

UNIVERSITE KASDI MERBAH – OUARGLA

FACULTÉ DES HYDROCARBURES, DES ÉNERGIES RENOUVELABLES ET DES  
SCIENCES DE LA TERRE ET DE L'UNIVERS

DEPARTEMENT DES SCIENCES DE LA TERRE ET DE L'UNIVERS



## Mémoire de Master Professionnel

Domaine : Sciences de la Terre et de l'Univers

Filière : Géologie

Spécialité : Géologie Pétrolière

### THEME

*Analyse des Tendances des Paramètres Pétrophysiques du Réservoir  
Cambrien de la Zone 7 -Champ de Hassi Messaoud  
– Sud algérien–*

Soutenu publiquement par :

- BOUSSENIYOU Ahmed
- BOUSBA Imad Eddine
- HABA Abdellah

Devant le jury :

Président :	M. BOUTRIKA Rabah	M. A. A Univ. Ouargla
Promoteur :	Dr. KECHICHED Rabah	M. C. B Univ. Ouargla
Examineur :	M <sup>me</sup> SAHRI Liela	M. A. A Univ. Ouargla

Année Universitaire : 2017/2018

# Remerciements

*En premier lieu, nous tenons à remercier Allah le Tout-puissant notre créateur, pour le courage et la patience qu'il nous a donné pour accomplir ce travail.*

*Ainsi nos parents qui nous aident.*

*En achevant ce modeste travail nous tenons à remercier  
Chaleureusement notre promoteur, chargé du suivi de notre travail,  
**Dr. Kechiched Rabah** Pour ses encouragements à effectuer cette étude, ses  
conseils précieux et sa disponibilité.*

*Nos remerciements s'adressent aux membres de jury qui nous ont fait  
l'honneur de juger notre travail.*

*Nous n'oublierons pas de remercier nos  
enseignants du **département des géologie**,  
pour les efforts qu'ils ont fournis durant  
notre cursus afin de nous amener jusqu'au  
bout de la formation.*

*Enfin, nous adressons nos remerciements à  
tout le personnel de la D.P « Sonatrach »,  
à toutes les personnes qui ont contribué de  
près ou de loin à la réalisation de ce travail.*

*Bousseniou Ahmed*

*Bousba Imad Eddine*

*Haba Abdellah*



# Dédicace

*C'est tout plein de joie que je dédie ce travail à  
mes très chers parents*

*« Brahim et Dehbia »*

*Je dédie également à mes très chers frères et  
sœurs, et à tous les membres de ma famille  
« Bousseniou et Kouahi » un par un, pour tout les  
sacrifices, et les encouragements durant toute  
période de mes études.*

*Comme je le dédie à mon binome Imad,  
Abdellah et leur famille.*

*Et mes amies de filière de géologie avec qui j'ai  
partagé les meilleurs moments de ma vie  
d'étude.*

*Je dédie ce travail aussi à ma future femme  
Incha-alah*

*« Chahinaz »*

*Et sa famille.*

*Aussi à tous les enseignants de l'université de  
Ouargla surtout département  
de Géologie.*

*« Bousseniou Ahmed »*





# *Dédicace*

*Je dédie ce modeste travail à mes chers parents*

*Ma Mère et Mon Père*

*Qui m'ont donnée le courage et qui m'ont porté toujours  
l'aide et l'assistance.*

*A mes frères et mes sœurs ainsi que toute la famille,  
Sans oublier tous mes collègues de la promotion géologie pétrolière*

*Je dédie également ce travail à tous mes amis,  
Et à tous ceux et toutes celles que je n'ai pas cités dans  
mon mémoire et que j'ai gardé dans ma mémoire.*

*À la fin je dédie très chaleureusement ce mémoire à mes binôme ;  
Ahmed et Abdellah*

*BOUSSBA  
MADJIDINE*



## *Dédicace*

*je dédie ce modeste travail d'abord aux parents généreux qui ont tout le mérite de là où je suis maintenant et ce que je peux faire à l'avenir, si dieu le veut et je suis arrivé à un ingénieur de géologie pétrolier.*

*A mon frère Ahmed.*

*A mes amis, Nadir, Ali, Hassan.*

*Et tous les autres que je n'ai pas mentionné.*

*ABDELLAH*

*HABA*

# Sommaire

INTRODUCTION GENERALE.....	1
<b><u>CHAPITRE I :</u></b>	
<b><u>GENERALITES</u></b>	
<b>1. SITUATION GEOGRAPHIQUE .....</b>	<b>3</b>
<b>2. CONTEXTE GEOLOGIQUE.....</b>	<b>4</b>
<b>3. HISTORIQUE DE L'ACTIVITE PETROLIERE DE HASSI MESSAOUD.....</b>	<b>5</b>
<b>4. L'ETUDE STRATIGRAPHIQUE .....</b>	<b>6</b>
4.1. PALEOZOÏQUE .....	8
4.1.1. L'INFRACAMBRIEN.....	8
4.1.2. CAMBRIEN.....	8
4.1.3. ORDOVICIEN.....	9
4.2. MEZOZOÏQUE .....	9
4.2.1. TRIAS .....	9
4.2.2. JURASSIQUE .....	10
4.2.3. CRETACE .....	12
4.3. CENOZOÏQUE .....	14
<b>5. ASPECT STRUCTURAL ET TECTONIQUE .....</b>	<b>15</b>
5.1. PHASE PANAFRICAINNE .....	15
5.2. PHASE NEO-CALEDONIENNE PRECOCE .....	15
5.3. PHASE CALEDONIENNE MAJEURE .....	15
5.4. PHASE HERCYNIENNE .....	15
5.5. PHASE AUTRICHIENNE .....	16
5.6. PHASE ATLASIQUE .....	16
<b>6. ASPECT PETROLIER .....</b>	<b>16</b>
6.1. ROCHE MERE .....	16
6.2. ROCHES COUVERTURES.....	17
6.3. PIEGES .....	17
<b>7. MIGRATION DES HYDROCARBURE.....</b>	<b>18</b>
<b>8. DECOUPAGE DE CHAMP EN ZONE DE PRODUCTION.....</b>	<b>18</b>
<b>CONCLUSION .....</b>	<b>20</b>

**CHAPITRE II :**  
**GEOLOGIE LOCALE DE LA ZONE 7**  
**(CHAMP HASSI MESSAOUD)**

<b>1. GENERALITE</b> .....	
<b>2. DEESCRPTION STRUCTURALE DE LA ZONE 7</b> .....	21
2.1. DESCRIPTION DE RESERVOIR .....	22
2.2. DESCRIPTION DE RESERVIOR DE LA ZONE 07.....	23
<b>3. CARACTERISTIQUE DES FLUIDES DU RESERVIOR DE LA ZONE 7</b> .....	23
3.1. CARACTERISTIQUE DE L'HUILE .....	25
3.2. CARACTERISTIQUE DU GAZ .....	25
3.3. CARACTERISTIQUE DE L'EAU DU GISEMENT.....	25
<b>4. HISTORIQUE DE PRODUCTION</b> .....	25
<b>CONCLUSION</b> .....	26
	27

**CHAPITRE III:**  
**MATERIEL ET METHODES**

<b>1. MATERIEL ET DONNEES UTILISEES</b> .....	
<b>1. 1. DESCRIPTION DES DONNEES UTILISEES</b> .....	28
1.2. LOGICIELS UTILISEES.....	28
1. 2. 1. LOGICIEL "EXCEL" .....	28
1. 2. 2. LE LOGICIEL XLSTAT.....	28
1. 2. 3. LOGICIEL "SURFER 11 ET SURFER 12.....	28
<b>2. METHODES STATISTIQUES ET GEOSTATISTIQUES UTILISEES</b> .....	29
<b>2. 1. METHODES STATISTIQUES</b> .....	29
2. 1. 1. ANALYSE DE DONNEES MONOVARIE.....	29
2. 1. 2. ANALYSE DE DONNEES BIVARIE.....	29
2. 1. 3. ANALYSE MULTIVARIE.....	29
A) ANALYSE EN COMPOSANTES PRINCIPALES ACP.....	30
B) ANALYSE FACTORIEL DESCRIMINANTE.....	30
	34

**CHAPITRE IV:**

## RÉSULTATS ET DISCUSSION

<b>INTRODUCTION .....</b>	
<b>1.TYPOLOGIE STATISTIQUE DU RESERVOIR CAMBRIEN.....</b>	<b>35</b>
<b>1.1. ANALYSE STATISTIQUE MONOVARIEE.....</b>	<b>35</b>
<b>2. INTERPRETATION DES RESULTATS DE L'ACP.....</b>	<b>35</b>
<b>3. ANALYSE FACTORIELLE DISCRIMINANTE (AFD).....</b>	<b>38</b>
<b>4. CARTOGRAPHIE GEOSTATISTIQUE DE LA POROSITE ET DE LA PERMEABILITE.....</b>	<b>40</b>
<b>4.1. CARTOGRAPHIE GEOSTATISTIQUE DE LA POROSITE.....</b>	<b>48</b>
4.1.1. CARTE EN ISOPOROSITE DU R2.....	48
4.1.2. CARTE EN ISOPOROSITE DU D1.....	48
4.1.3. CARTE EN ISOPOROSITE DU ID.....	48
4.1.4. CARTE EN ISOPOROSITE DU D2.....	49
4.1.5. CARTE EN ISOPOROSITE DE ZONE DE PASSAGE.....	50
<b>4.2. INTERPRETATION DES CARTES EN ISOPERMEABILITE.....</b>	<b>51</b>
4.2.1. CARTE EN ISOPERMEABILITE DU R2.....	52
4.2.2. CARTE EN ISOPERMEABILITE DU D1.....	52
4.2.3. CARTE EN ISOPERMEABILITE DU ID.....	53
4.2.4. CARTE EN ISOPERMEABILITE DU D2.....	54
4.2.5. CARTE EN ISOPERMEABILITE DU ZONE DE PASSAGE .....	55
<b>CONCLUSION .....</b>	<b>56</b>
<b>CONCLUSION GENERALE .....</b>	<b>58</b>
<b>BIBLIOGRAPHIE .....</b>	<b>60</b>
<b>ANNEXE .....</b>	<b>62</b>
ملخص	64
Résumé	
Abstract	



## LISTE DES TABLEAUX

Tableau 1 : Le cumul et le débit de chaque puits de la zone 7 .....	26
Tableau 2 : Exemple de données sur les paramètres pétrophysiques.....	31
Tableau 3 : Exemple de facteurs de charge .....	34
Tableau 4 : Statistiques descriptives de drain D1.....	36
Tableau 5 : Statistiques descriptives de drain D2.....	37
Tableau 6 : Statistiques descriptives de drain ID.....	37
Tableau 7 : Statistiques descriptives de drain R2.....	38
Tableau 8 : Statistiques descriptives de drain Z-PSG.....	38
Tableau 9 : Corrélations entre les variables et les facteurs pour le drain D2.....	39
Tableau 10 : Paramètres de puits OMO141.....	45
Tableau 11 : Paramètres de puits OMO461.....	47
Tableau 12 : Comparaison entre les valeurs moyennes des paramètres pétrophysiques.....	59
Tableau13 : Matrice de corrélation (Pearson (n)) du drain D2.....	75
Tableau14 : Matrice de corrélation (Pearson (n)) du drain D1.....	75
Tableau15 : Matrice de corrélation (Pearson (n)) du drain ID.....	75
Tableau16 : Matrice de corrélation (Pearson (n)) du Z-PSG.....	75
Tableau17 : Matrice de corrélation (Pearson (n)) du R2 .....	75

## LISTES DES FIGURES

<b>Fig.1</b> -Situation géographique du champ Hassi Messaoud .....	4
<b>Fig. 2</b> - localisation du champ du Hassi- Messaoud .....	5
<b>Fig.03</b> -Coupe stratigraphique et différentes phases de forage .....	7
<b>Fig.04</b> -schéma explicative de la Piège stratigraphique de Hassi Messaoud .....	18
<b>Fig.05</b> -Subdivision du gisement de Hassi-Messaoud .....	19
<b>Fig.06</b> -Carte de positionnement des puits de la zone 7 .....	22
<b>Fig.07</b> -Coupe géologique SW-NE de la zone 07 .....	24
<b>Fig.08</b> -Coupe géologique SW-NE de la zone 07 .....	24
<b>Fig.09</b> -Coupe géologique SW-NE de la zone 07 .....	25
<b>Fig.10</b> - Représentation géométrique des données : a)- point-lignes $R^p$ et b) point-variables $R^n$ .....	31
<b>Fig.11</b> - Représentation géométrique d'inertie des points $X_i$ ( $i=1$ à $n$ ) par rapport au point P .....	32
<b>Fig.12</b> - Représentation d'un nuage de points et les principaux axes d'allongement (Axes factoriels) .....	33
<b>Fig.13</b> - Représentation des facteurs de charge d'une ACP normée .....	34
<b>Fig.14</b> - Projection des paramètres pétrophysiques du réservoir Cambrien sur le plan factoriel $F_1$ versus $F_2$ .....	39
<b>Fig.15</b> - Analyse factoriel discriminante de puits OMO452 .....	41
<b>Fig.16</b> -Les barycentres de L'AFD du puits OMO452 .....	42
<b>Fig.17</b> - Analyse factoriel discriminante de puits OMO341 .....	43
<b>Fig.18</b> -Les barycentres de L'AFD du puits OMO341.....	44
<b>Fig.19</b> - Analyse factoriel discriminante de puits OMO141 .....	45
<b>Fig.20</b> -Les barycentres de L'AFD du puits OMO141 .....	46
<b>Fig.21</b> - Analyse factoriel discriminante de puits OMO461 .....	47

<b>Fig.22-</b> Les barycentres de L'AFD du puits OMO141.....	47
<b>Fig.23-</b> Cartographie en blocs des porosité du réservoir R2 ( zone 07) par la méthode de krigage .....	48
<b>Fig.24-</b> Cartographie en blocs des porosité du drain D1 ( zone 07) par la méthode de krigage .....	49
<b>Fig.25-</b> Cartographie en blocs des porosité du drain ID ( zone 07) par la méthode de krigage .....	50
<b>Fig.26-</b> Cartographie en blocs des porosité du drain D2 ( zone 07) par la méthode de L'inverse de distance .....	51
<b>Fig.27-</b> Cartographie en blocs des porosité du P-SG ( zone 07) par la méthode de krigage .....	52
<b>Fig.28-</b> Cartographie en blocs des perméabilité du réservoir R2( zone 07) par la méthode de krigage .....	53
<b>Fig.29-</b> Cartographie en blocs des perméabilité du drain D1 ( zone 07) par la méthode de krigage .....	54
<b>Fig.30-</b> Cartographie en blocs des perméabilités du drain ID ( zone 07) par la méthode de krigage .....	55
<b>Fig.31-</b> Cartographie en blocs des perméabilités du drain D2 (zone 07) par la méthode de krigage .....	56
<b>Fig.32-</b> Cartographie en blocs des perméabilités du Z_PSG ( zone 07) par la méthode de krigage .....	57
<b>Fig.33-</b> Milieux Poreux .....	64
<b>Fig.34-</b> Mesure de volume Solide .....	65
<b>Fig.35-</b> Pompe de mercure et Micromeritics Autopore III .....	66
<b>Fig.36-</b> Perméamètre conventionnel .....	67
<b>Fig.37-</b> Appareille de Dean Stark .....	70

---

# **INTRODUCTION GENERALE**

---

## Introduction Générale

---

### Introduction Générale

Le champ de Hassi Messaoud est le plus grand champ d'hydrocarbure en Algérie et l'un des plus grands gisements mondialement, en raison de sa richesse et de sa production des huiles légères. Il appartient à la plus grande et la plus riche province en Algérie, appelée province triasique. Ce champ se trouve au niveau de la partie extrême Nord la zone haute El-Biod-Hassi-Messaoud, formé par une suite de horst et grabens limitées par des failles allant dans une direction subméridienne. Après la découverte de ce champ géant, des efforts ont été multipliés à travers différentes études jusqu'à ce que cette province soit devenue la plus étudiée et la plus connue en Algérie.

Le champ de Hassi Messaoud apparaît comme un vaste dôme anticlinal avec une superficie de 4200 Km<sup>2</sup>. Les dépôts du cambrien constituent les réservoirs Ra, Ri, R1 et R2 de Hassi Messaoud liés aux grès quartzitiques fissurés, érodés sous la discordance hercynienne et de couverture assurée par un épais dépôt du trias.

Ce réservoir gréseux est caractérisé par une hétérogénéité qui se traduit par les variations extrêmes des propriétés pétro-physiques entraînant la variation de la production d'une zone à une autre et d'un puits à un autre ce qui rend difficile la subdivision du réservoir en unités de productions. L'étendue du champ de Hassi Messaoud implique une variabilité de la production dans ses différentes parties. Ceci est nettement attesté par l'histoire de la production cumulée à ce jour. C'est pour cette raison cette étude est motivée pour étudier la typologie du réservoir d'une part et de tester la subdivision faite sur le réservoir.

Le réservoir du Cambrien de la zone 7 (Champ Hassi Messaoud), en particulier, le Cambrien moyen à supérieur, a fait l'objet de plusieurs travaux par la société National des hydrocarbures (Sonatrach). Ces travaux qui reposent essentiellement sur la sédimentologie, la pétrophysique et la diagraphie ont abouti à une subdivision du réservoir (zone 7) en plusieurs drains à savoir: D2, ID, D1, Zone de passage et R2 respectivement de haut en bas.

Pour caractériser la typologie statistique, des données pétrophysiques de carottes ont été utilisées pour effectuer l'analyse monovarié, bivarié et multivariée. Ce dernier va employer deux techniques distinctes à savoir l'analyse en composantes principales (ACP) et l'analyse factoriel discriminante (AFD). Les tendances de la porosité et de la perméabilité au sein des drains vont être faites par la méthode géostatistique de Krigeage ordinaire.

## Introduction Générale

---

Pour arriver à ces objectives, Notre travail sera articulé sur la méthodologie suivante :

- Contexte géologique régionale.
- La géologie locale avec coupes à travers quelques sondages en vue d'étudier la géométrie des drains.
- L'analyse de données à l'aide des méthodes statistiques monovarié, bivarié et multivarié (ACP, AFD) a pour but de ressortir les principales caractéristiques pétrophysiques de chacun des drains d'une part et de tester la qualité de la subdivision.
- L'élaboration des plans de krigeage ordinaire sur les paramètres pétrophysiques (porosité, perméabilité), en vue d'une estimation locale des paramètres en question et de suivre leur tendances dans les drains. L'estimation sera effectuée sur des blocs 100 x 100 m en ramenant l'étude de chaque drain à deux dimensions (2D).

La conclusion va reprendre l'ensemble des résultats obtenus.

---

**CHAPITRE I**  
**GENERALITES SUR HASSI**  
**MESSAOUD**

---

## Chapitre I :

### Généralité sur le Champ de Hassi Messaoud

#### 1. Situation géographique

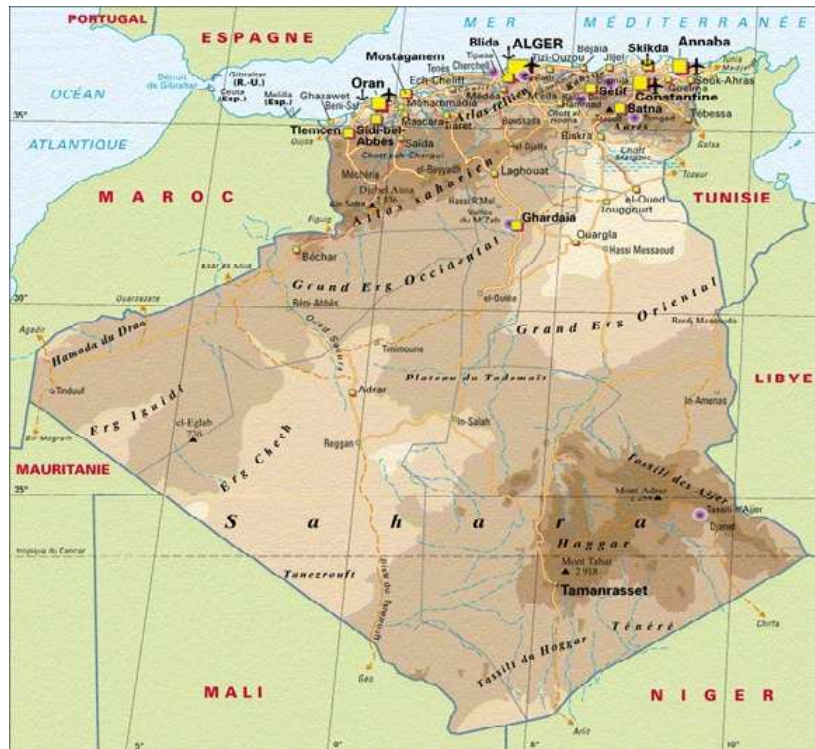
Le champ de Hassi Messaoud est considéré comme l'un des plus grands gisements dans le monde. Il fait partie d'un ensemble de structures formant la partie Nord de la province triasique, Il se situe à 650 km Sud – Sud-Est d'Alger, à 350 km de la frontière tunisienne, à 80 Km au Nord Est du gisement Rhourde el Baguel et à 280 Km du gisement de gaz à condensats de Hassi R'mel . La concession du champ de Hassi Messaoud dont la superficie est de l'ordre de 4200 Km<sup>2</sup>, avait été octroyée le 1<sup>er</sup> Novembre 1961 à l'association SN REPAL-CFP(A) (**Fig. 1**) (Wec 2007).

