

REPUBLIQUE ALGERIENNE DEMOCRATIQUE ET POPULAIRE
Ministère de l'Enseignement Supérieur et de la Recherche Scientifique

UNIVERSITE KASDI MERBAH _OUARGLA



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

Département de forage

Mémoire de fin d'études
En vue de l'obtention du diplôme de master
Option : FORAGE

Présenté par :

Barhouchi Akram, Laichi Billal, Boutalbi Hilal

-Thème-

**Contribution à l'étude pétrophysique et cartographique dans le champ
de Hassi Messaoud Sud-est de l'Algérie**

Soutenu le : 08 /06/2022

Devant le jury :

Président : Lannani Sadek

Encadreur : Fenazi Bilal

Examineur : Mecibeh Ilyes

Année Universitaire : 2021/2022

REMERCIEMENTS

Nous voudrions remercier, en premier **ALLAH**, de nous avoir donnés la puissance et la force pour achever notre travail.

Qu'il nous soit permis avant toute chose d'exprimer notre reconnaissance envers toutes les personnes qui de près ou de loin nous ont soutenu dans notre effort et ont contribué ainsi à la réalisation de ce mémoire.

Nous remerciant chaleureusement nos parents qui ont contribué à l'élaboration de ce mémoire que'ils trouvent ici l'expression de notre profonde gratitude et respect.

Toute notre infinie gratitude va à notre promoteur, **Fenazi Bilal**, pour son encadrement et ses conseils précieux.

Nous adressons aussi notre vif remerciement aux membres des jurys pour avoir bien voulu examiner et juger ce travail.

Nous ne laisserons pas cette occasion passer, sans remercier tous les enseignants et le personnel de l'université **KASDI MERBAH OUARGLA** et particulièrement ceux de la section forage pour leur aide et leurs précieux conseils et pour l'intérêt qu'ils portent à notre formation.

Enfin, mes remerciements à tous ceux qui ont contribué de près ou de loin au bon déroulement de ce projet.

DEDICACES

A ma très chère mère

Quoi que je fasse ou que je dise, je ne saurai point te remercier comme il se doit. Ton affection me couvre, ta bienveillance me guide et ta présence à mes côtés a toujours été ma source de force pour affronter les différents obstacles.

A mon très cher père paix à son âme

Tu as toujours été à mes côtés pour me soutenir et m'encourager. Que ce travail traduit ma gratitude et mon affection.

A mes très chers amis Bilal, Hilal Youcef, Ali, Raouf et Rezak

Puisse Dieu vous donne santé, bonheur, courage et surtout réussite.

Barhouchi Akram.

DEDICACES

*Je dédie ce modeste travail à mes très chers
parents qui ont
consenti à beaucoup de sacrifices pour me
permettre de réaliser
mes objectifs*

*A mes Amis qui sèment le bonheur dans mon
chemin*

*Je dédie également ce travail à tous ceux qui
m'ont orienté
durant ma vie et qui ont su me montrer le
droit chemin, à ceux
qui m'ont apporté, amour, encouragement et
compréhension pour
mener à bien mes études.*

Laichi Billal.

DEDICACES

A ma très chère mère

Quoi que je fasse ou que je dise, je ne saurai point te remercier comme il se doit. Ton affection me couvre, ta bienveillance me guide et ta présence à mes côtés a toujours été ma source de force pour affronter les différents obstacles.

A mon très cher père

Tu as toujours été à mes côtés pour me soutenir et m'encourager. Que ce travail traduit ma gratitude et mon affection.

A mes très chers amis Billal , akram , aymen , mahdi , khalil , soussa , Oussama , Akram , Zaid ,

Puisse Dieu vous donne santé, bonheur, courage et surtout réussite

Boutalbi Hilal

Sommaire

Remerciement

Dédicace

Liste des figures

Liste des tableaux

Résumé

Introduction générale.....12

Chapitre 01 : Généralité sur le champ Hassi Messaoud

1. Introduction.....	15
2. Historique de la région de Hassi-Messaoud.....	15
3. Situation géographique.....	16
4. Situation géologique.....	18
5. Tectonique du champ.....	19
6. La structuration actuelle de la plateforme Saharienne.....	20
7. La migration des hydrocarbures.....	23
8. Description du réservoir.....	23
9. Caractéristiques de fluide.....	25
10. Zonation du champ Hassi-Messaoud.....	25
11. Présentation de la zone 7.....	26
12. Description structurale de la zone 7.....	28
13. Conclusion.....	28

Chapitre 02 : caractérisation d'un réservoir d'hydrocarbures

1. Introduction.....	30
2. Les roches réservoirs.....	30
3. Types de réservoir.....	31
3.1. Les réservoirs non consolidés.....	31
3.2. Les réservoirs carbonatés.....	32
3.3. Les socles.....	32
4. Caractérisation du réservoir.....	32
4.1. Les diagraphies.....	32
4.2. Les données sismiques.....	33
5. Paramètres caractérisant les réservoirs.....	33
5.1. La porosité.....	33

5.1. a. Les différents types de porosité.....	35
5.2. La perméabilité.....	35
5.2.a. Types de perméabilités.....	36
5.3. La saturation.....	38
5.4. Géométrie.....	38
5.5. Connectivité.....	38
5.6. Tortuosité.....	38
6. Conclusion.....	39

Chapitre 03 : Interprétation pétrophysique et cartographique

1. Introduction.....	41
2. Analyse structurale de réservoir Ra.....	41
2.1. La carte isobathe du toit du réservoir Ra.....	41
2.2. Carte isobathe du mur de Ra.....	42
2.3. Les cartes isopaques.....	43
2.3.1. Carte isopaque de Ra.....	43
2.3.2. Carte isopaque de la zone de passage Zpsg.....	43
2.3.3. Carte isopaque du drain D1.....	44
2.3.4. Carte isopaque de l'interdrain ID.....	45
2.3.5. Carte isopaque du drain D2.....	45
2.3.6. Carte isopaque du drain D3.....	46
2.4- coupes géologiques corrélatives de la zone 7.....	47
3 – Analyse pétrophysique de réservoir Ra.....	52
3.1 - Interprétation des cartes isoporosité.....	53
3.1.1 - carte isoporosité de Z-psg.....	53
3.1.2 –carte isoporosité du drain D1.....	54
3.1.3 –carte isoporosité de l'interdrain ID.....	55
3.1.4 –carte isoporosité du drain D2.....	56
3.1.5 –carte isoporosité du drain D3.....	57
3.2 – Interprétation des cartes isoperméabilité.....	58
3.2.1- carte isoperméabilité de la zone de passage Z-psg.....	58
3.2.2- carte isoperméabilité du drain D1.....	59

3.2.3- carte isoperméabilité de l'interdrain ID.....	60
3.2.4- carte isoperméabilité du drain D2.....	61
3.2.5- carte isoperméabilité du drain D3.....	62
4. Conclusion.....	63
Conclusion Générale	65
Recommandation	
Références	

Liste des figures

Chapitre 1 :

Figure 1 : Situation géographique champs Hassi Messaoud.....	17
Figure 2 : situation géologique champ Hassi Messaoud.....	18
Figure 3 : Cadre géologique du champ de Hassi Messaoud.....	19
Figure 4 : profile géologique Hassi Messaoud.....	20
Figure 5 : Les zones du champ de Hassi Messaoud.....	26
Figure 6 : Statut des puits de la zone 7 du champ de Hassi Messaoud.....	27

Chapitre 2 :

Figure 7 : Schéma d'une roche réservoir.....	31
Figure 8 : porosité primaire.....	34
Figure 9 : porosité secondaire.....	35
Figure 10 : L'expérience de darcy.....	36
Figure 11 : Types de perméabilités.....	37

Chapitre 3 :

Figure 12 : carte isobathe du toit de Ra.....	41
Figure 13 : carte isobathe du mur de Ra.....	42
Figure 14 : carte isopaque de Ra.....	43
Figure 15 : carte isopaque de la zone de passage (Z-psg).....	44
Figure 16 : carte iso-épaisseur de D1.....	44
Figure 17 : carte isopaque d'ID.....	45
Figure 18 : carte isopaque de D2.....	46
Figure 19 : carte isopaque de D3.....	46
Figure 20 : corrélation entre les puits (OMKZ303 – OMO81).....	47
Figure 21 : coupe géologique de la zone 7 du SE au NO.....	48
Figure 22 : corrélation entre les puits (OMO151 – OMOZ 232).....	49
Figure 23 : coupe géologique de la zone 7 du NO au SE.....	50
Figure 24 : corrélation entre les puits (OMO 242 – OMO 473).....	51
Figure 25 : coupe géologique de la zone 7 du SO au NE.....	52
Figure 26 : carte isoporosité de Z-psg.....	53
Figure 27 : carte isoporosité de D1.....	54
Figure 28 : carte isoporosité d'ID.....	55
Figure 29 : carte isoporosité de D2.....	56

Figure 30 : carte isoporosité de D3.....	57
Figure 31 : carte isoperméabilité de Z-psg.....	58
Figure 32 : carte isoperméabilité de D1.....	59
Figure 33 : carte isoperméabilité d'ID.....	60
Figure 34 : carte isoperméabilité de D2.....	61
Figure 35 : carte isoperméabilité de D3.....	62

Liste des tableaux

Tableau 1 : la structure géologique du champ hassi masaoud.....	23
--	----

Résumé

Ce travail consiste à faire une contribution à l'étude pétrophysique et cartographique utilisant des modèles relatifs aux paramètres pétrophysiques et structurel de réservoir Ra de zone 7 champ Hassi Masaoud qui sont créés par logiciel Petrel afin de caractériser le réservoir, et permettent de localiser le futur emplacement des puits à forer.

Dans ce travail, les données diagraphiques, sédimentologiques et pétrophysiques de puits pétroliers du réservoir Ra champ hassi masaoud zone 7 ont été interprétées.

Par ailleurs, les résultats pétrophysiques (porosité, perméabilité) obtenus nous a fourni de nouvelles données concernant les paramètres géologiques et pétrophysiques de ce champ.

Mots clés : hassi masaoud, caractérisation, modèle géologique, cartes isovaleurs, pétrophysique.

Abstract

This work consists in making a contribution to the petrophysical and cartographic study using models relating to the petrophysical and structural parameters of the Ra reservoir of zone 7 Hassi Masaoud field which are created by Petrel software in order to characterize the reservoir, and make it possible to locate the future location of wells to be drilled.

In this work, the logging, sedimentological and petrophysical data of oil wells of the reservoir Ra field hassi masaoud zone 7 were interpreted.

In addition, the petrophysical results (porosity, permeability) obtained provided us with new data concerning the geological and petrophysical parameters of this field.

Key words : hassi masaoud, characterization, geologic model, isovaleurs cartes, petrophysic.

المخلص :

يتمثل هذا العمل في المساهمة في الدراسة البتروفيزيائية والخرائطية باستخدام نماذج تتعلق بالمعايير البتروفيزيائية والهيكلية لخزان رع في المنطقة 7 حاسي مسعود والتي تم إنشاؤها بواسطة برنامج Petrel من أجل وصف الخزان ، وجعل تحديد الموقع المستقبلي للآبار التي سيتم حفرها ممكناً .

في هذا العمل ، تم تفسير بيانات الآبار والطبقات الرسوبية والبيانات البتروفيزيائية لآبار النفط في خزان Ra الموجود في حاسي مسعود المنطقة 7.

بالإضافة إلى ذلك ، فإن النتائج البتروفيزيائية (المسامية ، النفاذية) التي تم الحصول عليها زودتنا ببيانات جديدة تتعلق بالمعايير الجيولوجية والبتروفيزيائية للحقل.

الكلمات المفتاحية : حاسي مسعود, خصائص, نمذجة جيولوجية, خرائط, بيتروفيزيائية.

Introduction générale :

Le pétrole est devenu la première source d'énergie développée par l'humanité. Elle représente la pire balance commerciale de la planète en termes de qualité et de quantité d'énergie. Il joue un rôle important dans la politique énergétique.

La géologie, la science de l'origine, de l'histoire, de la composition, des aspects physiques et du développement de la Terre, est un domaine complexe dans lequel les experts doivent intégrer la connaissance des multiples processus opérant dans l'univers tridimensionnel. Au cours des 200 dernières années, les géologues ont cartographié la surface de la Terre pour créer la carte géologique qui sous-tend tout travail ou recherche géologique. Les cartes créées à la suite de travaux de terrain et d'interprétation de données représentent souvent la géologie de la surface de la Terre et permettent l'archivage et la transmission d'informations géologiques.

Aujourd'hui, les représentations 3D (souvent appelées modèles 3D) sont de plus en plus populaires parmi les chercheurs, les agences gouvernementales et l'industrie des géosciences. En fait, les géologues ont essayé de visualiser les objets géologiques en trois dimensions et de comprendre leur relation avec leur environnement tridimensionnel. En plus de fournir des visualisations géologiques plus réalistes, les modèles géologiques 3D permettent une meilleure compréhension et interprétation de la géologie avec un accès explicite à la troisième dimension. En effet, les modèles 3D et les outils numériques utilisés pour les construire et les manipuler permettent d'analyser simultanément les trois dimensions des systèmes géologiques (longueur, largeur et hauteur) et leurs propriétés (comme la porosité, la résistivité, les concentrations en métaux, etc.) À ce titre, ils peuvent aider à l'interprétation des experts en géosciences en intégrant des données hétérogènes de manière cohérente au sein d'un même système informatique. Cependant, l'utilisation de modèles géologiques 3D ne remplace pas l'utilisation de plans d'étage, mais peut les compléter et offrir une meilleure perspective pour la représentation, l'analyse et la compréhension de l'environnement géologique. Afin de construire un modèle 3D d'un environnement géologique, des outils numériques spécialement conçus pour stocker et manipuler des objets 3D doivent être utilisés. (1)

Le champ de Hassi-Messaoud contient certains des réservoirs de pétrole les plus grands et les plus complexes au monde.

De par sa superficie d'environ 2500 Km² et ses importantes réserves en place, il reste encore le plus grand champ d'Algérie. (2)

Dans l'histoire géologique, ce champ a d'une part connu une évolution tectonique intense caractérisée par des sédimentations distinctes. D'autre part, par diagenèse dans le réservoir, lors de l'enfouissement au cours de la période géologique jusqu'à ce que le gisement ait sa forme ou sa structure actuelle. Ces événements peuvent parfois améliorer les paramètres pétrophysiques (fracturation hydraulique naturelle, dissolution, etc.) comme ils peuvent les réduire (réduction de la porosité, cimentation due aux phénomènes de contrainte de dissolution, formation de matrice à petits grains, etc....). (3)

Objet de l'étude

Dans ce contexte, on va étudier le thème qui consiste à faire une contribution à l'étude pétrophysique et cartographique de la zone 7_(partie du champ pétrolier du Hassi Messaoud).

Plan du mémoire

Ce mémoire est subdivisé en trois (03) chapitres :

Chapitre 01 : Généralité et description de la région

- Généralité sur le champ Hassi Messaoud.
- Description de la zone d'étude (la zone 7).

Chapitre 02 : caractérisation d'un réservoir d'hydrocarbures.

Chapitre 03 : Interprétation pétrophysique et cartographique.

CHAPITRE 1 :

Généralité sur le champ

Hassi Messaoud

1. Introduction

Le gisement de Hassi Messaoud est l'un des gisements les plus vastes et les plus complexes au monde. Historiquement, le gisement a subi une intense évolution tectonique lors de l'enfouissement jusqu'à atteindre sa forme actuelle. Ces événements peuvent améliorer les paramètres pétrophysiques (fracturation naturelle, dissolution, etc...) comme ils peuvent les réduire (réduction de la porosité, cimentation des grains, formation de matrice à petits grains, formation de barrières imperméables, etc... ..).

Ce champ s'étend sur une superficie voisine de 2500 km². Découvert en 1956 et mis en production en 1958, le gisement de Hassi Messaoud continue, après plus de 50 ans, de fournir à l'Algérie cette ressource naturelle qu'est le pétrole brut. Des investissements importants ont été réalisés et d'autres le seront dans le futur pour extraire le maximum de pétrole et augmenter ainsi la récupération finale. (4)

2. Historique de la région de Hassi-Messaoud :

Après la mise en évidence par la sismique réfraction de la structure de Hassi-Messaoud comme étant un vaste dôme structural (une structure géologique capable de constituer un piège pour les hydrocarbures), les ingénieurs géologues et techniciens de la compagnie Française SN. REPAL (société Nationale de recherche pétrolière en Algérie) dans les années 50 pour aboutir au 1er forage du puits MD1 le 16 janvier 1956.

Six mois plus tard, le 15 juin ce forage a mis en évidence une importante accumulation d'huile dans les grès cambriens à une profondeur de 3338 m et une pression de gisement très importantes.

En Mai 1957, la Compagnie Française des Pétroles d'Algérie (C.F.P.A) réalise un puits OM1 à environ 7 Km au Nord-Nord-Ouest du puits MD1 dans la partie nord du champ de Hassi Messaoud qui lui a été concédé, ce forage confirmait l'existence d'huile dans les grès du Cambrien.

Depuis ces deux découvertes le forage n'a pas cessé, la mise en production avait commencé en 1958 avec 20 puits d'exploitation, bien au contraire, vu la demande nationale et Internationale en pétrole, pour arriver en 2004 au nombre incroyable de puits forés d'environ 1200.

Par la suite, le champ de Hassi-Messaoud fut divisé en deux concessions distinctes : C.F.P.A pour le champ Nord. SN. REPAL pour le champ Sud.

Au début, l'exploitation de l'huile avait commencé par déplétion naturelle, la pression de gisement était de 480 kg/cm². Après plus de 40 ans de production, la pression a chuté de 200 kg/cm² ce qui a incité à l'utilisation des méthodes de récupération secondaires (injection de gaz, injection d'eau). La récupération de l'huile se fait essentiellement par injection de gaz miscible. (3)

3. Situation géographique :

Le champ de Hassi Messaoud se situe au Nord-Est du Sahara Algérien, à 850 km au Sud-Est d'Alger et 350km de la frontière Algéro-tunisienne et en bordure du grand erg oriental.

Les dimensions du champ atteignent 2500 Km², il est limité au Nord par Touggourt et au Sud par Gassi-Touil, et à l'Ouest par Ouargla.

Son repérage en coordonnées géographiques est le suivant :

- Au Nord par la latitude 32°15 N.
- Au Sud par la latitude 31°30 N.
- A l'Ouest par la longitude 5°40 N.
- A l'Est par la longitude 6°35 N.

Et en coordonnées Lambert :

- X= 790.000 à 840.000 Est.
- Y= 110.000 à 150.000 Nord.

