

وزارة التعليم العالي و البحث العلمي

BADJI MOKHTAR-ANNABA UNIVERSITY

UNIVERSITÉ BADJI MOKHTAR-ANNABA



جامعة باجي مختار - عنابة

2017

Faculté des Sciences de la Terre
Département de Géologie

THESE

Présentée en vue de l'obtention du diplôme de

DOCTORAT EN SCIENCES

*La simulation géostatistique et son apport à l'optimisation de
l'exploitation des réservoirs en hydrocarbures: cas du réservoir
TAGI-HBNS - Hassi Berkine Sud – Algérie*

Option : Géologie

Par

SOUADNIA SABRINA

DIRECTEUR DE THESE : Pr. MEZGHACHE Hamid Univ. Badji Mokhtar - Annaba

DEVANT LE JURY

Président : Pr.TOUBAL Abdelerrahmane Univ. Badji Mokhtar - Annaba

Examineurs :

Pr.HACINI Messaoud

Univ.Kasdi Merbah– Ouargla

Pr.CHAOUCHI Rabah

Univ. M'hamed Bougara- Boumerdès

Dr.CHELLAT Smaine

Univ.Kasdi Merbah– Ouargla

Dr.TLILI Mohamed

Univ. Badji Mokhtar - Annaba

REMERCEMENTS

Au terme de ce travail, je tiens tout d'abord à remercier Dieu pour m'avoir donné la force et le courage de le mener jusqu'au bout.

Je tiens à exprimer mes vifs remerciements et ma gratitude à toutes les personnes qui m'ont aidé, conseillé, soutenu...durant la période de réalisation de ce travail.

*Je tiens à remercier, en particulier, **Pr. MEZGHACHE Hamid**, mon directeur de thèse, pour m'avoir accepté dans son équipe et conduit mes premiers pas de recherche et ses orientations enrichissantes depuis le commencement jusqu'à la mise en forme de cette thèse.*

*Les membres du jury : **Pr. TOUBAL Abdelerrahmane**, qui ma fait l'honneur de présider mon jury de thèse ; **Pr HACINI Messaoud** ; **Pr. CHAOUCHI Rabeh** ; **Dr. CHELLAT Smail** et le **Dr. TLILI Mohamed**, pour avoir accepté de participer à l'évaluation de ce travail.*

Je remercie le professeur Denis Marcotte d'École Polytechnique Géosciences de Montréal Canada pour avoir émis à notre disposition les programmes de cokrigeage.

Je tiens à remercier tous les responsables et les personnels du Groupement Berkine (SONATRACH-ANADARKO).

Je n'oublierai pas le soutien de mes parents et mes amis. Je les remercie de tout cœur.

RESUME

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 (TNPCC) 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.

Trois analyses en composantes principales normées (ACP) - sur l'ensemble des données pétrophysiques, sur leurs valeurs moyennes dans les puits et sur celles de chacune des sous couches du réservoir ont été effectuées. Il en ressort que les paramètres pétrophysiques forment deux principales associations. La première association est constituée par les paramètres Vclay, Sw, DTCC, GRCC et NEPHCC et la deuxième par Φ , K et SH. Ces deux associations sont corrélées respectivement positivement et négativement à F1. La première association représente le faciès argileux imperméable et donc défavorable à l'accumulation des hydrocarbures. La deuxième par contre s'oppose à la première et elle représente le faciès gréseux qui, lui, est favorable à l'accumulation des hydrocarbures.

La modélisation géostatistique à 2D du faciès pétrophysiques favorable par l'intermédiaire du facteur score F1 a été faite. Cependant ce faciès ne reflète pas totalement les potentialités réelles ou les quantités d'hydrocarbures renfermées car une zone d'un faciès favorable peut être saturée en eau. Pour cette raison, une autre variable régionalisée a été prise en considération : Il s'agit du volume d'hydrocarbure par unité de surface qui est exprimé à l'aide du produit $V0 = \Phi \cdot SH \cdot H$ (H est l'épaisseur de la sous couche). L'étude géostatistique de V0 a permis l'estimation des ressources en hydrocarbures dans les blocs d'un km² de surface. Leurs variances d'estimation ont été calculées.

La simulation géostatistique de la variable V0 à l'aide de la méthode de Simulation Séquentielle Gaussienne –SSG- a été faites dans chacune des 08 sous couches du réservoir. Les cartes simulées montrent les parties les plus potentielles en hydrocarbures dans ces sous couches et où l'une d'elles serait la plus proche de la réalité.

Des analyses factorielles krigées –AFK- ont été effectuées sur les principaux paramètres pétrophysiques Φ , K, SH et Vclay et sur V0. La variographie de ces paramètres a

montré des structures gigognes. Ce sont donc des fonctions aléatoires multiples. Les variogrammes simples et croisés ont été calculés et ajustés. L'AFK a permis de calculer les deux composantes pour chacune des paramètres ci cité sus dessus , l'une locale due à l'effet de pépite et l'autre régionale représentée par le model sphérique de l'ajustement.

La composante locale du volume en hydrocarbure V_0 représente les quantités en pétroles dans les pores de formations - de la porosité primaire. La composante régionale représente les ressources en pétrole dans les méandres, chenaux et les failles. Ces composantes ont été cartographiées.

Les études statistiques multivariées (ACP) et géostatistiques (krigeage ordinaire, simulation SG- et Analyse Factorielle Krigeante) ont permis de quantifier les différentes ressources en hydrocarbures et localiser les zones où la réalisation de puits d'exploitations permettrait d'optimiser cette dernière.

Mots clés : Hassi Berkine, Hydrocarbure, Géostatistique, Ressources, Simulation Séquentielle Gaussienne, Analyse factorielles krigeante.

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 (S_w), Gamma Ray (GRCC), Sonic (DTCC), Density (RHCC), Neutron (TNPCC) and Clay volume (V_{clay}) in the reservoir layers. Interference tests were performed between wells showed a very good lateral connection in the main part of the reservoir.

Three Standardized Principal Component Analyzes (PCA), were carried out on all the petrophysical data, on their average values in wells and for those of each sublayers of the reservoir. It appears that the petrophysical parameters make two main associations. The first association consists of the parameters V_{clay} , S_w , DTCC, GRCC and NEPHCC and the second by Φ , K and SH. These two associations are correlated respectively positive and negative to F1. The first association represents the impermeable clayey facies, therefore unfavorable to the accumulation of hydrocarbons. On the other hand, the second is opposite of the first one, it represents the sandy facies, which is favorable to the accumulation of hydrocarbons.

The 2D geostatistical modeling of the favorable petrophysical facies via the F1 score factor was made. However, this facies does not totally reflect the real potentialities or the quantities of trapped hydrocarbons, because a favorable facies zone can be saturated with water. For this reason, another regionalized variable was taken into account: This is the volume of hydrocarbon per unit area that is expressed using the product $V_0 = \Phi \cdot SH \cdot H$ where H is the thickness of the sublayer. The geostatistical study of V_0 allowed to eliminate water-saturated areas and, on the other hand, to estimate hydrocarbon resources in blocks of one square kilometer of surface. Their estimation variances were calculated.

The simulation of the variable V_0 using the Sequential Gaussian Simulation method -SSG- was done in each of the 08 sublayers of the reservoir. The simulated maps show the most potential hydrocarbon zones in these layers and where one of them would be closest to the reality.

Kriging Factorial Analyzes -KFA- were carried out on the main petrophysical parameters Φ , K, SH and Vclay and on V0. The variography of these parameters showed nested structures. These are therefore multiple random functions. The simple and cross variograms were calculated and adjusted. The result of the KFA allowed to calculate the two components, one local due to the nugget and the other regional represented by the spherical model of adjustment.

The local component of the hydrocarbon volume V0 represents the hydrocarbon quantities in the formation pores- of the primary porosity. The regional component represents the hydrocarbon resources in the meanders, channels and faults. These components have been mapped.

Multivariate statistical (ACP) and geostatistical studies (ordinary kriging, SG-simulation and Kriging Factorial Analysis) allowed to quantify the various hydrocarbon resources and to locate the zones where the drilling of wells would allow an optimal exploitation.

Key words: Hassi Berkine, hydrocarbon, Geostatistics, Resources, Sequential Gaussian Simulation, Factorial Kriging analysis.

ملخص

خزان الهيدروكربوني الطيني رملي الترياسي السفلي لحاسي بركين الجنوب ينتمي إلى المحافظة البترولية الشرقية من الصحراء الجزائرية. يعتبر هذا الخزان من اهم الخزانات البترولية في الحقل البترولي HBNS له خاصية المد وعدم المطابقة لتشكيلات الحقة القديمة الباليوزوي. انه متكون من الحجر الرملي الناتج عن الترسيبات النهرية .البهيرية و الترسيبات عن طريق الرياح وفي بعض الاحيان تتخلله ترسيبات دالتية.حيث ان اهم مكون للخزان.يتكون من سيولات نهريّة ذات اتجاه الشمال الشرقي – جنوب غربي.

الطبقة المخزنة للبترول تم اكتشافها عن طريق الحملات الزلزالية حيث تم حفر 61 بئر من قبل الشركة البترولية سونطراك/اناداركو في مدة زمنية تتراوح ما بين سنة 1995 الى سنة 2007. المعايير البتروفيزيائية التي تم تسجيلها عن طريق ديغرافي تقنية التسجيل الجيوفيزيائي على بعد يساوي 0.15 متر طولي هي تشبع المياه (Sw) النفاذية (K) المسامية (Φ) والتشبع الهيدروكربونية (SH)، أشعة غاما (CCRG)، قياس صوتي (DTCC) الكثافة (RHCC)، النيوترون (TNPCC) وحجم الطين (Vclay).

في المجموع تم تنفيذ حوالي 11763 قياسا في الطبقة المخزنة والتي تحتوي بحد ذاتها 8 طبقات فرعية. ان اختبارات الآبار التي تمت قبل بدء الإنتاج مكنت من ملاحظة ردود فعل الضغط بين الآبار على مسافات تتراوح من 7 إلى 10 كم. وهذا يثبت الثبوتية المكانية للمعايير البتروفيزيائية.

