

Modélisations géostatistiques du faciès pétrophysique du réservoir d'hydrocarbure de TAGI-Hassi Berkine Sud

Geostatistical modeling of petrophysical facies of hydrocarbon reservoir TAGI-Hassi Berkine South

Sabrina Souadnia* & Hamid Mezghache

Département de Géologie - Laboratoire de Recherche de Géologie (LRG) - Université Badji Mokhtar – BP. 12 - Annaba – 23000 – Algérie.

Soumis le 14/09/2016

Révisé le 05/03/2017

Accepté le 07/03/2017

المخلص

الحجر الرملي الطيني الترياسي السفلي لحاسي بركين الجنوبية يمثل الخزان البترولي الذي ينتمي إلى المنطقة الشرقية من الصحراء الجزائرية الذي تم استكشافه من طرف سوناطراك أناداركو ب 61 بئرا استكشافي. إن البحوث الدقيق رافية مكنت من قياس وتسجيل المعطيات البتروفيزيائية: النفاذية (K)، المسامية (Φ)، التشبع الهيدروكربوني (SH) والتشبع بالمياه (Sw)، أشعة غاما (GRCC)، سونيك (DTCC)، والكثافة (RHCC)، النيوترون (TNPHCC) وحجم الطين (Vclay) في طبقة المخزنة. وأظهرت الاختبارات التي أجريت في البئر اتصال جيد لوحظ في الجزء الرئيسي من الخزان. وبعد القيام بدراسة سطنتيسكية لهذه التغيرات البتروفيزيائية لكل طبقة من الخزان. تبين أن العامل F1 هو السحنة المناسبة لدراسات الجيوإحصائية. النمذجة الجيوإحصائية بواسطة الكجاج والمحاكاة لهذا المتغير أعطت توزيع القيم الكمونية في مختلف الطبقات الفرعية لهذا الخزان. وفي الأخير قمنا بمقارنة هذه النتائج مع نتائج النمذجة الجيوإحصائية للتشبع الهيدروكربوني SH. وقد أعطت هذه النماذج نفس القطاعات المحتملة: إذن نمذجة F1 فقط كافية.

الكلمات المفتاحية: النمذجة - الخزان الهيدروكربوني - الجيوإحصائية - البتروفيزيائية - محاكاة

Résumé

Le réservoir d'hydrocarbure du Trias Argilo Gréseux Inférieur de Hassi Berkine Sud (TAGI-HBNS) appartient à la province orientale du Sahara algérien. L'association Anadarko-Sonatrach a exploré ce réservoir à l'aide de 61 puits. Les diagraphies effectuées dans ces puits ont permis de mesurer les paramètres: Perméabilité (K), Porosité (Φ), Saturation en Hydrocarbures (SH), Saturation en eau (Sw), Gamma Ray (GRCC), Sonic (DTCC), Densité (RHCC), Neutron (TNPHCC) et Volume en argile (Vclay) au niveau de la couche réservoir. Les Tests au puits effectués ont mis en évidence la très bonne connexion latérale dans la partie principale du réservoir. L'Analyse en Composantes Principales – ACP – effectuée sur l'ensemble des données des paramètres pétrophysiques a permis de déterminer l'association des paramètres représentant le faciès pétrophysique de la roche réservoir. Cette association est corrélée négativement au facteur de charge F1. Les ACP faites sur les données de chacune des principales sous couches réservoirs ont donné pratiquement le même résultat. Les modélisations géostatistiques de la répartition des valeurs des individus de F1 dans chacune des sous couches ont été faites à l'aide du krigeage ordinaire et de la Simulation Séquentielle Gaussienne. Les résultats de ces modélisations présentés sous forme de cartes à 2D ont été comparés à ceux obtenus par les modélisations géostatistiques du paramètre pétrophysique SH. Ces modélisations ont donné les mêmes secteurs potentiels: Les seules modélisations de F1 sont suffisantes.

Mots clés: Modélisation, Réservoir d'hydrocarbure, Pétrophysique, Géostatistique, Simulation

Abstract:

The Lower Triassic Clay-Sandstone reservoir of Hassi Berkine South reservoir (TAGI-HBNS - Algerian Sahara) belongs to the eastern province of the Algerian Sahara. The Sonatrach-Anadarko Association explored this reservoir by the drilling of 61 wells. The logs carried in these wells have determined these parameters: Permeability (K), Porosity (Φ), Saturation hydrocarbons (SH), Water saturation (Sw), Gamma Ray (GRCC), Sonic (DTCC), Density (RHCC), Neutron (TNPHCC) and Clay volume (Vclay) in the reservoir layers. Interference tests were performed between wells showed a very good lateral connection in the main part of the reservoir. The Principal Component Analysis - ACP - performed on the data set of petrophysical parameters was used to determine the association representing the petrophysical parameters of the reservoir rock facies. This association is negatively correlated to factor loading F1. The ACP made on the data of each major sub reservoir layers gave virtually the same result. The geostatistical modeling of the distribution of F1 individuals' values in each sub layers was done using ordinary kriging and sequential simulation gaussian. The results of these models in the form of 2D maps were compared to those obtained by the geostatistical modeling of petrophysical parameter SH. These models gave the same potential sectors: The only models of F1 are sufficient

Keywords: Modeling, hydrocarbon Reservoir, Petrophysic, geostatistic, Simulation

* Auteur correspondant : souadniageo@yahoo.fr

1. INTRODUCTION

Le Sahara algérien est subdivisé en trois provinces pétrolières - occidentale, orientale et triasique. Le bassin de Hassi Berkine qui est situé à 200km au Sud-est de Hassi Messaoud, appartient à la province orientale [1]. Ce dernier renferme un certain nombre de champs dont celui de Hassi Berkine Sud auquel appartient le réservoir du Trias Argilo-Gréseux TAGI-HBNS. Ce réservoir, découvert en 1995 par l'association SONATRACH-ANADARKO, a été exploré par 61 puits d'une profondeur moyenne de 3000m. Ce sont essentiellement les données géologiques et pétro-physiques de carottes et diagraphies (Perméabilité (K), Porosité (Φ), Saturation des hydrocarbures (SH), Saturation en eau (Sw), Gamma Ray (GRCC), Sonic (DTCC), Densité (RHCC), Neutron (TNPHCC) et Volume en argile (Vclay) qui ont été mesurés dans ces forages. L'objectif de ce travail consiste à modéliser le faciès pétrophysique de la couche réservoir. L'Analyses en Composantes Principales normées -ACP- faite sur les données des paramètres pétrophysiques, a permis de déterminer l'association des paramètres pétrophysiques représentant le faciès pétrophysique de la roche réservoir. Ce dernier est corrélé négativement au facteur de charge F1. Les modélisations des répartitions à 2D des valeurs des individus de F1 représentant ce faciès pétrophysique ont été faites à l'aide du krigeage ordinaire et de la simulation géostatistique par la méthode de simulation séquentielle gaussien. Les facies favorables à l'accumulation des hydrocarbures sont cartographiés. Les modélisations géostatistique de F1 ont été comparées à celles de SH. Les résultats détaillés sont présentés dans le présent travail.

2. CADRE GEOLOGIQUE

Le réservoir TAGI-HBNS appartient au bloc 404 (Fig.1). Les dépôts du bassin de Berkine appartiennent à trois ères différentes : primaire, secondaire et tertiaire. Les dépôts des deux premiers sont séparés par une surface érodée qui est due au cycle orogénique Hercynien [2]. Les deux premières ères sont représentées par la série Paléozoïque qui comprend les roches mères et la série Mésozoïque **et** qui renferme les principaux réservoirs d'hydrocarbure du bassin de Berkine y compris celui du TAGI-HBNS.

