

UNIVERSITE ABOU BEKR BELKAID-TLEMCEM
FACULTE DES SCIENCES DE LA NATURE ET DE LA VIE ET SCIENCES
DE LA TERRE ET DE L'UNIVERS
DEPARTEMENT DES SCIENCES DE LA TERRE ET DE L'UNIVERS

N° d'ordre : DSTU/2014

MEMOIRE DE FIN D'ETUDES

Option

Géologie des Ensembles Sédimentaires

Présenté par

Mokhtar HACHEMAOUI

LE RESEVOIR CAMBRIEN DE LA ZONE 13
(CHAMP DE HASSI MESSAOUD) :
ETUDE PETROPHYSIQUE ET ESSAI DE MODELISATION

Soutenu le

2014 devant les membres du jury :

Kamar BENSEFLA, Maître Assistant classe (A), Univ. Tlemcen

Abbas MAROK, Professeur, Univ. Tlemcen

Mustapha BENADLA, Maître Assistant classe (A), Univ. Tlemcen

Souhila GAOUAR, Maître Assistant classe (A), Univ. Tlemcen

Choukri SOULIMANE, Maître Assistant classe (A), Univ. Tlemcen

Président

Encadreur

Examineur

Examineur

Examineur

TABLE DES MATIERES

AVANT-PROPOS	04
RESUME	06
ABSTRACT	07

INTRODUCTION

I. OBJECTIFS	08
II. GENERALITES GEOGRAPHIQUES ET GEOLOGIQUES	08
A. Contexte géographique	08
1. Situation générale de la région d'étude	08
2. Limites de la zone d'étude	08
B. Contexte géologique	10
1. Aperçu géologique sur la région d'étude	10
1.1. Infracambrien	10
1.2. Paléozoïque	10
1.3. Mésozoïque	11
1.4. Cénozoïque	13
2. Aperçu géologique sur la zone d'étude	14
2.1. Au plan stratigraphique	14
2.2. Au plan structural	15

Premier chapitre : **SEDIMENTOLOGIE DE FACIES**

I. INTRODUCTION	16
II. DESCRIPTION ET INTERPRETATION FACIOLOGIQUE	16
A. Description du puits MD24	16
1. Faciès I : Faciès à litage oblique	16
2. Faciès II : Faciès à litage entrecoupé	16
B. Description du puits OMP11	17
1. Faciès I : Faciès à litage oblique	17
2. Faciès II : Faciès à litage entrecoupé	18
C. Conclusion	18
III. MILIEUX DE DEPOT	18

Deuxième chapitre : ETUDE PETROPHYSIQUE & DIAGENESE DU RESERVOIR

I.INTRODUCTION	19
II. RAPPEL SUR QUELQUES NOTIONS DE BASE	19
A. Notion de diagénèse	19
B. Notion de matrice	19
C. Notion de porosité	19
D. Notion de perméabilité	20
III. ETUDE DES PARAMETRES PETROPHYSIQUES	20
A. Transects de corrélation	20
1. Transect NNE-SSW (OMP53-OMP40-MD78-MD24)	20
1.1. Interprétation	20
2. Transect WNW-ESE (OMP11-OMP40- MD67)	22
2.1. Interprétation	22
B. Carte en iso-porosité et en iso-perméabilité	22
1. Cartes en iso-porosité	22
2. Cartes en iso-perméabilité	22
IV. DIAGENESE DU RESERVOIR	22
A. Nature des phénomènes diagénétiques	22
1. Cimentation	28
1.1. Matrice siliceuse	28
1.2. Matrice argileuse	28
2. Dissolution et porogénèse	30
2.1. Dissolution	30
2.2. Porogénèse	30
3. Compaction	30
2.1. Compaction lithostatique mécanique	32
2.1. Compaction lithostatique physico-chimique	32

Troisième chapitre : MODELISATION DE LA ZONE 13

I. INTRODUCTION	38
II. OBJECTIFS DE LA MODELISATION	38
III. METHODOLOGIE	38
A. Méthode basée pixel	38
B. Méthode basée objet	38
IV. MODELISATION DE LA ZONE 13	39

A. Acquisition des données	39
B. Elaboration du database	39
C. Modélisation structurale	39
1. Modélisation des failles (Faults modelling)	40
2. Piliers de maillage (Pillar gridding)	40
3. Construction des horizons (Make horizons)	41
D. Modélisation pétrophysique	43
1. Modélisation de la porosité	43
2. Modélisation de la perméabilité	43
CONCLUSION GENERALE	<hr/>
I. SEDIMENTOLOGIE	45
II. PETROPHYSIQUE	45
III. DIAGENESE DES GRES	45
A. Cimentation	45
B. Dissolution et porogénèse	45
C. Compaction	46
IV. MODELISATION	46
A. Cartes en isopaques	46
B. Cartes en isobathes	46
REFERENCES BIBLIOGRAPHIQUES	59
LISTE DES FIGURES	61

AVANT-PROPOS

En premier lieu, je tiens à remercier notre Dieu, notre créateur, de m'avoir donné la force afin d'achever ce modeste travail.

Tout d'abord, je tiens à remercier :

Monsieur **Abbas MAROK**, Professeur des Universités qui a accepté de me confier le présent sujet, en collaboration avec des Ingénieurs de la SONATRACH et de me diriger le long de la réalisation de ce mémoire. Je tiens une fois encore à le remercier vivement pour sa présence, sa compréhension, son aide et ses précieux conseils.

Monsieur **Kamar Eddine BENSEFIA**, Maître-Assistant classe (A), qui m'a fait l'honneur de présider le jury.

Monsieur **Mustapha BENADLA**, Maître-Assistant classe (A) d'avoir accepté de lire et de critiquer ce document soumis à son jugement.

Mademoiselle **Souhila GAOUAR**, Maître-Assistant classe (A) de bien vouloir juger mon travail.

Monsieur **Choukri SOULIMANE**, Maître-Assistant classe (A) pour avoir accepté de faire partie du jury et d'apporter son avis et ses critiques.

Mes remerciements s'adressent aussi à :

Mme **F. HADJI**, Enseignante au Département des Sciences de la Terre et de l'Univers pour son aide et surtout pour son soutien moral.

Monsieur **M. DIDDA**, ancien cadre de la SONATRACH pour son aide avant et pendant la durée de mon stage.

Monsieur **A. OTMANI**, Chef de la Division de l'Approvisionnement DP/IRARA/HMD, de m'avoir facilité le travail durant toute la période de mon stage.

Monsieur **M. DADDI**, Adjoint Chef de Division de l'Approvisionnement DP/IRARA/HMD, pour sa sympathie, sa gentillesse et surtout sa disponibilité.

Qu'il me soit permis d'exprimer ma profonde reconnaissance à Monsieur **A.E.K BERRAYAH**, Professeur des Universités au Département de Physique (Faculté des Sciences) de m'avoir accordé l'autorisation d'accès au Laboratoire et l'utilisation du Microscope pour la prise des photos de lames minces.

Monsieur **A. SEDJAI** pour son aide, en matière d'informatique.

Enfin, je ne peux finir cette page sans au moins citer le personnel de Département de Géologie au niveau du DEP/IRARA/Hassi Messaoud pour leur aide : **O.ZEKKOUR, D. BENNACEUR, T. HAMMA, K. HAMOUDI, M. BOUREZG, B. BENALI, Y. WLAD HADDAR, M. ATTAOUAT, Z. ABABSSA, M. HAMADOUCHE, H.O. ZITOUNA, A. ABDELKADER** et **F.BOUKAIYOU**.

RESUME

Dans le présent travail, le réservoir cambrien de la zone 13 (champ de Hassi Messaoud) a fait l'objet d'une étude pluridisciplinaire. Les données essentiellement diagraphiques (GR et DT) et pétrophysiques utilisées ici, nous ont permis de bien comprendre l'évolution spatio-temporelle des dépôts silico-clastiques. Ainsi, l'analyse des carottes des puits sélectionnés, montre que ce réservoir à prédominance gréseuse se distingue par la présence des litages obliques et entrecoupés témoignant ainsi d'un milieu de dépôts de type fluviatile soumis à l'influence marine.

Les résultats pétrophysiques (porosité et perméabilité) obtenus à partir du « logiciel Petrel » et représentés sous-forme de cartes en iso-porosité et en iso-perméabilité ont permis de mettre en évidence la relation entre ces deux paramètres et la qualité de la production d'hydrocarbures dans la zone d'étude.

Par ailleurs, la modélisation surtout structurale comparée aux différentes cartes en isopaques et en isobathes de la zone 13 évoque un contrôle tectonique de la sédimentation. Les variations des épaisseurs enregistrées dans l'espace sont liées à des jeux d'accidents.

Mots-clés: Hassi Messaoud, Réservoir cambrien, Diagraphie, Pétrophysique, Modélisation.

ABSTRACT

In this work, the Cambrian reservoir of zone 13 (Hassi Messaoud) was subject of a multidisciplinary study. Logging and petrophysical data used here (GR and DT) have allowed us to understand the spatial and temporal evolutions of the silico- clastic deposits. Thus, the core analysis of selected wells displayed that the predominantly sandstone reservoir was characterized by the presence of crosss bedding showing a environment of fluvial deposits subject to marine influence.

The treatment of the obtained petrophysical results (porosity and permeability) using the "Petrel software" and their representation on maps (iso-porosity and iso-permeability maps) helped us to highlight the relationship between those two parameters and the hydrocarbon quality production in the study area.

Moreover, the structural modeling compared to isopach and isobath maps of zone 13 revealed a sedimentation tectonic control. Thickness changes recorded in the space were associated with deferent accident sets.

Key-words: Hassi Messaoud, Cambrian reservoir, logging, Petrophysics, Modelling.

INTRODUCTION

I. OBJECTIFS

Faisant partie des 25 zones de production de Hassi Messaoud, la zone 13 sélectionnée dans ce travail fera l'objet d'une étude pluridisciplinaire. Les principaux objectifs de cette étude nous amènent à :

- inventorier les différents faciès sédimentologiques;
- reconstituer les milieux de dépôt ;
- établir des corrélations spatio-temporelles entre les différents puits considérés ;
- caractériser les différents paramètres pétrophysiques ;
- analyser les phénomènes diagénétiques liés à l'enfouissement des grès ;
- proposer un modèle géologique en 3D du réservoir étudié.

II. GENERALITES GEOGRAPHIQUES ET GEOLOGIQUES

A. Contexte géographique

1. Situation générale de la région d'étude

Considéré comme étant le plus grand gisement pétrolifère de la province triasique algérienne, le champ de Hassi Messaoud objet de cette présente étude est situé à 700 km au Sud-Est d'Alger, à 350 km de la frontière tunisienne et à 80 km d'Ouargla. Il s'étale sur une superficie de 2000 km². Occupant la partie centrale de la province triasique, le champ de Hassi Messaoud est limité au Nord par les structures Djemaa de Touggourt, au Sud par le horst d'Amguid, à l'Est par la dépression de Ghadames et enfin à l'Ouest par le bassin d'Oued Mya (fig. 1).

2. Limites de la zone d'étude

La zone 13 (zone considérée dans ce travail) est située à l'Est du champ de Hassi Messaoud. Elle est limitée au Nord par la zone 10 et les inter-zones, au Sud par les zones 17 et 19, à l'Est par les zones 11 et 14 et à l'Ouest par la zone 20B (fig. 2).

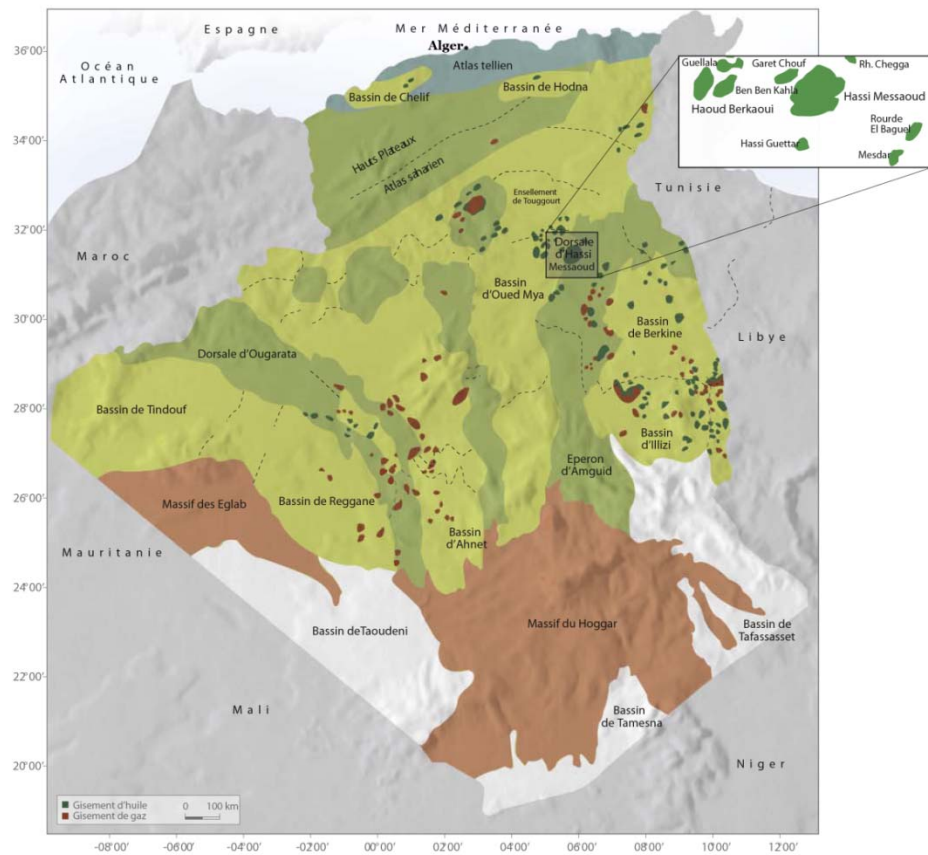


Fig. 1- Situation générale du champ de Hassi Messaoud (d'après WEC, 2007).

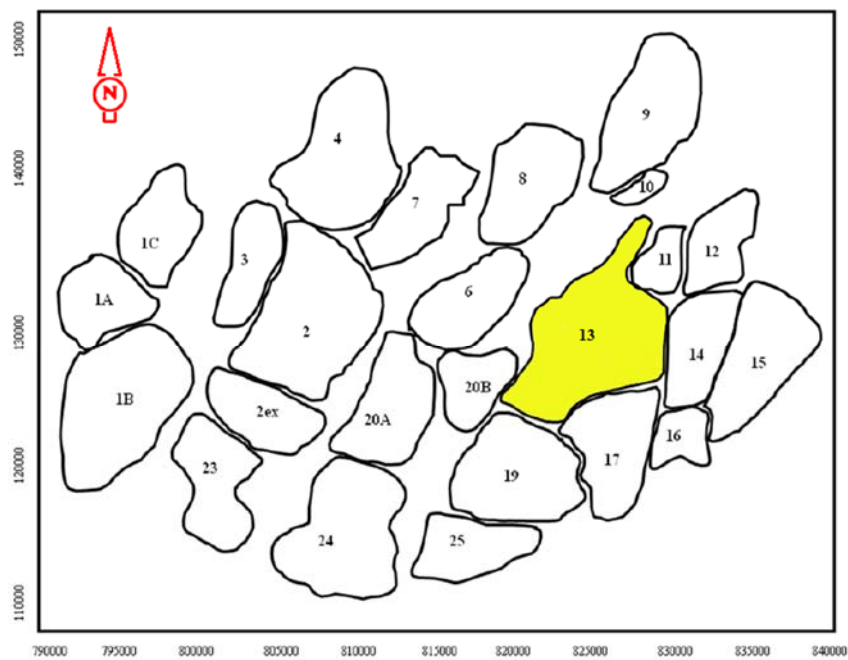


Fig. 2- Limites de la zone considérée (zone en jaune).

B. Contexte géologique

1. Aperçu géologique sur la région d'étude

Le champ de Hassi Messaoud correspond à un vaste anticlinal fortement érodé et cisailé par un jeu de failles d'orientation Nord-Nord-Ouest / Sud-Sud-Est faisant apparaître ainsi une géométrie en horst et grabens (Rapport interne Sonatrach). Notons que les failles sont détectées soit par décalage structurale des formations ou encore lors de la répétition des séries sédimentaires.

Sur le plan géologique, le champ de Hassi Messaoud est constitué d'une épaisse série sédimentaire qui comprend de bas en haut, la succession lithostratigraphique suivante (fig. 3 et 4):

1.1. Infracambrien

Au dessus du socle cristallin, reposent les premiers niveaux sédimentaires représentés par des grès argileux de couleur rouge.

1.2. Paléozoïque

Reposant sur la discordance appelée « discordance panafricaine », le Paléozoïque est composé de (fig. 3) :

a. Cambrien ($E_{p_{moy}}$: 590 m)

Formant le réservoir principal du champ de Hassi Messaoud, le Cambrien essentiellement gréseux est subdivisé selon la terminologie des géologues de Sonatrach en cinq (05) lithozones (=membres lithologiques). Il s'agit de bas en haut :

- Lithozone **R3** ($E_{p_{moy}}$: 370 m) : ce sont des grès à grains moyens à grossiers, essentiellement feldspathiques et micacés.
- Lithozone **R2** ($E_{p_{moy}}$: 100 m) : il s'agit de grès à grains moyens à grossiers admettant des intercalations de siltes. Notons la présence des litages obliques.
- Lithozone **Ra** ($E_{p_{moy}}$: 125 m) : à la différence des faciès précédents, le **Ra** est composé de grès. Les structures sédimentaires sont représentées par des litages obliques et entrecoupés. D'après la littérature, la partie supérieure du lithozone referme des Tigillites.
- Lithozone **Ri** (Cambro-ordovicien) ($E_{p_{moy}}$: 42 m) : ce sont des grès quartzitiques à ciment argileux et siliceux, très riches en Tigillites. Notons que pour le pétrolier, le Lithozone **Ri** représente un réservoir secondaire.
- Zone des alternances ($E_{p_{moy}}$: 20 m) : elle est représentée essentiellement par des argiles silteuses noires avec des grès quartzites à grains fins.

b. Ordovicien ($E_{p_{moy}} : 180 \text{ m}$)

Il comprend dans l'ordre ascendant, la succession suivante :

- Les Argiles d'El Gassi ($E_{p_{moy}} : 50 \text{ m}$) : c'est des argiles schisteuses, de couleur verte à noire. Il est à noter la présence des graptolites.
- Les grès d'El Atchane ($E_{p_{moy}} : 18 \text{ m}$) : ce sont des grès à grains fins à très fins, de couleur gris-beige à gris-sombre, et à ciment argileux ou glauconieux. Ils admettent parfois des passées argileuses et silteuses.
- Les quartzites de Hamra ($E_{p_{moy}} : 43 \text{ m}$) : il s'agit des grès quartzitiques à grains fins, siliceux, de couleur gris clair à beige. Alors que les intercalations argileuses diminuent dans ce niveau, les Tigillites sont nombreuses.

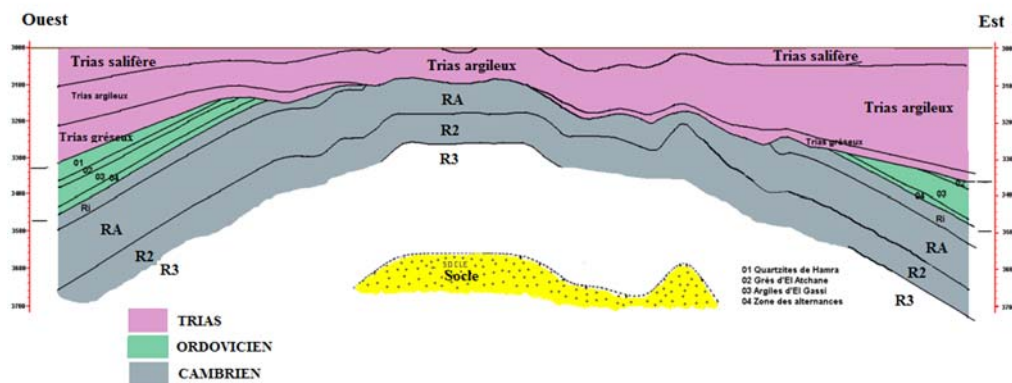


Fig. 3- Coupe Paléontologique montrant l'évolution spatio-temporelle des dépôts du Paléozoïque et du Trias dans la région d'étude (d'après BEICIP, 2006).

1.3. Mésozoïque

a. Trias

Reposant en discordance sur l'Ordovicien et parfois sur le Cambrien, le Trias comprend verticalement la succession suivante :

- Le Trias éruptif ($E_{p_{moy}} : 46 \text{ m}$) : c'est des coulées éruptives admettant des niveaux gréseux.
- Le Trias argilo-gréseux (= TAG pour les pétroliers) ($E_{p_{moy}} : 35 \text{ m}$): essentiellement gréseux, le Trias argilo-gréseux est constitué de grès inférieurs (TAGI) et de grès supérieurs (TAGS). Ce sont généralement des grès à grains fins et à ciment argileux.

- Le Trias argileux ($E_{p_{moy}} : 113 \text{ m}$) : il est constitué d'argiles dolomitiques ou silteuses avec des intercalations de bancs de sel.
- Le Trias salifère ($E_{p_{moy}} : 340 \text{ m}$) : il s'agit de bancs de sel massif présentant au sommet des intercalations d'anhydrite et des bancs d'argiles légèrement silteuses et dolomitiques.

b. Jurassique

Les dépôts attribués au Jurassique sont constitués des faciès lagunaires et marins à la base passant à des faciès argilo-gréseux à intercalations de calcaires vers le sommet. Dans le détail, nous relevons la succession lithostratigraphique suivante :

- Le Lias ($E_{p_{moy}} : 300 \text{ m}$) : il comprend de bas en haut :
 - marnes grises avec des passées de dolomies (LD3) ;
 - sels avec des passées d'argiles de couleur brun- rouge (LS2) ;
 - alternance de bancs de dolomies massives à grains fins, de couleur grisâtre avec des passés de marnes grises légèrement dolomitiques (LD2);
 - argiles brunes à passées de sels et d'anhydrites (LS1) ;
 - dolomies et anhydrites à passées d'argiles et de calcaires (LD1).
- Le Dogger ($E_{p_{moy}} : 320 \text{ m}$) : il comprend à la base une série lagunaire constituée d'anhydrites et de dolomies passant vert le sommet d'argiles tendres, silteuses à passées de grès fins à ciment argileux carbonaté.
- Le Malm ($E_{p_{moy}} : 226 \text{ m}$) : ce sont des dépôts argileux et marneux avec des intercalations carbonatées (calcaires et dolomies). Notons parfois la présence de quelques traces d'anhydrite.

c. Crétacé

Dans cette région, la série sédimentaire se compose de :

- Le Néocomien ($E_{p_{moy}} : 182 \text{ m}$) : ce sont des grès à passées argileuses passant vers le sommet à des argiles avec nombreuses intercalations de calcaires et de dolomies.
- Le Barrémien ($E_{p_{moy}} : 280 \text{ m}$) : il est représenté par des grès à grains fins à moyens et à ciment carbonaté admettant des niveaux d'argiles gréseuses et de dolomies.
- L'Aptien ($E_{p_{moy}} : 25 \text{ m}$) : il est caractérisé essentiellement par des faciès dolomitiques.
- L'Albien ($E_{p_{moy}} : 350 \text{ m}$) : il s'agit des grès à grains fins et de sables avec des intercalations d'argiles silteuses.
- Le Cénomaniien ($E_{p_{moy}} : 145 \text{ m}$) : c'est une alternance d'anhydrites, d'argiles, de marnes grises et de dolomies.

- Le Turonien ($E_{p_{moy}} : 95 \text{ m}$) : il est constitué d'une alternance de calcaires argileux, de calcaires dolomitiques et de calcaires crayeux.
- Le Sénonien ($E_{p_{moy}} : 230 \text{ m}$) : il correspond à la base à des bancs massifs de sels à intercalations d'argiles et d'une alternance d'anhydrites, d'argiles et de dolomies passant vers le sommet à des bancs de calcaires dolomitiques et des bancs d'anhydrites à passées dolomitiques gypseuses.

1.4. Cénozoïque

D'une épaisseur moyenne de 360 m, les dépôts du Cénozoïque sont constitués de calcaires dolomitiques d'âge Éocène et de sables attribués au Mio-Pliocène.

