

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

Département des Sciences de la Terre et de l'Univers.



MEMOIRE DE FIN D'ETUDE

En Vue De L'obtention Du Diplôme de Master en Géologie

Option : Géologie Pétrolière

THEME

**Le réservoir Ra de la zone 7 de Hassi Messaoud,
Caractérisation et essai de modélisation géologique**

Soutenu publiquement par :

**LARGOT Bachir
BEN LAICHE Tayeb**

Le 0 /06/2016

Devant le jury :

Président :	Mr. ZERROUKI HICHEM	M. A. B Univ. Ouargla
Promoteur :	Dr. ZEDDOURI Aziz	M. A. A Univ. Ouargla
Examineur :	Mr. MELOUEH Oualid	M. A Univ. Ouargla

Année Universitaire : 2015/2016

REMERCIEMENS

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 reconnaissances envers toutes les personnes qui de près ou de loin nous ont soutenu dans notre efforts et ont contribué ainsi à la réalisation de ce mémoire.

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

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

Nous voudraient remercier, toutes les directeurs et les ingénieurs de la DEP Hassi Messaoud;

Et spécialement : **ATAOUAT Mustapha, HAMMA Toufik,**

Qui ont nous accompagnés dans ce modeste travail avec tous patience et encouragement.

Nous voudraient remercier notre collègue **DJERIOUI Tayeb** pour son aide le long de notre trajet académique.

DEDICACES

Je dédie ce modeste travail :

*Exceptionnellement à ma mère et mon
père*

Au Cheikh Dr. Mohammed Laïd Tídjani

A toute la famille de centre culturelle

Tídjani .H-KH

À mon Encadreur Zeddourí Azíz

*A toutes les enseignants du département
de géologie*

À mon bínôme Ben Laíche Tayeb

Mes chères amies et mes collègues

Arbia Bachír

Djeriouí Tayeb

Guerreh Anouar

À mon Espoir Perdu

DEDICACES

Je dédie ce modeste travail :

*Exceptionnellement à ma mère et mon
père*

A toute la famille Ben laïche et Sayeh

À mon Encadreur Zeddourí Azíz

*A toutes les enseignants du département
de géologie*

À mon binôme LARGOT Bachír

Mes chères amies et mes collègues

Arbia Bachír

Djeriouí Tayeb

Guerreh Anouar

Ouada Saad

Merkhí Oussama

Atig Naceur Moataaz

Aïssaouí Abdelhek

INTRODUCTION GÉNÉRALE

Le champ pétrolier de Hassi-Messaoud contenu des gisements de pétrole parmi les plus importants et les plus complexes du monde.

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

Sa structuration est le résultat d'une histoire paléotectonique et géologique très complexe caractérisée par plusieurs phases tectoniques successives.

La roche réservoir, très hétérogène, tant horizontalement que verticalement eu égard à son mode de dépôt, a subi d'importantes transformations diagénétiques dues à cette très longue évolution structurale et tectonique responsable de l'érosion hercynienne et du volcanisme de type éruptif et intrusif intra-cambrien connus respectivement à la surface de la discordance comblant, notamment, les importantes vallées et dans le secteur SO du champ de Hassi Messaoud d'une part, et d'un enfouissement très profond à l'échelle régionale.

Objet de l'étude

Dans ce contexte, la division Engineering & production de Hassi Messaoud nous a proposé le thème qui consiste à cerner la caractérisation et la modélisation de la zone 7 (partie du champ pétrolier du Hassi Messaoud)

Plan du mémoire

Ce présent mémoire s'articule sur la modélisation et la caractérisation du réservoir anisométrique (Ra) et est subdivisé en trois (03) chapitres :

1- Généralité et description de la région.

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

2- modélisation du réservoir Ra sure l'extension de la zone 7.

- Introduction sur la modélisation.
- Présentation d'outil de modélisation.
- Les étapes de modélisation.

3- Caractérisation structural et pétrophysique de Ra.

- Caractérisation structural de Ra.
- Caractérisation pétrophysique de Ra.

4- Conclusion générale avec des recommandations.

I /1- Généralités sommaire du champ Hassi Messaoud :

I.1.1. Situation géographique du champ :

Le champ de Hassi Messaoud est situé à 700 km au sud-est d'Alger, à 350 km de la frontière tunisienne et à 80 km à l'est de Ouargla. Il a une superficie de 2000 km², à une altitude de 142 m. le climat y est désertique avec des températures allant de 0° C à 47°C en moyenne. En automne et au printemps, la région est soumise à de fréquents vents de sable avec une vitesse pouvant atteindre les 100 km/h, de direction dominante NNE.

Le champ de Hassi Messaoud est considéré comme étant le plus grand gisement pétrolière de la province triasique Algérienne . Il est limité au :

- NW par le gisement de Ouargla, Guellaba, Benkahla et Haoud Berkaoui.
- SW par le gisement d'el Gassi, Zotti et El Agreb.
- SE par le gisement de Rhoude-El-Baguel et Mesdar.
- Est par le gisement de Ghadamés.

Sa localisation en coordonnées Lambert Sud Algérie est:

- 790 000 à 840 000 Est.
- 110 000 à 150 000 Nord.

I.1.2. Situation géologique :

Le champ de Hassi Messaoud occupe la partie centrale de la province triasique (figure 1). De par sa superficie et ces réserves, il est le plus grand gisement de pétrole d'Algérie et, s'étend sur près de 2200 Km² de superficie.

A plus grande échelle, il est limité :

- Au sud par le horst d'Amguid.
- Au Nord par les structures Djemaa de Touggourt.
- A l'est par la dépression de Ghadames.
- A l'ouest par le bassin d'oued Mya.

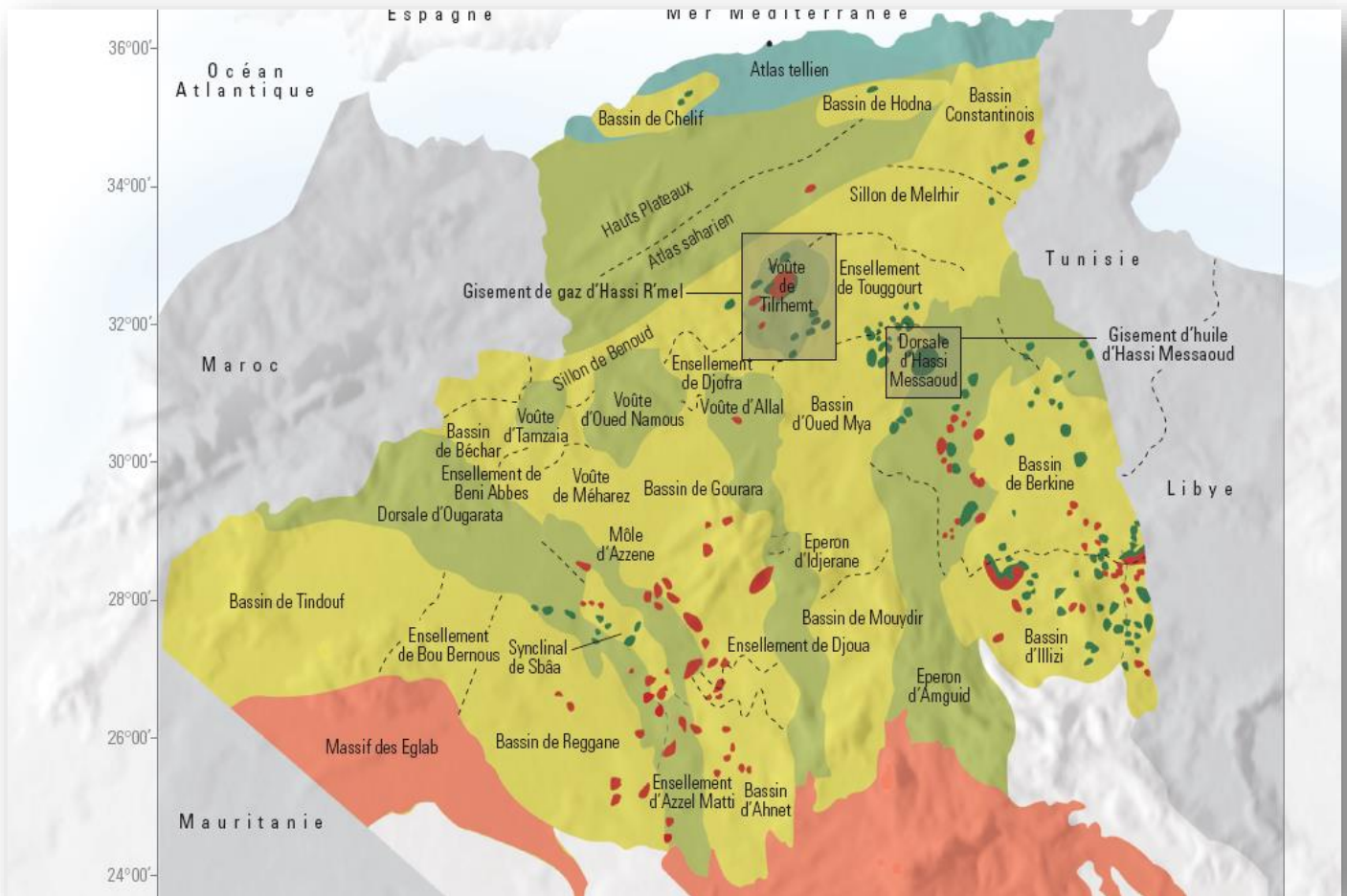


Figure 1 : Situation géologique du champ de Hassi Messaoud (WEC 2007).

I.1.3. Stratigraphie du champ :

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

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

En allant vers la périphérie du champ , la série devient plus complète . De la base au sommet on distingue (figur 3) :

I.1.3.1) LE SOCLE:

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

I.1.3.2) LE PALEOZOIQUE :

a) L'infra-Cambrien :

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

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

De la base au sommet on distingue :

b) Le Cambrien :

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

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

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

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

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

ERE	SYST	ETAGES		Ep moy	DESCRIPTION
CENO-ZOIQUE	NEOGENE	MIO-PLIOCENE <i>discordance alpine</i>		240	Sable, calcaire, marne sableuse
		EOCENE		120	Sable, calcaire à 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	
		CE NOMANIEN	145	Anhydrite, marne, dolomie	
		ALBIEN	350	Grés, sable avec intercalations d'argile silteuse	
		APTIEN	25	Dolomie cristalline avec niveau argileux, calcaire	
		BARREMIEN	280	Argile, grés, dolomie	
		NEOCOMIEN	180	Argile, marne, dolomie, grés	
	JURASSIQUE	MALM		225	Argile, marne, calcaire, grés et traces d'anhydrite
		DOGGER	ARGILEUX	105	Argile silteuse, marne dolomitique avec fines passées de grés
			LAGUNAIRE	210	Anhydrite, marne dolomitique, marne grise
		LIAS	L.D 1	65	Dolomie, anhydrite, argile
			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
	TS 2			189	Sel massif à 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		Grés, argile		
ERUPTIF <i>discordance hercynienne</i>	0-92		Andésites altérées		
PALEOZOIQUE	ORDOVICIEN	QUARTZITES D'EL HAMRA	75	Quartzites fines avec traces de tigillites	
		GRES D'EL ATCHANE	25	Grés fins à ciment argileux, bitumineux	
		ARGILES D'EL GASSI	50	Argiles schisteuses, vertes ou noires, glauconieuses à graptolithes	
		ZONE DES ALTERNANCES	20	Alternance de grés et argile. Présence de tigillites	
	CAMBRIEN	Ri	50	Grés isométriques, fins, silteux	
		Ra	120	Grés à grés quartzitiques anisométriques à niveaux de silts	
		R2	100	Grés moyens à grossiers à ciment argileux illitique	
		R3	300	Grés grossier à ciment argileux, argile silteuse	
	INFRA-CAMBRIEN	45	Grés argileux rouges		
	S O C L E				

Fig (2) : Coupe stratigraphique type du champ de HASSI MESSAOUD

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

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

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

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

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

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

c) L'Ordovicien :

On distingue de la base au sommet quatre (4) unités lithologiques .

- **Zone des alternances** : Son épaisseur moyenne est de 20 mètres.

Désignée ainsi en raison de la présence de nombreuses passées d'argiles indurées alternantes avec des bancs quartzites fins isométriques .

- **Argile d'El Gassi** : Son épaisseur moyenne est d'environ 50 mètres.

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

- **Les grès d'El Atchane** : Son épaisseur moyenne varie de 12 à 25 mètres.

Cette formation est constituée de grès fin à très fin , de couleur gris-beige à gris-sombre. Ce grès peut être argileux ou glauconieux admettant de nombreuses passées argileuses et silteuses.

- **Les quartzites de Hamra** : Son épaisseur moyenne varie de 12 à 75 mètres.

Ce sont des grès quartzitiques fins , à rares intercalations d'argiles.

I.1.3.3- Le mesozoïque :**a) Le Trias :**

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

➤ **Le Trias gréseux :**

Il constitue le premier remplissage du relief paléozoïque et se subdivise en plusieurs unités qui diffèrent les unes des autres par leur lithologie et leur réponse diagraphique.

Il est accompagné par des coulées éruptives.

Son épaisseur varie de 0 à 75 m

➤ **Le Trias argileux :**

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

Son épaisseur moyenne est de 113m.

➤ **Le Trias salifère :**

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

• **Le Trias salifère « S₃ » (TS3) :**

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

• **Le Trias salifère « S₂ » (TS2) :**

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

• **Le Trias salifère « S₁ » (TS1) :**

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

Note sur l'éruptif du trias :

Il se situe approximativement entre la discordance hercynienne et le mur du trias argileux – gréseux.

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

b) Le Jurassique : Son épaisseur moyenne est 844 mètres.

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

➤ **Le Lias :** Son épaisseur moyenne est de 300 mètres.

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

➤ **Le Dogger :** Son épaisseur moyenne est de 320 mètres.

Le Dogger est subdivisé en deux (2) formations , le Dogger lagunaire à la base et le Dogger argileux au sommet .

➤ **Le Malm :** Son épaisseur moyenne est de 225 mètres.

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

c) Le Crétacé : Son épaisseur moyenne est de 1620 mètres.

Il est constitué de sept étages ,de la base au sommet on distingue :

➤ **Le Néocomien :** Son épaisseur est de 1620 mètres.

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

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

➤ **L'Aptien :** Son épaisseur est de 25 mètres.

Il est représenté par deux bancs dolomitiques encadrant un niveau argileux .La limite Aptien-Barrémien coïncide avec la barre calcaire-dolomitique qui représenté un bon repère sismique .

- **L'Albien** : Son épaisseur moyenne est de 350 mètres.

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

- **Le Cénomaniien** : Son épaisseur moyenne est de 145 mètres.

Alternance d'anhydrite et d'argile rouge-brune , de marnes grises et de dolomie . La limite Cénomaniien-Albien coïncide avec le passage des séries évaporitiques aux séries plus gréseuses de l'Albien .

- **Le Turonien** : Son épaisseur moyenne varie de 70 à 120 mètres.

Alternance de calcaire argileux , calcaire dolomitique et calcaire crayeux ; Au sommet apparaissent les bancs de calcaire. Le Turonien représente la nappe d'eau salée.

- **Le Sénonien** : Son épaisseur moyenne est de 230 mètres.

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

I.1.3.4- LE CENOZOIQUE : Son épaisseur moyenne est de 360 mètres.

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

I.1.4-Situation structurale :

Le champ de Hassi Messaoud est un vaste anticlinal très fortement érodé et cisailé par un jeu de failles ou d'accidents d'orientation Nord-Nord-Ouest Sud-Sud-est faisant apparaître une géométrie en Horst et Grabens. Ces failles sont détectées soit par décalage structurale des formations ou encore lors de la répétition des séries sédimentaires.

Le paléozoïque représenté que par le Cambro-ordovicien est recouvert en discordance par une épaisse couverture Mésozoïque Cénozoïque avec à la base, une sédimentation salifère très puissante assurant l'étanchéité et le piégeage des hydrocarbures au sein de la formation.

L'absence des séries supérieures du paléozoïque correspondrait à un non dépôt lié à une longue période d'émersion plutôt qu'à une forte érosion.

I.1.5- Tectonique du champ (fig 3) :

La structure du champ de Hassi Messaoud se présente comme un vaste dôme anticlinal aplati, de direction générale Nord-Est – Sud-Ouest. Les accidents affectant le réservoir sont de deux types :

- Les failles de directions subméridiennes Nord-Nord-Est – Sud-Sud-Ouest ainsi que d'autres failles qui leurs sont perpendiculaires de direction Nord-Ouest – Sud-Est, ceci fait ressortir le caractère tectonique en Horst et Graben.
- Les cassures sans rejets qui ont eu un grand effet sur la fracturation du réservoir.

I.1.5.1- Structuration du champ de Hassi-Messaoud :

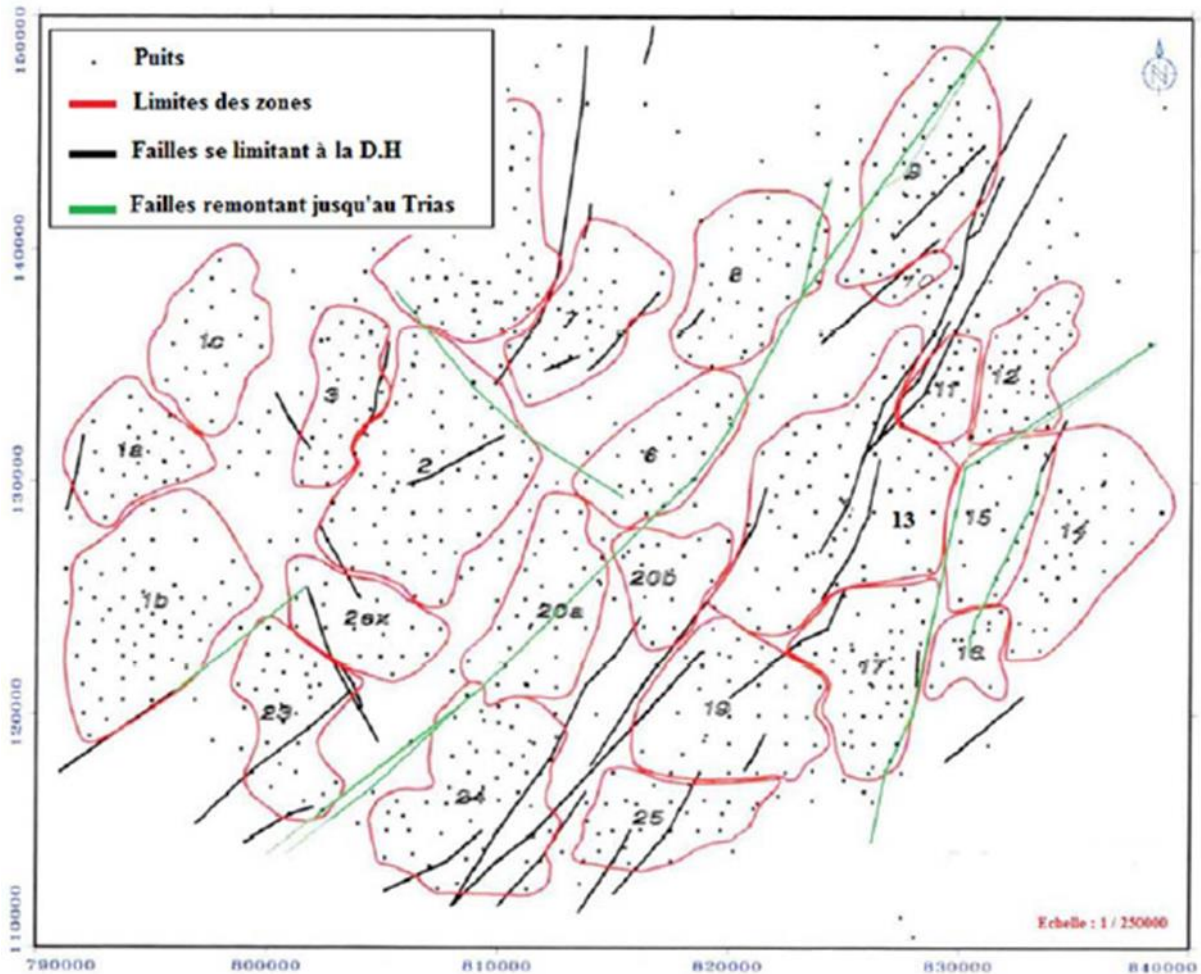
L'évolution structurale du gisement est le résultat de plusieurs phases tectoniques que l'on peut résumer chronologiquement comme suit :

I.1.5.1.1- Structuration anté-Triasique :

- **Phase panafricaine :**

C'est une phase compressive de direction Est – Ouest, due à une collision continentale entre le craton West africain rigide et le bloc Est Africain plastique (Bertrand et R.Caby 1978), provoquant une tectonique cassante, représentée par un réseau de failles de directions Nord-Est – Sud-Ouest, Nord-Ouest – Sud-Est suivie d'une érosion intense qui s'est installée jusqu'au Cambrien conduisant à la formation d'une surface de pédiplanation appelée surface infra-tassilienne. Cette pédiplaine marque le début d'une histoire cratonique du Sahara.

Des mouvements distensifs de directions Nord-Ouest – Sud-Est interviennent au Cambro-Ordovicien; qui sont à l'origine de l'étirement de la croûte continentale suivie d'une subsidence tectonique et plus tard thermique ; cette distension provoque un jeu de faille normales (Nord-Est – Sud-Ouest) préexistant dans le socle accompagnée de volcanisme (Beicip/Franlab 1979).



Fig(3): Carte tectonique du champ de HASSI MESSAOUD (CHIKH B.2011).

