

N° Ordre...../Faculté/UMBB/2016

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

Présenté par

GHENDIR Meftah

AMMIAR Mohammed Ridha

Filière : Hydrocarbures

Option : Géologie Pétrolière

Thème

**ETUDE DES PROPRIETES PETROPHYSIQUES ET
ESTIMATION DES RESERVES DU RESERVOIR
CAMBRIEN R1 (Ra+Ri) DE LA ZONE 15 DANS LE
CHAMP DE HASSI MESSAOUD**

Devant le jury :

Suivi par :

Mme. YAHIAOUI.L

Année Universitaire : 2015/2016

REMERCIEMENTS

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

*Nous adressons nos vifs remerciements à notre promotrice
consultante **Mme: YAHIAOUI. L** pour nous avoir dirigé*

Tout au long de ce travail,

*Nous présentons nos chaleureux remerciements aux enseignants
Du département Gisements pour leurs aides et orientations
Durant notre formation.*

*Nos derniers remerciements et ce ne sont pas des moindres,
Vont à tous ceux qui ont contribué de près ou de loin pour
l'aboutissement de ce travail.*

*A tous ces gens **MERCI**.*





Je Dédie ce Modeste Travail :

✚ *A ma Mère et mon Père qui ont Beaucoup sacrifié
avant de voir le fruit de Leur éducation ;*

✚ *A mes chères frères: ALI et ILYES;*

✚ *A mes chères sœurs : FATIMA ZAHRA ,NISRINE et
KAOTER*

✚ *A tous les membres de ma famille ; AMIAR*

✚ *A tous mes camarades du BOUMERDESE ;*

✚ *A tous les amis que j'ai connu dans ma vie ;*

✚ *Et surtout à mes adorables amis : HAKIM, DIYA,
LALMI, HAMZA, BACHAA, LAROUSI ,BRAHIM
LOKA, HAROUNE, SALEM, MOUSSA,..*

AMIAR MOHAMMED RIDJA



Je Dédie ce Modeste Travail :

✚ *A ma Mère et mon Père qui ont Beaucoup sacrifié
avant de voir le fruit de Leur éducation ;*

✚ *A mon cher frère : AMMARE;*

✚ *A mes chères sœurs : FATIMA, ZAHRA , HALIMA,
MESSEOUDA, MABROUKA, et KHADIJA.*

✚ *A tous les membres de ma famille ; GHENDIR*

✚ *A tous mes camarades du groupe: MAGM/11 ;*

✚ *A tous les amis que j'ai connu dans ma vie ;*

✚ *Et surtout à mes adorables amis : AMMARI. L*

BOUGHASALA.B

ZOUARI .H

BEN SADIA .A.R

GHENDIR. Mefta

SOMMAIRE

INTRODUCTION

GENERALE.....	1
---------------	---

CHAPTRE I : Généralités du champ de Hassi Messaoud

I.1. Historique du Champ de Hassi Messaoud	2
I.2. SITUATION GEOGRAPHIQUE	3
I.3 SITUATION GEOLOGIQUE	4
I.4. ZONATION DU CHAMP ET NUMEROTATION DES Puits	7
I.5. STRATIGRAPHIE DU CHAMP	9
I.5.1. LE SOCLE :	9
I.5.2. LE PALEOZOIQUE :	9
I.5.2.1 L'infra-Cambrien :	9
I.5.2.2 Le Cambrien :	9
I.5.2.3 L'Ordovicien :	13
I.5.3 LE MESOZOIQUE :	14
I.5.3.1 Le Trias :	14
I.5.3.2 Le Jurassique :	15
I.5.3.3 Le Crétacé :	16
I.5.4 LE CENOZOIQUE :	17
I.6 TECTONIQUE DU CHAMP	17
I.7 Structuration du champ de Hassi-Messaoud	17
I.7.1 Structuration anté-triasique	18
I.7.1.1 Phase panafricaine :	18
I.7.1.2 Phase eo-calédonienne précoce ou phase anté-tremadocienne (500 M.A) :	18
I.7.1.3 Phase calédonienne (400 M.A) :	20
I.7.1.4 Phase hercynienne (225 à 250 M.A) :	21
I.7.1.5 Structuration post-triasique :	21
I.7.1.6 Phase autrichienne (100 M.A) :	21
I.7.1.7 Phase atlasique (Eocène) :	21
I.7.1.8 Structuration actuelle :	21
I.7.1.9 Les paléo-vallées hercyniennes :	21
I.8 Les déformations tectoniques :	23
I.8.1 Les déformations cassantes:	23

SOMMAIRE

I.8.2 Les intrusions intra cambriennes	24
I.9 ASPECTS SEDIMENTOLOGIQUES	26
I.9.1 Stratifications obliques :.....	26
I.9.2 Stratifications horizontales :.....	26
I.10 Constituants pétrographiques :.....	27
I.11 Géométrie des corps gréseux :	28
I.12 Conclusion	29
I.13 ASPECT PETROLIER	30
I.13.1 Roche mère.....	30
I.13.2 Roches couvertures :	31
I.13.3 Pièges :	31
I.14 DESCRIPTION DU RESERVOIR.....	32
I.14.1 Description des drains :	32
I.15 Subdivision diagraphique	33
I.16 Subdivision pétrophysique :.....	34
I.17 .présentation de la zone 15 :.....	38
I.17.1. situation de la zone 15 :.....	38
I.17.2 Statut de la zone 15 :	39
I.17.3 DESCRIPTION STRUCTURALE DE LA ZONE 15 :.....	40
I.17.4 Description du réservoir Cambrien R1 de la zone 15 :	40
I.17.5 CARACTERISTIQUES DES FLUIDES DU RESERVOIR DE LA ZONE 15 :	41
I.17.5.1 Caractéristiques de l'huile :.....	41
I.17.5.2 Caractéristiques de l'eau du gisement :.....	41
I.17.6 HISTORIQUE DE PRODUCTION :.....	42

CHAPTRE II : Approche Structurale de la zone 15

II.1 Introduction :	43
II.2. Interprétation des cartes structurales :	43
II.2.1 Carte en isobathes au mur du Cambrien R1 :	43
II.2.2 Carte en isobathes au toit du Cambrien R1 :	43
II.3. Interpretation des cartes en isopaques:	46
II.3.1. Carte en isopaques de la zone de passage :.....	46
II.3.2. Carte en isopaques du drain D1:	46

SOMMAIRE

II.3.3. Carte en isopaques du drain ID :	46
II.3.4 Carte en isopaques du drain D2:	46
II.3.5. Carte en isopaques du drain D3:	46
II.3.6. Carte en isopaques du drain D5 :	46
II.3.7. Carte en isopaques du réservoir Cambrien R1(Ra+ Ri) :	47
II.4. Interprétation des corrélations diagraphiques :.....	55
II .4.2. Corrélations diagraphiques (1) :	57
II .4.3. Corrélations diagraphiques (2) :	57
II .4.4. Corrélations diagraphiques (3) :	57
II .4.5. Corrélations diagraphiques (4) :	57
II .4.6. Corrélations diagraphiques (5) :	57
II.5. Conclusion :	58

CHAPTRE III : Etude des paramètres pétrophysiques

III.1. Introduction	64
III.2. Méthodologie :	64
III.3. Interprétation des histogrammes et de courbes de corrélation entre la porosité et la perméabilité :	65
III .3.1. La zone de passage :	65
III.3 .2. Le drain D1:.....	67
III .3.3. Le drain ID.....	69
III.3 .4. Le drain D2 :.....	71
III.3.5. Le drain D3 :	73
III.3.6. Le drain D5 :	75
III.3 .7. Interpretation des histogrammes du réservoir Cambrien R1:	77
III.4. Interprétation des cartes en isoporosité, en isoperméabilité et en isosaturation de la zone 15 :	79
III.4.1.La zone de passage :	79
III.4.1.1. Carte en isoporosité :	79
III.4.1.2. Carte en isoperméabilité :	79
III.4.1.3. Carte en isosaturation:	79
III.4 .2.Le drain D1 :	83
III.4.2.1. Carte en isoporosité :	83

SOMMAIRE

III.4.2.2. Carte en isoperméabilité:	83
III.4.2.3. Carte en isosaturation:	83
III.4.3. Le drain ID :	87
III.4.3.1 Carte en isoporosité :	87
III.4.3.2 Carte en isoperméabilité :	87
III.4.3.3 Carte en isosaturation :	87
III.4.4. le drain D2	91
III.4.4.1 Carte en isoporosité :	91
III.4.4.2 Carte en isoperméabilité :	91
III.4.4.3 Carte en isosaturation :	91
III.4.5 Le drain D3 :.....	95
III.4.5.1 Carte en isoporosité:	95
III.4.5.2 Carte en isoperméabilité :	95
III.4.5.3 Carte en isosaturation :	95
III.4.6 Le drain de D5	99
III.4.6.1. Carte en isoporosité :	99
III.4.6.2. Carte en isoperméabilité :	99
III.4.6.3. Carte en isosaturation:	99
III. 5. Interprétation des cartes de la porosité, de la perméabilité et de la saturation du réservoir Cambrien R1 de la zone 15 :	103
III.5.1. Carte en isoporosité du réservoir Cambrien R1:	103
III.5.2. Carte en isoperméabilité du réservoir Cambrien R1:	103
III.5.3. Carte en isosaturation du réservoir Cambrien R1:	103
.....	104
III.6.CONCLUSION	107

CHPITRE IV : Estimation des Réserves

IV.1.Introduction :.....	108
IV.2. Classification des réserves:	108
IV.3.Evaluation des réserves :.....	109
IV.3.1. Détermination des différents paramètres de la méthode volumétrique:.....	111
IV.3.1.1. Détermination de la superficie productive	111
IV.3.1.2. Evaluation de l'épaisseur utile pétrolifère :.....	111

SOMMAIRE

IV.3.1.3. Evaluation de la porosité moyenne utile pétrolifère :	111
IV.3.1.4 Evaluation de la saturation en huile	112
IV.3.1.5 Coefficient de recalcule θ :	112
VI.3.2.Calcul des réserves d'huile en place :	112
IV.3.3.Calcul des réserves d'huile récupérables :	113
IV.4. Conclusion :	114
CONCLUSION GENERALE	115

Liste des figures

Figure .I.1 : Situation géographique du champ de Hassi Messaoud	5
Figure. I.2 : Situation géologique du champ de Hassi Messaoud	6
Figure .I.3 : Carte de zonation du champ de Hassi Messaoud.....	8
Figure .I.4 : Coupe géologique du champ de Hassi Messaoud.....	10
Figure. I.5 : Bloc diagramme de l'écorché géologique sous la discordance hercynienne du champ de Hassi Messaoud.....	10
Figure .I. 6 : Colonne stratigraphique type du champ de Hassi Messaoud –Modifiée.....	11
Figure .I.7 : Coupe géologique Nord Sud de la structure de Hassi Messaoud.....	12
Figure .I. 8 : Phases tectoniques majeures ayant affectés le Sahara Central	19
Figure .I. 9 : Carte structurale du champ de Hassi Messaoud.....	20
Figure .I. 10 : Exemple de vallée hercynienne (Champ de Hassi Messaoud).....	22
Figure.I. 11 : Différents types d'intrusions intra-cambriennes dans le champ de Hassi Messaoud.....	25
Figure .I. 12 : Séquence sédimentaire comparative entre les grès de HASSI-MESSAOU.....	30
Figure .I. 13 : Découpage en drain du Cambrien de Hassi Messaoud.....	36
Figure .I. 14 : Localisation de la zone 15.....	38
Figure. I. 15 : carte des puits et statut de la zone 15.....	39
Figure II. 1: Carte en isobathes au mur du Cambrien R1.....	44
Figure II. 2: Carte en isobathes au toit du Cambrien R1.....	45
Figure II. 3: Carte en isopaques du drain zone de passage	48
Figure II. 4: Carte en isopaques du drain D1.....	49
Figure II. 5: Carte en isopaques du drain ID.....	50
Figure II. 6: Carte en isopaques du drain D2.....	51
Figure II.7: Carte en isopaques du drain D3.....	52
Figure II. 8: Carte en isopaques du drain D5	53
Figure II.9: Carte en isopaques du Réservoir Cambrien R1.....	54
Figure II.10: Carte de positionnement des corrélations diagraphiques de la zone 15.....	56
Figure II.11: Corrélation diagraphique (1)	59
Figure II.12: Corrélation diagraphique (2).....	60
Figure II.13: Corrélation diagraphique (3).....	61
Figure II.14: Corrélation diagraphique (4).....	62
Figure II.15 Corrélation diagraphique (5).....	63
Figure. III. 1: Histogramme de la perméabilité au niveau de zone de passage.....	66
Figure. III. 2: Histogramme de la porosité au niveau de zone de passage.....	66
Figure. III. 2 : Courbe de corrélation perméabilité-porosité de zone de passage.....	66
Figure. III. 4 : Histogramme de la perméabilité au niveau du drain D1.....	68
Figure. III. 5 : Histogramme de la porosité au niveau du drain D1.....	68
Figure. III. 6 : Courbe de corrélation perméabilité-porosité du drain D1.....	68
Figure. III. 7 : Histogramme de la perméabilité au niveau du drain ID.....	70
Figure. III.8 : Histogramme de la porosité au niveau du drain ID.....	70
Figure. III. 9 : Courbe de corrélation perméabilité-porosité du drain ID.....	70
Figure. III. 10: Histogramme de la perméabilité au niveau du drain D2.....	72
Figure. III. 11: Histogramme de la porosité au niveau du drain D2.....	72
Figure. III. 12: Courbe de corrélation perméabilité-porosité du drain D2.....	72
Figure. III. 13: Histogramme de la perméabilité au niveau du drain D3.....	74
Figure. III. 14: Histogramme de la porosité au niveau du drain D3.....	74
Figure. III. 15: Courbe de corrélation perméabilité-porosité du drain D3.....	74
Figure. III. 16: Histogramme de la perméabilité au niveau du drain D5.....	76

Liste des figures

Figure. III. 17 Histogramme de la porosité au niveau du drain D5.....	76
Figure. III. 18: Courbe de corrélation perméabilité-porosité du drain D5.....	76
Figure. III. 19: Histogramme de la perméabilité au niveau du réservoir Cambrien R1.....	78
Figure. III. 20: Histogramme de la porosité au niveau du réservoir Cambrien R1.....	78
Figure. III. 21: Courbe de corrélation perméabilité-porosité du réservoir Cambrien R1.....	78
Figure. III.22: Carte en isoporosité d la zone de passage	80
Figure. III.23: Carte en isoperméabilité de la zone de passage	81
Figure. III.24: Carte en isosaturation de de la zone de passage	82
Figure. III.25: Carte en isoporosité du drain D1	84
Figure. III.26: Carte en isoperméabilité du drain D1	85
Figure. III.27 : Carte en isosaturation du drain D1.....	86
Figure. III.28: Carte en isoporosité de l'inter drain ID.....	88
Figure. III.29: Carte en isoperméabilité de l'inter drain ID	88
Figure. III.30 : Carte en isosaturation de l'inter drain ID	90
Figure. III.31: Carte en isoporosité du drain D2.....	92
Figure. III.32: Carte en isoperméabilité du drain D2.....	93
Figure. III.33: Carte en isosaturation du drain D2.....	94
Figure. III.34 Carte en isoporosité du drain D3.	96
Figure. III.35: Carte en isoperméabilité du drain D3.....	97
Figure. III.36: Carte en isosaturation du drain D3	98
Figure. III.37: Carte en isoporosité du drain D5.	100
Figure. III.38: Carte en isoperméabilité du drain D5.....	101
Figure. III.39: Carte en <i>isosaturation</i> du drain D5.	102
Figure. III.40: Carte en isoporosité du réservoir R1.....	104
Figure. III.41: Carte en isosaturation du réservoir R1.....	105
Figure. III.42: Carte en isosaturation du réservoir R1.....	106

Liste de table

Tableau.I.1 : production de l'huile dans la zone 15.....	42
Tableau.IV.1 : les résultats d'évaluation des réserves d'huile de la zone 15	114

INTRODUCTION GENERALE

Un gisement est formé d'un ou plusieurs réservoirs rocheux souterrains contenant des hydrocarbures liquides et /ou gazeux .La roche réservoir est poreuse et perméable, et la structure est limitée par des barrières imperméables qui piègent les hydrocarbures.

Le champ de Hassi Messaoud est considéré de part ses dimensions et ses réserves, comme l'un des plus grands au monde. Il s'étend sur une superficie d'environ 4200 Km² produisant ainsi de l'huile dans le réservoir Cambro-Ordovicien.

Le réservoir gréseux est caractérisé par une hétérogénéité qui se traduit par les variations extrêmes des propriétés pétrophysiques entraînant la variation de la production d'une zone à une autre et d'un puits à un autre.

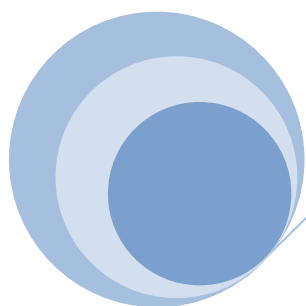
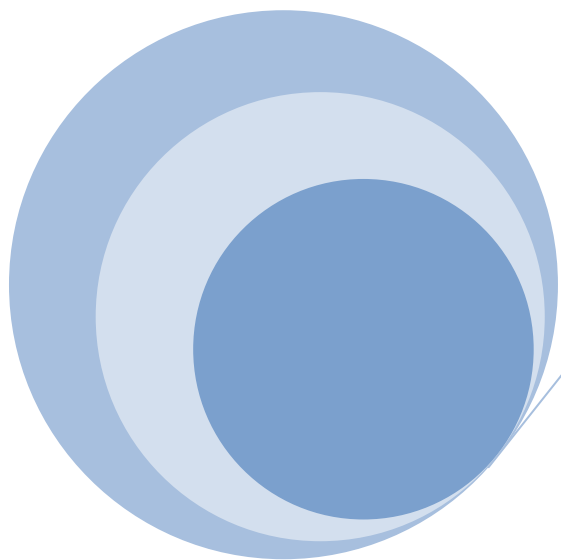
Le réservoir Cambrien R1 (Ra+Ri) de la zone 15 est l'objectif principal de notre étude ce dernier est constitué de plusieurs drains qui sont de bas en haut : la zone de passage, D1, ID, D2, D3 et D5.

Cette étude a pour but d'étudier et de caractériser l'évaluation des paramètres pétrophysiques du réservoir Cambrien R1 (Ra+Ri) et d'évaluer quantitativement sa potentialité dans la zone d'étude.

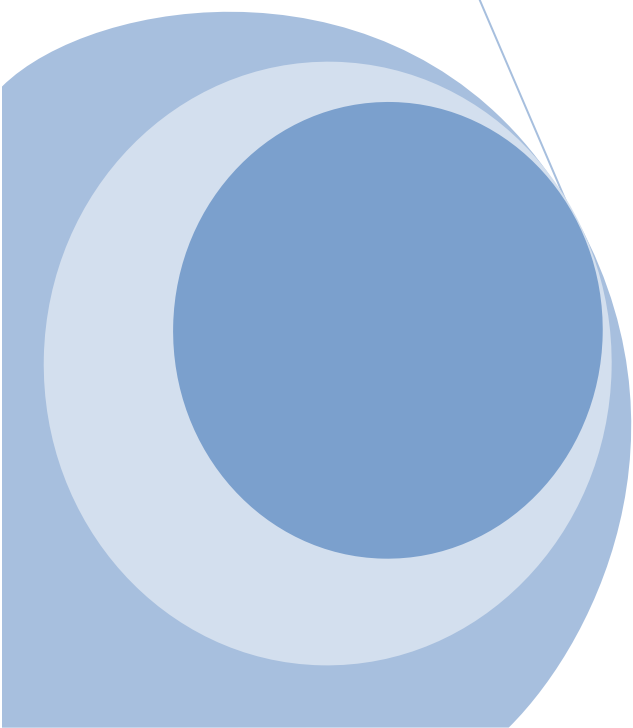
Elle se basera sur le traitement des données en notre possession qui sont : la perméabilité, la porosité, l'épaisseur utile et la saturation en huile avec les logiciels « PETREL » et « SURFER »

Pour cela, notre méthodologie s'articule autour des axes suivants :

- Généralités sur le champ de Hassi Messaoud.
- Approche structurale.
- Etude des paramètres pétrophysiques.
- Estimation des réserves.
- Conclusion générale et Recommandations.



Chapitre: I



I.1. Historique du Champ de Hassi Messaoud

Le gisement de Hassi Messaoud fut découvert le **16 Janvier 1956** par la société nationale de la recherche pétrolière en Algérie (SN REPAL). Le premier sondage Messaoud 1 (Md1) a rencontré une accumulation d'huile dans le réservoir Cambrien Ra à 3338 m de profondeur.

En 1957, la compagnie française du pétrole en Algérie (C.F.P.A) à la suite de l'obtention de la partie septentrionale du champ confirmait ce résultat par le forage OM1 situé à environ 7 Km au Nord - Nord Ouest du puits MD1.

Le champ de Hassi Messaoud a été divisé en deux concessions distinctes attribuées à la C.F.P.A pour la partie Nord et, la partie Sud à la SN.REPAL à laquelle revient la paternité de la découverte.

La mise en production avait commencé en 1958 avec 20 puits d'exploitation. Depuis la découverte du gisement de Hassi Messaoud plusieurs travaux lui ont été et lui sont encore consacrés.

En 1960, Millot et al. ont étudié l'évolution des grès cambro-ordoviciens du Sahara central

En 1963, A.Tillous et J.Malenfer ont détaillé les aspects stratigraphiques, structuraux et de réservoir

Dans la même année, Montadert apporta les premières réflexions d'ordre sédimentologiques applicables aux réservoirs de Hassi Messaoud.

En 1970, A.Balduchi et G.Pommer ont précisé la structure de Hassi Messaoud en la plaçant dans un contexte régional

En 1971, S.Beuf et al. ont établi une synthèse de l'évolution sédimentologique et paléogéographique du Paléozoïque inférieur du Sahara.

En **1972**, J.Gautier, D.Massa et al. ont étudié la fracturation du réservoir du champ, retraçant ainsi les grandes phases tectoniques qui ont affecté la région.

En **1979**, L' IFP a réalisé plusieurs travaux qui ont abouti à la délimitation dans le champ de Hassi Messaoud de 25 zones productives.

Il existe également des rapports internes de la SONATRACH. On peut citer l'étude réalisée par R. Kerdali et N.Hadibi sur les Quartzites de Hamra en Novembre **1996**.

Les universitaires ont contribué également avec des mémoires d'ingéniorats nous citerons par exemples :

- Une étude sédimentologique du cambro-ordovicien du gisement de Hassi Messaoud fait par Ait Ali et Hammouche en **1997**.
- Une étude sur l'influence de la mise en place des intrusions intra-cambriennes sur les qualités réservoirs dans le secteur Sud Ouest du champ de Hassi Messaoud à été réalisée par O.Bendjeda en **1998**.
- Une caractérisation sédimentologique diagénétique et pétrophysique du cambro-ordovicien du gisement de Hassi Messaoud faite par Amirouche en **2000**.
- Une étude des ciments argileux des réservoirs cambro-ordoviens du champ de Hassi Messaoud par la diffraction aux rayons X et les diagraphies spectrométriques, faite par Djoudi et Kharroubi en **2005**.
- Une étude sédimentologique et diagénétique du Cambrien du secteur Nord - Est de Hassi Massaoud faite par A.Mostefai en **2007**.

I.2. SITUATION GEOGRAPHIQUE

Le champ de Hassi Messaoud est un important gisement d'hydrocarbure. Il contribue pour plus de 50 % de la production algérienne. Il se situe à 650 km Sud – Sud-Est d'Alger, à 350 km de la frontière tunisienne, et à 80 Km à l'Est de Ouargla. La concession du champ de

Hassi Messaoud dont la superficie est de l'ordre de 4200 Km², avait été octroyée à la société SN REPAL et la compagnie CFP(A) (Figure.I.1).

Ses coordonnées Lambert sont :

- X : 790.000 @ 840.000 EST
- Y : 110.000 @ 150.000 Nord

I.3 SITUATION GEOLOGIQUE

La structure de Hassi Messaoud correspond au prolongement vers le Nord du môle d'Amguid-El Biod, elle occupe la partie centrale de la province triasique. (Figure. I.2).

Ce gisement est limité :

- Au Nord, par la structure Djemâa-Touggourt.
- Au Sud, par le haut-fond d'Amguid-El Biod.
- A l'Est, par les dépressions de Dahar et de Ghadamès.
- A l'Ouest, par la dépression d'Oued Mya.



Figure. I.1 : Situation géographique du champ de Hassi Messaoud (WEC. 2007)

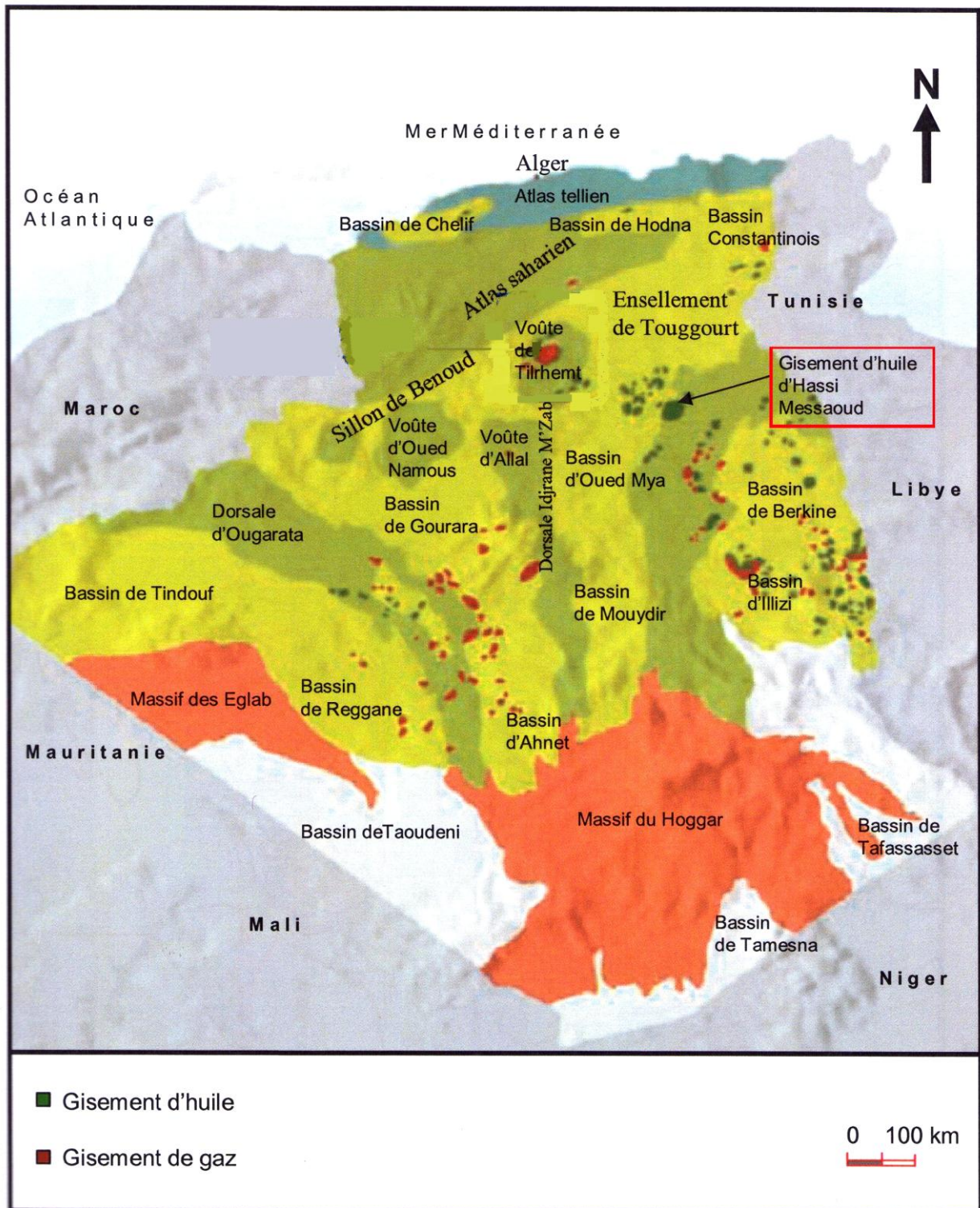


Figure. I. 2 : Situation géologique du champ de Hassi Messaoud (WEC. 2007)

I.4. ZONATION DU CHAMP ET NUMEROTATION DES PUITES

L'évolution des pressions des puits en fonction de la production a permis de subdiviser le gisement de Hassi Messaoud en 25 zones, dites de production, d'extension variable. Ces zones sont relativement indépendantes et correspondent à un ensemble de puits communiquant entre eux et non pas avec ceux des zones avoisinantes, Elles ont chacune un comportement propre du point de vue pression de gisement. Les puits d'une même zone drainent conjointement une quantité d'huile en place bien établie. Toutefois il est important de souligner que le facteur de pression ne peut être le seul critère de caractérisation des zones (Figure. I.3).

Le champ de Hassi Messaoud est divisé en deux parties distinctes : la zone Nord et la zone Sud, chacune ayant sa propre numérotation établie par les premières sociétés détectrices du champ.

- 1) **Champ Nord** : comporte une numérotation géographique complétée par une numérotation chronologique, exemple : Omn 43.
O : Majuscule, permis d'Ouargla.
m : Minuscule, carreau de 1600 km²
n : Minuscule, carré de 100 km²
4 : Abscisse, et 3 : ordonnée

- 2) **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 (33) – (15) .

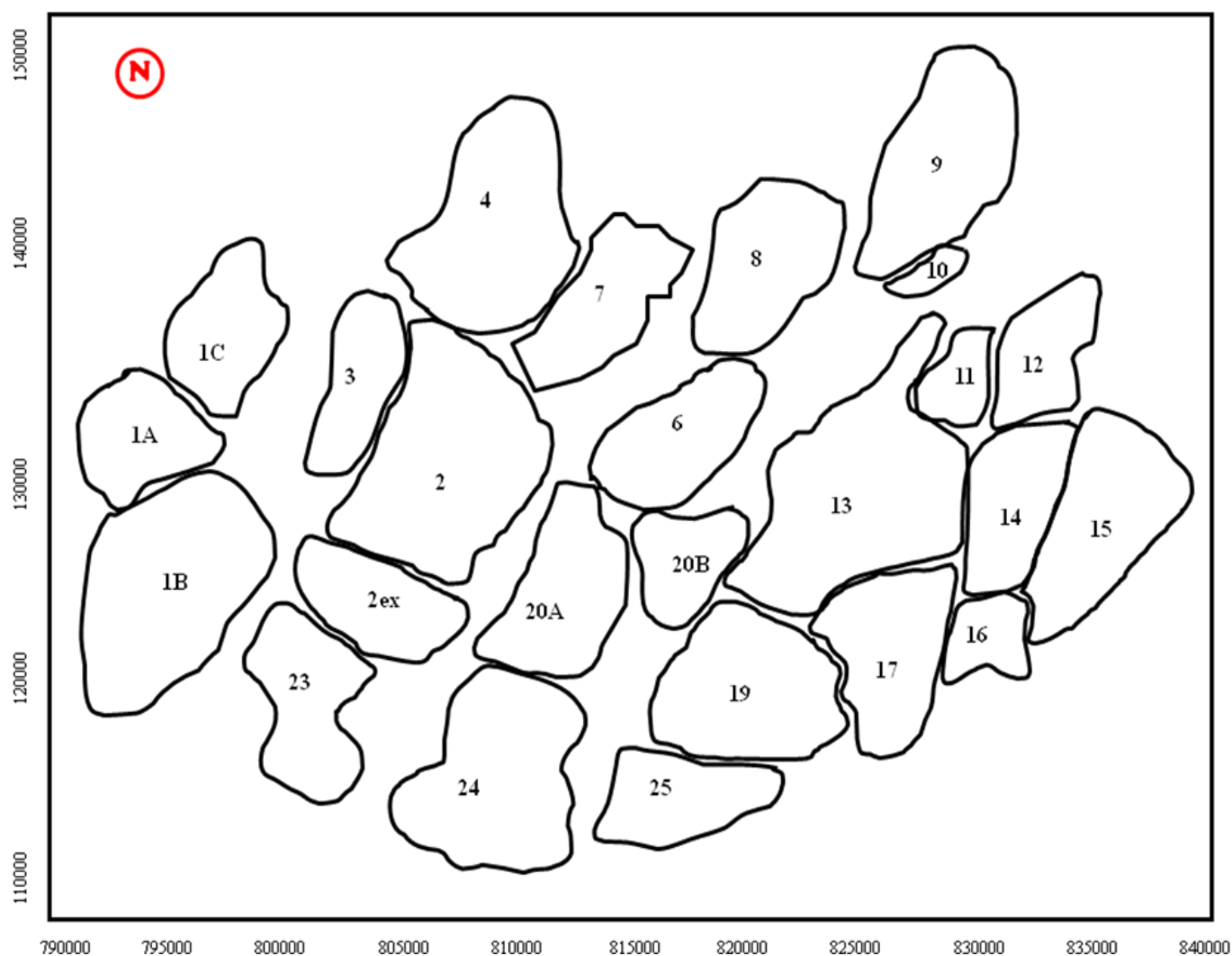


Figure. I.3 : Carte de zonation du champ de Hassi Messaoud
(Sonatrach / Division Production – Rapport interne 2002)

I.5. STRATIGRAPHIE DU CHAMP

La série stratigraphique du champ de Hassi Messaoud reposant sur le socle a environ 4393m d'épaisseur. Elle est marquée par l'absence du Silurien, Dévonien, Carbonifère et Permien ; elle est de ce fait incomplète. La discordance hercynienne est manifestement plus accentuée au centre de la structure, où les dépôts argilo-gréseux et salifères du Trias reposent directement sur le Cambrien. En allant vers la périphérie, cette discordance tronque des termes ordoviciens de plus en plus récents (Figure. I.4 et 5).

La série stratigraphique de Hassi Messaoud se présente comme suit : (Figure. I. 6 et 7)

I.5.1. LE SOCLE :

Il est formé essentiellement de granite porphyroïde rose.

I.5.2. LE PALEOZOIQUE :

I.5.2.1 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.

Les formations paléozoïques reposent en discordance sur le socle à travers la discordance panafricaine.

De la base au sommet on distingue :

I.5.2.2 Le Cambrien :

Il est 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]

I.5.2.2.1 Lithozone R3 :

Son épaisseur moyenne est de 370 mètres. Elle se compose de grès, feldspathiques et micacés à grains moyens à très grossiers conglomératiques à la base, à ciment argileux abondant, ayant des passées de grès ferrugineux et d'argile silteuse.

I.5.2.2.2 Lithozone R2 :

Son épaisseur moyenne est de 100 mètres. Elle se compose de grès moyens à grossiers micacés, mal classés, à ciment argileux assez abondant avec des intercalations de silts. Les stratifications sont souvent obliques.

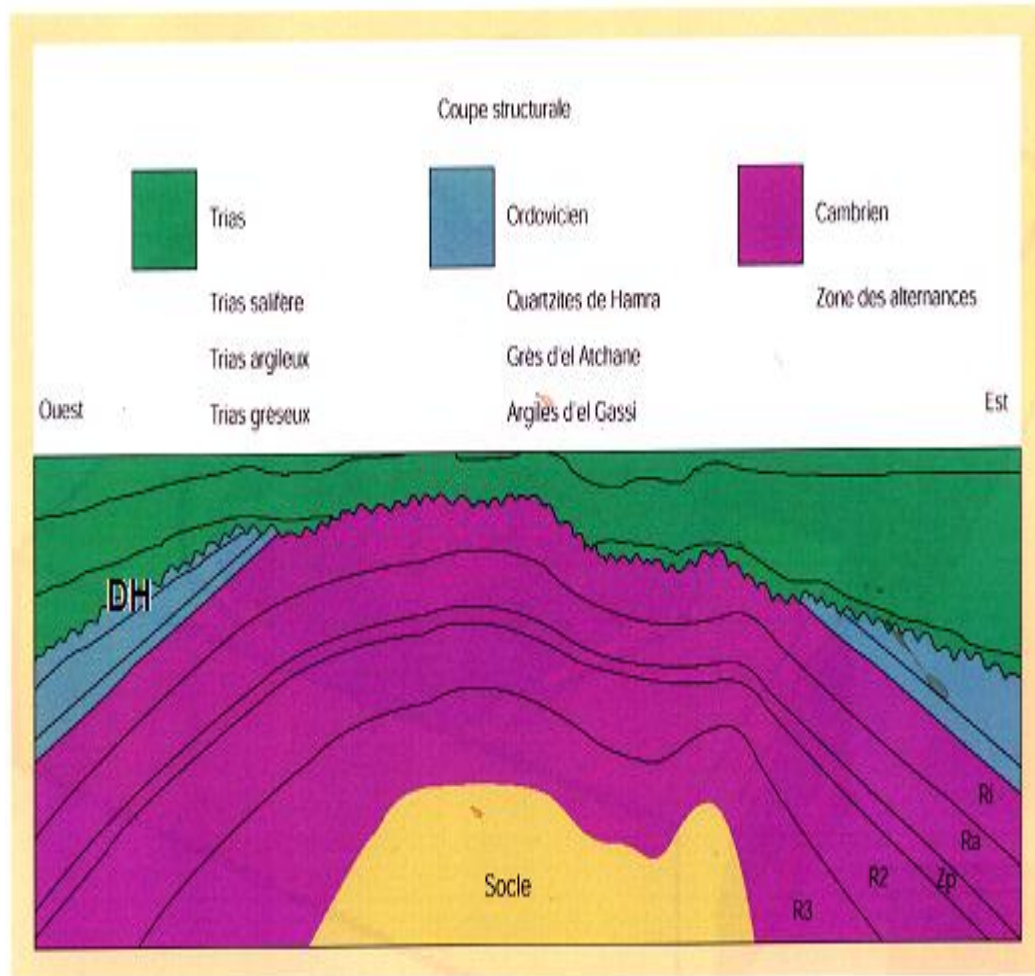


Figure. I.4 : Coupe géologique du champ de Hassi Messaoud
(Sonatrach / Division Production – Rapport interne 1998)

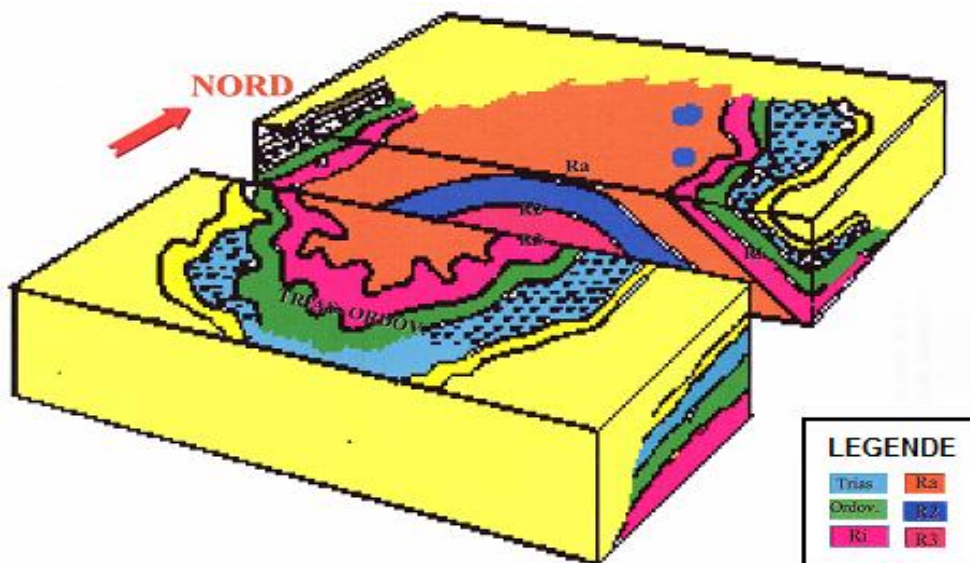


Figure. I. 5 : Bloc diagramme de l'écorché géologique sous la discordance hercynienne du
champ de Hassi Messaoud (Sonatrach / Division Production – Rapport interne 1998)

