



MINISTÈRE DE L'ENSEIGNEMENT
SUPÉRIEUR ET DE LA RECHERCHE
SCIENTIFIQUE.

UNIVERSITÉ M'HAMAD BOUGUERRA
BOUMERDES.



DEPARTEMENT : GISEMENT MINIERS ET PÉTROLIERS

MEMOIRE DE FIN D'ETUDES

En vue de l'obtention du diplôme :

MASTER

Présenté par :

BELKACEM Hamza

Filière : Hydrocarbures

Option : Géologie Pétrolière

THEME

**CARACTERISATION DU RESERVOIR CAMBRIEN,
UNITE R2 DU CHAMP DE HASSI MESSAOUD**

Encadré par :

Mme Benayad Soumya

Année Universitaire 2019/2020

Dédicace

Je dédie ce travail :

A la mémoire de mes grands-parents ALI, SASIA et MOHAMED, pour toute la Sagesse et la philosophie qu'ils nous ont enseignés. Je leur dédie ce mémoire en témoignage de mon amour et de ma reconnaissance.

A ma chère grand-mère OM ELKHER, pour les souvenirs d'enfance que je garde

Grace à elle, et a tous les moments qui nous restent à passer ensemble, votre patience, votre gentillesse et votre dévouement pour vos enfants et petits-enfants sont exemplaires pour nous.

A mes très chers parents Khalila et Zainouba.

A qui je dois ce que je suis.

Je vous dédie, papa et maman, ce travail qui n'est que le fruit de vos sacrifices, de votre patience et dévouement.

Vous m'avais toujours soutenue lors des moments difficiles, et vos encouragements m'ont été d'un grand apport tout au long de ma vie.

A mon frère Mohamed et sa femme Jouda et mes sœurs Chaima, Rihem, et Hadil :

Vous étiez toujours là, quand avais besoins de vous.

Que cette PFA soit l'expression de ma sincère fraternité et de mon profond attachement.

A tous mes oncles, tantes, et cousins.

Aux familles KACEM, LTAIEF, AMMAR.

Et bien sûr à tous mes amis :

Ismail Sahli, Oussama Bougoffa, Abdelfatah Toutaoui, Anouar Ouanas, Mohamed Lamine, Ibrahim Elayeb, Lassana cissé...

Hilmi en France.

A tous mes collègues et amis de master.

A Mes professeurs de l'FHC auxquels j'ai pu apprécier l'étendue de leurs connaissances, la qualité de leur enseignement et leur dynamisme.

A tous ceux dont l'oubli du nom n'est pas du cœur.

Remerciements

Avant d'ouvrir ce rapport, je tiens tout d'abord à remercier l'Algérie qui m'a bien accueilli durant mon séjour, sans oublier mon pays natale la Tunisie qui m'a offert cette occasion.

Vive la fraternité Algéro-Tunisienne.

Nulle œuvre n'est exaltante que celle réalisée avec le soutien morale et matérielle de ceux qui nous sont proches.

Je tiens à exprimer ma plus profonde reconnaissance à mes professeurs encadreurs :

Madame Benayad Soumya

Monsieur Chaouchi Rabah

À tous les administratives les ouvriers de la Faculté des Hydrocarbures et de la Chimie de Boumerdes et à mes professeurs :

Madame Yahiaoui

Madame Derridj Amal

Madame Belkacemi Amel

Madame Kessir

Monsieur Zallouf Khamissi

Monsieur Moussa Sadaoui

Monsieur Asses Amar

Monsieur Loumi Khaled

Monsieur Baouche Rafik

Monsieur Saifi Ridha

À SONATRACH et son personnel.

Et à tous ceux dont l'oublie du nom n'est pas du cœur trouver ici l'expression de ma profonde gratitude.

SOMMAIRE

Dédicace	1
Remerciements	2
Chapitre I : Généralités sur le champ de <i>Hassi Messaoud</i>	8
1. Localisation géographique du champ :	9
2. Situation géologique du champ :	10
3. Historique de recherche :	11
4. Aspect Stratigraphique du champ de Hassi Messaoud :	11
4.1. Le Socle :	11
4.2. L'Infracambrien :	11
4.3. Le Paléozoïque :	11
4.3.1. Le Cambrien :	12
4.3.2. Ordovicien :	12
4.4. Le Mésozoïque :	13
4.4.1. Trias :	13
4.4.2. Jurassique :	13
4.4.3. Crétacé :	14
4.5. Cénozoïque :	15
5. TECTONIQUE DU CHAMP :	17
5.1. Structuration du champ de Hassi-Messaoud :	17
5.1.1. Structuration anté-triasique :	17
5.1.2. Structuration Post-triasique :	19
5.1.3. Structuration actuelle :	19
5.1.3.1. Les paléo vallées hercyniennes :	19
5.1.3.2. Les déformations tectoniques :	20
5.1.3.3. Les déformations cassantes :	20
6. Aspect Pétrolier :	23
6.1. Roche mère :	23
6.2. Roche couverture :	23
6.3. Les pièges :	23
6.4. Migration des hydrocarbures :	24
6.5. Subdivision du champ en zones de production :	24
7. Description du réservoir :	26

7.1. Description des drains :.....	26
7.2. Subdivision diagraphique :	27
5.3. Subdivision pétrophysiques et notion de drain :	30
Chapitre 2 : Présentation de la zone 8.	32
1. Généralités sur la zone 8 :	33
1.1. Introduction :.....	33
1.2. Présentation de la zone d'étude :	33
2. ANALYSE DU COMPORTEMENT ET L'HISTORIQUE DE LA ZONE 8 :	34
2.1. Historique de production.....	35
2.2. Historique de pression.....	36
2.3. Historique de GOR	36
Chapitre 3 : Analyse des Paramètres Pétrophysiques.	38
1. INTRODUCTION :.....	39
2.1. Interprétation de la carte en isobathe au toit du R2ab :.....	39
2.2. Interprétation de la carte en isopâque du R2ab :.....	39
3. Interprétation des cartes en iso des paramètres pétrophysiques :.....	39
Carte en isoporosité du R2ab :.....	39
Chapitre 4 : Etude Géostatistique des paramètres pétrophysiques.....	49
1. Introduction :	50
2. Méthodologie :	50
2.1. Traitement de la population de données :	50
2.2. Calcul de la moyenne :.....	51
2.3. Calcul de standard de déviation (écart type) :.....	51
2.4. Paramètre d'assymétrie (Skewness Sk) :	52
3. Analyse des résultats géostatistiques :	52
3.1. Analyse et interprétation des histogrammes :	52
3.1.1. Le drain R2ab :	52
3.1.2. Le Drain R2C :	55
4. Conclusion :.....	60
Chapitre 5 : Estimation des Réserves :.....	61
1. Introduction :	62
2. Classification des réserves :	62
2.1. Classification Russe :.....	62
2.2. Classification Américaine :.....	62
2.3 Classification Française :	63

3. Estimation des réserves :	63
3.1. Méthode Volumétrique pour le calcul des réserves :.....	63
4. Calcul des paramètres :	64
4.1. Détermination de la superficie :.....	64
4.2. Détermination de l'épaisseur utile :	65
4.3 Détermination du coefficient de porosité :.....	70
5. Calcul des réserves pour chaque drain :.....	71
6. Conclusion :.....	72
Conclusion générale et recommandations :.....	73
BIBLIOGRAPHIE :	74
ANNEXE	75

Liste des Figures

Figure 1: Carte répartition des gisements en Algérie montrant la situation géographique du champ de Hassi-Messaoud (Document WEC 2007).....	9
Figure 2: Carte de répartition des gisements en Algérie montrant la situation géologique du champ de Hassi Messaoud (document SONATRACH 2010).	10
Figure 3: Coupe stratigraphique du champ de Hassi Messaoud (Document SONATRACH 2010).....	16
Figure 4: Ecorche géologique sous la discordance hercynienne.	18
Figure 5: Principales phases tectoniques ayant effectuées la plateforme saharienne.	22
Figure 6: Carte de zonation du champ de Hassi Messaoud montrant notre zone d'étude (zone 8) (Document Sonatrach 2010).	25
Figure 7 : Zone et numérotation des puits.....	26
Figure 8: Découpage en drain du Cambrien de HASSI MESSAOUD.	31
Figure 9 : Carte en isobathe au toit du D1 en 2D et 3D.	41
Figure 10: Carte en isopaque du R2ab de la zone 8 du champ de Hassi Messaoud.	42
Figure 11: Carte en isoporosité moyenne du R2ab	43
Figure 12: Carte en isoporosité du R2C en 2D et 3D.....	44
Figure 13: Carte en isoperméabilité du R2ab en 2D et 3D.	45
Figure 14: Carte en isoperméabilité du R2c en 2D et 3D.	46
Figure 15: Carte en isosaturation en eau en 2D et 3D.....	47
Figure 16: Carte en isosaturation en eau en 2d et 3D.....	48
Figure 17: Histogramme de porosité du R2ab	53
Figure 18: Courbe de distribution de la porosité du R2ab	53
Figure 19: Histogramme de perméabilité du R2ab	54
Figure 20: Courbe de distribution de perméabilité du R2ab	54
Figure 21: Histogramme de porosité du R2C.....	55
Figure 22: Courbe de distribution de la porosité du R2C	56
Figure 23: Histogramme de perméabilité du R2C	56
Figure 24: Courbe de distribution de perméabilité du R2C	57
Figure 25: Graphe de corrélation de la Perméabilité et de la Porosité du R2ab	57
Figure 26: Graphe de corrélation de la perméabilité et de la porosité du R2C.....	58
Figure 27: Histogramme de distribution de la saturation en eau du R2ab de la zone 8 du champ de Hassi Messaoud.....	58
Figure 28: Courbe de distribution de la saturation en eau du R2ab dans la zone 8 du champ de Hassi Messaoud.....	59
Figure 29: Histogramme de distribution de la saturation en eau du R2C de la zone 8 du champ de Hassi Messaoud.....	59
Figure 30: Courbe de distribution de la saturation en eau du R2C dans la zone 8 du champ de Hassi Messaoud.....	60
Figure 31: Carte en isobathe au toit du D1 en 2D.	65
Figure 32: Carte en iso-épaisseur utile du R2ab	66
Figure 33: Carte en iso-épaisseur utile du R2ab en 3D de la zone 8 du champ de Hassi-Messaoud.....	67
Figure 34: Carte en iso-épaisseur utile du R2c de la zone 8 du champ de Hassi Messaoud.....	68
Figure 35: Carte en iso-épaisseur utile du R2c en 3D de la zone 8 du champ de HMD.....	69

Liste des Tableaux

Tableau 1: Epaisseur de chaque lithozone. 28	
Tableau 2: Repère de chaque tranche.....	29
Tableau 3: Zonation du réservoir.	30
Tableau 4: Liste des puits producteurs et injecteurs dans la zone 8.....	34
Tableau 5 : Coupe stratigraphique du champ de Hassi Messaoud (Document SONATRACH 2010).....	Erreur ! Signet non défini.
Tableau 6:Tableau des données des puits.	76
Tableau 7: Tableau des données des puits pour le calcul des réserves d'huile (R2ab).	77
Tableau 8:Tableau des données des puits pour le calcul des réserves d'huile (R2C).....	78
Tableau 9: PHIE.....	79

Chapitre I : Généralités sur le champ de *Hassi Messaoud*

1. Localisation géographique du champ :

D'une superficie de 4200 km² le champ de Hassi Messaoud est situé au Nord du Sahara algérien occupant la partie centrale de la province triasique.

Ce champ est limité au Nord par la structure Djemââ-Touggourt, au Sud par le haut-fond d'Amguid, à l'Est par les dépressions de Ghadamès et à l'Ouest par le bassin d'Oued Maya (figure n°1). Les coordonnées Lambert de ce dernier sont :

X1 : 790000 Est Y1 : 110000 Nord

X2 : 840000 Est Y2 : 150000 Nord

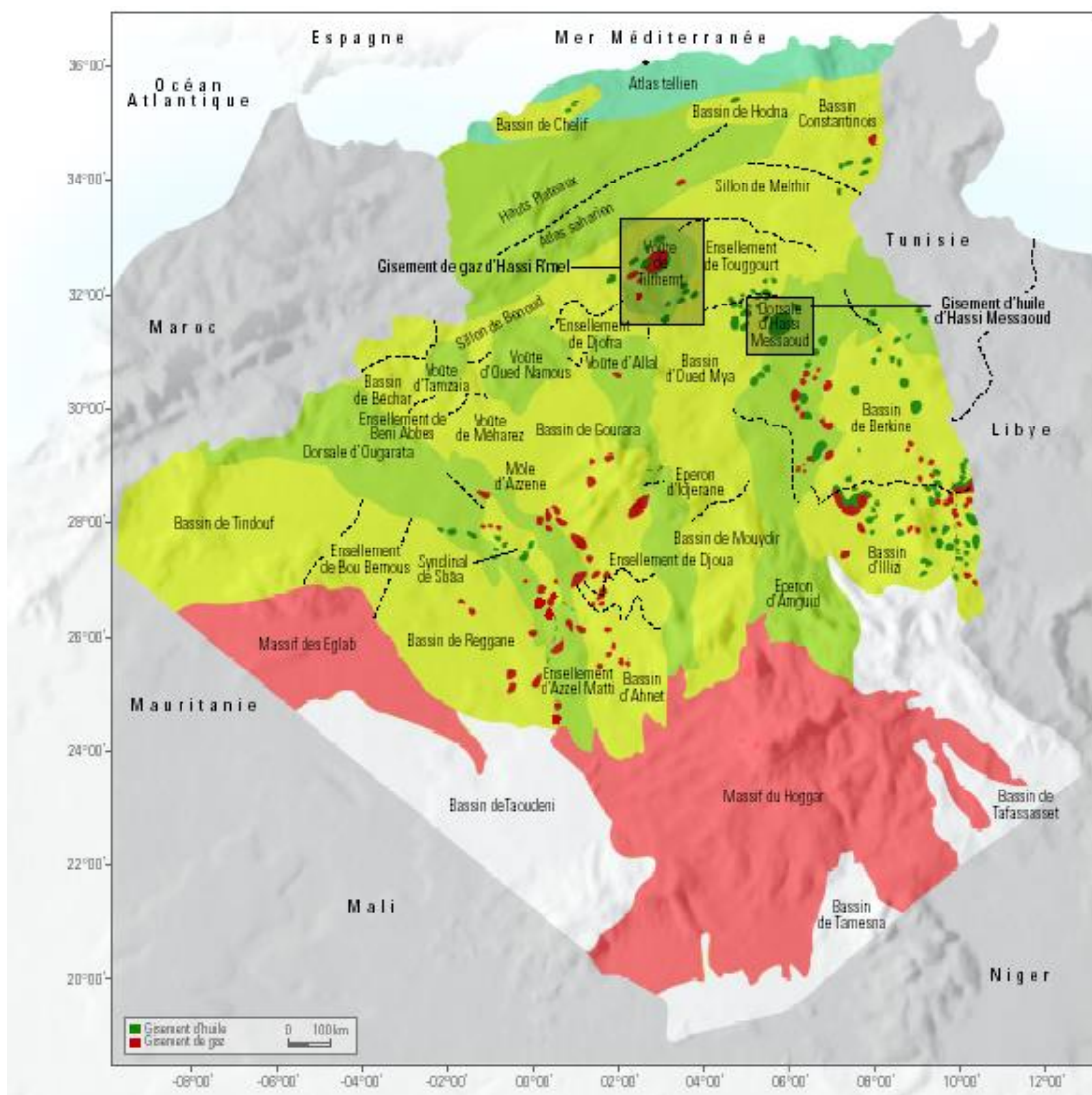


Figure 1: Carte répartition des gisements en Algérie montrant la situation géographique du champ de Hassi-Messaoud (Document WEC 2007).

2. Situation géologique du champ :

Le môle de Hassi Messaoud est le résultat d'une histoire paléo-tectonique assez compliquée, c'est le prolongement de la dorsale d'Amguid El Biod de plus de 800 km de longueur. Sa structure fait partie d'un ensemble de structures formant la province triasique Nord orientale.

Limitée au Nord par la structure D'jamaâ-Touggourt, à l'Est par la dépression de Berkine,

À l'Ouest par la dépression d'Oued Mya, au sud par le horst d'Amguide El-Biod.

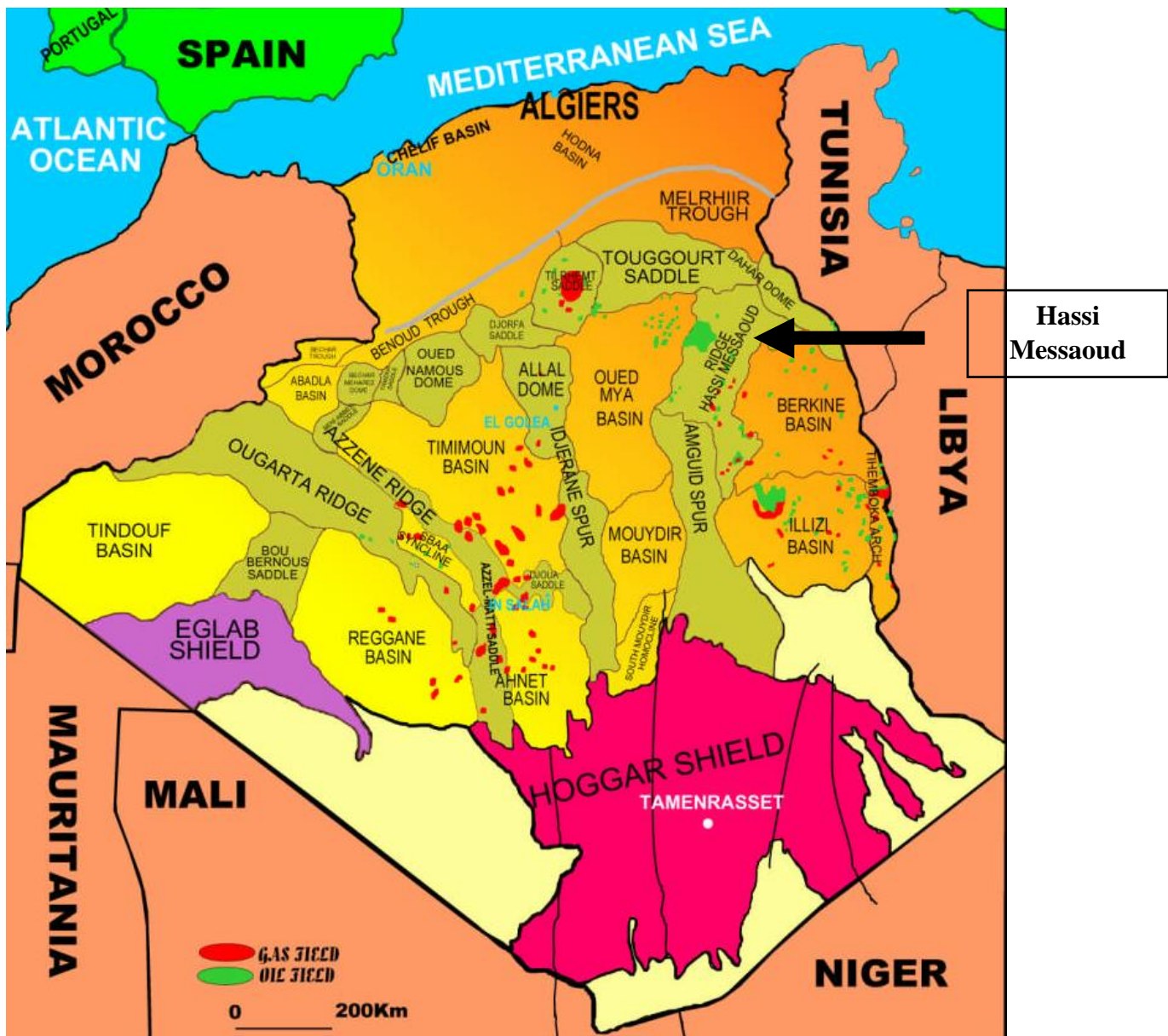


Figure 2: Carte de répartition des gisements en Algérie montrant la situation géologique du champ de Hassi Messaoud (document SONATRACH 2010).

3. Historique de recherche :

C'est en 1951 que les premiers résultats de la sismique réfraction ont été obtenus dans la région de Berriane. Cette reconnaissance du pourtour des bassins sahariens avait donc permis à la société SN-REPAL de déposer sa première demande de permis de recherche.

Le 16 Janvier 1956, la même société commençait le premier forage MD1 (Messaoud1), implanté à la suite d'une vaste campagne sismique réfraction en complément à celle de Berriane, et cela dans le but d'étudier des grès du trias.