- **Phase Eo-Calédonnienne précoce ou phase Anté-tramadocienne :**

Datée d'environ 500 millions d'années, cette phase est marquée par la transgressivité des grès isométriques (Ri) connus sur les flancs du champ, après la mise en place du dépôt du réservoir (Ra).

Une structure Tardi-Cambrienne s'est produite avec érosion et failles s'établissant déjà suivant une direction Nord-Est – Sud-Ouest et accompagnée de volcanisme (Beicip/Franlab 1979).

- **Phase calédonienne:**

Datée d'environ de 400 millions d'années, cette phase est régionalement connue par l'absence de sédiments de Dévonien et du Carbonifère dans toute la surface du haut fond d'El Biod. A noter qu'une hypothèse de non dépôt de ces sédiments a été retenue plutôt que celle de l'érosion

hercynienne du fait que les faciès remaniés à la base du Trias gréseux proviennent du Cambro-Ordovicien. Cette phase aurait débutée au Silurien ou au Dévonien inférieur

(MASSA-NICOL-1971).

- **Phase hercynienne :**

Nord-Est – Sud-Ouest accompagnée du jeu de failles de même orientations, qui compartimentent le réservoir en blocs ayant leur comportement propre (Horst, Graben).

On marque une érosion de toute la couverture Paléozoïque à l'aplomb du gisement et par la disposition radiale de grandes vallées de creusement.

On peut dire qu'au cours de cette phase, on assiste à un serrage de direction Nord-Ouest – Sud-Est , c'est à dire, perpendiculaire aux accidents majeurs.

I.1.5.1.2- Structuration Post-triasique :

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

(Beicip/Franlab 1979).

- **Phase autrichienne :**

Datée d'environ de 100 millions d'années, cette phase est un raccourcissement Est-Ouest, elle a accentué la fermeture structurale et a provoqué des fracturations le long des failles anciennes qui ont probablement rejoué.

Elle est presque synchrone de la mise en place des hydrocarbures, car la formation de ces derniers a débuté au jurassique et s'est poursuivie pendant le Crétacé.

- **Phase Atlasique :**

C'est une phase dont la compression est de direction Nord-Nord-Est – Sud-Sud-Ouest, postérieure à la formation des hydrocarbures, donc elle est probablement à l'origine des barrières de perméabilité dues à un décalage des niveaux réservoirs.

I.1.5.1.3- Structuration actuelle :

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

I.1.5.1.4- Les paléo vallées hercyniennes :

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

Six paléo vallées ont été détecté au champ de HASSI MESSAOUD.

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

I.1.5.2- Les déformations tectoniques : A HASSI MESSAOUD il n'est possible de montrer la présence de faille qu'à partir de décalage de profondeur entre des niveaux identiques, lorsqu'ils sont faciles à identifier, suffisamment marqués et corrélables entre puits voisins.

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

- ✓ **Les brèches** : elles correspondent au remplissage d'espaces vides créés par la faille tel que fractures et fissures ; et ceci avec le produit de rabotage des parois lors du déplacement des blocs, elles sont constituées par des éléments broyés Généralement un puit caractérisé par une forte densité de brèches est faille ou situé à proximité d'une faille (MASSA ,1971).
- ✓ **Les fissures** : elles correspondent à des discontinuités au sein des roches, engendrées par la distension ou la compression, parfois il est difficile de reconnaître une fissure originelle d'une fissure artificielle. En effet, le carottage et les différentes opérations réalisées sur les carottes peuvent engendrer la formation de fissures artificielles dites induites, créant ainsi une ambiguïté entre elle et les fissures vides originelles .

- ✓ **Les stylolithes** : ce sont des structures en colonnettes au sein de certaines roches, dessinant des joints irréguliers, généralement soulignés par un résidu noirâtre ou brunâtre .Les figures correspondent à des surfaces de pression –dissolution, permettant notamment de déterminer la direction de la compression qui leur a donné naissance et qui est parallèle à l’allongement des colonnettes.

I.1.5.2.1- Les déformations cassantes :

L’ensemble du mole de HASSI MESSAOUD est caractérisé par un important réseau de flexures de failles délimitant des zones en horst et graben d’orientation Nord-Nord-Est – Sud-Sud-Ouest.

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

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

Une faille majeure est de direction Nord-Est – Sud-Ouest.

I.1.5.2.2- Les intrusions intra cambriennes :

- ✓ **Laccolites** :se sont des massifs de roches magmatiques , plutoniques en grosses lentilles de plusieurs km de longueur,à surface supérieur convexe , l’ensemble est pratiquement
- ✓ parallèle aux structures de l’encaissant , il est parfois nommé massif concordant (GK GILBERT 1877).Ces laccolites se situent principalement au niveau du secteur Sud-Ouest du champ de HASSI MESSAOUD . Dans la série stratigraphique, les laccolites occupent généralement la partie centrale du Ra,D3(MD282 zone 24 a un épaissement de 26 m dans le D3).
- ✓ **Les filons couchés** : se sont des sills, correspondant à une lame de roche magmatique intrusives, parallèle aux structures de l’encaissant. L’épaisseur varie de 1m à quelques dizaines de mètres. Leur longueur atteint plusieurs km. les sills s’infiltrèrent à la faveur d’un niveau argileux ; écartent deux couches préférentielles et s’étalent entre elles.
- ✓ **Les dykes** : se sont des lames dont l’épaisseur peut atteindre 100m. Ce sont des roches magmatiques qui recoupent les structures de l’encaissant transversa -lement par rapport aux couches sédimentaires.

- ✓ **Effet tectonique de ces intrusions au niveau du secteur Sud-Ouest** : ce secteur spécialement est connu pour ses intrusions de roches éruptives dans le réservoir

I.6- Aspect pétrolier :

I.6.1- Roche mère

- **Silurien :**

Les argiles du silurien constituent la roche mère, source génératrice des hydrocarbures à l'échelle de toute la plate forme saharienne.

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

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

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

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

I.1.6.2- Roches couvertures :

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

I.1.6.3- Pièges :

Les pièges désignent les zones les plus favorables à la présence des accumulations d'hydrocarbures, caractérisés par une faible pression et une plus basse température que celle des roches mères, et par une barrière qui oblige les hydrocarbures à s'accumuler

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

- **Pièges structuraux :**

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

- **Pièges stratigraphiques :**

C'est la combinaison de deux milieux différents correspondant au passage d'un milieu perméable à un autre imperméable telles que les lentilles gréseuses, les biseaux etc...

- **Pièges mixtes :**

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

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

I.1.6.4) Migration des hydrocarbures :

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

La migration primaire et l'alimentation de ces gisements se sont effectuées au sein du Silurien, en suite à travers les niveaux gréseuse triasique au contact de discordance Hercynienne (migration secondaire).

Les réservoirs Cambro-Ordoviciens affleurant à la discordance hercynienne sont alimentés à partir des grés triasiques et la surface d'érosion qui sont en (up dip) au Nord et NW par rapport au chemin de migration.

I.2/- Cadre d'étude « Zone 7 »

I.2.1-Presentation 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 .

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

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

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

Actuellement dans la zone 7 il ya (Fig 4) :

- ◆ 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.

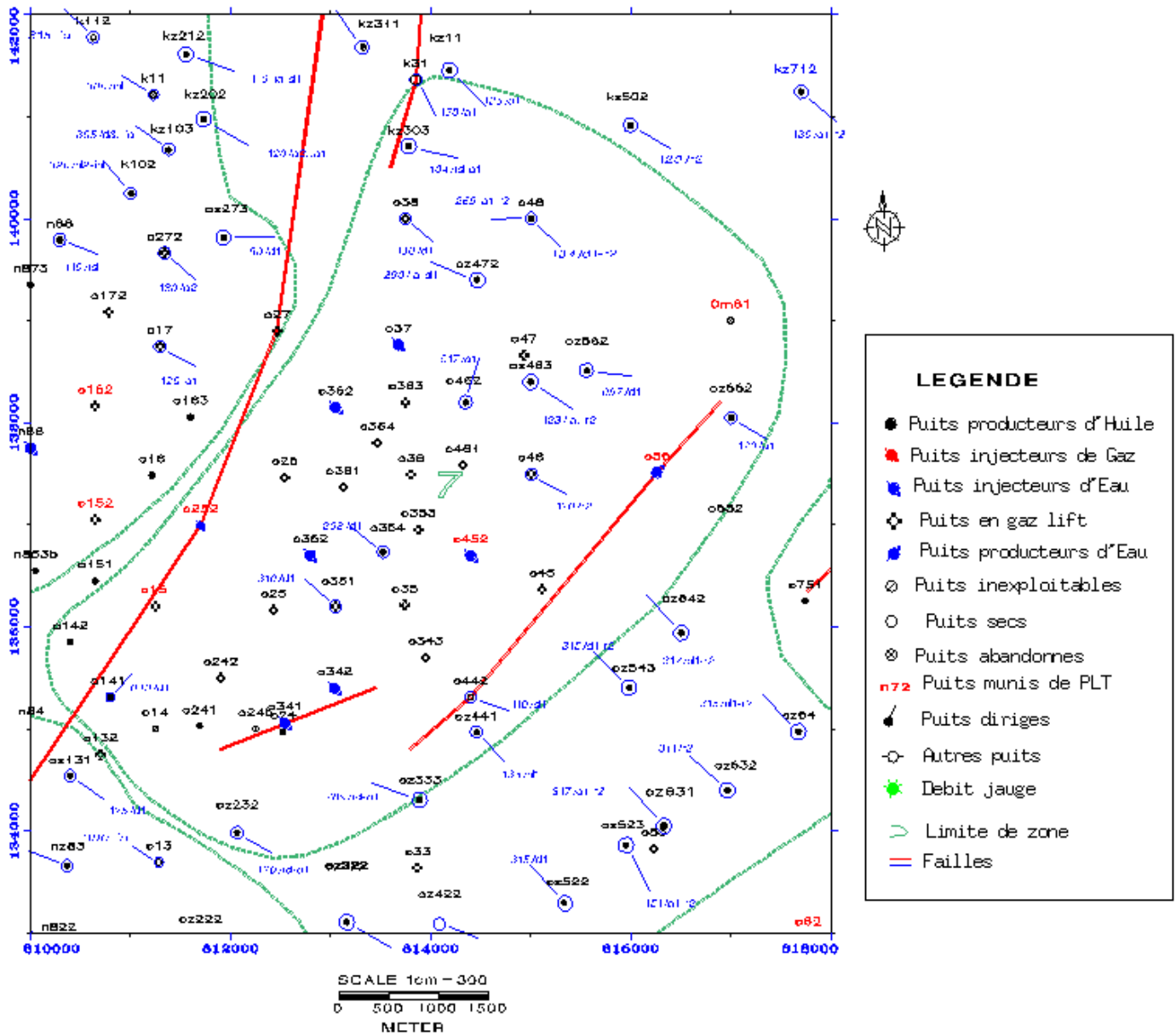


fig 4 :Statut des puits de la zone 7 du champ de hassi messaoud (L.Kennedy.2005)

I.2.2- Description structurale de la zone 7 :

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

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

caractéristiques pétrophysiques. Cette dégradation est reconnue par le forage OMO13 et OMO33.

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

I.2.3- Description du réservoir :

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

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

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

I.2.4- Description du réservoir de la zone 7 :

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

Le réservoir R2 est situé sous le réservoir Ra et présente généralement des caractéristiques médiocres. La plupart des puits n'étant forés que jusqu'à son toit. Contrairement au Ra, l'épaisseur du R2 est pratiquement constante sur toute l'étendue du gisement, elle est égale à 80 mètres .

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

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

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

II.1- La modélisation géologique

II.1.1- Introduction

Depuis toujours, les géologues conçoivent, dans leur esprit, les environnements géologiques en trois dimensions. Ces modèles de la Terre sont des images du sous-sol formés à l'aide des données et interprétations disponibles et des raisonnements informés plutôt que par des prédictions quantitatives et mesurables de la géologie de la région. Afin de représenter de façon tangible la géologie d'une région, on peut créer des modèles concrets qui permettent de formaliser ces images mentales d'environnements tridimensionnels. (Morrison, K. 2001).

La modélisation consiste à construire et à utiliser un modèle qui est une représentation simplifiée de la réalité pour montrer les aspects importants du système étudié. Les modèles statiques, qui n'intègrent pas explicitement la notion de temps, montrent un système à un temps spécifique et s'intéressent surtout aux structures de ce système. Une carte et une maquette sont des exemples de modèles statiques. Un diagramme de classe décrivant les données qui composent un système est aussi un modèle statique mais qui peut être appelé modèle conceptuel de données car on y décrit théoriquement les objets que l'on trouve dans le système. (OQLF.2005)

Dans le cadre de ce mémoire, le terme « modèle » correspond toujours à un modèle statique qui est une simplification d'un environnement spatial tridimensionnel. Avant de décrire la modélisation spécifique au domaine de la géologie et afin de s'assurer d'une bonne compréhension des explications subséquentes, il importe de définir ce qu'est une dimension et comment cette notion est utilisée dans ce mémoire. Tel que discute par Larrivee et al. (2006) plusieurs définitions existent pour le mot dimension : axe d'analyse dans un entrepôt de données, en informatique ; étendue d'un corps suivant une direction donnée, en mathématique grandeur réelle, mesurable déterminant l'espace occupée par un corps, en physique ; etc. Dans ce mémoire, une dimension est définie comme chacune des grandeurs (longueur, largeur, hauteur ou profondeur) nécessaires à la description géométrique des objets.

II.1.2- Les objets géologiques à modéliser

Selon Mallet (2002), la modélisation géologique correspond à : l'ensemble des méthodes mathématiques qui permettent de modéliser de façon unifiée la topologie, la géométrie et les propriétés physiques des objets géologiques, tout en considérant les données de toutes sortes rattachées à ces objets. Le processus de modélisation permet de représenter de façon simplifiée des objets géologiques.

L'assemblage de ces simplifications d'objets de la réalité en un tout cohérent et logique forme le modèle géologique.

En géologie, les objets à représenter peuvent être des unités géologiques (lithologiques ou stratigraphiques), des éléments structuraux (failles et fractures), des gisements de minerais et des réservoirs de combustible fossile, etc. Les paragraphes suivants montrent comment sont habituellement modélisés ou représentés ces objets.

Les unités géologiques sont des volumes de roches ayant des caractéristiques communes qui sont soit lithologiques, même type de roches, ou stratigraphiques, même Age, par exemple.

Les frontières entre les unités sont communément appelées « contacts géologiques » ou « horizons » dans le langage géologique et représentent le sommet, la base ou le pourtour des unités. Il est donc possible de représenter les unités par leur frontière ou par à l'aide de volumes. A des fins de visualisation, il est souvent utile de représenter les unités par leurs frontières puisqu'on évite ainsi de surcharger le modèle géologique et on en obtient une visualisation plus claire. Cependant, pour des analyses volumiques plus poussées, il convient mieux de représenter les unités géologiques en entier par des volumes pleins auxquels on peut assigner des propriétés qui varient à l'intérieur même de l'objet. La Figure 5 montre des unités géologiques représentées de deux façons différentes dans un modèle dont les limites sont définies par la boîte grise de la Figure 5A. Les trois unités géologiques sont modélisées à l'aide des surfaces verte et bleue qui en sont les frontières. On distingue une unité sous la surface bleue, une unité entre les deux surfaces et une unité au-dessus de la surface verte. La Figure 5B permet d'illustrer les trois unités sous forme de volumes. (Leroux, H. 1999).

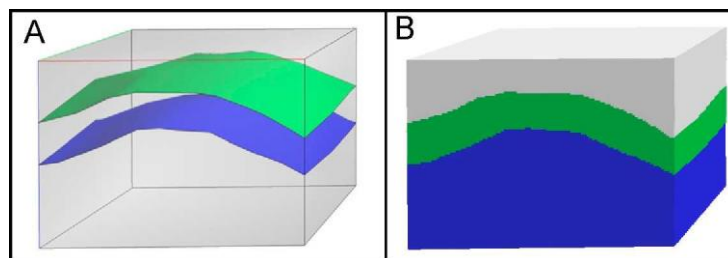


Figure . 5: Representation des unites geologiques avec des frontieres (A) et des volumes (B).

Parmi les structures géologiques que l'on représente dans les modèles géologiques, les failles sont parmi les plus importantes, du point de vue de la modélisation géologique 3D, car elles créent des divisions spatiales dans les environnements géologiques. Une faille est une fracture de la Terre le long de laquelle il y a eu un déplacement des roches environnantes. Le mouvement observé et à représenter peut être vertical, latéral ou oblique selon le type de faille : normale, inverse, de chevauchement, de décrochement ou oblique. Par exemple, la Figure 6 montre l'effet du mouvement de deux failles normales (en lignes pointillées noires) sur des unités géologiques. Remarquez que les unités géologiques peuvent être distinguées grâce à leurs couleurs et textures différentes. Les flèches noires indiquant que les blocs failles à droite des failles ont subi un déplacement vers le bas par rapport aux blocs à gauche des failles. Les lignes blanches pointillées montrent le contact entre deux unités géologiques qui a été déplacé par le mouvement des failles. (SAAD, M .2014).



Fig. 6 : Failles normales decoupant des unités géologiques en trois blocs failles. (Bédard K. 2006)

Dans les modèles plus complexes tridimensionnels, les failles sont représentées par des surfaces qui divisent l'espace en blocs failles. La Figure 7 montre le même environnement géologique que la Figure 5 mais avec une faille qui affecte les unités géologiques et sépare le modèle en deux parties. Les unités sont donc divisées par la faille en six volumes et non plus seulement trois. Les flèches blanches de la Figure 7B montrent le mouvement relatif vers le bas du bloc d'unités à gauche de la faille par rapport au bloc à droite de la faille.

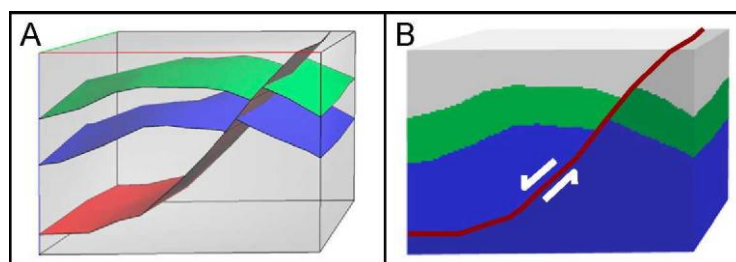


Fig7- Représentations, à l'aide des frontières (A) et de volumes (B), d'un environnement géologique divisé par une faille.

Les gisements et les réservoirs de ressources minières et pétrolières sont des objets couramment représentés dans les modèles géologiques. En effet, le but premier de plusieurs projets de modélisation géologique est de trouver les gisements et réservoirs potentiels afin de rendre l'exploration plus efficace et le rendement plus profitable. Les gisements de minerais sont des volumes de roches dont la teneur en métaux exploitables est suffisante à des fins d'exploitation minérale. Les réservoirs de combustibles fossiles sont des volumes de roches poreuses et perméables contenant une quantité suffisante de ressource afin d'assurer un bon rendement économique. Tout comme les unités géologiques, les gisements et les réservoirs peuvent être représentés par leur frontière ou par un volume.

Même s'ils ne correspondent pas à des objets géologiques, il est souvent nécessaire de représenter les forages car ils fournissent des données directes et fiables du sous-sol qui ne sont pas accessibles autrement et qui sont utilisées pour interpréter la géologie par les spécialistes. Les forages sont des trous créés par les humains qui peuvent atteindre des centaines de mètres de profondeur dans la roche. Les roches concassées dans les forages sont récupérées et analysées pour obtenir la distribution des types de roches le long du forage. Il est aussi possible de récolter des informations le long du forage à l'aide d'instruments qui mesurent la porosité ou la teneur en métaux des roches, par exemple. Les forages sont représentés par un point au niveau du sol (le collet) associé à une ligne représentant la trajectoire du forage (la déviation). Des informations sur les propriétés analysées des roches sont associées à des points sur la trajectoire et peuvent être interpolées sur toute sa longueur. (USGS .2004).

II.2. L'outil de modélisation

II. 2.1 - Présentation du logiciel Petrel

Depuis quelques années, les stations de travail intégrées ont fait leur apparition dans l'industrie pétrolière, grâce au développement réel de la microélectronique et de l'informatique.

En effet, ces machines permettent entre autre, de réaliser un certain nombre de tâches dans les différents domaines de l'exploration pétrolière et en particulier l'interprétation des données d'une étude sismique 3D ou 2D. De nombreuses tâches de l'ingénieur géologue, géophysicien et réservoir ont été ainsi simplifiées et rendues automatiques.

A cet effet, la compagnie de service pétrolier Schlumberger a développé un logiciel de grande performance Petrel basé sur Windows pour la visualisation 3D, cartographie 2D et 3D, la modélisation et la simulation du réservoir 3D. (Schlumberger.2009)

II.2.2- Description du logiciel

Le développement du logiciel Petrel a commencé en 1996, afin de faciliter les tâches aux géophysiciens spécialisés et leur proposer des solutions pour les problèmes auxquels ils étaient confrontés quotidiennement.

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 ingénieurs spécialisés géophysiciens, géologues et réservoir de travailler ensemble avec les outils disponibles. Le logiciel Petrel est maintenant une application complète de simulation.

L'interface utilisateurs est basée sur des normes de Microsoft Windows sur des boutons, des dialogues et des systèmes d'aide. Ceci, permet une familiarisation à la majorité des utilisateurs et assure l'utilisation efficace de l'application (SLB 2013).

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 Petrel 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 construire un modèle géologique 3D de la zone étudiée on doit passer par les étapes suivantes :

- Import Data
- construction de model structurale
- propriété modeling

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.

Les données nécessaires pour le développement du modèle se trouvent dans des rapports existants.

