

UNIVERSITE KASDI MERBAH – OUARGLA
FACULTÉ DES HYDROCARBURES, DES ÉNERGIES RENOUVEALABLES ET DES
SCIENCES DE LA TERRE ET DE L'UNIVERS
DEPARTEMENT DES SCIENCES DE LA TERRE ET DE L'UNIVERS



Mémoire de Master Professionnel

Domaine : Sciences de la Terre et de l'Univers
Filière : Géologie
Spécialité : Géologie pétrolière

THEME

Evaluation Des Paramètres Pétrophysiques De La Zone 15 Du Champ De Hassi Messaoud

Présenté par:

- ✓ MHAMMEDI MOHAMMED LAID
- ✓ GUERRIDA ABD ERREZAK
- ✓ LEGOUGUI RIYADH

Soutenu publiquement le

Devant le jury :

Président :	Mr. LAOUINI Hamza	M. A. A Univ. Ouargla.
Promoteur :	Mr. HACINI Messaoud	Prf Univ. Ouargla.
Examineur :	Mr. Zatout Marzouk	M. C. B Univ. Ouargla.
Co-promoteur :	Melle. MEBROUKI Nassira	M. A. B ENS. Ouargla.

Année Universitaire : 2017/2018

REMERCIEMENT

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

Nous tenons à exprimer notre profonde gratitude à notre Encadreur
Pr.Hassini Messaoud

pour ses orientations, remarques et corrections qui ont permis l'élaboration de ce mémoire.

Nous remercions également à Melle Mebrouki Nasira pour leur soutien, leur sympathie, leur gentillesse et leur disponibilité.

Nous remercions également à tous les responsables du département de la géologie EP

(Sonatrach) particulièrement Mr Mostapha Attaoat et Mr Youcef Hassona et Mr Hama Toufik et Mr Amin pour leurs soutiens et leurs aides précieuses.

Nos remercions les plus chaleureux vont, également, à l'ensemble du formidable corps

enseignant du Département De Géologie Pétrolière pour leurs aides et soutiens durant toute la période de la formation universitaire.

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

On n'oublie pas nos parents pour leur contribution, leur soutien et leur patience.

Enfin, nous adressons nos plus sincères remercions à tous nos proches et amis, qui nous ont toujours encouragés au cours de la réalisation de ce mémoire.

Merci à tous et à toutes.



Dédicace

*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.*

Sommaire

REMERCIEMENT	
DEDICACE	
INTRODUCTION	1
CHAPITRE 1 : GENERALITES SUR LE CHAMP DE HASSI MESSAOUD	
I.1. PRESENTATION DE LA REGION	2
I.1.2 .SITUATION GEOGRAPHIQUE DU CHAMP	2
I.2. GEOLOGIE DE LA PLATE-FORME SAHARIENNE.....	3
I.3. LES DIFFERENTS BASSINS PETROLIERS DANS LE SAHARA.....	4
I.3.1SITUATION GEOLOGIQUE DU CHAMP DE HASSI MESSAOUD	6
I.4. PALEOGEOGRAPHIE ET TECTONIQUE DE LA REGION	7
➤ Cambrien.....	7
➤ Ordovicien Inférieur (Ri)	7
➤ Ordovicien Supérieur.....	7
I.4.1 STRUCTURE DU CHAMP DE HASSI MESSAOUD.....	8
I.4.2 EVOLUTION STRUCTURALE DU CHAMP DE HASSIMESSAOUD.....	8
I.4.2.1 LA PHASE PANAFRICAINE.....	8
I.4.2.2 LA PHASE HERCYNIENNE.....	8
I.4.2.3 LA PHASE ATLASIQUE.....	9
I.5. HISTORIQUE DE PRODUCTION DU CHAMP.....	9
I.6. STRATIGRAPHIE DU CHAMP.....	10
I.6.1 SOCLE CRISTALLIN.....	10
I.6.2 Infracambrien.....	11
I.6.3 Paléozoïque.....	11
I.6.3.1 Cambrien.....	11
Litho-zone R3.....	11
Litho-zone R2.....	11
Litho-zone Ra.....	11
Litho-zone Ri.....	11
I.6.3.2 ORDOVICIEN.....	11
➤ ZONE D'ALTERNANCE.....	11
➤ ARGILE D'EL-GASS.....	11
• GRES D'EL ATCHANE.....	12
• QUARTZITES DE HAMR.....	12
I.6.3.3 MESOZOÏQUE	12
➤ Trias.....	12
• Trias gréseux.....	12
• Trias argileux.....	12
• Trias salifère.....	12
➤ Jurassique.....	12
• Lias.....	12
• Dogger.....	13
• Malm.....	13
➤ Crétacé.....	13
• Néocomien.....	13
• Barrémien.....	13
• Aptien.....	13
• Albien.....	13
• Cénomanién.....	13

• Turonien.....	13
• Sénonien.....	13
I.6.3.4 Cénozoïque.....	14
• Eocène.....	14
• Mio-pliocène.....	14

CHAPITRE II : METHODOLOGIE ET PROCEDURES DE TRAVAIL.

II.1.INTRODUCTION.....	15
II.2.1 PRESENTATION DE LOGICIEL PETREL	15
II.2.2.DESCRPTION DE LOGICIEL PETREL	15
II.2.3.AVANTAGES PRINCIPAUX	16
II.3.PROCEDURES DE TRAVAIL	16
II.3.1.IMPORT DATA.....	17
II.3.1.1- DONNEES DES PUITES	17
II.3.1.1.1- WELL HEADS	17
II.4.1.1.2 - WELL LOGS	17
II.4.1.1.3- WELL TOPS	18
II.4. METHODE UTILISEE DANS LA EVALUATION GEOLOGIQUE.....	18
II.4.1 METHODE BASEE PIXEL	18
A. SIS : SIMULATION INDICATRICE SEQUENTIELLE (SEQUENTIAL INDICATOR SIMULATION)	19
B. SGS : SIMULATION GAUSSIENNE SEQUENTIELLE (SEQUENTIAL GAUSSIENNE SIMULATION)	19
II.4.2 METHODE BASEE D'OBJET	19
II.4.3 PARAMETRES PETRO PHYSIQUES ET LEURS INTERPRETATIONS	20
❖ DIAGRAPHIE GAMMA RAY (GR)	20
❖ DIAGRAPHIES NEUTRON (NPHI)	20
APPLICATION.....	20
❖ LA PERMEABILITE (K):.....	20
❖ LA POROSITE (PHIT): (Φ OU F)	20
II.5. MOYENS ET DONNEES UTILISEES	21
II.5.1. MOYENS UTILISEES.....	21
II.5.2. DONNEES UTILISEES	21
A- DONNEES DE GEOLOGIE DE TERRAIN	21
B- DONNEES DU SISMIQUE DE GISEMENT	22
C- DONNEES DE FORAGE	22
DIAGRAPHIES.....	22

CHAPITRE III : ANALYSE STRUCTURALE DE LA ZONE 15

III.1. PRESENTATION DE LA ZONE 15.....	23
III.1.1 SITUATION DE LA ZONE 15	23
III.1 .2 STATUT DES PUITES DE LA ZONE 15 DE HASSI MESSAOUD.....	24
III.2. ANALYSE LES COUPES GEOLOGIQUES DE LA ZONE 15	24
III.2.1 COUPE GEOLOGIQUE W-E	25
III.2.2 COUPE GEOLOGIQUE N-S	26
III.2.3 COUPE GEOLOGIQUE NE-SW	27
III.3. ANALYSE DES CARTES STRUCTURALES DE LA ZONE 15.....	27
III.3.1 ANALYSE DES CARTES EN ISOBATHES	27

III.3.1.1 LA CARTE EN ISOBATHE AU NIVEAU DISCORDONCE HERCYNIENNE.....	27
III.3.1.2 CARTE EN ISOBATHES AU TOIT DE L'ID	28
III.3.2 .ANALYSE DES CARTES EN ISOPAQUES	28
III.3.2.1-INTRODUCTION.....	28
III.3.2.2.ANALYSE DES CARTES.....	29
III.3.2.2.1 .CARTE ISOPAQUES DU D3	30
III.3.2.2.2 .CARTE ISOPAQUES DU D2	31
III.3.2.2.3 .CARTE ISOPAQUES DE L'ID.....	32
III.3.2.2.4 .CARTE ISOPAQUES DU D1	33
III.3.2.3.CONCLUSION.....	3

CHAPITRE IV : EVALUATION DES PARAMETRES PETROPHYSIQUES DE LA ZONE 15

IV. EVALUATION DES PARAMETRES PETRO PHYSIQUE DU RESERVOIR RI ET RA	34
INTRODUCTION	34
IV.1.CARTES EN ISO-POROSITE	34
IV.1.1.ANALYSE DES CARTES.....	34
CARTE ISO-POROSITE DU DRAIN D5	35
CARTE ISO-POROSITE DU DRAIN D3	35
CARTE ISO-POROSITE DU DRAIN D2	36
CARTE ISO-POROSITE DU DRAIN ID	36
CARTE ISO-POROSITE DU DRAIN D1	36
IV.1.2. CONCLUSION.....	37
IV.2.CARTES EN ISO-PERMEABILITE.....	37
IV.2.1- INTRODUCTION	37
IV.2.2- ANALYSE DES CARTES.....	37
CARTE ISO PERMEABILITE DU DRAIN D5	38
CARTE ISO PERMEABILITE DU DRAIN D3	38
CARTE ISO PERMEABILITE DU DRAIN D2	39
CARTE ISO PERMEABILITE DE L'INTER DRAIN ID	39
CARTE ISO PERMEABILITE DU DRAIN D1	40
IV.2.3 CONCLUSION.....	40
IV.3. CARTES EN ISO-WATER SATURATION.....	41
IV.3.1- INTRODUCTION	41
IV.3.2- ANALYSE DES CARTES EN ISO-WATER SATURATION.....	41
IV.4. INFLUENCE DES ARGILES SUR LA QUALITE DU RESERVOIR RA	43
IV.4.1- INTRODUCTION.....	43
IV.4.2- ANALYSE DES CARTES	43
CARTE EN ISO-ARGILES DE DRAIN D5	44
CARTE EN ISO-ARGILES DE DRAIN D3	44
CARTE EN ISO-ARGILES DE DRAIN D2	45
CARTE EN ISO-ARGILES DE DRAIN ID.....	45
CARTE EN ISO-ARGILES DE DRAIN D1	46
IV.4.3- CONCLUSION.....	46
IV.5.CORRELATION ENTRE LA POROSITE ET LA PERMEABILITE	47
IV.6.CORRELATIONS PAR DIAGRAPHIE	48
CONCLISION GENERAL.....	49
LISTE DES ABREVIATION	
REFERENCES BIBLIOGRAPHIQUES	
RESUME	

LISTE DE FIGURES

<i>Figure.1:</i> Situation géographique du champ de Hassi Messaoud (WEC 2007).....	2
<i>Figure.2:</i> Coup géologique régionale (WEC 2007).....	3
<i>Figure.3:</i> Carte des différents bassins pétroliers dans le Sahara (WEC 2007).....	5
<i>Figure.4:</i> Situation géologique du champ de Hassi Messaoud (WEC 2007).....	6
<i>Figure.5:</i> Coupe schématique du champ de HassiMessaoud (Sonatrach DP-HMD).....	7
<i>Figure.6:</i> L'anticlinal d'Hassi-Messaoud. (Benayad et al ; 2013).....	10
<i>Figure.7:</i> Zonation du champ de Hassi Messaoud (WEC 2007).	10
<i>Figure 8:</i> Colonne litho-stratigraphique du champ de Hassi Messaoud (WEC 2007).....	14
<i>Figure.9 :</i> l'interface d' logiciel pétrel 2014.....	16
<i>Figure.10 :</i> Carte Zonation du champ de Hassi Messaoud (Sonatrach DP-HMD).....	23
<i>Figure.11 :</i> Carte Situation géographique de la zone 15 Hassi Messaoud en 3D.....	24
<i>Figure.12 :</i> coupe géologique W-E de la zone 15 de Hassi Messaoud(DP-HMD)	25
<i>Figure.13:</i> coupe géologique N-S de la zone 15 de Hassi Messaoud	26
<i>Figure. 14 :</i> coupe géologique NE-SW de la zone 15 de Hassi Messaoud	27
<i>Figure.15:</i> carte structurale a la DH (Sonatrach DP-HMD)	28
<i>Figure. 16 :</i> carte structurale a toi de l'ID(Sonatrach DP-HMD)	28
<i>Figure. 17 :</i> carte iso pâques du D3 de la zone 15 de Hassi Messaoud.....	29
<i>Figure. 18 :</i> carte iso pâques du D2 de la zone 15 de Hassi Messaoud	30
<i>Figure. 19 :</i> carte iso pâques du l'ID de la zone 15 de Hassi Messaoud	31
<i>Figure. 20 :</i> carte iso pâques du D1 de la zone 15 de Hassi Messaoud.....	32
<i>Figure.21:</i> Carte en iso porosité du D5 (Sonatrach DP-HMD)	33
<i>Figure. 22 :</i> Carte en iso porosité du D3 (Sonatrach DP-HMD)	33
<i>Figure.23:</i> Carte en iso porosité du D2 (Sonatrach DP-HMD)	34
<i>Figure.24:</i> Carte en iso porosité du ID (Sonatrach DP-HMD)	34
<i>Figure.25 :</i> Carte en iso porosité de D1 (Sonatrach DP-HMD)	35
<i>Figure.26 :</i> Carte en iso perméabilité de D5 (Sonatrach DP-HMD)	37
<i>Figure.27 :</i> Carte en iso perméabilité de D3 (Sonatrach DP-HMD)	37
<i>Figure.28 :</i> Carte en iso perméabilité de D2 (Sonatrach DP-HMD)	38
<i>Figure.29 :</i> Carte en iso perméabilité de ID (Sonatrach DP-HMD)	38
<i>Figure.30 :</i> Carte en iso perméabilité de D1 (Sonatrach DP-HMD)	39
<i>Figure.31 :</i> Carte en iso-water saturation de D5 (Sonatrach DP-HMD)	40
<i>Figure.32:</i> Carte en iso-water saturation de D3 (Sonatrach DP-HMD)	40

Figure.33 : Carte en iso-water saturation de D2 (Sonatrach DP-HMD)	41
Figure.34 : Carte en iso-water saturation de ID (Sonatrach DP-HMD)	41
Figure.35 : Carte en iso-water saturation de D1 (Sonatrach DP-HMD)	41
Figure.36 : Carte en iso-argiles de drain D5 (Sonatrach DP-HMD)	43
Figure.37 : Carte en iso-argiles de drain D3 (Sonatrach DP-HMD)	43
Figure.38 : Carte en iso-argiles de drain D2 (Sonatrach DP-HMD)	44
Figure.39 : Carte en iso-argiles de drain ID (Sonatrach DP-HMD)	44
Figure.40 : Carte en iso-argiles de drain D1 (Sonatrach DP-HMD).	45
Figure.41 : Corrélation entre la porosité et la perméabilité (Sonatrach DP-HMD...)	46
Figure.42 : Corrélation NE-SW recouperent les puits ONM31-MD283-MD513-MD74.....	47

Introduction Générale

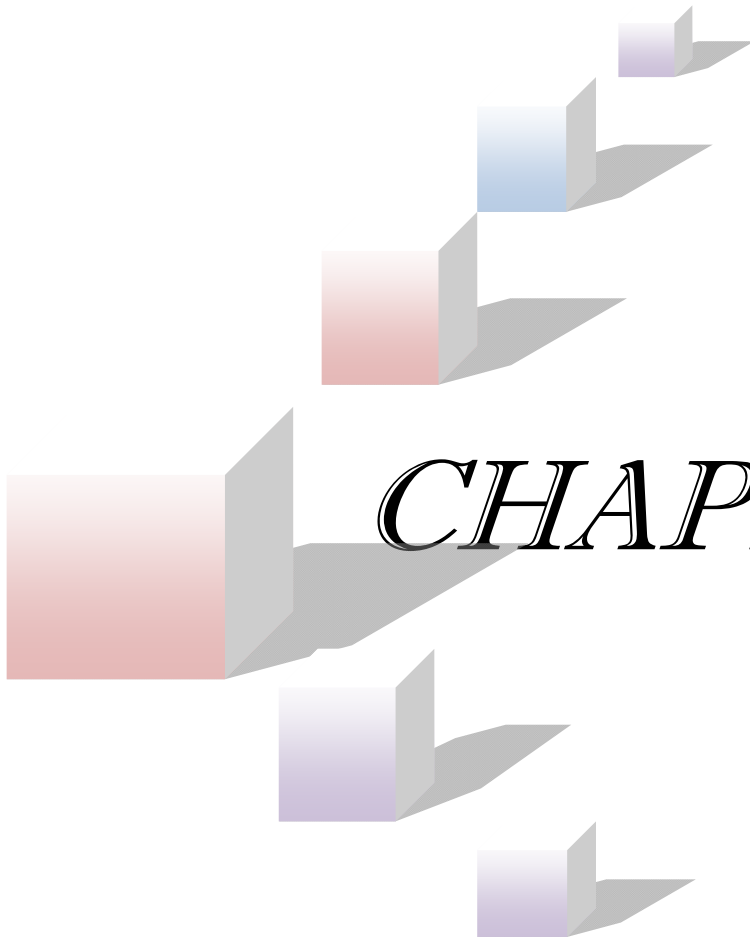
Le gisement géant de Hassi-Messaoud fait partie de la province pétrolière Est dans le Sahara Algérien. Il se développe en vaste anticlinal subcirculaire orienté NNE-SSW. De par ses réserves et ses dimensions, il est considéré comme l'un des plus grands gisements au monde produisant de l'huile du réservoir Cambro-ordovicien. La couverture sus-jacente du gisement est assurée par le complexe argilo-gréseux et salifère du Trias mésozoïque discordant sur la surface d'érosion du Cambro-ordovicien. L'objectif pétrolier à Hassi Messaoud réside dans les sédiments cambriens saturés en huile, qui ont subi une évolution géologique très poussée. Des processus combinés liés aux dépôts, à la compaction, à la diagenèse et à l'histoire tectonique ont générés un réservoir hétérogène (Khellaf et al ; 1996).

L'étude d'un gisement pétrolier nécessite pour son développement de vastes études d'investigation, de diagnostics et de caractérisation géologique, diagraphiques et pétro physiques. Les spécialistes gisement continuent aussi à étudier le gisement pendant la durée de vie du champ afin d'en tirer les informations nécessaires à l'exploitation optimale du gisement (Cossé ; 1988).

Faisant partie des 25 zones de production de Hassi Messaoud, la zone **15** situant au **Est** du champ pétrolier d'Hassi-Messaoud qui a été mis en production en 1959. Dans notre cas d'étude, évaluation des paramètres pétro physiques du réservoirs Ri et Ra, a pour but la construction des cartes géologiques à l'aide du logiciel **Pétrél** . En recueillant des informations géologiques et pétro-physiques disponibles pour faire cartographier la distribution des données statiques telles que la porosité, la perméabilité, la saturation; et le taux d'argile. L'analyse de la répartition des propriétés pétro-physiques et d'argiles révèle les intérêts pétroliers des différents drains constituant le réservoir. Pour savoir l'effet de la tectonique sur le réservoir étudié on a eu recours aux données des essais de puits représentant un outil puissant pour une caractérisation dynamique des fissures et des failles affectant anoter le réservoir (indice de productivité).L'objectif final de cette étude est d'optimiser la récupération des hydrocarbures à travers une meilleure gestion du réservoir.

Le mémoire proposé est structuré selon Quatre parties :

- **La première partie** décrit le contexte de l'étude à travers une synthèse bibliographique sur le champ pétrolier d'Hassi-Messaoud.
- **La deuxième partie** : Méthodologie suivie et le travail effectué pour compléter ce travail .
- **La troisième partie** montre l'analyse des structures de cette région afin de connaître la forme générale et la connaissance des faille qui s'y trouvent .
- **La quatrième partie** : Cette partie de l'étude est Sur la base de l'analyse de la distribution des paramètres pétro physiques du pétrole



CHAPITER I

GÉNÉRALITÉ

I.1. Présentation de la région :

La région de Hassi Messaoud est localisée dans la partie centrale du Sahara algérien, connue pour ses puits productifs d’huile principalement dans les réservoirs cambriens. Le champ de Hassi-Messaoud représente l’un des champs les plus complexes au monde. Durant l’histoire géologique, ce champ a subit d’une part une évolution tectonique intense caractérisée par des phases compressives distinctives. D’autres part, par la transformation diagénétique dans le réservoir, lors de son enfouissement au cours des temps géologique, jusqu’à ce que le gisement a pris la forme ou la configuration actuelle.

I-1.2. Situation géographique :

Le champ de Hassi Messaoud est le plus grand gisement d’huile d’Algérie, et se situe à environ **850km** au Sud-Est d'Alger, à **280km** au Sud-Est du gisement du gaz de Hassi R'Mel et à **350km** à l'Ouest de la frontière Tunisienne (Fig.1), Il s’étend sur une superficie de **2500 Km²**.

Il a pour coordonnées Lambert (LSA) :

X = [790.000 - 840.000] Est

Y = [110.000 - 150.000] Nord

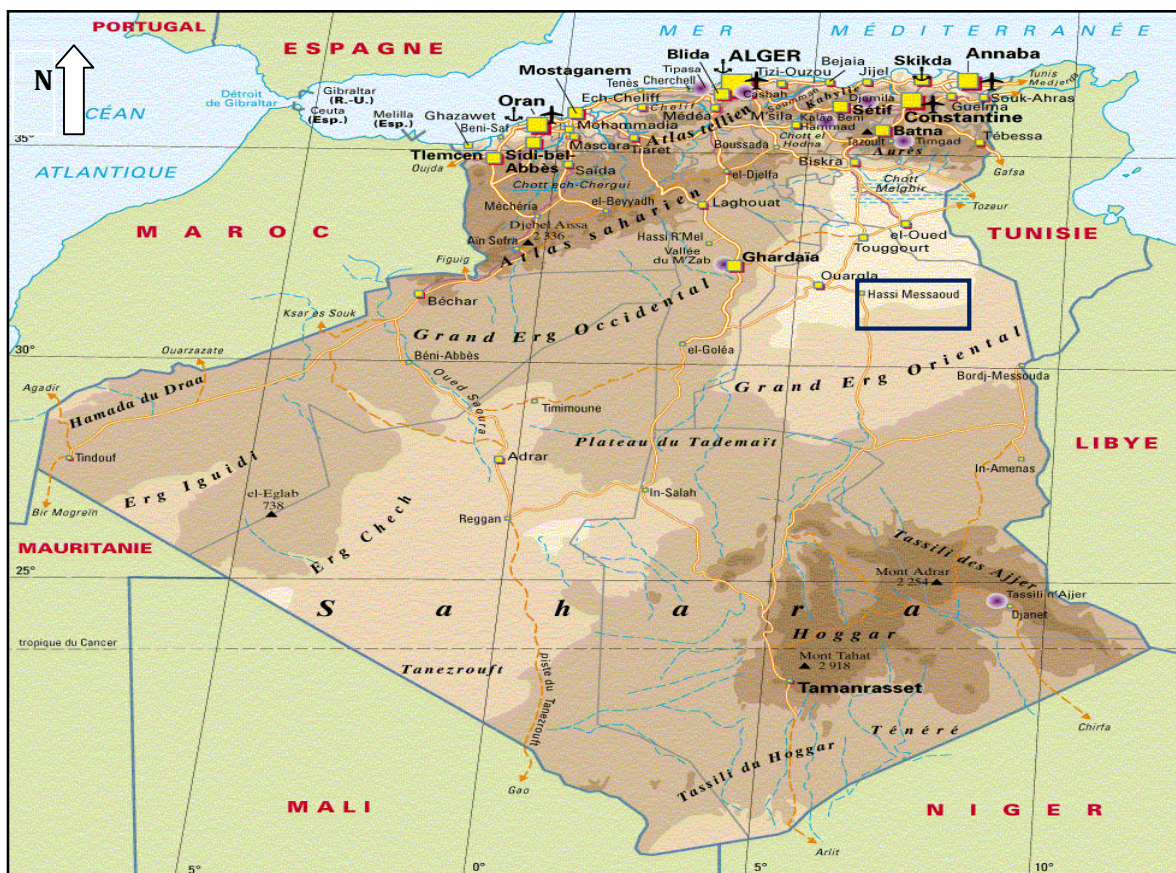


Fig. (1): Situation géographique du champ de Hassi Messaoud (WEC 2007)

I.2. Géologie de la plate-forme saharienne :

L'histoire géologique de la plate-forme saharienne est très ancienne. Son évolution est influencée par la présence de boucliers parfois très vieux, comme le bouclier Reguibat, qui a acquis sa stabilité entre **1 800** et **2 000 MA**, et de boucliers plus jeunes comme le bouclier Touareg résultant de la phase panafricaine, qui date d'environ **500 MA**.

