

Caractérisation pétrophysique des réservoirs à l'aide de l'analyse statistique : Application sur les données de la Zone 17 – Champ de Hassi Messaoud – Algérie

KECHICHED Rabah⁽¹⁾, HADDANE Abdennour⁽¹⁾, FOUFOU Atif⁽²⁾, and AMEUR ZIAMECHE Ouafi⁽¹⁾

⁽¹⁾ Université Kasdi Merbah Ouargla, Faculté des Sciences de la Nature et de la Vie et des Sciences de la Terre et de l'Univers, Ouargla 30 000 Algérie.

⁽²⁾ Université ZIANE Achour Djelfa, Faculté des Sciences de la Nature et de la Vie, Djelfa.
kechiched.ra@univ-ouargla.dz

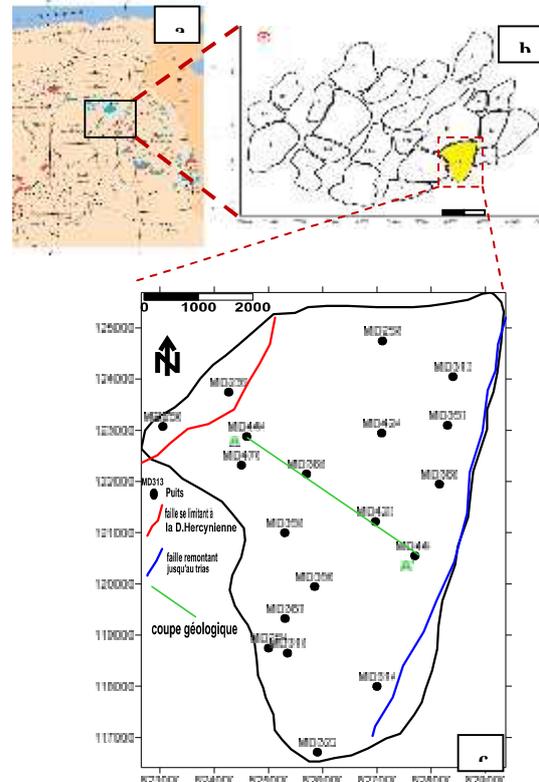
Résumé — La présente étude se porte sur la caractérisation pétrophysique des réservoirs de pétrole à l'aide des techniques d'analyses statistiques des données monovariée, bi variée et multi-variées. Ces techniques ont été appliquées sur les données du réservoir cambrien (R1) de la zone 17 (Hassi Messaoud). Ce dernier a été subdivisé sur la base de l'étude sédimentologique (granulométrique) en plusieurs drains, du bas en haut : D1, ID, D2, D3 et D5. Ces drains ont fait l'objet de plusieurs forages carottés. Les carottes ont été analysées sur les paramètres pétrophysiques suivantes : La porosité (\emptyset), la perméabilité (K), la saturation en eau (S_w), la saturation en huile (S_o) et le volume d'argile (Vsh). Au totale 1292 échantillons ont été utilisés dans cette étude. Cette caractérisation typologique a montré que les drains ID et D2 sont les meilleurs drains en termes de caractéristiques pétrophysiques favorables. L'Analyse en Composante Principale (ACP) a permis de mettre en évidence que la saturation en huile (S_o) se trouve en association avec la porosité (\emptyset) et la perméabilité (K). Ceci indique que la quantité et la répartition en hydrocarbures sont liées étroitement avec les deux autres paramètres en association. La projection des individus sur les plan de facteurs F1 et F2 a montré que la majorité des individus sont alignés avec le facteur F1, ceci indique que ce dernier qui contrôle la quantité et la répartition des hydrocarbures au sein de ce réservoir.

Mots clés — pétrophysique, drain, statistique, ACP, Hassi Messaoud.