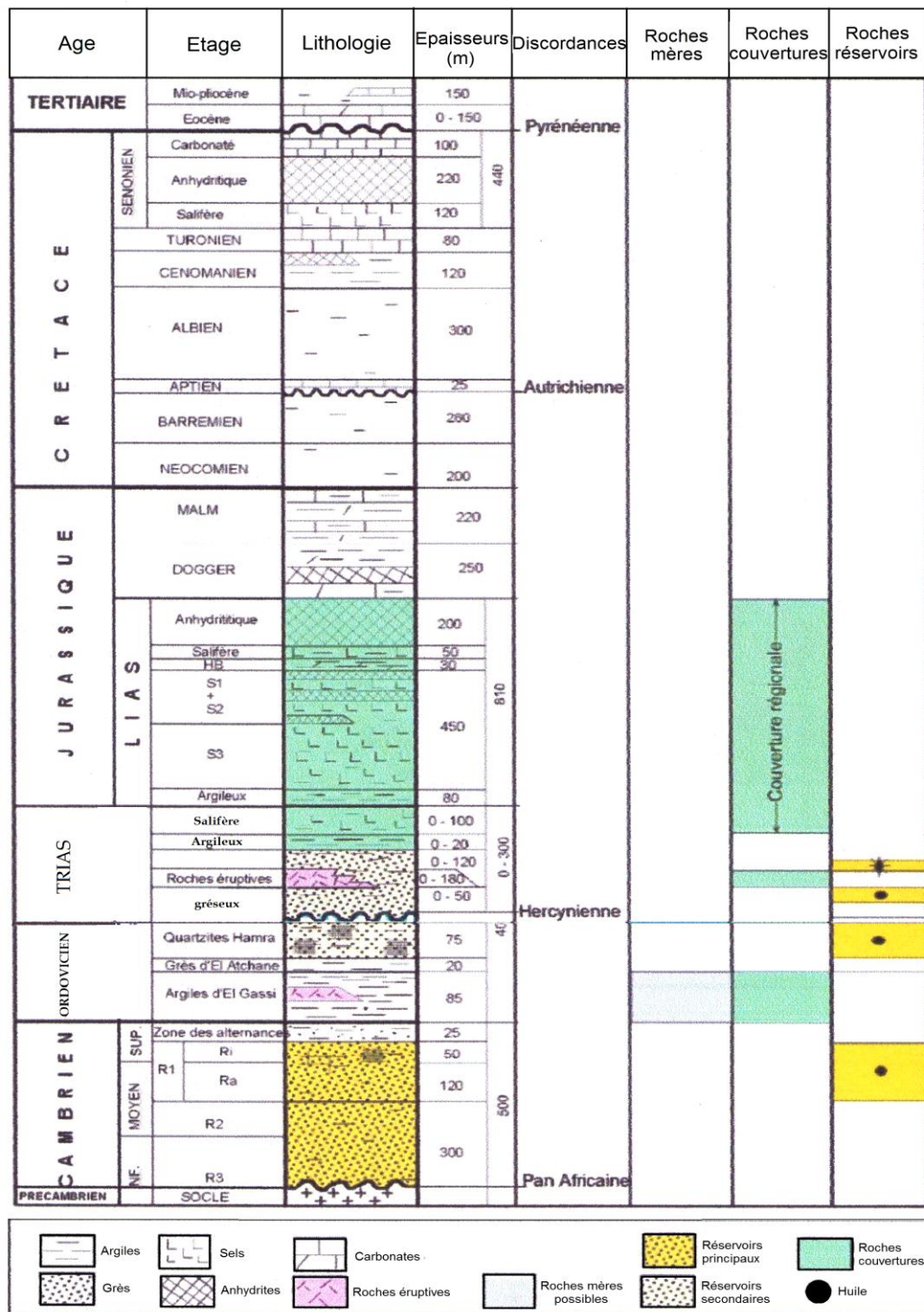


Figure. I. 6 : Colonne stratigraphique type du champ de Hassi Messaoud -Modifiée

(Sonatrach / Division Exploration – Rapport interne 2005)

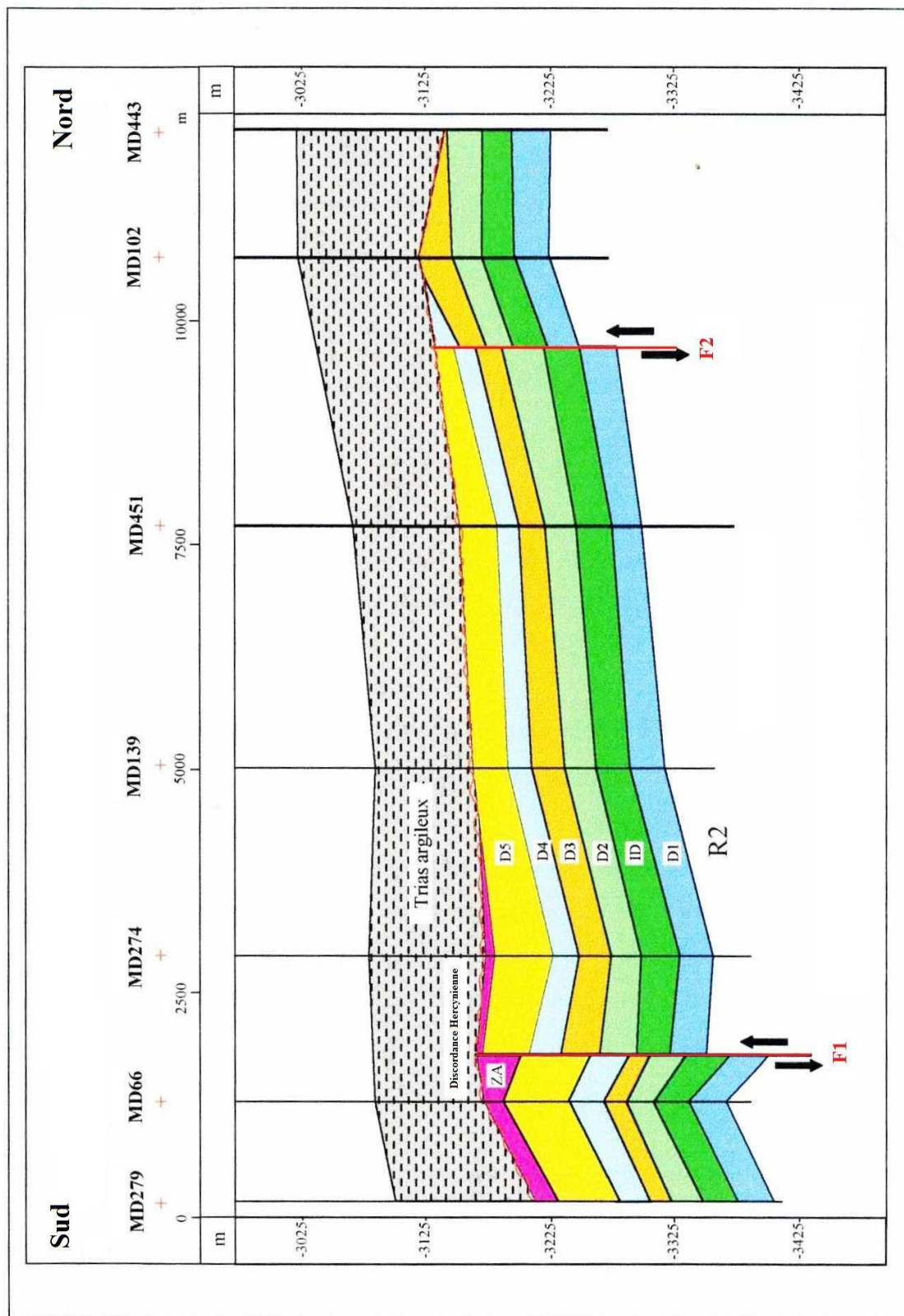


Figure. I.7 : Coupe géologique Nord Sud de la structure de Hassi Messaoud (Sonatrach / Division Production – Rapport interne 2002)

I.5.2.2.3 Lithozone Ra :

Son épaisseur moyenne est de 125 mètres. Elle se compose de grès à grès quartzites anisométriques moyens à grossiers, à ciment argileux et siliceux, possédant de nombreuses passées de silts centimétriques 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.

I.5.2.2.4 Lithozone Ri :

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 appelée " cambro-ordovicien ". La transition est brutale puisqu'on passe à des grès bien classés.

Il se compose de grès quartzitiques isométriques fins bien classés glauconieux, à ciment argileux et siliceux, avec présence abondante de Tigillites.

I.5.2.2.5 Zone des alternances :

Son épaisseur moyenne est de 20 mètres. Désignée ainsi en raison de la présence de nombreuses passées d'argiles indurées alternant avec des bancs de quartzites fins isométriques.

I.5.2.3 L'Ordovicien :

On distingue de la base au sommet trois (03) unités lithologiques.

I.5.2.3.1 Argiles d'El Gassi :

Son épaisseur moyenne est d'environ 50 mètres. Cette formation est constituée d'argile schisteuse, indurée présentant une couleur verte à noire, rarement rouge. Cette argile peut être glauconieuse ou carbonatée présentant une faune (Graptolites) indiquant un milieu de dépôts marin. Cette formation est surtout rencontrée sur les zones périphériques du champ.

I.5.2.3.2 Les grès d'El Atchane :

Ils ont une épaisseur moyenne qui varie de 12 à 25 mètres. Cette formation est constituée de grès fin à très fin, de couleur gris-beige à gris-sombre. Ce grès peut être argileux ou glauconie avec de nombreuses passées argileuses et silteuse.

I.5.2.3.3 Les quartzites de Hamra :

Leur épaisseur moyenne varie de 12 à 75 mètres. Ce sont des grès quartzitiques fins, à rares intercalations d'argiles.

I.5.3 LE MESOZOIQUE :**I.5.3.1 Le Trias :**

Il repose en discordance sur le Cambrien, au centre et sur l'Ordovicien vers les flancs de la structure .C'est un faciès très varié résultant de la transgression qui fût à caractère laguno-marin, accompagnée par des coulées éruptives. Il est subdivisé en trois (3) unités:

I.5.3.1.1 Le Trias gréseux :

Il constitue le premier remplissage du relief paléozoïque et se subdivise en plusieurs unités qui diffèrent les unes des autres par leur lithologie et leur réponse diagénétique. Il est accompagné par des coulées éruptives. Son épaisseur varie de 0 à 75 m

I.5.3.1.2 Le Trias argileux :

Il est constitué d'argiles plus ou moins silteuse, brun rouge à bariolées, dolomitiques et anhydritiques avec des intercalations de banc de sel au sommet.

Son épaisseur moyenne est de 113m.

I.5.3.1.3 Le Trias salifère :

Il est constitué de bancs de sel massif présentant au sommet des intercalations d'anhydrite et des bancs d'argile légèrement silteuse et dolomitique, son épaisseur moyenne est de 340m.

I.5.3.1.3.1 Le Trias salifère « S₃ » (TS3) :

C'est une alternance d'argiles grises sombres, moyennement dures, avec des niveaux de sel massif jaunâtre à rosâtre, parfois translucide. Il a une épaisseur moyenne de 200 m.

I.5.3.1.3.2 Le Trias salifère « S₂ » (TS2) :

C'est une succession d'argiles grises brunes, tendres avec des bancs de sel massif translucide.

I.5.3.1.3.3 Le Trias salifère « S₁ » (TS1) :

D'une épaisseur de 46 m, il est formé par une argile grise verte parfois rougeâtre, tendre, intercalée de bancs d'anhydrite moyennement dure, microcristalline et de sel massif translucide.

Note sur l'éruptif du Trias :

Il se situe approximativement entre la discordance hercynienne et le mur du trias argilo-gréseux.

On le localise rarement dans le Ra, sa rencontre est difficilement prévisible dans la partie Sud-Ouest et Ouest du champ, avec des épaisseurs variables de 0 m à 90 m et le potentiel du- réservoir se trouve réduit lors de sa présence.

I.5.3.2 Le Jurassique :

Son épaisseur moyenne est 844 mètres. Le Jurassique est un ensemble argilo-gréseux à intercalations de calcaire au sommet (Malm) et à alternances de faciès lagunaires et marins à la base (Dogger et Lias) .

I.5.3.2.1 Le Lias :

Son épaisseur moyenne est de 300 mètres. Le passage du Trias au Lias est caractérisé par une zone de marne dolomitique connue sous le terme de l'horizon B qui est un repère sismique. Le Lias est subdivisé en cinq (5) niveaux bien distincts s'intercalant entre eux sur toute l'épaisseur.

I.5.3.2.2 Le Dogger :

Son épaisseur moyenne est de 320 mètres. Le Dogger est subdivisé en deux (2) formations, le Dogger lagunaire à la base et le Dogger argileux au sommet.

I.5.3.2.3 Le Malm :

Son épaisseur moyenne est de 225 mètres. Il est caractérisé par les dépôts d'argiles et de marne avec des intercalations des bancs de calcaire et dolomie accompagnés de quelques traces d'anhydrite.

I.5.3.3 Le Crétacé :

Son épaisseur moyenne est de 1620 mètres. Il est constitué de sept étages, de la base au sommet on distingue :

I.5.3.3.1 Le Néocomien :

Il comprend deux niveaux, à la base un terme gréseux constitué de grès et de quelques passées d'argiles avec des passées de grès, au sommet un terme argileux représenté par des argiles avec nombreuses intercalations de calcaire et de dolomie.

I.5.3.3.2 Le Barrémien :

Son épaisseur moyenne est de 280 mètres. Il est formé de grès fins à moyens carbonatés à plages d'anhydrite, alternant avec des niveaux d'argile gréseuse et dolomitique.

I.5.3.3.3 L'Aptien :

Son épaisseur est de 25 mètres. Il est représenté par deux bancs dolomitiques encadrant un niveau argileux. La limite Aptien-Barrémien coïncide avec la barre calcaro-dolomitique qui représente un bon repère sismique.

I.5.3.3.4 L'Albien :

Son épaisseur moyenne est de 350 mètres. Constitue de grès et sable fin, avec des intercalations d'argile silteuse, il représente une immense nappe aquifère.

I.5.3.3.5 Le Cénomanién :

Son épaisseur moyenne est de 145 mètres. Alternance d'anhydrite et d'argile rouge-brune, de marnes grises et de dolomie. La limite Cénomanién-Albien coïncide avec le passage des séries évaporitiques aux séries plus gréseuses de l'Albien.

I.5.3.3.6 Le Turonien :

Son épaisseur moyenne varie de 70 à 120 mètres. C'est une alternance de calcaire argileux, calcaire dolomitique et calcaire crayeux ; Au sommet apparaissent les bancs de calcaire. Le Turonien contient une nappe d'eau salée.

I.5.3.3.7 Le Sénonien :

Son épaisseur moyenne est de 230 mètres. A la base, une série lagunaire présentant des bancs massifs de sel et des alternances d'anhydrite, dolomie et d'argile grise, au sommet une série carbonatée présentant des bancs de calcaire dolomitique argileux et des bancs d'anhydrite.

I.5.4 LE CENOZOIQUE :

Son épaisseur moyenne est de 360 mètres. Il est constitué de calcaire dolomitique à l'Eocène et d'un recouvrement de type sableux au Mio-Pliocène.

I.6 TECTONIQUE DU CHAMP (Figure. I. 8-9)

Le champ de Hassi Messaoud se trouve sur la partie extrême Nord de la zone haute d'El Biod - Hassi Messaoud. Il se présente comme un vaste dôme anticlinal aplati, de direction générale Nord-Est – Sud-Ouest. Les accidents affectant le réservoir sont de deux types :

- ✓ Les failles de directions subméridiennes Nord - Nord-Est – Sud - Sud-Ouest ainsi que d'autres failles qui leur 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.

I.7 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.7.1 Structuration anté-triasique

I.7.1.1 Phase panafricaine :

C'est une phase compressive de direction Est – Ouest, due a une collision continentale entre le craton ouest 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 pénéplanation 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).

I.7.1.2 Phase eo-calédonienne précoce ou phase anté-tremadocienne (500 M.A) :

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).

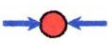
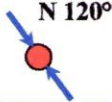
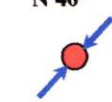
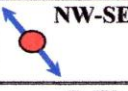
PERIODE MAX D'ACTIVITE	DIRECTION DE LA CONTRAINE	EFFET SUR LE SYSTEME DE FAILLES	EFFET SUR LA SEDIMENTATION
POST-VILLAFRANCHIEN (Alpine)		Basculement et inversion de blocs. Période finale de compression dans le domaine atlasique, événement majeur de collision.	Soulèvement du Hoggar. Basculement du bloc d'El Borma.
MIOCENE		Episode de compression majeure dans le domaine atlasique	Sédimentation prédominante de flyshs au Nord.
EOCENE (Pyrénéenne)		Début de chevauchements au Nord résultant de la convergence de la plaque africaine avec la plaque européenne. Décrochement de la faille S. Atlas.	
CRETACE INFERIEUR (Autrichienne)		Réactivation des décrochements des failles N-S & NE-SW résultant du mouvement différentiel de la plaque européenne et de la plaque africaine.	Erosion des sédiments du Crétacé sous l'Aptien (l'Arche d'El Biod & Illizi). Effet léger sur le bassin de Berkine.
RIFTING TRIAS-LIAS (Dislocation de la Pangée)		Réactivation des failles NE-SW Se terminant au TAGS et S4	Contrôle de la sédimentation par les failles entraînant une variation rapide d'épaisseur le long des failles NE-SW.
CARBONIFERE SUP A PERMIEN (Hercynienne principale)		Mouvement inverse ou Décrochement le long des failles NE-SW (résultat de la formation de la Pangée).	Erosion sur les axes NE-SW.
WISEEN (Hercynienne précoce)		Mouvement inverse ou Décrochement le long des failles N-S. Début de formation de la Chaîne varisque.	- Erosion sur Tihemboka et Soulèvement de l'Ougarta.
FRASNIENNE		Mouvement normal le long des failles NE-SW.	-Non dépôt et érosion locale (môle d'Ahara). -Volcanisme.
CALEDONIENNE (Siluro-Dévonien)		Mouvement inverse ou décrochement le long des failles N-S.	- Erosion le long des zones hautes d'orientation N-S & E-W (Tihemboka, Ahara)
TACONIQUE (Caradoc-Ashgilien)		Mouvement inverse le long des failles N-S résultant. Formation de structure N-S	- Soulèvement des boucliers Réguibat et Touareg.
CAMRO-ORDOVICIENNE		Mouvement normal le long des failles N-S	-Les variations de l'épaisseur sont contrôlées par les failles. -Basculement NW de la plateforme Saharienne. -Volcanisme.
PANAFRICAINE		Tectonique cassante créant des failles et des fractures conjuguées NW-SE & NE-SW	-Compartimentation du craton du Sahara central.

Figure. I. 8 : Phases tectoniques majeures ayant affectés le Sahara Central

(Boudjemâa, 1987)

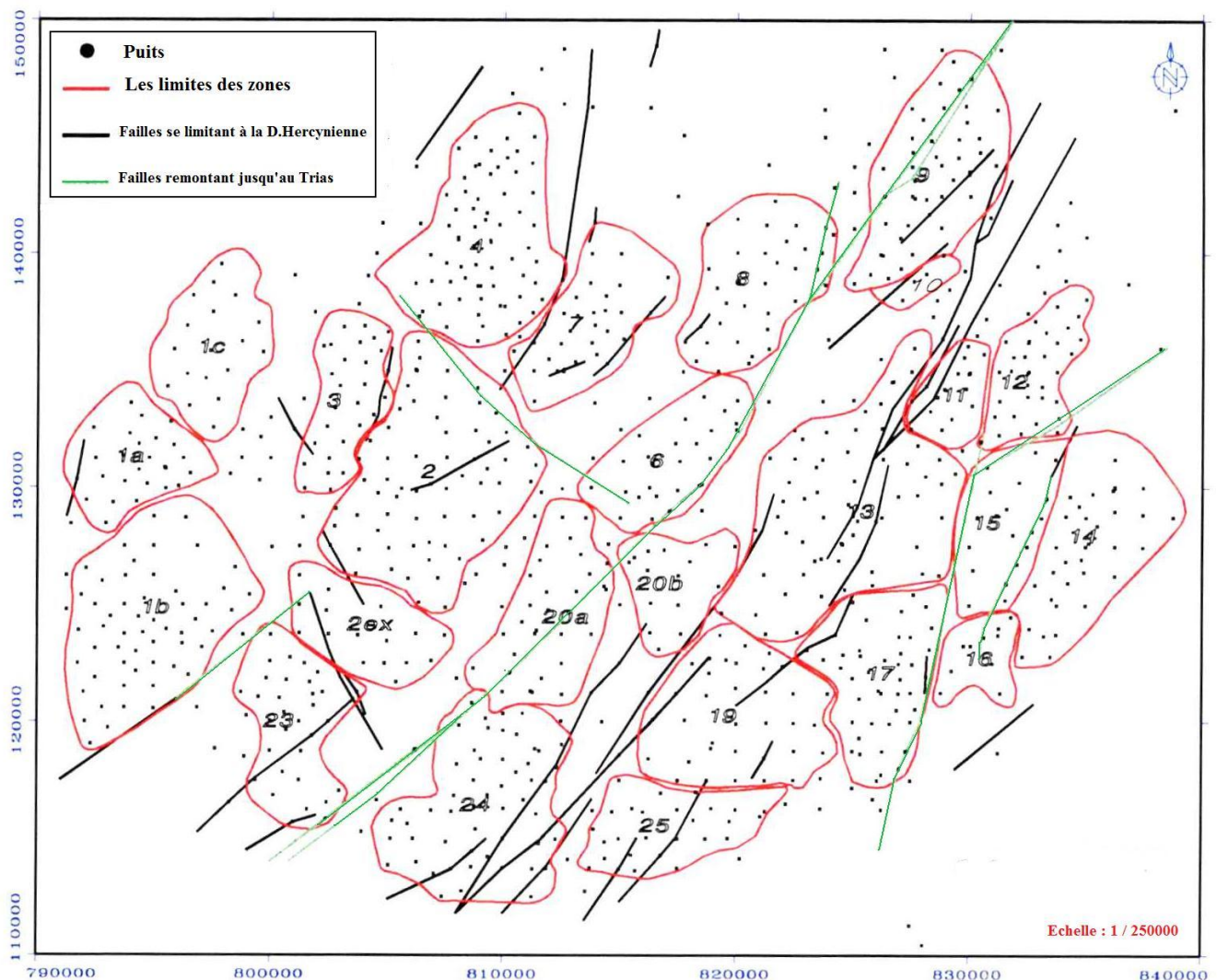


Figure. I. 9 : Carte structurale du champ de Hassi Messaoud (Sonatrach / Division Production – Rapport interne 2002)

I.7.1.3 Phase calédonienne (400 M.A) :

Datée d'environ de 400 millions d'années, cette phase est régionalement connue par l'absence de sédiments du Dévonien et du Carbonifère sur 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-Ordovicien. Cette phase aurait débutée au Silurien ou au Dévonien inférieur

•

I.7.1.4 Phase hercynienne (225 à 250 M.A) :

Du Nord-Est au Sud-Ouest, elle est accompagnée du jeu des failles de même orientation, qui compartimentent le réservoir en blocs ayant leur comportement propre (horst, graben).

Au cours de cette phase, on assiste à un serrage de direction Nord-Ouest – Sud-Est, c’est à dire, perpendiculaire aux accidents majeurs.

I.7.1.5 Structuration post-triasique :

Les effets de cette phase sont relativement faibles et ne correspondent qu’à 50 à 100 m 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, ce qui pourrait être due aux mouvements d’âge Eocène qui sont dus à la phase tectonique atlasique avec une direction de compression Nord-Nord-Ouest – Sud-Sud-Est ; BEICIP, FRANLAB. (1979)

I.7.1.6 Phase autrichienne (100 M.A) :

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 leur formation a débuté au Jurassique et s’est poursuivie pendant le Crétacé.

I.7.1.7 Phase atlasique (Eocène) :

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.7.1.8 Structuration actuelle :

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 subi 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. (1979).

I.7.1.9 Les paléo-vallées hercyniennes (Figure.I.10) :

D'après des études précédemment 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 niveaux d'érosion, plus profonds au niveau des axes par rapport aux inters flancs.

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.

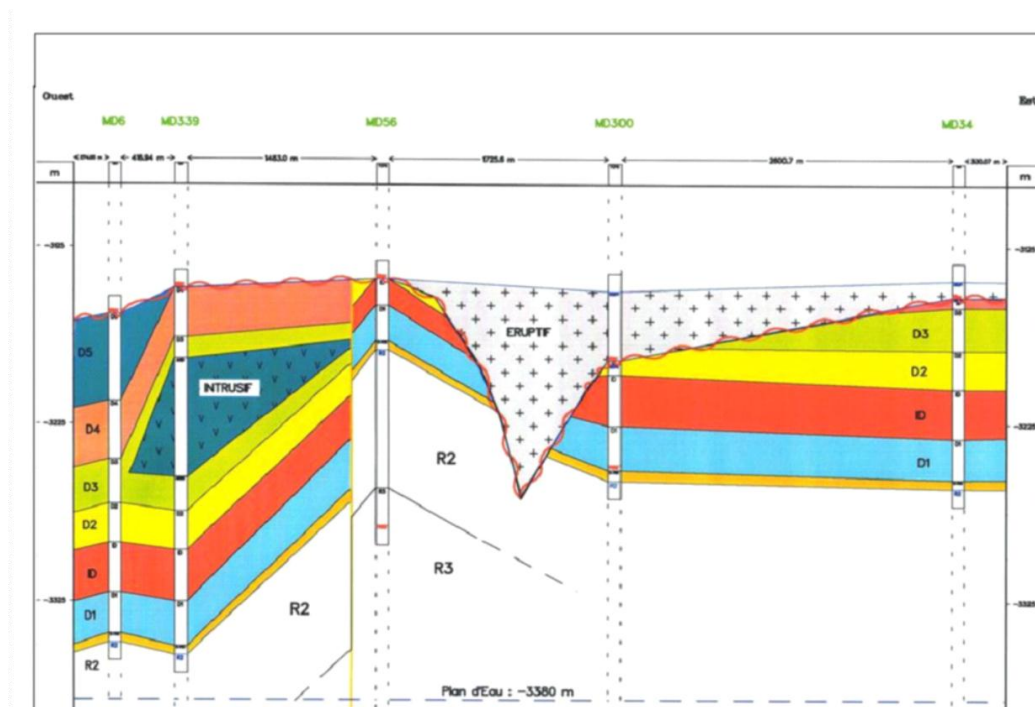


Figure. I. 10 : Exemple de vallée hercynienne (Champ de Hassi Messaoud)
(Sonatrach / Division Production – Rapport interne 2002)

I.8 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 vide créés par la faille tel que fractures et fissures ; 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.
- ✓ **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.8.1 Les déformations cassantes:

L'ensemble du môle 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.8.2 Les intrusions intra cambriennes (Figure.I.11)

- ✓ **Laccolites** : Se sont des massifs de roches magmatiques, plutoniques en grosses lentilles de plusieurs km de longueur, à surface supérieur 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** : Leur épaisseur peut atteindre 100m. Ce sont des roches magmatiques qui recoupent les structures de l'encaissant transversalement par rapport aux couches sédimentaires.

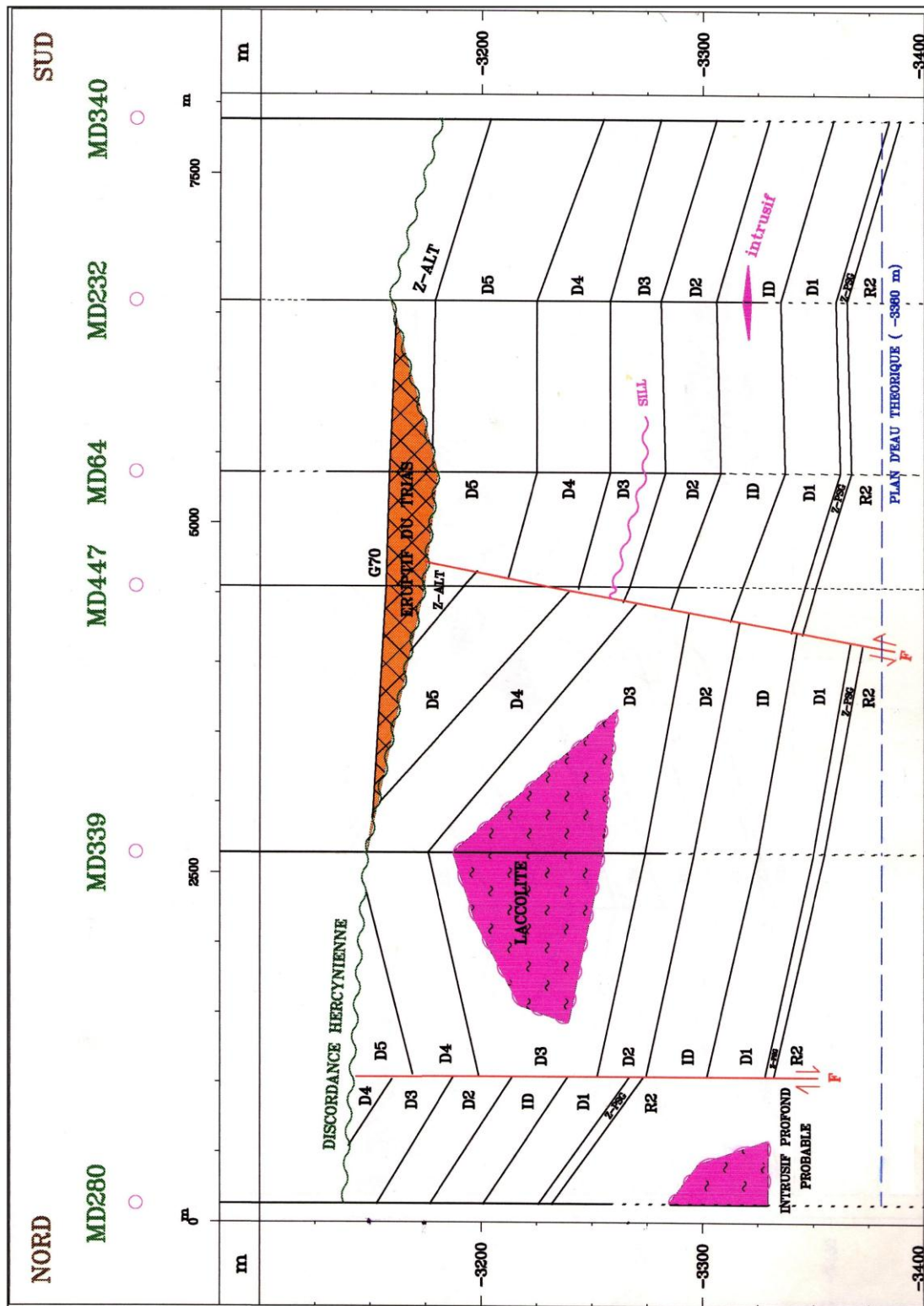


Figure. I. 11 : Différents types d'intrusions intra-cambriennes dans le champ de Hassi Messaoud (Sonatrach / Division Production - Rapport interne 2002)

I.9 ASPECTS SEDIMENTOLOGIQUES (Figure. I. 12)

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 ; BEICIP, FRANLAB. (1995).

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

I.9.1 Stratifications obliques :

La base des grés des Tassilis N'Ajjer présente deux types de stratifications obliques :

1. Type arqué : résultant de la migration des dunes hydrauliques, le même type est présent au D1.
2. Type tabulaire : correspond à une migration de barres hydrauliques, qu'on retrouve au D2 et D 4.

I.9.2 Stratifications horizontales :

Elles sont associées à des dépôts fins à très fins ; ce type de stratifications est due à un régime hydraulique calme, à écoulement laminaire, caractérisé par un bon classement ; le ciment argileux est plus important dans ce cas qu'on retrouve dans la zone fine médiane du Ra.

- **Les litages en flaser :**

Ce sont des lentilles de silstones alternant avec des lits d'argile. On observe ces figures dans la zone fine médiane du Ra, elles indiquent un milieu marin calme.

Les diasthèmes :

Ils correspondent à des interruptions courtes de la sédimentation, avec des surfaces d'érosion quartzifères et diaclases.

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, leur présence est signalée dans les grès isométriques.

- **Les tigillites :**

Ce sont des remplissages des terriers creusés par des organismes vivants sous une faible tranche d'eau.

On les retrouve en quantité importante dans le Ri qui semble fournir les conditions écologiques pour leur épanouissement, à savoir : milieu marin peu profond à régime hydraulique calme.

I.10 Constituants pétrographiques :

L'étude au microscope a montré que les différents niveaux cambriens ont les mêmes constituants pétrographiques, mais avec des proportions plus ou moins différentes d'un niveau à un autre. Les principaux constituants sont :

- **Le Quartz :**

Le Quartz est considéré comme le constituant majeur, il représente une teneur moyenne de 75% de la roche .Les grains sont arrondis à subanguleux. Le contact entre les grains et généralement concavo-convexe.

- **Fragments de roches :**

Les fragments de roches sont très fréquents dans le Ra .Ils sont liés aux zones grossières et comportent des fragments de quartzites et de brèches tectoniques.

- **Micas :**

La fréquence des micas ne dépasse pas les 2%, ils sont plus fréquents dans les passées silteuses et représentés le plus souvent par de la moscovite ou de la biotite.

- **Minéraux lourds :**

Les minéraux lourds se présentent en inclusion dans les grains de quartz dont on cite l'oxyde de fer, le zircon et la pyrite.

Les carbonates :

Ils sont représentés dans le réservoir sous forme de ciment authigène, qui colmatent les fissures et leurs alentours .Il est à noter que la principale fraction carbonatée est la sidérite et à degré moins la calcite.

- **Ciments :**

- * Silice secondaire : elle se présente essentiellement sous forme d'un ciment de nourrissage des grains de quartz. Elle est plus répandue dans le Ra que dans le R2.

- * Argiles : très répandu dans les niveaux inférieurs du Cambrien, le ciment argileux est représenté d'une part par une fraction détritique, qui semble être composée en grande partie par l'Illite et d'autre part, par une fraction authigène qui est la Kaolinite.

I.11 Géométrie des corps gréseux :

On peut résumer le réservoir de Hassi Messaoud comme un milieu hétérogène (sur le plan vertical et sur le plan horizontal), anisotrope et discontinu. Et, pour donner un modèle représentatif, l'étude des différentes disciplines géologiques est absolument nécessaire.

- La sédimentologie (dépôts et diagenèse).
- La tectonique (fissures et failles).
- La géomorphologie (surface d'érosion).

Cette hétérogénéité verticale se manifeste par une extrême variabilité des valeurs de perméabilité, se distribuant en " dents de scie ", avec des valeurs de 0,1 à plus de 1000 md. Elle est expliquée par le mode de dépôts des grès cambriens, compliquée par les effets diagénétiques.

Le réservoir est constitué par un empilement d'unités lithologiques élémentaires centimétriques à décimétriques. Chaque unité lithologique a ses caractéristiques lithologiques propres (granulométrie, argilosité). L'agencement de ces unités lithologiques est très complexe et correspondrait au mode de dépôts " en gouttières ", caractéristiques de certains milieux continentaux fluviaux de type anastomosé, en tresse.

La gouttière est composée d'un assemblage complexe de feuillets élémentaires de dépôts, d'épaisseurs centimétriques et disposés en oblique. Ce sont des structures obliques qui caractérisent les grès du réservoir vue sur carottes.

L'extension des corps gréseux est limitée à une centaine de mètres, tandis que les silts minces, mais imperméables ne dépassent pas les cinquante (50) mètres. Il faut noter l'absence de corrélation des perméabilités entre les puits.

Ces prévisions de la perméabilité sont aléatoires (Il faut prévoir la porosité et l'argile totale). La porosité est liée à la silice, au classement et à l'argile. Il faut, dans ce cas, accorder une signification aux variations tendancielle de la perméabilité.

Le contrôle des qualités de réservoir impose la connaissance de la granulométrie, le classement, la morphoscopie, la teneur et la nature des argiles et les effets induits par la diagenèse, en plus des aspects structural et tectonique.

Donc, ces grès cambriens ont été modifiés dans leurs structures et dans leurs caractéristiques pétro-physiques, à la suite de leur profondeur d'enfouissement. Le stade ultérieur de la compaction se manifestera par l'engrenage des grains.

I.12 Conclusion

Il faut souligner que l'évolution de cette série réservoir traduit :

- ✓ D'une part, la superposition des variations des niveaux fluviaux à marin d'amplitudes modérées témoignant des tendances plus marines de l'inter-drain et surtout du drain D3.
- ✓ D'autre part des variations d'amplitudes plus fortes témoignant de l'évolution de la série de l'environnement fluvial vers un marin franc soulignant la tendance transgressive généralisée qui se continue au dessus dans le drain D5.

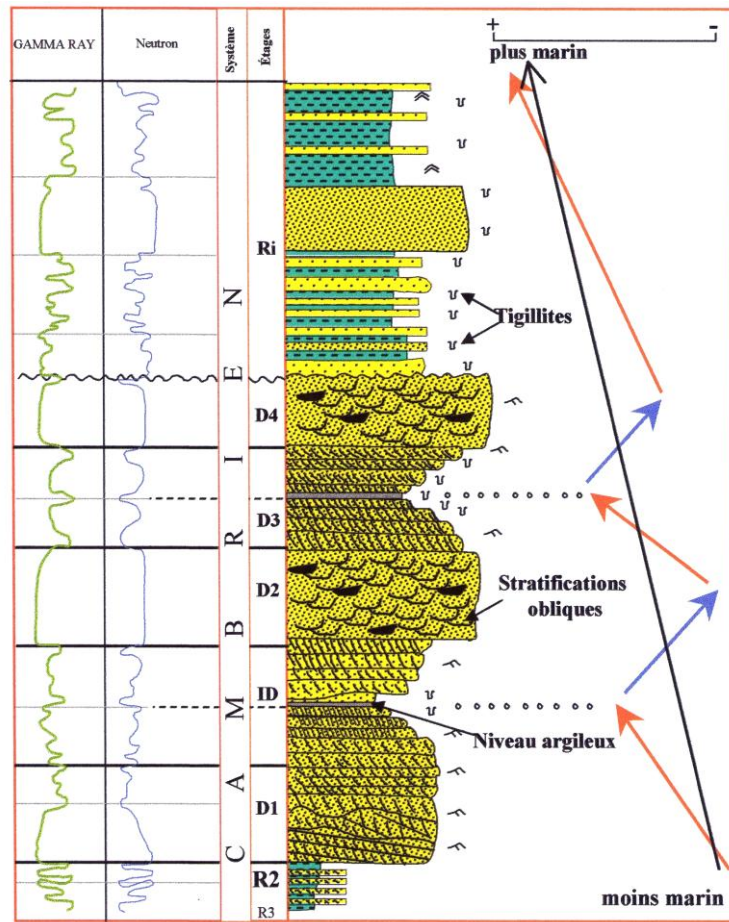


Figure. I. 12 : Séquence sédimentaire comparative entre les grés de HASSI-MESSAOUD
Et ceux du TASSILI N'AJJERS (BEICIP, FRANLAB - 1995).

I.13 ASPECT PETROLIER

I.13.1 Roche mère

Silurien :

Les argiles du Silurien constituent la roche mère, source génératrice des hydrocarbures à l'échelle de toute la plate forme 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 dissipation 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 d'Oued Mya), au Sud-Ouest (bassin de Mouydir) et à l'Est (Bassin de Berkine).

I.13.2 Roches couvertures :

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

I.13.3 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. Il existe trois types de pièges :

- **Pièges structuraux :**

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

- **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 et les biseaux.

- **Pièges mixtes :**

Ils sont à la fois structuraux et stratigraphiques, comme par exemple la structure de Hassi Messaoud (anticlinal tronqué par la discordance Hercynienne).

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

I.14 DESCRIPTION DU RESERVOIR

I.14.1 Description des drains :

Du point de vue sédimentologie, le réservoir est subdivisé en trois zones suivant les critères granulométrique :

1. Zone grossière inférieure (**Ra inférieure**)
2. Zone fine médiane (**Ra moyen**)
3. Zone grossière supérieure (**Ra supérieure**)

La base du Ra s'individualise comme une zone grossière inférieure dans laquelle se développent trois drains qui se distinguent par leurs paramètres granulométriques.

Ce découpage peut être également validé par les particularités suivantes :

- ✓ D1 : Grès grossiers à stratifications de type oblique arqué dominantes, bien marquées et souvent à base micro-conglomératiques, avec absence de tigillites.
- ✓ ID : Niveaux plus minces et fréquence plus grande des niveaux silteux, avec présence locale de tigillites. Il marque un passage très progressif entre le D1 et le D2.
- ✓ D2 : Grès grossiers mais bien classés à stratifications obliques tabulaires dominantes formant des méga-rides, avec présence de quelques intercalations de niveaux de silts à fines bioturbations.

Pour cette partie inférieure du Ra qui comporte les meilleurs niveaux réservoirs, il faut surtout remarquer l'extension progressive des zones d'érosion vers la zone centrale du champ.

- ✓ D3 : Il correspond à la zone fine médiane (granulométrie plus faible). La principale caractéristique de ce drain est l'abondance d'inter-lits silteux et de grès fins à très fortes bioturbations (des tigillites en particulier).

Le caractère marin de ce drain est bien marqué. Il pourrait correspondre à un environnement de plate forme infra-littorale, composée de niveaux argilo-silteux bioturbés dans lesquels se développent des barres marines à influence tidale ou de tempêtes.

Dans un tel environnement l'existence de barrières de perméabilité d'extension kilométrique est très probable ; BEICIP, FRANLAB. (1995).

- ✓ D4 : Il correspond à la zone grossière supérieure. Ce sont des grès à stratifications obliques tabulaires fréquentes formant des mégas- rides de un à plus de deux mètres d'épaisseur.

Pour reconnaître et suivre les réservoirs en tout lieu du champ, on l'a subdivisé en paquet ou tranche en utilisant les différents paramètres sédimentologiques cités antérieurement, ainsi que leur propriétés diagaphiques et petro physiques.