Le trait structural majeur est la présence de grandes failles sub-méridiennes verticales, soulignées par de puissantes bandes de mylonites. Ces accidents sub-méridiens sont décalés par un réseau de failles conjuguées. Les accidents du socle d'orientation N-S, NE-SO et NO-SE sont au moins d'âge panafricain tardif. Ce réseau de fracturation jouera ultérieurement un rôle important sur la structuration et la sédimentation de la plate-forme saharienne (**Fig. 2**).

Plusieurs phases tectoniques ont modelé la plate-forme saharienne, à savoir :

- _ la distension cambro-ordovicienne
- _ la compression tectonique
- _ la compression calédonienne
- _ les différents événements tectono-sédimentaires du Dévonien
- _ les mouvements hercyniens
- _ les événements méso-cénozoïques (phases Autrichienne et Alpine).

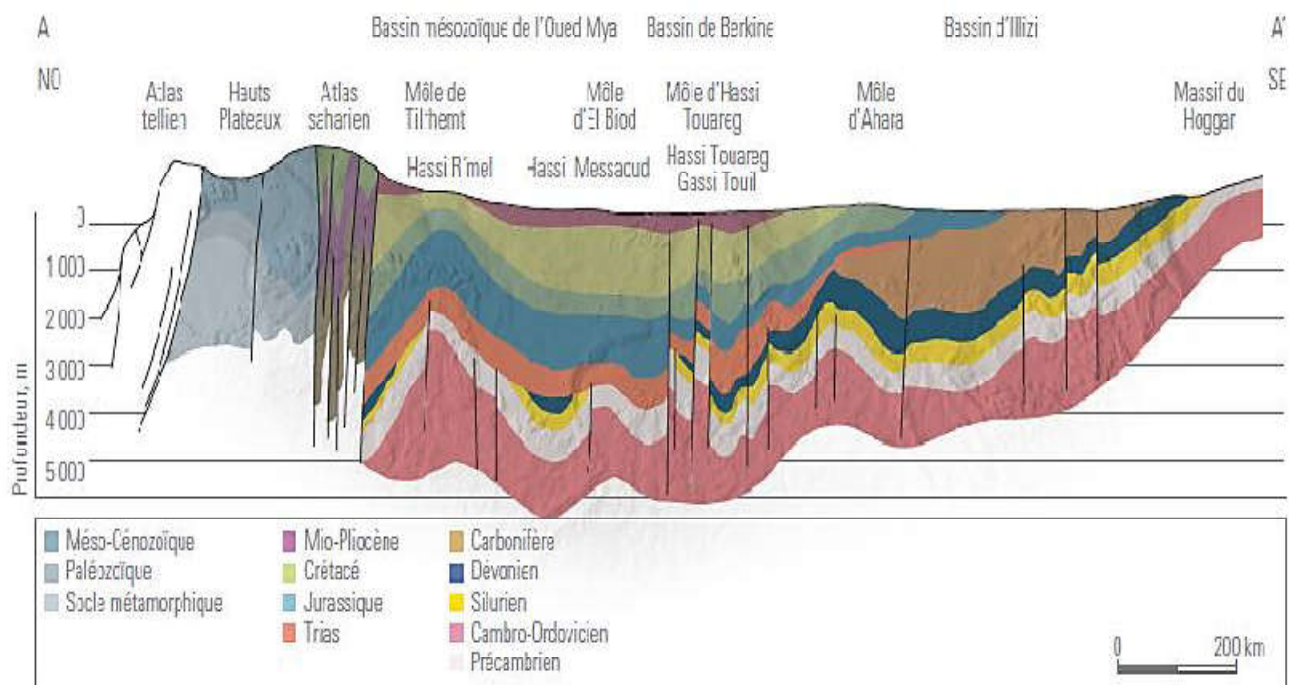


Fig. (2): Coup géologique régionale (WEC 2007).

La phase orogénique panafricaine, qui prend fin au cours du Cambrien, est suivie d'une période d'érosion importante qui nivelle les structures et reliefs antérieurs.

Les mouvements hercyniens majeurs ont par contre joué un rôle majeur dans la structuration des différents bassins de la plate-forme saharienne et dans la distribution des roches .

réservoirs. Le résultat est bien visible sur l'écorché pré-mésozoïque de la région de Hassi Messaoud. Plusieurs forages de la région de Hassi Messaoud et du bassin de l'Oued Mya ont traversé des roches volcaniques intercalées dans des grès attribués au Cambrien (Ra et R2) et à l'Ordovicien. D'après le BEICIP-Sonatrach (1972), on est en présence de coulées plus ou moins basiques ou de fragments de spilites resédimentés en même temps que se déposent les grès de Hassi Messaoud.

I.3. Les différents bassins pétroliers dans le Sahara :

Les gisements d'hydrocarbures d'Algérie sont quasiment tous situés dans la région du Sahara où ils se répartissent dans différents bassins. Le bassin le plus prolifique demeure celui de l'Oued Mya où se trouvent les gisements géants de Hassi Messaoud et de Hassi R'mel, alors que le bassin de Berkine a constitué cette dernière décennie un pôle majeur de développement, notamment avec la découverte des gisements d'Ourhoud et Hassi Berkine Sud. Quant aux bassins du Sud-Ouest, ils constituent un pôle d'exploration gazière relativement important, ainsi qu'un début de développement tout aussi important avec la mise en production des gisements gaziers de la région d'In Salah et le lancement du développement des accumulations d'huile de la cuvette de Sbâa. La province est englobe les bassins d'Illizi, Berkine, Oued Mya et le môle Amguid-Messaoud. C'est au sein de cette province, où se trouvent les gisements géants de Hassi Messaoud (huile) et Hassi R'mel (gaz), que l'essentiel des découvertes d'huile et de gaz ont été réalisées jusqu'à aujourd'hui. L'intense activité d'exploration menée dans cette région depuis plus d'une dizaine d'années a permis d'introduire de nouvelles techniques d'exploration, notamment celles relatives à l'acquisition, le traitement et le retraitement des données de sismique et de forage. Ces techniques sont à l'origine de la compréhension et de la précision de beaucoup d'aspects (géochimie, modèles sédimentologiques, rôle des failles, cartographie de niveaux sous le sel) qui ont aidé à faire du bassin de Berkine, par exemple, le siège de très nombreuses découvertes, surtout dans le Trias mais aussi dans les niveaux inférieurs du Carbonifère et du Dévonien. Ceci a permis de qualifier ce bassin comme étant l'un des plus riches au monde. (**Fig. 3**)

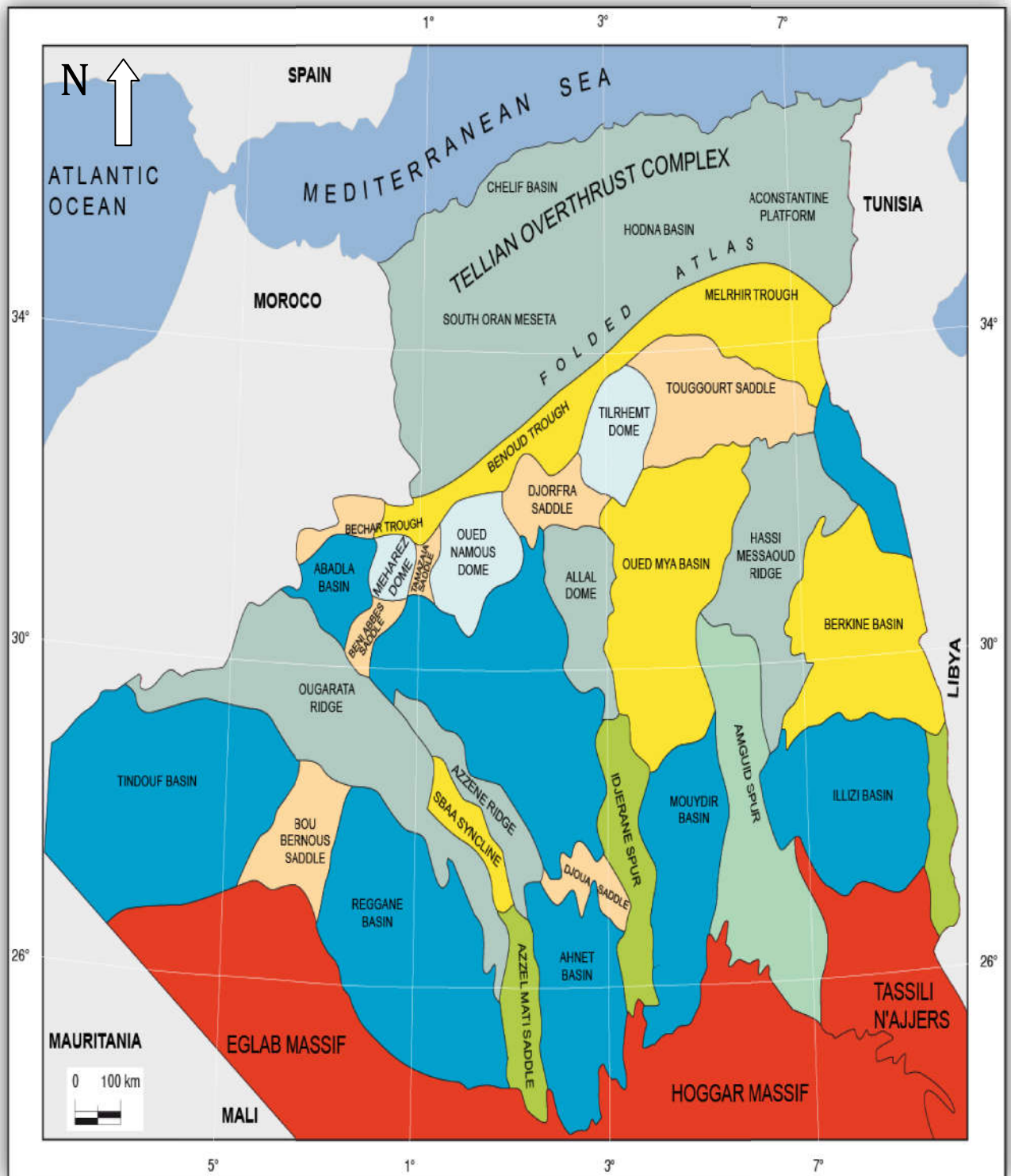


Fig. (3): Carte des différents bassins pétroliers dans le Sahara (WEC 2007).

I.3.1. Situation géologique de Hassi-Messaoud :

Le champ de Hassi Messaoud occupe la partie centrale de la province triasique. Par sa Superficie et ses réserves, qui est connue par ses puits productifs d'huile principalement dans les réservoirs cambriens (**Fig. 4**).

Il est limité :

- 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 El Agreb.
- Au Sud-Est par les gisements; Rhourde El Baguel et Mesdar.

Géologiquement, il est limité :

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

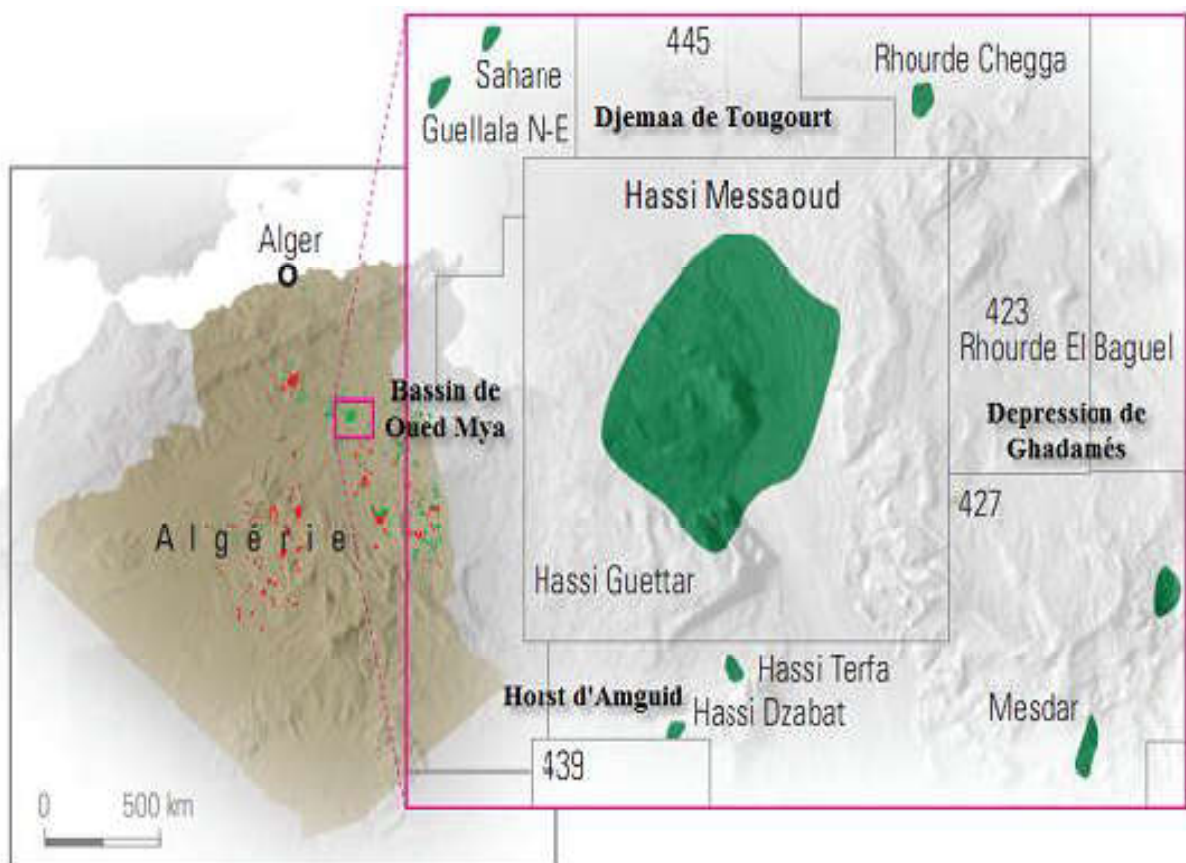


Fig. (4): Situation géologique du champ de Hassi Messaoud (WEC 2007).

I.4. Paléogéographie et tectonique de la région :

De manière générale la paléogéographie de la région subdivisée en trois ensembles :

- **Cambrien** : d'origine essentiellement continentale (système fluviatile) qui est composé de grès souvent grossier.
- **Ordovicien Inférieur (Ri)** : durant lequel les influences marines ont été nombreuses, et qui se compose de grès fins admettant des intercalations argileuses.
- **Ordovicien Supérieur** : englobant 4 zones, les suivants :
 - Zone des alternances.
 - Argile d'El Gassi .
 - Grès d'El Atchane .
 - Quartzite de Hamra.

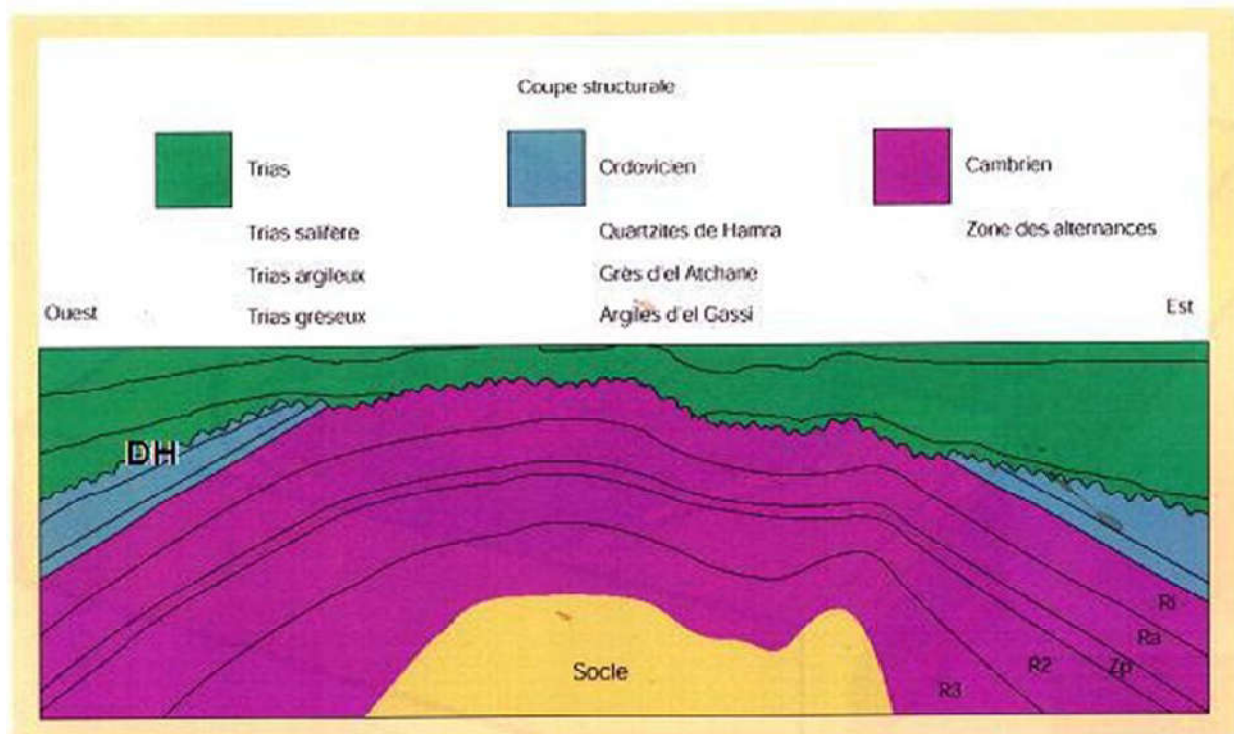


Fig. (5) : Coupe schématique du champ de Hassi Messaoud (Sonatrach / Division Production _ Rapport interne 1998)

Les unités R3, R2 et Ra inférieure se sont déposées dans un vaste complexe de chenaux fluviatiles en tresses. Ces unités sont surmontées par les grès plus fins à skolithos et à nombreux intervalles de siltstones argileux du Ra supérieur à caractère marin peu profond. L'épisode marin se poursuit au cours du dépôt de l'Ordovicien avec des dépôts de grès fins à skolithos et des argiles.

Les différentes formations se sont déposées mais elles ont été partiellement érodées à l'époque Hercynienne sur le môle de Hassi Messaoud. Cette érosion atteint même la zone R2 au centre du champ. Les formations sont d'autant plus érodées qu'elles sont plus récentes.

I.4.1 Structure du Champ de Hassi Messaoud :

La structure du champ pétrolier de Hassi Messaoud se développe en un vaste anticlinal subcirculaire de **45 Km** de diamètre et de direction NNE_SSW. L'image structurale de Hassi-Messaoud est fortement complexe à analyser et difficile à cerner du fait de ses dimensions et des phénomènes tectoniques et surtout l'interférence entre sa structure proprement dite et l'érosion hercynienne qui se superpose aux conditions de dépôts des grés Cambro-ordovicien.

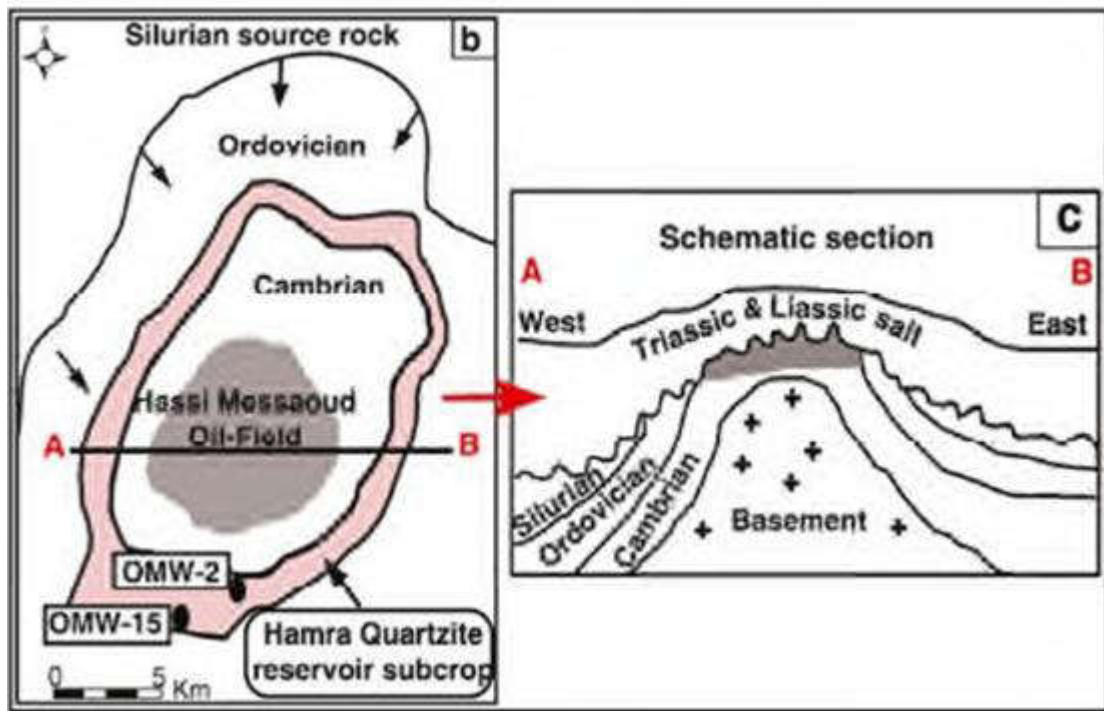


Fig. (6) :L'anticlinal d'Hassi-Messaoud. (Benayad et al ; 2013)

I.4.2 Evolution Structurale du Champ de Hassi Messaoud :

L'évolution structurale du champ de Hassi Messaoud, est le résultat de plusieurs périodes de structuration tectoniques affectant le Sahara central, parmi lesquelles on peut citer :

I.4.2.1 La Phase Panafricaine : c'est une phase compressive de direction E_W, résultat d'une collision continental entre le craton ouest africain rigide et le bloc Est africain plastic .

Bertand et R. Caby), provoquant un réseau de failles de direction NE_SW, NW_SE suivie d'une Érosion intense jusqu'au cambrien, conduisant à la formation d'une surface de pénéplation appelée Infra-Tassilienne. (Ghenifi and al ; 2013)

I.4.2.2 La Phase Hercynienne : datée de 225 à 280 Ma. Cette phase est responsable d'un grand bombement de direction NE_SW, accompagné d'un jeu de failles de même direction qui dissocient le réservoir en bloc (horst et graben), ayant chacun son comportement propre. On marque une érosion de toute la couverture paléozoïque à l'aplomb du gisement et par la disposition radiale de grandes vallées de creusement. (Ghenifi and al ; 2013)

I.4.2.3 La Phase Atlasique :

c'est une phase compressive de direction NNE_SSW, postérieur à la formation des hydrocarbures. Donc elle est probablement à l'origine des barrières de perméabilités dues à un décalage des niveaux réservoir. (Ghenifi and al ; 2013)

I.5. Historique de production du champ :

Le gisement de Hassi Messaoud fut découvert par deux compagnies françaises, la CFPA (compagnie français des pétroles d'Algérie) pour le Nord et la SN-REPAL (société Nationale de recherche pétrolière en Algérie) pour le Sud.

Le **15 janvier 1956** fut réalisé le premier forage du puits MD1, le **15 juin** de la même année ce forage a permis de découvrir la couche productrice gréseuse, d'âge cambrien située à une profondeur de 3338m qui est caractérisée par une très grande variabilité de ses propriétés pétrophysiques : porosité, perméabilité qui sont les plus liées à la productivité des puits.

En Mai **1957**, la société CFPA a réalisé un puits OM1 à environ **7 Km** au Nord-Ouest du puits MD1, ce forage confirmait l'existence d'un gisement d'huile, son épaisseur peut atteindre **200m**, sa pression initiale est estimée à **482 kg/cm²**.

La mise en production du champ avait commencé en **1958** avec **20** puits producteurs. Le type de drainage durant les premières années fût par expansion du gaz dissous, néanmoins, l'on a recours, de nos jours au drainage par récupération secondaire, par injection d'eau ou du gaz miscible. Dès lors les forages n'ont cessé de se multiplier, notamment à partir des nationalisations des hydrocarbures le **24 Février 1971**.

Actuellement, le gisement de Hassi Messaoud est subdivisé en **25** « zones de production » sur la base du comportement moyen des pressions de gisement. Une zone de production se définit comme un ensemble de puits qui communiquent entre eux mais pas ou peu avec ceux des zones voisines. Ces zones sont séparées entre elles par des interzones qui correspondent .

généralement a des secteurs de passage de failles qui constituent des barrières plus ou moins étanches à la circulation des fluides entre les différentes « zones de production » (Fig.7).