ثلاث دراسات تحليلية بواسطة طريقة تحليل المكونات الأساسية الموحدة تم تطبيقها على كافة البيانات البتروفيزيائية وعلى متوسط قيم معطيات الآبار وعلى البيانات كل طبقة فرعية من الطبقة المخزنة . حيث يتبين أن المعطيات البتروفيزيائية تكون مجموعتين أساسيتين. الأولى مكونة من المعايير التالية

(Vclay ، SW ، DTCC ، CCRG و NEPHCC) والثانية مكونة من (Φ ، K و SH). كلا المجموعتين مترابطة على التوالي ايجابيا وسلبيا مع F1 . حيث تمثل المجموعة الأولى السحنة الطينية غير نفوذية ، وبالتالي غير ملائمة لتراكم المواد الهيدروكربونية .الثانية معاكسة للأولى وتمثل السحنة الرملية ملائمة لتراكم المواد الهيدروكربونية .

النمذجة الجيواحصائية ثنائية الأبعاد للسحنة البتروفيزيائية تم تنفيذها باستعمال نتائج العامل F1 .ولكن هذه السحنة لا تعكس تماما الإمكانيات الحقيقية أو كمية النفط المخزنة. لان مجال السحنة الملائم قد يكون مشبع بالماء. لهذا السبب، يجب ان تؤخذ بعين الاعتبار معيار متغير إقليمي آخر: هو حجم النفط والغاز في

وحدة المساحة ويتم التعبير عنه بواسطة $V_0 = \Phi SH.H$ حيث H هو سمك الطبقة المخزنة الفرعية.

سمحت دراسة الجيواحصائية V0 من جهة القضاء على المناطق المشبعة بالمياه، ومن جهة أخرى تقدير الموارد الهيدروكربونية في حجم بعد سطحه 1 كم² ولقد حسبت فروق تقدير.

محاكاة لطبقت المتغير V0 باستخدام أسلوب محاكاة الترميم المتسلسل -SSG في كل طبقة من الطبقات 08 الفرعية للخزان .وتظهر الخرائط المحاكاة الهيدروكربونات الأجزاء المحتملة لاحتوائها للنفط في هذه الطبقات الفرعية حيث ان واحد منهم يعتبر الأقرب للواقع.

أجريت التحليلات AFK- على المعايير البتروفيزيائية الرئيسية التالية V_0 و Φ , K, SH , V_{clay} حيث اظهرت دوال الفاريوغرام لهذه المعايير بنية متداخلة تدل على دوال عشوائية متعددة.

دوال الفاريوغرام البسيطة والمزدوجة تم حسابها و تعديلها بواسطة نماذج نظرية.

نتائج AFK بحساب مكونين اثنين، الاولى محلية والثانية إقليمية ممثلة بالنموذج الكروي للتعديل المكون المحلي حجم النفط والغاز V_0 يمثل كميات البترول الموجودة في مسام - المسامية الأولية . المكون الجهوي يمثل الموارد النفطية في القنوات الانكسارات التسريبات و الفوالق . وتم رسم خرائط هذه المكونات.

الدراسات التحليلية الإحصائية المتعدد المتغيرات (APC) و جيواحصائية (كريجاج عادي، محاكاة SG (AFK) سمحت بتقدير الموارد الهيدروكربونية المختلفة وتحديد المناطق لحفر الابار من اجل الاستغلال الأمثل للموارد.

كلمات الدالة : حاسي بركين ، جيواحصاء، الموارد, المحاكاة التسلسلية الغوسية وتحليل krigante

SOMMAIRE

RESUME – ABSTRACT- ملخص

1. – INTRODUCTION.....	1
2. - GENERALITE SUR LES GISEMENTS ET RESERVOIRS D’HYDROCARBURE ET LEUR MODELISATION.....	3
2. 1. - LES GISEMENTS ET RESERVOIRS PETROLIERS	3
2. 2. - ESTIMATION DES RESSOURCES EN HYDROCARBURES ET MODELISATION NUMERIQUE D’UN RESERVOIR	4
3. – GENERALITE SUR LA PLATE FORME SAHARIENNE ET LE RESERVOIR TAGI-HBNS.....	5
3. 1. - APERÇU GENERAL SUR LA PLATE FORME SAHARIENNE.....	5
3. 2. - SITUATION GEOGRAPHIQUE DU BASSIN DE BERKINE ET DU CHAMPS HBNS.....	6
3. 3.- HISTORIQUE DES TRAVAUX REALISES SUR LE BASSIN DE BERKINE.....	8

PARTIE I : GEOLOGIE REGIONALE ET LOCALE DU RESERVOIR TAGI HBNS

1. - GEOLOGIE REGIONALE DU BASSIN DE BERKINE.....	10
1. 1. – LITHOSTRATIGRAPHIE.....	10
1. 2. – MAGMATISME.....	19
1. 3. – TECTONIQUES.....	24
1. 4. - LE SYSTEME PETROLIER DU BASSIN DE BERKINE.....	29

2. - GEOLOGIE DU RESERVOIR TAGI-HBNS.....	33
2. 1.- LITHO STRATIGRAPHIE DU RESERVOIR TAGI- HBNS.....	34
2. 2. -STRUCTURE GEOLOGIQUE DU RESERVOIR TAGI.....	37
3. - METHODES ET METHODOLOGIE D'EXPLORATION DU RESERVOIR	
TAGI-HBNS	38
3. 1. - LA METHODE SISMIQUE	39
3. 2. - LE FORAGE.....	40
3. 3. - LA DIAGRAPHIE.....	41
3. 4. - LES TESTS AUX PUIITS.....	41

PARTIE II : ANALYSE DE DONNEES ET GEOSTATISTIQUE

1. – METHODES STATISTIQUES UTILISES ET RESULTATS OBTENUS SUR	
TAGI-HBNS.....	45
1. 1. – STATISTIQUES MONOVARIEES	46
1. 2. – ANALYSES MULTIVARIEES	51
2. – MODELISATION GEOSTATISTIQUE DES FACTEURS DES INDIVIDUS F1 ET	
SH DES PRINCIPALES SOUS COUCHES DU TAGI-HBNS	60
2. 1. – RAPPEL SUR LES METHODES DE MODELISATIONS	
GEOSTATISTIQUES	60
2. 2. – MODELISATIONS GEOSTATISTIQUES DES FACTEURS SCORES	
F1.....	63
3. – ESTIMATION ET SIMULATION GEOSTATISTIQUES DES RESSOURCES EN	
HYDROCARBURE DU RESERVOIR TAGI-HBNS.....	71
3. 1. – ESTIMATION DES RESSOURCES EN HYDROCARBURE PAR	
METHODES CONVENTIONNELLES.....	71
3. 2. – ESTIMATION DES RESSOURCES EN HYDROCARBURE PAR	
METHODES GEOSTATISTIQUES.....	78
3. 3. - SIMULATION DU POTENTIEL EN HYDROCARBURE DANS LES	
HUIT SOUS COUCHES PAR LA METHODE SSG.....	82

4. – ANALYSE FACTORIELLE KRIGEANTE DES PARAMETRES PETROPHYSIQUES DANS LA SOUS COUCHE U1b DU TAGI-HBNS.....	88
4. 1. – THEORIE DE L’ANALYSE FACTORIELLE KRIGEANTE - AKF.....	88
4. 2. – ANALYSE FACTORIELLE KRIGEANTE DES PARAMETRES PETROPHYSIQUES DANS LA SOUS COUCHE U1b DU TAGI-HBNS	91
4. 3. – ANALYSE FACTORIELLE KRIGEANTE- AFK DE LA VARIABLE V0 ET ESTIMATION DES RESSOURCES.....	104
CONCLUSIONS.....	105
REFERENCES BIBLIOGRAPHIQUES.....	107
Liste des figures.....	111
Liste des tableaux	114
ANNEXE1- LOGICIELS UTILISES.....	A2
ANNEXE2- DEFINITIONS DES PARAMETRES PETROPHYSIQUES	A4
ANNEXE3- HISTOGRAMME DE L’ENSEMBLE DES PARAMETRES PETROPHYSIQUES	A7
ANNEXE4- HISTOGRAMMES DES PARAMETRES PETROPHYSIQUES DANS LES 08 SOUS COUCHES	A8
ANNEXE5- MATRICE DE CORRELATIONS LINEAIRES SIMPLES CALCULEE SUR LES PARAMETRES PETROPHYSIQUES DANS LES 07 SOUS COUCHES	A16
ANNEXE6- CERCLES DE CORRELATION DE L’ACP DES PARAMETRES PETROPHYSIQUES DU RESERVOIR TAGI EFFECTUEES SUR LES 7 SOUS COUCHES	A20
ANNEXE7- L’ANAMORPHOSE GAUSSIENNE.....	A25

1. - INTRODUCTION

Le bassin de Hassi Berkine qui est situé à 200 km au Sud-Est de Hassi Messaoud, appartient à la province orientale du Sahara algérien (Fig. 1). Ce dernier renferme un certain nombre de champs dont celui de Hassi Berkine Sud auquel appartient le réservoir du Trias Argilo-Gréseux-Inférieur (TAGI-HBNS). Ce réservoir, découvert en 1995 par l'association SONATRACH-ANADARKO, a été prospecté à l'aide de campagnes sismiques et exploré à l'aide de 61 puits d'une profondeur moyenne de 3000m. Les roches de ce réservoir sont d'âge triasique. Elles sont représentées par les grès de dépôts fluviatiles, éoliens, lacustres et parfois de dépôts deltaïques intercalés. Le faciès dominant dans le réservoir se compose de chenaux fluviatiles de direction NE -SW.

Les données recueillies sont essentiellement les données géologiques et les paramètres pétrophysiques de carottes et diagraphies – (Perméabilité (K), Porosité (Φ), Saturation en eau (S_w), Saturation en hydrocarbure (SH), Gamma Ray (GRCC), Sonic (DTCC), Densité (RHCC), Neutron (TNPCC) et Volume en argile (Vclay)). Au total 11763 mesures ont été effectuées.

Afin d'optimiser l'estimation des ressources en hydrocarbure de ce réservoir et de localiser les zones ou secteurs permettant l'optimisation de l'exploitation, il était nécessaire d'utiliser des méthodes et méthodologies d'analyses de données et géostatistiques assez particulières.

