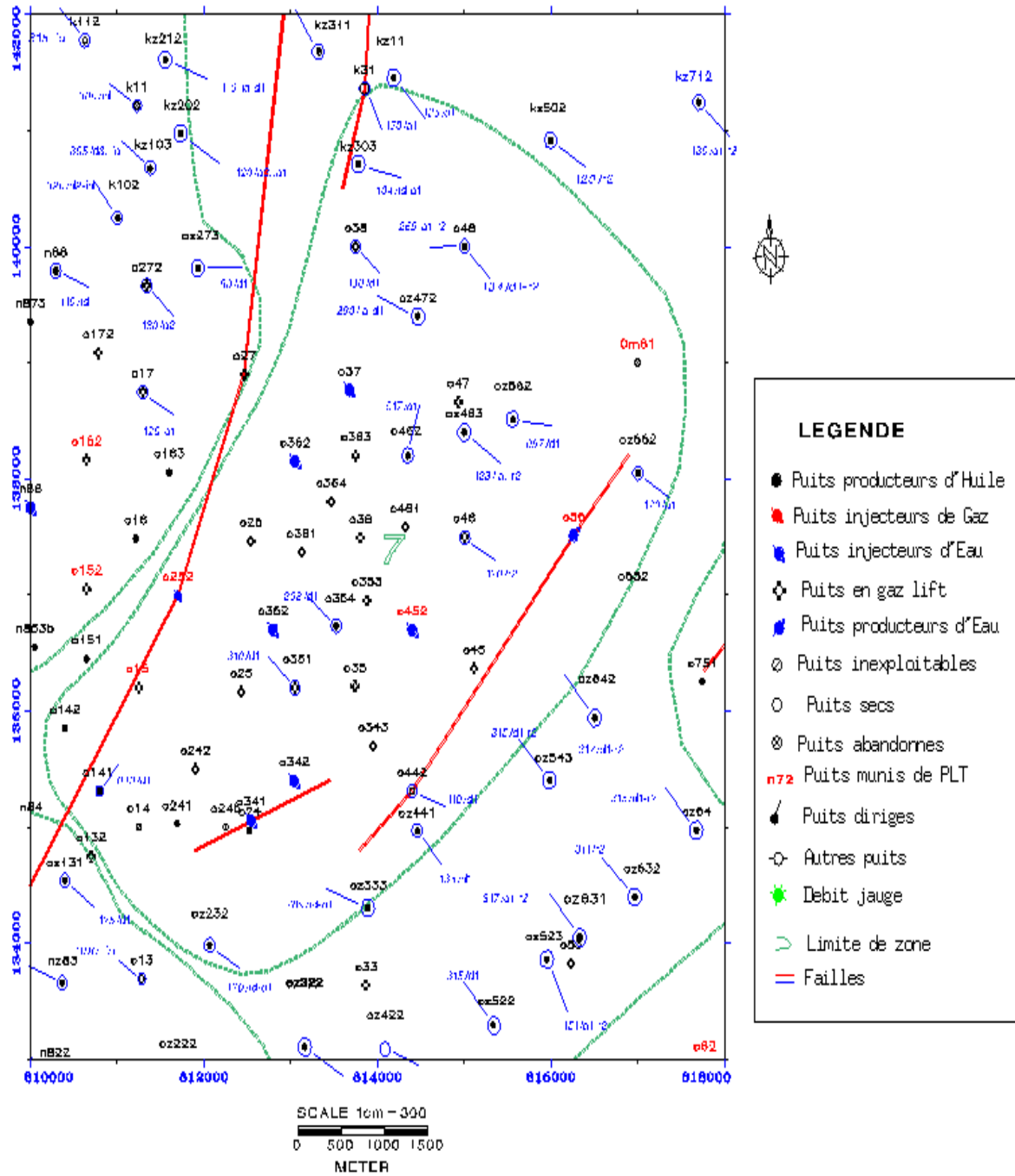


Fig.14: Statut des puits de la zone 7 du champ de Hassi Messaoud
(L.Kennedy.2005)

II.7. Caractéristiques des fluides du réservoir de la zone7

II.7.1. Caractéristiques de l'huile

La pression de saturation moyenne dans la zone est de l'ordre 165 kg/cm², à cette pression, l'huile aux caractéristiques suivantes :

- Facteur volumétrique différentiel est de 1,975 m³/m³.
- Facteur volumétrique composite est de 1,753 m³/m³.
- Rapport gaz/huile dissolution différentiel est de 18 m³/m³.
- Rapport gaz /huile dissolution composite est de 182 m³/m³.
- Viscosité de l'huile est de 0,2233 cp.
- La densité de l'huile dans les conditions de stockage est de 0,8.

II.7.2. Caractéristiques du gaz

A la pression de saturation moyenne de la zone (165/kg/cm²), le gaz se caractérise par :

- Le coefficient de compressibilité du gaz est $Z = 0,8$.
- La viscosité est de 0,0233 cp.
- Densité relative du gaz par rapport à la densité de l'air est de 0,9.

II.7.3. Caractéristiques de l'eau du gisement

L'eau de gisement est très riche en sel (400g/l). Dans les conditions de gisement

($P = 482 \text{ kgf/cm}^2$ et $T = 120^\circ\text{C}$).

Cette eau a une viscosité de 0.45cpo. En conditions de stockage sa densité est de 1,12 Kg /m³ Avec les résultats d'analyse des carottes disponibles des puits de la zone, quelques valeurs de perméabilités ont pu être déterminées et puis une valeur moyenne de toute la zone qu'est de l'ordre de 3,4 md , ce qui comparable à la valeur moyenne mesurée sur l'ensemble du champ et dont la valeur de 2,5 md.

II.8. Géométrie et structure des drains constituant le réservoir de la zone 7

II.8.1. Analyse des cartes en isobathes

II.8.1.1. La carte isobathe du toit du réservoir Ra

Le toit du réservoir Ra est situé à des profondeurs variables entre -3120 et -3180 m.

La carte isobathe (**Fig.15**) montre un anticlinale au centre de la zone et un autre au sud autour du puits OMO241.

Le réservoir Ra est affecté par trois failles, une faille majeure orientée NE-SW ; une faille orientée NS-NE de la zone ; et autre faille orientée NE-SW dans la partie sud.

On remarque que la descente du segment centrale par rapport aux trois segments secondaires à cause des failles.

Le point le plus haut situé à l'ouest avec une profondeur de -3115m, et le point le plus bas au sud-ouest au niveau du puits OMOZ131 avec -3175m de profondeur.

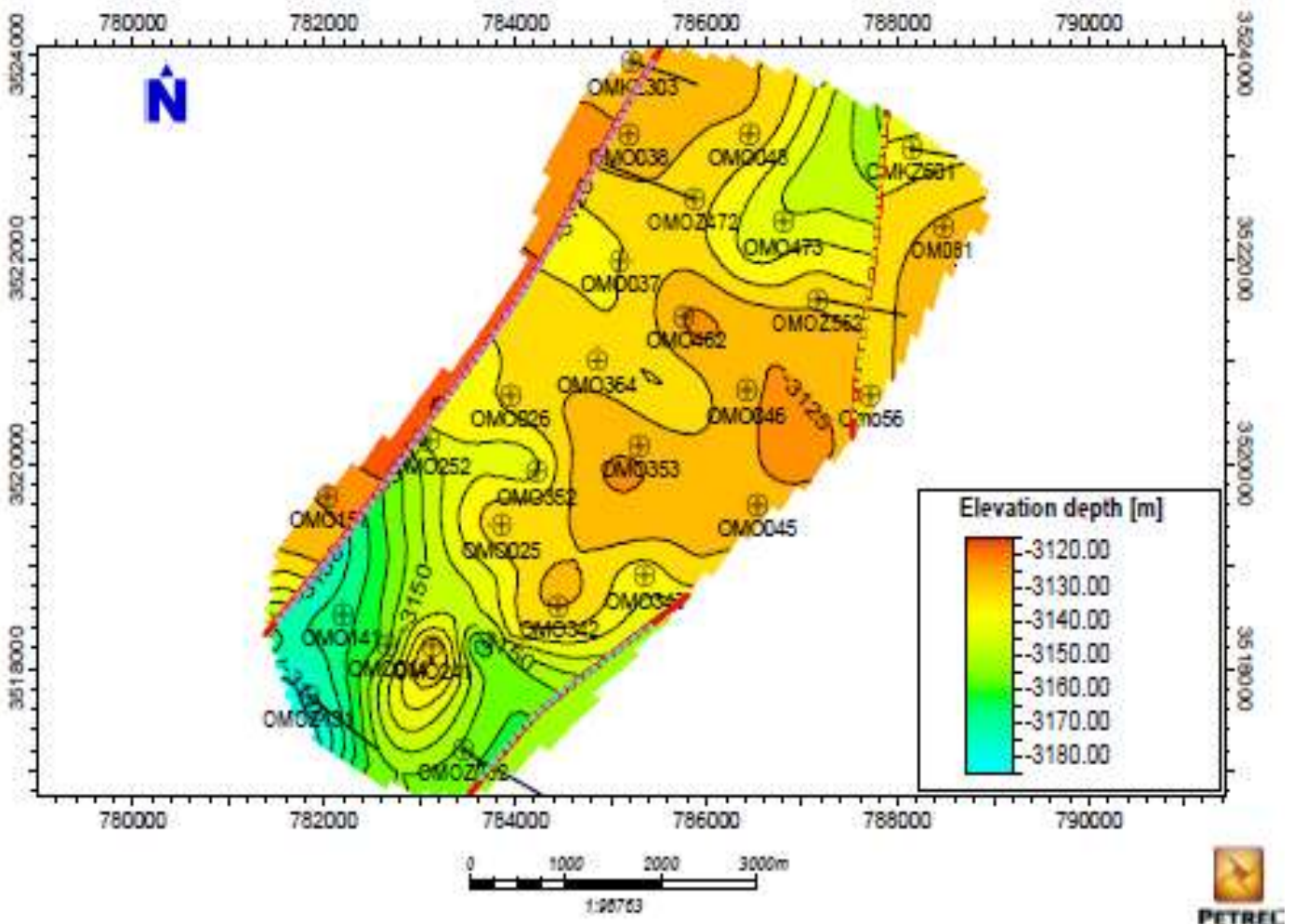


Fig.15: carte isobathe du toit de Ra

II.8.1.2. La carte isobathe du mur du réservoir Ra

Le mur du réservoir Ra est situé à des profondeurs variables entre -3150 et -3240 m.

La carte (**Fig.16**) montre une augmentation des niveaux du puits du sud vers le nord. Les mêmes failles qui affectent le toit se prolongent en bas et affectent aussi le mur.

La carte montre aussi que le point le plus haut situé au nord au voisinage de la faille NS qui cause le soulèvement de cette partie avec une profondeur de -3150m. Le point le plus profond se situe au sud de la zone au niveau du puits OMOZ131 avec une profondeur de -3245m.

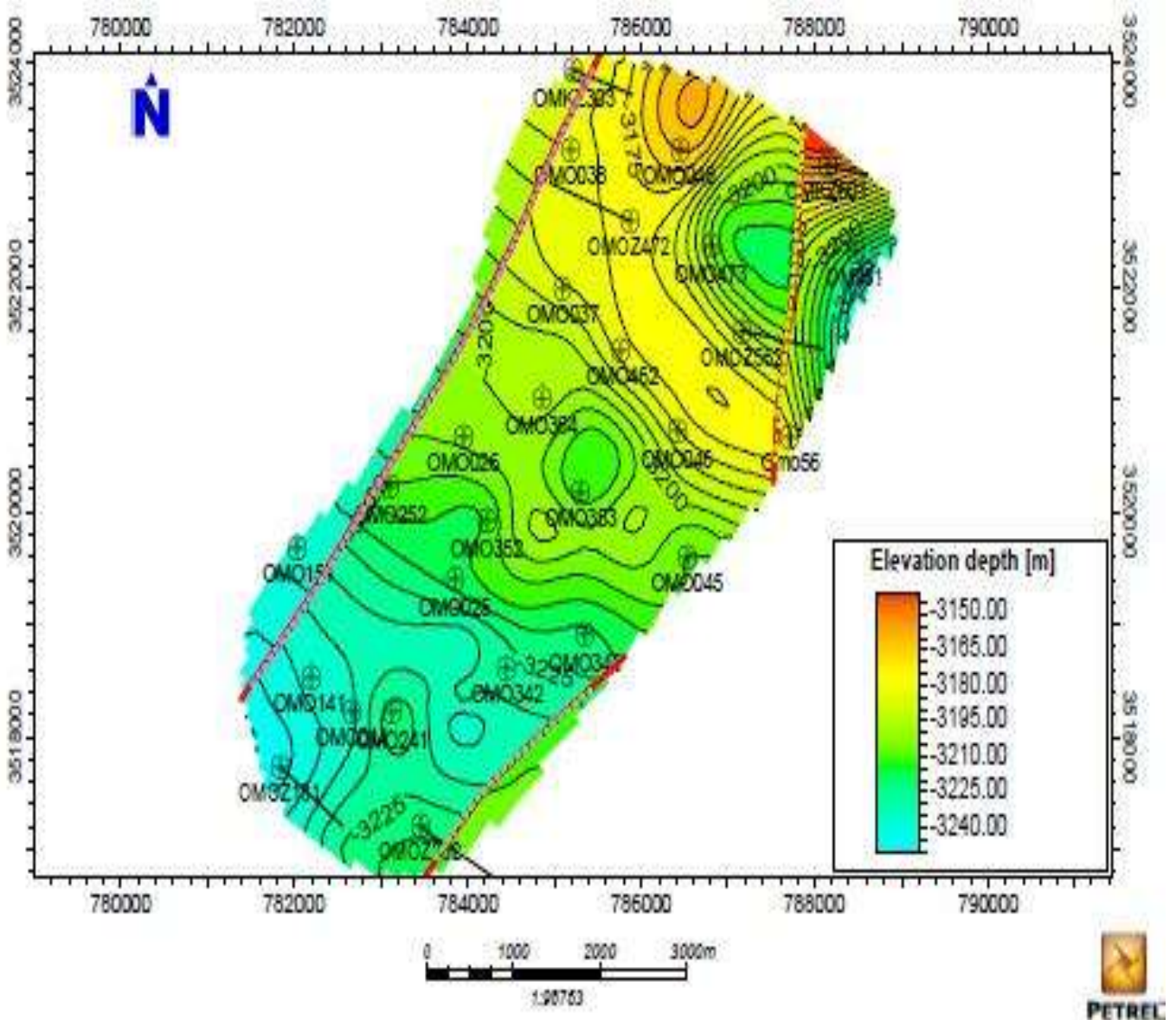


Fig.16: carte isobathe du mur de Ra

II.8.2.3. Carte isopaque du drain D1

Le premier drain D1 est plus épais que la zone de passage Z-psg, son épaisseur variée entre 25m et 31m, sauf l'entourage de puis OMKZ601 qui montre des valeurs plus faibles entre 2m et 7m d'épaisseur, à cause d'une forte activité d'érosion. (Fig.19)