I.15 Subdivision diagaphique (Figure.I.13)

Les grès de Hassi Messaoud ont été subdivisés au début de la reconnaissance du gisement en quatre termes : Ri, Ra, R2 et R3

Zone Ri : ou grès isométriques, zone habituellement très compacte D5 ou (R 70 – R 90), subdivisé en trois tranches 7, 8,9.

Zone Ra : composée de 3 lithozones :

La zone grossière supérieure, ou D4 (R100 à R130).

La zone fine médiane ou D3 (R130 à R140)

La zone grossière inférieure, comprenant le D2 (R140 à R150), ID (R150 à R170), D1 (R170 à R190) et la zone de passage ZPG (R190 à R200).

Zone R2 : Zone de grès quartzites, plus argileux présentant rarement des qualités réservoir dans sa partie supérieure (R200-R300), R2 ab (R200-R250).

Zone R3 : Zone très grossière à micro conglomératiques très argileuse, sans aucun intérêt pétrolier (R300-R400).

A l'intérieur des termes supérieures du Cambrien, il a été possible à l'aide des études pétrographiques et à l'aide des diagaphies (Gamma Ray, neutron, log électrique) de définir des subdivisions secondaires ou « Tranches diagaphiques ».

Ces subdivisions sont limitées par des repères traduits en profondeurs électriques. Lithologiquement, ces repères sont des niveaux à tendance argileuse.

Il y a trois zones limitées par des repères 50, 100 et 200, la zone de passage correspond à la tranche 19 (R190 - R200) ; épaisseur = 5 m.

Ri - - - - - - - - - - -50

Ri -----100

Ri -----200

Ces repères perdent de leurs valeurs chronostratigraphiques lorsque le sommet d'une zone se trouve affectée par une discordance.

Chaque zone est subdivisée en tranches, dont l'épaisseur peut varier de 05 à 30 mètres. Huit tranches sensiblement isopaques, ont été reconnues dans le Ra, la où la série est complète. Elles sont limitées par les repères suivants :

- Le repère 0 étant la discordance Hercynienne

TRANCHE 10	Repère 100
TRANCHE 13	Repère 130
TRANCHE 14	Repère 140
TRANCHE 15	Repère 150
TRANCHE 16	Repère 160
TRANCHE 17	Repère 170
TRANCHE 18	Repère 180
TRANCHE 19	Repère 190 Repère 200

- Le repère 100 (Repère de la partie supérieure du Ra) n'est pas un repère stratigraphique ; appelé repère volant, il repose d'Est en Ouest sur des niveaux plus élevés dans la série.

Reconnaissance pratique des limites :

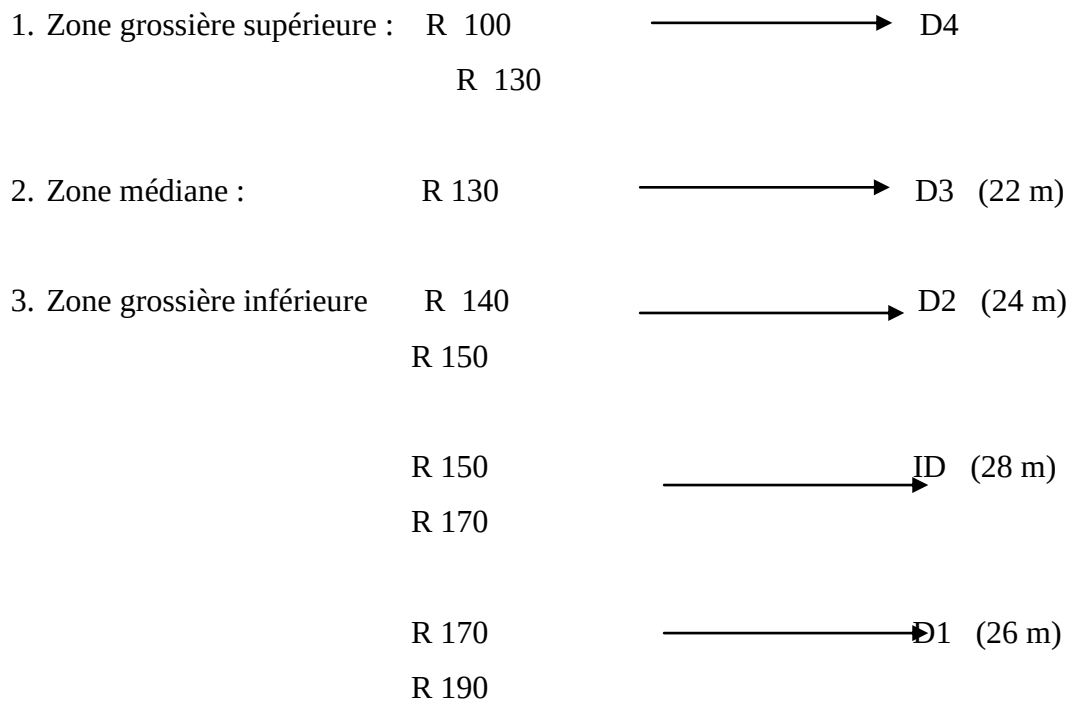
- ✓ Limite Ra / R2 : Sur le neutron ; apparaît une « Bosse siliceuse » (Quartzites très dure) se trouvant à environ 5 à 7 m au dessous de la limite Ra/R2.
- ✓ Limite Ra/ Ri : Le log Gamma Ray fait ressortir la présence d'un pic radioactif, assez remarquable, situé à 5 ou 6 m au dessous de la limite Ra / Ri.

I.16 Subdivision pétrophysique :

La notion de drains fait appel aux données sédimentologiques, diagraphiques et à la qualité réservoir.

Cette notion est à caractère horizontal et à caractère pétrophysiques vertical dans le réservoir.

Le terme drain qualifiant, des zones faiblement cimentées, coïncide avec les trois (03) zones préférentielles du réservoir.



			CFPA	SN REPAL		
AGE	TYPE DE CORELATION		DIAGRAPHIQUE	PETRO-PHYSIQUE	SEDIMENTOLOGIQUE	DIAGRAPHIQUE.
LE CAMBRIEN	Isométriques	Réservoir Ri	R70	D5		
	Réservoir R1 (CFPA) Ra (SN REPAL)		R95	D4	Ra sup.	γ0
			R100			
			R130	D3	Ra moy	
			R140			M6
			R150	D2	Ra inf.	M5
			R160	ID		M4
			R170			M3
			R180			M2
			R190	D1		M1
			R200			
	R2 (CFPA) R2 (SN REPAL)	Réservoir R2				
	R3		R300			

Figure. I. 13 : Découpage en drain du Cambrien de Hassi Messaoud

(In : CFPA-SN REPAL / Tillous et al - 1963)

I.17 .présentation de la zone 15 :

I.17.1. situation de la zone 15 : (Figure. I.14)

La zone 15 est située à l'Est du champ de Hassi Messaoud. Elle est limitée au Nord par la zone 12, à l'Ouest par la zone 13 et 17, à l'Est par la zone 14 et au Sud par la zone 16.

La zone 15 est une zone très basse qui correspond à un anticlinal où se superpose une vallée hercynienne très nette, où l'érosion varie entre le D5 (Ri) et de D3 (Ra).

La structure du réservoir anisométrique (Ra) est donc encore plus nettement en "sillon" que le R2, avec un remplissage par un puissant éruptif Triasique (dépassant 50m).

Rappelons que dans ce secteur d'étude . Le D4 (Ra) est absent.

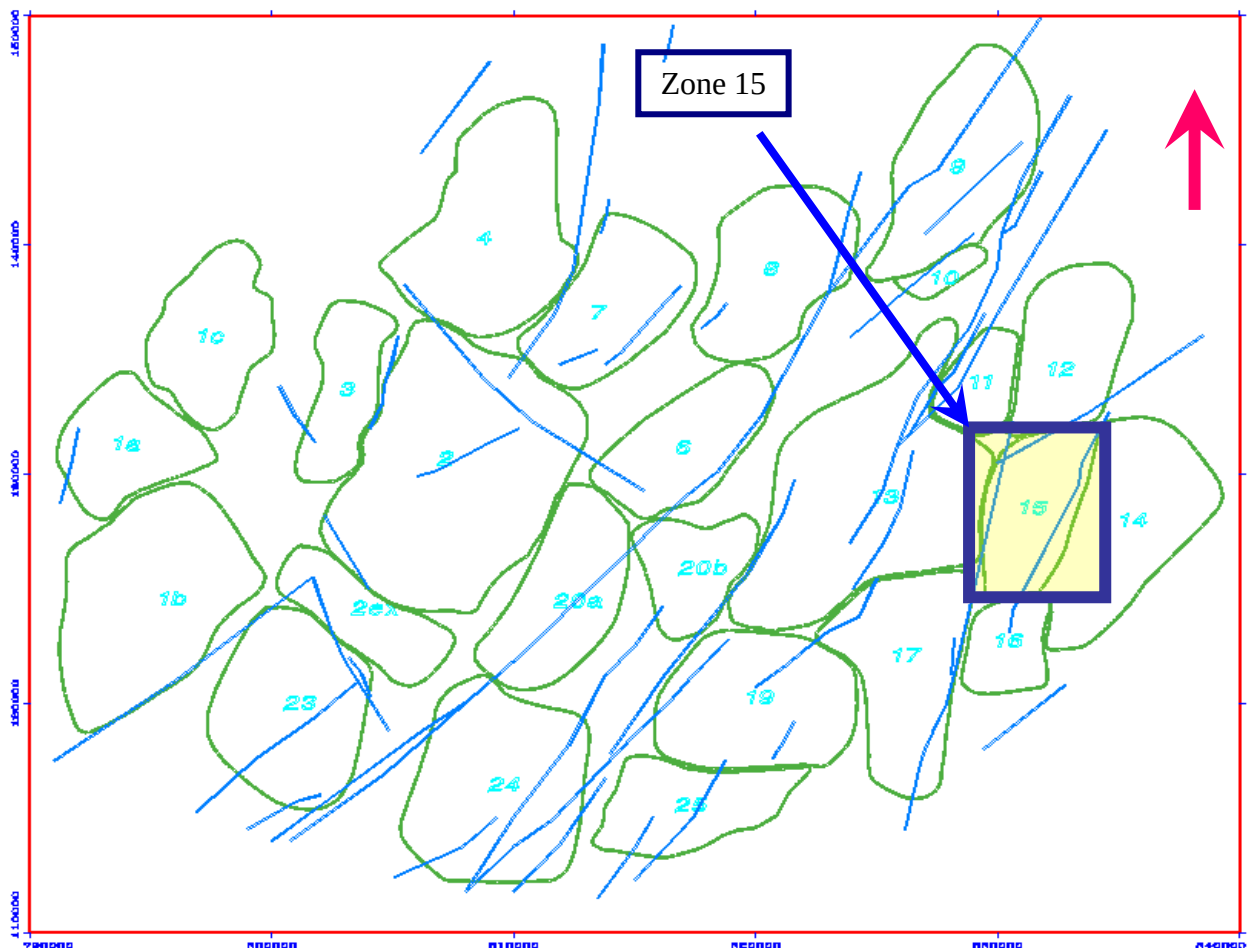


Figure. I.14 : Localisation de la zone 15(Sonatrach / Division Production – Rapport interne) 2002).

I.17.2 Statut de la zone 15 : (Figure.I.15)

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.

L'injection d'eau dans cette zone a débuté en Avril 1993, elle a pour conséquence la percée de l'eau dans les puits producteurs d'huile. Cette percée a 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 15 il y a :

- ♦ 20 puits producteurs d'huile ouverts.
- ♦ 2 puits injecteurs de gaz
- ♦ 2 puits producteurs d'eau.
- ♦ 1 puits abandonné.

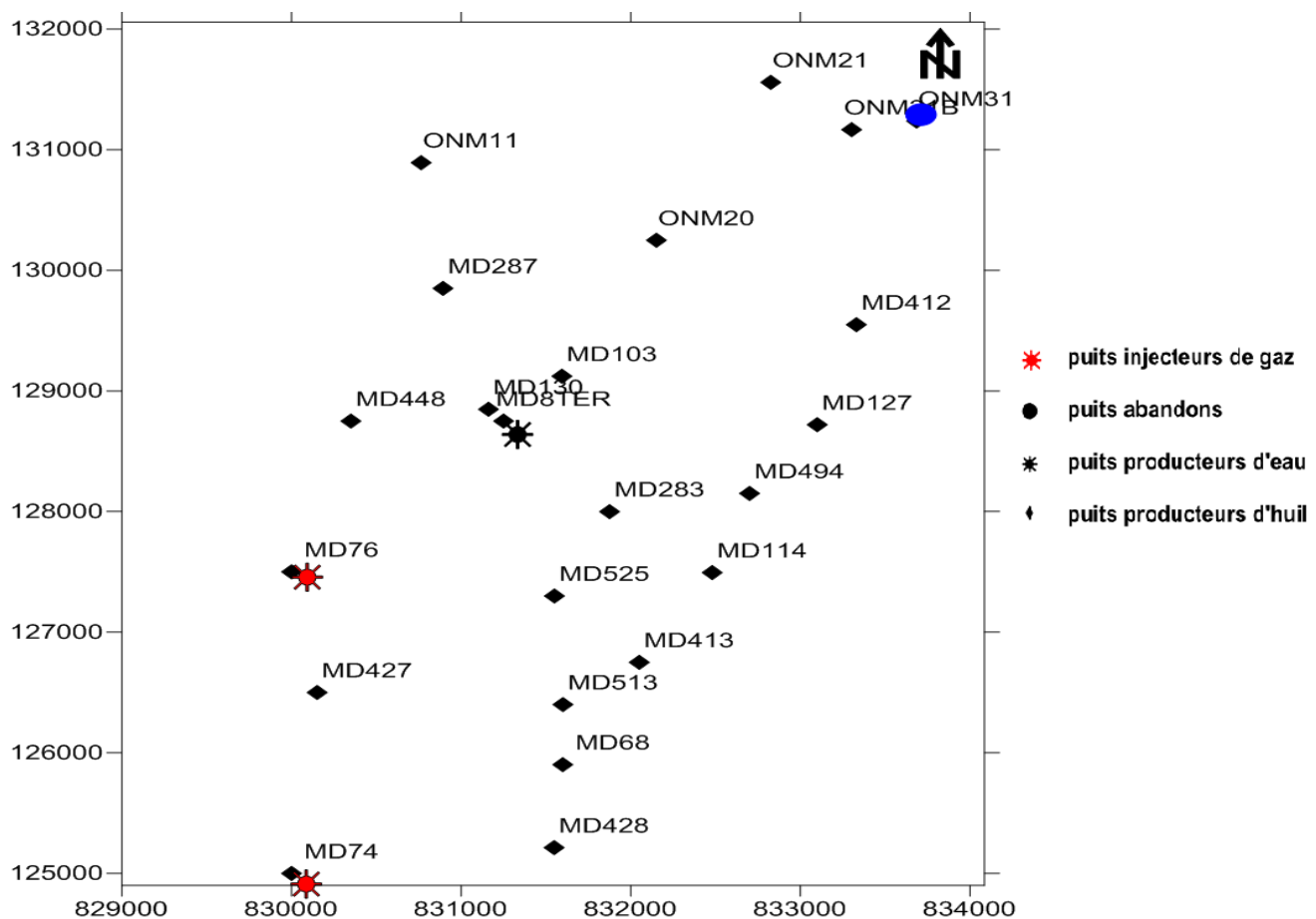


Figure I.15: Carte de puits et statut de la zone 15

I.17.3 DESCRIPTION STRUCTURALE DE LA ZONE 15 :

La zone 15 se présente structuralement comme un anticlinal érodé au centre. Le point le plus élevé se situe à 3137 m et à 3140 m aux niveaux des puits MD448 et MD127.

La zone 15 est séparée par deux failles majeures et par une dégradation des caractéristiques pétrophysiques (MD68, MD130).

Au Sud, la zone est bien délimitée par la dégradation des caractéristiques pétrophysiques.

A l'Ouest, il existe une communication partielle avec la zone 14.

I.17.4 Description du réservoir Cambrien R1 de la zone 15 :

L'épaisseur du Cambrien R1 ($R_a + R_i$) est de l'ordre de 70 à 150 mètres au centre de la zone d'étude, celle-ci diminue vers le Nord-Ouest, atteignant quelques mètres au niveau du puits MD412.

L'ensemble productif du Cambrien R1 se subdivise en deux réservoirs de bas en haut :

Le Cambrien R_a :

- Le réservoir Cambrien R_a présente une épaisseur d'environ 150 m au Sud de la zone d'étude. Celle-ci diminue au Nord-Est (25m). Il possède des bonnes caractéristiques pétrophysiques permettant la production.
- Le drain D4 n'est pas présent dans la zone d'étude.

Le Cambrien R_i :

- ou grès isométriques, zone habituellement très compacte D5. ce réservoir présente les meilleures caractéristiques pétrophysiques

I.17.5 CARACTERISTIQUES DES FLUIDES DU RESERVOIR DE LA ZONE 15 :**I.17.5.1 Caractéristiques de l'huile :**

- Pression de saturation moyenne : 165 kg/cm^2 .
- Facteur volumétrique b_0 est de $1,16 \text{ m}^3/\text{m}^3$.
- Rapport gaz /huile dissolution composite est de $182 \text{ m}^3/\text{m}^3$.
- Viscosité de l'huile est de $0,2233 \text{ cp}$.
- La densité de l'huile dans les conditions de stockage est de $0,81 \text{ T/m}^3$.

I.17.5.2 Caractéristiques de l'eau du gisement :

L'eau de gisement est très riche en sel (400 g/l), Dans les conditions de gisement ($P = 482 \text{ kgf/cm}^2$ et $T = 120^\circ\text{C}$).

L'eau a une viscosité de $0,45 \text{ cp}$, En conditions de stockage sa densité est de $1,12 \text{ Kg/m}^3$

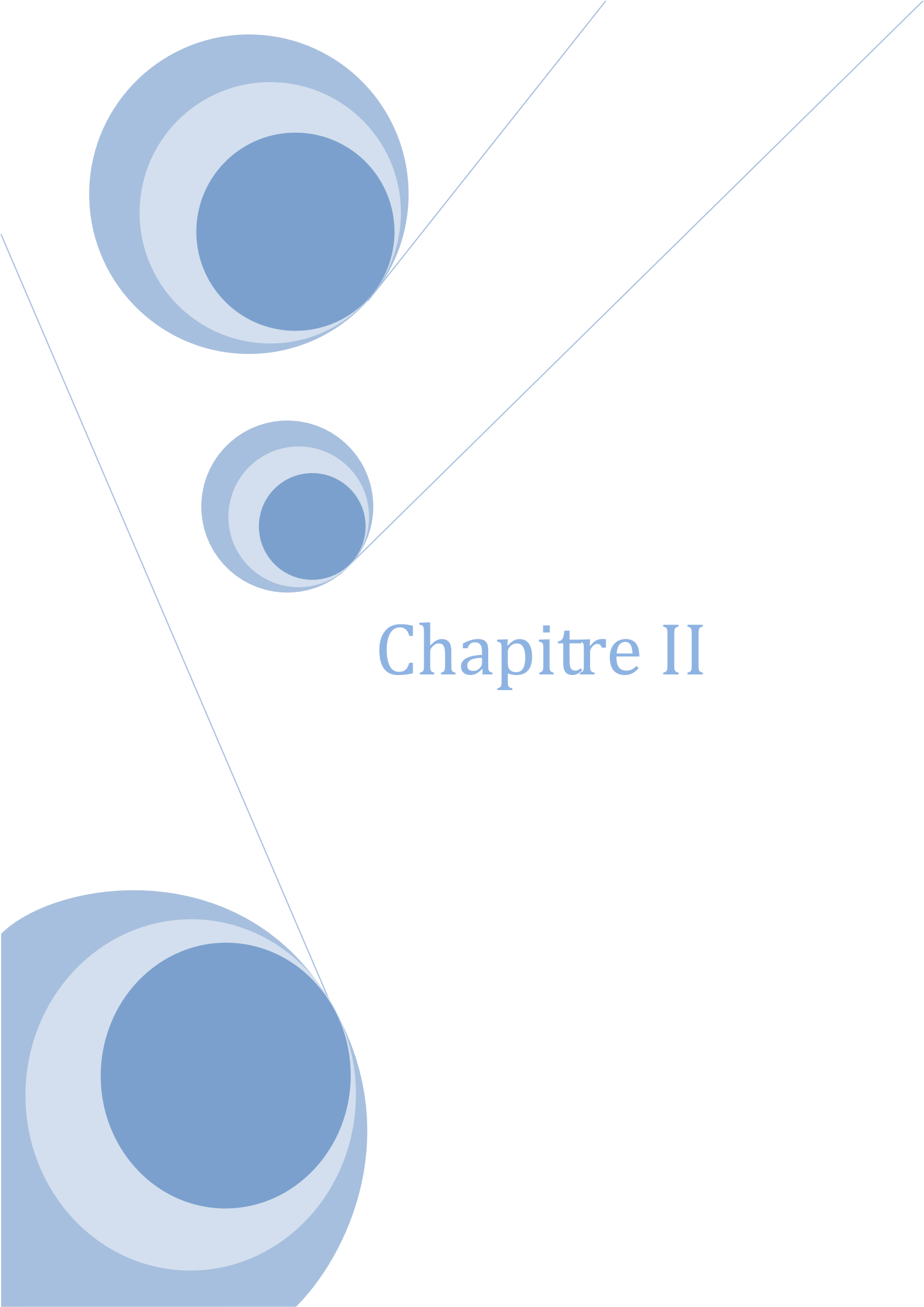
Avec les résultats d'analyse des carottes disponibles des puits dans la zone d'étude, quelques valeurs de perméabilités ont pu être déterminées, avec une valeur moyenne qui est de l'ordre de $3,4 \text{ md}$.

I.17.6 HISTORIQUE DE PRODUCTION :

La zone 15 a commencé la production en Octobre 1958 par le puits ONM11 avec une production mensuelle de 6123 St m³.

Puits	Q .actuel m³/h	P. cumulée Mm³	Puits	Q. actuel m³/h	P. cumulée Mm³
MD103	0.00	587.77	ONM20	3.42	2150.17
MD114	0.12	12.25	ONM21	1.48	33.18
MD127	0.40	724.70	ONM31	6.92	5107.03
MD130	0..00	1.08	ONM31B	2.01	165.23
MD283	2.18	62.46			
MD287	12.45	2087.95			
MD412	0.00	2390.89			
MD413	0.00	706.28			
MD427	6.03	1453.93			
MD428	0.00	33.68			
MD448	1.49	754.62			
MD494	0.00	753.75			
MD513	1.08	1984.57			
MD525	2.34	291.83			
MD68	0.00	795.09			
MD74	2.03	1700.78			
MD76	0.00	7686.73			
MD8TER	3.54	53.30			
ONM11	1.75	274.06			-
Actuellement la production cumulée de la zone 15 est de 24750.02Mm3					

Tableau.I.1 : production de l'huile dans la zone 15



Chapitre II

II.1 Introduction :

L'analyse structurale reposera sur l'interprétation des différentes cartes en isopaques, en isobathes, et des corrélations diagaphiques du réservoir Cambrien R1 (Ra+ Ri).

Les cartes et les corrélations diagaphiques interprétés ont été réalisés avec les logiciels « SURFER » et « PETREL ».

II.2. Interprétation des cartes structurales :

II.2.1 Carte en isobathes au mur du Cambrien R1 : (Figure II.1)

La carte met clairement en évidence deux zones hautes qui se trouvent sur les flancs Est et Ouest, au centre on remarque une zone relativement basse avec deux paléovallées au Sud et au Nord. Les failles dans le secteur d'étude sont divisées en deux familles :

- Une famille orientée Nord Est/Sud Ouest : ce sont des failles majeures qui touchent le socle et le réservoir de bas en haut, avec des rejets variables de 10 à 25m.
- Une famille orientée Nord Nord Est/Sud Sud Ouest : ce sont des failles secondaires avec un effet limité latéralement et verticalement, leur rejet est de 4 a7m.

II.2.2 Carte en isobathes au toit du Cambrien R1 : (Figure II.2)

La carte montre clairement que la discordance hercynienne est toujours accentuée au centre de la zone 15 suivant une direction Nord Est-Sud Ouest.

Les failles présentent au niveau de la discordance hercynienne sont les mêmes que celles qui affectent le mur du Cambrien R1.



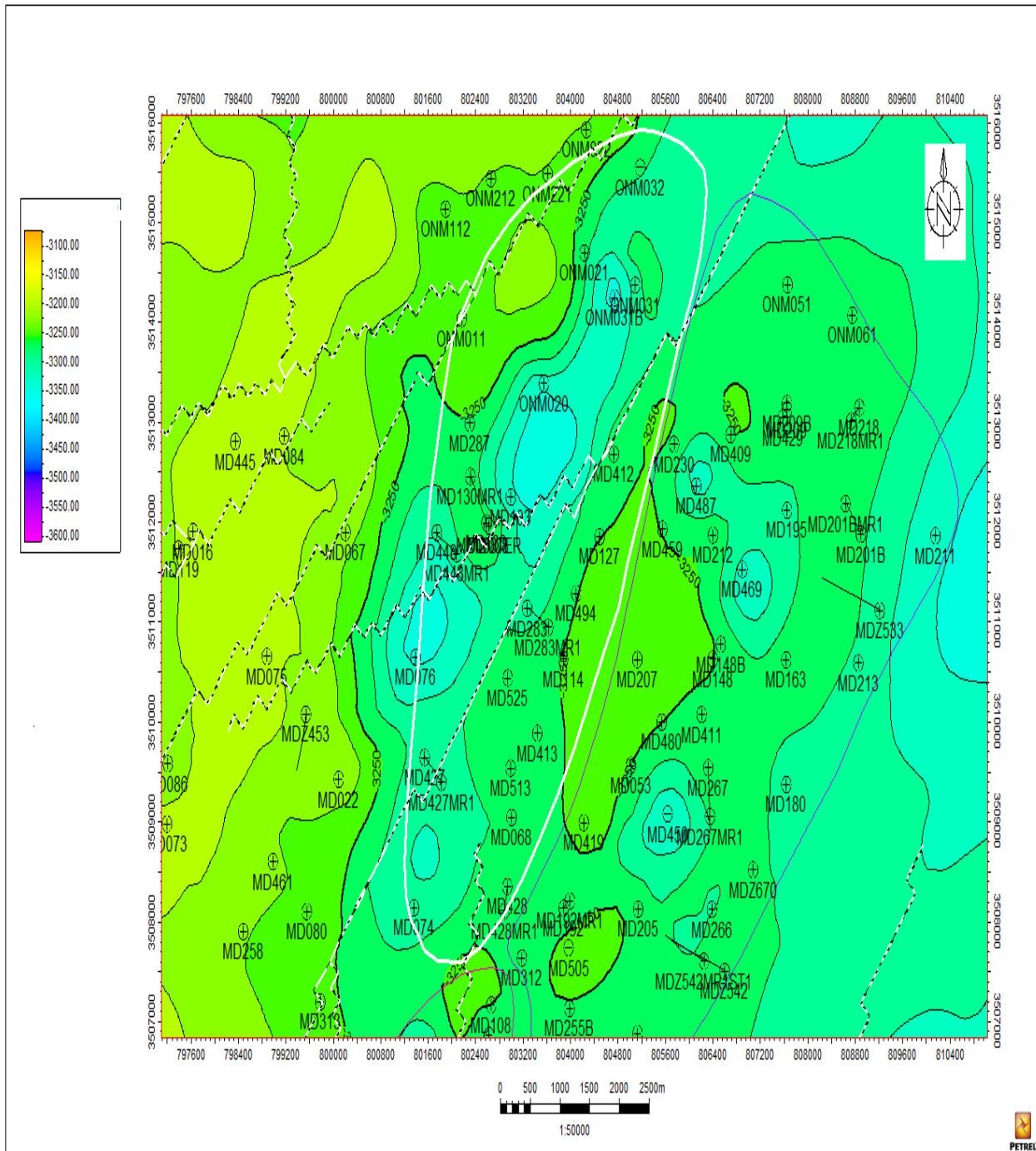


Figure II. 2: Carte en isobathes au toit du Cambrien R1

II.3. Interpretation des cartes en isopaques:

II.3.1. Carte en isopaques de la zone de passage :(Figure. II 3.)

La carte en isopaques de la zone de passage montre une épaisseur qui varie entre 0 et 8 m, celle-ci est nulle aux niveaux des puits MD513, MD494, MD413 et ONM11. La valeur maximale est enregistrée (7m) aux niveaux des puits MD287, ONM20 et MD68.

II.3.2. Carte en isopaques du drain D1: (Figure II. 4.)

Sur la carte en isopaques du drain D1, on remarque que l'épaisseur du drain D1 varie entre 23-30 m, la partie la plus épaisse est enregistrée sur le flanc Sud – Ouest au niveau du puits MD427, et sur le flanc Nord –Est au niveau du puits ONM031B. La partie la moins épaisse se trouve à l'Ouest au niveau des puits MD448 et MD8TER.

II.3.3. Carte en isopaques du drain ID : (Figure II .5.)

La carte en isopaques du drain ID montre une faible épaisseur, elle est égale à 18m dans la partie Nord-Est aux niveaux des puits MD130 et ONM031B. Celle-ci augmente dans toutes les directions pour atteindre 29.5 m aux niveaux des puits MD427 et MD448.

II.3.4 Carte en isopaques du drain D2: (Figure II. 6.)

La carte en isopaques du drain D2 montre une épaisseur qui varie entre 0 et 28 m, celle-ci est nulle aux niveaux des puits MD103, ONM31B et ONM21. La valeur maximale est enregistrée au Sud (30m) au niveau du puits MD114.

II.3.5. Carte en isopaques du drain D3: (Figure II.7.)

Sur la carte en isopaques du drain D3 on remarque que l'épaisseur maximale (28) est enregistrée aux niveaux des puits MD127, MD412. Situés à l'Est de la structure. La valeur minimale (0m) est enregistrée dans la partie Nord au niveau des puits MD103, ONM20, ONM31B.

II.3.6. Carte en isopaques du drain D5 : (Figure II. 8.)

Sur la carte en isopaques de la draine D5, l'épaisseur diminue du Sud vers le Nord, où on remarque l'absence totale du drain D5 au niveau des puits ONM11, ONM20 et ONM21 (effet de la discordance hercynienne). La valeur maximale est enregistrée au niveau du puits MD427 (plus de 46 m).

II.3.7. Carte en isopaques du réservoir Cambrien R1(Ra+ Ri) : (Figure II.9.)

Sur la carte en isopaques du réservoir Cambrien (Ra+Ri), on remarque que l'épaisseur maximale (155m) est enregistrée au niveau du puits MD427 situé au Sud de la structure. La valeur minimale (25m) est enregistrée dans la partie Nord, aux niveaux des puits MD287 et MD412