I. INTRODUCTION

Le champ pétrolier de Hassi Messaoud, un des plus grands gisements dans le monde, il est situé à 650 km Sud Est de la capitale Alger, à 80 Km vers l'est de Ouargla. Sa superficie est de l'ordre de 4200 Km², il participe avec 50 % des recettes algériennes. Ce gisement comprend 25 zones (Fig. 1). Le réservoir cambrien (R1) est caractérisé par une très grande hétérogénéité géologique. Cette hétérogénéité rend la modélisation des réservoirs difficile. Plusieurs études sédimentologiques et pétrophysiques ont été effectuées sur ce réservoir. Ceci a permis de subdiviser le réservoir en plusieurs drain (D1, ID, D2, D3, D4 et D5). Chaque drain a des caractéristiques sédimentologique et pétrographiques spécifique [4]. La présente étude a été effectuée sur les données pétrophysiques des drains constitutifs du réservoir de la zone-17. Cette zone est située au Sud Est du champ de Hassi Messaoud. Elle est limitée au Nord par la zone-13, à

l'ouest par la zone-20B et 19 et par la zone16 vers l'est [5]. L'approche utilisée consiste à l'utilisation des méthodes statistiques mono, bivariée et multivariée. Ceci a pour objet de ressortir la principale caractéristique de chaque drain et par conséquent, l'évaluation du potentiel de cette zone.



l'absence du Silurien, Dévonien, Carbonifère et Permien. Cette zone est caractérisée par la présence de deux failles. La première remonte jusqu'à le trias, elle est située à l'est de la zone, orientée NNE-SSO. La deuxième faille est localisée à l'extrême Ouest de la zone, orientée NNE – SSO (Fig. 1).

Le réservoir des la zone-17 est subdivisé du point de vue sédimentologiques, suivant le critère de la granulométrie en :

- zone **Ri** : Elle est caractérisée par des grès isométriques (D5).
- zone **Ra** : Elle est composée en plusieurs lithozones, la zone fine médiane ou (D3), la zone grossière inférieure, comprenant les drains (D2, ID et D1).

Ces zones (Ri+Ra) constituent le réservoir R1 [4].

L'étude morphologique des drains a été faite à l'aide des coupes corrélatives à travers le réservoir. La coupe **A-A'** orientée **NW- SE** (Fig. 2) montre que les drains plongent avec un faible pendage qui varie légèrement de 0,5 à 2°. La direction du pendage est de 135° vers la direction SE. L'épaisseur des drains est assez constante dans tout le réservoir, mise à part une légère variation dans le drain D5, en allant, de l'ouest vers l'est [1].

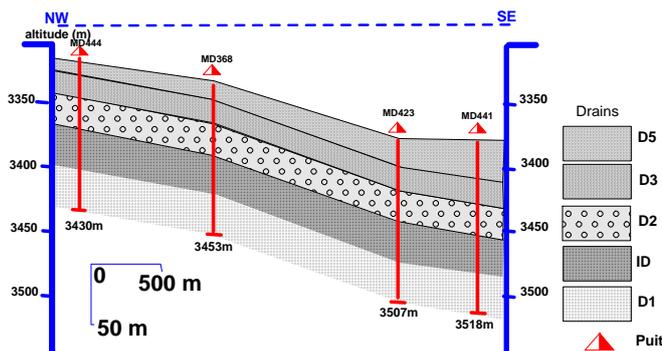


Fig. 2 : Coupe géologique des drains du réservoir R1 à travers la ligne **A-A'**[1].

III. DONNEES PRISES EN COMPTE

Les données utilisées sont obtenues à l'issue de l'analyse des échantillons de carottes de 19 sondages, totalisant 1292 échantillons. Les échantillons sont prélevés du réservoir cambrien R1. Les données sont discriminées en fonction des drains (Tableau. 1).

Tableau. 1: Nombre de données utilisées pour la caractérisation statistiques des drains.

IV. METHODE UTILISEE

Les méthodes statistiques sont employées dans cette étude, afin de caractériser la typologie des drains. L'analyse statistique monovariée a été faite à l'aide du calcul des

paramètres de position centrale et de dispersion. L'analyse

	D1	ID	D2	D3	D5
K (mD)	39	394	363	215	282
Ø (%)	39	394	363	215	282
So (%)	38	348	340	192	240
Sw (%)	38	345	340	192	240
Vsh (%)	26	327	288	149	153

bivariée a permis de calculer le coefficient de corrélation simple et l'établissement de la matrice de corrélation entre les paramètres pétrophysiques. En effet, le coefficient de corrélation simple $R_{x,y}$ est estimé par la relation suivante [2]:

$$R_{x/y} = \frac{\overline{XY} - \overline{X}\overline{Y}}{S_x \cdot S_y} \quad \text{Avec:} \quad (1)$$