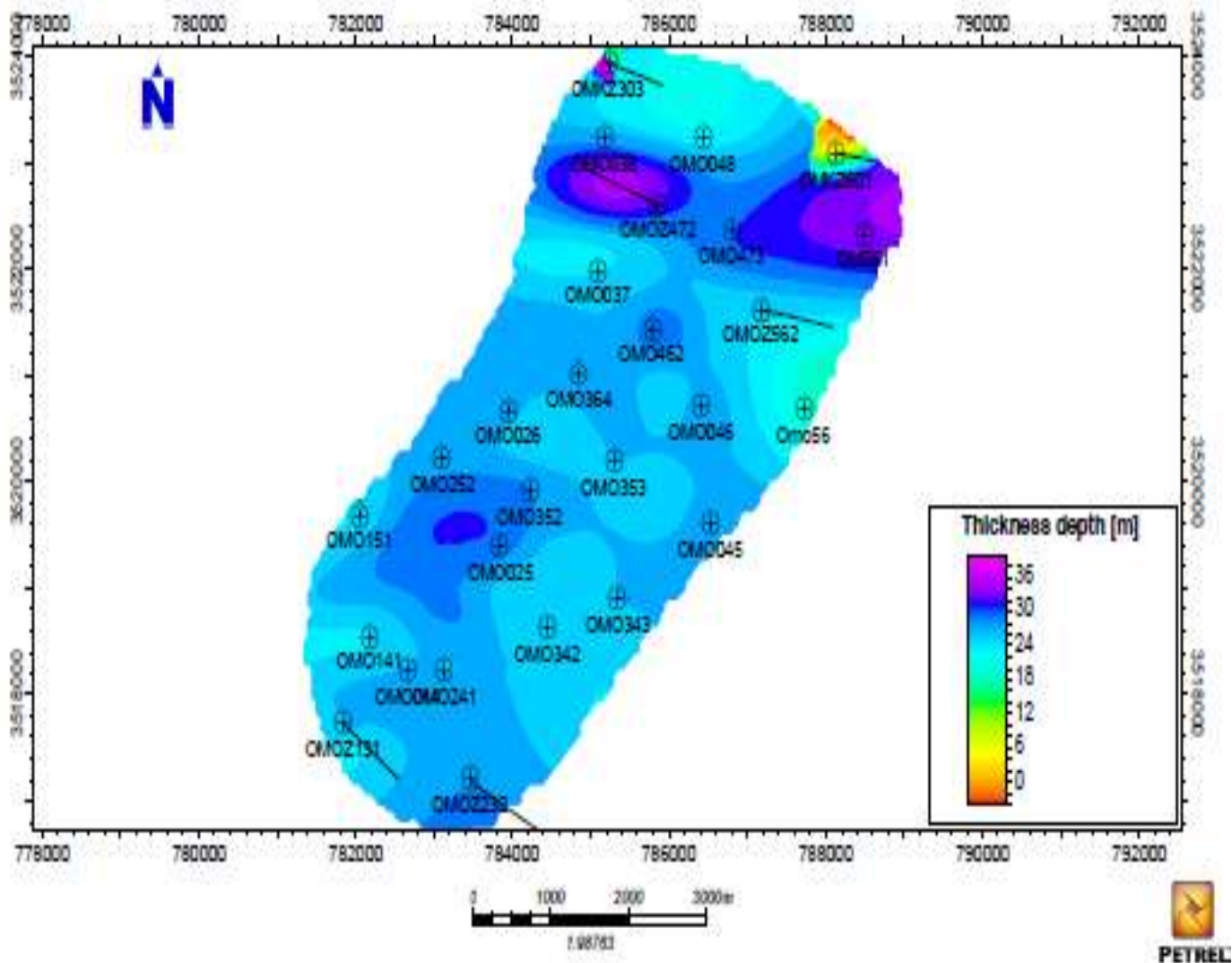


Fig.19 : Carte isopaque du drain D1

II.8.2.4. Carte isopaque de l'interdrains ID

A partir de cette carte on peut dire, l'effet d'érosion est forte au nord de la zone, et l'épaisseur diminue jusqu'à 1m. Mais la partie Sud de la zone contient une meilleure épaisseur entre 25m et 32m. (Fig.20)

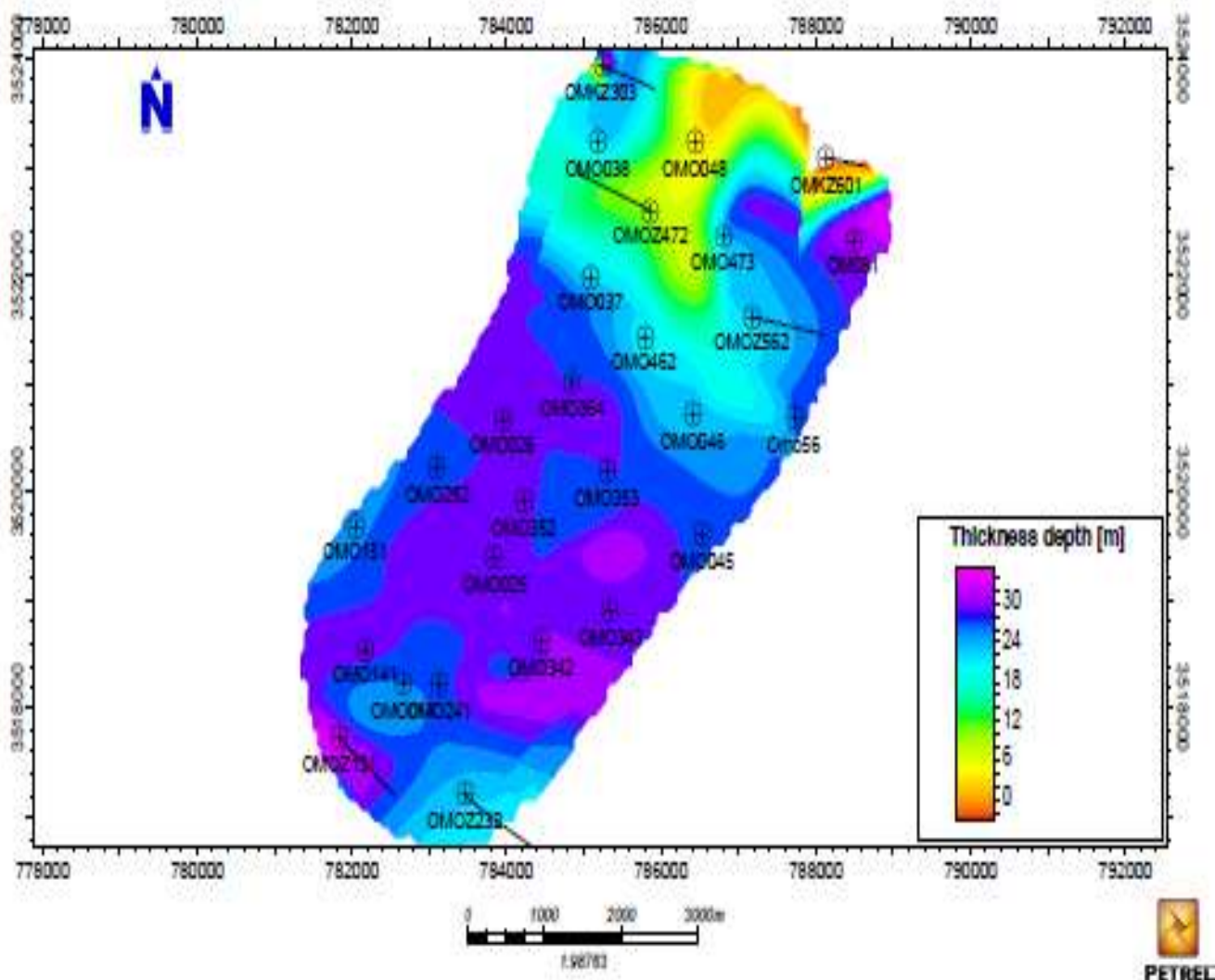


Fig.20 : Carte isopaque d'ID

II.8.2.5. Carte isopaque du drain D2

La partie nord du drain D2 est complètement érodée. Le segment de faille majeure ne touche ce drain que la tranche d'épaisseur entre 28m et 16m. La partie sud est érodée partialement, son épaisseur varie entre 4m au frontière et 26m dans le centre. (Fig.21)

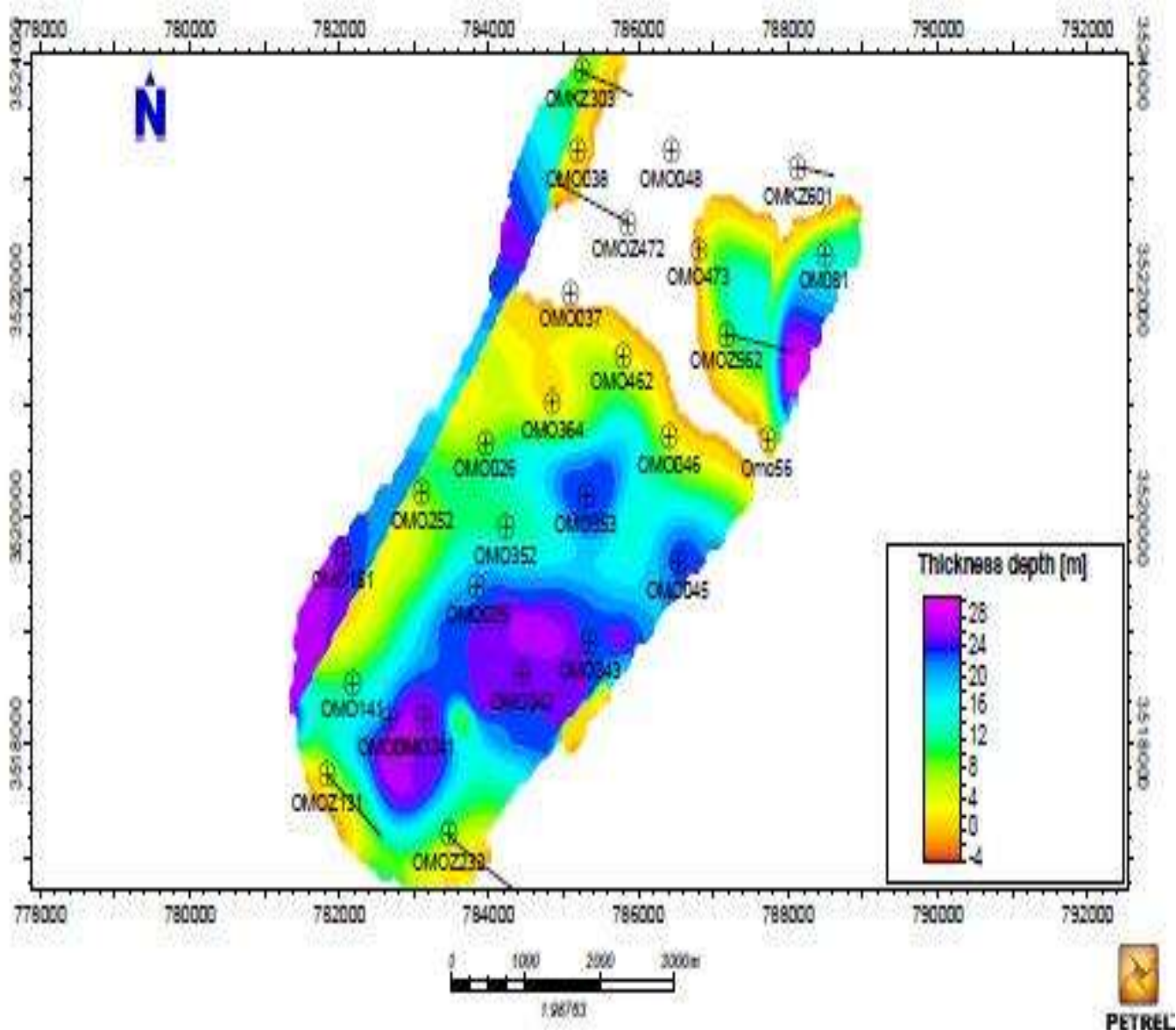


Fig.21 : carte isopaque de D2

II.8.3. Coupes géologiques et corrélation de la zone 7

Pour mieux visualiser l'extension des différents drains constituant le réservoir Ra dans la zone d'étude nous avons établi trois coupes géologiques recoupant les structures d'est en ouest (pour les deux premières coupes) et du sud au nord (pour la dernière). Les corrélations ont été faites à partir des logs de diagraphies qui sont aussi représentés.

- La première coupe (**Fig.24**) recoupe la zone 7 du S-E au N-O au nord de la zone et montre l'existence de deux blocs structuraux dans cette direction séparé par une faille inverse, on observe aussi l'absence du D4, D3, D2 dans le bloc nord, il existe un pendage considérable à l'est et un anticlinale dans le bloc ouest au niveau du puits (OMO048).

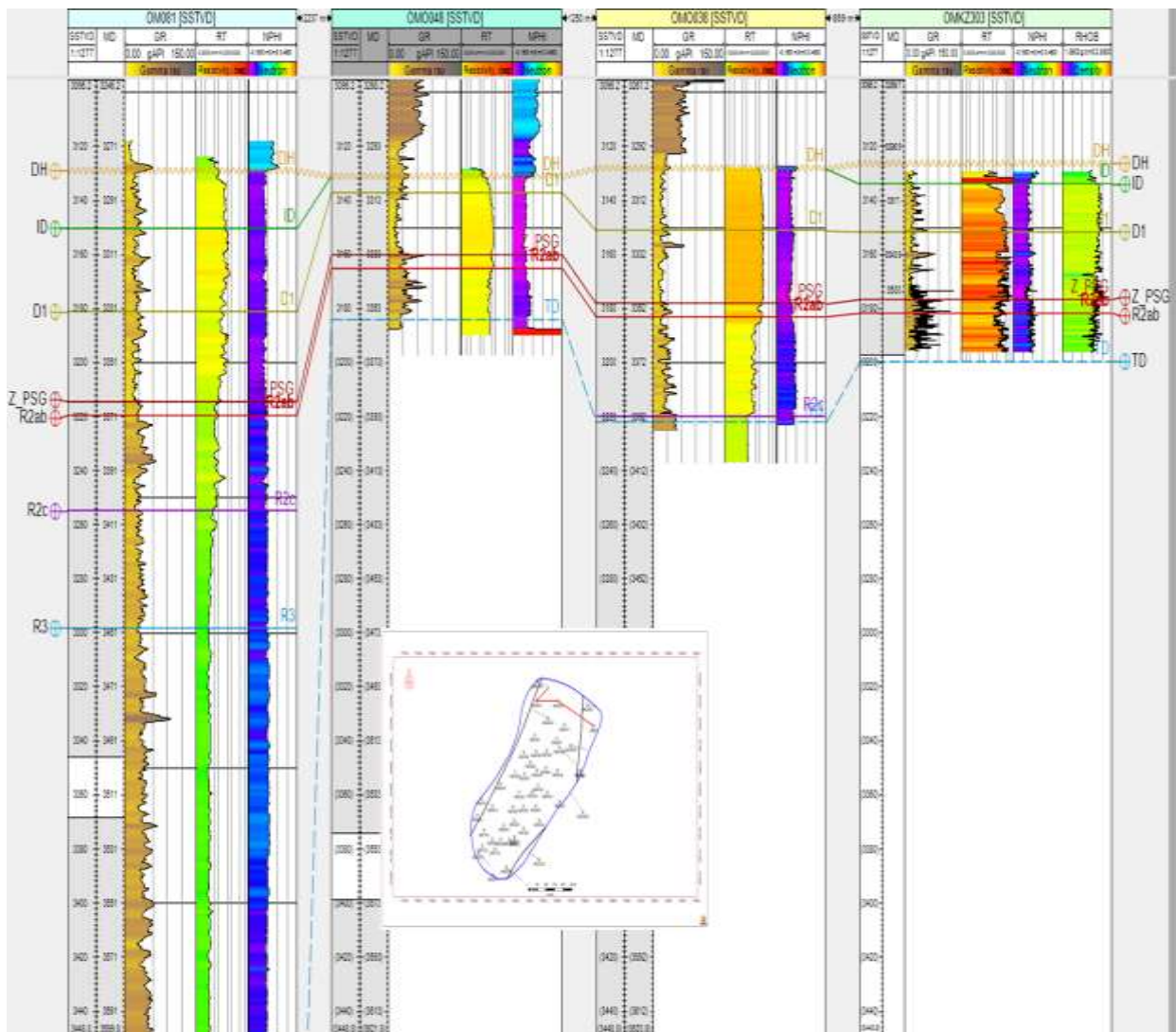


Fig.23 : Corrélation entre les puits (OMO81 – OMO48–OMO38–OMKZ303)