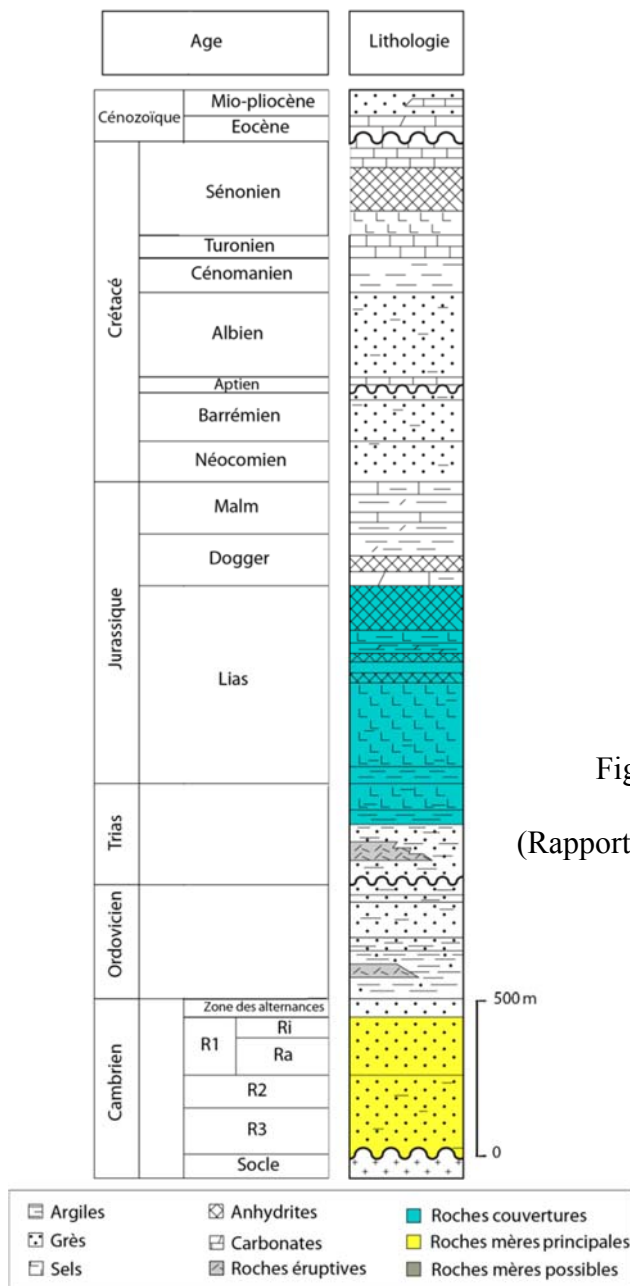


Fig. 4- Colonne lithostratigraphique type du champ de Hassi Messaoud (Rapport interne de SONATRACH, 2005, modifiée).

2. Aperçu géologique sur la zone d'étude

2.1. Au plan stratigraphique

Selon la terminologie des pétroliers, le réservoir objet de la présente étude comprend la succession lithostratigraphique de cinq lithozones, avec de bas en haut (fig. 5):

-Lithozone **R3**: ce sont des grès essentiellement feldspathiques et micacés.

-Lithozone **R2**: il s'agit de grès admettant des intercalations de siltes et des litages obliques.

A noter que les dépôts représentant R3 et R2 témoignent en faveur d'une sédimentation fluviatile de type en tresse.

-Lithozone **Ra**: il est composé de grès à litages obliques et entrecoupés. Vers le sommet, le faciès se distingue par la présence de Tigillites. Le cachet sédimentaire évoque pour cet intervalle stratigraphique un milieu mixte à influence tidal.

-Lithozone **Ri**: ce sont des grès quartzitiques à ciment argileux et siliceux, très riches en Tigillites.

-Zone des alternances : elle est représentée par des argiles avec des grès quartzites.

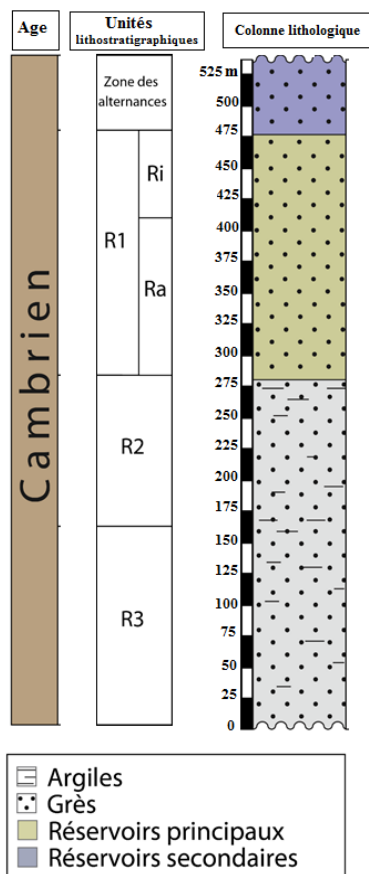


Fig. 5- Colonne lithostratigraphique type du réservoir étudié.
(Rapport interne de SONATRACH, 2005).

2.2. Au plan structural

La zone d'étude (zone 13) est séparée par un axe synclinal très net et localement faillé (fig. 6). En général, on distingue une série de failles d'une direction globale NNE-SSW faisant ressortir des structures en horsts et grabens. La zone en question est limitée par deux grands accidents subméridiens.

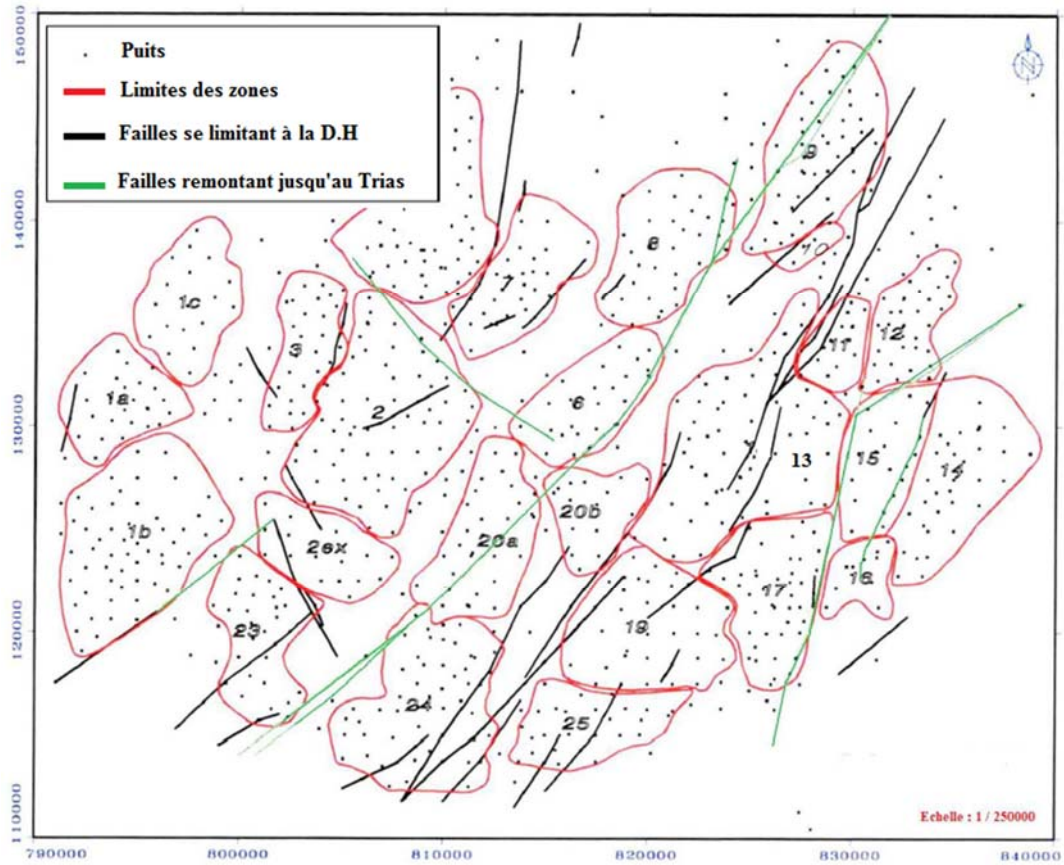


Fig. 6- Schéma structural de la zone 13 et les secteurs avoisinants.

Premier chapitre : **SEDIMENTOLOGIE DE FACIES**

I. INTRODUCTION

Le présent chapitre est consacré à l'inventaire des structures sédimentaires à partir des carottes de deux (02) puits de références (MD24 et OMP11). La nature du faciès et la granulométrie seront abordées ici pour reconstituer les milieux de dépôts.

II. DESCRIPTION ET INTERPRETATION FACIOLOGIQUE

A. Description du puits MD24

Ce puits comprend deux unités lithologiques. Il s'agit de l'unité R2 et celle du R1. Les faciès les plus prédominants sont :

1. Faciès I: Faciès à litage oblique (entre 3436 et 3444.75m)

Il a été observé uniquement dans les grès quartzitiques à grains moyens à grossiers de l'unité R2 (fig. 7).



Fig.7- Carotte montrant des grès quartzitiques à litage oblique (unité R2).

2. Faciès II : Faciès à litage entrecoupé

Il a été observé sur 106 m d'épaisseurs dans les faciès grès quartzitiques de l'unité R1 (Ra) de couleur sombre (fig. 8a), zébrique (fig. 8b) ou encore moucheté (fig. 8c). Les éléments sont souvent anguleux à sub-anguleux. Notons que cet ensemble admet parfois des niveaux conglomératiques ou de siltstones. Vers le haut, nous soulignons la présence des Tigillites.

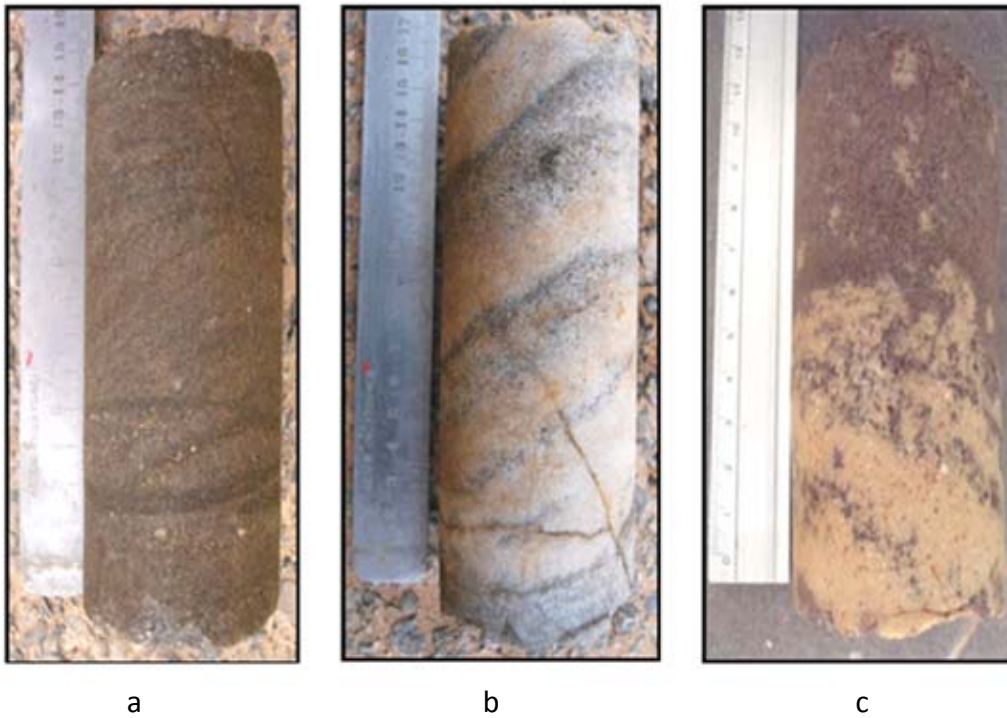


Fig. 8- Différents faciès gréseux à litage entrecoupé (unité R1). (a) grès sombre;(b) grès zébrique ; (c) grès moucheté.

B. Description du puits OMP11

1. Faciès I: Faciès à litage oblique

A la différence du puits précédent, le faciès oblique est associé ici au faciès entrecoupé de l'unité R2 (entre 3378 et 3412 m). Ce sont généralement des grès de couleur grisâtre, beige à gris brun. Les grains moyens à grossiers sont parfois associés à des galets mous (fig. 9). A noter la présence des niveaux silteux micacés, de couleur grisâtre (fig.10).



Fig.9- Galet mou dans les grès à litage oblique (Unité R2).



Fig.10- Niveau silteux décimétrique (Unité R2).

2. Faciès II : Faciès à litage entrecoupé

Il est toujours associé au litage oblique le long de l'unité lithologique R1.

C. Conclusion

La description des carottes des 2 puits (MD24 et OMP11) montre que les dépôts enregistrés sont essentiellement silico-clastiques. Ils se distinguent par des bancs de grès et de grès quartzitiques, décimétriques à métriques admettant parfois des niveaux argilo-silteux. Les structures sédimentaires inventoriées sont des litages obliques et entrecoupés associés parfois à des traces d'origine organique (Tigillites). D'après certains travaux consultés, les dépôts gréseux caractérisant le réservoir étudié peuvent être liés soit à des écoulements gravitaires soit à une dynamique fluviale (chenaux et plaine d'inondation)(document internet de SONATRACH).

III. MILIEUX DE DEPOT

En se basant sur les caractères sédimentologiques (granulométrie et structures sédimentaires) d'une part et sur les corrélations avec les données de surface d'autre part, nous avons pu proposer pour l'ensemble des faciès gréseux du Cambrien un milieu de dépôt de type fluviale en tresse (fig. 11). Ce dernier renferme trois séquences de dépôts témoignant en faveur de la plaine d'inondation, de la barre d'accrétion de chenal et enfin de la base de chenal.

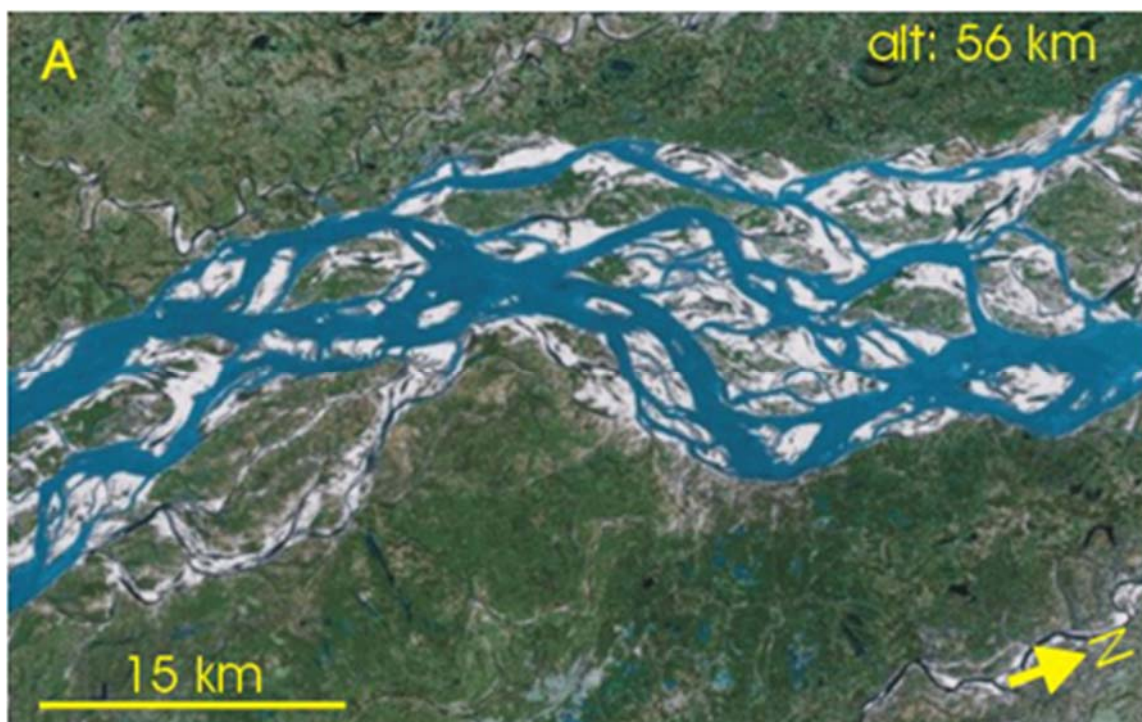


Fig. 11 - Exemple de système fluviale à chenaux en tresse (d'après BOULVAIN, 2013).

I. INTRODUCTION

Deux puits ont été sélectionnés dans la zone 13 pour réaliser l'étude pétrophysique et diagénétique du réservoir (R2 et Ra). Il s'agit du puits MD24 (situé dans la partie Nord) et le puits OMP40 (situé dans la partie Sud). L'objectif principal de ce chapitre consiste à étudier les principaux paramètres pétrophysiques et leur évolution spatio-temporelle (à l'exemple de la porosité, la perméabilité, etc...) d'une part et à déterminer les différents stades diagénétiques des faciès essentiellement gréseux d'autre part.

II. RAPPEL SUR QUELQUES NOTIONS DE BASE

A. Notion de diagénèse

Selon GINSBURG (1957) et CHILINGAR et al. (1967) : La diagénèse est un ensemble de modifications subies par un sédiment et engendrées par des processus physico-chimiques, physiques ou biochimiques. En d'autre terme « la diagénèse est l'ensemble des phénomènes affectant un sédiment pendant et après son dépôt; elle se traduit par des transformations d'ordre textural et des modifications d'ordre minéralogique (MAROK, 1996).

B. Notion de matrice

D'après SERRA (1979), il existe trois types de matrice :

-*Matrice simple* : les éléments et le ciment reliant sont constitués du même minéral (calcite, quartz, etc...).

-*Matrice complexe* : les éléments ont une composition minéralogique variable ou le ciment est de nature différente (exemple : grès à ciment calcaires).

-*Matrice propre* : quand elle ne contient pas des argiles.

C. Notion de porosité

La porosité (Φ) est la fraction du volume de la formation qui n'est pas occupée par les éléments solides. Représentée souvent en %, elle peut être primaire ou secondaire. Par ailleurs, dans l'interprétation de la diagraphie, nous notons :

-*la porosité totale* (ϕ_t): il s'agit de la somme de la porosité primaire (intergranulaire, inter-cristalline) et secondaire (dissolution, fissures, fractures).

$$\phi_t = \frac{V_t - V_s}{V_t} = \frac{V_p}{V_t}$$

A noté :

- V_p : volume des espaces occupé par des fluides (eau-gaz- huile).
- V_s : volume occupé par les éléments solides.
- V_t : volume total de la roche.

-*la porosité connectée* (ϕ_{connect}): c'est le volume total des vides reliés entre eux. Cette porosité peut être inférieure à la porosité totale si les pores ne sont pas connectés (SERRA, 1979).

-*la porosité potentielle* (ϕ_{pot}) : elle correspond au pourcentage dans la roche du volume total des vides reliés entre eux par des passages ou seuils dont la section est supérieure a une limite au-dessus de laquelle le fluide ne peut pas circuler (SERRA, 1979).

-*la porosité effective* (ϕ_e):il s'agit de la porosité accessible aux fluides libres, à l'exclusion de la porosité non connectée, et de l'espace occupé par l'eau liés aux argiles (SERRA, 1979).

D. Notion de perméabilité

La perméabilité (K) mesure la facilité avec laquelle une formation permet à un fluide de viscosité donnée de la traverser (SERRA, 1979). Cette perméabilité est dite absolue, si le fluide est homogène, et n'a aucune action chimique importante sur le milieu encaissant. Nous distinguons, trois types de perméabilité dont l'unité est le millidarcy (md) :

- la perméabilité absolue ou intrinsèque (K) ;
- la perméabilité efficace (Ke) ;
- la perméabilité relative (Kr).

III. ETUDE DES PARAMETRES PETROPHYSIQUES

Pour mieux comprendre l'évolution spatio-temporelle de la porosité et de la perméabilité dans les six puits considérés, nous avons tracé des transects de corrélation, des cartes en iso-porosité et des cartes en iso-perméabilité.

A. Transects de corrélation

1. Transect NNE-SSW (OMP53-OMP40-MD78-MD24)(fig. 12)

1.1. Interprétation

Du Nord vers le Sud, nous avons pu mettre en évidence une polarité négative de la porosité et de la perméabilité. Ainsi, on distingue des fortes valeurs de la porosité et de la perméabilité au niveau du D1 de l'unité lithostratigraphique Ra (puits : OMP53-OMP40) et qui commence à diminuer au niveau des puits MD78 et MD24.

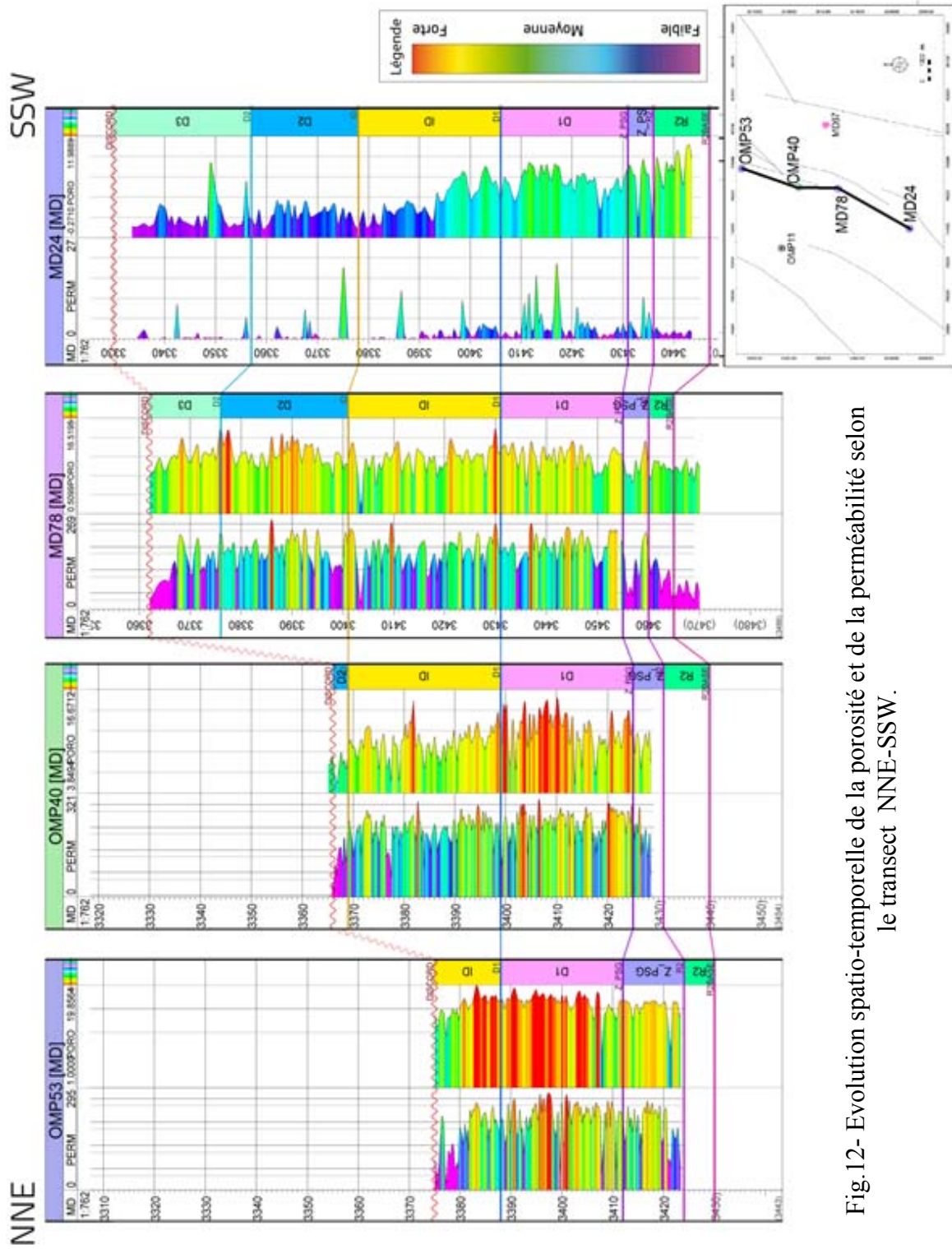


Fig.12- Evolution spatio-temporelle de la porosité et de la perméabilité selon le transect NNE-SSW.

2. Transect WNW-ESE (OMP11-OMP40-MD67) (fig. 13)

2.1. Interprétation

Contrairement au transect précédent, l'évolution de la porosité et de la perméabilité au niveau de ce transect, nous a permis de dégager les faits suivants :

- valeurs faibles à moyennes de la porosité à l'Ouest (puits OMP11) comme à l'Est (MD67) le long du réservoir (R2 et Ra).
- valeurs fortes de la perméabilité à l'Ouest (puits OMP11) le long du réservoir (R2 et Ra).
- valeurs moyennes à fortes (ID) de la perméabilité à l'Est ((MD67).
- enfin le centre du transect représenté par le puits OMP40 montre des valeurs souvent élevées de la porosité et de la perméabilité au niveau de l'unité lithostratigraphique Ra. Cette unité constitue une partie du réservoir étudié.

B. Cartes en iso-porosité et en iso-perméabilité

Dans le but de donner une image aussi complète sur la répartition spatio-temporelle de la porosité et de la perméabilité à l'échelle de la zone 13, nous avons jugé utile d'élaborer des cartes en iso-porosité et en iso-perméabilité pour l'ensemble du réservoir. Les données proviennent de 46 puits dont les six (06) puits étudiés.