Le potentiel et la répartition du pétrole dans les sous-couches du réservoir TAGI-HBNS dépend de la répartition des différents faciès géologiques et des paramètres pétrophysiques. Afin de déterminer les principaux paramètres qui représentent les faciès favorables à l'accumulation du d'hydrocarbures, des Analyses en Composantes Principales normées– ACP- ont été effectuées sur les valeurs des paramètres pétrophysiques de la couche réservoir et des différentes sous-couches. Les facies pétrophysiques ont été modélisés à l'aide de méthodes géostatistiques.

Dans le but de confirmer et de préciser géostatistiquement d'avantage les zones favorables, la variable régionalisée V_0 qui est le produit des trois paramètres pétrophysiques porosité (Φ), saturation en hydrocarbure (SH) et épaisseur de la sous couche (H) a subi un traitement et interprétation géostatistique. La simulation de cette variable a été faite à l'aide de la méthode « Simulation Séquentielle Gaussienne - SSG.».

L'analyse factorielle krigéante –AFK - a été faite sur les paramètres pétrophysiques Φ , SH, K, Vclay et V0.

Les études d'analyses de données et géostatistiques ont nécessité l'utilisation d'un certain nombre de logiciels informatiques parmi lesquels Petrel2007, StatGeo, Statistica8, Surfer8, Variowin et Matlab (Annexe1).

Les méthodes et méthodologies d'analyses de données et géostatistiques, utilisées ainsi que les résultats obtenus sur le réservoir TAGI-HBNS sont présentés dans la présente thèse en deux grandes parties totalisant sept chapitres.

La première partie traite de la géologie du bassin de Hassi Berkine et du réservoir TAGI-HBNS, ainsi que des méthodes et méthodologie de reconnaissance et exploration utilisées.

La deuxième partie de cette thèse traite des différentes approches d'analyses de données et géostatistiques utilisées dans l'étude de ce réservoir d'hydrocarbure et qui sont :

- l'Analyse en Composantes Principales normée (ACP),
- la modélisation géostatistique du facies pétrophysique F1 et la saturation en hydrocarbure SH ;
- l'estimation des potentialités en hydrocarbure du TAGI-HBNS, à l'aide de méthodes conventionnelles et à l'aide du krigeage ordinaire. L'originalité de cette dernière réside dans le choix de la variable régionalisée V0 prise en considération au lieu des variables « paramètres pétrophysiques » et/ou leurs associations déterminées par les ACP.
- La simulation géostatistique de la variable V0 dans chacune des huit (08) sous couches du réservoir par la méthode géostatistique « Simulation Séquentielle Gaussienne – SSG ».
- L'analyse factorielle krigéantes - AFK - des paramètres pétrophysiques Φ , SH, K et Vclay ont été faites ainsi que celle de V0.

Des conclusions sur l'efficacité des différentes méthodes et méthodologies géostatistiques utilisées ainsi que l'optimisation de l'estimation et la simulation du potentiel en hydrocarbure du réservoir TAGI-HBNS. Les secteurs où l'implantation des puits permettrait l'optimisation de l'exploitation ont été localisés.

2. - GENERALITE SUR LES GISEMENTS ET RESERVOIRS D'HYDROCARBURE ET LEUR MODELISATION

Les gisements et réservoirs d'hydrocarbure sont connus depuis l'antiquité. Cependant leur modélisation date du début du 20^{ème} siècle. Il existe plusieurs types géologiques de réservoir et de modélisations.

2. 1. – LES GISEMENTS ET RESERVOIRS PETROLIERS

- **Les gisements de pétroles**

Le pétrole est aussi appelé hydrocarbures. La flore et faune renfermées dans des couches de vase et de sable se transforment en hydrocarbures. Il existe plusieurs types géologiques de gisements de pétrole dont les trois principaux groupes sont les gisements tabulaires en couches anticlinales et/ou tabulaires à barrières; les gisements en amas par changement de facies et enfin les gisements lithologiquement limités de tous les cotés (Abrikossov et Goutman, 1982).

Le gisement de Hassi Berkine est un gisement tabulaire en couches constitué essentiellement de dépôts fluviatiles lacustres, éoliens et deltaïques. Ces derniers sont interconnectés et contiennent des hydrocarbures et de l'eau. Chacun de ces ensembles est appelé réservoir. Les dépôts sédimentaires sont constitués de roches poreuses et perméables permettant la circulation des hydrocarbures et de l'eau.

- **Les réservoirs**

Les dépôts sédimentaires d'un réservoir sont généralement couverts de roches imperméables formant un piège pour les fluides. Ce sont ces réservoirs qui sont exploités pour la récupération des hydrocarbures. Afin d'optimiser l'exploration et l'exploitation des réservoirs, il est nécessaire de procéder à leurs modélisations. Ces modèles miniatures permettent d'élaborer différents scénarios d'exploitations. Il existe essentiellement deux types de modélisations : Modélisation physique et numérique. Pour ce dernier type, la modélisation stochastique - géostatistique - est souvent utilisée.

2. 2. - ESTIMATION DES RESSOURCES EN HYDROCARBURES ET MODELISATION NUMERIQUE D'UN RESERVOIR

- **Estimation des ressources**

L'estimation des ressources en hydrocarbures se fait soit à l'aide de méthodes conventionnelles soit à l'aide de méthodes géostatistiques.

La géostatistique fournit une panoplie d'outils qui permettent d'atteindre ces objectifs soit par estimation soit par simulation stochastique -génération d'une multitude de réalisations équiprobables. Appliquée à la caractérisation du réservoir, la simulation offre une grande variété de méthodes appropriées pour modéliser la répartition spatiale des propriétés nécessaires à la simulation de phénomènes.

- **Modélisation numérique**

La modélisation d'un réservoir consiste à représenter numériquement ses hétérogénéités à différentes échelles. Il ya deux principaux types de modèle : Modèle statique et modèle dynamique.

La modélisation numérique d'un réservoir se fait selon les trois grandes étapes qui sont : 1) la construction d'un modèle géologique ; 2) la modélisation statique pétrophysique, 3) La modélisation hydrodynamique

- **1) - La modélisation géologique**

La construction d'un modèle géologique de réservoir est basée sur les trois grandes étapes qui sont :

- Construction d'un modèle structural. Cette étape provient essentiellement de la sismique associée aux mesures aux puits. Elle permet d'obtenir une image des différentes couches du réservoir. Localiser les limites du réservoir, le fond, la couverture. Caractériser les principaux événements de fractures et les failles principales.
- Construction d'un modèle stratigraphique. Ce modèle est une discrétisation du modèle précédent sur un maillage cartésien fin.

- La dernière étape c'est la construction d'un modèle de facies, qui permet de déterminer la géométrie et les proportions de chaque facies géologique et leur attribuer des propriétés pétrophysiques. Il est déterminé à partir de la sismique, des mesures aux puits et des propriétés des carottes

- **2) - La modélisation statique**

Une fois les objets géologiques et leur répartition spatiale modélisés, il importe de spécifier les propriétés des roches qui les constituent (Bour et al., 2001 ; Dreuzy et al. 2004). Les principales variables d'intérêt sont les paramètres pétrophysiques tels que la porosité, la perméabilité, la saturation en hydrocarbures et la résistance de la roche. Ces propriétés sont définies sur un maillage géologique afin de mieux décrire leur variabilité.

- **3) – La modélisation dynamique**

Les modèles hydrodynamiques sont réalisés sur des grilles plus larges que les modèles géologiques. Ce modèle hydrodynamique s'avère néanmoins efficace pour simuler le comportement d'un réservoir et en prédire la production (Sarda et al., 2001).

Il est à noter que, pour la modélisation de la répartition et l'estimation et la modélisation des potentialités en hydrocarbure d'un réservoir, c'est la modélisation statique-géostatistique qui est privilégiée.

3. – GENERALITE SUR LA PLATE FORME SAHARIENNE ET LE RESERVOIR TAGI-HBNS

3. 1. - APERÇU GENERAL SUR LA PLATE FORME SAHARIENNE

L'Algérie est constituée de quatre grands domaines qui sont, du nord au sud : L'Atlas Tellien (ou tell) ; Les hauts plateaux ; l'Atlas Saharien et le Sahara. Ce dernier recèle d'importantes ressources en hydrocarbures.

La plateforme saharienne représente la partie sud de l'Algérie et appartient au craton Nord Africain. Elle est constituée d'un socle précambrien sur lequel repose en discordance une puissante couverture sédimentaire structurée en plusieurs bassins séparés par des zones hautes. On distingue d'Ouest en Est (Fig. 1) :

- Les bassins de Tindouf et de Reggane
- Le bassin de Béchar
- Les bassins de l'Ahnet-Timimoun
- Les bassins Mouydir et de l'Aguemour-Oued Mya
- Les bassins d'Illizi et de Berkine

D'un point de vue pétrolier, cette plateforme est subdivisé en quatre provinces : occidentale, triasique et orientale et Nord de L'Algérie (Askri et al, 2005).

- La province orientale englobe les bassins d'Illizi, Oued Mya, le môle Amguid-Messaoud et le bassin de Berkine objet de notre étude. C'est au sein de cette province, où se trouvent les gisements géants de Hassi Messaoud, Hassi Berkine (huile) et Hassi R'mel (gaz), où l'essentiel des découvertes d'huiles et de gaz ont été réalisé jusqu'à aujourd'hui ;
- La province occidentale englobe les bassins de l'Ahnet, Timimoun, Béchar-Oued Namous, Reggane, Tindouf, Taoudeni et Sbâa. Cette province est essentiellement à gaz et elle suscite beaucoup l'intérêt des compagnies pétrolières.
- La province triasique ;
- Province du nord de l'Algérie- englobe les bassins du Sud-Est Constantinois Melrhir, du Hodna, du Chelif, de l'offshore et de l'Atlas Saharien.

3. 2. - SITUATION GEOGRAPHIQUE DU BASSIN DE BERKINE ET DU CHAMPS HBNS

Le bassin de Hassi Berkine se situe dans la province orientale, à 200 km au Sud-Est de la ville de Hassi Messaoud (Fig. 1). Il est couvert, en surface, par de hautes dunes pouvant atteindre 300m. Alignées selon la direction NS (erg oriental), cette zone est approximativement limitée par les longitudes 6°30"- 9°30" Est (méridien) et latitude (parallèle) 29°00" – 32°00" Nord. Le bassin de Berkine s'étend à l'Est sur les territoires tunisien et libyen.

Le réservoir étudié est celui du Trias Argilo Gréseux Inférieur –TAGI - qui est localisé dans le champ Hassi Berkine Sud. Ce dernier appartient au bloc 404 du Bassin de Berkine (Fig. 1).