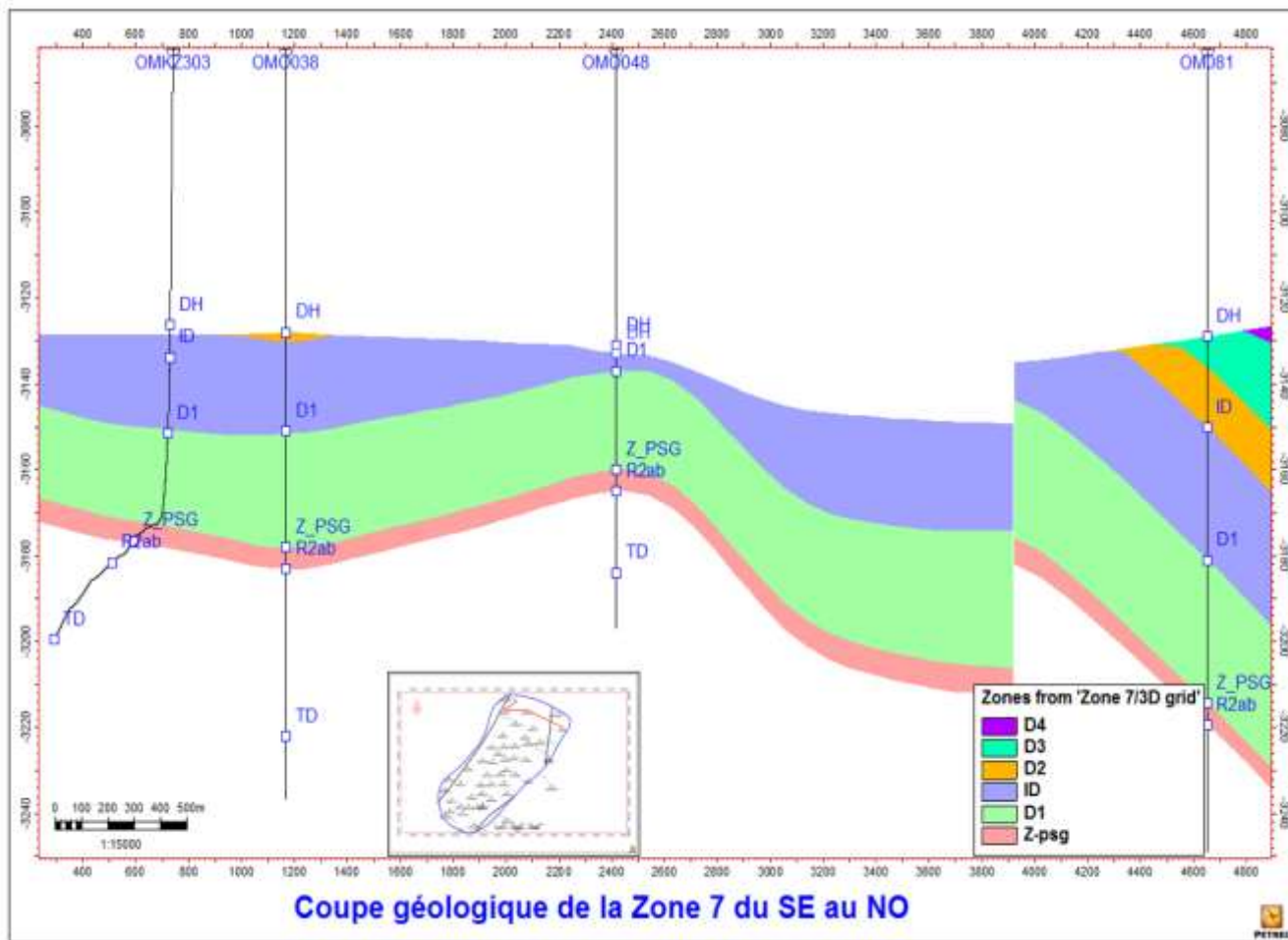


Fig.24 : Coupe géologique de la zone 7 du SE au NO

- La deuxième coupe (**Fig.26**) située au sud de la zone 7 recoupe les structures avec la même direction NO-SE. La coupe montre l'existence de 3 blocs structuraux séparé par deux faille, dans cette direction on trouve aussi l'absence de D4, D3, D2 dans le bloc est, et contrairement dans le bloc ouest ou le série des drains sont conservé complètement, l'érosion joue un rôle considérable au bloc centrale, a érodé D2 et D3 partialement le pendage dans cette coupe est négligeable, et les drains sont généralement tabulaire.

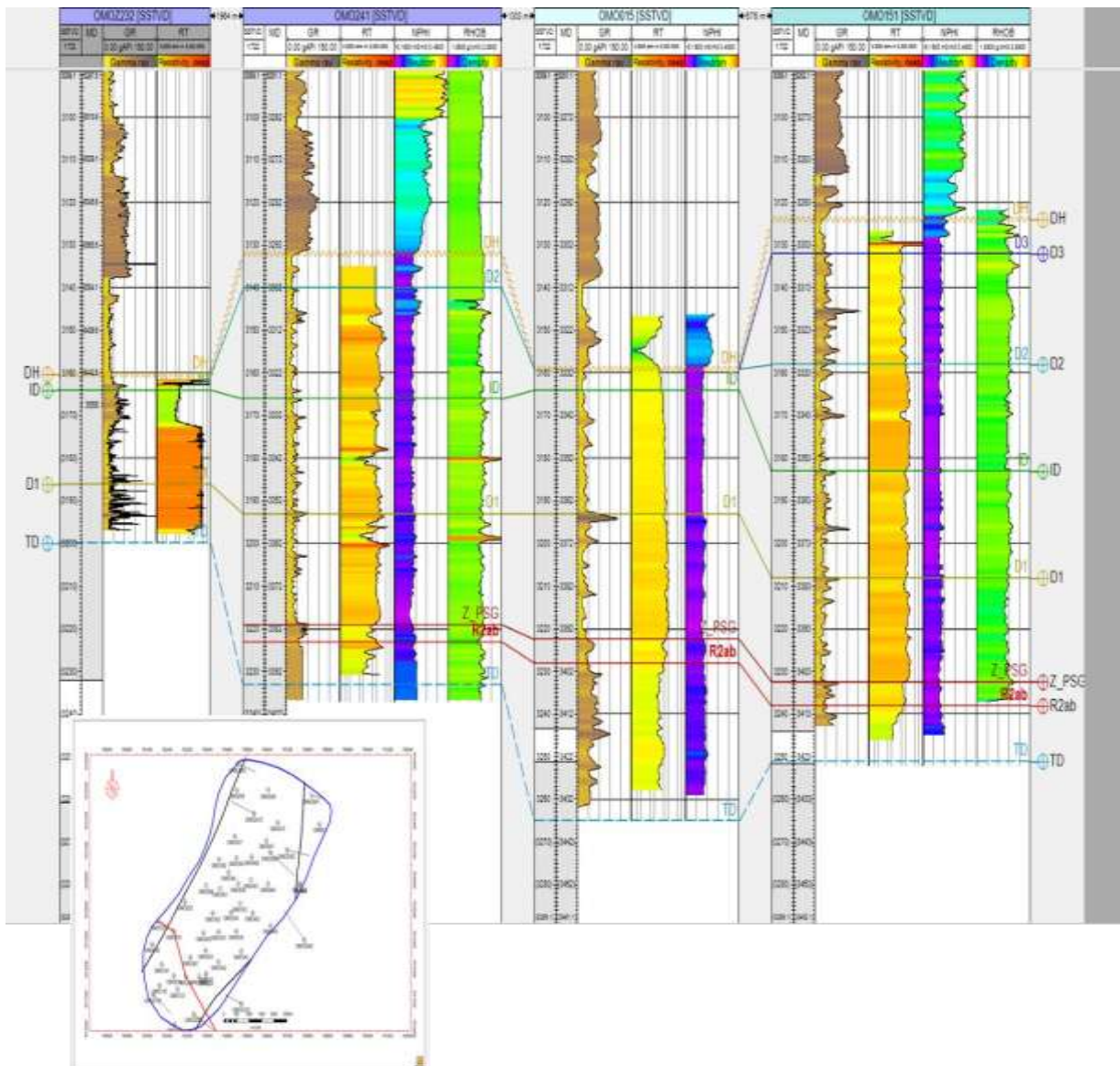


Fig.25 : Corrélation entre les puits (OMOZ232 – OMO241–OMO15–OMO151)

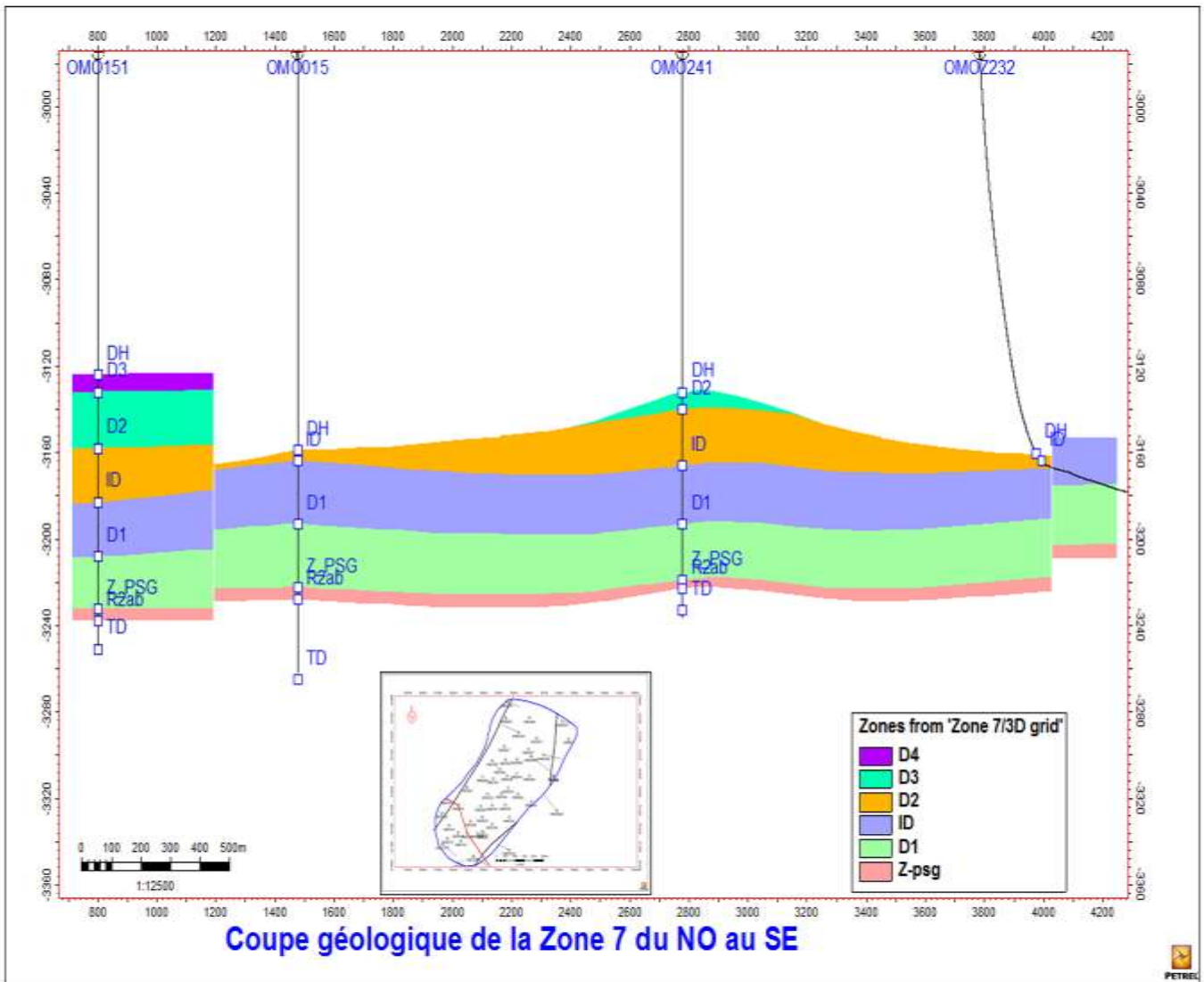


Fig.26 : Coupe géologique de la zone 7 du NO au SE

- La troisième coupe géologique (**Fig.28**) qui recoupe la zone 7 la partie du sud-ouest vers nord-Est, monte l'existence d'un seul bloc dans cette direction. On observe l'absence de D4 et la plus part de D3 qui a été affecté par l'érosion. On remarque un anticlinale centré sur les puits (OMO473 et OMO047).

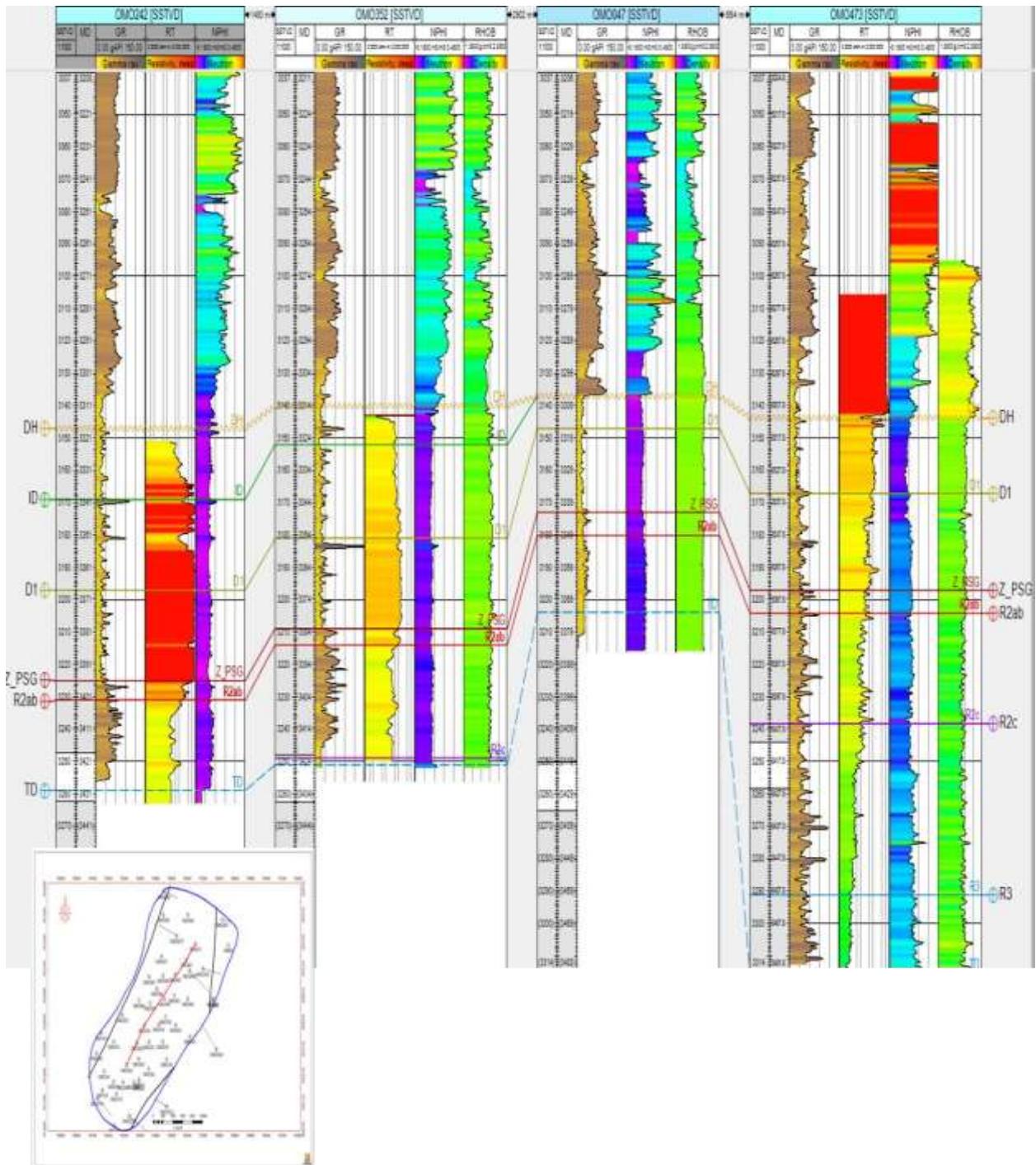


Fig.27 : Corrélation entre les puits (OMO242 – OMO352–OMO47–OMO473)