1. Cartes en iso-porosité

Le réservoir étudié montre une porosité qui ne peut dépasser le 15%. Elle assez bonne à la basse de l'unité lithostratigraphique Ra (D1 et ID)(fig. 14) et faible à moyenne vers le haut (D2 et D3)(fig. 15). Nous constatons également que la porosité représente des valeurs beaucoup plus faibles au Sud de la zone 13.

2. Cartes en iso-perméabilité

Au niveau du bloc étudié, les valeurs de la perméabilité sont importantes. Elles peuvent atteindre 160 md par endroits. Ainsi, on distingue de bas haut, une perméabilité assez bonne au niveau du D1 et ID (fig. 16) et une perméabilité moyenne vers le haut de l'unité lithostratigraphique Ra (D2 et D3)(fig. 17). Vers le Sud de la zone, la perméabilité est faible.

IV. DIAGENESE DU RESERVOIR

L'étude diagénétique réalisée sur les faciès gréseux du réservoir cambrien de Hassi Messaoud (puits : MD24 et OMP11) a permis de pratiquer une analyse stadiale détaillée de chaque échantillon.

A. Nature des phénomènes diagénétiques

Autres que les structures sédimentaires, les phénomènes diagénétiques observés dans environs 800 lames minces se résument essentiellement à trois stades, à savoir : la cimentation, la dissolution-porogénèse et la compaction.

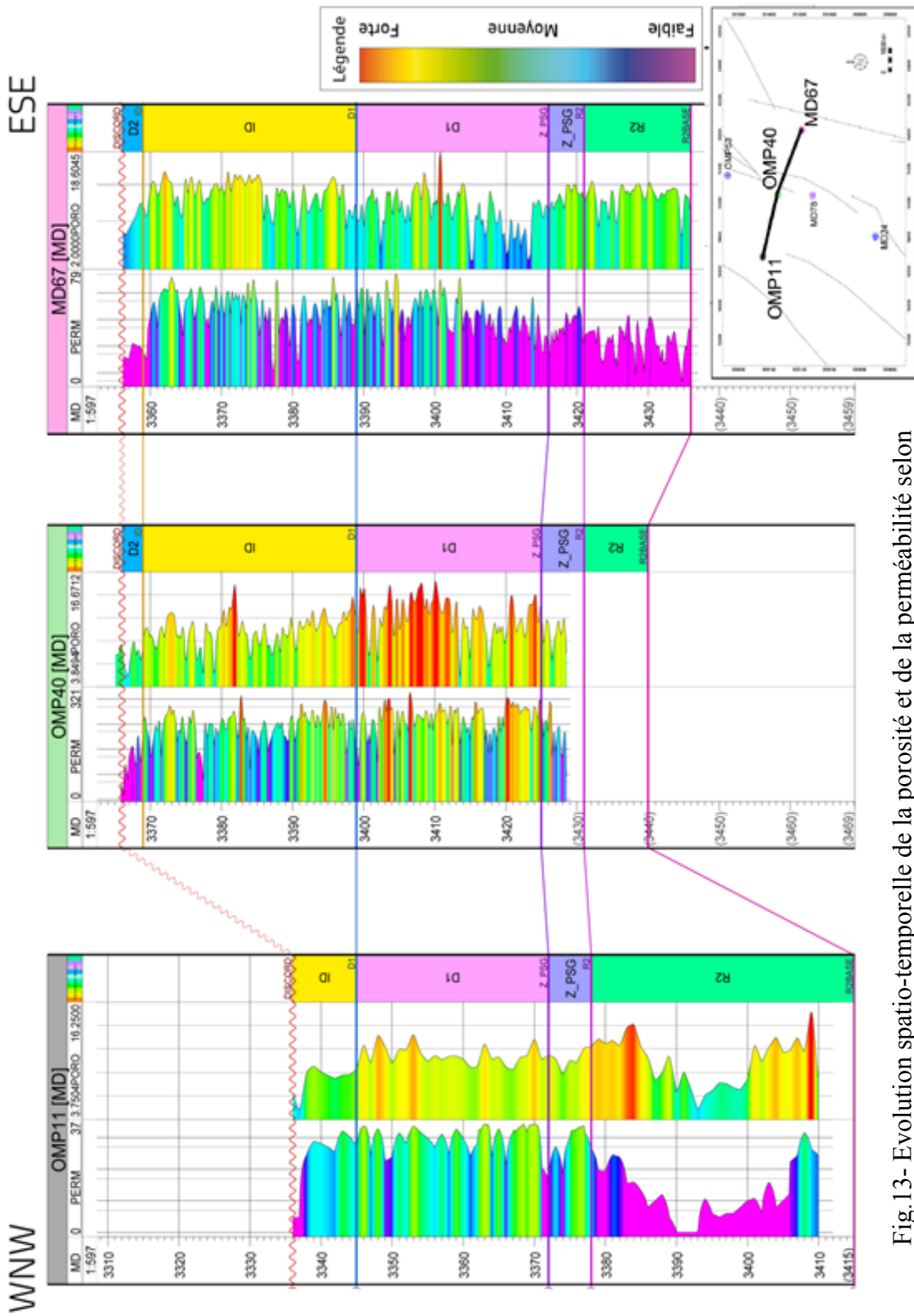


Fig.13- Evolution spatio-temporelle de la porosité et de la perméabilité selon le transect WNW-ESE.

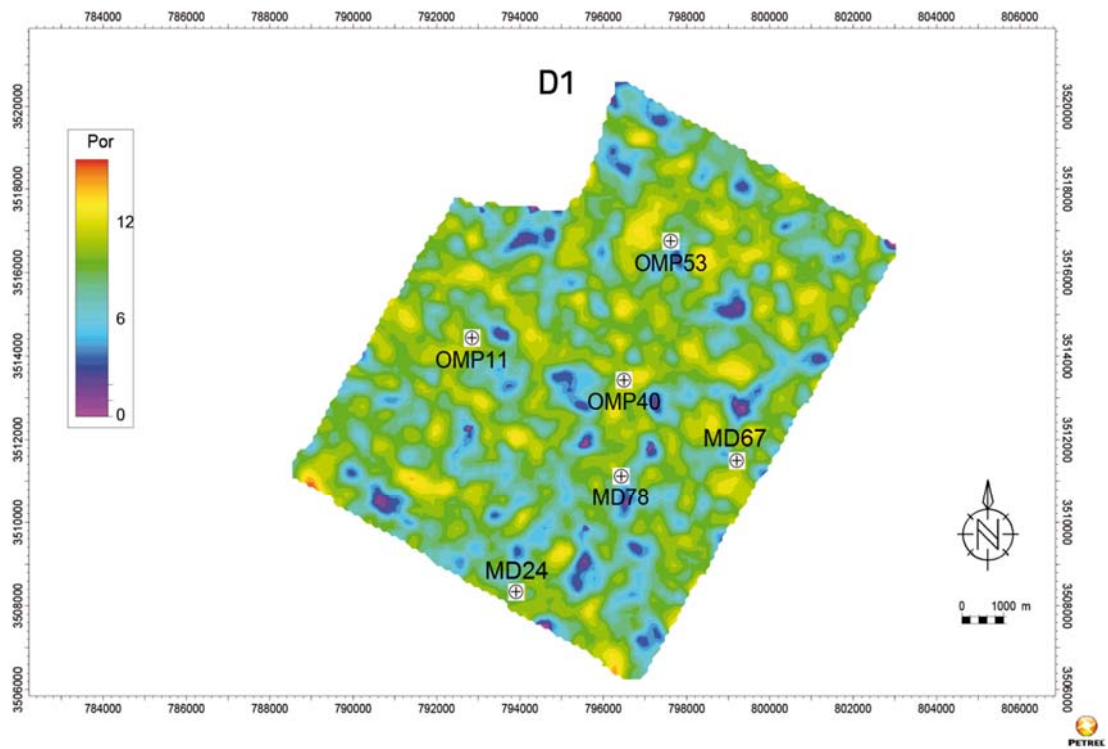
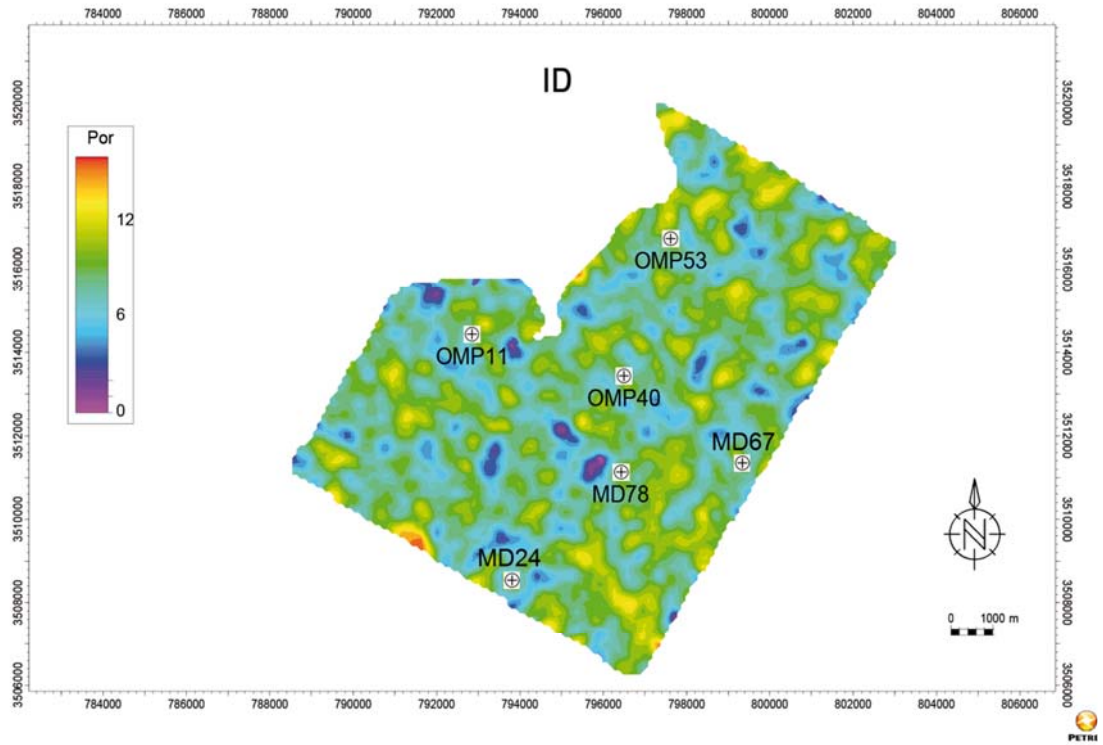


Fig.14- Carte en iso-porosité de l'intervalle D1 et ID (unité Ra).

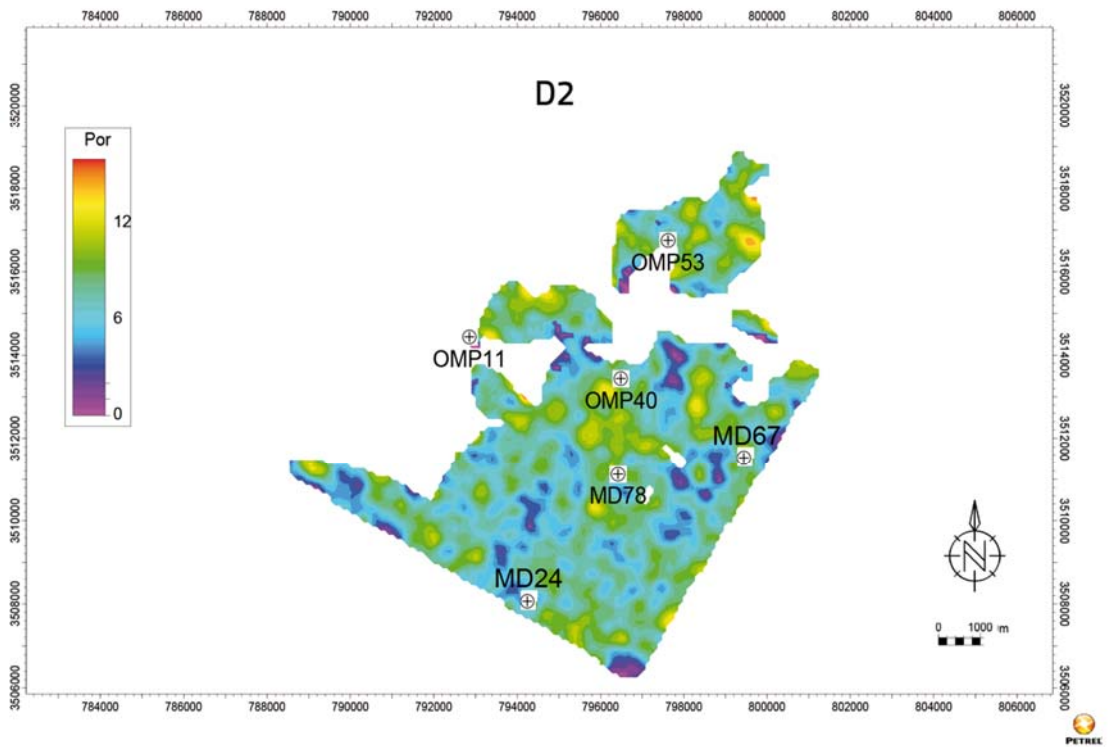
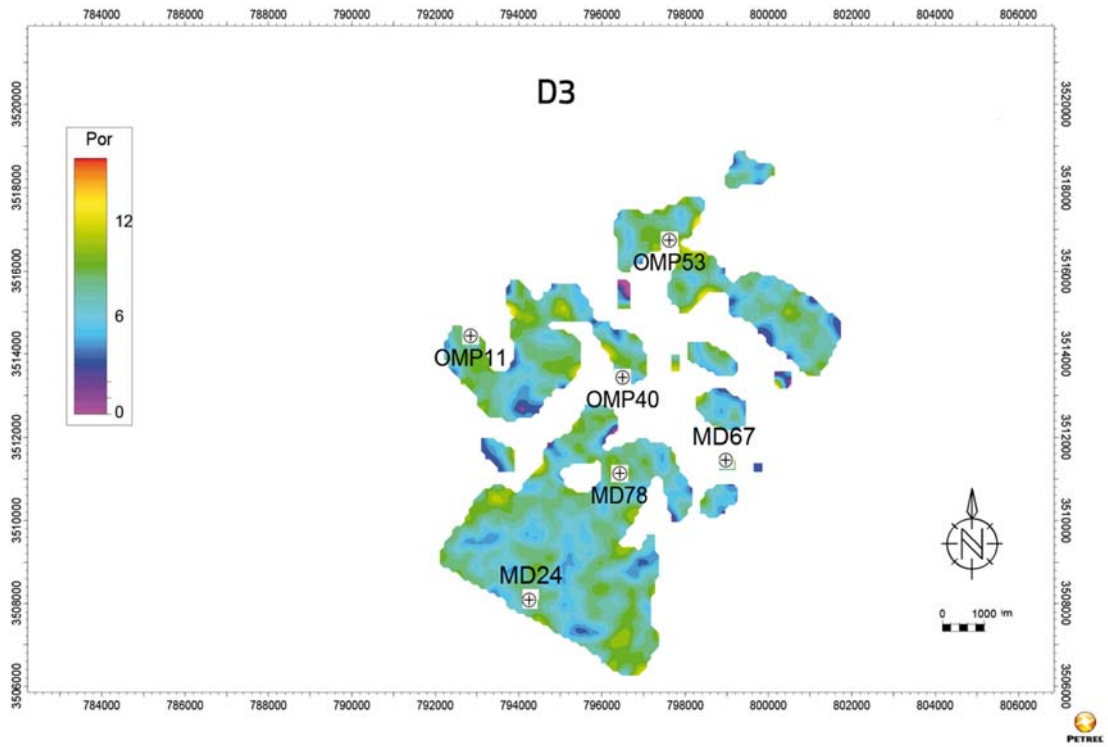


Fig. 15- Carte en iso-porosité de l'intervalle D2 et D3 (unité Ra).

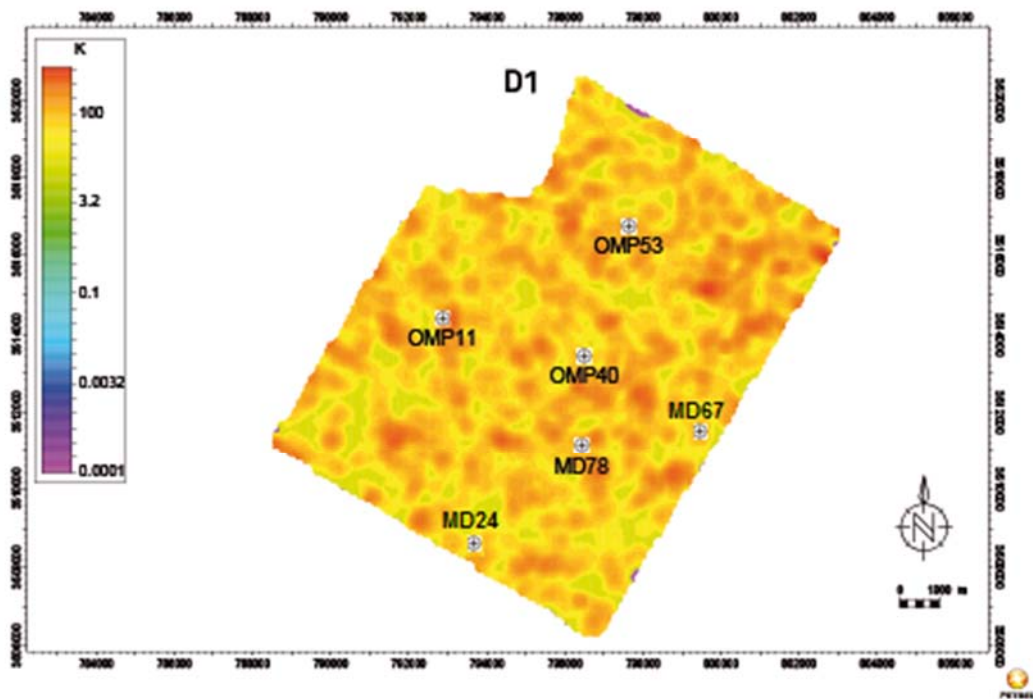
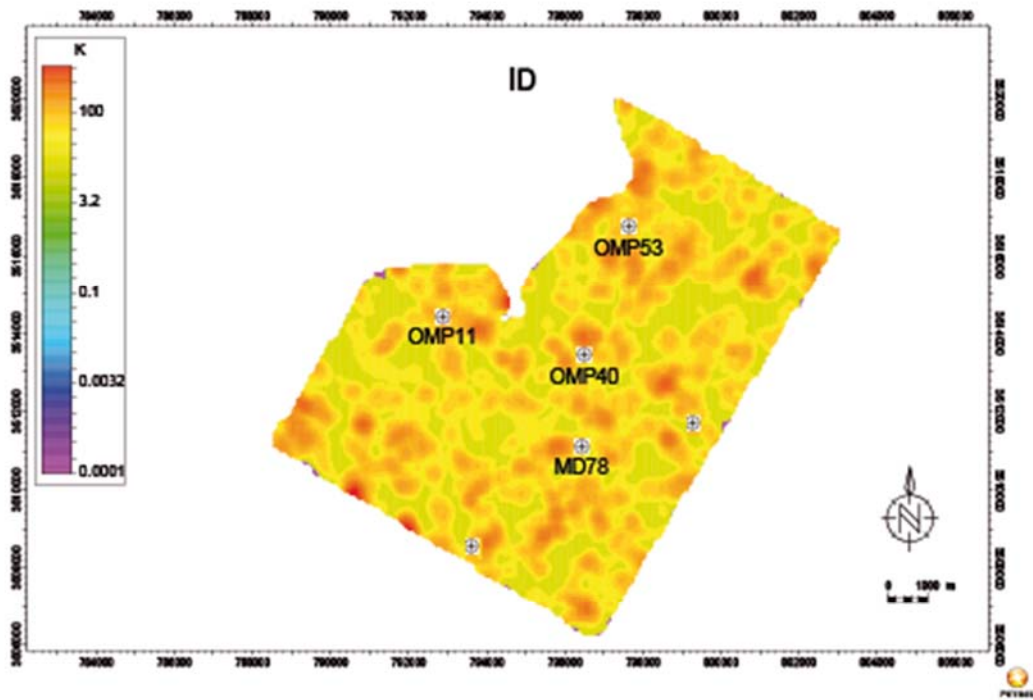


Fig.16- Carte en iso-perméabilité de l'intervalle D1 et ID (unité Ra).

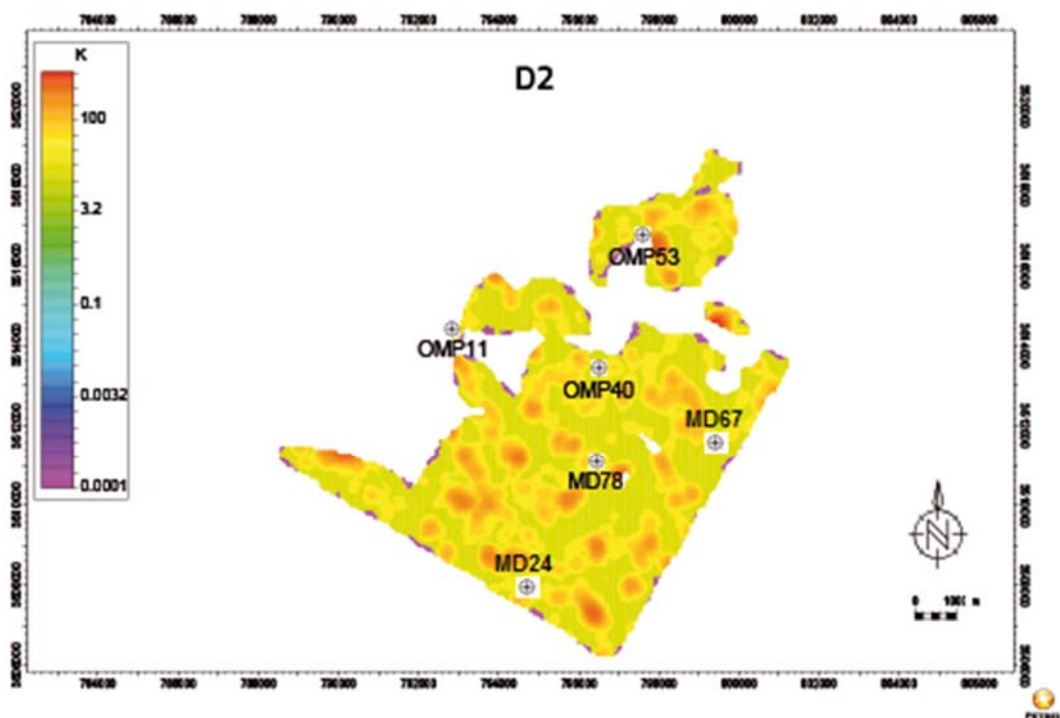
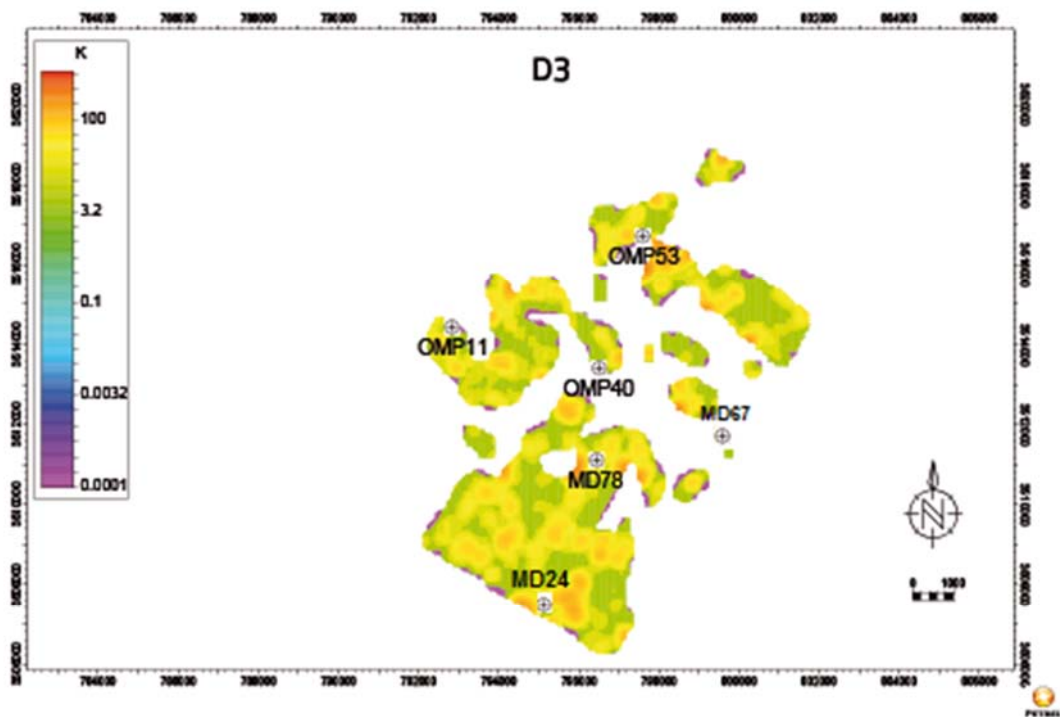


Fig.17- Carte en iso-perméabilité de l'intervalle D2 et D3 (unité Ra).