Nous avons recueilli autant de rapports que nous pouvions d'autant de disciplines que possible (géologie, réservoir engineering, pétrophysique, production).

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 Petrel 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 (fig. 8)

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, ...).

Petrel 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 Petrel 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 Petrophysics » 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 Petrel.

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

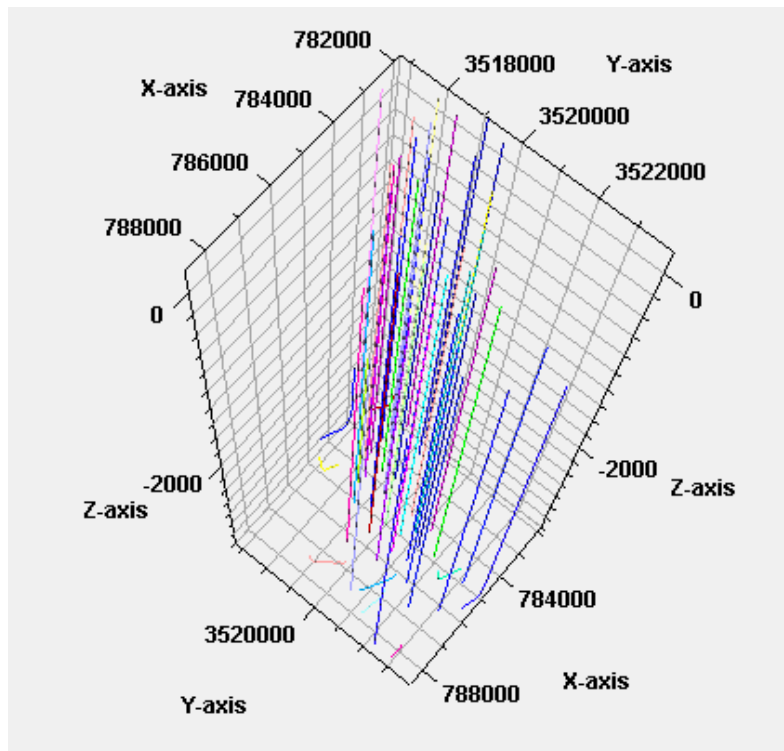


Fig. 8 : Chargements de données et création de puits.

II.3.1.2 - Données des failles

A partir du pointé sismique (a prés conversion du temps /profondeur) et de la cartographie structurale 2D.

Après l'importation des données numérique des failles en trouve plusieurs failles mais selon des études antérieures, et après s'être assuré par la carte de pression (fig. 9) et comparative entre les puits adjacents au candidat des failles venez nous il y a trois failles majeur.

1. Faille orientée NE-SW à l'ouest de la zone 7
2. Faille orientée N-S au nord-est de la zone 7
3. Faille orientée NE-SW au sud-est de la zone 7

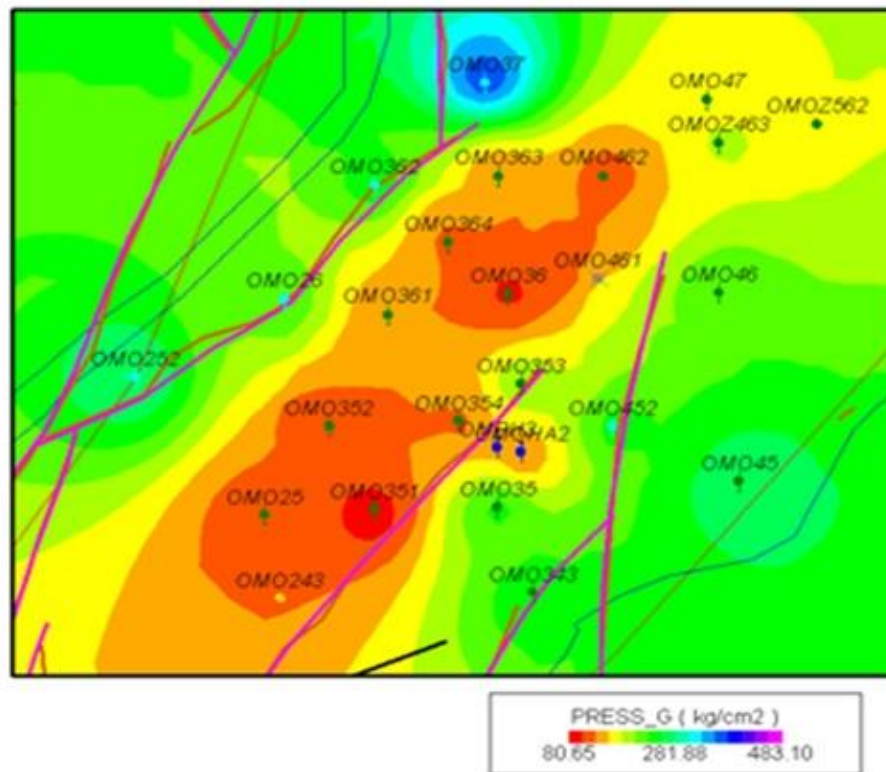


Fig. 9 : La carte de pression zone 7 (Brahim D.2008)

II. 3.2 - Structurale modeling

La modélisation structurale est l'une des parties les plus importantes de ce chapitre. Elle constitue l'assise à toute modélisation géologique

II.3.2.1- fault modeling

Il s'agit de modéliser des failles dans le modèle géologique en 3D qui servira de modèle de base et de socle pour générer des grilles ou maillage.

Le résultat de la modélisation de faille s'appelle « fault sticks », c'est-à-dire, des failles en forme de bâtonnet ou barrettes 2D (Fig. 10) qui seront transformées en 3D (Fig. 11).

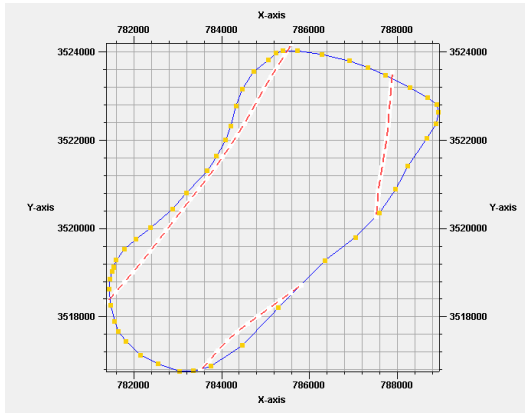


Fig.10: Ligne de failles "fault stick".

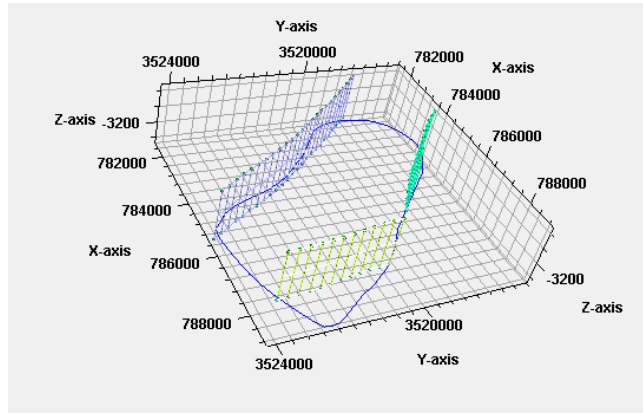


Fig .11 : Modèle 3D des Failles.

II.3.2.2-La grille de pilier (Pillar gridding)

C'est une étape très importante dans la réalisation du modèle géologique 3D. où l'on utilise le plan des failles pour construire une grille composée de trois couches (skeleton composé d'un Top, Mid et Bottom) formant le squelette du modèle et susceptible de contenir les différents niveaux réservoirs considérés dans cette étude (Fig. 12).

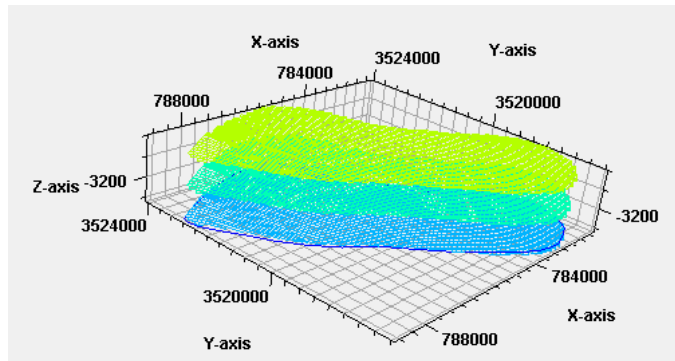
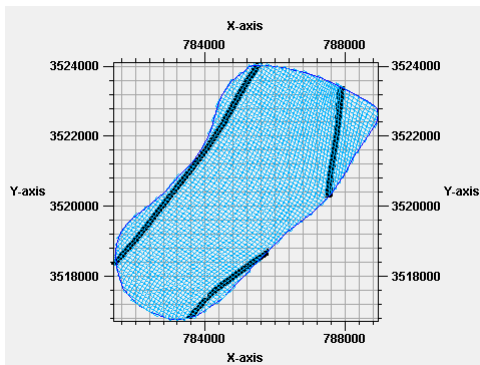


Fig.12 : La grille.

II.3.2.3- Maillage vertical

Le processus Make Horizons est la première étape dans la définition de la stratification verticale de la grille 3D dans Petrel. La stratification verticale de la grille 3D est définie en trois étapes de traitement:(fig.13)

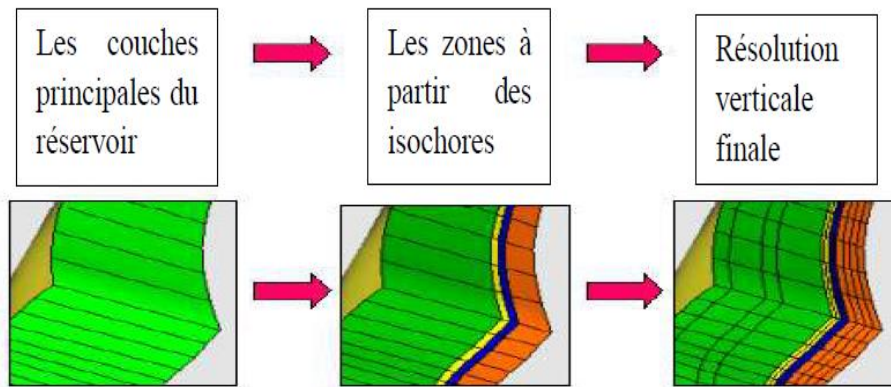


Fig.13 : Les étapes du maillage vertical

1. Make Horizons : insérez les horizons d'entrée dans le réseau 3D. Les entrées peuvent être des surfaces de sismiques ou well tops, lignes de sismique, ou tous autres points ou lignes délimitant la surface.

2. Make Zones : des horizons supplémentaires sont insérés dans la grille 3D par empilement isochors vers le haut ou vers le bas des horizons précédemment entrées.

3. Make Layers : La dernière étape consiste à faire la stratification à petite échelle, nécessaire pour la modélisation des propriétés. Ces couches définissent la partie supérieure et de la base des cellules du Grille 3D:

II.3.2.3.1- Make Horizons

La grille 3D aura autant de couches principales que le nombre des horizons insérés dans l'ensemble des piliers. Dans l'Explorateur Petrel cela est montré comme Horizons dans la fenêtre Modèles (fig. 14).

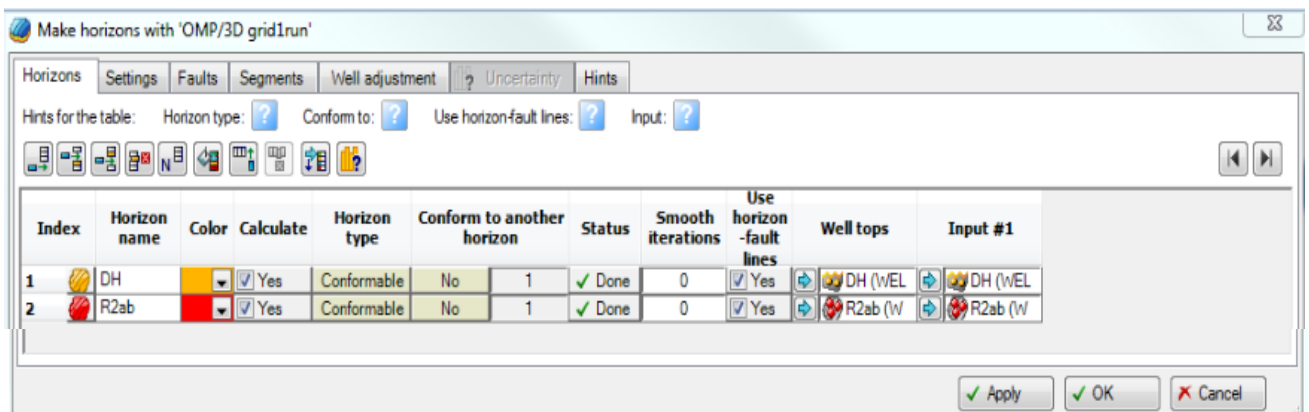


Fig.14 : Réglages pour le processus Make horizon

Il s'agit d'une véritable approche 3D dans la génération des surfaces 2D, les grilles sont tous générées dans le même processus, en prenant les relations entre les surfaces en compte, honorant le modèle des failles pour assurer les propres définitions des failles à l' surfaces et de garder le contrôle du puits (well tops) .

Pour les zones faillées, les horizons sont supprimés dans une zone autour des failles et une extrapolation est effectuée pour tirer la surface arrière sur le plan de faille.

Cela permettraded'assurer que les transferts près des failles sont éliminés et une superposition de superposition de haute qualité de la grille 3D est préservée

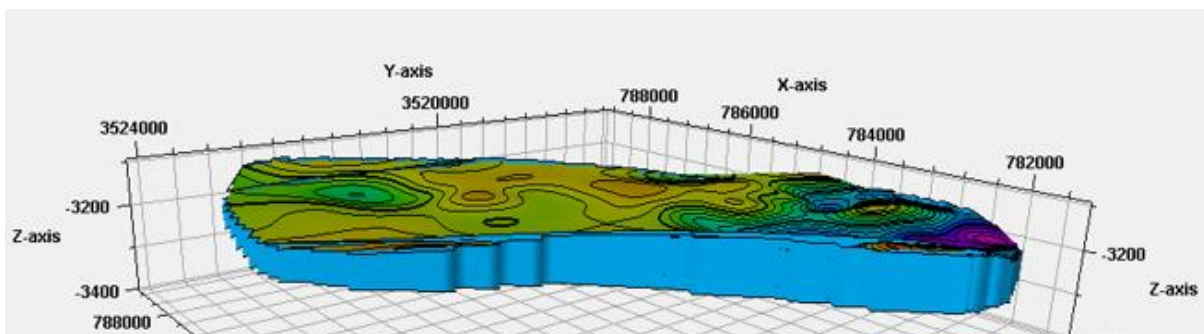


Fig. 15 : Les horizons principaux du réservoir Ra

II.3.4.2- Make Zones

Le processus Make Zones est la prochaine étape dans la définition de la résolution verticale de la grille 3D (fig. 15).

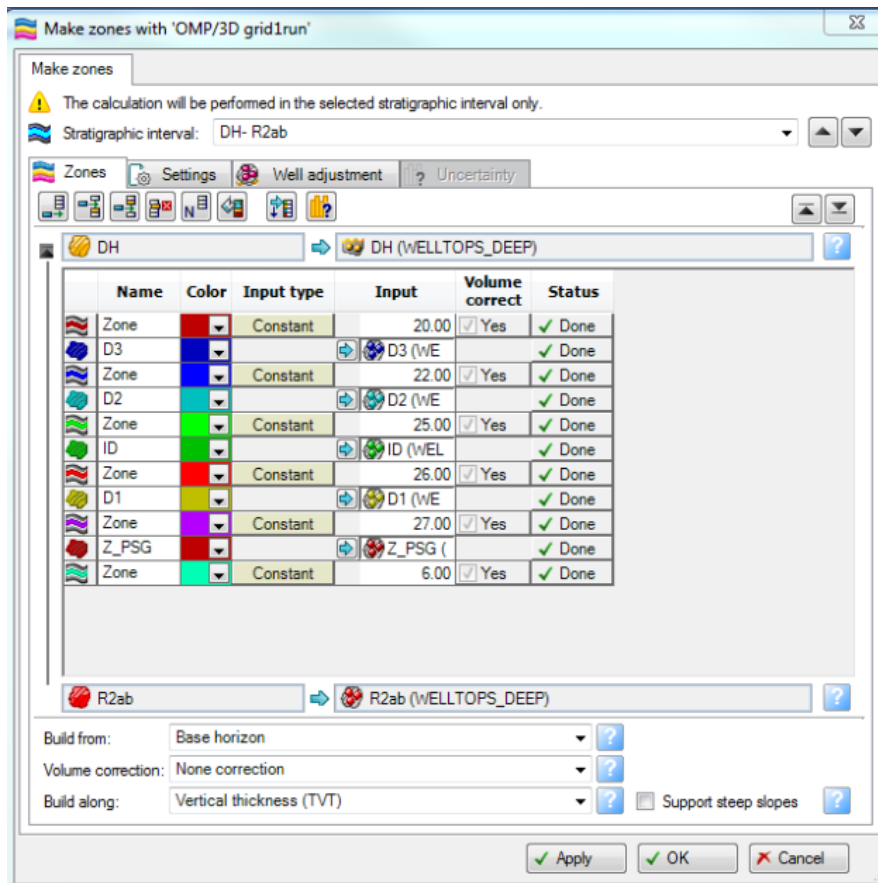


Fig. 16 : Réglages pour le processus Make zone

Le procédé va créer des zones entre chaque deux horizon. Les zones peuvent être ajoutées au mi- épaisseur et pourcentage constant. Well tops peuvent également être utilisés. Cette étape du procédé peut être sautée en l'absence de zonage, il est donné en introduisant des données d'épaisseur en forme d'isochores (fig. 16)

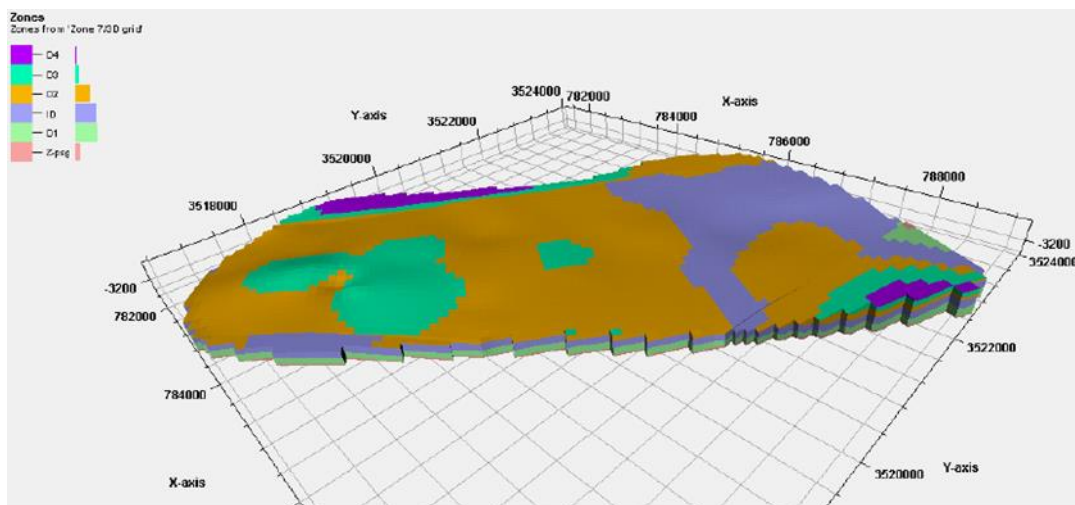


Fig.17 : Modèle structurale après le processus Make Zones

II.3.4.3- Make Layers

Les processus Make Zones et Make Layers sont les deux dernières étapes dans la définition de la résolution verticale de la grille 3D. Le processus Make Layers permet de définir la résolution verticale finale de la grille en définissant l'épaisseur de la cellule ou le nombre de couches de cellules désirées (fig.17).

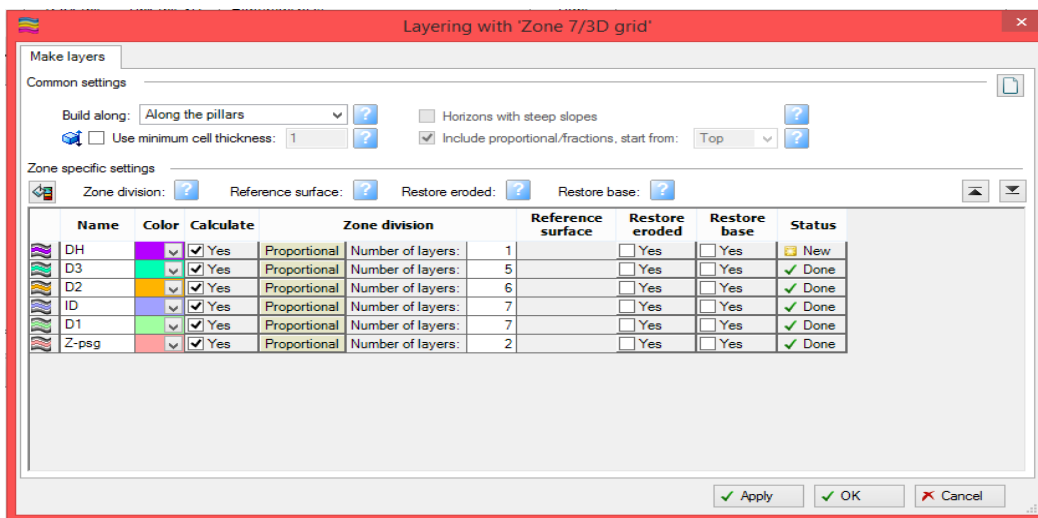


Fig.18 : Modèle structurale après le processus Make layers

La dernière étape dans la construction du modèle structurel est de définir l'épaisseur et l'orientation des couches entre horizons de la grille 3D. Ces couches en liaison avec les piliers définissent les cellules de la grille 3D qui sont assignés des attributs lors de la modélisation des propriétés. Le processus Make Layers va fera une résolution plus fine de la grille et aucune entrée est utilisées pour ce processus (fig. 18).