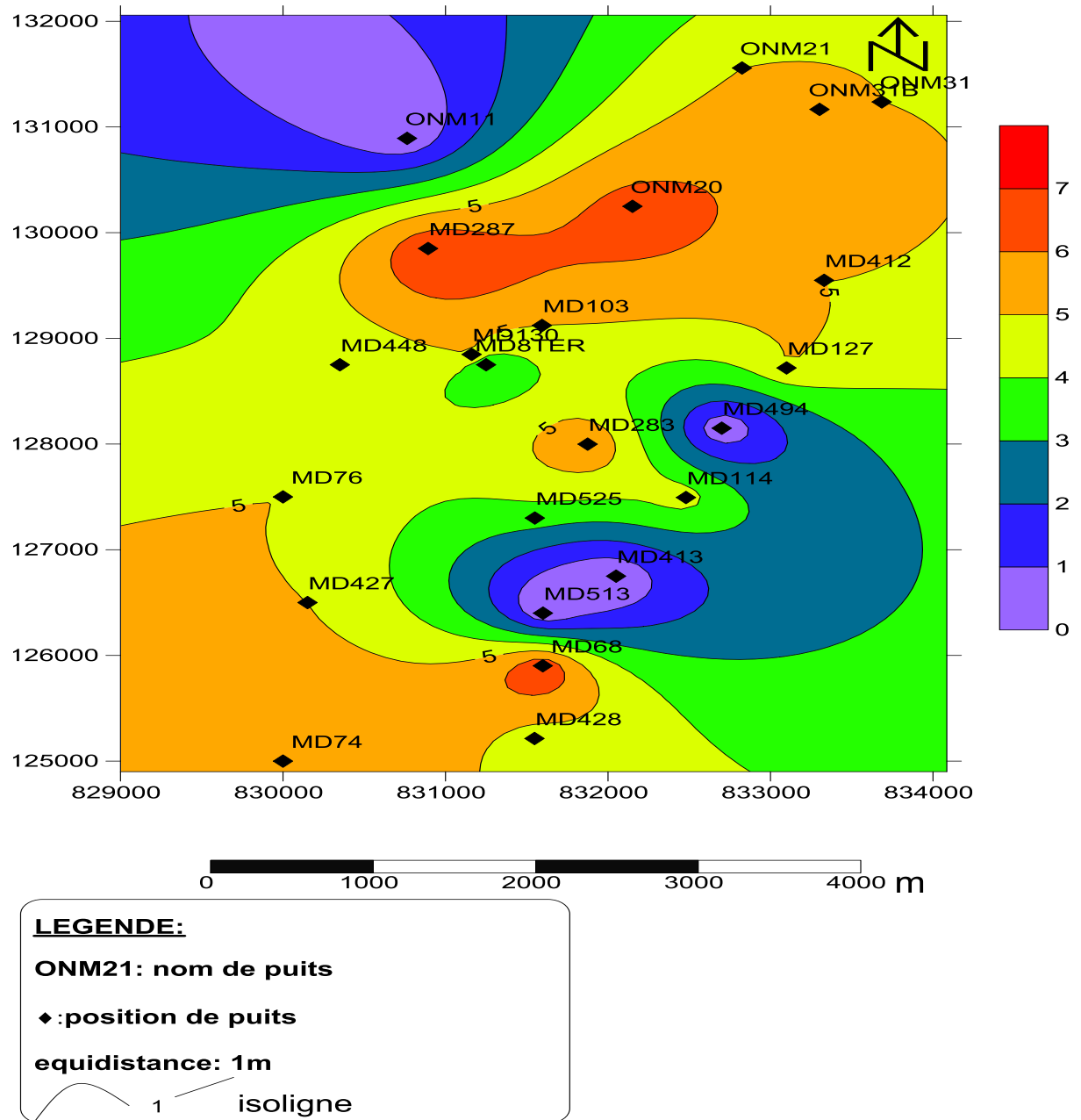


Figure II. 3: Carte en isopaques de la zone de passage

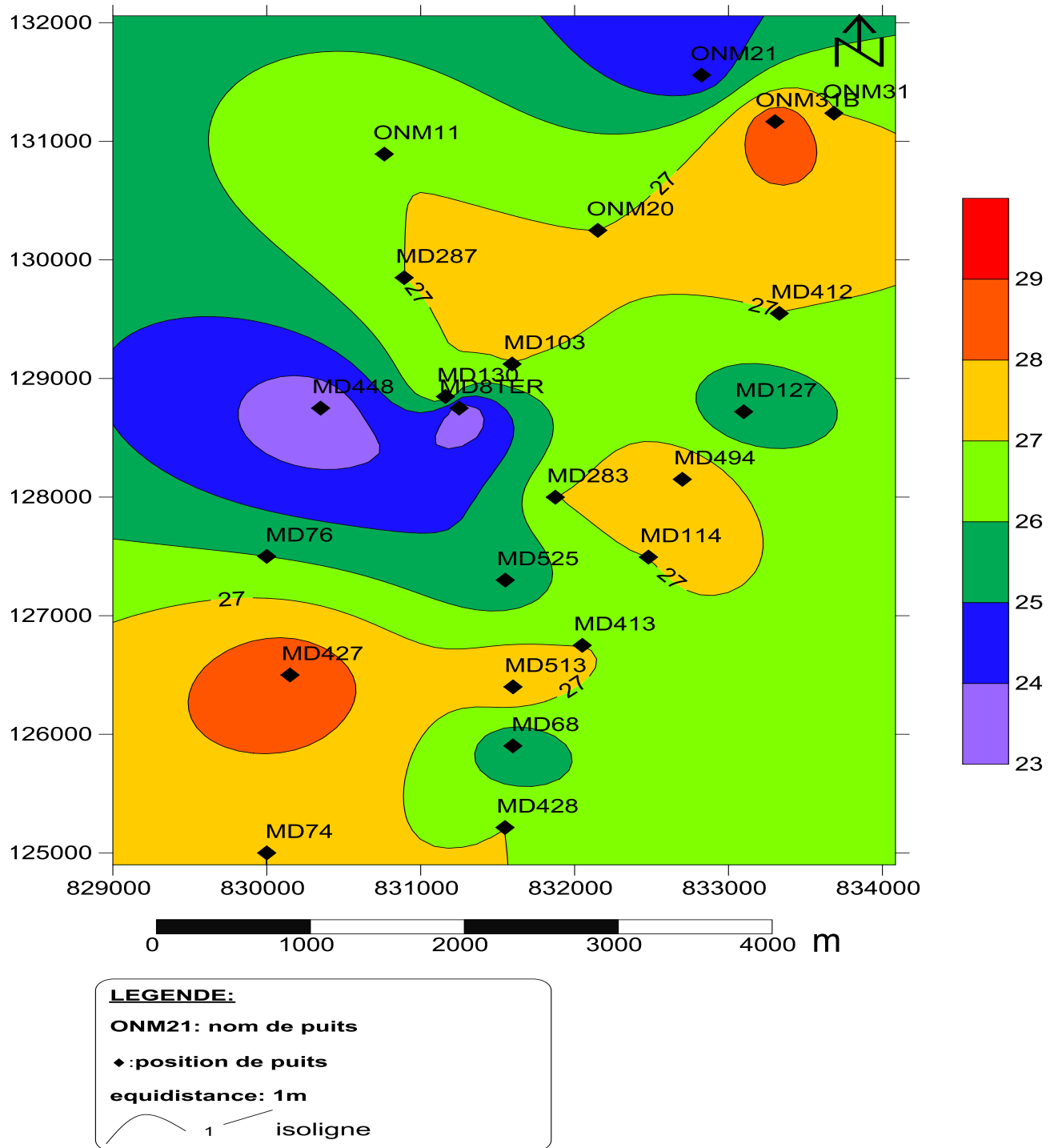


Figure II. 4: Carte en isopaques du drain D1

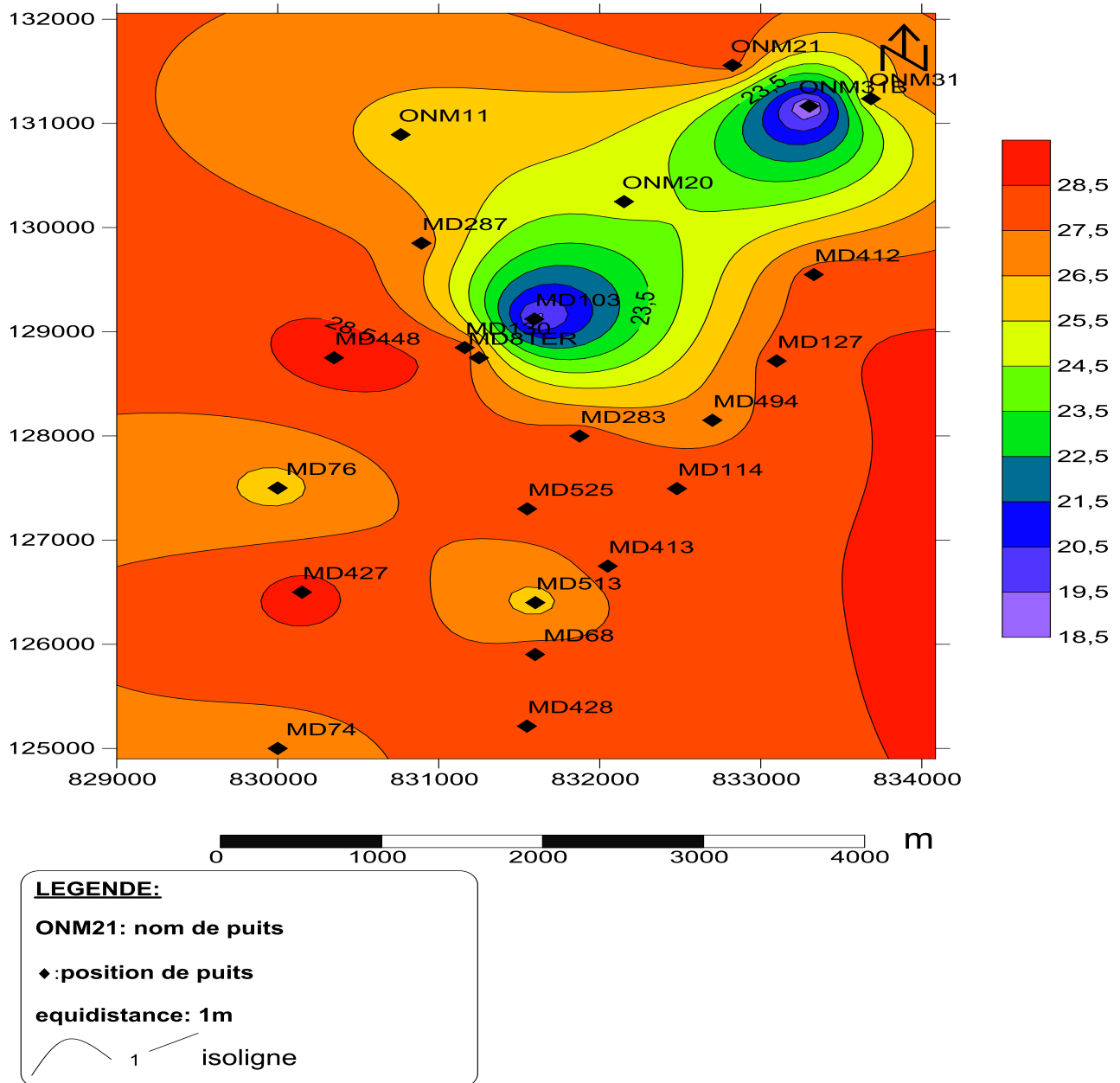


Figure II. 5: Carte en isopaques du drain ID

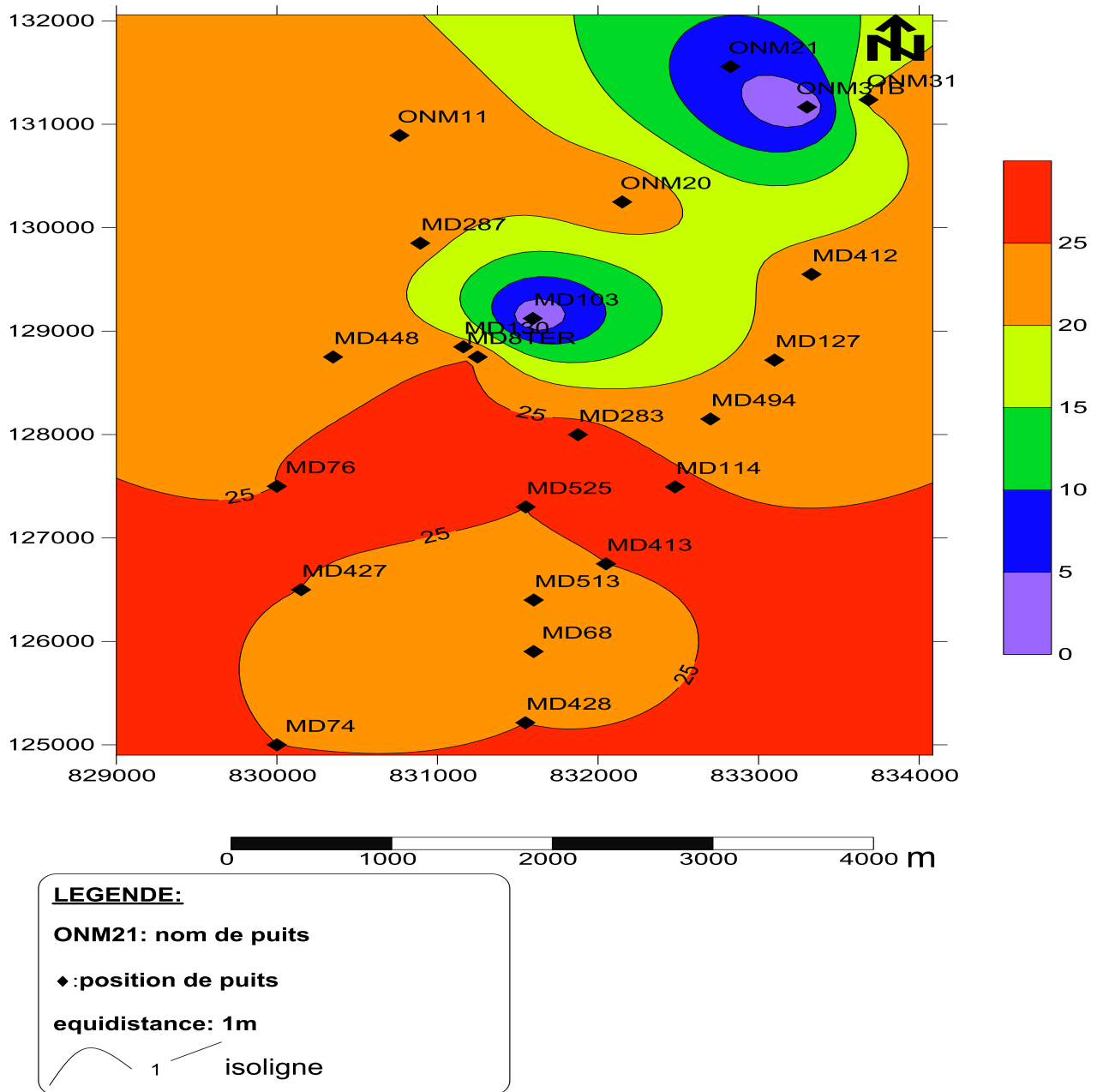


Figure II. 6: Carte en isopaques du drain D2

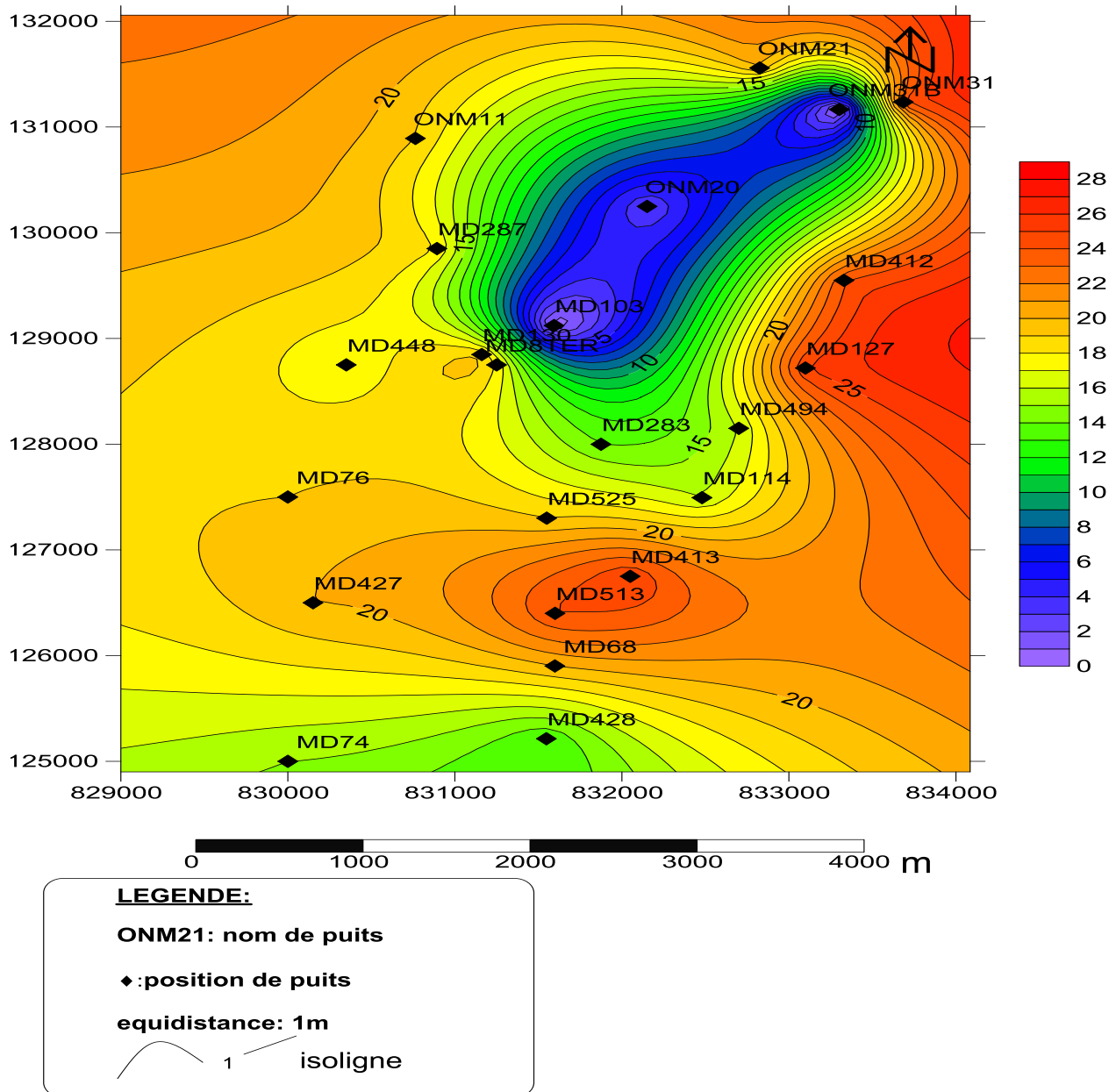


Figure II.7: Carte en isopaques du drain D3

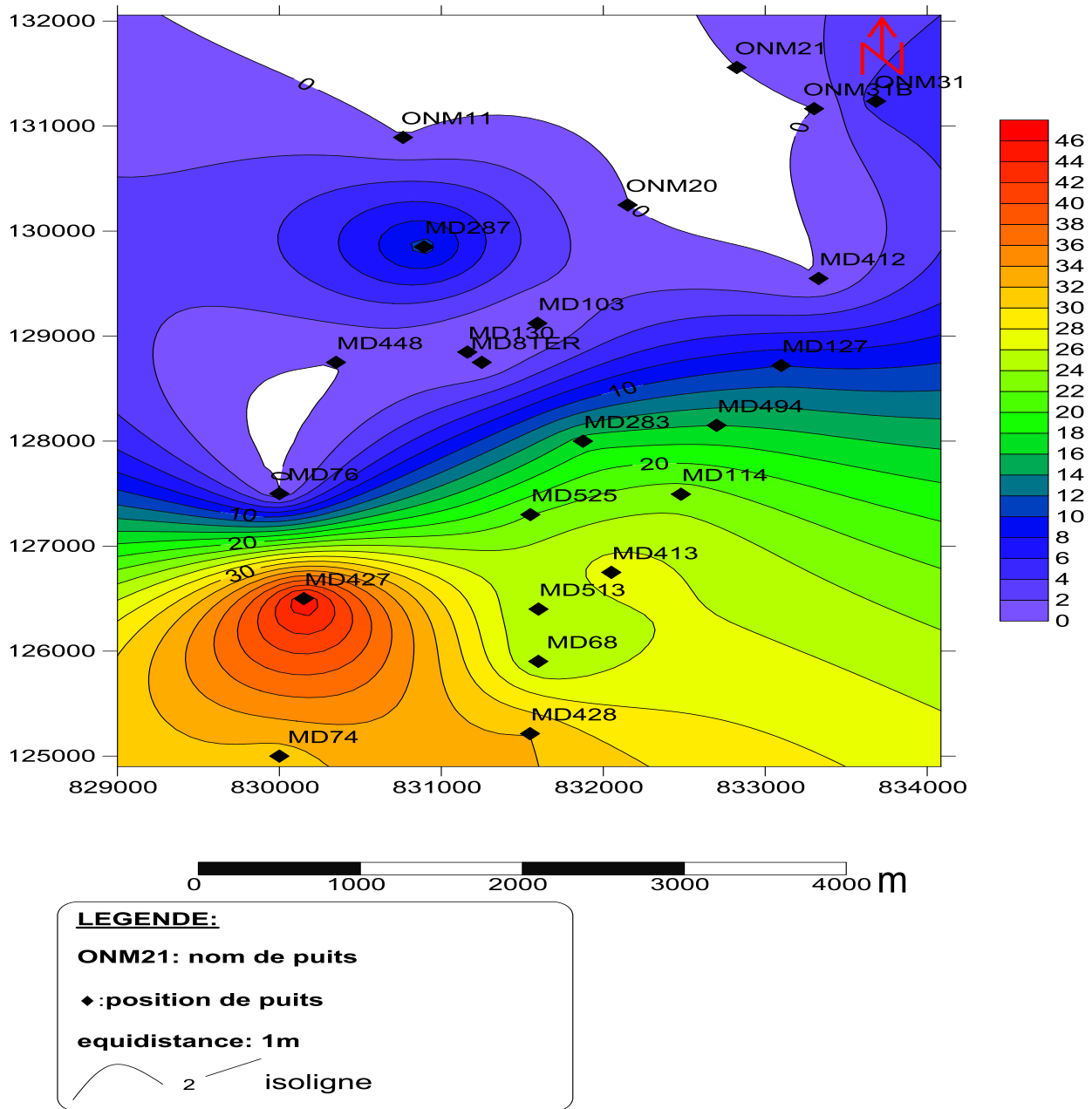


Figure II. 8: Carte en isopaques du drain D5

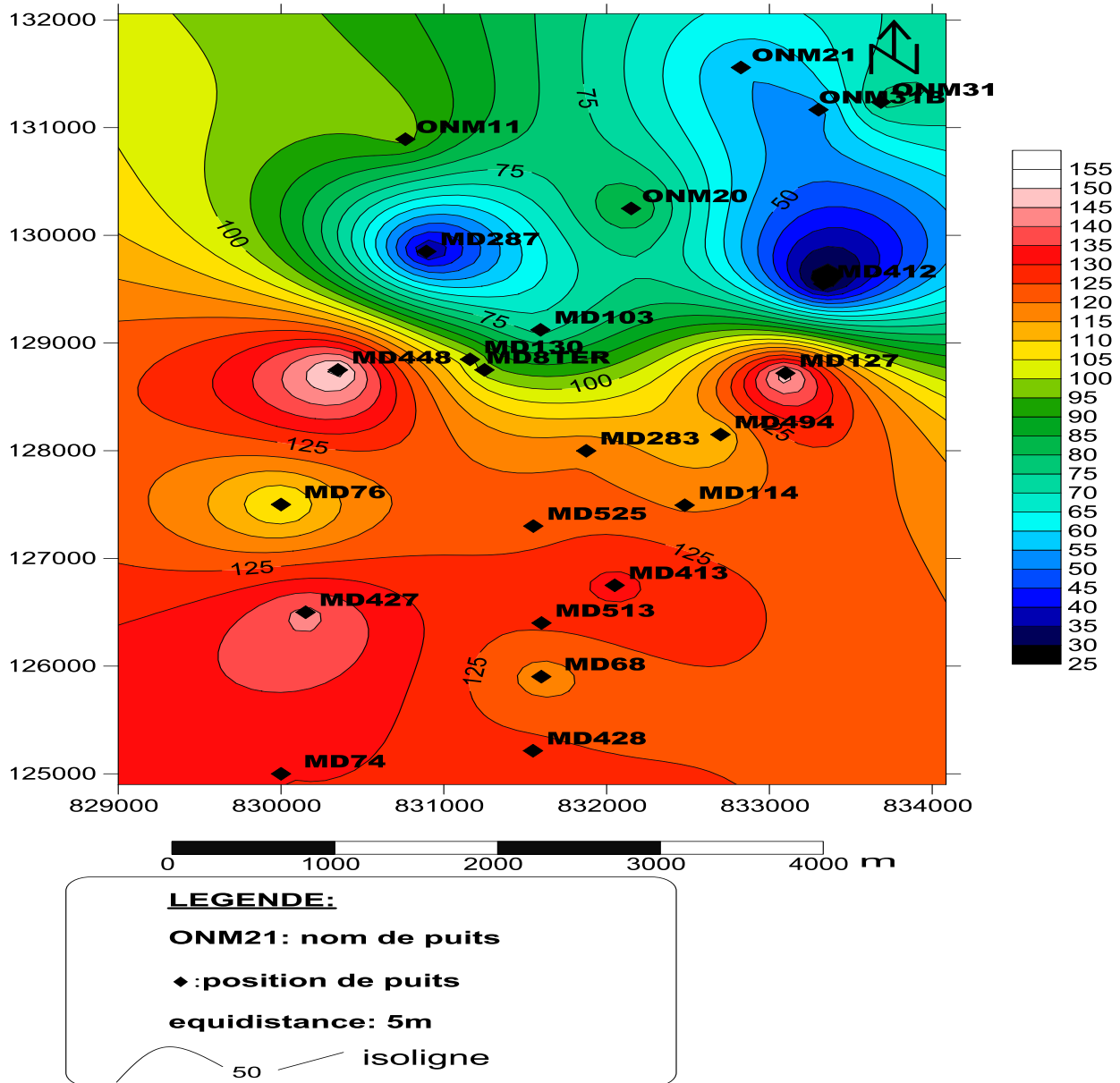


Figure II. 9: Carte en isopaques du réservoir Cambrien R1 (Ra+Ri).

II.4. Interprétation des corrélations diagraphiques :

Des corrélations diagraphiques du réservoir cambrien R1 (Ra+ Ri) ont été établies dans le champ de Hassi Messaoud (zone 15) dans le cadre de la mise en évidence de l'extension du réservoir cambrien R1 (Ra+Ri) et éventuellement de ses litozones :

- Une corrélation orientée Nord Ouest-Sud Est à travers les puits MD287, MD130, MD283, MD114 et MD053 dans le but de l'analyse de la zone centre.
- Une corrélation orientée Nord Ouest-Sud Est à travers les puits ONM21, ONM31, MD30 et MD212 dans le but de l'analyse de la zone Nord Est.
- Une corrélation orientée Nord Nord Ouest-Sud Sud Est à travers les puits MD076, MD427, MD428 et MD312 dans le but de l'analyse de la zone Nord Sud.
- Une corrélation orientée Nord Nord Est -Sud Sud Ouest à travers les puits ONM032, ONM021, ONM020 et MD076 dans le but de l'analyse de la zone Sud.
- Une corrélation orientée Nord Nord Est-Sud Sud Ouest à travers les puits ONM031 MD127, MD413, MD513 et MD068 dans le but de l'analyse de la zone Est.

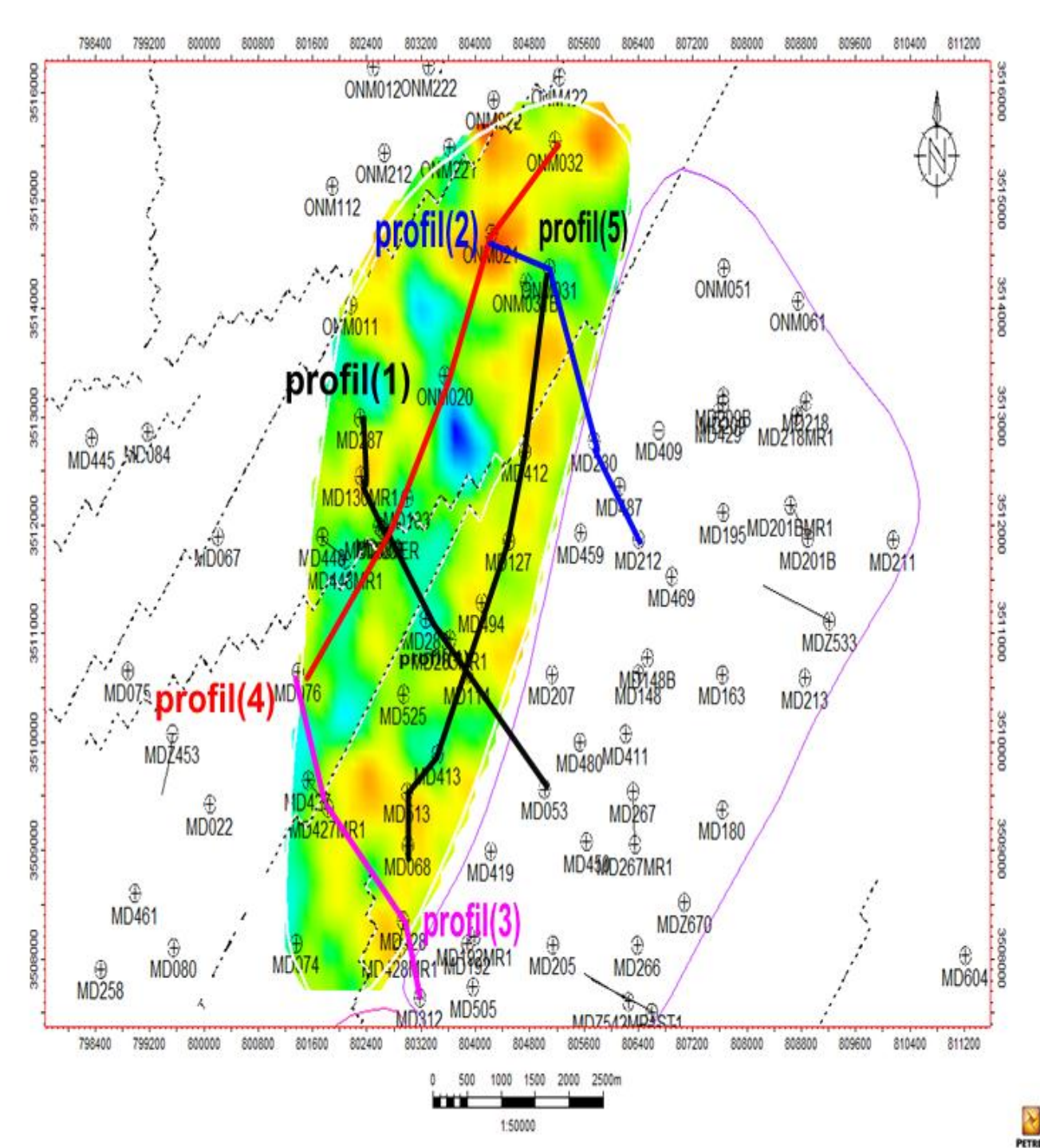


Figure II.10 : Carte de positionnement des corrélations diagraphiques de la zone 15

II .4.2. Corrélations diagraphiques (1) : (Figure II.11)

D'après l'analyse les données de diagraphies des puits MD287, MD130, MD283, MD114 et MD053 situe au long la coupe (1) de direction Nord Ouest-Sud Est:

Le drain D4 est complètement absent dans notre secteur d'étude, où le drain D5 repose directement sur le drain D3.

L'érosion hercynienne touche en grande partie le drain D5 et le drain D3 jusqu'à atteindre le drain D2 au niveau du puits MD 130 (paléovallées) situe à centre de la structure.

L'épaisseur des drains D1, ID, D2 et de la zone de passage est pratiquement constante et conservée aux niveaux de tous les puits.

II .4.3. Corrélations diagraphiques (2) : (Figure II.12)

Sur la coupe de direction Nord Ouest-Sud Est, on remarque que le drain D5 est complètement érodé au niveau du puits ONM21. Par contre il partiellement conservé aux niveaux des puits ONM31, MD30 et MD212, celui-ci repose directement sur le drain D3. Les drains D1, ID, D3, D2 et de la zone de passage sont conservés complètement.

II .4.4. Corrélations diagraphiques (3) : (Figure II.13)

Sur la coupe de direction Nord Nord Est-Sud Sud Ouest , on remarque que le drain D5 et le drain D3 sont complètement érodés, le drain D2 est partiellement érode aux niveaux du puits MD076.

Par contre aux niveaux des puits MD427, MD428 et MD31 le drain D3, le drain D5 et le drain D2 sont complètement présents.

Le drain D1, le drain ID et la zone de passage sont conservés au niveau de tous les puits.

II .4.5. Corrélations diagraphiques (4) : (Figure II.14)

Sur la coupe (4) de direction Nord Nord Est-Sud Sud Ouest, on remarque que les drains D3, D2, ID, D1 et la zone de passage sont complètement conservées, et le drain D5 est complètement érode aux niveaux de puits ONM032, ONM021.

Au niveau du puits (ONM020) , les drains D5 D3 et D2 sont complètement érodes. Le drain ID ,le drain D1 et la zone de passage sont complétements conservées.

II .4.6. Corrélations diagraphiques (5) : (Figure II.15)

Sur la coupe de direction Nord Nord Est-Sud Sud Ouest, on remarque que l'érosion hercynienne est très forte dans les extrêmes aux niveaux des puits MD127 et MD068. Elle est moyenne aux niveaux des puits MD127, MD413 et MD513.

Le drain D5 repose directement sur le drain D3. Les drains D3, D2, ID, D1 et la zone de passage sont complètement conservées.

II.5. Conclusion :

L'interprétation des cartes en isoépaisseur et les corrélations diagraphiques entre les différentes drains qui ont été réalisées sur la structure de la zone 15 montrent que :

- ❖ La zone 15 située à l'Est du champ de Hassi Messaoud présente un anticlinal érodé au centre.
- ❖ Les failles majeures affectent le réservoir Cambrien R1 (Ra+Ri) pour subdiviser la zone 15 en 3 secteurs qui sont :
 - Un secteur situé au Nord.
 - Un secteur situé au Sud-Est.
 - Un secteur situé au Sud-Ouest.
- L'épaisseur totale du réservoir Cambrien R1 (Ra+Ri) est variable, elle augmente du Nord-Est vers le Sud-Ouest.
- La discordance hercynienne est importante au centre (aux niveaux des drains D3 et D5) de la zone 15.
- L'absence du drain D4 dans le secteur d'étude est probablement due au non dépôt.
- La zone de passage et les drains D1 et ID sont complètement conservées dans toute la zone d'étude.
- Le drain D2 est partiellement conservé dans la zone d'étude.

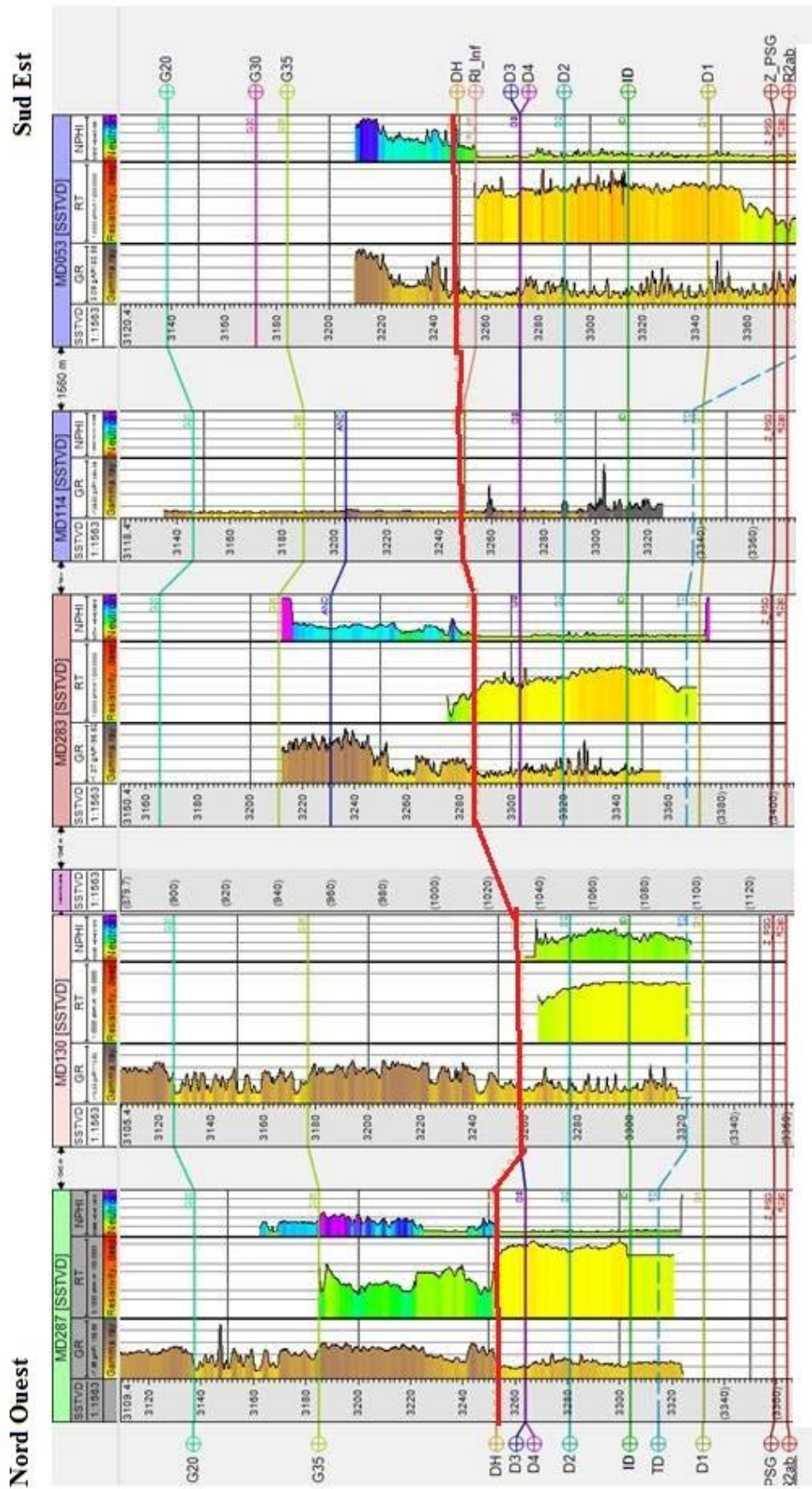


Figure II.11 : Corrélation diagramme(1) Nord Ouest /Sud Est entre les puits MD287 MD130 MD283 MD114 et MD053

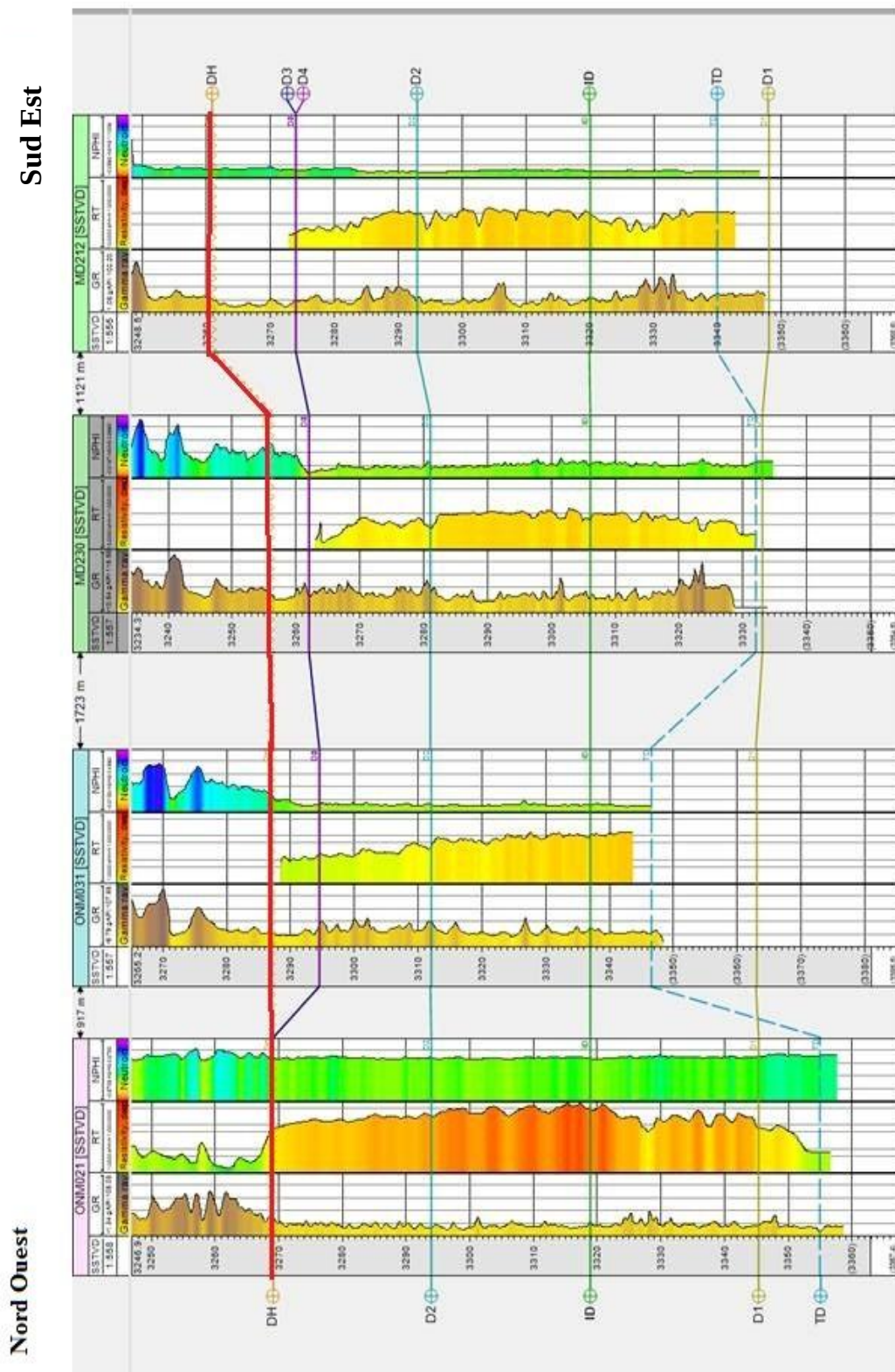


Figure II.12: Corrélation diagramme(2) Nord Ouest /Sud Est entre les puits ONM21, ONM31, MD30 et MD212

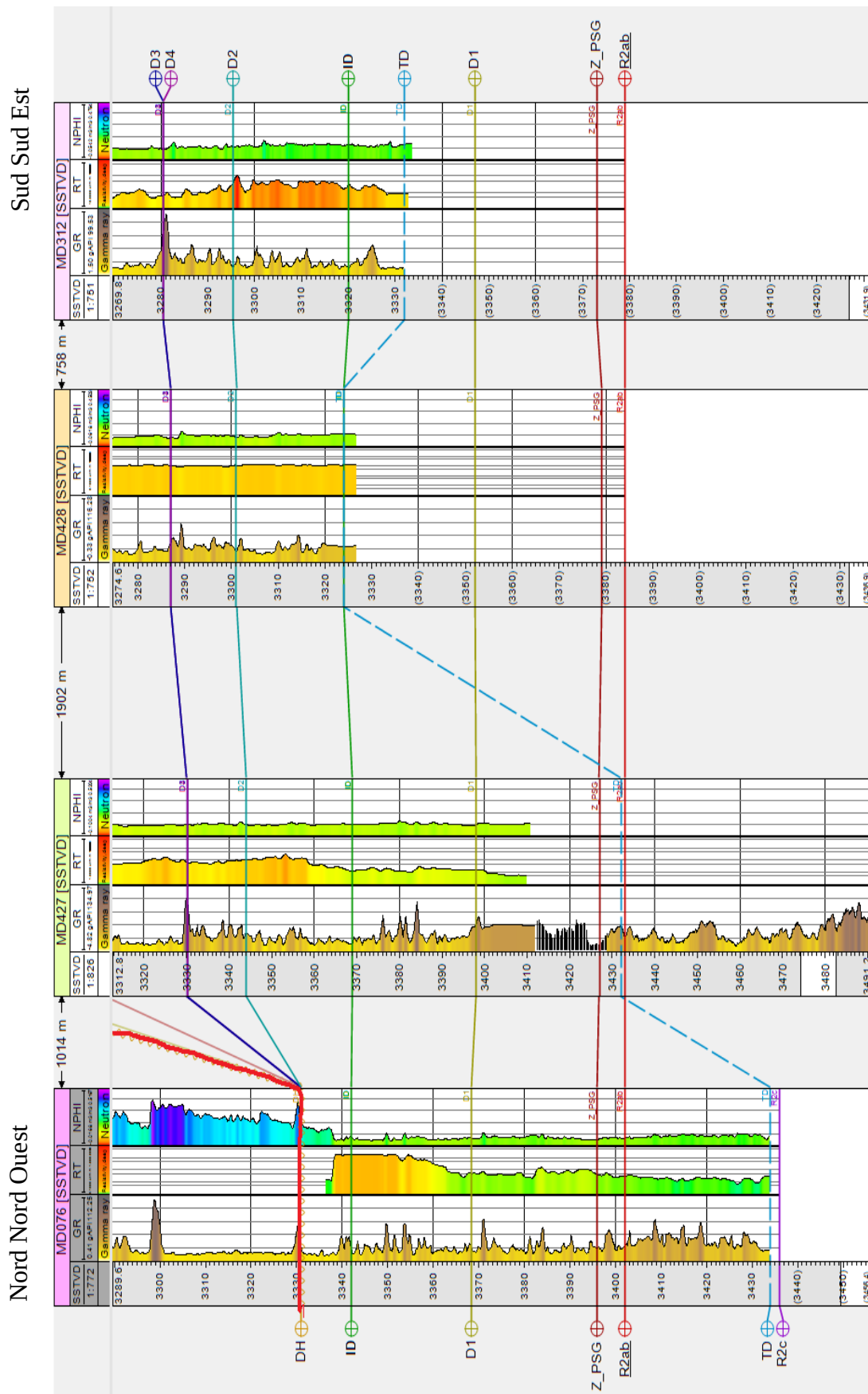


Figure II.13: Corrélation diagramme(3) Nord Nord Ouest /Sud Sud Est entre les puits MD076, MD427, MD428 et MD312

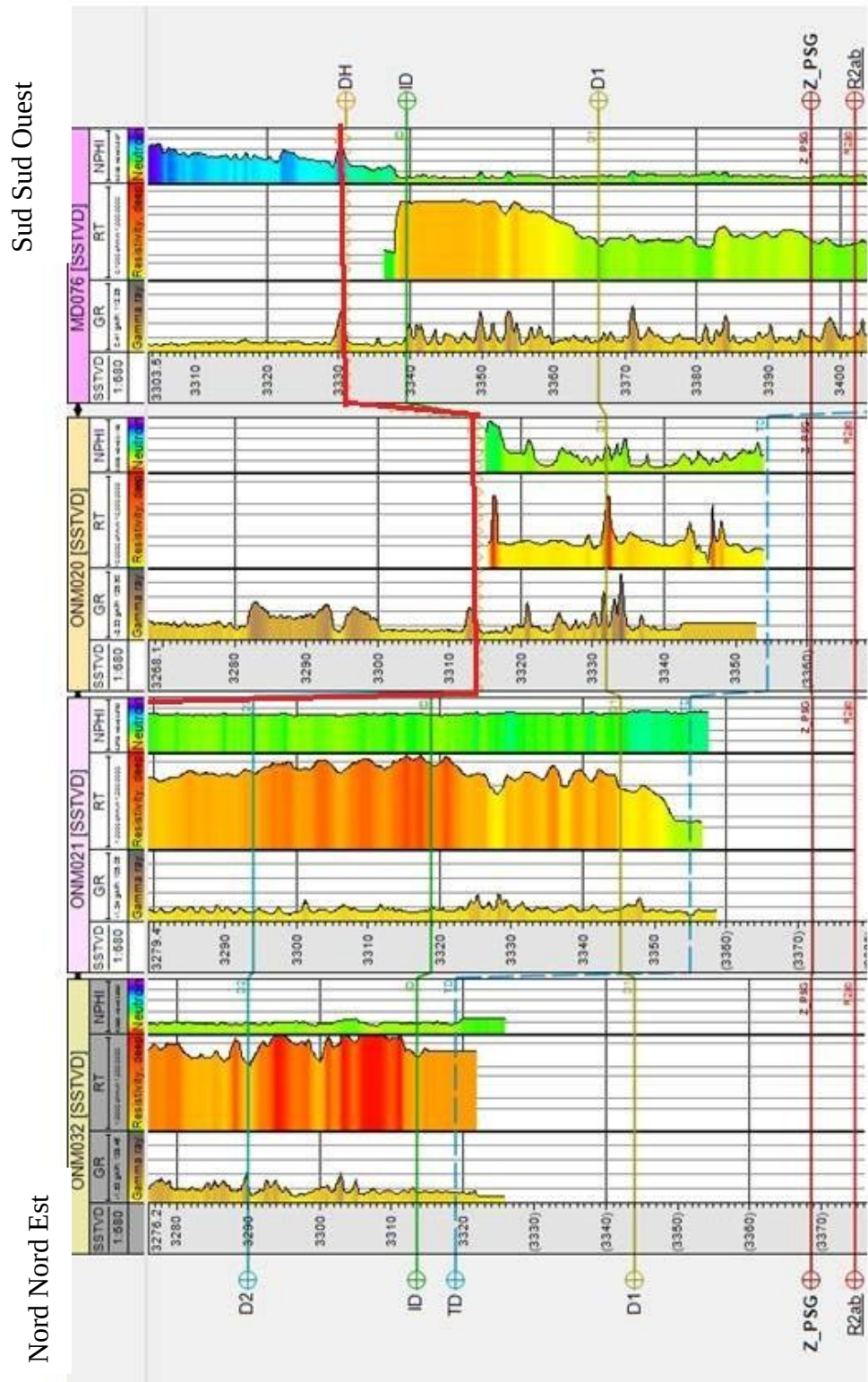
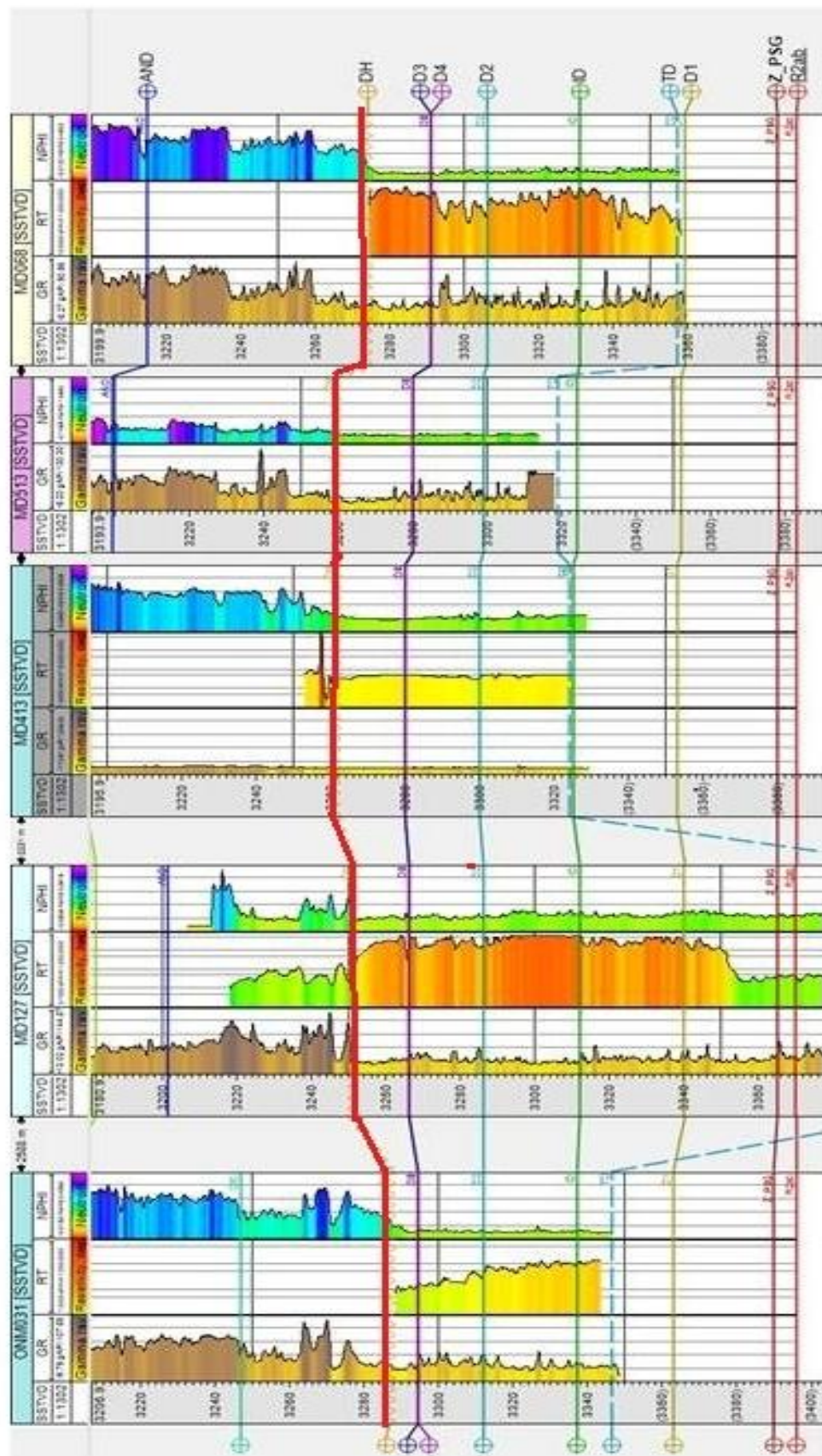


Figure II.14: Corrélation diagramme(4) Nord Nord Est -Sud Sud Ouest entre les puits ONM032, ONM021, ONM020 et MD076

Sud Sud Ouest

Nord Nord Est



E t MD068

Figure II.15: Corrélation diagraphique (5) Nord Nord Est-Sud Sud Ouest entre les puits ONM031 MD127, MD413, MD513 MD068

IV.1.Introduction :

Pour distinguer un gisement d'hydrocarbure parmi d'autres, il est évident qu'il faut mettre la lumière sur toutes ses caractéristiques géologiques, mais l'importance d'une accumulation d'hydrocarbures est toujours en relation avec ses réserves récupérables à condition qu'elles soient industriellement rentables.