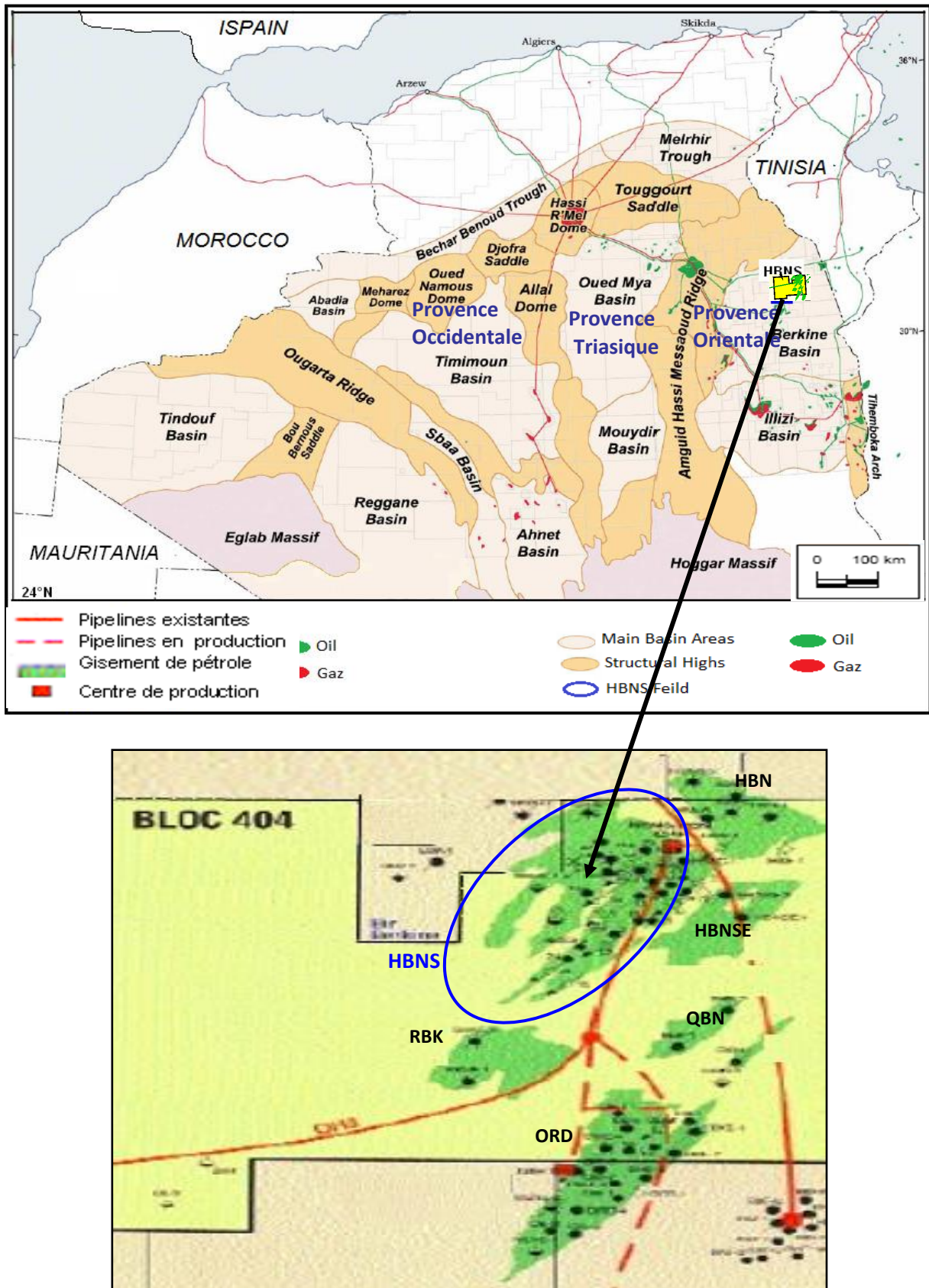


Fig. 1 - Situation géographique (Turner et al, 2001)

3. 3. - HISTORIQUE DES TRAVAUX REALISES SUR LE BASSIN DE BERKINE

Le bassin de Berkine est l'un des bassins du Sahara algérien les plus importants en matière de production en hydrocarbures. L'effort d'exploration de ce bassin est continu. La prospection sismique date depuis 1986. Au total ont été réalisés :

- * 43 097 km en 2D sismique acquis entre 1986 et 2004
- * 8 119 km² de sismique 3D acquis entre 1995 et 2004

L'exploration du bassin de berkine a été faite par puits. Un total de 215 puits a été foré de 1985 à 2004. (Azoug et al., 2007)

Ce bassin a fait l'objet de plusieurs études géologiques (Turner et al. 2001 ; Rossi et al. 2002 ; McKenna et Hedley 2002; Chelbeb et al. 2000 ; Dieckmann et al. 2000).

Le bassin de Berkine est constitué d'un certain nombre de blocs dont celui qui porte le numéro 404. Ce dernier est subdivisé en sept champs : HBN, HBNSE, RBK, QBN, BKNE, ORD et HBNS qui est le principal. (Fig 1).

- En 1989 Anadarko a signé, avec Sonatrach, le premier contrat d'exploration dans le bassin de Berkine. Le premier puits a été foré en 1991 (SONATRACH, 2002).
- Entre 1993 et 1998, d'autres découvertes sont faites, et c'est le 4 Mai 1998 que le Groupement Berkine-Sonatrach était né (association Sonatrach, 51%- Anadarko, 49%).

PARTIE I

GEOLOGIE REGIONALE ET

LOCALE DU RESERVOIR

TAGI-HBNS

1. - GEOLOGIE REGIONALE DU BASSIN DE BERKINE

Le bassin de Berkine est un bassin intra-cratonique (Fig. 2). Il est situé dans la partie Nord-Est du Sahara algérien. Sa superficie est de 102 395 Km². Il est considéré comme l'un des plus importants bassins producteurs d'hydrocarbures.

1. 1. - LITHOSTRATIGRAPHIE

Les dépôts du bassin de Berkine appartiennent à trois ères différentes (Azoug et al., 2007) : l'ère primaire, l'ère secondaire et l'ère tertiaire. Les dépôts des deux premiers sont séparés par une discontinuité. Cette dernière est due au cycle orogénique Hercynien. (McKenna et Hedley, 2002). Les deux premiers ères ont en lieu avec le bassin d'hydrocarbure de Berkine. Ils sont représentés par :

- La série Paléozoïque qui comprend les roches mères.
- La série Mésozoïque qui renferme les principaux réservoirs du bassin de Berkine et par conséquent celui de HBNS dans le bloc 404.

1. 1. 1. - La série Paléozoïque

Les dépôts paléozoïques, sont bien développés (Figs. 2 et 3). Ils comblent la grande partie de la couverture sédimentaire. Ils sont essentiellement représentés par des roches détritiques et parfois carbonatées et évaporitiques, allant du Cambrien au Carbonifère (Aliev et al., 1971 ; Fabre, 1976).

a. - Le Cambrien

Les dépôts du Cambrien, qui reposent sur le socle précambrien, sont représentés par des grès et des quartzites à passées conglomératiques, subdivisés en trois lithozones (R3, R2, et Ra) dont l'épaisseur totale varie de 160 à 600m. Son épaisseur moyenne est de 300m (Fig. 3).

- **La lithozone R3 (50 à 350 m)** est constituée de grès moyens à grossiers, conglomératiques vers la base.
- **La lithozone R2 (60 à 90 m)** : constituée par une alternance d'argiles et de grès-quartzites moyens à grossiers.
- **La lithozone Ra (50 à 170 m)** : est formée de grès quartzitiques grossiers à fins, dont la zone médiane est très riche en Tiggilites.

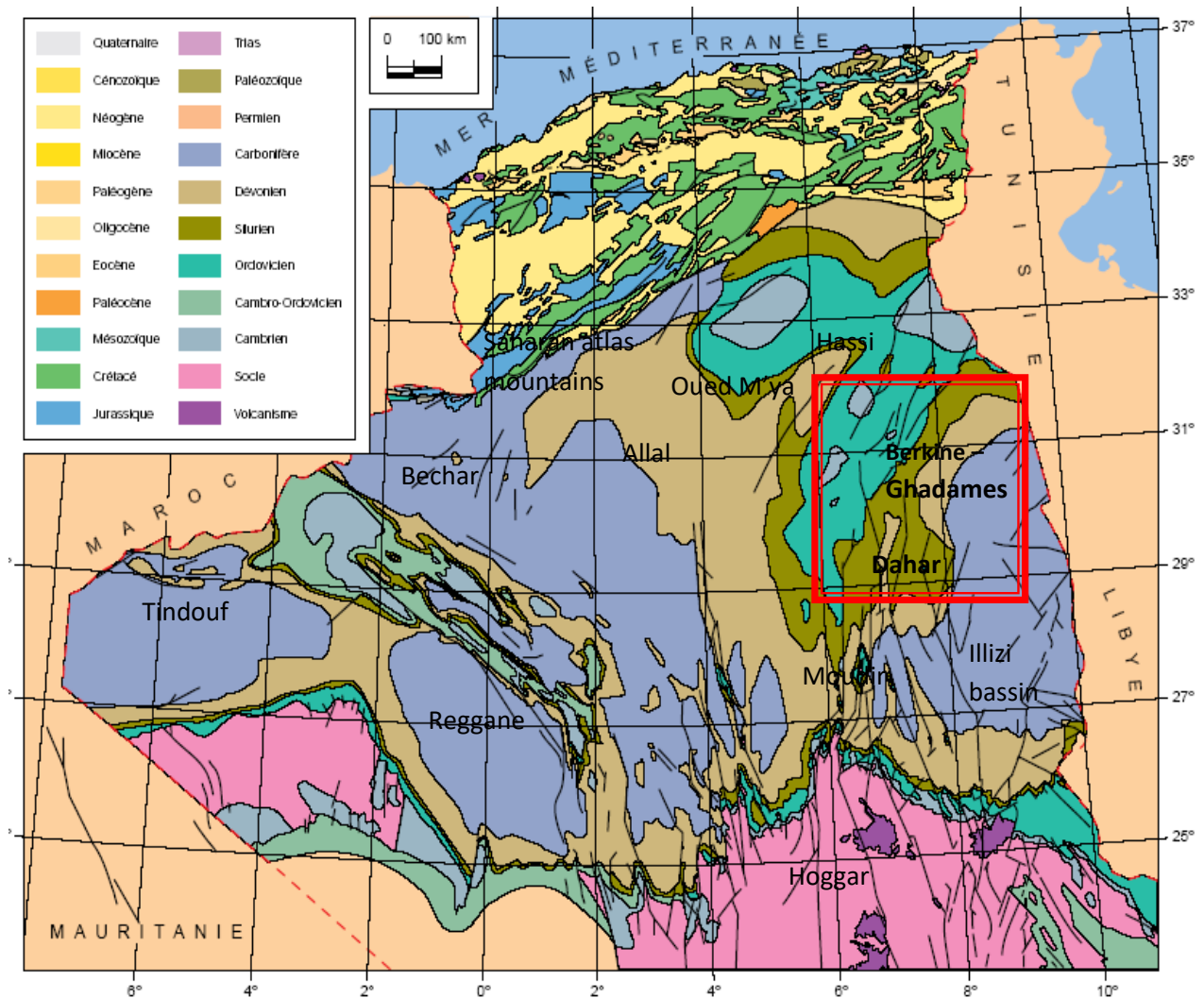


Fig. 2 – Carte géologique de l'Algérie (Askri et al., 1995)

b. - Le Cambro-Ordovicien

Les deux unités qui suivent n'ont pas été datées avec certitude et peuvent appartenir encore au Cambrien ou à l'Ordovicien.