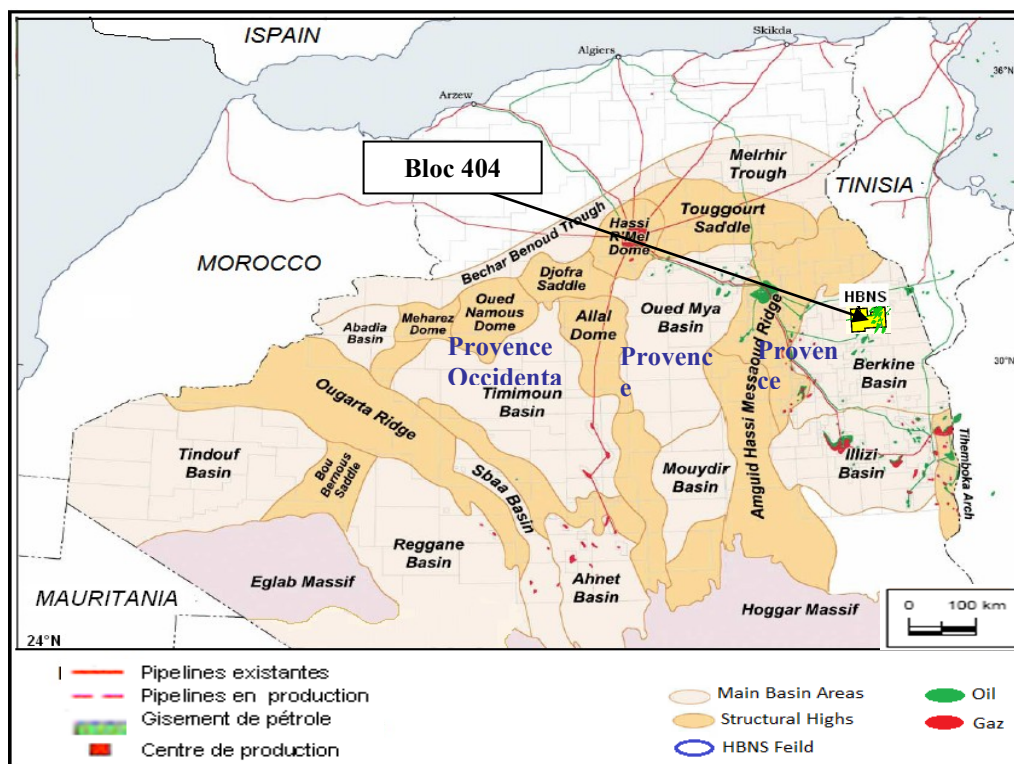


Figure 1 : Situation géographique du bloc 404 et du réservoir TAGI-HBNS [1]

Le réservoir du TAGI-HBNS a un caractère transgressif. Il recouvre immédiatement la discordance hercynienne (Figs. 2 et 3). Il est représenté par les grès de dépôts fluviaux, éoliens, et lacustres. Ces dépôts incluent parfois les dépôts deltaïques intercalés. Le faciès dominant dans le réservoir se compose de chenaux fluviaux de direction Nord Est -Sud Ouest [3, 4]. Le réservoir de TAGI est subdivisé en trois couches principales [5] (Fig. 3): TAGI supérieur, moyen et inférieur. Ces couches sont elles-mêmes constituées globalement de neuf sous couches : U3, U2, U1b, U1a, M2, M1c, M1b, M1a et L. Les principales sous couches réservoirs sont : U1a, M1b et M1c.

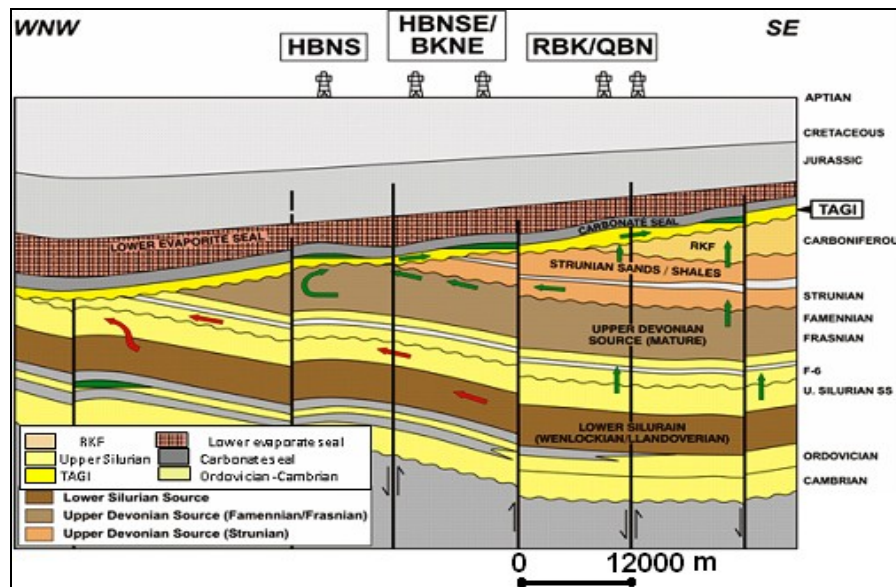


Figure 2. Sources et migrations dans le bloc 404 [4]

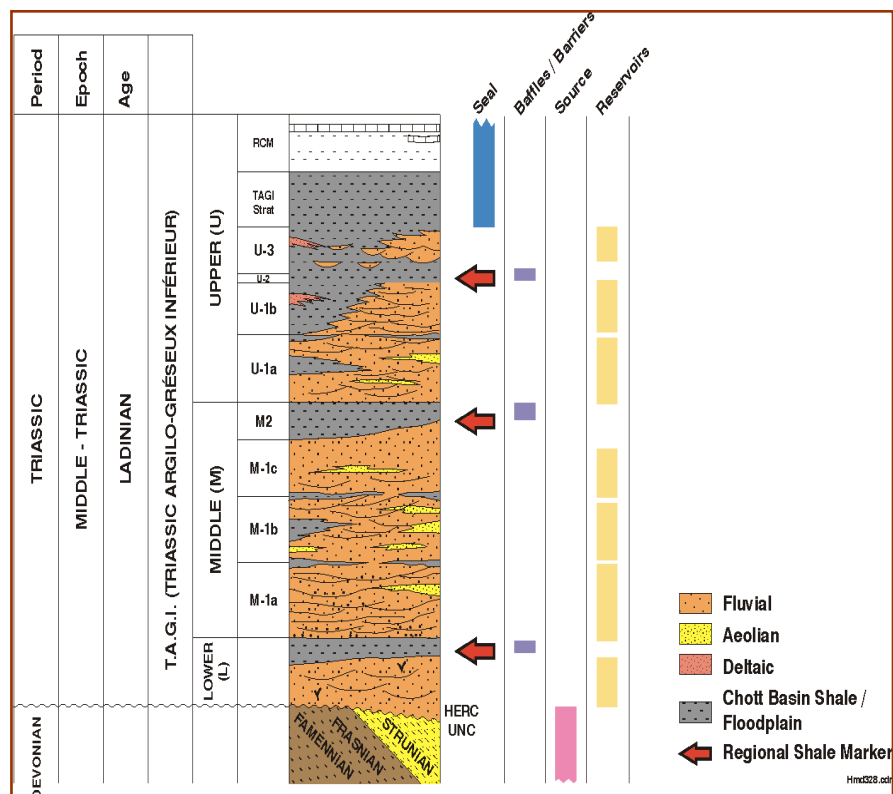


Figure 3. Colonne stratigraphique du réservoir TAGI-HBNS [5].

3. DONNEES ET METHODES UTILISEES

3. 1. Données utilisées

Le réservoir TAGI-HBNS a été exploré en détail par l'association SONATRACH-ANADARKO à l'aide de travaux géologiques de surface et sismiques et surtout à l'aide de 61 puits (Fig. 4). Les principaux paramètres pétrophysiques mesurés dans ces puits sur des intervalles de 0.15m de toute la couche réservoir sont: K, Φ , SH, Sw, GRCC, DTCC, RHCC, TNPHCC et Vclay. Il y a au total 11763 mesures. Les caractéristiques statistiques de chacun de ces paramètres ont été calculés (Tableau 1).