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

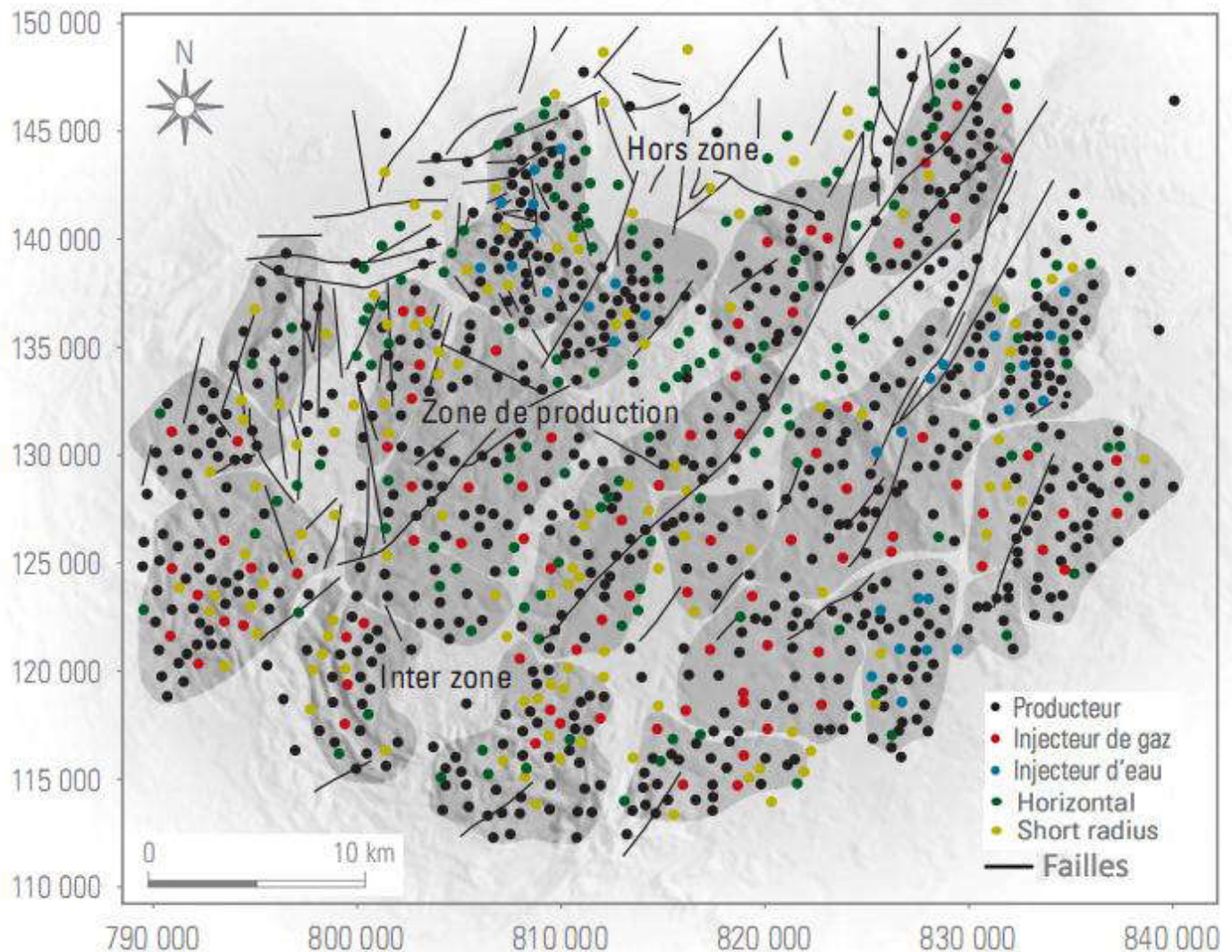


Fig. (7) : Zonation du champ de Hassi Messaoud (WEC 2007).

I.6. Stratigraphie du champ :

Sur la dorsale de Hassi Messaoud une bonne partie de la série stratigraphique est absente. Ce sont des dépôts du paléozoïque reposant sur un socle granitique, qui ont été érodés au centre de la structure au cours de la phase hercynienne.

De ce fait, les dépôts mésozoïques reposent en discordance sur le Cambro-ordovicien. En allant vers la périphérie du champ, la série devient plus complète (Fig. 8).

De la base au sommet on distingue :

I.6.1 Socle cristallin :

Rencontré aux environs de 4000 mètres de profondeur, il est formé essentiellement de granite porphyroïde rose.

I.6.2 Infracambrien :

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 rouges.

I.6.3 Paléozoïque :

Les formations ordoviciennes ne sont présentes que sur la périphérie du champ où elles ont subi une érosion différentielle.

I.6.3.1 Cambrien :

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

On y distingue quatre (04) litho-zones Ra, Ri, R2 et R3 (A. Homer 1967).

- **Litho-zone R3** : Son épaisseur moyenne est de 370m.
Il se compose de grès feldspathiques et micacés à grains moyens à très grossiers conglomératiques à la base, à ciment argileux abondant, admettant des passées de grès ferrugineux et d'argile silteuse (Beicip-franlab1995).
- **Litho-zone R2** : Son épaisseur moyenne est de 100m.
Il se compose de grès moyens à grossiers micacés, mal classés à ciment argileux assez abondant et admettant des intercalations de silts. Les stratifications sont souvent obliques.
- **Litho-zone Ra** : Son épaisseur moyenne est de 125m.
D'épaisseur variable, il se compose de grès à grès quartzites anisométriques moyens à grossiers, à ciment argileux et siliceux, admettant de nombreuses passées de siltstones centimétriques et décimétriques. Les stratifications sont souvent obliques à entrecroisées, parfois horizontales. Les tigillites sont présentes dans la partie supérieure de la série.
A noté que le Ra est totalement érodé au centre de la structure au niveau des puits : OMP35B, OMP143, OML301, OM81.
- **Litho-zone Ri** : Son épaisseur moyenne est de 42m.
Il se compose des grès quartzitiques, isométriques fins, bien classés, glauconieux à ciment argileux et siliceux, avec une présence abondante de tigillites.

I.6.3.2 Ordovicien :

On distingue de la base au sommet quatre (04) unités lithologiques

- **Zone d'alternance** : Son épaisseur moyenne est de 20m.
Désignée ainsi en raison de la présence de nombreuses passées d'argiles indurées alternant avec des bancs quartzites fins isométriques.
- **Argile d'El-Gassi** : son épaisseur moyenne est d'environ 50m.

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 marins.

Cette formation et surtout rencontrée sur la périphérie Ouest à Sud-Ouest du champ de Hassi-Messaoud.

- **Grès d'EL Atchane** : son épaisseur moyenne varie de **12 à 25m**. Cette formation est constituée de grès fins à très fins, gris beige à gris sombre.

Ces grès peuvent être argileux ou glauconieux admettant de nombreuses passées argileuses et silteuses.

- **Quartzites de Hamra** : son épaisseur moyenne varie de 12 à 75m. Ce sont des grès quartzitiques fins, à rares intercalations d'argile.

1.6.3.3 Mésozoïque :

➤ **Trias :**

Il repose en discordance sur le cambrien au centre et, sur l'Ordovicien sur les flancs de la structure. IL est subdivisé en trois (03) unités:

- **Trias gréseux**: son épaisseur varie de 0 à 75m.

Il constitue le premier remplissage du relief paléozoïque et, se subdivise en plusieurs unités qui diffèrent par leurs lithologies et leurs réponses diagraphiques. Il repose, localement, sur une coulée éruptive remplissant les vallées d'érosion hercynienne profondes.

- **Trias argileux** : son épaisseur moyenne est de 113m.

Il est constitué d'argiles plus ou moins silteuses, brun rouges à bariolées, dolomitiques et anhydritiques, des bancs d'argile légèrement silteuse et dolomitique.

- **Trias salifère**: Son épaisseur moyenne est de 844m.

Il est constitué de bancs de sel massif présentant au sommet des intercalations d'anhydrite et d'argile légèrement silteuse et dolomitique.

➤ **Jurassique**: son épaisseur moyenne est de **340m**.

Le Jurassique est un ensemble argilo gréseux à intercalations de calcaires au sommet (Malm) et à alternances de faciès lagunaires marins à la base (Dogger et Lias).

- **Lias**: son épaisseur moyenne est de 300m.

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 (05) niveaux bien distincts s'alternant entre eux sur toute l'épaisseur (LD3, LS2, LD2, LS1, LD1)

LD3: argile marne grises à intercalation, de calcaire (d'épaisseur moyenne 30m).

LS2: Sels massifs à fine passes d'argile (55m)

LD2: alternance d'anhydrite et de sel massif avec des niveaux d'argile et de dolomie argileuse ou vaculaire.

LS1: alternance de sel massif et anhydrite avec des niveaux d'argiles (100).

LD1: anhydrite avec des passes d'argile et de dolomie.

- **Dogger:** son épaisseur moyenne est de 320m.

Lagunaire à la base avec des alternances de dolomies marneuse et d'anhydrite, il devient argileux à des rares passes des grès au sommet.

- **Malm:** son épaisseur moyenne est de 225m.

Il est caractérisé par les dépôts d'argile et de marne avec des intercalations de bancs de calcaire et de dolomie accompagnées de quelques traces d'anhydrite.

- **Crétacé:** son épaisseur moyenne est de 1670m.

Argilo gréseux, à la base avec des passées de marnes et de dolomies, il devient tous à tous lagunaire et carbonaté au sommet, il comprend :

- **Néocomien:** son épaisseur est de 182m.

Il comprend deux niveaux :

A la base un terme gréseux constitué de grès et de quelques passées d'argile avec des passées de grès.

Au sommet un terme argileux représenté par des argiles avec de nombreuses intercalations de calcaire et de dolomie.

- **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.

- **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 Calcaire-Dolomitique qui représente un bon repère sismique.

- **Albien:** son épaisseur moyenne est de 350m.

Constitué de grès et de sable fin, avec des intercalations d'argile silteuse, il représente une immense nappe aquifère.

- **Cénomanién:** son épaisseur moyenne est de 145m.

Alternance d'anhydrite et d'argile brun-rouge, de marne grise et de dolomie. La limite Cénomanién-Albien coïncide avec le passage des séries évaporitiques aux séries plus gréseuses de l'Albien.

- **Turonien:** son épaisseur moyenne varie de 70 à 150m.

Alternance de calcaire dolomitique et calcaire argileux, calcaire dolomitique et calcaire crayeux, au sommet apparaissent les bancs de calcaire. Le Turonien présente une nappe d'eau salée.

- **Sénonien:** Son épaisseur moyenne est de 450m.

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.

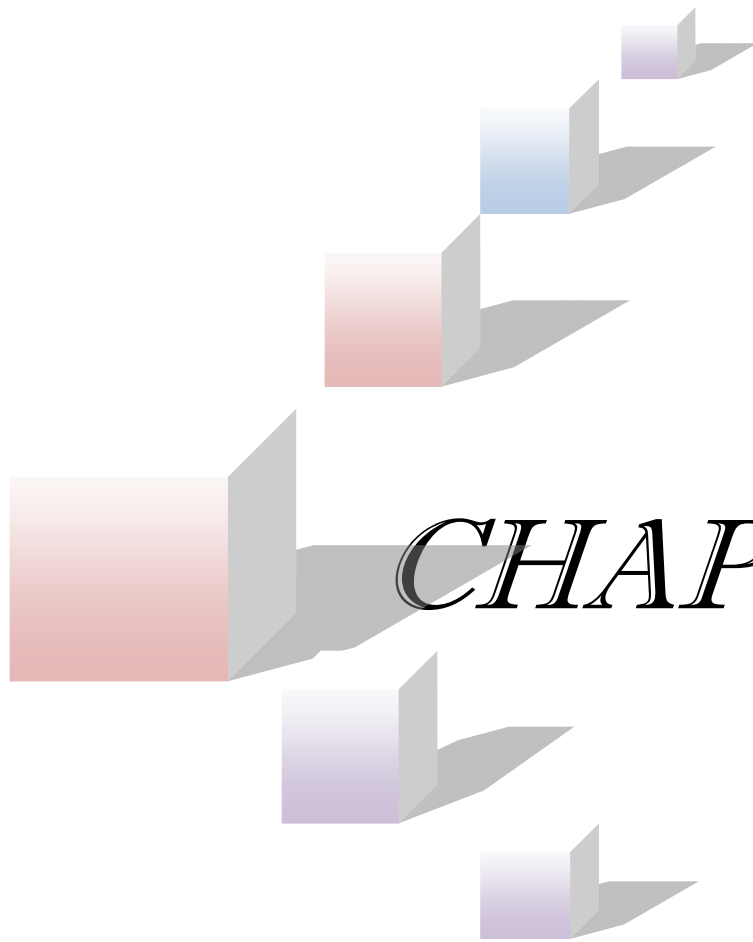
I.6.3.4 Cénozoïque : Son épaisseur moyenne est de 360m.

- Eocène :(épaisseur moyenne 118m), calcaire dolomitique à silex.
- Mio-pliocène : (épaisseur moyenne 230m).

Sable continu avec des alternances d'argile, de marne sableuse, grès sombre ou brun rouge et sable grossiers.

Ere/Sy	ETAGES	LITHO	Ep	TUBAGES & BOUE	DESCRIPTION	
CZ	MIO PLIOCENE		239	17 "1/2 x 13 "3/8 ± 500m	Boue douce bentonitique D: 1,1-1,2 V: 45-50	SABLE, CALCAIRE
	EOCENE		122			
MESOZOIQUE	SENONIEN	CARBONATE	107	12 "1/4 x 9 "5/8 ± 2300m	Boue KEN X D: 1,26-1,32 V: 50 - 70 F: 2,4	CALCAIRE, DOLOMIE, ANHYDRITE
		ANHYDRITIQUE	209			ANHYDRITE, MARNE, DOLOMIE
		SALIFERE	149			SEL MASSIF
	TURONIEN		112		CALCAIRE	
	CENOMANIEN		147		MARNE, CALCAIRE, DOLOMIE	
	ALBIEN		362		GRES, ARGILE	
	APTIEN		24		DOLOMIE	
	BARREMIEN		276		ARGILE, SABLE	
	NEOCOMIEN		182		DOLOMIE, MARNE, ARGILE	
	MALM		226		ARGILE, MARNE, CALCAIRE	
MESOZOIQUE	DOGG	ARGILEUX	107	8 "1/2 x 7 " ± 3300m	Boue S.S D: 2,2 V: 40 - 50 F: 5 - 10	ARGILE, MARNE
		LAGUNAIRE	211			ANHYDRITE, DOLOMIE
	LIAS	LD1	66			DOLOMIE, ANHYDRITE, ARGILE
		LS1	90			SEL, ANHYDRITE
		LD2	55			DOLOMIE, MARNE
		LS2	58			SEL MASSIF I
	SALIFERE	TS1	46			DOLOMIE, MARNE
TS2		189	ANHYDRITE, ARGILE			
TS3		202	SEL, ARGILE, ANHYDRITE			
MESOZOIQUE	ARGILEUX	113	SEL MASSIF II			
	GRESEUX	0 à 35	ARGILE			
PALEOZOIQUE	ERUPTIF		0 à 92			GRES, ARGILE
						ANDESITE
	Quartzites de Hamra		75			Grès très fins
	Grès d'El-Archane		25			Grès fins glauconieux
	Argiles d'El-Gassi		50			Argile verte ou noire
	Zones des Alternances		18			Alternances grès et argiles
	R. Isométriques.		42			GRES Isométriques, Silts
	R. Anisométriques		125			GRES Anisométriques, Silts
	R.2		100			GRES Grossiers, Argile
	R.3		370			GRES Grossiers, Argiles
Infra Cambrien		45			GRES Argileux rouge	
SOCLE					Granite porphyroïde rose	

Fig. (8): Colonne litho-stratigraphique du champ de Hassi Messaoud (WEC 2007)



CHAPITER II

METHODOLOGIE ET PROCEDURES DE TRAVAIL

II.1.Introduction:

Le champ de Hassi Messaoud représente l'un des champs les plus complexes au monde. Ce champ a subi d'une part une évolution tectonique intense caractérisée par des phases compressives et distensives et d'autre part, des transformations dia génétiques et ce, depuis son enfouissement au cours des temps géologiques jusqu'à ce que le gisement ait pris la forme tel que représenté par la configuration actuelle.

Les événements tectoniques peuvent quelques fois améliorer les paramètres pétro physiques, comme ils peuvent parfois les détériorer.

Pour l'étude de cette hétérogénéité et complexité du champ de Hassi Messaoud, la maîtrise des paramètres pétro physiques ne suffit pas, car il faut tenir compte de l'effet de certains facteurs (failles, fissuration, intrusion volcanique ...) sur le réservoir, et leur influence sur les qualités pétro physiques.

Pour notre étude, nous avons choisi la zone 15 en utilisant un logiciel PETREL pour suivre l'évolution des paramètres pétro physiques .

II.2.1. Présentation de logiciel PETREL:

Depuis quelques années la station de travail intégrées on fait leur apparition dans l'industrie pétrolier, grâce au développent réel de la microélectronique et de l'informatique.

En effet ces machines permettent entre autre de réaliser un certain nombre de taches dans les défèrent domaines de l'exploration pétrolier et en particulier l'interprétation des données sismique 3D ou 2D .Des nombreuse taches du géologue et du géophysicien ont été ainsi simplifiées et rendues automatique.

A cet effet la compagnie de service pétrolier SCHLUMBERGER a développé un logiciel de grande performance PETREL basé sur Windows pour la visualisations 3D, cartographie 3D, et la modélisation, simulation d réservoir.

II.2.2.Description de logiciel PETREL:

Le développement sur le logiciel pétrel a commencé en 1996 .fin d'essayer de combattre les problèmes de géophysicien spécialistes .Le résultat était un outil intégré de déroulement des opérations qui permet à des compagnies de penser en toute créativité au sujet de leur réservoir et permettant aux géologues et géophysicien spécialistes de travaillé ensemble avec les outils disponibles. Le logiciel Pétreel est maintenant une application complète de simulation.

L'interface utilisateurs est basé sur normes de Microsoft Windows sur des boutons, des dialogues et des systèmes d'aide .ceci permis une familiarisation à la majorité des utilisateurs et assuré l'utilisation efficace de l'application.

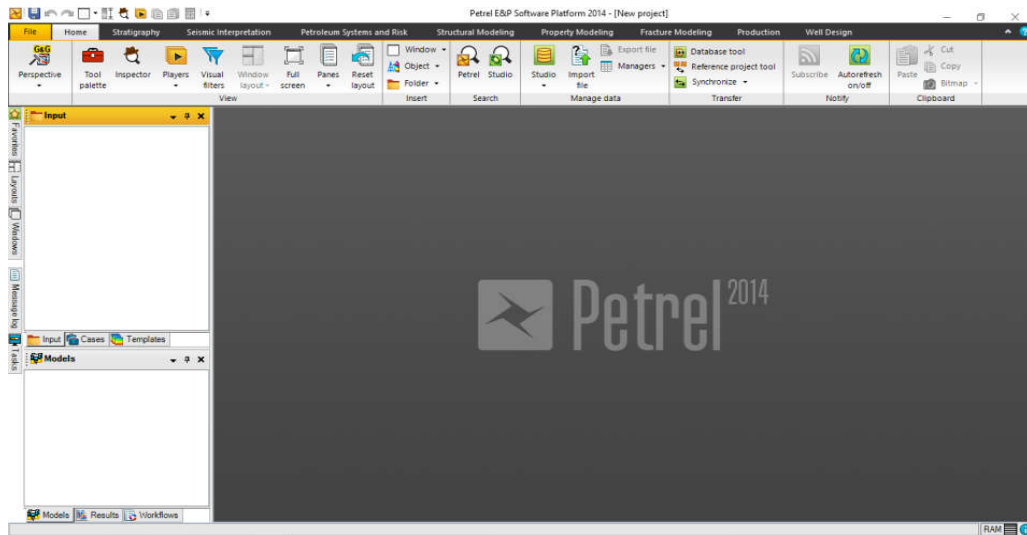


Fig.(9) : l'interface d' logiciel pétrel 2014

II.2.3. Avantages principaux :

Tous les outils sont intégrés dans une application, éliminant des problèmes d'importation et d'exportation et encourageant la collaboration.

Des modèles peuvent être mis à jour immédiatement quand les nouvelles données arrivent pour prendre des décisions plus rapides et plus fiables.

Tous les résultats peuvent être copiés et collés à n'importe quelle application de Windows et les rendant rapides et faciles de rapporter.

Le logiciel Pétrel à une interface utilisateur familière de Windows, la fonctionnalité défait/refait, et stockage des modèles...Etc., ça le rend facile à utiliser et à apprendre (KELKOULI M 2009).

II.3. Procédures de travail :

Pour évaluer le changement des paramètres pétro physiques de la zone étudiée, il faut aller au-delà des étapes Ce qui suit:

- Importation des données :
 - ✓ Les données de diagraphie contiennent les courbes : GR, GRN, NPHI, ILD.
 - ✓ Les mesures de carottes horizontales (perméabilité CKH, porosité CPOR).
 - ✓ Données extrais du Data Bank (SONATRACH Division Production).
 - ✓ Différents documents et études traitant de la région de Hassi Messaoud.
- Préparer des cartes (iso porosité, iso perméabilité, iso saturation ,iso argile ,isobathes, iso pâques)
- Etude de la corrélation porosité/perméabilité pour cette zone. et corrélation diagraphique entre les puits.
- Analyses des carets réalisées.

- Estimer les capacités du champ et rechercher des endroits optimaux pour l'implantation des puits de production.
- Voir l'évolution du champ sur le moyen et long terme.

II.3.1.Import data:

Les données utilisées ont été obtenues à partir de la Sonatrach DP HMD. Dans la préparation de ce rapport, nous avons compté, sans vérification indépendante, sur les informations fournies par SH DP HMD

II.3.1.1- Données des puits :

Les données des puits comprennent ;

well head (emplacement de tête de puits dans le monde),

well path (la déviation du puits),

well log (les diagraphies de puits),

et ainsi les données de production et de complétion. La méthode recommandée pour importer des puits dans Pétrel TM est de commencer avec les well heads, puis ajouter les données de déviation et enfin les diagraphies de puits et les données de complétion

II.3.1.1.1- Well heads :

Le fichier well head est simplement un fichier ASCII contenant les informations de tête de puits organisée dans des colonnes (attributs). Les données comprennent le nom de puits, XCoord, Y-Coord, Kelly Bushing (KB), les profondeurs, et le symbole de chaque puits. La colonne nom du puits contient les noms des puits tels qu'ils doivent apparaître. X-Coord et Y Coord sont le x et y coordonnées du puits respectivement. Le KB réfère à l'élévation de la table. Le symbole représente le type de puits (producteur, injecteur, fermé, forte GOR, ...). Pétrel offre un format de lecture d'informations de tête de puits. Cela peut être utilisé pour appliquer les coordonnées X, Y et les valeurs de KB pour tous les puits simultanément avant d'importer les données de déviation. Il s'agit d'un format simple et l'utilisateur peut définir dans quelle colonne les différents types de données seront situés.(Khalili A.2015).

II.3.1.1.2- Well logs :

Lorsque le puits est importé avec les données de tête de puits et la déviation, il est prêt pour l'importation des diagraphies de puits. Les logs de puits peuvent être lus dans Pétrel dans un format LAS spécifique (les formats LAS 2.0 et 3.0 sont actuellement pris en charge),

Les logs sont d'abord scannés. Après, un logiciel de digitalisation est utilisé pour

numériser les logs et les convertir en une forme numérique. Un logiciel d'interprétation des logs tel qu'IP « Interactive Petro physiques » est utilisé pour interpréter les logs numérisés. Des quantités

telles que le volume d'argile, la lithologie, la porosité, la saturation d'eau, ...etc. sont calculées à ce processus. Les logs sont ensuite sauvegardés au format LAS pour les importer à Pétrel

II.3.1.1.3- Well tops :

Les well tops sont utilisés pour marquer la limite entre les unités géologiques comme on le voit dans le trou de forage. Ils peuvent être utilisés pendant la phase de construction du modèle comme un contrôle supplémentaire de la position des horizons de modèle. Initialement, le fichier de données well top peut être créé en utilisant un éditeur de texte tel que Notepad, Word Pad ou Word. Les données sur well top comprend : X, Y, profondeur, type, le nom de l'horizon, nom de puits, Symbole, Profondeur mesurée, Interprète, angle d'inclinaison et azimuth de chaque puits. X et Y sont les coordonnées x et y de puits respectivement. La profondeur se réfère à la profondeur de l'horizon. Le type fait référence au type de la séquence stratigraphique (Horizon ,Zone, et Layer). Nom d'horizon et nom de puits se réfèrent aux noms de l'horizon et le nom de puits respectivement. La profondeur mesurée se réfère à la profondeur mesurée de l'horizon.