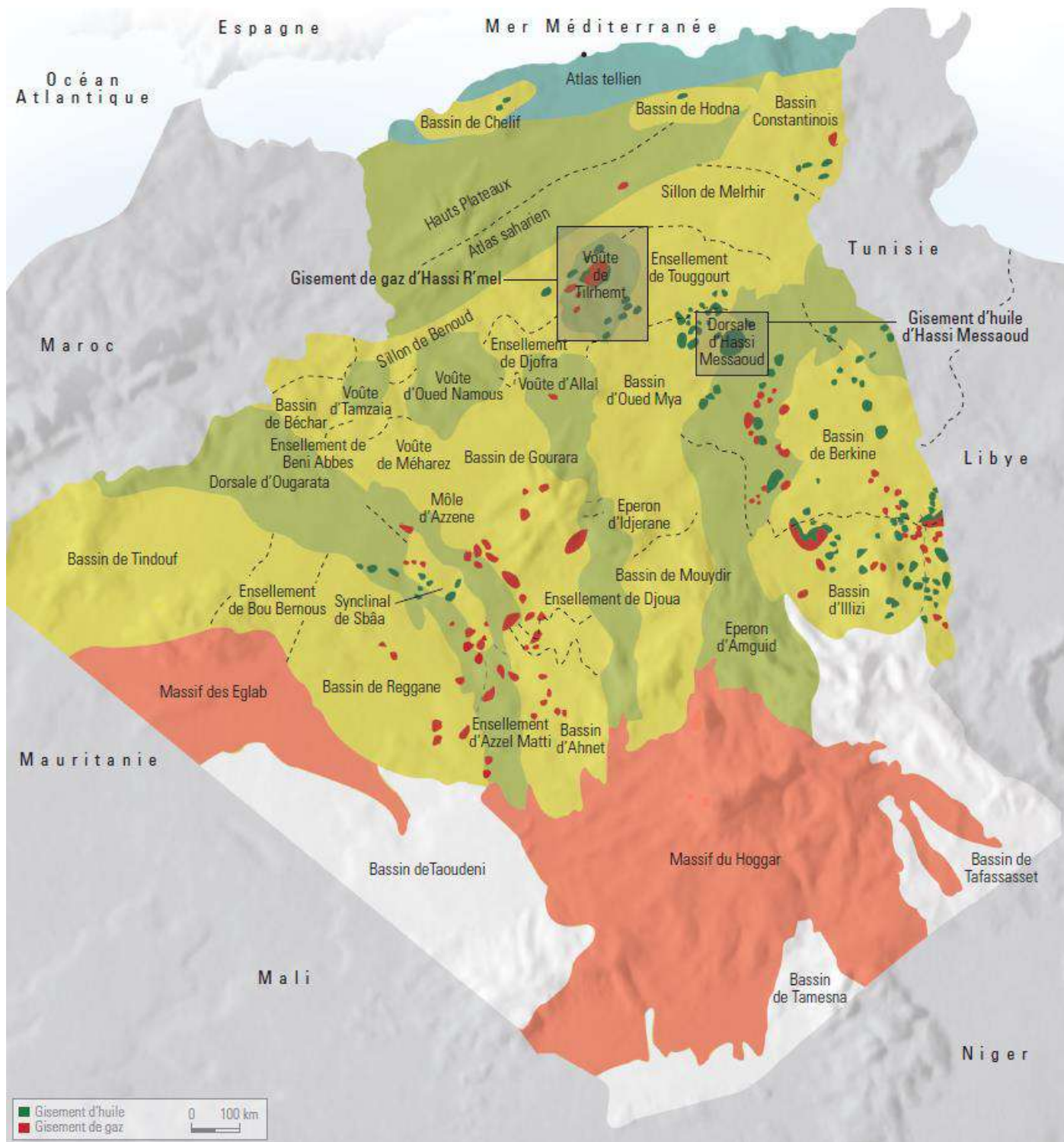


FIG 1 : Situation géographique champs Hassi Messaoud (10)

4. Situation géologique

Le champ de Hassi Messaoud occupe la partie centrale de la province triasique. Le plus grand gisement de pétrole d'Algérie qui s'étend sur 53x44 km de superficie et des réserves, les dimensions du champ atteignent 2500 km² avec une surface imprégnée d'huile d'environ 1600km².

Il est limité du point de vue structure géologique par les structures suivantes :

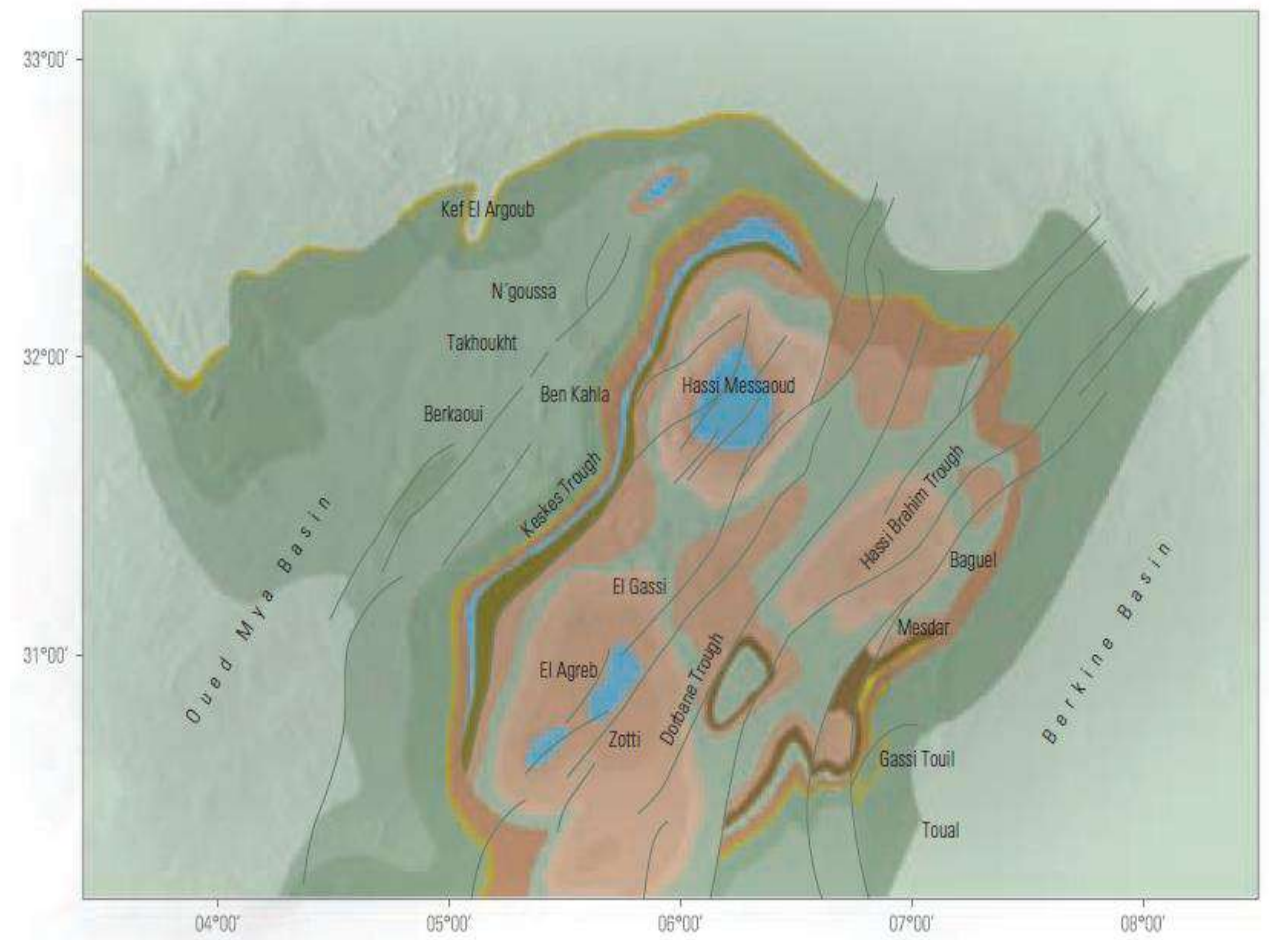


Fig. 2 : situation géologique champ Hassi Messaoud (10)

- A l'Ouest par la dépression de l'Oued Mya.
- Au Nord par la structure Djemmâa-Touggourt.
- Au Sud par le môle d'Amguid El Biod.
- A l'Est par les hauts fonds de Dahar, Rhourde El Baguel et la dépression de Ghadames.

Du point de vue gisement il est limité par :

- Au Nord-Ouest par les gisements d'Ouargla (Gellala, Ben Kahla et Haoud Berkaoui).
- Au Sud-Ouest par les gisements d'El Gassi, Zotti et Al Agreb.
- Au Sud-Est par les gisements Rhourde El Baguel et Mesdar. (3)

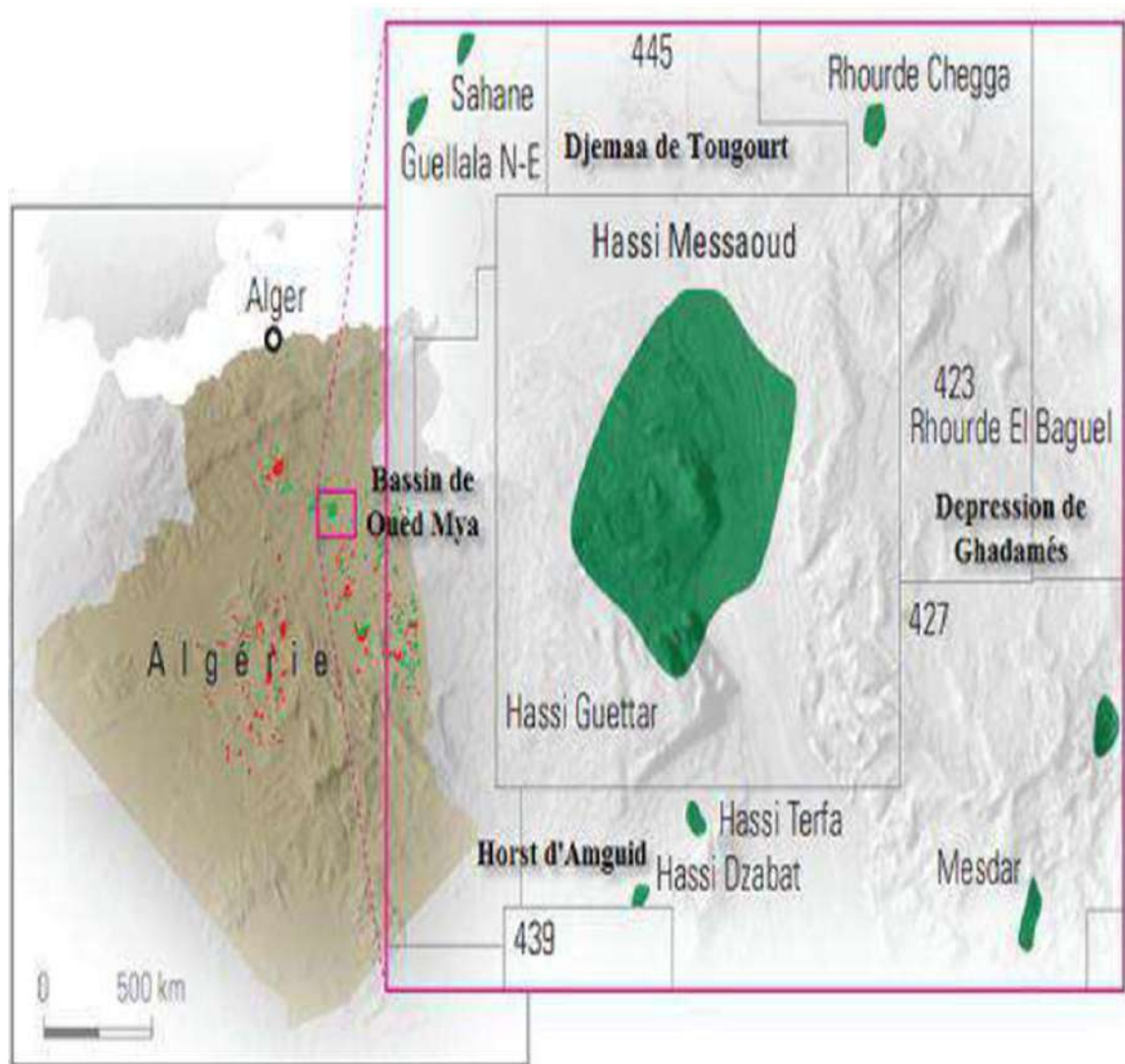


Fig. 3 : Cadre géologique du champ de Hassi Messaoud (8)

5. Tectonique du champ :

La structure de Hassi Messaoud se développe en un **vaste anticlinal** subcirculaire de 45 km De diamètre, de direction : Nord – Est/ SUD- Ouest. Il est partiellement fissuré et les fissures sont dues aux mouvements tectoniques des plaques qui ont fait que la structure est devenue anticlinale.

Les accidents affectant le réservoir sont les deux types :

- Les failles de direction subméridienne et ainsi que d'autres failles qui sont Perpendiculaire de direction Nord-Ouest / sud-est, ce qui fait ressortir le caractère Tectonique.
- Les cassures sans rejets qui ont un grand effet sur la fracturation du réservoir les puits secs sont généralement liés aux accidents tectoniques aux fractures qui leurs sont associées.(5)

6. La structuration actuelle de la plateforme Saharienne :

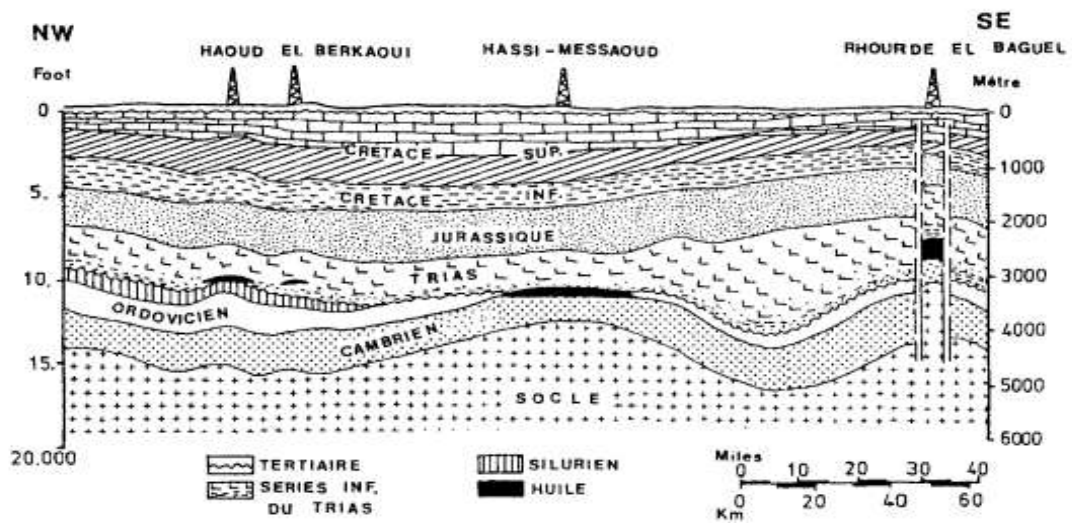


Fig. 4 : profile géologique Hassi Messaoud (11)

ERE	SYST	ETAGES		Ep moy	DESCRIPTION	
CENO- ZOIQUE	NEOGENE	MIO-PLIOCENE		240	Sable, calcaire, marne sableuse	
		Discordance alpine				
		EOCENE		120	Sable, calcaire a silex	
MESOZOIQUE	CRETACE	SENONIEN	CARBONATE	107	Calcaire, dolomie, anhydrite	
			ANHYDRITIQUE	219	Anhydrite, marne, dolomie	
			SALIFERE	140	Sel massif et traces d'anhydrite	
		TURONIEN		90	Calcaire crayeux avec quelques niveaux argileux	
		CENOMANIEN		145	Anhydrite, marne, dolomie	
		ALBIEN		350	Grès, sable avec intercalations d'argile silteuse	
		APTIEN		25	Dolomie cristalline avec niveau argileux, calcaire	
		BARREMIEN		280	Argile, grès, dolomie	
		NEOCOMIEN		180	Argile, marne, dolomie, grès	
			JURASSIQUE	MALM		225
		DOG GER		ARGILEUX	105	Argile silteuse, marne dolomitique avec fines

	TRIAS				passées de grès	
			LAGUNAIRE	210	Anhydrite, marne dolomitique, marne grise	
		LIAS	L.D 1	65	Dolomitique, marne	
			L.S 1	90	Alternances sel, anhydrite et argile	
			L.D 2	55	Anhydrite et dolomie cristalline	
			L.S 2	60	Alternances sel et argile	
			L.D 3	30	Alternances de dolomie et de marne	
		TRIAS	SALIFERE	TS 1	46	Alternances de sel, d'anhydrite et dolomie
				TS 2	189	Sel massif a intercalations d'anhydrite et argile gypsifère
				TS 3	202	Sel massif et traces d'argile
	ARGILEUX		113	Argile rouge dolomitique ou silteuse injectée de sel et d'anhydrite		
	GRESEUX		35	Sel, d'anhydrite		
	ERUPTIF		0-92	Andésites altérées		

PALEOZOIQUE	ORDOVICIE	QUARTZITES D'EL HAMRA	75	Quartzites fins avec traces de tagilites
--------------------	------------------	-----------------------	----	--

		GRES D'EL ATCHANE	25	Grès fins a ciment argileux, bicurieux
		ARGILES D'EL GASSI	50	Argiles schisteuses, vertes ou noires, glauconieuses a graptolithes
		ZONE DES ALTERNANCES	20	Alternance de grès et argile. Présence de tagilites
	CAMBRIEN	Ri	50	Grès isométriques, fins, silteux
		Ra	120	Grès a grès quartzitiques anisométriques à niveaux de silts
		R2	100	Grès moyens a grossiers à ciment argileux illitique
		R3	300	Grès grossier a ciment argileux, argile silteuse
		INFRA-CAMBRIEN	45	Grès argileux rouges
SOCLE				Granite porphyroïde rose

Tableau 1 : la structure géologique du champ hassi masaoud

7. La migration des hydrocarbures

Les accumulations d'hydrocarbures au gisement de Hassi Messaoud et à tous les gisements adjacents proviendront probablement des bassins de Ghadamès et d'Illizi à l'est et des bassins d'Oued Mya à l'ouest. La migration primaire et la recharge de ces gisements se sont produites au sein du Silurien puis à travers le niveau gréseux du Trias (migration secondaire) au contact de la discordance hercynienne. Le réservoir cambrien-ordovicien exposé sur la discordance hercynienne est reconstitué par le grès et la surface d'érosion du triasique au nord et au nord-ouest de la voie de migration.

8. Description du réservoir

Le gisement de Hassi-Messaoud se caractérise comme on l'a dit ci très haut par son réservoir cambro-ordovicien. Sa profondeur varie entre 3100 et 3380m.

Son épaisseur va jusqu'à 200 m. La légèreté de son huile avec un degré API de 45.4 Sa pressions initiale s'élevait jusqu'à 482 kg / cm² pour un point de bulle compris entre 140 kg/cm² et 200 kg /cm². Le champ HMD fait partie de la province orientale de la plateforme saharienne. Cette province contient les principales accumulations des hydrocarbures du Sahara.

A Hassi Messaoud les hydrocarbures se trouvent dans le cambro-ordovicien qui subdivise de bas en haut en :

- a) Grès de Hassi Messaoud.
- b) Grès d'EL- GASSI partie inférieure de l'argile gréseuse de l'oued Mya. La discordance Hercynienne a érodé une bonne partie des termes du paléozoïque donc, c'est le Trias qui constitue la couverture du réservoir.

Les argiles noires du Silurien, à 40 km au Nord – Ouest de Hassi Messaoud, riches en Kérogène (matière organique), sont supposées être la roche mère. (3)

Le gisement est localisé dans les 3 niveaux réservoirs du Cambrien (Ri, Ra, R2, R3). Les paramètres s'améliorent de bas en haut.