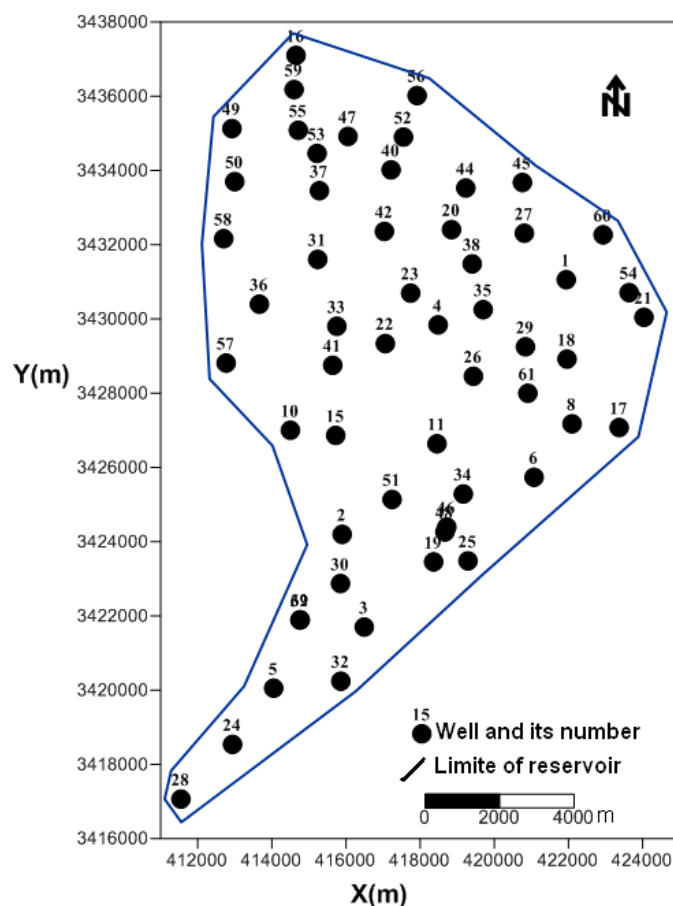


Figure 4: Plan d'implantation des puits

Tableau 1 – Statistiques des paramètres pétrophysiques mesurés dans les 61 puits

Paramètres (unités)	Minimum	Maximum	Moyenne	Ecart-type	Coef, Variation
X (m)	411549.000	424035.000	-	-	-
Y (m)	3415389.000	3437102.000	-	-	-
K (md)	0.110	868.730	292.46	206.68	70.67
Φ (%)	0.034	0.176	0.12	0.03	25.00
Sw (%)	0.186	0.957	0.62	0.23	37.10
Vclay(%)	0.143	0.570	0.29	0.10	34.48
SH (%)	0.043	0.814	0.38	0.23	60.53

DTCC (API)	72.510	85.080	77.34	2.10	2.72
GRCC (API)	45.200	116.860	73.05	13.30	18.21
RHOCC (g/cm ³)	1.400	2.600	2.44	0.14	5.74
TNPHCC (%)	-1.000	0.570	0.27	0.19	70.37

3. 2. Méthodes d'analyse de données multivariées

L'Analyse en Composantes Principales -ACP- est une méthode de traitement de données multivariées. Le principe de cette méthode est bien décrit par plusieurs auteurs [6, 7]. Cette méthode, souvent utilisée dans le domaine des sciences de la terre [8], est une méthode factorielle qui permet de construire de nouvelles variables. Ces nouvelles variables (facteurs) facilitent l'étude des relations entre les variables initiales. Le principal objectif est d'extraire, sous une forme condensée, la plus grande part possible de l'information contenue dans les données, qu'elle soit relative aux liaisons entre variables ou aux liaisons entre individus. Les principales étapes pour une ACP sont :

- le calcul de la matrice de corrélation et recherche des facteurs de charge ;
- le tracé et interprétation des cercles de corrélations ;
- et enfin la cartographie, éventuellement, des facteurs des individus.

3. 3. Méthodes géostatistiques

L'application de la géostatistique en tant que théorie des fonctions aléatoires a commencé dans les mines d'or du Witwatersrand en Afrique du Sud avec Daniel Krige. « La théorie fut formulée durant les années 50 par George Matheron qui introduisit les outils "Covariance" et "Variogramme" permettant la quantification de la continuité spatiale des variables régionalisées $Z(x)$, le calcul de la variance d'estimation et la mise au point de constructeur d'estimateur tenant compte de cette continuité - Le krigeage ». La géostatistique a été utilisée par un certain nombre de chercheurs pour la modélisation des ressources naturelles [9] et la caractérisation des réservoirs de pétrole [10, 11, 12].

3. 3. 1. Variographie

Soient deux variables aléatoires, $z(x)$ et $z(x+h)$ mesurées en 2 points " x " et " $x+h$ ", la variabilité de la fonction aléatoire $Z(x)$ entre ces deux points se caractérise par une fonction notée $2\gamma(x,h)$ appelée variogramme [13,14].

$$E\{[Z(x) - Z(x+h)]^2\} = 2\gamma(x,h) \quad (1)$$

Le variogramme théorique $2\gamma(x,h)$ est défini comme étant l'espérance quadratique de la variable aléatoire $[z(x)-z(x+h)]^2$. Il est fonction à la fois du point x et du vecteur h . Cependant l'estimation de ce variogramme nécessite plusieurs réalisations, or en pratique nous ne disposons que d'une seule du couple de mesures $[z(x) ; z(x+h)]$ effectuées aux points x et $x+h$. Il faut donc utiliser l'hypothèse dite Intrinsèque: le variogramme ne dépend que du vecteur h en module et direction et non du point x . En admettant cette hypothèse, le variogramme expérimental peut être estimé à l'aide de la formule suivante:

$$\gamma^*(h) = \frac{1}{2N(h)} \sum_{i=1}^{N(h)} [Z(x_i + h) - Z(x_i)]^2 \quad (2)$$

Où $N(h)$ est le nombre de couples, $z(x)$ et $z(x+h)$ sur les valeurs mesurées aux points x et $x+h$ qui sont séparés par le vecteur h . Les résultats obtenus peuvent être représentés sous forme graphique (Fig. 5). Ce variogramme expérimental doit être ajusté à un modèle mathématique qui lui correspond et qui doit être opérationnel et simple à l'emploi.

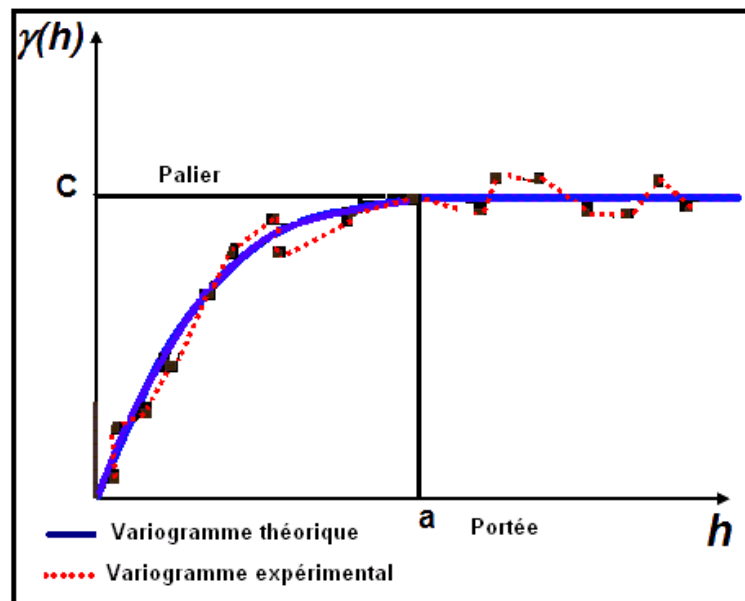


Figure 5. Représentation graphique du variogramme

Le variogramme ainsi présenté est dit variogramme directionnel. Il existe le variogramme à 2D dit de surface [15]. Ce dernier permet de visualiser le comportement anisotrope ou non de la variable régionalisée étudiée. La représentation de la surface nécessite la segmentation de l'espace dans chacune des composantes h_x et h_y en un nombre d'intervalles donné. Le résultat est la variation de $\gamma(h)$ dans un diagramme bivarié où la valeur de $\gamma(h)$ est donnée par la couleur.