Sa localisation :

-En coordonnées géographiques :

- Au nord par latitude 32 15°      - A l'ouest par la longitude 5 40°
- Au Sud par latitude 31 30°      - A l'Est par la longitude 6 35°



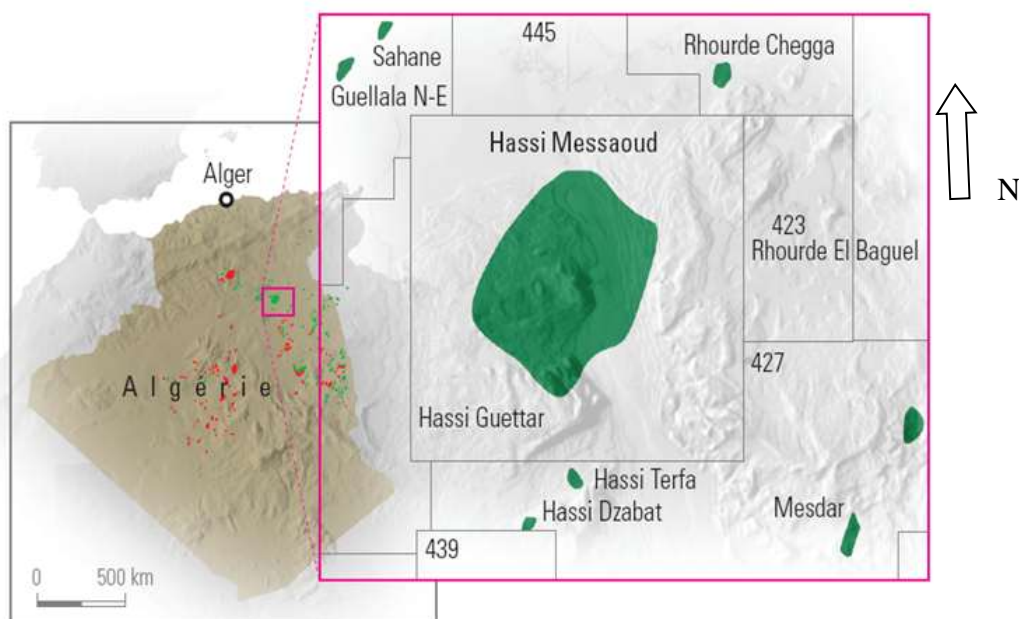


**Fig. 1** -Situation géographique du champ Hassi Messaoud (Wec, 2007).

## 2. Contexte géologique

Le champ de Hassi Messaoud occupe la partie centrale de la province triasique. De par sa superficie et ses réserves, il est le plus grand gisement de pétrole d'Algérie (**Fig.1**). Par rapport aux autres gisements, le champ de Hassi Messaoud est limité:

- au Nord-Ouest par les gisements de Ouargla (Guellela, Ben Kahla et Haoud Berkaoui),
- au Sud-Ouest par les gisements d'El Gassi, Zotti et El Agreb,
- au Sud-Est par les gisements Rhourde El Baguel et Mesdar (Wec, 2007).



**Fig. 2** - localisation du champ du Hassi- Messaoud (Wec, 2007).

### 3. Historique de l'activité pétrolière de Hassi Messaoud

Le gisement fut découvert par deux compagnies distinctes ; CFPA au, niveau de la partie Nord du champ (OM, ON) ; la SN.Répal au niveau sud du champ de Hassi-Messaoud.

En 1946, La SN.Répal avait commencé sa recherche à travers le Sahara Algérien, trois années plus tard débutait la prospection géophysique par une reconnaissance gravimétrique.

En 1951, premier tir sismique dans la région d'Ouargla.

Cette reconnaissance du pourtour des bassins sahariens permettra à la SN.Répal et son associé, la CFPA de déposer leurs premières demandes de permis de recherche.

Le champ de Hassi-Messaoud a été découvert le 16 Janvier 1956 par la SN. Répal qui a amorcé le premier forage (MD1), implanté à la suite d'une campagne sismique réfraction.

Le 15 Janvier de la même année, ce forage découvrit les grés du cambrien productif d'huile à 3338m de profondeur.

En Mai 1957, à 7 Kms au Nord-ouest de MD1, la CFPA confirmait l'existence d'un gisement par le forage OM1.

De 1959 à 1964, 153 puits ont été mis en exploitation.

A partir de 1968, un approfondissement des connaissances structurales et tectonique du champ était nécessaire. La seule approche possible, passait en premier par la valorisation de quelques 8.200m de la carotte mécaniques antérieurement prélevées, disponible à Hassi-Messaoud, par la recherche << d'indicateurs de tectonicité>> et leur signification. Il importait d'étayer l'interprétation géologique sur le champ par comparaison rigoureuse des phénomènes tectonique de surface et la subsurface.

A partir de cette année, le rythme de forage s'est développé avec une moyenne de 32puits par an. La production a atteint le seuil de 32,3 millions de tonne en 1970.

Après la nationalisation des hydrocarbures le 24 février 1971, les forages n'ont cessé de se multiplier pour atteindre en 1977une moyenne de 34 puits par an.

Le puits MDZ-453 est le premier forage horizontal réalisé en août 1993 à Hassi-Messaoud. Depuis cette date, le forage horizontal s'est considérablement développé et on en comptait 39 puits en 2001.(Yahiaoui, 2010).

#### **4. Stratigraphie**

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

De ce fait, les dépôts mésozoïques reposent en discordance sur le Combro-Ordovicien. En allant vers la périphérie du champ, la série devient plus complète. (Beicip. Franlab, 1979).

De la base au sommet on distingue (**Fig. 3**) :

Ère	Sys	ETAGES	LITHO	Ep (m)	DESCRIPTION LITHOLOGIQUE	
<b>CZ</b>	<b>NEOG</b>	MIO PLIOCENE		239	Recouvrement sableux avec alternances d'argiles, calcaires et marnes sableuses	
		EOCENE		122	Calcaire dolomitique à silex	
<b>MESOZOIQUE</b>	<b>CRETACE</b>	<b>SENONIEN</b>	CARBONATE		107	Calcaire dolomitique argileux, anhydrite à passées de dolomie
			ANHYDRITIQUE		209	Anhydrite, marne, dolomie
			SALIFERE		149	Sel massif à intercalations d'argiles et marnes
		TURONIEN		112	Calcaire tendre crayeux, dolomitique et argileux. Nappe d'eau salée	
		CENOMANIEN		147	Anhydrite, marne, dolomie, calcaire et argile	
		ALBIEN		362	Grès à intercalations d'argiles silteuses. Nappe d'eau douce	
		APTIEN		24	Dolomies cristallines et calcaires	
		BARREMIEN		276	Grès fins à moyens, carbonatés, intercalés de niveaux d'argiles	
		NEOCOMIEN		182	Argiles à intercalation calcaire et/ou dolomie, grès à passées argileux	
	<b>JURASSIQUE</b>	<b>DOGGER</b>	MALM		226	Argiles et marnes intercalées de calcaires; dolomie et grès
			ARGILEUX		107	Argiles tendres, marnes dolomitiques à rares passées gréseuses fines
		<b>LIAS</b>	LAGUNAIRE		211	Anhydrite, Dolomie, et argiles tendres à marnes grises
			LD1		66	Dolomies, anhydrites à passées d'argiles et de calcaires
			LS1		90	Argiles plastiques brunes salifères à passées de sel et d'anhydrite
			LD2		55	Dolomies à passées marnes grises
			LS2		58	Sels translucides à quelques passées de marnes grises
			LD3		31	Marnes grises à passées de dolomies
<b>TRIAS</b>		<b>SALIFERE</b>	TS1		46	Alternance de sel d'anhydrite et de dolomie
			TS2		189	Sel massif à intercalation d'anhydrite et argile
	TS3			202	Sel massif avec traces d'argiles	
	ARGILEUX		113	Argiles rouges dolomitiques ou Silteuses injectée de sel et anhydrite		
	GRESEUX		0 à 35	Grès fins à moyens à ciment argileux		
ERUPTIF		0 à 92	Andésite			
<b>PALEOZOIQUE</b>	<b>ORDOVICIEN</b>	Quartzites d'El Hamra		75	Grès quartzitiques fins présentant de la glauconite et de l'anhydrite	
		Grès d'El Atchane		25	Grès fins feldspathiques et glauconieux	
		Argiles d'El Gassi		50	Argile verte ou noire à graptolites	
		Zone des Alternances		18	Alternances d'argiles et de grès quartzitiques avec glauconite et tigillites	
		R Isométriques		42	Grès isométriques à plages de quartzites; présence de tigillites	
	<b>CAMBRIEN</b>	R Anisométriques		125	Grès quartzites anisométriques moyens à grossiers à ciment argileux et siliceux avec stratifications obliques a entrecroisées	
		R 2		100	Grès moyens à grossiers parfois micacés à ciment argileux illitiques	
		R 3		370	Grès feldspathiques et micacés grossiers à ciment argileux	
		Infra Cambrien		45	Grès argileux rouges	
SOCLE			Granite porphyroïde rose			

Fig. 3 - Stratigraphie de Hassi Messaoud (Sonatrach, 2005).

## 4.1. Paléozoïque

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

### 4.1.1. 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.

### 4.1.2. 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 ciment 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 présentes 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 ciment argileux et siliceux, avec une présence abondante de tigillites.

### 4.1.3. 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 fins isométriques.

- **Formation des 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.

## 4.2. Mésozoïque

Il est subdivisé comme suit :

### 4.2.1. 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.

Il est constitué de :

- **Trias salifère (TS3)**

C'est une unité salifère à intercalations d'argiles d'épaisseur moyenne 210m.

Le Sel est massif blanc rosé admettant de minces intercalations d'argile gris noir, rouge ou gris verdâtre.

- **Trias Salifère (TS2)**

C'est une unité salifère à intercalations d'argiles et d'anhydrite d'épaisseur moyenne de 195 m.

La formation est constituée de Sel massif blanc à beige à nombreuses intercalations d'argiles plastiques grises ou beiges, salifères ou anhydritiques, et d'anhydrite blanche compacte.

- **Trias Salifère (TS1)**

C'est une unité constituée d'anhydrite et d'argile dolomitique avec des intercalations de sel d'épaisseur moyenne 50 m.

Au sommet il y a un banc de sel de 4 à 5 m d'épaisseur.

La formation est constituée d'argiles plastiques brun rouge injectées d'anhydrite et anhydrite massive.

**4.2.2. 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 qui sont :

- **Lias dolomitique (LD3)**

Son épaisseur moyenne est de 30 mètres.

C'est un calcaire dolomitique ou argileux, dolomie argileuse et argiles brunes rouges anhydritique.

On note la présence d'un banc d'argile de 6 à 10 m d'épaisseur à la base.

- **Lias Salifère (LS2)**

Son épaisseur moyenne est de 65 mètres.

Il y a un banc de 5 m d'épaisseur de Sel blanc massif au sommet.

La formation est un Sel blanc massif à intercalations d'argiles brun rouges plastiques.

- **Lias dolomitique (LD2)**

Son épaisseur moyenne est de 55 mètres.

On a un banc de dolomie de 5 à 6 m au sommet. Et un banc de 2 à 3 m d'épaisseur à la base.

La formation est un alternance d'anhydrite blanche ou grise compacte d'argiles versicolores et de bancs de dolomie grise ou beige vacuolaire.

- **Lias salifère (LS1)**

Son épaisseur moyenne est de 95 mètres.

Il existe un banc d'anhydrite de 4 à 5 m d'épaisseur au TOP. Et de 7 à 10 m à la base.

L'ensemble est un alternance de sel blanc, d'anhydrite blanche à grise, et d'argile à anhydrite ou dolomitique.

- **Lias dolomitique (LD1)**

Son épaisseur moyenne est de 75 mètres.

Il y a un banc d'argile de 4 à 5 m d'épaisseur au sommet, et à la base.



La formation est constituée d'alternance d'anhydrite et de dolomie.

➤ **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 :

- **Dogger lagunaire**

Son épaisseur moyenne est de 225 mètres.

C'est l'alternance d'anhydrite compacte blanche à grise, d'argile, marne et de dolomie argileuse grise.

Le D. Lagunaire est topé suite apparition du 1<sup>er</sup> banc d'anhydrite.

- **Dogger Argileux**

Son épaisseur moyenne est de 105 mètres.

C'est une série d'argiles bariolées silteuses ou dolomitiques, à fines passées de marnes dolomitiques et de calcaire argileux.

➤ **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.

### 4.2.3. 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.

**➤ Barremien**

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-Barremien coïncide avec la barre Calcaire-Dolomitique qui représente un bon repère sismique.

**➤ Albien**

Son épaisseur moyenne est de 350 mètres.

Constitué de grés 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-Albien coïncide avec le passage des séries évaporitiques aux séries plus gréseuses de l'Albien.

**➤ Turonien**

Son épaisseur moyenne varie de 70 à 120 mètres.

Alternance de calcaires dolomitiques et calcaires argileux, calcaires dolomitiques et calcaires crayeux, au sommet apparaissent les bancs de calcaires. 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, il se subdivise comme celui-ci :

- **Sénonien Salifère**

Son épaisseur moyenne est de 140 mètres.

Le sénonien salifère est topé suite apparition d'un banc d'anhydrite d'environ 10 m d'épaisseur, et se termine par un autre banc d'épaisseur identique.

Il est constitué des Sels massifs blancs encadrés d'anhydrite et comportant des argiles salifères ou anhydritiques.

- **Sénonien anhydritique**

Son épaisseur moyenne est de 205 mètres.

Le sénonien anhydritique est topé suite apparition de l'anhydrite.

Il se représente par l'anhydrite massive et marne ou argiles dolomitique dans les premières 70 m, pour le reste : des séries de marne dolomitique, des argiles grises à verdâtres, une dolomie argileuse grise à rares intercalations d'anhydrite blanche.

- **Sénonien Carbonaté**

Son épaisseur moyenne est de 105 mètres.

Le sénonien carbonaté est topé suite apparition d'un banc d'anhydrite massive blanche d'environ 15 m d'épaisseur.

La formation est constituée par l'anhydrite massive blanche au sommet et dolomie argileuse, marne dolomitique à la base.

### **4.3. 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 :

➤ **Eocène** :(Epaisseur moyenne 122m)

Formé de Dolomie blanche, dolomie calcaire ou argileuse blanche à grise, localement à silex.

➤ **Mio-pliocène** : (Epaisseur 240m)

Ce sont des formations sableuses à intercalations de bancs calcaires et de marnes sableuses et l'épaisseur de celui-ci est très variable avec la topographie actuelle de la région.

## 5. Aspect structural et tectonique

La structure du champ se présente comme un vaste anticlinal, d'orientation NNE-SSO sur lequel repose en discordance le Trias argilo gréseux, et affecté par deux types de failles

Faille d'orientation NNE - SSO ainsi que d'autres qui leur sont perpendiculaire de direction NO - SE.

Cassures sans rejet ou flexures dont l'impact sur les propriétés de réservoir ne serait être négligé.

L'évolution structurale du champ est le résultat des différentes phases tectoniques suivantes (wec, 2007).

### 5.1. Phase panafricaine

C'est une phase compressive de direction Est-ouest due au collision continentale entre le Craton Ouest africain rigide et celui de l'Est africain plus plastique suivis d'une érosion intense qui a conduit à une pédéplaine appelle surface infra-Tassilienne. C'est la fin d'une grande tectonique du socle.

Au Cambrien-Ordovicien, on assiste à un changement du régime compressif en un régime distensif de direction NO - SE provoquant un jeu de failles normales et une remontée volcanique, ceci a donné lieu à une instabilité tectonique des séries Cambro-Ordoviciennes.

### 5.2. Phase Néo-Calédonienne précoce (500 M.A)

Elle est déduite de la transgression des grés isométrique du Ri sur les dépôts anisométriques du Ra connue sur le pourtour du champ, il s'est produit une structuration tardi-Cambrienne avec une érosion et des failles s'établissant déjà suivant la direction NE-SO accompagnées de volcanisme.

### 5.3. Phase calédonienne majeure (500 M.A)

Elle s'explique par l'absence totale des sédiments d'age Dévonien et Carbonifère sur toute la sur toute la surface de l'axe d'EL-Biod (période de non dépôt)

### 5.4. Phase hercynienne (225 à 250 M.A)

C'est la phase principale de la structuration du mole du champ. Le régime des contraintes est compressif suivant une direction N 120, c'est-à-dire, perpendiculaire aux accidents majeurs. Elle est responsable du bombement de direction NE-SO accompagnée de

jeux de failles de même direction qui compartimente le réservoir en horst et graben en outre, elle est suivie d'une érosion qui a fait disparaître une partie du Ra.

### **5.5. Phase autrichienne** (crétacé inférieur 100 M.A)

Elle est caractérisée par une direction régionale de compression Est-ouest ses principales conséquences sont :

-Jeux inverses et décrochements des séries le long des failles subméridiennes.

-Accentuation de la fermeture structurale du gisement.

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

### **5.6. Phase atlasique** (Eocène)

C'est une phase compressive de direction NNE-SSO ; elle intervient après la mise en place des hydrocarbures.

Le mole de Hassi Messaoud semble avoir pris naissance au Paléozoïque et sa structuration était déjà bien avancée avant les dépôts du Trias argilo-salifère (Les 2/3 de la fermeture étaient déjà acquis à cette époque).

## **6. Aspect pétrolier**

Nous reprenons la synthèse faite par (Wec, 2007).

### **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 diagenèse 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 SW (bassin de Moydir) et à l'Est (bassin de Ghadamès).

## **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'âges triasiques ou jurassiques.

## **6.3. Pièges**

Les pièges désignent les zones les plus favorables à la présence des accumulations d'hydrocarbures, caractérisées 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 (**Fig. 4**)

- **pièges structuraux**

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

- **pièges stratigraphiques**

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



**Fig. 4** – Schéma explicative de la Piège stratigraphique de Hassi Messaoud (WEC, 2007).

- **Pièges mixtes**

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

Au niveau du bassin de Oued Mya et l’NORD EST de Hassi Messaoud les pièges reconnus jusqu’à présent sont de type stratigraphique et structural (mixtes).

## **7. Migration des hydrocarbures**

Les accumulations d’hydrocarbures du gisement de Hassi Messaoud et de tout gisement avoisinant proviennent probablement des deux bassins, Ghadamès 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 gréseux triasiques au contact de discordance Hercynienne (migration secondaire).

Les réservoirs Cambro-Ordoviens 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 (Wec, 2007).

## **8. Découpage du champ en zone de production**

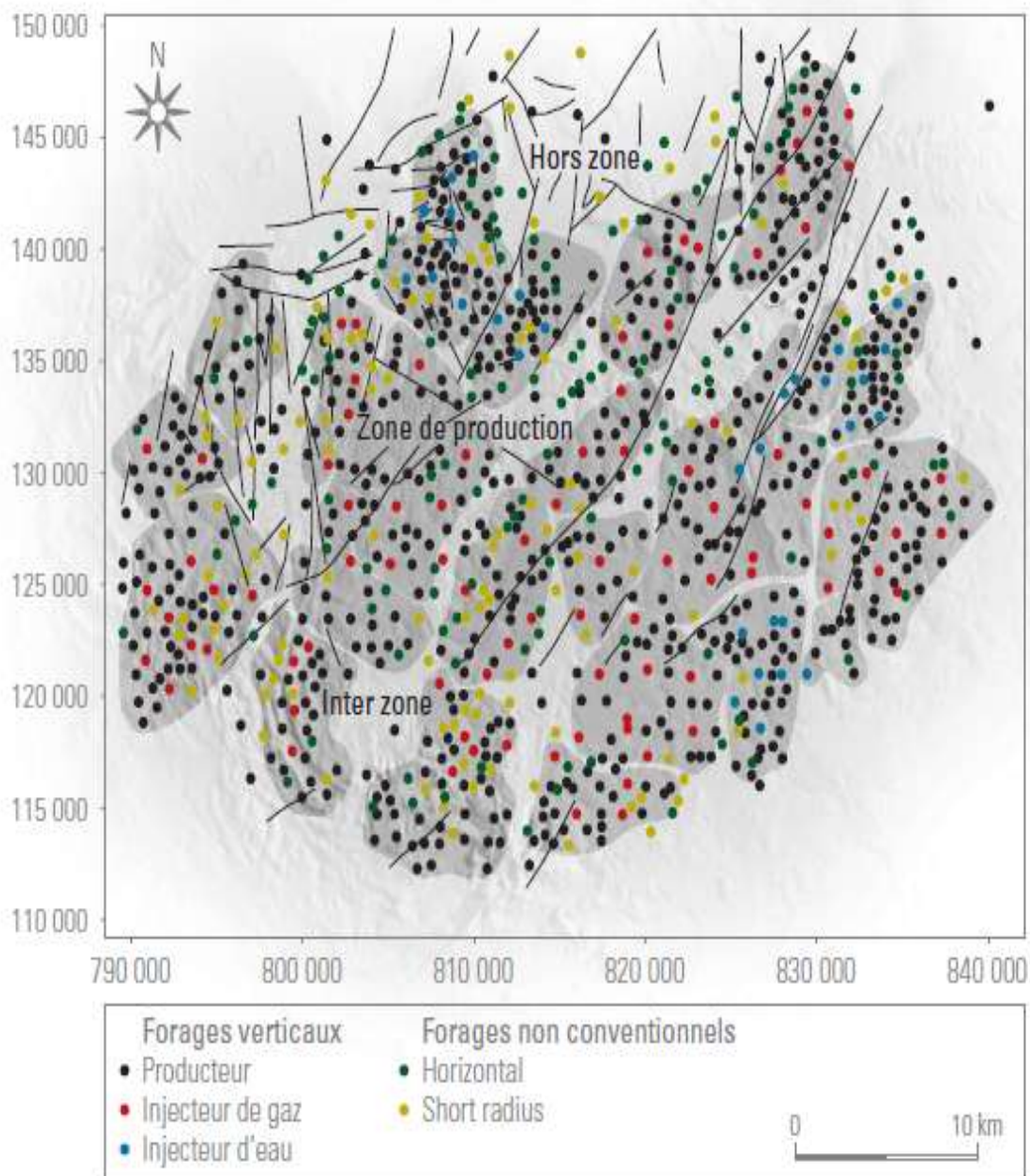
L’évolution de la pression des puits en fonction de la production interprétée à partir des simulateurs numériques a permis de subdivisée le gisement de Hassi-Messaoud en 25 zones productrices séparées des hors zones.

Une zone de production est théoriquement définie comme étant un ensemble des puits communiquant entre eux mais non pas avec des zones voisines.

Cette définition est en réalité à revoir, le développement du champ et les essais d'injection ont montrée que la communication entre les puits appartenant à une même zone n'était pas toujours évidant de fait de la géométrie du réservoir.

Le contour géologique de ces zones est constamment révisée à chaque fois qu'il y a un nouveau apport en données (implantation de nouveaux puits, ce qui prouve que la délimitation de ces zones ne peut pas être définitive.

La figure 5 montre le découpage actuel (2007) des zones de production (Wec, 2007).