La description des niveaux dans le gisement est la suivante :

- Dans le **R3** la porosité varie entre 5 et 10% et la perméabilité plus petite (1md et quelque fois nulle).
 - Dans le **R2** la porosité augmente de 10 à 13% et la perméabilité reste la même (faible).
 - La zone **Ra** est le réservoir principal. Son épaisseur est 100m l'Est et 145m à l'Ouest. C'est un grès mal classé ou la taille de grains varie beaucoup et parfois reste même supérieur à 1mm. Les lits (bancs) grossiers intercalés par des bancs plus fins de quelques mm d'épaisseurs où la stratification est oblique.
- La perméabilité à travers les niveaux poreux varie entre 60 et plus de 100md. La porosité est comprise entre 4 et 20%.
- Dans le **Ri** les grains ont la même taille, ne dépasse jamais de 1mm. Ce sont des quartzites fins à moyens et surtout mal classés. Leur porosité est faible en moyenne, quelque dizaine de md et la porosité ne dépasse pas 10 ou 15%.

L'épaisseur totale de la partie productive du réservoir cambrien atteint 100-120 mètres. La saturation en huile constitue 85%. Le débit moyen est égal à 300-350 m³/jour, par puits peut varier entre 100 et 1900 m³ /jour. (6)

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

- Zone grossière inférieure (Ra inférieure)
- Zone fine médiane (Ra moyen)
- 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-conglomériques, avec absence de tagilites.
- **ID** : Niveaux plus minces et fréquence plus grande des niveaux silteux, avec présence locale de tagilites. Il marque un passage 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.(6)

9. Caractéristiques de fluide :

- Huile légère.
- Densité moyenne en surface : $\rho_o = 0.8$ (API = 45°)
- La pression de gisement variable : $P_g = 120$ à 400 Kgf/cm²
- Température de gisement est de : $T = 120^\circ\text{C}$
- La perméabilité varie de 0.1 md à 1000 md
- L'épaisseur de la zone productive peut atteindre 120 m maximum.
- Cote de référence : 3200 m
- La saturation en huile est de 80 % à 90 % maximum.
- La perméabilité est très variable : $K = 0$ à 1 Darcy.
- La viscosité : $\mu_o = 0.2$ Cp Le facteur volumétrique de fond moyen : $B_o = 1.7$ m³/m³.

10. Zonation du champ Hassi-Messaoud :

Le domaine est actuellement divisé en 25 zones de production. Ces régions sont relativement indépendantes et correspondent à un ensemble de puits qui communiquent entre

eux mais pas avec des régions adjacentes, et se comportent de la même manière du point de vue de la pression du gisement.

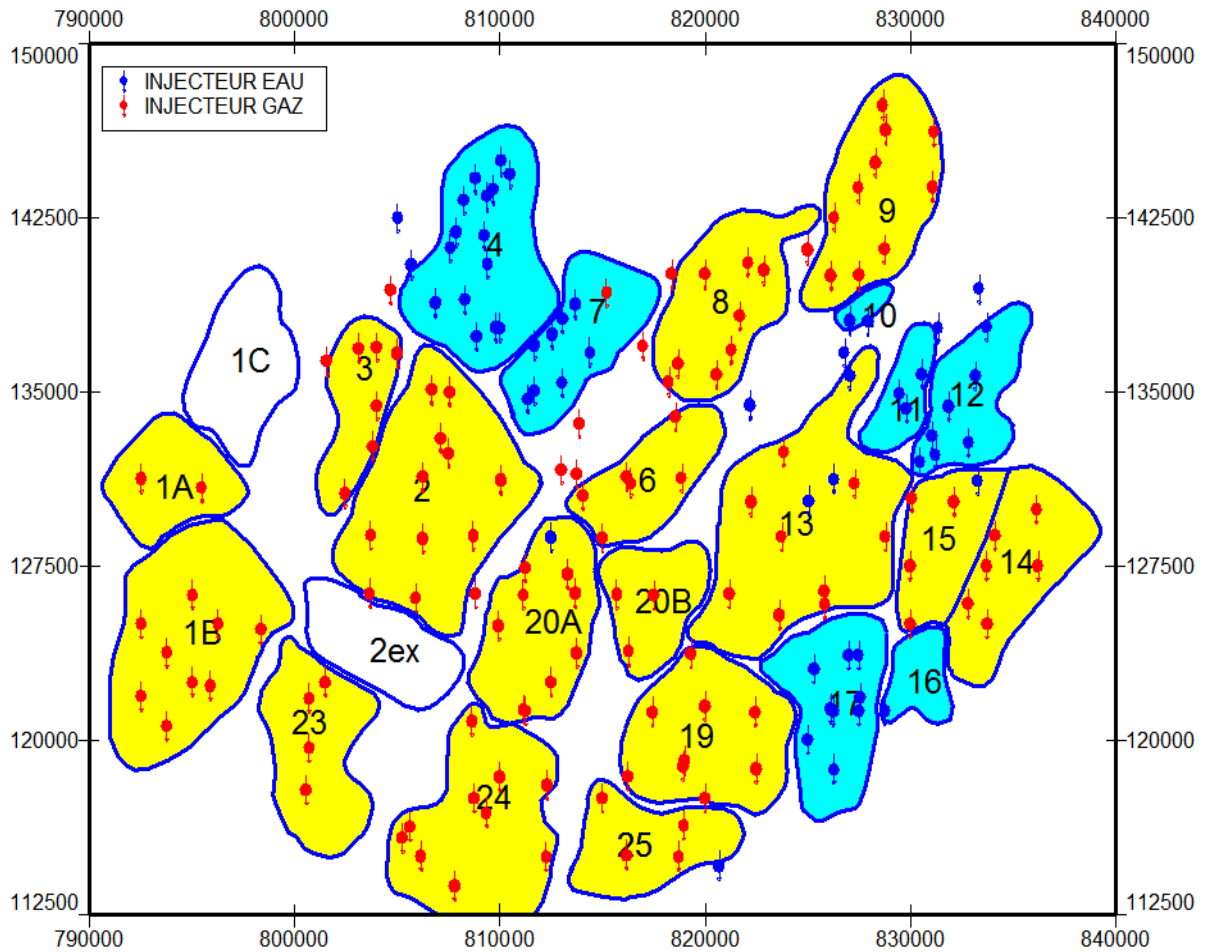


Figure 5 : Les zones du champ de Hassi Messaoud. (5)

11. Présentation de la zone 7 :

Cette zone est située au nord-ouest du champ, dans la partie centrale extrême nord de L'anticlinal, où l'effet de la discordance hercynienne (érosion) est très sévère.

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

Actuellement dans la zone 7 il Ya **(Fig.6)** :

- ◆ 3 puits producteurs d'huile ouverts.

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

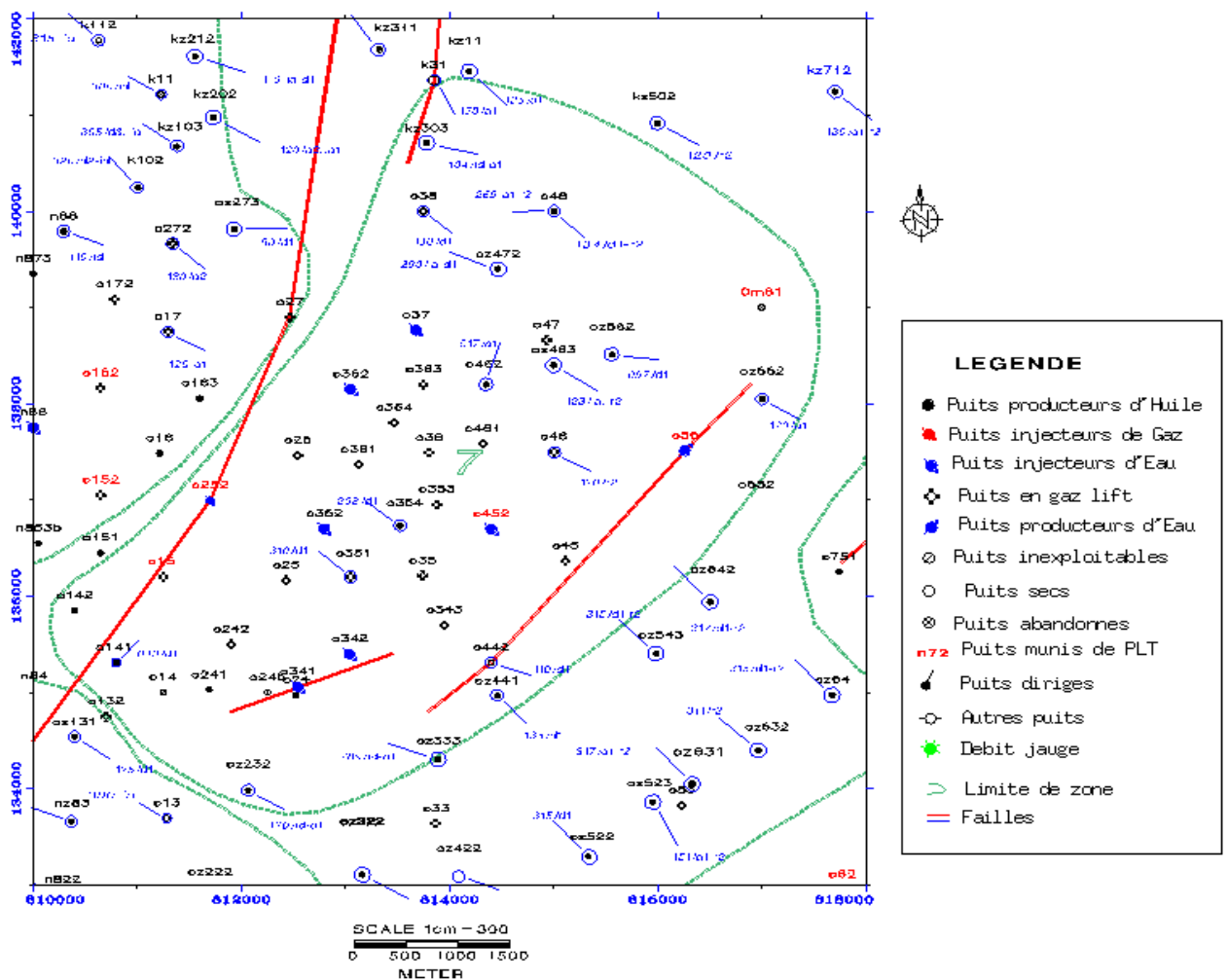


Fig. 6 : Statut des puits de la zone 7 du champ de Hassi Messaoud (2)

12. Description structurale de la zone 7 :

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

Le point le plus élevé se situe à 3137 m au niveau du puits OMO 47. A l'est, la zone est séparée de ses voisines par une faille majeure et par une dégradation des caractéristiques pétrophysiques (OMO56 et OMO81). Au sud, la zone est bien délimitée par la dégradation des Caractéristiques pétrophysiques. Cette dégradation est reconnue par le forage OMO13 et OMO33. A l'ouest, il existe une communication partielle avec la zone 4.[\(2\)](#)

13. Conclusion :

En fonction de l'âge des roches étudiées, la nature de l'information stratigraphique diffère. Ces temps fossilifères sont représentés, du plus ancien au plus récent, par le primaire ou Paléozoïque, le secondaire ou Mésozoïque, le tertiaire ou Cénozoïque et le quaternaire, qui est l'actuel.

Ces transformations géologiques confèrent à la région de Hassi-Messaoud son actuelle structuration. Et de par sa situation géographique, cette région recèle des richesses souterraines importantes.

Chapitre 2 :

Caractérisation d'un réservoir
d'hydrocarbures

1. Introduction :

La géologie, la science qui étudie l'origine, l'histoire, la constitution et les aspects physiques et le développement de la Terre, constitue un domaine complexe où les spécialistes doivent intégrer des connaissances sur plusieurs processus qui opèrent dans un univers tridimensionnel. Depuis les deux cents dernières années, les géologues ont travaillé à la cartographie de la surface de la Terre afin de créer des cartes géologiques qui sont à la base de tout travail ou étude géologique. Les cartes créées à la suite du travail de terrain et de l'interprétation des données représentent généralement la géologie à la surface de la Terre et permettent d'archiver et de transmettre l'information géologique. [\(1\)](#)

La caractérisation du réservoir est un domaine multidisciplinaire qui consiste à décrire la nature des roches qui contiennent des hydrocarbures. Elle se base sur l'expertise de l'ingénierie réservoir, de la géologie et de la géophysique dont les données doivent être intégrées dans la description du réservoir. Les principaux enjeux de la caractérisation réservoir sont : comprendre le réservoir, le caractériser en retrouvant les propriétés qui vont influencer son comportement, et prévoir son évolution dynamique au cours de la production. [\(9\)](#)

La caractérisation réservoir est la discipline centrée sur la compréhension des mécanismes physiques du réservoir. Elle s'applique dès les premières étapes du développement du champ, et se poursuit jusqu'à l'arrêt de la production. [\(12\)](#)

Le processus de caractérisation réservoir consiste à intégrer autant d'informations que possible dans un modèle géologique. L'intégration des différents types de données, tels que les données sismiques, les données de puits, les carottes et les données de production, est un sujet de recherche actif pour caractériser les réservoirs. L'importance de chaque information ne repose pas sur son utilisation seule, mais sur sa valeur ajoutée dans l'analyse d'un ensemble de données.

Pour exploiter convenablement un gisement de pétrole, de gaz naturel, il faut connaître aussi bien que possible les caractéristiques intrinsèques des roches qui renferment ces ressources. Leur capacité de stockage (c'est-à-dire la porosité), leur aptitude à laisser circuler les fluides (c'est-à-dire la perméabilité) ainsi que les méthodes utilisées pour mesurer l'une et l'autre sont des informations primordiales à réunir et à étudier pour décrire le réservoir.

2. Les roches réservoirs :

La roche réservoir est une roche poreuse et perméable. Ces caractéristiques lui permettent de pouvoir contenir des fluides (eau, pétrole, gaz,...). Avec leur contenu en fluide ces roches sont couvertes par une roche imperméable ne permettant pas au fluide de s'échapper. Ces

roches ont un intérêt économique pouvant être plus important, si leur volume poreux est considérable et l'habilité de circulation de fluides est importante. La roche réservoir est appelée aussi roche magasin.

Les principales roches réservoirs sont généralement sédimentaires, constituées essentiellement de grés et/ou de carbonates 99% au total. Les conditions de dépôt sédimentaire et diagénétique de ces roches génèrent un grand impact dans la préservation de ces milieux poreux. Des facteurs importants tels que la sédimentation, l'effet diagénétique (compaction et arrangement) et l'hétérogénéité contribuent dans la qualité et la préservation de ces réservoirs ainsi que la distribution des pores et leur taille. Cependant, certains phénomènes tels que l'enfouissement suivi d'une dolomitisation ou fracturation peuvent être des processus favorables à une amélioration des caractéristiques pétrophysiques.

Dans un milieu poreux ou roches réservoirs le volume des vides est occupé par différentes phases fluides et gazeuses. L'ordre de ces différentes phases est important par rapport au solide (grains). La présence d'eau dans le réservoir est d'origine interstitielle.

Généralement cette eau accompagne la présence des hydrocarbures dans l'intergranulaire. La roche est imprégnée par ces fluides. Dans un réservoir la porosité a le rôle de stockage des fluides tandis que la perméabilité est liée à la productivité d'un puits. (7)

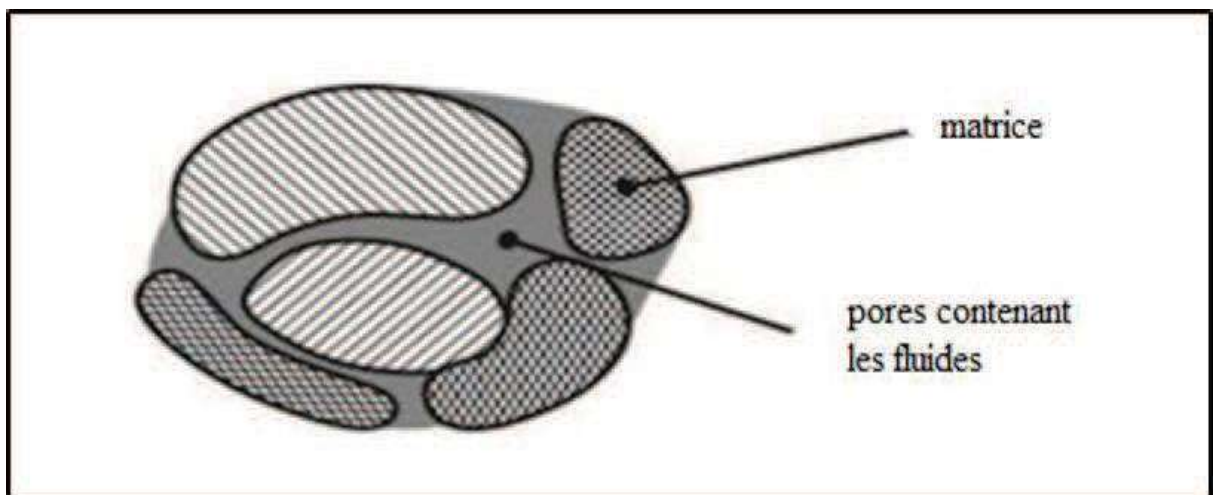


Fig 7 : Schéma d'une roche réservoir

3. Types de réservoir :

3.1. Les réservoirs non consolidés : ce sont des milieux poreux et continus. Du point de vue géologique, ils sont très diversifiés car ils sont constitués de sédiments d'origines diverses. Leur porosité et leur perméabilité peuvent être importantes et dépendent essentiellement de la granulométrie des sédiments.

3.2. Les réservoirs carbonatés :

Ils sont d'une grande hétérogénéité, qui provient du caractère soluble de la roche dans un fluide riche en gaz carbonique. Lorsque le fluide pénètre le massif calcaire à la faveur des fissures ou des fractures, elle dissout activement le réservoir pour former des figures caractéristiques qui peuvent atteindre des volumes importants : c'est le phénomène de karstification. (9)

3.3. Les socles :

Ils sont constitués de réservoirs d'altérite qui correspondent aux arènes sablo-argileuses. (9)

4. Caractérisation du réservoir :

La caractérisation réservoir s'appuie essentiellement sur deux types de données : les diagraphies et les données sismiques.

4.1. Les diagraphies :

Une diagraphie ("well log") consiste à mesurer, pendant (diagraphies instantanées) ou après (diagraphies déferées) un forage, les caractéristiques des roches traversées, à l'aide de différentes sondes. La diagraphie représente en général tout enregistrement d'une caractéristique d'une formation géologique en fonction de la profondeur. Les diagraphies instantanées, enregistrées pendant le forage ("LWD : Logging While Drilling"), permettent de récupérer, lorsqu'elles traversent un milieu :

- La teneur en hydrocarbures et/ou eau.
- La porosité.
- La perméabilité.

Les diagraphies déferées peuvent enregistrer les caractéristiques complémentaires, par exemples d'un milieu :

- la vitesse de propagation d'une onde P.
- la densité de la formation.
- la résistivité.
- la radioactivité naturelle.

Les mesures diagraphiques permettent l'estimation du contenu des réservoirs traversés, du pendage des couches, mais aussi de comparer les puits entre eux. Elles sont déterminantes dans l'évaluation de la qualité économique du réservoir.

Toutes ces propriétés sont essentielles pour simuler la vie du réservoir et les spécialistes cherchent donc à les intégrer dans les modèles. Cependant, les diagraphies fournissent des informations très locales, car limitées à l'emplacement des puits, et ces derniers ne sont présents qu'en petit nombre sur toute la surface d'un prospect.