1. Cimentation

La cimentation est liée à la précipitation de la matière minérale directement sur un substrat provoquant ainsi la formation de cristaux. La coalescence des cristaux aboutit à la lithification partielle ou totale de la porosité primaire (MAROK, 1996).

Puisqu'il s'agit des faciès gréseux, nous avons axé notre étude sur la détermination de la nature des matrices. Ainsi, deux principales matrices ont été observées. Il s'agit de :

1.1. Matrice siliceuse

Le plus souvent, elle se présente sous forme d'une auréole autour des grains de quartz (fig. 18). Cette matrice est représentée en grande partie par la silice de nourrissage qui empêche le processus de compaction et préserve la porosité primaire.

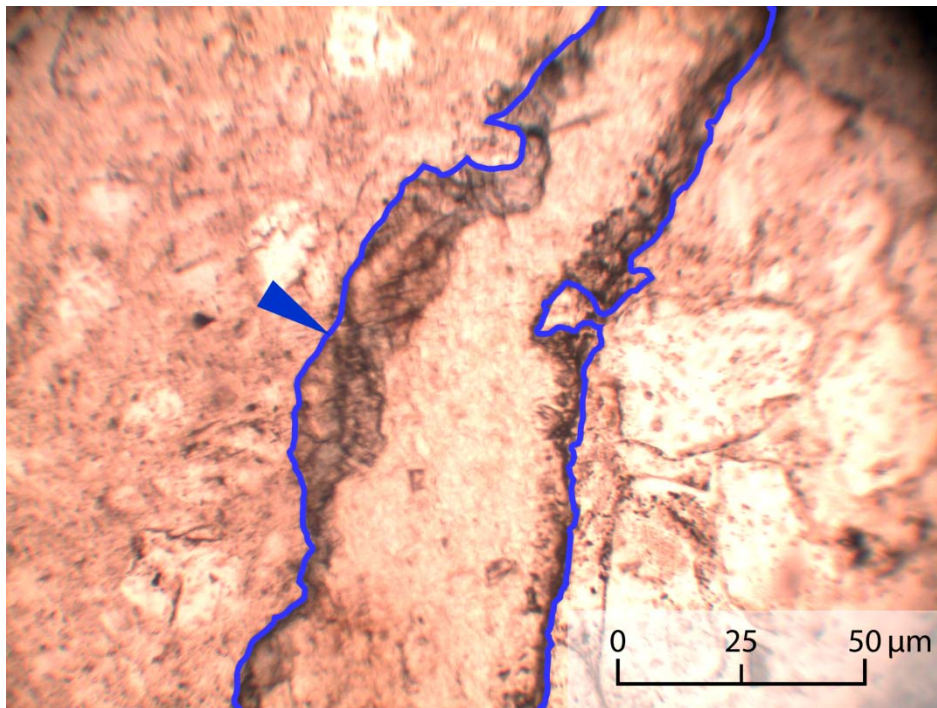


Fig. 18- Matrice siliceuse (LM 3344,25 m).

1.2. Matrice argileuse

C'est la matrice prépondérante dans les réservoirs cambriens (Ra). A titre d'exemple, la kaolinite (minéral argileux) se présente sous forme de plages qui occupent les espaces inter-granulaires (fig. 19). Son origine est liée à la cristallisation des éléments les moins solubles tels que (Si, Al) provenant de l'altération des feldspaths ou par un lessivage des micas (fig. 20).

Nous avons également observé çà et là des matrices carbonatées (fig. 21) ou encore anhydritiques.

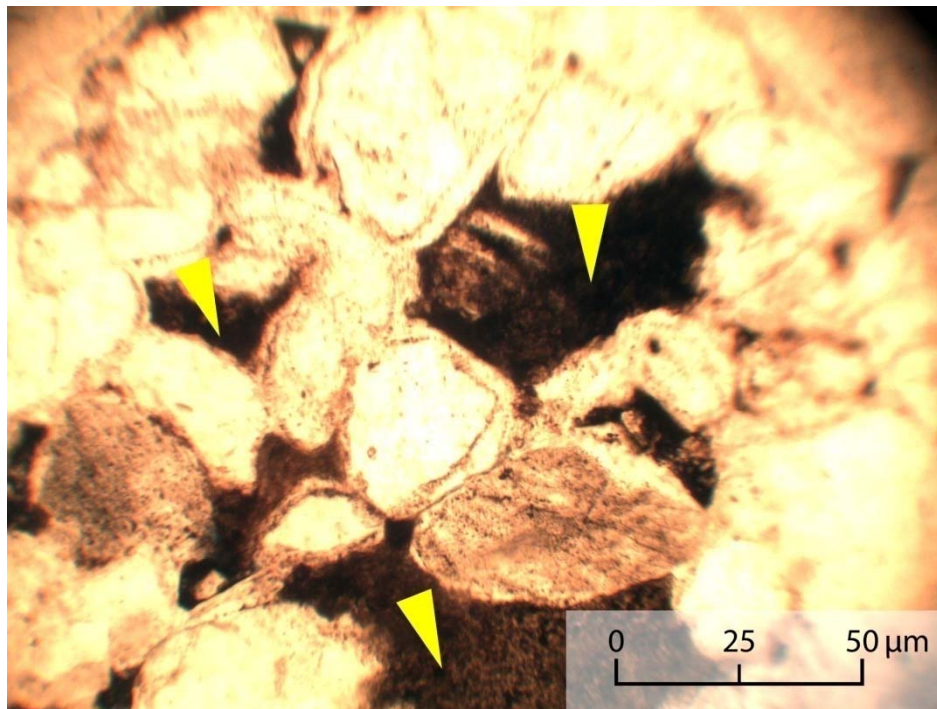


Fig. 19- Matrice argileuse (LM 3436,75 m).

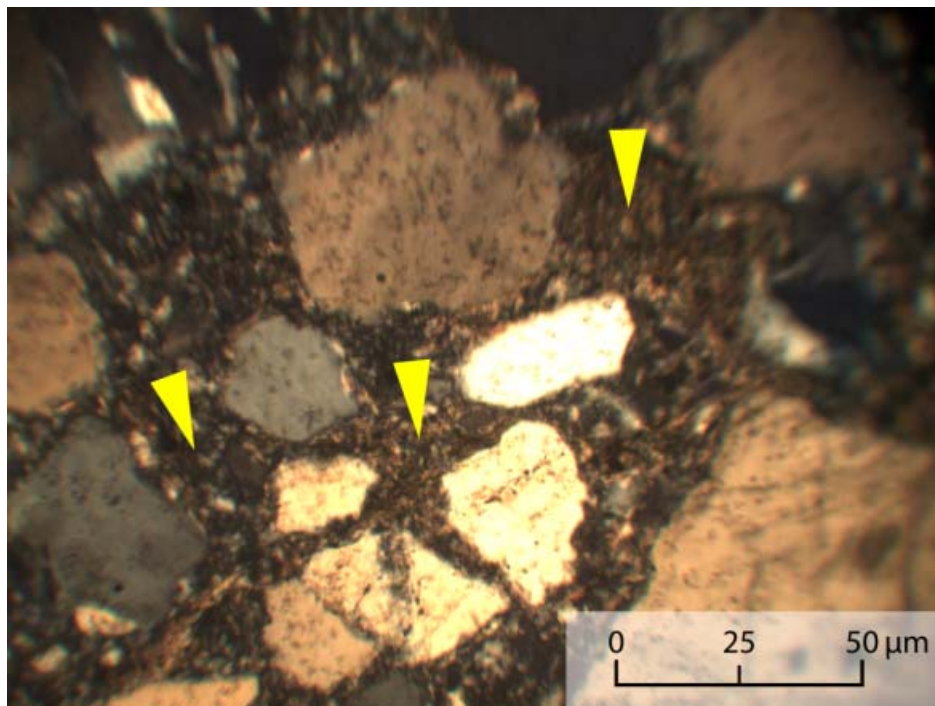


Fig. 20- Matrice argileuse micacée (LM 3345 m).

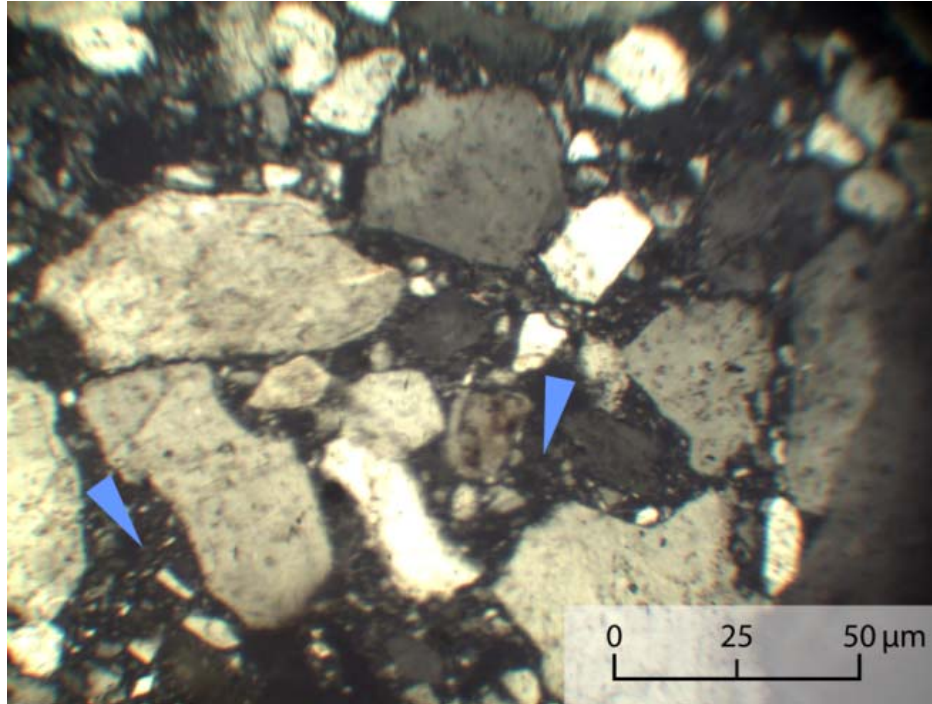


Fig. 21- Matrice argileux légèrement carbonatée (LM 3344,25 m).

2. Dissolution et porogénèse

2.1. Dissolution

Ce processus contribue à la modification de la composition minéralogique originelle, à la dissolution des ciments et à la création de la porosité secondaire dans un sédiment déjà lithifié ou induré (BENGERMIKH & SEBAA, 2004). Dans le cas des échantillons colorés au bleu de méthylène, nous avons remarqué que le phénomène de la dissolution affecte préférentiellement le ciment siliceux (fig. 22), suite à la circulation des eaux interstitielles et l'élévation de la pression et de la température.

2.2. Porogénèse

La création des espaces poreux peut avoir deux origines. D'abord une porosité acquise dès la lithification précoce (porosité primaire), ou bien une porosité liée à des modifications diagenétique (dissolution ou fracturation) et qui peut être appelée porosité secondaire. Dans notre étude, nous avons pu mettre en une évidence deux types de porosité.

a. Porosité intergranulaire

Cette porosité se développe entre les éléments quartzeux et elle est la plus fréquente (fig. 23).

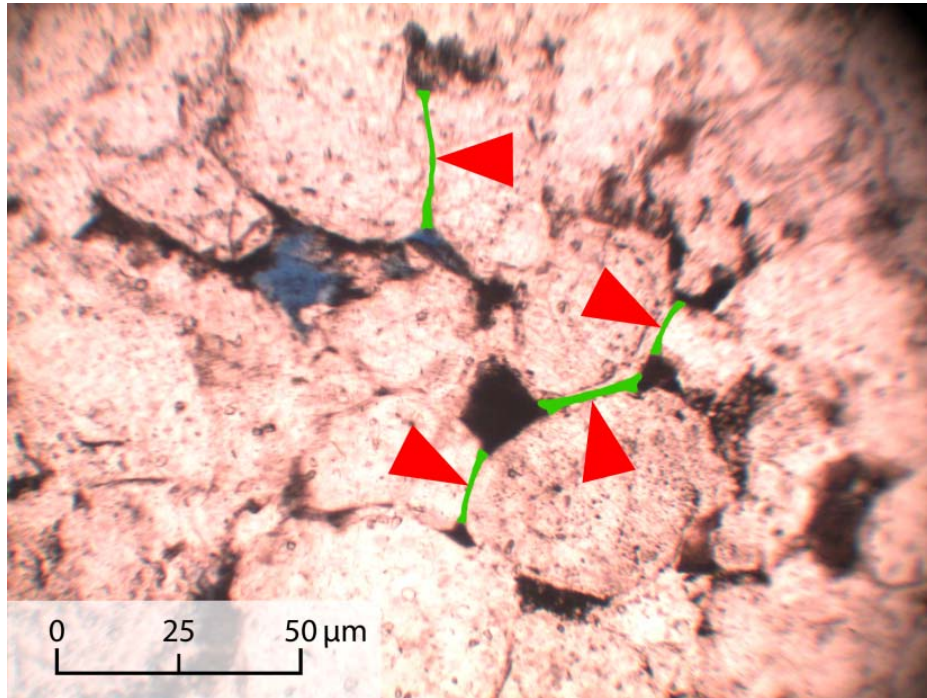


Fig. 22- Phénomène de dissolution observé dans les grès (LM 3340,25 m).

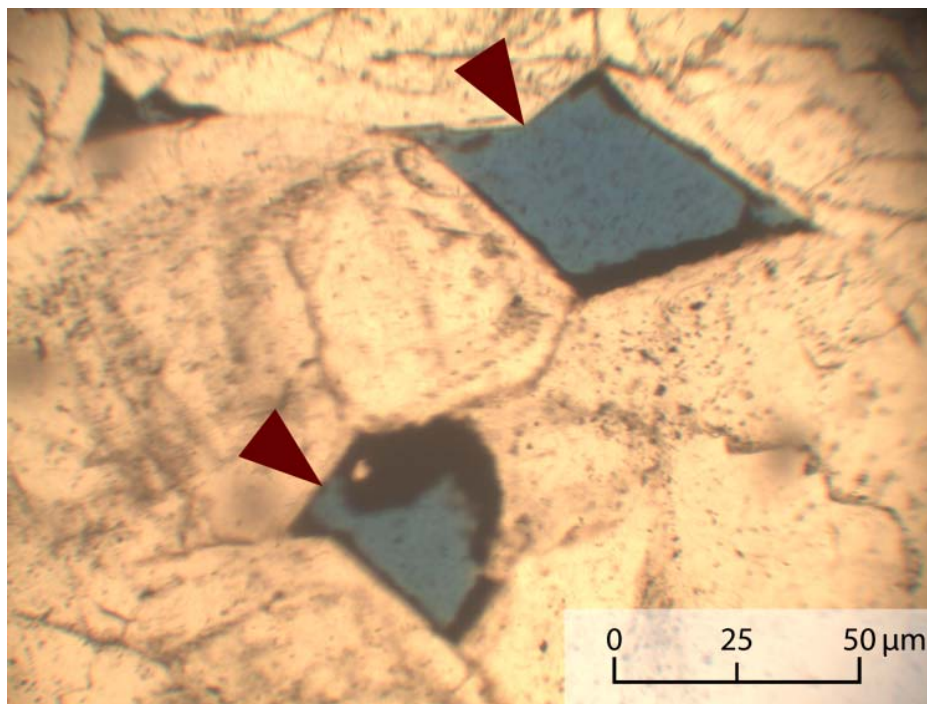


Fig. 23- Porosité inter-granulaire et dissolution (LM 3363,25 m).

b. Porosité de fracture

Elle a été observée dans plusieurs échantillons. Dans certains faciès étudiés, cette porosité est très forte (fig. 24).

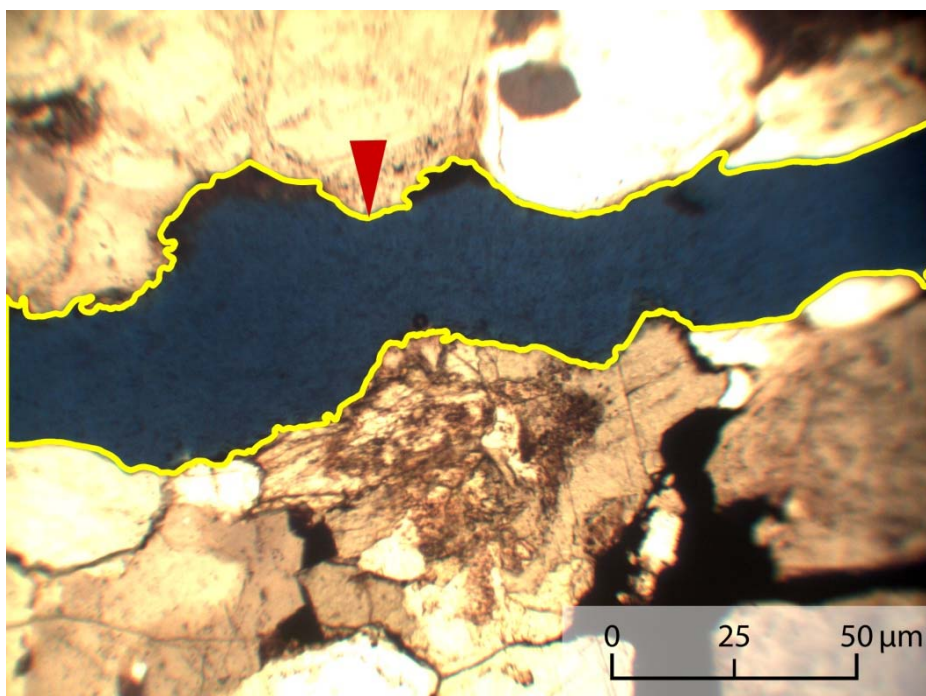


Fig. 24- Exemple de porosité de fracture (LM3391,50 m).

3. Compaction

Elle correspond à un changement physique qui consiste en une réduction de volume du sédiment dû à la diminution de la porosité (MAROK, 1996). Les principaux indices de compaction observés dans les faciès étudiés sont à la fois mécaniques et physico-chimiques.

3.1. Compaction lithostatique mécanique

Ce phénomène est représenté ici par des fractures qui affectent les grains de quartz (fig. 25) et qui sont parfois remplies secondairement par un ciment de nature différente (fig. 26). La fracturation enregistrée dans les grès du réservoir a une importance considérable sur les paramètres pétrophysiques. Elle produit une porosité secondaire et une meilleure perméabilité permettant ainsi la circulation des fluides qui induisent des phénomènes diagénétiques. A noter que les réservoirs cambro-ordoviciens de Hassi Messaoud produisent par fracturation.

3.2. Compaction lithostatique physico-chimique

Cette compaction se traduit par :

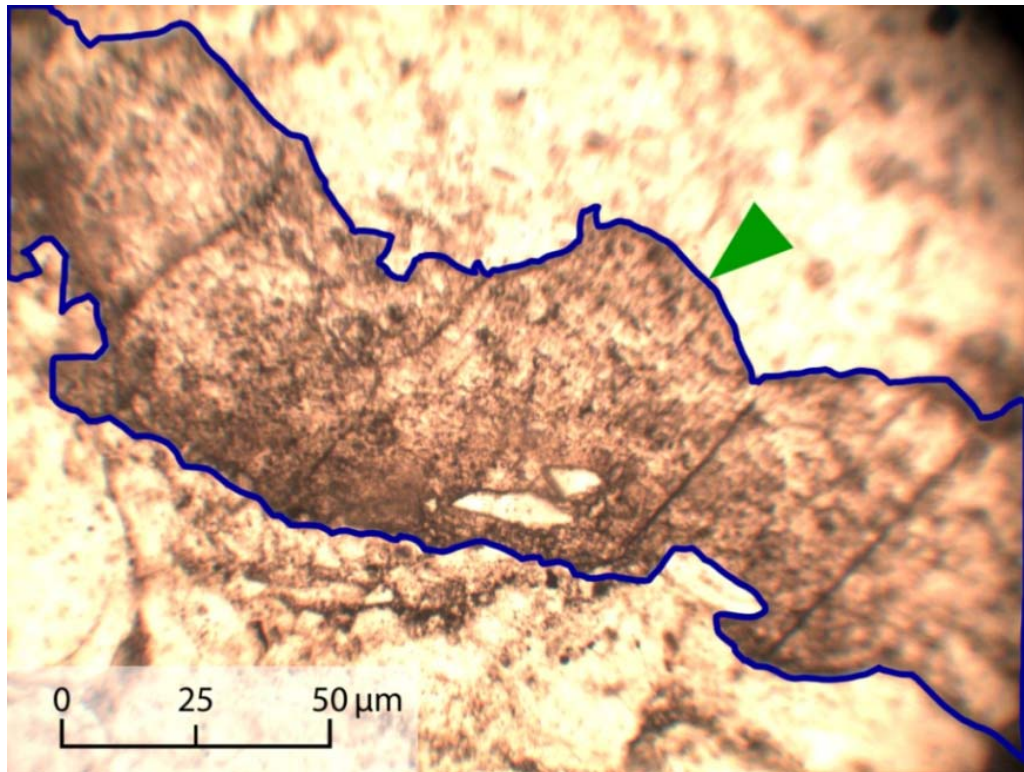


Fig. 25- Exemple d'une fracture affectant les grains de Quartz (LM 3338,75 m).

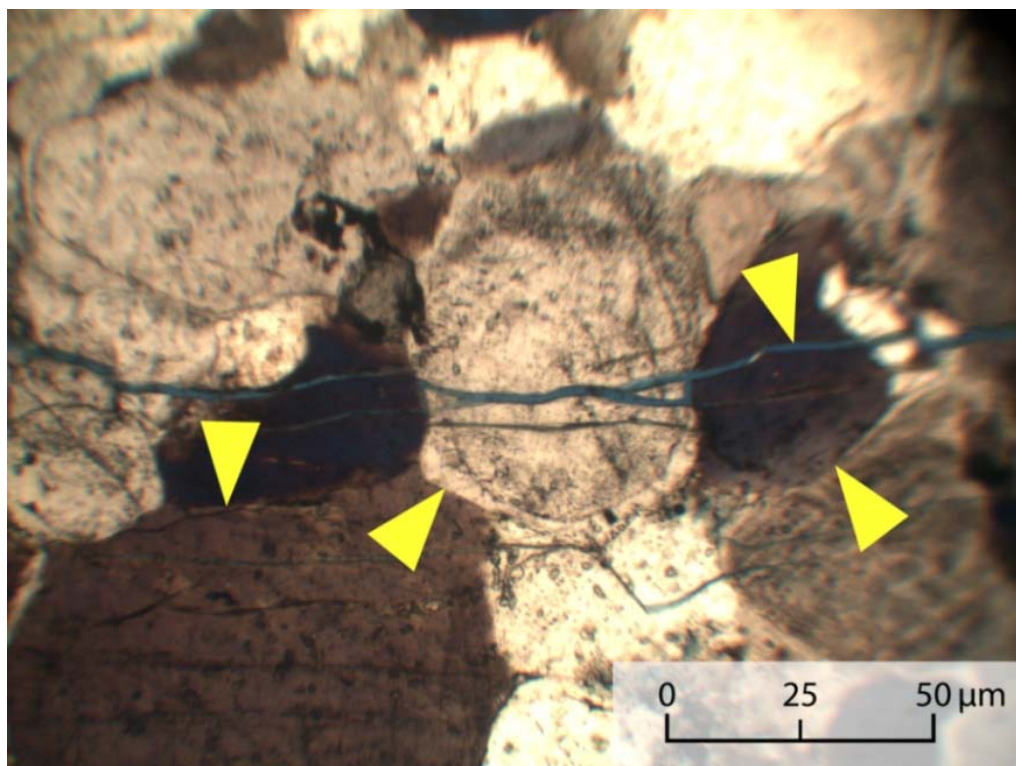


Fig. 26- grain de Quartz fracturé. (LM 3338,75). Certaines fissures sont ouvertes et remplies de carbonates (sidérite) ou d'anhydrite.

-Contact et déformation des grains

Il s'agit du rapprochement et de la déformation des grains de quartz avant et après la phase de cimentation. Ainsi, on distingue des contacts simples (constitués par des surfaces planes), ou courbes (avec interpénétration) (fig. 27) (fig. 28). Ces contacts ont pour conséquence une diminution de la porosité dite matricielle.