**Fig. 5** -Subdivision du gisement de Hassi-Messaoud (Wec, 2007).



## Conclusion

La structure du champ de Hassi Messaoud correspond au prolongement vers le Nord du môle d'Amguid-El Biod, Elle occupe la partie centrale de la province triasique. Cette structure se présente comme étant un vaste dôme structural. Ce gisement est subdivisé en 25 zones d'extension variable. Ces zones sont relativement indépendantes sur le plan de l'exploitation et elles correspondent à un ensemble de puits communiquant entre eux et non pas avec ceux des zones avoisinantes. Elles ont chacune un comportement propre du point de vue pression de gisement. La série stratigraphique du champ de Hassi Messaoud repose sur le socle à environ 4393 m d'épaisseur. Cette série est marquée par l'absence du Silurien, Dévonien, Carbonifère et Permien. La discordance hercynienne se manifeste plus accentuer au centre de la structure, où les dépôts argilo-gréseux et salifères du Trias reposent directement sur le Cambrien.

Le réservoir du Cambrien représente l'horizon de la présence des hydrocarbures. Ce réservoir a fait l'objet de plusieurs subdivisions. Ces subdivisions ont été effectuées sur la base de l'étude sédimentologiques (granulométrie), pétrophysiques et géophysiques (diagraphie).

---

## **CHAPITRE II**

# **GEOLOGIE LOCALE DE LA ZONE 7 (CHAMP DE HASSI MESSAOUD)**

---

**Chapitre II :****Géologie locale de la zone 7 (champ de Hassi Messaoud)****Introduction**

Ce chapitre est proposé pour décrire le réservoir du zone 7 à l'échelle géographique, géodynamique, structurale et pétrolier. Il est aussi pour but de décrire la géométrie du réservoir ou bien la zone 7

**1. Généralité**

La zone 7 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 utilisé à Hassi Messaoud depuis une vingtaine d'année. Elle permet le balayage d'une partie des réserves encore en place et l'augmentation de la récupération, mais aussi la stabilisation de la pression.

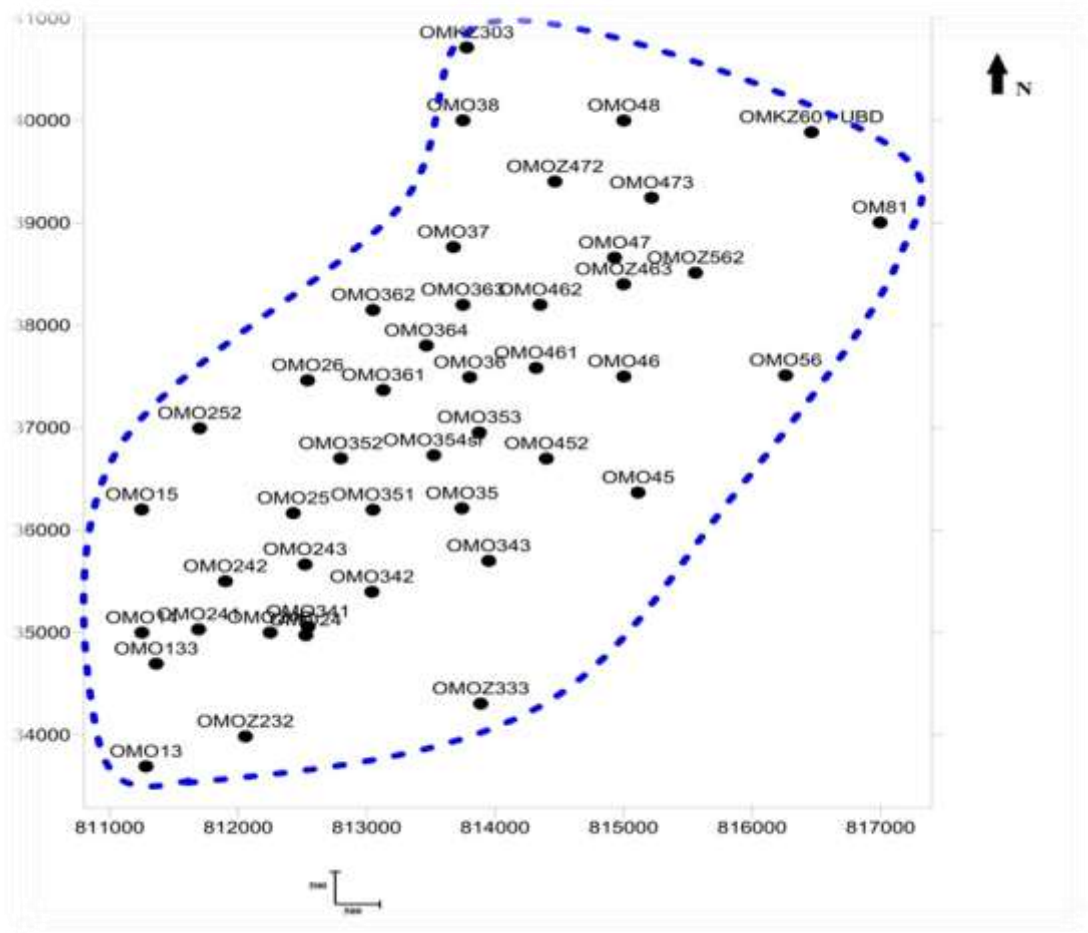
L'injection d'eau dans cette zone a débuté en avril 1993, elle a pour conséquence la percée de l'eau dans les puits producteurs d'huile. Cette percée à une influence considérable sur la production par la diminution du débit d'huile et la dégradation de la capacité d'écoulement.

La percée de l'eau dans cette zone a commencé a 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 :

- 3 puits producteurs d'huile ouverts.
- 3 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.

- 2 puits producteurs d'eau ouverts.
- 3 puits producteurs d'eau fermés.
- 1 puit sec.
- 3 puits abandonnés.



**Fig. 6** - Carte de positionnement des puits de la zone 7.

## 2. Description structurale de la zone 7

La zone 7 se présente structurellement comme un monoclinal peu prononcé d'axe sensiblement Nord Est – Sud Ouest. Le point le plus élevé se situe à 3137 m au niveau du puits OMO 47. A l'est, la zone est séparée de ses voisines par une faille majeure et par une dégradation des caractéristiques pétrophysiques (OMO56 et OM81). 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 (document Sonatrach, 2009).

## 2.1. 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 (document sonatrach ,2009).

## 2.2. Description du réservoir de la zone 7

Sur la base des rapports internes de Sonatrach (2009), le réservoir a été bien décrit. En effet, 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 monoclinal 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.

Les coupes géologiques (Fig. 6, 7 et 8) montrent que les épaisseurs des drains du réservoir (Ra) sont assez constantes dans tout le réservoir.

La plus faible des épaisseurs dans les drains du réservoir (Ra), a été enregistrée au niveau du drain D2, elle ne dépasse pas les 17 m. Cependant, les autres drains (ID et D1) sont

caractérisée par des épaisseurs qui dépassent 20 m. Le réservoir R2 présente une légère variation de l'épaisseur en allant de l'ouest vers l'est (Fig. 8).

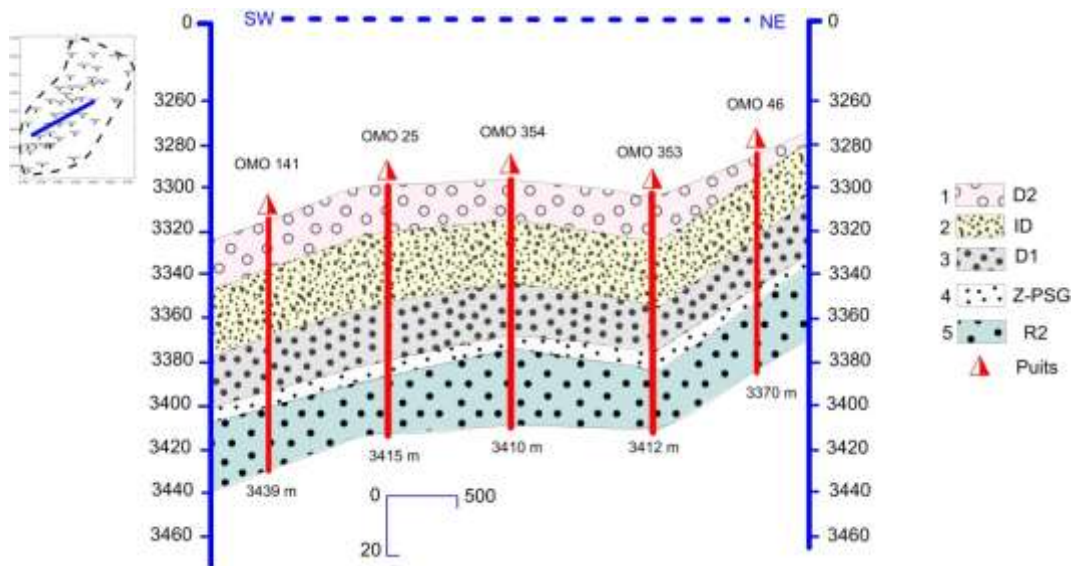


Fig. 7 - Coupe géologique SW-NE de la zone 7

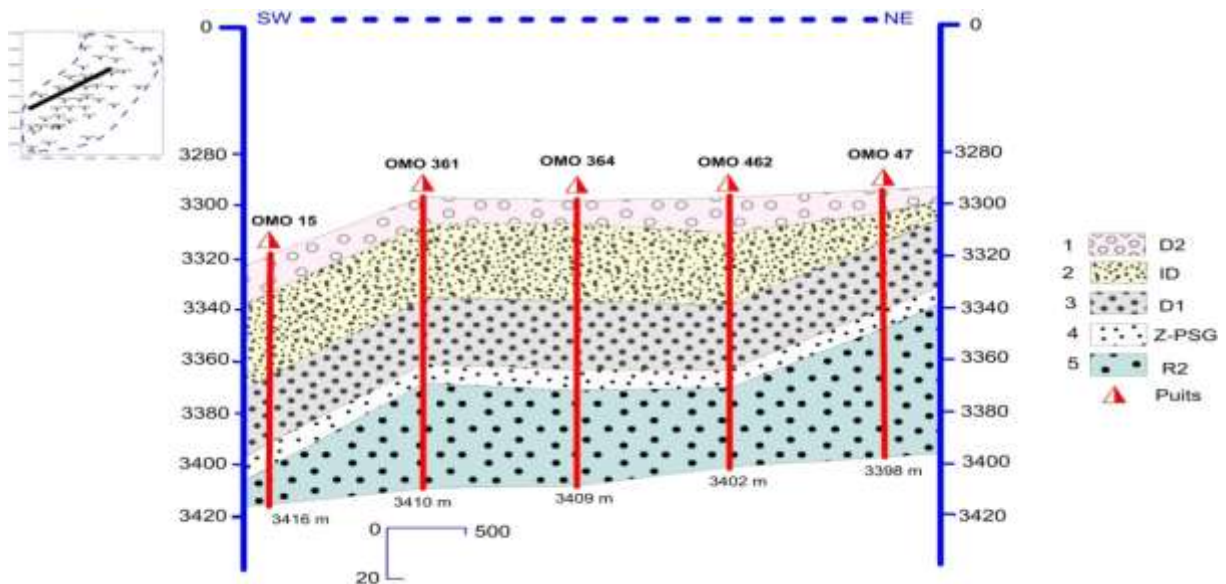
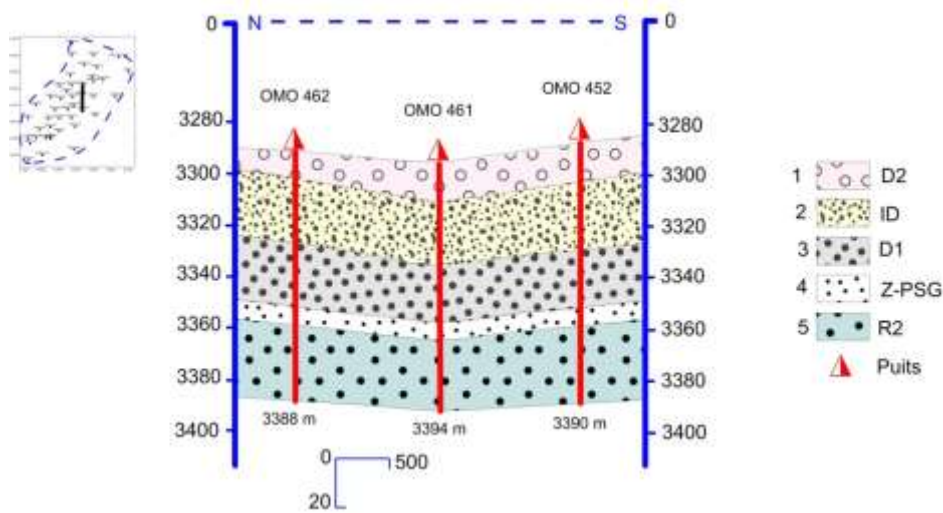


Fig. 8 - Coupe géologique SW-NE de la zone 7



**Fig. 9** - Coupe géologique SW-NE de la zone 7

### 3. Caractéristiques des fluides du réservoir de la zone 7

Nous reprenons la synthèse faite par (document sonatrach, 2009)

#### 3.1. Caractéristiques de l'huile

La pression de saturation moyenne dans la zone est de l'ordre  $165 \text{ kg/cm}^2$ , à cette pression, l'huile a les caractéristiques suivantes -

- Facteur volumétrique différentiel est de  $1,975 \text{ m}^3/\text{m}^3$ .
- Facteur volumétrique composite est de  $1,753 \text{ m}^3/\text{m}^3$ .
- Rapport gaz/huile dissolution différentiel est de  $18 \text{ m}^3/\text{m}^3$ .
- Rapport gaz /huile dissolution composite est de  $182 \text{ m}^3/\text{m}^3$ .
- Viscosité de l'huile est de  $0,2233 \text{ cp}$ .
- La densité de l'huile dans les conditions de stockage est de  $0,8$ .

#### 3.2. Caractéristiques du gaz

A la pression de saturation moyenne de la zone ( $165/\text{kg/cm}^2$ ), le gaz se caractérise par un :

- Le coefficient de compressibilité du gaz est  $Z = 0,8$ .
- La viscosité est de  $0,0233 \text{ cpo}$ .
- Densité relative du gaz par rapport à la densité de l'air est de  $0,9$ .

### 3.3. Caractéristiques de l'eau du gisement

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

Cette eau a une viscosité de 0.45 cpo . En conditions de stockage sa densité est de 1,12  $\text{Kg /m}^3$

Avec les résultats d'analyse des carottes disponibles des puits de la zone, quelques valeurs de perméabilités ont pu être déterminées et puis une valeur moyenne de toute la zone qu'est de l'ordre de 3,4 mD , ce qui comparable à la valeur moyenne mesurée sur l'ensemble du champ et dont la valeur de 2,5 mD.

### 4. Historique de production

Sur la base des documents internes de Sonatrach (2009), La zone 7 a commencé la production en octobre 1958 par le puits OM81 avec une production mensuelle de  $6123 \text{ St m}^3$ . Le détail de la production des puits est donné au Tableau 1.

**Tableau 1:** Le cumul et le débit de chaque puits de la zone 7 (document Sonatrach, 2009)

Puits	Q actuel m3/h	P cumulée Mm3	Puits	Q actuel m3/h	P cumulée Mm3
OM81	0	587.77	OMO353	3.42	2150.17
OMKZ303	0.12	12.25	OMO354	1.48	33.18
OMO13	0.4	724.7	OMO36	6.92	5107.03
OMO14	0	1.08	OMO361	2.01	165.23
OMO141	2.18	62.46	OMO362	0	106.77
OMO142	12.45	2087.95	OMO363	2.23	119.45
OMO15	0	2390.89	OMO364	1.38	2733.38
OMO24	0	706.28	OMO37	0	514.25
OMO242	6.03	1453.93	OMO38	0.96	139.32
OMO24B	0	33.68	OMO45	4.82	139.32
OMO25	1.49	754.62	OMO452	0	2560.01
OMO252	0	753.75	OMO46	0.86	2560.01
OMO26	1.08	1984.57	OMO461	0	0
OMO341	2.34	291.83	OMO462	0	313.13
OMO342	0	795.09	OMO47	0.52	117.74
OMO343	2.03	1700.78	OMO48	0.79	0
OMO35	0	7686.73	OMO356	0	216.5
OMO351	3.54	53.3	OMZ463	8.27	51.23
OMO352	1.75	274.06	OMOZ232	4.99	-
<b>Actuellement la production cumulée de la zone 7 est de 37.33769Mm3</b>					



## Conclusion

La zone 7 (champs de Hassi Messaoud) a fait l'objet de cette étude. Cette zone est limitée au Sud par les zones 2 et 6, à l'Est par la zone 8 et à l'Ouest. Cette zone est voisine de la zone 4 dont elle est séparée par une faille. Il est noté que cette zone est reconnue grâce 19 puits d'exploitation et d'injection pour une récupération secondaire. La description géométrique du réservoir à été faite à l'aide des coupes géologiques qui ont montré que le réservoir du cambrien est subdivisé en deux sous réservoirs à savoir : Ra et R2. Sur la base de l'interprétation de ces coupes, il a été constaté le faible pendage ( $\approx 10^\circ$ ) des drains vers la direction SW. D'autre part, l'épaisseur des drains reste constante à l'exception du drain D2.

---

## **CHAPITRE III**

# **MATERIELS ET METHODES**

---

**Chapitre III :****Matériels et Méthodes****1. Matériel et données utilisées****1. 1. Description des données utilisées**

Notre étude est basée sur l'analyse statistique et géostatistique des données de mesure des carottes de 19 forages. Il s'agit de 2724 observations prise dans le champ de Hassi Massoud. Les paramètres pétrophysiques étudiées sont : la porosité ( $\emptyset$ ), la perméabilité (K), la saturation huile (SO) ainsi que la saturation en eau Ce réservoir est constitué par les unités : **D1 , D2 ,ID , Z\_PSG , R2 .**

**1. 2. Logiciels utilisés**

Le traitement de données statistique et géostatistique manuellement est difficile ou pratiquement impossible dans certains cas, vu le nombre de données dans notre cas. Ceci exige l'utilisation de l'outil informatique pour toutes les étapes de l'étude statistique et géostatistique depuis l'élaboration des fichiers jusqu'à la cartographie et la visualisation des résultats. Plusieurs logiciels sont été utilisés pour cette étude :

**1. 2. 1. Logiciel "Excel"**

Ce logiciel qui est un tableur a été utilisé essentiellement pour la saisie et la gestion des données. Les fichiers de données des paramètres pétrophysiques de tout le réservoir du champ da Hassi messaoud été faits au préalable à l'aide de ce logiciel. En générale, il a été utilisé pour certains calculs et aussi pour qu'ils soient bien adaptés à tout traitement statistique et géostatistique.

**1. 2. 2. Logiciel XLSTAT**

XLSTAT est un logiciel de statistique convivial pour Excel (la source d'essai a été utilisée pour ce travail à partir le site web : (<https://www.xlstat.com/en/>).

C'est le logiciel d'analyse de données le plus complet pour Excel. C'est un logiciel qui permet d'effectuer la statistique d'analyse de données et de modélisation sans quitter l'Excel car il est parfaitement intégré avec l'Excel. XLSTAT utilise l'Excel en tant qu'une interface de récupération des données d'une part et d'affichage des résultats. Ce logiciel a été utilisé pour effectuer le traitement statistique descriptif monovarié, bivarié et multivarié (ACP). Il est

à noté que ces traitements doivent être précédés par une préparation des données où les variables sont présentées en colonnes et les individus en lignes.

### 1. 2. 3. Logiciel "SURFER 11 et SURFER 12"

C'est un logiciel de multiples utilisation, il a été utilisé pour des cartes d'isovaleurs, la visualisation des résultats de krigeage et de cartographie automatique des paramètres pétrophysiques de chaque drain du réservoir cambrien.

## 2. Méthodes statistiques et géostatistiques utilisées

### 2. 1. Méthodes statistiques

IL y a trois types d'approches statistiques (monovarié, bivarié et multivarié) ont été utilisés pour le traitement statistique de données.

#### 2. 1. 1. Analyse de données monovarié

Ce traitement permet de déterminer les paramètres statistiques de la distribution des variables étudiées (paramètres de position centrale et de dispersion), et de résumer graphiquement les caractéristiques essentielles de la distribution de chaque variable. Cette analyse permet déjà, d'évoquer l'homogénéité ou l'hétérogénéité des données. Le coefficient de variation, l'allure générale de l'histogramme et de la courbe des fréquences cumulées permettraient d'apprécier l'homogénéité ou l'hétérogénéité des données ainsi que la loi de distribution des variables. (Xavier Emery 2001)

#### 2. 1. 2. Analyse de données bivarié

Le traitement statistique bivarié consiste à étudier deux variables aléatoires simultanément et de déterminer la relation qui existe entre eux, à l'aide, entre autre du calcul des coefficients de corrélation linéaires simples. Où celles-ci montrent clairement les relations mutuelles qui existent entre les variables. Le coefficient de corrélation est calculé par la formule suivante :

$$\rho = \text{COV}(x, y) / \sigma_x \sigma_y$$

Où  $\rho$  : coefficient de corrélation simple de la population.

x et y : variables ;  $\sigma_x$  et  $\sigma_y$  : écart type des variables x et y.

Cov(x, y) : covariance de variables x et y.

Rappelons que  $\text{cov}(x, y) = E(xy) - E(x) \cdot E(y)$ , il est estimé par :

$$R_{x/y} = \frac{\overline{XY} - \overline{X} \cdot \overline{Y}}{S_x \cdot S_y}$$

Avec  $X$  et  $Y$  : teneurs moyennes des variables  $X$  et  $Y$ .

$S_x$  et  $S_y$  : écarts types de l'échantillon statistique des variables  $X$  et  $Y$ .

Les coefficients de corrélation linéaires simples peuvent être regroupés dans un tableau récapitulatif appelé "matrice de corrélation". Notons que la valeur d'un coefficient de corrélation varie entre -1 et +1.

La signification de ce dernier dépend du nombre d'individus utilisés pour son calcul. Une façon empirique de calculer la signification c'est de calculer la valeur de :

$$R_{\text{signif}} = \frac{2}{\sqrt{n-1}}$$

Où  $n$  est le nombre des données utilisées (Xavier Emery 2001).