Les modèles de réservoirs calibrés à partir de ces données diagraphiques sont donc mal conditionnés dès que l'on s'éloigne des puits.

Il est donc évident que les diagraphies ne suffisent pas pour contraindre les modèles de réservoir. [\(12\)](#)

4.2. Les données sismiques :

Le sismique est une technique de mesure indirecte qui consiste à enregistrer en surface des échos issus de la propagation dans le sous-sol d'une onde sismique provoquée. Ces échos sont générés par les hétérogénéités du sous-sol et se manifesteront par la présence de réflecteurs sur les enregistrements. Le temps d'arrivée de l'écho permet de situer dans l'espace la position d'un réflecteur et l'amplitude apporte des informations indirectes sur certains paramètres physiques.

Après un traitement adapté, les données sismiques nous donnent une image de la structure du sous-sol, ainsi que des informations sur sa nature.

Les données sismiques représentent des mesures avec une bonne couverture spatiale sur l'ensemble du prospect. Leur utilisation est couramment mise en avant lors de la construction de l'enveloppe géométrique d'un modèle réservoir. En revanche, les informations qu'elles contiennent en termes de paramètres physiques importants pour la description du réservoir sont largement sous-utilisées. [\(12\)](#)

5. Paramètres caractérisant les réservoirs :

Un réservoir géophysique est caractérisé par sa porosité, sa perméabilité, sa géométrie, sa saturation, sa connectivité et sa tortuosité.

5.1. La porosité :

La porosité d'une roche réservoir est définie comme étant sa capacité à l'état solide à se laisser pénétrer par un ou plusieurs fluides. Elle est encore appelée capacité d'absorption de la roche, elle dépend de l'importance du pourcentage des vides que contient la roche.

La porosité φ correspond au rapport du volume des vides (pores) V_p sur le volume total V_0 . Elle s'exprime en pourcentage et s'exprime :

$$\varphi = (V_p / V_0) \cdot 100 = [(nV_0 - V_s) / V_0] \cdot 100$$

Avec,

φ : la porosité de la roche [%] ;

V_0 : le volume total de la roche [m^3] ;

V_0 : le volume des vides [m^3] ;

V_0 : le volume réel des grains [m^3].

La porosité d'une roche varie entre 0% (solide plein) et 100% (solide complètement vide), et ne dépend pas de la forme des grains, mais plutôt de sa taille. Elle diminue avec la profondeur d'enfouissement et avec l'élévation de la température. En réalité une roche réservoir englobe les pores de différentes tailles.

Ainsi nous distinguons :

- **La microporosité** : elle correspond aux interstices de très faibles dimensions, laissées entre l'assemblage des éléments solides de la roche. Elle se présente sous la forme d'un réseau d'abeille constitué de plans joints de 0,1 à 0,5 μm d'épaisseur.
- **La macroporosité** : elle correspond à des discontinuités dans la roche à l'échelle supérieure. Elle est étalée avec des rayons moyens très variables.

Nous distinguons deux catégories de porosité, celle primaire et celle secondaire, qui dépend uniquement du moment où le pore s'est formé.

La porosité primaire formée pendant le dépôt des sédiments est de type intergranulaire. Sous l'effet de la cimentation et de la compaction, elle diminue avec le temps. Elle inclut tous les espaces poreux présents immédiatement après le dépôt final.

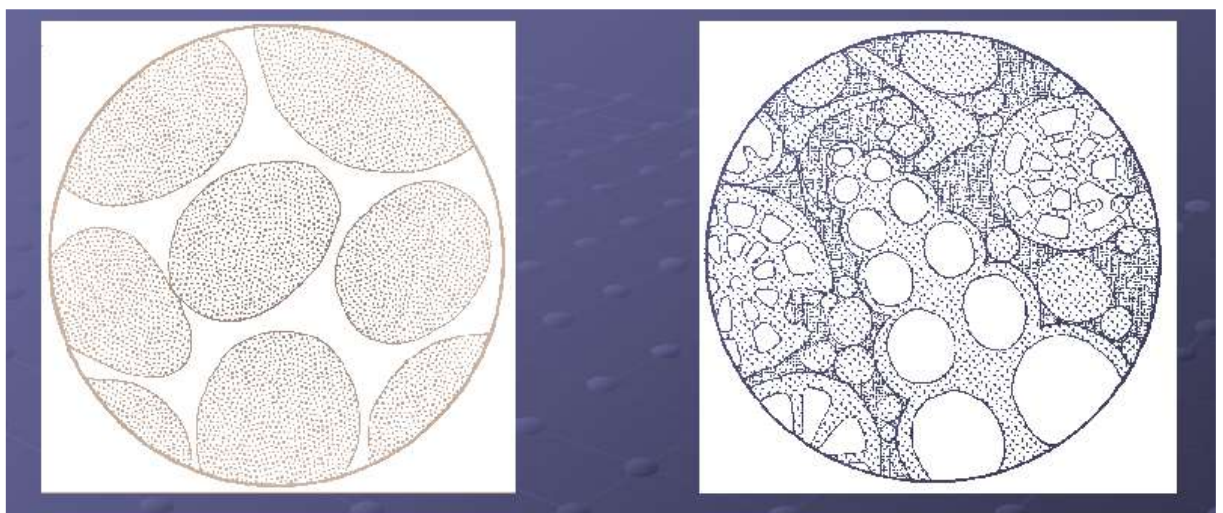


Fig 8 : porosité primaire.(4)

La porosité secondaire englobe la porosité vacuolaire, de fracture et d'altération. Elle désigne celle créée après le dépôt final.

- 0 à 5% médiocre.
- 5 à 10 % faible.
- 10 à 15 % moyenne.
- 20 % bonne.
- > 20 % très bonne.

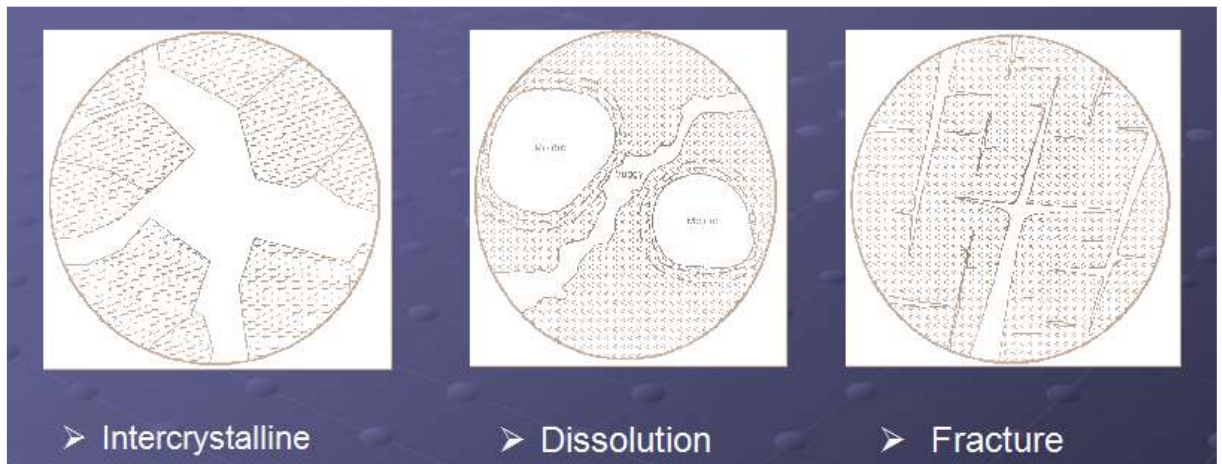


Fig 9 : porosité secondaire. (4)

5.1. a. Les différents types de porosité :

Les différents types de porosité sont :

- **La porosité effective (utile ou efficace) :** elle correspond aux pores interconnectés entre eux et avec l'extérieur de l'échantillon. Elle est le rapport du volume des pores reliés entre eux sur le volume total de l'échantillon.
- **La porosité résiduelle (ou occluse) :** elle correspond aux pores ou cavités entièrement fermes existant essentiellement dans les laves, les bétons mousseux et les ponces. Elle est le rapport du volume des pores non reliés sur le volume total.
- **La porosité totale :** elle englobe la porosité effective et la porosité résiduelle. Elle est souvent appelée porosité interstice dans les réservoirs carbonates et porosité de fissure dans les réservoirs de fissures. (9)

5.2. La perméabilité (k) :

La perméabilité représente la facilité avec laquelle un fluide de viscosité donnée traverse une formation, elle est définie par la loi de Darcy qui est une loi de pertes de charge :

$$Q = k \cdot (S / \mu) \cdot (\Delta p / \Delta l)$$

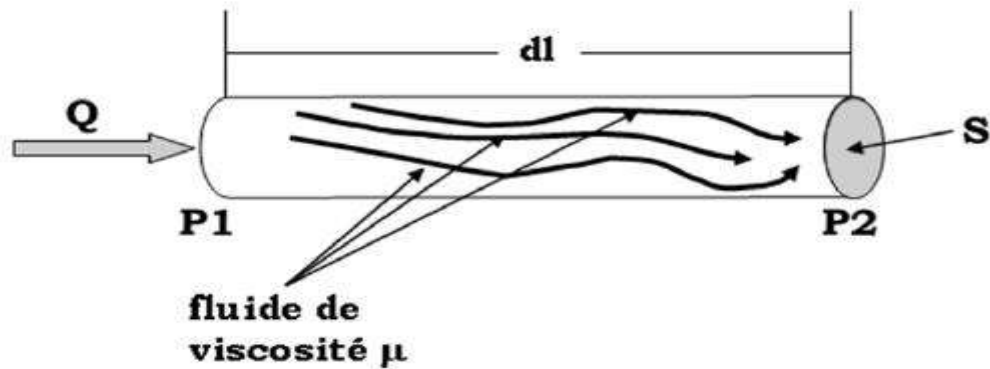


Fig 10 : L'expérience de darcy. (4)

Q : débit du fluide traversant la roche en cm^3/s ,

S : surface de passage du fluide en cm^2 ,

μ : viscosité du fluide en centpoises (viscosité dynamique),

$\Delta p/\Delta l$: Gradient de pression en bar/cm ,

K : perméabilité de l'échantillon exprimée en darcy (d).

Donc la perméabilité (k) est le coefficient de proportionnalité qui relie le débit (Q) d'un fluide de viscosité (μ) qui passe à travers un échantillon de roche de section (S) et de longueur (ΔL), sous une pression différentielle (ΔP) nécessaire à son passage.

5.2.a. Types de perméabilités :

- **Perméabilité Absolue** : Perméabilité de roche mesurée en présence d'un seul fluide dans les pores. Par exemple : la perméabilité à l'air, la perméabilité à l'eau, la perméabilité à l'huile.

- **perméabilité Effective** : Perméabilité mesurée avec un fluide en présence d'un autre fluide dans les pores.

- **Perméabilité Relative** : Perméabilité Effective / Perméabilité Absolue.

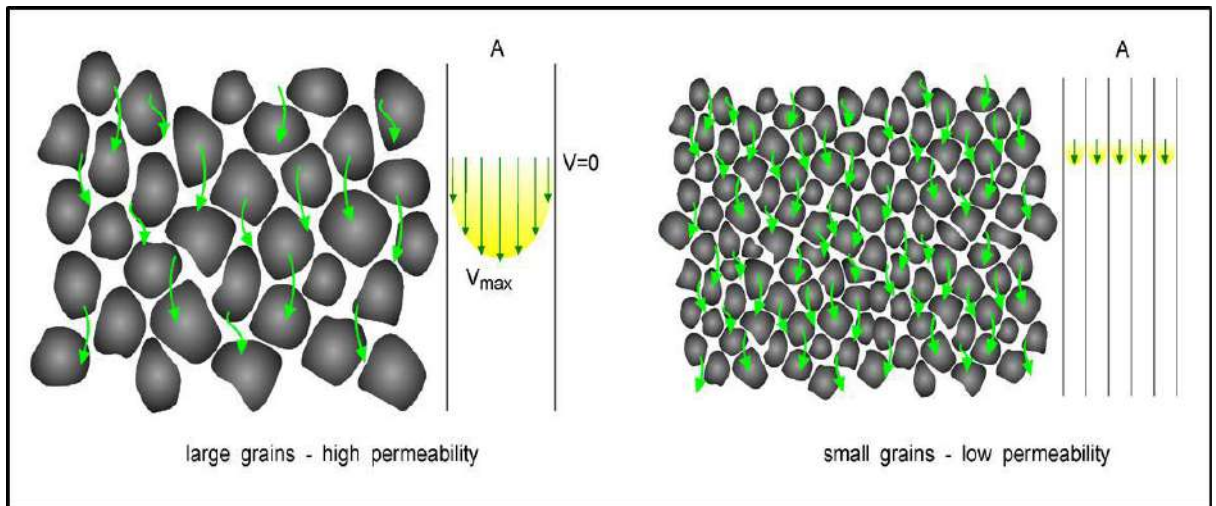


Fig 11 : Types de perméabilités. (4)

La perméabilité absolue d'une roche est fonction de la direction considérée (les roches ne sont pas isotropes). On définit en particulier les perméabilités horizontales (écoulement parallèle et vers les puits) et verticales (problèmes de ségrégation de fluides de masses volumiques différentes). Par suite de la stratification, en règle générale.

En pratique, dans les gisements d'hydrocarbures il y a toujours au moins deux fluides présents (eau + hydrocarbures). La loi de darcy permet alors de définir, pour chacun des fluides, une perméabilité effective. Pour deux fluides 1 et 2 :

$$Q_1 = A \cdot \frac{K_1}{\mu_1} \cdot \frac{dp_1}{dx},$$

$$Q_2 = A \cdot \frac{K_2}{\mu_2} \cdot \frac{dp_2}{dx},$$

Les pressions dans le fluide 1 et 2 étant différentes par suite de phénomènes capillaires. On utilise surtout la notion de perméabilité relative, par exemple :

Perméabilité relative à l'huile = perméabilité effective à l'huile / perméabilité de la roche

Ces perméabilités relatives dépendent de l'élément de roche considéré et des proportions des fluides en présence.

- $K < 1$ milli darcy = très faible;
- 1 à 10 milli darcy = faible;
- 10 à 50 milli darcy = médiocre;

- 50 à 200 milli darcy = moyenne;
- 200 à 500 milli darcy = bonne;
- $K > 500$ milli darcy = excellente. (4)

5.3. La saturation :

La saturation d'une roche par un fluide est le rapport des volumes de ce fluide au volume des pores de la roche :

- pour l'eau : $S_e = (V_e/V_t).100$
- pour l'huile : $S_h = (V_h/V_t).100$
- pour le gaz : $S_g = (V_g/V_t).100$
- $S_e + S_h + S_g = 100/100$. (13)

5.4. Géométrie

Les réservoirs ont une géométrie complexe. Ils sont souvent définis comme un espace fini limité à la base par une formation géologique (substratum) et latéralement par les conditions aux limites géologiques (failles, fissures) et hydrodynamiques (potentiels et flux). De façon générale et en grande partie, la géométrie d'un réservoir dépend de la manière dont les sédiments ont été mis en place. (9)

De ce fait, la structure d'un réservoir peut être :

- **Continue** si les espaces (vides) sont connectés entre eux dans le sens de l'écoulement des fluides.
- **Homogène** lorsque ses propriétés restent inchangées pendant l'écoulement.
- **Isotrope** lorsque ses caractéristiques restent inchangées dans ses dimensions.

5.5. Connectivité

Elle caractérise le nombre de voisins pour un pore, la présence de bras mort (pores bouchés) ou encore la topologie du volume des pores. (9)

5.6. Tortuosité

Le désordre géométrique est un caractère essentiel des réservoirs. Cela empêche toute trajectoire en ligne droite incluse dans le volume des pores, d'où le terme tortuosité qui représente le caractère non rectiligne des trajectoires. (9)

6. Conclusion

L'étude des propriétés pétrophysiques du réservoir constitue un objectif important dans l'exploration et la production pétrolière. En effet pour comprendre et prévoir les qualités de la production d'un réservoir, il est nécessaire de connaître les propriétés pétrophysiques (porosité et perméabilité), de repérer les discontinuités naturelles, et d'identifier les processus géologiques qui favorisent leur amélioration. Afin de les implanter correctement dans des modèles de simulation. La porosité et la perméabilité qui sont deux caractéristiques fondamentales d'un réservoir pétrolier, dépendent de toute l'histoire géologique du bassin contenant le réservoir, milieux de dépôt, nature des sédiments, diagenèse, tectonique. etc.

Chapitre 03 :

*Interprétation pétrophysique et
cartographique*

1. Introduction :

L'interprétation pétrophysique et cartographique consiste à comprendre la structure du Réservoir de Ra en explique les plan (isobathe, isopaque, isoporosité, isoperméabilité, etc), coupes géologiques et structurales à partir de modèles géologiques (structuraux et pétrophysiques).

2. Analyse structurale de réservoir Ra :

2-1 : La carte isobathe du toit du réservoir Ra :

Les profondeurs de toit du réservoir Ra est varié entre -3120 et -3180 m.

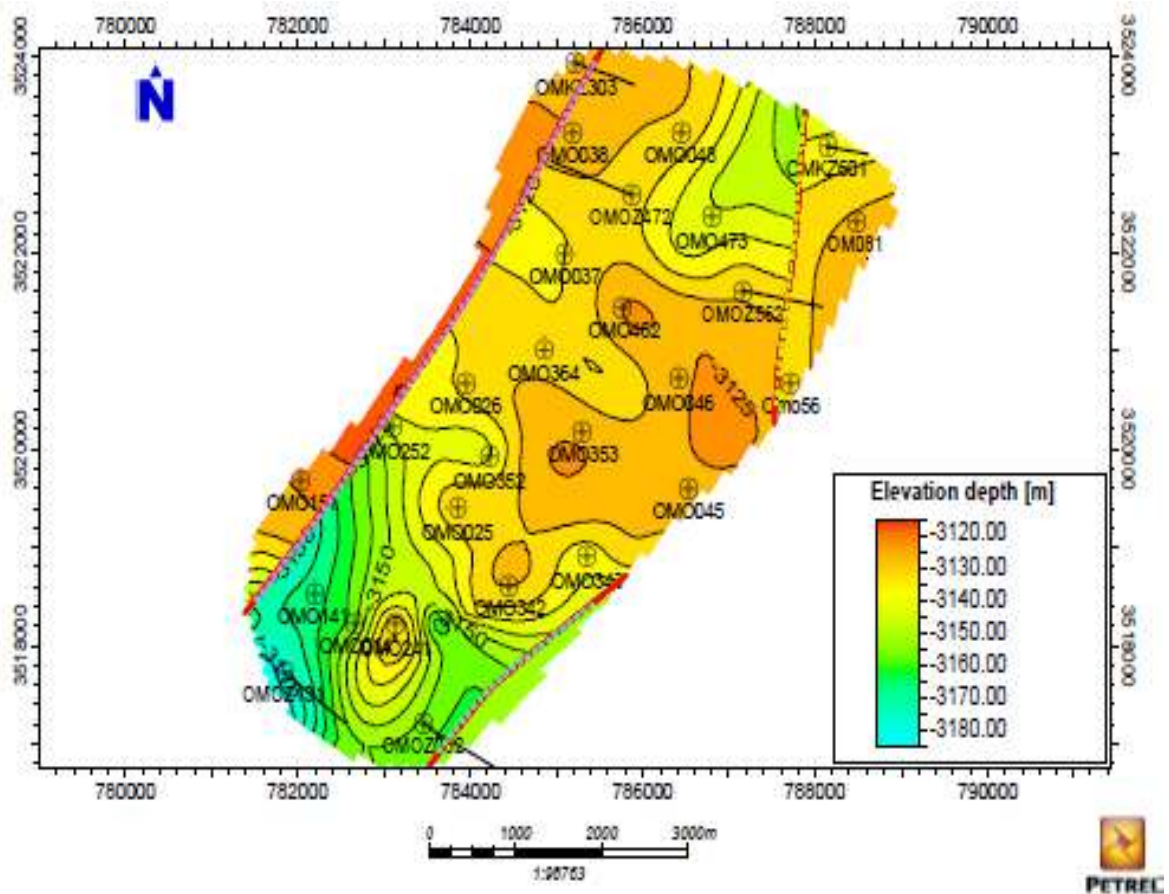


Fig.12 : carte isobathe du toit de Ra(2)

La carte isobathe (fig.12) indique un anticlinale au centre de la zone et un autre au sud autour du puits OMO241, il existe trois failles dans le réservoir Ra:

- une faille majeure orientée NE-SW.
- une faille orientée NS-NE de la zone.
- une faille orientée NE-SW dans la partie sud.