A partir de l'état du gisement et de la phase d'exploitation en vigueur, on arrive à classer cette accumulation dans l'une des catégories connues, ce paramètre influe beaucoup sur la région d'exploitation qui sera adopté au fil des temps.

IV.2. Classification des réserves:

Les différentes quantités en place sont classées selon différents critères variables dans le temps, en fonction de la connaissance graduelle du gisement obtenu à partir essentiellement des puits forés, ainsi que des études géophysiques et géologiques complémentaires. Mais surtout cette classification est différente d'une école à l'autre:

- ✓ D'après la classification **Russe**, nos réserves sont classées « **Catégorie A** ».
- ✓ D'après la classification **Française**, nos réserves sont classées réserves géologiques en couche récupérable.
- ✓ D'après la classification **Américaine**, nos réserves sont classées, réserves prouvées récupérables

IV.3. Evaluation des réserves :

Le calcul de réserves d'huile et de gaz étant le stade final de toutes les étapes des travaux géologiques de recherche, de prospection et d'exploitation des hydrocarbures.

Pour le calcul des réserves d'huile et de gaz, plusieurs méthodes existent:

- Méthodes volumétriques.
- Méthodes statistiques.
- Méthode Bilan - matières.

Dans cette partie nous aurons à évaluer les réserves d'hydrocarbures de la zone 15 par la méthode volumétrique proprement dite. Cette méthode est utilisée pour l'évaluation des réserves d'huile en place des gisements suffisamment étudiés et prospectés. L'avantage de cette méthode est être qu'elle peut utiliser pour n'importe quel régime de production et à n'importe quel stade d'exploitation.

Le sens de cette méthode s'exprime comme suit :

$$Q = F \cdot H_u \cdot \Phi \cdot S_h \cdot \theta \cdot \rho \text{ (en Tonnes)}$$

Où :

Q : Quantités d'hydrocarbures en tonnes.

F : Surface du gisement en m².

H_u : Epaisseur utile du gisement en m

Φ : Coefficient de porosité ouverte en fractions d'unité.

S_h : Saturation en huile en fractions d'unité.

θ : Coefficient de recalcul.

ρ : Densité de l'huile en t/m³.

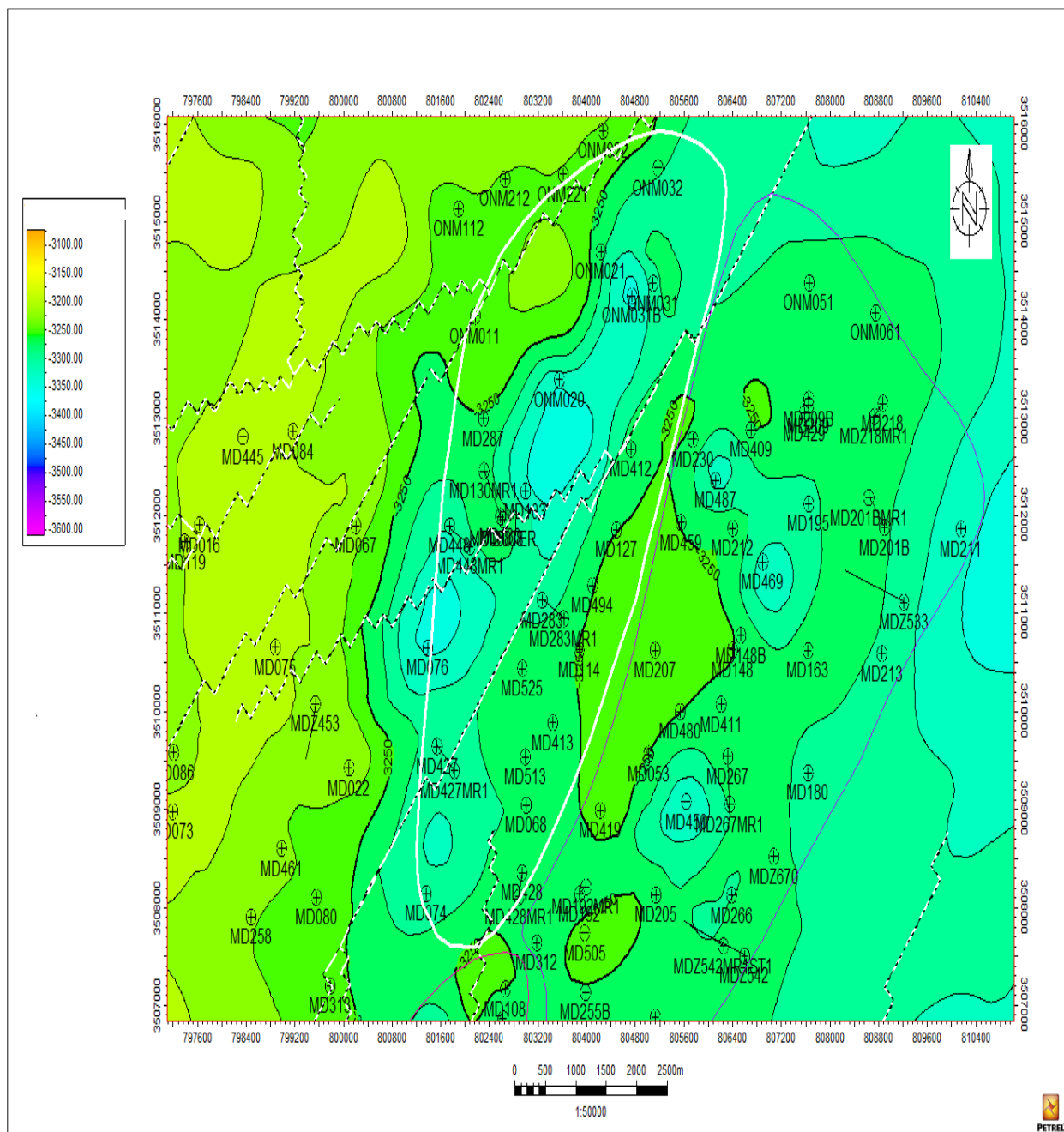


Figure .VI. 1. Carte en isobathes au toit du réservoir Cambrien R1

IV.3.1. Détermination des différents paramètres de la méthode volumétrique:

IV.3.1.1. Détermination de la superficie productive

Sur la carte en isobathes, la surface de la zone à huile est celle délimitée par le contour eau/huile, on mesure la superficie productive entre les frontières délimitées par deux isolignes.

Le calcul de cette surface productive a été réalisé par le logiciel Pétrel.

La surface productive a été évaluée à :

$$F = 3.53.10^6 \text{ m}^2$$

IV.3.1.2. Evaluation de l'épaisseur utile pétrolifère :

Après ce calcul du cuttoff de la porosité et la corrélation des logs de carottage (description des carottes) et de diagraphies de tous les puits, nous avons délimité les bancs des grès du Cambrien R1 (Ra, Ri).

Après avoir fait les calculs selon la moyenne arithmétique (homogénéité d'épaisseur).

$$H_{u, \text{ moy}} = \frac{h_1 + h_2 + h_3 + \dots + h_n}{n}$$

Où :

$H_{u, \text{ moy}}$: Epaisseur utile moyenne.

$h_1, h_2, \dots, h_n$: les épaisseurs utile moyennes du réservoir au niveau des puits.

n : Nombre de puits.

A.N $H_{u, \text{ moy}} = 104.89 \text{ m.}$

IV.3.1.3. Evaluation de la porosité moyenne utile pétrolifère :

Les valeurs de la porosité étant peu variables à l'échelle des puits, nous avons utilisé la moyenne arithmétique pour calculer la porosité.

$$\Phi_{\text{ moy}} = \sum \Phi_i / n$$

Où :

$\Phi_{\text{ moy}}$: Porosité moyenne utile pétrolifère.

n : Nombre des valeurs de porosité.

Φ_i : Valeur de porosité.

A.N :

$$\Phi_{\text{ moy}} = 7\%.$$

IV.3.1.4 Evaluation de la saturation en huile

Les mesures de saturation au laboratoire ne sont pas faite pour tous les puits , pour cela nous avons utilisé les valeurs moyennes de saturation effectuées a l'aide des diagraphies. La relation entre la quantité des fluides contenus dans les pores et le volume des pores s'appelle saturation.

$$S_h = V_h / V_p \cdot 100 \%$$

S_h : Saturation en huile

V_h : Volume d'huile

V_p : Volume des pores

La saturation en huile S_h est calculée par la formule $S_h = (1 - S_e)$ Pour l'évaluation de la saturation en huile moyenne du gisement, nous avons utilisé la moyenne arithmétique.

$$S_{h \text{ moy}} = \sum S_h / n \cdot 100 = 75.64\%$$

IV.3.1.5 Coefficient de recalcul θ :

Ce coefficient sert à ramener le volume des hydrocarbures aux conditions de surface.

$$\theta = 1/b$$

Où :

θ : Coefficient de recalcul

b : Coefficient volumétrique

D'après les données de Sonatrach :

$$b = 1.16$$

Dans ce cas θ sera égale à :

$$\theta = 0.86$$

IV.3.2. Calcul des réserves d'huile en place :

Après avoir déterminé les différents paramètres utilisés dans la formule citée au part avant, on peut déterminer les réserves d'huile en place (Q_h) d'où :

$$Q_h = F \cdot H_u \cdot \Phi \cdot S_h \cdot \theta \cdot \rho$$

Sachant que la densité d'huile est de $0,81 \text{ (T/m}^3\text{)}$ donc

$$Q_h = 132.6 \cdot 10^6 \text{ Tonnes.}$$

IV.3.3.Calcul des réserves d'huile récupérables :

$$Q = F.H_u.\Phi.S_h.\theta.\rho.\gamma$$

Pour le calcul de ces réserves il faut déterminer le coefficient de récupération, le choix de la valeur de ce coefficient est fonction du régime de production :

- $\gamma = 60$ à 70% pour le régime de production hydraulique actif.
- $\gamma = 50$ à 70% pour le régime de production d'expansion par gaz cap.
- $\gamma = 20$ à 40% pour le régime de production par expansion des gaz dissous.
- $\gamma = 20\%$ au maximum pour le régime de production de drainage par gravité.

Pour la zone 15 , la valeur moyenne théorique du coefficient de récupération est :

$$\gamma = \mathbf{60 \text{ à } 70 \%} \quad (\text{données de Sonatrach}).$$

Donc les réserves d'huile récupérables sont estimées à :

$$Q_{rec} = \mathbf{79.56.10^6} \text{ Tonnes}$$

IV.4. Conclusion :

Au cours de l'évaluation des réserves de la zone 15, nous avons utilisé les données de 23 puits, c'est ce qui nous a permis d'obtenir les résultats suivants :

<i>Les différentes réserves</i>	<i>Réserves recalculées</i>	<i>Réserves d'après SONATRACH</i>
<i>Réserves d'huile en place</i>	<i>132.6. 10⁶ Tonne</i>	<i>133 10⁶ Tonne</i>
<i>Réserves d'huile récupérables</i>	<i>79,56. 10⁶ Tonne</i> <i>Coef_{rec} =60%</i>	<i>79. 10⁶ Tonne</i> <i>Coef_{rec} =60%</i>

Tableau.IV.1 : Les résultats d'évaluation des réserves d'huile de la zone 15.

Après le calcul des réserves en place de la zone 15 et la comparaison de nos estimations avec ceux de SONATRACH, nous pouvons déduire que la différence réside surtout dans la dégradation des caractéristiques pétrophysiques, très nette lors de l'évaluation de ces dernières.

III.1. Introduction

Pour une meilleure exploitation d'un gisement d'hydrocarbures donné, la qualité du réservoir des niveaux productives doit être déterminée, en se basant sur des paramètres pétrophysiques (porosité, perméabilité, épaisseur utile, saturation....) mesurés à partir des échantillons prélevés des carottes chaque 25 cm au niveau des laboratoires du Département Roches et Réservoirs/DOP (Division des opérations)/SONATRACH/Hassi Messaoud, ou bien à partir des données de diagraphies.

Les valeurs acquises nous les introduisant dans le logiciel « SURFER » pour nous permettre d'établir des cartes en isoporosité, en isoperméabilité, en isosaturation et des histogrammes de fréquence pour chaque niveau étudié.

III.2. Méthodologie :

Afin de mieux apprécier les paramètres pétrophysiques caractérisant le réservoir Cambrien R1 (Ra+Ri), nous avons tenté d'une part d'approcher la relation entre la porosité et la perméabilité en établissant des plots perméabilité Vs porosité. D'autre part, des histogrammes illustrant la distribution des valeurs de porosité et de perméabilité ont été établis.

III.3. Interprétation des histogrammes et de courbes de corrélation entre la porosité et la perméabilité :

Le réservoir cambrien R1 (Ra+Ri) dans la région d'étude est constitué de six niveaux caractérisés par des paramètres pétrophysiques variables, de ce fait, nous représenterons les résultats de l'analyse statistique de ce réservoir par des drains.

III .3.1. La zone de passage :

L'histogramme des classes de la perméabilité montre une distribution unimodale avec une asymétrie droite, le mode prédominant appartient à la classe [6-9]md, avec une fréquence de 18 %. (Figure. III. 1).

L'histogramme de la porosité présente une distribution unimodale avec une asymétrie gauche, le mode prédominant appartient à la classe [0-3]%, avec une fréquence de 27 %. (Figure. III. 2).

La courbe représentant la variation de la perméabilité en fonction de la porosité montre une forme logarithmique avec un coefficient de corrélation faible ($R^2=0.0002$).

Au départ, nous constatons que pour une même valeur de la porosité on a une augmentation de la valeur de la perméabilité. (Figure. III. 3).

Après quoi, la tendance devient régulière, c'est-à-dire la valeur de la porosité augmente en même temps que la diminution de la perméabilité.

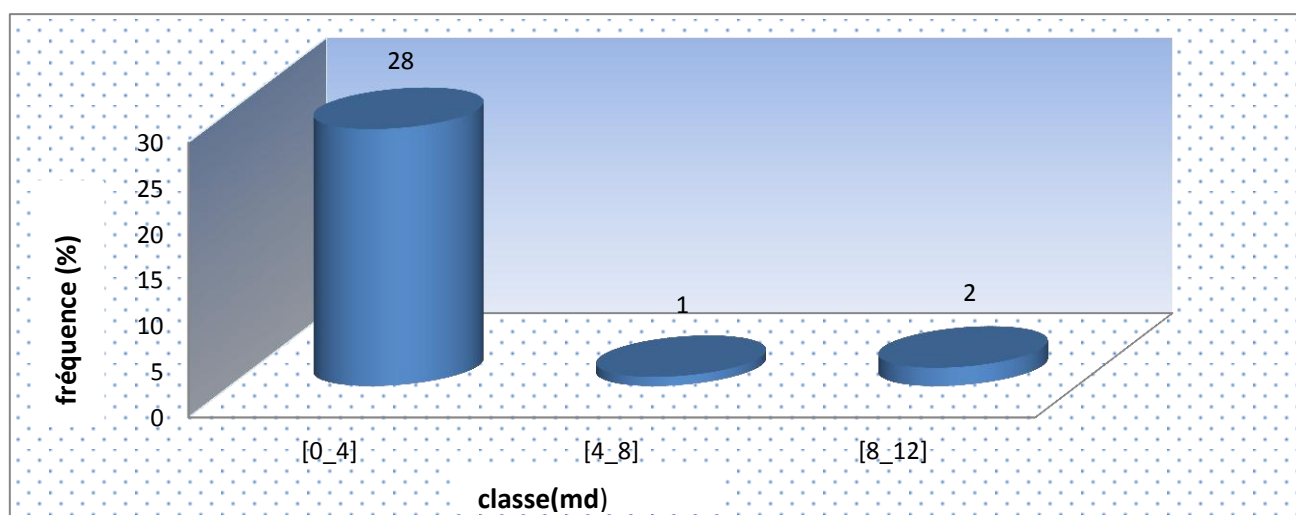


Figure. III. 1: Histogramme de la perméabilité au niveau de la zone de passage

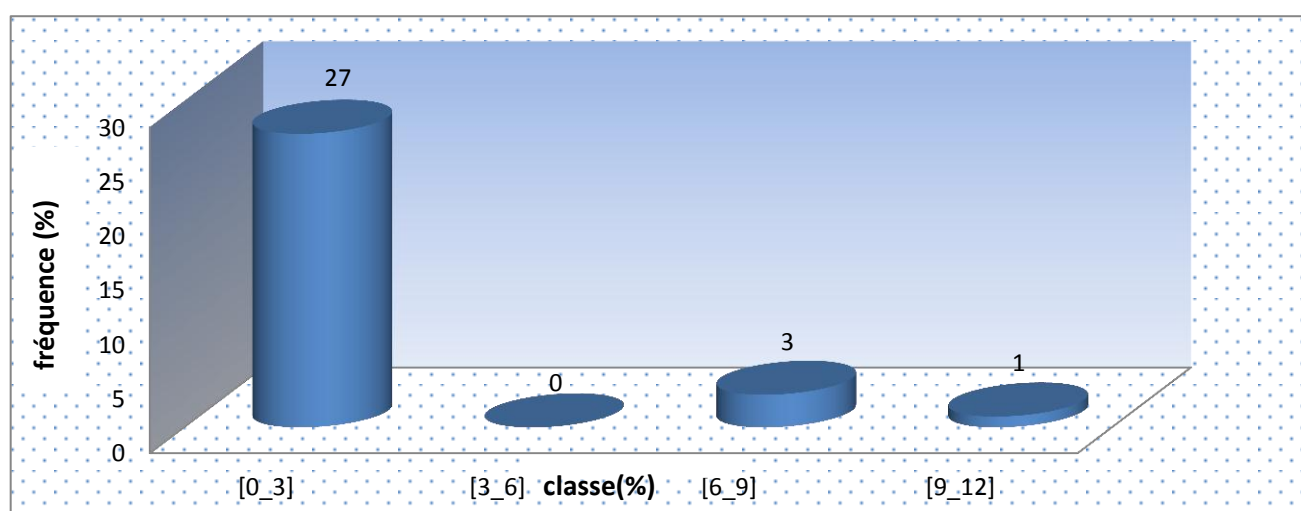


Figure. III. 2: Histogramme de la porosité au niveau de la zone de passage

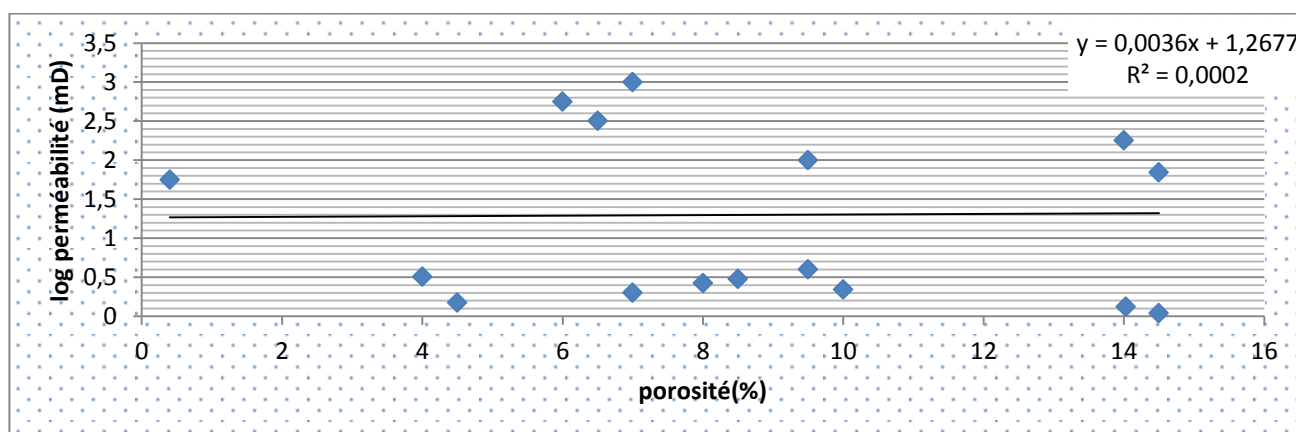


Figure. III.3: Courbe de corrélation perméabilité-porosité de la zone de passage

III.3 .2. Le drain D1:

-L'histogramme des classes de la perméabilité montre une distribution unimodale, avec une asymétrie gauche, dont le mode correspond à la classe [0-5]md, avec une fréquence de 15% (Figure. III.4).

-L'histogramme des classes de la porosité montre une distribution bimodale, les modes appartiennent à la classe [8-10]% avec une fréquence de 4% et à la classe [10-12]% avec une fréquence de 2%. (Figure. III. 5).

-À partir de la courbe de corrélation entre les valeurs de la perméabilité et ceux de la porosité, on remarque que ces dernières sont réparties en un nuage de points avec une relation anarchique, le coefficient de corrélation est faible ($R^2 = 0.0032$). (Figure. III. 6).

D'autre part, on remarque que pour une évolution de la porosité, la perméabilité augmente aussi, mais à un certain moment la relation devient inverse, c'est-à-dire, la perméabilité diminue alors que la porosité augmente, ceci peut être expliqué par un enrichissement du milieu en argile.

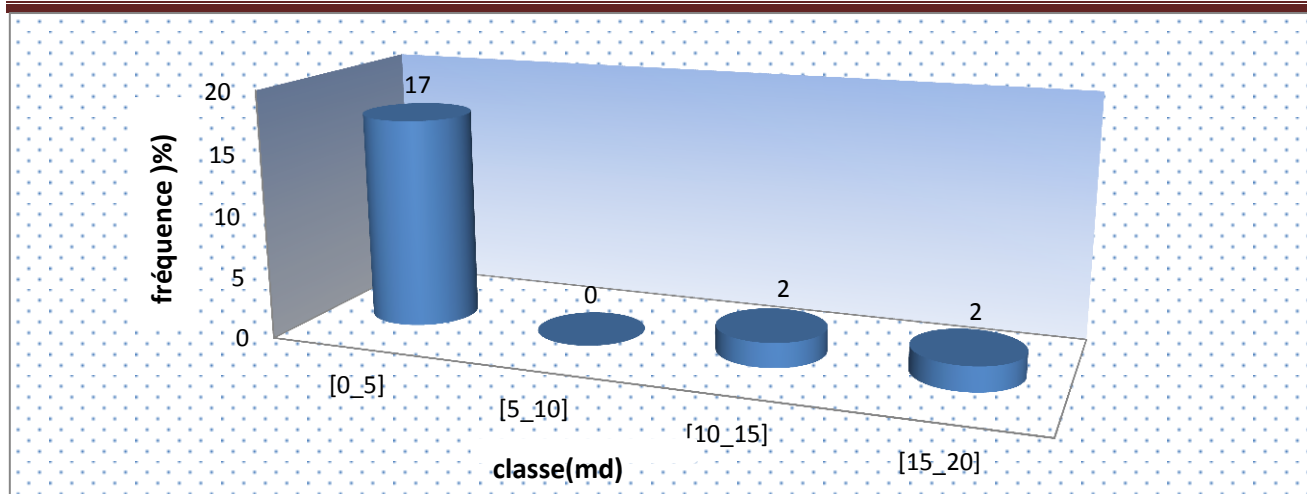


Figure. III. 4 : Histogramme de la perméabilité au niveau du drain D1

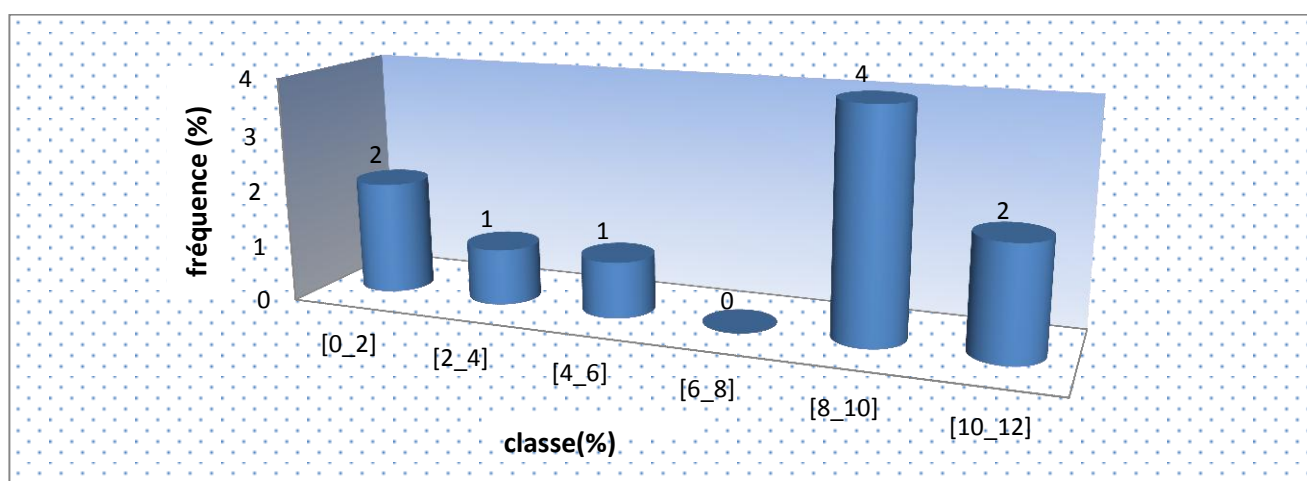


Figure. III. 5 : Histogramme de la porosité au niveau du drain D1

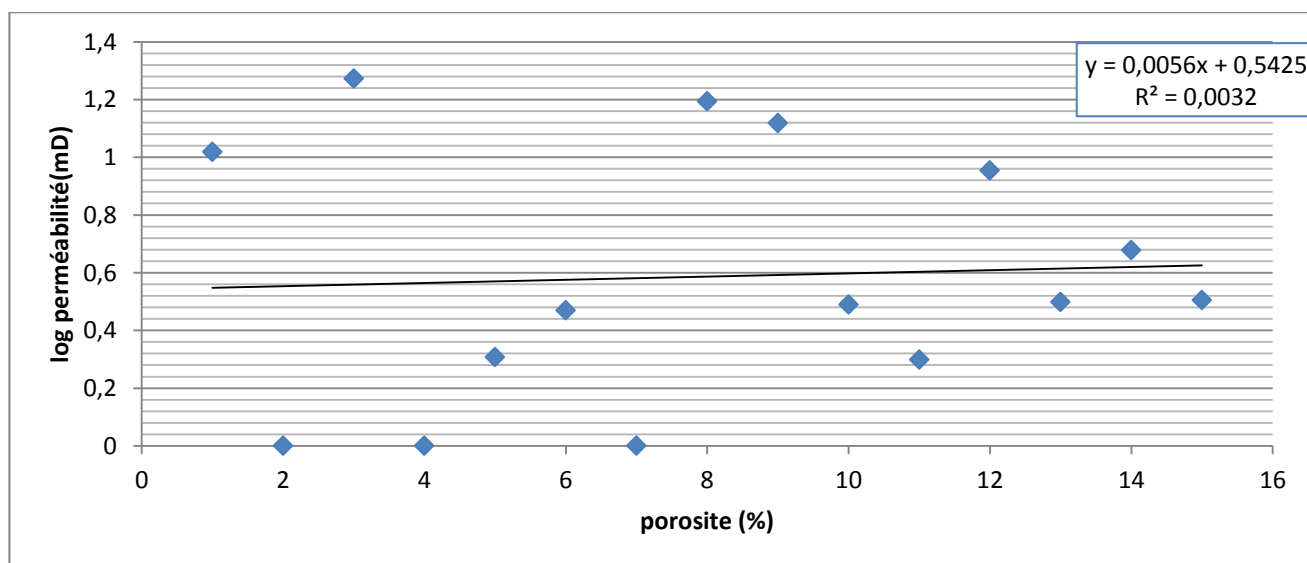


Figure. III. 6 : Courbe de corrélation perméabilité-porosité du drain D1

III .3.3. Le drain ID

-L'histogramme des classes de la perméabilité montre une distribution bimodale, les modes appartiennent à la classe [100-150]md, avec une fréquence de 10 % et à la classe [150-200]md, avec une fréquence de 11%. (Figure. III. 7).

- L'histogramme des classes de la porosité montre une distribution unimodale, les modes appartiennent à la classe [6-9]% avec une fréquence de 15 % (Figure. III.8).

- La courbe représentant la variation de la perméabilité en fonction de la porosité montre une forme logarithmique, avec un bon coefficient de corrélation (**$R^2 = 0.804$**), traduisant ainsi une bonne corrélation entre ces deux paramètres (Figure. III. 9).

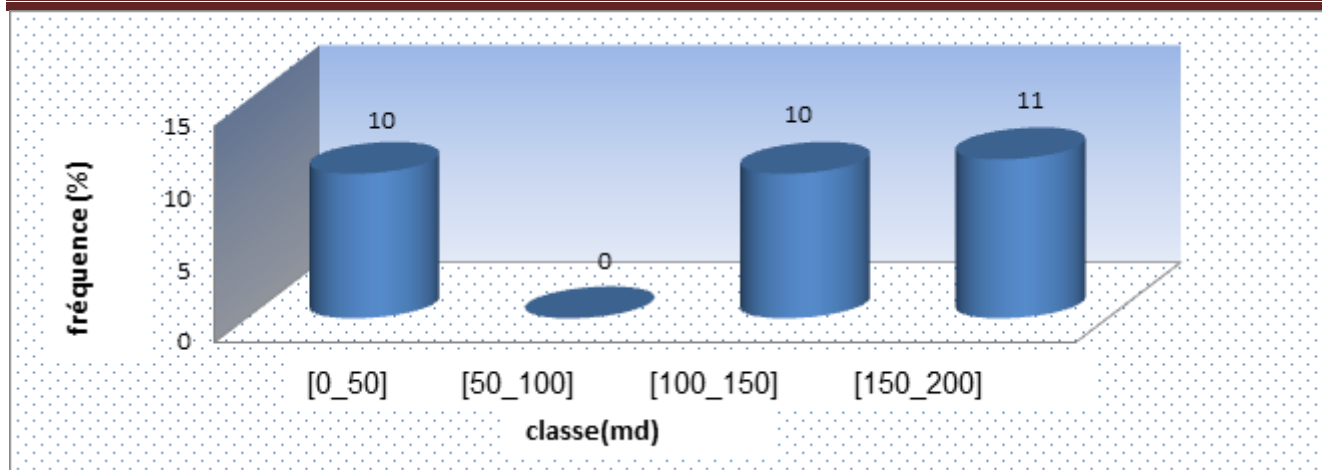


Figure. III. 7 : Histogramme de la perméabilité au niveau du drain ID

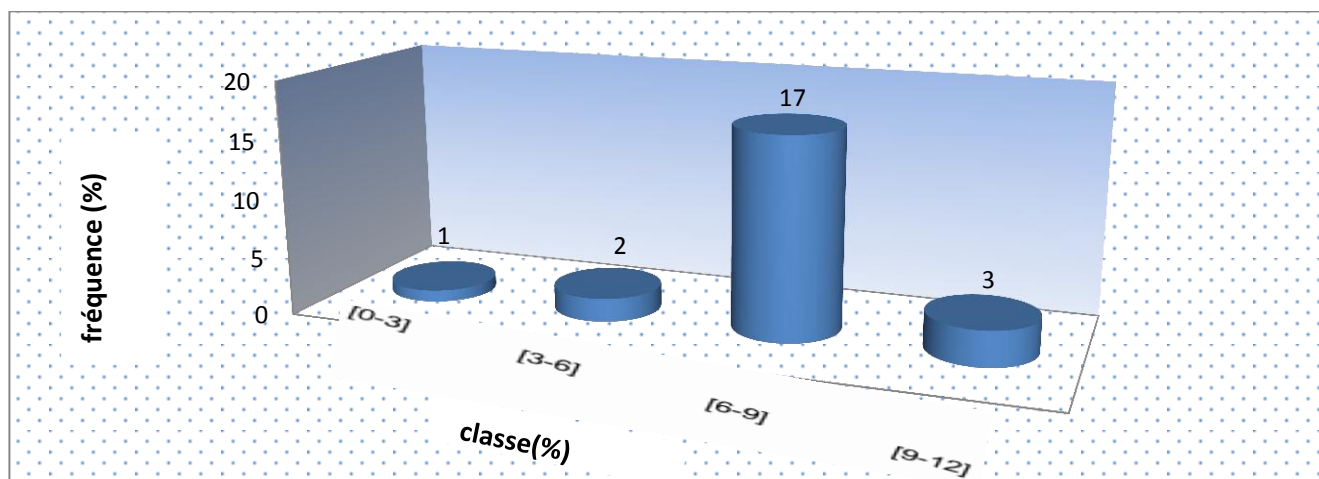


Figure. III.8: Histogramme de la porosité au niveau du drain ID

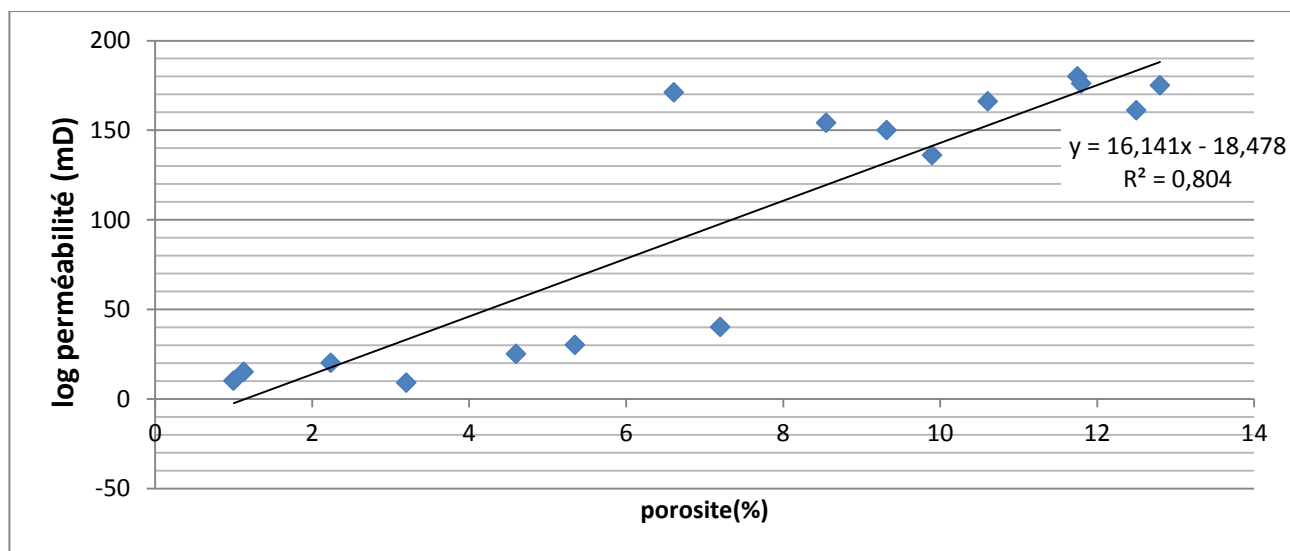


Figure. III. 9 : Courbe de corrélation perméabilité-porosité du drain ID

III.3 .4. Le drain D2 :

- L'histogramme des classes de la perméabilité présente une distribution bimodale, les modes correspondent à la classe [150-200]md avec une fréquence de 22%, et a la classe [0-50] md avec une fréquence de 8% (Figure. III. 10).

- L'histogramme des classes de la porosité présente une distribution à caractère bimodale, les modes appartiennent à la classe [10-12]% avec une fréquence de 9%, et a la classe [0-2]% avec une fréquence de 2%. (Figure. III. 11).

-La courbe représentant la variation de la perméabilité en fonction de la porosité montre une forme logarithmique avec un coefficient de corrélation faible ($R^2=0.0177$).

Au départ, nous constatons que pour une même valeur de la porosité, on a une augmentation de la valeur de la perméabilité. (Figure. III. 12).

Après quoi, la tendance devient régulière, c'est-à-dire la valeur de la porosité augmente en même temps avec celle de la perméabilité.