II.4. Méthode utilisée dans la évaluation géologique:

Les mathématiques appliquées au domaine géologiques ont fait naître une nouvelle discipline “ la géostatistique” sur laquelle est basée la évaluation des réservoirs.

La géostatistique est une discipline à la frontière entre les mathématique et les sciences de la Terre, c'est une évaluation statique des réservoirs, permet de traiter un ensemble de données réparties dans l'espace dans une zone donnée pour estimer les valeurs dans son voisinage à partir d'un ensemble d'échantillons prélevés à différents endroits qui a leurs tours considérés comme références.

En se basant sur cette discipline, il existe deux méthodes de évaluation des réservoirs de type fluviale ; méthodes booléennes ou méthodes à base d'objet, ou des objets (chenaux, lobes...) sont construits puis utilisés pour estimer les valeurs de la propriété dans le modèle de réservoir, et méthodes pixel ou méthodes de simulation continues ou la propriété est calculée en chaque nœud (pixel). Le choix de la méthode dépend de la nature des données disponibles.

II.4.1 Méthode basée pixel :

Cette méthode utilise le krigeage (méthode d'estimation issue de la géostatistique) et nécessite en conséquence la définition d'un variogramme (fonction mathématique qui exprime l'évaluation de la variabilité de mesure des échantillons en fonction de la distance entre chaque pairs d'échantillons), la valeur à simuler sur un nœud donnée est corrélée indépendamment avec chaque valeur voisine. Ces méthodes ne sont pas adaptées à la simulation de chenaux, car elles ne permettent pas de reproduire la forme curviligne et continue des dépôts fluviaux, ce sont :

A. SIS : Simulation Indicatrice Séquentielle (Séquentiel Indicateur Simulation) :

Cet algorithme est couramment utilisé pour la évaluation des faciès géologiques, types de roches, où il existe un certain nombre de tendances qui peuvent changer. Son issue dépendra principalement de:

- La mise à l'échelle des données enregistrées.
- Les valeurs qui définissent le variogramme.
- La fréquence de distribution des données diagraphiques. Cet algorithme a été conçu pour les données discrètes (Les données dont les valeurs sont représentées par des nombres réels.) le mécanisme est semblable à un simulateur de gaussienne séquentielle à quelques exceptions près. Cette méthode est utilisée pour calculer les grilles de la lithologie et de faciès.

B. SGS : Simulation Gaussienne Séquentielle (Séquentiel Gaussienne Simulation):

La méthode de simulation gaussienne séquentielle est un moyen d'interpolation (nécessaire pour les données continues) par les données qui génèrent un modèle de distribution basé sur variogramme et les tendances (correspondant à l'orientation constatée pour une série de données sur une certaine période). Cet algorithme suppose que les données respectent les propriétés suivantes:

- distribution normale, moyenne de valeurs.
- stationnarité (La moyenne ne change pas latéralement).
- Aucune tendance.

II.4.2 Méthode basée d'objet :

C'est la méthode adaptée à la simulation de chenaux, elle permet la évaluation des données discrètes qui sont produit et distribuées stochastiquement. Toutes les valeurs sont inscrites: forme géométrique (longueur, largeur, épaisseur, courbure...etc.), l'algorithme permet de :

- concevoir l'architecture et la géométrie des faciès d'une manière réelle.
- Créer des objets à base de formes prédéterminées.
- Intégrer les canaux et objets isolés.
- Analyser les tendances verticales et latérales.

II.4.3 .Paramètres Pétro physiques et leurs interprétations :**❖ Diagraphie Gamma Ray (GR) :**

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

- Les formations argileuses qui renferment du potassium (illite spécialement).
- Les sels de potassium.
- Les formations riches en matière organique peuvent concentrer l'uranium.

- Les formations détritiques contenant des feldspaths (potassium) ou enrichies en minéraux lourds.

❖ **Diagraphies Neutron (NPHI):**

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

Application :

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

❖ **La perméabilité (K):**

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

❖ **La porosité (phit): (Φ ou f) :**

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

II.5. Moyens et données utilisées :

II.5.1. Moyens utilisées :

Le développement d'outils informatiques appliqués au domaine de la géologie a permis des progrès importants dans l'analyse des données géologiques, la compagnie de service pétrolier SCHLUMBERGER a développé un logiciel de grande performance « PETREL »

basé sur Windows ,PETREL considéré comme un outil de travail efficace et indispensable pour toute étude géologique sérieuse. Son utilisation a rendu effectif pour le travail présenté dans ce mémoire.

- ❖ Le logiciel PETREL, avec les différents modules qu'il contient,
- ✚ Les évaluations qui ont été réalisées :

- évaluation structurale
- évaluation pétro physique
- évaluation du contact fluides

II.5.2. données utilisées :

Les données exploitées pour réaliser le modèle sont :

les données de 23 puits forés jusqu'au réservoir. 05 puits repris en short radius (SR) et 03 puits horizontaux (H) (coordonnées (x, y, kb), diagraphie, mesures des carottes) et les données de failles.

- Les données de diagraphie contiennent les courbes : GR, GRN, NPHI, ILD.
- Les mesures de carottes horizontales (perméabilité CKH, porosité CPOR).
- Données extraits du Data Bank (SONATRACH Division Production).
- Différents documents et études traitant de la région de Hassi Messaoud.

A- Données de Géologie de Terrain :

La reconnaissance géologique est placée très en amont et consiste à obtenir toutes les informations relatives aux caractéristiques du terrain en basant sur l'observation directe au niveau deaffleurements des roches en surface. L'exploration géologique a plusieurs objectifs Etude de la nature, dl'épaisseur, du pendage et de l'extension des formations géologiques au sein du bassin sédimentaire Étude degré de maturation de la matière organique et estimation des conditions à travers lesquelles est passée Etude dia génétique du réservoir par la confection des lames minces Cartographie et simulation des bassins sédimentaires.

B- Données du Sismique de Gisement :

Le profil sismique permet de visualiser les variations latérales d'épaisseurs des différentes séries, de montrer l'influence des accidents sur la sédimentation et sur la structuration et de donner une image assez précise de la structure profonde des différents niveaux de la série stratigraphique (Boudjema ; 1987) .

C-Données de Forage :

L'existence et la nature des hydrocarbures sont confirmées et assurés grâce aux forages pétroliers qui permettent de vérifier les hypothèses des géologues et géophysiciens. Lors des forages, il est possible d'analyser la nature des terrains traversés par l'examen des débris de roches, par le prélèvement d'échantillons (carottage), ou bien en faisant appel au logging. Mesure sur Carottes.

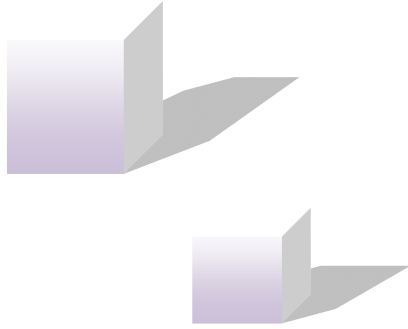
➤ Les carottes constituent un échantillon de bonne valeur duquel une grande partie d'information pourra être obtenue. Les données des carottes ont été utilisées pour construire les modèles de porosité et de perméabilité

Diagraphies :

Les diagraphies sont trouvées pour mesurer de nombreux paramètres qui donnent des informations précieuses sur la lithologie et sur la présence éventuelle des hydrocarbures. Dans notre étude on a utilisé les data des diagraphies suivantes : gamma ray (GR), résistivité vierge (A90), neutron porosité (NPHI), porosité densité (RHOB), porosité sonique.



CHAPTER III



Analyse Structurale de la zone 15

III.1.Présentation de la zone 15:

III.1.1 Situation de la zone 15 :

Cette zone est située au Est du champ, où l'érosion suite à la phase hercynienne est très importante. Elle est limitée au Sud par le zone 16, à l'Est par la zone 14 et à l'Ouest par la zone 13S et à le Nord par la zone 11 et 12 pour cette zone montrée une faille qui passe entre les puits OMN201 et MD412. 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.

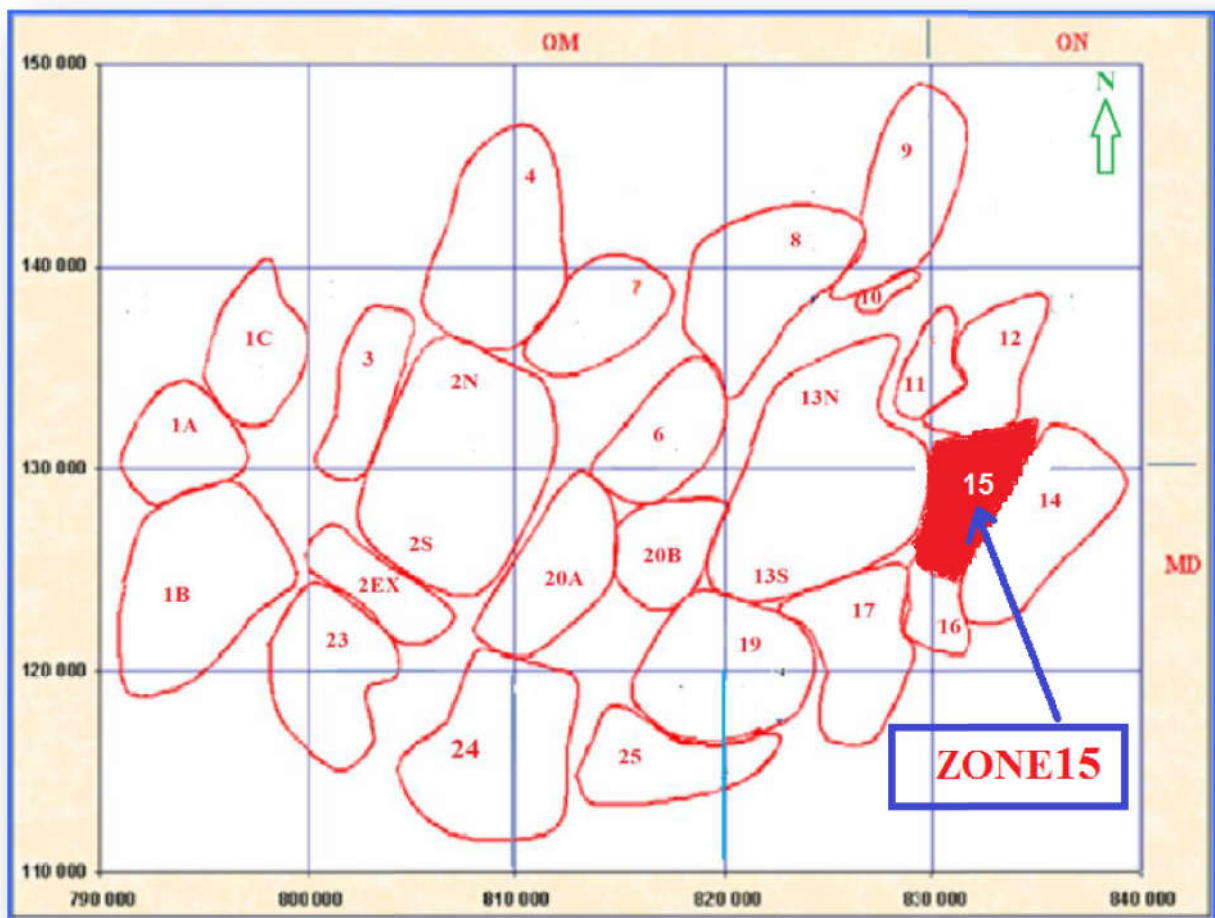
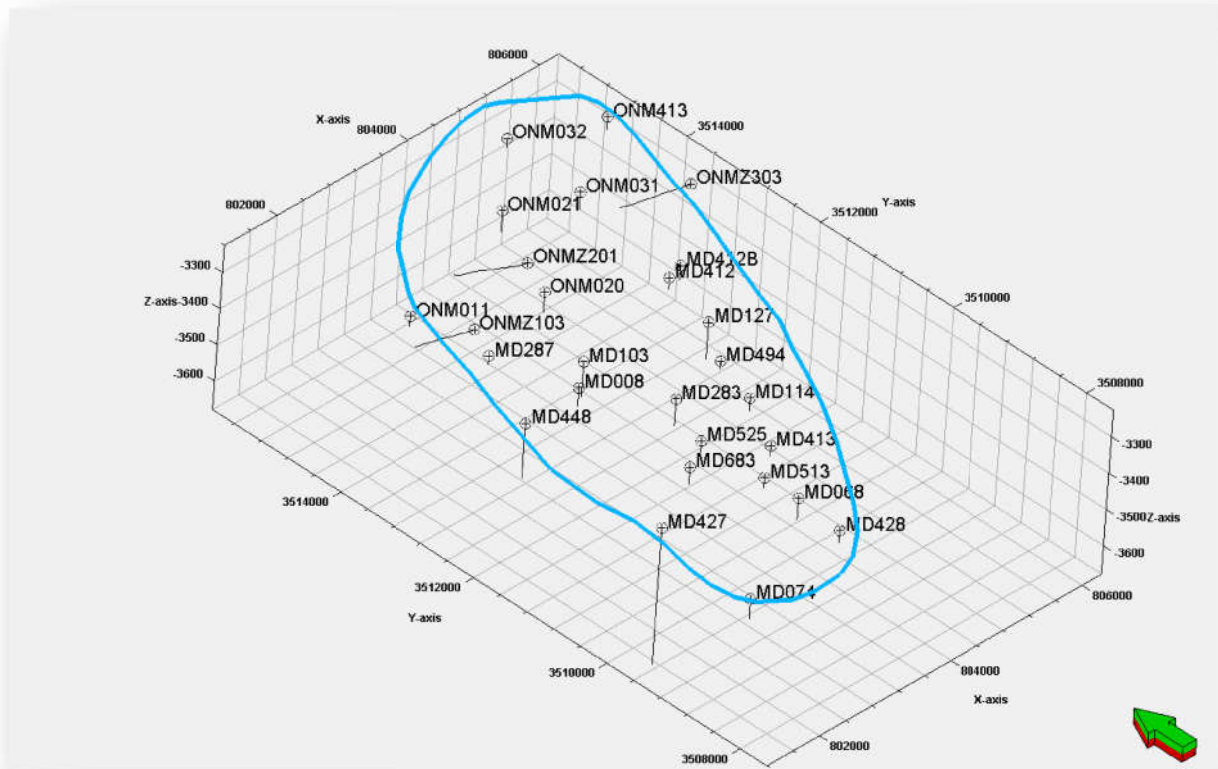


Fig.(10) : Carte Zonation du champ de Hassi Messaoud
(Source : Sonatrach DP-HMD, département géologique)

III.1 .2 statut des puits de la zone 15 de Hassi Messaoud :

La région est considérée comme la 15^{ème} zone productrice de pétrole parmi les 25 zones à Hassi Messaoud qui sont répartis sur 25 puits comme suit:

- 03 puits horizontaux
- 17 puits verticaux
- 05 puits Shorte Radis



**Fig.(11) : Carte Situation géographique de la zone 15 Hassi Messaoud en 3D
(Source :Sonatrach DP-HMD, département géologique).**

III.2. Analyse les coupes géologiques de la zone 15 :

On peut aussi réalisé des coupes géologiques à partir du modèle structural 3D dans différentes directions du secteur d'étude, qui montrent l'extension latérale des drains, D5, D3, D2, ID, D1 ,ainsi que leur variation d'épaisseurs y compris les failles ,et dans cette zone absence le drain D4 .

III.2.1 :Fig.(12) : montre le caractère aplati de la structure, avec un maximum d'érosion dans le centre a proximité des puits MD283 et MD103 et MD448 et MD494. dans la partie Est moins affectée par l'érosion, la partie Ouest presque complète, la structure est plonge dans la même direction que la coupe. On remarque aussi la présence de l'effet tectonique remarqué par des failles majeure au puits MD283 et MD008 et MD448.

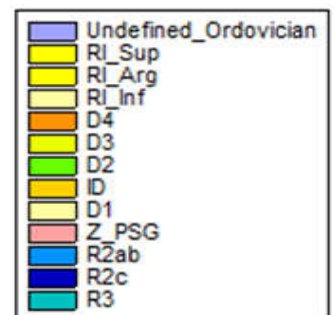
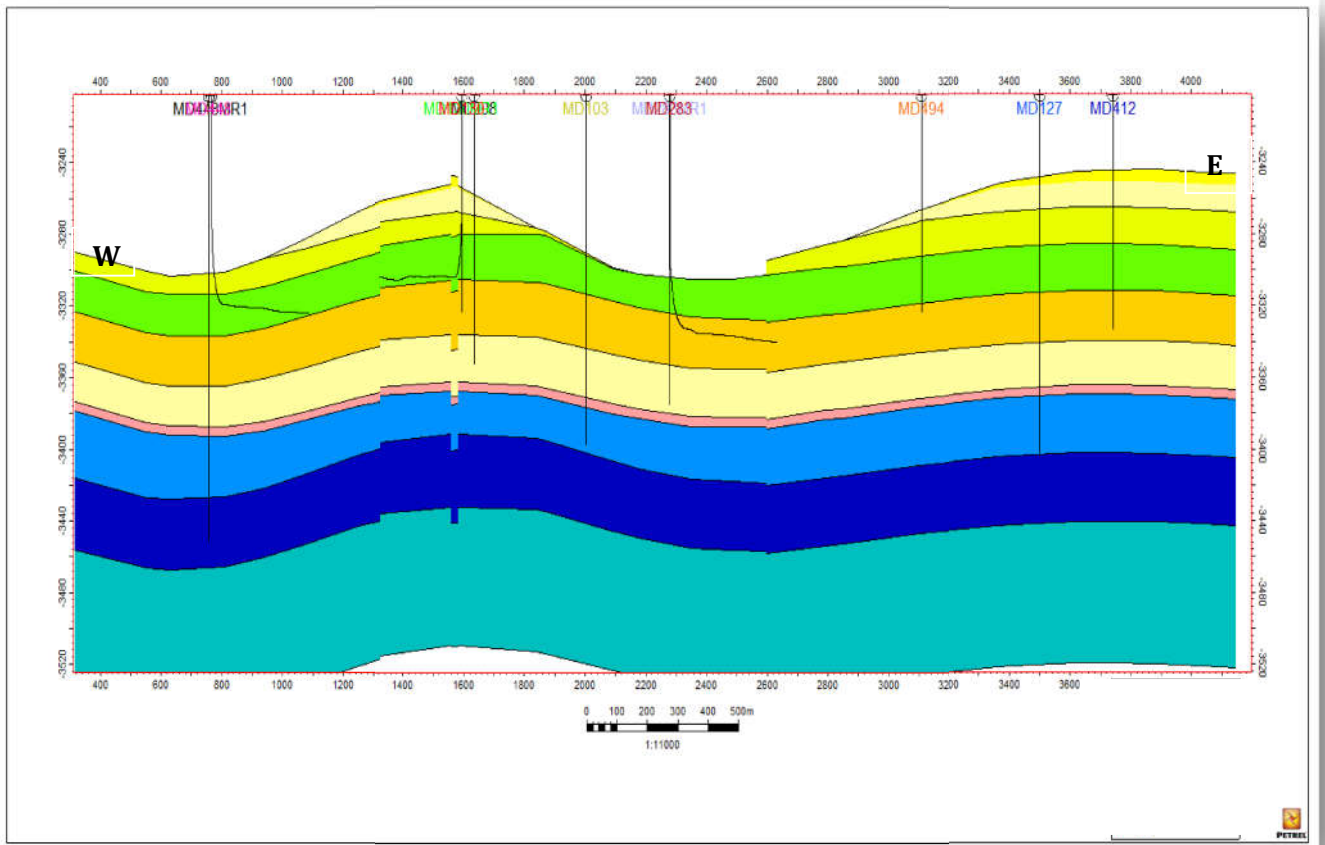


Fig.(12) : coupe géologique W-E de la zone 15 de Hassi Messaoud (Source :Sonatrach DP-HMD, département géologique).

III.2:Fig.(13): montrée une coupe géologique N-S recoupant la zone 15 d’Nord au Sud, montre l’existence d’une faible érosion au Sud sur les puits MD283 , et d’une moyenne érosion dans le Sud au puits MD127 et MD103 , on remarque une forte érosion dans le centre de la zone au puits MD412, On observe une faille majeure effectuée au Nord de la zone .

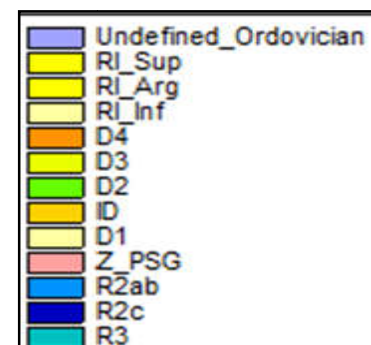
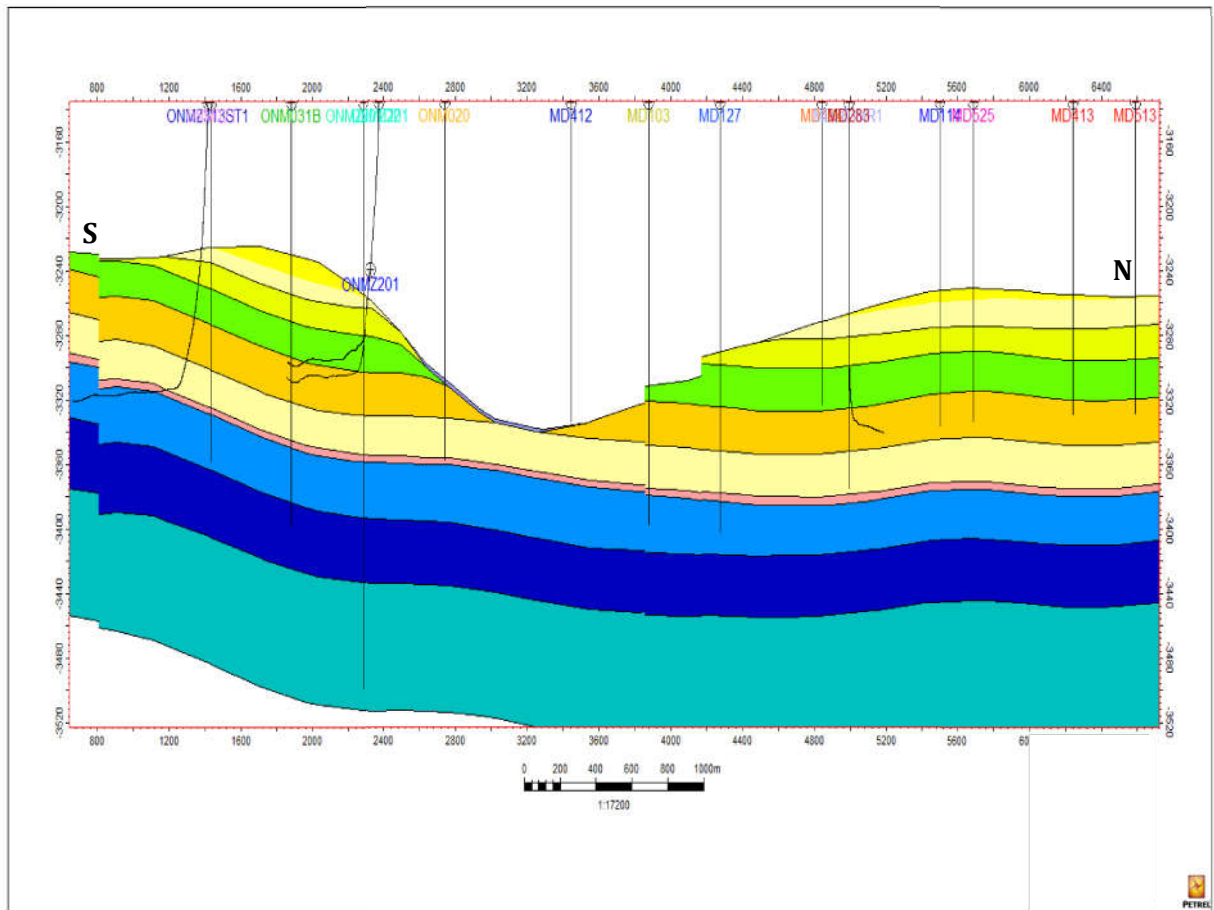


Fig.(13) : coupe géologique N-S de la zone 15 de Hassi Messaoud
(Source :Sonatrach DP-HMD, département géologique).