La descente du segment centrale par rapport aux trois segments secondaires à cause des failles.

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

2.2- carte isobathe du mur de Ra

Les profondeurs de mur du réservoir Ra est varié entre -3150 et -3240 m.

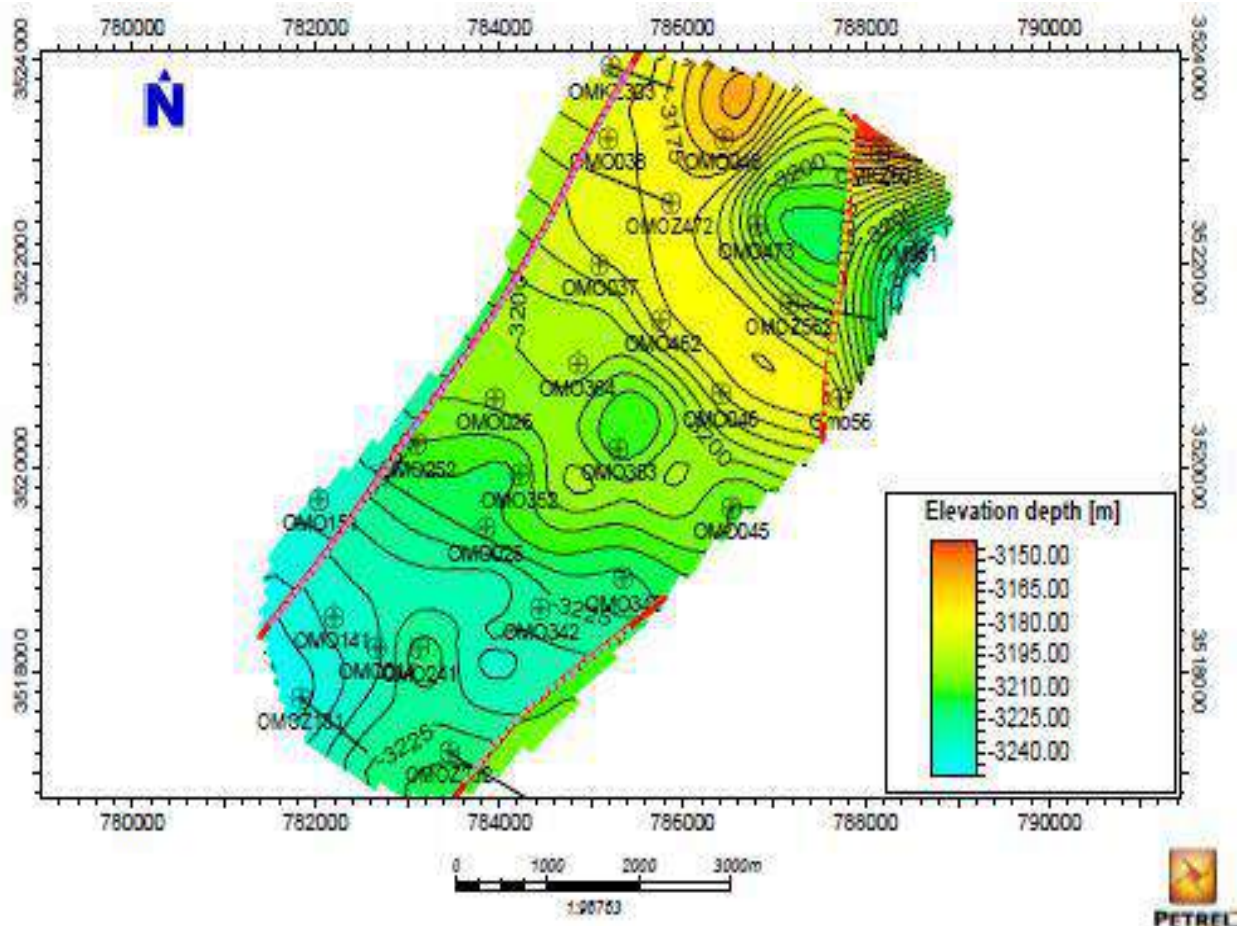


Fig.13 : carte isobathe du mur de Ra(2)

On remarque que les niveaux des puits augmentent du sud au nord. Et la même faille ce qui affecte le toit descend et affecte également les murs.

Le point le plus élevé se situe au nord du voisinage de la faille NS qui cause le soulèvement de la pièce à une profondeur de -3150 m.

Le point le plus profond se situe au niveau du puits OMOZ131 au sud de la zone à une profondeur de -3245 mètres.

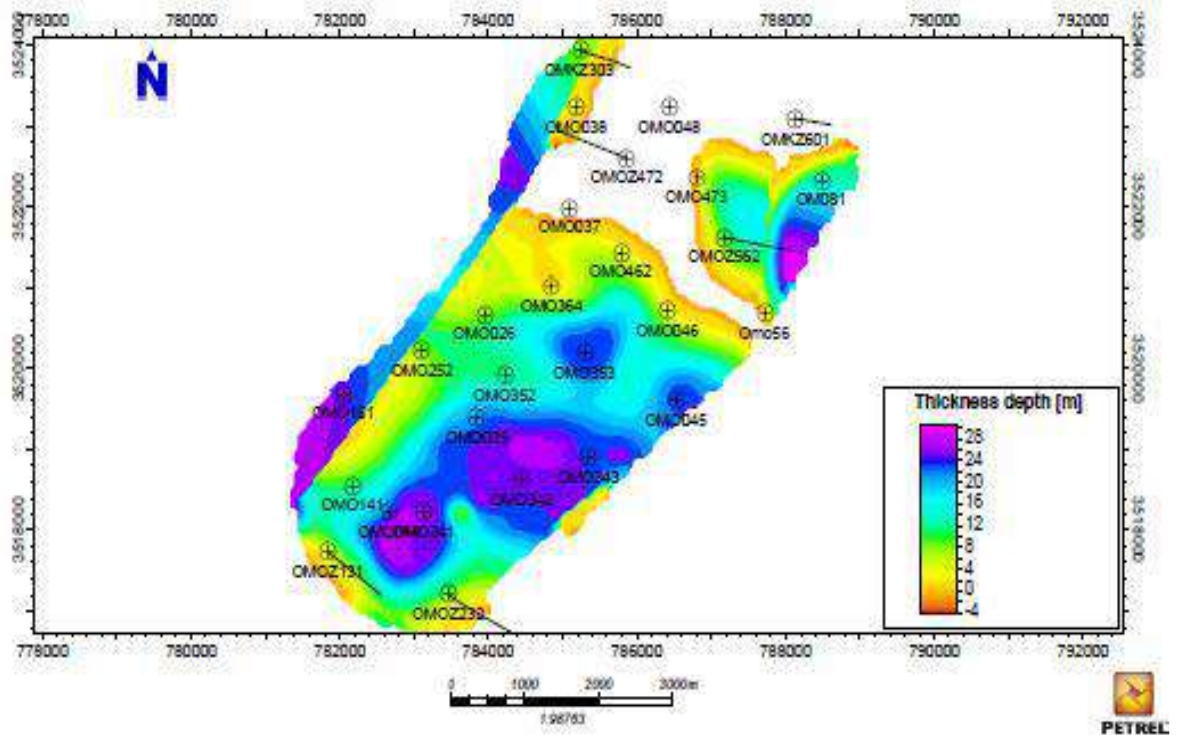


Fig.18 : carte isopaque de D2. (2)

2.3.6- carte isopaque du drain D3 :

- la majeure partie du volume de ce drain D3 a été érodée.
- Le sud est encore une zone restreinte plus fine (entre 2 m et 10 m). Dans la couche de puits OMO342, l'épaisseur est la plus importante, atteignant 16 m.

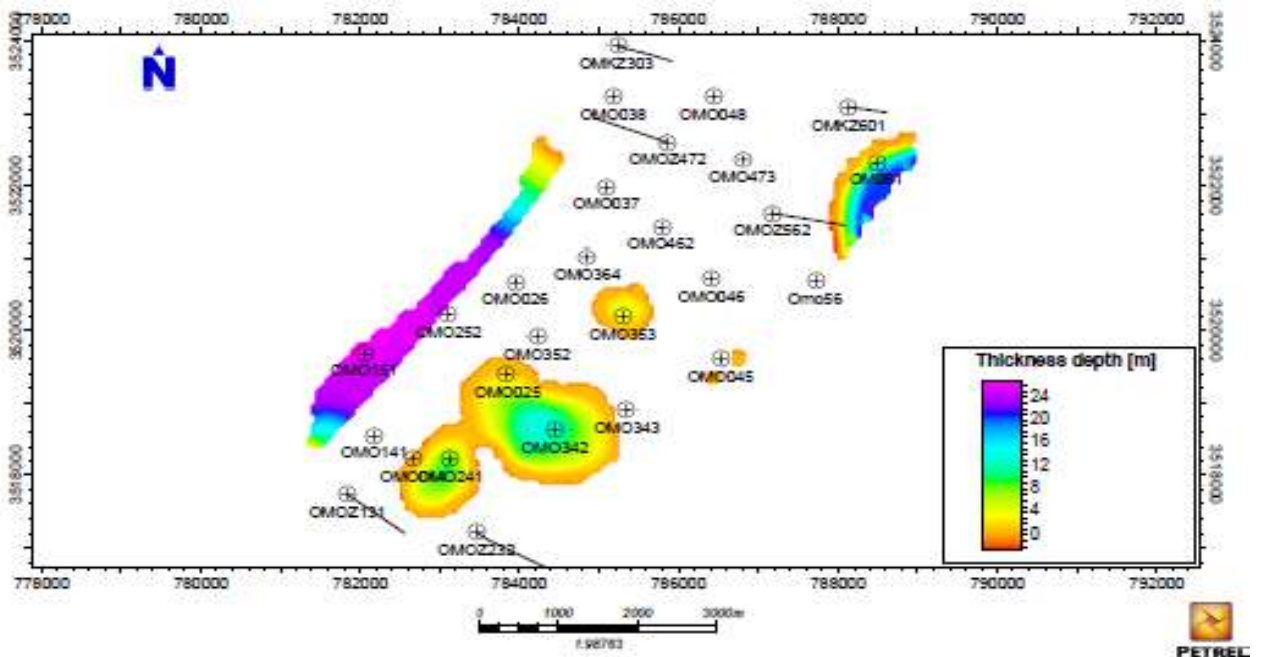


Fig. 19 : carte isopaque de D3. (2)

2.4- coupes géologiques corrélatives de la zone 7 :

Les corrélations enregistrées par les logs de puits sont nécessaire pour obtenir une idée plus réaliste sur les différents drains qui composent le réservoir de Ra dans la zone d'étude, on a choisi trois profils géologiques pour l'étude qui coupent la structure d'est en ouest (les deux premiers profils) et du sud au nord (le dernier).

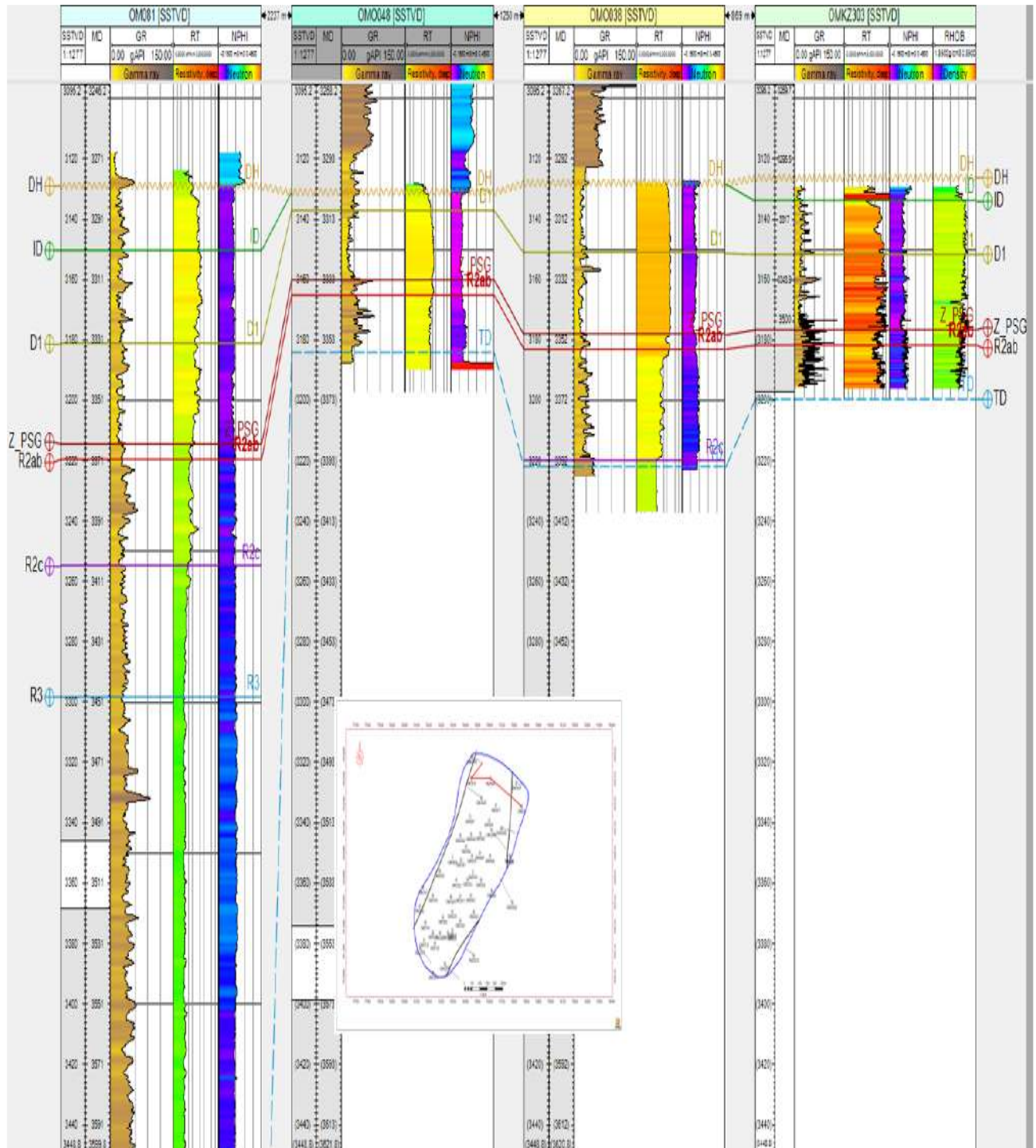


Fig.20 : corrélation entre les puits (OMKZ303 – OMO81). (2)

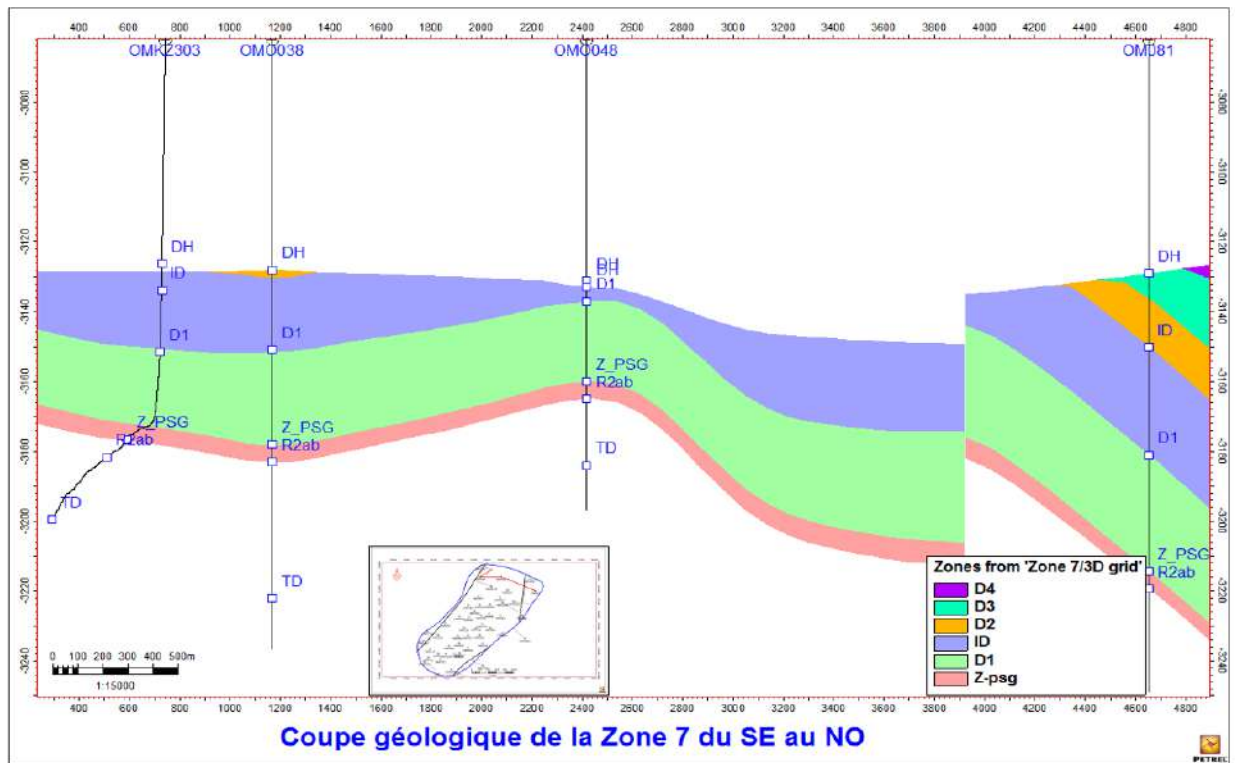


Fig. 21 : coupe géologique de la zone 7 du SE au NO. (2)

Le premier profil coupe la zone 7 du S-E au N-W au nord, on remarque qu'il y a deux blocs tectoniques dans cette direction. Nous observons que les drains D4, D3 et D2 n'existent pas dans le bloc nord.) A un pendage considérable vers l'est et un anticlinal de bloc ouest.