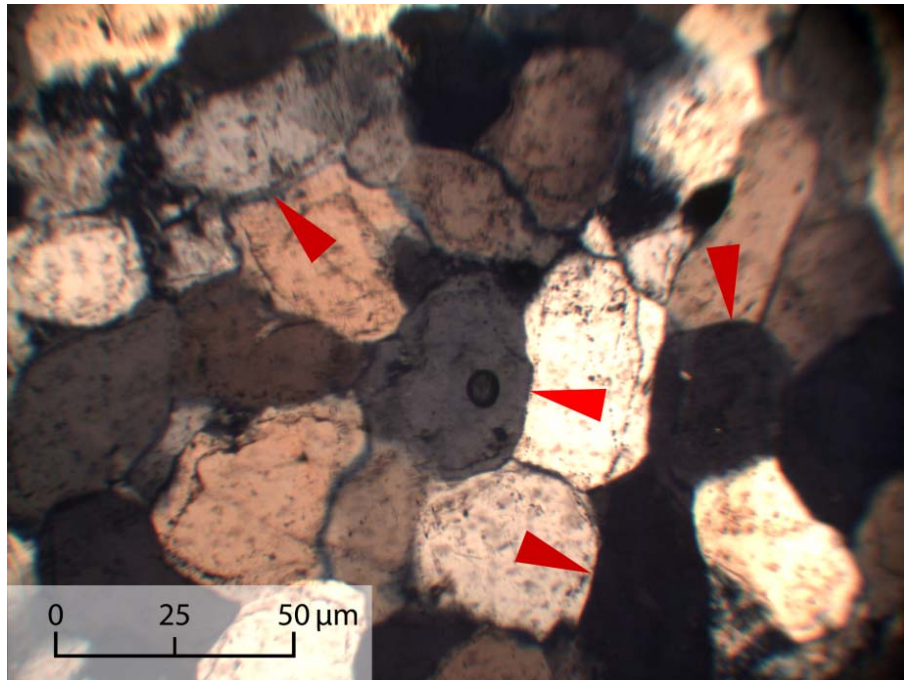


Fig. 27- Types de contact grain à grain (LM 3344,25 m).

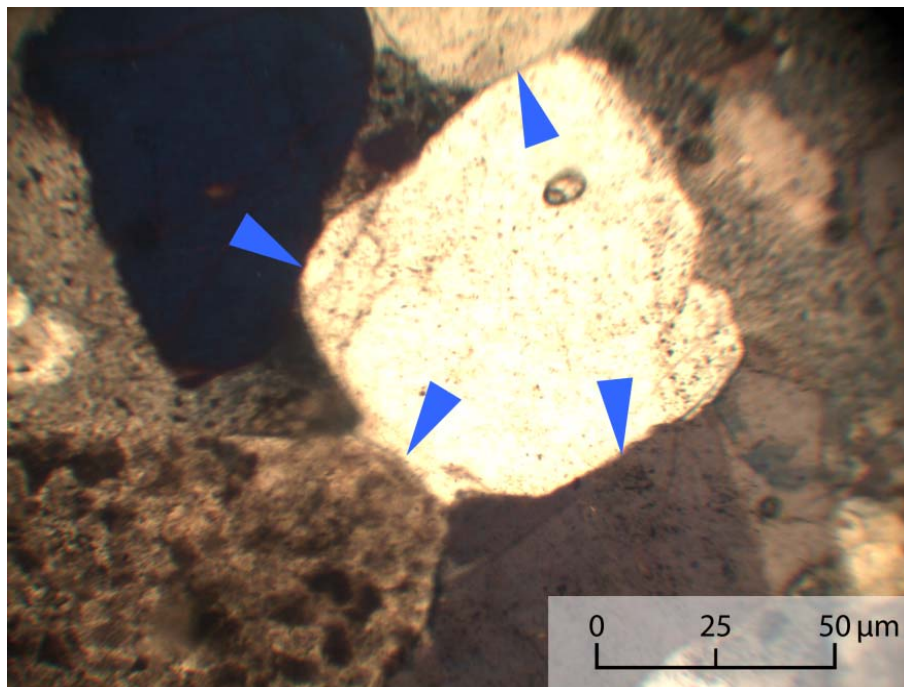


Fig. 28- Exemple de contact grain à grain (LM 3344,50).

-Stylolithisation

La stylolithisation résulte d'une pression orientée. La direction des pics stylolithiques indique la direction de la pression. Dans les faciès gréseux étudiés, les différents stylolithes observés témoignent de l'importance de l'enfouissement (fig. 29a et 29b).

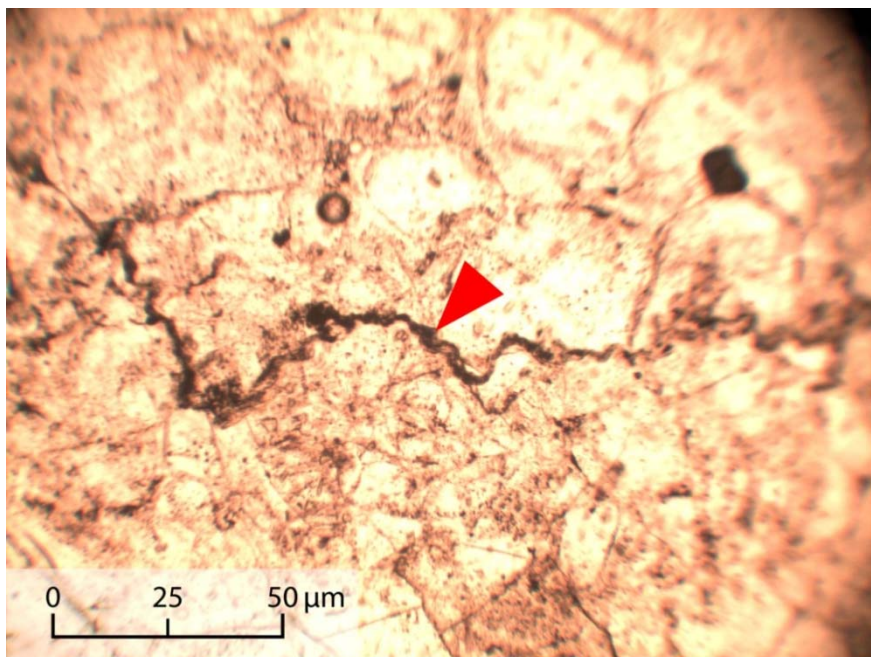


Fig. 29a- Stylolithes type 1 (LM 3338,75 m).

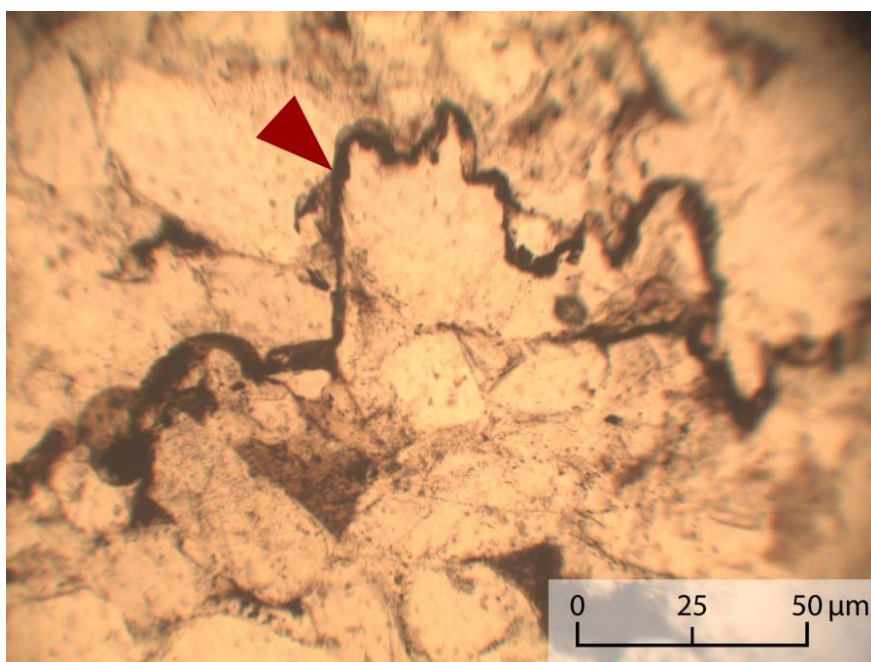


Fig. 29b- Stylolithes type 2 (LM 3391,75 m).

En somme, l'étude des différents types de compaction a montré l'existence d'une parfaite relation entre l'enfouissement et le degré de la compaction (fig. 30 et 31). Ainsi, le phénomène de pression-dissolution diminue le volume des vides (porosité) et par conséquent la perméabilité.

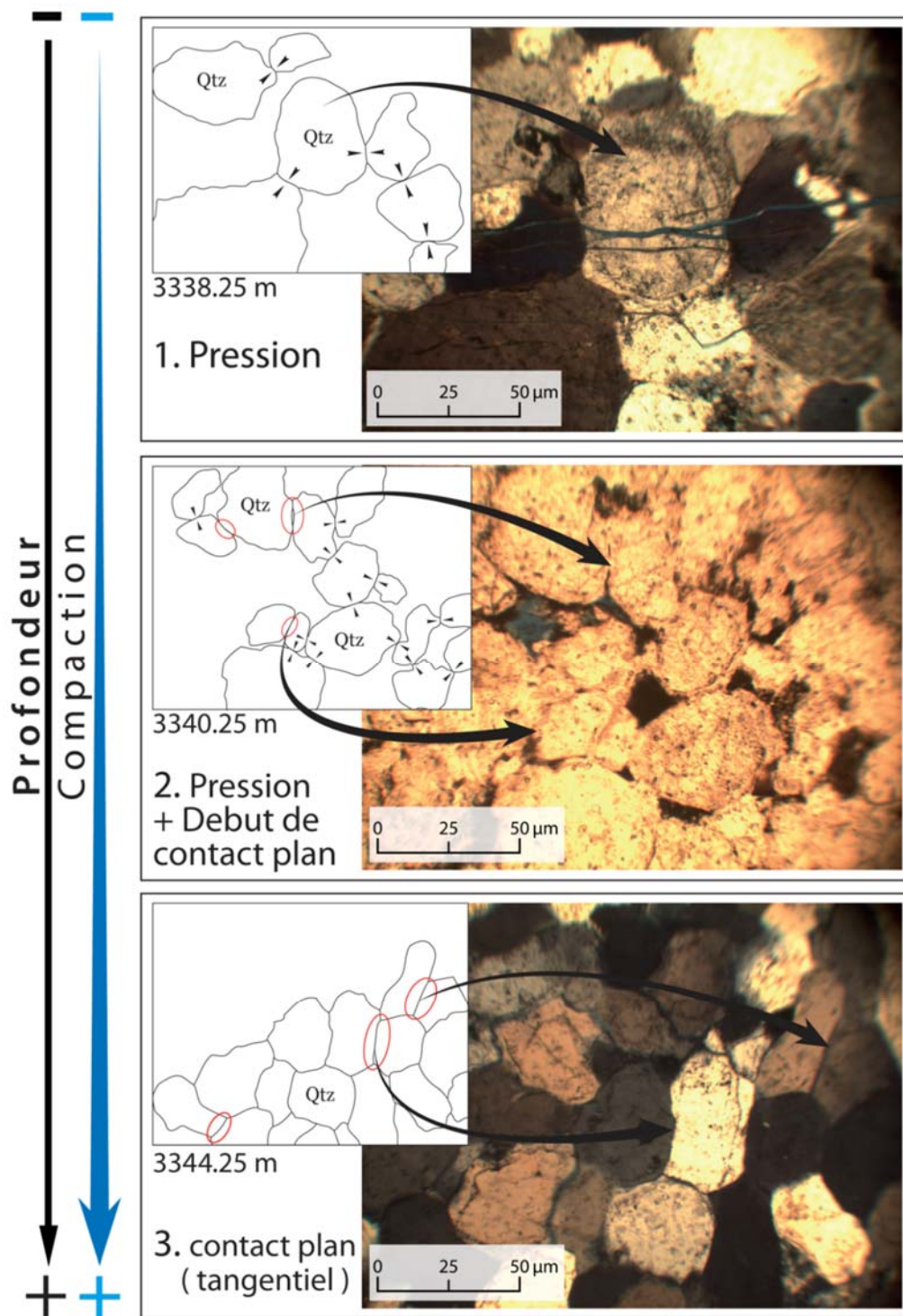


Fig. 30- Relation entre l'enfouissement et le degré de la compaction (présence de la porosité).

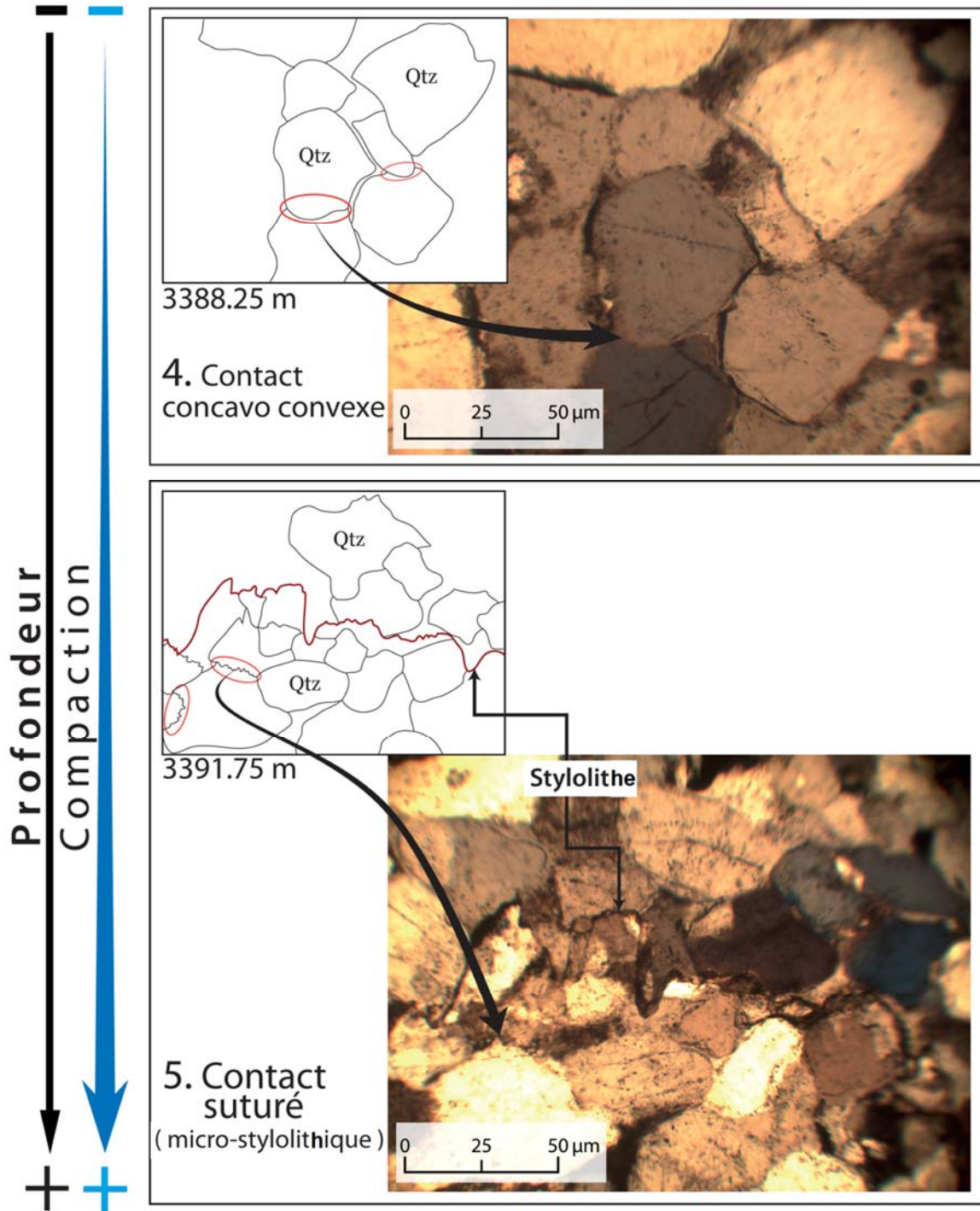


Fig. 31- Relation entre l'enfouissement et le degré de la compaction (absence de la porosité).

I. INTRODUCTION

La modélisation géologique « Geomodeling » est la création d'une représentation de sub-surface d'un réservoir donné (huile, gaz, etc...)(SCHLUMBERGER, 2005). Dans cette optique, la compagnie de service pétrolier SCHLUMBERGER a développé un logiciel performant appelé «*Petrel*». Ce dernier exploité sous Windows a pour objectif la visualisation en 3D des paramètres pétrophysiques.

II. OBJECTIFS DE LA MODELISATION

Dans le domaine pétrolier, les objectifs de la modélisation consiste à :

- caractériser un réservoir donné à partir des données de carottes et de logs ;
- estimer la capacité d'un champ et la recherche des endroits optimaux pour l'implantation des puits de production ;
- évaluer la production du champ sur le moyen et le long terme ;
- mettre à jour les données géologiques.

III. METHODOLOGIE

Pour les réservoirs de type fluviatile, deux méthodes de modélisation sont utilisées :

A. Méthode basée pixel

Cette méthode qui utilise le krigeage, nécessite en conséquence la définition d'un variogramme (fonction mathématique qui exprime l'évaluation de la variabilité de mesure des échantillons en fonction de la distance entre chaque pair d'échantillons). La valeur à simuler sur un nœud donnée est corrélée indépendamment avec chaque valeur voisine.

B. Méthode basée objet

Contrairement à la méthode précédente, la méthode dite basée objet est adaptée à la simulation de chenaux. Elle permet la modélisation des données discrètes qui sont produit et distribuées. Toutes les valeurs sont inscrites : forme géométrique (longueur, largeur, épaisseur, courbure, etc...). L'algorithme permet donc de :

- concevoir l'architecture et la géométrie des faciès d'une manière réelle ;
- créer des objets à base de formes prédéterminées.
- analyser les tendances verticales et latérales.
- évaluer la porosité des roches de réservoir.
- identifier la lithologie grâce à la combinaison avec d'autres outils.
- évaluer la densité des hydrocarbures.

IV. MODELISATION DE LA ZONE 13

Dans le présent travail, nous avons essayé à l'aide du logiciel de géo-modélisation 3D « *Petrel* » de réaliser les modélisations suivante :

- modélisation structurale ;
- modélisation pétrophysique.

A. Acquisition des données

Les données utilisées ici proviennent de 46 puits. Il s'agit des données de diagraphies (GR, NPHI) et des mesures de la perméabilité (CKH) et de la porosité (CPOR).

B. Elaboration du database

Le database qui sera traité par la suite par le logiciel « *Petrel* » doit comprendre les données des puits (coordonnées UTM, KB et TD) (fig. 32), les données de la déviation (dans le cas des puits horizontaux et les puits en short radius), les toits des formations géologiques et enfin les données diagraphiques.

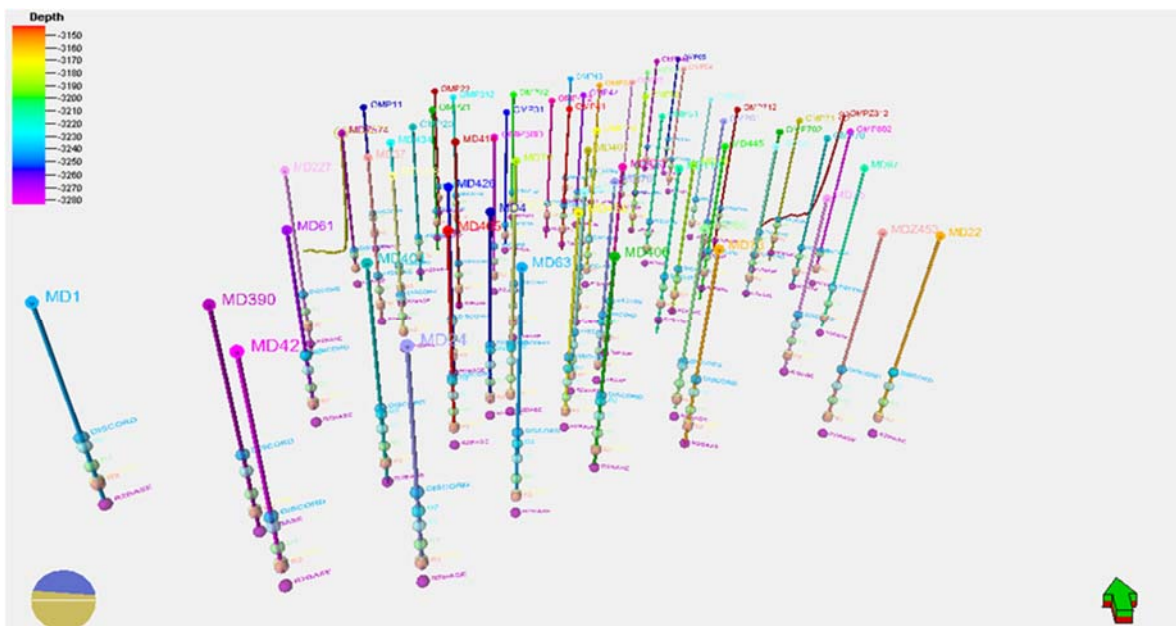


Fig. 32- Elaboration du database et création des puits.

C. Modélisation structurale

Cette modélisation en 3D constitue le support physique sur lequel les modélisations à venir seront construites. Elle est subdivisée en trois étapes :

1. Modélisation des failles (Faults modeling)

Cette étape consiste à définir des failles dans le modèle géologique et qui servira de base pour générer des grilles. Ainsi, la figure 33 montre à travers le "Faultstick" des failles en forme de bâtonnet ou barrettes.

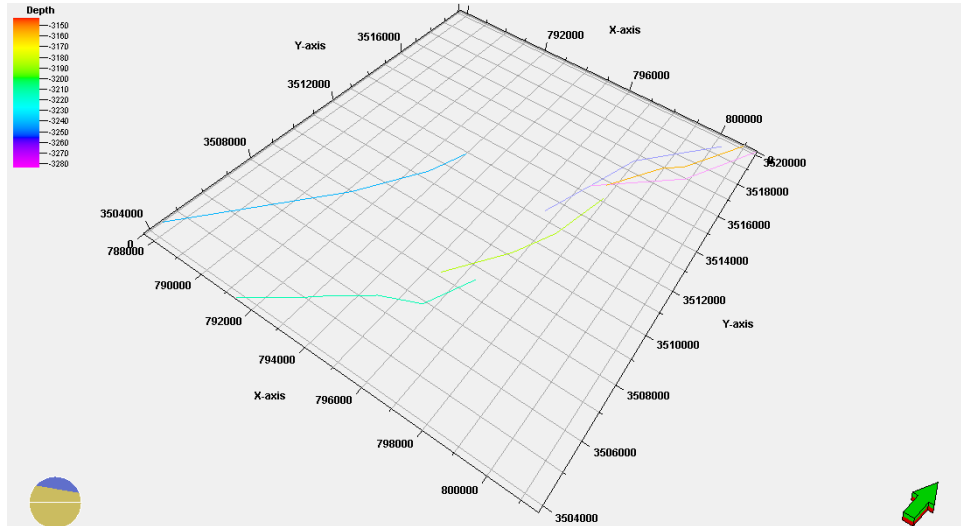


Fig. 33- Les lignes de failles en 2D "Fault stick".

2. Piliers de maillage (Pillar gridding)

Ce processus permet de générer le maillage en 3D. En d'autre terme, c'est le squelette sur lequel le modèle reposera (fig. 34), et où les failles vont prendre forme (fig. 35). Le maillage utilisé dans notre étude est de 100 m \times 100 m.

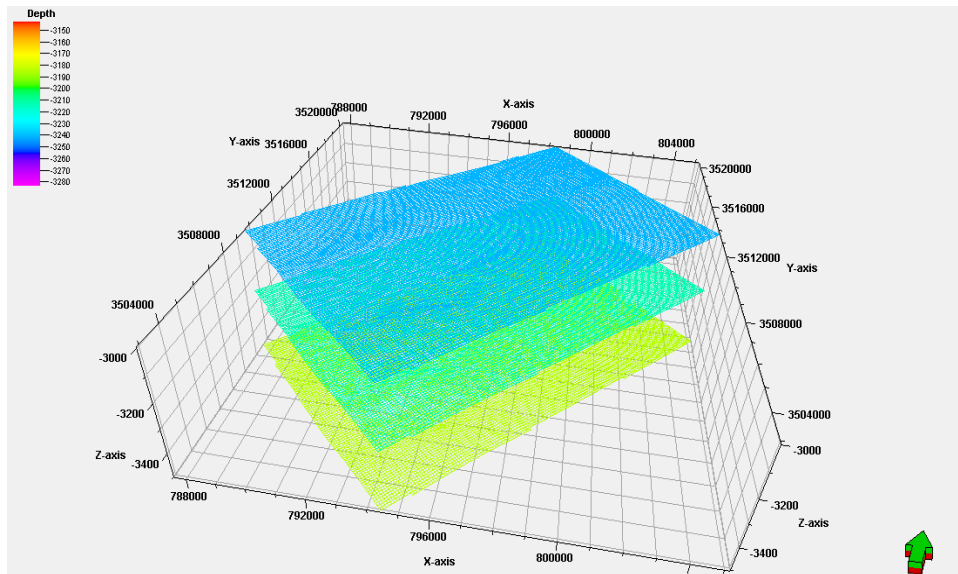


Fig. 34- Etablissement de squelette "gridding" montrant les mailles de pilier utilisé 100m x100m.