\overline{X} et \overline{Y} sont des valeurs moyennes des variables X et Y

S_x et S_y : Ecarts types de l'échantillon statistique des variables X et Y

La signification est calculée à l'aide de la formule :

$$R_{signif} = \frac{2}{\sqrt{n-1}} \quad \text{Avec } n : \text{est le nombre des données utilisées.} \quad (2)$$

L'Analyse en Composantes Principales (ACP) est l'une des méthodes d'analyse multivariées - factorielle qui sert à la projection des données dans un espace à n dimensions (Nuage de points). L'ACP est utilisé pour l'analyse des données, qui sont représentées sous formes de tableaux de n individus et p variables. En ACP, ce qui important, c'est la forme du nuage des points par rapport aux axes (droites) qui passent par le centre de gravité du nuage, ce sont les facteurs de charges (Fig. 3). La projection des coordonnées des variables sur les principaux facteurs, ayant le maximum d'inertie (variance de dispersion), va permettre de tracer des cercles de corrélations [3].

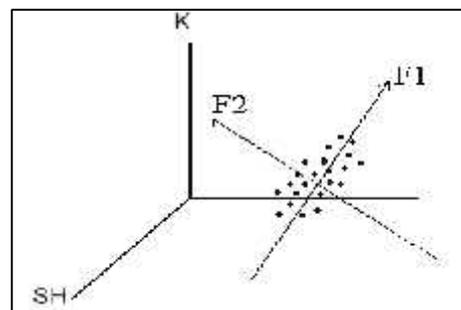


Fig. 3 : Représentation d'un nuage de points et les principaux axes d'allongement (Axes factoriels).

V. RESULTATS ET DISSCUSSIONS

A. Caractérisation statistique monovariée des paramètres pétrophysiques des drains

La caractérisation statistique monovariée des drains a été faite sur les données pétrophysiques de chacun des drains séparément. Ceci a permis de relever la typologie pétrophysique des drains (Tableau. 2). Le tableau dernier a

montré que les drains ID et D2 sont les meilleurs drains en termes des caractéristiques pétrophysiques. Ces deux derniers ont une perméabilité moyenne de 11.74 à 14.54 mD pour ID et D2 respectivement.

compacte. Les meilleures saturations en huile ont été enregistrées dans les drains D1, ID et D2. La saturation dans ces derniers varie de 33.2 à 26.46 %. Il est à noter que, néanmoins, la discrimination des données par drains, les variances sont élevées pour la perméabilité (K) et la saturation en huile (So).

Tableau 2. : Caractérisation statistique monovariée des paramètres pétrophysiques des drains de réservoir.

Réservoir	Drains	Paramètre pétrophys.	Nombre	Moyenne	Minimum	Maximum	Variance	Ecart-type	
Réservoir R1 (Cambrien)	Réservoir Ri	D5	K (mD)	282	2.93	0.01	28.55	23.44	4.84
			Ø (%)	282	5.31	0.2	9.8	3.93	1.98
			So (%)	240	24.88	0	81.2	407.10	20.18
			Sw (%)	240	15.67	0	81	295.89	17.2
			Vsh (%)	153	0.28	0	13.5	1.77	1.33
	D3	K (mD)	215	11.07	0.02	99.4	275.91	16.61	
		Ø (%)	215	6.24	0	11.7	3.95	1.99	
		So (%)	192	26.46	0	74.2	354.34	18.82	
		Sw (%)	192	7.28	0	47.2	74.70	8.64	
		Vsh (%)	149	0.91	0	14.8	6.94	2.64	
	D2	K (mD)	363	14.54	0.01	91.35	332.61	18.24	
		Ø (%)	363	7.33	1.4	14.05	5.83	2.41	
		So (%)	340	33.02	0	87.2	423.15	20.57	
		Sw (%)	340	6.49	0	31.8	39.89	6.32	
		Vsh (%)	288	0.52	0	26.9	5.47	2.34	
	ID	K (mD)	394	11.74	0.03	97.91	230.65	15.19	
		Ø (%)	394	7.48	1.7	18.77	6.32	2.51	
		So (%)	348	39.68	0	91.4	447.19	21.15	
		Sw (%)	345	6.62	0	48	51.55	7.18	
		Vsh (%)	327	0.92	0	18.1	4.90	2.21	
D1	K (mD)	39	4.94	0.01	16.63	24.00	4.9		
	Ø (%)	39	8.65	0.4	12.98	5.51	2.35		
	So (%)	38	42.18	0	79.6	276.66	16.63		
	Sw (%)	38	6.97	0	21.2	19.58	19.58		
	Vsh (%)	26	0.21	0.07	1.5	0.09	0.3		