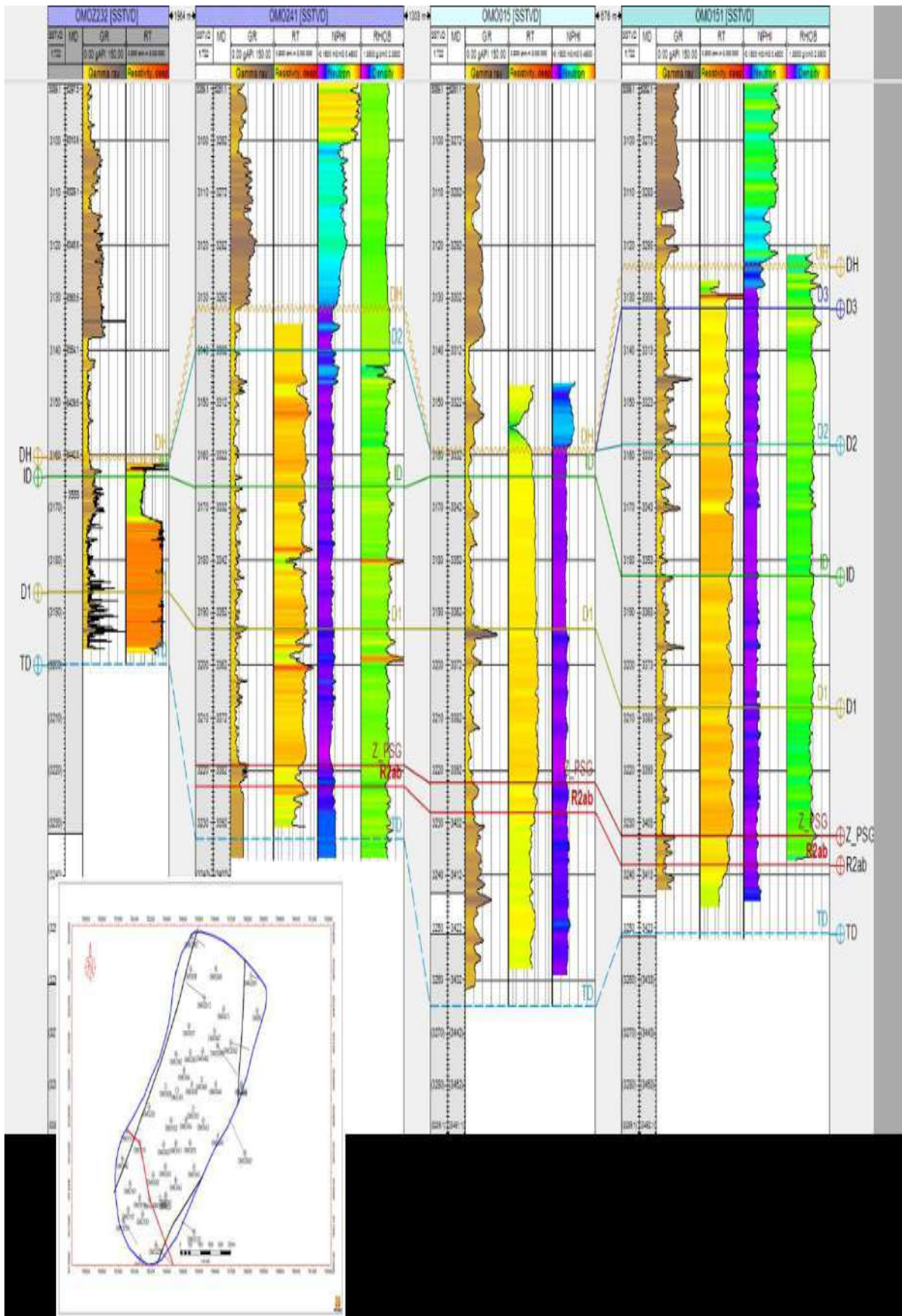


Fig.22 : corrélation entre les puits (OMO151 – OMOZ 232). (2)

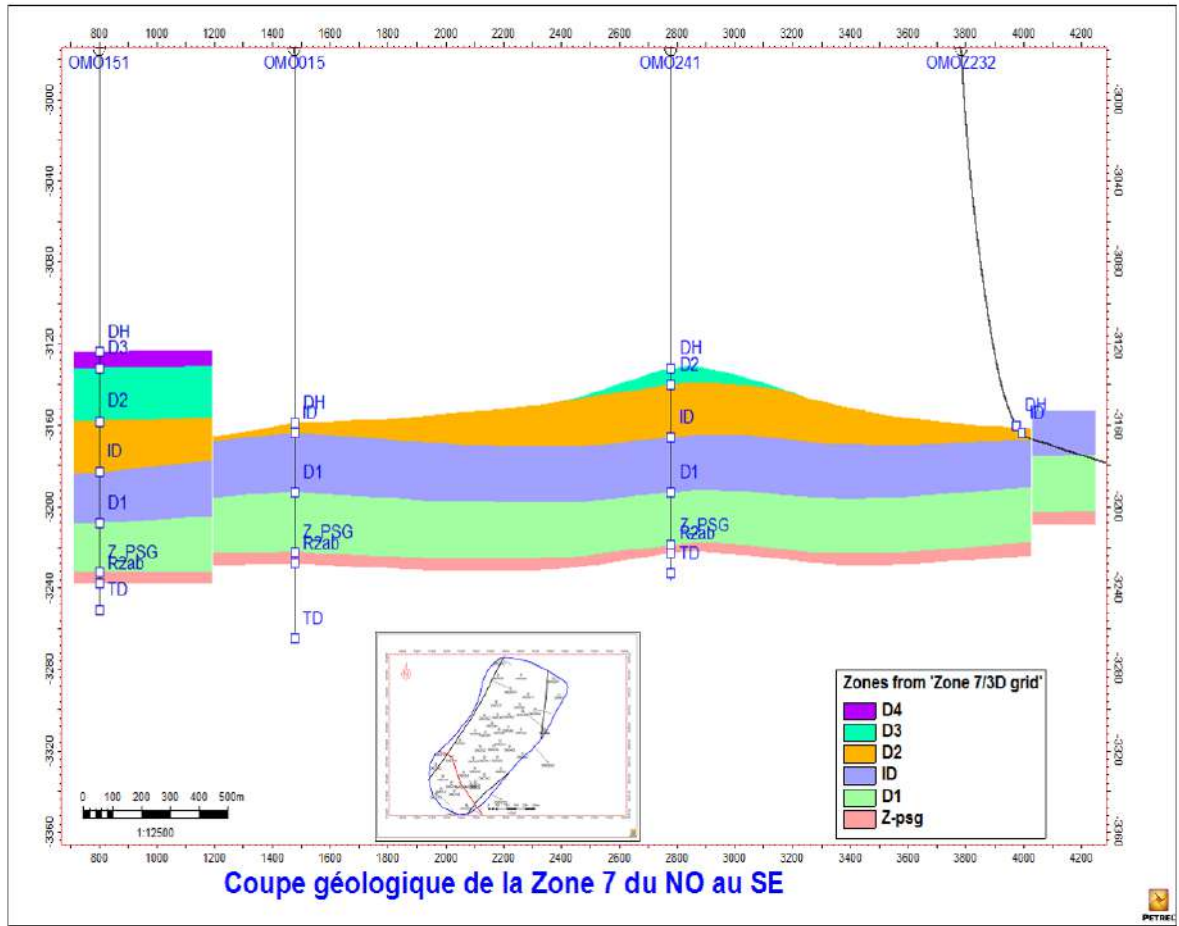


Fig. 23 : coupe géologique de la zone 7 du NO au SE. (2)

Le deuxième profil au sud de la Zone 7 a des structures avec la même orientation NW-SE. La coupe montre l'existence de 3 blocs structuraux, dans ce sens, avec l'absence des drains D4, D3, D2, contrairement au bloc ouest.

Une érosion est dans le bloc central, D2 et D3 sont partiellement érodées.

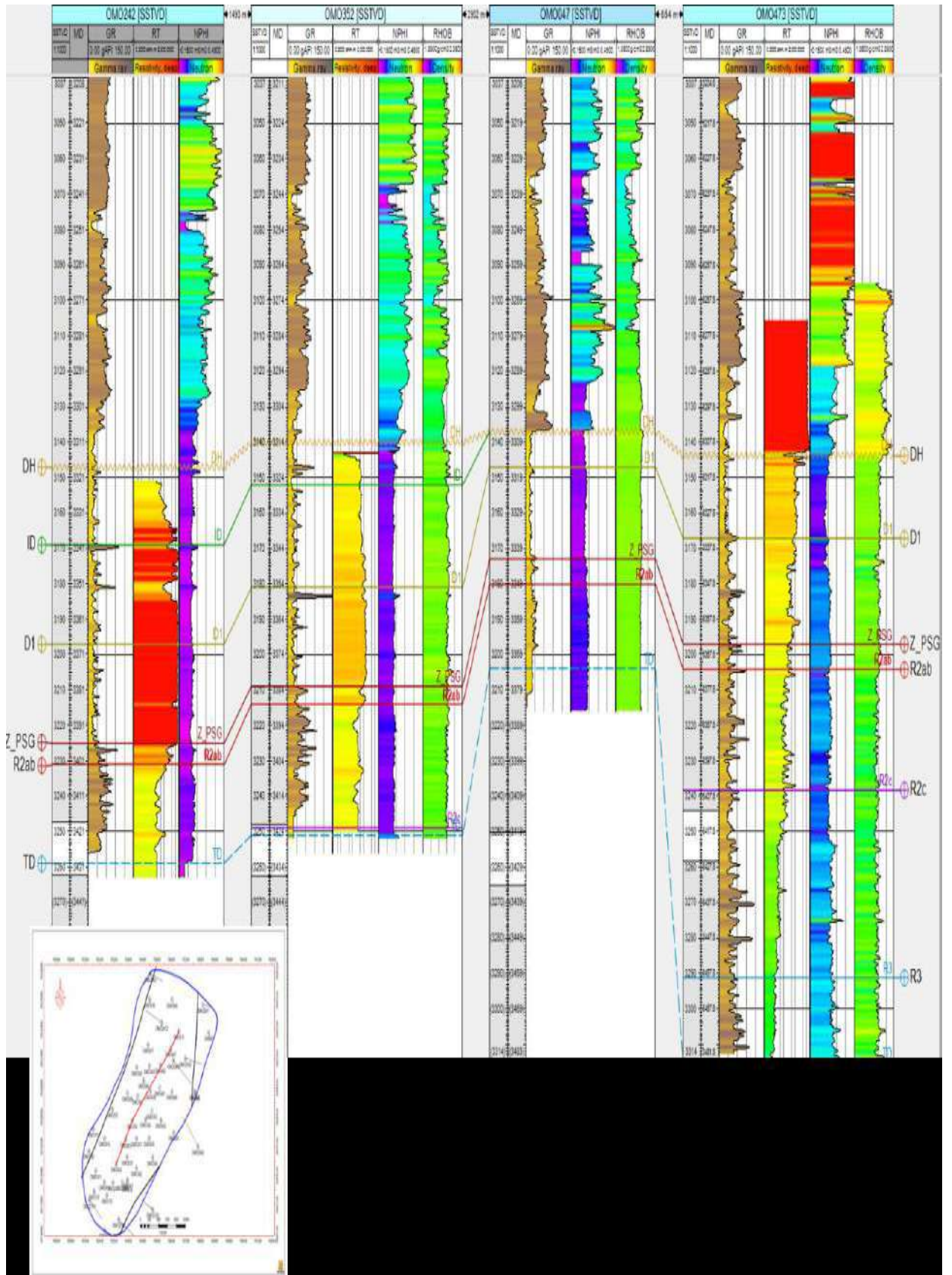


Fig. 24 : corrélation entre les puits (OMO 242 – OMO 473). (2)

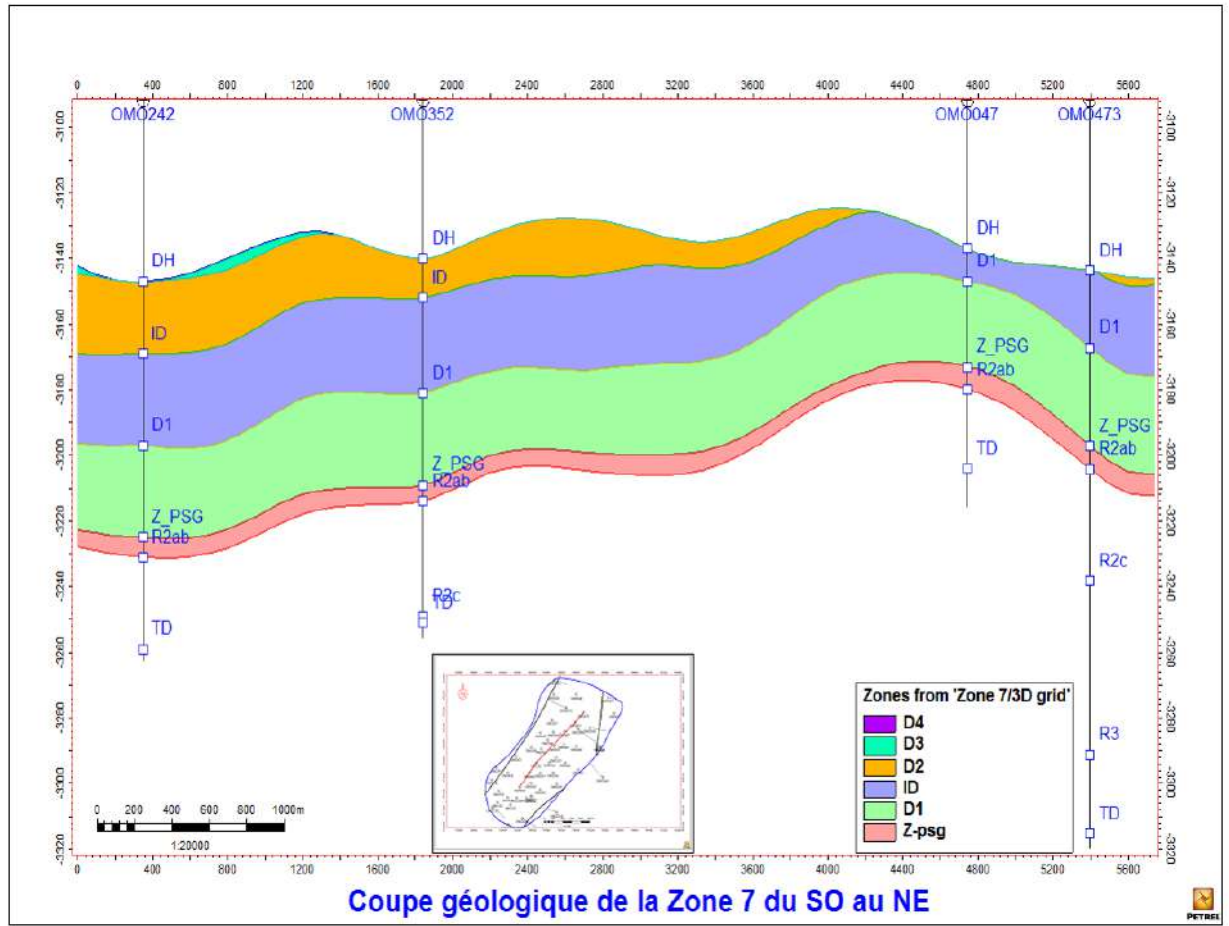


Fig.25 : coupe géologique de la zone 7 du SO au NE. (2)

La troisième section géologique qui croise la zone 7 s'étend du sud-ouest au nord-est, indiquant qu'il existe un seul bloc dans ce sens.

- Nous observons l'absence de D4 et l'érosion touche des grandes parties du drain D3.
- Il existe un anticlinal centré sur le puits (OMO473 et OMO047).

3 – Analyse pétrophysique de réservoir Ra :

L'analyse se fait à partir des données de diagraphies (électrique, GR, Neutron, densité, ...), qui composent le réservoir Ra sous forme de cartes iso-valeurs pour la porosité et la perméabilité.

3.1 – Interprétation des cartes isoporosité :

3.1.1 –carte isoporosité de Z-psg :

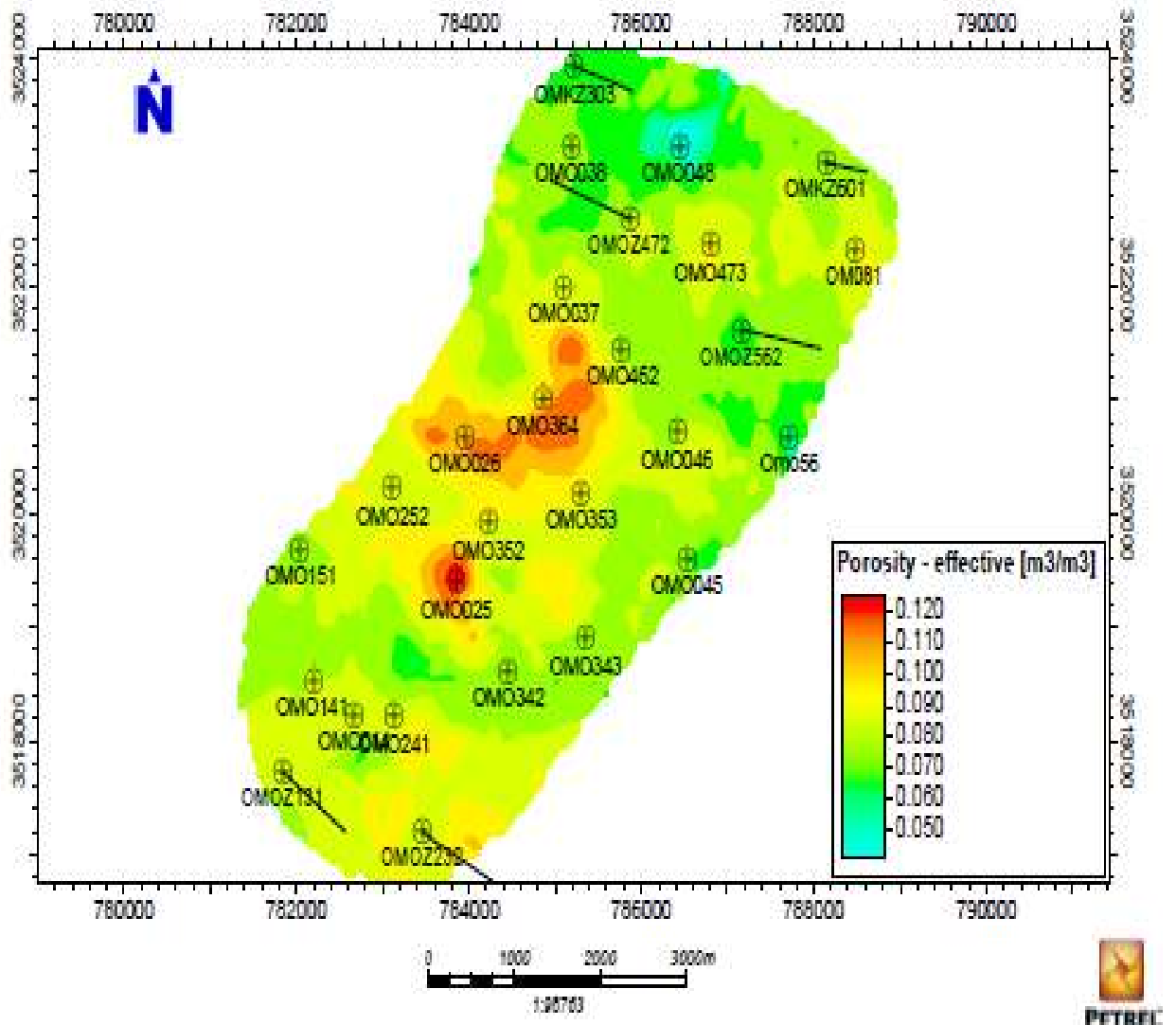


Fig. 26 : carte isoporosité de Z-psg. (2)

- la zone de passage est caractérisée par des valeurs moyennes de porosité variant entre 5% et 12%.
- la porosité est plus élevée au centre de la couche de puits (**OMO025/OMO364/OMO026**).
- La valeur de porosité diminue lorsque nous déplaçons vers le nord et le sud.
- La valeur minimale est d'environ 5%, enregistrée dans le puits **OMO048**.