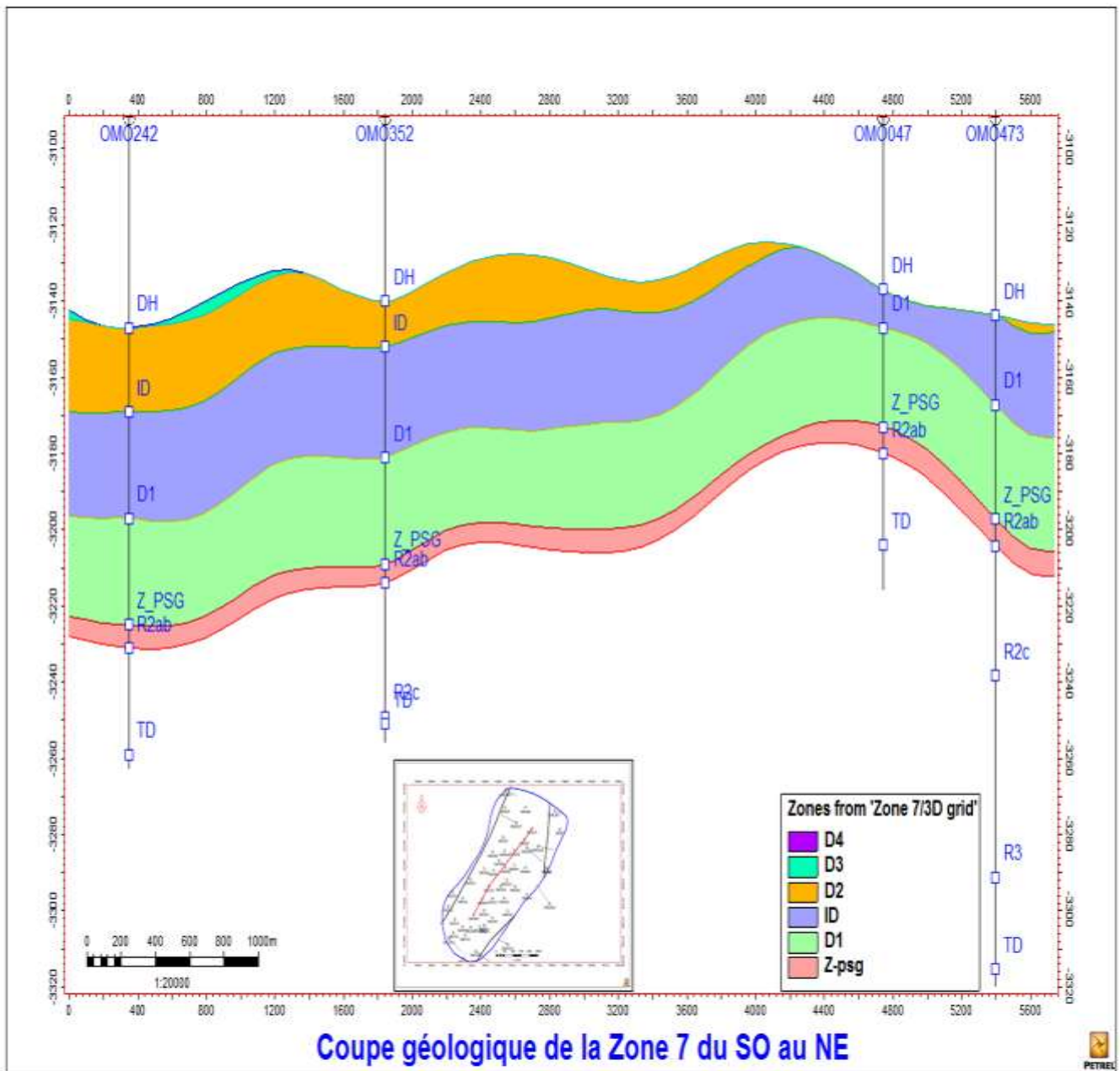


Fig.28 : Coupe géologique de la zone 7 du SO au NE

II.8.4. Conclusion

A partir de l'interprétation structurale de chaque drain on peut dire que :

- L'épaisseur est moyenne à forte et varie entre 40 m et 100 m sauf la partie nord qui subit une forte érosion surtout les drains D3 et D2.
- Les failles ont créé des barrières de pression qui encouragent la production assistée.
- Les anticlinaux observés dans les coupes géologiques qui peuvent être un milieu favorable de piégeage des hydrocarbures.

III.1. Introduction

En géologie pétrolière, chaque couche réservoir doit être caractérisée par des paramètres principaux. Ces paramètres s'expriment fondamentalement en termes de porosité, perméabilité. Dans la zone d'étude, nous avons jugé utile d'étudier l'évolution de ces différents paramètres pétrophysiques de réservoir Ra

III.2. Notion sur la porosité et la perméabilité

III.2.1. Porosité

La porosité gouverne notamment l'aptitude et la capacité volumique de stockage d'un réservoir. Deux principaux types de porosité peuvent être définis : une porosité matricielle dite primaire et une porosité de fracture dite secondaire (O.BOUR, 1997). Cette dernière régit fortement les capacités de stockage des fractures, qui sont généralement significativement inférieures à celles de la matrice environnante.

III.2.2. Perméabilité

La perméabilité détermine le comportement hydrodynamique du réservoir. Deux systèmes de perméabilité peuvent également être définis : la perméabilité de matrice et la perméabilité de fracture. Cette dernière est principalement fonction :

- du degré de fracturation des roches.
- de l'état d'ouverture des fractures.
- de leur type de remplissage.
- de la connectivité du réseau de fractures.
- et de la porosité, bien que de moindre façon.

L'ouverture ou la fermeture des fractures modifient la continuité des propriétés pétrophysiques et affectent ainsi l'écoulement et le transport des fluides à travers la roche. En conséquence, la perméabilité de fracture s'avère être plus faible que celle de la matrice poreuse environnante dans le cas de fractures barrières, et plus forte dans le cas de fractures conductrices (O.BOUR, 1997). L'influence des fractures se traduit généralement par un contrôle des écoulements fluides au sein du réservoir.

III.3. Interprétation des cartes d'isoporosité

A partir des données de diagraphies (électrique, GR, Neutron, densité, ...), nous avons calculé les paramètres pétrophysiques des différentes unités qui composent le réservoir Ra. Dans la partie suivante nous allons présenter ces paramètres sous forme de cartes iso-valeurs pour la porosité et la perméabilité.

III.3.1. Carte isoporosité de la zone de passage Z-psg

Généralement, la carte de la (Fig.29) montre que la zone de passage est caractérisée par des valeurs moyennes de porosité qui varient entre 5 et 12%. Les fortes valeurs de porosité sont observées au centre au niveau des puits (OMO025/OMO364/OMO026). Les valeurs de porosité diminuent lorsque nous dirigeons vers le nord et vers le sud. La valeur minimale qui est de l'ordre de 5% est enregistrée au puits OMO048.

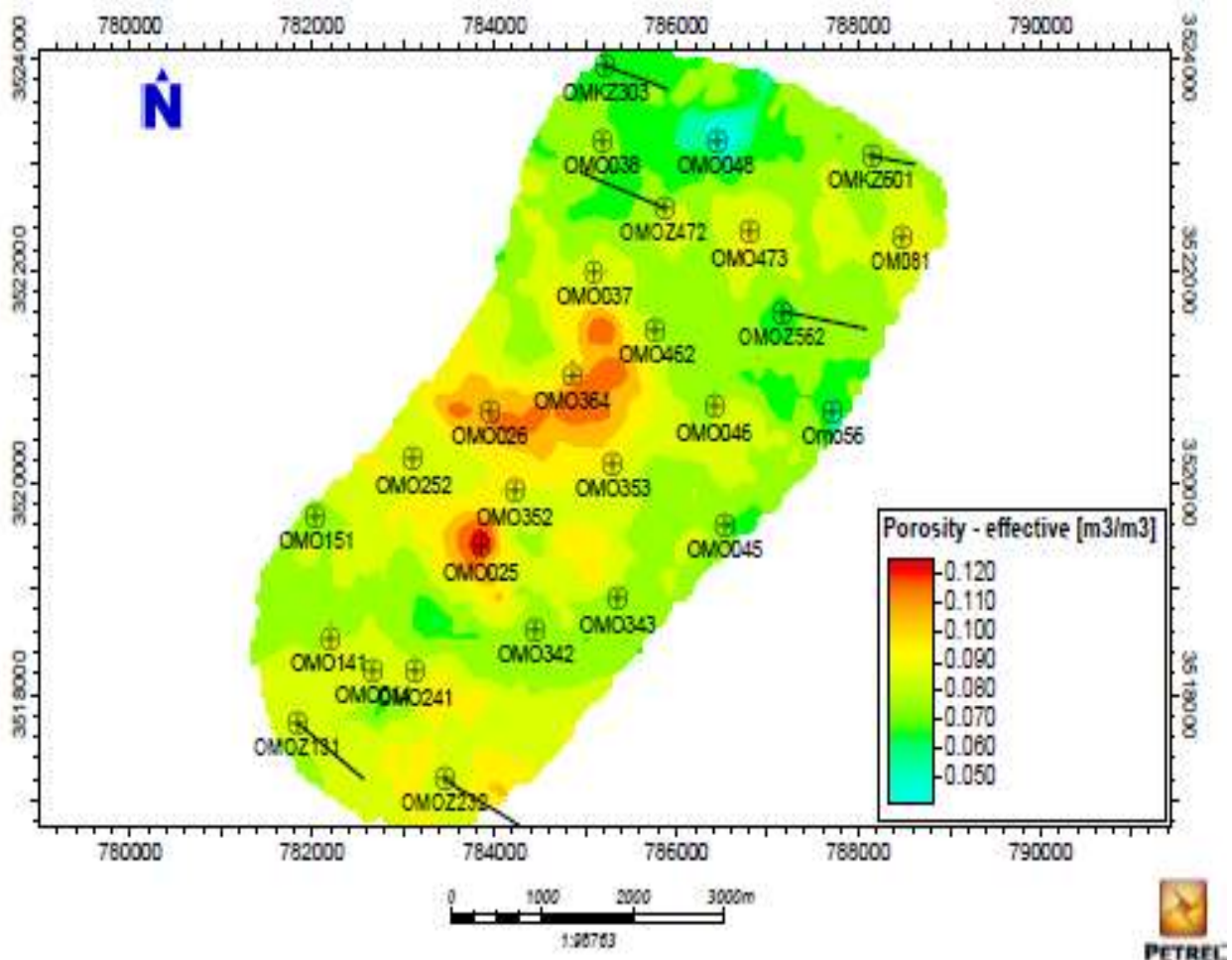


Fig.29 : Carte isoporosité de Z-psg

III.3.2. Carte isoporosite du drain D1

Généralement le drain D1 montre des valeurs moyennes à faible de 3 à 11%. Les valeurs de porosité sont bonnes dans le centre du secteur au niveau des puits (OMO026/OMO364/OMO025). Les valeurs de porosité diminuent en dirigeant vers le nord au niveau des puits (OMO048 et OMKZ303), et vers le sud et sud-est au niveau des puits (OMO056/OMO343/OMO141).(Fig.30)

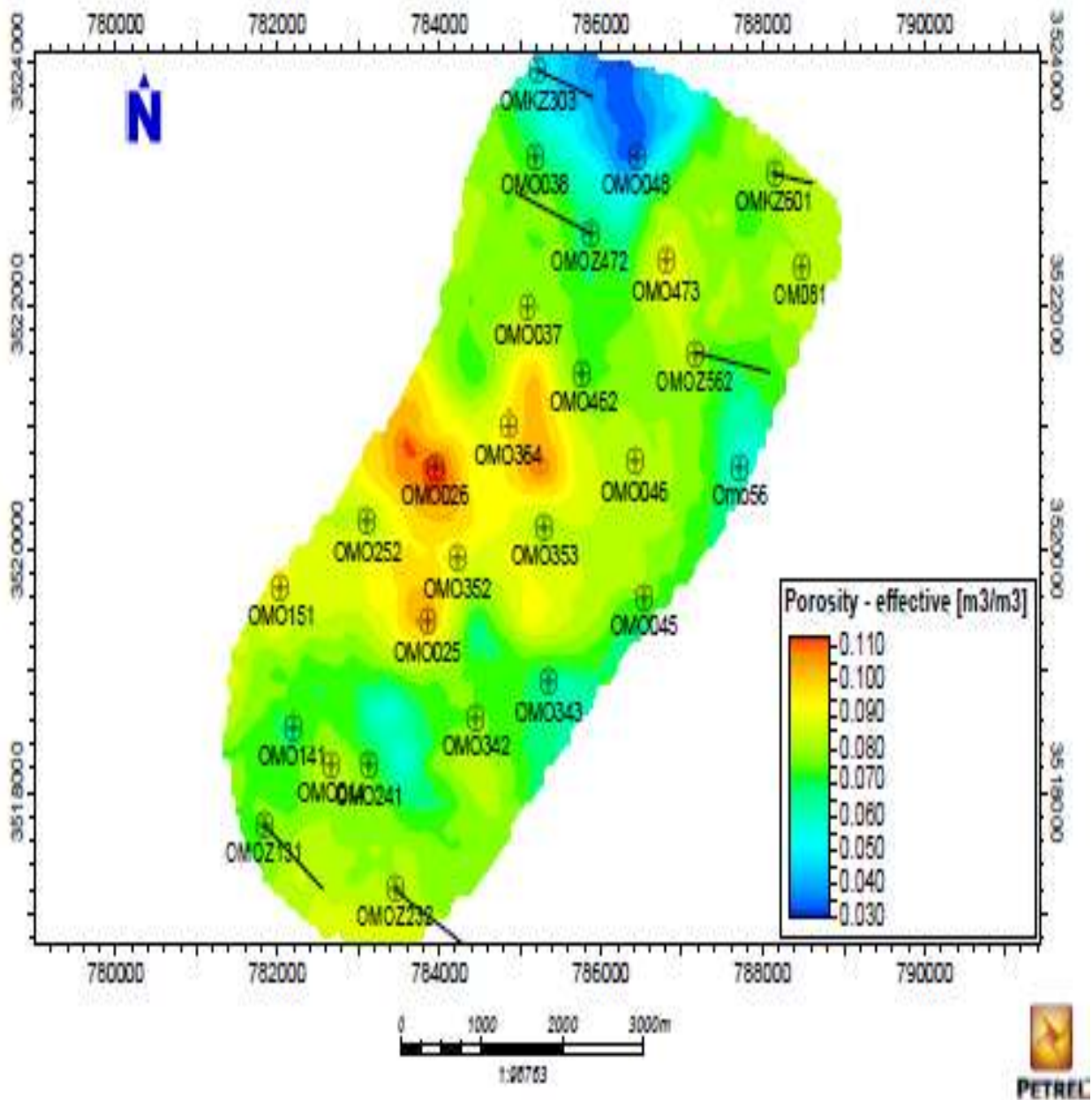


Fig.30 : carte isoporosité de D1

III.3.3. Carte isoporosité de l'interdrain ID

La carte de la figure suivante (**Fig.31**) montre que l'interdrain ID présente des valeurs relativement faibles et ne dépassent pas les 10%. Les valeurs de porosité sont fortes dans le centre de la carte au niveau des puits (OMO025/OMO364/OMO026). Une diminution des valeurs de porosité est observée en se dirigeant vers nord au niveau des puits (OMO048 et OMKZ303), et vers le sud.