3. 3. 2. Modélisation géostatistique par krigeage ordinaire

L'estimation en géostatistique est basée sur l'utilisation des mesures existantes et la structure de la variabilité spatiale quantifiée par les variogrammes expérimentaux et leurs modèles théoriques d'ajustements. Le constructeur d'estimateur optimal en géostatistique est appelé krigeage. Le Krigeage ordinaire consiste à retrouver les pondérateurs λ_i des valeurs connues en certains points ou volume de l'espace. Le système qui permet de calculer ces pondérateurs λ_i est dit système de krigeage :

Où :

μ : Paramètre de Lagrange ; λ_i : Pondérateurs de krigeage

La variance de krigeage ordinaire est donnée par:

$$\sigma^2_K = E \left\{ z_y^* - z_k \right\}^2 = 2 \sum_{i=1}^n \lambda_i \gamma(v_i, V) + \mu - \gamma(V, V) \quad (4)$$

$$\left\{ \begin{array}{l} \sum_{i=1}^N \lambda_i \bar{\gamma}(v_i, v_j) + \mu = \bar{\gamma}(v_j, V) \\ \sum_{i=1}^N \lambda_i = 1 \end{array} \right\} \forall i = 1 \text{ à } N \text{ et } j = 1 \text{ à } N \quad (3)$$

Cette variance est minimale.

3. 3. 3. Modélisation géostatistique par simulation - SSG

Contrairement à la modélisation par krigeage d'une fonction aléatoire $Z(x)$, la simulation permet des réalisations multiples équiprobables de cette fonction - Elle n'a pas comme condition l'estimation avec une variance minimale mais elle doit retrouver les caractéristiques statistiques et spatiales des données réelles - Distribution fréquentielle et spatiale. La simulation permet donc d'envisager plusieurs variantes [16, 17].

Dans le présent travail, la simulation a été faite à l'aide de la méthode dite Simulation Séquentielle Gaussienne-SSG. Cette dernière consiste à modéliser la variable régionalisée $Z(x)$ dont la distribution est gaussienne. Si la distribution n'est pas gaussienne, alors une transformation de $Z(x)$ en une variable

gaussienne $Y(X)$ est nécessaire. Il s'agit d'une anamorphose : $Y(x) = F[Z(x)]$. La SSG est effectuée sur $Y(x)$ puis on revient à la transformée inverse F^{-1} .

Les étapes d'une SSG sont :

- 1 - Choisir une maille et partager l'espace de modélisation en grille régulière ;
- 2 - Définir une sphère de recherche de données observées dans le cas de phénomène isotrope ou une ellipsoïde de recherche dans le cas d'anisotropie;
- 3 - A partir de l'estimation par krigeage et de la variance d'estimation en un nœud de grille, construire une loi gaussienne et tirer aléatoirement une valeur dans cette distribution qui sera la valeur simulée en ce nœud ;
- 4 - Ajouter la valeur simulée à la liste des valeurs disponibles et reprendre en 3)

4. RESULTATS OBTENUS DANS LE RESERVOIR TAGI-HBNS

4. 1. Analyse en Composantes Principales Normées - ACP

Les ACP normées ont été faits comme suite:

a) sur les 11763 mesures des paramètres pétrophysiques de tous les puits ; b, c et d) sur les paramètres pétrophysiques des principales sous couches réservoirs (Fig. 6).

Trois (03) associations de paramètres ont été retrouvées. La première, constituée par Φ , k et SH , est corrélée négativement à $F1$ et positivement à $F2$. La deuxième association formée par (V_{clay} , $DTCC$, $GRCC$ et $NEPHCC$) est corrélée positivement à $F1$ et $F2$. La troisième association, formée par Sw et $RHOCC$, est corrélée positivement à $F1$ et négativement à $F2$.

Ces ACP normées montrent que les principaux paramètres pétro physiques, contrôlant la répartition et l'accumulation des hydrocarbures, sont tous corrélés soit positivement soit négativement au facteur de charge $F1$. Il est donc plus efficace et meilleur de ramener l'ensemble des études géostatistiques de ces paramètres à celles de $F1$.

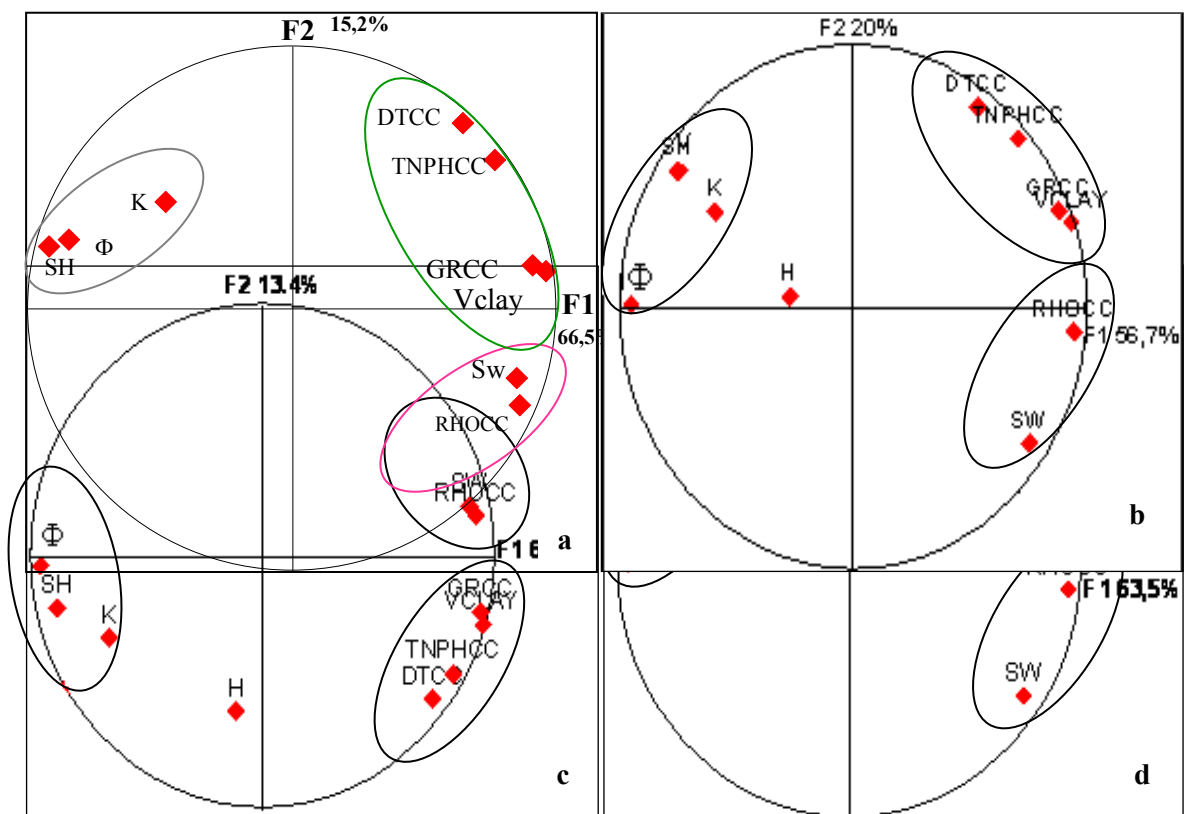


Figure 6. Cercles de corrélation de l'ACP des paramètres pétrophysiques du réservoir TAGI :
a- ACP effectués sur l'ensemble des 11763 mesures ; b- ACP effectués dans la sous couche M1b ; c- ACP effectués dans la sous couche U1a ; d- ACP effectués dans la sous couche M1c

4. 2. Modélisations géostatistiques du faciès pétrophysique - F1

4. 2. 1. Variographie

Les variogrammes expérimentaux directionnels ont été calculés par le logiciel "Petrel" dans les différentes directions sur les valeurs moyennes des données de facteur des individus F1 et ajustés à l'aide d'un modèle sphérique. Les résultats des calculs sont présentés dans le tableau 2 et (Fig. 7).

Le variogramme de surface a été calculé dans le plan horizontal (Fig. 8). Il montre une anisotropie géométrique dont le grand axe a une direction de 70°N. La portée dans cette direction est de 4480m. Le coefficient d'anisotropie qui est défini comme étant le rapport de la portée du petit axe sur la portée du grand axe, est de 0,54.