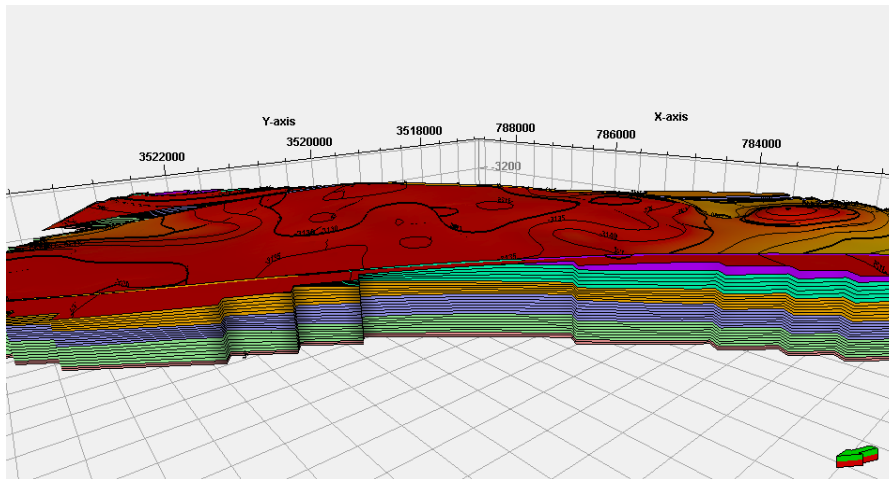


Fig.19 : Modèle structurale après le processus Make Layers

II.3.3 - propriété modeling

La modélisation des propriétés est les processus de remplissage des cellules de la grille avec des propriétés discrètes (faciès) ou continus (pétrophysique). Ces processus sont dépendants de la géométrie de la grille existante.

La modélisation de la propriété dans Petrel est divisée en trois processus distincts :

- Geometrical Modeling (modélisation géométrique) : Aucune interpolation des données d'entrée n'est nécessaire. Les propriétés sont construites sur la base des propriétés géométriques des cellules de la grille eux-mêmes

- Facies Modeling (modélisation de faciès) : Interpolation ou la simulation de données discrètes, par exemple, faciès.

- Petrophysical Modeling (modélisation pétrophysique) : Interpolation ou la simulation de données en continu, par exemple, la porosité, la perméabilité et la saturation.

II.3.3.1 -Geometrical modeling

La modélisation géométrique est le processus par lequel on utilise certaines fonctions prédéfinies pour générer des propriétés. Les propriétés géométriques sont des propriétés créées à l'aide de variables système prédéfinies telles que la hauteur de la cellule, volume apparent, la profondeur, les contacts, etc... Chaque cellule aura une valeur numérique correspondant à la variable système sélectionnée. Ces propriétés peuvent être importantes dans les calculs de volume

et dans les opérations mathématiques entre les propriétés pétrophysiques (par exemple pour Sw transformation).

II.3.3.2- Scale up Well Logs

Lors de la modélisation des différentes propriétés, la zone modélisée est divisé en générant une grille 3D. Chaque cellule de la grille a une valeur unique pour chaque propriété.

Comme les cellules de la grille sont souvent beaucoup plus grandes que la densité de l'échantillon de diagraphies de puits, ainsi les données des logs doivent être mises à l'échelle « Upscaled » avant qu'ils ne puissent être entrés dans la grille.

II.3.3.3- La modélisation des facies et la modélisation pétrophysique :

Le modèle structurale établi précédemment va être vêtu par les différentes données spécialement pétrophysiques. Ces données doivent être tout d'abord sur-échelées « Upscaled » puis analysées de façon statistiques. Cette analyse statistique déterminera le modèle d'extrapolation à utiliser pour la modélisation. L'exactitude du modèle géologique résultant est fonction de la bonne analyse statistique des données correspondantes.

On obtiendra, à l'issue de cette modélisation, une simulation su réservoir en 3D en termes de facies, porosité, perméabilité, saturation ...etc.

II.3.3.3.1- Modélisation de facies

A partir les logs de Gamma ray on a créé une formule qui peut traduire les valeurs numériques de Gamma ray a des facies (My facies= $\text{if GR} \leq 30.1.0$) (1= grés. 0=argile) (fig. 19). Les logs facies créent, seront introduits dans la représentation 3D de réservoir (fig. 20).

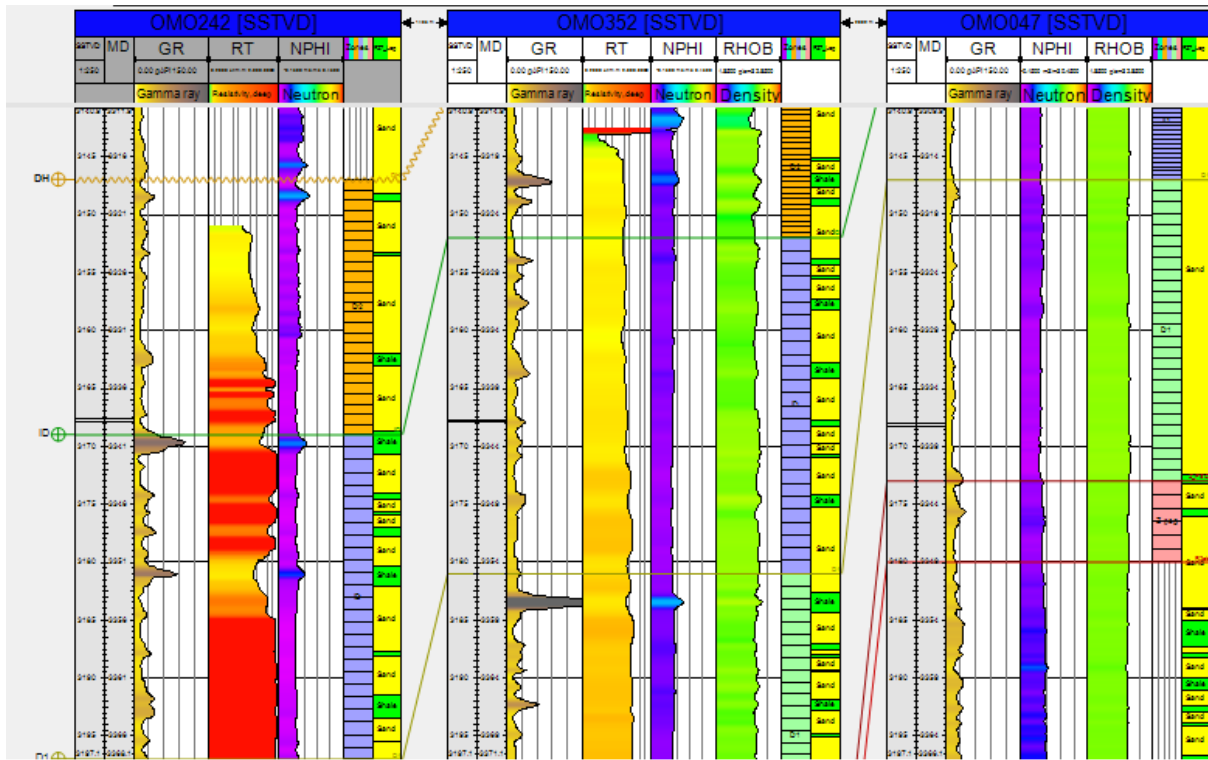


Fig.20 : Les logs facies

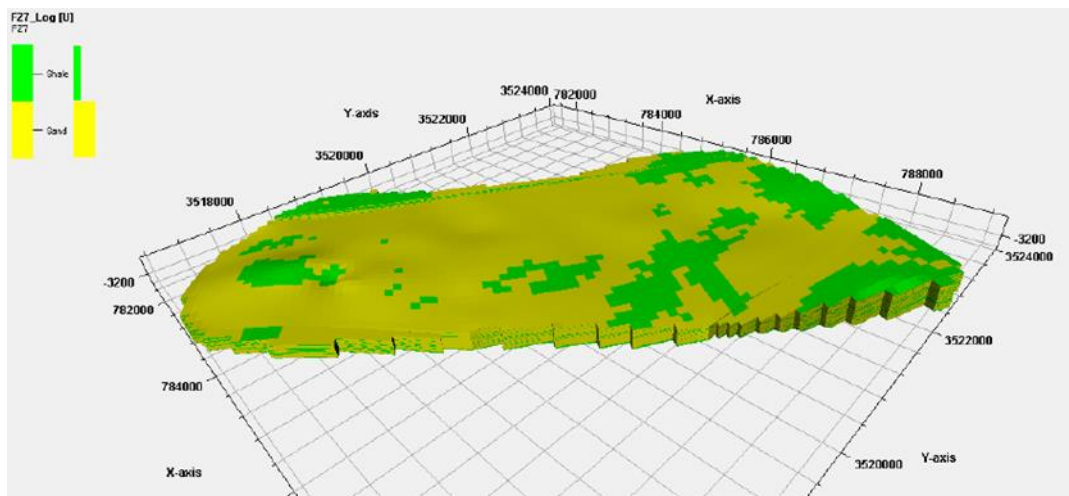


Fig.21 : Modèle 3D de faciès d'après GR

II.3.3.3.2-modélisation pétrophysique:

La porosité a été modélisée à l'aide de la méthode séquentiel Gaussian Simulation. L'interpolation a été faite pour chaque zone et un filtrage selon le rock types a été utilisé pour que l'interpolation ait été appliquée uniquement au rock type approprié. Les variogrammes sont créés dans le processus Data Analysis pour chaque zone et rock type séparément (fig. 21).

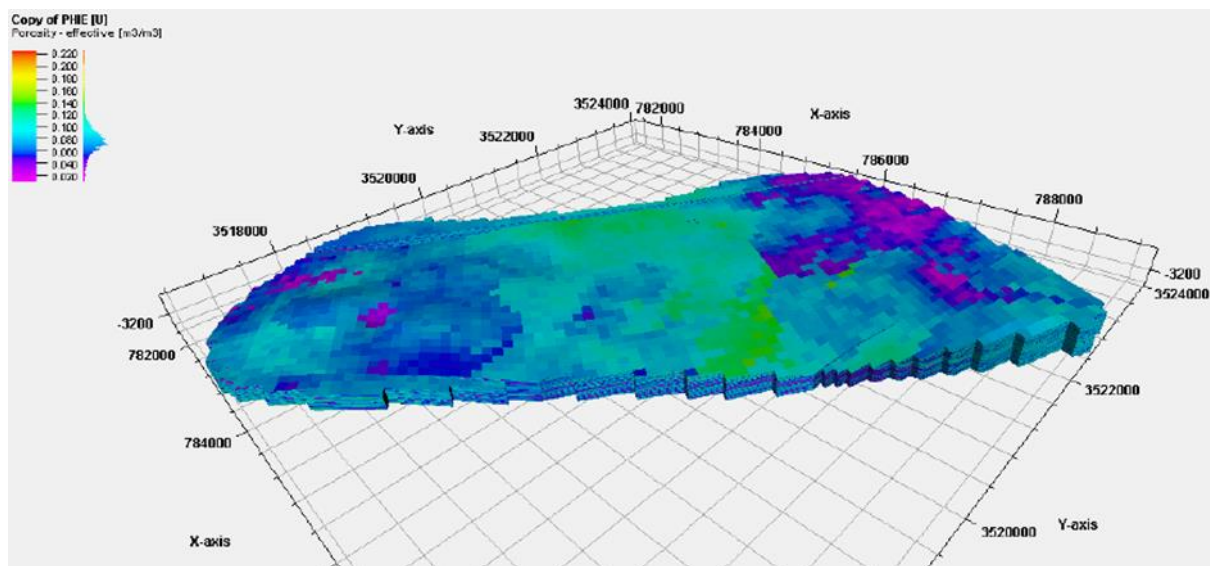


Fig.22 : modèle 3D de porosité

Pour générer la grille de perméabilité à travers le modèle, on a suivi la même démarche comme la porosité (fig. 22)

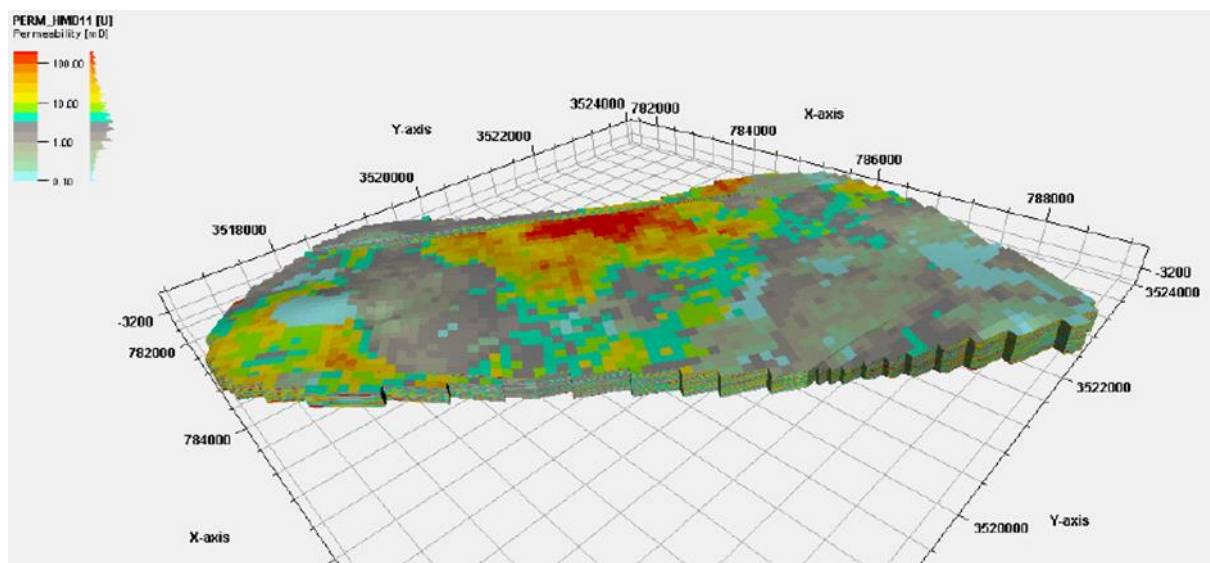


Fig.23 : Modèle 3D de perméabilité

II.3.3.4-Make le contact (oil/water)

Après la création de Oil-Water Contact on a trouvé que le niveau d'eau est plus bas que le réservoir étudié Ra (fig. 23).

Le tableau suivant représente la distance verticale entre le Z-psg et le niveau d'eau :

Tableau.1 : Tableau représente la distance verticale entre le Z-psg et le niveau d'eau (Sw 65%)

Nom du Puits	Zone de passage	Sw 65%	La Distance verticale
OMO47	3342m	3421m	79m
OMO461	3362m	3426m	64m
OMO56	3352m	3433m	81m
OMO15	3392m	3472m	80m
OMO24	3392m	3428m	36m
OMO242	3396m	3424m	28m

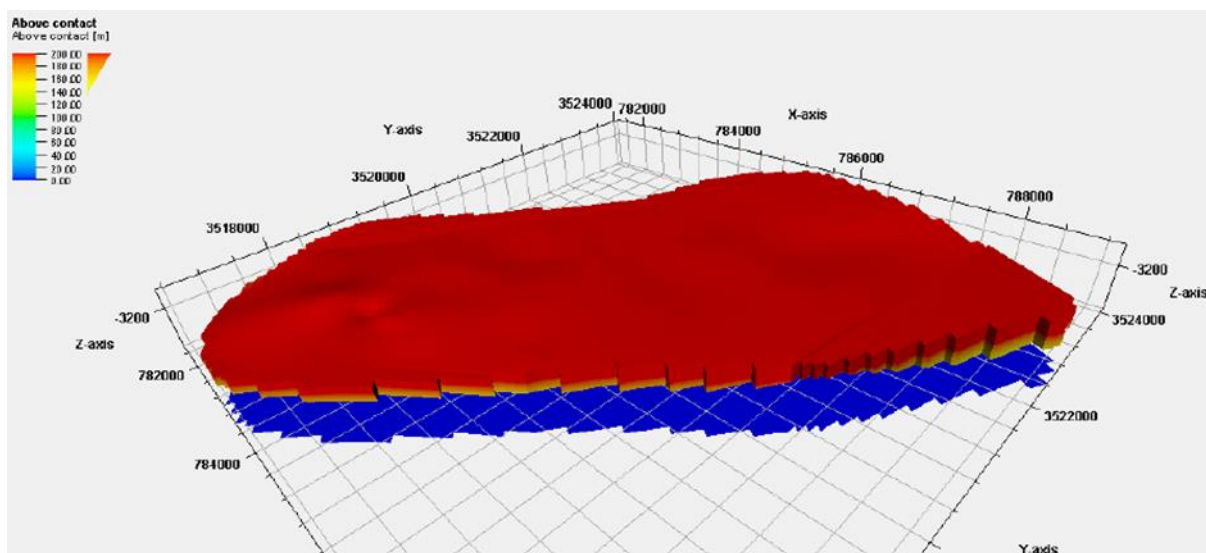


Fig.24: Modèle 3D oil/water contact

III.1- introduction

Après le montage du modèle, la phase de l'interprétation consiste à tirer des conclusions sur la structure du réservoir Ra en établissant des documents explicatifs sous forme de cartes (isobathe, isopaque, isoporosité, isoperméabilité, ...etc.), de coupes géologiques et structurales à partir du modèle géologique (structurale et pétrophysique).

III.2 - Analyse structurale de réservoir Ra

Avant d'entamer l'analyse structurale, rappelant les grands traits et la situation du réservoir étudié (Ra) :

Le champ de Hassi Messaoud est divisé en 25 zones. La zone 7 est notre secteur d'étude. 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.

III.2.1- la carte isobathe du toit du réservoir Ra

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

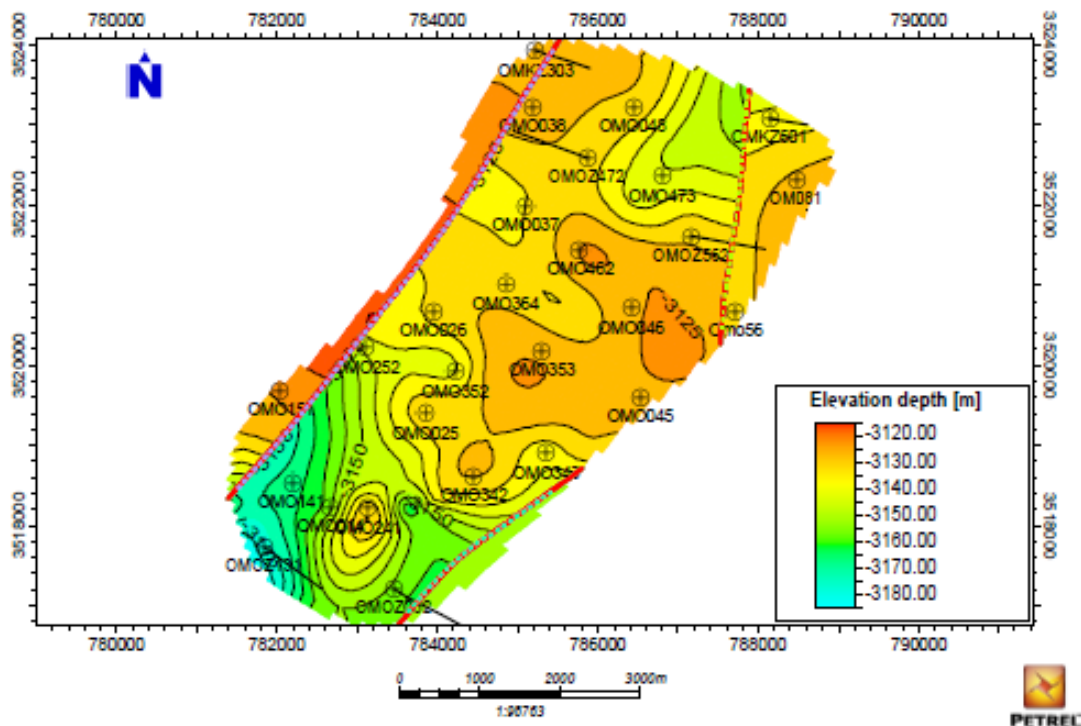


Fig. 25 : carte isobathe du toit de Ra

La carte isobathe (fig. 25) montre un anticlinale au centre de la zone et un autre au sud autour du puits OMO241.