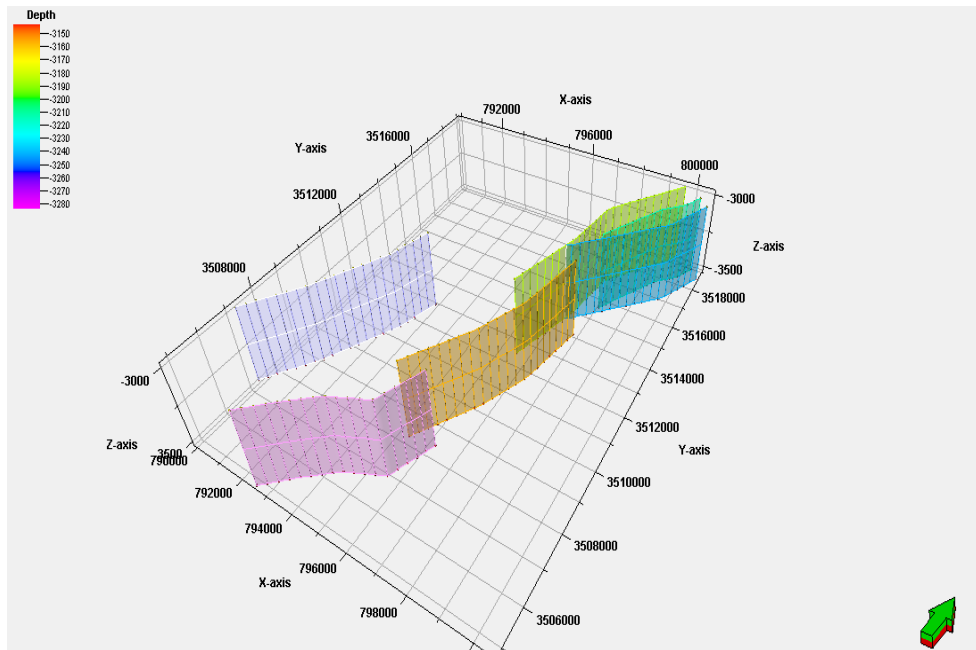


Fig. 35- Failles en 3D après gridding.

3. Construction des horizons (Make horizons)

Les principaux horizons sont générés à partir des surfaces principales déjà préparées ci-dessus (R2, Z-PSG, D1, ID, D2, D3 et DH)(fig. 36). La DH est alors déclarée comme érosive et pourra recouper n'importe quel drain sous-jacent. Il est à noter que le contact entre les couches peut être : érosif, discontinu ou bien contact de base.

La création d'horizons stratigraphiques et leurs subdivisions constituent la dernière étape dans la modélisation de la structure. La figure 37 montre le modèle structural 3D de la zone 13 du champ de Hassi Messaoud.

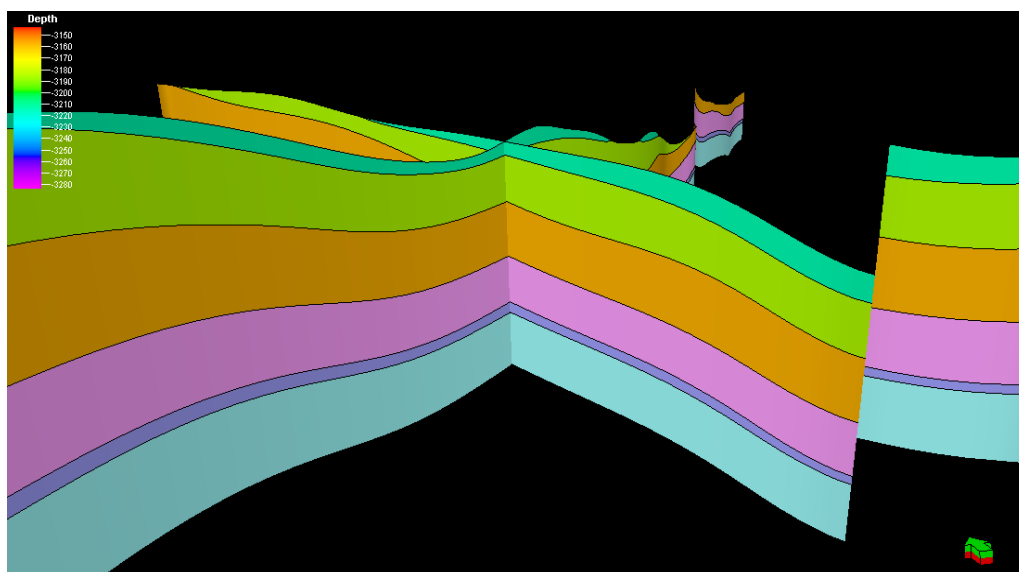


Fig. 36- Exemple de construction d'horizon.

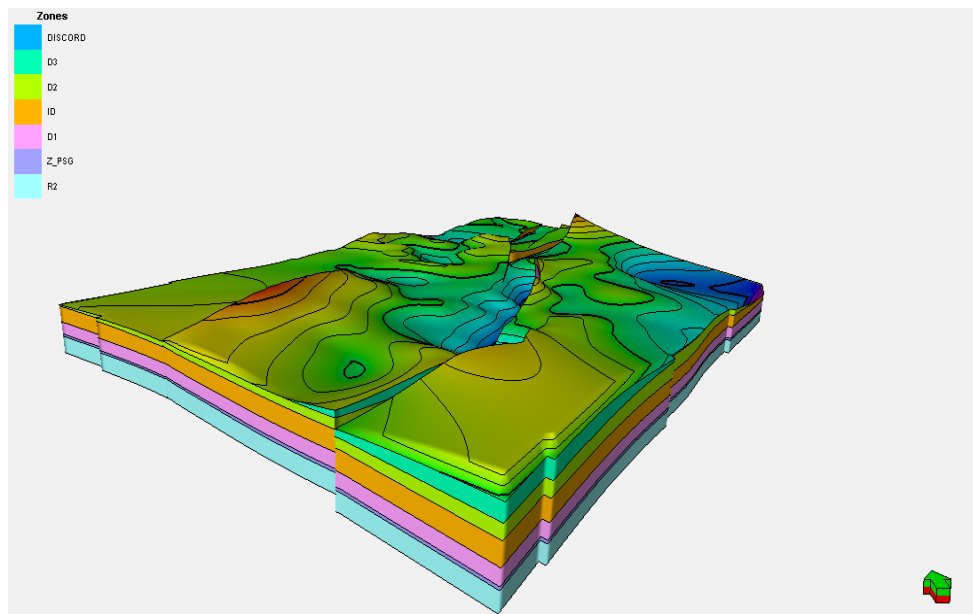


Fig. 37- Modèle structural en 3D de la zone 13.

En conclusion, le modèle structural obtenu (fig. 37), nous permet également d’avoir d’autres informations complémentaires. A partir des cartes en isobathes réalisées au top des drains et des cartes en isopaques réalisées à partir des zones créées dans le modèle 3D, on remarque sur la figure 38 que l’érosion est plus forte au Nord où on observe un amincissement de la série et la DH repose directement sur le D1. Cette érosion diminue progressivement en allant vers le Sud. (fig. 38).

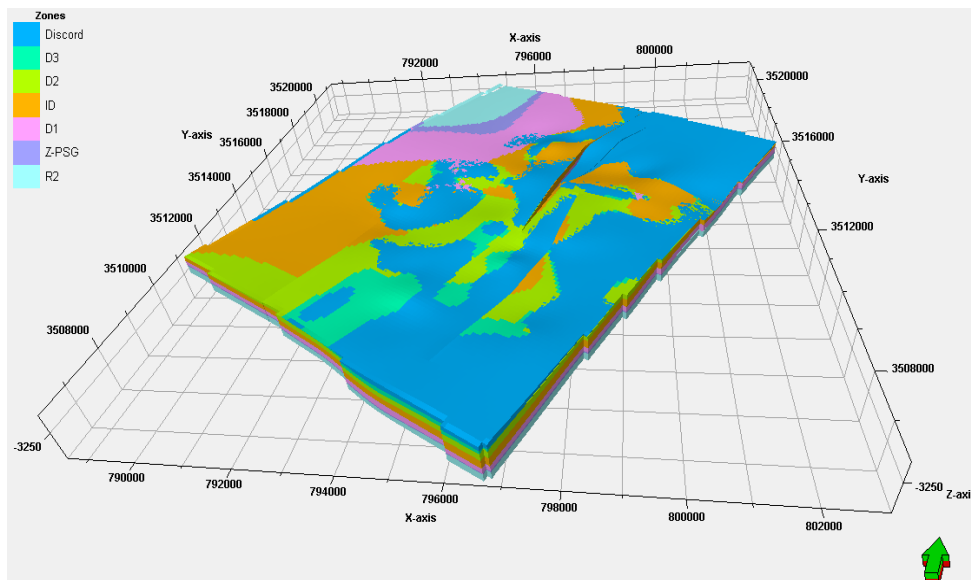


Fig. 38- Répartition des drains dans la zone d'étude.

D. Modélisation pétrophysique

Pour modéliser les propriétés pétrophysiques de la zone d'étude, à savoir la porosité et la perméabilité, nous avons choisi la méthode dite « méthode de simulation gaussienne ».

1. Modélisation de la porosité

Elle consiste à établir un modèle de la porosité en 3D (fig. 39). Les résultats ainsi obtenus montrent que la répartition de la porosité est quelque peu perceptible dans tous les drains où les valeurs sont assez bonnes pour parler des caractéristiques d'un bon réservoir.

Notons que l'orientation générale de ces tendances semble suivre la direction des failles (N-S) et des chenaux. Ceci confirme fort bien leur influence sur la qualité du réservoir.

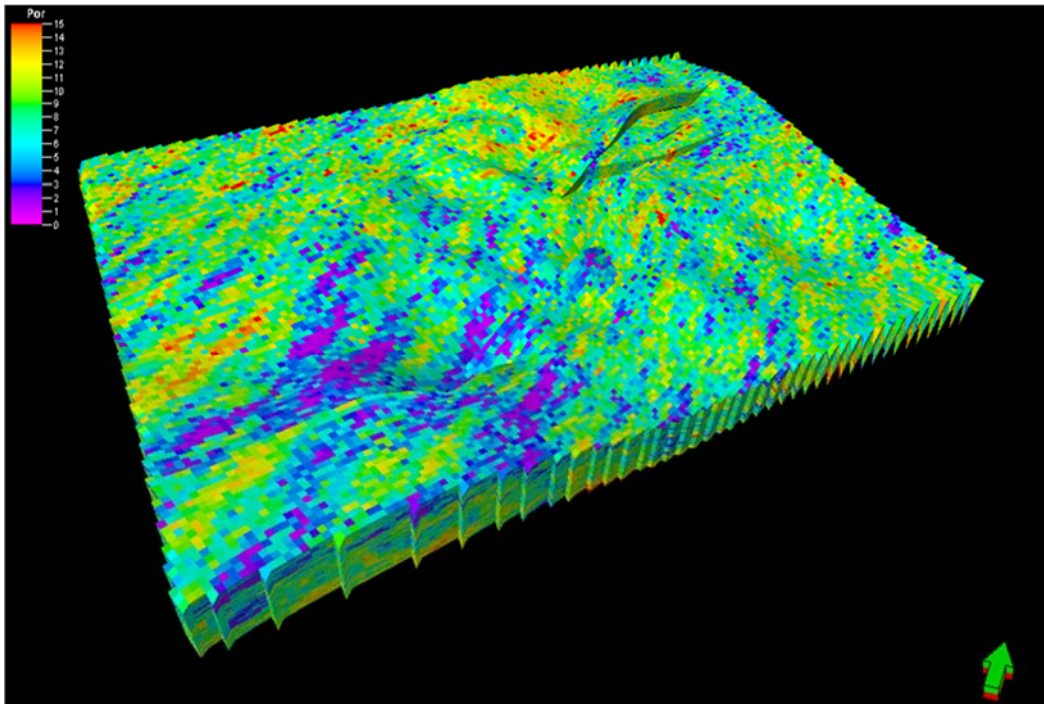


Fig. 39- Modèle de la porosité en 3D de la zone 13.

2. Modélisation de la perméabilité

Vu la forte variabilité de la perméabilité, sa distribution semble plus complexe que la porosité. Dans son ensemble le modèle montre tous les drains présentent des bonnes valeurs de perméabilité (fig. 40).

Toutefois, le caractère anisotrope des grès du réservoir cambrien de Hassi Messaoud admet globalement un axe majeur N-S ; mais qui varie localement.

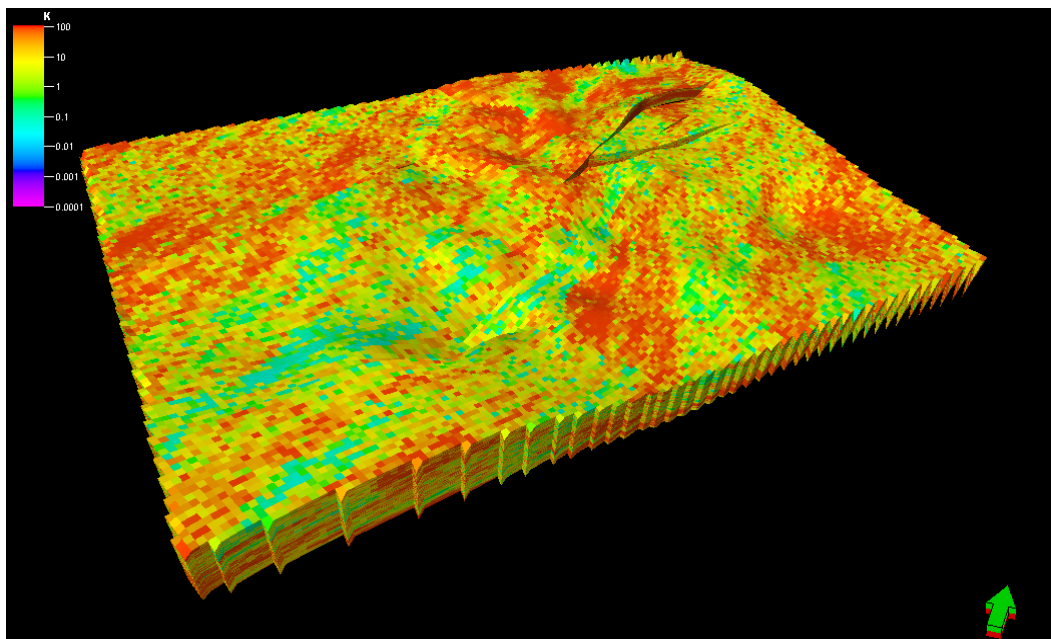


Fig. 40- Modèle de la perméabilité en 3D de la zone 13.

CONCLUSION GENERALE

Au terme de ce mémoire, nous essayons d'exposer ici les principaux résultats obtenus.

I. SEDIMENTOLOGIE

L'étude des carottes considérées (puits : MD24 et OMP11) montre que le réservoir cambrien est constitué essentiellement de grès et de grès quartzitique admettant des niveaux argilo-silteux. La présence des structures sédimentaires (litage oblique, litage entrecoupés et quelques traces d'origine organique évoque un milieu de dépôt de type fluvial en tresse soumis vers le haut à des influences marines.

II. PETROPHYSIQUE

L'évolution spatio-temporelle à travers les cartes en iso-porosité et en iso-perméabilité montre d'abord que la porosité est relativement assez bonne à la base de la série lithostratigraphique Ra (D1 et ID) et faible à moyenne vers le haut Ra (D2 et D3).

Par ailleurs, les cartes en iso-perméabilité montrent des valeurs beaucoup plus importantes qui peuvent atteindre 160 md. Vers le Sud de la zone d'étude, les valeurs de la perméabilité restent faibles.

III. DIAGENESE DES GRES

L'étude diagénétique réalisée sur les faciès gréseux du réservoir cambrien de Hassi Messaoud (puits : MD24 et OMP11) a permis de distinguer trois stades :

A. Cimentation

Les faciès étudiés se distinguent principalement par la présence d'une matrice siliceuse et argileuse. Notons parfois la présence d'une matrice carbonatée ou anhydritique.

B. Dissolution et porogénèse

Alors que la dissolution affecte préférentiellement le ciment siliceux, deux types porosités ont été observés dans certains échantillons. Il s'agit de la porosité primaire (liée à la lithification précoce) et de la porosité secondaire (liée à la dissolution et à la fracturation).

C. Compaction

Elle est représentée par la compaction lithostatique mécanique (fracturation) et par la compaction lithostatique physico-chimique (contact et déformation des grains de quartz et stylolithisation). A noter que les différents types de compaction énumérés montrent l'existence d'une parfaite relation entre l'enfouissement et le degré de la compaction.

IV. MODELISATION

En plus de la modélisation à la fois, structurale et pétrophysique (variations de la porosité et de la perméabilité), nous avons jugé utile, de montrer en 2D l'évolution spatio-temporelle du réservoir cambrien à travers les cartes en isopaques et en isobathes.

A. Cartes en isopaques

Pour l'ensemble des unités stratigraphiques R2 et Ra des variations spectaculaires des épaisseurs sont enregistrées dans l'unité Ra. Ainsi, on distingue :

- Pendant les dépôts du R2, le maximum des épaisseurs est observé au Sud-Ouest du bloc et au Sud du puits OMP53 (fig. 41).

- Au cours des dépôts qualifiés de la zone de passage ou de transition (Z-PSG) entre le R2 et le Ra, nous constatons que le maximum des épaisseurs se trouve plutôt dans le Nord-Est (fig. 42).

- A partir des dépôts du D1, ID, D2 et D3, une polarité des épaisseurs se dessine du Nord vers le Sud (fig. 43, 44, 45 et 46). Le minimum des épaisseurs est enregistré dans le D2 et le D3 comme le montre le puits OMP53.

B. Cartes en isobathes

A la différence des cartes en isopaques, aucune polarité n'a pu être distinguée.

- Au cours du R2, un dépo-centre profond est observé au Nord-Ouest (fig. 47).

- Pendant le Z-PSG (fig. 48) et le D1 (fig. 49), un nouveau schéma se dessine avec la création d'un deuxième dépo-centre moins profond, situé vers l'Est. Les deux dépo-centres sont séparés par un horst (fig. 48). Durant cette période, le rôle de la tectonique locale s'affirme nettement.

- A partir du ID, nous assistons à un approfondissement progressif au Sud de la zone d'étude (puits MD61)(fig. 50,51 et 52). Il s'agit d'un approfondissement lié au jeu de la tectonique locale et/ou régionale.

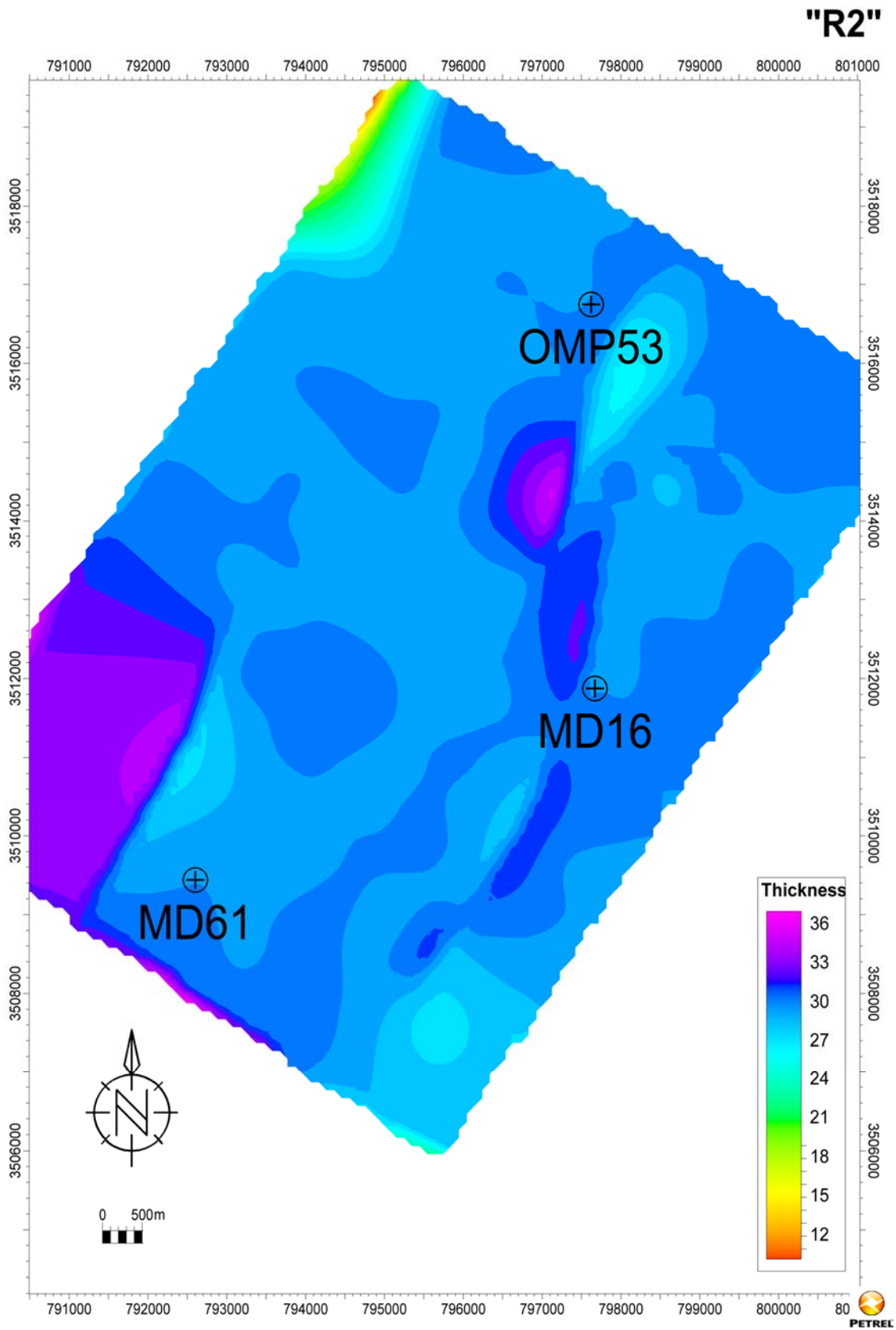


Fig.41- Carte en isopaque de l'unité R2.

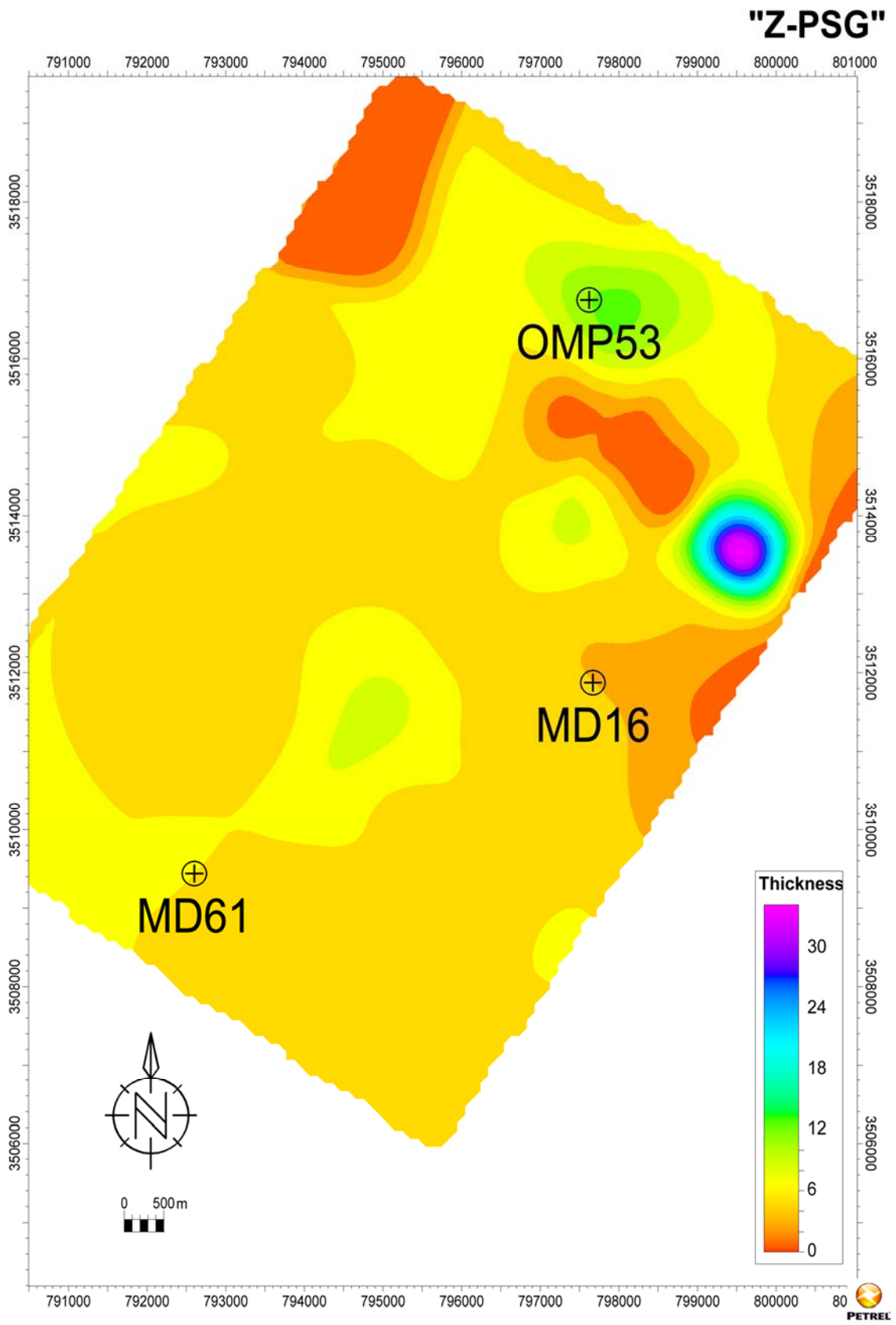


Fig.42- Carte en isopaque de l'intervalle stratigraphique Z-PSG (unité Ra).