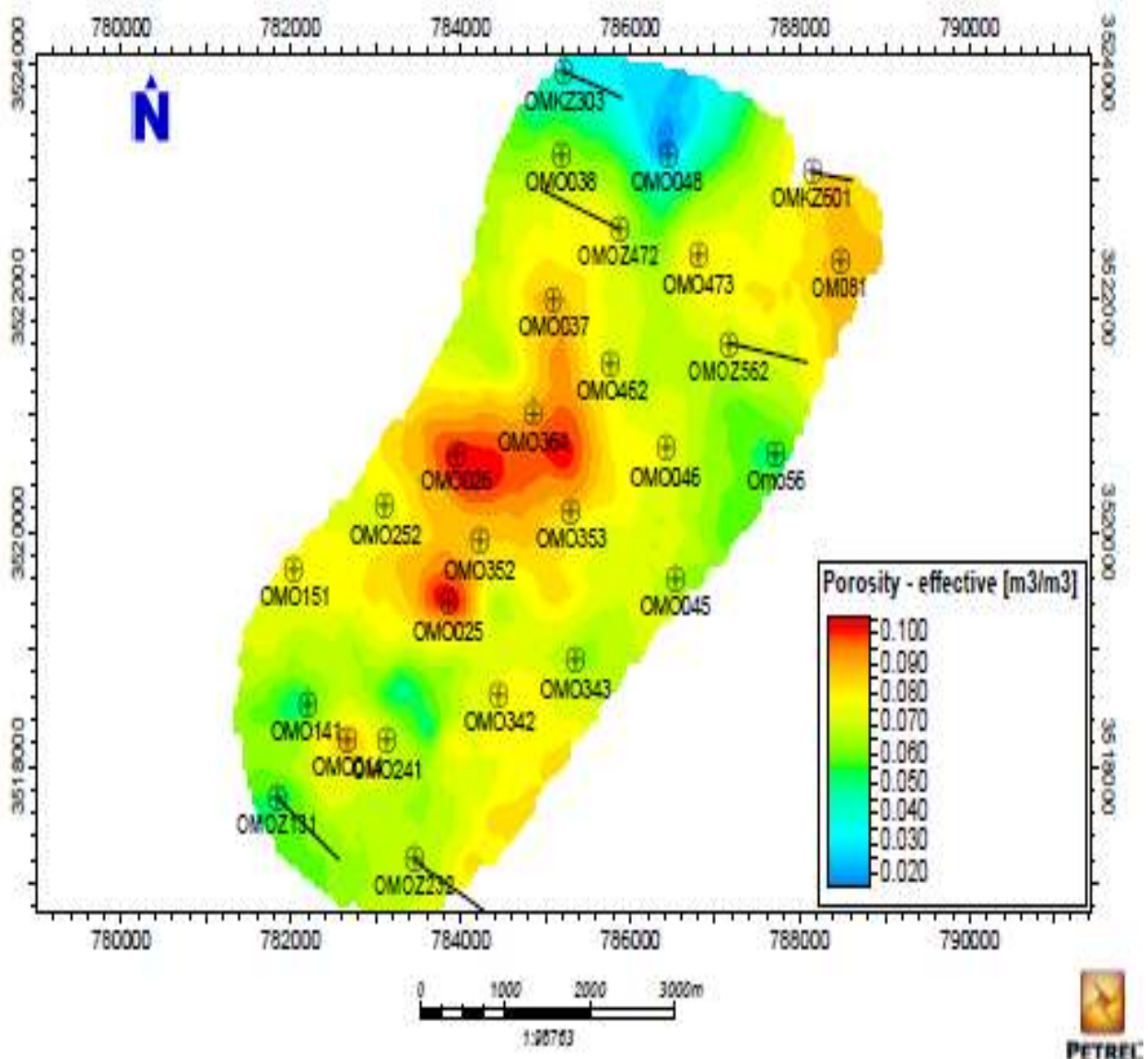


Fig.31 : Carte isoporosité d'ID

III.3.4. Carte isoporosité du drain D2

La partie centrale du drain D2 est marquée par des fortes porosités au niveau des puits (OMO025/OMO026/OMO364/OMO046/OMO364). La porosité diminue vers le sud et sud-ouest au niveau des puits (OMOZ131/OMO141), mais la partie nord est partiellement érodée et le reste de cette partie a une faible à moyenne porosité. (Fig.32)

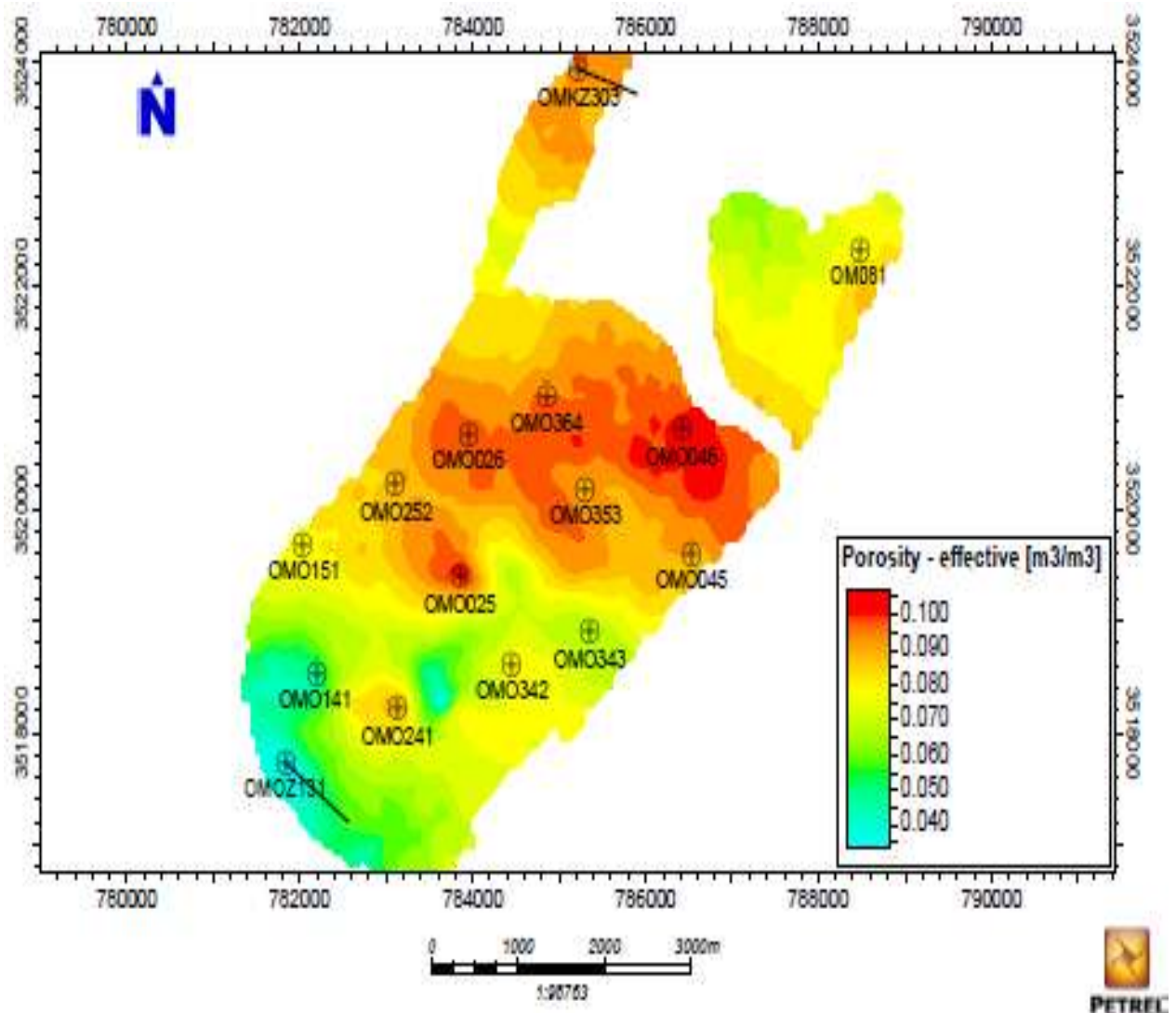


Fig.32 : Carte isoporosité de D2

III.3.5. Carte isoporosité du drain D3

L'érosion touche d'une façon intense la plupart du secteur, ce qui explique l'hétérogénéité de répartition des porosités. Des valeurs moyennes varient de 6% à 8% sont dominants sur une grande partie de la carte. Une valeur élevée est localisé dans le nord-est de la carte, qui atteint 9% au niveau de puits (OMO81). (Fig.33)

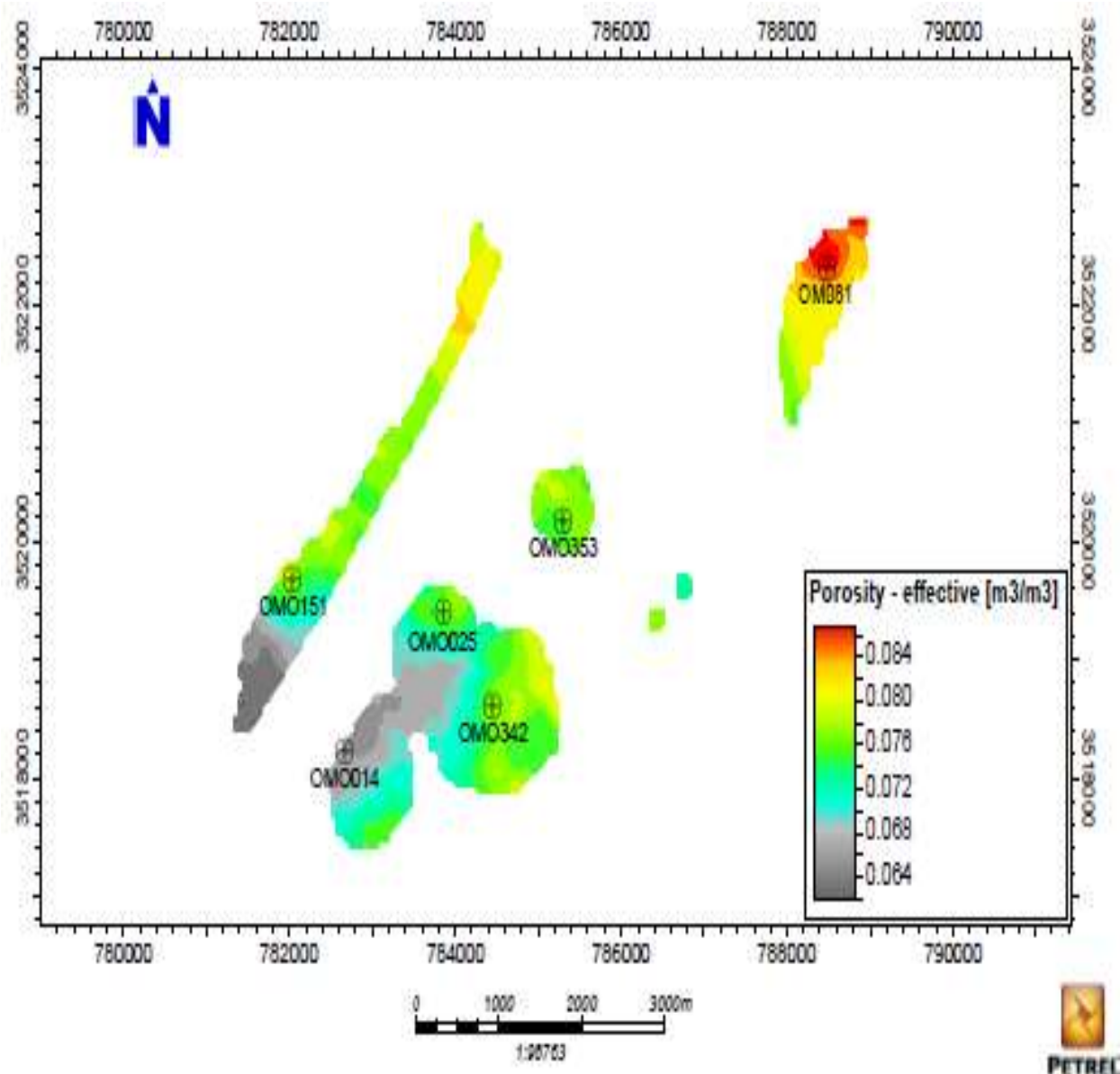


Fig.33 : Carte isoporosité de D3

III.4. Interprétation des cartes isoperméabilité

III.4.1. Carte isoperméabilité de la zone de passage Z-psg

La perméabilité de cette zone Z-psg est forte et homogène (Fig.34). Elle varie entre 180mD au centre de drain a grand extension au niveau des puits (OMO025/OMO462/OMO353) et tend vers le nord et extrême nord-est, et 10mD au sud-ouest et la partie la partie est.

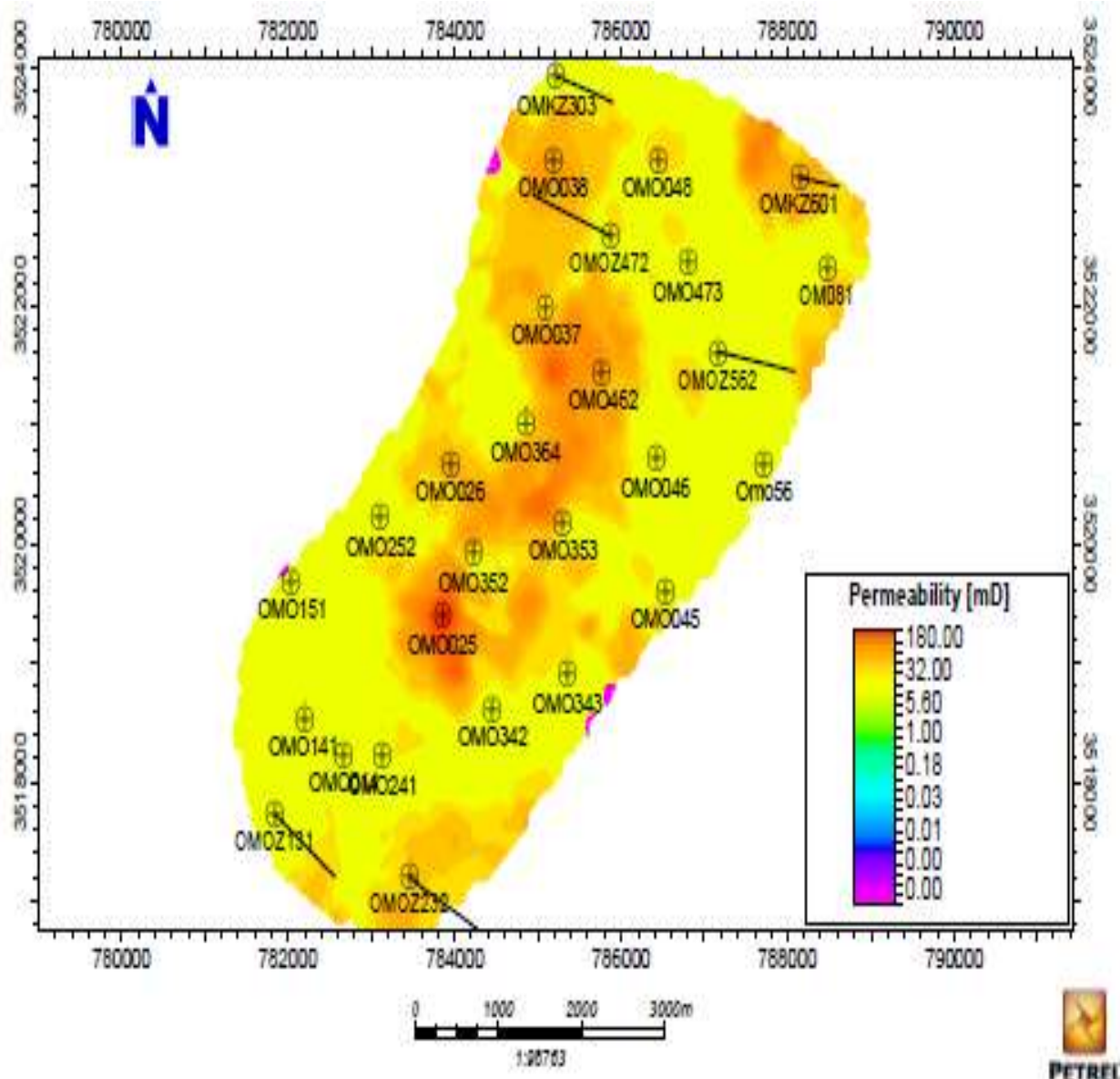


Fig.34 : Carte isoperméabilité de Z-psg

III.4.2. Carte isoperméabilité du drain D1

La répartition de perméabilité de D1 est généralement hétérogène. La perméabilité dans D1 est forte, surtout au niveau de la partie centrale avec une grande extension dépassant les 100 mD au niveau des puits (OMO026/OMO364/OMO352). La perméabilité diminue vers le sud et le nord-est jusqu'à 5 mD. (Fig.35)