Tableau 2 - Variogrammes directionnels de F1 et leurs ajustements

Direction	Model	C0	C	a(m)
0°	Sphérique	0.09	0.5	2280
270°	Sphérique	0.27	0.55	3700
45°	Sphérique	0.10	0.33	2730
315°	Sphérique	0.23	0.59	2480
70°	Sphérique	0.37	0.56	4480
340°	Sphérique	0.05	0.51	2450
90°	Sphérique	0.27	0.55	3700
135°	Sphérique	0.23	0.33	2480

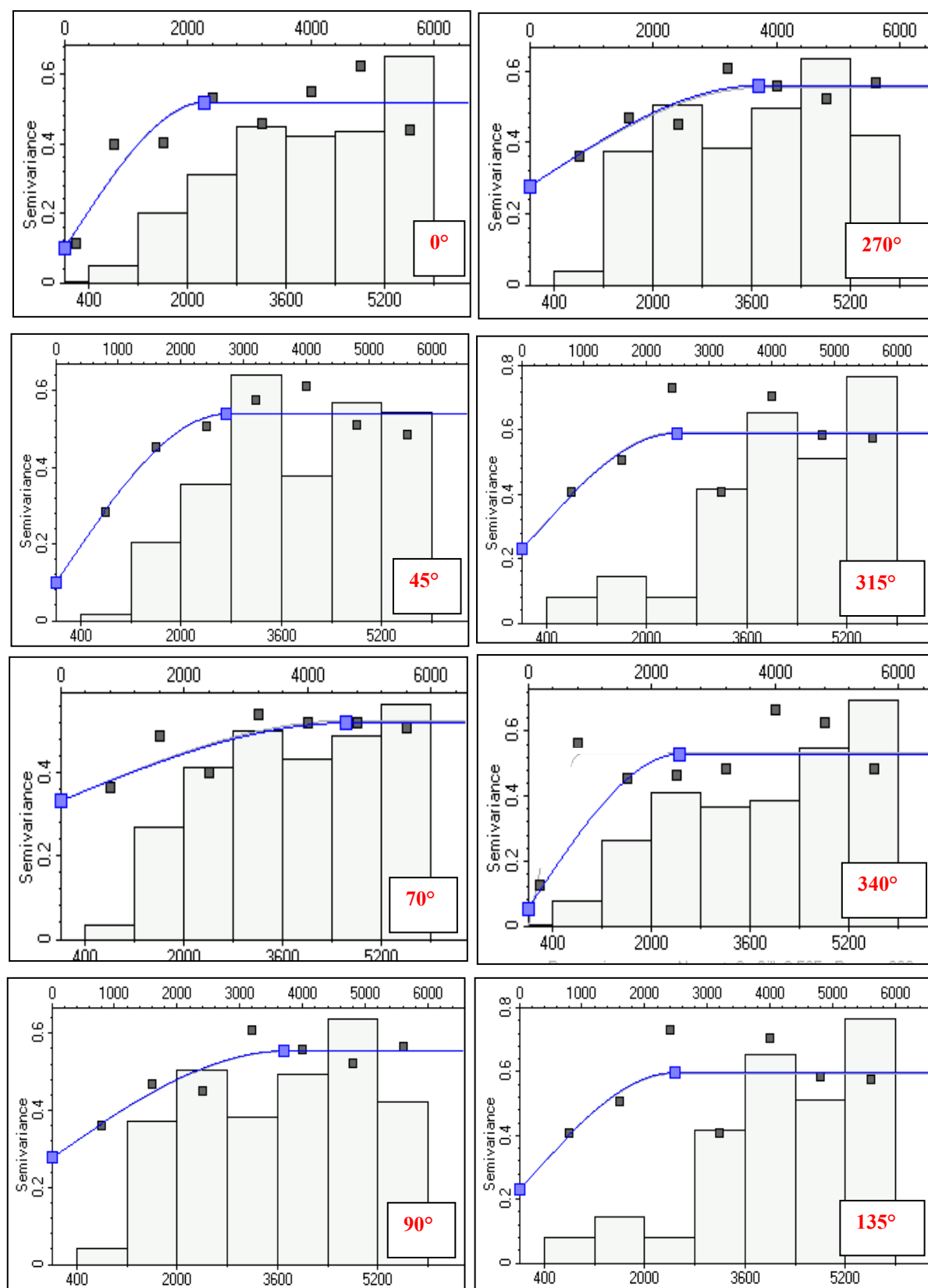


Figure 7. Graphes des variogrammes expérimentaux directionnels du F1 et leurs ajustements

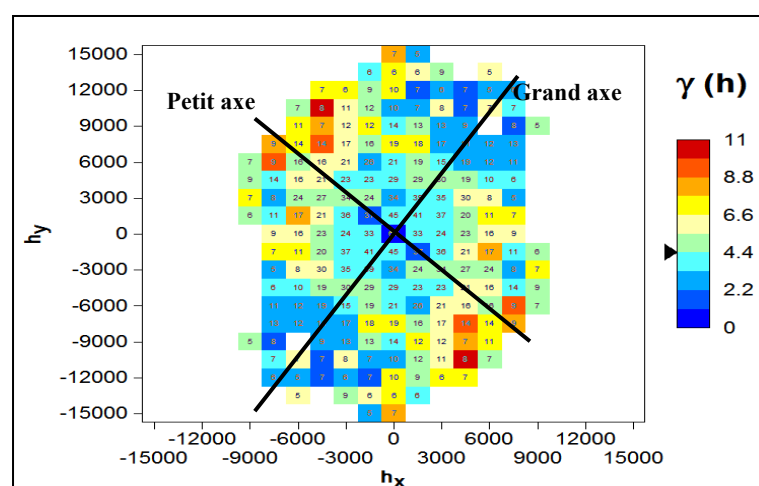


Figure 8. Variogramme de surface du facteur score F1

4. 2. 2. Modélisations géostatistiques de F1

Les modélisations géostatistiques par krigeage ordinaire et SSG du faciès pétrophysique, représenté par F1, ont été faites à l'aide des résultats des variogrammes directionnels et de surface dans les principales sous couches réservoir U1a, M1c et M1b :

A – Modélisation par krigeage ordinaire –K.O

La modélisation par krigeage ordinaire a été faite. Les cartes des valeurs de F1 krigées ont été tracées pour les trois sous couches (Fig. 9) afin de localiser les secteurs les plus potentiels en hydrocarbures du réservoir TAGI. Les zones potentielles sont correspondent à celles des valeurs négatives de F1.