Et le 15 Juin 1956, le forage MD1 atteignit à 3 343m de profondeur les grès du Cambrien (Présence de 9m de grès du trias), et c'était la grande découverte du gisement de Hassi Messaoud.

Le premier test réalisé ne fut pas sélectif (Trias+Cambrien), et d'ailleurs les grès du Cambrien de Hassi Messaoud ne seront connus qu'à partir du puits MD2 ayant traversé toute la série Cambrienne.

En Mai 1957, à 7km au Nord-Nord-Ouest de MD1, la Compagnie française du Pétrole Algérien (CFPA) confirmait l'existence de ce géant gisement par le forage OM1.

Et puis le grand permis a été partagé en deux : Hassi Messaoud Sud (SN-REPAL) et Hassi Messaoud Nord (CFPA).

4. Aspect Stratigraphique du champ de Hassi Messaoud :

4.1.Le Socle :

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

4.2.L'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 grés argileux rouges.

4.3.Le Paléozoïque :

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

4.3.1. Le Cambrien :

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

On y distingue quatre (04) lithozones Ra, Ri, R2 et R3 :

- Lithozone R3 : Son épaisseur moyenne est de 370 m.

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

- Lithozone R2 : Son épaisseur moyenne est de 100m.

Elle se compose de grés moyens à grossiers micacés, mal classés à ciments argileux assez abondant et admettant des intercalations de silts. Les stratifications sont souvent obliques.

- Lithozone Ra : Son épaisseur moyenne est de 125m.

Elle se compose de grés à grés 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 présentées dans la partie supérieure de la série. L'ensemble du Ra a été érodé au centre du champ.

- Lithozone Ri : Son épaisseur moyenne est de 42m.

Elle se compose de grés quartzitiques, isométriques fins, bien classés, glauconieux à ciments argileux et siliceux, avec une présence abondante de tigillites.

4.3.2. Ordovicien :

On distingue de la base au sommet quatre (04) 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 alternant avec des bancs de quartzites fines isométriques.

- Argiles d'El-Gassi : son épaisseur moyenne est d'environ 50 mètres.

Cette formation est constituée d'argile schisteuse, indurée présentant une couleur verte à noire, rarement rouge. Cette argile peut être glauconieuse ou carbonatée présentant une faune (graptolites) indiquant un milieu de dépôts marins. Cette formation est surtout rencontrée sur la périphérie Ouest à Sud-Ouest du champ de Hassi-Messaoud.

- Grés d'EL Atchane : son épaisseur moyenne varie de 12 à 25 mètres.

Cette formation est constituée de grés fins à très fins, gris-beige à gris-sombre. Ces grés peuvent être argileux ou glauconieux admettant de nombreuses passées argileuses et silteuses.

- Quartzites de Hamra : son épaisseur moyenne varie de 12 à 75 mètres.

Ce sont des grés quartzitiques fins, à rares intercalations d'argile.

4.4.Le Mésozoïque :

Il est subdivisé comme suit :

4.4.1. 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 75 mètres.

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 113 mètres.

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

- Trias salifère : Son épaisseur moyenne est de 844 mètres.

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

4.4.2. Jurassique :

Son épaisseur moyenne est de 340 mètres.

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 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 (05) niveaux bien distincts s'alternant entre eux sur toute l'épaisseur.

- Dogger : son épaisseur moyenne est de 320 mètres.

Le Dogger est subdivisé en deux (02) formations ; le Dogger lagunaire à la base et le Dogger argileux au sommet.

- Malm : son épaisseur moyenne est de 225 mètres.

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.

4.4.3. Crétacé :

Son épaisseur moyenne est de 1620 mètres.

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

- Néocomien : son épaisseur est de 182 m.

Il comprend deux niveaux :

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

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 grés 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 350 mètres.

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 145 mètres.

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

- Turonien : son épaisseur moyenne varie de 70 à 120 mètres.

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 450 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.

4.5. Cénozoïque :

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.

Ere	Etage	Formation	Lithologie	Ep	Description	
MESOZOIQUE		MIO PLIOCENE		239	Sable, calcaire	
		EOCENE		122	Calcaire	
	SENONIEN	CARBONATE		107	Calcaire, dolomie, anhydrite	
		ANHYDRITIQUE		209	Anhydrite, marne, dolomie	
		SALIFERE		149	Sel massif	
	CRETACE	TURONIEN		112	Calcaire	
		CENOMANIEN		147	Marne, calcaire, dolomie	
		ALBIEN		362	Grès, argile	
		APTIEN		24	Dolomie	
		BARREMIEN		276	Argile, sable	
NEOCOMIEN			182	Dolomie, marne, argile		
JURASSIEN		DOGGER	MALM		226	Argile, marne, calcaire
	ARGILEUX			107	Argile, marne	
	LAGUNAIRE			211	Anhydrite, dolomie	
	LIAS	LD1		66	Dolomie, anhydrite, argile	
		LS1		90	Sel, anhydrite	
		LD2		55	Dolomie, marne	
		LS2		58	Sel massif	
		LD3		31	Dolomie, marne	
		TRIAS	TS1		46	Anhydrite, argile
			TS2		189	Sel, argile, anhydrite
TS3			202	Sel massif		
ARGILEUX			113	Argile		
GRESEUX			0-35	Grès, intercalations d'argile		
PALEOZOIQUE	ORDOVICIEN	ERUPTIF		0-92	Roches volcaniques	
		Quartzites de Hamra		75	Grès quartzite très fins à tigillites	
		Grès d'El-Atchane		25	Grès fins glauconieux	
		Argiles d'El-Gassi		50	Argile verte ou noire	
	CAMBRIEN	Zones des Alternances		18	Alternances grès et argiles	
		Cambrien R1		45	Grès isométriques à tigillites, Silts	
		Cambrien Ra		125	Grès Anisométriques, silts	
		Cambrien R2		100	Grès argileux grossiers, silts argileux	
		Cambrien R3		370	Grès grossiers, argiles et silts argileux	
		Infra-Cambrien		45	Grès argileux rouges	
ARCHAIC		Socle			Granite et gneiss	

Figure 3: Coupe stratigraphique du champ de Hassi Messaoud (Document SONATRACH 2010).

5. TECTONIQUE DU CHAMP :

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.

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 :

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 (Bertand et R.Caby 1978), provoquant une tectonique cassante, représentée par un réseau de failles de directions Nord-Est – Sud-Ouest, Nord-Ouest – Sud-Est suivie d'une érosion intense qui s'est installée jusqu'au Cambrien conduisant à la formation d'une surface de 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 accompagné de volcanisme (Beicip/Franlab 1979).

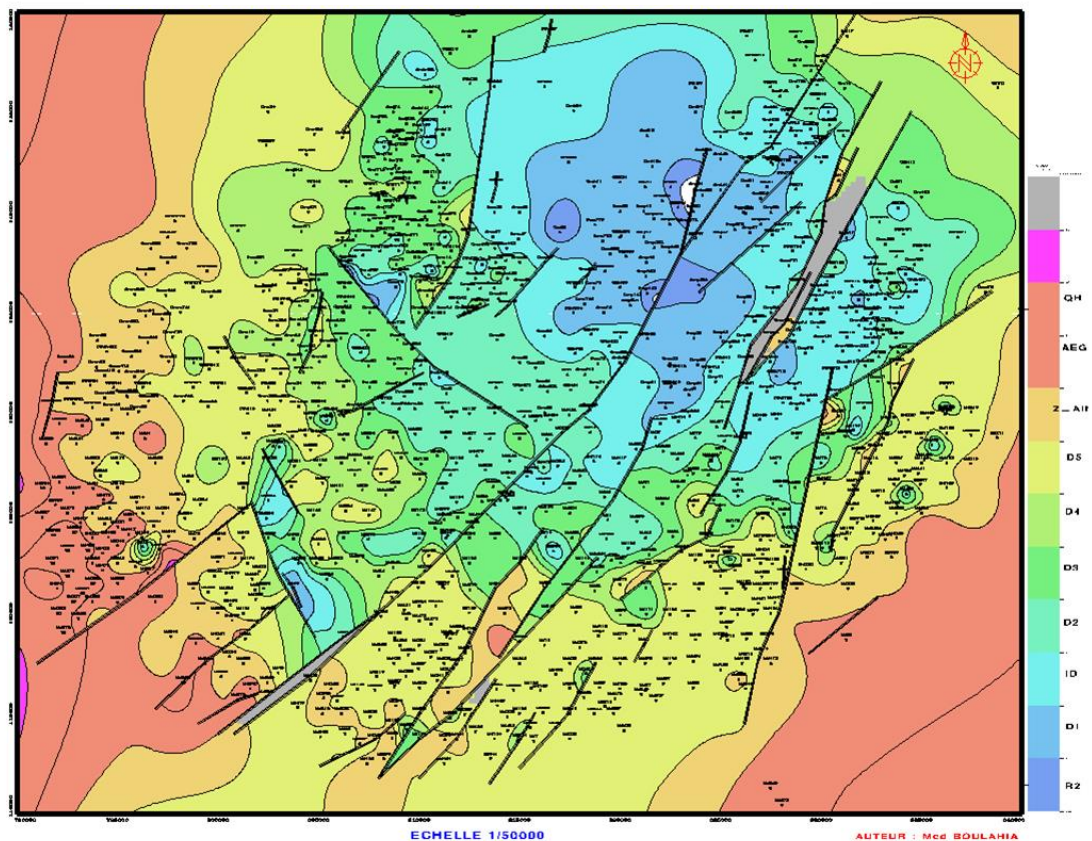


Figure 4: Ecorche géologique sous la discordance hercynienne.

- **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 débuté au Silurien ou au Dévonien inférieur (MASSA-NICOL-1971).

- **Phase hercynienne:**

Nord-Est – Sud-Ouest accompagnée du jeu de failles de mêmes 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.

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.

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).

5.1.3.1. 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.

5.1.3.2. 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.

5.1.3.3. Les déformations cassantes :

L'ensemble de la 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.

Les intrusions intra cambriennes :

Laccolites : ce 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 : ce sont des silts, 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 silts s'infiltrèrent à la faveur d'un niveau argileux ; écartent deux couches préférentielles et s'étalent entre elles.

Les dykes : ce sont des lames dont l'épaisseur peut atteindre 100m. Ce sont des roches magmatiques qui recoupent les structures de l'encaissant transversalement 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.









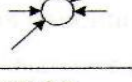



PERIODE MAX D'ACTIVITE	DIRECTION DE LA CONTRAINTE	EFFET SUR LE SYSTEM FAILLES	EFFET SUR LA SEDIMENTATION
PANAFRICAINE	E-W 	Tectonique cassante créant des failles et des fractures conjuguées NW-SE & NE-SW.	Compartimentage du Craton du Sahara central.
CAMBRO-ORDOVICIENNE	NW-SE 	Mouvement normal le long des failles N-S.	Les variations de l'épaisseur sont contrôlées par la faille. Basculement NW de la plate-forme saharienne volcanisme.
TACONIQUE (Caradoc-Ashgillien)	E-W 	Mouvement inverse le long des failles N-S résultant. Formation des structures N-S.	Soulèvement des boucliers, Reguibat et Touareg.
CALEDONNIENNE (Silur-Devonien)	E-W 	Mouvement inverse ou décrochant le long des failles N-S.	<u>Erosion le long des zones hautes d'orientation N-S & E-W (Tihemboka, Ahara).</u>
FRASNIEN	NW-SE 	Mouvement normal le long des failles NE-SW.	<u>Non-dépôt et érosion locale (Mole d'Ahara).</u> Volcanisme.
WISEEN (Hercynienne précoce)	N 40° 	Mouvement inverse ou décrochant le long des failles N-S. Début de formation de la chaîne varisque.	<u>Erosion sur Tihemboka</u> et soulèvement de l'Ouhgarta.
CARBONIFERE SUP A PERMIEN (Hercynienne principale)	N 120° 	Mouvement inverse ou décrochant le long des failles NE-SW (résultat de la formation de la Pangée).	Erosion sur les axes NE-SW.
RIFTING TRIAS-LIAS (Dislocation de la pangée)	NW-SE 	Réactivation des failles NE-SW se terminant au TAGS et S4.	Contrôle de la sédimentation par les failles entraînant une variation rapide d'épaisseur le long des failles NE-SW.
CRETACE INFERIEUR (Autrichienne)	E-W 	Réactivation des décrochements des failles N-S & NE-SW résultant du mouvement différentiel de la plaque européenne et de la plaque africaine.	<u>Erosion des sédiments du Crétacé sous l'Aptien (l'Arche d'El Biod & Illizi).</u> Effet léger sur le bassin de Berkine.
EOCENE (pyrénéenne)	N-S & NW-SE 	Début de chevauchement au nord résultant de la convergence de la plaque européenne. Décrochement de la faille S. Atlas.	
MIOCENE	NW-SE & N-S 	Episode de compression majeur dans le domaine atlasique.	Sédimentation prédominante de flyshs au Nord.
POST-VILLAFRANCHIEN (Alpine)	N-S 	Basculement et inversions de blocs. Période finale de compression dans le domaine atlasique. Événement majeur de collision.	Soulèvement du Hoggar. Basculement du bloc d'El Borma.

Figure 5: Principales phases tectoniques ayant effectuées la plateforme saharienne.

6. Aspect Pétrolier :

6.1. Roche mère :

Les argiles du Silurien constituent la roche mère source génératrice des hydrocarbures à l'échelle de toute la plateforme saharienne.

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

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

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

Le Silurien est préservé au Nord du champ de Hassi Messaoud, à l'Ouest dans le bassin d'Oued Mya, au Sud-Ouest dans le bassin de Mouydir et à l'Est le bassin de Berkine.

6.2. Roche couverture :

La couverture des réservoirs Ordoviciens est assurée respectivement par l'épanchement des roches éruptives ainsi que par les épaisses séries des évaporites d'âge Triasique ou Jurassique.

Les réservoirs Cambriens leur couverture est assurée par les argiles d'El Gassi donc les séries argilo-gréseuses du Lias et du Trias et à un degré moindre la série inférieure (roches éruptives) du Trias assureront l'étanchéité pour les quartzites de Hamra tandis que la série des argiles d'El Gassi et les intrusions y intercalées formeront une couverture remarquable à l'ensemble des réservoirs Cambriens.

6.3. Les 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.

D'après A. PERRODON en 1985, il existe trois types de piège :

- Les pièges structuraux :

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

- Les pièges stratigraphiques :

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

- Les pièges mixtes :

Ils sont à la fois structuraux et stratigraphiques, comme par exemple les pièges contre failles au niveau du bassin d'Oued Mya et le Nord- Est de Hassi Messaoud les pièges reconnus jusqu'à présent sont de type stratigraphique et structural (Mixtes)

6.4.Migration des hydrocarbures :

Les accumulations d'hydrocarbures du champ de Hassi Messaoud et de tout champ avoisinant proviennent probablement des deux bassins Oued Mya à l'ouest et Berkine (Illizi) à l'Est.

La migration primaire et l'alimentation de ces champs s'est effectuée au sein du Silurien, en suite à travers les niveaux gréseux Triasiques au contact de discordance Hercynienne (migration secondaire).

Les réservoirs Cambro-Ordovicien affleurant à la discordance Hercynienne sont alimentés à partir des grès Triasiques et la surface d'érosion qui sont en « up dip » au Nord et Nord-Ouest par rapport au chemin de migration.

6.5.Subdivision du champ en zones de production :

Le champ de Hassi Messaoud est subdivisé en plusieurs zones productrices de telle façon que chaque zone a une distribution homogène ou presque homogène des paramètres pétrophysiques mais il est important de souligner que ce critère ne peut être le seul il y a aussi l'évolution des pressions au fond des puits en fonction de la production. Il existe actuellement 25 zones de production plus ou moins étendues dans le champ (fig.3).

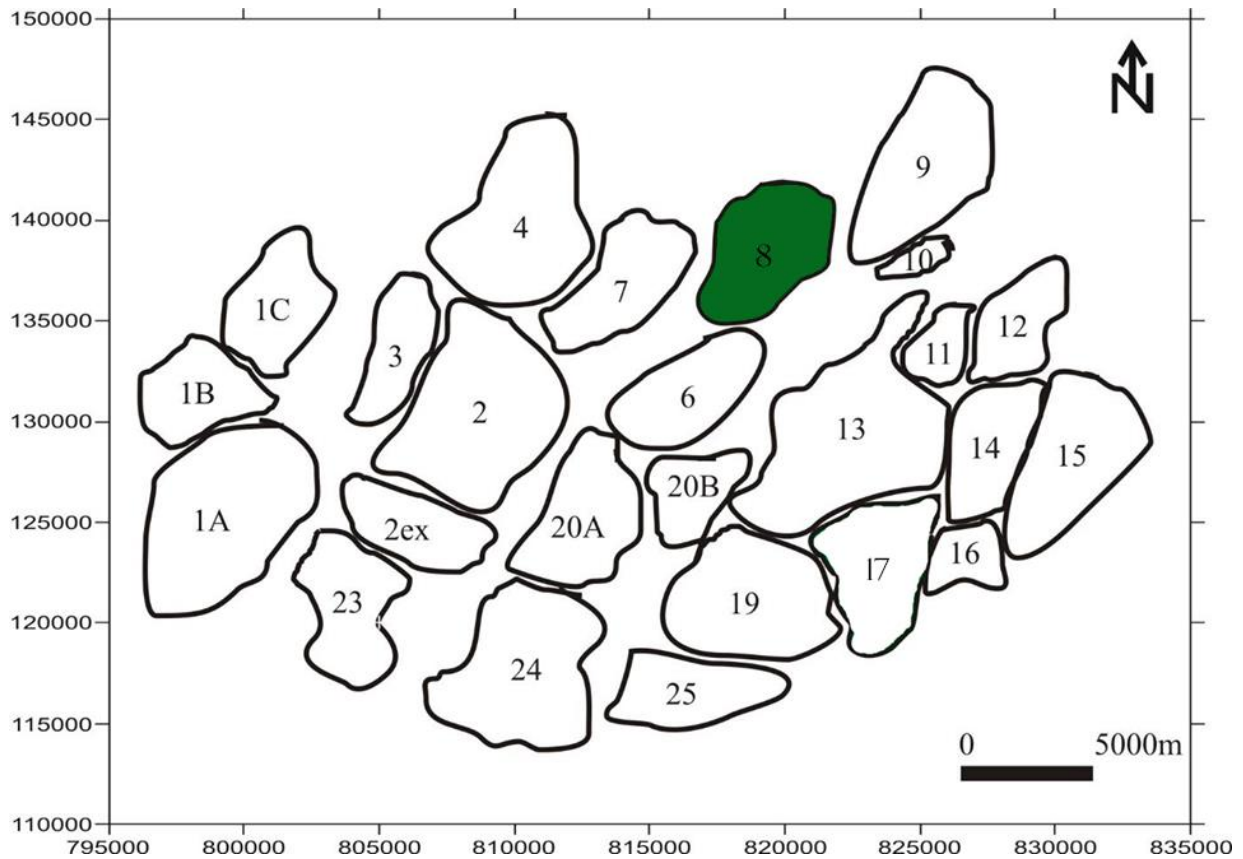


Figure 6: Carte de zonation du champ de Hassi Messaoud montrant notre zone d'étude (zone 8) (Document Sonatrach 2010).

- **Numérotation du champ Nord :**

C'est une numérotation géographique complétée par une numérotation chronologique.

Exemple : **O** : majuscule – permis d'Ouargla

M : minuscule – carreau de 1600 km²

N : minuscule – carré de 100 km²

4 : abscisse

3 : ordonnée.

- **Numérotation du champ Sud :**

Elle est principalement chronologique complétée par une numérotation géographique basée sur des abscisses et des ordonnées d'intervalle égale à 1,250 km et harmonisée avec les coordonnées Lambert.

Exemple : M d10 (33) – 19).