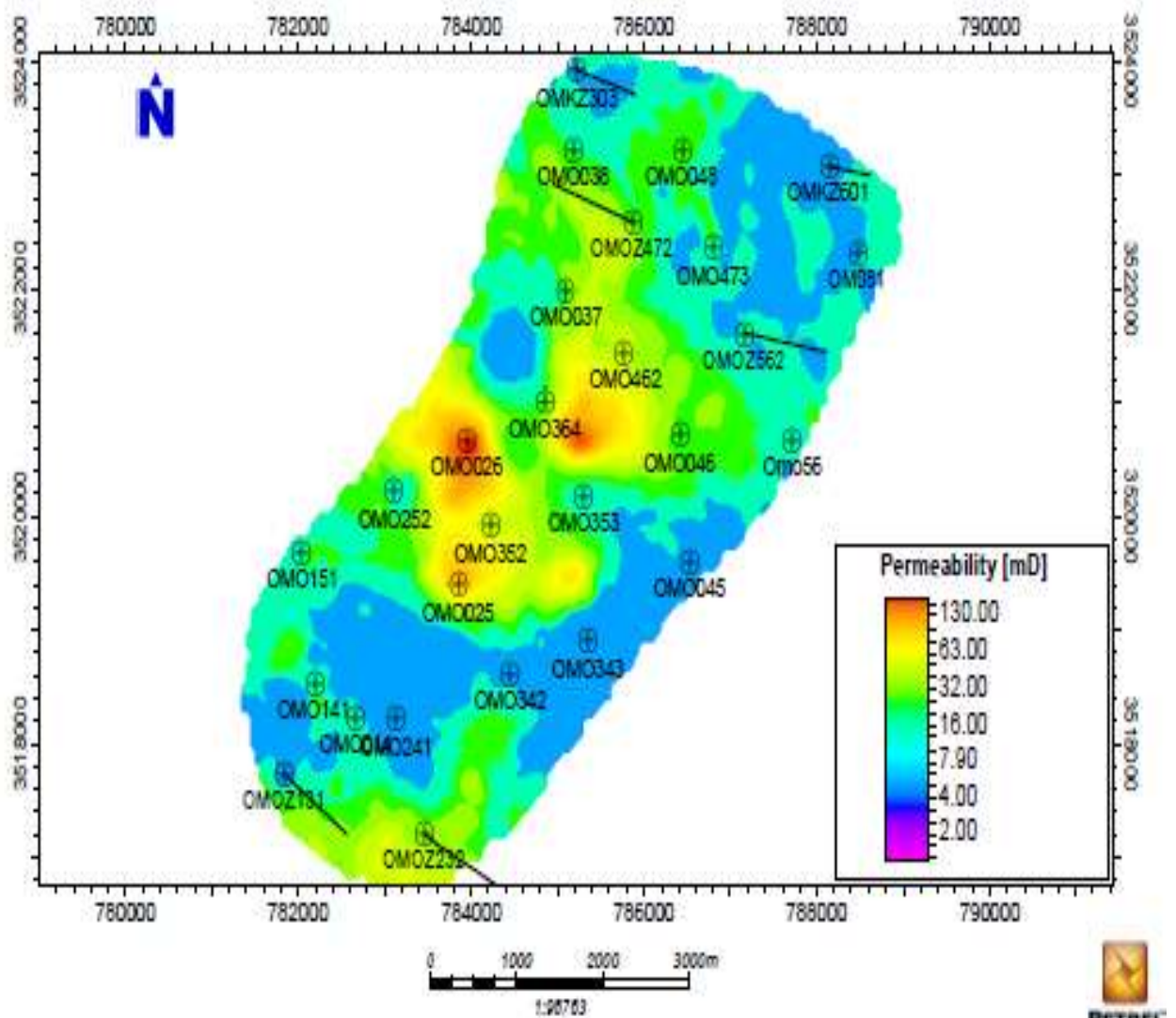


Fig.35 : Carte isoperméabilité de D1

II.4.4. Carte isoperméabilité du drain D2

La partie centrale du drain D2 est marquée par une excellente perméabilité qui dépasse 125mD (Fig.37). Le sud de ce drain contient une perméabilité homogène de 5mD, mais la partie nord est partiellement érodée et le reste de cette partie a une moyenne à forte perméabilité.

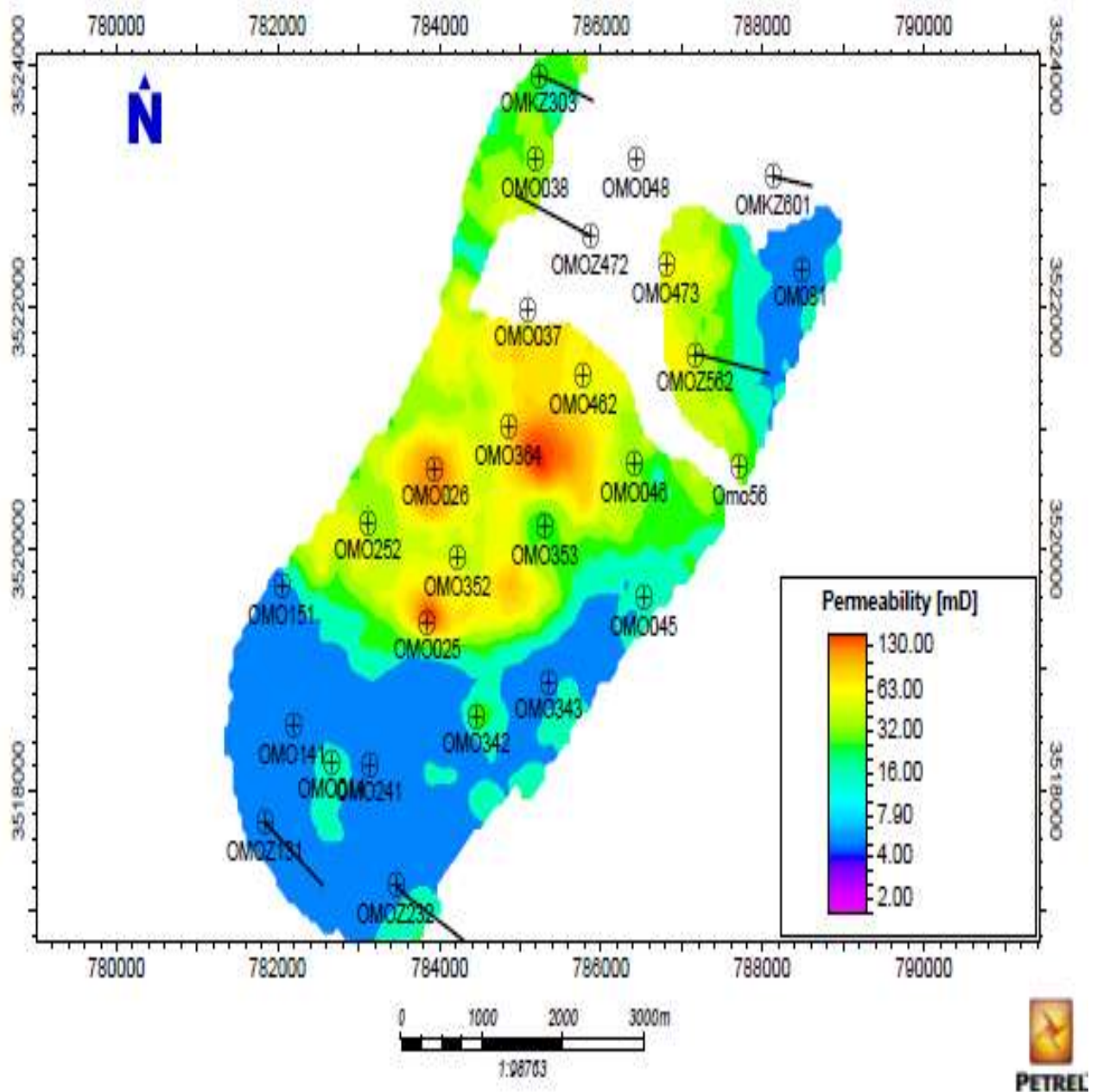


Fig.37 : Carte isoperméabilité de D2

III.4.5. Carte isoperméabilité du drain D3

La plus part du drain D3 est érodée (**Fig.38**), et le reste contient des moyennes perméabilités, cette dernière varié entre 16mD au segment de la faille mineur au nord, jusqu'à 8mD au segment de la faille majeure et 3mD au le reste de segment principale.

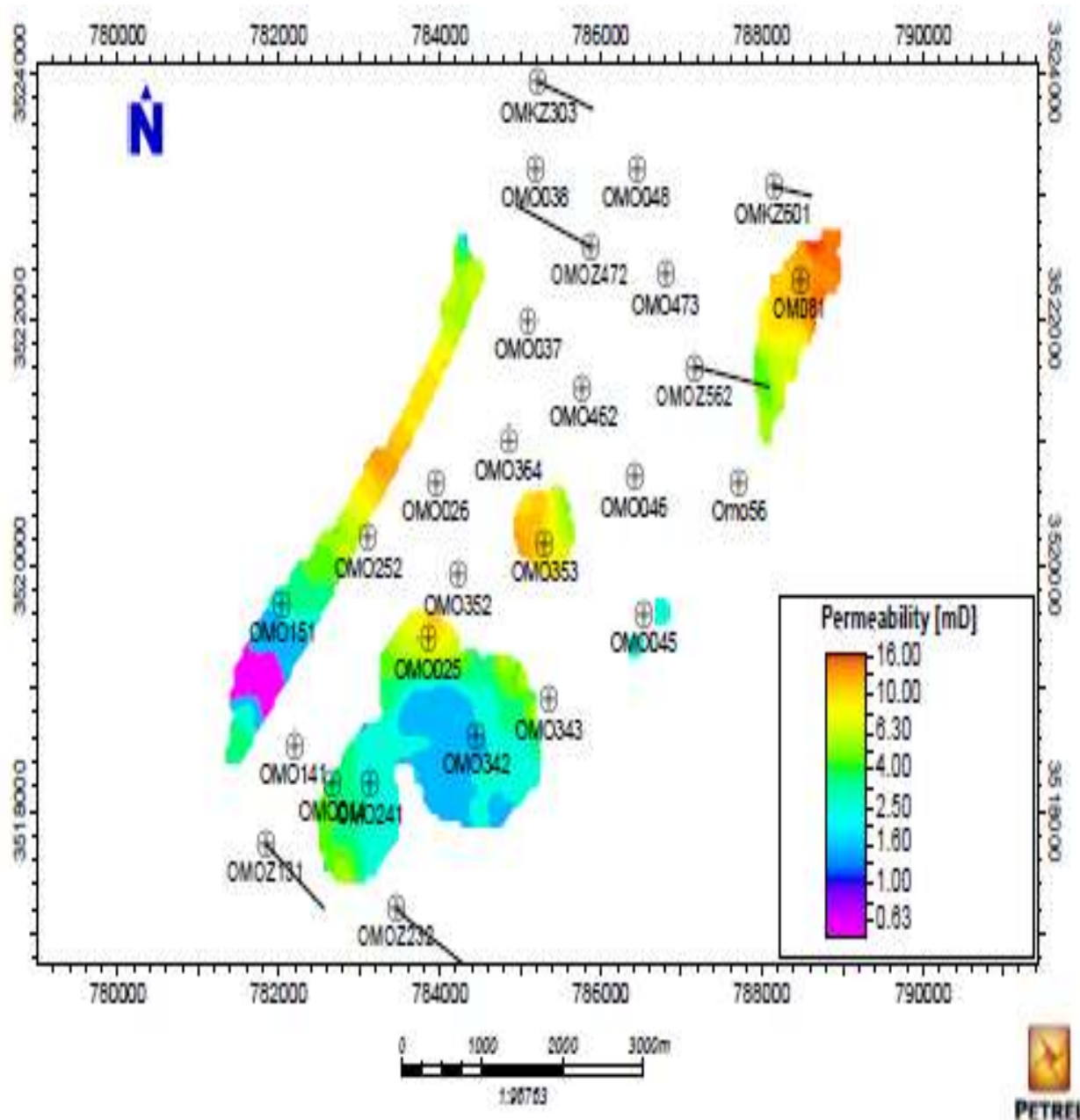


Fig.38 : Carte isoperméabilité de D3

III.5. Conclusion

Le centre de la zone 7 contient de bonnes caractéristiques pétrophysiques marqués par une forte porosité qui touche les 12% et de très bonnes perméabilités qui dépassent les 120 mD dans quelque partie de zone.

Cela s'explique par la densité des failles apparemment ouvertes, c'est pourquoi les drains qui seront candidats au short radius seront caractérisés dans ce secteur. **(Fig. 8)**

IV.1. Introduction

La première expérience du forage horizontal est d’origine Russe. Elle a été reprise et perfectionnée par les Américains. Le premier forage horizontal en Algérie a eu lieu à Hassi R’mel en 1992. ce type de forage a permis de donner les résultats remarquables, vu que cette méthode a facilité l’exploitation des réservoirs à faible perméabilité, à réduire le nombre de puits verticaux et à obtenir de meilleurs débits avec un temps de percé plus long lorsque les puits produisent avec un cône d’eau ou de gaz. Aujourd’hui, plus de 12000 forages horizontaux sont forés dans le monde.

Un tel succès ne s’explique que par des résultats excellents obtenus grâce à la technique du forage horizontal, malgré quelque raté, surtout au début. Ce succès a été rendu possible par une rapide évolution technologique des équipements.

Les paramètres de forage horizontal sont extraits du mémoire de DAHA BRAHIM 2008 (Annexe 1)

IV.2. Classification des puits horizontaux

La figure 39 donne un aperçu des puits horizontaux

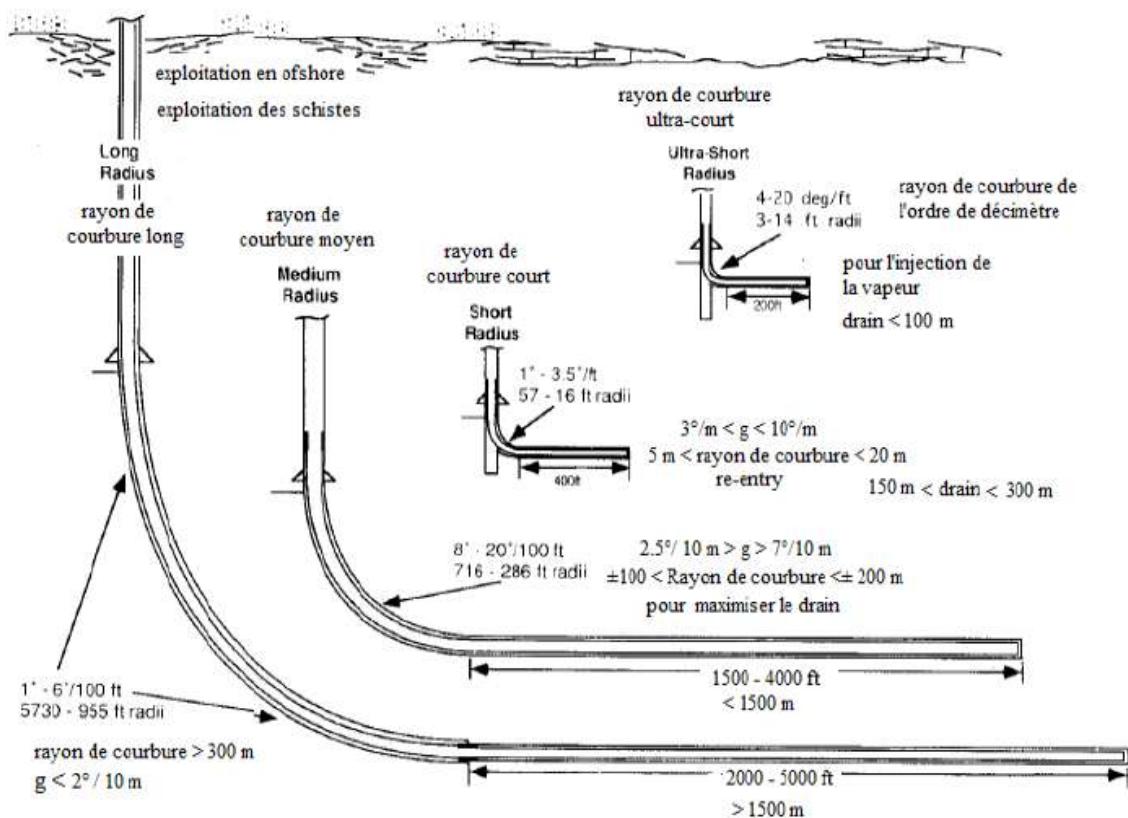


Fig.39 : Classification des puits horizontaux (document internet)

IV.3. La technique de Short radius

IV.3.1. Introduction

La première technique dite en short radius a été introduite à Hassi Messaoud pour le puits MD218 dont le but d'exploiter des réserves condamnées dans des puits classé fermé, sec ou à faible production.

Elle consiste à traversé horizontalement les intervalles contenant encours des hydrocarbures et soustraire ses réserves au moindre cout et au moindre risque. Donc l'objectif de tel ouvrage est quasi économique et technique.