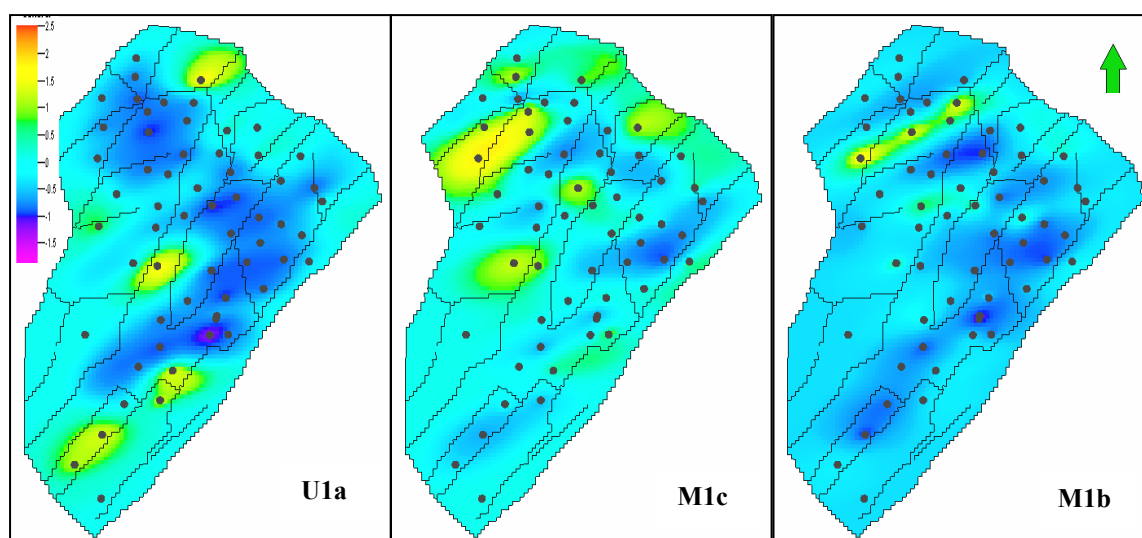
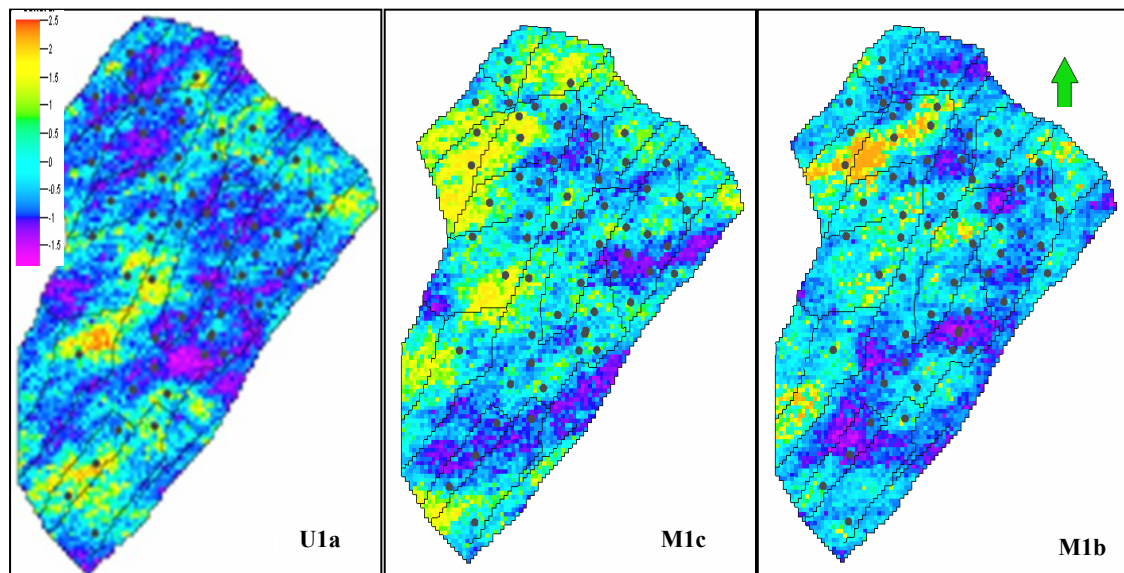


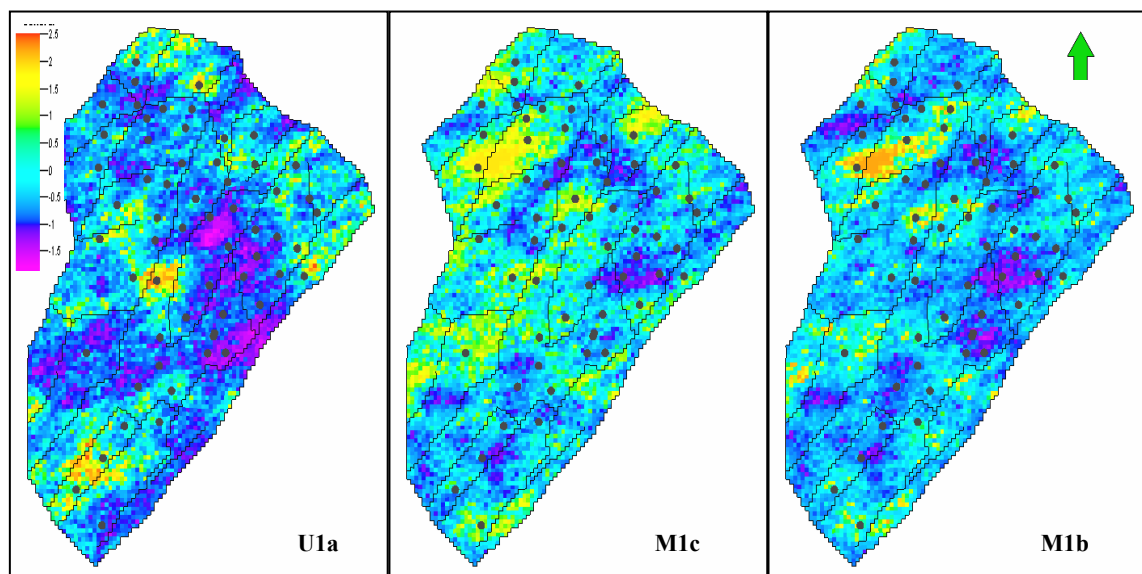
Figure 9. Cartes des modélisations géostatistiques par krigeage ordinaire des sous couches réservoirs U1a, M1c et M1b du faciès pétrophysique F1. Les zones potentielles sont celles des valeurs négatives de F1.

B – Modélisation par la méthode de Simulation Séquentielle Gaussienne- SSG

La modélisation par la méthode SSG du faciès petrophysique F1 (Fig.10) a permis d'obtenir plusieurs variantes pour chaque sous couche. Deux variantes sont **présentées** dans la figure 10: **Comme** pour le krigeage, les cartes simulées montrent que ce sont les mêmes sous couches qui sont les plus riches en hydrocarbures.



Variante 1



Variante 2

Figure 10. Cartes des modélisations géostatistique par SSG dans les sous couches réservoir U1a, M1c et M1b du facies petrophysique F1. Les zones potentielles sont celles dont les valeurs de F1 sont négatives.

5. MODELISATIONS GGEOSTATISTIQUES DE SH ET COMPARAISON AVEC CELLE DE F1

Les modélisations géostatistiques du paramètre SH et du facteur score F1 des sous couches: U1a, M1c et M1b ont été faites à l'aides du krigeage ordinaire et de la simulation SSG.

5. 1. Comparaison de la modélisation géostatistique de SH et F1 par krigeage ordinaire

La modélisation géostatistique du paramètre SH par krigeage ordinaire a été faite. Elle a été comparée à celle de F1 (Fig. 11).