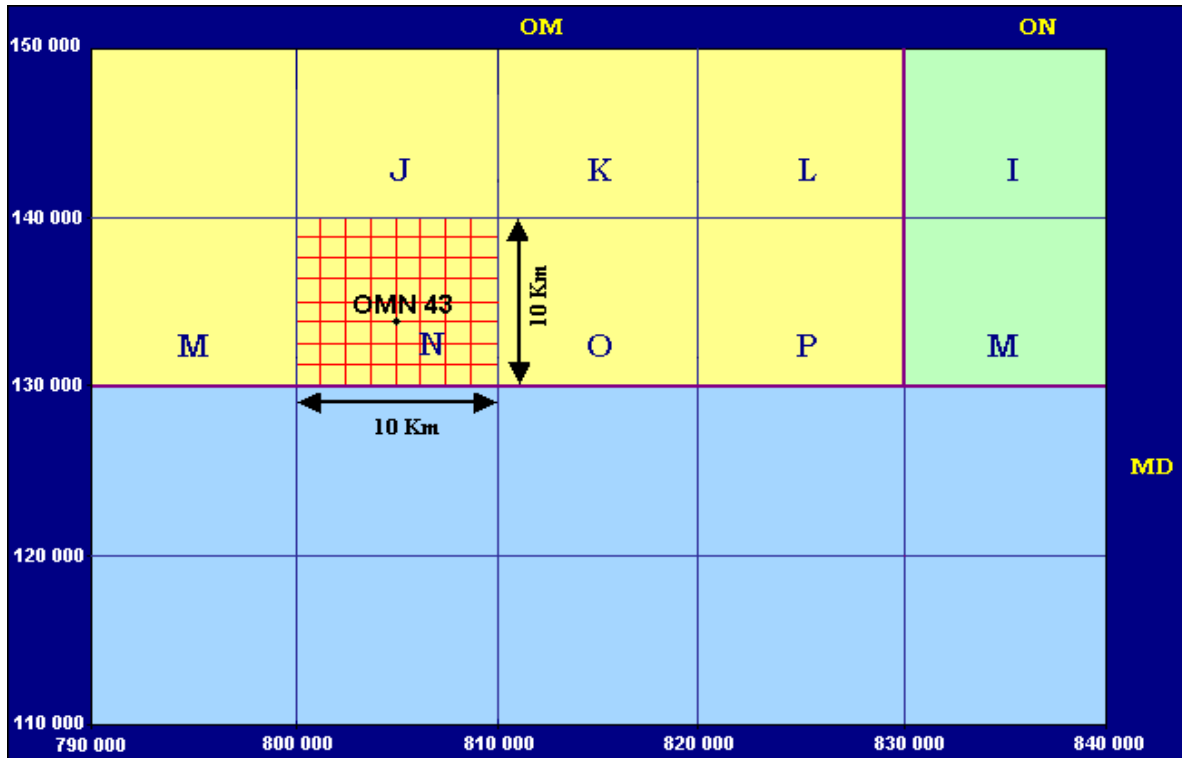


Figure 7 : Zone et numérotation des puits.

7. Description du réservoir :

7.1. Description des drains :

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

- Zone grossière inférieure (Ra inférieure)
- Zone fine médiane (Ra moyen)
- Zone grossière supérieure (Ra supérieure)

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

Ce découpage peut être également validé par les particularités suivantes :

- D1 : Grès grossiers à stratifications de type oblique arqué dominantes, bien marquées et souvent à base micro-conglomériques, avec absence de tigillites.
- ID : Niveaux plus minces et fréquence plus grande des niveaux silteux, avec présence locale de tigillites. Il marque un passage très progressif entre le D1 et le D2.

- D2 : Grès grossiers mais bien classés à stratifications obliques tabulaires dominantes formant des méga-rides, avec présence de quelques intercalations de niveaux de silts à fines bioturbations.

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

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

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

Dans un tel environnement l'existence de barrières de perméabilité d'extension kilométrique est très probable (Beicip/ franlab 1995).

D4 : Il correspond à la zone grossière supérieure. Ce sont des grès à stratifications obliques tabulaires fréquentes formant des méga-rides de 1 à plus de deux mètres d'épaisseur.

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

7.2.Subdivision diagraphique :

Les grès de HASSI MESSAOUD ont été subdivisés au début de la reconnaissance du gisement en quatre termes : Ri, Ra, R2 et R3 (fig.8).

- Zone Ri ou grès isométriques, zone habituellement très compacte D5 ou (R 70 – R 90), subdivisé en trois tranches 7,8,9.
- Zone Ra : est composé de 3 lithozones :

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

-La zone fine médiane ou D3 (R130 à R140)

-La zone grossière inférieure, comprenant le D2 (R140 à R150), ID (R150 à R170),

D1 (R170 à R190) et la zone de passage ZPG (R190 à R200).

- Zone R2 ; zone de grès quartzites, plus argileuses présentant et rarement des qualités réservoirs dans sa partie supérieure (R200-R300), R2 ab (R200-R250).
- Zone R3 : Zone très grossière à micro conglomératiques très argileuse, sans aucun intérêt pétrolier (R300-R400).

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

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

Il y a 3 zones limitées par des repères 50, 100 et 200, la zone de passage correspond à la tranche 19 (R190 - R200) ; Epaisseur = 5 m.

Ri	50
Ra	100
R2	200

Tableau 1: Epaisseur de chaque lithozone.

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

Chaque zone est subdivisée en tranches, dont l'épaisseur peut varier de 05 à 30 mètres.

Huit tranches sensiblement isopaque, ont été reconnues dans le Ra, là où la série est complète.

Elles sont limitées par les repères suivants :

- Le repère 0 étant la discordance hercynienne :

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

Tableau 2: Repère de chaque tranche.

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

- Reconnaissance pratique des limites :
 - Limite Ra / R2 : sur le neutron ; apparaît une « bosse siliceuse » (quartzites très dur) se trouvant à environ 5 à 7 m au-dessous de la limite Ra/R2.
 - Limite Ra/ Ri : le log Gamma Ray fait ressortir la présence d'un pic radioactif, assez remarquable, situé à 5 ou 6 m au-dessous de la limite Ra / Ri.

5.3. Subdivision pétrophysiques et notion de drain :

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

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

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

Zone grossière supérieure	R100 R130	D4
Zone médiane	R130	D3 (22 m)
Zone grossière inférieure	R140 R150	D2 (24 m)
	R150 R170	ID (28 m)
	R170 R190	D1 (26 m)

Tableau 3: Zonation du réservoir.

TYPE DE CORRELATION		CFPA	SN REPAL					
		DIAGRAPHI	PETRO-	SED.	DIAG.			
LE CAMBRIEN	isométriques	Ri	D5					
		Grès						
	R1 (CFPA) Ra (SN REPAL)	Réservoir	R70	D4	Ra sup.	γ_0		
			R95			Ra inf.		
			R100					
			R130				D3	Ra m
			R140					
			R150				D2	
			R160				ID	
			R170					
R180			D1					
R190								
R200								
D2 (CFPA)	Réservoir							
R2								
R3								
		R300						

Figure 8: Découpage en drain du Cambrien de HASSI MESSAOUD.

Chapitre 2 : Présentation de la zone 8.

1. Généralités sur la zone 8 :

1.1.Introduction :

Le champ de Hassi-Messaoud est un champ très complexe, il est subdivisé en zones numérotées. Cette subdivision géographique horizontale s'est déduite naturellement des caractéristiques de la production et de la géologie.

L'évolution des pressions des puits en fonction de la production a permis de subdiviser le champ en 25 zones productrices d'extension variable (fig. 3). Une zone de production se définit comme un ensemble de puits qui communiquent entre eux mais pas avec ceux des zones voisines. Il faut noter que la subdivision actuelle n'est pas satisfaisante car une même zone peut être subdivisée en sous zones. Elles ont chacune un comportement propre du point de vue pression de gisement. Les puits d'une même zone drainent conjointement une quantité d'huile en place bien établie, ils peuvent être progressivement stimulés lors des essais d'injection en fin de rentabilisation. Au niveau du champ de Hassi-Messaoud, on compte 1369 puits.

Le champ de Hassi-Messaoud est subdivisé en deux parties distinctes : la partie Nord (ex CFPA) et la partie Sud (ex SN REPAL), chacune ayant sa propre numérotation.

1.2.Présentation de la zone d'étude :

La zone 8 est située au Nord Est de gisement de Hassi- Messaoud, entre la zone 9 et la zone 6, une faille étanche sépare la zone 8 de la zone 9.

A l'Est de la zone 8, il existe une faille étanche orientée Nord-Est /Sud-Ouest qui l'a séparé de la zone 13, à l'Ouest il existe une limite partiellement étanche qui est orientée aussi Nord-Est/Sud-Ouest.

Dans notre zone, 48 puits ont été forés, parmi lesquels on retrouve :

- 22 producteurs d'huile.
- 1 producteur d'eau.
- 6 injecteurs de gaz.
- 15 gaz lift.
- 2 puits abandonnés.

Cette zone a été mise en production en 1959 et c'est une zone en injection de gaz depuis 1992.

Zone 8	
Puits Producteurs	OMK81, OMK811, OMKZ811, OML103, OML11, OML12B, OML202, OML21, OML30, OML301, OMLZ321, OMLZ322, OMLZ33, OMLZ402, OMO75, OMO752, OMO752MR, OMO763, OMO773, OMO85, OMO852, OMO86, OMO862, OMO87, OMO87B, OMO88, OMO762, OMO84B, OMP141, OMP142, OMP143, OMP153, OMP16, OMP17, OMP18, OMP262, OMP263, OMP272, OMP273, OMP37, OMP373, Z173, Z261,
Puits injecteurs	OML202-IG, OML301-IG, OMO75-IG, OMO88-IG, OMP153-IG
Puits fermés	OMO87, OMP153, OMO75, OML202, OMO88, OMO85, OMO74, OMP37, OMP142, OML31.

Tableau 4: Liste des puits producteurs et injecteurs dans la zone 8.

2. ANALYSE DU COMPORTEMENT ET L'HISTORIQUE DE LA ZONE 8 :

Le premier puits mise en production dans la zone 8 est le puits OMO75 en janvier 1959.

Durant les années 1960-1964 le développement de la zone a atteint 5 puits producteurs qui sont: OMO75, OMP17-OML31-OMP37-OMK71.

Durant les années 1964-1968 la production de la zone poursuit avec ces 5 puits.

A partir de 1968, un nouveau développement est donné à la zone.

En 1982, la zone produit à l'aide de 19 puits sur 23 puits foré, quatre puits ont été fermés du fait de leur faible productivité : OMP37-OMO85- OMO86- OMP142.

En 1991 la zone a produit avec 19 puits, deux puits sont forés OMO75 en 1982 et OMO 742 en 1983, avec fermeture de deux puits en l'occurrence OMO74 en 1984, et OML12B en 1990.

En 1996 la zone produit avec 20 puits, 7 puits sont forés, 6 durant la période entre 1991-1992 : OMO862, OMP143, OMO852, OML42, OML301, OMO202 et un en 1995 OMO87B.

En 2000 la zone a produit avec 25 puits, 3 puits sont forés : OMO763, OMP272, OMP262, et fermeture des puits OMO852 dans la période 1996-1997, et de OML42 dans la période 1996-1998

Durant la période 1959-1992, la zone 8 à produit par déplétion naturelle, à partir de 1992 elle est soumise a une injection de gaz par les puits.

OMO88 Date mise en injection 01/06/92

OML202 Date mise en injection 01/01/93

OMO75 Date mise en injection 01/01/94

Tous ces puits ont subi une conversion de puits producteurs en injecteurs

2.1. Historique de production

La zone 8 a commencé la production en 1959, par le puits OMO75 avec un débit mensuel de 3975 stdm3.

En 1982, 18 puits sont en production et 04 fermés. Le débit mensuel de la zone a été de 103295 stdm3, et un cumul de 16480226 stdm3.

En 1991, 23 puits sont en production, 06 fermés, Le débit mensuel est de 71779 stdm3, le cumul d'huile est de 21400794 stdm3.

En 1996 32 puits sont en production, 15 fermés, le débit mensuel a été de 97174 stdm3, et le cumul d'huile a été de 27397849 stdm3.

En 15/03/2000, 35 puits sont en production 10 sont fermés, le débit mensuel de la zone est de 94858 stdm3 et le cumul en huile est de 31099124 stdm3.

Suivant le cumul de production annuel, on peut diviser l'historique de production en 4 périodes:

- Premier période de 1959 à 1972 :

La production annuelle dans cette période a été presque constante de l'ordre de 500000 stdm3, 4 puits ont été en production.

- Deuxième période de 1972-1978 :

On constate une augmentation de la production de 500000stdm3 à 1800000stdm3, due au forage de plusieurs puits « 18 puits producteurs ».

- Troisième période 1978-1988 :

Cette période se traduit par chute importante de la production annuelle, où elle a avoisiné 900000stdm3, due à la fermeture de plusieurs puits.

- Quatrième période 1989-2000 :

On a une augmentation de la production, due d'un côté à l'ouverture d'autres puits, et d'un autre côté au démarrage de l'injection de gaz en 1991.

2.2.Historique de pression

Cet historique de pression intègre des mesures tirées de différents types d'essais : DST, Essai potentiel, le critère de sélection est l'évolution du gradient de pression dans le temps. La pression de gisement initial était de 482 bars.

En 1982 ; la pression du gisement a varié entre 220-260 bar dans la totalité de la zone, sauf OMP17 qu'est 190 à cause de sa forte déplétion.

En 1991, on a observé une chute de pression importante, les pressions de gisement des puits OMP141, OMP142 ont passé sous la pression de bulle. En général, la pression moyenne de la zone a varié entre 190-220bar, à l'exception du puits OMK81 qui a montré une pression de 275 bar.

En 1996 ; après la mise de la zone en injection de gaz, on a une augmentation de la pression de gisement surtout dans les cellules qui sont soumises à l'injection, elle a été de l'ordre de 240 bar. Dans le secteur où sont situés les puits OMP142, OMP141, OMP143, la pression reste faible et avoisinait 180bars.

En 2000 : Dans les cellules soumises à l'injection, la pression est à 235 bars. Une augmentation de la pression est observée dans le secteur où sont situés les puits OMP142, OMP141, OMP143. par contre une importante chute pour les puits OMP373, OML31, due à leurs isolations par rapport aux puits injecteurs par une faille.

2.3.Historique de GOR

En 1982 : Tous les puits ont des mêmes GOR, de l'ordre de 216.

En 1991 on observe une perturbation du GOR, il a varié entre 216-230 à cause de la libération de gaz aux abords des puits.

En 1996 « après l'injection », le GOR des puits producteurs a varié entre 220-250. En cours de cette année, les GOR des puits OML42 et OML21 ont fortement augmenté suite à l'arrivée du front de gaz.

En 2000 : Après sept ans d'injection, on remarque une augmentation du GOR qui a varié entre 200-400.

On trouve plusieurs puits a fort GOR, OML42 ou son GOR est égal à 1400, OML30 de l'ordre de 906, cette augmentation peut être due à un chemin préférentiel du gaz.

III-5 Etat actuel de la zone 8

Au 15/03/2000, la zone a produit 34110943 stdm3 d'huile, le cumul injecté depuis l'origine est de 2970673 103 stdm3.

Actuellement la zone comporte 25 puits producteurs d'huile.

Chapitre 3 : Analyse des Paramètres Pétrophysiques.

1. INTRODUCTION :

Ce chapitre a pour but de traiter, analyser et déterminer la variation de la porosité, de la perméabilité et de la saturation en eau des deux unités constituant le réservoir R2.

Ces paramètres déterminent en grande partie la qualité d'un réservoir et permet de parvenir à une meilleure perspective de la distribution des paramètres pétrophysiques dans le réservoir associé à notre zone d'étude.

Un total de 23 puits a été utilisé dans cet étude.

2.1. Interprétation de la carte en isobathe au toit du R2ab :

La carte en isobathe au toit du R2 montre que les profondeurs varient entre 3170 m et 3370 m, la carte reflète aussi la structure de la zone 8 qui a la forme d'un anticlinal orienté Sud-Ouest Nord-Est, avec deux culminations l'une au niveau du puit OMP 263 et l'autre au niveau du puit OMO 742 (fig.9).

2.2. Interprétation de la carte en isopâque du R2ab :

D'après la carte en isopâque, l'épaisseur du R2ab varie entre 30m et 40m, elle diminue en allant dans la direction Nord-Ouest Sud-Est, avec un minimum au niveau du puits OMP143, les courbes isopâque ne sont pas serrées dans cette zone, seulement dans la partie Sud Sud-Ouest on remarque qu'elles le sont, ce qui implique fort probablement l'existence d'une tectonique cassante (fig.10).

3. Interprétation des cartes en iso des paramètres pétrophysiques :

Carte en isoporosité du R2ab :

La carte en isoporosité du R2ab (fig. 10) montre une bonne porosité dans les parties Sud-Ouest et Est de la carte où elle est supérieure à 10%.

La partie Nord de la carte présente une faible porosité par rapport à celle du sud.

Les valeurs les plus faibles sont enregistrés au niveau des puits OML031 et OMP143 atteignent les 8%.

Carte en isoporosité du R2c :

La carte en isoporosité du R2c (fig.11) montre une bonne porosité dans les parties Ouest et centre de la zone d'étude. Par contre les parties Sud, Nord et Est se caractérisent par une porosité inférieure à 8% faible comparé à l'Ouest.

Carte en isoperméabilité du R2ab :

La carte montre (fig.12) une bonne perméabilité dans la partie Est du bloc 8, atteignant une valeur maximale au niveau du puits OMP263 qui est de 137 mD.

Dans le reste du bloc la perméabilité est faible, inférieure à 40 mD.

Carte en isoperméabilité du R2ab :

La carte montre (fig.13) une bonne perméabilité dans la partie est du bloc 8, atteignant une valeur maximale au niveau du puit OMP263 qui est de 137 mD.

Dans le reste du bloc la perméabilité est faible, inférieure à 40 mD.

Carte en isoperméabilité du R2c :

La carte (fig.14) montre que les puits OMO751, OML301 et OMP263 ont les valeurs les plus élevées, qui sont respectivement de 24,88 mD, 23,32 mD et 22,34 mD, sur les flancs de la zone la perméabilité est tout juste moyenne, les plus basses valeurs sont enregistrées au centre de la zone.

Les valeurs de la perméabilité du R2c sont beaucoup moins importantes que celles du R2ab, elle ne dépasse pas les 25 mD.

Carte en isosaturation en eau du R2ab :

La Carte en isosaturation en eau (fig.15) du R2ab, montre que la saturation en eau augmente du Sud-Est vers le Nord-Ouest où elle atteint une valeur maximale de 21,7% au niveau du puits OML031.

Carte en isosaturation en eau du R2c :

A partir de la carte du R2c (fig.16) on arrive à voir le sens de l'évolution de la saturation en eau, elle augmente dans le même sens que dans le R2ab c'est-à-dire du Sud-Est au Nord-Ouest mais cette fois-ci la valeur maximale est de 36,6% toujours au niveau du puits OML031

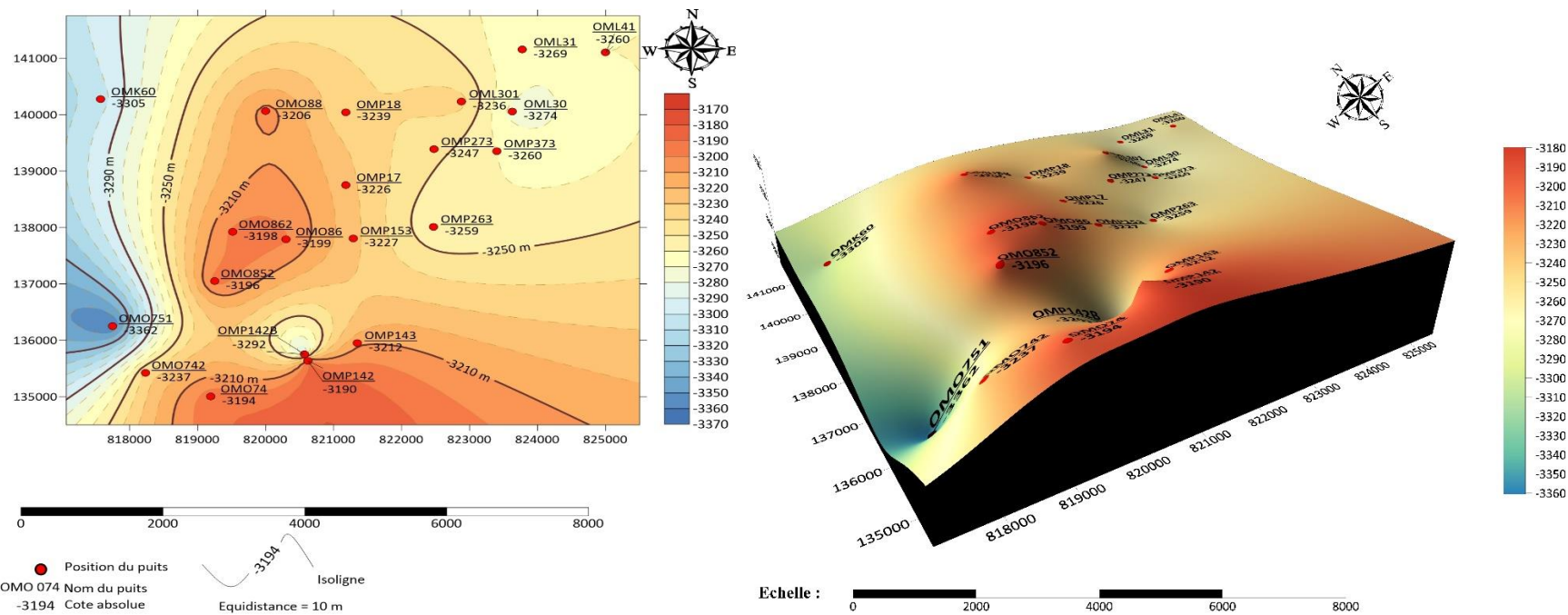
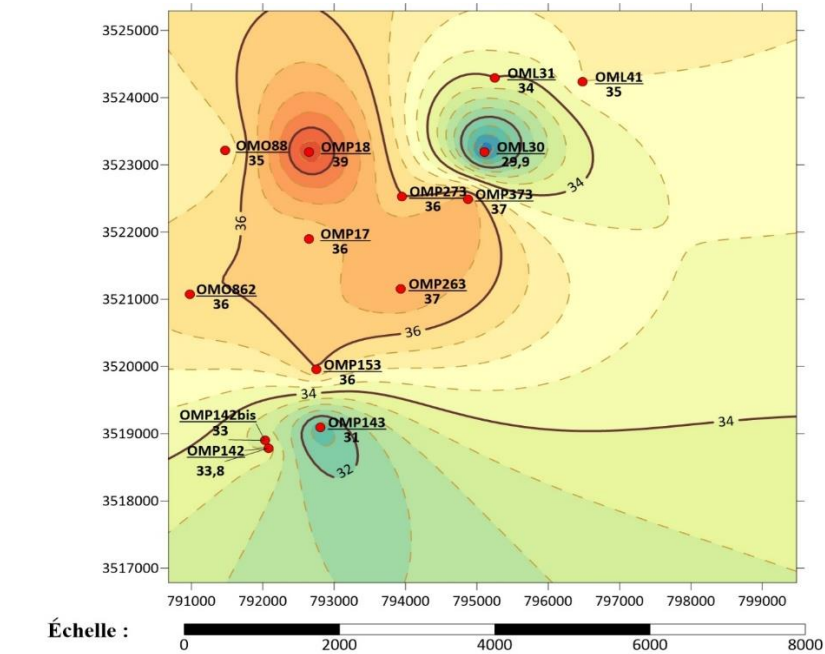


Figure 9 : Carte en isobathe au toit du D1 en 2D et 3D.