3.1.2 –carte isoporosité du drain D1 :

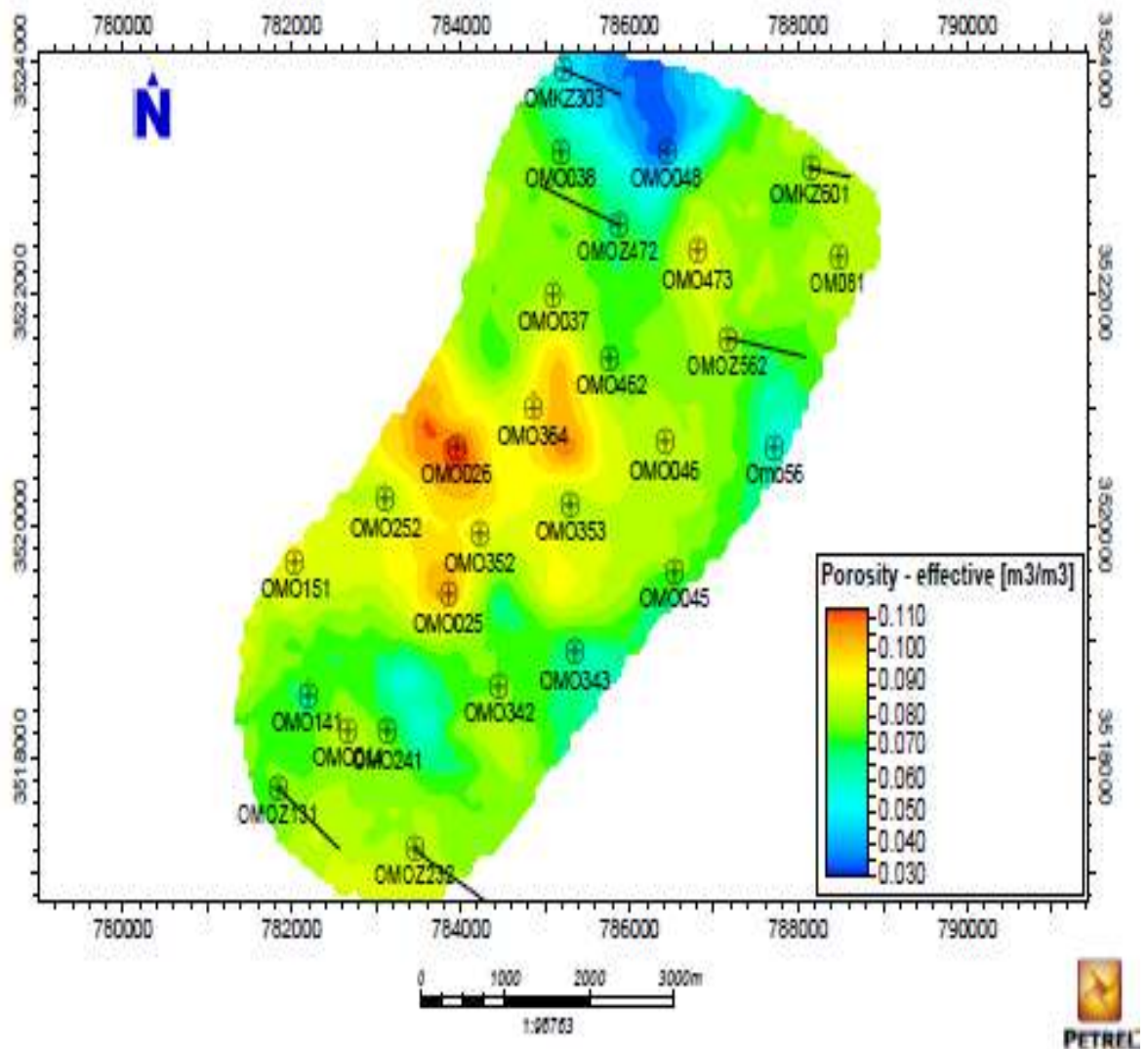


Fig. 27 : carte isoporosité de D1. (2)

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

3.1.3 –carte isoporosité de l'interdrain ID :

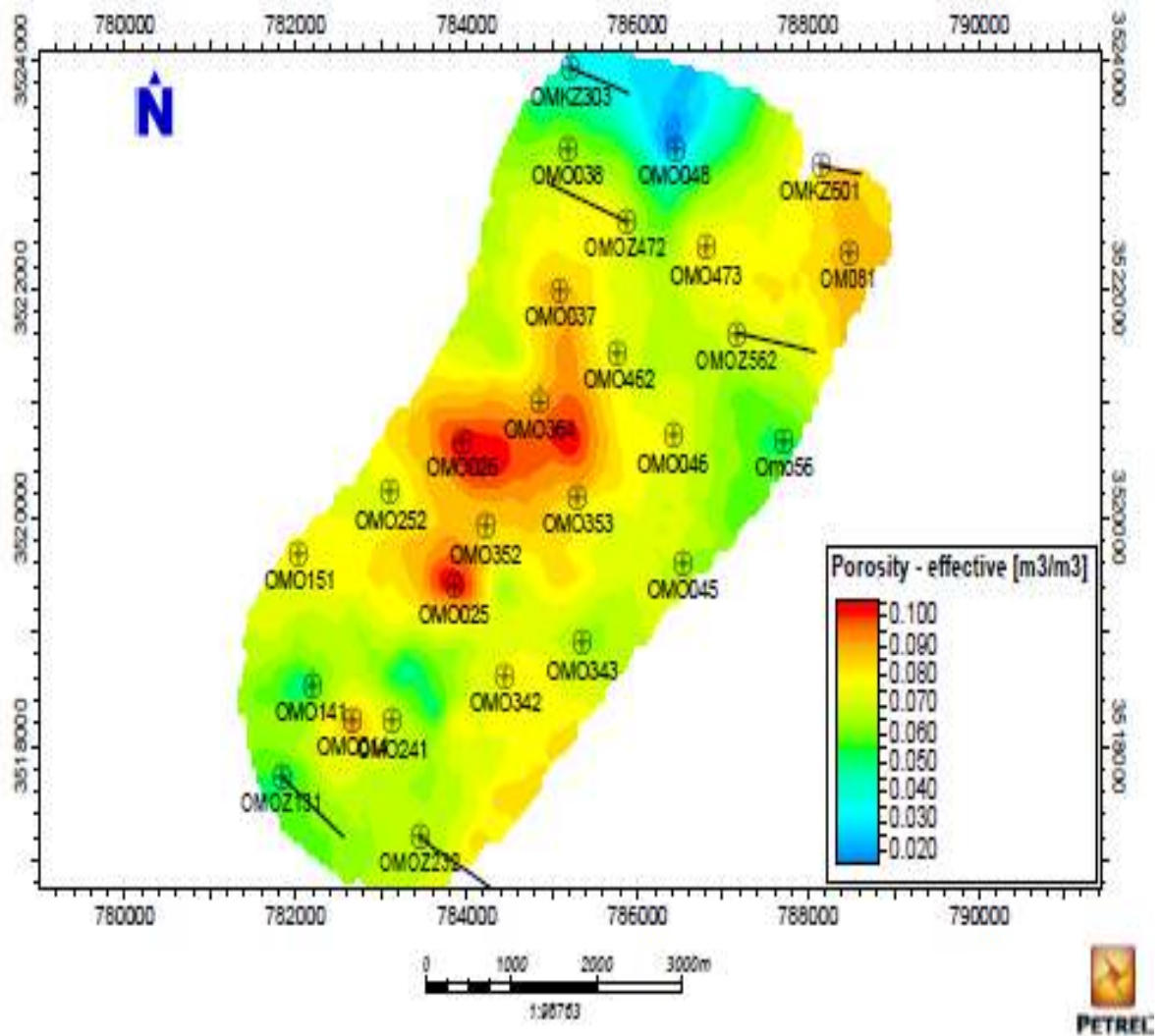


Fig. 28 : carte isoporosité d'ID. (2)

- La carte (**Figure 28**) indique que les valeurs de porosité d'ID interdrains sont faibles et ne dépassant pas 10 %.
- La valeur de porosité est forte au puits au centre de la zone au niveau du puits (OMO025/OMO364/OMO026).
- Des valeurs de porosité faible ont été observées au niveau des puits (OMO048 et OMKZ303) et en direction vers le nord et le sud.

3.1.4 –carte isoporosité du drain D2 :

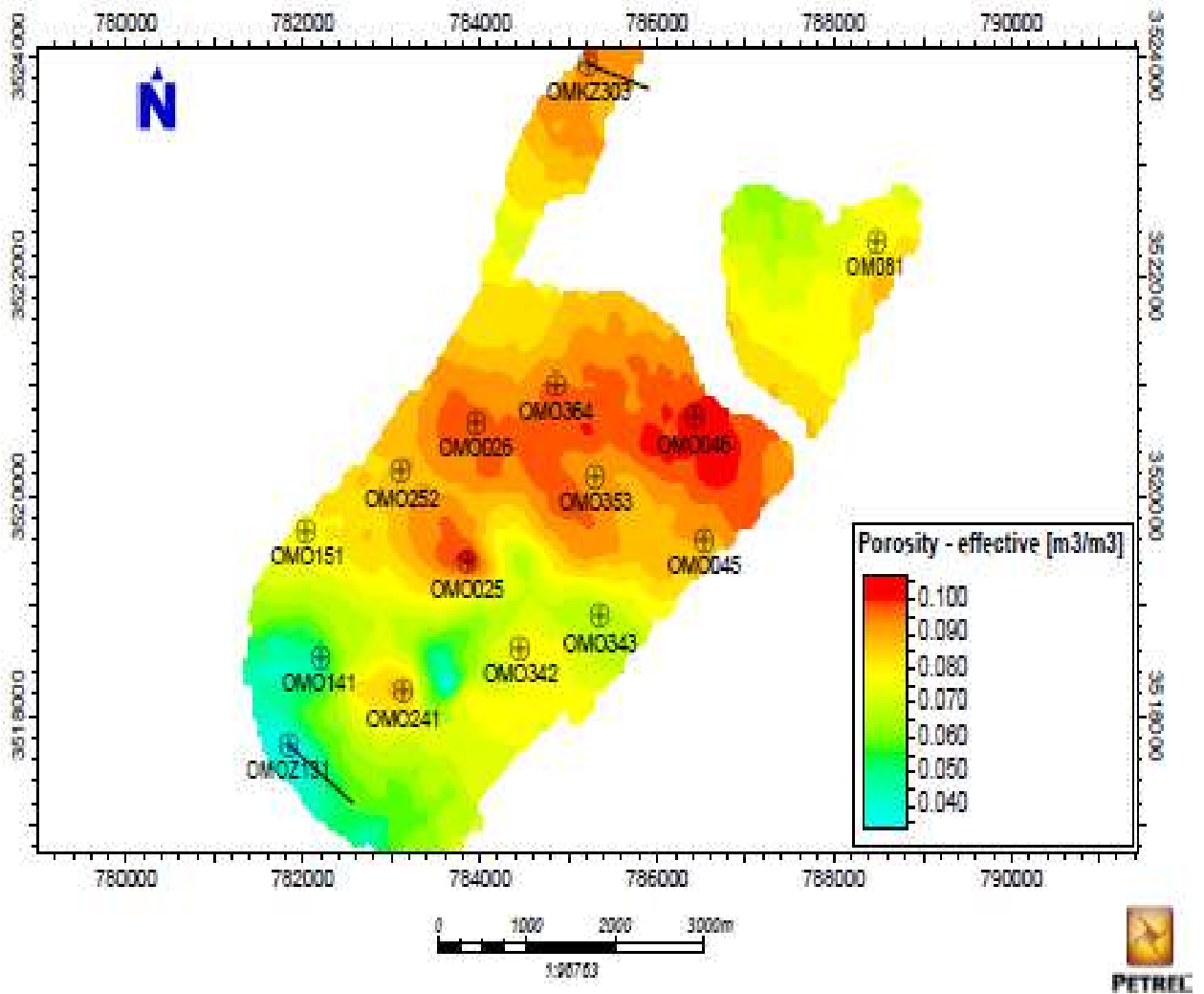


Fig.29 : carte isoporosité de D2. (2)

- Le drain D2 est marqué par une forte porosité au niveau du puits (OMO025/ OMO026/ OMO364/ OMO046/ OMO364).
- La porosité diminue vers le sud et le sud-ouest au niveau de la fosse (OMOZ131/ OMO141).
- La partie nord est érodée et le reste est de porosité faible à moyenne.

3.1.5 –carte isoporosité du drain D3 :

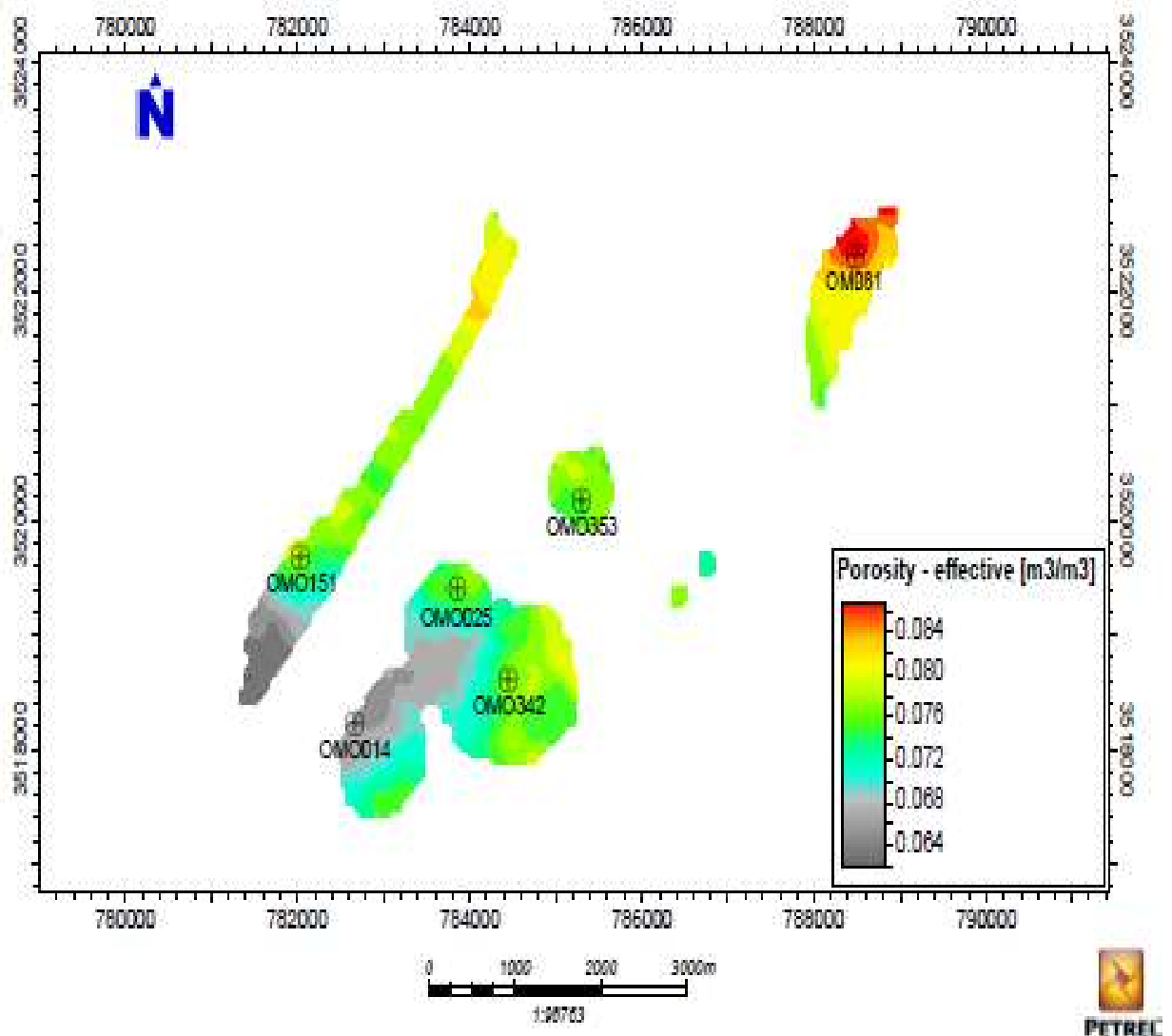


Fig. 30 : carte isoporosité de D3. (2)

-Le drain D3 est environ touché par l'érosion, ce qui explique l'hétérogénéité de la distribution de la porosité.

- La porosité du drain D3 a une valeur moyenne de 7% à 8%.
- La valeur la plus élevée se situe dans la partie nord-est de la carte, à 9 %.

3.2 – Interprétation des cartes isoperméabilité :

3.2.1- carte isoperméabilité de la zone de passage Z-psg :

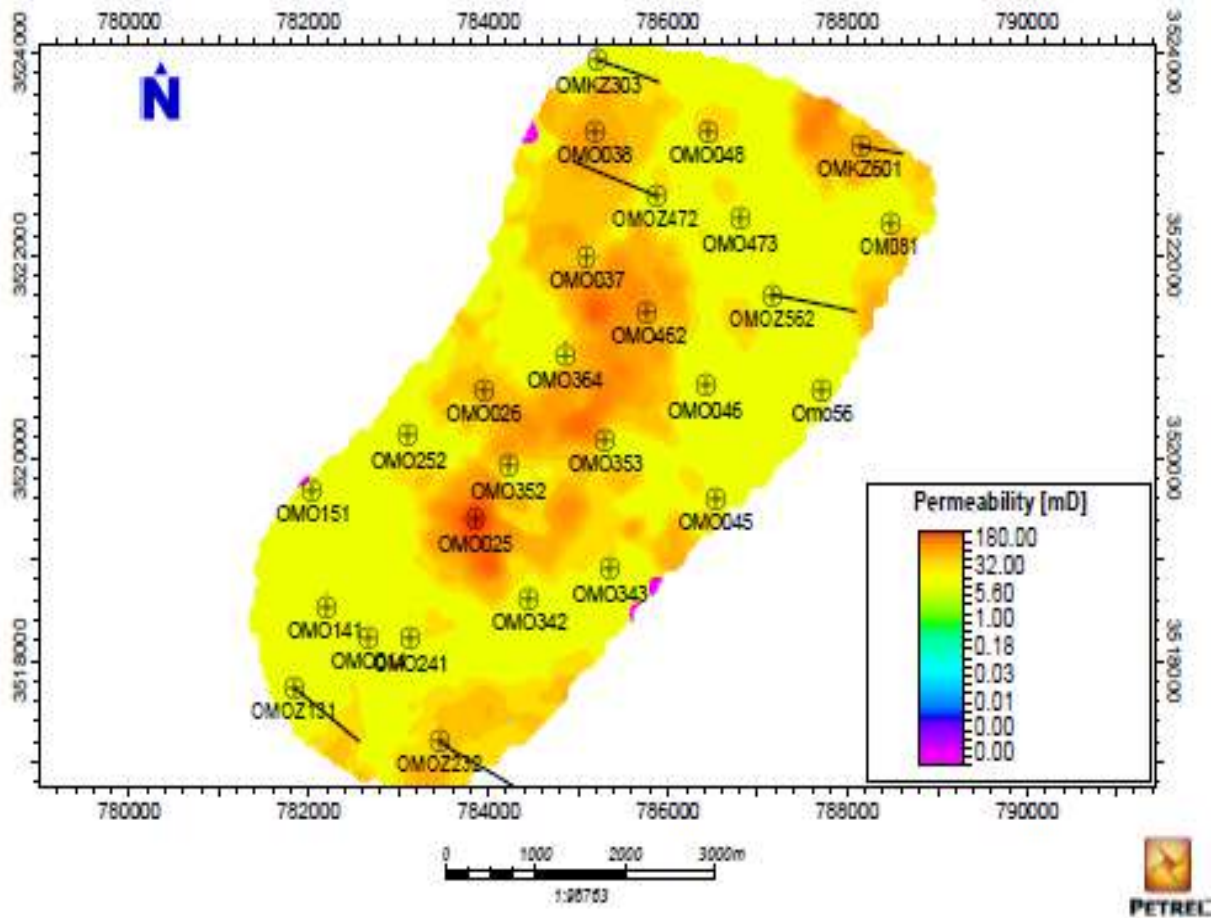


Fig. 31 : carte isoperméabilité de Z-psg. (2)

- La perméabilité de la zone de passage Z-psg est élevée et uniforme (Figure 31).
- Elle a une valeur environ de 180 mD au centre du drain, autour du puits (OMO025/ OMO462/ OMO353).et tend vers le nord et l'extrême nord-est.
- Une valeur de 10 mD dans le sud-ouest et l'est.