III.3:Fig.(14): montrée une coupe géologique NE-SW recoupant la zone 15 d'NE au SW, montre l'existence d'une faible érosion au partie SW au puits MD525, et d'une moyenne érosion dans le partie NE au puits MD412, on remarque une forte érosion dans le centre de la zone au puits MD127 l'érosion toucher le Drain D3, On observe une faille majeure effectuée au NE de la zone au puits ONM031.

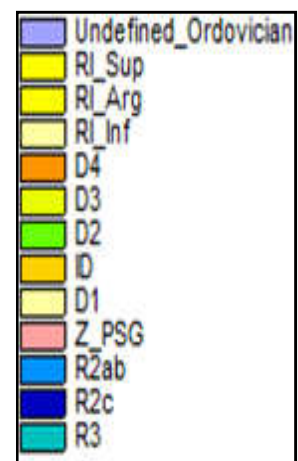
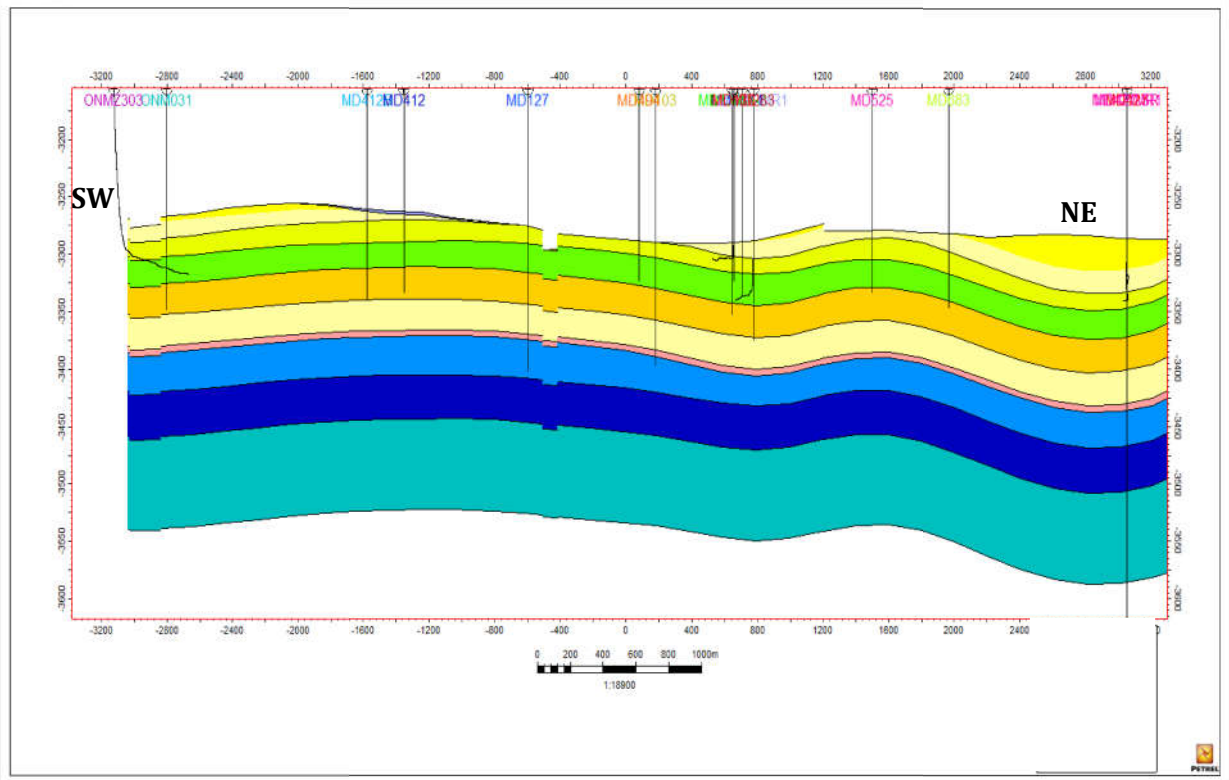


Fig.(14): coupe géologique NE-SW de la zone 15 de Hassi Messaoud

(Source :Sonatrach DP-HMD, département géologique).

III-Analyse des cartes structurales de la zone 15:

III.1 Analyse des cartes en isobathes :

III.1.1:Fig.(15) : montrée une carte en isobathes au niveau discordance hercynienne présente une structure synclinal dans le centre de la zone ,cette structures est orientée générale N-S .Le point le plus haut de la discordance hercynienne est marqué dans le puits ONM011 de profondeur égale a -3240 m, et le point le plus basses profond au niveau du puits MD103 de profondeur égale a-3310 m. Cette carte présente deux failles majeure ala dirrection NE-SW.

III.1.2:Fig.(16) : montrée une Carte en isobathes au toit de l'ID présente une structure monoclinale a la partie NW de la zone au niveau de puits ONM011 de profondeur égale a -3280 m.et deux synclinaux au centre de la zone au niveau du puits MD283 de profondeur égale a -3340 m. et ONM020 de profondeur égale a -3320 m.. et un autre dans la partie NE de la zone au niveau du puits ONM031 de profondeur égale a -3335 m.. et un autre dans la partie SW de la zone au niveau du puits MD074 de profondeur égale a -3360 m. Cette carte présente deux failles majeure a la direction NE-SW.

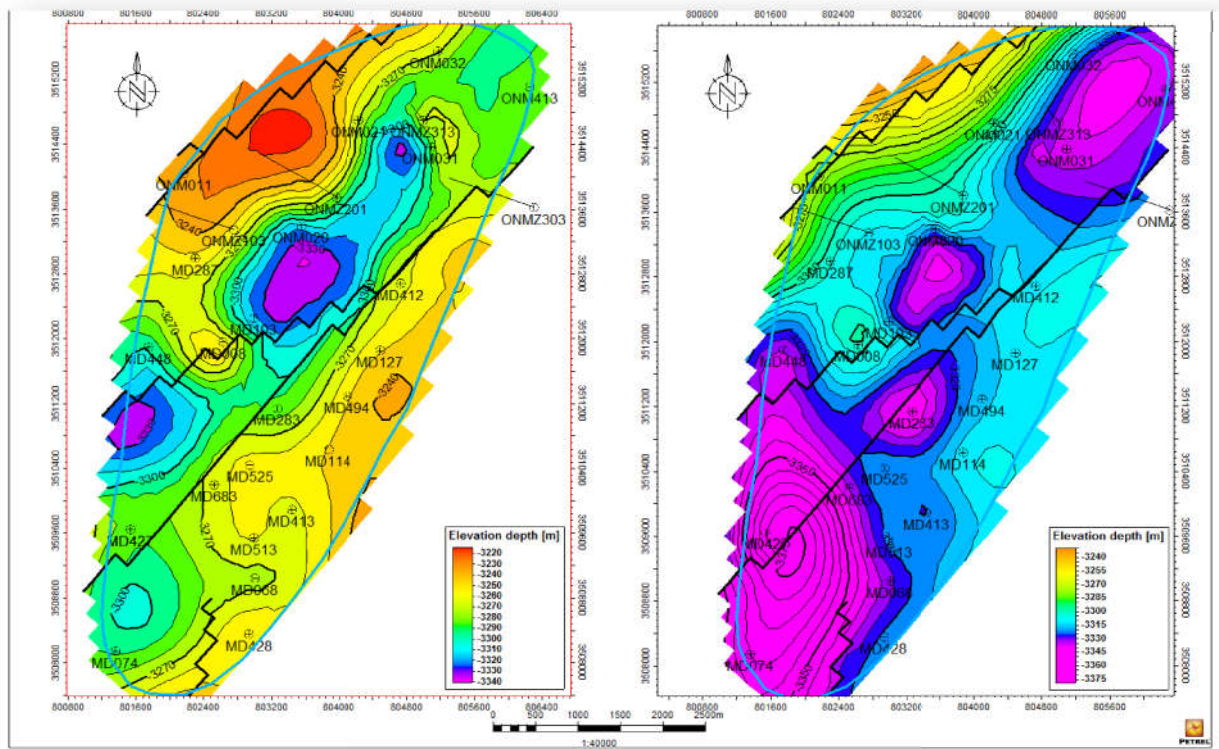


Fig.(15) : carte structurale a la DH

Fig.(16) : carte structurale a toi de l'ID

(Source :Sonatrach DP-HMD, département géologique).

III.2 Analyse des cartes en iso pâques :

III.2.1-Introduction :

La région de Hassi-Messaoud est localisée dans la partie centrale du Sahara algérien, connue pour ses puits productifs d'huile principalement dans les réservoirs cambriens. Les dépôts cambriens qui sont représentés par des grés et des quartzites sont les mieux connus et constituent d'important réservoirs (**Ri, Ra**). Les mouvements hercyniens jouent un rôle majeur dans la structuration des différents bassins de la plate forme saharienne et dans la distribution des roches réservoirs à savoir la mole de Hassi-Messaoud. La limite entre le paléozoïque et le mésozoïque est caractérisée par un arrêt de sédimentation favorisant ainsi le phénomène d'érosion.

III.2.2- Analyse des Cartes :

L'environnement paléogéographique du gisement d'Hassi-Messaoud est influencé par le processus de dégradation qui s'est matérialisé par des variations d'épaisseurs. Afin d'étudier l'impact du phénomène d'érosion sur l'état du réservoir **R1** de Hassi-Messaoud on a procédé à faire une modélisation des cartes en iso pâque des drains **D3, D2, ID et D1**.

III.2.2.1:Fig.(17) :montre une carte en iso pâques du **D3** , la présence d'un couloir à faibles épaisseurs ,orientés **NE-SW** de **13 m** jusqu'à **25m**. L'épaisseur le plus forte est observée au niveau du puits **ONM413** de valeur égale à **24 m**, et la valeur le plus basse est égale à **13.5 m** observée dans le puits **MD427**.

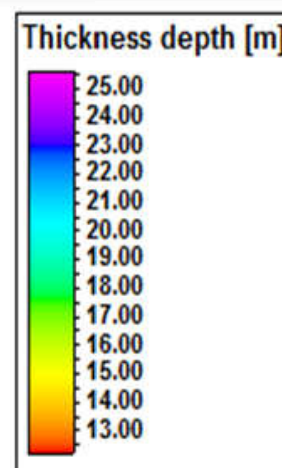
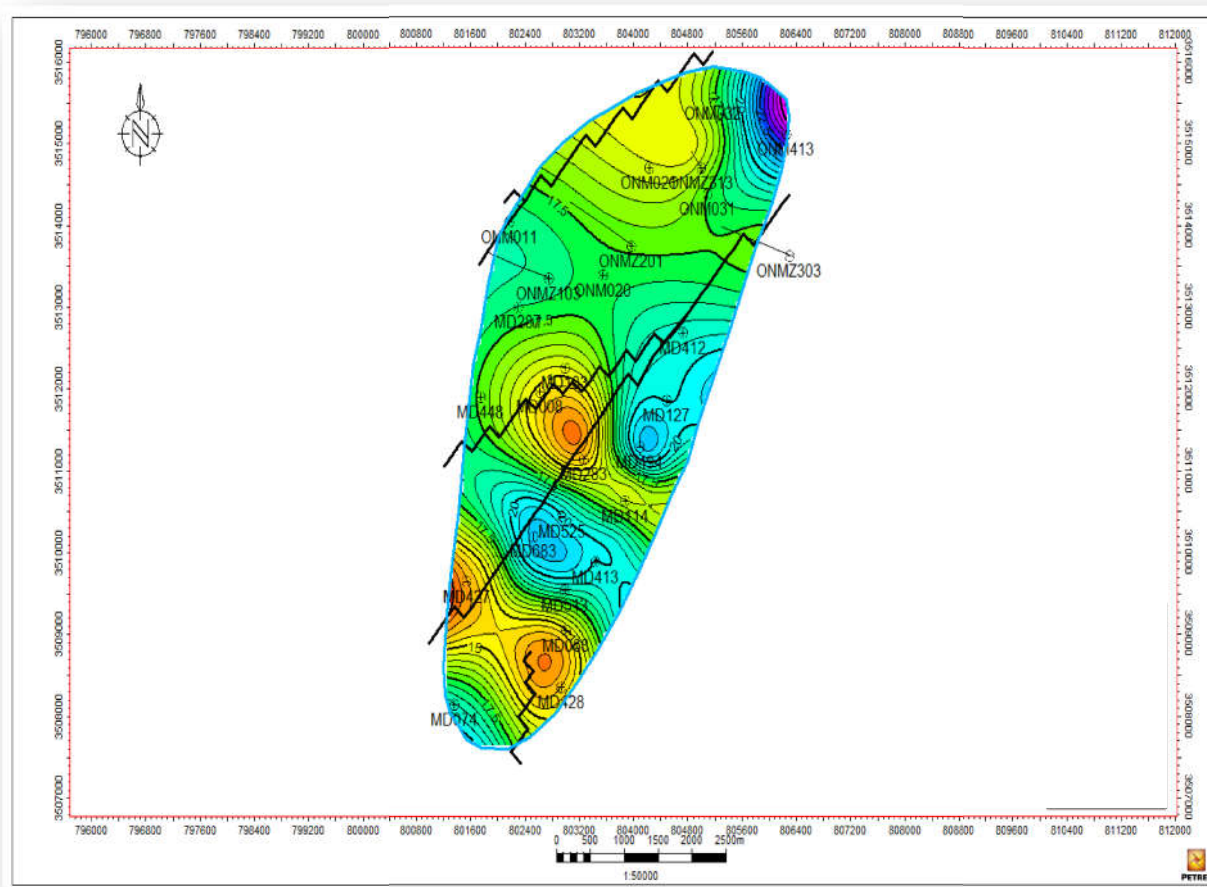


Fig.(17) : carte iso pâques du D3 de la zone 15 de Hassi Messaoud
(Source :Sonatrach DP-HMD, département géologique).

III.2.2.2 :Fig.(18) : montrée une carte en iso pâques du D2, la présence d'un couloir à faibles épaisseurs de 14 m jusqu'à 26 m , avec une augmentation d'épaisseur du Nord vers le Sud. La plus faible épaisseur égale à 14 m est observée dans le puits ONMZ103, et la plus grande épaisseur égale à 26 m est observée dans le puits MD283.

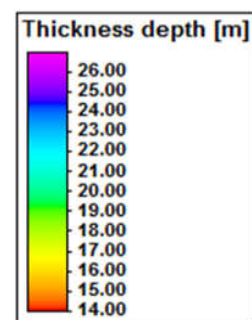
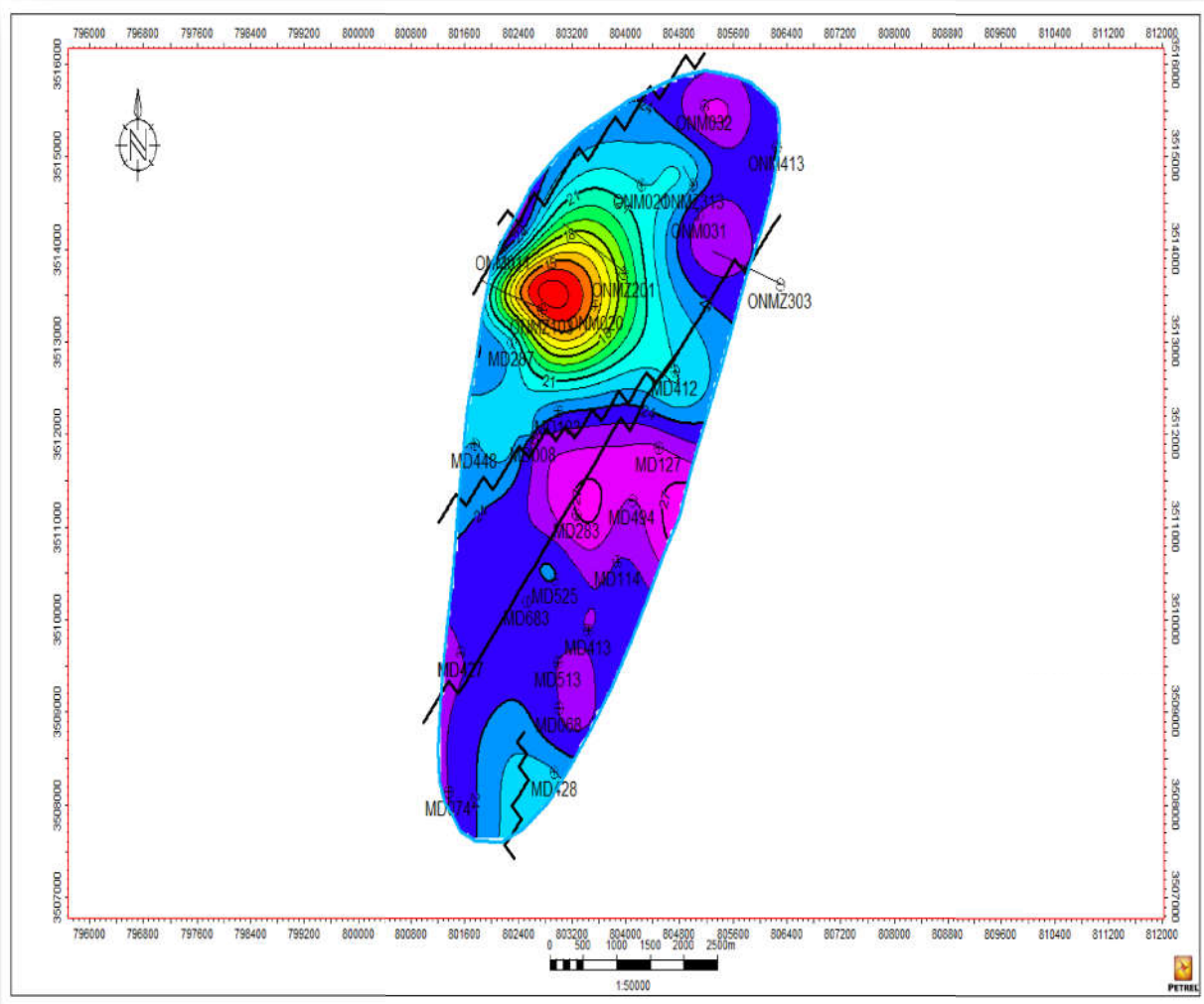


Fig.(18) : carte iso pâques du D2 de la zone 15 de Hassi Messaoud

(Source :Sonatrach DP-HMD, département géologique).

III.2.2.3 :Fig.(19) : montrée une carte en iso pâque de l'ID nous montre que l'épaisseur du réservoir varie de 16 à 30 mètres. où les grandes valeurs sont concentrées au Est et diminuent vers l' Ouest . La plus faible épaisseur égale à 16 m est observée dans le puits ONM011, et la plus grande épaisseur égale à 30 est observée dans le puits MD008.

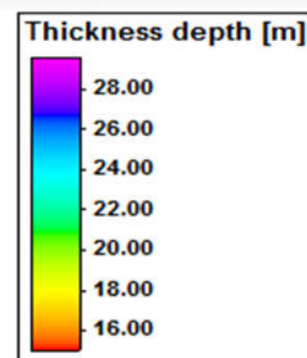
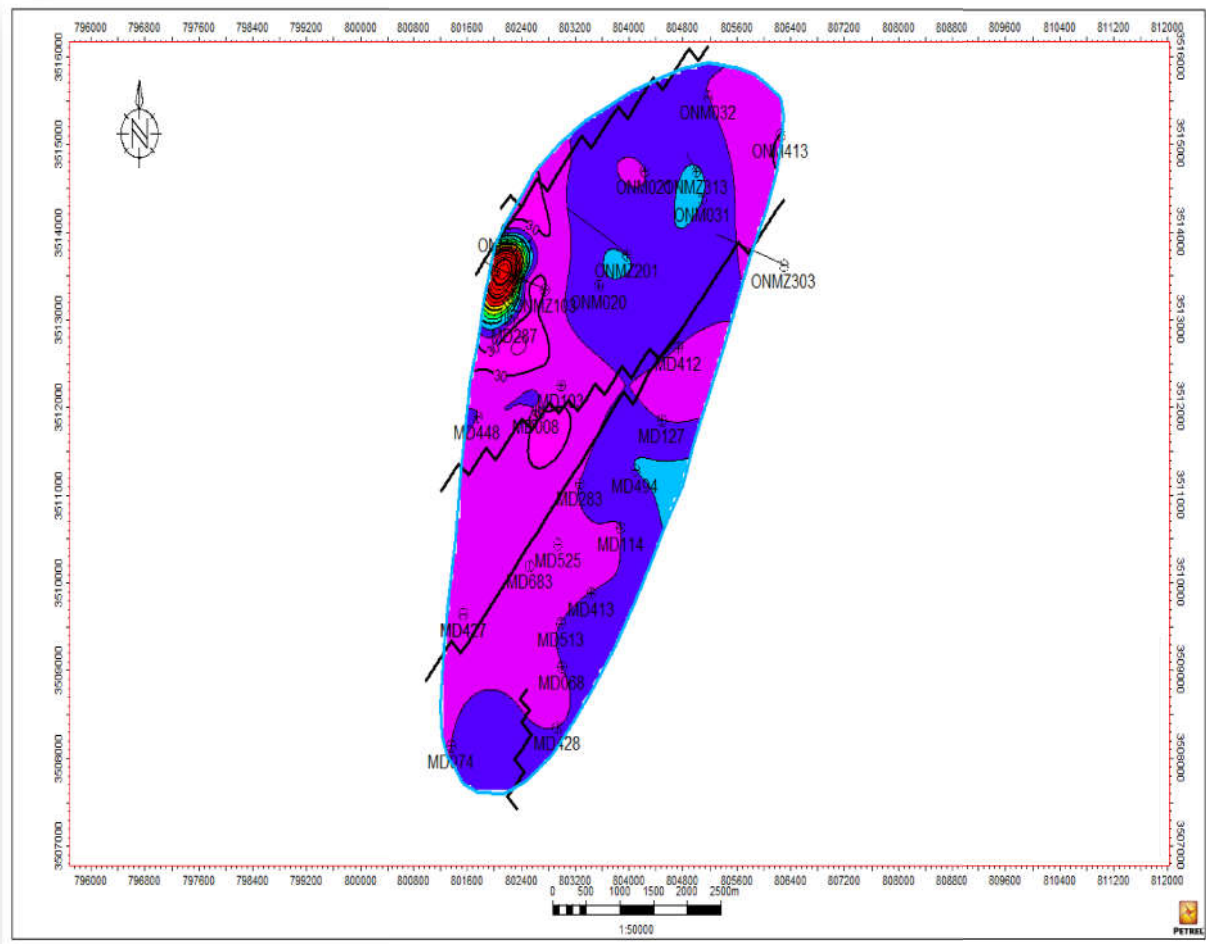


Fig.(19) : carte iso pâques de l'ID de la zone 15 de Hassi Messaoud

(Source :Sonatrach DP-HMD, département géologique).