Pour la description des puits en short radius conféré annexe 1

IV.3.2. Paramètres de sélection de short radius

- IL faut Sélectionner des puits (conféré Annexe 1)
- Sélectionner le drain à cibler (conféré Annexe 1)
- choisir l'azimut (conféré Annexe 1)
 - Connaitre les paramètres intra puits
 - Ainsi que les paramètres extra puits

IV.4. Les puits candidats en Short radius

Les puits qui sont choisis dans cette étude sont situés dans la partie centrale où il y a des paramètres pétrophysique encourageante. (Sonatrach, 2010)

IV.4.1. OMO243

IV.4.1.1. Présentation du puits

Puits sec, foré en 21/10/2001, situé à la partie centrale de la zone 7 (**Fig.40**), fermé en 14/09/2008

Coordonnées :

X=812521.10 Zsol=135.66

Y=135665.35 Ztable=143.31

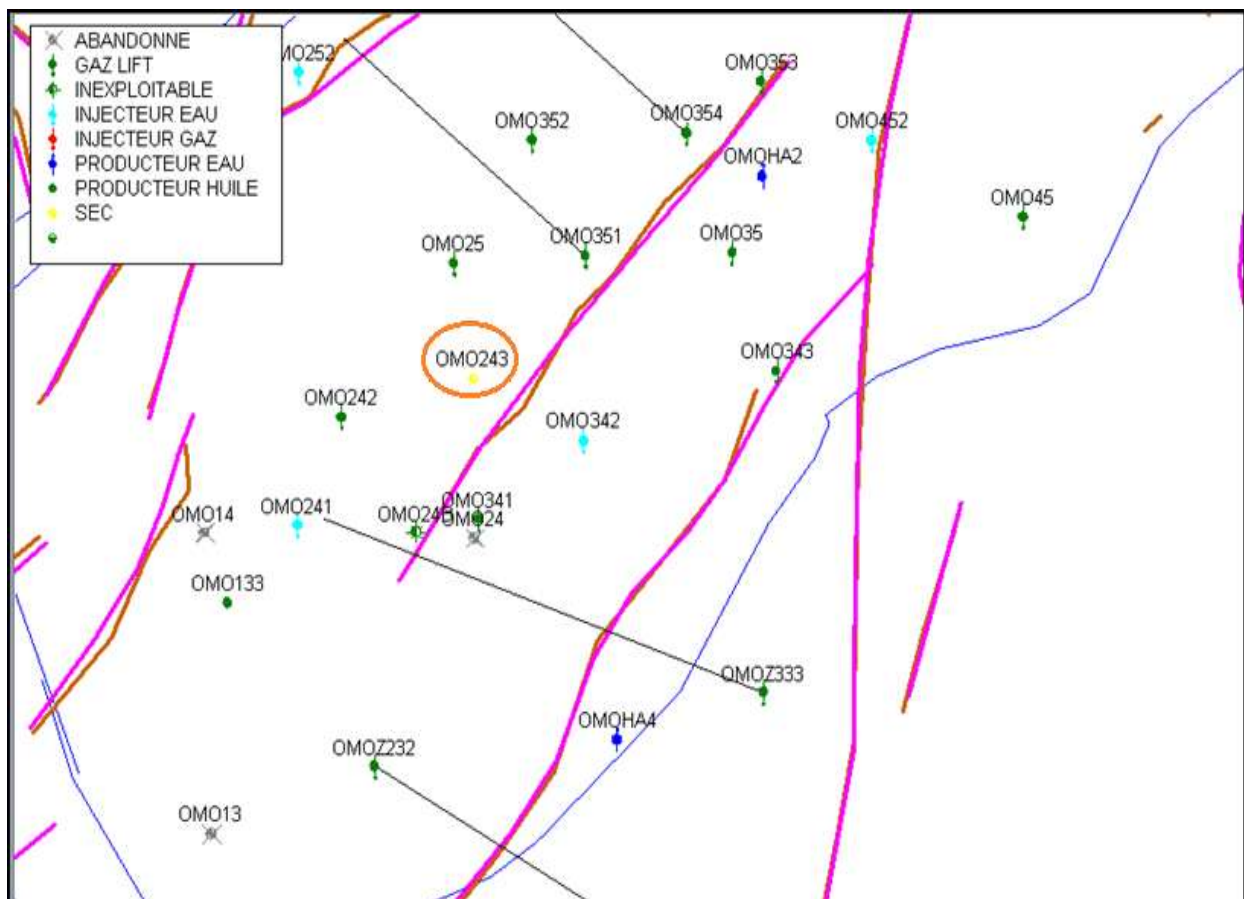


Fig.40 : position du puits OMO243

(Document sonatrach/Division production, 2010)

IV.4.1.2. Caractéristiques du réservoir

a) Caractéristiques pétrophysique

Drain	Profondeur (m)	Epaisseur (m)	Vsh (%)	Ø(%)
D2	3320- 3345	25	12.04	8.81
ID	3345 –3372.5	27	14.54	7.39
D1	3372.5 - 3398	25.5	17.90	9.01

Tableau.1 : Caractéristiques pétrophysique des différents drains
(Sonatrach, 2010)

- Réservoir complètement foré
- Elan non fait

b) Aspect structural

- La carte en écorchée sous la discordance hercynienne (**Fig.41**) montre une structure où la discordance a érodé le D5, D4 et une partie du D3.
- La carte en isobathe au toit de la discordance hercynienne (**Fig.42**) montre que le puits OMO243 est sur un monoclinal local à pendage Est-Ouest.
- Le puits OMO 243 est limité à l'est par une faille NE-SW.
- Le plan d'eau théorique -3300 m.

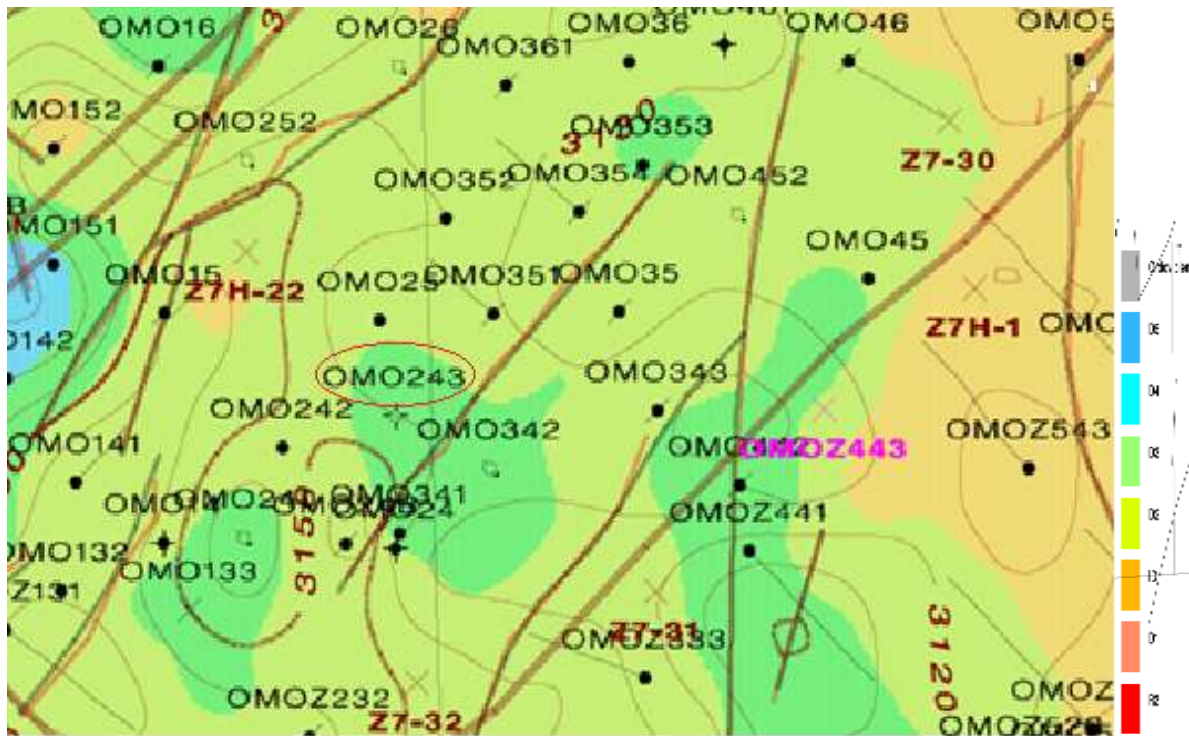


Fig.41 : Carte en Ecorche sous la discordance hercynienne
 (Document sonatrach/Division production, 2010)

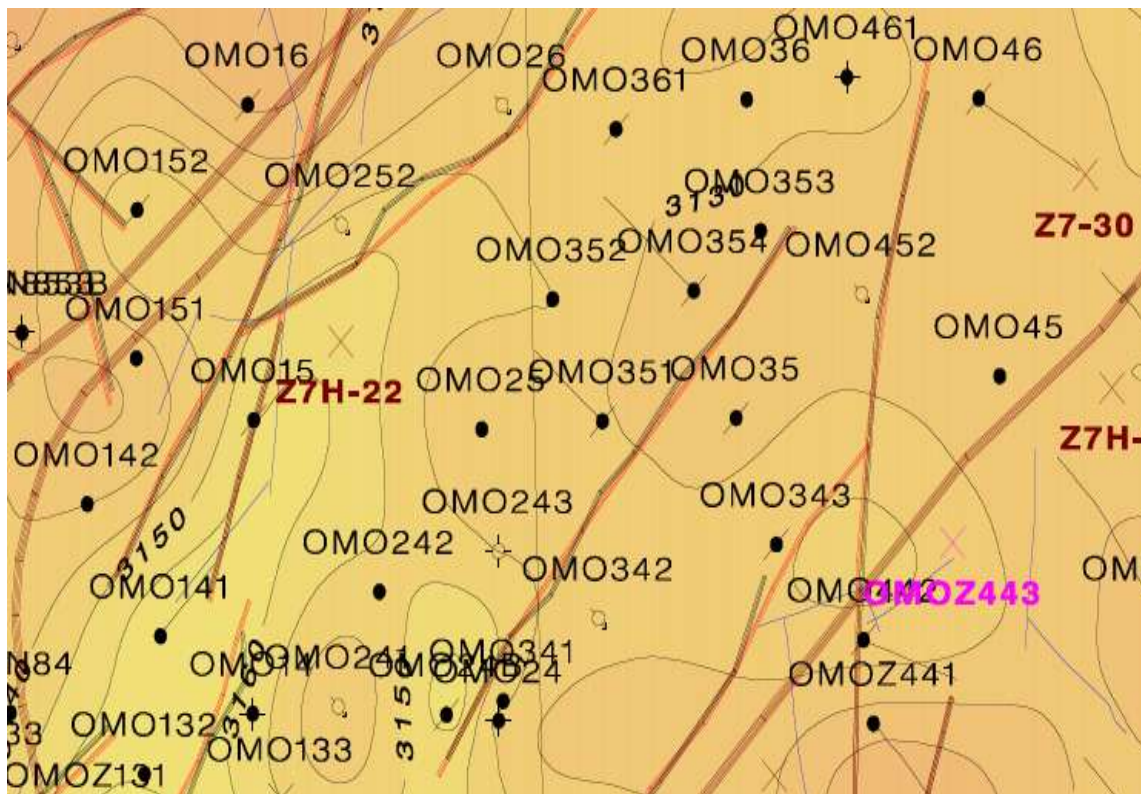


Fig.42 : Carte en Isobathe au toit de la discordance hercynienne
 (Document sonatrach/Division production, 2010)

IV.4.1.3. Caractéristiques des puits voisins

Le tableau ci-dessous représente les différents paramètres des puits voisins au puit OMO243 :

Puits	Situation	Drain	IP	PG	GOR	WC	Oil cum (m ³)	Oil rate(m ³ /h)
OMO25	Producteur Huile Ferme	-	0.052	92.27	3013	-	804102.66	1.06
OMO351	Producteur Huile Ouvert	D1	0.205	96.51	559	-	261416.37	4.92
OMO242	Producteur Huile Ouvert	-	0.083	112.5	392	19%	1742906.6	3.95
OMO 341	Producteur Huile Ouvert	-	0.118	108.44	1274	7%	390914.64	1.99
OMO35	Producteur Huile Ouvert	-	-	253.83	192.7	75%	7685298	0.53
OMO343	Producteur Huile Ferme	-	-	246	2391	-	1727578.42	0.89
OMO342	Injecteur D'eau	-	-	104	6817	-	799113	-

Tableau.2 : Déférénts parametres des puits voisins au puit OMO243
(Sonatrach, 2010)

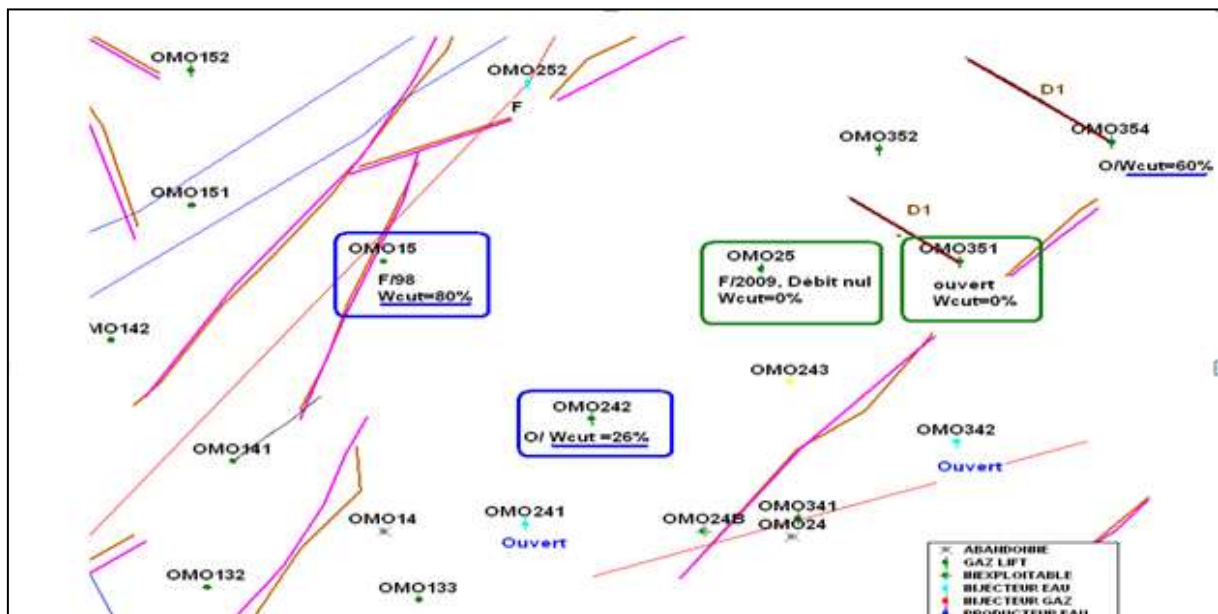


Fig.43 : Situation des puits voisins
(Document sonatrach /Division production, 2010)

IV.4.1.4. Conclusion

A partir de l'étude des caractéristiques pétrophysique (chapitre 3) les drains D1 et D2 sont retenus :

- Les drains D1 et D2 possèdent de bonnes caractéristiques pétrophysiques.
- les drains D1 et D2 constituent les meilleures cibles à explorer pour un Short radius.
- Le réservoir du puits OMO243 possède une très faible pression de gisement (Sonatrach, 2010)

IV.4.2. OMO25

IV.4.2.1. Présentation du puits

Foré en 22/03/1971, situé à la partie centrale de la zone 7 (**Fig.44**), fermé en 02/05/2009 à cause de faible débit

Coordonnées :