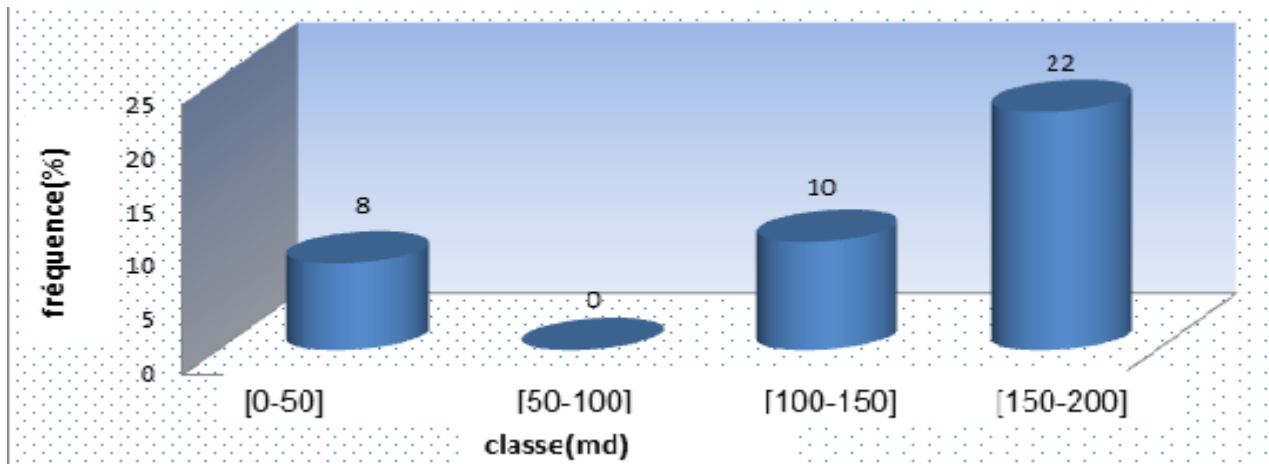


Figure. III. 10: Histogramme de la perméabilité au niveau du drain D2

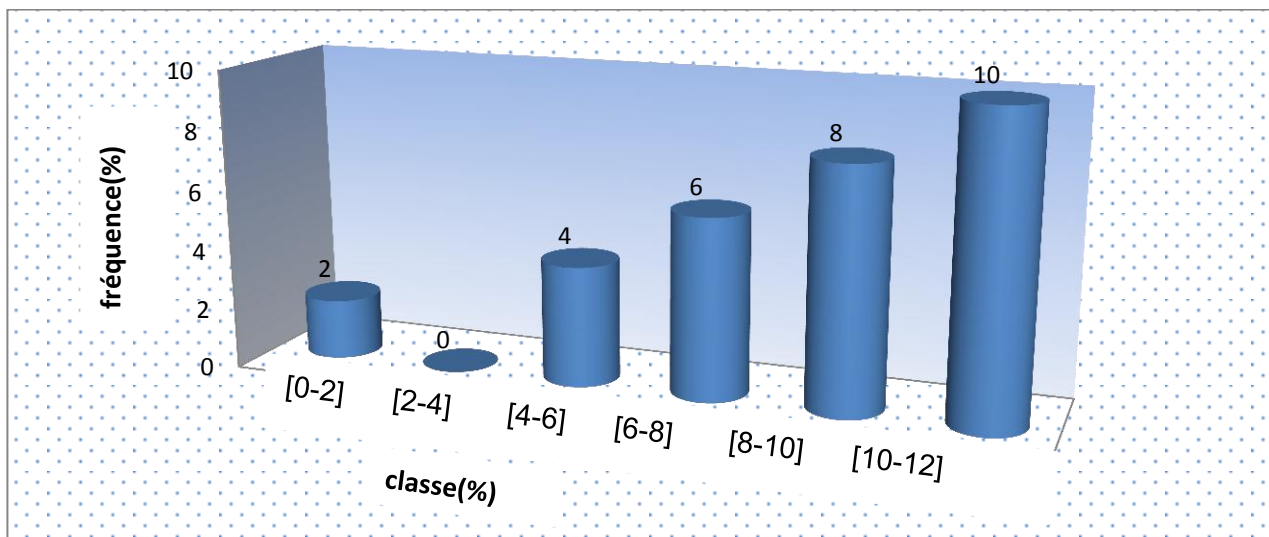


Figure. III. 11: Histogramme de la porosité au niveau du drain D2

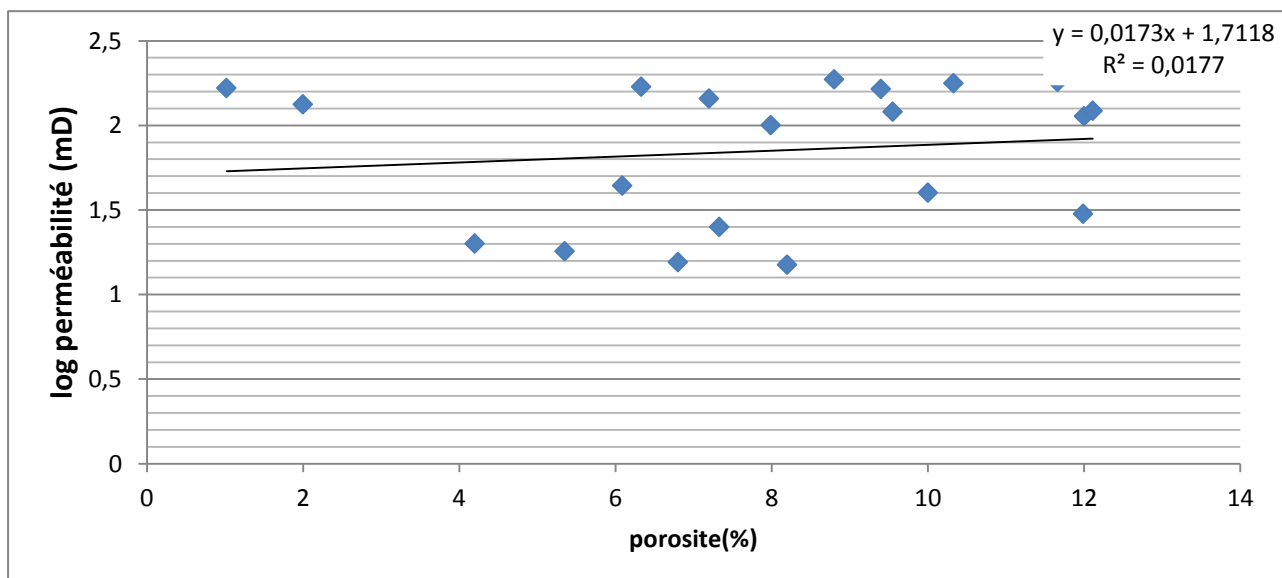


Figure. III. 12: Courbe de corrélation perméabilité-porosité du drain D2

III.3.5. Le drain D3 :

- L'histogramme des classes de la perméabilité montre une distribution unimodale, avec une asymétrie gauche, le mode prédominant appartient à la classe [0-3]md, avec une fréquence de 25 %. (Figure. III. 13).

- L'histogramme des classes de la porosité montre une distribution bimodale, les modes appartiennent à la classe [2-4]% avec une fréquence de 12 % et à la classe [0-2] %. (Figure. III. 14).

-La courbe représentant la variation de la perméabilité en fonction de la porosité montre une forme logarithmique, avec un mauvais coefficient de corrélation ($R^2 = 0.1642$), traduisant ainsi une mauvaise corrélation entre ces deux paramètres. Ceci dit, on a une diminution de la porosité et aussi de la perméabilité. (Figure. III. 15).

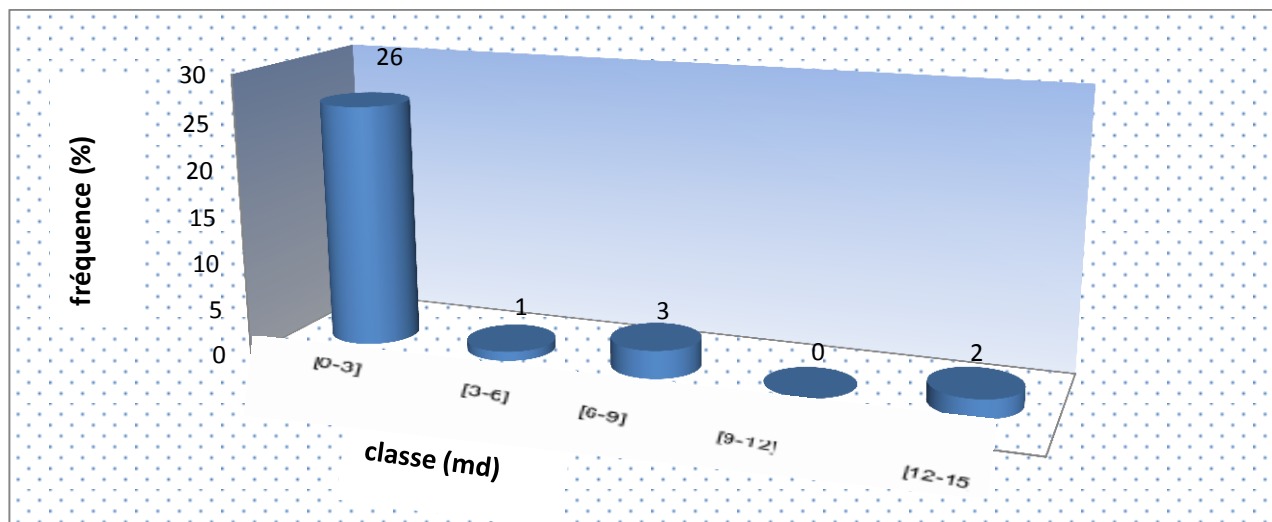


Figure. III. 13: Histogramme de la perméabilité au niveau du drain D3

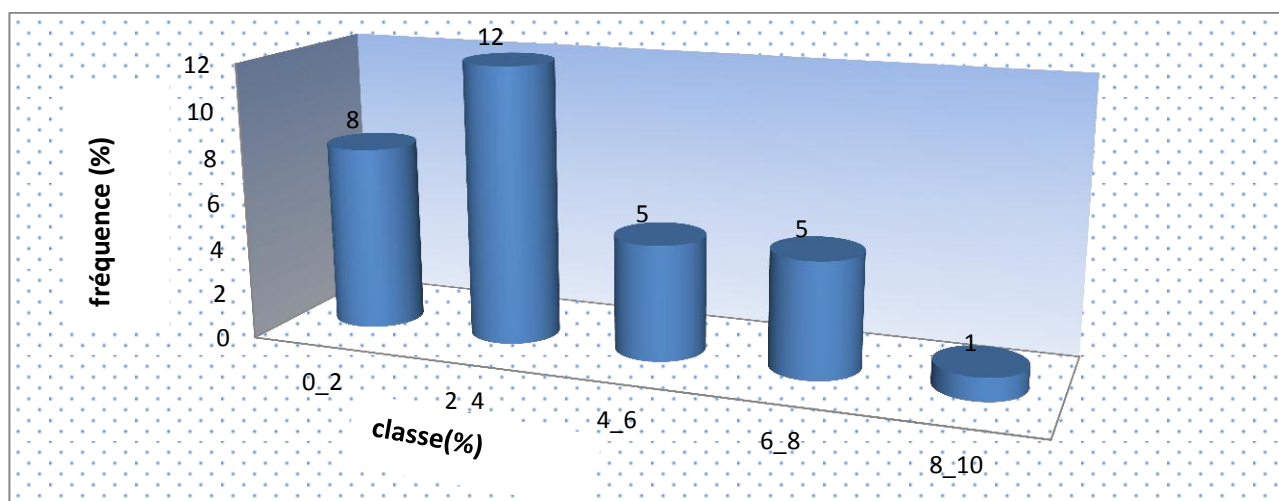


Figure. III. 14: Histogramme de la porosité au niveau du drain D3

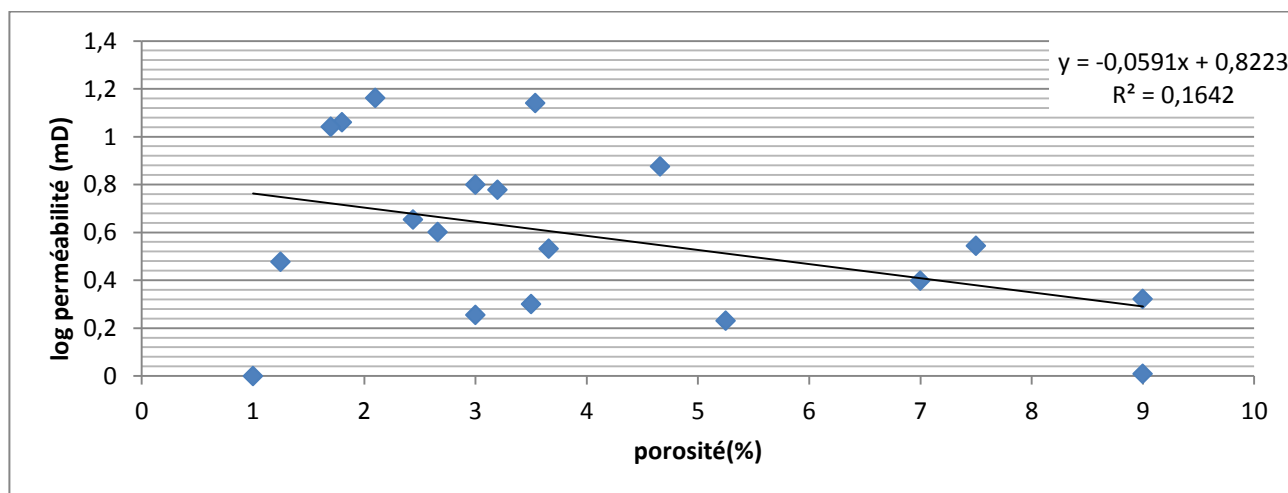


Figure. III. 15 : Courbe de corrélation perméabilité-porosité du drain D3

III.3.6. Le drain D5 :

- L'histogramme des classes de la perméabilité présente une distribution unimodale avec une asymétrie gauche. Le mode correspond à la classe [0-10]md avec une fréquence de 10 %.(Figure. III. 16).

- L'histogramme des classes de la porosité, montre aussi une distribution unimodale avec une asymétrie gauche, le mode appartient à la classe [0-3]% avec une fréquence de 15 % (Figure. III. 17).

-À partir de la courbe de corrélation entre les valeurs de la perméabilité et ceux de la porosité, on remarque que ces dernières sont réparties en un nuage de points avec une relation anarchique, le coefficient de corrélation est bon de ($R^2 = 0.7691$). (Figure. III. 18).

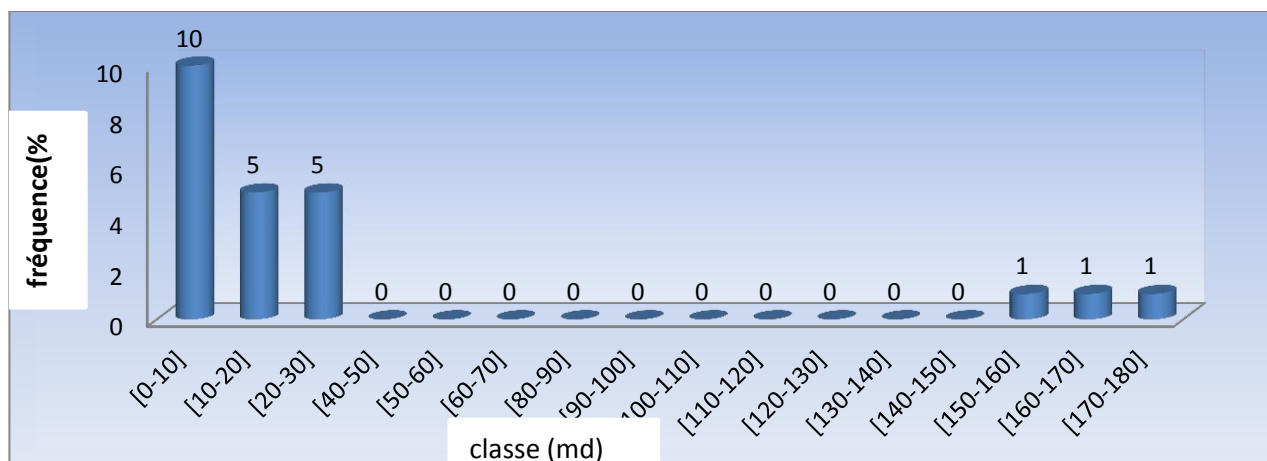


Figure. III. 16: Histogramme de la perméabilité au niveau du drain D5

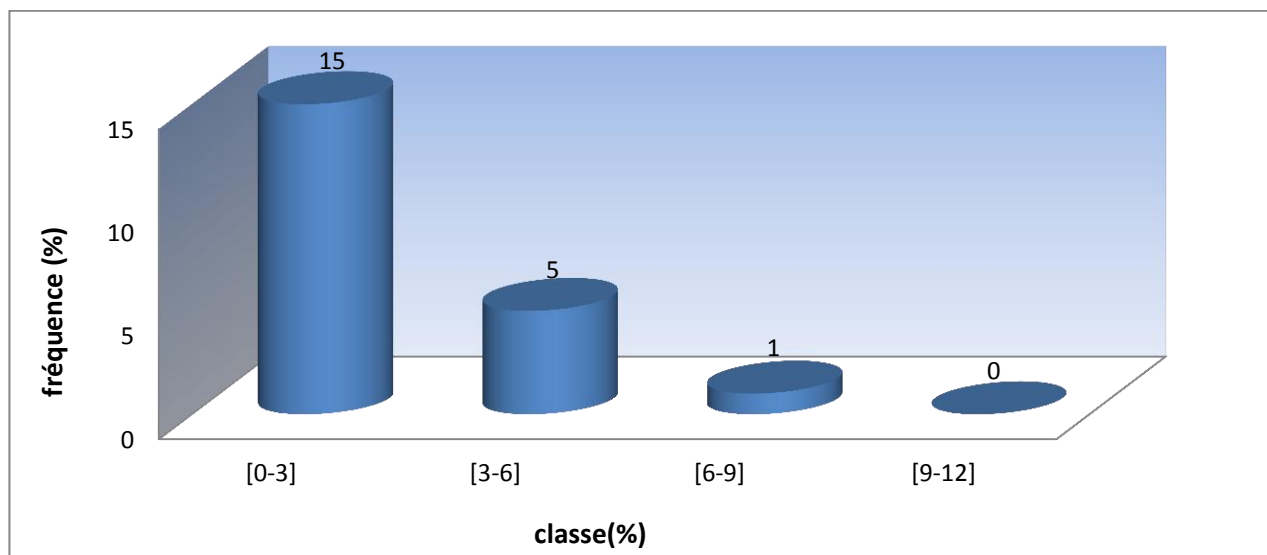


Figure. III. 17: Histogramme de la porosité au niveau du drain D5

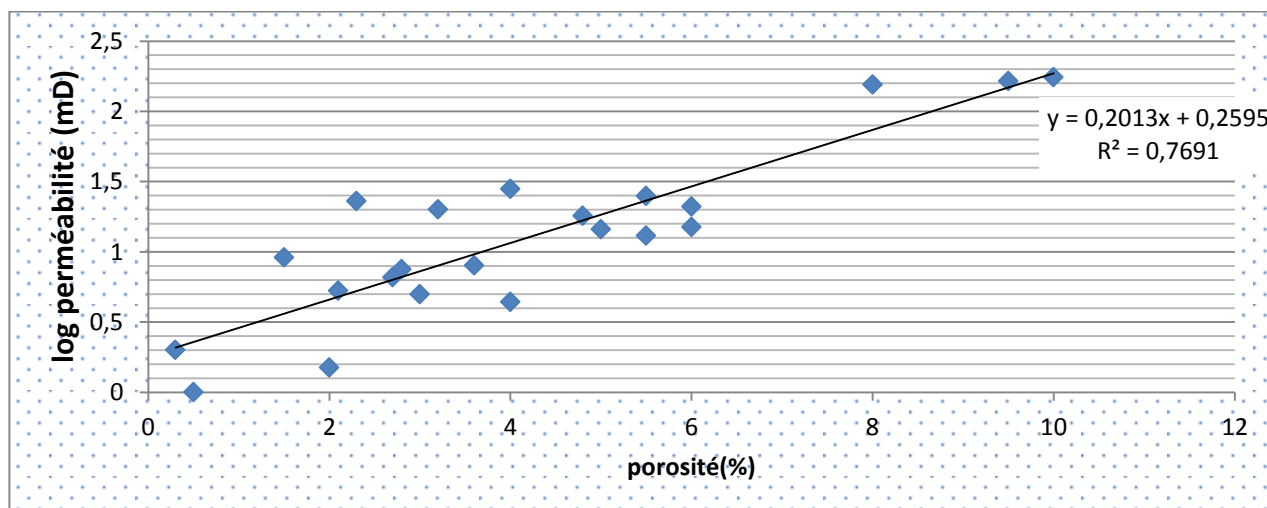


Figure. III. 18: Courbe de corrélation perméabilité-porosité du drain D5

III.3 .7. Interprétation des histogrammes du réservoir Cambrien R1:

L’histogramme des classes de la perméabilité montre une distribution bimodale, avec une asymétrie gauche, le mode prédominant appartient à la classe [0-30]md, avec une fréquence de 15%. (Figure. III. 19).

L’histogramme des classes de la porosité présente une distribution unimodale avec une asymétrie droite, le mode correspond à la classe [6-8]% avec une fréquence de 10% (Figure. III. 20).

La courbe de corrélation entre les valeurs de la perméabilité et ceux de la porosité montre une relation logarithmique, le coefficient de corrélation est mauvais ($R^2 = 0.1835$), ce coefficient indique l’hétérogénéité de terrain étudié. (Figure. III. 21).

Nous constatons que pour une évolution de la porosité, la perméabilité augmente sensiblement, mais à un certain moment, la relation devient inversé, ceci peut être expliqué par un enrichissement du milieu en argile.

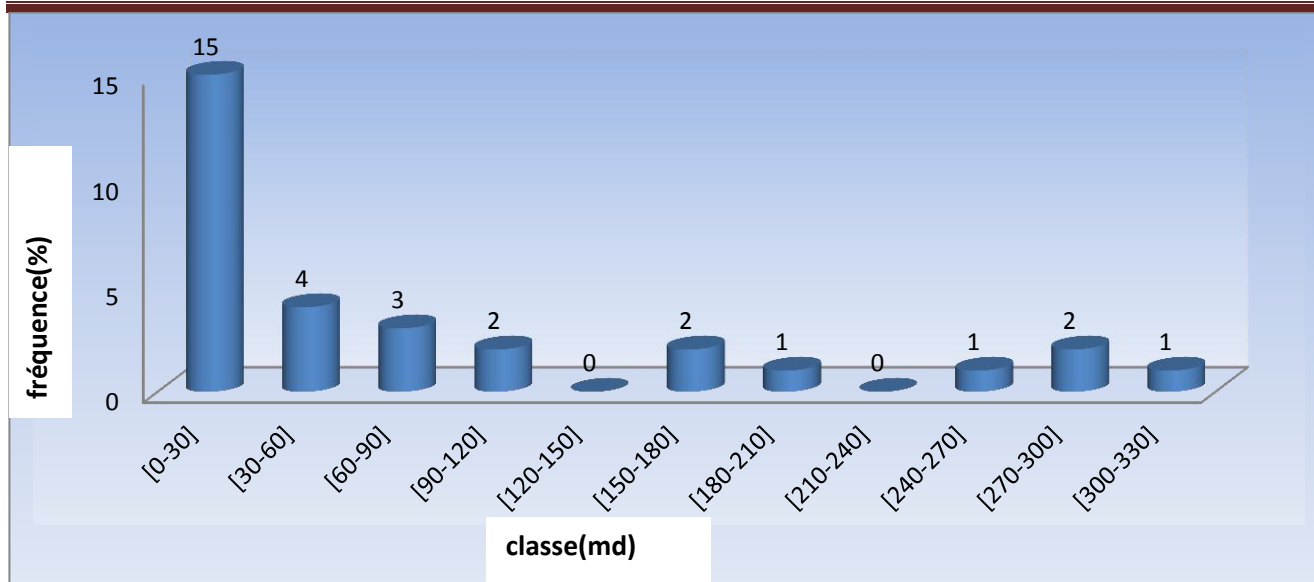


Figure. III. 19: Histogramme de la perméabilité au niveau du réservoir Cambrien R1

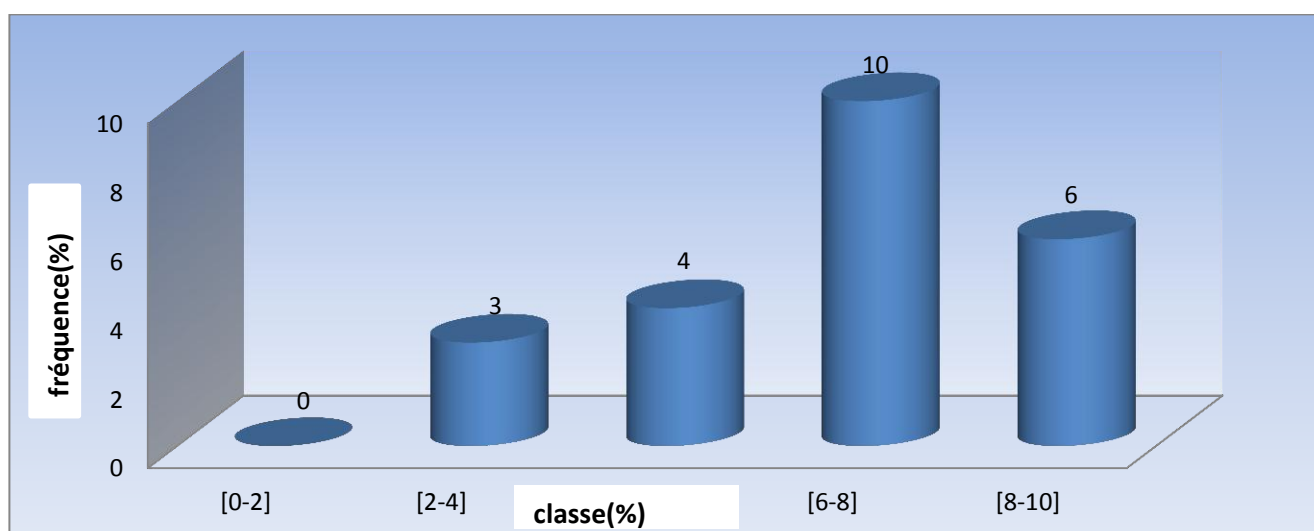


Figure. III. 20: Histogramme de la porosité au niveau du réservoir Cambrien R1

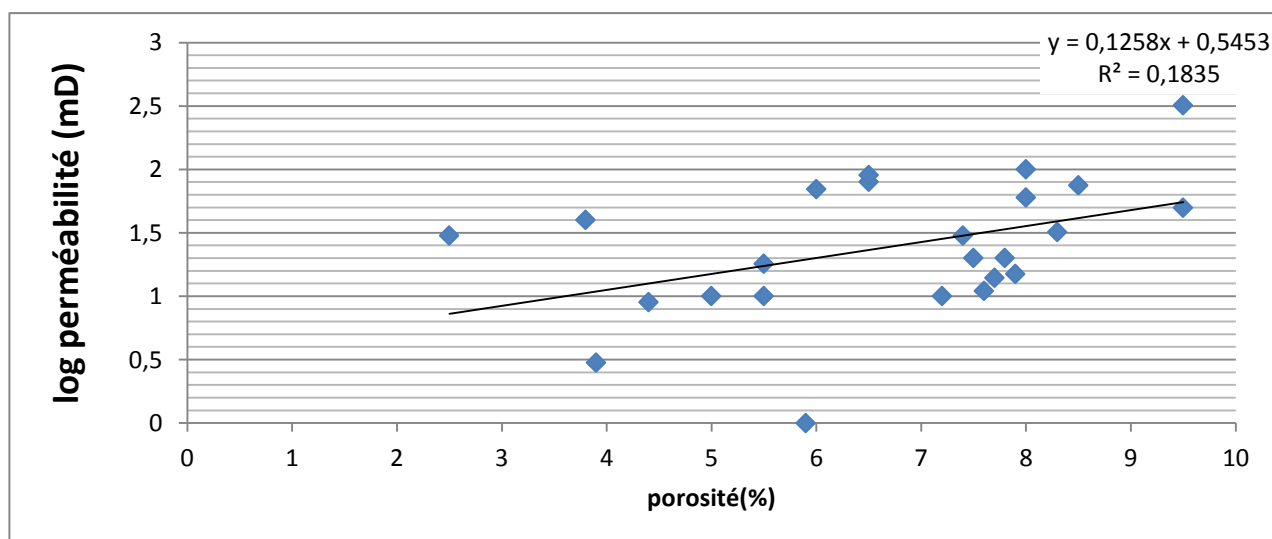


Figure. III. 21: Courbe de corrélation perméabilité-porosité du réservoir Cambrien R1

III.4. Interprétation des cartes en isoporosité, en isoperméabilité et en isosaturation de la zone 15 :

III.4.1. La zone de passage :

III.4.1.1. Carte en isoporosité : (Figure. III.22)

Sur La carte en isoporosité de la zone de passage nous remarquons que la porosité augmente du Sud vers le Nord. La valeur maximale (14.5%) est enregistrée aux niveaux des puits ONM020, ONM021 et MD412 situés au Nord-Est de la région d'étude.

III.4.1.2. Carte en isoperméabilité : (Figure. III.23)

Sur la carte en isoperméabilité de la zone de passage, on remarque une valeur maximale (220md) au niveau du puits MD427 situé au Sud - Est et aux niveaux des puits ONM31B et MD127 situés au Nord -Est. Les valeurs minimales (0%) sont enregistrées au Sud-Est et au Nord-Ouest de la zone d'étude.

III.4.1.3. Carte en isosaturation: (Figure. III.24)

La carte en isosaturation de la zone de passage montre une valeur maximale de la saturation en huile (80%) au niveau du puits ONM11 situé au Nord .La valeur minimale (20%) est enregistrée au niveau du puits MD448 situé à l'Ouest et au niveau du puits ONM31B situé à l'Est de la zone d'étude .

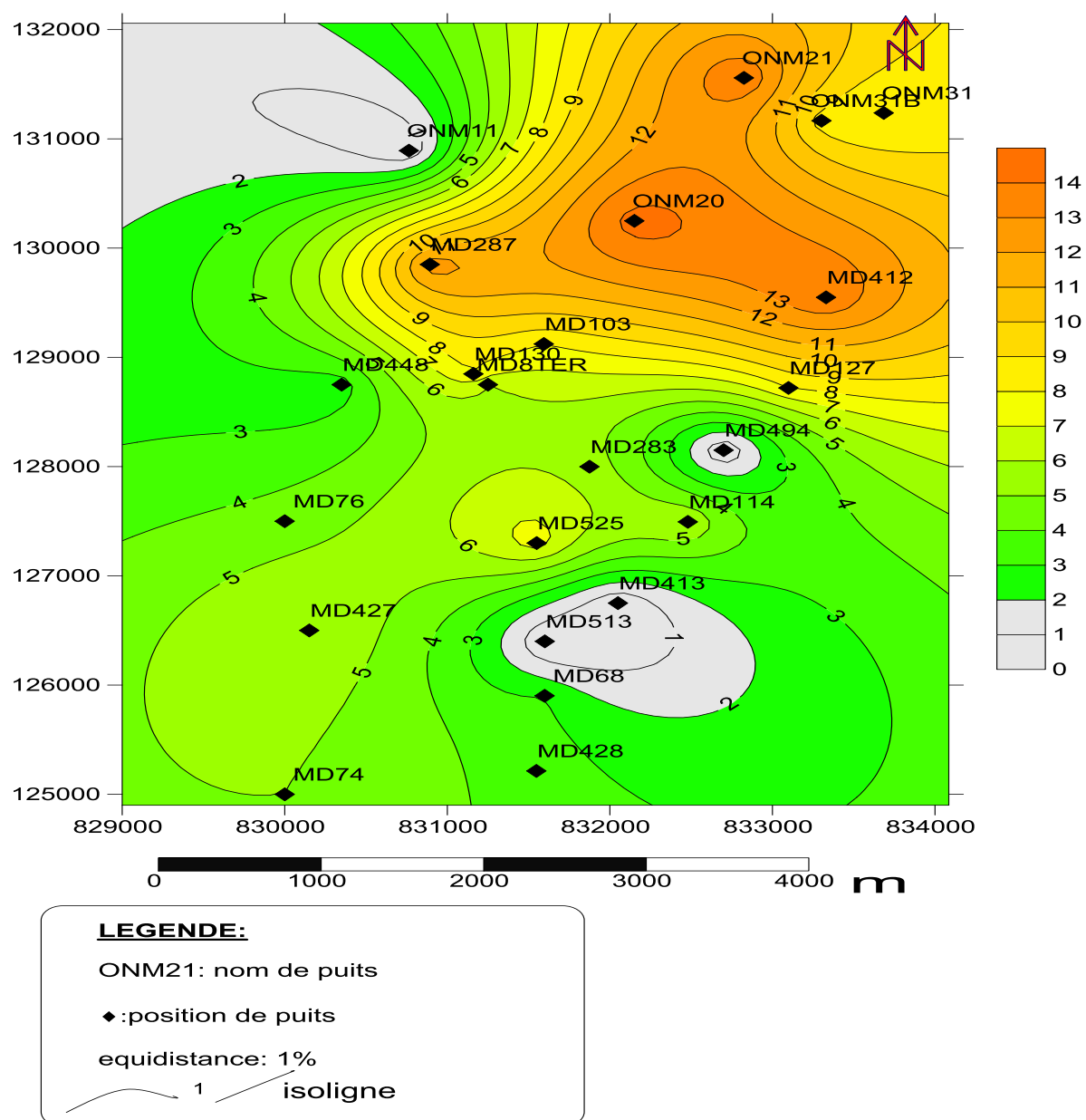


Figure. III.22: Carte en isoporosité de la zone de passage .

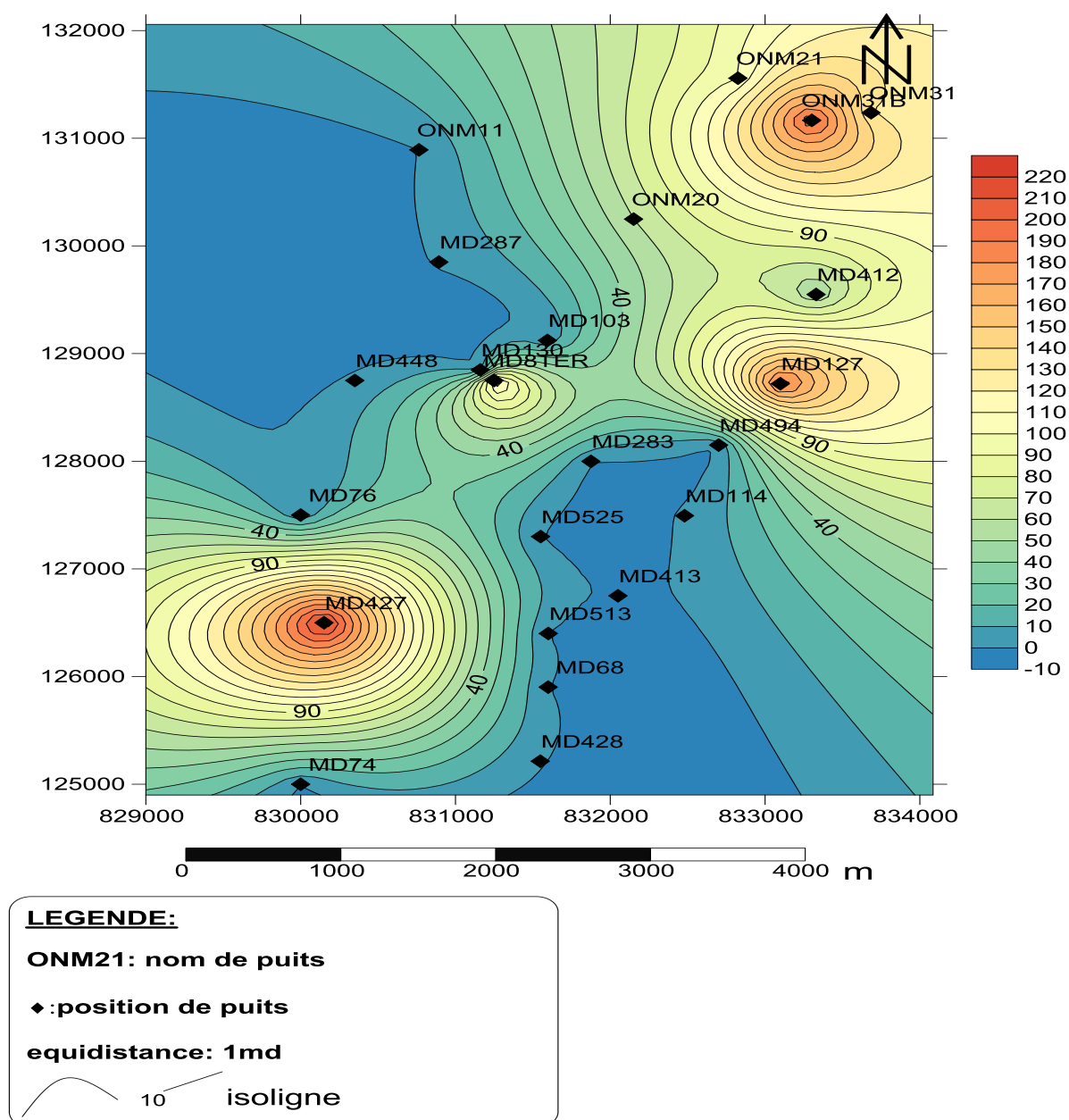


Figure. III.23: Carte en isoperméabilité de la zone de passage

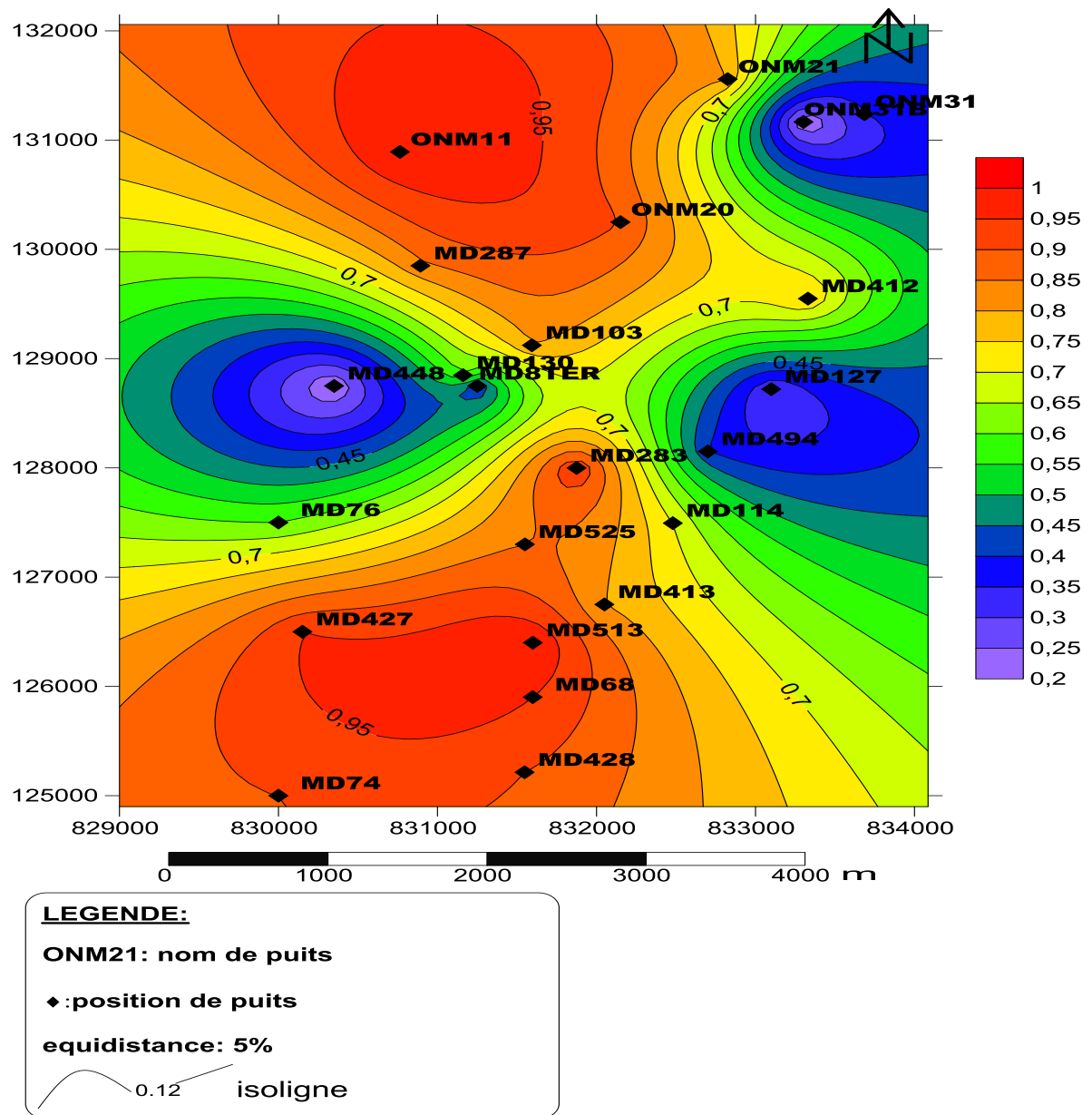


Figure. III.24 : Carte en isosaturation de la zone de passage

III.4 .2.Le drain D1 :

III.4.2.1. Carte en isoporosité : (Figure. III.25)

. Sur la carte en isoporosité du drain D1, nous remarquons que la porosité augmente du Sud vers le Nord. La valeur maximale (10%) est enregistrée aux niveaux du puits MD103 situé au Nord-Est de la zone d'étude.

III.4.2.2. Carte en isoperméabilité: (Figure. III.26)

Sur la carte en isoperméabilité du drain D1, on remarque de faibles valeurs de perméabilité qui sont enregistrées dans la partie Sud de la structure (inferieur à 15md).Celle-ci augmentent au Nord pour atteindre les 95md au niveau du puits ONM021.