III.2.2.4 : Fig.(20) : montrée une carte en iso pâques du D1 ,L'épaisseur du **D1** augmente du **Nord** vers le **Sud** de **19** jusqu'à **30** m, Dans cette carte La plus faible épaisseur égale à **20.5** m est observée dans le puits **MD448**, et la plus grande épaisseur égale à **29.5** est observée dans le puits **MD427**

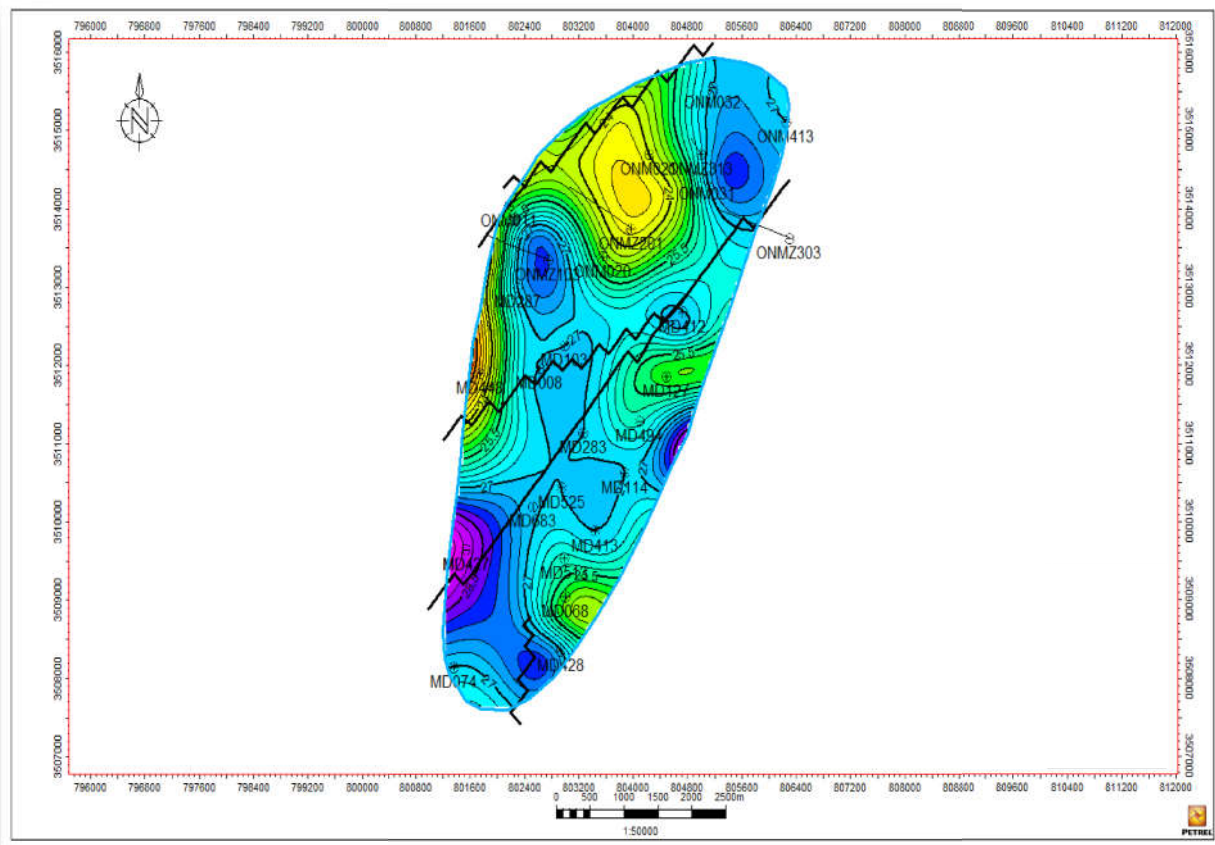


Fig.(20) : carte iso pâques du D1 de la zone 15 de Hassi Messaoud

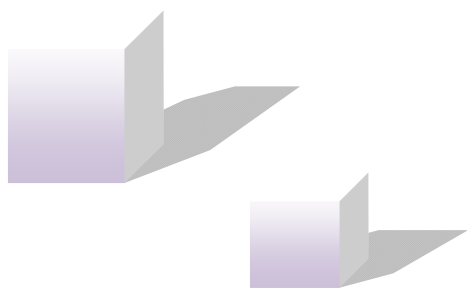
(Source :Sonatrach DP-HMD, département géologique).

III.2.3-Conclusion

Les cartes en iso pâque de la zone 15 montrent que le drain **D3** partiellement érodé durant l'érosion hercynienne. Alors que les drains qui participent à la production dans cette zone sont ; **D2**, **ID** et **D1** d'une épaisseur moyenne de **30** .



CHAPITER IV



Evaluation des paramètres
pétro-physiques de la
zone 15

I. Evaluation des paramètres pétro physique du Réservoir Ri et Ra :

Introduction :

Un réservoir de pétrole est une roche souterraine suffisamment poreuse et perméable afin qu'elle puisse renfermer et laisser s'écouler des fluides. La caractérisation des roches réservoir s'effectue par mesures indirectes sur carotte ou directement par enregistrements diagraphiques des propriétés physiques de la roche à savoir ; la radioactivité (GR), la résistivité, la densité globale de la formation (RHOB), la porosité totale (TNPH). À partir de ces mesures on pourra quantifier la porosité, la perméabilité et la saturation de la roche réservoir.

I.1. Cartes en Iso-Porosité :

I.1.1- Analyse des Cartes :

L'étude du réservoir Ri et Ra de la zone 15 à Hassi-Messaoud requiert la connaissance de ces paramètres regroupés en une discipline dite la pétro-physique. Dans cette partie d'étude on a utilisé les données carotte pour faire la modélisation des cartes en iso-porosité des 5 drains constituant le réservoir RI (D5) et Ra (D3, D2, ID, D1).

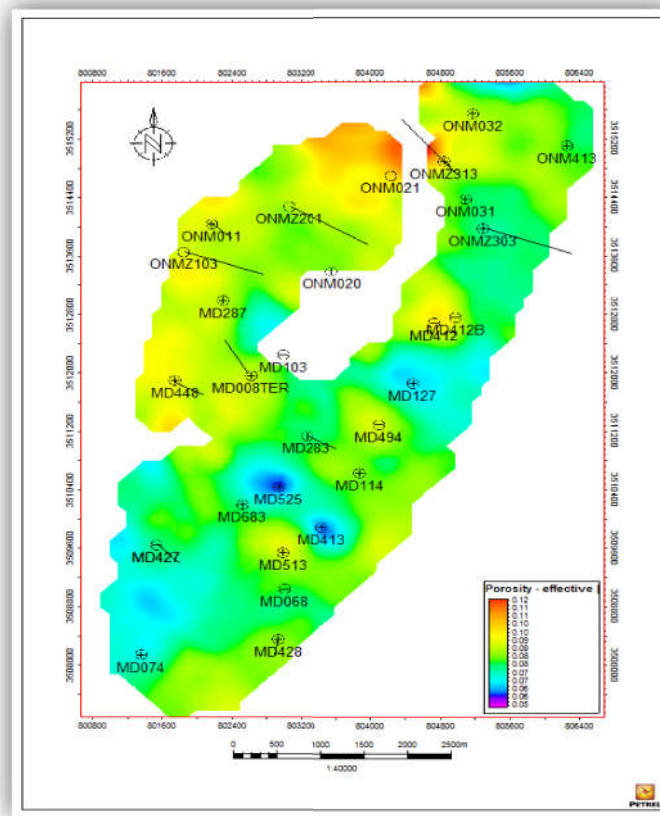
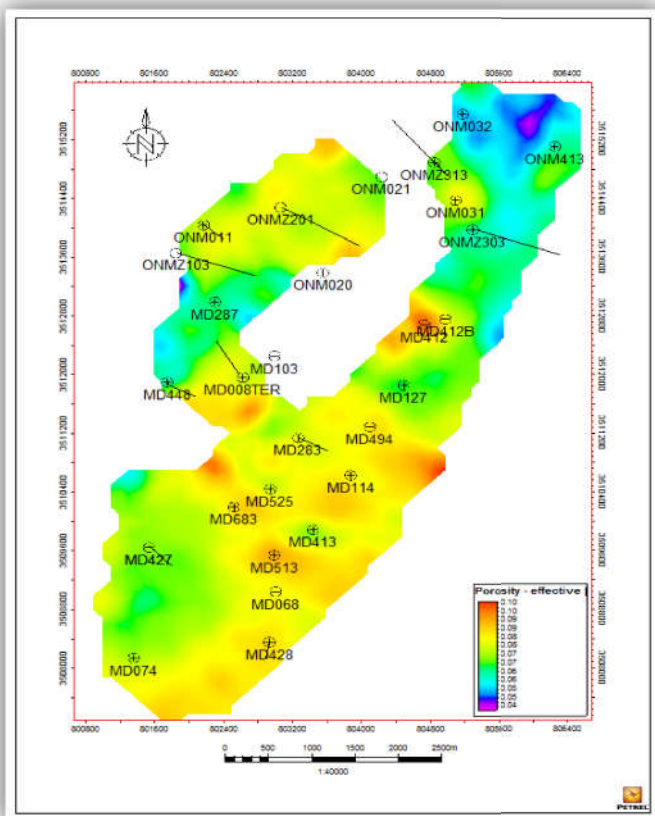


Fig.(21) : Carte en iso porosité du D5

Fig. (22): Carte en iso porosité du D3

(Source: Sonatrach DP-HMD, département géologique).

Carte iso-porosité du drain D5 Fig.(21):

La carte en iso-porosité du drain 5 montre généralement une porosité faible de variation 4 à 6% ,la partie de l'extrême Nord-est au niveau de puits ONM032 , ONM413 du drain montre une variation moyenne de 6 à 8% au niveau de puits ONM031 ,MD127,MD427du drain montre une variation des porosités bonne à moyen entre 9 à 10% au niveau de puits MD412,MD513,MD494.

Carte iso-porosité du drain D3 Fig.(22) :

La carte en iso-porosité du D3, montre une variation allant de 5 à 12 % , montre une homogénéité de porosité (une porosité faible à moyen) de notre secteur qui varie généralement de 5 à 10% au niveau de puits suivants:(MD413,MD525 ,MD494,MD448) , on cite une bonne porosité au niveau des puits suivant: ONM021.

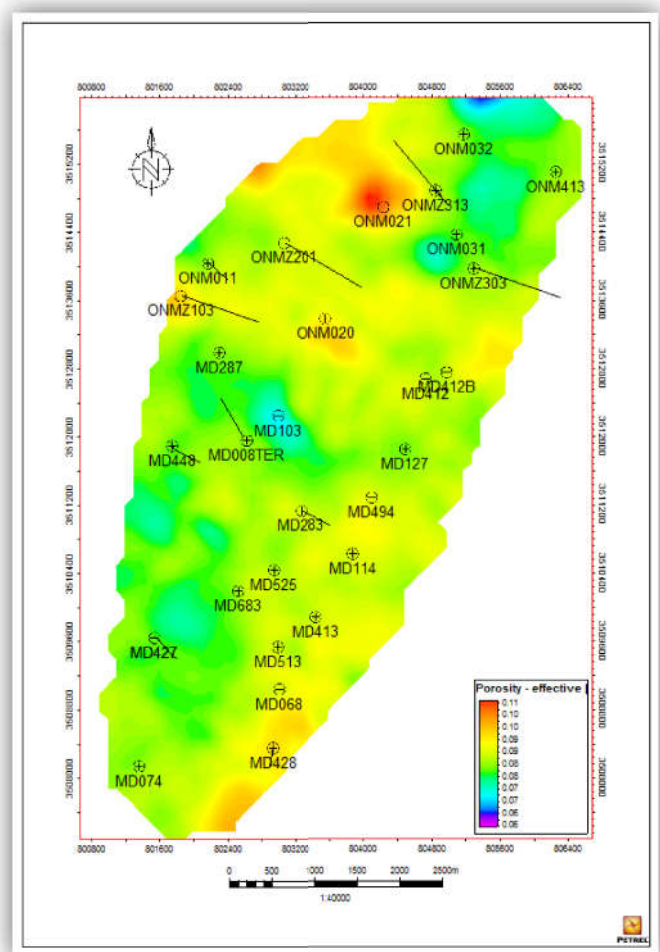
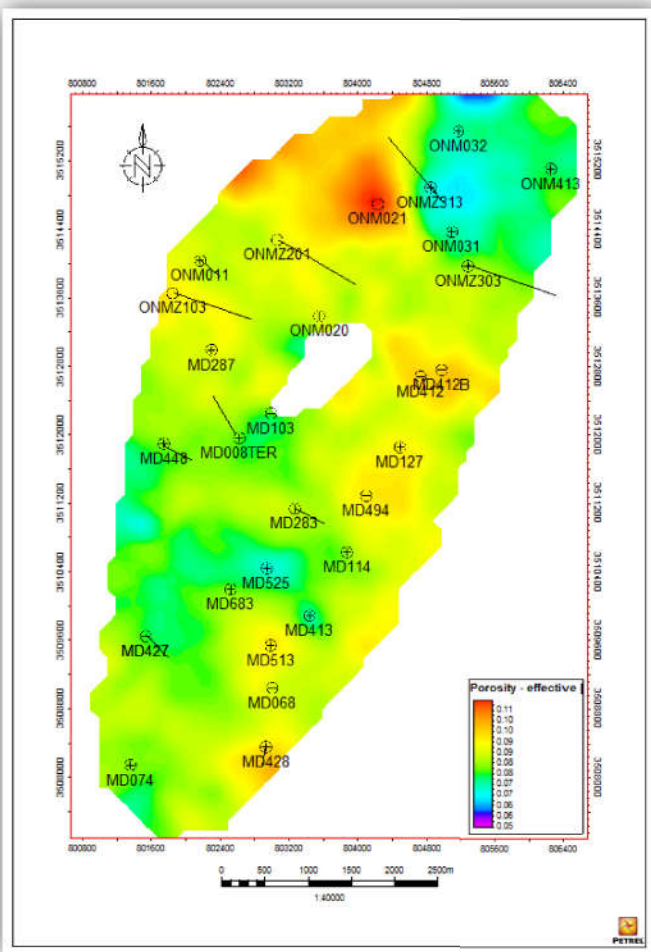


Fig.(23) : Carte en iso porosité du D2

Fig.(24) : Carte en iso porosité du ID

(Source: Sonatrach DP-HMD, département géologique).

Carte iso-porosité du drain D2 Fig.(23) :

La carte en iso-porosité du **D2**, montre une variation allant de 5 à 11 % , cette carte montre une porosité faible de variation 5 à 6% ,la partie de **Nord-est** au niveau de puits **ONMZ103** , du drain montre une variation moyenne de 6 à 9% ,la partie de **Nord-ouest** au niveau de puits **ONM021** , drain montre une variation moyenne de 9 à 11% ,la partie de **Sud-ouest** au niveau des puits suivant: (MD427, MD413, MD448).

Carte iso-porosité du drain ID Fig.(24):

La carte en iso-porosité du **ID**; montre une variation allant de 6 à 11%, La porosité est généralement bonne , On note une porosité moyenne au niveau de puits **MD103,MD427** alors que la plus fort porosité est située dans les puits **ONM021,ONMZ103,ONM020,MD428** .

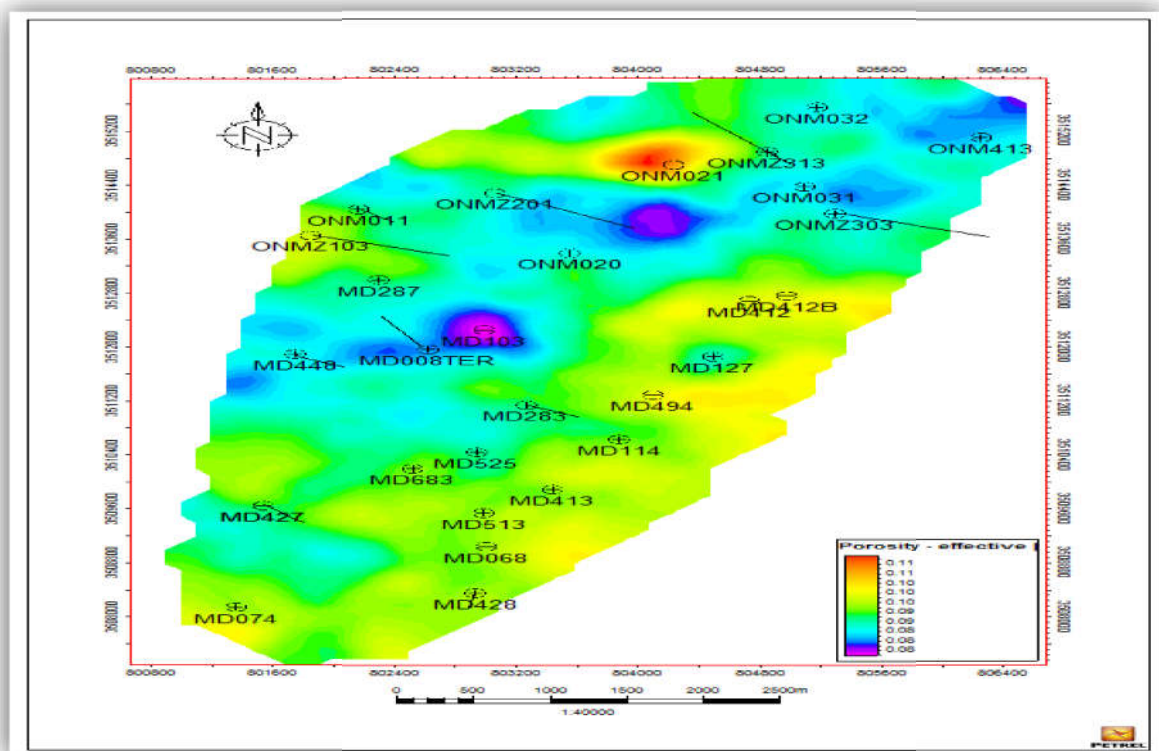


Fig.(25) : Carte en iso porosité de D1
(Source: Sonatrach DP-HMD, département géologique).

Carte iso-porosité du drain D1 Fig.(25):

La carte iso-porosité de drain **D1** caractérisé par une bonne porosité variée entre 8 à 11%, haute valeur dans cette carte au niveau du puits **ONM021** égale 11% ,et La faible valeur situé au niveau du puits **MD103** égale 8 % .

I.1.2- Conclusion

La connaissance de la porosité est le facteur primaire pour la caractérisation d'un réservoir. La variation de la porosité est hétérogène. Elle varie généralement dans notre zone entre (1% à 11%). On note que la meilleure porosité est située dans D1. Les sédiments cambriens du Réservoir R1 ont subi une perte de porosité, c'est pour cela qu'elle s'est dégradé et qu'elle ne dépassant pas 12%. Cette perte a été causée par deux facteurs : L'enfouissement et la compaction des dépôts par les puissantes séries sédimentaires du paléozoïque, mésozoïque et tertiaire ont causé la première phase de perte de porosité. Les sédiments du cambrien R1 ont subi une diagenèse très poussée provoquant ainsi une deuxième perte de porosité.

I.2. Cartes en Iso-Perméabilité

I.2.1- Introduction :

Le gisement de Hassi Messaoud comprend trois réservoirs gréseux d'âge cambro-ordovicien, respectivement de bas en haut ; **R3, R2, R1 (Ra, Ri)**. Les puits implantés dans la zone **15** produisent du réservoir cambrien R1 qui possède des propriétés pétro-physiques apte à la production. La perméabilité, joue un rôle critique dans les modèles construits pour la caractérisation d'un réservoir, l'estimation des réserves et les prévisions de production.

I.2.2- Analyse des Cartes

Cette deuxième partie de l'étude pétro-physique focalise sur la perméabilité caractérisant l'écoulement dans les réservoirs Ra et Ri de la zone **15**. Les cartes en iso-perméabilité des drains constituant le réservoir Ra ont été tracées.

Très faible : $K < 1 \text{ md}$

Faible : $K \text{ de } 1 \text{ à } 10 \text{ md}$

Médiocre : $K \text{ de } 10 \text{ à } 50 \text{ md}$

Moyenne : $K \text{ de } 50 \text{ à } 200 \text{ md}$

Bonne : $K \text{ de } 200 \text{ md à } 500 \text{ md}$

Très bonne : $K > 500 \text{ md}$

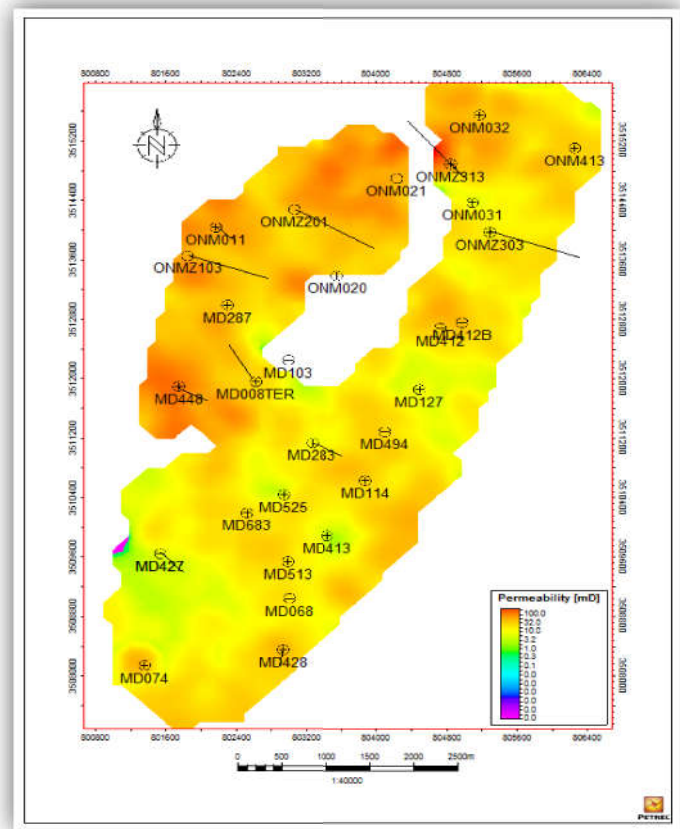
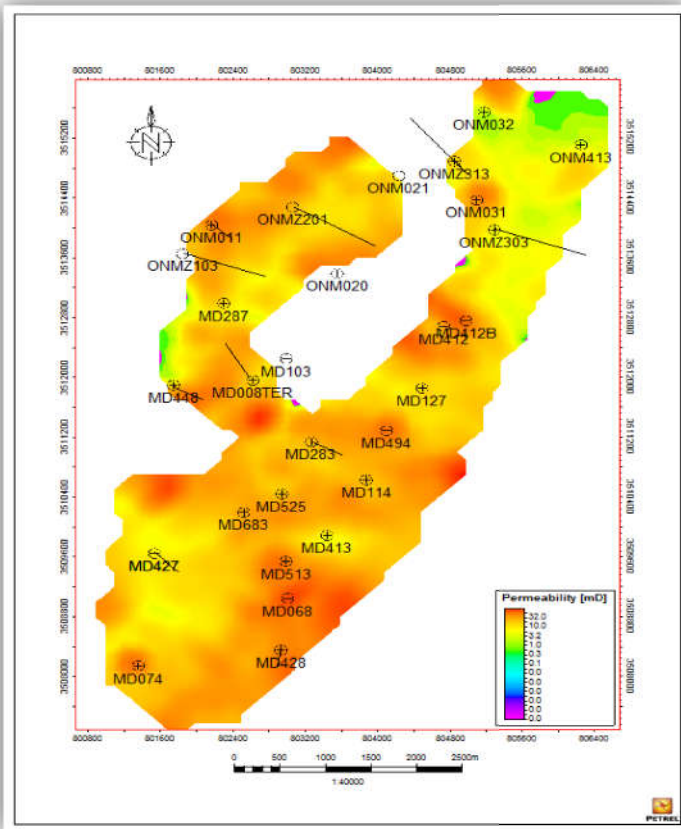


Fig. (26): Carte en iso perméabilité de D5

Fig. (27): Carte en iso perméabilité de D3

(Source: Sonatrach DP-HMD, département géologique).

✚ Carte iso perméabilité du drain D5 Fig.(26) :

L'analyse de la carte iso-perméabilité au niveau du D5 montre que la distribution de la perméabilité est faible à Très faible (0,1 à 10 md) au Nord-est au niveau des puits ONM413, ONM032 et médiocre (10 à 32 md) Dans le reste de la carte au niveau des puits :MD494, MD513, MD068, MD074, La perméabilité de D5 est généralement hétérogène.

✚ Carte iso perméabilité du drain D3 Fig.(27) :

La répartition de la perméabilité du D3 est généralement hétérogène moyenne à bonne; on cite que la distribution du K la partie Nord-Ouest de notre zone d'étude variée de (32 à 100 md). au niveau des puits ONM011, MD448, ONMZ313 et faible à moyenne au Sud-ouest variée de (10 à 32 md). au niveau des puits MD283, MD42Z.