- **La zone Ri:** composée de grès isométriques, bien classés, glauconieux avec une présence abondante de Tigillites.
- **La zone des alternances:** constituée d'une alternance d'argile grise silteuse et de grès quartzitiques blancs, fins à très fins.

c. - L'Ordovicien

Ce système est constitué de bas en haut:

- **Les argiles d'El Gassi:** constituées par des argiles noires, parfois verdâtres, carbonatées et riches en glauconite.
- **Les grès d'El Atchane:** formés de grès feldspathiques, localement conglomératiques, avec de fines intercalations d'argiles dans la partie inférieure.
- **Les quartzites de Hamra :** composés de quartzites à rares passées d'argiles, azoïque.
- **Les grès de Ouargla:** il s'agit de grès fins à moyens parfois quartzitiques, et argileux au sommet de la formation.
- **Les argiles d'Azzel :** il s'agit d'argiles noires, micacées et fossilifères.
- **Les grès d'Oued Saret :** composés de grès argileux ou quartzitiques à banc d'argiles et zones conglomératiques, comprenant un banc de calcaire au sommet.
- **Les argiles micro-conglomératiques:** ce sont des argiles noires silteuses à nombreux galets de quartz qui sont caractéristiques de dépôts glacio-marins.
- **Les grès de Ramade :** composés de grès quartzitiques à fines passées d'argile à la base, surmontées par des grès quartzitiques de la dalle de M'Kratta.

Toutes ces formations sont constituées par des dépôts marins surmontés par les argiles micro-conglomératiques et les grès de Ramade qui sont d'origine glaciaire.

d. - Le Silurien

Le Silurien est essentiellement composé par des argiles noires fossilifères sur lesquelles reposent des grés argileux. Les argiles noires forment un repère stratigraphique connu sur l'ensemble de la plate forme saharienne et sont d'excellentes roches sources. On distingue deux membres :

- **Le Silurien argileux ou argiles à Graptolites (550m) :** constitué d'argiles gris noir à noires, parfois micacées, riches en graptolites avec parfois de rares trilobites. On note la présence de grains de quartz fins, quelques passées de grès gris-blanc à gris sombre et la présence de pyrite.
- **Le Silurien argilo-gréseux (250m) :** c'est une alternance d'argiles grises silteuses à silto-sableuse, tendres, rarement carbonatées et de grès gris à gris-clair, fins à moyens, à grains subarrondis, généralement bien classés et moyennement durs.

e. - Le Dévonien

Dans le bassin de Berkine, le Dévonien est très développé, son épaisseur dépasse parfois les 1000 m. Il est subdivisé en huit membres ou sous-étages

- **Le Gédinnien (275 m)** : est constitué par des grès gris-vert et gris-clair, fins à moyens, parfois grossiers et moyennement durs. Ces grès sont compacts, parfois quartzitiques, ferrugineux au sommet, avec des intercalations d'argiles gris-verdâtres à noires, indurées, feuilletées, finement micacées et pyriteuses.
- **Le Siégenien (270 m)** : est composé d'une alternance d'argiles grises à gris sombres, parfois noires, silteuses, feuilletées, micacées et pyriteuses et de grès gris-beige à gris-blanc parfois gris sombre, fins à très fins, rarement moyens, à ciment argileux.
- **L'Emsien (30 à 90 m)** : est constitué d'argiles gris noir à noires, indurées, silteuses, micacées, avec passées de grès, gris-blanc mouchetés de noir, fins à moyens, silico-argileux avec des traces de pyrite.
- **L'Eifélien (30 à 50 m)** : est constitué d'alternance d'argiles brun-foncés, micacées pyriteuses et à débris de coquilles et de grès fins à moyens, beiges à gris foncé.
- **Le Givétien (30 à 80 m)** : Il est constitué d'intercalations de calcaires gris clair à gris noir, parfois argileux, moyennement durs et d'argiles noires à gris-noir, silteuses, micacées, feuilletées et pyriteuses.
- **Le Frasnien (0 à 260 m)** : Il est constitué d'argiles noires à brun foncé feuilletées, très riches en matières organiques, pyriteuses, avec des intercalations de calcaires argileux et gréseux, blancs.
- **Le Famennien (0 à 400 m)** : Il est composé d'argiles gris-noir, finement silteuses et micacées, feuilletées, indurées avec passées de grès gris-clair, beiges, très fins à fins et de calcaires blancs. On note la présence de pyrites et de fossiles.
- **Le Saturnien (0 à 110 m)** : Il est constitué d'argiles gris-noir, silteuses, micacées et de grès fins à ciment siliceux parfois argileux, légèrement glauconieux. Présence de pyrite.

f. - Le Carbonifère

Représentant le Paléozoïque terminal dans les domaines occidentaux, le Carbonifère est moins développé que dans les domaines orientaux, son épaisseur moyenne est de 900 m environ. Il est constitué du bas en haut :

- **Le Tournaisien "A" (0 à 350 m) :** constitué d'une alternance de grès gris-clair fins à très fins, siliceux à quartzitiques, d'argiles noires, indurées, silteuses, micacées et de silt gris micacé.
- **Le Viséen "B" (0 à 270 m) :** Il est constitué d'argiles grises, gris-noir parfois brun-rouge, silteuses, micacées, carbonatées par endroits, et de grès gris-clair à gris-blanc, très fins, friables, glauconieux, trace de pyrite et de lignite.
- **Le Namurien "D" (0 à 165 m) :** Il est constitué de grès gris-blanc à blanc, fins à moyens, localement grossiers, sub-arrondi à subanguleux, mal consolidés avec passées d'argile grise, de calcaire et de gypse.
- **Le Westphalien-Namurien "E" (0 à 162 m) :** Il est constitué d'argiles grises à gris-vert, indurées, silteuses, carbonatées, devenant noires à la base, passée de dolomie microcristalline, gréseuse, présence de bancs d'anhydrite blanche et traces de pyrite.

1. 1. 2. - La série Mésozoïque

Il repose en discordance (discordance hercynienne) sur le Paléozoïque, et composé par des dépôts essentiellement évaporitiques et argilo-gréseux. Ces derniers sont très importants du fait qu'ils constituent de bons réservoirs. Il est subdivisé en :

a. - Le Trias

En discordance sur le Paléozoïque, il est représenté par des dépôts argilo gréseux et lagunaires (sel et anhydrites) ; il est subdivisé en trois niveaux :

- **Le Trias Argilo-Gréseux Inférieur (TAGI) :** La base de la série est formée, en générale de conglomérats rouge à brun et des grés grossiers à moyens qui, plus haut, font place à une alternance de grés et d'argiles. Dans cette formation à caractère continental on distingue trois principaux domaines :
 - A l'Ouest, la région de Gassi Touil de Rhourde Nous.
 - A l'Est, le domaine de Wadi El Teh à El Borma.
 - Au Nord, le domaine de Messdar à Bir Retmaya.
- **Le Trias Argilo carbonaté (TAC) :** Il est constitué d'argiles brun-rouge rarement gris-vert, fines à moyennes devenant grossières vers la base avec des intercalations d'argiles grises à gris-vert et brunâtre indurées, siliceuses et feuilletées.

- **Le Trias Argilo-gréseux supérieur (TAGS) :** Les dépôts de la série sont rencontrés sur l'ensemble de la province triasique, il est formé essentiellement d'argiles rouges à gris –vertes, tendre à indurées.

b. - Le Jurassique

D'une épaisseur de 770 m, il est composé de sédiments marins lagunaires et débute à sa base par un niveau dolomitique caractéristique et omniprésent appelé "horizon B".