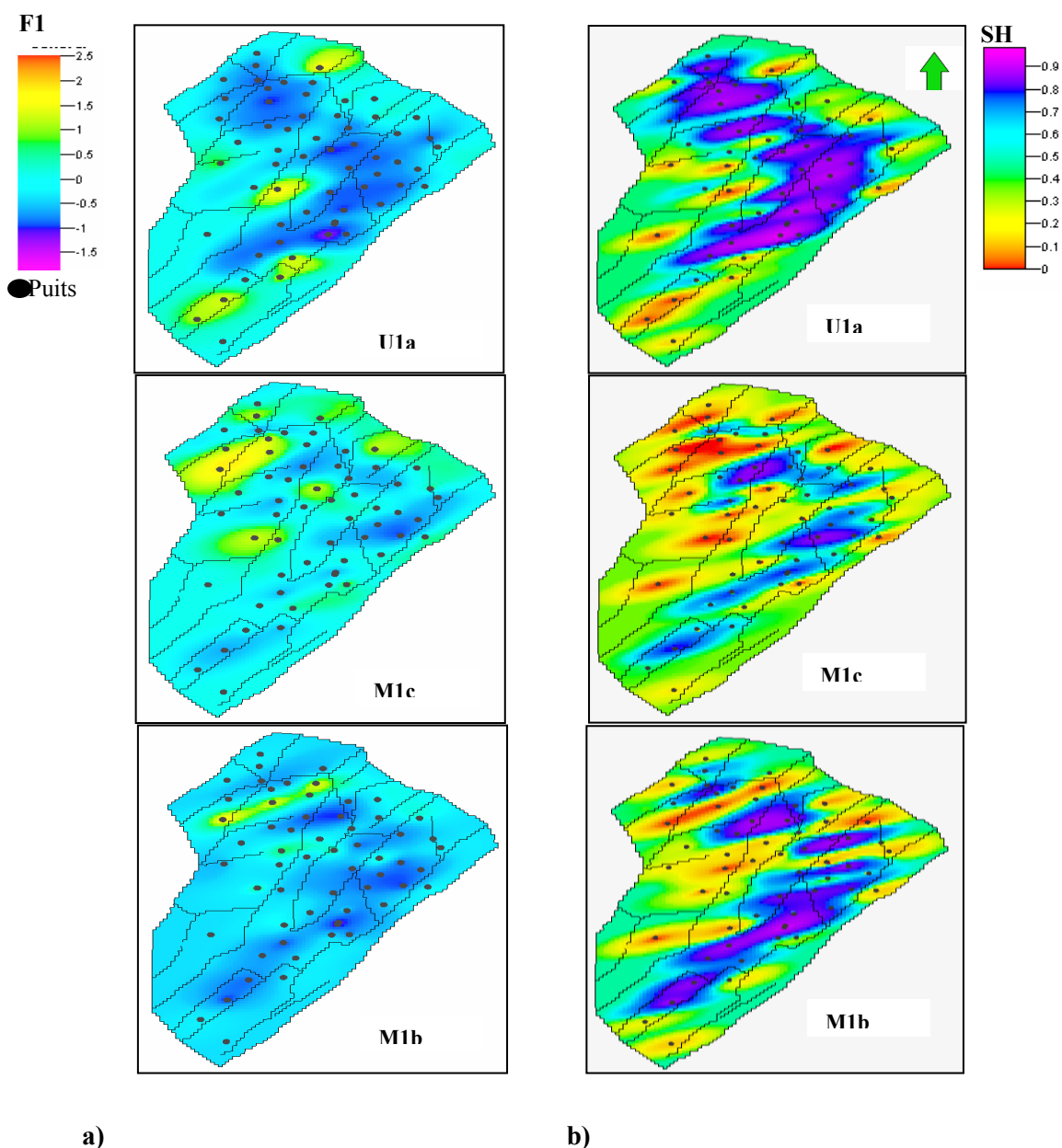


Figure 11. Comparaison des modélisations géostatistiques par krigeage ordinaire dans les sous couches réservoir U1a, M1c et M1b: a)- cartes de F1, (Fig. 9) et b)- cartes de SH

La comparaison de ces modélisations montre que les zones saturées en SH correspondent aux zones du facies favorables à l'accumulation d'hydrocarbures localisées à l'aide des modélisations géostatistiques du facteur score F1.

5. 2. Comparaison de la modélisation géostatistique de SH et F1 par SSG

La modélisation géostatistique du paramètre SH par SSG a été faite deux variantes ont été effectuées. Elles ont été comparées à celles de F1 (Figs. 12,13)

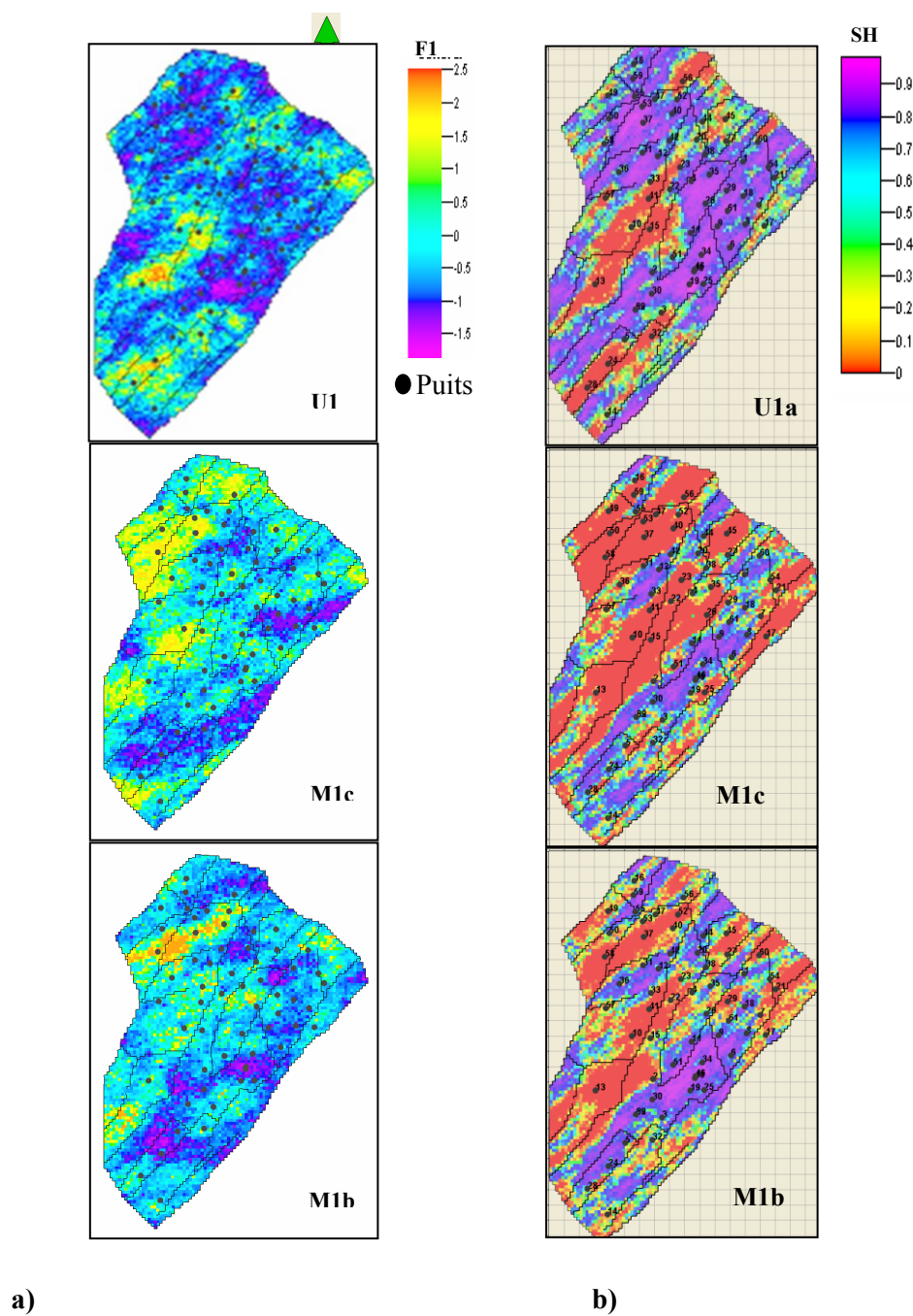


Figure 12. Variante1 : Comparaison des modélisations géostatistiques par SSG dans les sous couches réservoirs U1a, M1c et M1b: a)- Cartes de F1 et b)- Cartes de SH.