- Légende :**
- Position du puits
 - OMP 153 / 36
 - OMP 153 Nom du puits
 - 36 Epaisseur Totale
 - Isoligne
 - Equidistance = 0.5 m

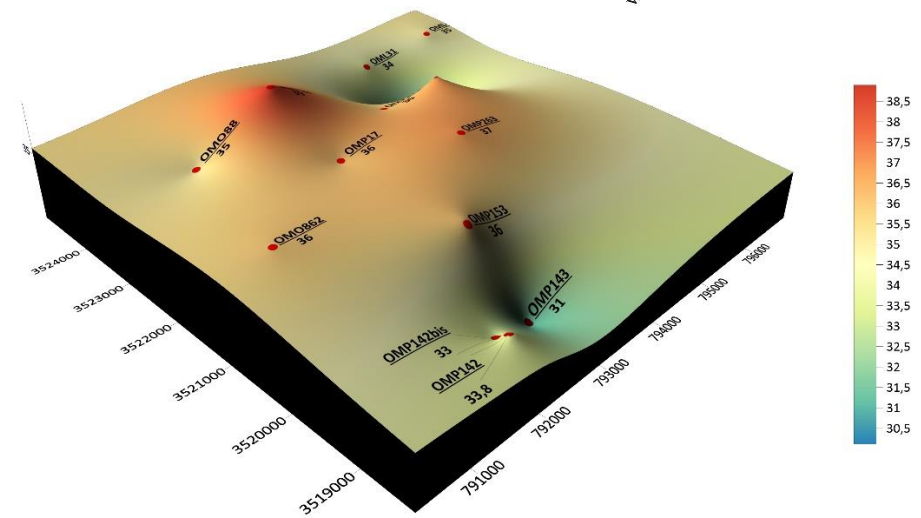
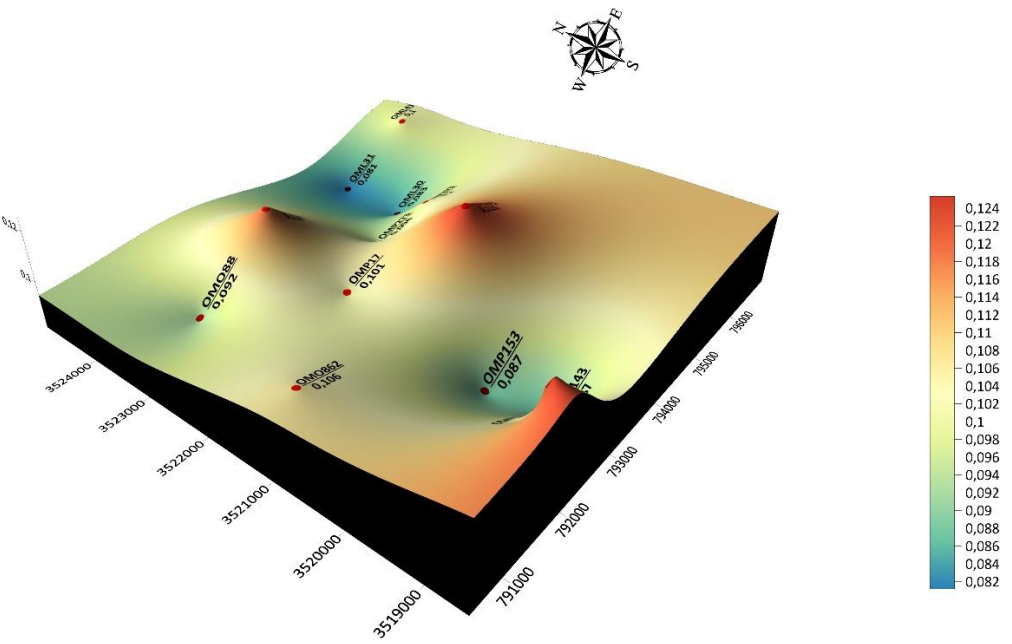
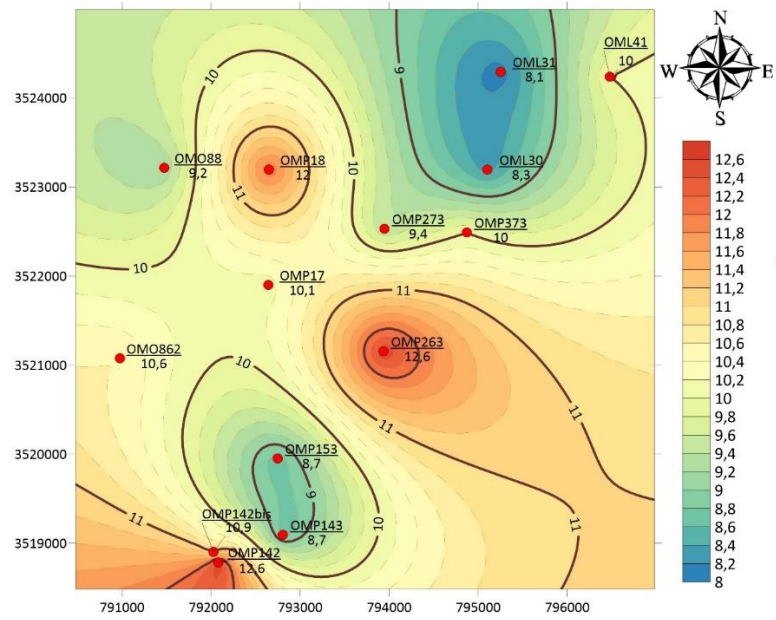


Figure 10: Carte en isopaque du R2ab de la zone 8 du champ de Hassi Messaoud.



Echelle : 0 1000 2000 3000 4000

Echelle : 0 1000 2000 3000 4000

Légende :

- Position du puits
- OMP 153 / 8.7 OMP 153 Nom du puits
- 8.7 Porosité moyenne
- 8.7 Isoligne
- Equidistance = 1%

Figure 11: Carte en isoporosité moyenne du R2ab

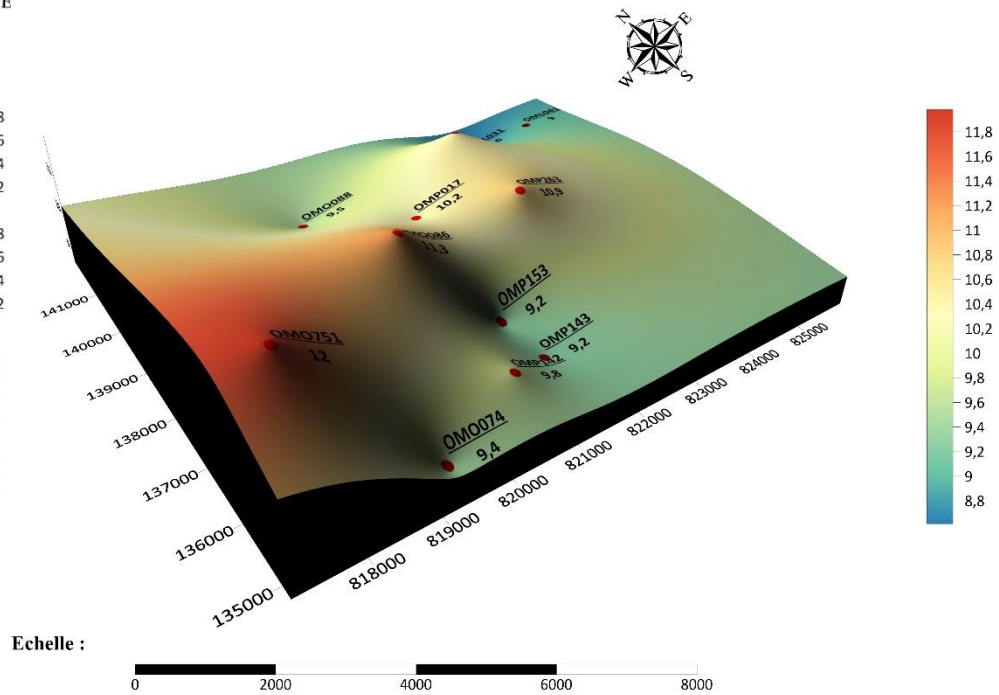
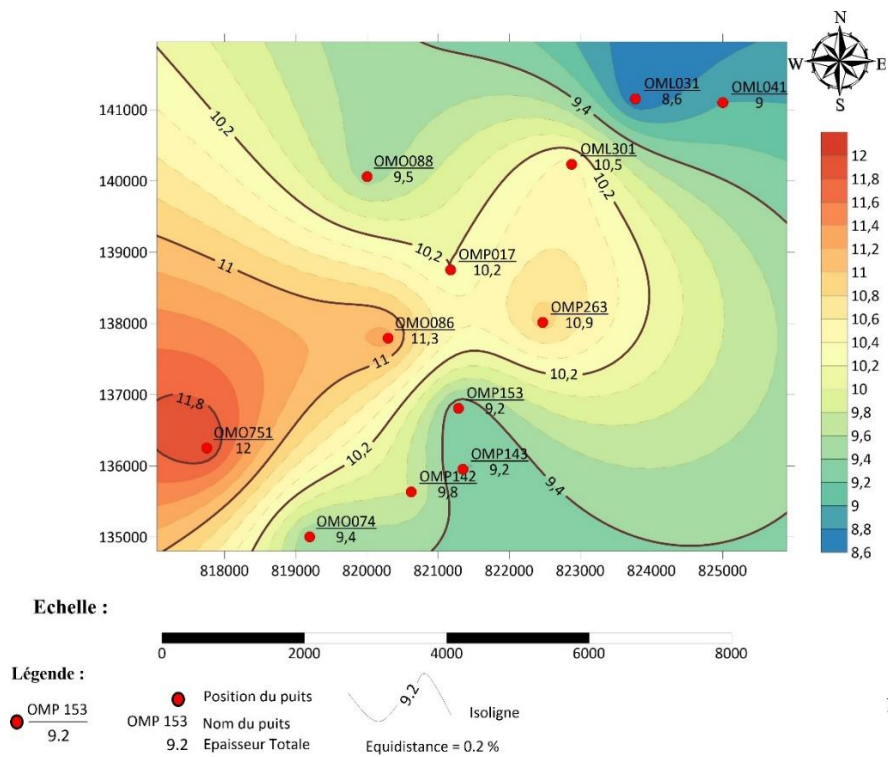
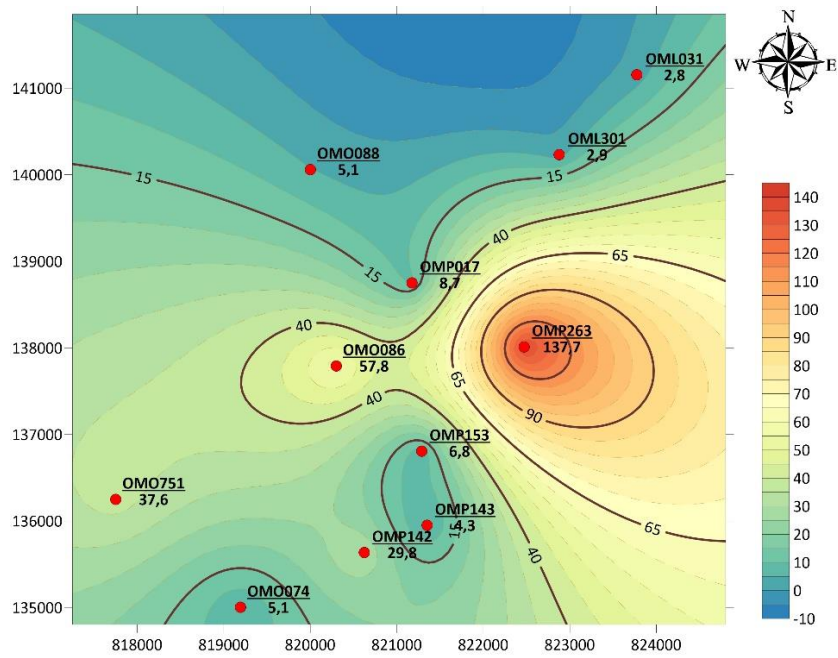


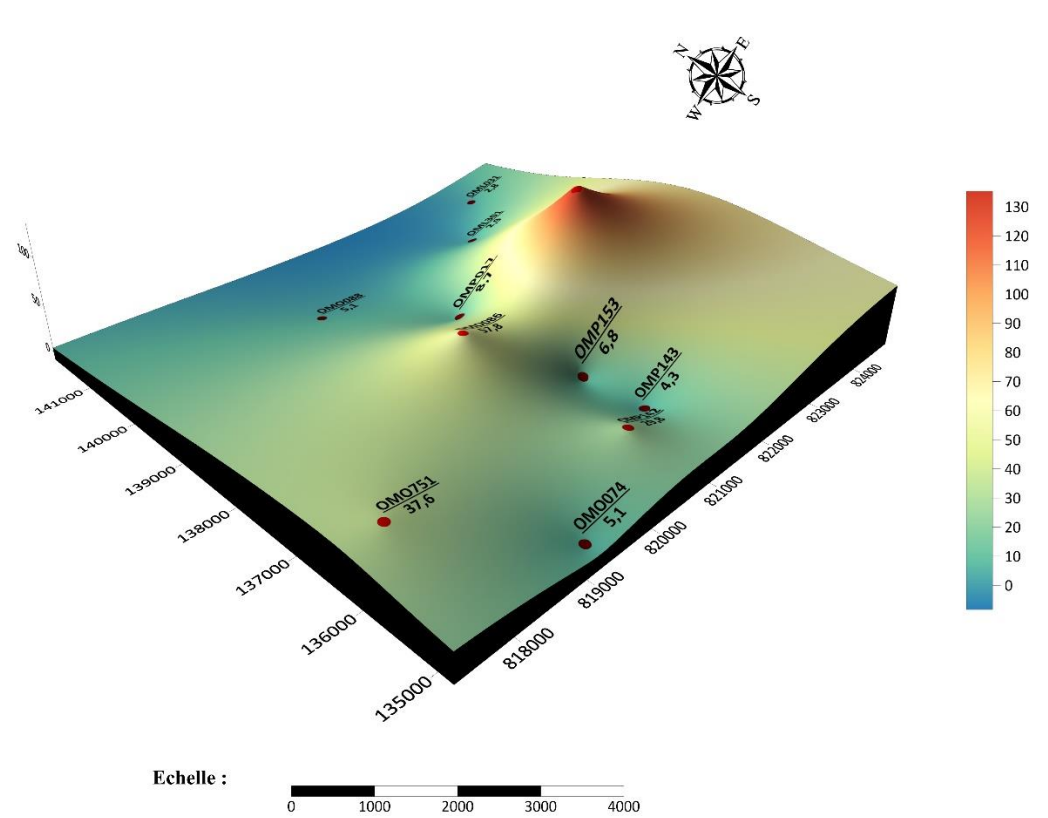
Figure 12: Carte en isoporosité du R2C en 2D et 3D.



Echelle : 0 1000 2000 3000 4000

Légende :

- Position du puits
- OMP 153 Nom du puits
- 6.8 Perméabilité moyenne
- Isoligne Equidistance = 5md



Echelle : 0 1000 2000 3000 4000

Figure 13: Carte en isoperméabilité du R2ab en 2D et 3D.