Le Jurassique est subdivisé en trois étages, Jurassique supérieur, Jurassique moyen et Jurassique inférieur représenté par :

- **Jurassique inférieur :** Le Jurassique inférieur subdivisé en cinq niveaux qui sont :
 - **Le Lias argileux :** Il est constitué par des argiles bruns-rouges, à gris verdâtres tendres avec des niveaux d'anhydrites blanches.
 - **Le Lias S3 :** Il est formé de sel blanc massif avec passées d'argiles brunes et grises verdâtres tendres à indurées avec des niveaux d'anhydrites.
 - **Le Lias S1+S2 :** Il est constitué de sels avec des intercalations d'anhydrite blanches à beiges massives et d'argiles bruns-rouges salifères tendres.
 - **L'horizon B :** Il est constitué de calcaires blancs à gris blancs, parfois argileux tendres avec passées de dolomies.
 - **Le Lias anhydritique :** Il est constitué d'une alternance blanche et de sels ainsi que des argiles brun-rouges salifères et tendres.
- **Jurassique moyen :** Le Jurassique moyen subdivisé en deux niveaux qui sont :
 - **Le Dogger lagunaire :** Il est formé d'argile brun-rouge, siliceuse carbonatée, avec des intercalations de grés gris blancs très fins argileux localement dolomitiques et de calcaires dolomitiques beiges argileux et de traces de lignite et d'anhydrite.
 - **Le Dogger argileux :** Il est formé d'argile brune à brun-rouge siliceuse tendre avec des intercalations de siltstones bruns argileux et de grés très fins, argileux avec passées des calcaires beiges argileux tendres rarement dolomitiques.
- **Jurassique supérieur :** Le Jurassique supérieur est représenté par le Malm
 - **Le Malm :** Il est constitué d'une alternance d'argile versicolore dolomitique de calcaires gris à gris blanc argileux et de grés gris blancs, fins à moyens, présence des traces de lignite et de pyrite avec des passes d'anhydrites blanches.

c. - Le Crétacé

Le Crétacé est composé d'alternances de grès, d'argiles, de dolomies et, de calcaires ainsi que de quelques passées d'anhydrites, de gypses et, de sels ; il devient vers le sommet essentiellement carbonaté. D'une épaisseur de 1250 m, il est subdivisé comme suit :

- **Crétacé inférieur**

- **Le Néocomien (226 à 325 m) :** Il est composé à la base de grès blanc, fins, carbonatés, avec intercalations d'argiles carbonatées et passées de calcaire gris argileux, devenant argiles avec intercalations de grès fin carbonaté au sommet. L'importance des grès augmente rapidement vers le Sud.
- **Le Barrémien (250 m) :** formé de grès blancs à gris clair, fins à grossiers, subarrondi à subanguleux, devenant par endroits non consolidé, et intercalations d'argiles brun-rouge, gris-vert, sableuses, carbonatées avec présence de lignite.
- **L'Aptien (20 à 30m) :** Il est constitué de calcaires blanc microcristallin, argileux, avec passées de dolomie et d'argile gris-vert carbonatée.
- **L'Albien (125 à 237 m) :** Il est formé de grès gris-blanc, fins à moyens, parfois grossiers argileux, peu consolidé, avec intercalations d'argile brun rouge silto-sableuse et présence de lignite.

- **Crétacé supérieur**

- **Le Cénomaniens (187 à 236 m) :** Il est constitué d'alternances d'argiles gris-vert, brun-rouge, dolomitiques, d'anhydrite blanche, translucide, de sel blanc, et de calcaire blanc.
 - **Le Turonien (60 à 123 m) :** Il est constitué de calcaire blanc, gris, argileux, avec intercalations de marne gris-verdâtre, tendre parfois dolomitique.
- **Le Sénonien**
- **Le Sénonien Salifère (86 à 224 m) :** Il est constitué de sel blanc, translucide, massif, avec intercalations d'argile brun-rouge, salifère, de dolomie gris-beige, et d'anhydrite blanche pulvérulente.
 - **Le Sénonien lagunaire (85 à 250 m) :** Il est constitué d'une alternance de calcaire, parfois dolomitique, blanc à beige, de dolomie gris à beige, d'anhydrite blanche, translucide, dure et d'argile gris-vert à gris-noir dolomitique tendre.

- **Le Sénonien carbonaté (200 à 305 m) :** Il est constitué de calcaire, gris-beige microcristallin, moyennement dur, par endroits argileux, de marne grise pâteuse, de dolomie beige, microcristalline et d'anhydrite blanche.

1. 1. 3. - Le Cénozoïque

Il est essentiellement composé de dépôts détritiques du Mio-Pliocène (30 à 250 m d'épaisseur). Il s'agit de sables translucides, jaunâtres localement rougeâtres, fins à grossiers avec intercalations d'argile brun-rouge sableuse, et présence de bancs calcaires argileux.

Age		Lithologie	Formation	Evénement tectonique	Milieux de dépôts	R S	R R	Sel	Champs
Tertiaire	Q Moi-P		Grés, Dolomie	Alpine Pyrenen					
Crétacé	Sup		Carbonate, Anhydrite Dolomie, Sel, Limestone, Argile, lignite		Alternance entre ouvert et fermeture de la mer lagunaire				
	Inf		Grés, Sel, Argile, lignite, Dolomie	Austrien	Continental Fluvio- lacustre				
Jurassique	Sup		Argile, Grés, Anhydrite, Dolomie		Lagunaire +marine				
	Moy		Shale, Lagunaire						
			Anhydrite Sel						
	Inf		Horizon B S1-S2 S3 Argile S4		Lagunaire Continental				Ourhoud Berkine BirBerkineW RH.elKhrouf El Merk El Bourma Menzel Lejmat
Trias	Sup		TAGS Carbonate TAGI						
	Moy								
	Inf								
Permien	Sup Inf								
Carbonifère	Sup		Sable, Argile	Hercynien	Marin peu profond Continental Fluvio- lacustre				RH.elKhrouf Berkine Bir Rebaan Menzel Lejmat
	Inf		Argile, Sable						
Dévonien	Sup		Argile, Grés	Frasnien					BirBerkine El Merk E
	Moy		Grés, Argile		Marin peu profond Continental				
	Inf		Grés massif						
Silurien	Sup		Sable, Argile	Caledonien					
	Moy		Argile		Marin peu profond				Semhari Ain Romana Brides
	Inf								
Ordovicien	Sup		Grés de Ramade Argiles microconglomératique	Taconien					
	Moy		Grés d'Oued Saret Argiles D'Azzel Grés d'ouargla Quartzites d'Hamra Grés d'Atchane		Fluvio- Glaciere				
	Inf		Argiles d'El Gassi Zone d'Alternance						
Cambrien			Ri Ra R2 R3	Pana - African					H. Messaoud Rh.ElBagueul
Précambrie									

Fig. 3 - Colonne stratigraphique du bassin de Berkine (Azoug et al., 2007)

1. 2. - MAGMATISME

La présence d'intrusions magmatiques est soulignée au niveau de la plate forme saharienne. Ces intrusions ont été détectées par les méthodes géophysiques (sismique) ou traversées par plus de 150 forages (Sahli et Kerdjidj, 2000), (Tableau 1). L'influence de ces intrusions sur les séries encaissantes est variable: Elle dépend du temps de mise en place et du volume de l'intrusion. D'un point de vue pétrolier, la détection des séries intrusives dans une région donnée peut renseigner sur les flux thermiques qui peuvent être en relation directe avec la maturation des roches mères.

Les roches éruptives sont rencontrées à travers la série stratigraphique de la plate forme saharienne (Fig. 4). Elles ont été décelées par plus de 150 forages pétroliers dont les profondeurs varient de 1500 à 3500 m.

De nombreuses études (Busson, 1970; Seddiki, 1997, Kerchouche ,2007) ont été faites sur le Trias (stratigraphiques et sédimentologiques) dans lesquelles on note la présence de ces roches.

- Les laves recoupées dans quatre forages du bassin de Oued M'ya et deux autres forages situés entre les bassins de Hassi Messaoud et Berkine, ont été étudiées (Kahoul et al, 2000).

- Les roches éruptives sont généralement représentées par des basaltes qui montrent, parfois, des niveaux altérés très ferrugineux

Les roches magmatiques recoupées par sondage dans le bassin de Berkine sont répandues dans le Mésozoïque et plus rarement dans le Paléozoïque. On note une abondance de ces roches sont abondantes au sein de la série inférieure du Trias (TAGI) (Tableau 1).

Tableau. 1 - Tableau synoptique de distribution des roches éruptives dans le bassin de Berkiné (kerchouche, 2007)

Sondage	Nom	Bloc	Coordonnées UTM (Km)		Z (m)	Cotes absolues (m)		Ep (m)		Position de l'intrusion	Roches sous-jacentes / sus-jacentes	Source des données	Description lithologique
			X	Y		Top	Bottom	Totale	nette				
EG-1	El Guelta 1	442	505,713	3543,513	266.73	3350	3404	54	6	Cambrien	Argiles/ Grès	Log habillé	Roches intrusives
						3079	3350	271	27.5	Ordovicien	Siltstones / Siltstones	Log habillé	Roches intrusives andésitiques
						2872	3075	203	42.5	T.A.G.I	Argiles+Grès	Log habillé	Roches andésitiques
MDRS-1	Messdar Sud 1	427	287,894	3347,189	167.03	3301	3346	45	40	Eruptif inférieur	Argiles/argiles	Log habillé	Andésite peu ou pas altérée
						3165	3211	46	37,5	Eruptif supérieur	Alternance d'argiles et deGrès/Grès	Log habillé	Andésite très altérée
MDR-3bis	Messdar 3bis	427	293,095	3450,01	165	3415	3444	29	15.5	Roches éruptives inférieurs	Argiles/argiles	Log habillé	Roches éruptives
						3265	3350	83	55	Roches éruptives supérieurs	Argiles/argiles	Log habillé	Diabase mouchetée de minéraux verts
						3250	3267	17	5	T.A.G.I	Argiles/argiles	Log habillé	Diabase gris-vert
SD-1	Dorbane 1	423	282.414	3524,897	138.46	4108	4169	61	50,5	T.A.G.I	Alternance d'argiles et de carbonate/ même chose	Log habillé	Andésite doléritique altérée
AKR-1	Rhourde Akbar 1	427	307,608	3457,067		3145	3177	17	32	T.A.G.I	Argiles/argiles	Log habillé	Diabase gris-foncé à vert
						2995.5	3125	129.5	20	Trias Carbonaté	Argiles/argiles	Log habillé	Roches éruptives
GEF-1	Guenafide 1	407	400,463	3509,511	159.80	3431	3522	91	54	Complexe clastique inférieur	Argiles/argiles	Log habillé	Andésite spilitique plus ou moins altérée, dolérite spilitique
LD-1	Loudje 1	407	338,208	3484,641		3845,5	3900,5	55	14	Cambrien (Ri +Ra)	Grès / Grès	Log habillé	Andésite spilitique
						3531,5	3700	168,5	55	Ordovicien	Argiles/ Grès	Log habillé	Andésite spilitique
						3279	3328	49	35	T.A.G.I	Argiles/argiles	Log habillé	Andésite altérée
RS-1	Rhourde Sefar 1	443	371,533	3537,533	140.10	3336	3389	53	53	T.A.G.I	Argiles/ Alternance d'argiles et de carbonates	Log habillé	Andésite spilitique verte très altérée
RBT-1bis	Rhourde Bou Tayeb 1bis	443	354,955	3523,881	143.33	3460	3609	149	149	T.A.G.I	Argiles /Argiles	Log habillé	Andésite grise rouge à gris vert
REL-1	Rhourde El Lia 1	407	345,465	3512,322	147.65	3586	3696	110	110	T.A.G.I	Argiles/argiles	Log habillé	Roche éruptive (andésite)
RBN-1	Rhourde El Baguel Nord 1	427	315,598	3491,270	157	3507	3584.5	77.5	57.5	Trias inférieur	Argiles/argiles	Log habillé	Andésite plus ou moins altérée
						3412	3427	15	15	Trias supérieur	Alternance d'argiles et de carbonates/ Argiles	Log habillé	Andésite altérée
RB-2	Rhourde El Baguel H2	427	306,846	3471,713		3338	3410	72	46,5	T.A.G.I	Grès/ Argiles	Log habillé	Andésite translucide à verte parfois altérée
						3233	3297	64	42	Trias Carbonaté	Argiles/argiles	Log habillé	Roche éruptive massive
RBO-1	Rhourde El Baguel Oue 1	427	294,289	3468,995		3515	3552	37	34	T.A.G.I	Argiles/argiles	Log habillé	Diabase grès foncé, beige, très altérée
						3407	3501	94	59,5	Trias Carbonaté	Argiles/argiles	Log habillé	Roches éruptives
RDZ-1	Rhourde Ouled Zid 1	427	274,947	3456,174	159	3668	3672	4	4	Cambrien (Ra)	Argiles / Grès	Log habillé	Roches éruptives vertes
						3530	3546	16	6	T.A.G.I	Siltstones/ Argiles	Log habillé	Roches éruptives brunes
						3434	3451	17	15	Trias Argileux Supérieur	Argiles / Argiles	Log habillé	Roches éruptives massives