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

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

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

III.2.2- carte isobathe du mur de Ra

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

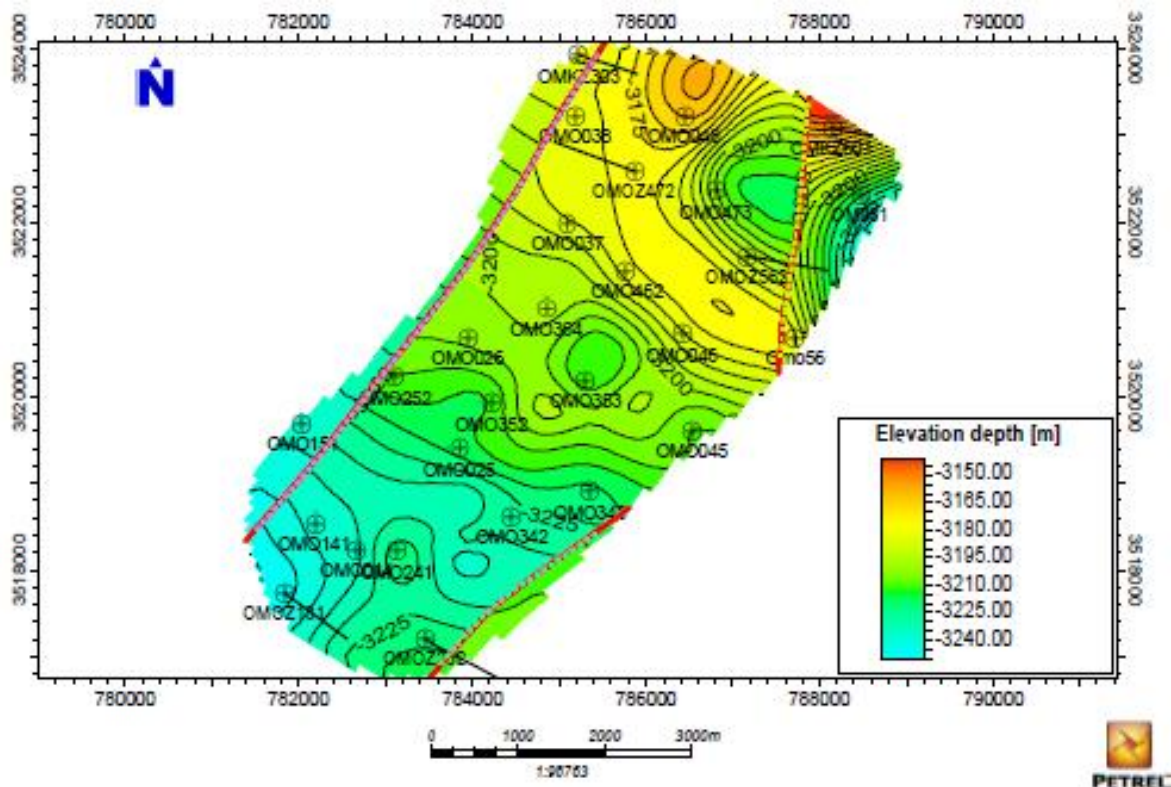


Fig. 26 : carte isobathe du mur de Ra

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

La carte montre aussi que le point le plus haut situé au nord au voisinage de la faille N-S qui cause le soulèvement de cette partie avec une profondeur de -3150m. Le point le plus

profond se situe au sud de la zone au niveau du puits OMOZ131 avec une profondeur de -3245m.

III.2.3- les cartes isopaques :

III.2.3.1- carte isopaque de Ra

Généralement l'épaisseur de Ra varie entre 25m et 120 m (Fig. 27). L'épaisseur dans la partie Nord peut atteindre une soixantaine de mètres, sauf les zones autour de puits OMKZ601, qui montre une anomalie à cause d'une forte activité d'érosion.

La partie Sud est plus épaisse que la partie Nord ; elle varie entre 65m et 95m, jusqu'à 120m au niveau du puits OMO151.

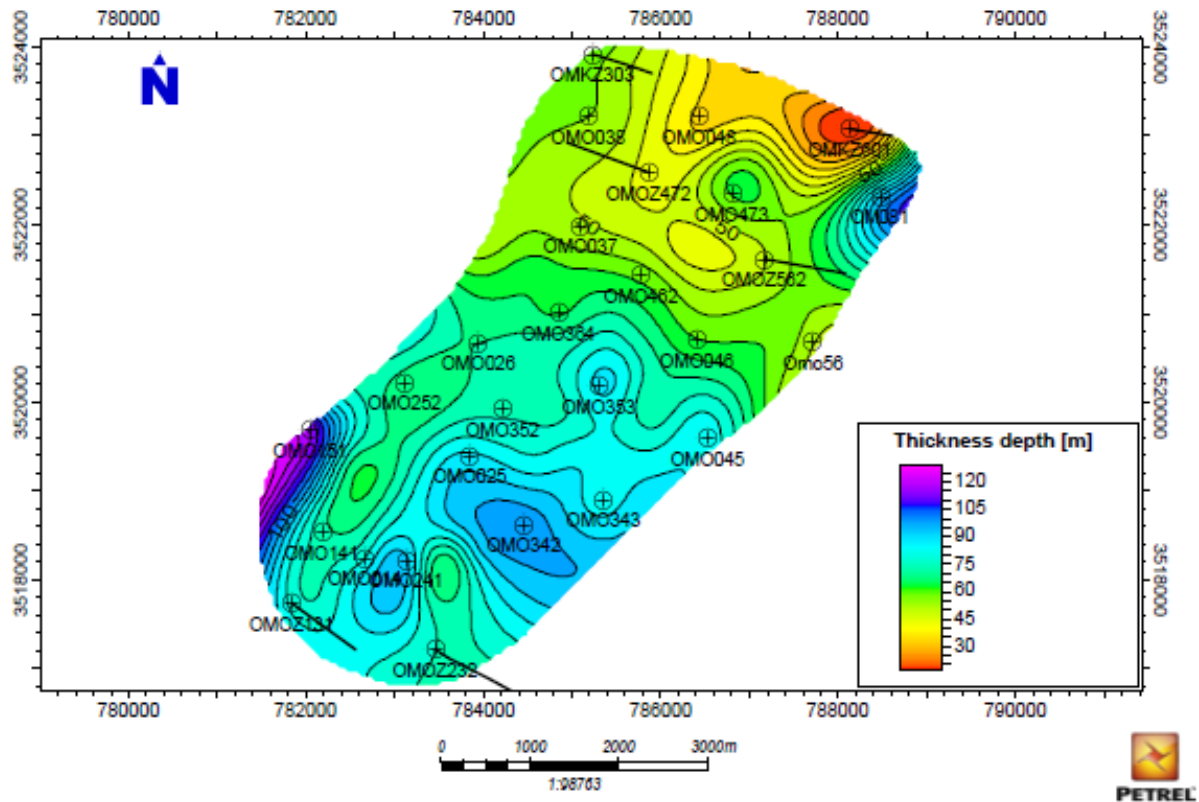


Fig. 27 :carte isopaque de Ra

Pour voir dans les détails les répartitions des épaisseurs des différentes unités du Ra, nous avons établi cinq cartes isopaques pour les différents drains.

III.2.3.2- carte isopaque de la zone de passage Zpsg

L'épaisseur de cette zone Z-psg est généralement homogène, il variée entre 4m et 7m.

III.2.3.3- carte isopaque du drain D1

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

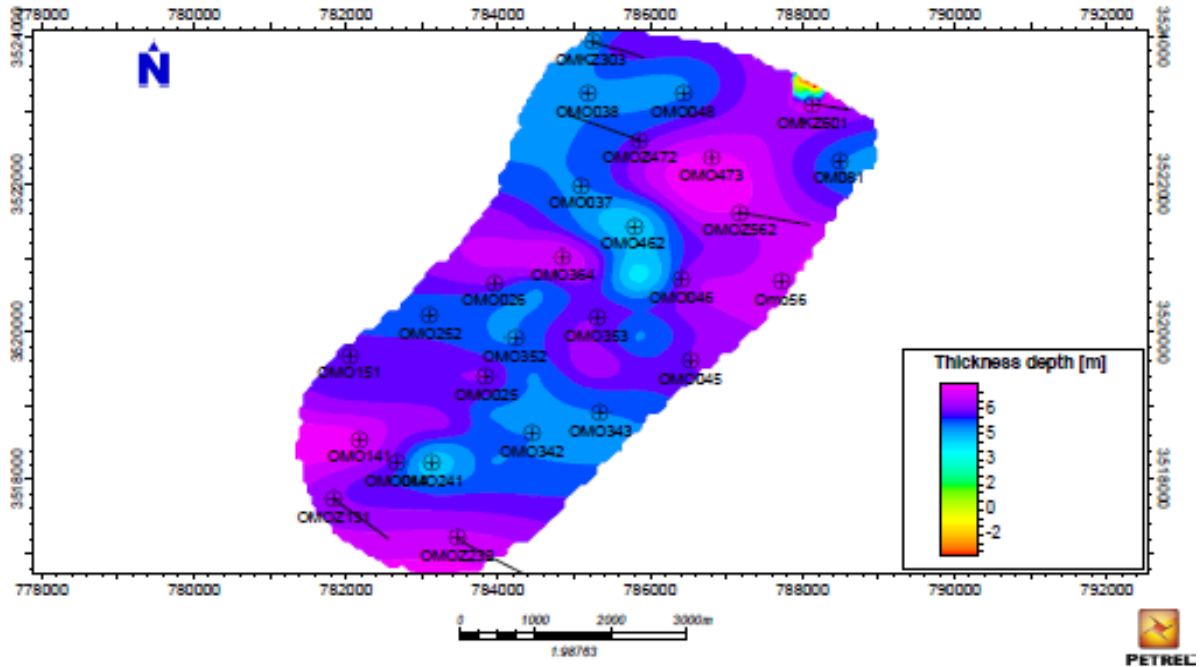


Fig. 28 : carte isopaque de la zone de passage (Z-psg)

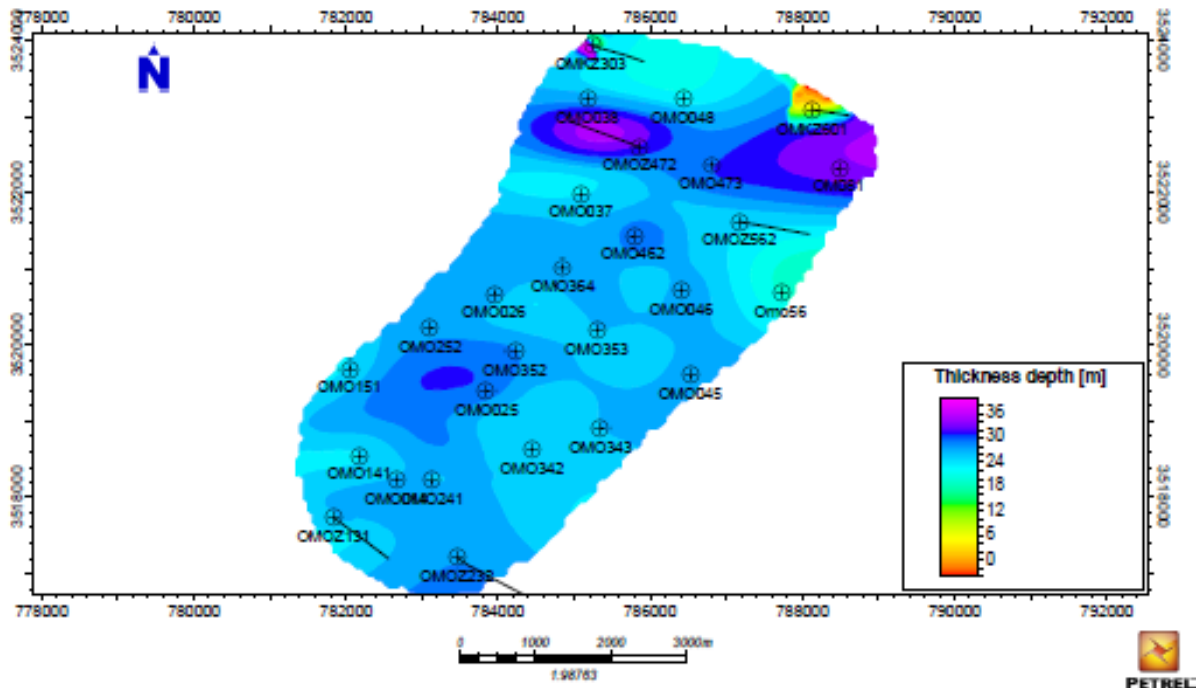


Fig.29 : carte iso-épaisseur de D1

III.2.3.4- carte isopaque de l'interdrains ID

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

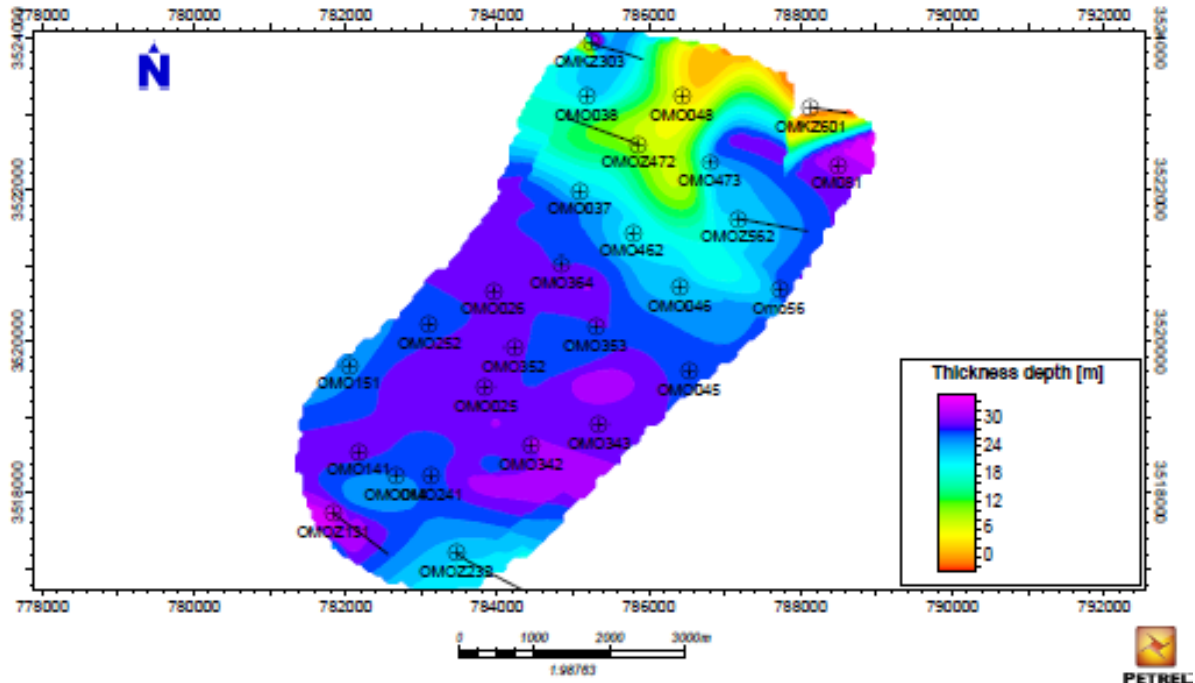


Fig.30 : carte isopaque d'ID

III.2.3.5- carte isopaque du drain D2

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

III.2.3.6- carte isopaque du drain D3

Le plus part du volume de ce drain D3 a été érodée, sauf le segment de faille majeure et segment de faille mineure au nord. Au sud reste une zone restreinte moins épaisse (entre 2 m et 10 m). Au niveau du puits OMO342, l'épaisseur est maximale et atteint 16 m.

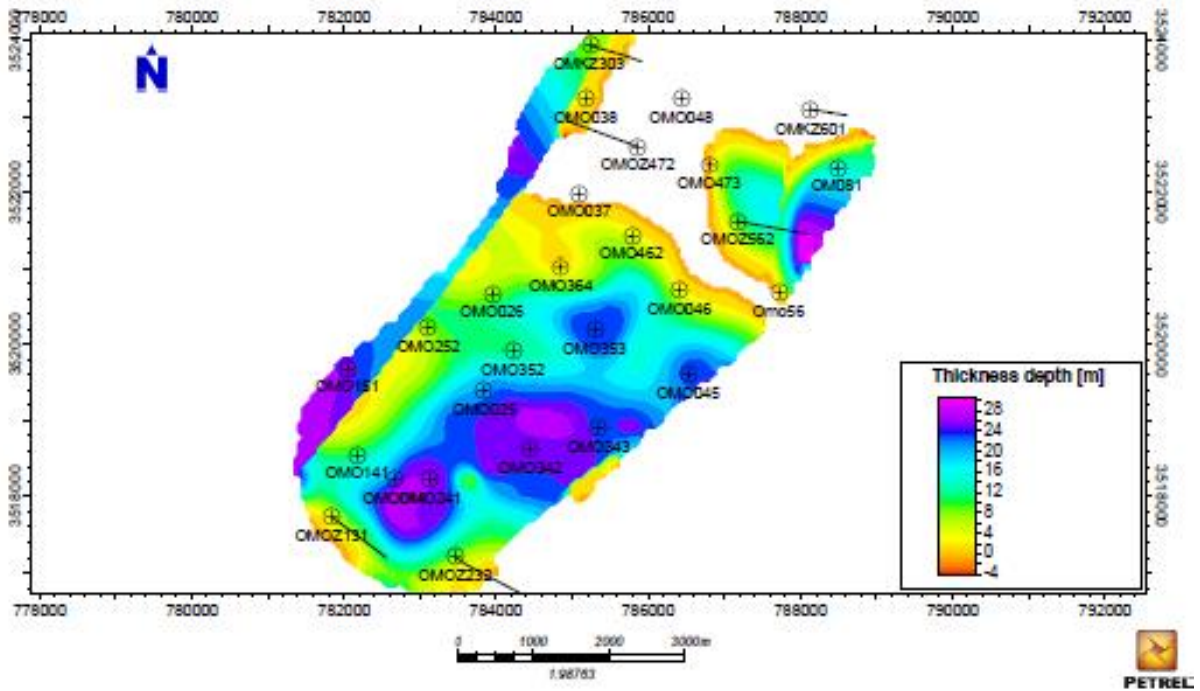


Fig.31 : carte isopaque de D2

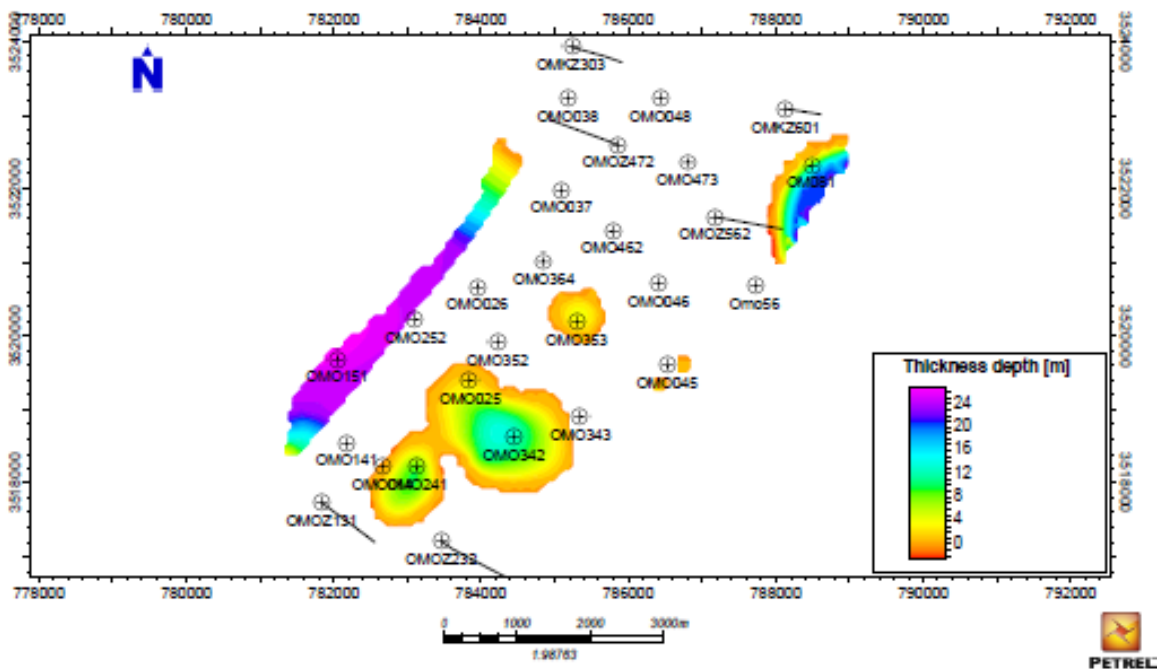


Fig. 32 : carte isopaque de D3

III.2.4- Exemples de coupes géologiques corrélatives de la zone 7

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

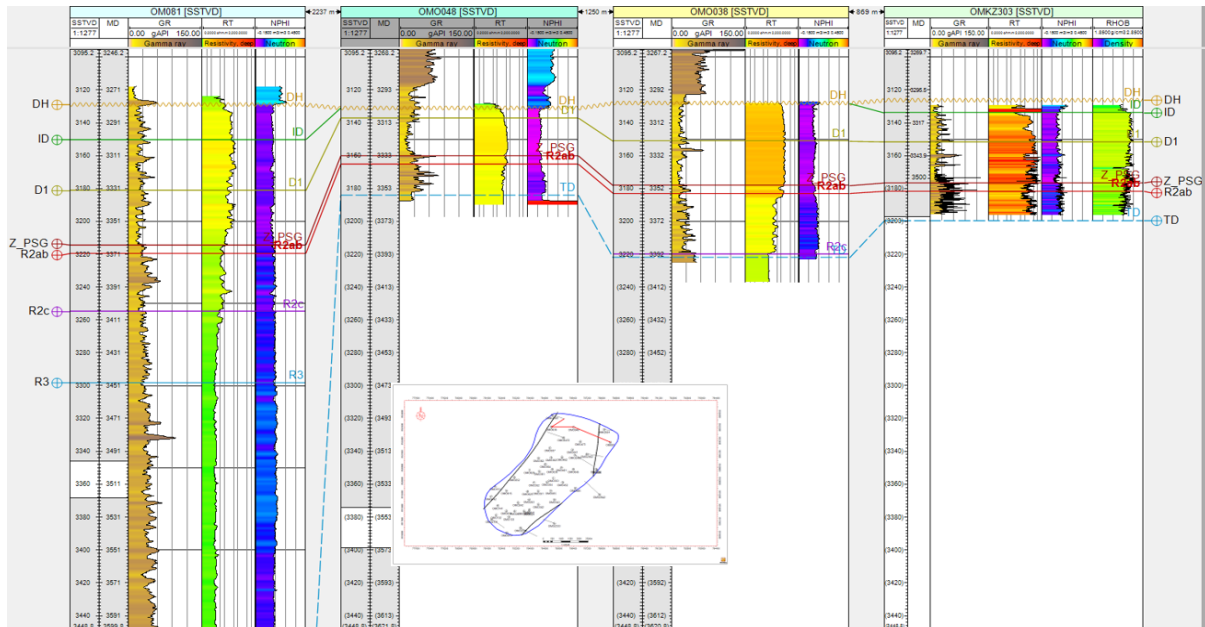


Fig.33 : corrélation entre les puits (OMKZ303 – OMO81)