La porosité moyenne dans les deux drains est avoisinante à 7,5 %. La saturation en huile moyenne est proche de 40 %, avec une saturation en eau moyenne d'environ 6 %. Le drain D5 est caractérisé par une porosité de 5.31 % et une perméabilité de 2.93 mD, caractérisant un réservoir de type

B. Matrice de corrélation

La matrice de corrélation a été calculée à l'aide de toutes les données des échantillons (Tableau. 3). Ceci afin d'obtenir des coefficients de corrélations significatives, car, la signification des coefficients des corrélations dépend étroitement du nombre des échantillons utilisés. Cette matrice a montré que la perméabilité (K) est corrélée positivement avec la porosité (Ø) et la saturation huile (So).

La perméabilité (K) est faiblement corrélée négativement avec le volume d'argile (Vsh) et la saturation eau (Sw). Bien que la porosité (\emptyset) est corrélée négativement avec la saturation en eau (Sw), elle est corrélée positivement avec la saturation en huile (So), ceci indique les pores sont saturés avec l'huile en quasi-totalité. Le volume d'argile (Vsh) et la saturation en huile (So) sont corrélés négativement avec la saturation eau (Sw).

Tableau. 3 : Matrice de corrélation des paramètres pétrophysiques (0,34* : Corrélation significative).

	K (mD)	\emptyset (%)	So (%)	Sw	Vsh (%)
K (mD)	1				
\emptyset (%)	0,34*	1			
So (%)	0,21*	0,45*	1		
Sw (%)	-0,07	-0,32*	-0,2	1	
Vsh (%)	-0,09*	-0,04	-0,09*	-0,09*	1

C. Analyse statistique multivariée : Analyse en Composante Principale des paramètres pétrophysiques (ACP)

La diagonalisation de la matrice de corrélation, a permis, de calculer les valeurs propres et les facteurs de charges (Tableau. 4).

Tableau.4 : Résultats de l'ACP – Poids factoriel sur les paramètres pétrophysiques.

	Facteur 1	Facteur 2	Facteur 3	Facteur 4
Variance (%)	36.67	21.95	16.89	14.56
Valeurs propres	1.83	1.10	0.84	0.73
K (mD)	-0.58	0.32	0.63	-0.34
\emptyset (%)	-0.83	-0.06	0.02	0.07
So (%)	-0.73	0.07	-0.16	0.57
Sw (%)	0.52	0.55	0.40	0.48
Vsh (%)	0.12	-0.82	0.50	0.23

Les cercles de corrélation dans le plan des axes des facteurs F1 et F2, qui représentent une variance cumulée de 58,62 %, ont été tracés (Fig. 4).

Cette projection a montré l'existence d'une seule association constituée de la perméabilité (K), la porosité (\emptyset) et la saturation huile (So). Ces trois (3) paramètres sont corrélés négativement avec le facteur F1. La perméabilité (K) et la saturation huile (SO) sont corrélés positivement avec le facteur F2, tandis que la porosité (\emptyset) est corrélée négativement avec F2. La saturation eau (Sw) est corrélée positivement avec les deux facteurs F1 et F2. Le volume

d'argile (Vsh) est corrélé positivement avec F1 et négativement avec F2.