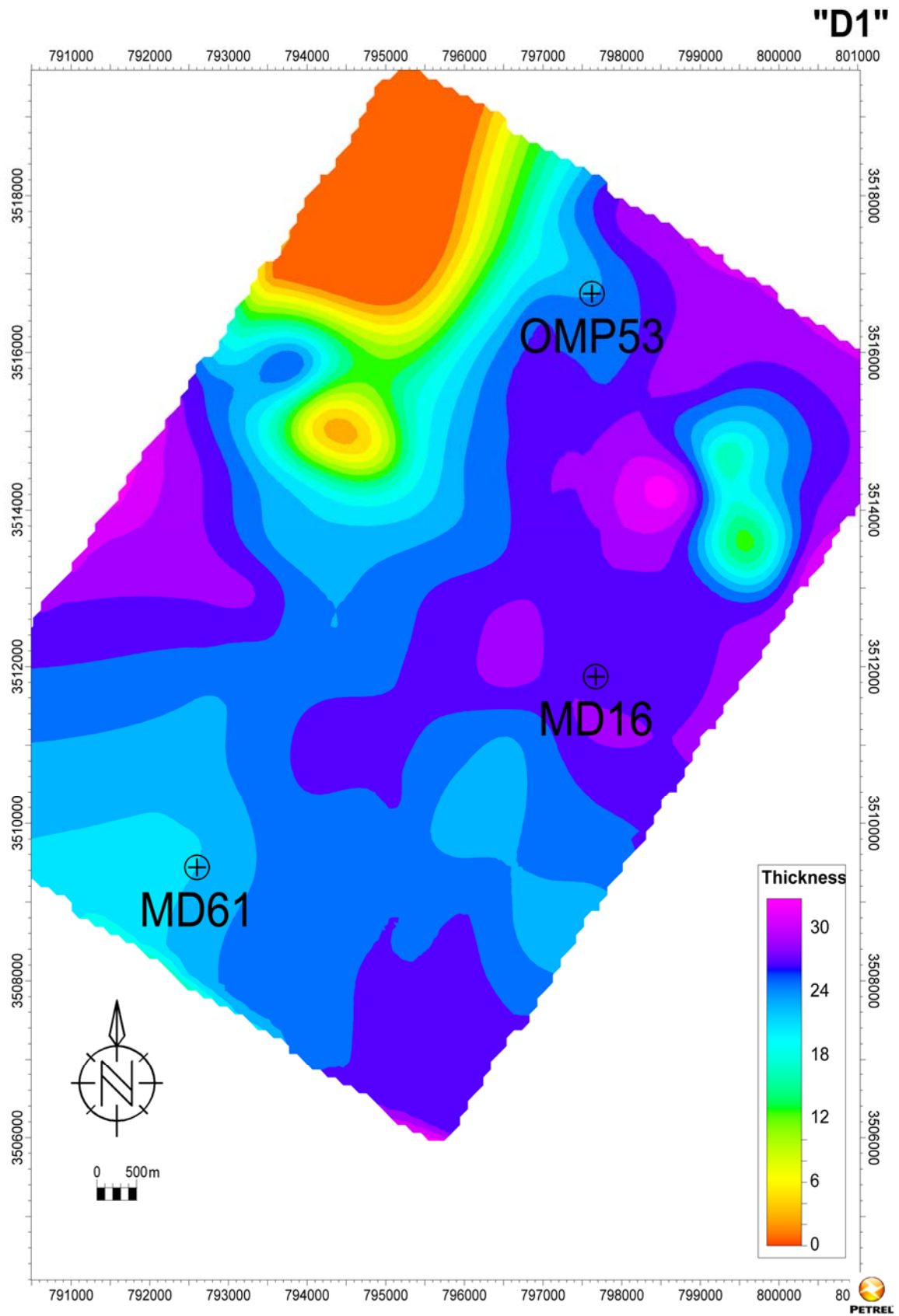


Fig.43- Carte en isopaque de l'intervalle stratigraphique D1 (unité Ra).

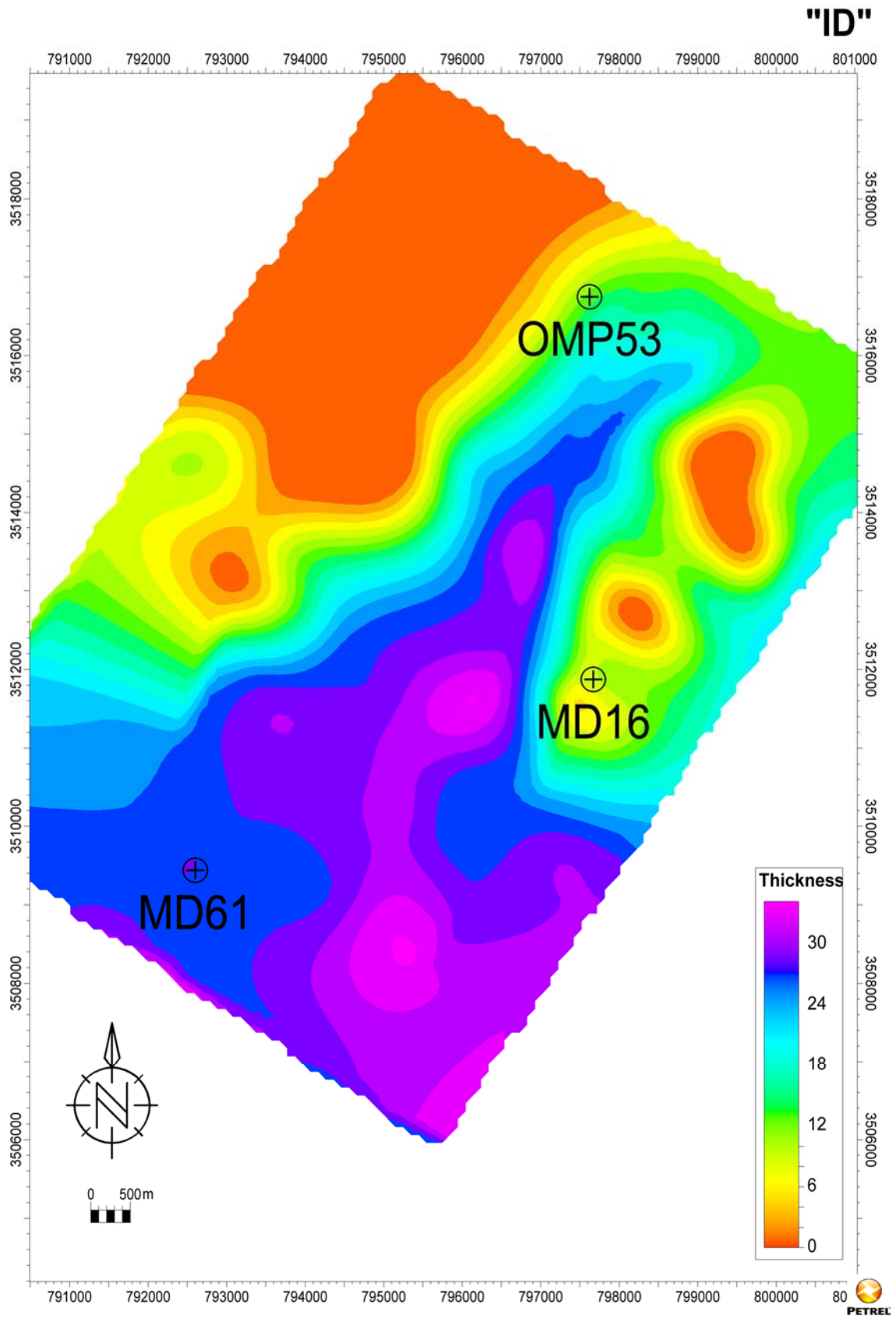


Fig.44- Carte en isopaque de l'intervalle stratigraphique ID (unité Ra).

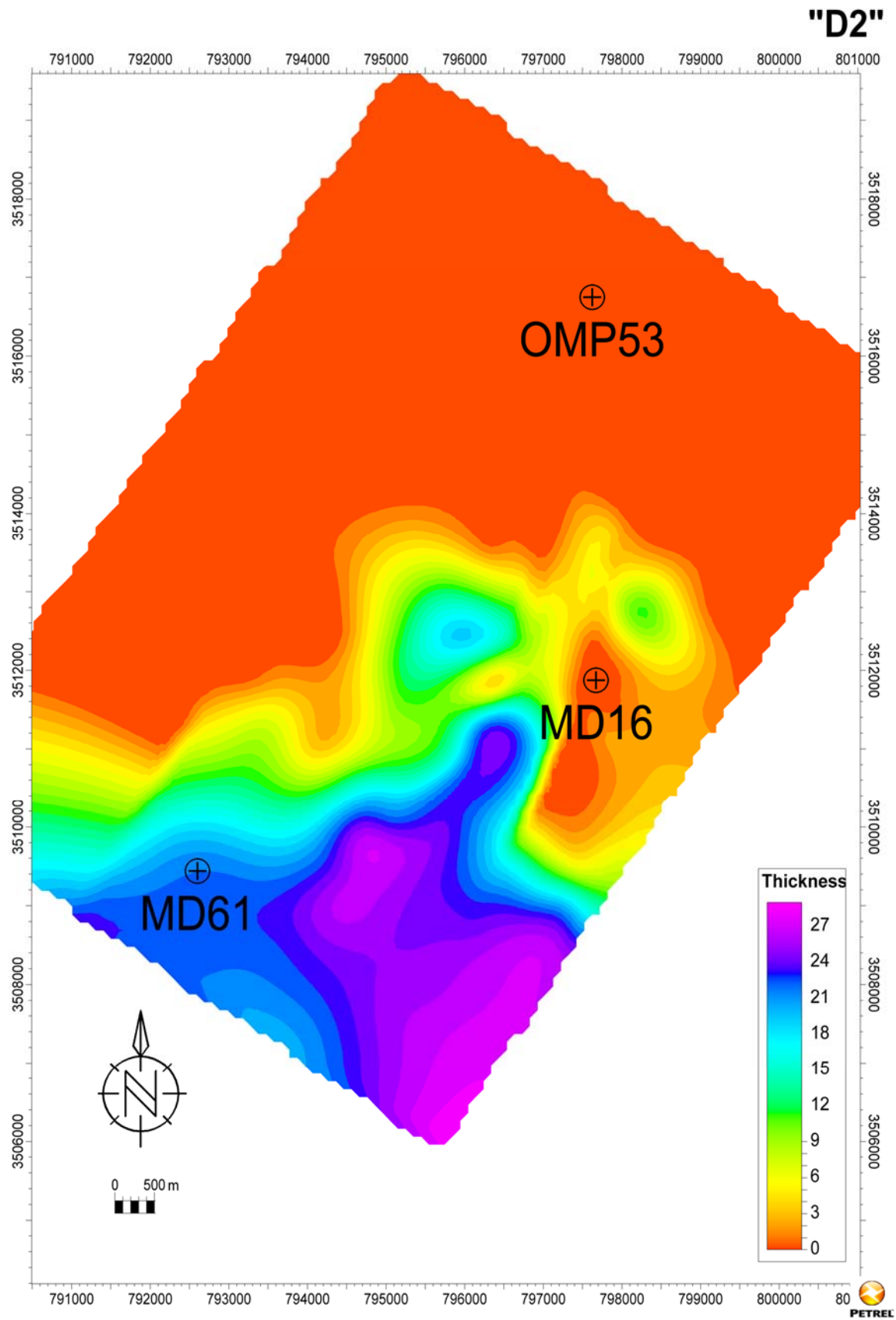


Fig.45- Carte en isopaque de l'intervalle stratigraphique D2 (unité Ra).

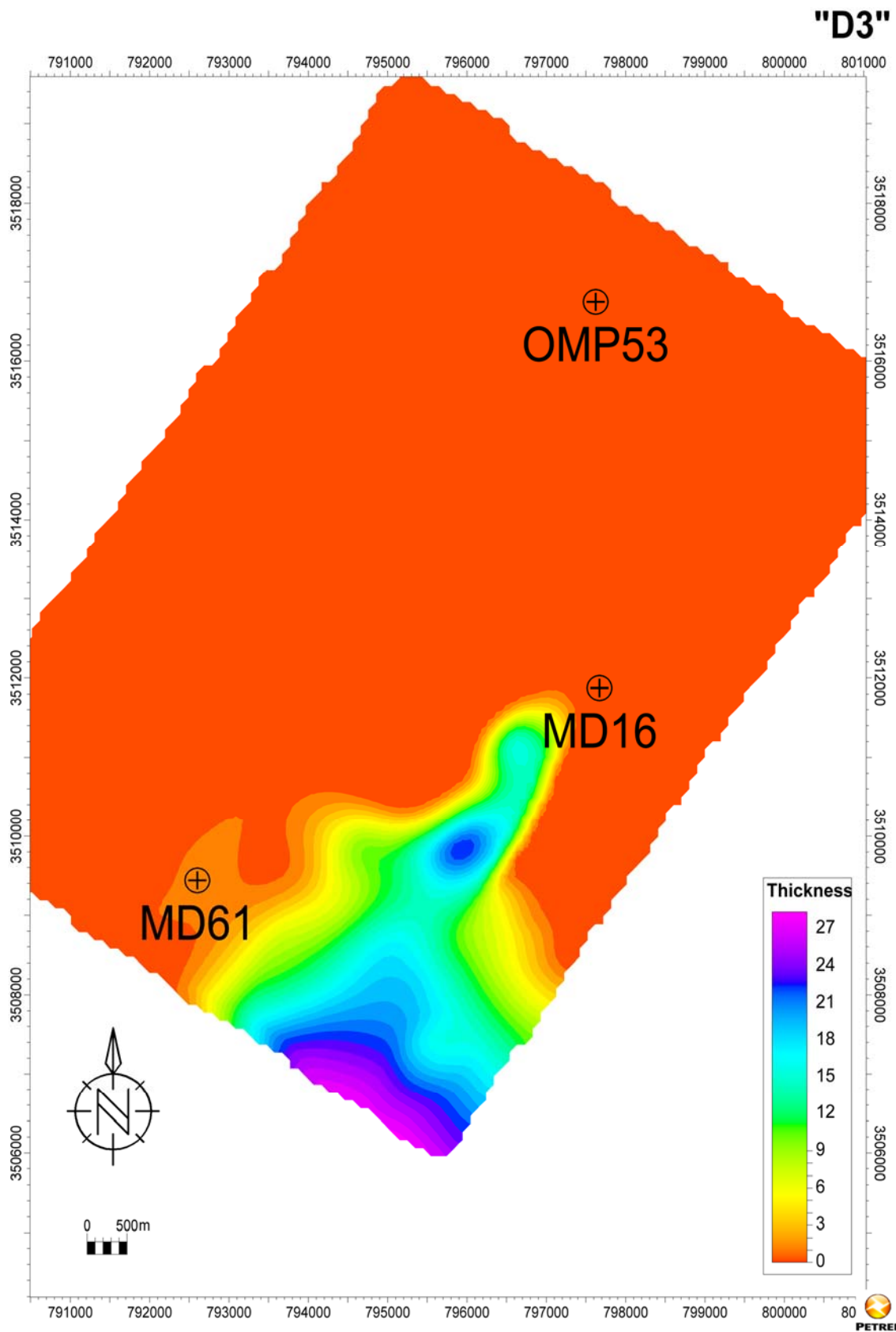


Fig.46 - Carte en isopaque de l'intervalle stratigraphique D3 (unité Ra).

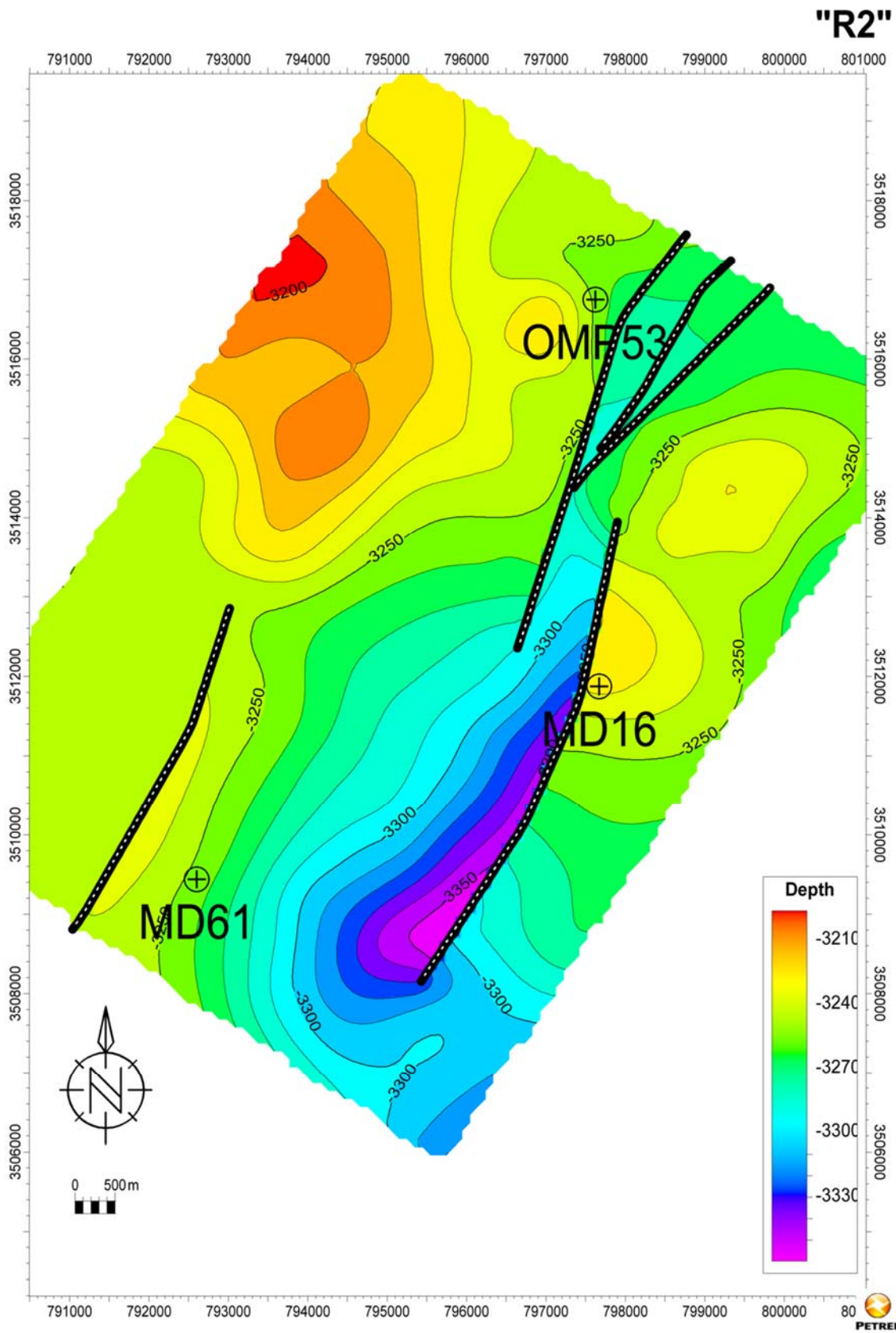


Fig.47- Carte en isobathe de l'unité R2.

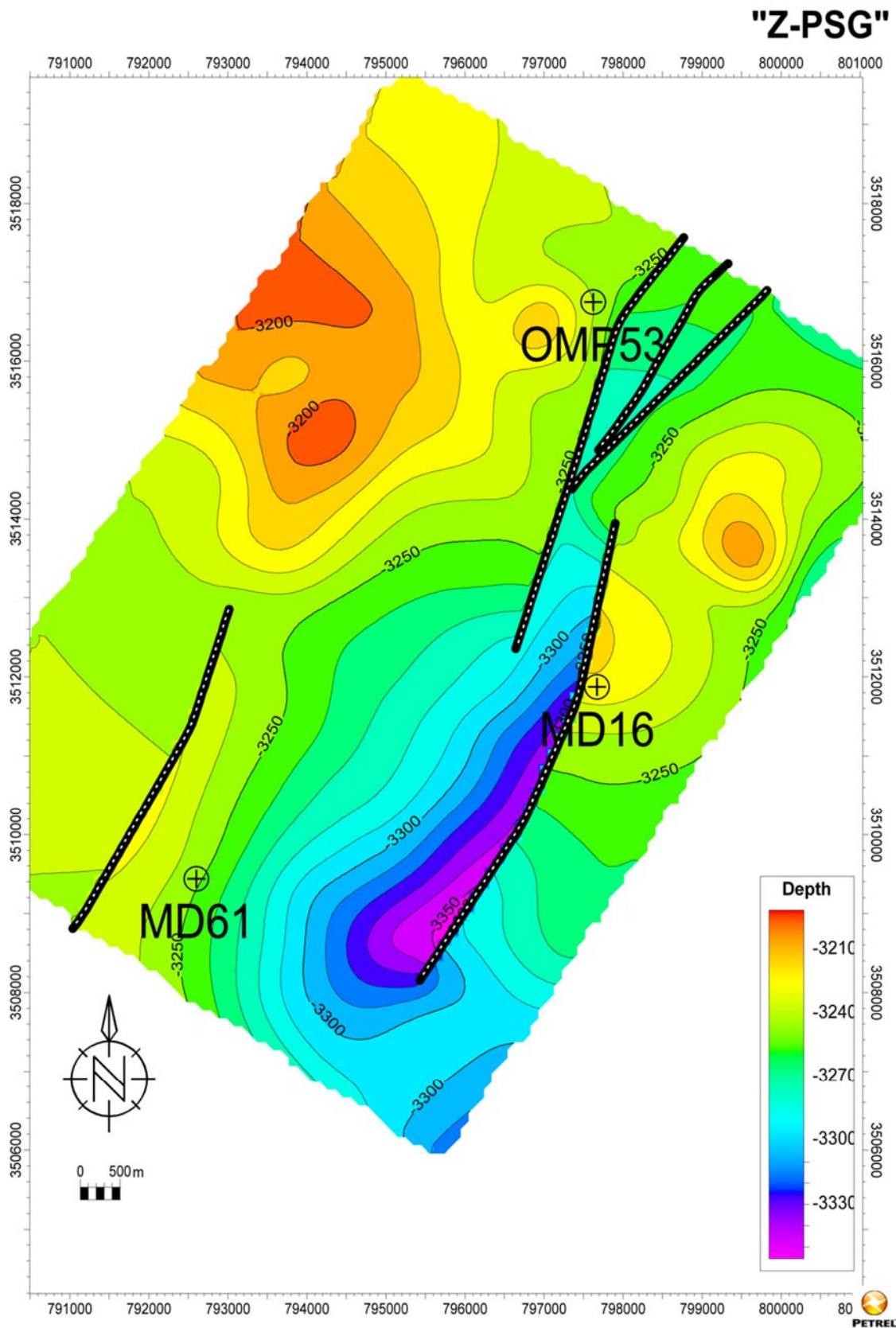


Fig. 48- Carte en isobathe de l'intervalle stratigraphique Z-PSG (unité Ra).