X=812420.70 Zsol=130.67

Y=135166.40 Ztable=159.07

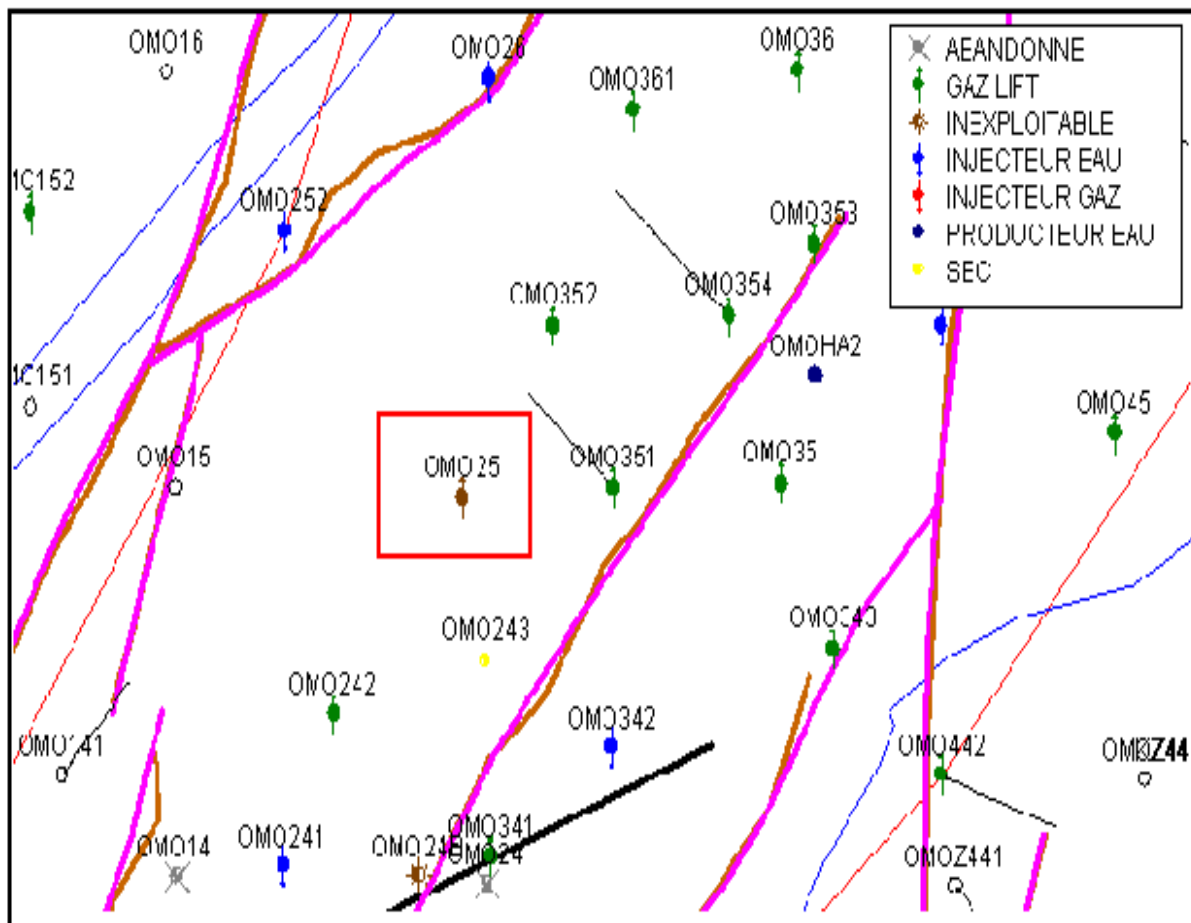


Fig.44 : position du puits OMO25

(Document sonatrach/Division production, 2010)

IV.4.2.2. Caractéristiques du réservoir

a) Caractéristiques pétrophysique

Drain	Profondeur (m)	Epaisseur (m)	V _{sh} (%)	Ø (%)
D2	3303 - 3325	22	11.24	7.61
ID	3325 – 3354	29	13.66	6.98
D1	3354 - 3383	29	16.70	7.81

Tableau.3 : Caractéristiques pétrophysique des différents drains
(Sonatrach, 2010)

b) Aspect structural

- Le puits OMO25 est situé au centre entre deux puits injecteur d'eau OMO252 (R2 - 3201m) dans le Nord-Ouest et OMO342 (R2 -3225m) dans le Sud- Est.
- La carte en écorchée sous la discordance hercynienne (**Fig.45**) montre une structure où la discordance a érodé le D5, D4 et une partie du D3.
- La carte en isobathe au toit de la discordance hercynienne (**Fig.46**) montre que le puits OMO25 est sur un monoclinal local à pendage Est-Ouest.
- Le puits OMO 243 est limité à l'est par une faille NE-SW.



Fig.45 : Carte en Ecorche sous la discordance hercynienne
(Document sonatrach/Division production, 2010)

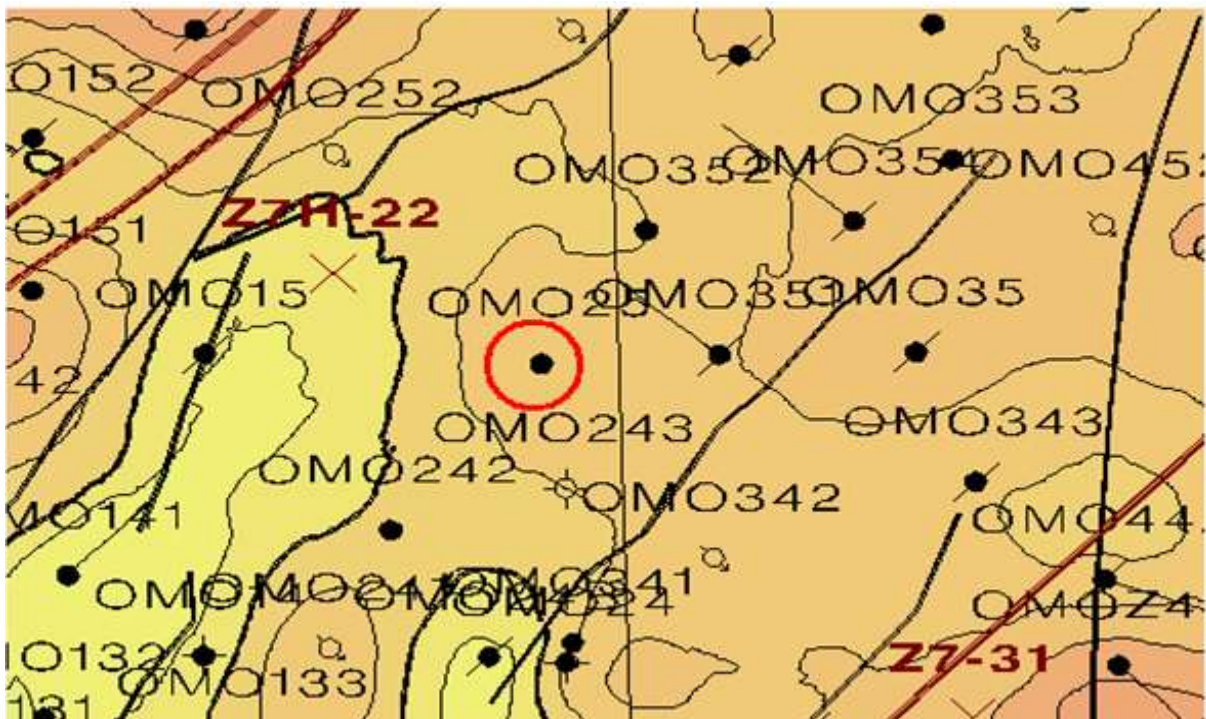


Fig.46 : Carte en Isobathe au toit de la discordance hercynienne
(Document sonatrach/Division production, 2010)

IV.4.2.3. Caractéristiques du puits voisins

Le tableau ci-dessous représente les différentes paramètres des puits voisins au puit OMO25 :

Puits	Situation	Drain	IP	PG	GOR	WC	Oil cum (m ³)	Oil rate(m ³ /h)
OMO351	Producteur Huile Fermé	D1	0.205	96.51	1485	0%	441872.48	3.4
OMO352	Producteur Huile Fermé	D1	0.07	107.2	38514	52%	367258.27	0.2
OMO242	Producteur Huile Fermé	D2	0.083	112.5	1206	29%	1760650.01	2.4
OMO243	Producteur Huile Fermé	D1	-	108.44	-	-	-	-
OMO341	Producteur Huile Fermé	D1	0.118	97	1478	29%	440659.17	0.4
OMO15	Producteur Huile ouverte	D1	0.148	140	2972	80%	2401441	1.2
OMO141	Producteur Huile fermé	D2	0.062	209.13	1982	20%	145455.13	1.2

Tableau.4 : Différents paramètres des puits voisins au puit OMO25
(Sonatrach, 2010)

IV.4.2.4. Conclusion

A partir de l'étude des caractéristiques pétrophysique (chapitre 3) les drains D1 et D2 sont retenus :

- Le réservoir D2 possède de bonnes caractéristiques petrophysiques.
 - les drains D1 et D2 constituent les meilleures cibles à explorer pour Short radius.
 - Le réservoir du puits OMO25 possède une très faible pression de gisement
- (Sonatrach, 2010)

Conclusion Générale

La zone 7 se localise au Nord-Ouest du champ de Hassi Messaoud, elle se présente structuralement comme un monoclinal peu prononcé d'axe sensiblement Nord-Est_Sud-Ouest qui a subi une érosion importante au cours de l'orogénèse hercynienne. Ce secteur d'étude est localement perturbé par :

- Une faille majeure d'orientation NE-SW située à l'ouest du secteur, elle est interceptée par les puits OMO26 et OMO252.
- Une faille située au nord-est du secteur d'orientation N-S, elle traversée par le puits OMO 452.
- Une faille majeure d'orientation NE-SW située au sud du secteur, elle traversée par les puits OMO353 ET OMO354.

L'analyse de la distribution d'épaisseur de chaque drain montre :

- Le D4 : est érodée plus à de 90%.
- Le D3 : existe juste au Sud de la zone avec une petite épaisseur (varie de 40 à 100m).
- Le D2 : est érodé partiellement au Nord
- Les ID, D1, Z-psg : existent sur l'extension de la zone 7 avec une épaisseur considérable.

Les cartes traduisant la variation des différents paramètres pétrophysiques montrent que les valeurs de ces derniers augmentent vers la partie centrale du secteur d'étude.

Les puits retenus pour un Short radius sont : OMO243 et OMO25

Les paramètres retenus sont :

- OMO243 :
 - Target de 3333 m à 3338 m.
 - Azimut 310°.
 - VS : 300 m.
 - Le drain cibler D2 (au lieu de D1).

➤ OMO25 :

- Target de 3333 m à 3338 m.
- Azimut 310°.
- VS : 300 m.
- Le drain cibler D1.

Les puits en short radius peuvent améliorer la production de la zone ; et les puits réalisés jusqu'à l'heure actuelle ont donné une production moyenne. ; Ainsi nous encourageons le développement de ce type de forage dans d'autre secteur.

Bibliographie

- **BEICIP-FRANLAB (1979)**. Zone périphérique du champ de Hassi Messaoud; réservoir cambro-ordovicien. *Rapp Interne CRD Sonatrach*, 21p.
- **BEICIP-FRANLAB (1995)**. Caractérisation pétrophysique du réservoir Cambrien du champ du Hassi Messaoud. *Rapp, Interne Division Production /Sonatrach*.
- **BEN HADJA Kamal (2011)**. Distribution de la fracturation dans le champ de Hassi Messaoud et dans la zone 07 : Impact sur les qualités réservoirs du Ra et du R2, mémoire Ingénieur ; université M'hamed Bougara Boumerdes.
- **BERTRAND J. M.L.and CABY R. (1978)**.Geodynamic evolution of the Pan-africanorogenic belt : à new interprétation of the Hoggar Shiel (Algerian Sahara).*Géol. Rundsch.*67, 357-338.
- **CHIKHI Mohamed Moudjahaz Eddine (2013)**. Caractérisations et modélisations des réservoirs de la zone 7 du champ de Hassi Messaoud en vue des conseils pour le développement du champ de Hassi Messaoud ; Projet professionnel de fin de formation Pour l'obtention du diplôme d'ingénieur spécialisé en Géosciences ; Institut algérien du pétrole.
- **DAHA BRAHIM (2008)** . Caractérisation et modélisation des réservoirs de la zone 7 du champ de Hassi Messaoud en vue de la sélection et optimisation des puits candidats au short radius et Dynamique du Champ TFT. Projet professionnel de fin de formation Pour l'obtention du diplôme d'ingénieur spécialisé en Réservoir Engineering ; Institut algérien du pétrole.
- **Document internet**

- **L.Kennedy.** Analyse de short radius du puits OMO462 de la zone 7 – Division EP ; Département de géologie ; Service d'étude-Hassi Messaoud (Juin 2005).
- **MASSA.D.1971.** structure et fracturation du champ de Hassi Messaoud édition technip
- **O.BOUR 1997.**transfert de fluides dans le milieu fracturé : effets d'échelle P272
- **PERRODON A (1985).** Géodynamique pétrolière : genèse et répartition des gisements d'hydrocarbures. 2ème édition. Edition ELF Aquitaine. Paris Pau, 385p.
- **SONATRACH 2010.** Fiches technique de puits OMO243, SH/DP Hassi Massaoud
- **SONATRACH 2010.** Fiches technique de puits OMO25, SH/DP Hassi Massaoud

ANNEXE

Annexe 1 :

Applications des puits horizontaux

– **Réservoirs fracturés :**

Les réservoirs fracturés sont parmi les meilleurs candidats au développement par forage horizontal. Les fractures de ces réservoirs étant sub-verticales, le meilleur moyen d'en intercepter le plus grand nombre est de forer un puits horizontal perpendiculairement à leur direction principale.

– **Réservoirs multicouches :**

Dans la plus part des réservoirs multicouches un puits horizontal peut remplacer plusieurs puits verticaux ou déviés.

– **Réservoirs à basse perméabilité :**

Le forage horizontal dans des tels réservoirs est une alternative à la fracturation hydraulique. Le drain horizontal se comporte comme une fracture avec plusieurs avantages, car il est plus facile de forer un long drain horizontal plutôt que de créer une fracture équivalente.

– **Formations non consolidées (contrôle des sables) :**

La production des sables non consolidés présente un sérieux problème dans les puits à grands débits car elle dépend des forces de viscosité à la paroi

Un drain horizontal forer dans un tel réservoir permet de réduire la vitesse d'écoulement à la paroi du puits et en conséquence la production de sable.

– **Conning de gaz et de l'eau :**

Les puits horizontaux aident énormément la production de tels réservoirs en augmentant la distance entre le drain et le contact huile/eau, et aussi en améliorent la productivité en dispersant le soutirage donc qui fait que la vitesse d'écoulement soit faible. Et le même principe pour la venue de gaz.

Description de short radius

La reprise des puits en Short Radius est une nouvelle technique A HASSI MESSAOUD. Elle s'applique surtout aux puits (secs ou à faibles productions) et consiste à traverser horizontalement les intervalles contenant encore des hydrocarbures en évitant les zones de mauvaises caractéristiques pétrophysiques.

Des études géologiques et de réservoir ont été faites et se font encor, pour les puits secs ou à faible production afin de bien choisir les puits candidats, la position idéale pour les drains cibles et l'orientation favorable à leur donner

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

Sonatrach a adopté le technique short radius pour pouvoir atteindre le meilleur drain rapidement et faire produire uniquement le voisinage du puits sec (anciens puits)

Paramètres de sélection de short radius

– Sélection des Puits :

Pour reprendre un puits en Short Radius il doit obéir aux conditions suivantes :

- Etre un puits sec ou mauvais producteur (sélection primaire)
- Etre loin des puits injecteurs (eau et gaz)
- Etre dans une zone à faible GOR.
- Etre dans une zone non tectonisée (éviter les failles).
- Le plan d'eau doit être le plus bas possible.

– Choix des drains à cibler :

Le choix du drain est basé sur une analyse des caractéristiques pétro physiques (Φ , K et SW) le long du réservoir afin de déterminer l'intervalle le plus poreux et perméable, on doit aussi tenir compte du plan d'eau pour éviter les percé.

– Choix de l'azimut :

L'amélioration des caractéristiques pétrophysiques correspond à une direction géographique qui sera l'azimut de forage.

Les caractéristiques pétrophysiques de la direction choisie déterminent au préalable la capacité et la durée de production du puits.

D'autres paramètres conditionnent le choix de l'azimut tel que la direction des contraintes et l'orientation des structures sédimentaires ; on développera ce coté ultérieurement.

Concernant l'orientation des structures sédimentaires, sa détermination reste difficile. Après reprise d'un certain nombre de puits la direction N135-N315 semble la plus favorable.

Cependant, la complexité du champ ne peut permettre la détermination d'une variation préférentielle systématique pour tous les puits.

Cette direction est imposée par l'orientation générale des caractéristiques pétro physiques.

Ainsi il est préférable de forer perpendiculairement à la direction des contraintes maximales.

D'un autre cote, l'azimut dépend des paramètres intra puits et des paramètres extra puits.

➤ **les paramètres intra puits :**

Il faut que le forage soit dirigé perpendiculairement à la direction des perméabilités horizontales maximales.

➤ **les paramètres extra puits :**

- Présence de barrière de perméabilité latérale (faille, changement latéral de faciès)
- Présence de puits injecteurs de gaz ou d'eau