III.4.2.3. Carte en isosaturation: (Figure. III.27)

La carte en isosaturation du drain D1, montre une valeur maximale de la saturation en huile (55%) au niveau du puits MD448 situé à l'Ouest de la structure. Ces valeurs diminuent dans toutes les directions pour atteindre une valeur minimale (10%) au niveau du puits ONM021 situé au Nord de la zone d'étude .

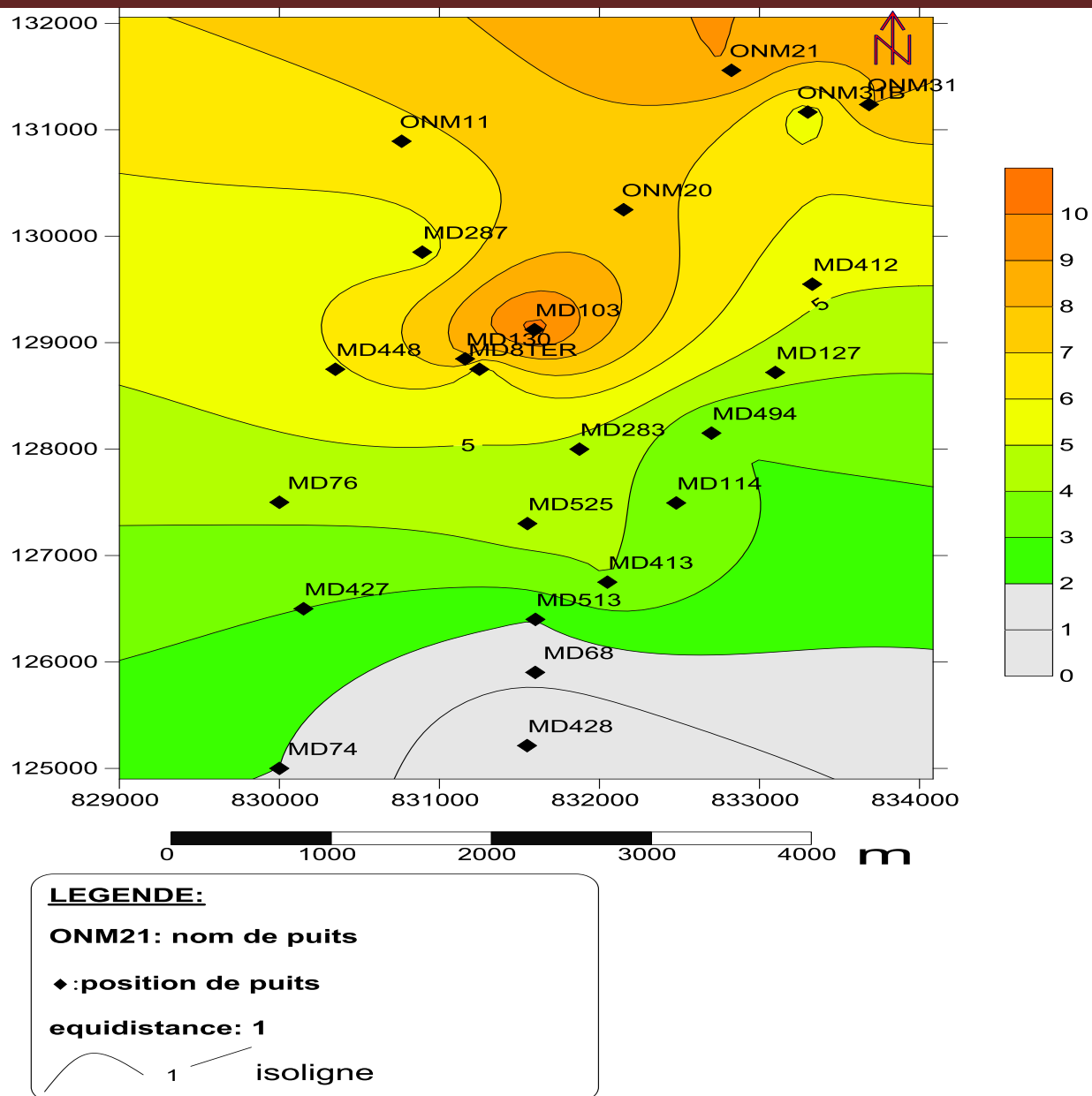


Figure. III.25: Carte en isoporosité du drain D1.

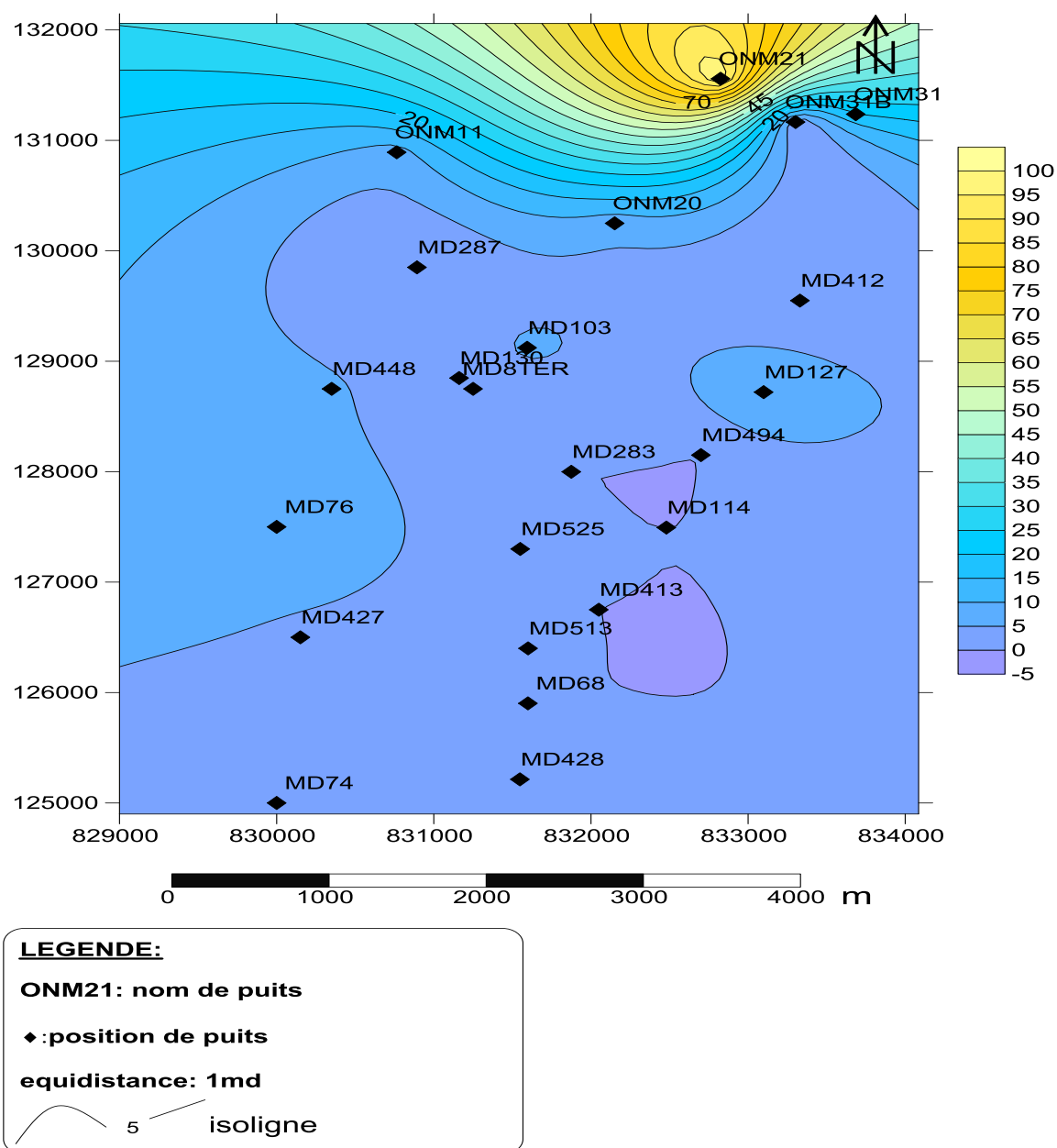


Figure. III.26 : Carte en isoperméabilité du drain D1

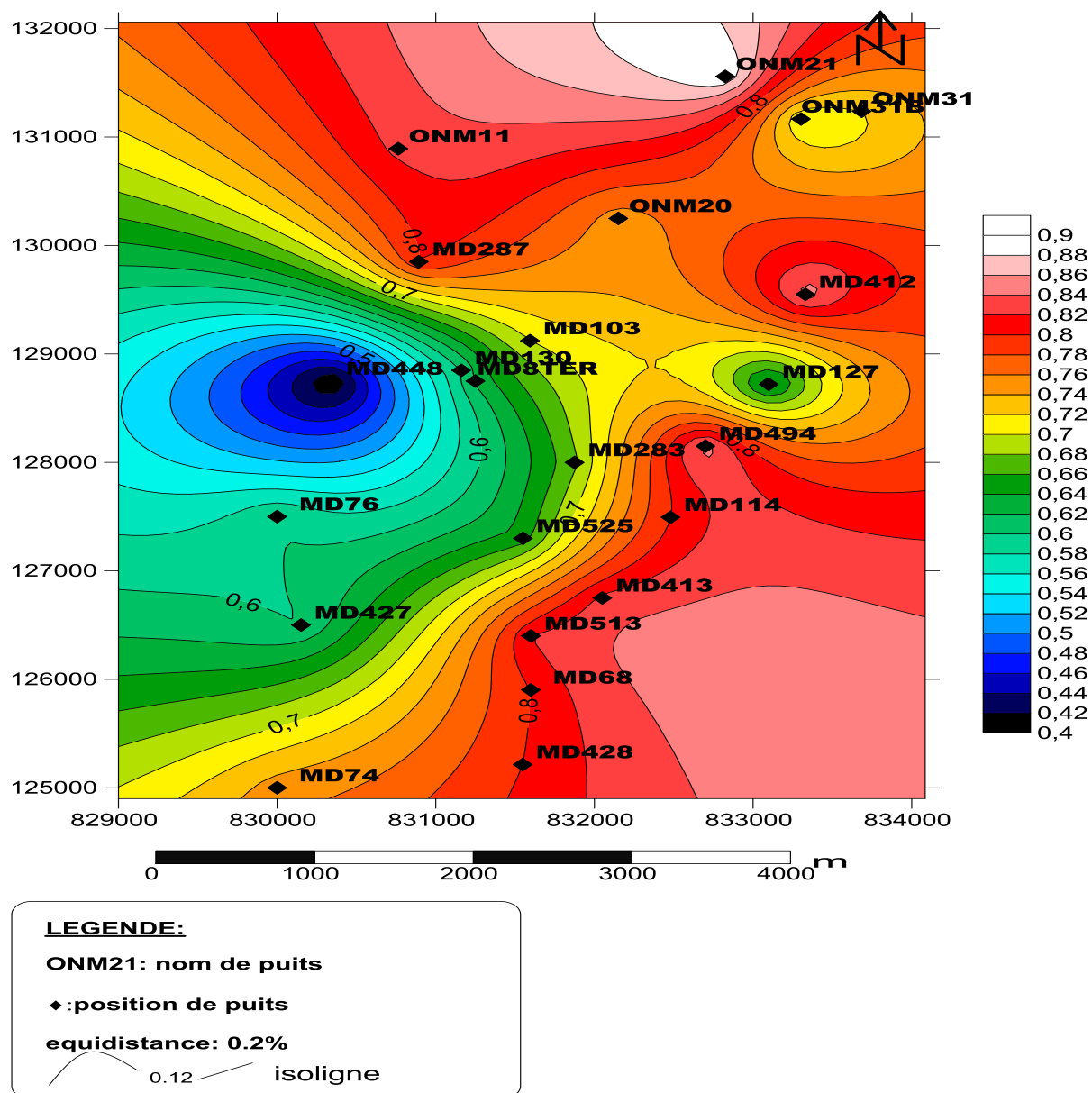


Figure. III.27 : Carte en isosaturaton du drain D1

III.4.3. Le drain ID :

III.4.3.1 Carte en isoporosité : (Figure. III.28)

Sur la carte en isoporosité du drain ID, on remarque que la porosité augmente du centre vers les périphéries pour atteindre une valeur maximale de 14 % aux niveaux des puits ONM021 et ONM031B situés au Nord de la zone d'étude.

III.4.3.2 Carte en isoperméabilité : (Figure. III.29)

Sur la carte en isoperméabilité du drain D1, la plus faible valeur de la perméabilité est enregistrée aux niveaux des puits MD08TER et MD525 (0md) situés au centre de la zone d'étude. Celle-ci augmente au Nord et au Sud-Ouest pour atteindre une valeur maximale de 14 md.

III.4.3.3 Carte en isosaturation : (Figure. III.30)

La carte en isosaturation du drain ID, montre que les valeurs maximales de la saturation en huile sont enregistrées au Sud de la zone d'étude. Ces valeurs diminuent vers le Nord pour atteindre une valeur minimale de 7% au niveau du puits ONM021.

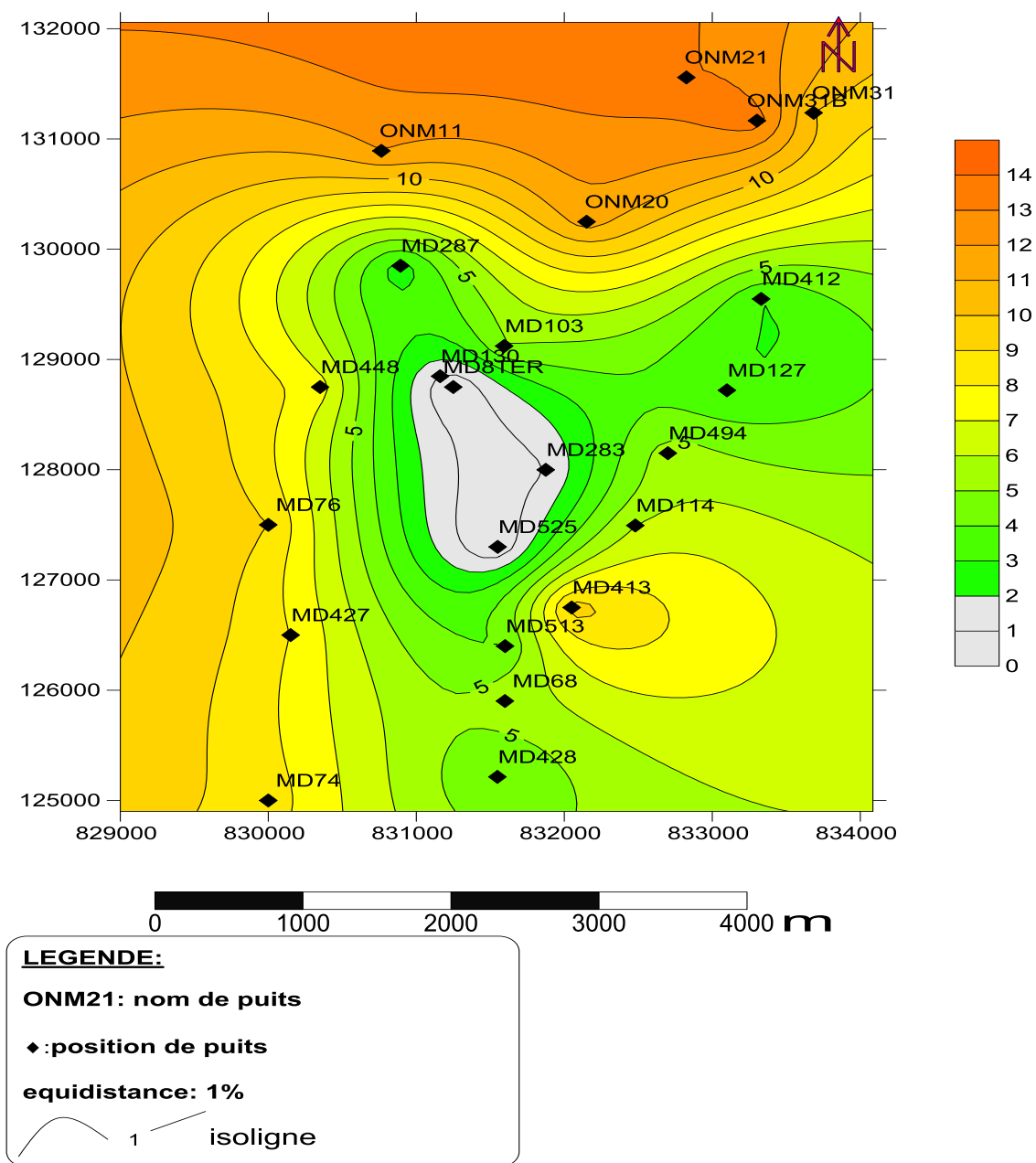


Figure. III.28 : Carte en isoporosité du drain ID

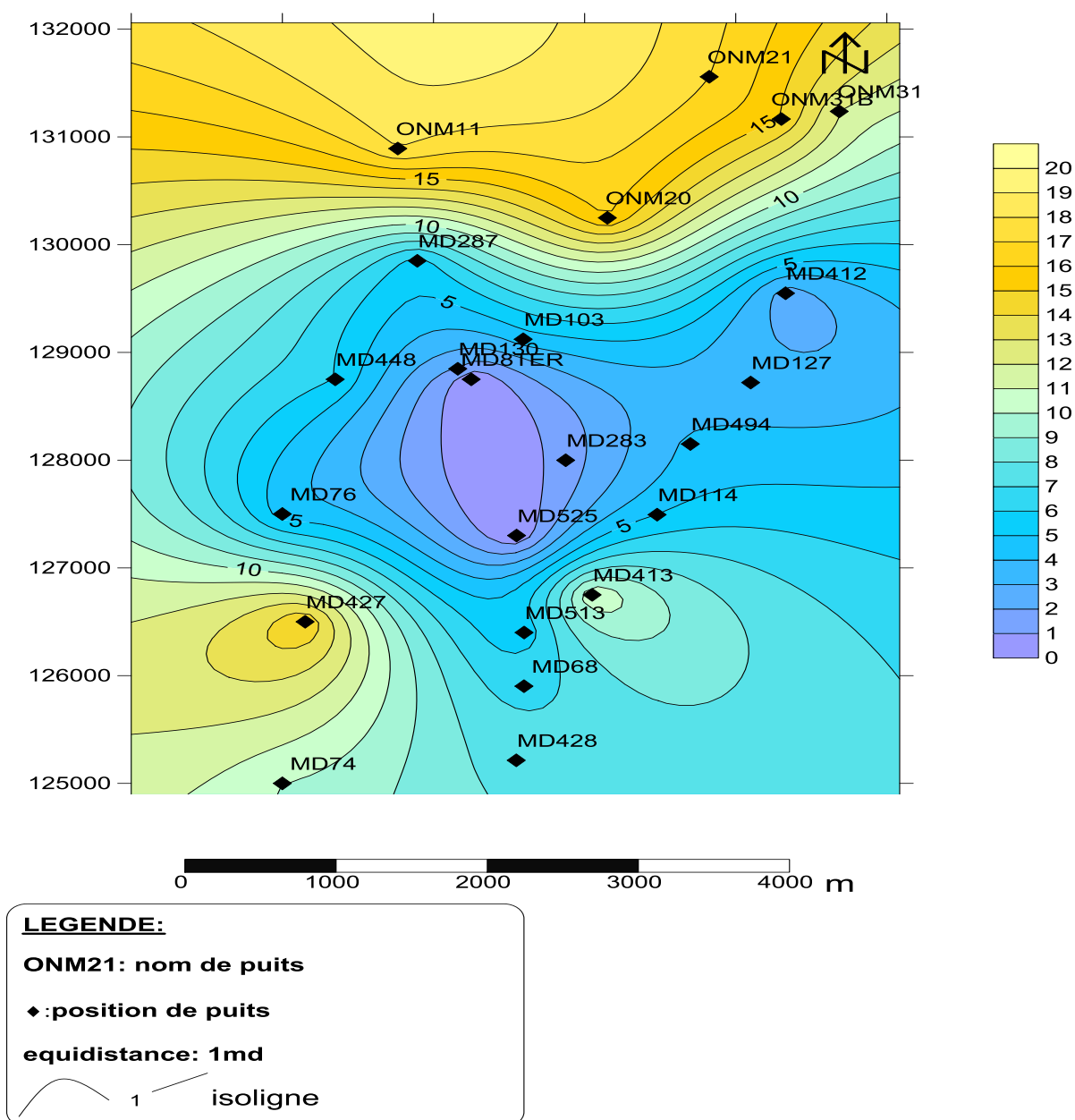


Figure. III.29: Carte en isoperméabilité du drain ID

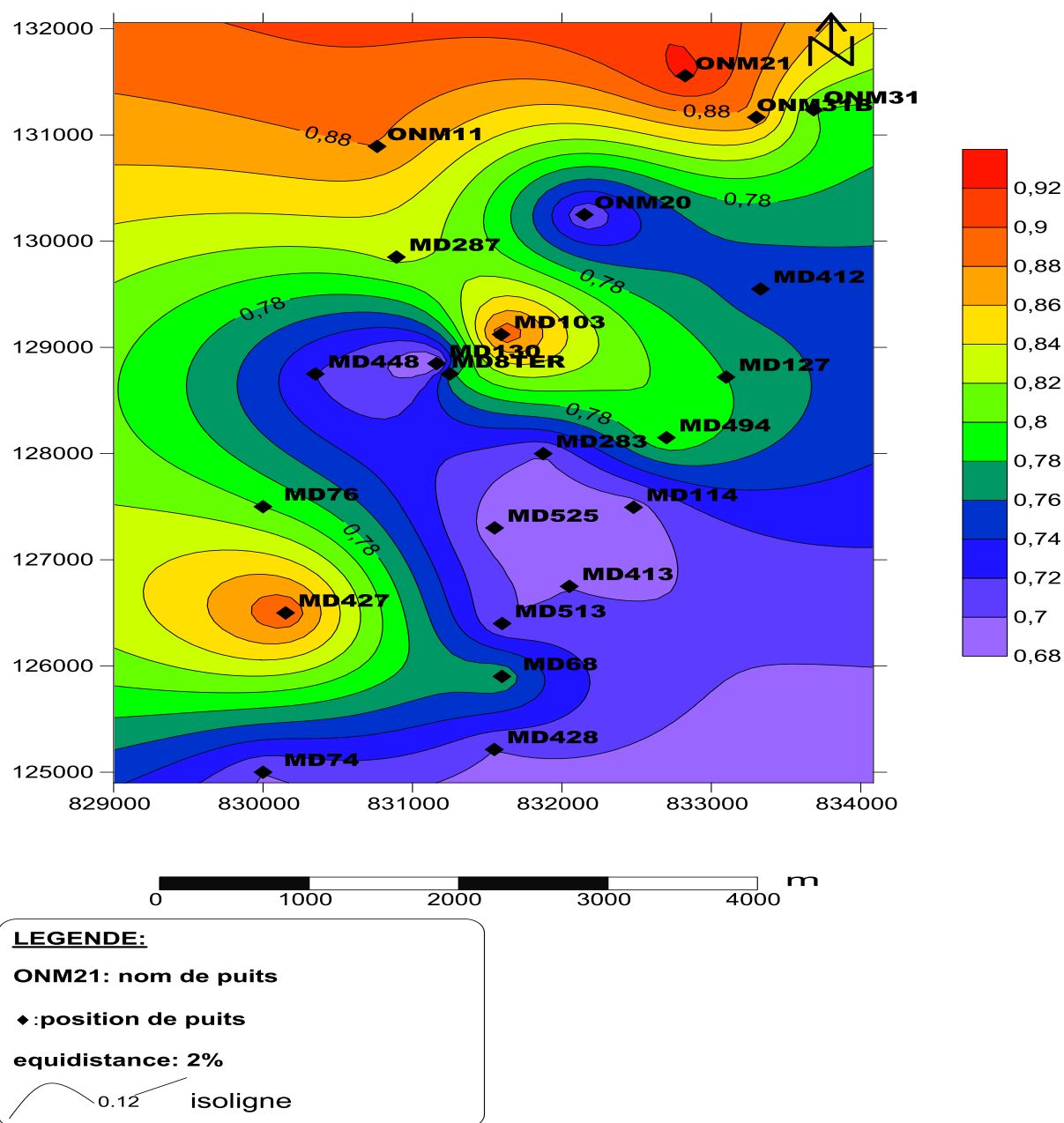


Figure. III.30: Carte en isosaturation du drain ID.

III.4.4. le drain D2

III.4.4.1 Carte en isoporosité : (Figure. III.31)

La carte en isoporosité établie pour le drain D2 présente de bonnes valeurs de porosité, avec un maximum de 12% aux niveaux des puits MD127 et MD114 situés à l'Est, et au niveau du puits MD08TER situé au centre. Les valeurs faibles (0%) sont enregistrées aux niveaux des puits MD525, MD512 et MD68 situés au Sud, et aux niveaux des puits MD103, MD287, ONM11 et ONM31B situés au Nord de la zone d'étude.

III.4.4.2 Carte en isoperméabilité : (Figure. III.32)

Sur la carte en isoperméabilité du drain D2, on remarque de faibles valeurs de la perméabilité. Au centre et à l'Est de structure la perméabilité devient importante, elle atteint les 110md.

III.4.4.3 Carte en isosaturation : (Figure. III.33)

Sur la carte en isosaturation du drain D2, on remarque de faibles valeurs de la saturation en huile (inférieur à 16%). Au centre et au Sud-Ouest de la structure la saturation augmente, elle atteint les 44%.

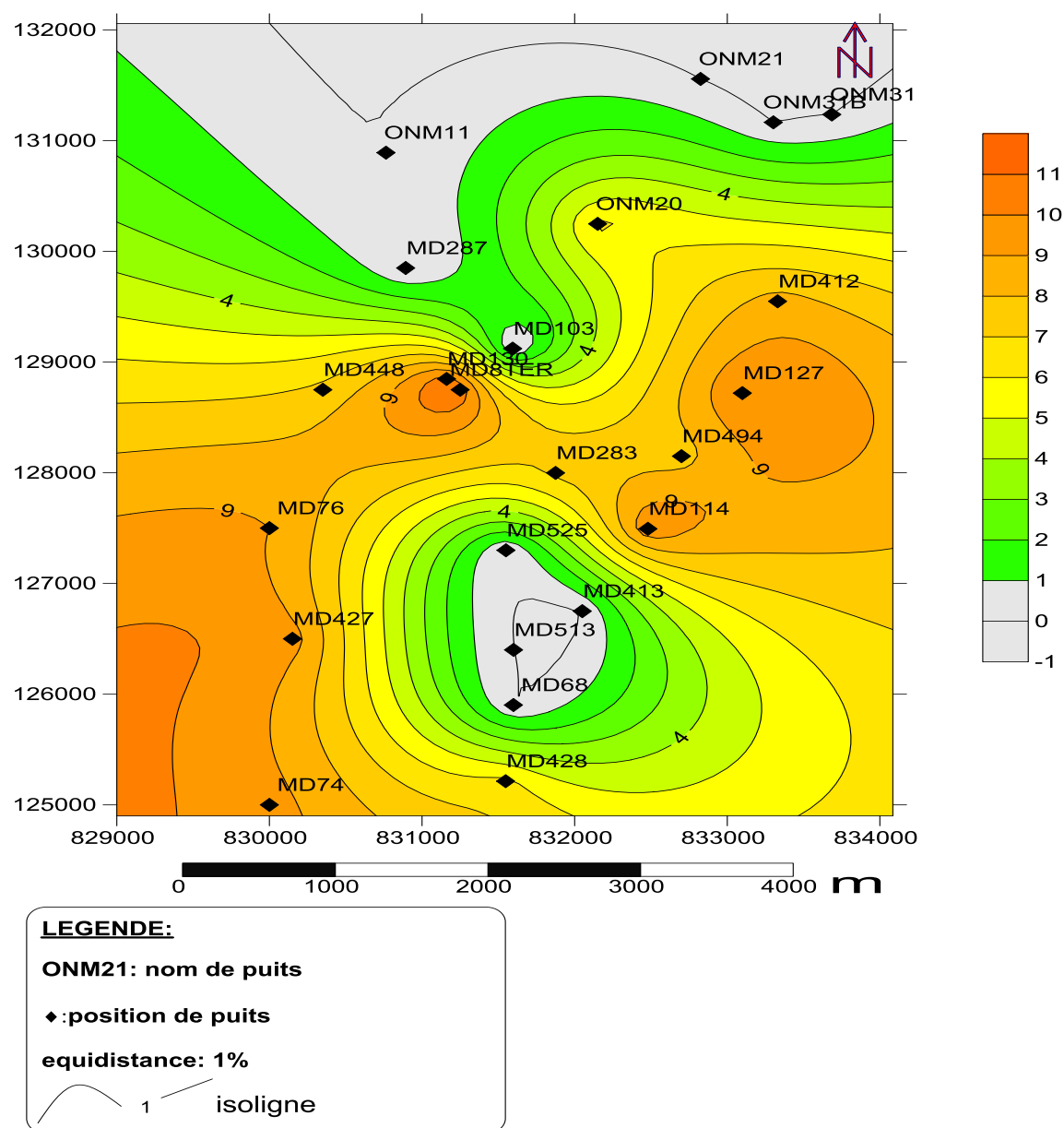


Figure. III.31 : Carte en isoporosité du drain D2.

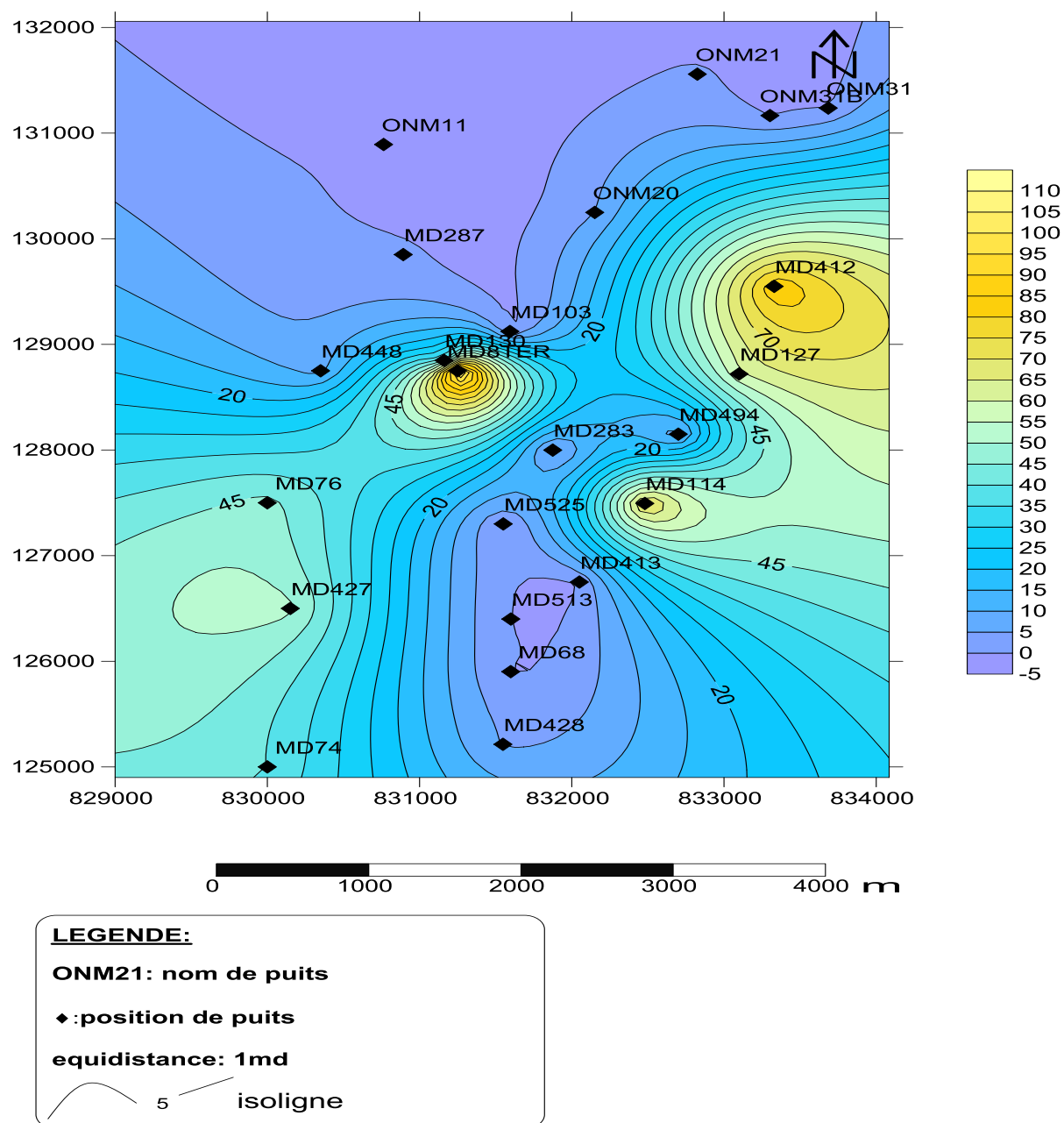


Figure. III.32 : Carte en isoperméabilité du drain D2

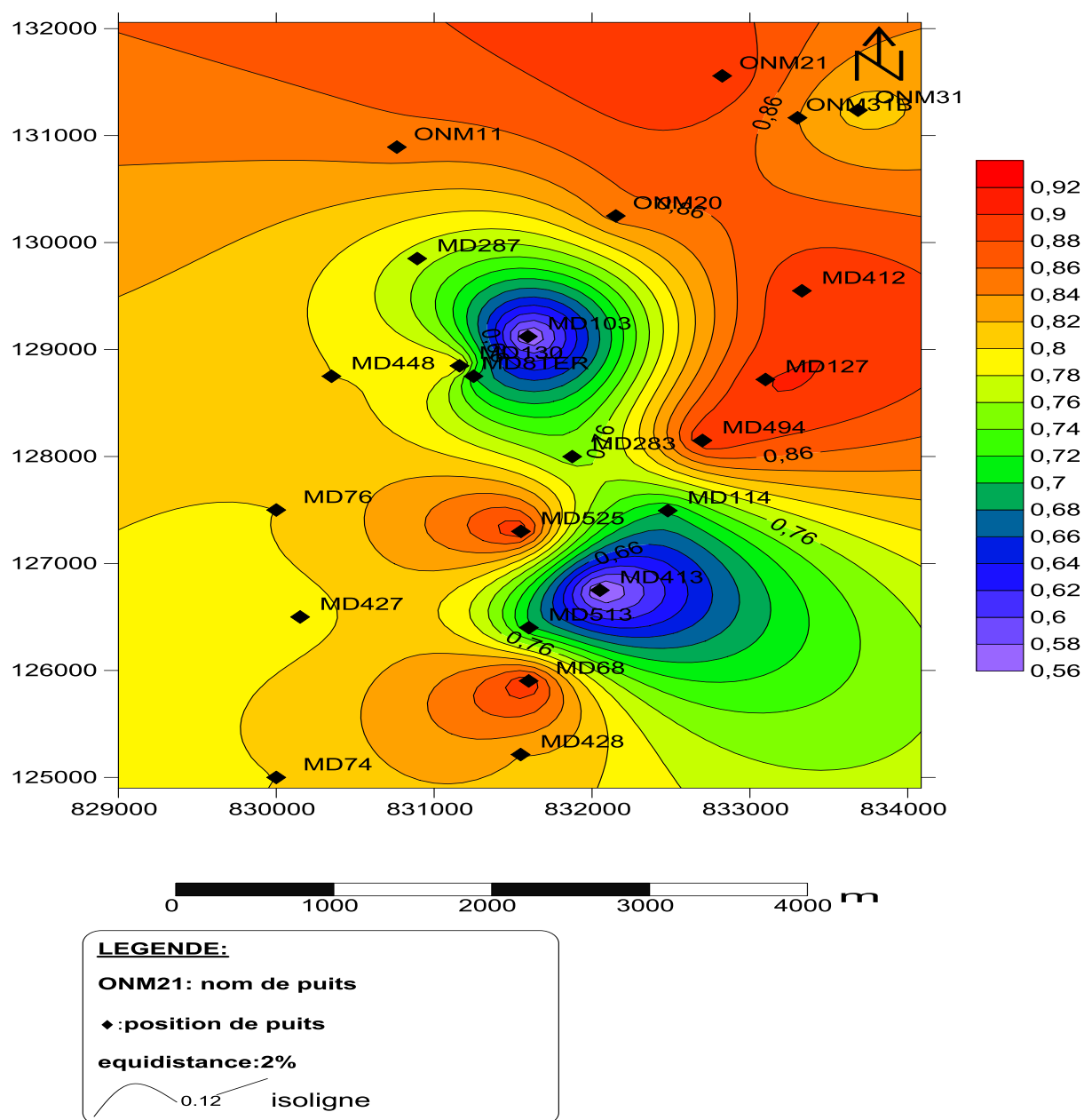


Figure. III.33: Carte en isosaturatation du drain D2.

III.4.5 Le drain D3 :

III.4.5.1 Carte en isoporosité: (Figure. III.34)

Sur la carte en isoporosité du drain D3, on remarque que la porosité augmente du centre vers toutes les directions. La valeur maximale (7.5 %) est enregistrée au niveau du puits MD68 situé au Sud de la zone d'étude.

III.4.5.2 Carte en isoperméabilité : (Figure. III.35)

Sur la carte en isoperméabilité du drain D3, on remarque de faibles valeurs de la perméabilité (intérieur 15md), La valeur maximale (110md) de la perméabilité est enregistrée au niveau du puits MD8TER situé au centre et au niveau du puits MD412 situé à l'Est de la zone d'étude.

III.4.5.3 Carte en isosaturation : (Figure. III.36)

Sur la carte en isosaturation du drain D3, la valeur maximale de la saturation en huile (42%) est enregistrée au niveau du puits MD 103 situé au centre de la structure. Celle-ci diminue à l'Est et à l'Ouest pour atteindre les 2%.