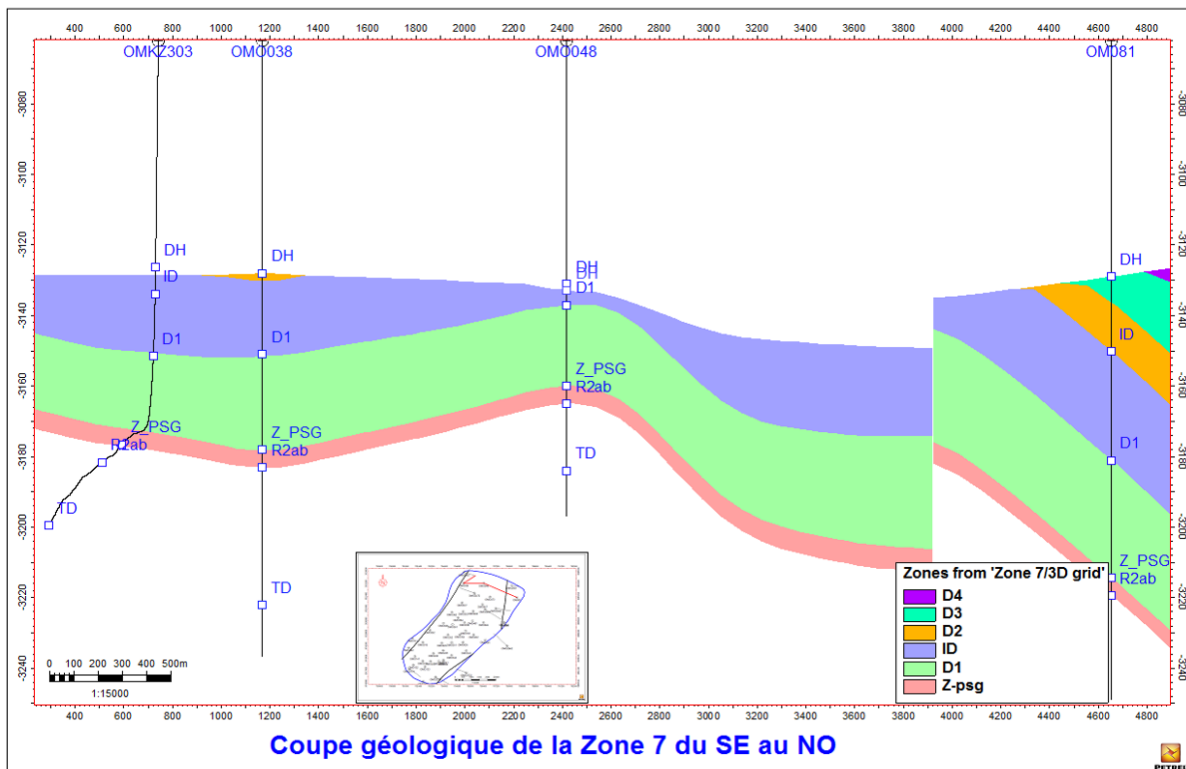


Fig. 34 : coupe géologique de la zone 7 du SE au NO

- La première coupe (fig. 34) recoupe la zone 7 de S-E en N-O au nord de la zone et montre l'existence de deux blocs structuraux dans cette direction, on observe aussi l'absence du D4, D3, D2 dans le bloc nord, il existe un pendage considérable à l'est et un anticlinale dans le bloc ouest au niveau du puits (OMO048).

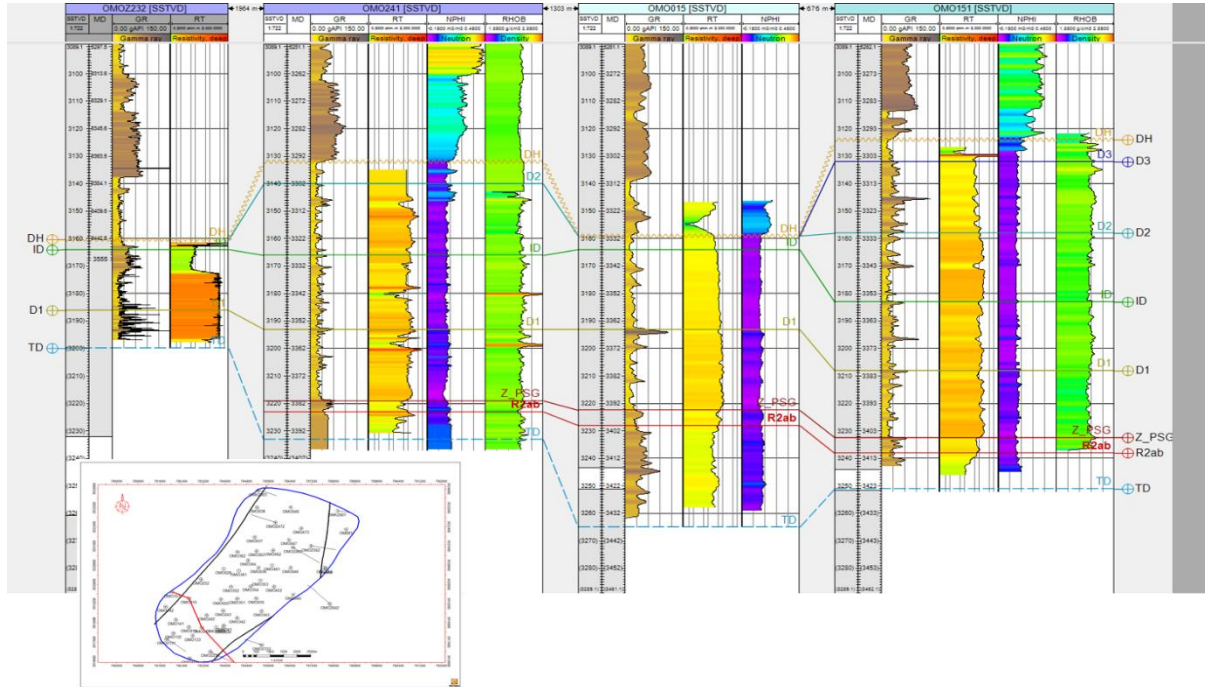


Fig.35 : corrélation entre les puits (OMO151 – OMOZ 232)

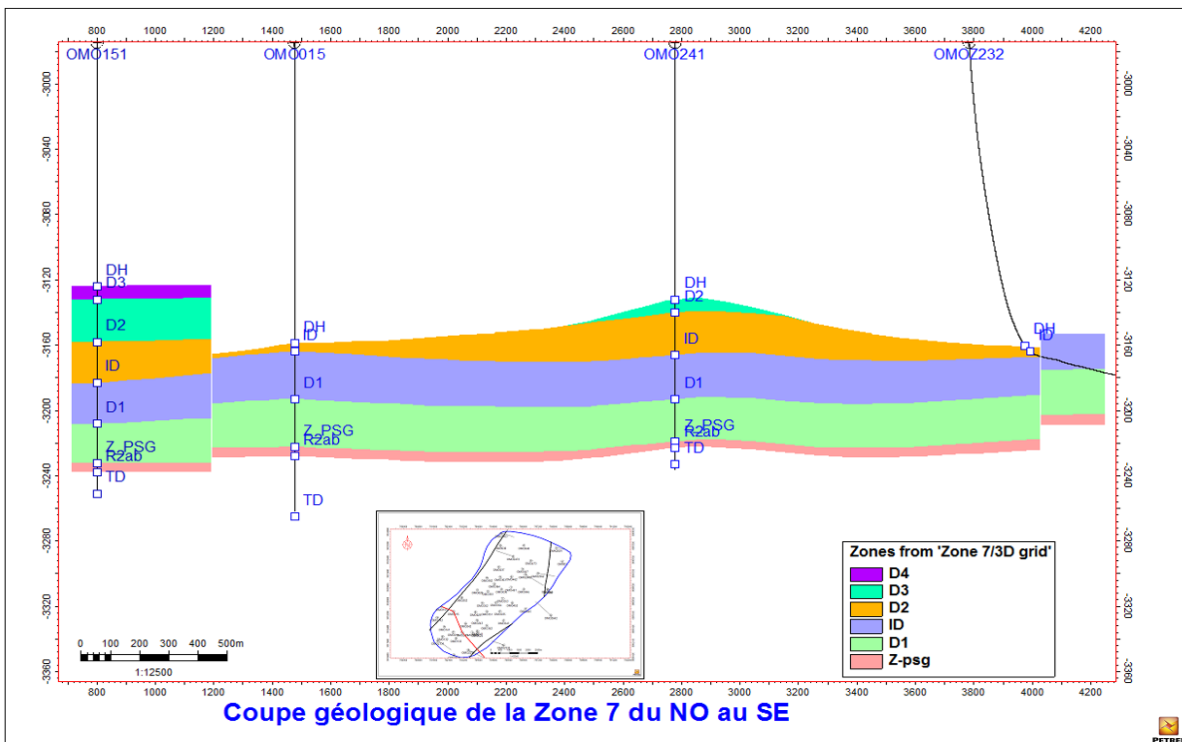


Fig. 36 : coupe géologique de la zone 7 du NO au SE

2. La deuxième coupe (fig. 36) située au sud de la zone 7 recoupe les structures avec la même direction NO-SE. La coupe montre l'existence de 3 blocs structuraux, dans cette direction on trouve aussi l'absence de D4, D3, D2 dans le bloc est, et contrairement dans le bloc ouest où le série des drains sont conservé complètement, l'érosion joue un rôle considérable au bloc centrale, à érodé D2 et D3 partialement le pendage dans cette coupe est négligeable, et les drains sont généralement tabulaire.
3. La troisième coupe géologique qui recoupe la zone 7 la partie du sud-ouest vers nord-est, monte l'existence d'un seul bloc dans cette direction. On observe l'absence de D4 et la plus part de D3 qui a été affecté par l'érosion. On remarque un anticlinale centré sur les puits (OMO473 et OMO47).

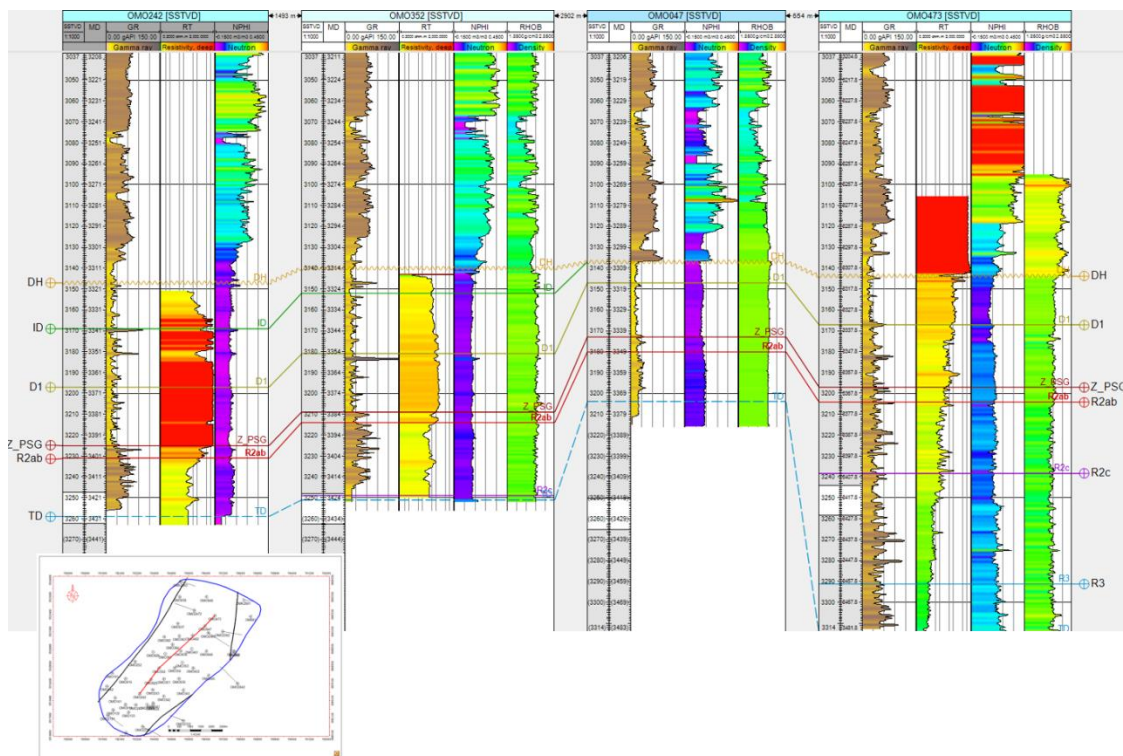


Fig. 37 : corrélation entre les puits (OMO 242 – OMO 473)

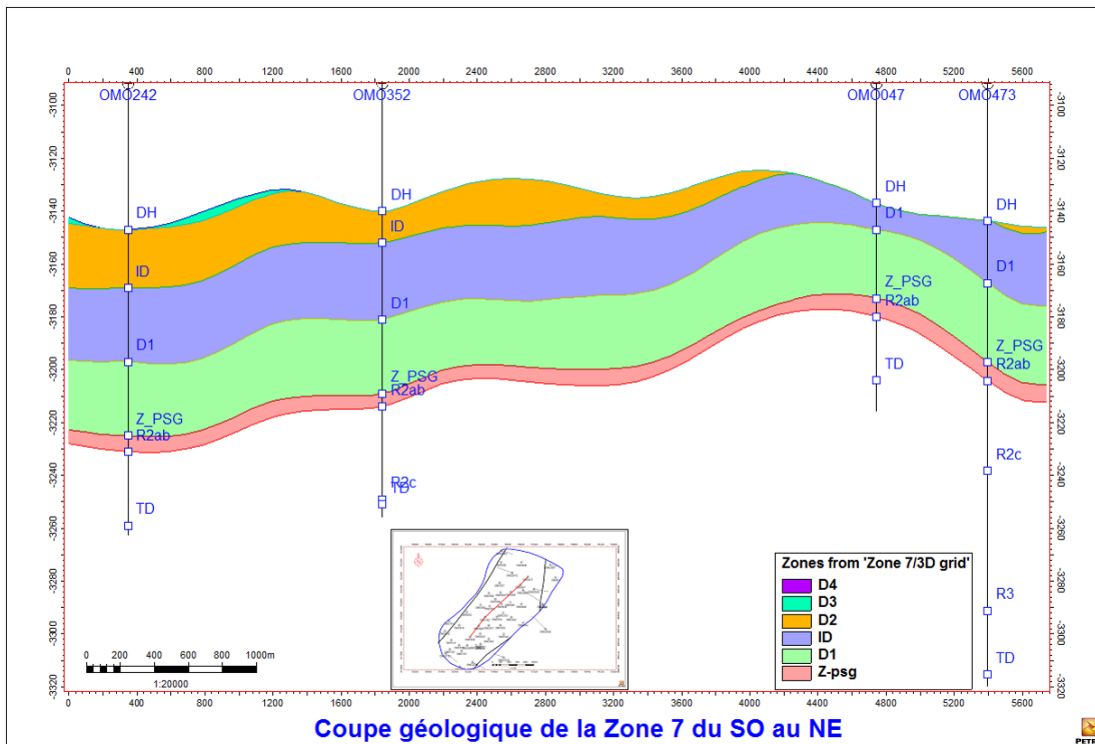


Fig.38 : coupe géologique de la zone 7 du SO au NE

III.3 – Analyse pétrophysique de réservoir Ra

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

III.3.1 – Interprétation des cartes isoporosité

III.3.1.1 –carte isoporosité de Z-psg

Généralement, la carte de la figure 39 montre que la zone de passage est caractérisée par des valeurs moyennes de porosité qui varient entre 5 et 12%. Les fortes valeurs de porosité sont observées au centre au niveau des puits (OMO025/OMO364/OMO026). Les valeurs de porosité diminuent lorsque nous dirigeons vers le nord et vers le sud. La valeur minimale qui de l'ordre de 5% est enregistrée au puits OMO048.

III.3.1.2 –carte isoporosité du drain D1

Généralement le drain D1 montre des valeurs moyennes à faible de 3 à 11%. Les valeurs de porosité sont bonnes dans le centre du secteur au niveau des puits

(OMO026/OMO364/OMO025). Les valeurs de porosité diminuent en dirigeant vers le nord au niveau des puits (OMKZ303 et OMO048), et vers le sud et sud-est au niveau des puits (OMO056/OMO343/OMO141).

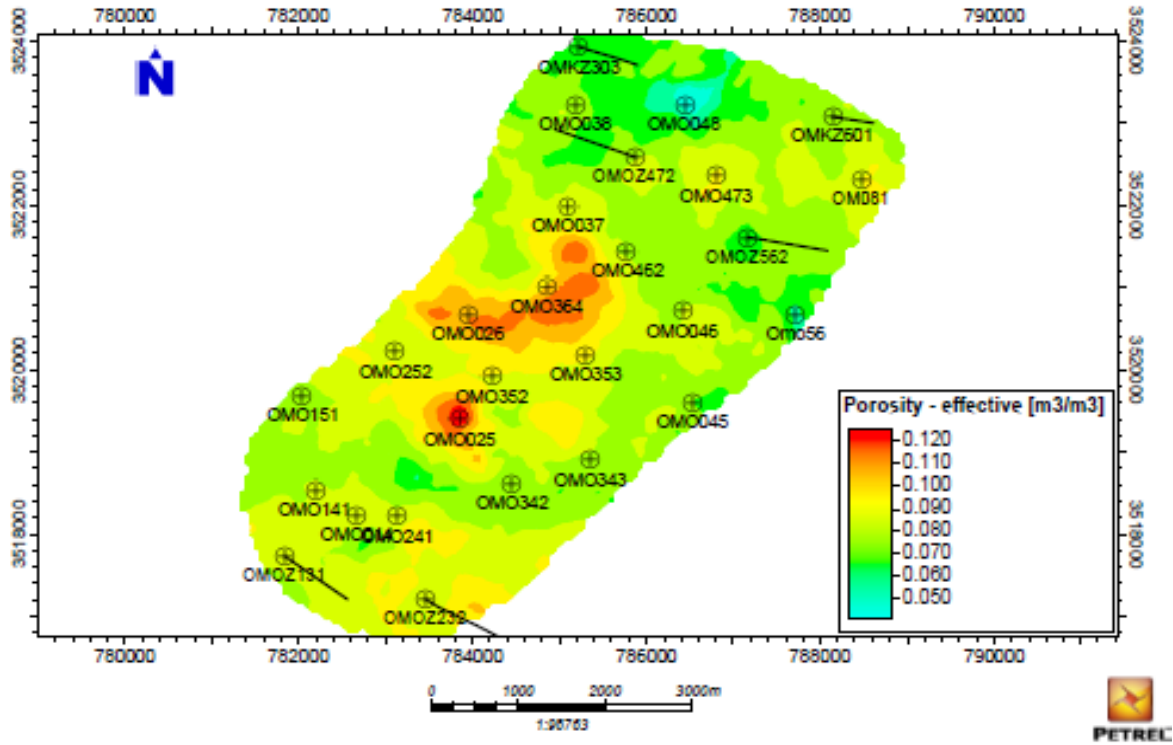


Fig. 39 : carte isoporosité de Z-psg

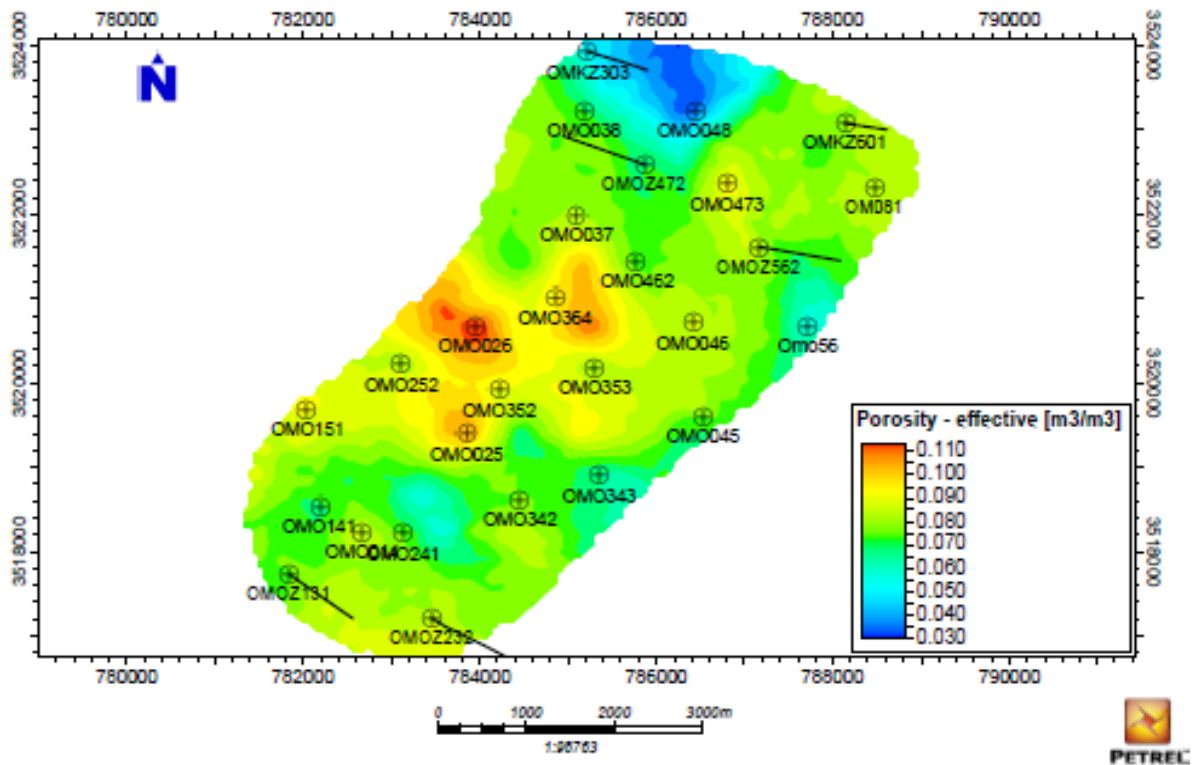


Fig. 40 : carte isoporosité de D1

III.3.1.3 –carte isoporosité de l’interdrains ID

La carte de la figure suivante (fig. 41) montre que l’interdrains ID présente des valeurs relativement faibles et ne dépassent pas les 10%. Les valeurs de porosité sont fortes dans le centre de la carte au niveau des puits (OMO025/OMO364/OMO026). Une diminution des valeurs de porosité est observée en se dirigeant vers nord au niveau des puits (OMO048 et OMKZ303), et vers le sud.