Sondage	Nom	Bloc	Coordonnées UTM (Km)		Z (m)	Cotes absolues (m)		Ep (m)		Position de l'intrusion	Roches sous-jacentes / sus-jacentes	Source des données	Description lithologique
			X	Y		Top	Bottom	Totale	nette				
RDC-4	Rhourde Chegga 4	433	260,582	3560,402	145.23	3909	4018,5	109,5	41	Ordovicien (Argiles d'El Gassi)	Argiles/Argiles	Log habillé	Roche éruptive à gris sombre à nodules d'argiles
						3732	3781	49	49	T.A.G.I	Argiles/Alternance d'argiles et de carbonates	Log habillé	Roches éruptives gris-sombre à verdâtres, compactes
ARB-1	El Arbi 1	407	336,856	3431,379		3555	3561.5	6.5	6.5	T.A.G.I	Argiles/Argiles	Log habillé	Roche spilitique
EAT-1	El Arich El Tahtani 1	407	370,326	3500,087		3446	3565	119	50	T.A.G.I	Argiles/Argiles	Log habillé	Roches éruptives massives
ZAR-1	Zemlet El Arbi 1	403	427,06	3488,911		3195	3200	5	5	T.A.G.I	Argiles + Grès	Log habillé	Dolérite
HEG-1	Hamadet El Guelta-1	432	414,003	3519,018	157,74	3545	3585	40	5.5	Silurien	Argiles/Argiles	Log habillé	Trachyte
						3407.5	3446	38.5	34.5	T.A.G.I	Argiles/Argiles	Log habillé	Andésite rouge-brun à brun verdâtre
ZK-1	Zemlet El Khalef-1	432	414,054	3523,245	140	3714	3719	5	5	Silurien	Argiles/Argiles	Log habillé	Roche volcanique basique
						3431	3490	59	55	Trias Andésitique	Siltstones / Siltstones	Log habillé	Andésite brune, à brun noirâtre altérée
ANR-1	Ain Romana 1	432	419,231	3524,764	172.06	3380	3414	34	34	Roches éruptives	Argiles/Grès	Log habillé	Roches éruptives vert à vert foncé, dures
TO-1	Hassi Touila 1	414	415,036	3608,538	115	3554	3584	30	30	Trias Andésitique	Argiles/ Dolérites	Log habillé	Roche volcanique basique (Dolérite ou andésite)
						3544	3554	10	10	Trias Gréseux Supérieur	Roche volcanique/ pyrite	Log habillé	Dolérite altérée et remaniée (?) à la base
EHT-1	El Hamamit 1	424	394,796	3562,952	128.85	3550	3600	50	44	T.A.G. Andésitique	Grès/Argiles	Log habillé	Andésite grise brune
HB-1A	Hassi Bedda 1 A	424	338,112	3553,825		3739	3791	52	38	T.A.G.I	Argiles/Argiles	Log habillé	Dolérite altérée
HBR-1bis	Hassi Brahim 1	423	291,48	3501,709		3882	3888	6	6	T.A.G.I	Argiles/Argiles	Log habillé	Roches éruptives altérée, vertes
OBS-1	Ouled Bousaid 1	423	257,535	3538,044		3392	3435	43	43	T.A.G.I	Alternance d'argiles et de carbonates/ ?	Log habillé	Andésite translucide à verte
HC-101	Hassi Chergui 101	237	263,98	3335,86	226	3799,5	3843	43,5	33,5	Silurien Argileux Gréseux	Argiles/Argiles	Log habillé	Dolérite grisâtre, verdâtre et beige
BRD-4	Bridès 4	236	313,336	3388,08	190.5	4418,5	4427,5	9	6,5	Silurien Argileux Gréseux	Argiles/Argiles	Log habillé	Roches éruptives gris sombre à gris vert
REN-1	Rhourde Naga 1	403	383,77	3467,204		4278	4297	6	2	Silurien Argileux	Argiles/argiles	Log habillé	Fines passées de roches volcaniques
RDC-2	Rhourde Chegga 2	433	262,271	3566,002		3724	3860	79	56,5	T.A.G.I	? /Alternance d'argiles et de carbonates	Log habillé	Roche éruptive gris brun, rarement verte, dure et altérée
Hn-2	Hassi Amrane 2		300,253	3640,529	118	4324	4415	91	83	T.A.G.I	Grès/ Siltstone	Log habillé	Andésite massive
BGF-1			291,331	3649,34		3969	4015	46	11,5	T.A.G.I	Argiles/argiles	Log habillé	Andésite verte
Hn-1	Hassi Amrane 1		278,331	3645,093	121.10	3920.4	3943	45	36.5	T.A.G.I	Argiles/argiles	Log habillé	Andésite gris vert compacte
BAT-1	Bir El Atrach 1	433	255,504	3610,187	116.56	3834,5	3868,5	34	27,5	T.A.G.I	Siltstone/ argiles	Log habillé	Roches éruptives gris brun à gris sombre
OEM-1	Ouled El Meraa 1	423	221,936	3588,821		3833	3860	27	27	T.A.G.I	Argiles/argiles	Log habillé	Spilite verte friable
HDZ-1	Hassi Dzabat 1	439	275,123	3455,988		3125	3152	27	13	T.A.G.I	Argiles/argiles	Log habillé	Roches éruptives altérées
RSH-1bis	Rhourde Sayah 1bis	236	315,533	3436,924	176.07	3608	3638	30	14	Trias Carbonaté	Alternance d'argiles et de carbonates/	Log habillé	Roches éruptives gris-verdâtre

Sondage	Nom	Bloc	Coordonnées UTM (Km)		Z (m)	Cotes absolues (m)		Ep (m)		Position de l'intrusion	Roches sous-jacentes / sus-jacentes	Source des données	Description lithologique
			X	Y		Top	Bottom	Totale	nette				
FES-1	Feidjet Es Sefar 1	427	283.678	3433.839	171.2	2985	3024	39	27,5	Trias Carbonaté	Alternance d'argiles et de carbonates/ Grès	Log habillé	Roches éruptives
FM-1	Feidjet El Mouley 1	237	278.105	3431.243	175.1	3166	3213	47	32,5	Trias Carbonaté	Alternance d'argiles et de carbonates/ argiles	Log habillé	Roches éruptives très altérées
DRN-1		237	275,64	3430,38		2859,5	2888	28,5	27	Trias Carbonaté	Alternance d'argiles et de carbonates/ argiles	Log habillé	Roches éruptives
FM-2	Feidjet El Mouley 2	237	276.045	3426.726	182.80	2997	3035	38	36	Trias Carbonaté	Alternance d'argiles et de carbonates/ argiles	Log habillé	Roche éruptive altérée, argileuse, brune à pigment vert
GEAN-1	Gassi El Adem Nord 1	237	292,802	3419,5	178.67	3225,5	3267	41,5	39,5	Trias Carbonaté	Argiles/argiles	Log habillé	Roches éruptives altérées
NZN-1	Nezla Nord 1	237	266,446	3413,991		2024	2080	56	53	Trias Carbonaté	Argiles/argiles	Log habillé	Roche éruptive leucocrate, microlitique doléritique
ARBN-1	El Arbi Nord 1	407	341,831	3446,652	180	4037	4071	34	20	Ordovicien	Argiles/argiles	Log habillé	Roches noires, microcristalline
						3827,5	3883	55,5	50	Silurien	Argiles/argiles	Log habillé	Roches éruptives gris sombre à gris vert
SMR-1	Semhari 1	424	364.675	3573.888		3496,5	3541	44,5	40	T.A.G.I	Argiles/argiles	Log habillé	Roches éruptives gris vert à verte localement altérées
GEA-1		236	285,097	3401,462		2915	2934	19	4	Trias Carbonaté	Argiles/argiles	Log habillé	Roche éruptive altérée