### 2. 1. 3. Analyse multivarié :

#### a) Analyse en Composantes Principales ACP

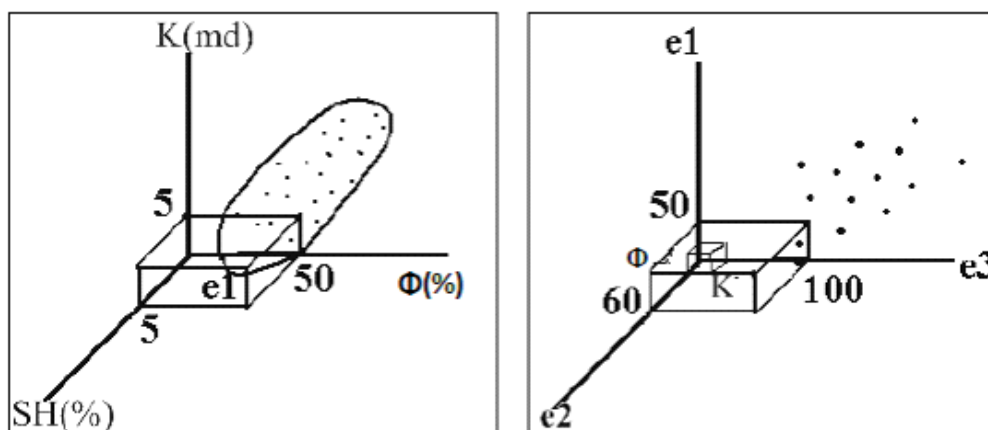
L'analyse de données multivariée désigne l'ensemble des méthodes, qui permettent de collecter, d'organiser, d'analyser et de présenter les données. Ces méthodes utilisent des techniques géométriques permettant de mettre en évidence des groupes d'individus homogènes, des liens entre individus et variables, des ressemblances ou des différences entre variables et surtout de représenter les données initiales d'un Tableau  $R$  ( $n, p$ ) par un nombre plus petit sans perdre l'information. Soit un tableau (matrice)  $R$  ( $n, p$ ) où  $n$  est le nombre de lignes et  $p$  le nombre de colonnes.

**Tableau 2 :** Exemple de données sur les paramètres pétrophysiques

Ech.	K	$\Phi$	SH	Sw	Vsh
1	50	5	0.5	0.5	10
2	60	5	0.5	0.5	20
3	100	5	1	0	50
Ni				X(ni,pi)	
N	100	10	10		10

### ➤ Représentation géométrique

On peut faire une représentation graphique des données utilisées par un nuage de points lignes (Représentation  $R^p$  (et en nuage de point variables) Représentation dans  $R^n$ ) (Fig. 17).



**Fig.10** - Représentation géométrique des données : a)- point-lignes  $R^p$  et b) point-variables  $R^n$ .

Dans  $R^n$ , chaque point est défini par  $n$  coordonnées. Deux points-lignes apparaissent proches l'un de l'autre, si les deux lignes ont des mesures semblables des variables ou individus et éloignés l'un de l'autre si les mesures sont différentes. En présence d'un nuage de points dans un espace à  $n$  dimensions, on cherchera à saisir et comprendre la dispersion des points c'est-à-dire la signification des différents allongements des nuages de points.

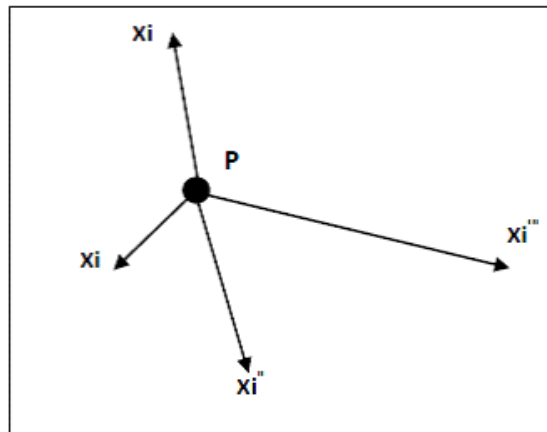
L'analyse en Composantes Principales (ACP) est l'une des plus anciennes méthodes de l'analyse factorielle. Elle est utilisée pour l'analyse des données qui sont représentées sous formes de tableaux de  $n$  individus et  $p$  variables. Soit  $R(n, p)$ , ce tableau de données de terme générale  $r_{ij}$ .

En ACP, ce qui est important, c'est la forme du nuage des points par rapport aux axes (droites) qui passent par le centre de gravité du nuage. Il s'agit donc de rechercher les droites qui respectent au mieux l'ensemble des carrés des distances entre couples : C'est celles qui passent par le centre de gravité. D'où la nécessité de procéder à un changement de repère en centrant les variables de la matrice de données initiales. Si de plus les unités des variables sont différentes alors il est préférable de les réduire pour supprimer l'effet unité c'est-à-dire échelle :

$$x_{ij} = \frac{r_{ij} - \bar{r}_j}{\sqrt{n \cdot \sigma_j}}$$

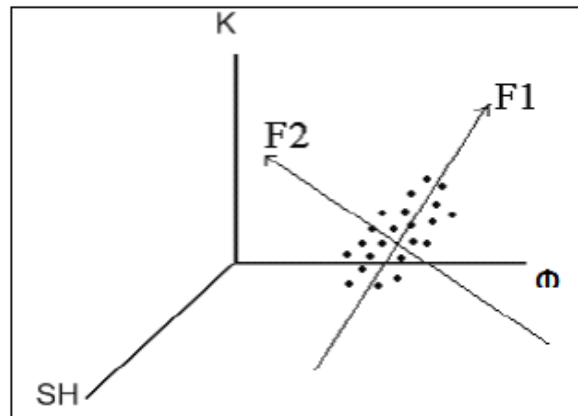
Ainsi après cette transformation (changement), la matrice d'inertie ne serait autre que la matrice de corrélation linéaire simple :  $C=XTX$ . On appelle l'inertie du point  $N(I)$  par rapport au point  $P$  ou l'expression suivante :

$$InP(I) = \sum_{i=1}^n m_i \|X_i - P\|^2$$



**Fig. 11** - Représentation géométrique d'inertie des points  $X_i$  ( $i=1$  à  $n$ ) par rapport au point  $P$ .

Après le calcul de  $C$ , il est nécessaire de calculer l'inertie du nuage de point dans les principaux axes d'allongement désignés par  $F_i$  ( $i=1$  à  $N$ ) (Fig. 18) en diagonalisant – c'est à dire en recherchant les premières valeurs propres (variances) et les vecteurs propres correspondants.



**Fig. 12** - Représentation d'un nuage de points et les principaux axes d'allongement (Axes factoriels).

La diagonalisation de la matrice  $C$  (matrice d'inertie) permet d'obtenir les  $p$  vecteurs propres  $U_\alpha$  et les  $p$  valeurs propres  $\lambda_\alpha$ . Le vecteur  $U_\alpha$  est connu par ces coordonnées dans l'espace  $R^p$ . Les coordonnées des points  $X^i$  sur les axes factorielles qui sont obtenus par :

$$F_\alpha(i) = X_i U_\alpha$$

$$F_\alpha(i) = \sum_{j=1}^k U_{\alpha j} X_{ij}$$

$F_\alpha(i)$  est le facteur de rang  $\alpha$  associé à l'individu  $i$  :  $F_\alpha(i)$  est la coordonnée de l'individu (échantillon)  $i$  sur l'axe factoriel  $U$ . Ce dernier a autant de composantes que de variables. Dans la pratique l'inertie expliquée par l'axe factoriel :

$$T_\alpha = \frac{\lambda_\alpha}{In(I)} = \frac{\lambda_\alpha}{\sum_{\alpha=1}^p \lambda_\alpha}$$

Où  $In(I)$  est l'inertie totale du nuage de points.

Généralement les résultats d'une ACP sont représentés sous forme graphique.

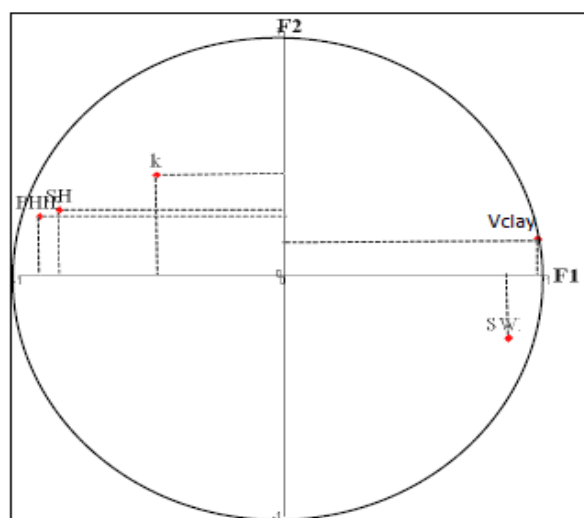
Ex : Variances : F1= **56,42%**, F2= **17,5%**, F3= **12,8%**. Variances cumulées =

F1+F2+F3=86.72% : Les 3 facteurs représentent 90.82% de l'information totale.



**Tableau 3:** Exemple de facteurs de charge

Elément	F1	F2	F3
<b>K</b>	-0,48	0,41	0,71
<b>Φ</b>	-0,92	0,24	0,06
<b>So</b>	-0,85	0,26	0,38
<b>Sw</b>	0,85	-0,26	-0,38
<b>Vsh</b>	0,96	0,14	-0,05

**Fig. 13** - Représentation des facteurs de charge d'une ACP normée.

Les facteurs des individus sont les coordonnées des individus sur les axes factoriels représentation dans Rp– Leur calcul est effectué à l'aide de la formule suivante :

$$[Fsc] = [X] \times [F] : F_{sc1} = a_{F1}K + b_{F1}\Phi + c_{F1}SH \dots\dots\dots$$

#### **b) Analyse factoriel discriminante :**

L'AFD est une méthode d'analyse de données ayant pour objectif de discriminer (séparer) m groupes d'individus préalablement définis, décrits par p variables quantitatives. On cherchera, ainsi, des combinaisons linéaires des p variables initiales (des axes discriminants) qui permettent de séparer au mieux les groupes. Ceci permet, entre autres, de décrire les différences entre les groupes. L'analyse factorielle discriminante est une méthode multivariées qui permet le test de certaines hypothèses ( Abdelgader, 1995; Lefebvre, 1980; Mudry, 1986, 1987; Rolet Seguin, 1986). Il appartient à la statistique décisionnelle, et il est basé sur la comparaison des variances intragroupe multidimensionnelles à variance intergroupe (Bouroche et Saporta, 1978). Ces méthodes peuvent montrer la présence de certaines relations entre critères qualitatifs expliqués et un groupe de caractères explicatifs quantitatifs, et d'autre part ils permettent de décrire ces dernières relations existantes.

---

## **CHAPITRE IV**

# **RESULTATS ET DISCUSSION**

---

**Chapitre IV :****Résultats et discussion****Introduction**

Ce chapitre a pour but de déterminer la typologie pétrophysique à l'aide de l'analyse statistique des données pour les drains suivants : drain D1, drain D2, drain ID, Z-PSG, R2.

Il s'agit aussi d'effectuer une analyse factorielle discriminante pour évaluer la qualité de subdivision des drains qui a été faite par Sonatrach.

**1. typologie statistique du réservoir cambrien****1.1. Analyse statistique monovariée**

- **Drain D1**

L'étude statistique a été faite sur un ensemble de 633 échantillons représentant les données du drain D1 (réservoir Ra ). Ce drain est caractérisé par une bonne perméabilité (K) (moy=60.667mD,  $\sigma$  =109.42 mD ). La porosité moyenne ( $\emptyset_{\text{moy}} = 10.1 \%$ ) avec un écart type ( $\sigma = 3.10 \%$ ). Une saturation très élevée en huile a été observée dans ce drain. Cette valeur est la plus élevée par rapport les autres drains avec une valeur de ( $S_{o\text{moy}}= 44,654\%$ ) avec un écart type ( $\sigma = 20.88 \%$ ). Une saturation en eau ( $S_{w\text{moy}} = 12.73 \%$ ) avec un écart type ( $\sigma = 10.92\%$ )<sup>2</sup>. L'ensemble des résultats sont représentés au Tableau.4.

**Tableau 4:** Statistiques descriptives du drain D1.

<b>Variable</b>	<b>Minimum</b>	<b>Maximum</b>	<b>Moyenne</b>	<b>Ecart-type</b>	<b>Var. (S<sup>2</sup>)</b>
<b>K (mD)</b>	0.000	745.00	60.67	109.42	11973.30
<b>(<math>\emptyset</math>) %]</b>	1.90	18.30	10.10	3.10	9.61
<b>So (%)</b>	0.00	89.20	44.65	20.88	436.02
<b>Sw(%)</b>	0.00	60.00	12.37	10.92	119.42

**K:** perméabilité ; **( $\emptyset$ )** : porosité ; **So** : saturation en huile ; **Sw**: saturation en eau.  
**Var:** Variance

- **Drain D2**

L'étude statistique se fait sur un ensemble de 207 échantillons représentant les données de drain D2 (réservoir Ra ). Ce drain est caractérisé par une perméabilité bonne (moy = 61.26 mD,  $\sigma$  = 128.92 mD). Sa porosité moyenne ( $\emptyset$ ) (moy = 9.33 % ,  $\sigma$  = 2.88 %). La saturation en huile ( $S_o$ ) (moy = 39.89 % ,  $\sigma$  = 22.16 %). La saturation en eau ( $S_w$ ) (moy = 9.59 % ,  $\sigma$  = 10.81). L'ensemble des résultats sont représentés au Tableau 5.

**Tableau 5** : Statistiques descriptives du drain D2

Variable	Minimum	Maximum	Moyenne	Ecart-type	Var.(S <sup>2</sup> )
<b>K ( mD)</b>	0.02	960.68	61.26	128.92	16620.53
<b>(<math>\emptyset</math>) (%)</b>	1.40	17.20	9.33	2.88	8.32
<b>So (%)</b>	0.00	88.10	39.89	22.155	490.84
<b>Sw(%)</b>	0.00	59.00	9.60	10.813	116.91

**K**: perméabilité ; **( $\emptyset$ )** : porosité ; **So** : saturation en huile ; **Sw**: saturation en eau

**Var.** : Variance ;  **$\sigma$**  : écart type.

- **Drain ID**

Le traitement statistique a été effectué sur un ensemble de 516 échantillons de carottes qui font partie du drain ID (réservoir Ra). Ce drain est caractérisé par une perméabilité (moy = 34.00mD,  $\sigma$  = 77.17 mD). Sa porosité moyenne est de 9.25%, ( $\sigma$  = 2.73). La saturation en huile est (moy = 39,27%,  $\sigma$  = 21.04%). Avec une saturation en eau ( $S_w$ ) (moy = 9,65 % ,  $\sigma$  = 9.43%). L'ensemble des résultats sont représentés au Tableau 6 .

**Tableau 6** : Statistiques descriptives du drain ID

Variable	Minimum	Maximum	Moyenne	Ecart-type	Var.(S <sup>2</sup> )
<b>K ( mD)</b>	0.030	842.24	34.00	77.17	5956.06
<b>(<math>\emptyset</math>) (%)</b>	0.80	18.40	9.26	2.73	7.45
<b>So (%)</b>	0.00	100.00	39.27	21.04	442.94
<b>Sw(%)</b>	0.00	50.00	9.65	9.43	89.00

**K**: perméabilité ; **( $\emptyset$ )** : porosité ; **So** : saturation en huile ; **Sw**: saturation en eau

**Var.** : Variance ;  **$\sigma$**  : écart type.

- **Drain R2**

Le traitement statistique a été effectué sur un ensemble de 712 échantillons de carottes qui font partie du réservoir R2. Ce drain est caractérisé par une perméabilité moyenne (moy = 10.20mD,  $\sigma$  = 34.94 mD). Sa porosité moyenne est de 11.75%, ( $\sigma$  = 3.64). Ce drain est

caractérisé par une saturation d'huile moyenne (moy = 32,27%,  $\sigma$  = 20.32%) et une saturation d'eau moyenne (moy = 17.30%,  $\sigma$  = 17.02%) Tableau.7.

**Tableau 7:** Statistiques descriptives de drain R2.

Variable	Minimum	Maximum	Moyenne	Ecart-type	Var.(S <sup>2</sup> )
<b>K ( mD)</b>	0.050	548.000	10.20	34.94	1220.81
<b>(Ø) (%)</b>	0.000	22.800	11.75	3.64	13.25
<b>So (%)</b>	0.000	85.900	32.27	20.32	413.06
<b>Sw(%)</b>	0.000	100.000	17.30	17.02	289.87

**K:** perméabilité ; **(Ø)** : porosité ; **So** : saturation en huile ; **Sw:** saturation en eau  
**Var.** : Variance ;  **$\sigma$**  : écart type.

- **Zone de passage**

C'est la zone de transition de réservoir Ra vers le réservoir R2. Cette zone est caractérisée par une perméabilité moyenne (moy = 22.55mD,  $\sigma$  = 67.77 mD). Sa porosité moyenne (moy = 10.18%,  $\sigma$  = 3.10 %). La saturation moyenne d'huile (moy = 39.99 %,  $\sigma$  = 19.87 %) avec une saturation en eau (moy = 13.43%,  $\sigma$  = 12.77%). L'ensemble des résultats sont représentés au Tableau. 8.

**Tableau 8:** Statistiques descriptives du drain Z-PSG.

Variable	Minimum	Maximum	Moyenne	Ecart-type	Var.(S <sup>2</sup> )
<b>K ( mD)</b>	0.05	559.30	22.55	67.77	4593.86
<b>(Ø) (%)</b>	2.30	17.20	10.18	3.10	9.63
<b>So (%)</b>	0.00	86.90	39.99	19.87	394.82
<b>Sw(%)</b>	0.00	58.00	13.43	12.77	163.18

**K:** perméabilité ; **(Ø)** : porosité ; **So** : saturation en huile ; **Sw:** saturation en eau  
**Var.** : Variance ;  **$\sigma$**  : écart type.

## 2. Interprétation des résultats de l'ACP :

La diagonalisation de la matrice de corrélation (annexe) a permis d'extraire les facteurs de charges. Les résultats sont montrés au Tableau 9.

**Tableau 9 :** Corrélations entre les variables et les facteurs pour le réservoir cambrien de la zone 7.

	F1	F2	F3	F4
<b>K</b>	0,17	0,25	0,94	-0,15
<b>Ø</b>	0,59	0,61	-0,34	-0,41
<b>So</b>	0,85	-0,03	0,04	0,52
<b>Sw</b>	-0,47	0,80	-0,03	0,38
<b>V.Propre</b>	1,33	1,07	1,01	0,60
<b>Variabilité (%)</b>	33,18	26,73	25,14	14,95
<b>% cumulé</b>	33,18	59,91	85,05	100,00

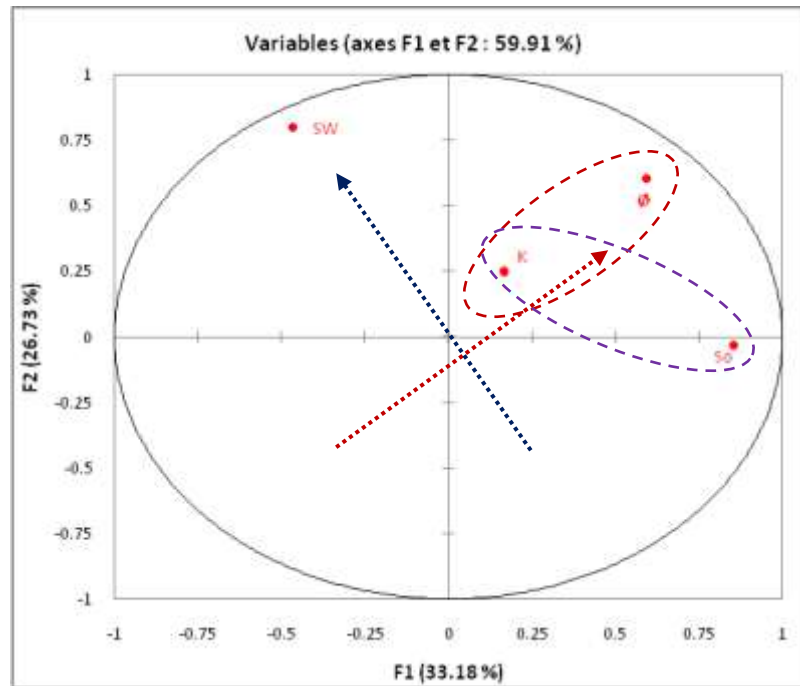
**K** : perméabilité ; **Ø** : porosité ; **So** : saturation en huile ; **sw** : saturation en eau.

Les cercles de corrélation dans le plans des axes F1 et F2 qui représentent une variance cumulée de 59.91 % (F1= 33.18 % , F2= 26.73 %) montrent : (**Fig. 14**)

- Une association constituée de la perméabilité, porosité et la saturation

La perméabilité, la saturation en huile et la porosité sont corrélés positivement avec le facteur F2. Tandis que la saturation en eau est corrélées négativement avec le facteur F1. La saturation en huile est corrélée négativement avec le facteur F2. La perméabilité, la porosité et la saturation en eau sont corrélées positivement avec le facteur F2.

Cette disposition indique que la porosité, perméabilité et la saturation en huile représentent les paramètres contrôlant le réservoir poreux, perméable et saturé en hydrocarbures. Par contre la saturation en eau représente le paramètre pénalisant le réservoir surtout pour sa productivité.



.....➔ Sens d'augmentation de Saturation en Eau.

.....➔ Sens d'augmentation des paramètres pétrophysique ( K, Ø, So).

**Fig. 14** - Projection des paramètres pétrophysiques du réservoir Cambrien sur le plan factoriel F1 versus F2

### 3. Analyse factorielle discriminante (AFD)

Cette analyse statistique factorielle a été effectuée sur les données pétrophysiques (K,  $\emptyset$ , So, SW) qui sont les variables quantitatives et le type de drain (R2, D2, ID, Z\_PSG, D1) représentant la variable qualitative. La nomenclature de ces variables a été faite sur la base de la subdivision qui tient compte de l'aspect sédimentologique, pétrophysique et diagraphique. L'objectif de cette analyse consiste à tester la qualité de subdivision en drain sur la base des paramètres pétrophysiques. Si la subdivision est bien faite, il aura une nette distinction des classes d'échantillons appartenant aux drains et qui se manifeste par l'éloignement des barycentres. Si le contraire, la subdivision des drains proposée ne reflète pas un contraste entre les échantillons sur la base des paramètres pétrophysiques au sein des drains en question.

L'application de cette analyse se fait dans chaque puits séparément en utilisant le logiciel Excel Stat (2003). Les drains sont codés par des lettres (Drain 1 = D1, Drain 2 = D2, Inter Drain = ID) pour chaque échantillon de forage. Nous présentons ci-dessous, les résultats de 03 puits qui dont tous les drains de cette zone sont traversés et dont la répartition géographique couvre la zone 7.