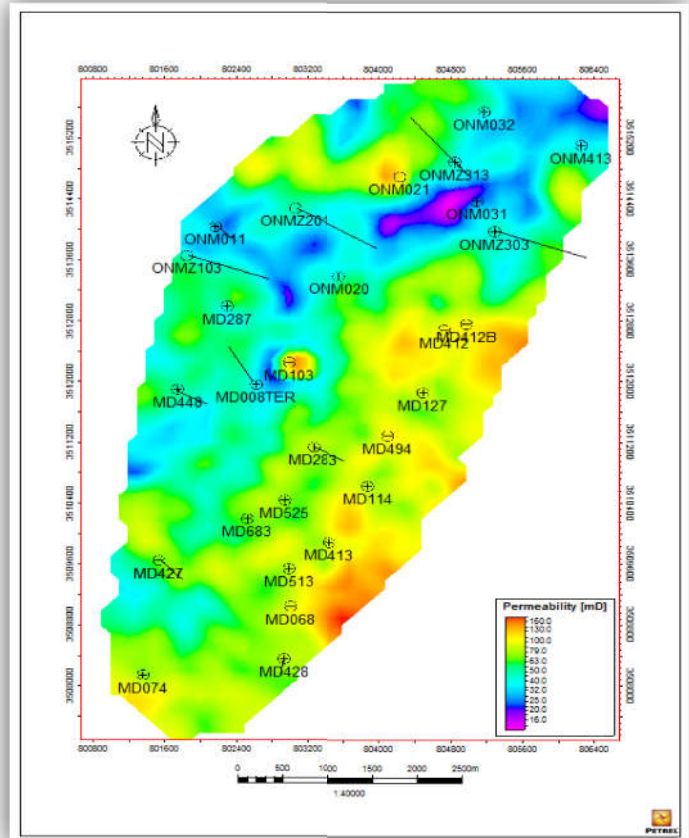
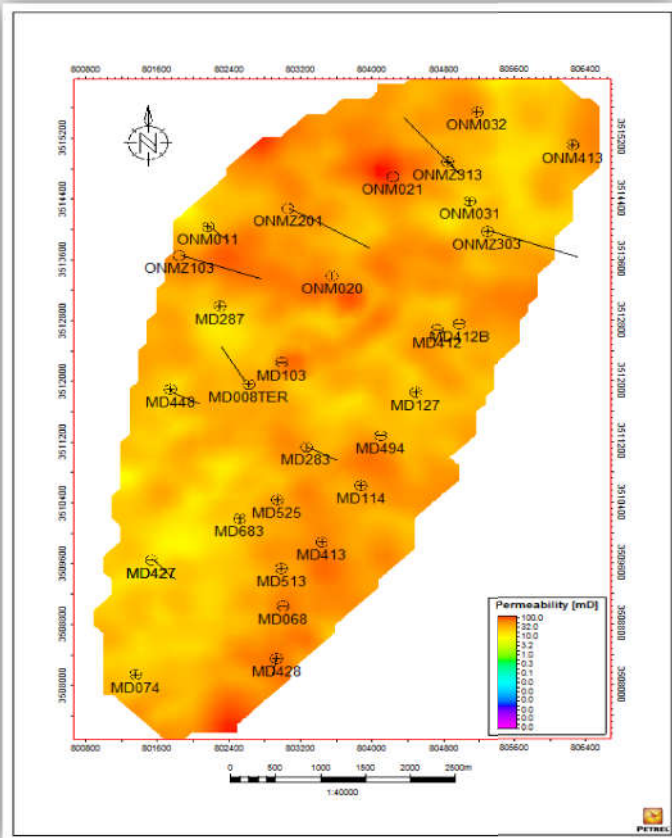


Fig. (28): Carte en iso perméabilité de D2

Fig. (29): Carte en iso perméabilité de ID

(Source: Sonatrach DP-HMD, département géologique).

✚ Carte iso perméabilité du drain D2 Fig.(28) :

La carte montre presque la même distribution que celle de la carte d'iso perméabilité généralement bonne à moyenne variée de (40 à 100 md) au niveau des puits ONM021, MD127 MD074, MD428, et faibles valeurs de perméabilité au niveau des puits :MD525, ONM031 .

✚ Carte iso perméabilité de l'inter drain ID Fig.(29) :

L'inter drain ID est marqué par une répartition de perméabilité généralement hétérogène avec une médiocre perméabilité variée de (16 à 40 md) au niveau des puits ONM011,ONM031 et une moyenne de perméabilité variée de (40 à 80md) au niveau des puits MD428, MD525 et une bonne perméabilité variée de (100 à 160 md) au niveau des puits MD103, ONM021 .

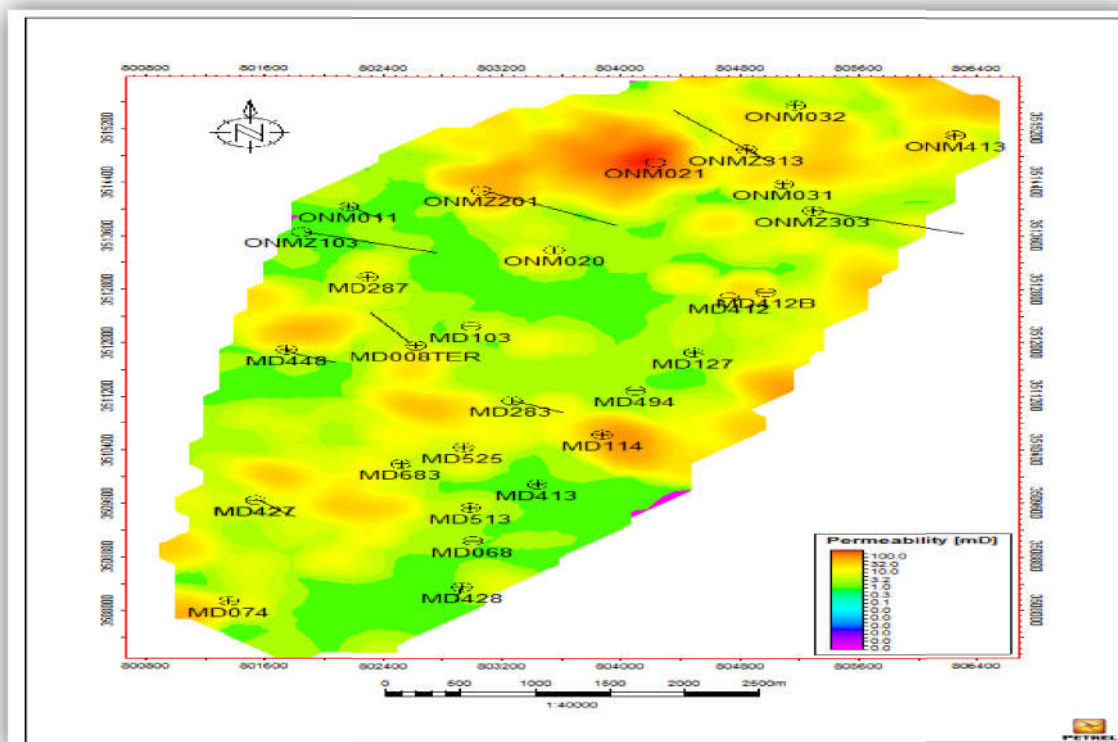


Fig. (30): Carte en iso perméabilité de D1
 (Source: Sonatrach DP-HMD, département géologique).

Carte iso perméabilité du drain D1 Fig.(30) :

L'analyse de la carte iso-perméabilité au niveau du **D1** montre que la distribution de la perméabilité généralement est faible à moyenne au niveau du puits **ONM011,MD428 ONMZ303** avec des valeurs bonne au niveau du puits **ONM021,MD114** Leurs valeurs atteignent **100 md**.

I.2.3 Conclusion :

Les sédiments cambriens constituant le réservoir Ri et Ra sont caractérisés par des perméabilités hétérogènes qui varie entre **0.1** à **160** en allant du très faible au moyenne et parfois bonne.la meilleure perméabilité dans **D2**. Cette hétérogénéité est causée par : La diagenèse très poussée affectant le milieu de dépôts qui est très anciens. Les fissurations sont généralement peu développées. les fissures vides (ouverts) améliore la perméabilité par contre les fissures sont fermées ou remplies de sel ou slice ou argile.

I.3. Cartes en Iso-Water Saturation

I.3.1- Introduction :

L'objectif pétrolier à Hassi Messaoud réside dans Les sédiments cambriens qui sont saturé en huile. Le plan d'eau se trouvait initialement à la profondeur -3380m.

I.3.2- Analyse des Cartes en iso-water saturation:

Dans le but de savoir l'évolution de volume d'eaux occupé les pores du réservoir cambrien Ra de la zone 15 HMD, on a effectué une modélisation des cartes en iso-water saturation des drains ; D5, D3, D2, DI, D1. L'analyse des cartes en iso-water saturation D5 et D3 et D2 et ID exprime une variation entre (5 à 20 %) donc la teneur de SW dans ces drains est très faible par rapport le drain D1 montre une haut valeur dans cette drain au niveau du puits MD427 est égal 80 % et du puits MD074 est égal 60 % mais dans le reste de la carte la teneur de SW est très faible ne dépasse pas 15 % généralement la zone 15 la teneur de SW est faible en train d'augmenter progressivement en allant du D5 vers D1 .

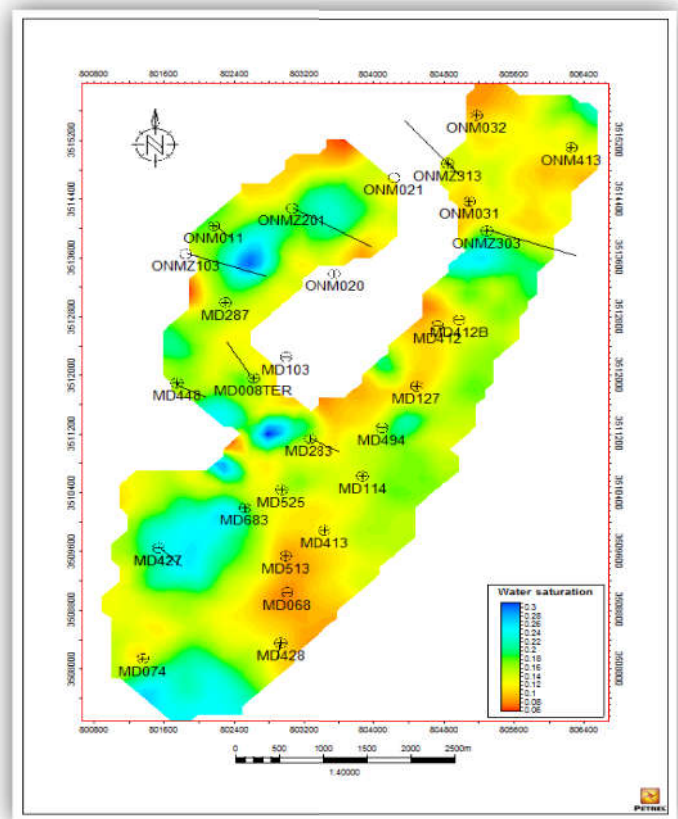
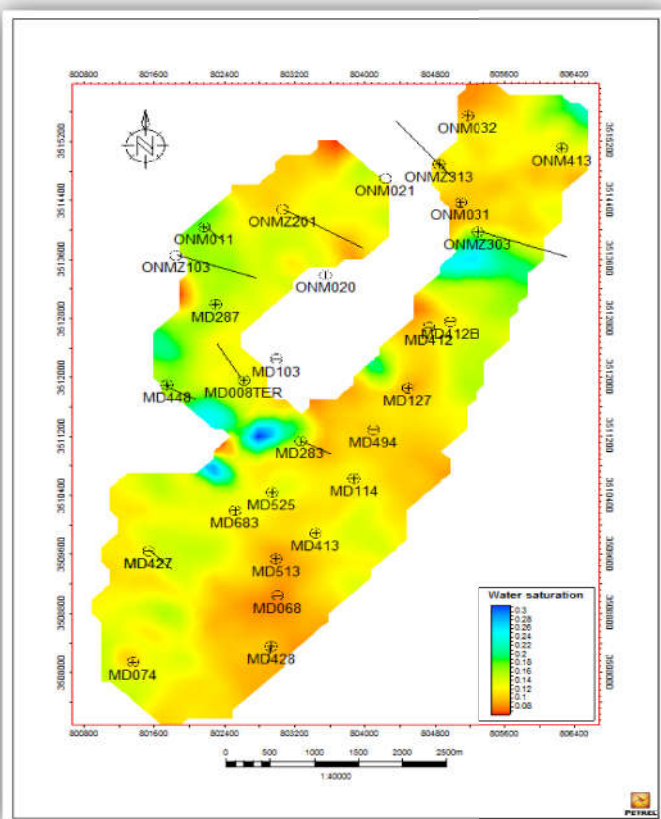


Fig.(31) : Carte en iso-water saturation de D5 Fig.(32) : Carte en iso-water saturation de D3
(Source: Sonatrach DP-HMD, département géologique).

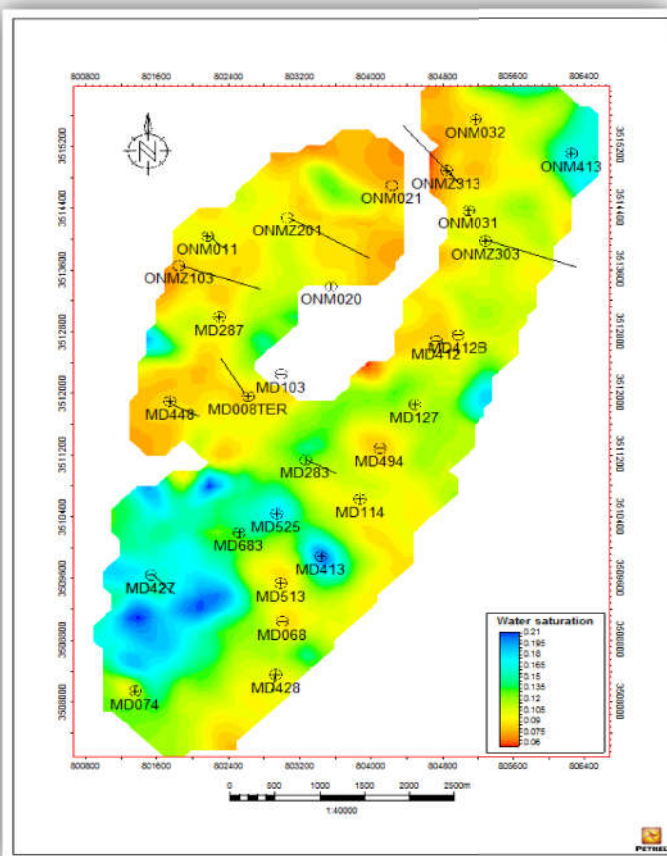


Fig.(33) : Carte en iso-water saturation de D2

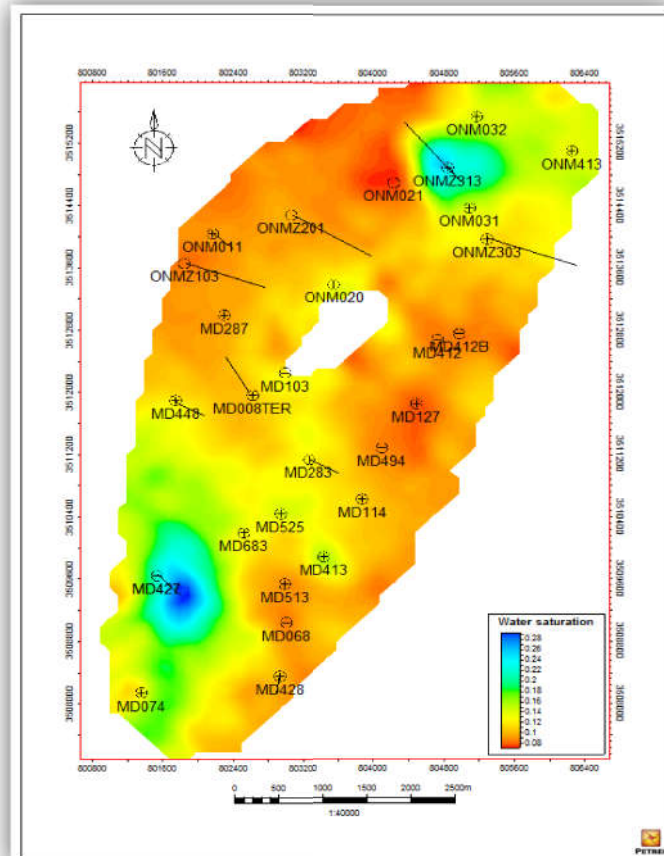


Fig.(34) : Carte en iso-water saturation de ID

(Source: Sonatrach DP-HMD, département géologique).

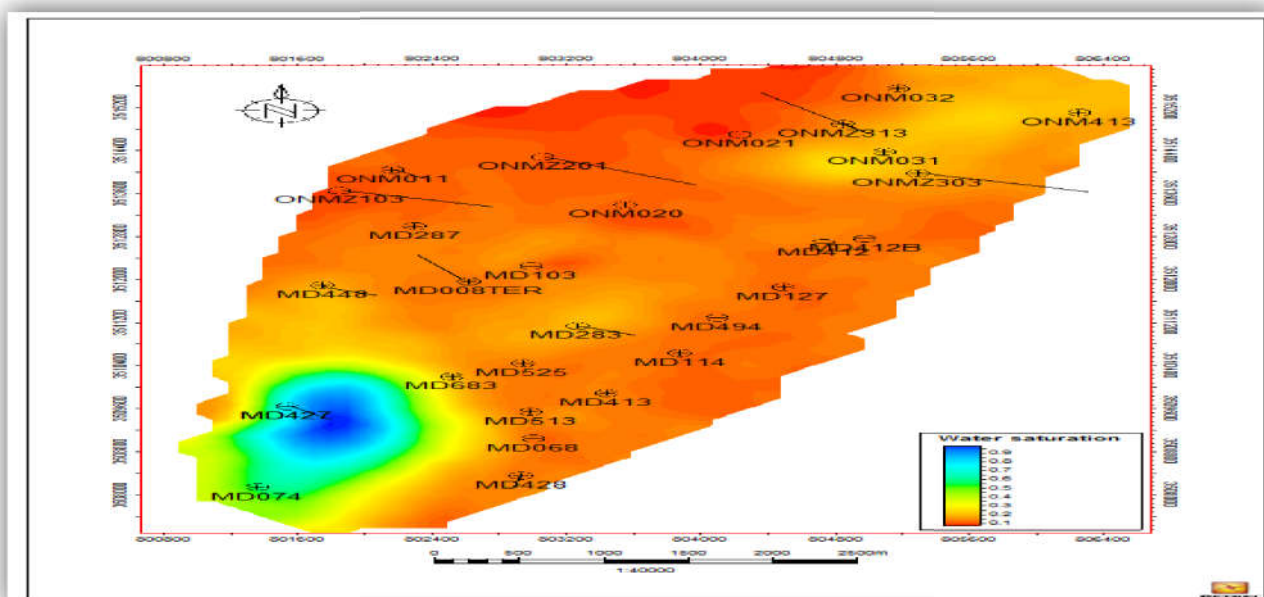


Fig.(35) : Carte en iso-water saturation de D1

(Source: Sonatrach DP-HMD, département géologique).

I.4. Influence des Argiles sur la Qualité du Réservoir Ra :

I.4.1- Introduction :

A Hassi-Messaoud ce sont les sédiments cambriens qui sont saturés en huile. Ils sont protégés par une bonne couverture formée par l'épaisse couche salifère et argileuse du Trias. Le ciment détritique des grès cambrien est constitué de matériaux argileux et parfois siliceux d'origine sédimentaire. Le ciment argileux des grès est constitué principalement de la kaolinite et de l'illite.

Des études faites sur le gisement de Hassi-Messaoud ont montré **3** origines relatives aux argiles y existant (**Sonatrach. DP.HMD.2002**) :

Origine Détritique ; provenant de l'érosion et de l'altération des roches sous l'effet des conditions climatiques.

Diagenèse Précoce (kaolinitisation); résultant de la transformation des débris micacés et des feldspaths en kaolinite

Diagenèse Tardive ; la troisième source des argiles de Hassi-Messaoud est la transformation de la kaolinite en illite.

I.4.2- Analyse des Cartes :

L'argile n'est pas considérée comme roche réservoir à cause de sa perméabilité qui est très faible et parfois nulle. Par contre, elle possède les propriétés adéquates d'une roche couverture.

Pour savoir l'influence des argiles sur le réservoir **Ra** de Hassi-Messaoud on a procédé à faire une modélisation des cartes en iso-argiles des **5** drains **D5, D3, D2, ID** et **D1**

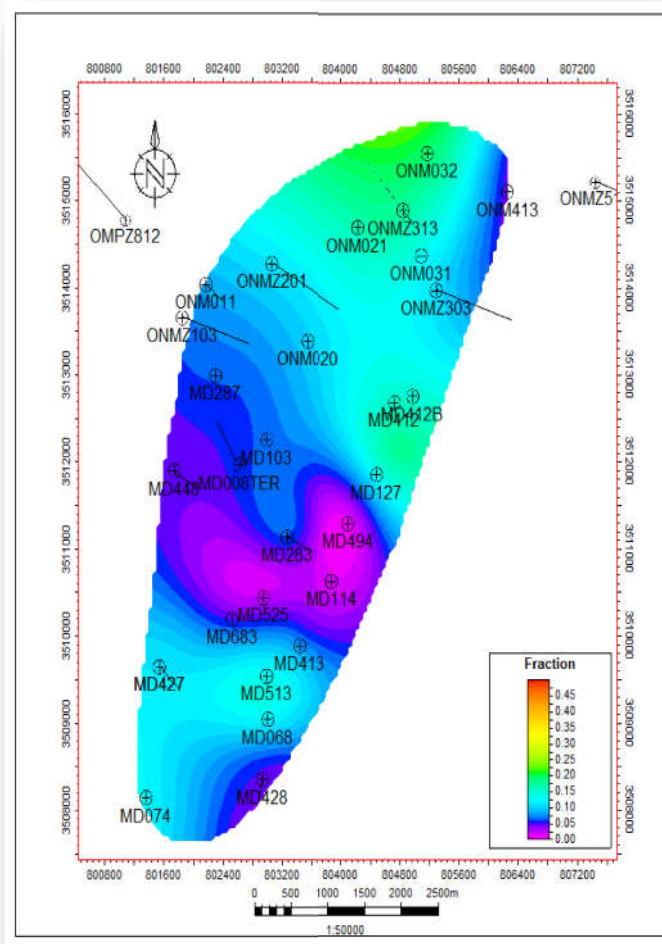
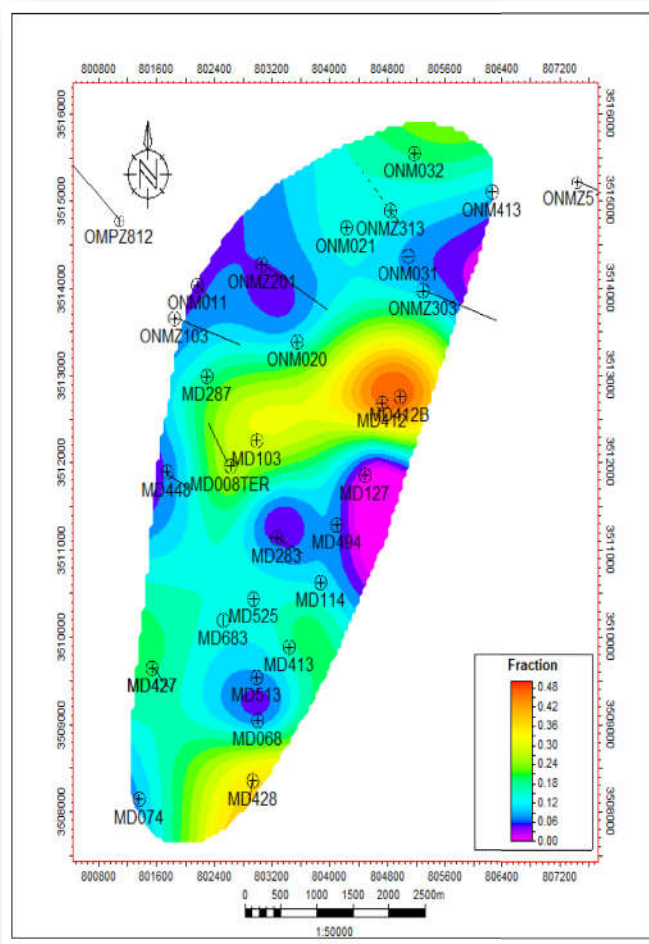


Fig.(36) : Carte en iso-argiles de drain D5

Fig.(37) : Carte en iso-argiles de drain D3

(Source: Sonatrach DP-HMD, département géologique).

Carte en iso-argiles de drain D5 Fig.(36):

La teneur des argiles affectant sur le drain 5 varie généralement entre (1 % à 48%),
 Le valeur maximale est enregistrée a proximité de puits **MD412** est égal à **48 %**, et valeur minimal est enregistrée a proximité de puits **MD127** est égal à **2 %**, avec des valeurs faible à moyenne (5% à 45%) au niveau des puits **MD283,MD513,MD103 ,MD428**.

Carte en iso-argiles de drain D3 Fig.(37):

La lecture de la carte en iso-argiles du drain **D3** représentant la répartition des argiles qui montre des valeurs faibles (1% à 25%) Nous enregistrons la plus petite valeur de la carte au niveau du puits **MD494** égal à **2%**.