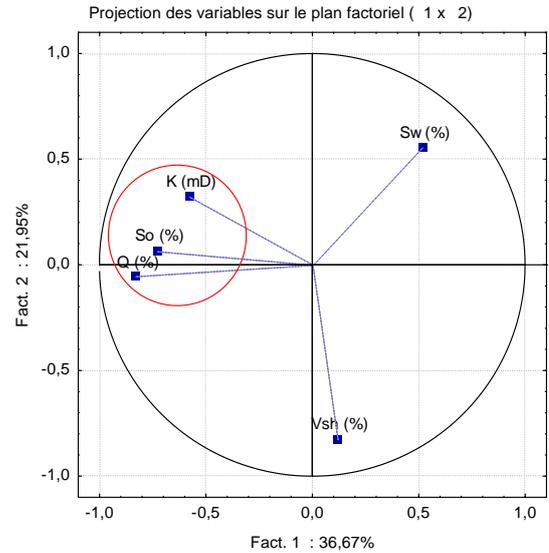


Fig. 4 : Cercles de corrélation de l'ACP sur l'ensemble de données des paramètres pétrophysiques.

La projection des individus sur les deux facteurs (Fig. 5), a montré que les individus sont alignés avec le facteur (F1). Ceci indique que ce facteur est caractérisé par le maximum de dispersions de données.

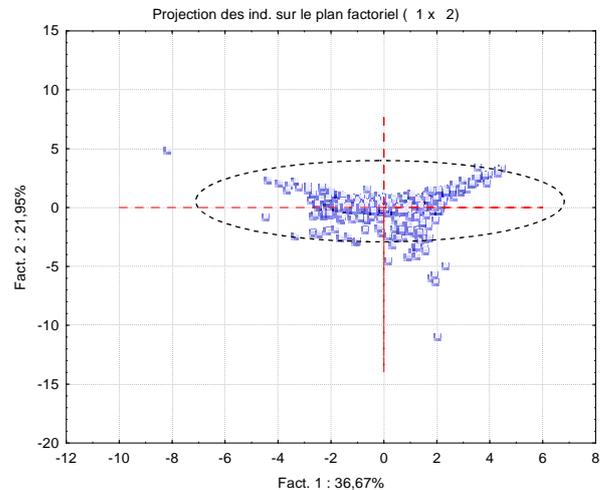


Fig. 5 : Projection des individus sur le plan des facteurs F1 et F2.

VI. CONCLUSION

Cette étude a permis de faire une caractérisation statistique de la typologie du réservoir cambrien (R1) - zone 17. En effet, les principales caractéristiques pétrophysiques ont été calculées. Les résultats obtenus en l'occurrence ont montré que les deux drains de réservoirs ID et D2 sont les plus promoteurs. Ces deux drains sont caractérisés par une



The INTERNATIONAL CONFERENCE ON ELECTRONICS & OIL: FROM THEORY TO APPLICATIONS March 05-06, 2013, Ouargla, Algeria



porosité qui dépasse 7% et une perméabilité qui varie de 11 à 14 mD. L'analyse statistique bivariée a permis de calculer les coefficients de corrélations entre les paramètres pétrophysiques. En effet, la perméabilité (K) est corrélée positivement avec la porosité (\emptyset) et la saturation huile (S_o). L'Analyse en Composante Principale (ACP) a permis de mettre en évidence que la saturation huile (S_o) se trouve en association avec la porosité (\emptyset) et la perméabilité (K). Ceci indique que la quantité et la répartition en hydrocarbures sont liées étroitement avec les deux autres paramètres en association. Cependant, une saturation en eau (S_w) élevée avec un volume d'argile élevée (V_{sh}) indique des faibles quantités d'hydrocarbures. Cette étude présente des perspectives, quant à l'optimisation de la productivité du réservoir, en exploitant chaque drain, tout en tenant de leurs caractéristiques pétrophysiques.

REFERENCES

- [1] A. LEKHOUA et M. REKABI, "Caractérisation géologique, statistique et géostatistique des paramètres pétrophysiques du réservoir Cambrien (R1): - Cas de la zone -17 - Champ de Hassi Messaoud (Algérie Orientale)", Mémoire Master, Université Ouargla, 2012, pp. 21–37.
- [2] D. Marcotte, "Géostatistique minière". Ecole polytechnique, Montréal, 1997, 230 p.
- [3] A. Morino, "Analyse en Composantes Principales". Edition CISIA. Ceresta, France, 1988, 198 p.
- [4] SONATRACH, "La stratigraphie du champ Hassi Messaoud", Rapport interne, Division Exploration. 2005, 35p.
- [5] SONATRACH "subdivision des zones dans champ Hassi Mesaoud", Rapport interne, Division Production, 2002, 25p.