- **Puits OMO452**

Ce puits OMO452 ayant les coordonnées (X = 814399,83 ; Y = 136699,13) est localisé dans la partie Est de la zone d'étude. Ce forage traverse l'ensemble des drains sur une épaisseur de 106 m (D2=15 m, ID=28 m, D1= 25 m, Z\_PSG= 5 m, R2 = 33 m) Au total 111 échantillons de carotte ont été analysés sur les paramètres pétrophysiques répartis comme suit : D2= 10 échantillons, ID = 28 échantillons, D1 = 25 échantillons, Z\_PSG = 06 échantillons, R2 = 42 échantillons).

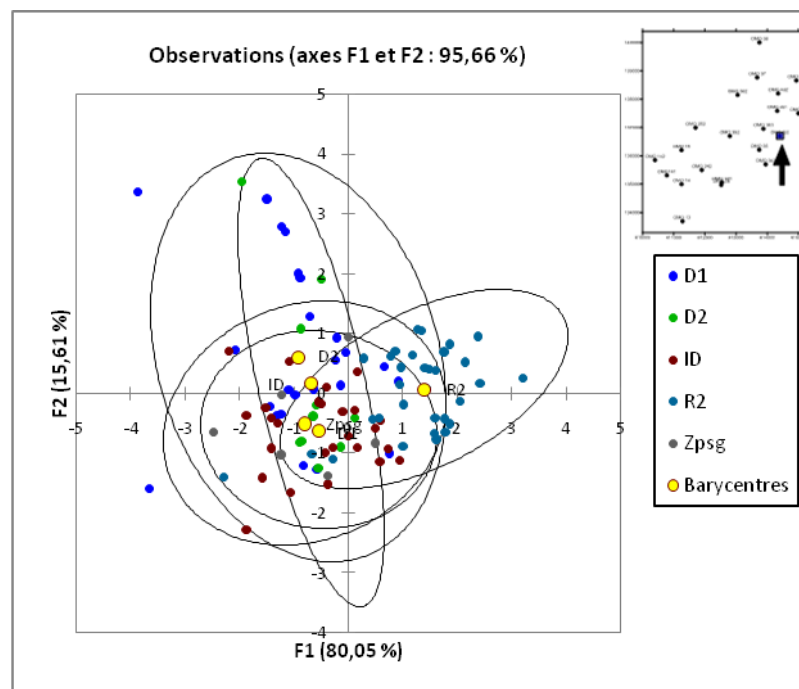
L'initialisation de l'AFD a montré une dispersion des échantillons dans l'espace factoriel F1 versus F2 qui représentent une variance cumulée de 95.66 % (F1= 80.05 % F2= 15.61%). Le facteur F1 montre une nette ségrégation (subdivision) entre les échantillons du réservoir R2 et le réservoir Ra. Les échantillons du réservoir R2 sont corrélés positivement à F1, cependant les échantillons des drains du réservoir Ra sont corrélés négativement indiquant ainsi une nette différenciation en terme de paramètres pétrophysiques (**Fig. 15**).

Le facteur F2 a permis aussi, de distinguer entre les drains constituant le réservoir Ra. En effet, les échantillons des drains D1 et D2 sont clairement regroupés séparément indiquant

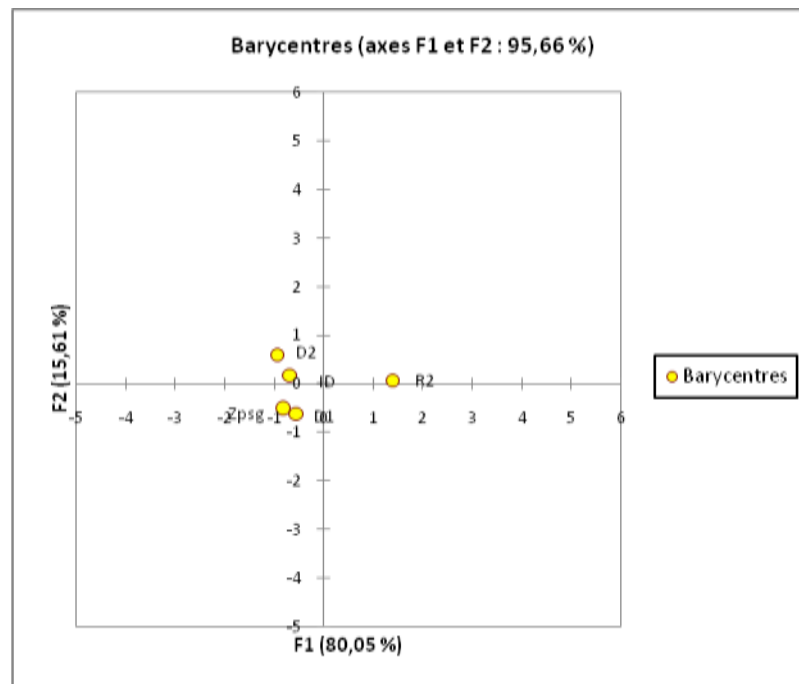


une différence sur la base des paramètres pétrophysiques. Les deux drains ID et Zpsg sont très proches à D2 et D1 respectivement. Il s'agit à des drains de transition dont les caractéristiques pétrophysiques sont similaires.

Ces résultats ont permis de caractériser chaque réservoir. Ils ont mis en évidence la distinction entre le Réservoir R2 et Ra d'une part et entre les drains D1 et D2 (du réservoir Ra) d'autre part. Ceci indique la bonne subdivision faite par Sonatrach, 1988 dans ce puits. Cette subdivision traduit la superposition vertical des drains au niveau des réservoirs étudiés et indiquant ainsi une évolution de l'histoire géologique du bas en haut.



**Fig. 15** - Analyse factorielle discriminante de puits OMO452



**Fig. 16** - Les barycentres de l'AFD du puits OMO452

- **Puits OMO341**

Ce puits OMO341 dont des coordonnées ( $X = 812544,82$  ;  $Y = 135058,46$ ) localisée dans la partie Sud de la zone d'étude. Ce forage dont l'objectif de réservoir a une épaisseur de 93 m répartie comme suit : (D2 = 24m, ID=28m, D1= 26m, Z\_PSG= 5m, R2 = 10m). Au total 106 échantillons de carotte ont été analysés sur les paramètres pétrophysiques répartis comme suit : D2 = 31 échantillons, ID = 31 échantillons, D1 = 27 échantillons, Z\_PSG = 06 échantillons, R2 = 11 échantillons).

L'AFD montré une dispersion des échantillons dans l'espace factoriel F1 versus F2 qui représentent une variance cumulée de 92.13 % (F1= 66.99 %, F2= 25.14%). L'AFD a permis de décrire :

- Une corrélation positive entre le réservoir R2 et le facteur F1.
- Une corrélation négative entre le réservoir Ra et le facteur F1.
- Le facteur F1 représente l'axe de séparation entre les deux réservoirs qui montre une nette subdivision entre les échantillons du réservoir R2 et le réservoir Ra.
- Le facteur F2 a permis de distinguer entre les drains constituant le réservoir Ra.
- Les échantillons des drains D1et D2 sont clairement regroupés séparément indiquant une différence sur la base des paramètres pétrophysiques.

- Les deux drains ID et D1 sont identiques tel que ont des propriétés pétrophysique commune.
- La zone de passage est située graphiquement entre le réservoir Ra et R2. Il s'agit à des drains de transition dont les caractéristiques pétrophysiques sont similaires.

Ces résultats ont permis de caractériser chaque réservoir. Il a mis en évidence la distinction entre le Réservoir R2 et Ra d'une part et entre les drains D1 et D2 (du réservoir Ra) d'autre part sauf le drain ID et D1 qui sont semblables. (Fig. 17,18)

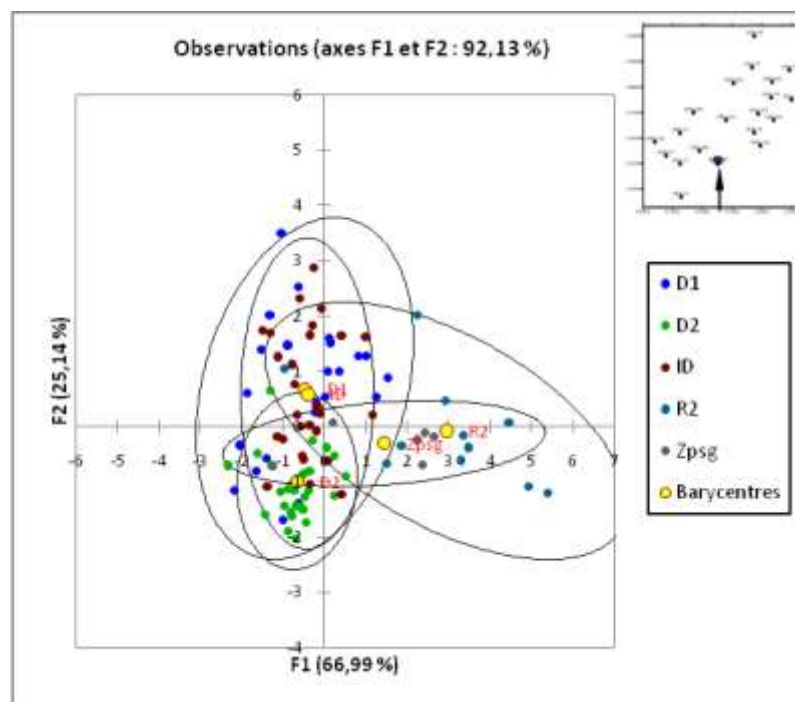


Fig. 17 - Analyse factorielle discriminante de puits OMO341

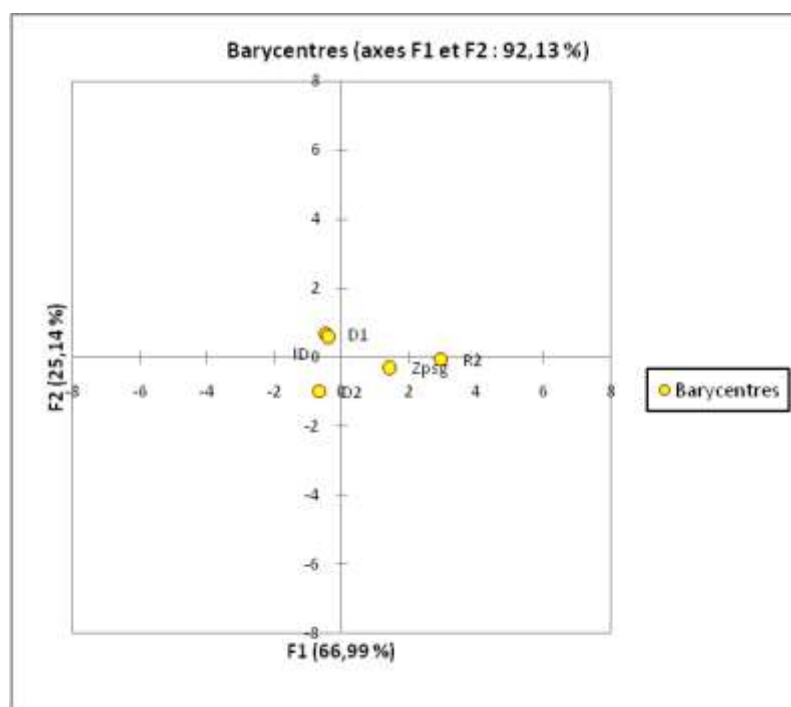


Fig. 18 - Les barycentres de L'AFD du puits OMO341

- **Puits OMO141**

Les paramètres de ce puits sont présentés au tableau 10

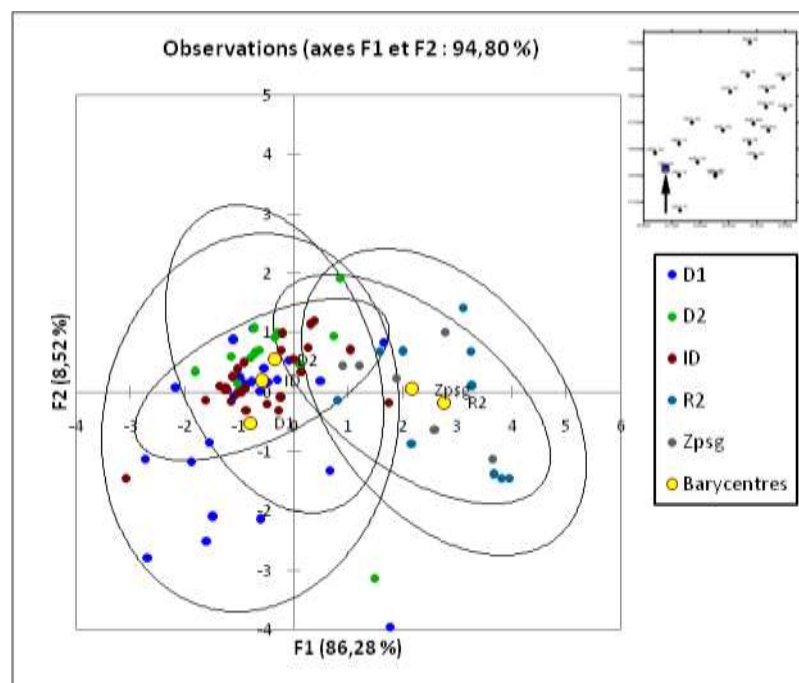
**Tableau 10** : paramètres de puits OMO141

<b>Puits</b>	<b>X</b>	<b>Y</b>
OMO141	810779,06	135310,39
<b>Drain</b>	<b>Epaisseur drain (m)</b>	<b>Nombre d'échantillons</b>
D2	16	18
ID	25	24
D1	25	25
Z_PSG	5	6
R2	14	15
<b>TOTAL</b>	<b>86</b>	<b>87</b>

Au départ l'AFD a montré une distribution dispersée des échantillons dans l'espace factoriel F1 versus F2 qui représentent une variance cumulée de 94.80 % (F1= 86.28 %, F2= 8.52%). Les résultats de l'AFD montrent une corrélation positive entre le réservoir R2 et le facteur F1 par contre une corrélation négative entre le réservoir Ra et le facteur F1. Ce dernier indique une subdivision propre entre les échantillons du réservoir R2 et le réservoir Ra et une nette différenciation entre les drain de réservoir Ra. Le facteur F2 a permis aussi de distinguer entre les drains constituant le réservoir Ra.

Les échantillons des drains D1 et D2 sont clairement regroupés séparément indiquant une différence sur la base des paramètres pétrophysiques. Le drain ID est très proche à D2 et D1. La zone de passage (z-psg) joue un rôle d'un médiateur entre les deux réservoirs. Il s'agit à des drains de transition dont les caractéristiques pétrophysiques sont similaires. (**Fig. 19,20**)

Enfin on peut conclure que les résultats de l'AFD permis de définir chaque réservoir. Ils ont mis en évidence la discrimination entre le Réservoir R2 et Ra d'une part et entre les drains D1 et D2 (du réservoir Ra) d'autre part. Ceci indique la bonne subdivision faite par Sonatrach 2000 dans ce puits. Cette subdivision traduit la superposition vertical des drains au niveau des réservoirs étudiées et indiquant ainsi une évolution de l'histoire géologique du bas en haut.



**Fig. 19** - Analyse factorielle discriminante de puits OMO141

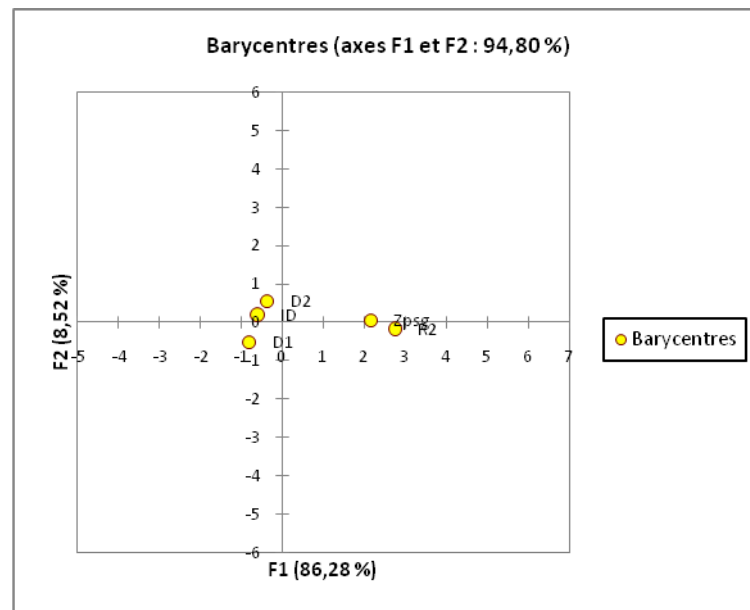


Fig. 20 - Les barycentres de L'AFD du puits OMO141

- **Puits OMO 461**

Les caractéristiques du puits OMO 461 sont présentés au tableau 11.

**Tableau 11** : paramètres de puits OMO461

<b>Puits</b>	<b>X</b>	<b>Y</b>
OMO461	814319.72	137584.45
<b>Drain</b>	<b>Epaisseur drain (m)</b>	<b>Nombre d'échantillons</b>
D2	10	11
ID	24	24
D1	23	24
Z_PSG	5	6
R2	76	71
<b>TOTAL</b>	<b>141</b>	<b>135</b>

L'initialisation de l'AFD a montré une dispersion des échantillons dans l'espace factoriel F1 versus F2 qui représentent une variance cumulée de 94.84 % (F1= 78.46 % F2= 16.38%). Le facteur F1 représente l'axe de séparation le réservoir R2 et le réservoir Ra. Le réservoir R2 est corrélé positivement à F1, cependant les drains du réservoir Ra sont corrélés négativement. Les échantillons des drains D1, D2 et ID sont clairement très proches indiquant un peu différence du paramètres pétrophysiques. Dans ce cas on a pas le droit pour faire une subdivision au niveau de réservoir Ra grâce à les trois drains de ce dernier ont

presque les mêmes caractéristiques pétrophysique. D'autre part on peut dire que il y a un mélange des échantillons. (Fig. 21,22)

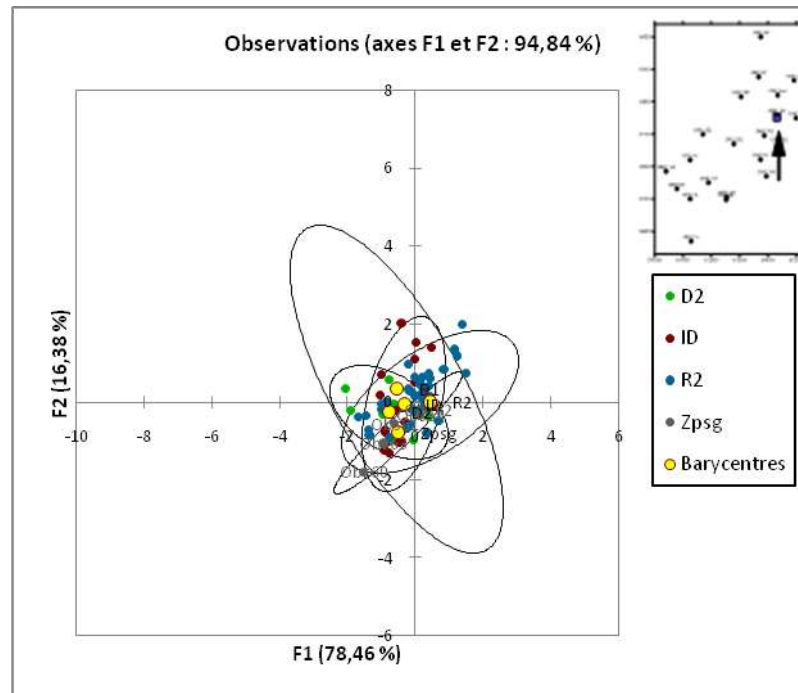


Fig. 21 - Analyse factoriel discriminante de puits OMO461

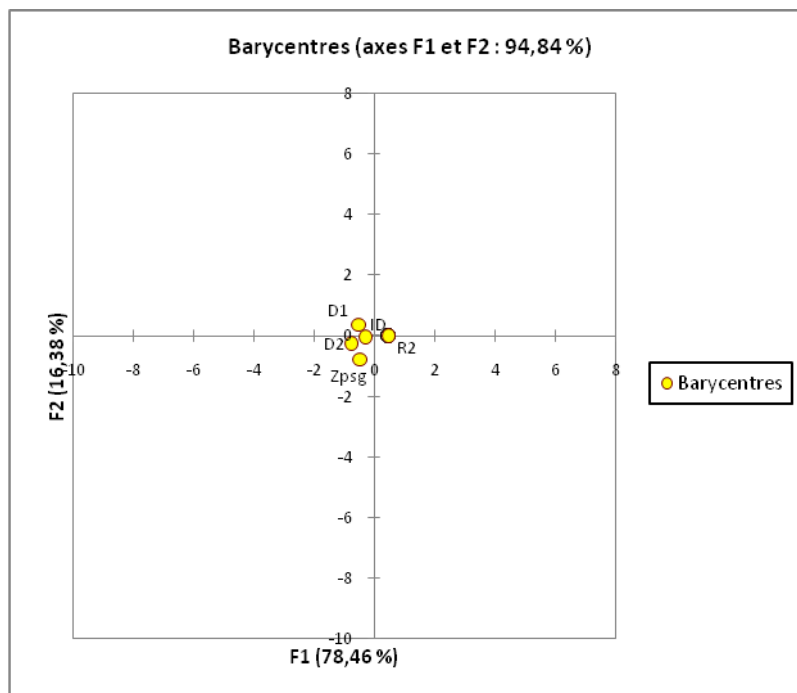


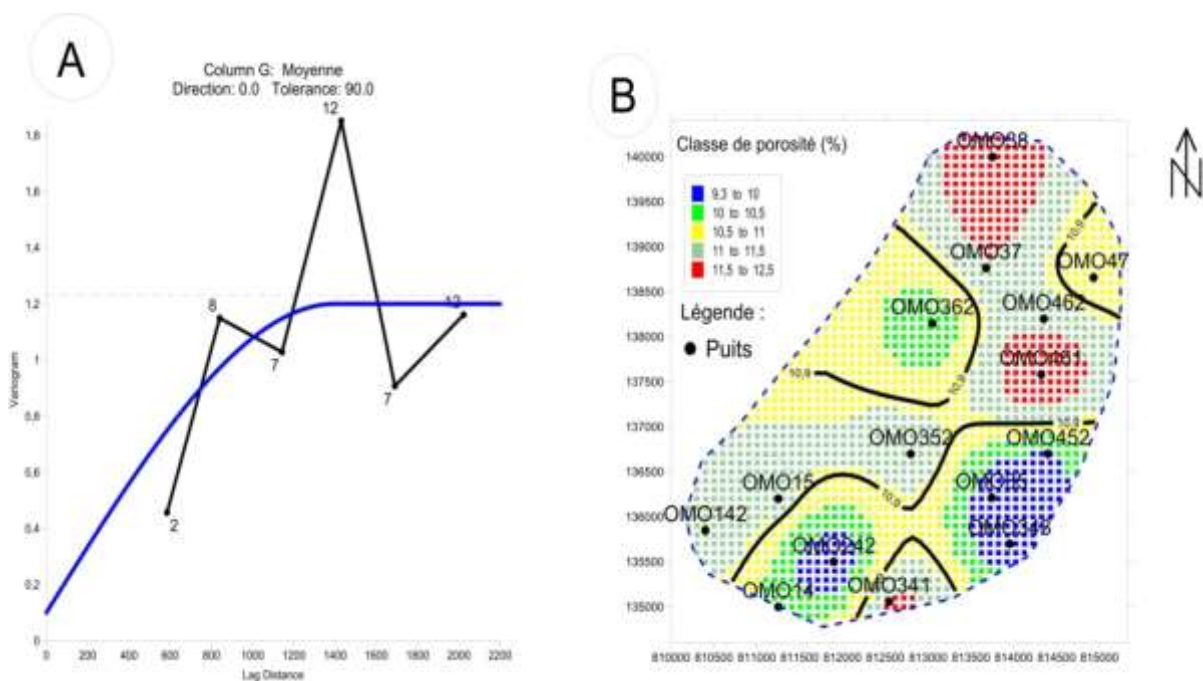
Fig. 22 - Les barycentres de L'AFD du puits OMO461

## 4. Cartographie géostatistique de la porosité et de la perméabilité

### 4.1. Interprétation des cartes de la porosité

#### 4.1.1 Carte en isoporosité du R2

Le variogramme expérimental moyen de la porosité du drain R2 a été modélisé par un modèle sphérique avec un effet de pépite ( $C_0$ ) = 0.1%<sup>2</sup>, un palier  $C = 1.1$ %<sup>2</sup> et une portée ( $a$ ) = 1400 m. Les résultats ont été utilisés pour le krigeage à 2D des blocs (100 \* 100) (Fig10). La carte des classes montre que les bonnes de porosités varient graduellement du Nord vers la partie Sud-ouest du secteur. La porosité varie de 11 à 12 % représente 767 blocs soit 34 % de la totalité des blocs. Les meilleures porosités sont localisées autour des puits OMO38 et OMO461. La partie Est montre des valeurs moyennes de porosités [10- 11%] représentant 834 blocs, soit 47.8 % de la totalité. Une faible porosité a été enregistrée au niveau de puits OMO242 et OMO343. (Fig. 23)



**Fig. 23** - Cartographie en blocs des porosités du réservoir R2 ( zone 7) par la méthode de krigeage (A) Variogramme expérimental et son ajustement (B) Carte des classe krigées de la porosité .