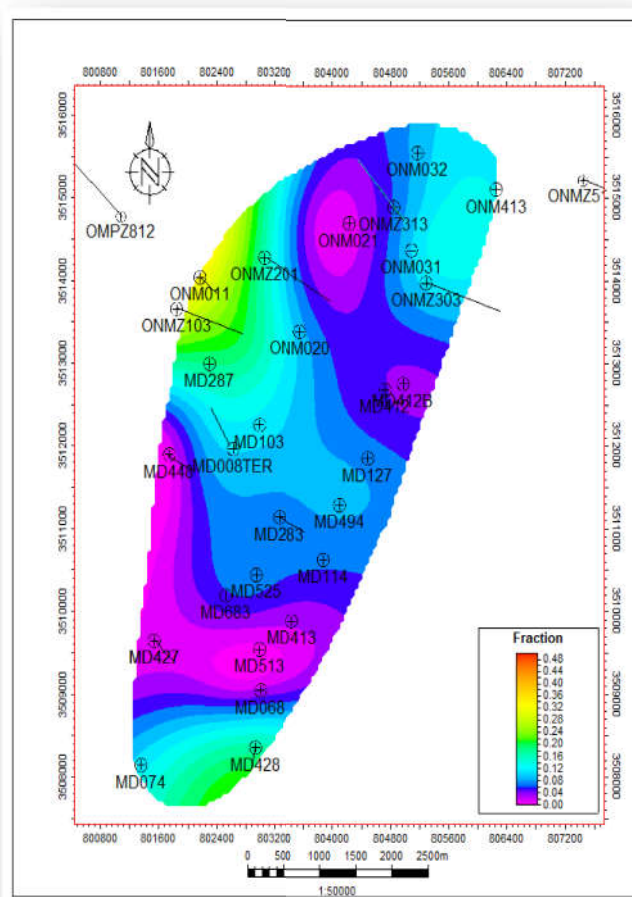
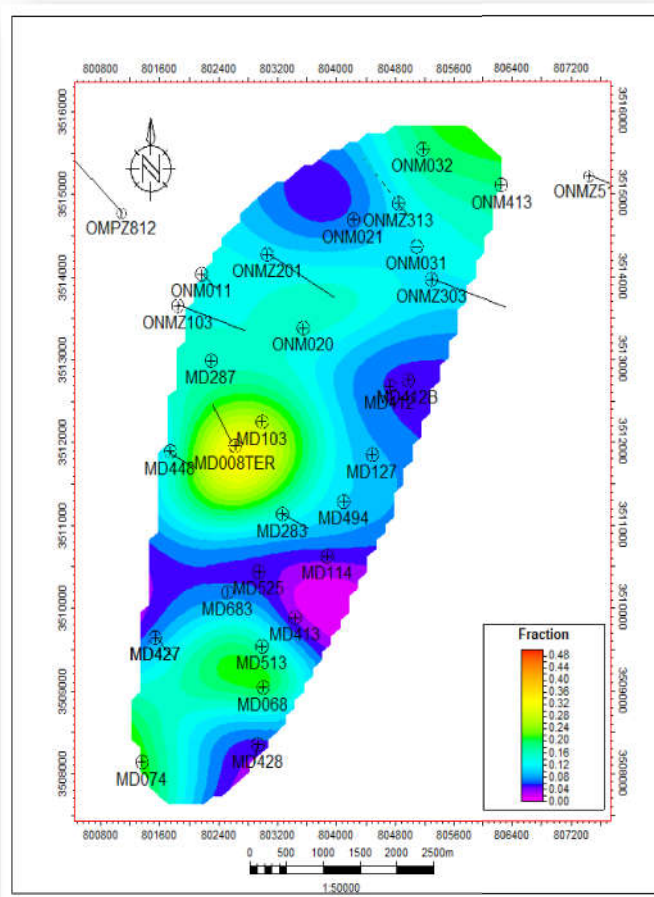


Fig.(38) :Carte en iso-argiles de drain D2

Fig.(39) :Carte en iso-argiles de drain ID

(Source: Sonatrach DP-HMD, département géologique).

Carte en iso-argiles de Drain D2 Fig.(38):

Le drain **D2** influence par des teneurs des argiles faible généralement entre (**1% à 30%**) Sur cette carte, la meilleure valeur est enregistrée au niveau du puits **MD008** égal à **30%** et La valeur la plus basse de la carte est au niveau du puits **MD413** égal à **4%**.

Carte en iso-argiles de Drain ID Fig.(39):

La lecture de la carte d'inter drain représentant la répartition des argiles montre des valeurs faible à moyen allant (**1% à 35%**) alors que la maximale valeur a proximité de puits **ONM011** égal à (**35%**) , et le manimal valeur a proximité de puits **MD513** égal à (**3%**) .

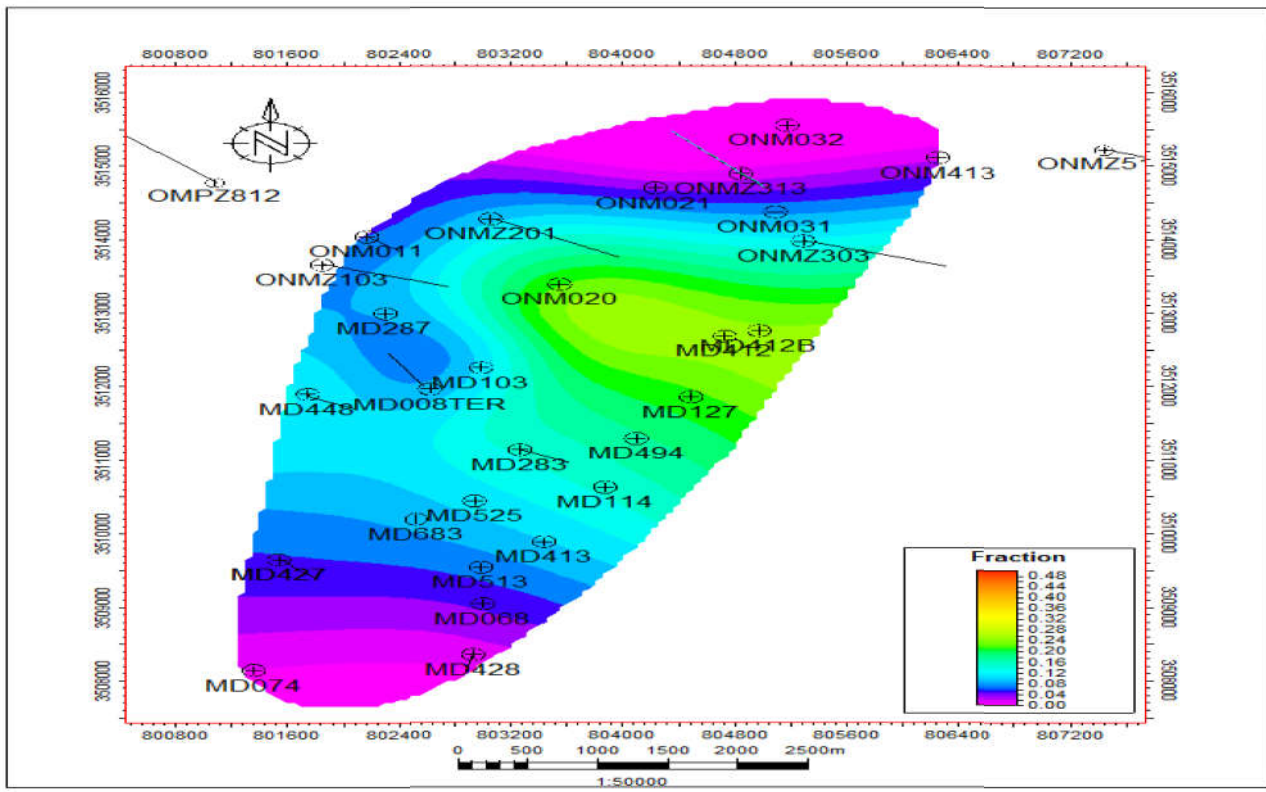


Fig.(40) :Carte en iso-argiles de drain D1
 (Source: Sonatrach DP-HMD, département géologique).

✚ Carte en iso-argiles de Drain D1 Fig(40):

La lecture de la carte **D1** est influence par teneur des argiles généralement faible varie entre (1% à22 %).

I.4.3- Conclusion

Le volume d’argile est un paramètre indispensable pour la caractérisation d’un réservoir. D’après L’analyses des cartes en iso-argiles montre que le drain **D5**, est plus affecté par les argiles, d’un pourcentage égale à 48% .Cependant, en ce qui concerne le reste des drains **D3 ,D2, ID, D1**, ils sont faible affecté (de 4 à 30 %). En conclusion, les répartitions d’argile sont détenues en quantité dans le réservoir **R1** et ne dépassent pas 30%.

I.5. Corrélation entre la Porosité et la Perméabilité :

La carte de corrélation entre la porosité et la perméabilité de réservoir montre une Bonne corrélation (corrélation forte).

coefficient de corrélation est de 0,63, indiquant l'homogénéité des éléments pétro physiques dans cette région, ainsi qu'une distribution relativement proche.

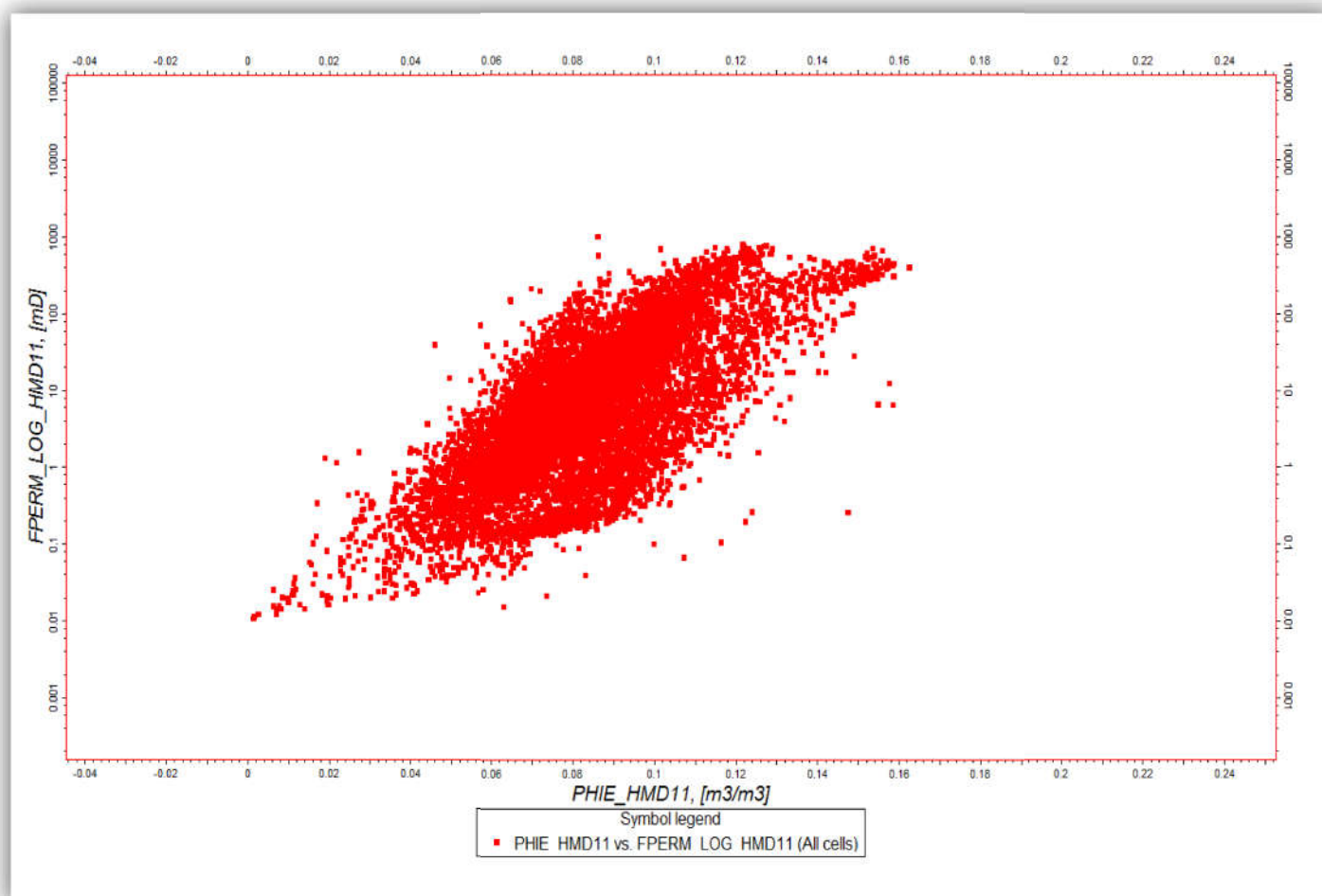


Fig. (41) : Corrélation entre la porosité et la perméabilité.

(Source: Sonatrach DP-HMD, département géologique).

I.6. Corrélations par diagrapie :

I.6.Fig.(42) montrée une corrélation NE-SW reliant les puits **ONM031,MD283,MD513 ,MD074** qui montre la structure forme un anticlinal avec une variation spatiale des épaisseurs au cours des dépôts des différents drains (**DH, D3, D2, DI, D1**) du réservoir **R1**. Ainsi, des augmentations d'épaisseurs des drains (DH, D3, D2) et absence ID et D1 vers le SW, Notez la fin de le TD dans les puits ONM031, MD283 jusqu'à ID , Mais dans les puits MD513 ,MD074 jusqu'à D2.

- des augmentations d'épaisseurs des drains vers le **SW**,
- les puits montrent un basculement de structure et ceux généré par les mouvements des failles entre les puits, la structure est de type « Horst et Graben ».
- le puits **MD513** se situe dans une structure haute traverse un réservoir érodé par les mouvements hercynien.
- le **RT** augmente débute au niveau de drain **D3** .
- Le **GR** diminue débute au niveau de la discordance Hercynienne .
- la saturation est faible dans a la partie **SW** de la zone.
- le drain **D2** Contient des bonnes des paramètres pétro physiques (porosité, perméabilité saturation) .

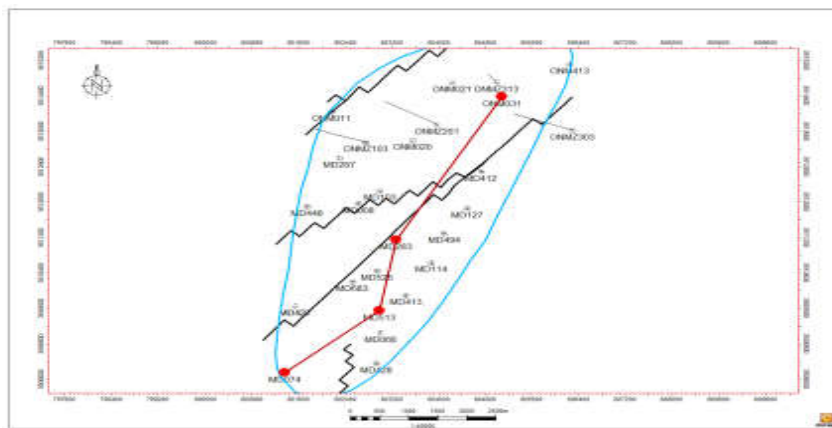
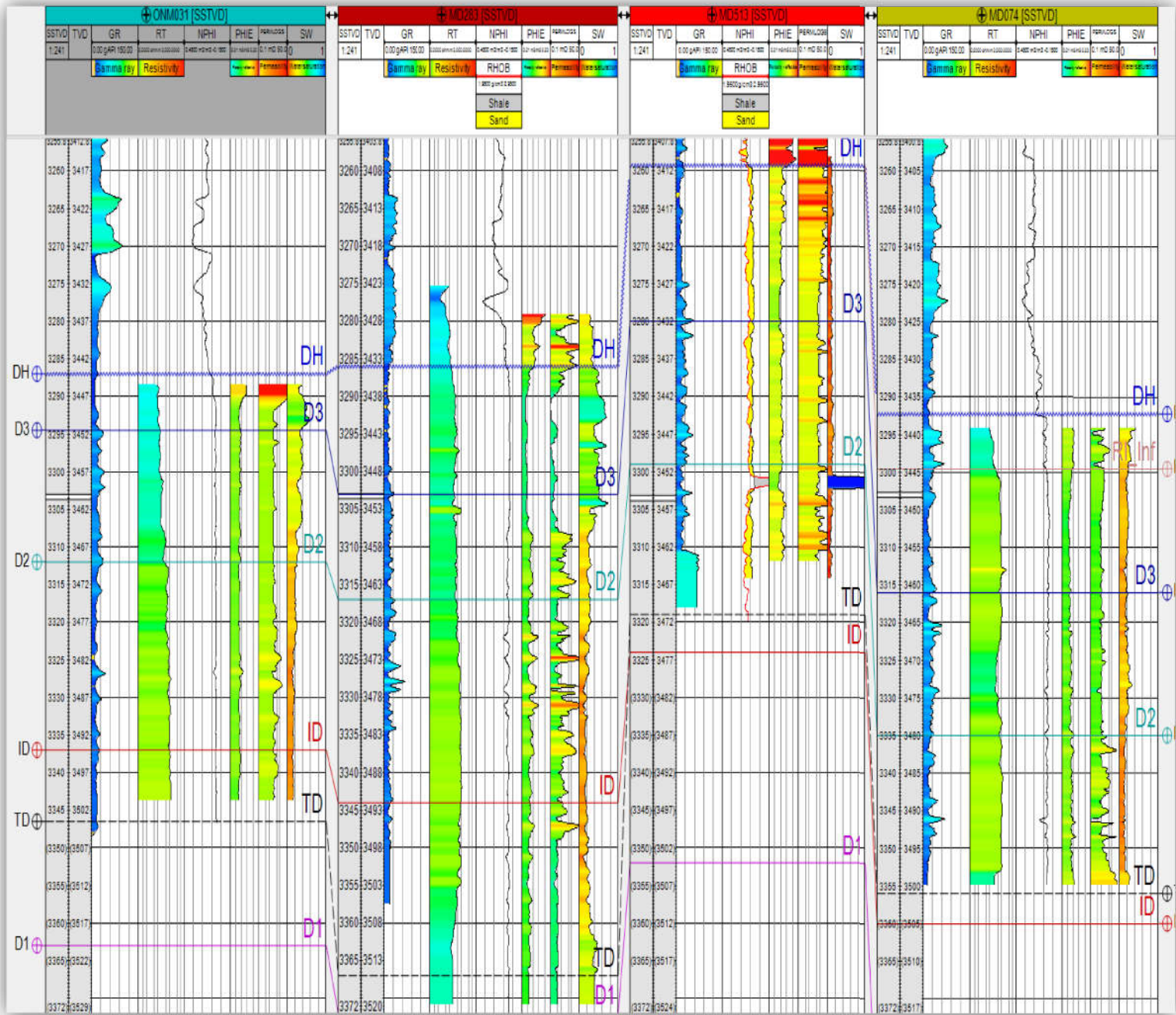


Fig.(42) : Corrélation NE-SW recoupe les puits ONM31-MD283-MD513-MD74 (Source: Sonatrach DP-HMD, département géologique).

Conclusion Générale

Le champ géant de **Hassi Messaoud**, considéré comme les plus grands champs des hydrocarbures en Algérie et au monde. Ce champ est subdivisé en plusieurs zones (**25 zones**) selon les caractéristiques géologiques et de productivité des zones.

Le travail réalisé dans ce mémoire est focalisé sur la zone **15** caractérisé par une grande hétérogénéité géologique, influençant ainsi sur l'exploitation de cette zone.

L'étude géologique de cette zone a mené à subdiviser le réservoir cambrien en deux réservoirs à savoir R isométrique (**Ri**) et R an isométrique (**Ra**).

Le réservoir Ri(**D5**) est caractérisé par grès quartzite, fin à moyen. Ciment argilo-siliceux. Passées de silt stone tigillites diffuses.

Le réservoir Ra (**D4, D3, D2, ID, D1**) est caractérisé par grès moyen à grossier. Ciment siliceux rarement argileux (kaolinite). passées de silt stone .

Les résultats clés obtenus après la réalisation des cartes sont résumés par un outil de **SLB Pétrel**, il en ressort les points suivants :

- La zone **15** est traversée par plusieurs failles dont de direction **NE-SO** de **20** à **25m** de rejet. L'érosion hercynienne est accentuée atteignant, localement jusqu'à le **ID**.
- La réalisation des cartes isobathe de toit et le mur de réservoir **R1** avec les coupes géologiques locales et les corrélations dans différentes directions nous a permis de mettre en évidence la structure globale du réservoir de la Zone**15** en forme anticlinale.
- L'analyse des cartes des propriétés réservoir, on peut conclure que les paramètres pétro physiques à savoir, la porosité et la perméabilité sont généralement faibles à moyennes et parfois bonnes au Nord de la zone mais été assez médiocres dans le reste de la zone , En général La porosité est hétérogène, elle varie de **6%** jusqu'à **11%**, La perméabilité est hétérogène faible à moyenne . totale varie de **0.1mD** et peut atteindre **100 md**.
- La saturation en eau est faible dans le **Nord** par contre moyenne dans le **Sud-ouest**. Généralement ne dépassant pas **30%**
- L'analyse des cartes en iso-argilosité montre la distribution des argiles est hétérogène Généralement ne dépassant pas **30%**.

LISTE DES ABREVIATIONS

2D : deux dimension.

3D : trois dimension.

CFPA : Compagnie Française des Pétroles Algérie, TOTAL actuellement.

D : drain.

DP: Division Production.

DH: Discordance Hercynienne.

HMD: Hassi Messaoud.

ID: inter drain.

K: Perméabilité.

m: mètre.

mD : milli Darcy.

N : Nord. **O** : Ouest. **E** : Est. **S**: Sud.

R : Réservoir.

Ra : Réservoir an isométrique.

Ri : Réservoir isométrique.

SH : Sonatrach (Société Nationale pour la Recherche, la Production, le Transport, la Transformation, et la Commercialisation des Hydrocarbures).

SLB : Schlumberger.

Sw : Water Saturation.

TD : Total Depth.

REFERENCES BIBLIOGRAPHIQUES

- **ASMA FETHIA GHENIM (2012)** : évaluation petro physique et essai de modélisation :exemple du réservoir triasique d'ourhoud (bassin de berkine, sahara nord oriental, Algérie).
- **CHIKH BILLAL (2009/2010)** : Etude Sédiment logique, Pétrographique, Dia génétique, et Modélisation géologique en 3D d'une partie du champ de Hassi Messaoud (Zone 13).
- **DOCUMENTATIONS SONATRACH EP** : (division production) département de géologie.
- **HAMMA. (2005)** : Etude Géologique et Analyse des Caractères Réservoirs des Zones 6, 7, 8, 9 et 10 de Hassi Messaoud.
- **HASSAN S. NAJI. (2013)**: Petrel static modeling Department of Petroleum Geology and Sediment logy-King Abdulaziz University.
- **LARGOT BACHIR (2015/2016)** : Le réservoir Ra de la zone 7 de Hassi Messaoud, Caractérisation et essai de modélisation géologique
- **MR DAHA BRAHIM (2007 / 2008)** :caractérisation et modélisation des réservoirs de la zone 7 du champ de hassi messaoud en vue de la sélection et optimisation des puits candidats au short radius
- **SAMET BILAL (2015-2016)** : Caractérisation et Modélisation géologique du réservoir Cambro-Ordovicien d'une partie du champ de Hassi Messaoud (Zone 13).
- **WEC (2007)**: Well Evaluation Conference «WEC», SLB document, 539 p.
- **(Khellaf et al); 1996**
- **(Cossé) ; 1988**

Résume :

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 grés quartzitiques d'âge Cambro ordovicien. La zone 15 se trouve au Est du champ de Hassi Messaoud .

L'étude géologique a démontré les caractéristiques de cette région à travers les cartes produites par le programme Pétrel .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 apport au plan d'eau.

Mots clés: Champ, Hassi Messaoud, Réservoir, zone 15, Cambro-ordovicien ,PETREL.

Abstract :

Hassi Messaoud is considered one of the largest oil fields in the world. It is part of a set of structures forming the northern part of the Triassic province. Its reservoir consists essentially of quartzitic sandstones of Cambro Ordovician age. Zone 15 is east of the field of Hassi Messaoud.

The study demonstrated the characteristics of this region through the maps produced by the Petrel program. The distribution of porosity and permeability is not homogeneous. The characteristics of the structural and phenophysical reservoirs have been related to the tectonic movement. For this purpose, these properties have prevailed in the zone at the proximity of the faults and their structural position by contribution to the body of water.

Keywords: Field, Hassi Messaoud, Reservoir, zone 15, Cambro-Ordovician, PETREL.

ملخص

يعتبر حاسي مسعود من أكبر حقول النفط في العالم وهو جزء من مجموعة من الهياكل التي تشكل الجزء الشمالي أوردوفيكسي وتقع المنطقة 15 في شرق حقل حاسي مسعود.

اضهرت الدراسة الجيولوجية خصائص هذه المنطقة من خلال الخرائط التي انتجت بواسطة برنامج بيترال. أن توزيع النفاذية والمسامية غير متجانس وقد ارتبطت خصائص الخزان الهيكلية والبيتروفيزيائية ارتباطاً وثيقاً بالحركة التكتونية التي كانت سائدة في المنطقة وكذلك بالقرب من الفوالق والتشققات البنيوية بالنسبة لسطح الماء .

كلمات مفتاحية/ حقل حاسي مسعود/ كومبرو اوردوفيسي/ خزان منطقة 15 /بيترال