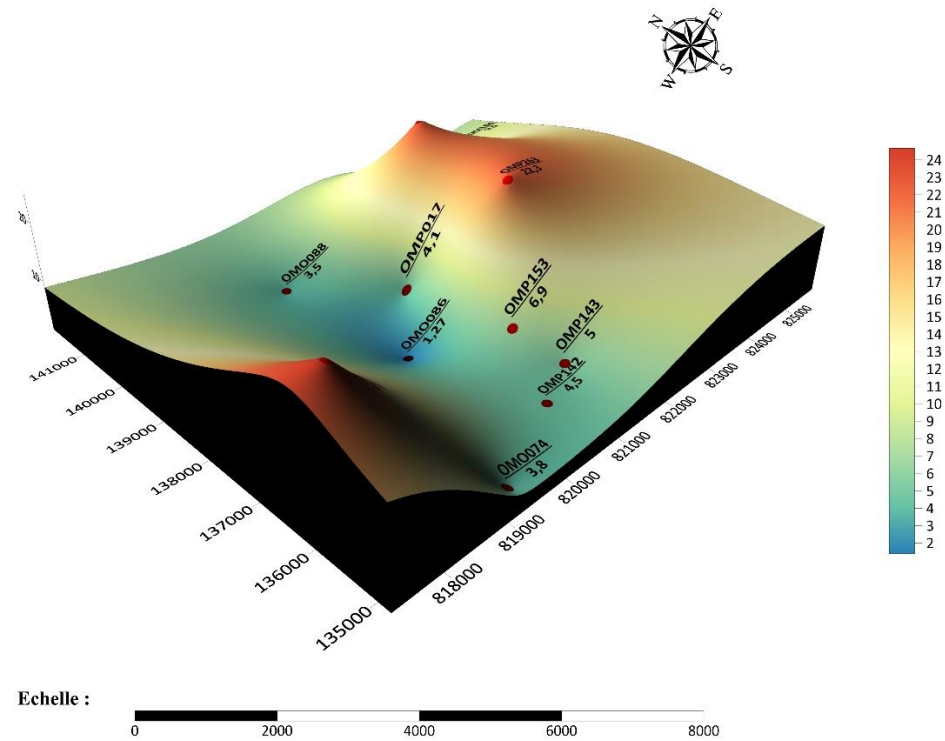
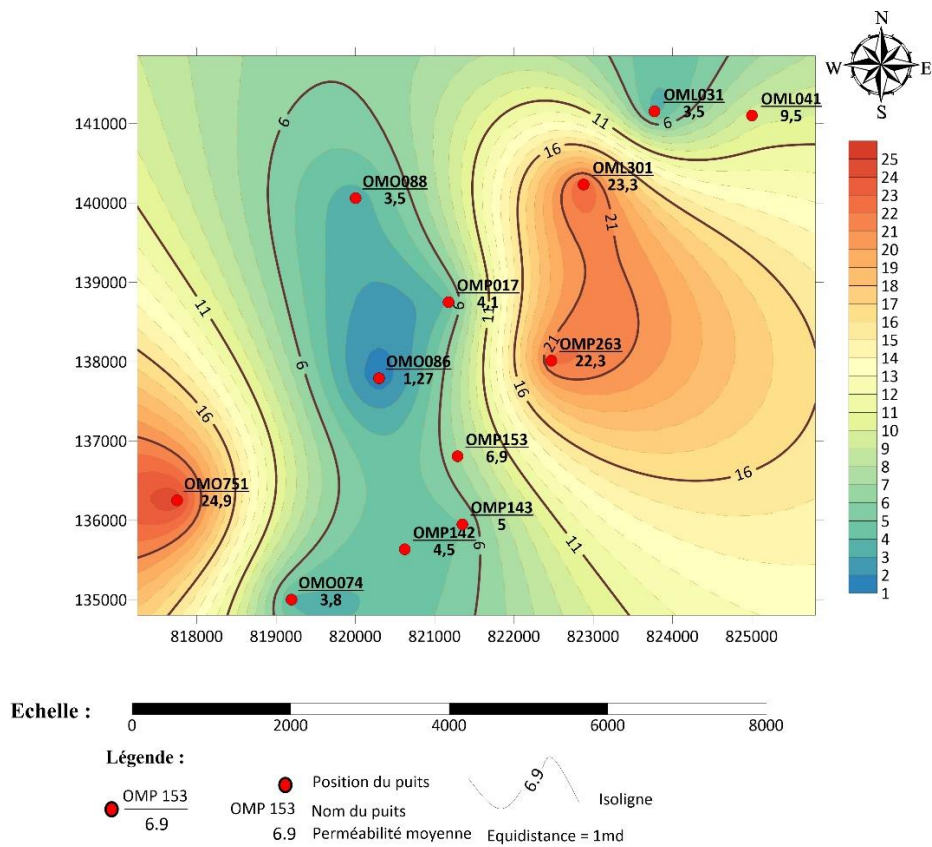
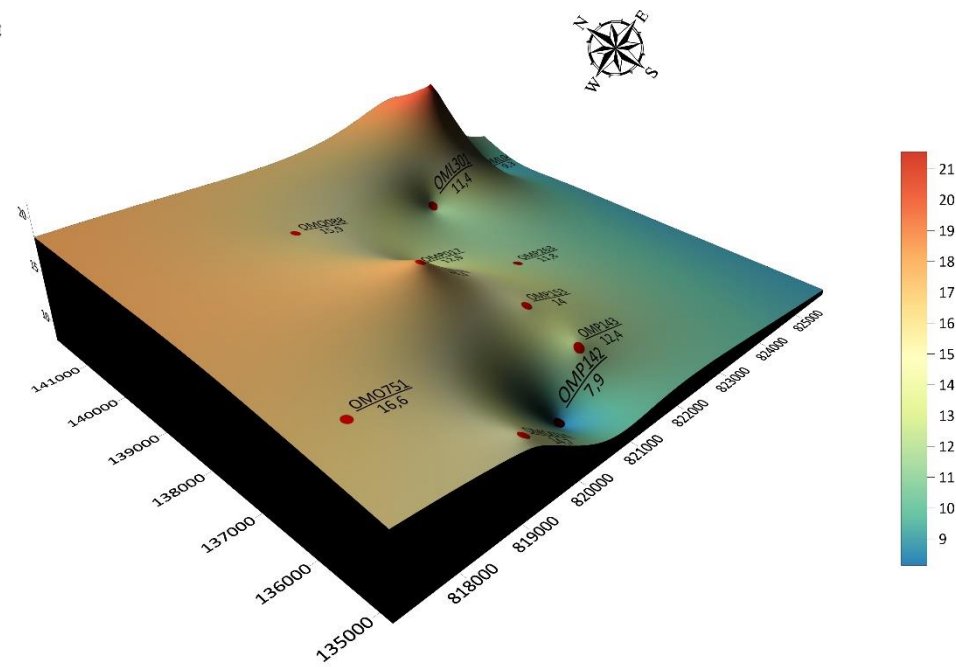
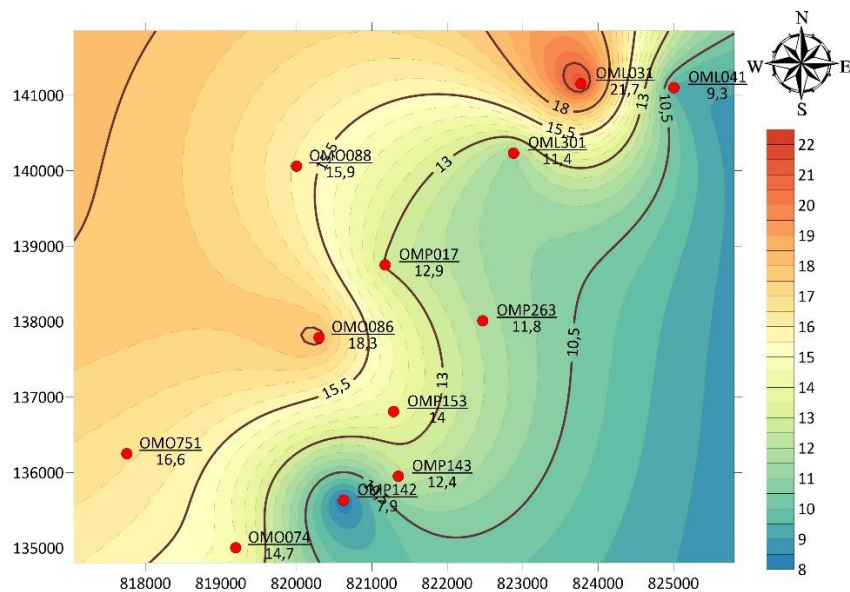


Figure 14: Carte en isoperméabilité du R2c en 2D et 3D.

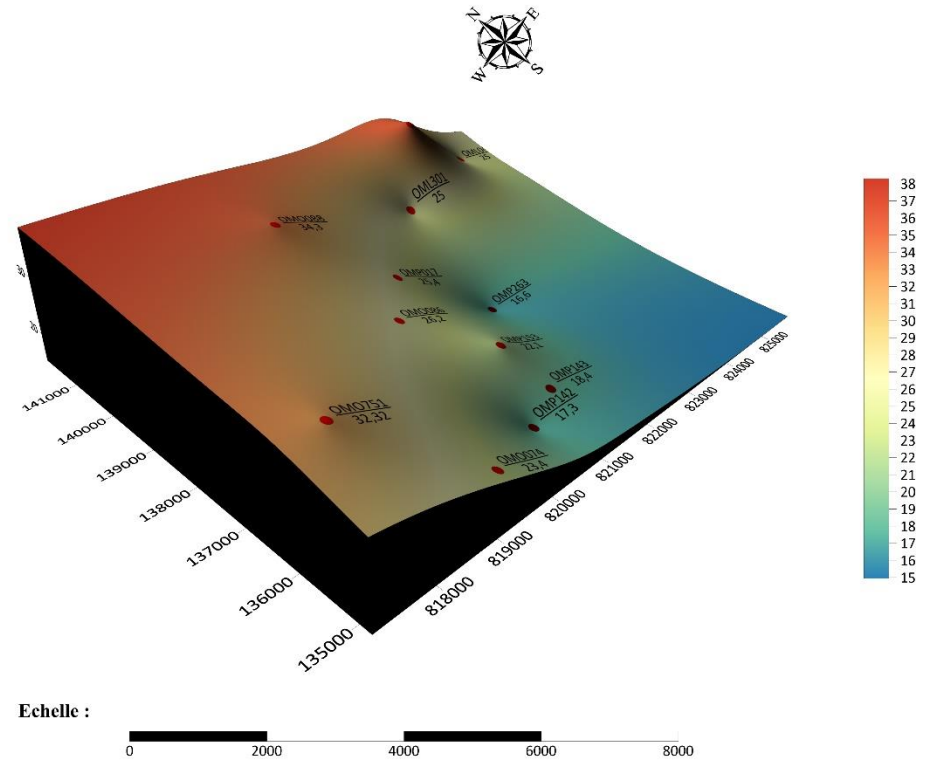
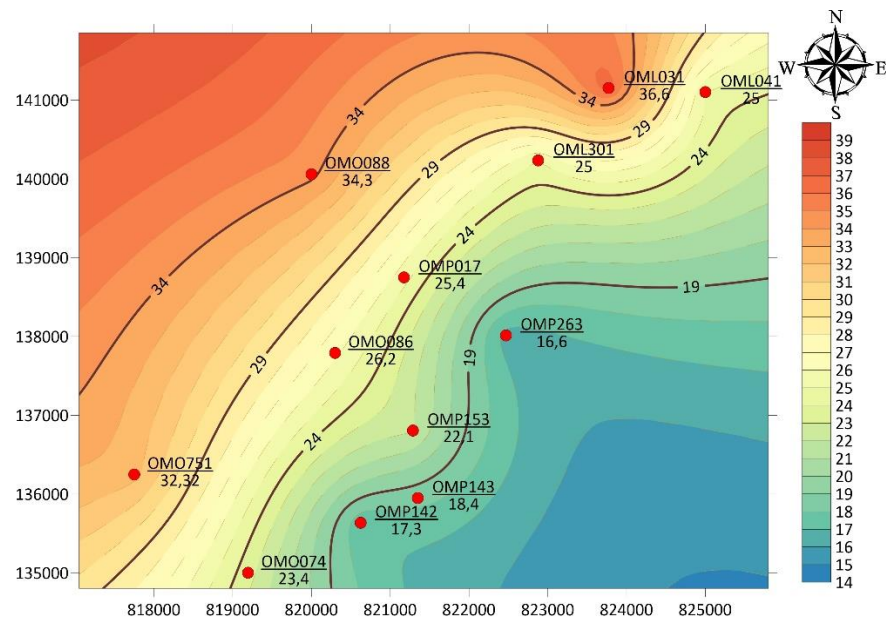


Echelle : 0 2000 4000 6000 8000

Légende :
 Position du puits
 Nom du puits
 Saturation en eau
 Isoligne
 Equidistance = 0.5 %

Echelle : 0 2000 4000 6000 8000

Figure 15: Carte en isosaturation en eau en 2D et 3D.



Echelle :

Légende :

- Position du puits
- OMP 153 / 22.1
- OMP 153 Nom du puits
- 22.1 Saturation en eau
- 22.1
- Isoligne
- Equidistance = 1%

Echelle :

Figure 16: Carte en isosaturation en eau en 2d et 3D.

Chapitre 4 : Etude Géostatistique des paramètres pétrophysiques

1. Introduction :

La géostatistique est en ce moment un domaine très sollicité dans l'industrie pétrolière, vu les besoins en caractérisation des réservoirs qui ne cessent d'augmenter d'année en année ; et ce pour l'évaluation des réserves en hydrocarbures.

Grâce à ce développement les recherche dans ce domaine sont plus poussées et visent une plus large population de techniques plus précises les unes que les autres ; ainsi c'est devenu une partie intégrante du savoir-faire des ingénieurs géologues et de production.

Le but d'une étude statistique est de parvenir à une meilleure représentation de la distribution des paramètres pétrophysiques dans le réservoir en question. Pour cela il est recommandé d'établir des histogrammes, des courbes de distribution de la densité de probabilité et des courbes de corrélation, et cela en fonction des données disponibles de tous les puits de la zone d'étude.

2. Méthodologie :

Pour une étude complète du secteur choisi, il est nécessaire d'établir une étude statistique des paramètres pétrophysiques du réservoir, pour cela on suit les étapes suivantes :

2.1. Traitement de la population de données :

Une population de volume N caractérisant un paramètre pétrophysique X étudié tel que :

$$N = n_1 + n_2 + n_3 + n_4 + n_5 + \dots + n_k$$

Cette population sera divisée en intervalles appelées classe K avec une équidistance α , la fréquence dans ces intervalles est calculée comme suit :

$$F_i = n_i / N$$

$i=1, 2, 3, 4, \dots, k$ tel que \sum de $F_i=1$.

Avec ces fréquences on obtient une courbe en escalier qu'on appellera histogramme de fréquences.

La représentation des fréquences donne un histogramme de fréquences cumulées.

Cette somme est calculée selon la formule suivante :

$$C_k = F_k + F_{k-1} + \dots + F_1$$

Où C_k : valeur cumulée à la classe K.

F_k : fréquence de la classe K.

2.2. Calcul de la moyenne :

La moyenne pour la porosité est calculée arithmétiquement, c'est le rapport de la somme des valeurs sur le nombre d'échantillons.

$$\Phi_{\text{moy}} = \frac{\sum X_i}{N}$$

Avec :

$i=1 \dots n$.

Φ_{moy} : moyenne arithmétique des valeurs observées en %

X_i : valeurs d'échantillons.

N : nombre d'échantillons.

Par contre celle pour la perméabilité, la moyenne est donnée géométriquement suivant cette relation :

$$K_{\text{moy}} = \sqrt[N]{\prod X_i} = (X_1 * X_2 * X_3 * \dots)^{1/N}$$

2.3. Calcul de standard de déviation (écart type) :

L'écart type d'une série statistique X_i est égale à la racine carrée de la variance.

$$\sigma = \sqrt{\frac{\sum (X_i - X_{\text{moy}})^2}{n}}$$

Il s'exprime en même unité que le paramètre étudié, plus la déviation standard est petite plus les observations sont regroupées autour d'une valeur centrale \bar{X} et plus l'intervalle d'échantillonnage est homogène.

2.4. Paramètre d'asymétrie (Skewness SK) :

Il existe 3 types de distributions, conditionnées par les valeurs du Skewness qui est exprimé selon la formule suivante :

$$SK = 1 / n \times \sum ni \times (Xi - \bar{X})^3$$

Les types de distribution sont :

- ✓ Dissymétrie à gauche : $SK > 0$;
- ✓ Symétrie : $SK = 0$;
- ✓ Dissymétrie à droite : $SK < 0$.

3. Analyse des résultats géostatistiques :

Cette étude a pour but de traiter deux paramètres pétrophysiques : la perméabilité K et la porosité Φ , sur la totalité du réservoir du secteur étudié.

Pour cela il a été réalisé des histogrammes de fréquence des paramètres cités ci-dessus.

3.1. Analyse et interprétation des histogrammes :

3.1.1. Le drain R2ab :

L'histogramme et la courbe de distribution de la porosité du drain R2ab montre une distribution unimodale d'asymétrie gauche, le mode le plus répandu appartient à la classe [9-10], des valeurs moyennes qui partagent la distribution en presque deux parties égales, avec une fréquence 0.5 (fig.17).

La porosité ne peut être que primaire ou secondaire.

L'histogramme et la courbe de distribution de la perméabilité du drain R2ab montre une distribution polymodale asymétrique d'asymétrie gauche le mode prédominant appartient à la classe [0-10] avec une fréquence de 0.6 (fig.19).

Traduisant ainsi une prédominance des valeurs de cette dernière classe, à savoir les faibles valeurs, et donc mauvais écoulement de fluide dans les roches réservoirs de ce drain.