#### 4.1.1. Carte en isoporosité du D1

Le variogramme expérimental moyen de la porosité du drain D1 a été modélisé par un modèle sphérique. Les paramètres d'ajustement de ce variogramme sont :

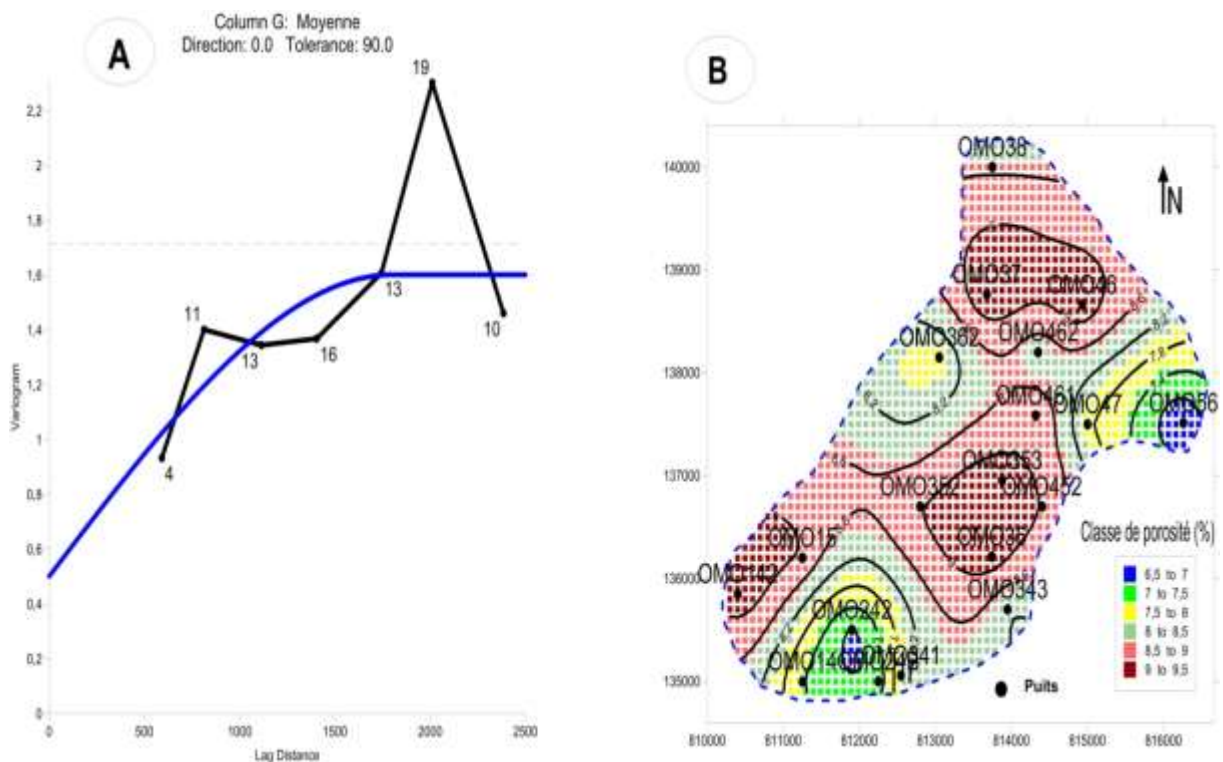
- Effet de pépite  $C_0 = 0.502\%$ <sup>2</sup>.



- Palier C = 1.1%<sup>2</sup>.
- La portée a = 1800m.

Ces résultats ont été utilisés pour réaliser un krigeage à 2D des blocs (100 \* 100). La cartes des classes montrent que la forte porosité est localisée beaucoup plus vers la partie Nord et au centre puis la partie sud-ouest de la zone avec une valeur de [8.5% à 9.5%] avec 998 blocs soit un pourcentage de 56.6 % par rapport au pourcentage total. La partie sud montre des valeurs moyennes de porosité [7% à 8.5%] avec 732 blocs et un pourcentage de 41.6 %. On trouve des faibles porosité aux niveau des puits OMO242 et OMO56.

(Fig. 24)



**Fig. 24** - Cartographie en blocs des porosité du drain D1 (zone 7) par la méthode de krigeage (A) Variogramme expérimental et son ajustement (B) Carte des classes krigés de la porosité.

#### 4.1.2. Carte en isoporosité du ID

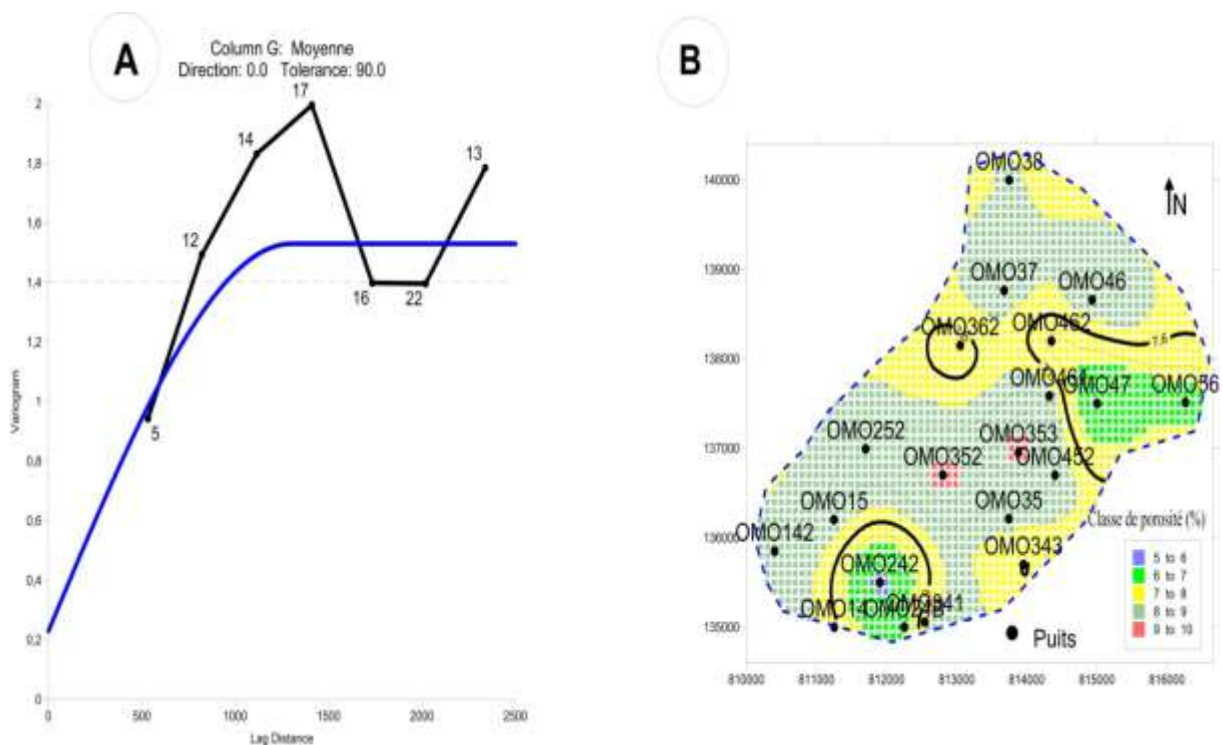
Le variogramme expérimental moyen de la porosité du drain ID a été réalisé et ajusté par un model sphérique avec les paramètres suivants :

- L'effet de pépite  $C_0 = 0.23\%^2$ .

- Le palier C = 1.3 %<sup>2</sup>.
- La portée a = 1300 m.

Les résultats de ce dernier ont été utilisés pour élaborer un krigeage à 2D des blocs (100 \*100). A partir la cartes des classes nous constatons : (**Fig. 25**)

- Les bonnes valeurs de porosité sont répartis dans la partie nord, centre et sud-ouest de la zone [8% à 10%] avec 1017 blocs soit un pourcentage de 51.3 % de la totalité.
- Les valeurs moyennes de porosité sont au niveau de la partie Est, ouest de la zone [6% à 8%] représentent 959 blocs et un pourcentage 48.4 % de la totalité.
- La plus faible valeur porosité a été enregistrée au niveau de puits OMO242.



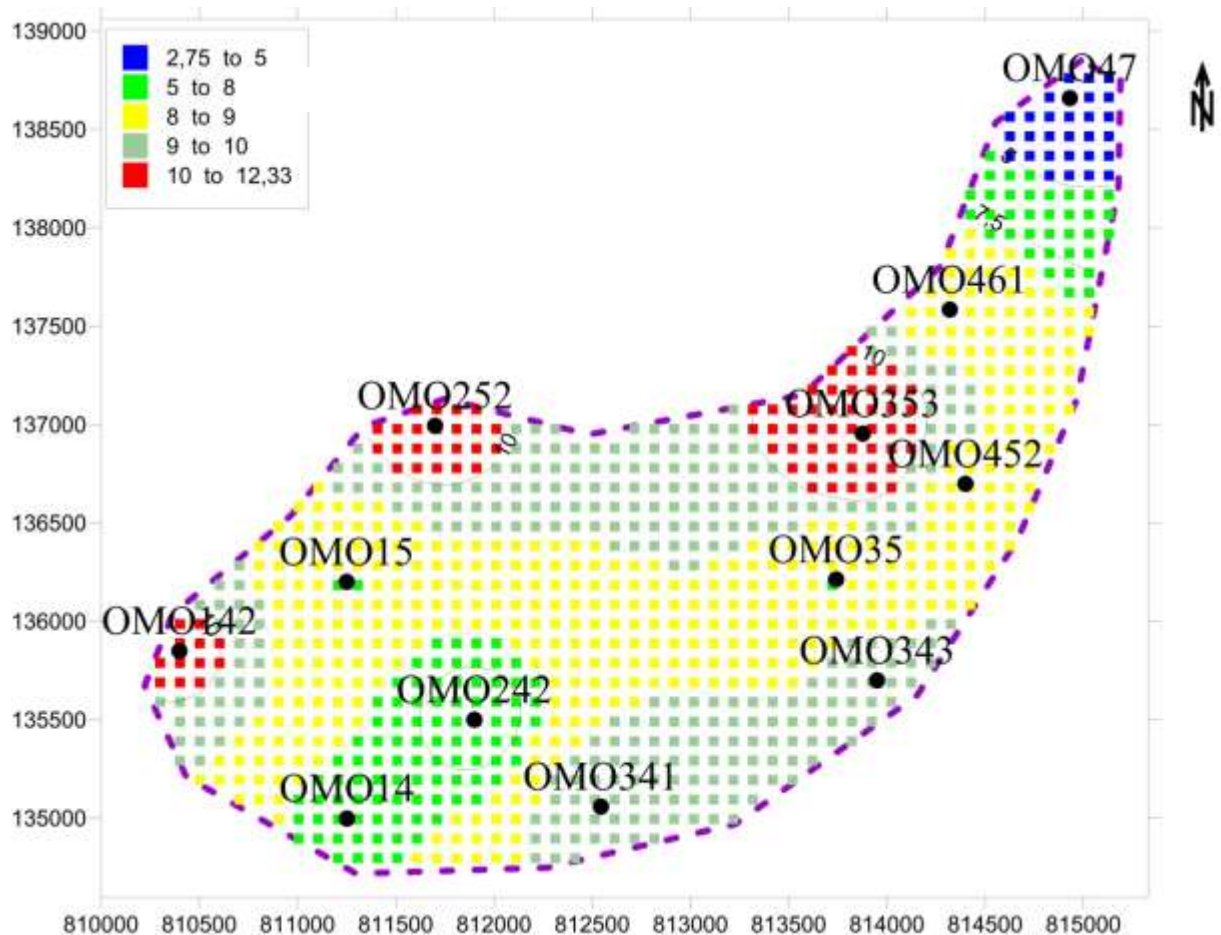
**Fig. 25** - Cartographie en blocs des porosités du drain ID (zone 7) par la méthode de krigeage (A) Variogramme expérimental et son ajustement (B) Carte des classes krigees de la porosité .

#### 4.1.3. Carte en isoporosité du D2

La cartographie en blocs des porosités du drain D2 a été réalisée par la méthode de l'inverse de distance à cause le manque des données pour les puits du Nord tel ' que le drain n'existe pas par l'effet de l'érosion.

La carte des classes montre d'une façon général que les valeurs de la porosité moyenne sont localisée dans la partie Sud et a la partie centrale [8% à 12.33%] avec 779

blocs et une proportion de 87%. La plus grande valeur est observée au niveau du puits OMO142, OMO252 et OMO353. La plus faible valeur à été enregistrée au niveau du puits OMO47 (**Fig. 26**).



**Fig. 26** - Cartographie en blocs des porosités du drain D2 (zone 7) par la méthode de L'inverse de distance.

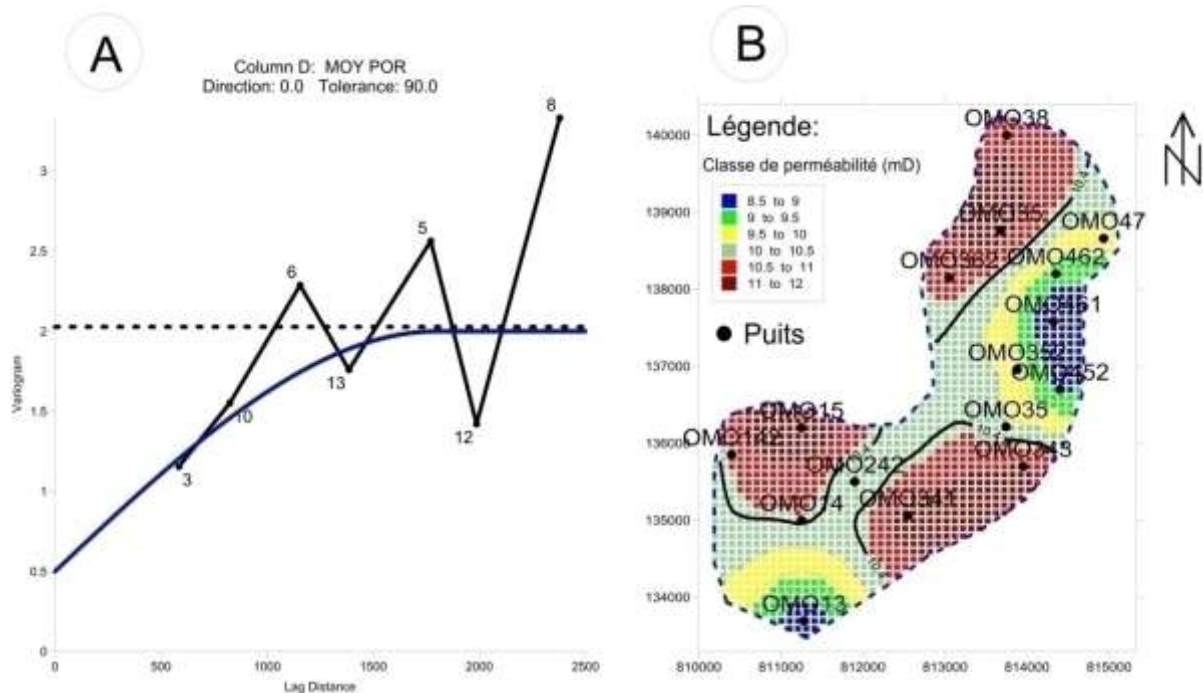
#### 4.1.4. Carte en isoporosité de zone de passage

Le variogramme expérimental moyen de la porosité du zone de passage a été réalisé et ajusté par un model sphérique qui ont les paramètres suivant : (**Fig. 27**)

- L'effet de pépite  $C_0 = 0.5 \%^2$ .
- Le palier  $C = 1.5\% ^2$ .
- La portée  $a = 1800$  m.

Ces résultats ont été utilisés pour un krigeage à 2D des blocs (100 \* 100). La cartes des classes permis de conclue :

- Les fortes valeurs de la porosité dans la partie nord, centre et sud-ouest de la zone [10% à 12%] avec 1135 blocs et une proportion de 74.1 %.
- Les valeurs moyennes de la porosité dans la partie Sud et Est de la zone [8.5% à 10%] représentent 396 blocs avec un pourcentage de 25.8%.
- la plus faible valeur au niveau de puits OMO13, OMO461 et OMO452.



**Fig. 27** - Cartographie en blocs des porosités du Z-PSG (zone 7) par la méthode de krigeage (A) Variogramme expérimental et son ajustement (B) Carte des classe krigés de la porosité.

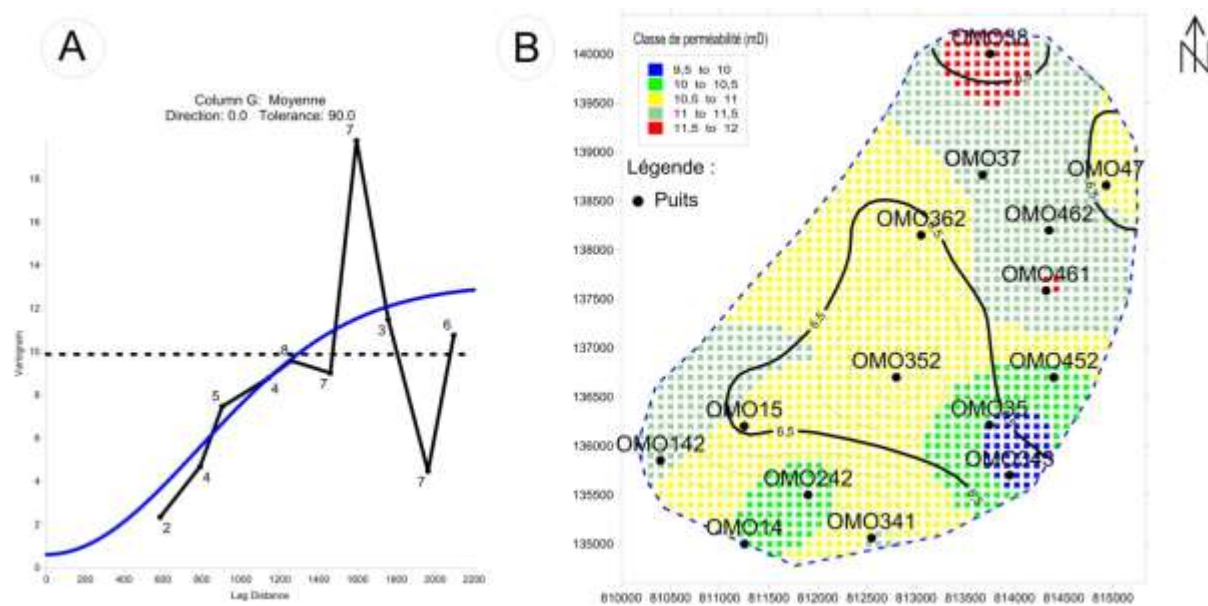
## 4.2. Interprétation des cartes en isoperméabilité

### 4.2.1. Carte en isoperméabilité du R2

Le variogramme expérimental moyen de la perméabilité du drain D1 a été modélisé par un modèle gaussien avec un effet de pépite  $C_0 = 0.6 \text{ (mD)}^2$ , une portée  $a = 1800 \text{ m}$  et un palier  $C = 12.5 \text{ (mD)}^2$

Les résultats ont été utilisés pour le krigeage à 2D des blocs (100 \* 100). La carte des classes montre que : **(Fig. 28)**

- les bonnes valeurs de la perméabilité se trouvent dans la partie Nord et Sud-Ouest de la zone [11 à 12 mD] avec 627 blocs dont le pourcentage (35.9 %)
- les valeurs moyennes sont localisées au centre et au Sud de la zone [9.5 à 11 mD] représentant 1119 blocs avec une proportion 64.1 %.