3.2.2- carte isoperméabilité du drain D1 :

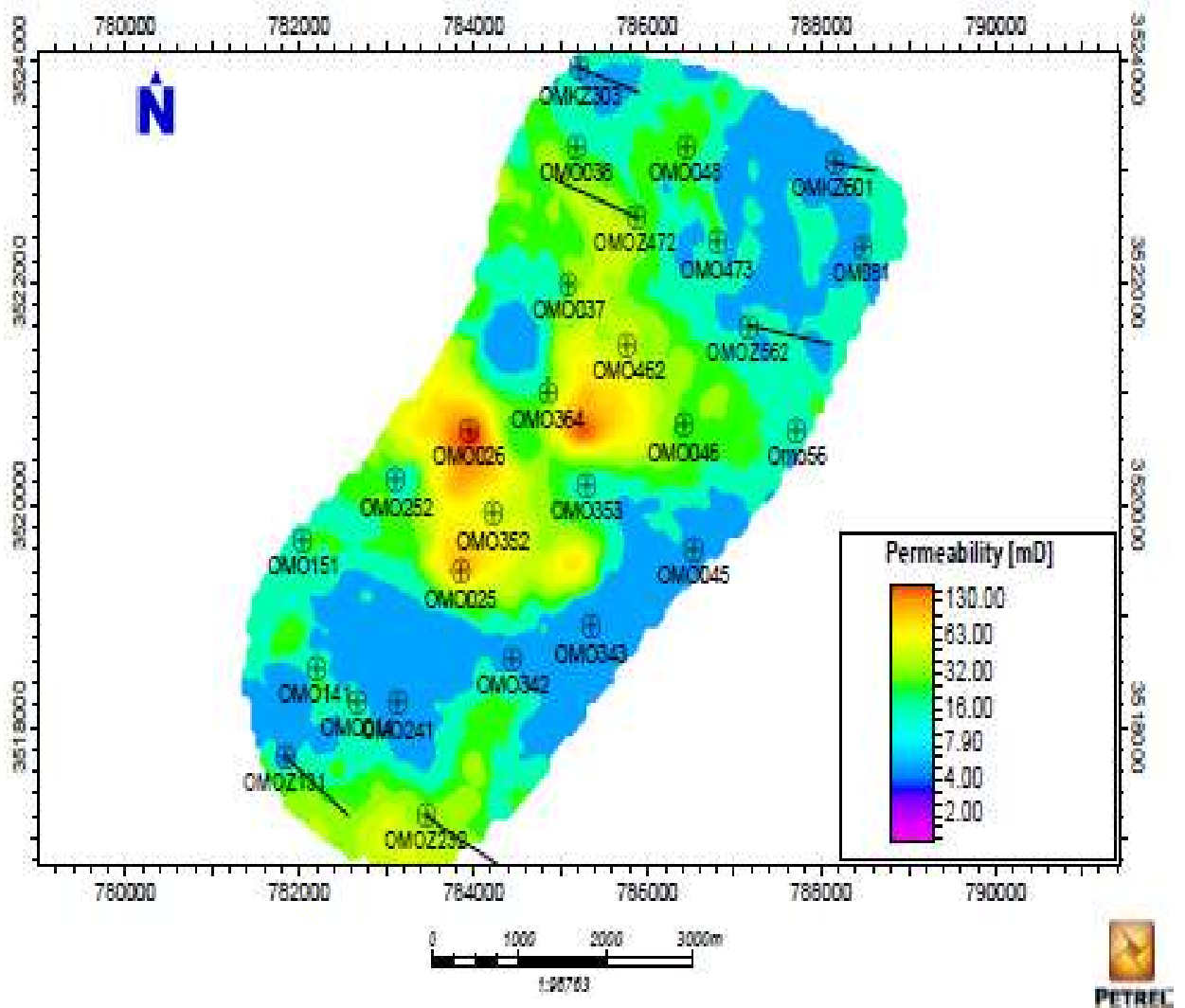


Fig.32 : carte isoperméabilité de D1. (2)

- La perméabilité de D1 est élevée et a une distribution non uniforme. Surtout dans le centre de la zone autour du puits (OMO026/OMO364/OMO352) elle a une valeur de 100 mD.

-La perméabilité diminue à 5 mD au sud et au nord-est.

3.2.4- carte isoperméabilité du drain D2 :

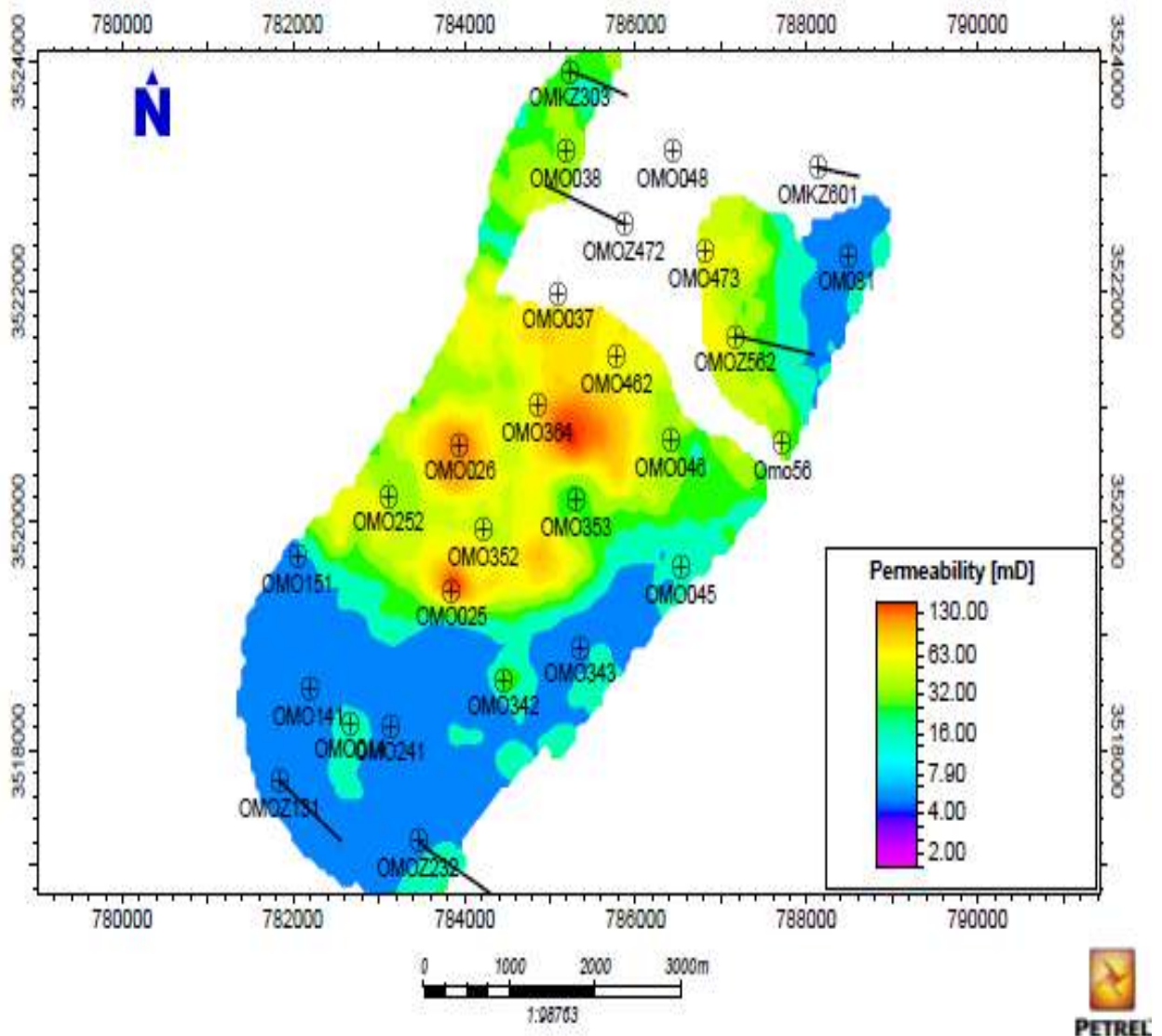


Fig. 34 : carte isoperméabilité de D2. (2)

- Le centre du drain D2 présente une perméabilité excellente, de valeur supérieur à 125 mD (Figure 34).
- La partie sud de ce drain a une perméabilité homogène de 5 mD,
- La partie nord est érodée et le reste a une perméabilité moyenne à élever.

3.2.5- carte isoperméabilité du drain D3 :

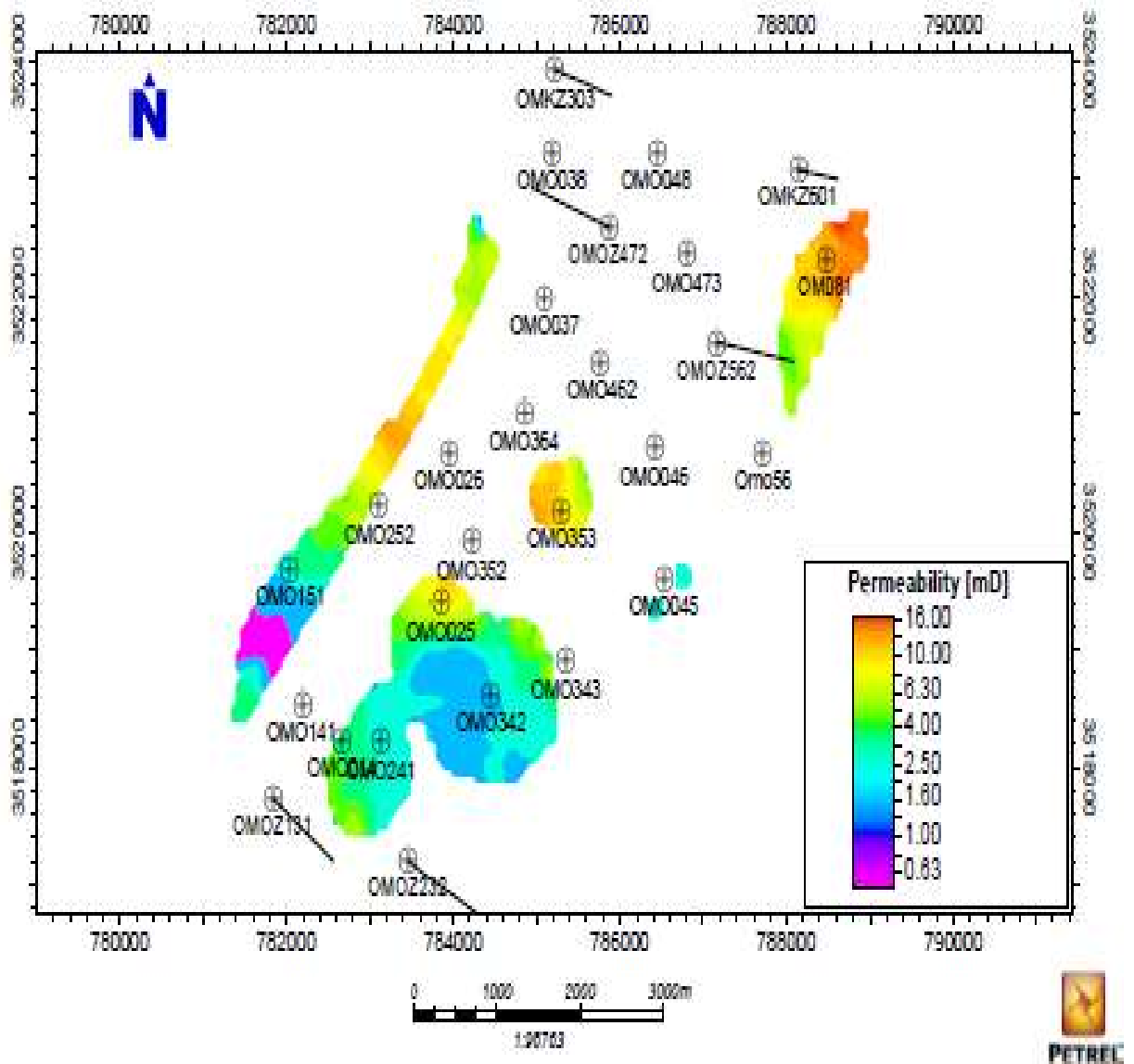


Fig. 35 : carte isoperméabilité de D3. (2)

- La majeure partie du drain D3 est érodés (**Fig. 35**).
- Le perméabilité atteindre une valeur faible de 3 mD au centre du zone.
- Le reste à une perméabilité moyenne variée entre 16 mD au voisinage de la faille mineure nord, jusqu'à 8 mD au voisinage de la faille principale.

4. Conclusion :

De l'interprétation structurale et pétrophysique de chaque drain, on peut dire :

- Le centre de la zone présente de bonnes caractéristiques pétrophysiques, avec une porosité allant jusqu'à 12% et une très bonne perméabilité, dépassant 120 mD à certains endroits.
- L'épaisseur est moyenne à forte, variant entre 40 m et 100 m, sauf pour le nord fortement érodé, notamment les drains D3 et D2.
- Les niveaux d'eau en dessous des pieds Ra donnent une saturation en eau négligeable.
- Les failles créent des barrières de pression qui encouragent la production assistée.
- Les anticlinaux observés dans les coupes géologiques sont des milieux favorables au captage des hydrocarbures.

A partir de ces interprétations, on peut dire que le réservoir de Ra est un réservoir à haut rendement avec de bonnes conditions de développement.

*Conclusion générale et
recommandation*

CONCLUSION GENERALE :

Hassi Messaoud est considéré comme l'un des plus grands champs de pétroles dans le monde. Il fait partie d'un ensemble de structures formant la partie Nord de la province Triasique. Son réservoir est essentiellement constitué des grès quartzitiques d'âge Cambro ordovicien. La zone 7 se trouve au nord-ouest du champ de Hassi Messaoud.

L'étude géologique a démontré les caractéristiques de cette région à travers les cartes de la propriété pétrophysique.

La distribution de la porosité et de la perméabilité n'est pas homogène, les caractéristiques des réservoirs structuraux et phénophysiques ont été liées au mouvement tectonique. A cet effet, ces propriétés ont prévalu dans la zone à la proximité des failles et à leur position structurale par rapport au plan d'eau.

D'après l'interprétation on constate qu'il y a :

➤ -Trois failles :

- Faille majeure orientée Nord-Est Sud-Ouest.
- Faille mineure orientée Nord-Sud
- Faille mineure orientée Nord-Est Sud-Ouest

➤ Répartition des épaisseurs de chaque drain :

- D4 : Corrosion supérieure à 90 %.
- D3 : Il existe dans la partie sud de la zone et est moins épais.
- D2 : Erosion dans la partie nord
- ID, D1, Z-psg : Ils existent dans le prolongement de la zone 7 et ont une épaisseur importante.

Les données (GR, Sw, K, Φ) sont renseignées pour faciliter la visualisation de la distribution des faciès et des différents paramètres pétrophysiques :

- Il a été constaté que les faciès sont composées d'argile et de grès en fortes proportions.
- La saturation en eau est négligeable car l'interface (huile-eau) est plus profonde que le mur du réservoir.

La répartition de la porosité et de la perméabilité est relativement suffisante en général, le centre et l'extrémité sud-est étant meilleurs.

Recommandation :

- Vérifiez toujours les données entrées dans le logiciel pour détecter les valeurs aberrantes qui pourraient affecter le modèle.
- Il faut d'abord vérifier l'exactitude du modèle par « contrôle qualité QC ».
- L'interprétation des cartes et des données extraites du modèle doit d'abord se faire de manière logique pour assurer la fiabilité du modèle.

Référence :

- 1) Karine Bédard, la construction de modèles géologiques 3d à l'ère de la normalisation, Université laval Québec, 2006, p (2, 11, 12).
- 2) largot bachir, ben laiche tayeb, le réservoir ra de la zone 7 de hassi messaoud, caractérisation et essai de modélisation géologique, université kasdi merbah, le 06/2016.
- 3) Ait chikh manal, guerfi mohammed Lotfi, analyse des dépôts minéraux et leur impact sur le champ de hassi messaoud, 15 / 10 / 2020.
- 4) djilali hafsa, belalmi zineb, étude des propriétés pétrophysiques du réservoir ra, du champ de hassi Messaoud, université kasdi merbah ouargla, 2020.
- 5) difallah sofiane, ouerd benslama ilyes, étude et traitement des dépôts d'asphaltènes dans le puits htf23 au niveau de champ hmd, université kasdi merbah ouargla, 2020.
- 6) dahmane aichouch oussama, hellal ayoub, kaddouri boufeldja, évaluation et interprétation des résultats d'acidification sur le puits oml113 à hassi Messaoud, université kasdi merbah, 2020.
- 7) Mme. Nada ACHI, Caractérisation d'un réservoir gréseux par simulation de carottes artificielles, Université des frères Mentouri de Constantine, 16/11/2015
- 8) zegurir labidi oussama, toum taki el ouahab étude de l'efficacité d'injection de gaz dans le champ de hassi messaoud, p24.
- 9) Serge Ghomsi Konga, Modélisation d'un réservoir géophysique en milieu poreux, Université Yaound, 2013.
- 10) samine zeroug schlumberger, noureddine bounoua, petroleum engineering rabih lounissi, exploration sonatrach, well evaluation conference algeria, 2007.
- 11) khellaf a, mania j, broquet p, belhaous a, chauve p, etude petrophysique de l'unité ra du réservoir cambrien d'hassi masaoud secteur sud-est algérien, bulletin of the international association of engineering géologie de 'association internationale de geologie de l'ingenieur , paris - no 53 - avril 1996.
- 12) Audrey Neau, Caractérisation des réservoirs pétroliers par les données sismiques, avec l'aide de la géomodélisation, L'Université de Pau et des Pays de l'Adour, 14 mai 2009.
- 13) cours 3eme licence forage, module diagraphie, université kasdi merbah ouargla, 2020.