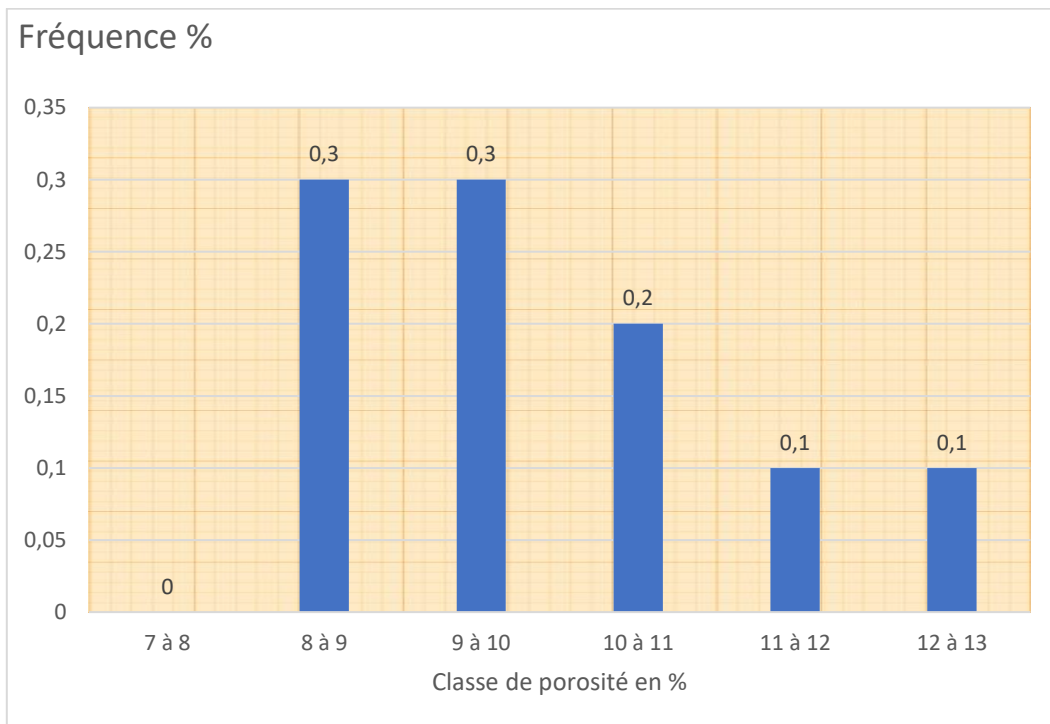


Figure 17:Histogramme de porosité du R2ab

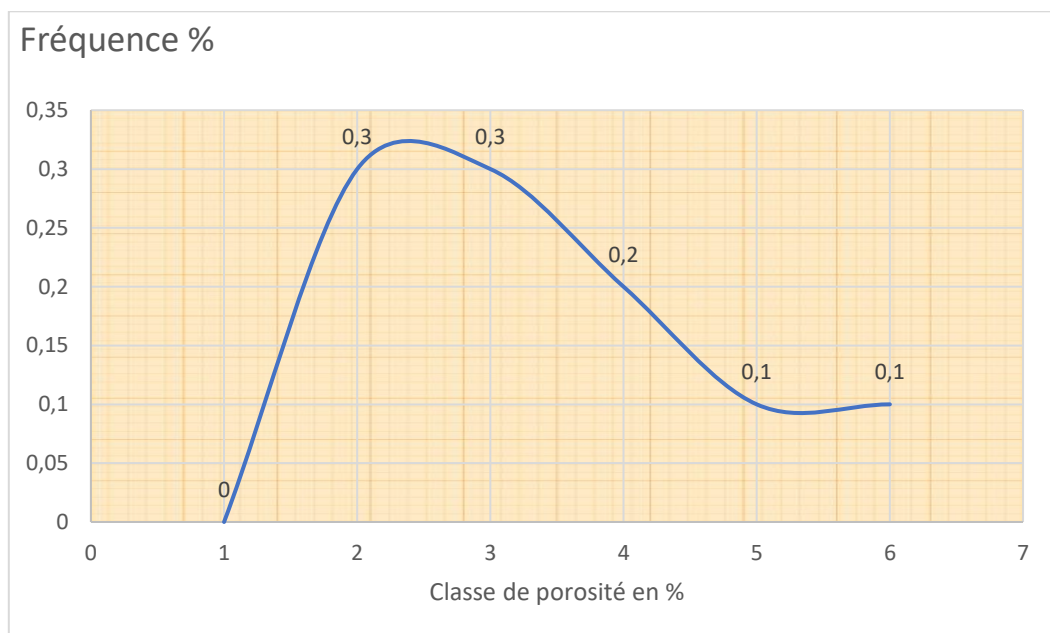


Figure 18:Courbe de distribution de la porosité du R2ab

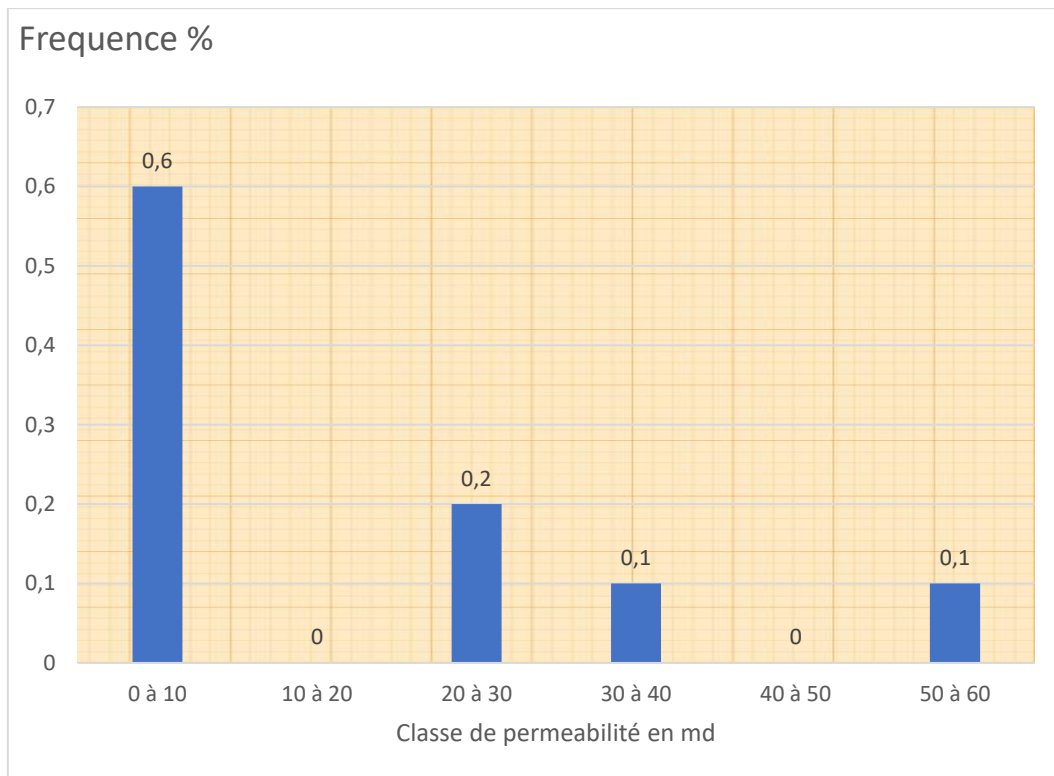


Figure 19: Histogramme de perméabilité du R2ab

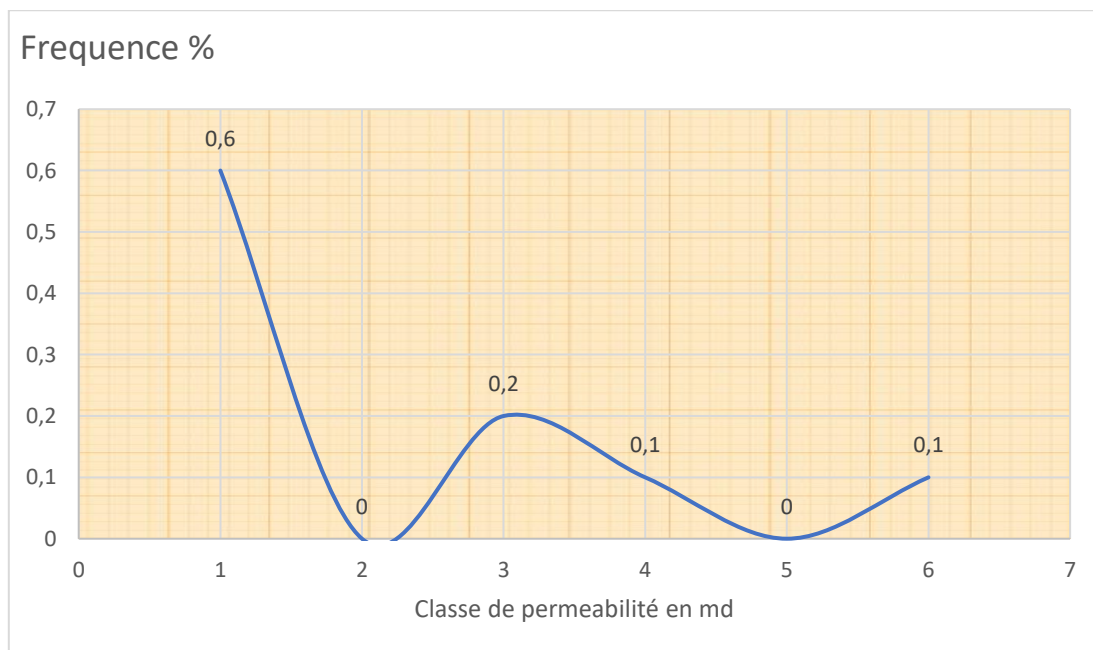


Figure 20: Courbe de distribution de perméabilité du R2ab

3.1.2. Le Drain R2C :

L'histogramme et la courbe de distribution de la porosité du drain R2C montre une distribution unimodale et presque asymétrique, le mode prédominant appartient à la classe [9-10] avec une fréquence de 0.5 (fig.21).

La porosité ne peut être que primaire ou secondaire.

L'histogramme et la courbe de distribution de la perméabilité du drain R2C montre une distribution bimodale le premier mode appartient à la classe [0-5] avec une fréquence de 0.6, le deuxième mode appartient à la classe [20-25] avec une fréquence de 0.2 (fig.23).

Traduisant ainsi une prédominance des valeurs de cette dernière classe, à savoir les faibles valeurs, et donc mauvais écoulement des fluides dans les roches réservoirs de ce drain.

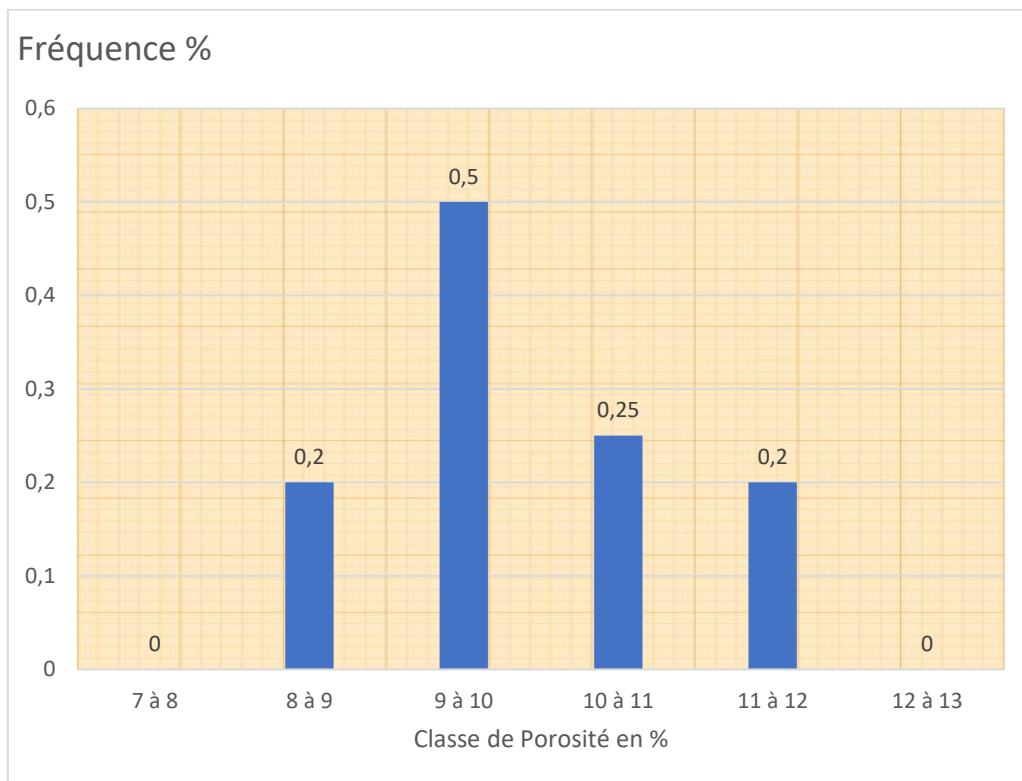


Figure 21: Histogramme de porosité du R2C

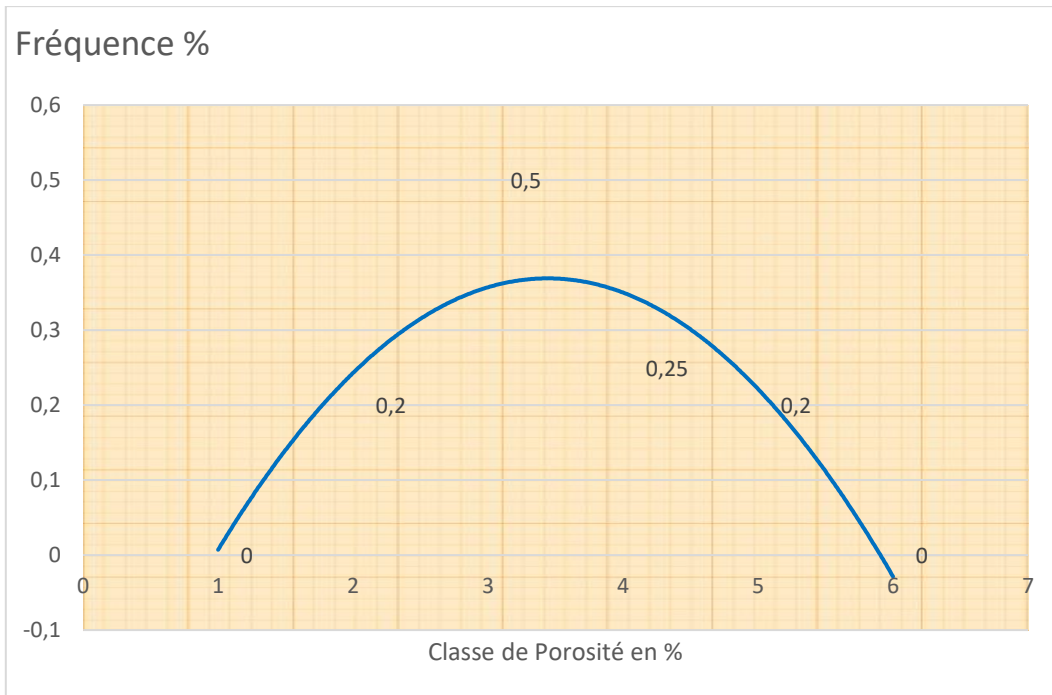


Figure 22: Courbe de distribution de la porosité du R2C

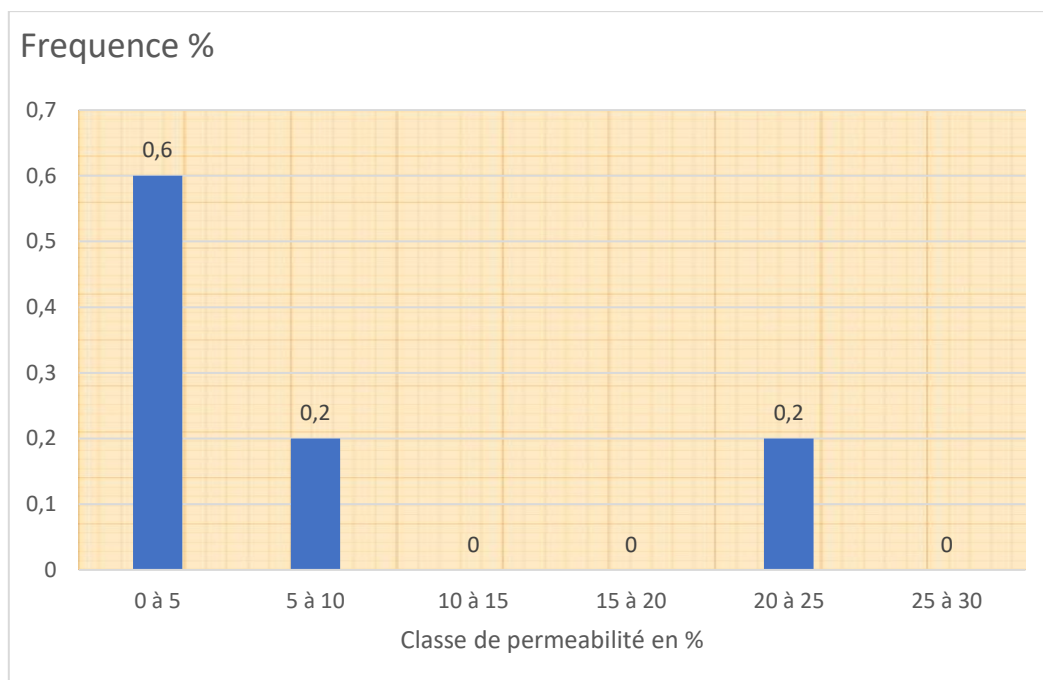


Figure 23: Histogramme de perméabilité du R2C

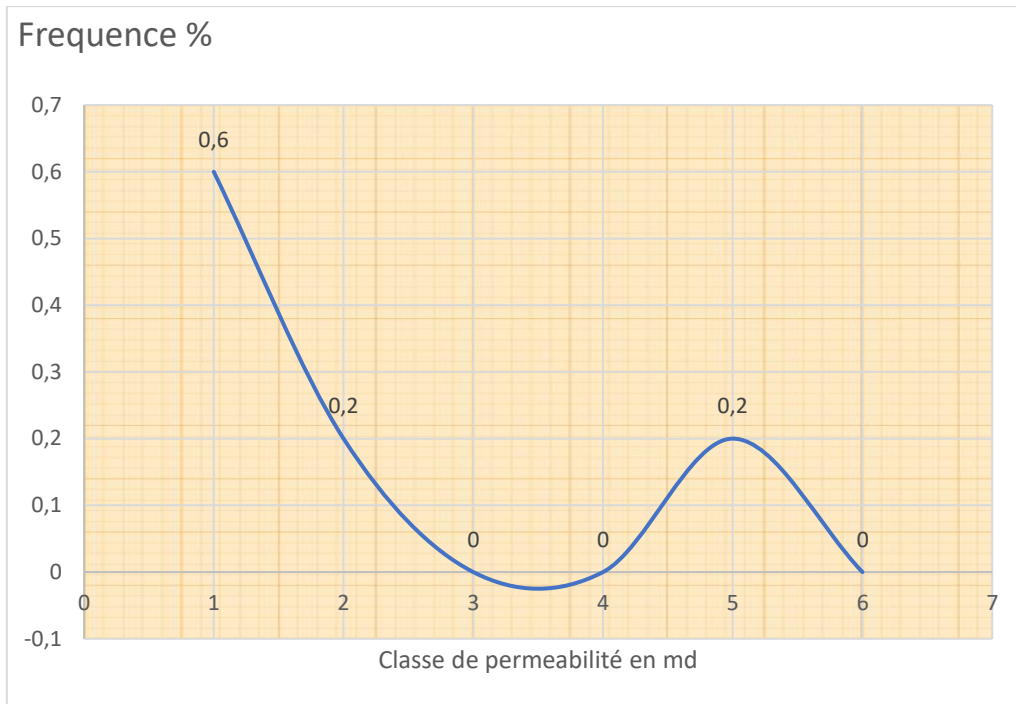


Figure 24: Courbe de distribution de perméabilité du R2C

Interprétation des corrélations de la perméabilité et de la porosité :

Graphes de corrélation de la perméabilité et de la porosité du R2ab :

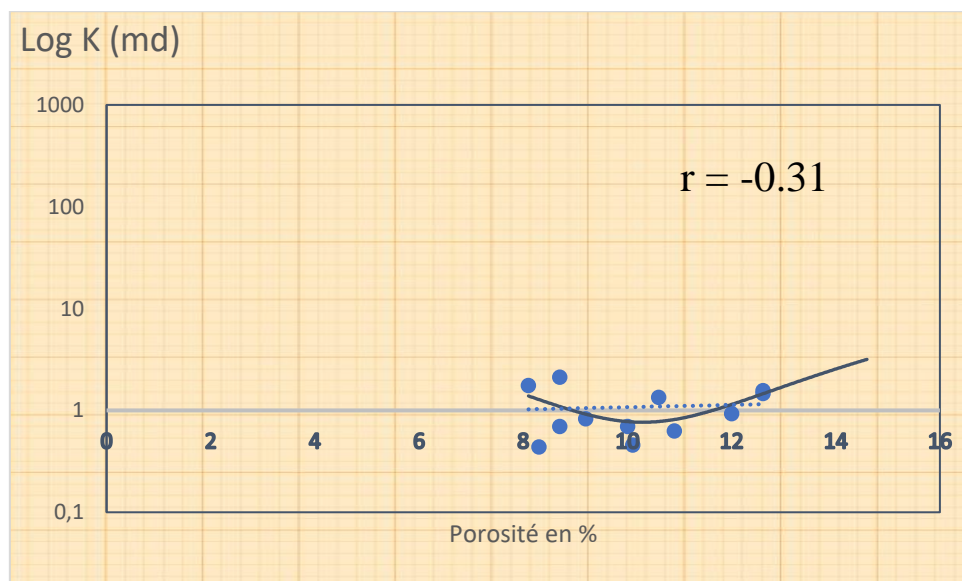


Figure 25: Graphe de corrélation de la Perméabilité et de la Porosité du R2ab

Graphes de corrélation de la perméabilité et de la porosité du R2C :

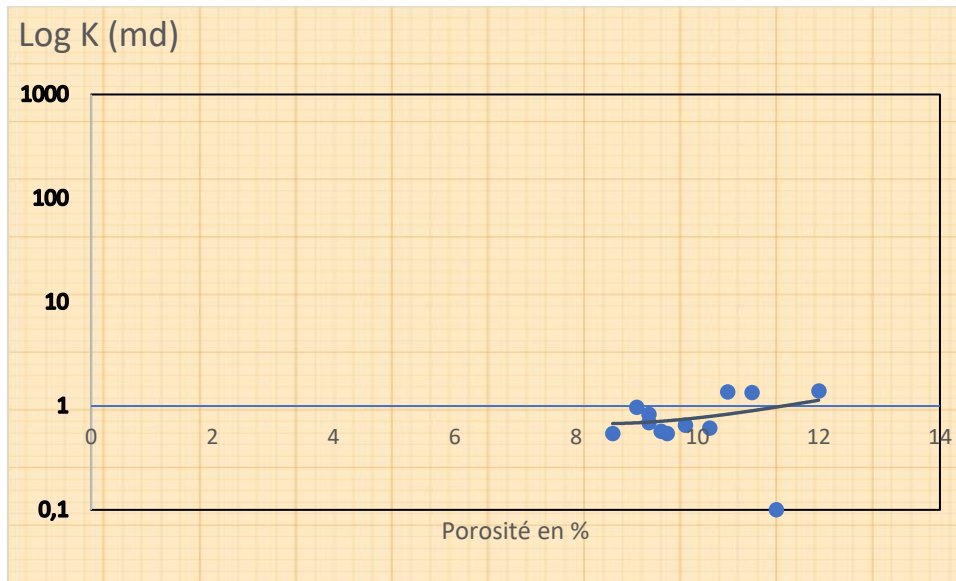


Figure 26: Graphes de corrélation de la perméabilité et de la porosité du R2C

Résultat de l'analyse statistique de la saturation en eau :

Le R2ab :

La saturation varie entre les limites de 7 % et 21.7 % avec une moyenne de 13,84 %.

L'histogramme de fréquence montre une distribution unimodale avec une tendance vers les faibles valeurs ce qui indique une bonne saturation en huile (fig.27).

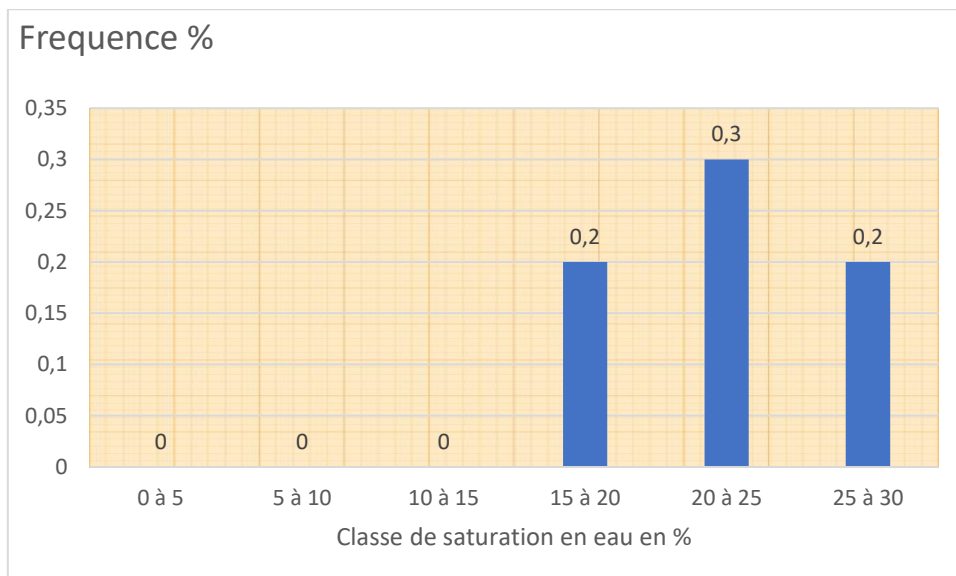


Figure 27: Histogramme de distribution de la saturation en eau du R2ab de la zone 8 du champ de Hassi Messaoud

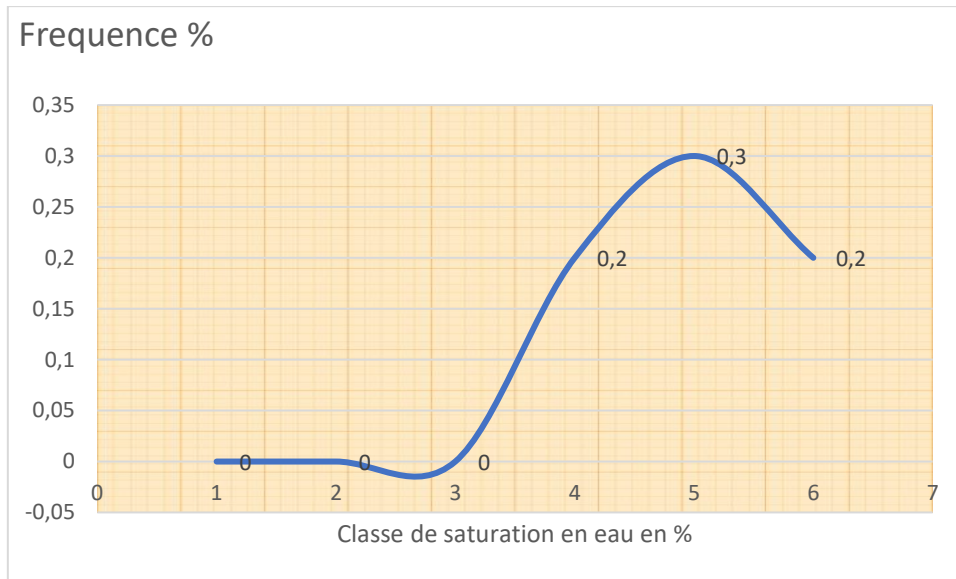


Figure 28: Courbe de distribution de la saturation en eau du R2ab dans la zone 8 du champ de Hassi Messaoud

Le R2C :

La saturation en eau varie entre les limites de 17.3% et 36.6% avec une moyenne de 25,21%.