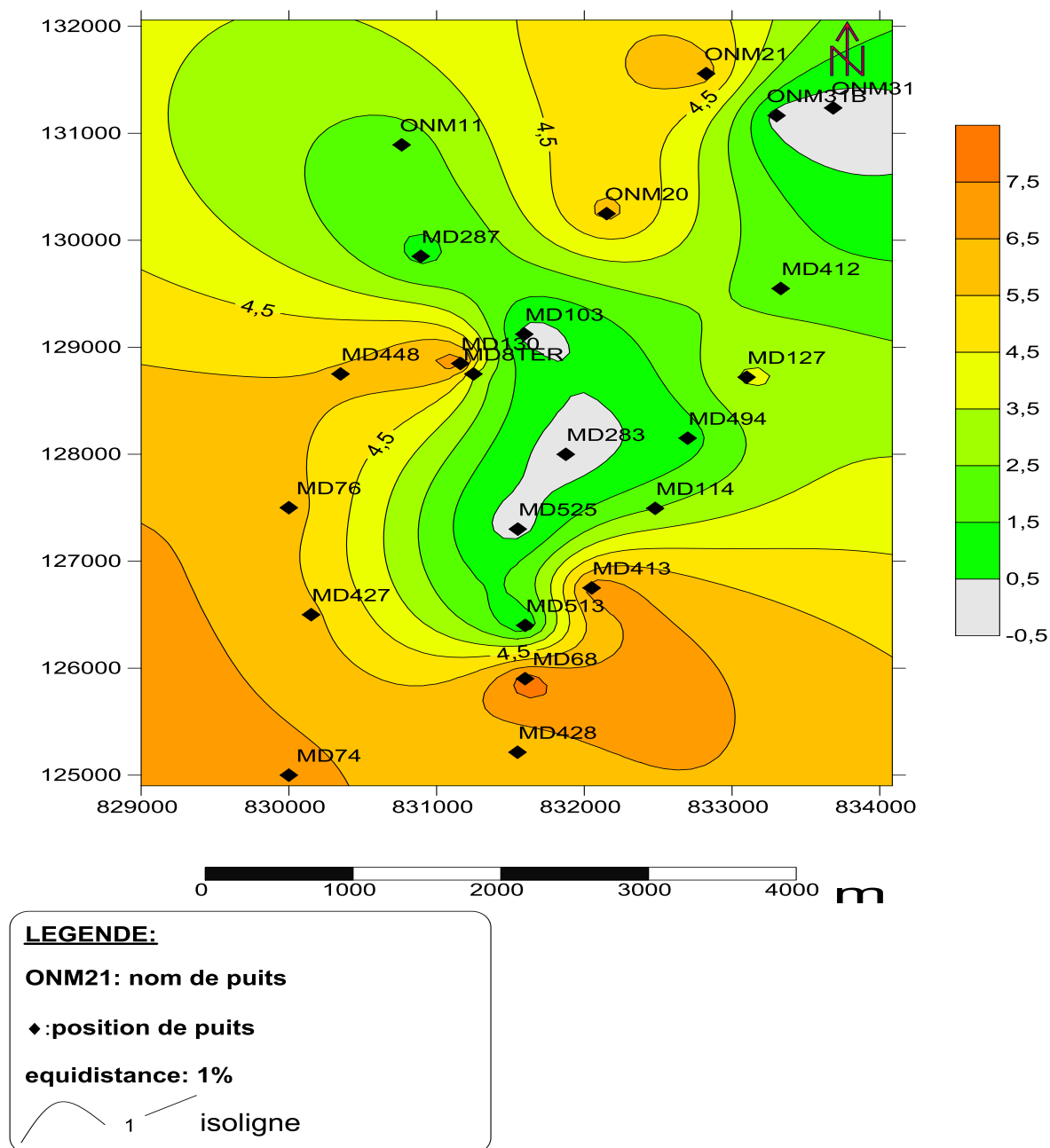


Figure. III.34: Carte en isoporosité du drain D3

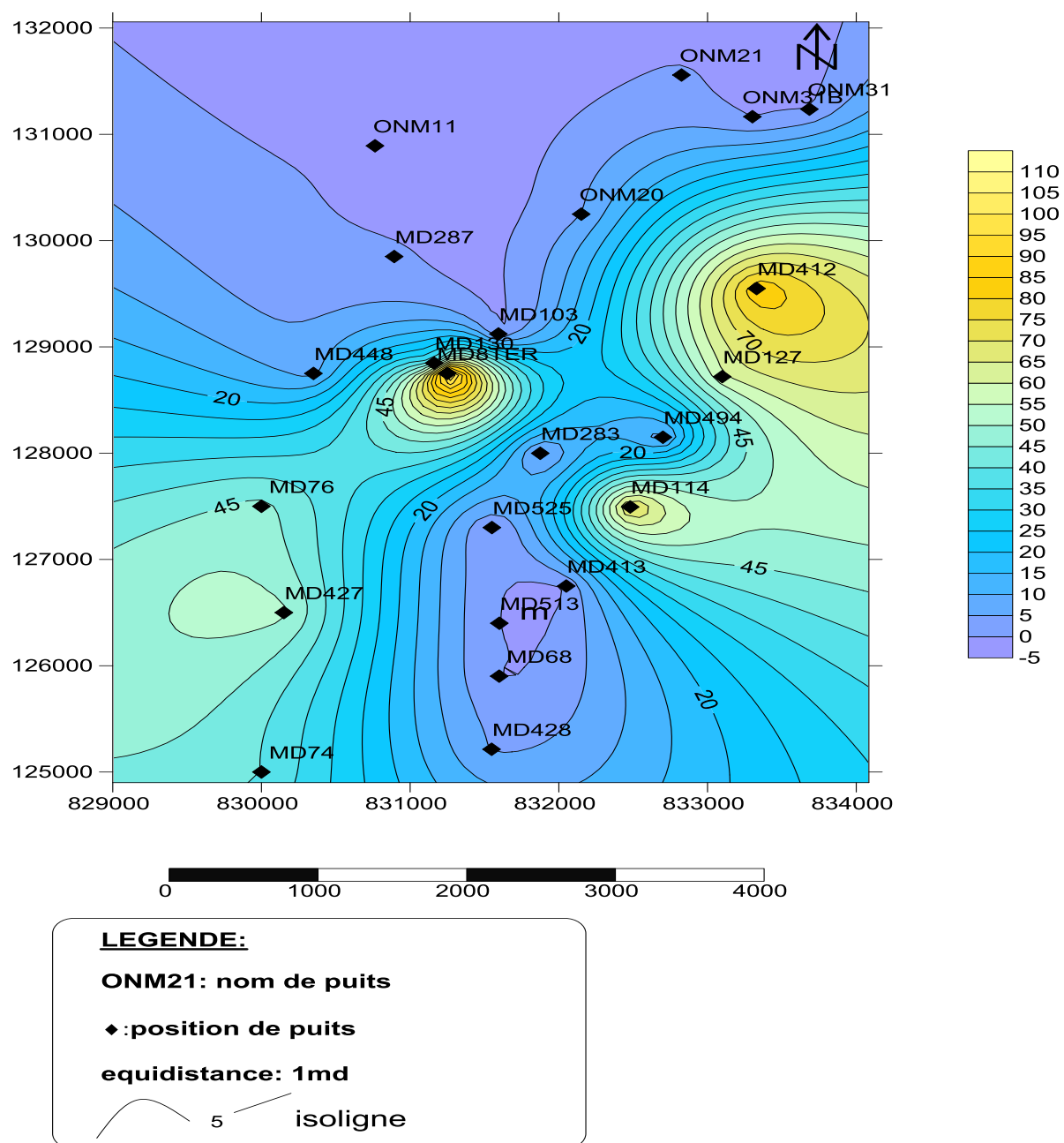


Figure. III.35: Carte en isoperméabilité du drain D3.

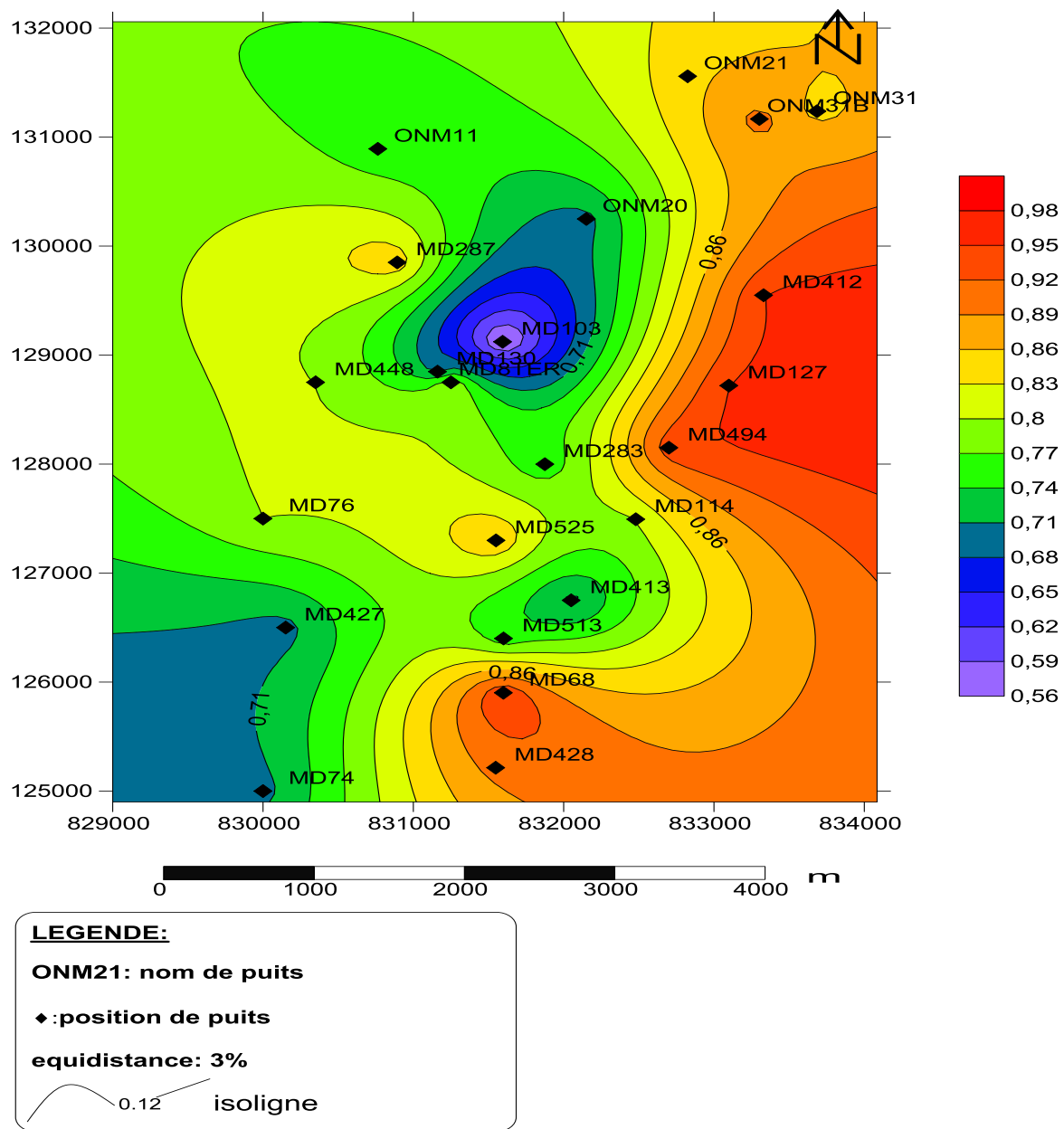


Figure. III.36: Carte en isosaturation du drain D3.

III.4.6 Le drain de D5

III.4.6.1. Carte en isoporosité : (Figure. III.37)

Sur la carte en isoporosité du drain D5, nous remarquons que la porosité augmente du Nord vers le Sud pour atteindre une valeur maximale de 9% au niveau du puits MD068.

III.4.6.2. Carte en isoperméabilité : (Figure. III.38)

Sur la carte en isoperméabilité du drain D5, la valeur maximale de la perméabilité (80md) est enregistrée au niveau du puits MD074 situé au Sud -Ouest et au niveau du puits MD283 situé au centre. La valeur minimale de la perméabilité est enregistrée (0%) au Nord et à l'Est de la zone d'étude.

III.4.6.3. Carte en isosaturation: (Figure. III.39)

Sur la carte en isosaturation du drain D5, la saturation en huile augmente de l'Est vers l'Ouest pour atteindre les 95% au niveau du puits MD48.

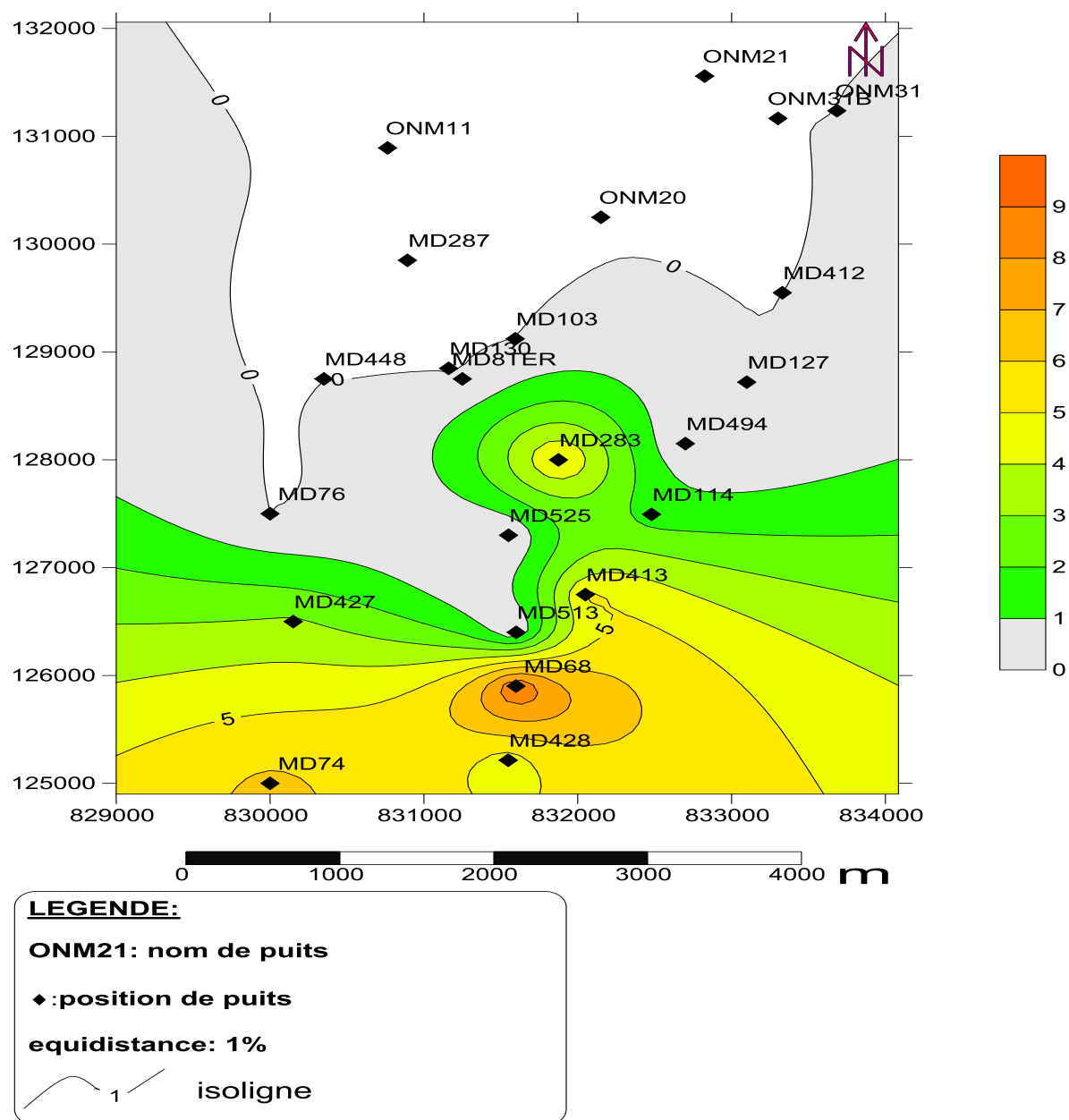


Figure. III.37: Carte en isoporosité du drain D5

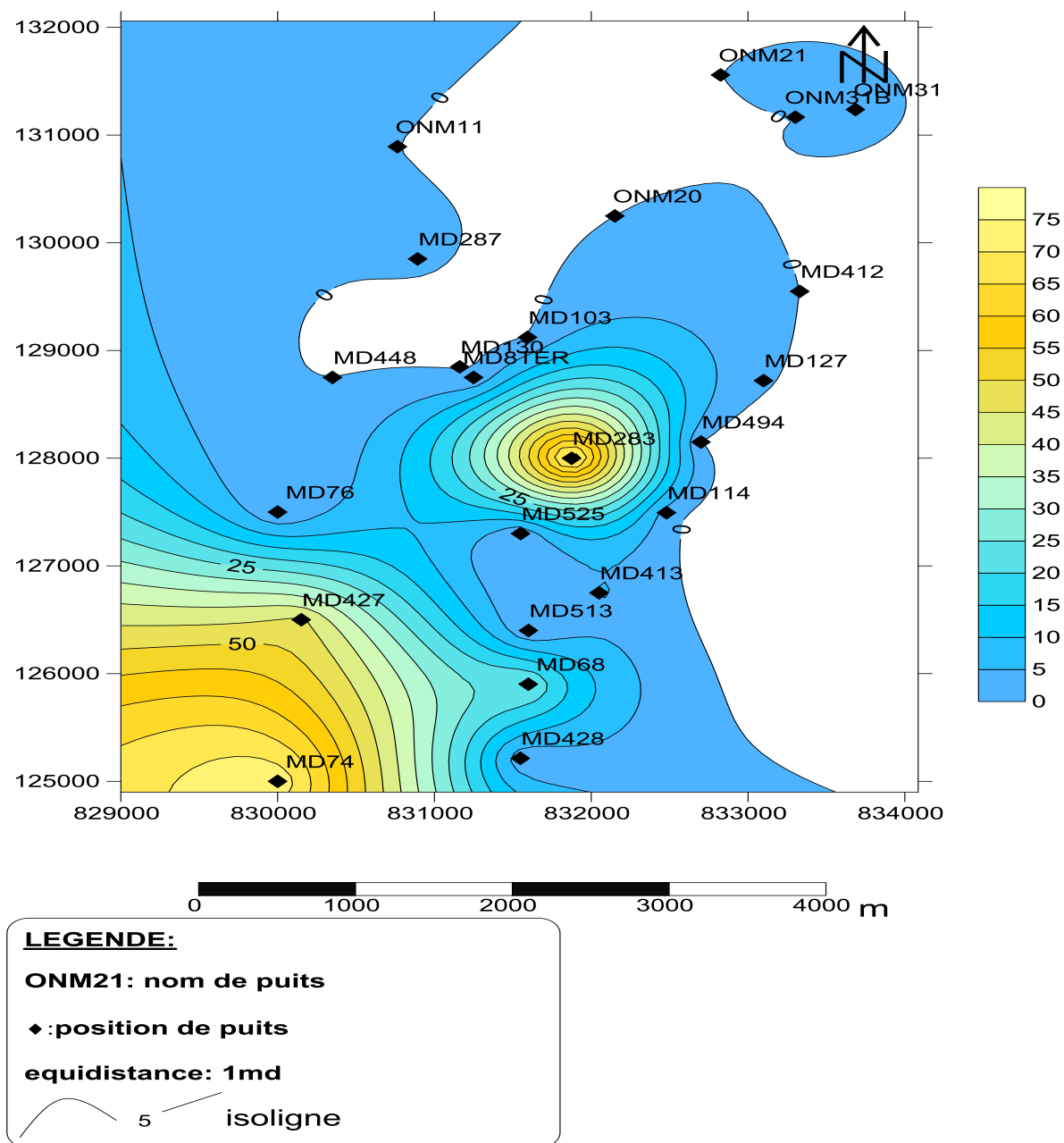


Figure. III.38: Carte en isoperméabilité du drain D5

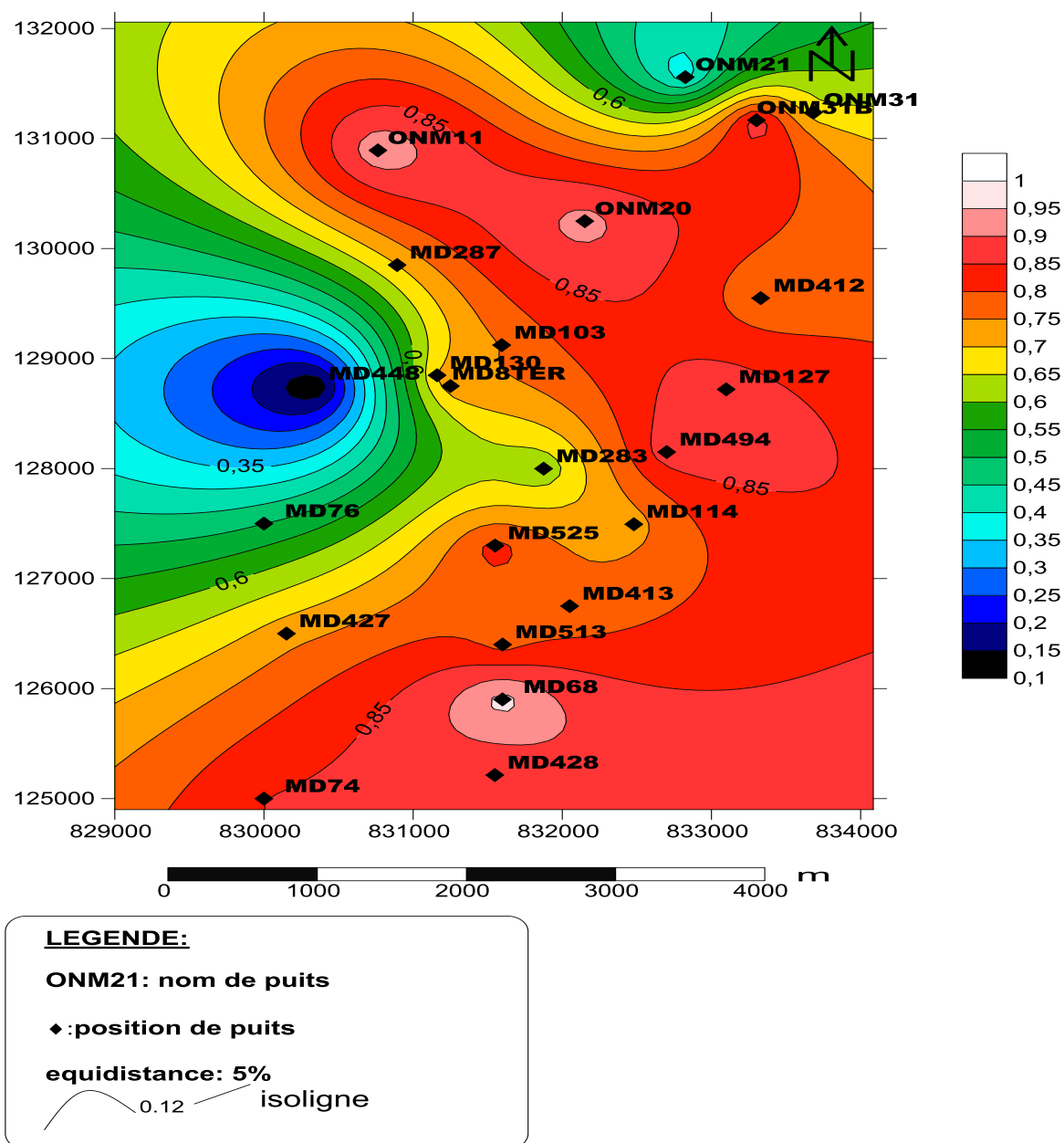


Figure. III.39: Carte en isosaturation du drain D5

III. 5. Interprétation des cartes de la porosité, de la perméabilité et de la saturation du réservoir Cambrien R1 de la zone 15 :

III.5.1. Carte en isoporosité du réservoir Cambrien R1: (Figure. III.40)

La carte en isoporosité du réservoir Cambrien R1 montre une valeur maximale (8%) au niveau des puits MD127, ONM20 et ONM21 situés au Nord-Est et au niveau du puits MD76 situé au Sud-Ouest. cette valeur diminue vers le couloir Sud-Est/Nord-Ouest

III.5.2. Carte en isoperméabilité du réservoir Cambrien R1: (Figure. III.41)

Sur la carte en isoperméabilité du réservoir Cambrien R1 , la valeur maximale de la perméabilité est enregistrée (120md) au niveau du puits MD074 situé au Sud et au niveau du puits MD127 situé à l'Est de la zone d'étude, les plus faibles valeurs de la perméabilité (inférieurs a10 md) sont enregistrées dans le couloir Sud-Est/Nord-Ouest.

III.5.3. Carte en isosaturation du réservoir Cambrien R1: (Figure. III.42)

Sur la carte en isosaturation du réservoir Cambrien R1, la valeur maximale de la saturation en huile (95%) est enregistrée au niveau du puits MD68 situé au Sud. Celle-ci diminue vers le centre et vers le Nord-Est.

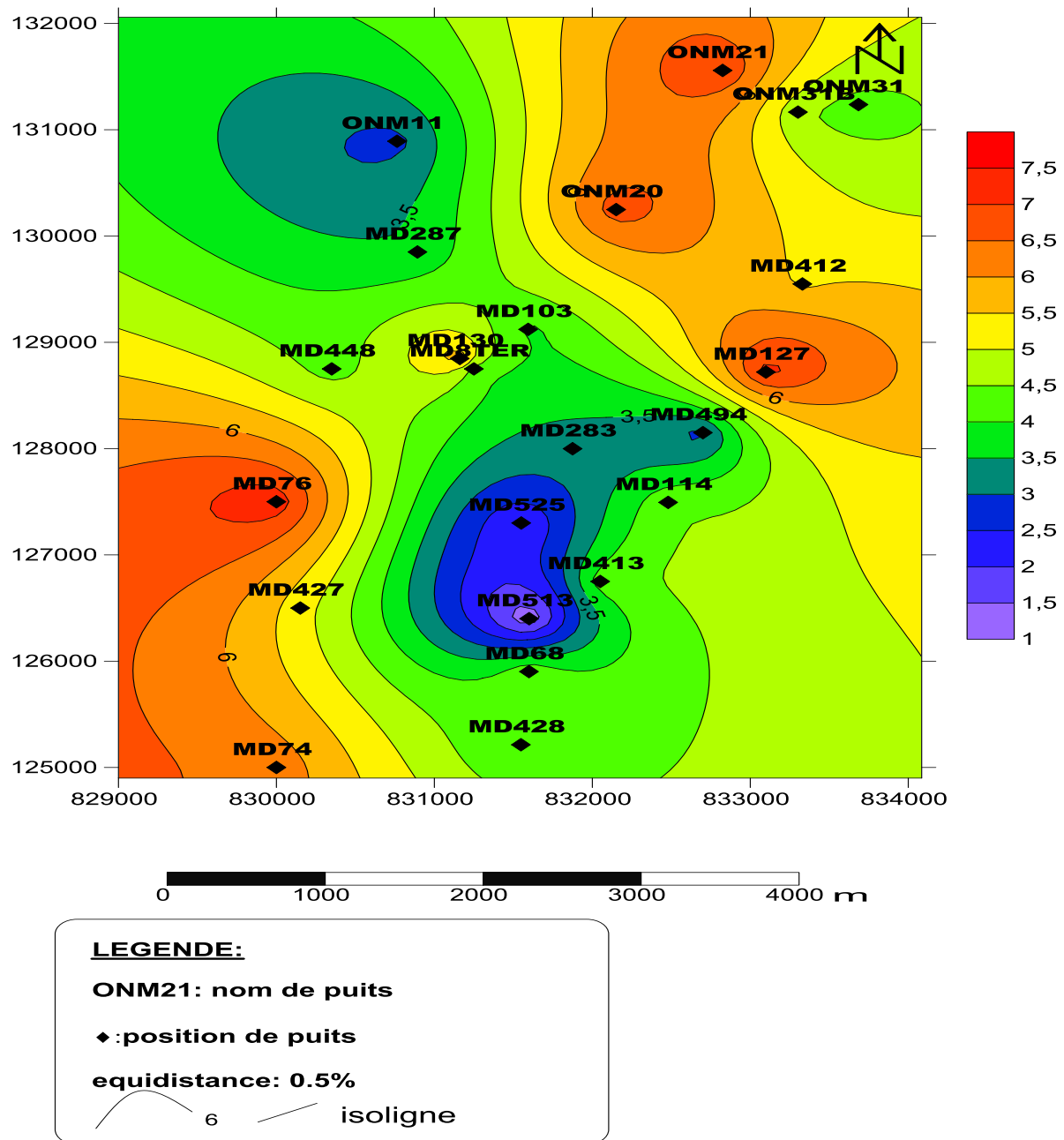


Figure. III.40: Carte en isoporosité du réservoir Cambrien R1

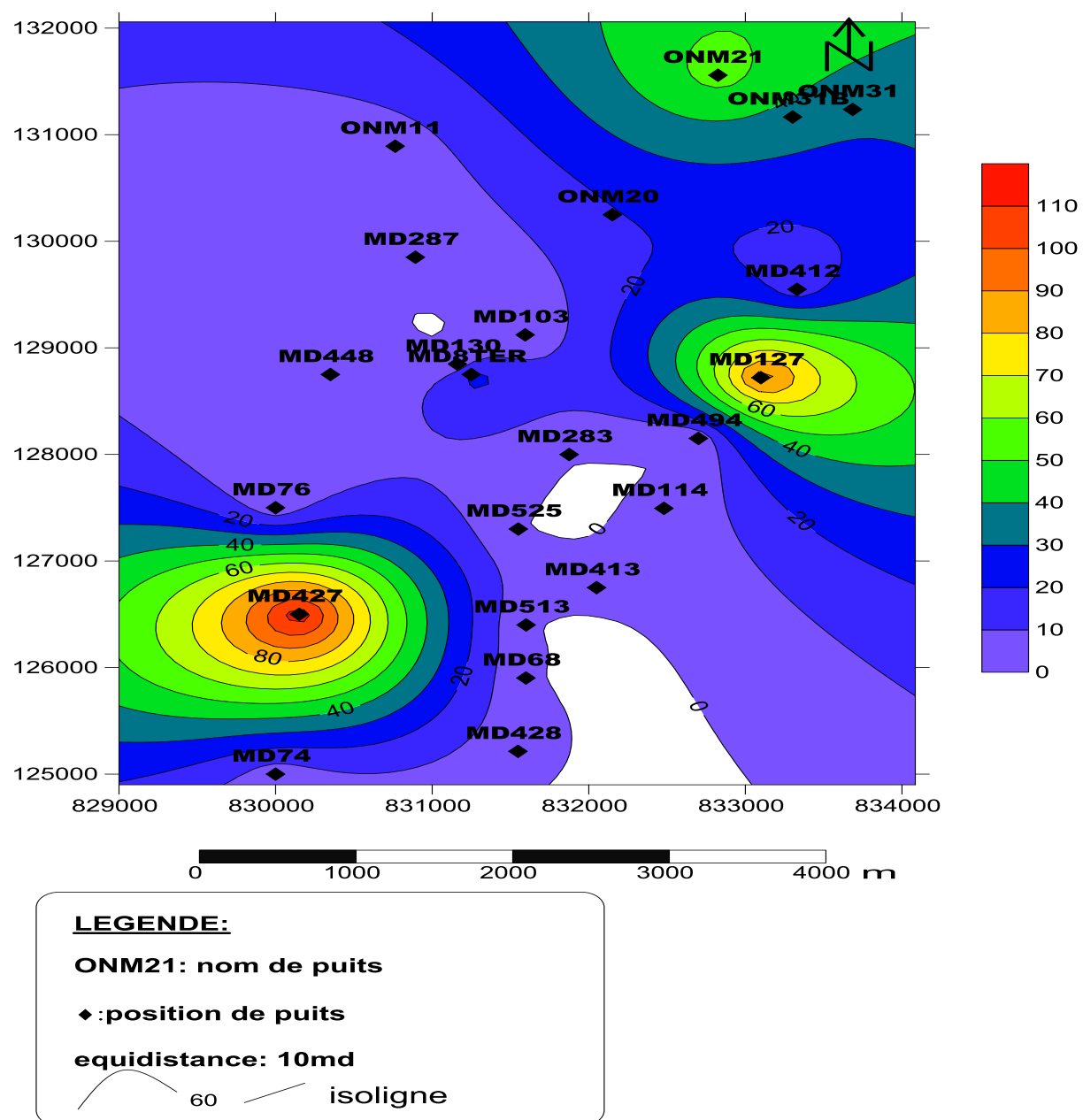


Figure. III.41: Carte en isoperméabilité du réservoir Cambrien R1

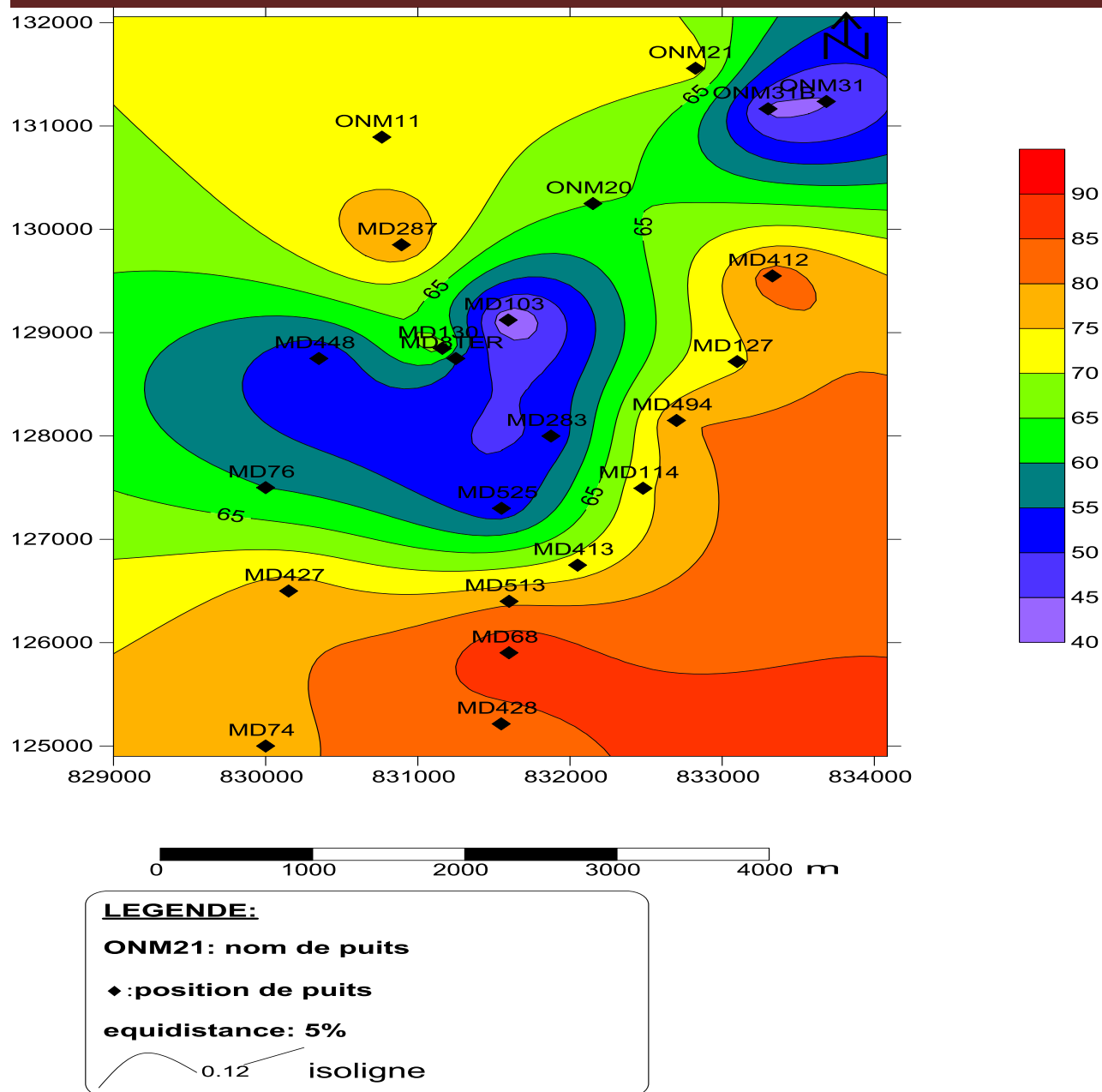


Figure. III.42: Carte en isosaturation du réservoir Cambrien R1

III.6.CONCLUSION

L'étude des paramètres pétrophysiques et les interprétations des histogrammes de la porosité , de la perméabilité et des courbes de corrélation entre la porosité et la perméabilité de la zone 15 montrent que :

la zone 15 est subdivisé en deux zones principales qui sont :

- ❖ une zone Nord-Est et une zone Sud-Ouest caractérisées par des paramètres pétrophysiques moyens.
 - ❖ une zone Nord-Ouest et une zone Sud-Est caractérisées par de faibles paramètres pétrophysiques.
- L'histogramme de la porosité montre une distribution unimodale, ce qui nous a permis de confirmer l'existence d'un seul type de porosité (porosité primaire).
 - L'histogramme de la perméabilité, exprime une distribution bimodale qui est probablement due à l'influence prépondérante de la proximité d'une faille au détriment de l'hétérogénéité du réservoir Cambrien R1 (R_a+R_i) et de la perméabilité matricielle secondaire (fracturation).
 - L'analyse de la courbe de corrélation entre la perméabilité et la porosité au niveau de la zone 15, indique une faible corrélation entre ces deux paramètres ($R=0.18035$), cela est due à l'hétérogénéité du réservoir Cambrien R1 (R_a+R_i) et à la présence des niveaux silteux et argileux.

CONCLUSION GENERALE

La caractérisation quantitative et qualitative du réservoir Cambrien R1 (Ra+Ri) de la zone 15 du champ de Hassi Messaoud nous a permis d'obtenir les résultats suivants :

L'interprétation des cartes en isoépaisseur et les corrélations diagraphiques entre les différentes drains qui ont été réalisées sur la structure de la zone 15 montrent que :

- La zone 15 située à l'Est du champ de Hassi Messaoud présente un anticlinal érodé au centre.
- Les failles majeures affectent le réservoir Cambrien R1 (Ra+Ri) pour subdiviser la zone 15 en 3 secteurs qui sont :
 - Un secteur situé au Nord.
 - Un secteur situé au Sud-Est.
 - Un secteur situé au Sud-Ouest.
- L'épaisseur totale du réservoir Cambrien R1 (Ra+Ri) est variable, elle augmente du Nord-Est vers le Sud-Ouest.
- La discordance hercynienne est important au centre (aux niveaux des drains D3 et D5) de la zone 15.
- L'absence du drain D4 dans le secteur d'étude est probablement due au non dépôt.
- La zone de passage et les drains D1 et ID sont complètement conservées dans toute la zone d'étude.
- Le drain D2 est partialement conservé dans la zone d'étude.

- ✓ L'étude des paramètres pétrophysiques et les interprétations des histogrammes de la porosité, de la perméabilité et des courbes de corrélation entre la porosité et la perméabilité de la zone 15 montrent que :

la zone 15 est subdivisée en deux zones principales qui sont :

- une zone Nord-Est et une zone Sud-Ouest caractérisées par des paramètres pétrophysiques moyens.
 - une zone Nord-Ouest et une zone Sud-Est caractérisées par de faibles paramètres pétrophysiques.
- L'histogramme de la porosité montre une distribution unimodale, ce qui nous a permis de confirmer l'existence d'un seul type de porosité (porosité primaire).
 - L'histogramme de la perméabilité, exprime une distribution bimodale qui est probablement due à l'influence prépondérante de la proximité d'une faille au détriment de l'hétérogénéité du réservoir Cambrien R1 (Ra+Ri) et de la perméabilité matricielle secondaire (fracturation).
 - L'analyse de la courbe de corrélation entre la perméabilité et la porosité au niveau de la zone 15, indique une faible corrélation entre ces deux paramètres ($R=0.18035$), cela est due à l'hétérogénéité du réservoir Cambrien R1 (Ra+Ri) et à la présence des niveaux silteux et argileux.
- ✓ Les réserves d'huile du réservoir Cambrien R1 (Ra+Ri) sont estimées à :
 - Réserves d'huile en place $132,60.10^6$ Tonnes.
 - Réserves d'huile récupérable $79,56.10^6$ Tonnes.

Recommandations

A la base de notre étude, il serait souhaitable de réaliser les travaux suivants :

- ✓ Une étude pétrographique et sédimentologique très poussée pour mieux caractériser le réservoir Cambrien R1 (Ra+Ri).
- ✓ Une fracturation hydraulique au niveau du drain D3 pour améliorer la perméabilité.
- ✓ Une implantation de nouveaux puits productifs au Sud-Ouest et au Nord-Est de la zone d'étude.

Bibliographie

- ATALLAH, B .et OUAGGADI, K. (2015). *Etude géologique et pétrophysique du Réservoir Cambrien du champ de Hassi Messaoud (secteur Est- la zone 15)*. MFE Ing d'état, F.H.C.UMBB. Boumerdés .Algérie
- ALIEV, M. (1974). *Structures géologiques et perspectives pétrolières du Sahara algérien*. Edition Altamira Rotopress, Madrid .Espagne.
- ASSES, A. (2016) - *Cours de province petrogazeifères*, F.H.C.UMBB. Boumerdés .Algérie.
- BALDUCCHI, A., BLAN, J.P. (1960). *Structure de Hassi Messaoud. Etude de sub-surface*. Rap. Interne SNREPALE.
- BEICIP, FRANLAB. (1995). *Prévision du modèle géologique du champ.de HASSI MESSAOUD*. Rap. interne CRD SONATRACH .
- BELLAIR, P. et POMEROL, C. (1982). *Elément de géologie*. Edition Armand COLLIN.
- BENRABAH, B. et KAPROV, P.(1980). *Relation entre la lithologie et les caractéristiques pétrophysiques dans les grés cambriens de la zone I de Hassi Messaoud*. Rap. Interne CRD SONATRACH.
- BOUDJEMAA, A. (1987). *Evolution structurale du bassin pétrolier (triasique) du Sahara Nord Oriental (Algérie)*. Thèse. Univ Orsay. Paris France.
- CHAOUCHI, R. (1990). *Etude des caractéristiques à la base du trend du Réservoir R (Ri+Ra) de la partie Sud du champ de Hassi Messaoud. Province triasique*. Thèse de doctorat. IPGM. Moscou. URSS.
- CHAOUCHI, R. (2016) .*Cours de géostatistique*, F.H.C.UMBB. Boumerdés .Algérie
- CHAOUCHI, R. (2016). *Cours de calcul des réserves*, F.H.C.UMBB. Boumerdés .Algérie
- COSSE, R. (1988) .*Techniques d'exploitation pétrolière «Le gisement»*.
- ECHIKH, K. (1973). *Géologie des provinces pétrolifères de l'Algérie*. Edition INHC. Boumerdés .Algérie.
- KHELLAF, A. (1990). *Application des statistiques en vue de la délimitation du réservoir Ra dans la partie Sud du gisement de Hassi Messaoud*. Thèse de doctorat. Univ Besancon. France.
- KELKAR, M. (2000). *Applied Geostatistic for reservoir characterization*. University of Tulsa. USA.

Bibliographie

- *MPNTADERT, L. (1963). La sédimentologie et l'étude détaillée des hétérogénéités d'un réservoir : application au gisement de Hassi Messaoud. Int : Colloque de l'ARTEP, Rev. Inst. France. Pétrole.*
- *MACORD, M. (1987). Champ de Hassi Messaoud Algérie. Edition technip*
- *PERRODON, M.A. (1966). Géologie du pétrole. Presse univ. France, Paris, 440 p.*
- *SONATRACH et SCHLUMBERGER. (2007). Well Evaluation Conférence «WEC». Hilton Alger, Algérie*
- *SAPORTA, G. (1991). Probabilité et analyse des données statistiques.*