III.3.1.3 –carte isoporosité du drain D2

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

III.3.1.3 –carte isoporosité du drain D2

L’érosion touche d’une façon intense la plupart du secteur, ce qui explique l’hétérogénéité de répartition des porosités. Des valeurs moyennes varient de 7% à 8% sont dominants sur une grande partie de la carte. Une valeur élevée est localisé dans le nord-est de la carte, qui atteint 9%.

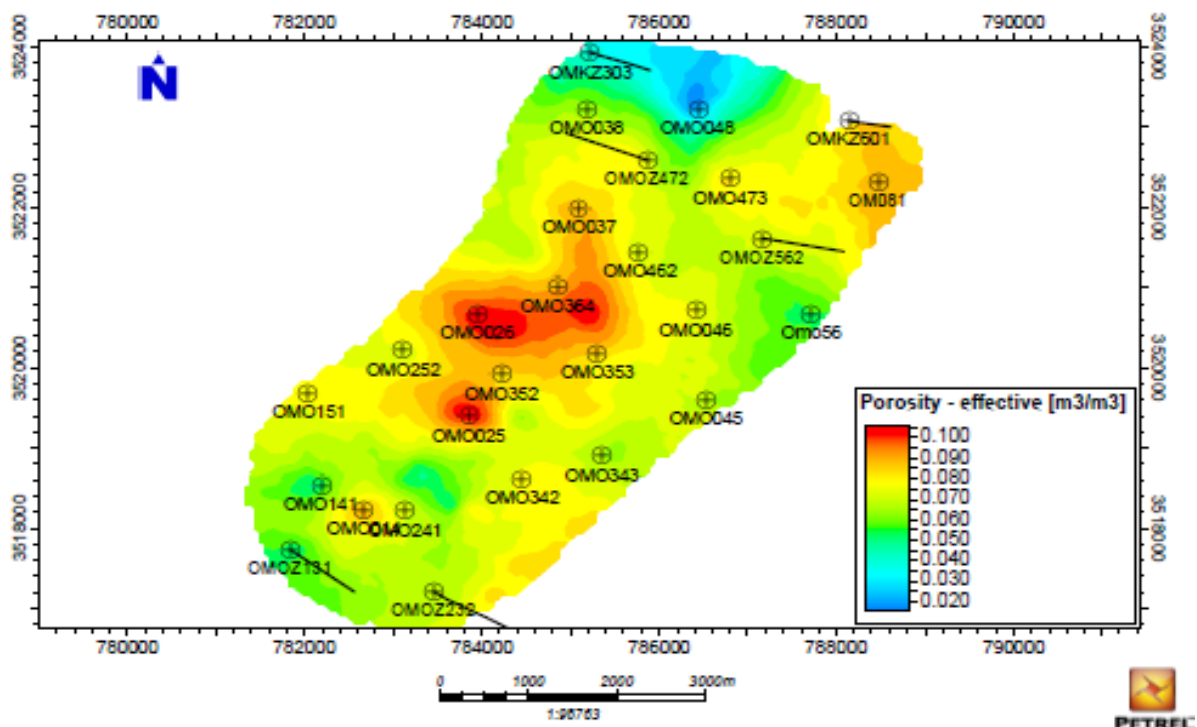


Fig. 41 : carte isoporosité d’ID

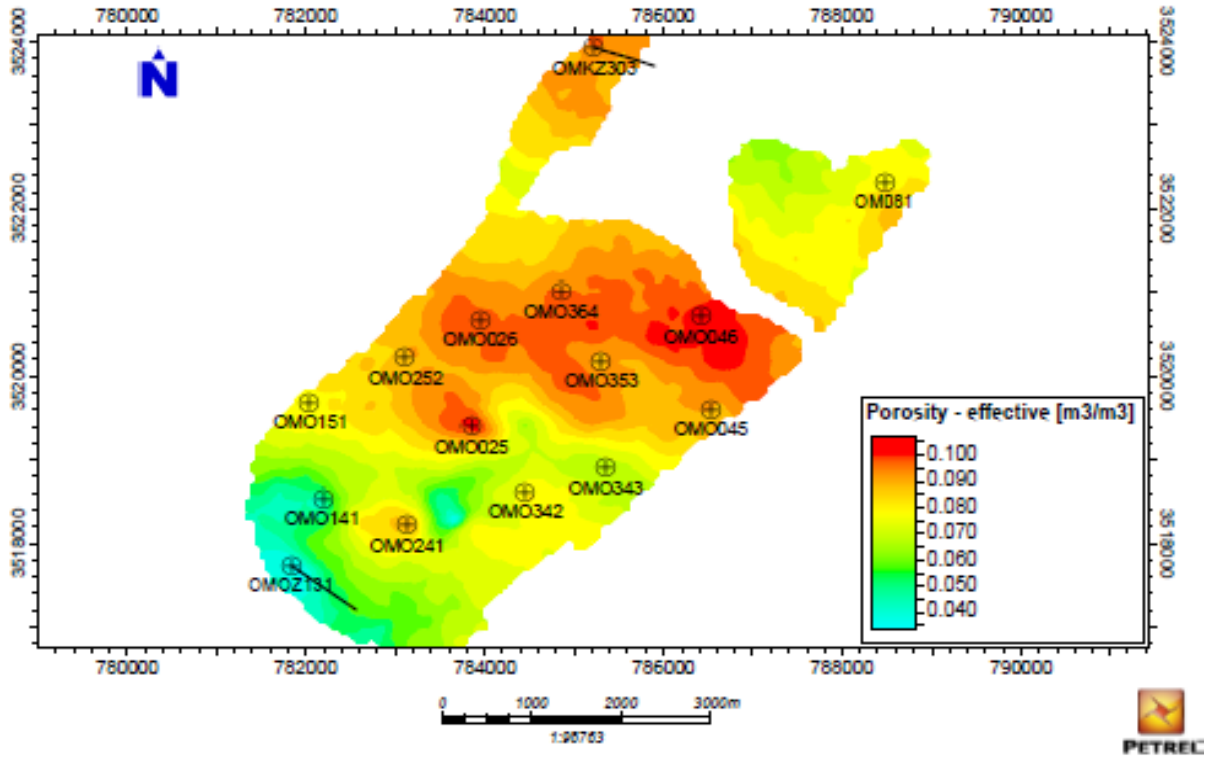


Fig.42 : carte isoporosité de D2

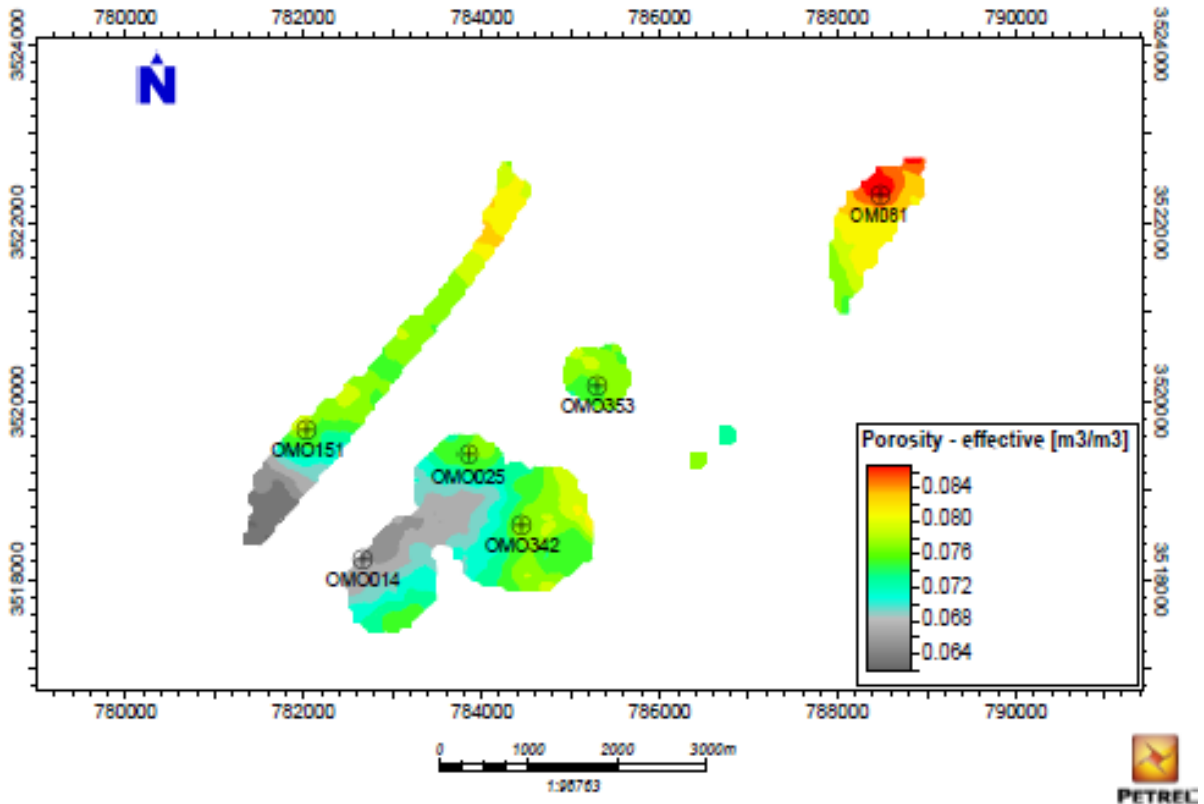


Fig. 43 : carte isoporosité de D3

III.3.2 – Interprétation des cartes isoperméabilité

III.3.2.1- carte isoperméabilité de la zone de passage Z-psg

La perméabilité de cette zone Z-psg est forte et homogène (Fig. 44). Elle varie entre 180 mD au centre de drain à grand extension au niveau des puits (OMO025/OMO462/OMO353) et tend vers le nord et extrême nord-est, et 10 mD au sud-ouest et la partie la partie est.

III.3.2.2- carte isoperméabilité du drain D1

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

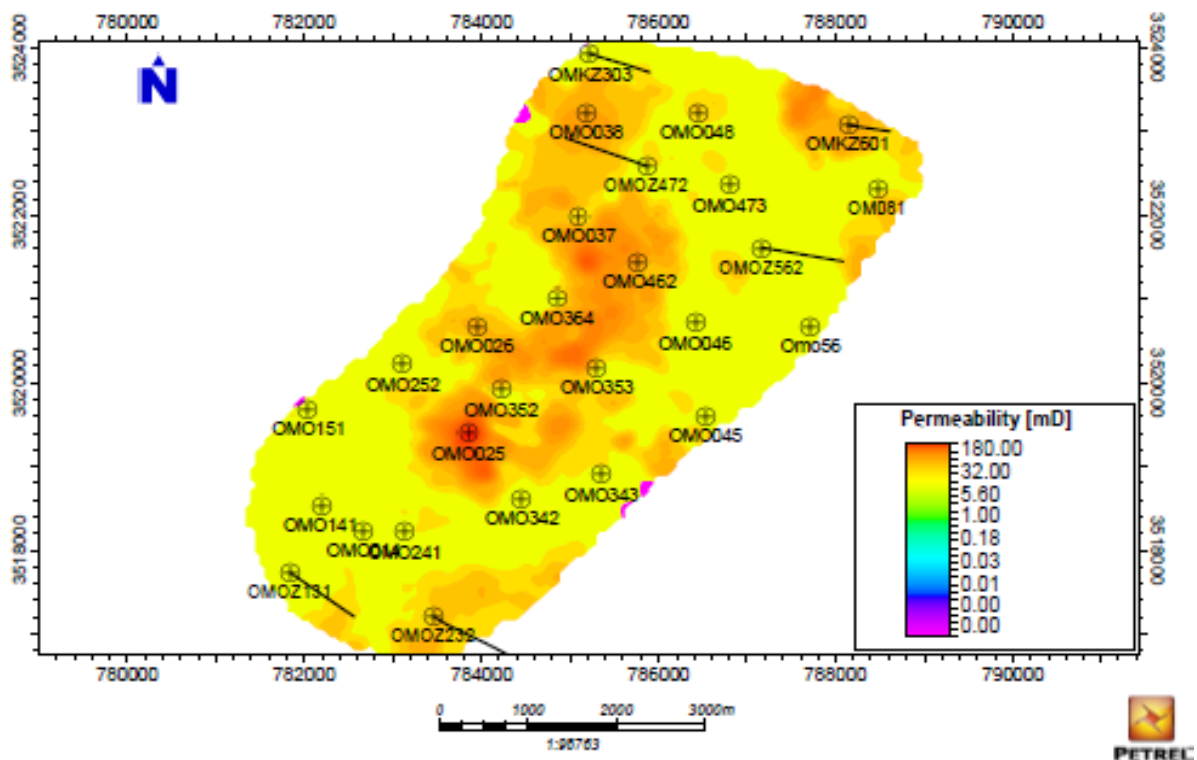


Fig. 44 : carte isoperméabilité de Z-psg

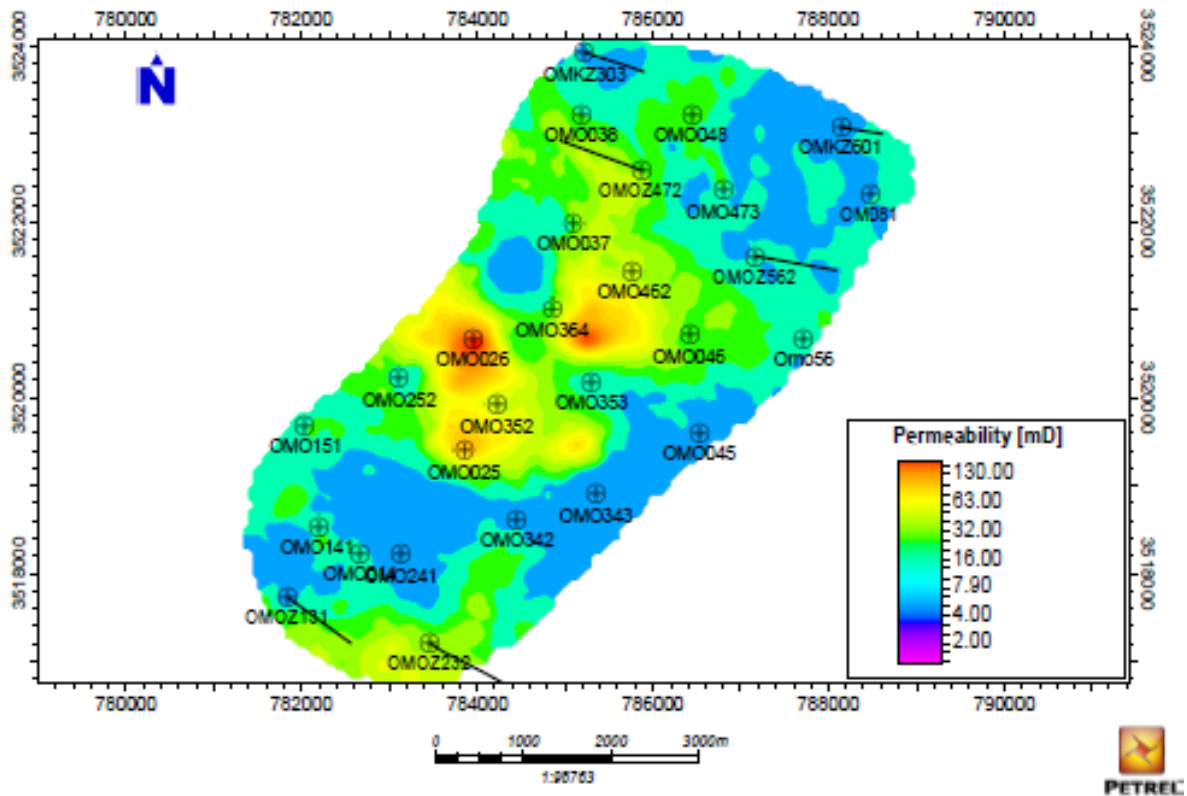


Fig.45 : carte isoperméabilité de D1

III.3.2.3- carte isoperméabilité de l'interdrain ID

L'interdrain ID est marqué par une bonne perméabilité (fig. 46) au centre du secteur où une grande extension de terrains dépasse les 120 mD surtout au niveau des puits (OMO026, OMO025, OMO364), par contre les parties situées à l'extrême sud et les limites nord sont caractérisées par de très faibles valeurs (jusqu'à 4 mD).

III.3.2.3- carte isoperméabilité du drain D2

Le partie centrale du drain D2 est marquée par une excellente perméabilité qui dépassent 125 mD (fig. 47). Le sud de ce drain contient une perméabilité homogène de 5 mD, mais la partie nord est partiellement érodée et le reste de cette partie a une moyenne à forte perméabilité.

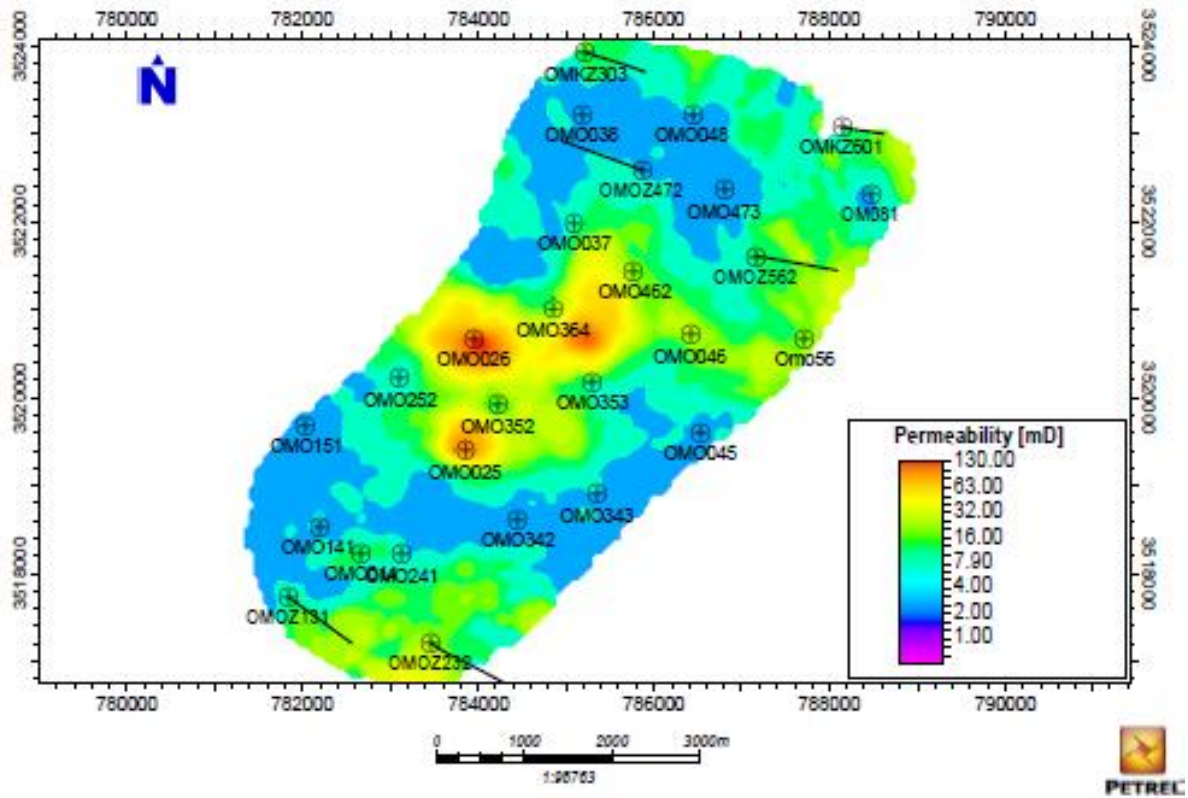


Fig. 46 : carte isoperméabilité d'ID

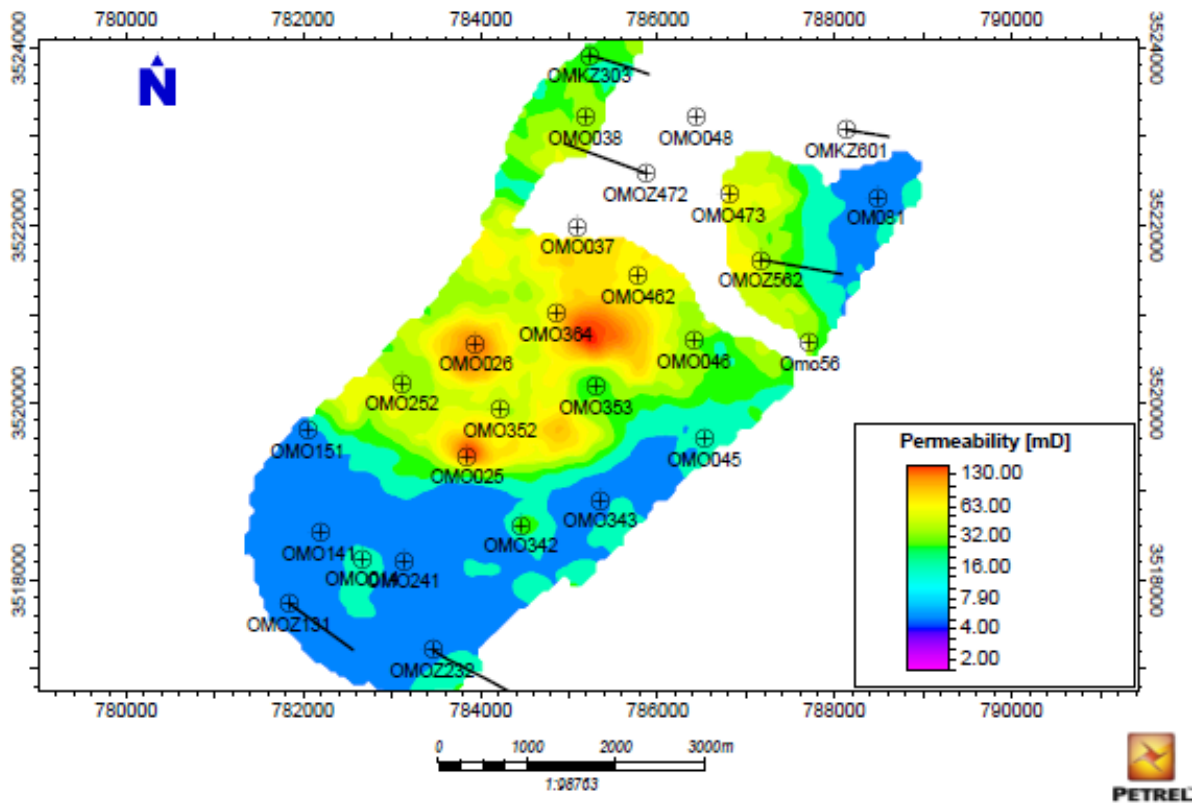


Fig. 47 : carte isoperméabilité de D2

III.3.2.5- carte isoperméabilité du drain D3

La plus part du drain D3 est érodée (fig. 48), et le reste contient des moyennes perméabilités, cette dernière varié entre 16 mD au segment de la faille mineur au nord, jusqu'à 8 mD au segment de la faille majeure et 3 mD au le reste de segment principale.