"D1"

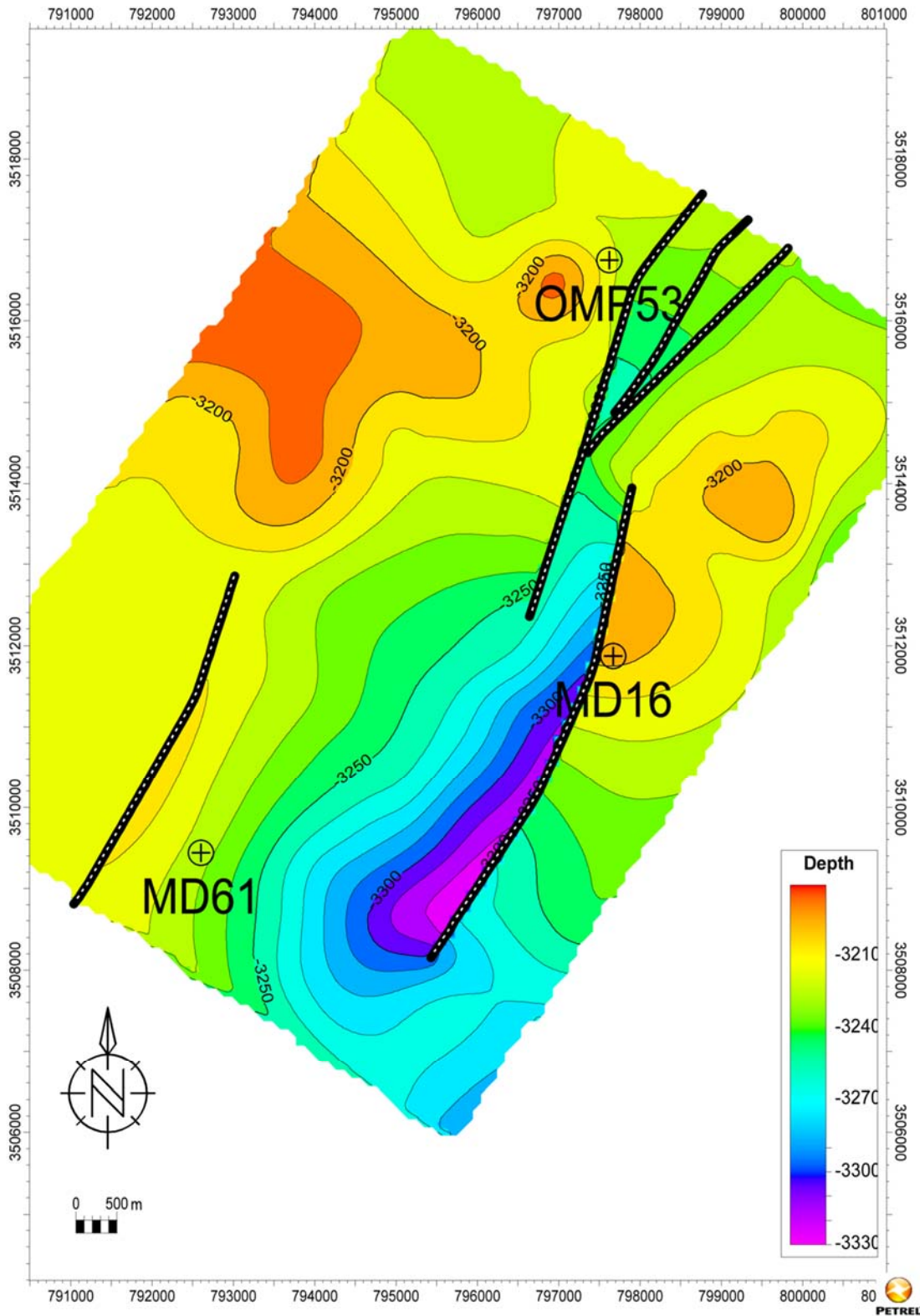


Fig. 49- Carte en isobathe de l'intervalle stratigraphique D1 (unité Ra).

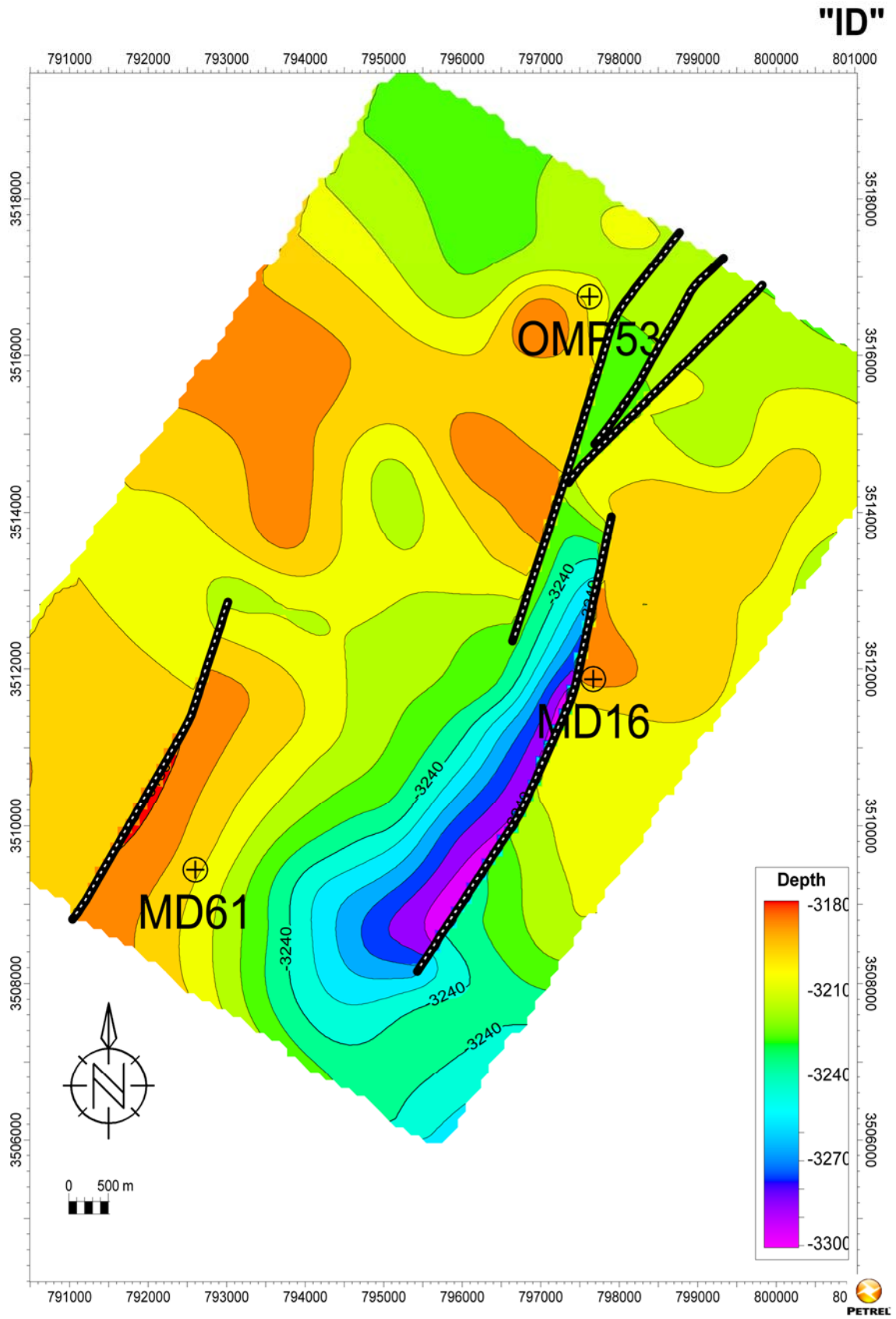


Fig. 50- Carte en isobathe de l'intervalle stratigraphique ID (unité Ra).

"D2"

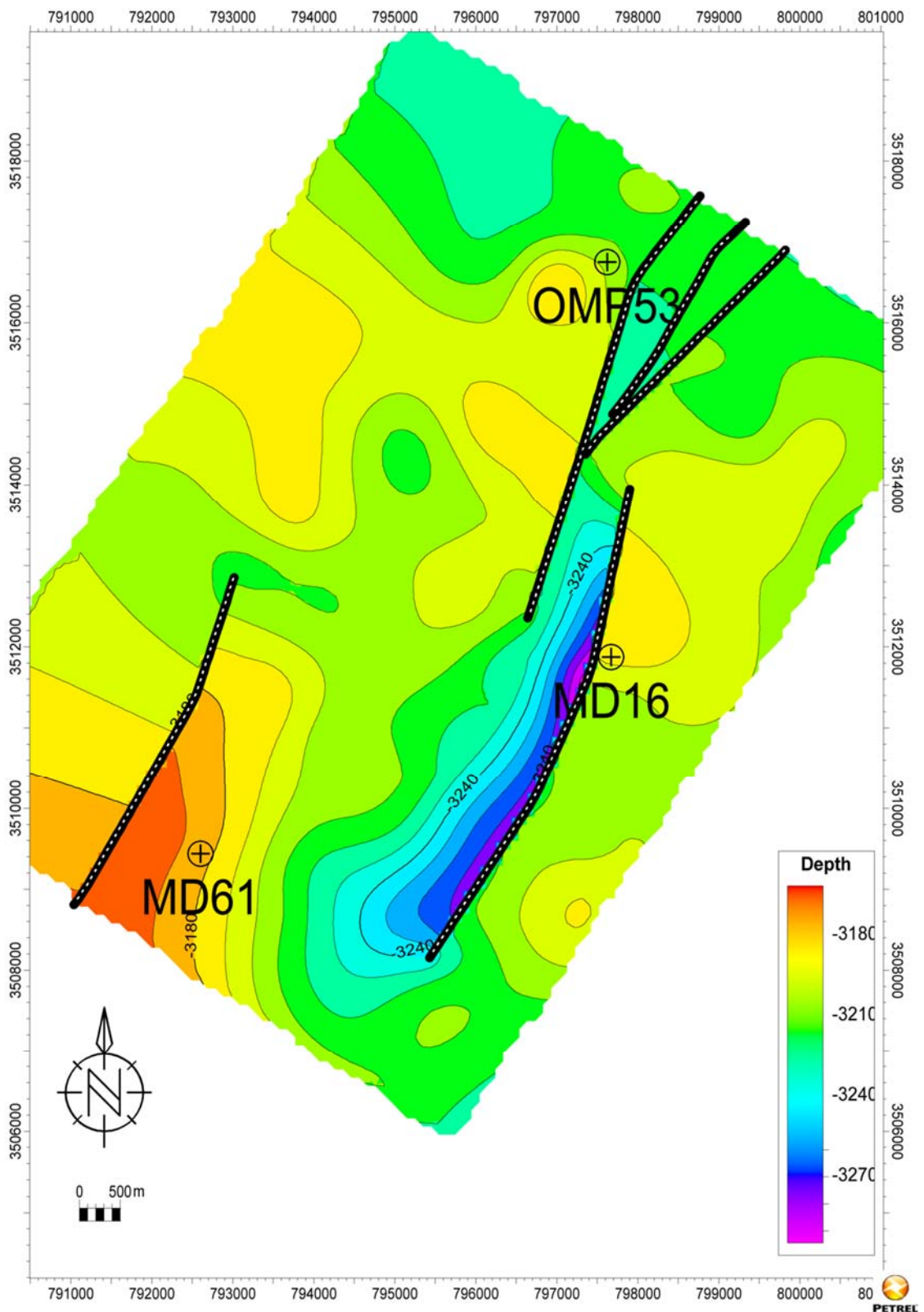


Fig. 51- Carte en isobathe de l'intervalle stratigraphique D2 (unité Ra).

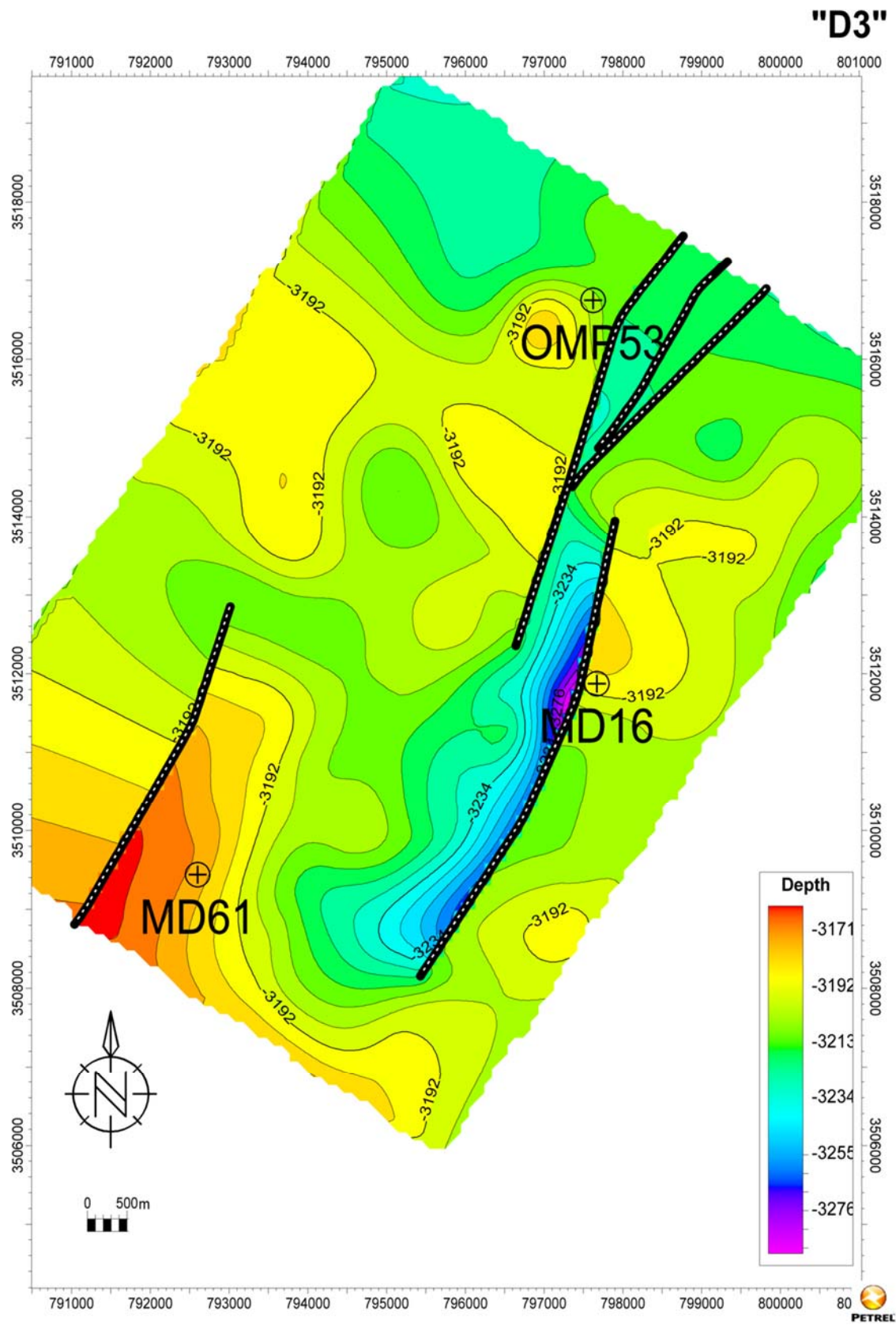


Fig. 52- Carte en isobathe de l'intervalle stratigraphique D3 (unité Ra).

REFERENCES BIBLIOGRAPHIQUES

- CHILINGAR G.V., BISSEL H.J. & WOLF H.K.** (1967)- Diagenesis of carbonate rocks. In: "Diagenesis in sediments". (Larsen G. and Chilingar G.V., ed). *Developments in sedimentology*, 8, Elsevier ed., Amsterdam, p. 179-322.
- BEICIP** (2006)- Modélisation géologique du gisement de Hassi Messaoud: Etudes et conseils pour le développement du champ de Hassi Messaoud (*Rapport inédit*).
- BENGERMIKH A. & SEBAA A.** (2004)- Analyse stadiale de la série carbonatée liasique de Sidi bel Abed (Hautes Plaines oranaises, Algérie occidentale). *Dipl. Ingéniorat d'Etat*, Univ. Tlemcen, 67 p., 44 fig.
- BOULVAIN F.** (2013)- Eléments de sédimentologie et de pétrologie sédimentaire. Univ. Liège. www.2ugl.ac.be/geolsed/sedim/sedimentologie.htm.
- GINSBURG R.N.**(1957)- Early diagenesis and lithification of shallow water carbonate sediments in S. Florida. *Soc. Econ. Paleont. Pub. Spec.* 5, 80-99.
- MAROK A.** (1996)- Stratigraphie, sédimentologie et interprétations géodynamique du Lias début du Dogger : Exemple de sédimentation carbonatée de plate-forme en Oranie (Monts de Sidi el Abed, Hautes-Plaines, Algérie occidentale). *Docum. Lab. Géol. Lyon*, n° 141, 199 p., 89 fig., 10 pl.
- RAPPORT INTERNE DE SONATRACH** (2005). *Rapport inédit*.
- SCHLUMBERGER INFORMATION SOLUTIONS** (2005)- Petrel (TM) Workflow Tools: *Introduction course v.2004* (course ed.2).
- SERRA O.** (1979)- Diagraphies différées (bases de l'interprétation), Tome 1 : Acquisition des données diagraphiques, *Bull. Cent. Rech. Explor. Prod. Elf Aquitaine*. 625 p., 360 fig.
- WEC (Well Evaluation Conferences)** (2007)- *Rapport inédit*.

LISTE DES FIGURES

Fig. 1	- Situation générale du champ de Hassi Messaoud (d'après WEC 2007).	09
Fig. 2	- Limites de la zone considérée (zone en jaune).	09
Fig. 3	- Coupe Palinspastique montrant l'évolution spatio-temporelle des dépôts du Paléozoïque et du Trias dans la région d'étude (d'après BEICIP, 2006).	11
Fig. 4	- Colonne lithostratigraphique type du champ de Hassi Messaoud (Rapport interne de SONATRACH, 2005, modifiée).	13
Fig. 5	- Colonne lithostratigraphique type du réservoir étudié. (Rapport interne de SONATRACH, 2005).	14
Fig. 6	- Schéma structural de la zone 13 et les secteurs avoisinants.	15
Fig. 7	- Carotte montrant des grès quartzitiques à litage oblique (unité R2).	16
Fig. 8	- Différents faciès gréseux à litage entrecoupé (unité R1). (a) grès sombre ; (b) grès zébrique ; (c) grès moucheté.	17
Fig. 9	- Galet mou dans les grès à litage oblique (Unité R2).	17
Fig.10	- Niveau silteux décimétrique (Unité R2).	17
Fig.11	- Exemple de système fluviatile à chenaux en tresse (d'après BOULVAIN, 2013).	18
Fig.12	- Evolution spatio-temporelle de la porosité et de la perméabilité selon le transect NNE-SSW.	21
Fig.13	- Evolution spatio-temporelle de la porosité et de la perméabilité selon le transect WNW-ESE.	23
Fig.14	- Carte en iso-porosité de l'intervalle D1 et ID (unité Ra).	24
Fig.15	- Carte en iso-porosité de l'intervalle D2 et D3 (unité Ra).	25
Fig.16	- Carte en iso-perméabilité de l'intervalle D1 et ID (unité Ra).	26
Fig.17	- Carte en iso-perméabilité de l'intervalle D2 et D3 (unité Ra).	27
Fig.18	- Matrice siliceuse (LM 3344,25 m).	28
Fig.19	- Matrice argileuse (LM 3436,75 m).	29
Fig.20	- Matrice argileuse micacée (LM 3345 m).	29
Fig.21	- Matrice argileux légèrement carbonatée (LM 3344,25 m).	30
Fig.22	- Phénomène de dissolution observé dans le grès (LM 3340,25 m).	31
Fig.23	- Porosité inter-granulaire et dissolution (LM 3363,25 m).	31
Fig.24	- Exemple de porosité de fracture (LM 3391,50 m).	32
Fig.25	- Exemple d'une fracture affectant les grains de Quartz (LM 3338,75 m).	33
Fig.26	- Grain de Quartz fracturé. (LM 3338,75 m). Certaines fissures sont ouvertes et remplies de carbonates (sidérite) ou d'anhydrite.	33
Fig.27	- Types de contact grain à grain (LM 3344,25 m).	34
Fig.28	- Exemple de contact grain à grain (LM 3344,50 m).	34
Fig.29a	- Stylolithes type 1 (LM 3338,75 m).	35
Fig.29b	- Stylolithes type 2 (LM 3338,75 m).	35
Fig.30	- Relation entre l'enfouissement le degré de la compaction (présence de la porosité).	36
Fig.31	- Relation entre l'enfouissement le degré de la compaction (absence de la porosité).	37
Fig.32	- Elaboration du database et création des puits.	39

Fig.33	- Les lignes de failles en 2D “Fault stick”.	40
Fig.34	- Etablissement de squelette “gridding” montrant les mailles de pilier utilisé 100m x100m.	40
Fig.35	- Failles en 3D après gridding.	41
Fig.36	- Exemple de construction d’horizon.	41
Fig.37	- Modèle structural en 3D de la zone 13.	42
Fig.38	- Répartition des drains dans la zone d’étude.	42
Fig.39	- Modèle de la porosité en 3D de la zone 13.	43
Fig.40	- Modèle de la perméabilité en 3D de la zone 13.	44
Fig.41	- Carte en isopaque de l’unité R2.	47
Fig.42	- Carte en isopaque de l’intervalle stratigraphique Z-PSG (unité Ra).	48
Fig.43	- Carte en isopaque de l’intervalle stratigraphique D1 (unité Ra).	49
Fig.44	- Carte en isopaque de l’intervalle stratigraphique ID (unité Ra).	50
Fig.45	- Carte en isopaque de l’intervalle stratigraphique D2 (unité Ra).	51
Fig.46	- Carte en isopaque de l’intervalle stratigraphique D3 (unité Ra).	52
Fig.47	- Carte en isobathe de l’unité R2.	53
Fig.48	- Carte en isobathe de l’intervalle stratigraphique Z-PSG (unité Ra).	54
Fig.49	- Carte en isobathe de l’intervalle stratigraphique D1 (unité Ra).	55
Fig.50	- Carte en isobathe de l’intervalle stratigraphique ID (unité Ra).	56
Fig. 51	- Carte en isobathe de l’intervalle stratigraphique D2 (unité Ra).	57
Fig. 52	- Carte en isobathe de l’intervalle stratigraphique D3 (unité Ra).	58

MEMOIRE DE FIN D'ETUDES

Option

Géologie des Ensembles Sédimentaires

Titre de l'ouvrage

LE RESEVOIR CAMBRIEN DE LA ZONE 13 (CHAMP DE HASSI MESSAOUD) : ETUDE PETROPHYSIQUE ET ESSAI DE MODELISATION

Nom de l'auteur : Mokhtar HACHEMAOUI

Etablissement : Université Abou Bekr Belkaïd-Tlemcen

RESUME

Dans le présent travail, le réservoir cambrien de la zone 13 (champ de Hassi Messaoud) a fait l'objet d'une étude pluridisciplinaire. Les données essentiellement diagraphiques (GR et DT) et pétrophysiques utilisées ici, nous ont permis de bien comprendre l'évolution spatio-temporelle des dépôts silico-clastiques. Ainsi, l'analyse des carottes des puits sélectionnés, montre que ce réservoir à prédominance gréseuse se distingue par la présence des litages obliques et entrecoupés témoignant ainsi d'un milieu de dépôts de type fluviatile soumis à l'influence marine.

Les résultats pétrophysiques (porosité et perméabilité) obtenus à partir du « logiciel Petrel » et représentés sous-forme de cartes en iso-porosité et en iso-perméabilité ont permis de mettre en évidence la relation entre ces deux paramètres et la qualité de la production d'hydrocarbures dans la zone d'étude.

Par ailleurs, la modélisation surtout structurale comparée aux différentes cartes en isopaques et en isobathes de la zone 13 évoque un contrôle tectonique de la sédimentation. Les variations des épaisseurs enregistrées dans l'espace sont liées à des jeux d'accidents.

Mots-clés: Hassi Messaoud, Réservoir cambrien, Diagraphie, Pétrophysique, Modélisation.

ABSTRACT

In this work, the Cambrian reservoir of zone 13 (Hassi Messaoud) was subject of a multidisciplinary study. Logging and petrophysical data used here (GR and DT) have allowed us to understand the spatial and temporal evolutions of the silico-clastic deposits. Thus, the core analysis of selected wells displayed that the predominantly sandstone reservoir was characterized by the presence of cross bedding showing a environment of fluvial deposits subject to marine influence.

The treatment of the obtained petrophysical results (porosity and permeability) using the "Petrel software" and their representation on maps (iso-porosity and iso-permeability maps) helped us to highlight the relationship between those two parameters and the hydrocarbon quality production in the study area.

Moreover, the structural modeling compared to isopach and isobath maps of zone 13 revealed a sedimentation tectonic control. Thickness changes recorded in the space were associated with deferent accident sets.

Key-words: Hassi Messaoud, Cambrian reservoir, logging, Petrophysics, Modelling.