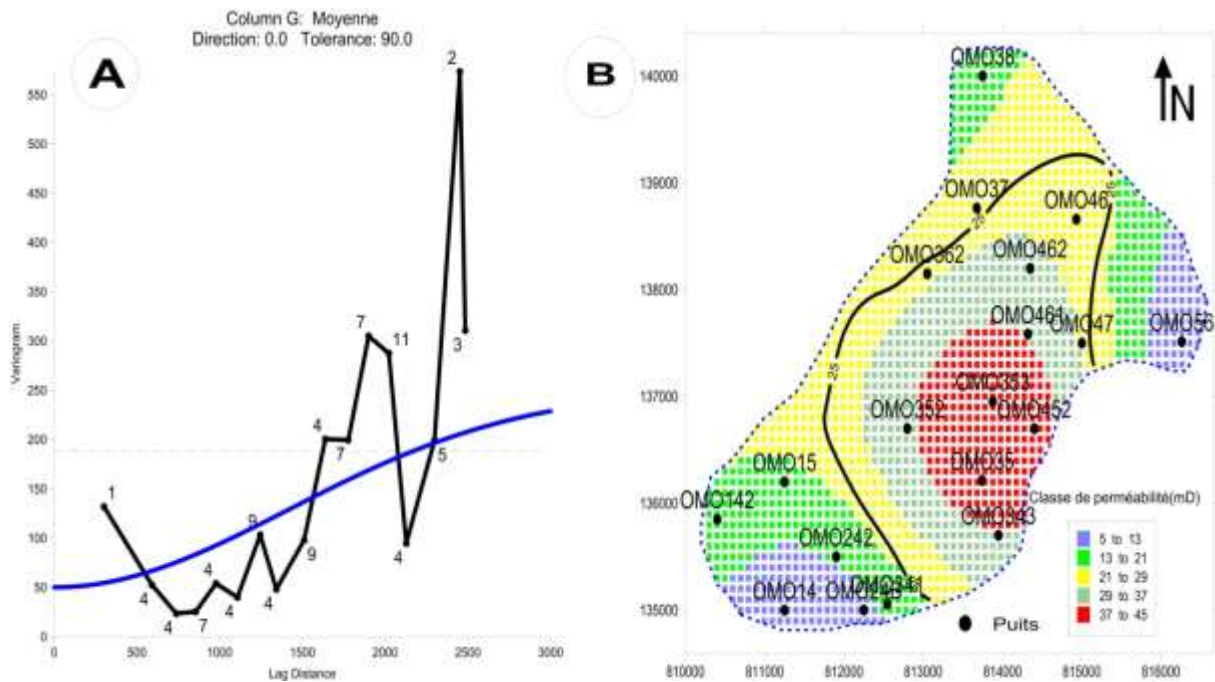


**Fig. 28** - Cartographie en blocs des perméabilités du réservoir R2( zone 7) par la méthode de krigeage (A) Variogramme expérimental et son ajustement (B) Carte des classes krigées de la perméabilité .

#### 4.2.2. Carte en isoperméabilité du D1

Le variogramme expérimental moyen de la perméabilité du drain D1 a été modélisé par un modèle gaussien avec effet de pépite ( $C_0$ ) = 50 mD<sup>2</sup>, un palier (C) = 200 mD<sup>2</sup> et une portée (a) = 2000 m. Les résultats ont été utilisés pour le krigeage à 2D des blocs (100 \* 100).

La carte des classes montre que les bonnes perméabilités sont localisées dans la partie centrale de la zone avec 29 à 45 mD représentant 608 blocs soit 34.5% de totalité des blocs. Les fortes perméabilités sont situées autour du puits OMO35, OMO353, OMO452. La partie Nord et Sud-ouest montrent des valeurs moyennes de la perméabilité de 13 à 29 mD qui représentent 973 blocs soit 55.3 % de totalité des blocs. Pour la partie Sud et l'extrême Est, on enregistre des valeurs faibles de la perméabilité (5 à 13 mD) avec 181 blocs soit 10.3 % de totalité des blocs. Les faibles perméabilités sont enregistrées autour du puits OMO14, OMO56. (**Fig. 29**)



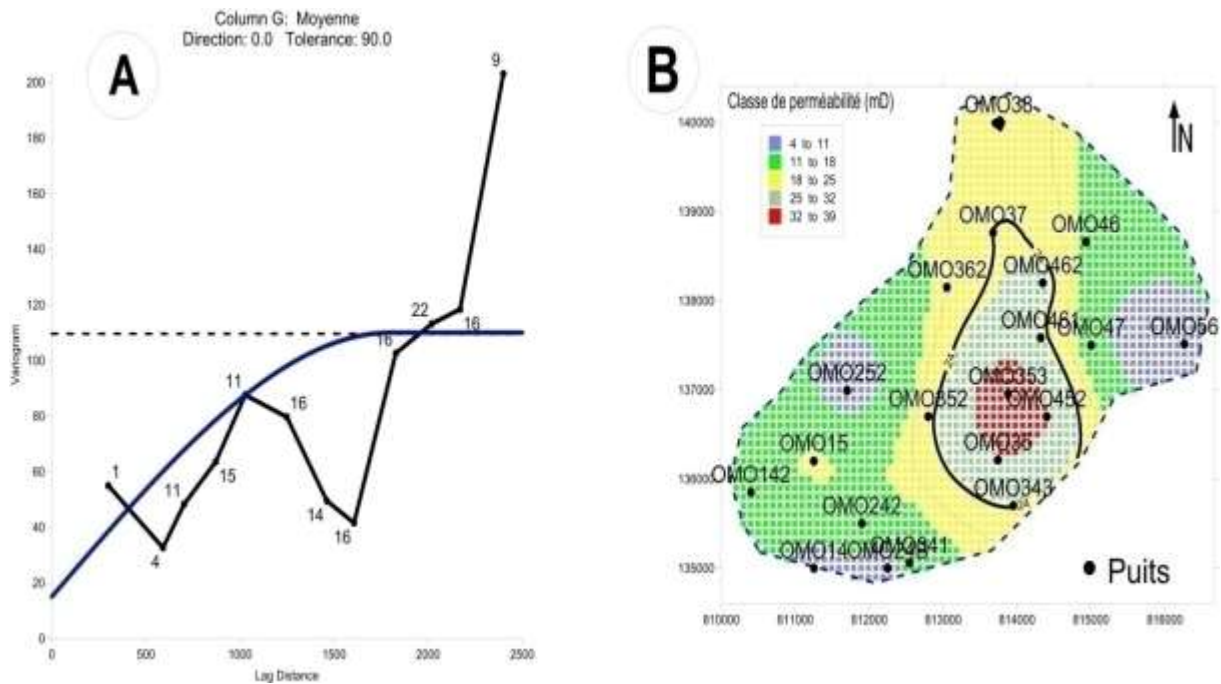
**Fig. 29** - Cartographie en blocs des perméabilités du drain D1 ( zone 7) par la méthode de krigeage (A) Variogramme expérimental et son ajustement (B) Carte des classes krigeées de la perméabilité .

#### 4.2.3. Carte en isoperméabilité du ID

Le variogramme expérimental moyen de la perméabilité du drain ID a été réalisé et ajusté par un modèle sphérique avec effet de pépité ( $C_0$ ) = 15 mD<sup>2</sup>, portée ( $a$ ) = 1800 m et un palier ( $C$ ) = 95 mD<sup>2</sup>. Les résultats ont été utilisés par le krigeage à 2D des blocs (100\*100)

La carte des classes montre que : **(Fig. 30)**

- Les fortes valeurs de la perméabilité sont localisées au centre de la zone (25-39 mD ) avec 344 blocs soit 17.4 % de totalité des blocs.
- Les valeurs moyennes de la perméabilité varient graduellement du Nord vers le Sud (11 à 25 mD) qui représentent 1416 blocs soit 71.4 % de totalité des blocs.
- Les faibles valeurs de la perméabilité sont observées au niveau des puits OMO252, OMO56 et OMO14.

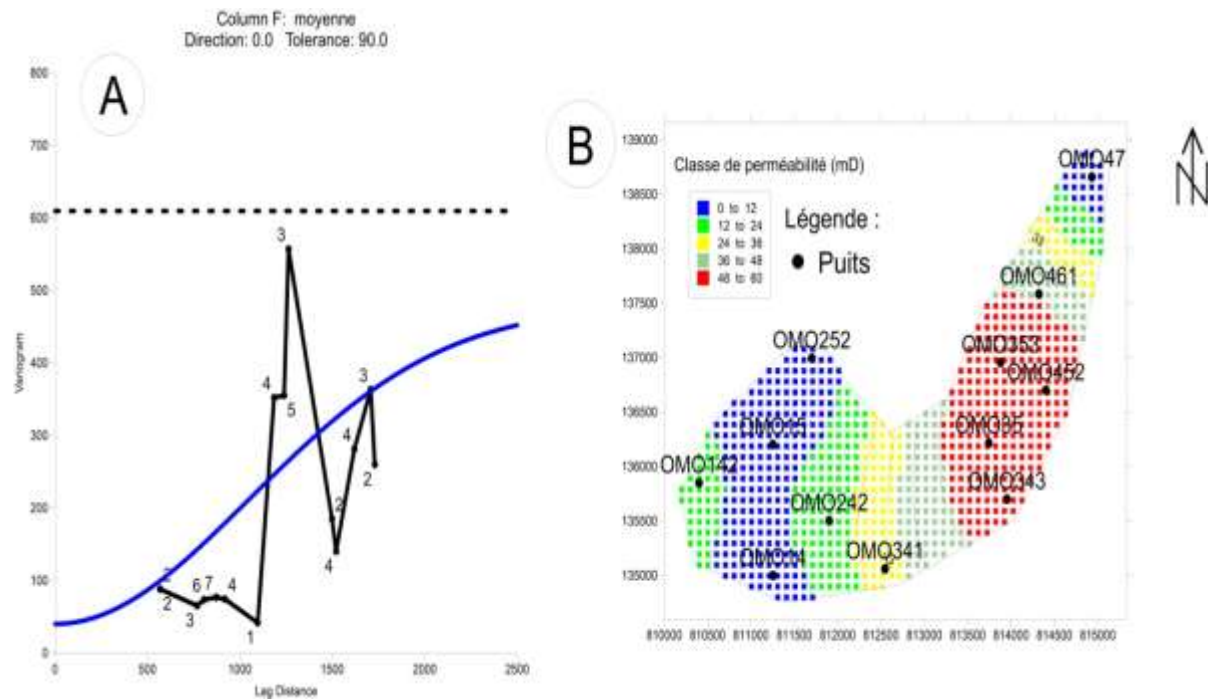


**Fig. 30** - Cartographie en blocs des perméabilités du drain ID ( zone 7) par la méthode de krigeage (A) Variogramme expérimental et son ajustement (B) Carte des classe krigées de la perméabilité .

#### 4.2.4. Carte en isoperméabilité du D2

Le variogramme expérimental moyen de la perméabilité du drain D2 a été modélisé par un model gaussien avec effet de pépite ( $C_0$ ) = 40 mD<sup>2</sup>, un palier (C) = 437.8 mD<sup>2</sup> et une portée (a) = 2192 m. Ces résultats sont utilisées pour faire un krigeage à 2D des blocs (100\*100). La carte des classes montre que les fortes valeurs de perméabilité 36 à 60 mD sont localisées au centre de la zone totalisant 370 des blocs soit 41.4 % de totalité des blocs.

D'autre part les valeurs moyennes de la perméabilité (11 à 25 mD) sont localisées dans la partie Sud-Est avec 281 blocs soit 31.5% de la totalité des blocs. Les faibles valeurs de la perméabilité sont observées au niveau de la partie Sud-Ouest (0 à 12 mD) où occupent 241 blocs soit 27 % de totalité des blocs. (**Fig. 31**)



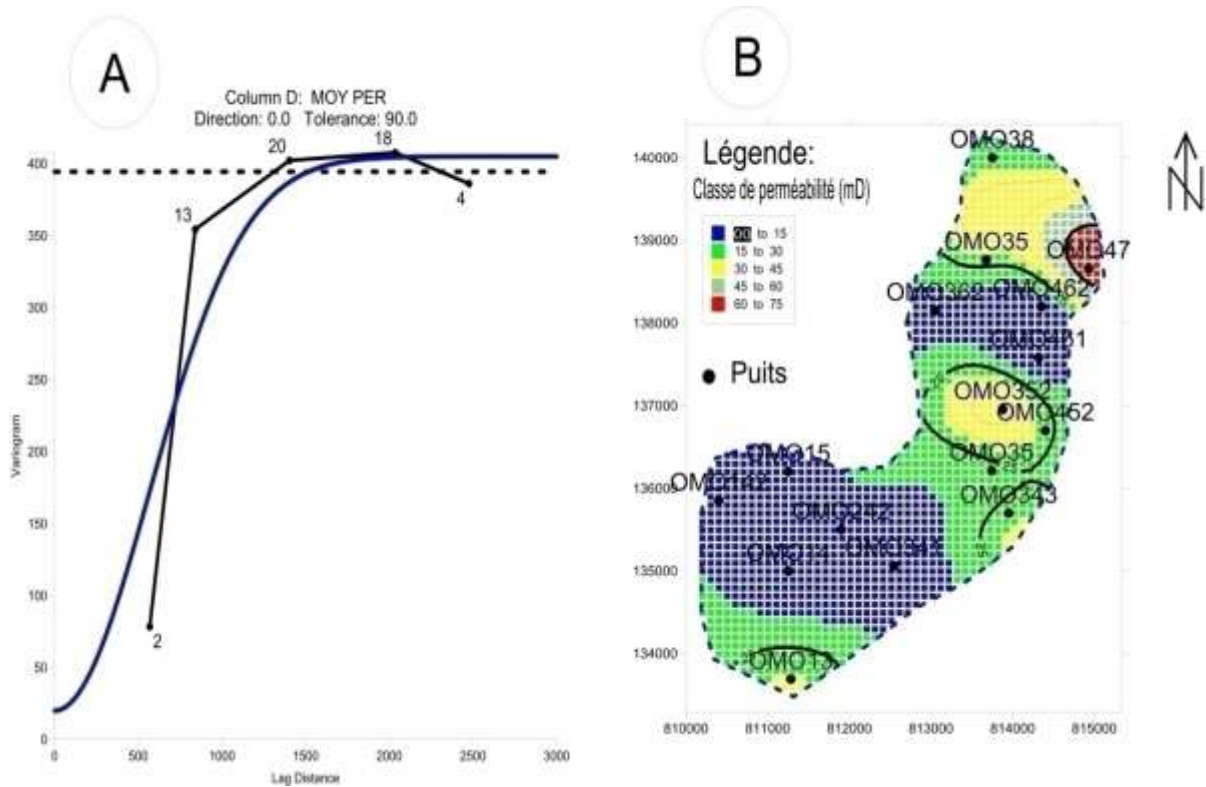
**Fig. 31** - Cartographie en blocs des perméabilités du drain D2 (zone 7) par la méthode de krigeage. (A) Variogramme expérimental et son ajustement (B) Carte des classes krigés de la perméabilité.

#### 4.2.5. La carte en isoperméabilité du Z-PSG

Le variogramme expérimental moyen de la perméabilité du drain Z-PSG a été modélisé par un model gaussien avec effet de pépite ( $C_0$ ) = 20 mD<sup>2</sup>, un palier ( $C$ ) = 385 mD<sup>2</sup> et une portée ( $a$ ) = 800 m. Ces résultats sont utilisés pour faire un krigeage à 2D des blocs (100\*100). La carte des classes montre que les fortes valeurs de la perméabilité (45 à 75 mD) sont localisées au Sud de la zone qui totalisent 61 des blocs soit 4 % de totalité des blocs.

D'autre part les valeurs moyennes de la perméabilité sont localisées dans la partie Nord et centre de la zone avec 780 blocs soit 51.5% de totalité des blocs. Les faibles valeurs de la perméabilité sont localisées dans la partie Sud et une partie du Centre (0 à 15 mD) avec 690 blocs soit 45.1 % de totalité des blocs. (**Fig. 32**)





**Fig. 32** - Cartographie en blocs des perméabilités du Z\_PSG ( zone 7) par la méthode de krigeage (A) Variogramme expérimental et son ajustement (B) Carte des classe krigés de la perméabilité .

## Conclusion

A la fin de ce chapitre, on peut conclure que :

- Les porosités moyennes ( $\emptyset$ ) des drains de réservoir Ra varient entre [9.26-10.10 %] avec les écart type varie [2.73-3.10 ]
- La porosité moyenne ( $\emptyset$ ) de réservoir R2 est égale 11.75 % avec un écart type 3.64
- les perméabilités moyennes (k) des drains de réservoir Ra varient [34-61.26 mD] avec un écart type [77.17-128.92 ]
- la perméabilité moyenne de réservoir R2 prend une valeur 10.2 mD avec un écart type 34.94.
- les saturations en huile( $S_o$ ) des drains de réservoir Ra varient entre [39.27-44.65 %] avec des écart types varient entre [20.88-22.15].
- la saturations en huile ( $S_o$ ) de réservoir R2 prend la valeur 32.27 % avec un écart type 20.32.
- les saturations en eau ( $S_w$ ) des drains de réservoir Ra varient entre [9.6-12.37%] avec un écart type entre [9.43-10.92].
- la saturations en eau ( $S_w$ ) de réservoir R2 prend la valeur 17.3 % avec un écart type 17.02.

**Tableau 12** : comparaison entre les valeurs moyennes des paramètres pétrophysiques

Réservoir		Ra			R2
Paramètres pétro physique	Drain	D2	ID	D1	R2
$\emptyset$ (%)		9.33	9.26	10.10	11.75
<b>K (mD)</b>		61.26	34	60.67	10.20
<b>So (%)</b>		39.89	39.27	44.65	32.27
<b>Sw (%)</b>		9.60	9.65	12.37	17.3

( $\emptyset$ ): porosité (**K**): perméabilité (**So**): saturation en huile (**Sw**): saturation en eau

Sur la base de cette étude statistique monovariante, on constate que le réservoir Ra est le meilleur en terme de paramètres pétrophysiques en particulier le drain D1.

L'analyse en composantes principales (ACP) a montré que le facteur F1 contrôle les les paramètres du réservoir poreux, perméable et saturé en huile ( $S_o$ ).

La saturation en eau ( $S_w$ ) est en opposition et corrélé négatif à F1 montrant ainsi les échantillons qui ne sont pas prometteurs en terme de la porosité ( $\emptyset$ ) et saturation en huile ( $S_o$ )

L'analyse factorielle discriminante (AFD) a été faite sur les données pétrophysiques de quelque puits séparément. Cet AFD montre une nette subdivision entre les deux réservoirs Ra et R2 est observée. Le facteur F2 montre une nette subdivision entre les drains du réservoir Ra.

La cartographie géostatistique de la porosité et de la perméabilité de la zone 7 (champs Hassi Messaoud) a été faite à l'aide de la méthode géostatistique de krigeage qui repose sur la construction et l'ajustement les variogrammes expérimentaux. Ces cartographies ont montrés que :

- La porosité est généralement forte au Nord et parfois au centre. Elle est faible au Sud de la zone d'étude.
- La perméabilité montre une forte valeur dans la majorité des drains au Nord de la zone 7.
- Les drains D1 et D2 montrent les meilleurs caractéristiques pétrophysiques.

---

# **CONCLUSION GENERALE**

---

### Conclusion Générale

Le champ de Hassi Messaoud est l'un des plus grands gisements dans le monde. Il fait partie de la province triasique, qui situe à 650 km Sud – Sud-Est d'Alger, à 350 km de la frontière tunisienne, à 80 Km au Nord Est du gisement Rhourde el Baguel et à 280 Km du gisement de Hassi R'Mel . La concession du champ de Hassi Messaoud dont la superficie est de l'ordre de 4200 Km. Les réserves estimées du gisement sont de l'ordre de 9 Gbbl d'un pétrole de très bonne qualité.

A l'issu de ce mémoire, qui aborde le sujet de l'analyse des tendances des paramètres pétrophysique du réservoir cambrien – Cas de la zone-7 du champ de Hassi Messaoud à l'aide des techniques statistique et géostatistique, on peut ressortir les conclusions suivantes:

#### **Sur le plan de géologie**

La structure du champ de Hassi Messaoud correspond au prolongement vers le Nord du môle d'Amguid-El Biod, Elle occupe la partie centrale de la province triasique. Cette structure se présente comme étant un vaste dôme structural. Ce gisement est subdivisé en 25 zones d'extension variable. Ces zones sont relativement indépendantes et correspondent à un ensemble de puits communiquant entre eux et non pas avec ceux des zones avoisinantes. Elles ont chacune un comportement propre du point de vue pression de gisement. La série stratigraphique du champ de Hassi Messaoud repose sur le socle à environ 4393 m d'épaisseur. Cette série est marquée par l'absence du Silurien, Dévonien, Carbonifère et Permien. La discordance hercynienne se manifeste plus accentuer au centre de la structure, où les dépôts argilo-gréseux et salifères du Trias reposent directement sur le Cambrien.

Le réservoir du Cambrien représente l'horizon de la présence des hydrocarbures. Ce réservoir a fait l'objet de plusieurs subdivisions. Ces subdivisions ont été effectuées sur la base de l'étude sédimentologiques (granulométrie), pétrophysiques et géophysiques (diagraphie).

La zone 7 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 7.

## Conclusion Générale

---

La zone 7 se présente structuralement comme un monoclinale peu prononcé d'axe sensiblement Nord-Est – Sud-Ouest et se localise sur la périphérie Nord du champ de Hassi Messaoud où les effets de la discordance due à l'érosion sont forts.

### **Sur le plan de la caractérisation statistique et géostatistique du réservoir**

L'étude de la caractérisation statistique et géostatistique a été effectuée sur 2724 échantillons, représentent 19 sondage. Ces sondages ont été réalisés par plusieurs campagnes de forages depuis 1958 jusqu'à 2009. Les données pétrophysiques des carottes de sondages ont été subdivisées sur la base de la granulométrie, l'observation macroscopique et microscopique des grés du réservoir en plusieurs drains. Ces drains sont : D1. ID. D2. Z\_PSG.R2.

L'analyse de données été effectuée à l'aide des méthodes statistiques monovariés bivariés et multivariés (ACP, AFD). Ceci a pour but de ressortir la typologie pétrophysiques de chacun des drains.

Les méthodes géostatistiques ont été utilisées pour l'estimation locale à 2D des paramètres pétrophysiques dans les blocs. Ces techniques reposent sur la construction et la modélisation de la variabilité régionalisée avec des variogrammes.