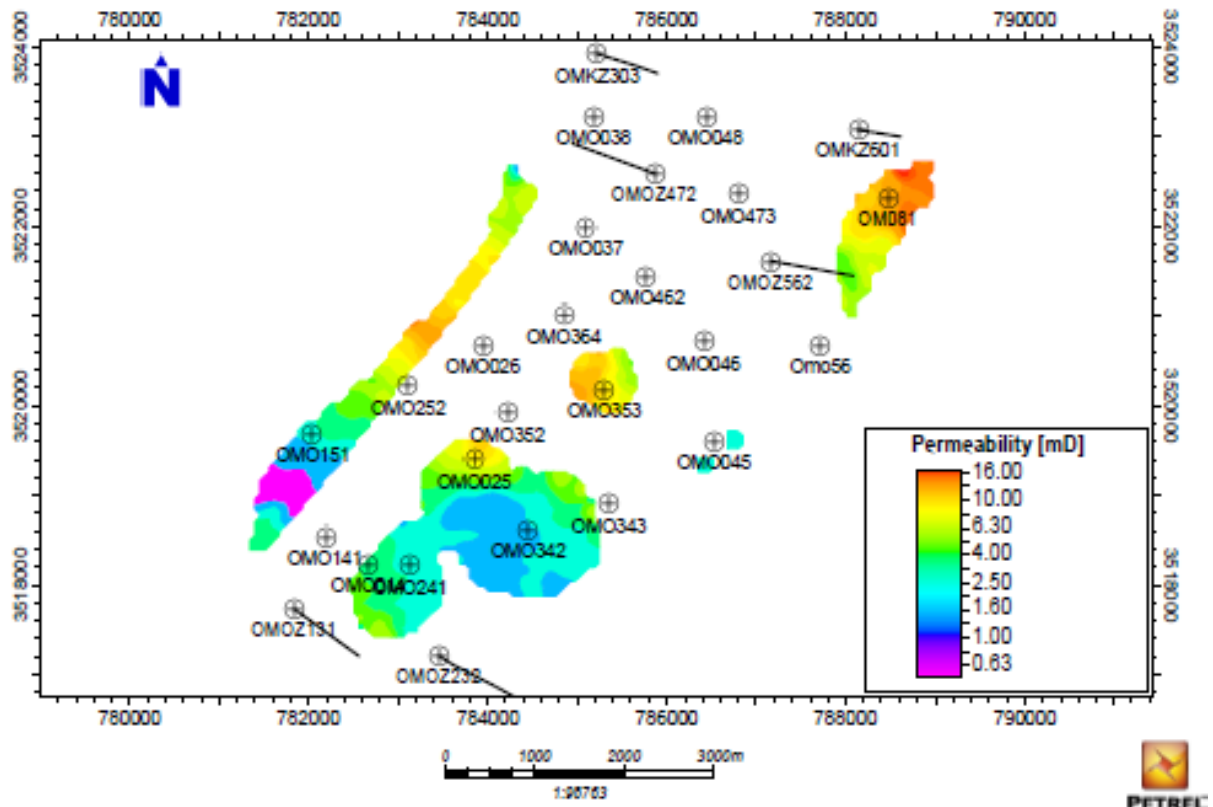


Fig. 48 : carte isoperméabilité de D3

III.4- Conclusion

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

- Le centre de la zone contient de bonnes caractéristiques pétrophysiques marqués par une forte porosité qui touche les 12% et de très bonne perméabilité qui dépasse les 120 mD dans quelque parties de zone.
- L'épaisseur est moyenne à forte et varie entre 40 m et 100 m sauf la partie nord qui subit une forte érosion surtout les drains D3 et D2.
- Le niveau d'eau plus bas que le pied de Ra donne une saturation négligeable d'eau.
- Les failles ont créé des barrières de pression qui encouragent la production assistée.

-Les anticlinaux observés dans les coupes géologiques qui peuvent être un milieu favorable de piégeage des hydrocarbures.

D'après ces constatations, on peut dire que le réservoir Ra est un bon réservoir productif caractérisé par des conditions favorables à l'exploitation.

Chapitre III :

III.1- introduction.....	40
III.2 - Analyse structurale de réservoir Ra	40
III.2.1- la carte isobathe du toit du réservoir Ra	40
III.2.2- carte isobathe du mur de Ra	41
III.2.3- les cartes isopaques :	42
III.2.3.1- carte isopaque de Ra	42
III.2.3.2- carte isopaque de la zone de passage Zpsg	42
III.2.3.3- carte isopaque du drain D1	42
III.2.3.4- carte isopaque de l'interdrains ID	43
III.2.3.5- carte isopaque du drain D2	44
III.2.3.6- carte isopaque du drain D3	44
III.2.4- Exemples de coupes géologiques corrélatives de la zone 7	46
III.3 – Analyse pétrophysique de réservoir Ra	49
III.3.1 – Interprétation des cartes isoporosité.....	49
III.3.1.1 –carte isoporosité de Z-psg.....	49
III.3.1.2 –carte isoporosité du drain D1	49
III.3.1.3 –carte isoporosité de l'interdrains ID	51
III.3.1.3 –carte isoporosité du drain D2	51
III.3.1.3 –carte isoporosité du drain D2	51
III.3.2 – Interprétation des cartes isoperméabilité	52
III.3.2.1- carte isoperméabilité de la zone de passage Z-psg	53
III.3.2.2- carte isoperméabilité du drain D1	53
III.3.2.3- carte isoperméabilité de l'interdrain ID	54
III.3.2.3- carte isoperméabilité du drain D2	54
III.3.2.5- carte isoperméabilité du drain D3	56
III.4- Conclusion.....	56

CONCLUSION GENERALE

Afin de construire un modèle géologique de la zone 7 ; on a regroupé et traité les données nécessaires de 50 puits.

À l'aide de Petrel, en commence par l'importation des données (Well tops, Well headers, coordonnées des failles), pour la construction structural de notre modèle, cette étape représente :

-Trois failles :

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

-Distribution d'épaisseur de chaque drain :

- D4 : Elle est érodée plus de 90%.
- D3 : Elle est existée juste au Sud de la zone avec une petite épaisseur.
- D2 : érodé partiellement au Nord
- ID, D1, Z-psg : elles sont existées sur l'extension de la zone 7 avec une épaisseur considérable.

Après la construction du modèle structural, on remplit ce dernier par les données (GR, Sw, K, Φ) pour faciliter la visualisation de la distribution de faciès et les différents paramètres pétrophysiques :

- En trouve que notre faciès est composé par l'argile et les grès avec un grande pourcentage.
- La saturation en eau est négligeable car le niveau de contact (oil-water) est plus profond que le mur de réservoir.
- La distribution de porosités et de perméabilités est généralement suffisante, et elle est meilleure au centre de la zone et l'extrémité Sud-Est.

Recommandation :

- Il faut toujours vérifier les inputs pour détecter s'il y a des valeurs aberrantes qui peuvent affecter le travail de modélisation.
- Après la construction de modèle il faut vérifier degré de précision par l'effectuation de « contrôle de qualité QC ».
- L'interprétation des cartes et des données extraits du modèle doit être premièrement d'une façon logique pour assurer la fiabilité de modèle construit.

LISTE DES FIGURES

Fig. 1 : Situation géologique du champ de Hassi Messaoud	04
Fig. 2 : Coupe stratigraphique type du champ de HASSI MESSAOUD	06
Fig. 3 : Carte tectonique du champ de HASSI MESSAOUD	12
Fig. 4 : Statut des puits de la zone 7 du champ de Hassi Messaoud	19
Fig. 5 : représentation des unités géologiques avec des frontières A et des volumes B	22
Fig. 6 : Failles normales découpant des unités géologiques en trois blocs failles	23
Fig. 7 : Représentations, à l'aide des frontières (A) et de volumes (B)	24
Fig. 8 : Chargements de données et création de puits	28
Fig. 9 : La carte de pression zone 7	29
Fig. 10 : Ligne de failles 'fault stick'	30
Fig. 11 : Modèle 3D des Failles.	30
Fig. 12 : La grille.	30
Fig. 13 : Les étapes du maillage vertical	31
Fig. 14 : Réglages pour le processus Make horizon	31
Fig. 15 : Les horizons principaux du réservoir Ra	33
Fig. 16 : Réglages pour le processus Make zone	33
Fig. 17 : Modèle structurale après le processus Make Zones	33
Fig. 18 : Réglages pour le processus Make Layers	34
Fig. 19 : Modèle structurale après le processus Make Layers	34
Fig. 20 : Les logs facies	36
Fig. 21 : Modèle 3D de faciès	37
Fig. 22 : modèle 3D de porosité	37

Fig. 23 : modèle 3D de perméabilité	38
Fig. 24 : modèle 3D oil/water contact	39
Fig. 25 : carte isobathe de toit de Ra	40
Fig. 26 : carte isobathe de mure de Ra	41
Fig. 27 : carte isopaque de Ra	42
Fig. 28 : carte isopaque de la zone de passage (Z-psg)	43
Fig. 29 : carte isopaque de D1	43
Fig. 30 : carte isopaque d'ID	44
Fig. 31 : carte isopaque de D2	45
Fig. 32 : carte isopaque de D3	45
Fig. 33 : corrélation entre les puits OMKZ303-OMO81	46
Fig. 34 : coupe géologique de la zone 7 du SE au NO	46
Fig. 35 : corrélation entre les puits OMO151-OMOZ232	47
Fig. 36 : coupe géologique de la zone 7 du NO au SE	47
Fig. 37 : corrélation entre les puits OMO242-OMO473	48
Fig. 38 : coupe géologique de la zone 7 du SO au NE	49
Fig. 39 : carte isoporosité de Z-psg	50
Fig. 40 : carte isoporosité de D1	50
Fig. 41 : carte isoporosité d'ID	51
Fig. 42 : carte isoporosité de D2	52
Fig. 43 : carte isoporosité de D3	52
Fig. 44 : carte isoperméabilité de Z-psg	53
Fig. 45 : carte isoperméabilité de D1	54
Fig. 46 : carte isoperméabilité d'ID	55
Fig. 47 : carte isoperméabilité de D2	65
Fig. 48 : carte isoperméabilité de D3	66

LISTE DES TABLEAUX

Tableau 1 : Tableau représente la distance verticale entre la Z-psg et le niveau d'eau
(Sw 65%) 38

LISTE DES ABREVIATIONS

2D : deux dimension.

3D :trois dimension.

CFPA : Compagnie Française des Pétroles Algérie, TOTAL actuellement.

D : drin.

DEP : Division Engineering & Production.

DH : Discordance Hercynienne.

GOR : gaz / oil ration.

GR : Gamma Ray.

HMD : Hassi Messaoud.

ID :inter drin.

IP : Interactive Petrophysics.

K : Perméabilité.

KB : kelly bushing.

Km :kilou mètre.

m : mètre.

mD : milli Darcy.

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

R : Réservoir.

Ra : Réservoir anisométrique.

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.

Z-PSG : Zone de passage.

Bibliographie

- 1) **AMAR KHODJA Med Djallel. Et CHIKH Billal.(2011).** Etude Sédimentologique, Pétrographique, Diagenétique, et Modélisation Géologique en 3D de la zone 13 du Champs de Hassi Messaoud. Master ; universite des sciences et de la technologie houari boumediene
- 2) **BEICIP-FRANLAB (1979).** Zone périphérique du champ de Hassi Messaoud; réservoir cambro-ordovicien. *Rapp* Interne CRD Sonatrach, 21p.
- 3) **BEICIP-FRANLAB (1995).** Caractérisation pétrophysique du reservoir cambrian du champ du Hassi Messaoud. *Rapp*, Interne Division Production /Sonatrach.
- 4) **BEICIP-FRANLAB (2010).** Modélisation géologique du gisement de Hassi Messaoud : Etudes et conseils pour le développement du champ de Hassi Messaoud. *Rapp*.
- 5) **BEN HADJA Kamal (2011).** Distribution de la fracturation dans le champ de Hassi Messaoud et dans la zone 07 : Impact sur les qualités réservoirs du Ra et du R2, Ingénieur ; universite m'hamed bougara boumerdes.
- 6) **BERTRAND J. M.L.and CABY R. (1978).**Geodynamic evolution of the Pan-african orogenic belt : a new interpretation of the Hoggar Shiel (Algerian Sahara).*Geol. Rundsch.*67, 357-338.
- 7) **CHIKHI Mohamed Moudjahaz Eddine et KOSSEIR Aboubakre (2013).** caracterisation et modelisation des reservoirs de la zone 7 du champ de hassi messaoud en vue de la conseils pour le développement du champ de Hassi Messaoud ; Projet professionnel de fin de formation Pour l'obtention du diplôme d'ingénieur spécialisé en Géosciences ; Institut algerien du petrole.
- 8) **DAHA BRAHIM (2008).** caracterisation et modelisation des reservoirs de la zone 7 du champ de hassi messaoud en vue de la selection et optimisation des puits candidats au short radius et Dynamique du Champ TFT. Projet professionnel de fin de formation Pour l'obtention du diplôme d'ingénieur spécialisé en Réservoir Engineering ; Institut algerien du petrole.
- 9) **Fannader, R. et Leroux, H. (1999).** UML: Principes de modélisation. Dunod, 286 pages.

- 10) **KARINE BÉDARD (2006)**. la construction de modèles géologiques 3D à l'ère de la normalisation.thèse ; département des sciences géomatiques faculté de foresterie et géomatique ; université laval, québec.
- 11) **KELKOULIM (2009)**. Modélisation de la zone 4 du champ de Hassi Messaoud l'aide du PETREL. *Mém Ing en Géologie Pétrolière*. INH, 117p.
- 12) **Khalili Abdelhalim(2015)**. Caractérisation et Modélisation du réservoir Cambro-Ordovicien de la zone 20A du Champ de Hassi Messaoud. Master ; universite abou bekr belkaid tlemcen
- 13) **L.Kennedy et L.Hacene Lhadj** : Analyse de short radius du puits OMO462 de la zone 7 – Division EP ; Département de géologie ; Service d'étude-Hassi Messaoud (Juin 2005).
- 14) **Larrivée, S., Bédard, Y. et Pouliot, J. (2006)** Modélisation conceptuelle des bases de données géospaciales pour des applications 3D. *Revue internationale de géomatique: Information géographique tridimensionnelle*, 16 (1), 9-27.
- 15) **Mallet, J.-L. (2002)**. *Geomodeling*. Oxford University Press, New York, USA, 599 pages.
- 16) **McGaughey, J. et Morrison, K. (2001)** .The Common Earth Model: A Revolution in Exploration Data Integration. *Mira Geoscience*, 11 pages.
- 17) **OQLF (2005)** .Le grand dictionnaire terminologique.Office Québécois de la Langue Francaise.
- 18) **PERRODON A (1985)**. Géodynamique pétrolière : genèse et répartition des gisements d'hydrocarbures. 2^{ème} édition. Edition ELF Aquitaine. Paris Pau, 385p.
- 19) **Schlumberger (2009)** .Practical Guide for Petrel at HMD selection et optimisation des puits candidats au short radius.
- 20) **SELMi Farouk et SAAD Mohamed (2014)**. Contribution à la Modélisation Géologique
- 21) **SLB-Schlumberger information solutions (Next Schlumberger 2013)** - Petrel (TM) Workflow tools: Vol. 1, 00p; Vol. 2, 256p; Vol. 3, 356p; Vol. 4, 233p;Vol. 6, 125p.
- 22) **USGS (2004)**. *Geologic Glossary*.US Geological Survey <http://wrgis.wr.usgs.gov/docs/parks/misc/glossarya.html> (Accédé en juin 2005).
- 23) **WEC (Well Evaluation Conferences) (2007)**- Rapport inédit.

يعتبر حقل حاسي مسعود واحدا من أكبر الحقول البترولية في العالم. المنطقة "7" تقع في الجزء الشمالي من حقل حاسي مسعود. أما الخزان غير المتجانس فيتكون بصفة عامة من سحنة الطين الرملي التي تعود الى العصر الكمبري.

النمذجة الجيولوجية ثلاثية الأبعاد التي قمنا بها عن طريق برنامج بيتزل و التي اعتمدت على معطيات 50 بئرا ، أظهرت ان تأثير المراحل التكتونية واضح بوجود ثلاث فوالق تقطع المنطقة و يظهر تأثير عدم التوافق الارسناني بحت بعض الطبقات المكونة للخزان نوالسحنة غير المتشابهة .

ان الدراسة التوصيفية للخزان أوضحت أن توزيع المسامية والنفاذية معتبر في جميع طبقات الخزان خاصة وسط الخزان كما ان بعد سطح تلامس (ماء/زيت) من شأنه التقليل من نسبة تشبع الخزان بالماء.

إن المميزات التي يزخر بها الخزان على مستوى المنطقة "7" تجعله محل اهتمام المنتجين النفطيين.

الكلمات المفتاحية: خزان، النفاذية، المسامية، نمذجة، حقل

Résumé

Le champ de Hassi Messaoud est considéré comme l'un des plus grands champs de pétrole dans le monde. La région, "7" est située dans la partie Nord du champ de Hassi Messaoud.

Le Ra est généralement constituée de grès et d'argile datant de la période cambrienne.

La modélisation géologique 3D de réservoir Ra, que nous avons fait à l'aide de le logiciel PETREL, a reposait sur des données de 50 puits, a montré que l'influence des phases tectoniques qui ont clairement present en trois failles coupent la zone "7", ainsi que l'effet de la discordance hercynienne qui touche une grande partie de réservoir étudié.

La caractérisation du réservoir a indiqué que la distribution de la porosité et la perméabilité est considérable dans toutes les couches du réservoir surtout le centre de la zone. En addition le profondeur de niveau d'eau peut limite la distribution de grandeurs de saturation.

Les caractéristiques présents dans le réservoir dans la région en font un intérêt pour les producteurs d'huile.

Les mots clés : Réservoir, Porosité, Perméabilité, Modélisation, champs

Abstract

The field of Hassi Messaoud is considered as one of the largest oil fields in the world. The region "7" is located in the northern part of the Hassi Messaoud field.

Ra is generally consists of sandstone and shale dating from the Cambrian period.

3D geological modeling of Ra reservoir, which we did with the PETREL software based on 50 well data, showed that the influence of tectonic phases is clearly present in three faults intersect the zone "7", and the effect of the Hercynian unconformity affects much of studied reservoir.

The reservoir characterization indicated that the distribution of the porosity and the permeability is large in all layers of the reservoir specially the center of the area. In addition the depth of water level may limit the distribution of saturation.

The features that abound in the reservoir at the region "7" makes it of interest to petroleum producers.

Key words: Reservoir, Porosity, Permeability, Modeling, Field.