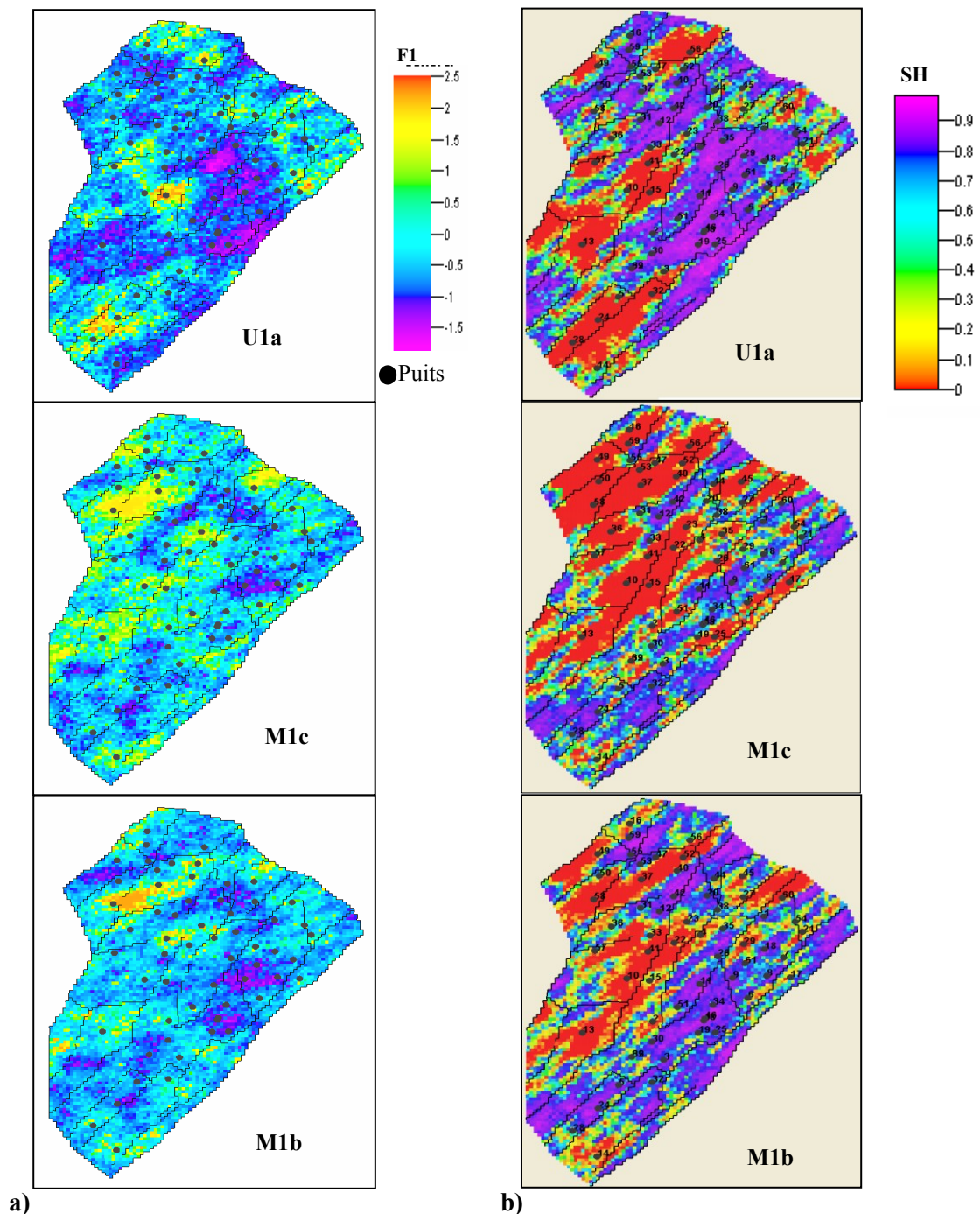


Figure 13. Variante 2 : Comparaison des modélisations géostatistiques par SSG dans les sous couches réservoirs U1a, M1c et M1b: a)- cartes de F1 et b)- cartes de SH.

Comme pour les modélisations par krigage, celles par SSG montrent que les zones saturées en SH correspondent aux zones du faciès favorables à l'accumulation des hydrocarbures obtenues par la cartographie de F1.

Il est donc préférable de procéder à la seule modélisation de F1 au lieu de modéliser chacun des différents paramètres pétrophysiques à part.

6. CONCLUSION

Les roches réservoirs du TAGI constituent les séries basales du Mésozoïque. Elles sont marquées par les dépôts de nature fluviale qui se développent le long du bassin. Les diagraphies effectuées dans les 61 puits ont permis de mesurer les paramètres pétrophysiques dans chaque intervalle de 0.15m. Au

total 11763 mesures ont été effectuées au niveau de la couche réservoir. L'étude géostatistique a été réalisée en 2D.

Les résultats de l'ACP montrent que les paramètres pétrophysiques contrôlant la répartition des hydrocarbures sont corrélés au facteur de charge F1. Ceci a donc permis de substituer la modélisation géostatistique de ces paramètres par une seule variable régionalisée qui est le facteur des individus F1. La variographie a permis de détecter une anisotropie géométrique dans la répartition des paramètres pétrophysiques. Le grand axe de cette anisotropie a une direction de 70°N. La portée dans cette direction est de 4480m avec un coefficient d'anisotropie de 0,54. Cette anisotropie a été prise en compte dans les modélisations géostatistiques.

Les modélisations géostatistiques par krigeage ordinaire simulation séquentielle gaussienne à 2D des données de F1 ont permis de localiser les secteurs les plus potentielles pour l'accumulation des hydrocarbures. Les résultats des modélisations géostatistiques du paramètre pétrophysique SH ont permis de confirmer les zones favorables à l'accumulation des hydrocarbures obtenus par le facteur score F1: Les seules modélisations de F1 sont donc suffisantes.

REFERENCES

- [1] Turner P., Pilling D., Walker D., Binnie J., Sabaou N., 2001. Sequence stratigraphy and sedimentology of the late Triassic TAGI (Blocks 401- 402. Berkine, Algeria), *Marine Petroleum Geology*, Vol. 18, 959 – 981.
- [2] McKenna S. & Hedley R., 2002. The structural evolution of the Berkine-Ghadames Basin (Groupement Berkine Anadarko). internal report – *Anadarko petroleum corporation.*. 60p.
- [3] Echikh K., 1998. Geology and hydrocarbon occurrences in Ghadames basin, Algeria, Tunisia, Libya. In D. S. MacGregor R. T. J. Moody & D. D. Clark-Lowes (Eds.), *Petroleum geology of North Africa. Geological Society of London special publication*, Vol. 132. 109- 130.
- [4] Scott A.j., Wheller D.A., 1999. Regional trends in Triassia fluvial-lacustrie cycle, Berkine Basin, Algeria, American association of petroleum of petroleum Geologists Annual Metting Expanded Abstracts, San Antonio, Texas, United States, 1126p.
- [5] Azoug Y., Bakhoukhe C., Bamoun A., Bedjaoui K., Bouchenak F., Bounoua N., Bourenane N., Brahmi N., Draou A., Ghennai F., Gribi A., Habib M., Kherfi N., Mammeri H., Mezali F., Nennouche Z., Yahia-Ouahmed S., 2007. Well Evaluation Conference- WEC Algeria - Sonatrach-Schlumberger. Edited by Schlumberger; Produced by Lynx Consulting, Inc., Houston, TX, USA, 489 p.
- [6] Lebart L., Morineau A. & Fenelon J. P., 1979. Traitements de données statistiques, méthodes et programmes. Edit. Dunod. Paris. 510p.
- [7] Benzecrit J. P., 1980. L'analyse des données: la taxinomie. Dunod, Paris, 2° édit, 632p.
- [8] Mezghache H., 1989. Cartographie automatique et interprétation géostatistique d'une campagne de prospection géochimique sur sol-application à la zone mercurielle Nord Numidique (Algerie). Thèse de Doctorat-Nouvelle; CNRS-CRPG-INPL. Nancy – France; 175p.
- [9] Rivoirard J., 2012. De l'analyse structurale à la modélisation des ressources naturelles : Contributions Géostatistiques. Statistiques. [Math.ST], *Habilitation à diriger des recherches*. Université Pierre et Marie Curie - Paris VI, 84p.
- [10] Michel B., 2008. Modélisation de la production d'hydrocarbures dans un bassin pétrolier. Mathématiques. *Habilitation à diriger des recherches*. Université Paris Sud - Paris XI, 2008. Français. 208p.
- [11] Chaouchi R., 1990. Etude des caractéristiques à la base du trend d'analyse du réservoir R (Ri+Ra) de la partie Sud du champ de Hassi Messaoud province triasique. *Thèse de doctorat. IPGM*. Mouscou. URSS. p44-125.
- [12] Bellah S., 1999. Caractérisation d'un réservoir par Modélisation Géostatistique et Intégration des données de test de puits, Problème Inverse du réservoir TAGI du gisement de Ben Kahla. *Mémoire de Magister*. IAP Boumerdes, Algérie. 127p.
- [14] Journel A. & Huijbregts G., 1980. Mining geostatistics. Academic Press, London, U. K., 600p.
- [13] Chauvet P., 1999. Aide mémoire de géostatistique linéaire application du domaine minier. Les presses de l'école des mines de Paris, 140p.
- [15] Pannatier Y., 1996. "VARIOWIN": Software for Spatial Data Analysis in 2D". Springer Verlag, 91p. ISBN 0-387-94679-9.
- [16] Chilès J.P. & Delfiner P., 1999. Geostatistics: Modeling Spatial Uncertainty, Wiley, New York, 696p.
- [17] Marcotte D., 2003. Géostatistique minière. Cours publiés sur internet, Ecole polytechnique, Montréal, France, 230p