La typologie statistique a été faite sur la base de traitement statistique, elle montre que le drains D1 et D2 sont les meilleurs en terme de paramètres pétrophysiques.

L'analyse en composantes principales (ACP) a permis de mettre en évidence. Une association de la porosité, perméabilité et la saturation en huile indiquant le réservoir.

L'analyse factorielle discriminante montre une nette subdivision entre les drains de la zone 7. Ceci indique la bonne subdivision faite par Sonatrach. La cartographie des tendances de la porosité et la perméabilité été faite à l'aide de la méthode géostatistique de krigeage ordinaire qui repose sur la construction et l'ajustement des variogrammes. Les cartes de blocs ont permet de visualiser la distribution de paramètres pétrophysiques dans les drains étudiés.

---

## **REFERENCE ET BIBLIOGRAPHIE**

---

## BIBLIOGRAPHIE

**Abdelgader A, Achour F, Mudry J (1996)** : Validation of underground flows by the discriminant analysis. Rev Sci Water 9(2):219–230

**Alla et El moatez bellah. (2012)** : Caractérisation géologique, statistique et géostatistique des paramètres pétrophysiques du réservoir Cambrien (R1)cas de la zone 17.p47-60

**ANDRE HASS. (2008)** : Cours de géostatistique, Total Professeurs Associés Boumerdés.

**BAGHZOU Abd elhalim KHICHA Ali 2015** Etude statistique des paramètres pétrophysiques des drains Ra, R2 (réservoir Cambrien) pour l'évaluation des short radius zone 07, champ Hassi Messaoud. Mémoire de Fin d'Etudes Cours Géostatistique linéaire par Xavier Emery école des mines de paris Centre de géostatistique Janvier 2001

**BEICIP-FRANLAB (2006)** : Modélisation géologique du gisement de HassiMessaoud : Etudes et conseils pour le développement du champ de Hassi Messaoud.

**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

**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.

**DAHA I. (2008)** : Etude géostatistique des paramètres pétrophysique pour l'évaluation des Short Radius Secteur Sud de la zone 07 champ de Hassi Messaoud, Mémoire de fin d'études.

**Géomorphol 1979** : centre national de ressources textuelles et lexicales ( [www.cnrtl.fr](http://www.cnrtl.fr))

**Gilbert Castany 1982** : cours online principes et méthodes de l'hydrogéologie.

**Hans WACKERNAGEL** : Cours de Géostatistique Multivariable Centre de Géostatistique, Ecole des Mines de Paris.

**Jean-Marie Bouroche, Gilbert Saporta 1983** : L'analisi dei dati 1983 133 pages



**L.Kennedy et L.Hacene Lhadj** : Analyse de short radius du puits OMO462 de la zone07 – Division EP ; Département de géologie ; Service d'étude-Hassi Messaoud (Juin2005).

Lefebvre L (1980) Introduction aux analyses statistiques multidimensionnelles, 2nd edn. Maison et Cie, Paris

**Manumanu 8 Janvier 2011** : le grand gisement de pétrole du hassi messaoud Algerie coupe géologique et historique de sa formation (<http://www.intellego.fr>)

**MUDRY J. et BLAVOUX B., 1986** : Le tarissement des aquifères karstiques : période non influencée ? -Journées de printemps de l'Assoc. Internat. Hydrogéol. en hommage à Mr le Professeur A. BURGER (Neuchâtel). Bull. Centre Hydrogéol. Neuchâtel (Suisse), 7,

**R.Cossé 1988** Technique d'exploitation pétrolière Ecole national supérieure du pétrole et de moteurs « Le Gisement »

**Rabeh Ouznadj Document Sonatrach 2009** : « Procédure roches réservoirs : procédures des traitements et processing des carottes »

**Rapport interne 2014** : laboratoires & carothèque central Hassi Messaoud structure Présentation de la direction Sonatrach Activité Amont Division Laboratoires.

**Rapport interne 2005** : Sonatrach division de production EP department de géologie.

**ROLET P. et SEGUIN J.J., 1986** : Traitement des données multivariées (application aux sciences de la terre). Approche théorique. Rapport BRGM 86 DT 005 ISA, 58 p.

**Sébastien Gadat** : Analyse en composantes principales Laboratoire de Statistique et Probabilités UMR 5583 CNRS-UPS ([www.lsp.ups-tlse.fr/gadat](http://www.lsp.ups-tlse.fr/gadat))

**WEC (Well Evaluation Conferences) (2007)** : Rapport inédit.

**Yahiaoui,(2010)**: analyse complexe et evaluation des programmes des puits en short radius et horizontaux a Hassi Messaoud aspect geologique et application dans la partie sud.

**Yves Géraud Univ. Louis Pasteur - Strasbourg, Centre de Géochimie de la Surface.**

---

# **Annexe**

---

## Annexe 01 : ETUDE DES ROCHES RESERVOIRS

### Introduction

Au cours du forage d'un puits, il est très important de connaître les caractéristiques des couches traversées susceptibles d'être productrices. Dans cette intention, on procède généralement à un carottage mécanique qui permet d'extraire des échantillons de roches qu'on analyse en laboratoire. Les mesures effectuées ont pour but de déterminer la porosité, la perméabilité et les saturations en fluides de la roche ainsi que les limites des zones intéressantes.

### 1. La porosité ( $\emptyset$ )

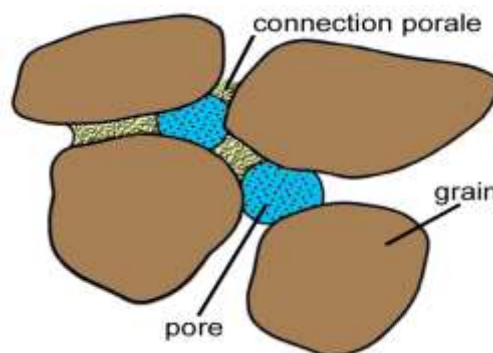
La porosité est l'ensemble des vides (pores) d'un matériau solide, ces vides sont remplis par des fluides (liquide ou gaz). C'est une grandeur physique entre 0 et 1 ou en pourcentage entre 0 et 100%, qui conditionne les capacités d'écoulement et de rétention d'un substrat .

La porosité est aussi le rapport du volume des vides au volume total d'une roche.  
(Géomorphol 1979)

$$\emptyset = \mathbf{V_P} / \mathbf{V_T} \quad \{\displaystyle \phi = \frac{V_{\text{pores}}}{V_{\text{total}}}\}$$

avec :

- $\{\displaystyle \phi\}$   $\emptyset$  la porosité
- $\{\displaystyle V_{\text{pores}}\}$   $\mathbf{V_P}$  le volume des pores
- $\{\displaystyle V_{\text{total}}\}$   $\mathbf{V_T}$  le volume total du matériau, c'est-à-dire la somme du volume de solide et du volume des pores



**Fig. 33** : Milieux Poreux (G.castany « principes et méthodes de l'hydrogéologie »)

## 1.1. Mesure de la porosité

### 1.1.1. Mesure de volume solide

Nous reprenons la synthèse faite par (Document sonatrach « CRD » 2014)

Le volume solide est déterminé à l'aide d'un **ultra-porosimètre** à Hélium de type Core laboratoires lié au logiciel **Winpore** basé sur la loi de **BOYLE-MARIOTTE** comme suit :

$$P_1.V_1 / T_1 = P_2.V_2 / T_2$$

**P<sub>1</sub>** : Pression initial du gaz (psi). **P<sub>2</sub>** : Pression à l'expansion du gaz (psi).

**V<sub>1</sub>** : Volume initial du gaz (cc). **V<sub>2</sub>** : Volume à l'expansion du gaz (cc).

**T<sub>1</sub>** : Température initial. **T<sub>2</sub>** : Température à l'expansion.



**Fig. 34** : Mesure de volume Solide (document sonatrach CRD 2014)

### 1.1.2. Mesure de volume total

Le volume total ( $V_t$ ) est déterminé grâce à une pompe volumétrique à mercure par le principe d'Archimède.

L'équipement est placé sous une hotte fermée, l'extraction doit être mise en marche avant, pendant et après chaque manipulation.

L'appareil doit être calibré avant chaque série de mesure.

Il consiste en la calibration du zéro, ensuite mesurer un check plug de volume total connu. (Document Sonatrach 2009 « Procédure roches réservoirs par Rabeh Ouznadji »)4



**Fig. 35** : Pompe de mercure et Micromeritics Autopore III (Sonatrach, 2005)

## **2. La perméabilité (k)**

La perméabilité est une caractéristique physique qui représente la facilité qu'a un matériau à permettre le transfert de fluide au travers d'un réseau connecté. (Yves Géraud Univ. Louis Pasteur - Strasbourg, Centre de Géochimie de la Surface).

La perméabilité (k) est le coefficient de proportionnalité qui relie le débit (Q) d'un fluide de viscosité ( $\mu$ ) qui passe à travers un échantillon de roche de section (S) et de longueur (dl), à la chute de pression (dP) nécessaire à son passage :

$$Q = k \times \frac{S \cdot dP}{\mu \cdot dl}$$

(loi de Darcy pour un liquide en écoulement linéaire et en régime permanent). (R.Cossé 1988)

### **2.1. Mesure de la Perméabilité**

Notre étude est basée sur (Document Sonatrach 2009 « Procédure roches réservoirs par Rabeh Ouznadji »)

#### **2.1.1. Perméamètre conventionnel**

C'est un modèle très ancien, il fonctionne manuellement sous pression de confinement de 200 Psi, et une pression de mesure de l'ordre de 80 Psi (Fig. 13). La perméabilité absolue (au perméamètre conventionnel) est mesurée et calculée sous une équation qui dérive de la loi de Darcy et qui est:

$$K_a = (L \cdot HW \cdot C \cdot Q) / A \cdot 200$$

Où :

- $K_a$  : Perméabilité absolue.
- $C$  : Constante mercure (60).
- $Q$  : Débit (orifice de 0.030, 0.150, 0.50, 10.000, 20.492).
- $L$  : Longueur de l'échantillon.
- $HW$  : Hauteur de l'eau lue directement sur le manomètre à l'eau.
- $A$  : Surface de la section traversée par le gaz  $\text{cm}^2$ .



**Fig. 36** : Perméamètre conventionnel (Document sonatrach 2014)

### **2.1.2. Perméamètre conventionnel informatisé**

Il est récent, il est conçu pour mesurer la perméabilité sous une pression de confinement de 400 Psi. Sur cet appareil l'intervention humaine est réduite; par conséquent, les mesures sont plus proches à la réalité. Le logiciel utilisé pour cet appareillage est basé sur la loi de

Darcy. (Document Sonatrach, 2009 « Procédure roches réservoirs par Rabeih Ouznadji »)

### 3. Saturation

La saturation est la quantité de fluides contenus dans les pores, exprimée en pourcentage par rapport au volume des pores de la roche analysée (Document Sonatrach 2009 « Procédure roches réservoirs par Rabeh Ouznadji »)

#### 3.1. Mesure de saturation

Nous reprenons la synthèse faite par (Document Sonatrach 2009 « Procédure roches réservoirs par Rabeh Ouznadji »)

Elle comporte deux méthodes :

##### 3.1.1. Extraction des fluides au DEAN STARK :

Le mode opératoire consiste en :

- La Pesée de l'échantillon frais = (**P<sub>1</sub>**)
- Placer L'échantillon dans le porte échantillon.
- Ajouter les accessoires d'opération d'extraction.
- Mise en marche de l'appareil et l'eau de refroidissement.
- S'assurer du bon déroulement de l'opération d'ébullition du solvant.
- En général l'opération dure 03 jours (heure de bureau).

Une fois l'opération est terminée, le volume d'eau récupéré est répertorié (x), les échantillons vont être pesés pour la deuxième fois (**P<sub>2</sub>**).

Ensuite ils sont lavés au méthanol pour extraire les sels et ensuite les plugs sont séchés dans une étuve à température de 110°C et enfin, on les pèse pour la troisième fois (**P<sub>3</sub>**).

$P_1 - P_2$  = Poids de l'eau et de l'huile (**P<sub>4</sub>**)

$P_2 - P_3$  = Poids du sel.

X = Volume d'eau distillée récupérée.

Le reste des analyses se feront de la même manière que pour les analyses conventionnelles (c'est-à-dire la mesure des propriétés pétrophysiques)

L'eau recueillie dans les éprouvettes est une eau distillée de densité = 1

Pour obtenir le volume réel d'eau (eau de gisement ou le brine), il faut multiplier le volume d'eau récupérée par le coefficient de correction.

$$\begin{aligned} V_w * \text{coef} &= V \text{ réel d'eau de gisement (Volume du brine ou } V_b) \\ V_w &= \text{Volume d'eau récupérée (eau distillée)} \\ \text{Coef} &= \text{Coefficient de correction} \end{aligned}$$

Quand au volume d'huile, il suffit de trouver le poids de l'eau distillée qui est :

Volume d'eau distillée (X) \* Densité de l'eau distillée qui est égale à 1 = (P<sub>5</sub>)

Le poids de l'hydrocarbure est égale à P<sub>4</sub> - P<sub>5</sub> = (P<sub>6</sub>)

Le volume du pétrole est égale à : P<sub>6</sub>/0,81 = X<sub>p</sub> (Volume du pétrole)

D'où: 0,81 est la densité moyenne du pétrole.

Ensuite les échantillons subiront une analyse conventionnelle pour en déduire le Volume des pores qui est égale à: Volume totale - Volume solide = Volume des pores (V<sub>p</sub>)

Calcul de la saturation en eau :

$$(V_b / V_p) * 100 = S_w \% \text{ (Saturation en Eau en pourcentage)}$$

Calcul de la saturation en huile:

$$(X_p / V_p) * 100 = S_o \% \text{ (Saturation en Huile en pourcentage)}$$





**Fig. 37** : appaerille de Dean Stark (Document Sonatrach « CRD »2014)

### 3.1.2. Palier de température au Retard :

On pèse 125g d'échantillon broyé extrait du cœur de la carotte ou sur un morceau préservé dans de la paraffine puis on le met dans le capaciteur qui sera placé dans un retord en fonction de l'augmentation de la température.

Lorsque la température atteint 600 à 800°F on note l'eau.

Lorsque la température atteint 800 à 1200°F on note l'huile.

A 1200°F, on note la valeur d'eau finale plus la valeur finale d'huile.

Le volume de gaz contenu dans l'échantillon est déterminé par injection du mercure à l'intérieur de l'échantillon d'environ 30 g et à une pression de 750 PSI.

Volume total de la roche à pression atmosphérique ( $V_T$ ) -Volume totale de la roche sous la pression de 750 PSI ( $V_T$  à 750 psi) = Volume du gaz (à 750 PSI)

$$V_G = (V_g \text{ 750 psi} / V_t \text{ 30 g}) \times 100$$

$$V_w = \text{Volume initial d'eau}$$

$$V_o = \text{Volume d'huile corrigé}$$

Calcul de saturation :

$$S_w \% = (V_w / \emptyset \%) \times 100$$

$$S_o \% = (V_o / \emptyset \%) \times 100$$

$$S_g \% = (V_G / \emptyset \%) \times 100$$

## Annexe 02 : Les tableaux de matrice de corrélation

- **Drain D2**

**Tableau 13** : Matrice de corrélation (Pearson (n)) du drain D2

Variables	K	Ø	So	Sw
<b>K</b>	<b>1</b>	<b>0,165</b>	0,073	0,120
<b>Ø</b>	<b>0,165</b>	<b>1</b>	<b>0,565</b>	-0,044
<b>So</b>	0,073	<b>0,565</b>	<b>1</b>	0,022
<b>Sw</b>	0,120	-0,044	0,022	<b>1</b>

- **Drain D1**

**Tableau 14** : Matrice de corrélation (Pearson (n)) du drain D1

Variables	K	Ø	So	Sw
<b>K</b>	<b>1</b>	0,007	-0,002	0,208
<b>Ø</b>	0,007	<b>1</b>	0,312	-0,049
<b>So</b>	-0,002	0,312	<b>1</b>	-0,061
<b>Sw</b>	0,208	-0,049	-0,061	<b>1</b>

- **Drain ID**

**Tableau 15** : Matrice de corrélation (Pearson (n)) du drain ID.

Variables	K	Ø	So	Sw
<b>K</b>	<b>1</b>	0,065	0,088	0,039
<b>Ø</b>	0,065	<b>1</b>	<b>0,370</b>	-0,047
<b>So</b>	0,088	<b>0,370</b>	<b>1</b>	0,039
<b>Sw</b>	0,039	-0,047	0,039	<b>1</b>

- **Zone de passage**

**Tableau 16** : Matrice de corrélation (Pearson (n)) du Z-PSG.

Variables	K	Ø	So	Sw
<b>K</b>	<b>1</b>	<b>0,280</b>	<b>0,218</b>	-0,012
<b>Ø</b>	<b>0,280</b>	<b>1</b>	<b>0,446</b>	-0,013
<b>So</b>	<b>0,218</b>	<b>0,446</b>	<b>1</b>	<b>-0,352</b>
<b>Sw</b>	-0,012	-0,013	<b>-0,352</b>	<b>1</b>

- **Réservoir R2**

**Tableau 17** : Matrice de corrélation (Pearson (n)) du R2.

Variables	K	Ø	So	Sw
<b>K</b>	<b>1</b>	0,003	<b>0,177</b>	-0,071
<b>Ø</b>	0,003	<b>1</b>	<b>0,451</b>	-0,032
<b>So</b>	<b>0,177</b>	<b>0,451</b>	<b>1</b>	<b>-0,343</b>
<b>Sw</b>	-0,071	-0,032	<b>-0,343</b>	<b>1</b>

## المخلص

يقع حقل حاسي مسعود على بعد 650 كم جنوب شرق العاصمة الجزائر و على بعد 80 كم شرق ورقلة ، و هو واحد من أكبر الحقول البترولية في العالم. المنطقة 07 تمثل جزء من هذا الحقل و تقع في الشمال الغربي من الحقل وهي موضوع هذه الدراسة الذي تهدف الى دراسة نمذجة الخزان الكمبري على وجه الخصوص المجال البتروفيزيائي باستخدام الأساليب الإحصائية و الجيواحصائية. المقاطع الجيولوجية التي أجريت في خزان هذه المنطقة سمحت بوصف هندسية طبقات الخزان و هي أحادية الميل باتجاه الشمال الشرقي – الجنوب الغربي. التحليل الإحصائي أحادي المتغير سمح بوصف النمطية البتروفيزيائية لمختلف الطبقات و استخلاص أن الطبقة D1 و D2 هما الأحسن من حيث المعطيات البتروفيزيائية. تحليل المكون الرئيسي (ACP) بين أن العامل F1 يتحكم في الخصائص البتروفيزيائية وعلى هذا العامل يمكن إجراء تصنيف للعينات وقد أظهرت نتائج تحليل عامل التمييز (AFD) أن التقسيم قد تم بشكل جيد في غالبية الآبار. تم رسم خرائط المسامية و النفاذية بواسطة الكتل 100\*100م باستخدام طريقة التقدير Kriging الذي يقوم على أساس حساب و نمذجة منحنيات التغير Variogrammes هذه الخرائط سمحت بمعرفة أن الجزء الشمالي من هذه المنطقة يتميز بأفضل خصائص بتروفيزيائية. يمكن استخدام النتائج الإجمالية لبرمجة عمليات الحفر الجديدة أو لتحسين إنتاجية الخزان.

**كلمات المفتاح:** الكمبري ، العوامل البتروفيزيائية ، الخزان ، الإحصاءات ، ACP ، AFD ، الجيواحصاء ، طريقة التقدير kriging ، حاسي مسعود ، الجزائر .

## RESUMÉ

Le champ de Hassi Messaoud situé à 650 km Sud Est du capital Alger, à 80 Km à l'Est d' Ouargla, est l'un des plus grands gisements des hydrocarbures du monde. La zone 7, est située au Nord-Ouest du champ qui fait l'objet de cette étude typologique du réservoir Cambrien en particulier, sur le plan pétrophysique à l'aide des méthodes statistiques et géostatistiques. Les coupes géologiques réalisées dans le réservoir de cette zone ont permis de décrire la géométrie des différents drains du réservoir qui s'allongent localement d'une manière monoclinale peu prononcée dont l'axe est incliné sensiblement Nord Est – Sud Ouest. L'analyse statistique monovariée a permis de caractériser la typologie pétrophysique de chacun des drains et de ressortir que les drains D1 et D2 sont les meilleurs. L'ACP a montré que le facteur F1 contrôle les paramètres pétrophysiques. Les résultats de l'analyse factorielle discriminante (AFD) ont montré que la subdivision est bien faite dans la majorité des forages. La cartographie des la porosité et la perméabilité a été faite par bloc 100\*100m en utilisant le Krigeage qui repose sur la construction et l'ajustement des variogrammes. Cette cartographie a permis de mettre en évidence que la partie Nord de cette zone manifeste les meilleures caractéristiques pétrophysiques. L'ensemble des résultats peuvent être utilisés pour la projection des nouveaux forages d'exploitation ou pour l'optimisation de la productivité du réservoir.

**Mots-Clés :** Cambrien, paramètres pétrophysique, réservoir, statistique, ACP, AFD, géostatistique, krigeage, Hassi Messaoud, Algérie.

## ABSTRACT

The Hassi Massoud field is located at 650 km southeast of Algiers; 80 km east of Ouargla, This field is one of the largest oil fields in the world. The Area 07 is a part from this field, located in the northwest of the field and it is the subject of this study which has its objective consists on a typology study of the Cambrian reservoir, using statistical and geostatistical methods. The geological cross-sections that were carried out on the reservoir of this area allowed the description of the geometry of the various layers of the reservoir, which shows an dip angle toward the direction of central north-east-south-west axis. The univariate statistical analysis allowed the petrophysical description of the different strata and highlighted that D1 and D2 were the best in term of petrophysical characteristics. The main component (ACP) shows that F1 factor controls the petrophysical properties and on this factor a classification of the samples can be performed. The results of the AFD analysis show that the division is well done in almost of wells. Porosity and permeability maps were plotted by 100 \* 100 m mesh using the estimation of Kriging method. This last is based on the construction and fitting of variogramms. This cartography displays that the northern part of this area shows the petrophysical characteristics. The overall results can be used to project new drilling operations or to improve reservoir productivity.

**Keywords :** Cambrian, petrophysical parameters , reservoir, statistics, ACP, AFD, geostatistics, kriging, Hassi Messaoud, Algeria.