L'histogramme des fréquences montre une distribution polymodale (fig.29).

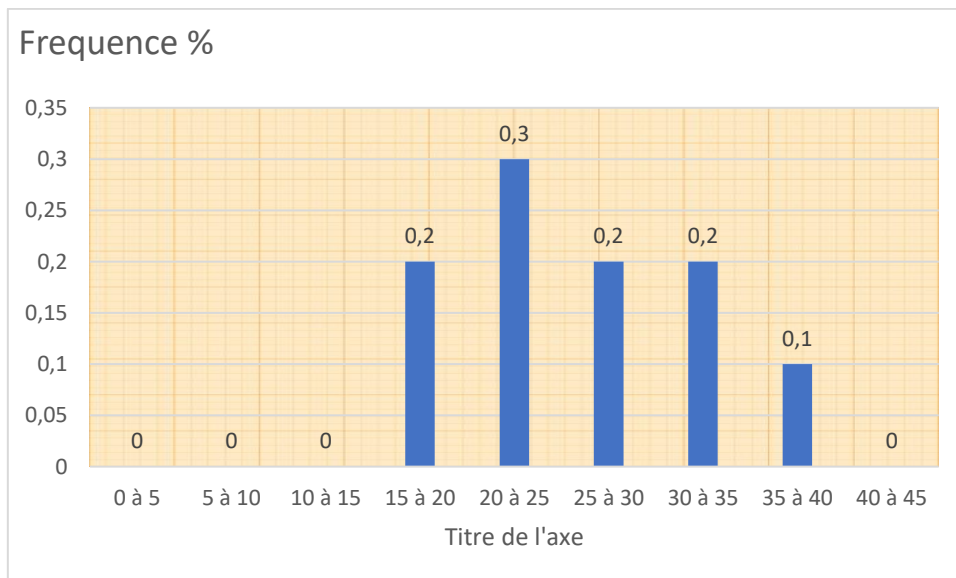


Figure 29: Histogramme de distribution de la saturation en eau du R2C de la zone 8 du champ de Hassi Messaoud

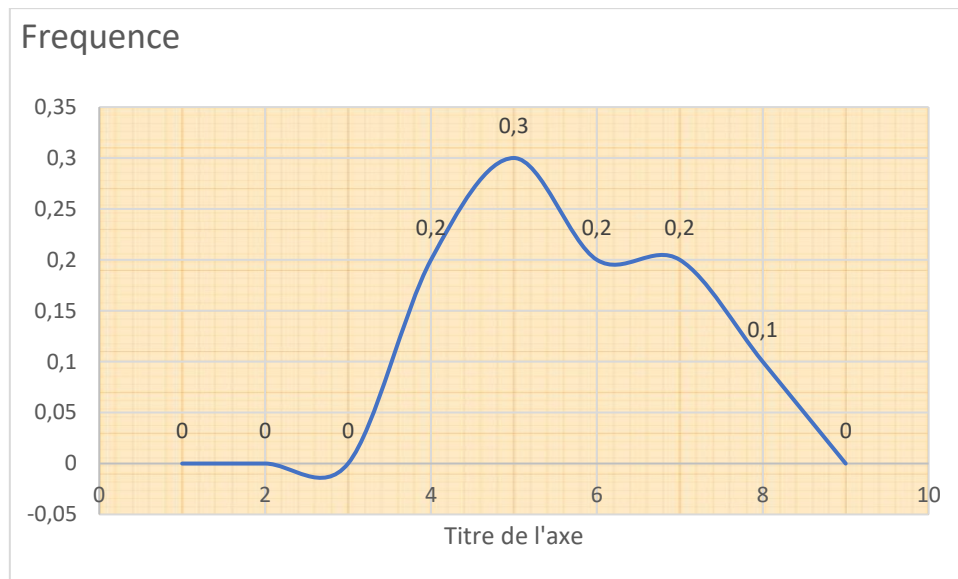


Figure 30: Courbe de distribution de la saturation en eau du R2C dans la zone 8 du champ de Hassi Messaoud

4. Conclusion :

En conclusion, on peut déduire ce qui suit :

Les histogrammes de la porosité des drains R2ab et R2C présentent une distribution unimodale.

Les histogrammes de la perméabilité des drains R2ab et R2C présentent une distribution bimodale à polymodale.

Malgré la bonne porosité, les valeurs de la perméabilité restent relativement faibles.

Si on veut comparer entre les deux drains, le R2ab présente une meilleure perméabilité que le R2C.

Du point de vue de la saturation en eau, le R2C est plus saturé en eau que le R2ab.

On en conclut que le R2ab montre les meilleures caractéristiques pétrophysiques.

Chapitre 5 : Estimation des Réserves :

1. Introduction :

La géostatistique est en ce moment un domaine très sollicité dans l'industrie pétrolière, vu les besoins en caractérisation des réservoirs qui ne cessent d'augmenter d'année en année ; et ce pour l'évaluation des réserves en hydrocarbures.

Grâce à ce développement les recherches dans ce domaine sont plus poussées et visent une plus large population de techniques plus précises les unes que les autres ; ainsi c'est devenu une partie intégrante du savoir-faire des ingénieurs géologues et de production.

2. Classification des réserves :

Les différentes quantités en place sont classées selon différents critères variables dans le temps, en fonction de la connaissance graduelle du gisement obtenu à partir essentiellement des puits forés, ainsi que des études géophysiques et géologiques complémentaires.

Cette classification diffère d'une école à une autre, il existe trois classifications :

Classification Russe.

Classification Américaine.

Classification Française.

2.1. Classification Russe :

Dans cette classification les réserves d'huile et du gaz des composants associés sont classés en différentes catégories à l'avenir, parmi lesquels :

Catégories A, B, C₁, C₂ et C₃ : réserves considérées comme industrielles.

D₁ et D₂ : considérées comme réserves spéculatives ou bien pronostiques.

2.2. Classification Américaine :

Aux USA on subdivise les réserves d'huile et du gaz en :

Réserves en place prouvées : elle représente le volume total d'huile ou de gaz dont la présence dans les roches réservoir est prouvée par le forage.

Réserves géologiques récupérables (en place) : elle représente le volume d'hydrocarbures considéré par des données géologiques, techniques et économiques comme récupérable.

Réserves probables : elle correspond à la superficie pétro-gazifière probable extrapolé par la constitution tectonique et des données géologiques.

2.3 Classification Française :

En France on subdivise les réserves en deux catégories :

Catégorie A : Réserve en couche.

Catégorie B : réserves récupérables.

D'après la classification russe nos réserves sont de classe A.

D'après la classification Américaine nos réserves sont des réserves récupérables.

D'après la classification Française nos réserves sont des réserves en couche récupérables.

3. Estimation des réserves :

Il existe trois méthodes d'estimation des réserves :

La méthode Volumétrique.

La méthode Bilan Matière.

La méthode Statistique.

Le choix de la méthode de calcul dépend de la quantité et de la qualité des données de base, du degré d'exploration et d'exploitation et en fin du régime de production.

Pour un régime water drive active on applique la méthode Volumétrique et les méthodes statistiques.

Pour un régime water non active, régime par gaz cap et régime par gaz dissout on applique les méthodes Volumétriques, statistique et bilan matière.

Pour le régime de drain par gravité il est plus utile d'utiliser la méthode Volumétrique.

3.1.Méthode Volumétrique pour le calcul des réserves :

C'est la méthode principale utilisée pour le calcul de réserve de pétrole des gisements suffisamment étudiés et prospectés en importe quel régime de production.

Le sens de cette méthode s'exprime par la formule suivante :

$$Q_{\text{rec}} = F \times H_u \times Q_u \times S_h \times \theta \times \rho \times \gamma$$

Avec :

Q_{rec} : Réserves récupérables d'huile aux conditions de la surface du sol, en tonne.

F : Superficie du gisement en m^2 .

H_u : épaisseur utile en m.

$F \times H_u$: Volume utile du gisement en m^3 .

Q_u : Coefficient moyen de porosité utile en fraction d'unité.

S_h : Coefficient de saturation de l'huile en fraction d'unité.

θ : Coefficient de recalcul, servant à ramener le volume d'hydrocarbures aux conditions de surface.

ρ : Densité moyenne de l'huile dans les conditions de surface, en t/m^3 .

γ : Coefficient de récupération en %.

Dans le champ de Hassi Messaoud le coefficient de récupération est réestimé à 33% ou 0.33 en fraction d'unité.

4. Calcul des paramètres :

Nous tenons à préciser que pour le calcul des paramètres de la formule volumétrique du drain R2C on a considéré la TD du puit comme étant le Bottom du R2C car comme nous l'avons dit précédemment la majorité des puits atteignant par le mur de ce dernier.

4.1.Détermination de la superficie :

La superficie est déterminée d'après les données de forage et de la position du contact eau-huile.

Dans notre zone d'étude l'interface eau-huile se trouve à 3380 m.

La superficie productive est déterminée à l'aide d'un planimètre sur un plan de calcul.

La zone 8 a une superficie de : 37.10^6 m^2

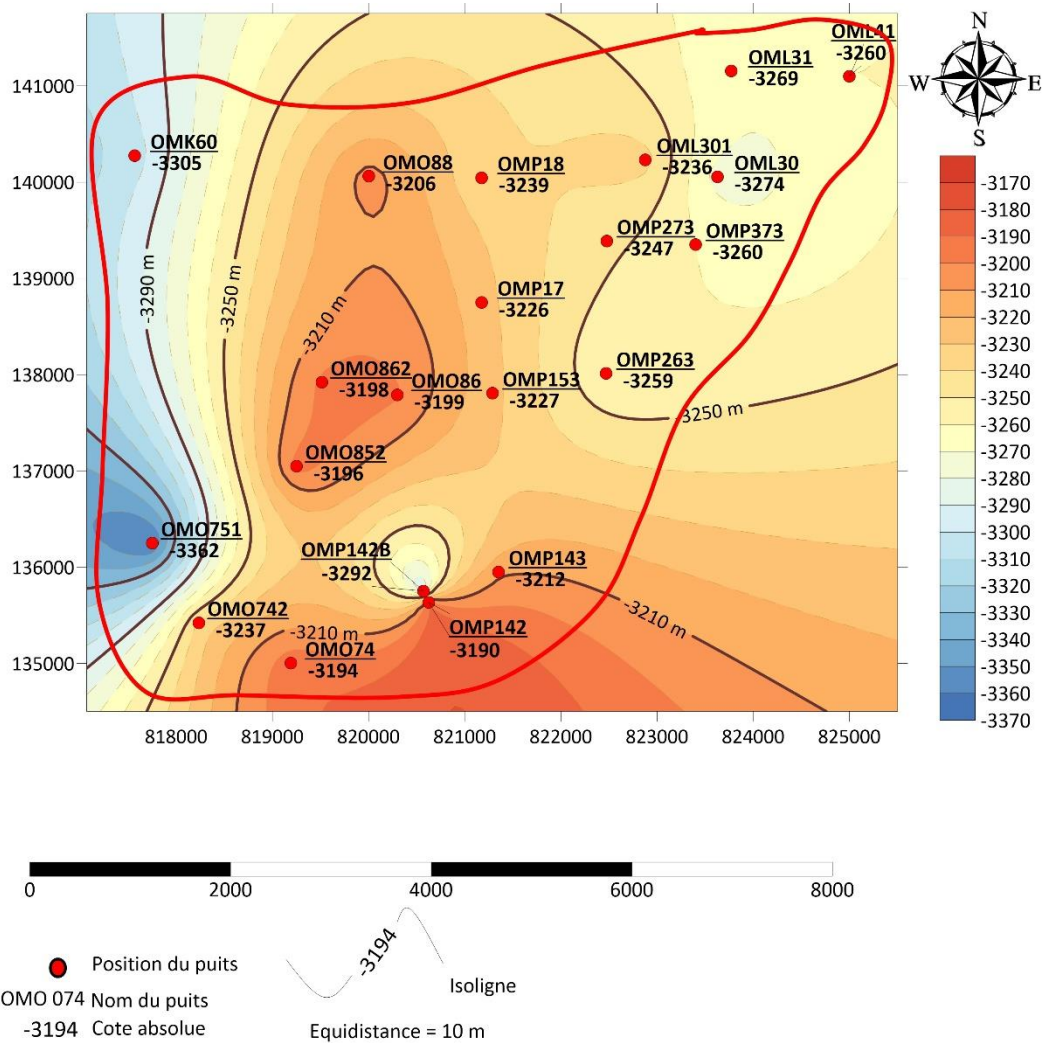


Figure 31: Carte en isobathe au toit du D1 en 2D.

4.2. Détermination de l'épaisseur utile :

Interprétation de la carte en iso-épaisseur utile du R2ab :

La carte en iso-épaisseur utile du R2ab (fig.31) indique que la variation des valeurs de l'épaisseur utile est faible et que le sens d'augmentation de cette dernière est vers le SUD EST.

On a pris la hauteur utile du R2ab comme une moyenne arithmétique qui de l'ordre de 22.16m.

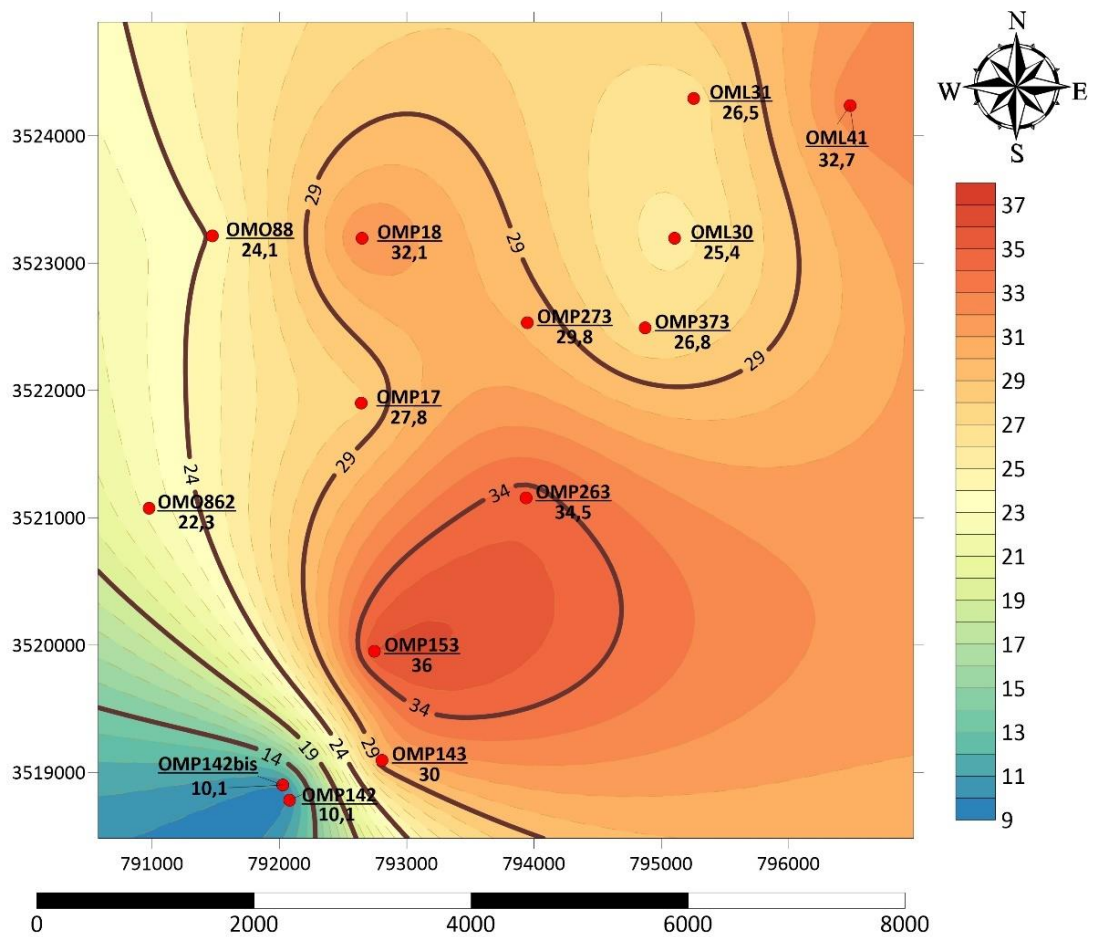


Figure 32: Carte en iso-épaisseur utile du R2ab

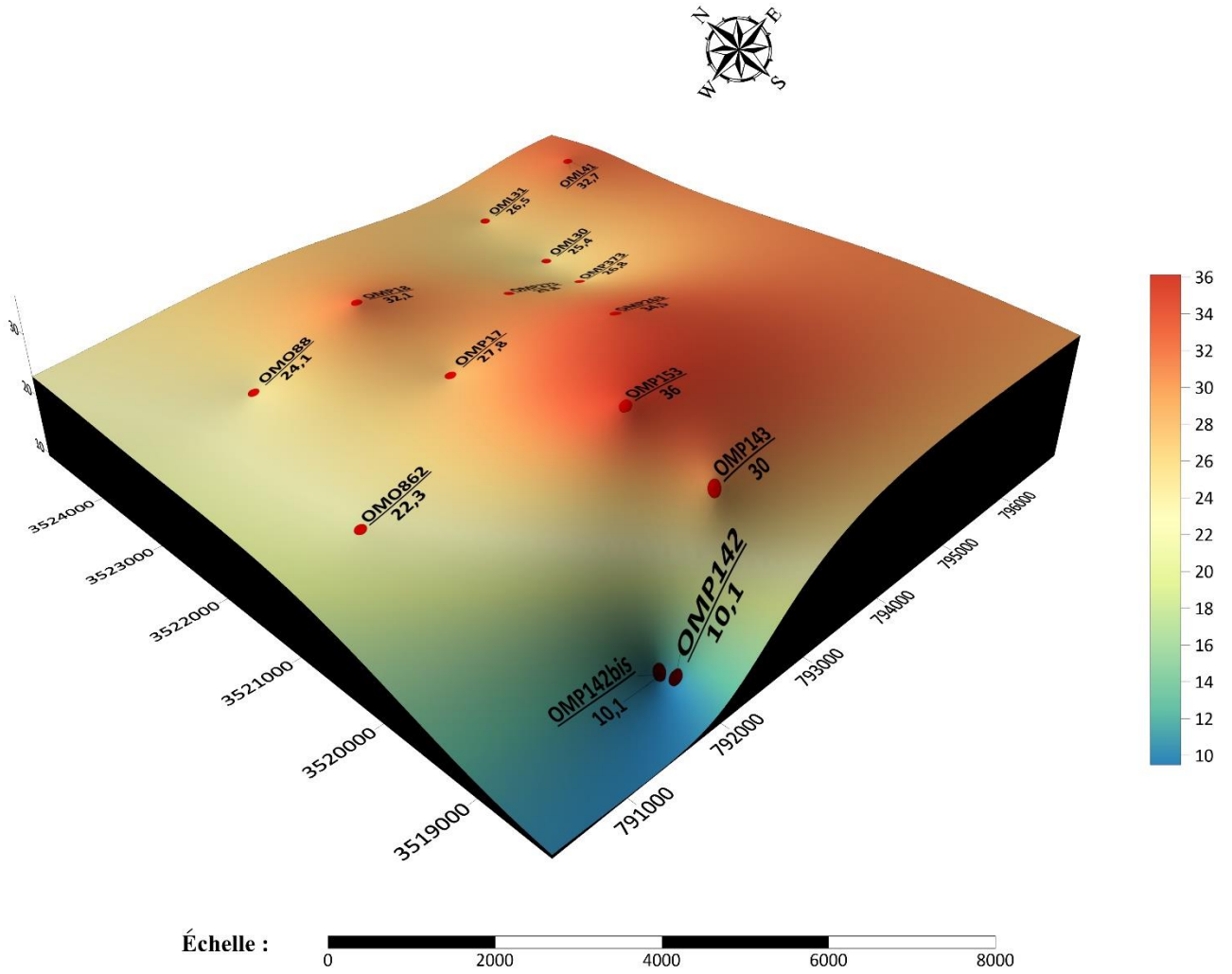


Figure 33: Carte en iso-épaisseur utile du R2ab en 3D de la zone 8 du champ de Hassi-Messaoud

Interprétation de la carte en iso-épaisseur utile du R2c :

La carte en iso-épaisseur utile du R2c (fig.33) montre que les valeurs de l'épaisseur imprégnée en huile changent brusquement d'un puits à un autre et que le sens de l'augmentation est toujours vers le SUD-EST par conséquent on a déterminé une moyenne géométrique qui est de 2.31 m.

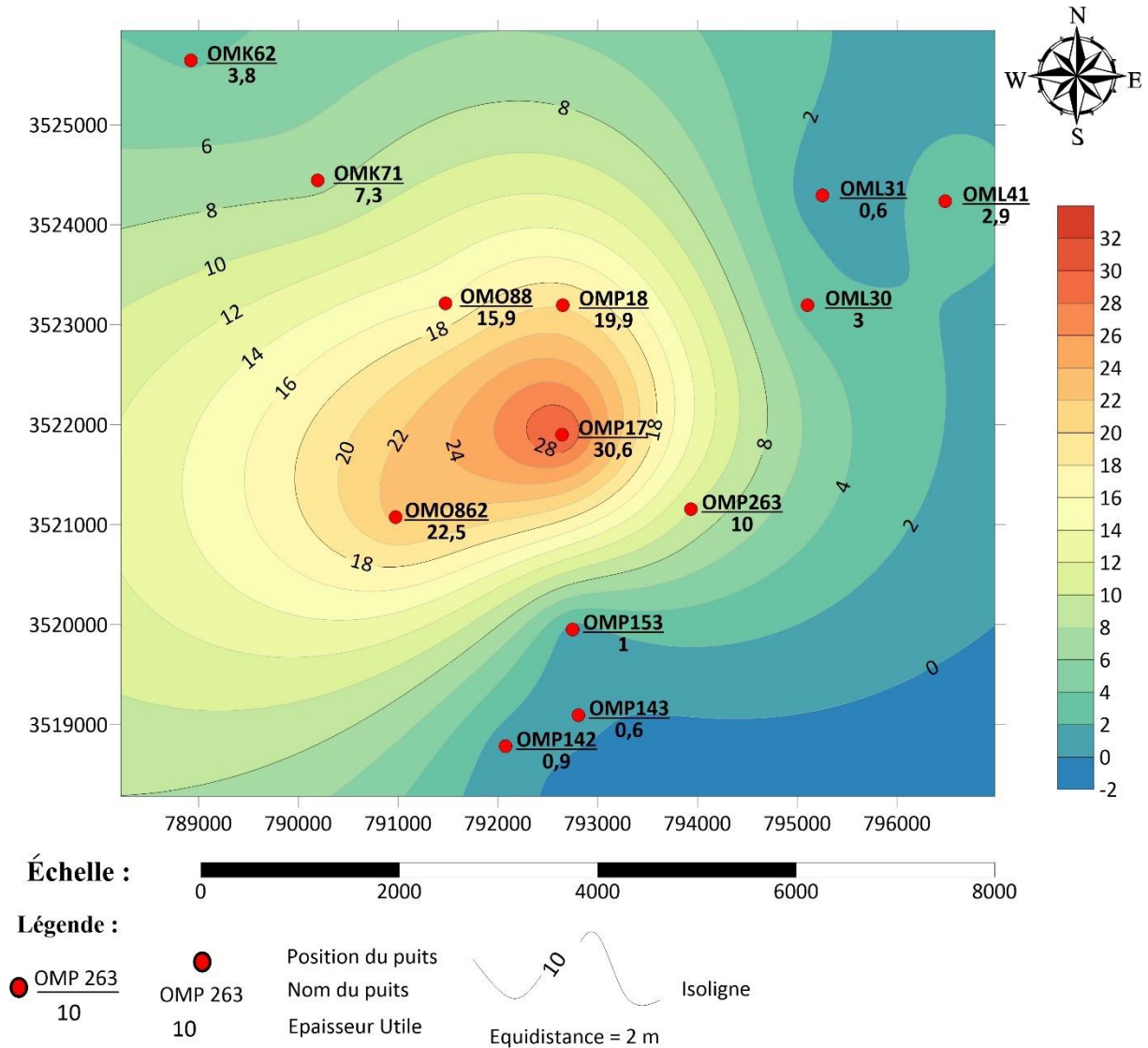


Figure 34: Carte en iso-épaisseur utile du R2c de la zone 8 du champ de Hassi Messaoud

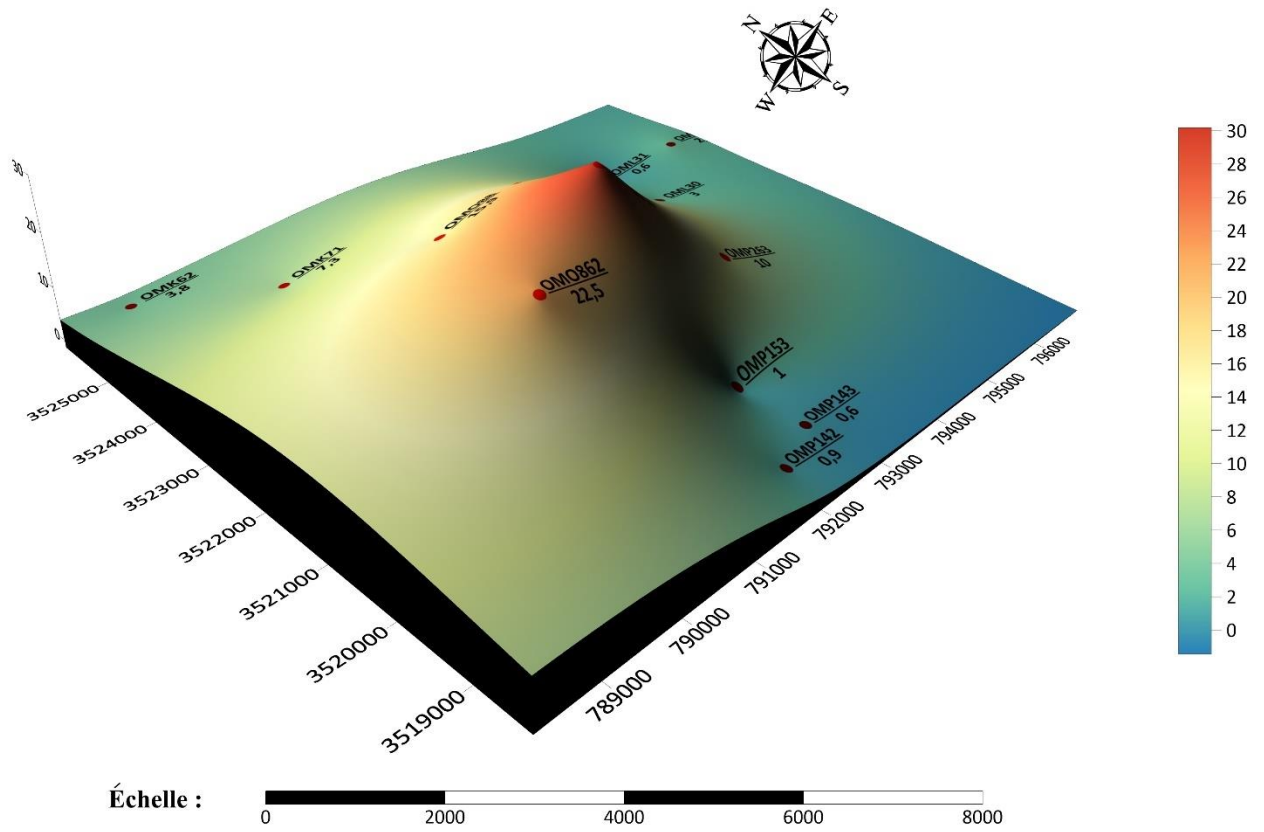


Figure 35: Carte en iso-épaisseur utile du R2c en 3D de la zone 8 du champ de Hassi Messaoud

4.3 Détermination du coefficient de porosité :

Le coefficient de porosité ouverte est déterminé après l'analyse des carottes et des données de diagraphie.

En le prend comme une moyenne arithmétique.

Pour le R2ab il est de 0.1 et pour le R2C il est de 0.09.

Détermination du coefficient de saturation en huile :

Les coefficients moyens de saturation en eau du R2ab et de R2C sont respectivement 0.16 et 0.27.

$$S_h = 1 - S_w$$

Après avoir fait les calculs, on a abouti aux résultats suivants : le coefficient

Saturation en huile du R2ab est de 0,84 et celui du R2c est de 0,73.

Détermination de la densité d'huile :

La densité d'huile est déterminée en conditions standards au laboratoire, à Hassi-Messaoud la densité d'huile est de 0,80.

Détermination du coefficient de recalcul :

Le coefficient de recalcul est déterminé à l'aide de la formule suivante :

$$\theta = \frac{1}{b_0}$$

Où b_0 est le coefficient volumétrique d'huile est égale à 1,73.

Donc $\theta = 0,57$.

Détermination du coefficient de récupération :

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

$\gamma = 60$ à 80 % pour le régime de production water drive actif.

$\gamma = 50$ à 70 % pour le régime de production d'expansion par gaz cap.

$\gamma = 20$ à 40 % pour le régime de production par expansion des gaz dissout.

$\gamma = 20$ % au maximum pour le régime de production de drainage par gravité.

Pour la Zone 8 du champ de Hassi-Messaoud le régime de production

adopté par Sonatrach est le régime par expansion des gaz dissous d'où la valeur moyenne théorique du coefficient de récupération est de 33 %.

5. Calcul des réserves pour chaque drain :

Calcul des réserves du R2ab:

$$h_{u \text{ moy}} \text{ R2ab} = 22,16\text{m.}$$

$$\Phi_{\text{ moy}} \text{ R2ab} = 0,10.$$

Q en place $31,90 \cdot 10^6$ tonnes d'huile.

$$Q_{\text{rec}} \text{ R2ab} = 9,57 \cdot 10^6 \text{ tonnes d'huile.}$$

Calcul des réserves du R2c:

$$h_{u \text{ moy}} \text{ R2c} = 2,31\text{mn.}$$

$$\Phi_{\text{ moy}} \text{ R2c} = 0,09.$$

Q en place = $2,85 \cdot 10^6$ tonnes d'huile.

Tableau des résultats d'estimation des réserves :

Drains	Réserves en place	Réserves récupérables
R2ab	$31,90 \cdot 10^6$ tonnes	$10,53 \cdot 10^6$ tonnes
R2c	$2,8 \cdot 10^6$ tonnes	Non exploité

6. Conclusion :

Nos évaluations des réserves du R2 ont été établies à partir de données de 12 puits, nous avons obtenu les valeurs suivantes :

31,90.10⁶ tonnes d'huile comme réserves en place pour le R2ab et 2,8.10⁶ tonnes d'huile pour le R2c.

Les réserves récupérables du R2ab sont estimées à 10,53.10⁶ tonnes d'huile, pour le R2c les moyens dont dispose SONATRACH ne lui permettent pas à ce jour de l'exploiter c'est pour cela que nous n'avons pas déterminé ses réserves récupérables.

En réalité, le travail effectué est une ré estimation des réserves du R2 au niveau de la zone 8.

Ceci dit, il nous est impossible de comparer nos résultats avec ceux de SONATRACH puisqu'elles n'ont pas été révélées.

D'après SONATRACH, la production ne se fait pas uniquement à partir du R2ab, mais elle se fait du Ra et du R2ab de plus les drains sous-jacents R2c et R3 participent à la production donc une simple comparaison des chiffres serait erronée.

Conclusion générale et recommandations :

Nous avons toujours considéré que Le réservoir qui a les meilleures Propriétés pétrophysiques dans le champ de Hassi-Messaoud est le Ra, il a été exploité prioritairement Jusqu'à présent.

Exceptionnellement dans la zone 8, le réservoir R2 présente des caractéristiques pétrophysiques au même titre que le Ra et il a été mis en exploitation récemment, les drains R2ab et R2c jouent un rôle important du fait de leur épaisseur utile et leur porosité, ils peuvent aussi localement présenter des perméabilités non négligeables.

Cependant le R2ab a de bonnes propriétés pétrophysiques comparées à celle du R2C et il est considéré comme un drain producteur à part entière, mais ses propriétés dans la majorité du champ restent médiocres. Le R2c a de très faibles perméabilités et il ne peut pas être exploité directement, mais il contribue faiblement à la production par des influx vers les intervalles supérieurs.

Suite à ces conclusions on recommande :

Une étude de simulation pour pouvoir proposer la méthode la plus adéquate de stimulation afin de rentabiliser les taux de récupération.

Il est préférable de proposer la direction Nord-Ouest et Sud-Est pour un futur puits en short radius.

Implanter des puits horizontaux destinés spécialement à la production à partir du R2ab.

Une modélisation du R2ab afin de mieux le caractériser et évaluer ses capacités sans interférences avec les autres drains situés en dessous et dessus.

BIBLIOGRAPHIE :

BEICIP FRANLAB (1995) – Champ de Hassi Messaoud, Révision du model géologique et structural.

BEICIP FRANLAB (2002) – Caractérisation pétrophysique de la matrice du réservoir R2ab de Hassi-Messaoud.

BEICIP FRANLAB (2006) – Etude de la zone 8 Hassi Messaoud – Rapport final.

BERTRAND, R Caby (1978) - Évolution géodynamique de la ceinture orogénique panafricaine.

CHAOUCHI R (2020) – Cours de géostatistique, Université de Boumerdes.

SCHLUMBERGER et SONATRACH (2007) – Well Evaluation Conférence (WEC).

PERRODON A (1985) – Géodynamique pétrolière. Deuxième édition. Edition ELF Aquitaine. Paris pau Boussane.

MASSA, Nicol (1971) : Données stratigraphie sur le silurien de l'ouest de la Libye coll. ordovicien-silurien, 1971 mem. B.R.G.M, N°73.p 313_321.

SONATRACH (2002) : “subdivision des zones dans champ Hassi Mesaoud”, Rapport interne, Division Production, 25p.

SONATRACH (2005) : La stratigraphie du champ Hassi Messaoud. Rapport interne, Division Exploration. 35p.

WEC (2007): Well Evaluation Conference «WEC», SLB document, 539 p.

ANNEXE

Nom du puit	FOND	X	Y	Z-TB	Z-PSG	R2AB	R250 (R2c)	SW 65%
OML30	3423	823628,56	140054,84	149	3340	3345	3381	3416,87
OML301	3404	822876,72	140232,65	168	SUP	3334		3432,08
OML31	3415	823772,8	141153,5	146	3341	3346	3380	3415,8
OMO74	3342	819193,3	135002,1	148	3277	3282	3318	3409,57
OMO742	3399	818233,59	135420,81	162	3303	3307	3344	3428,74
OMO751	3523	817750,13	136249,83	161	3328	3333	3368	3431
OMO852	3358	819249,74	137048,77	162	3303	3309	3347	3422,68
OMO86	3367	820298,7	137790,9	168	3332	3337	3369,1	3425,59
OMO862	3374	819513,27	137920,82	176	3311	3317	3353	3433,93
OMO88	3355	820001,82	140060,88	149	3300	3305	3340	3390,92
OMP142	3333	820623,72	135634,03	143	3274	3280	3315	3407,5
OMP142B	3440	820572,15	135752,08	148	3274	3279	3314	3411,52
OMP143	3356	821349,92	135949,87	144	SUP	3286	3317	3411,03
OMP153	3401	821287,2	137806,4	174	3318	3323	3359	3437,41
OMP17	3397	821176	138751	171	3337	3343	3379	3427,85
OMP18	3410	821176,77	140045,02	171	3332	3337	3376	3423,56
OMP263	3432	822470,4	138012,1	173	3347	3352	3389	3437,85
OMP273	3412	822475,3	139387,9	165	3321	3326	3362	3427,02
OMP373	3413	823400,36	139350,32	153	3344	3349	3386	3419,78
OMK60	3483	817568,9	140274,76	178	3323	3331	3336	3366,01
OML41	3407	825000,99	141101,8	147	3343	3349	3386	3421,64

Tableau 5:Tableau des données des puits.

Nom du puit	X	Y	H total	H utile	Porosité utile	Sw utile
OML30	795103,54	3523194,1	29,9	25,4	8,3	0,187
OML31	795252,33	3524292,95	34	26,5	8,1	0,217
OML41	796481,18	3524236,25	35	32,7	10	0,154
OMO88	791474,31	3523214,81	35	24,1	9,2	0,159
OMO862	790976,78	3521075,28	36	22,3	10,6	0,149
OMP17	792644	3521899,29	36	27,8	10,1	0,129
OMP18	792650	3523194,19	39	32,1	12	0,08
OMP142	792078,69	3518782,46	33,8	10,1	12,6	0,079
OMP142bis	792027,57	3518900,8	33	10,1	10,9	0,162
OMP143	792806,66	3519095,55	31	30	8,7	0,124
OMP153	792747,38	3519952,92	36	36	8,7	0,14
OMP263	793936,29	3521154,63	37	34,5	12,6	0,08
OMP273	793946,77	3522531,36	36	29,8	9,4	0,088
OMP373	794872,32	3522490,01	37	26,8	10	0,157

Tableau 6: Tableau des données des puits pour le calcul des réserves d'huile (R2ab).

Nom du puit	X	Y	Porosité utile	H utile	H totale	Sw utile
OML30	795103,54	3523194,1	8,6	3	48	0,323
OML31	795252,33	3524292,95	8,6	0,6	42	0,366
OML41	796481,18	3524236,25	10,8	2,9	21	0,241
OMO88	791474,31	3523214,81	12,2	15,9	17	0,149
OMO862	790976,78	3521075,28	9,2	22,5	23	0,221
OMP17	792644	3521899,29	10,9	30,6	18	0,166
OMP18	792650	3523194,19	9	19,9	37	0,25
OMP142	792078,69	3518782,46	10,4	0,9	20,3	0,27
OMP143	792806,66	3519095,55	8,5	0,6	42	0,298
OMP153	792747,38	3519952,92	15,4	1	42	0,206
OMP263	793936,29	3521154,63	7,2	10	46	0,185
OMK62	788924,77	3525642,78	7,9	3,8	10	0,305
OMK71	790194,65	3524444,73	8,8	7,3	19	0,241

Tableau 7: Tableau des données des puits pour le calcul des réserves d'huile (R2C).

Nom du puit	X	Y	Porosité utile du R2c	kh R2ab	kh R2C	Sw R2ab	Sw R2C
OML031	823772,8	141153,5	8,6	2,8	3,5	21,7	36,6
OMO086	820298,7	137790,9	11,3	57,8	1,27	18,3	26,2
OMO088	820001,82	140060,88	9,5	5,1	3,5	15,9	34,3
OMP153	821287,2	136806,4	9,2	6,8	6,9	14	22,1
OML041	825000,99	141101,8	9	22,4	9,5	9,3	25
OML301	822876,72	140232,65	10,5	2,9	23,3	11,4	25
OMP017	821176	138751	10,2	8,7	4,1	12,9	25,4
OMP142	820623,72	135634,03	9,8	29,8	4,5	7,9	17,3
OMP143	821349,92	135949,87	9,2	4,3	5	12,4	18,4
OMP263	822470,4	138012,1	10,9	137,7	22,3	11,8	16,6
OMO074	819193,3	135002,1	9,4	5,1	3,8	14,7	23,4
OMO751	817750,13	136249,83	12	37,6	24,9	16,6	32,32

Tableau 8: PHIE