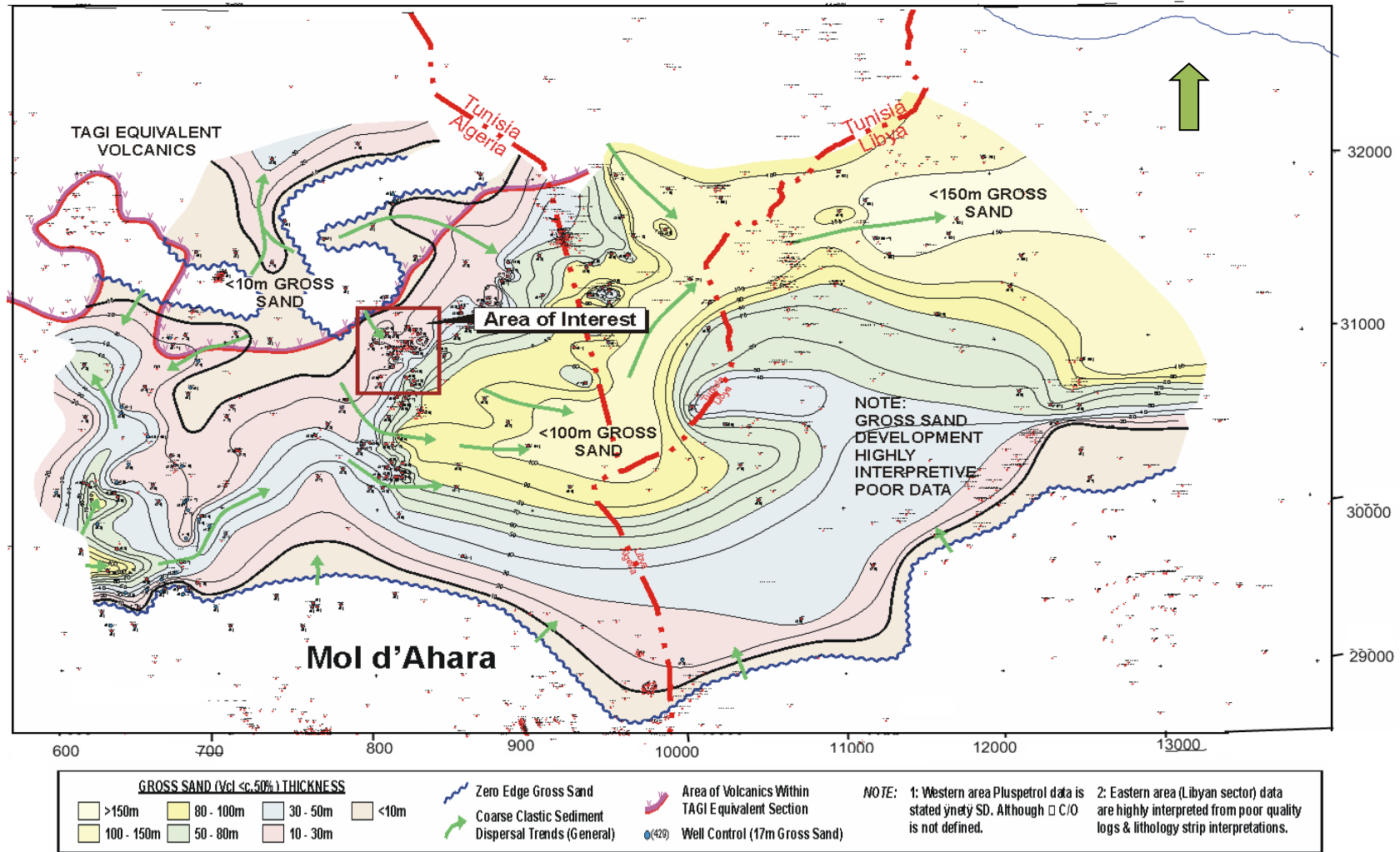


Fig.4- Carte du volcanique équivalent au TAGI et intervalles des épaisseurs des grés (McKenna et Hedley, 2002)

1. 3. – TECTONIQUES

Quatre principaux linéaments structuraux confinent le bassin de Berkine (Fig. 5). Il s'agit de :

- El Boid- Hassi Messaoud d'Amguid ;
- Qarqaf ;
- Tallemzane Djaffara;
- Mol Dahar.

La partie Nord du bassin de Berkine a subi une déformation intense durant les différences tectoniques, en raison de la proximité de la marge nordique de la plate forme Africain. Les collisions tectoniques sont à l'origine de la formation du bassin de Berkine. Ce dernier est situé dans la partie stable du craton Africain. Les principaux événements structuraux qui ont affecté le bassin sont (McKenna et Hedley, 2002), (Fig. 6)

- L'orogénèse pana-africain;
- La phase taconique;
- L'orogénèse hercynienne;
- Le rifting liasiques et triasiques;
- La phase autrichienne;
- La phase pyrenienne;
- Et enfin la phase alpine.

Ces différentes phases de la déformation structurale identifiées dans le bassin de Berkine indiquent les contraintes d'évolution qui se sont produites à la marge de la plate forme Africaine Les phases tectoniques ont été synthétisées d'après les travaux de BOUDJEMAA (1987)

1. 3. 1. - L'orogénèse panafricaine

Durant cette phase, le craton Ouest africain s'est heurté avec le craton Est africain pour former le Gondwana (Fig. 6a). La zone de collision est marquée par la structure de la fracture étendue Nord africain jusqu'à l'Amérique du sud passant par le Nigeria. Cette ligne de suture a formé une ligne de faiblesse dans la croûte, qui a fortement influencé à la présence des fractures d'âge 650 MA.

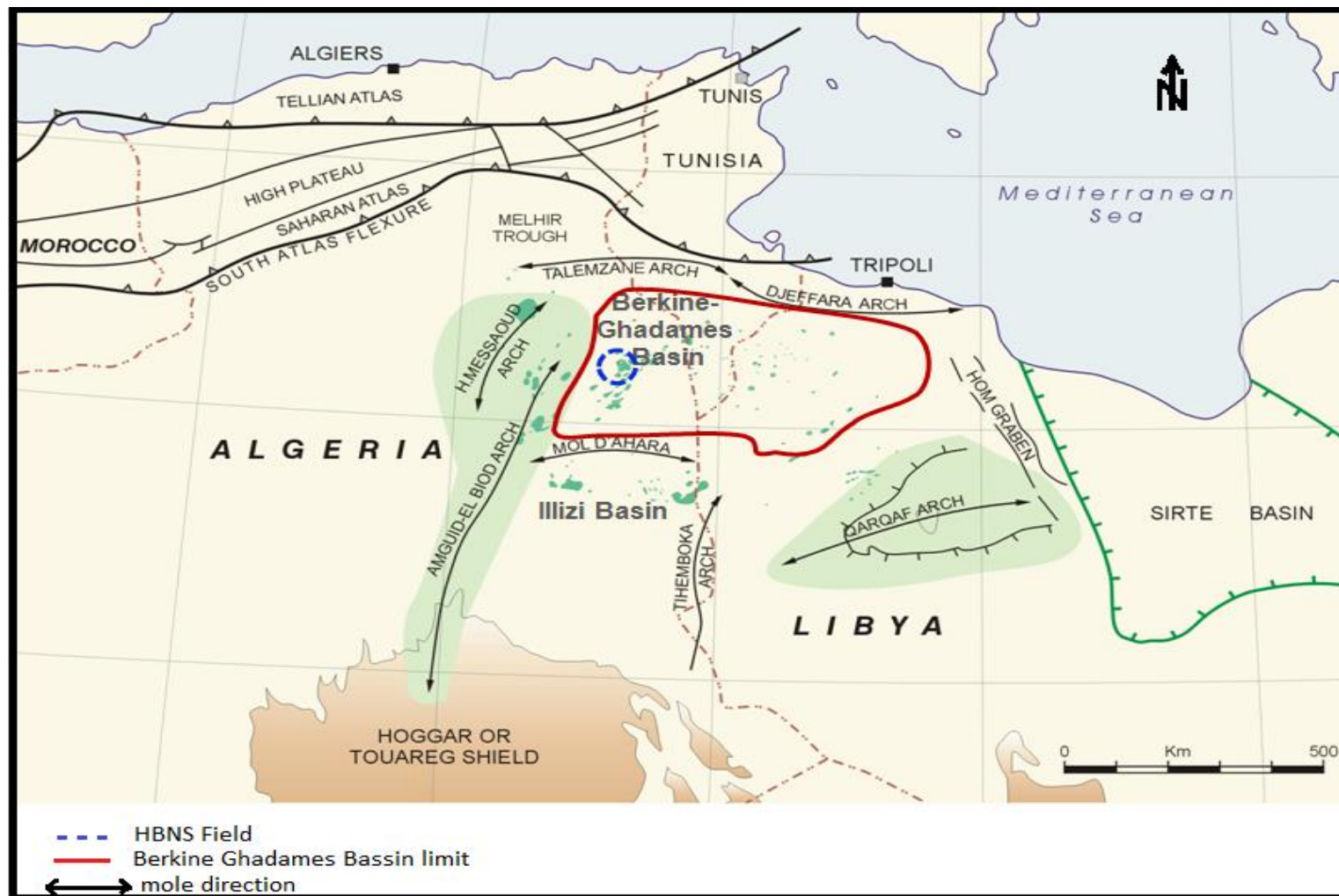


Fig. 5 - Carte structurale du bassin de Berkine- Ghadamès (McKenna et Hedley, 2002)

A L'Ordovicien, le bassin de Berkine était situé au Nord de la marge passive de Gondwana (Fig. 6b). A cette ère, le secteur était situé au pôle Sud. Pendant l'Ordovicien il y avait un épisode glaciaire important qui a provoqué les sédiments glaciaires à travers l'Afrique du Nord.

Au Silurien précoce, le Gondwana a dérivé au Nord et la glace a commencé à fusionner. Ce qui a causé la remonté du niveau de la mer. Les roches du bassin de Berkine connues sous le nom d'argiles schisteuses du Frasnien et les sédiments du Paléozoïque sont arrachées du craton africain et transportés vers le Nord de Hassi Berkine.

Pendant le Paléozoïque, le continent de Laurentien (Amérique) se heurte à la Baltique et se dirige vers le Gondwana subductant l'océan de « Rheic ».

1. 3. 2. - L'orogénèse hercynienne

Est causée par la collision entre Laurentia et Gondwana pour former le Pangea (Fig 6c). Les étapes initiales de la collision ont eu lieu à la fin du Dévonien quand le secteur au Nord-Ouest du bassin de Berkine était élevé. Ce ci a changé les secteurs de provenance des sédiments qui sont déposés pour la première fois est entré du Nord-Ouest au bassin de Berkine.

La progression de la collision continentale a engendré la formation de la chaîne hercynienne et l'évolution du bassin de Berkine vers le Nord-Est (BEICIP, 1991). A la fin du Carbonifère- Permien, l'érosion a pris place dans tout le bassin avec la voûte nordique de Talemzane dont la majeure partie des sédiments paléozoïques a été érodée. C'est sur cette surface érodée que s'est formé le réservoir principal – Il s'agit des dépôts des grès fluviaux qui comportent la formation de TAGI.

1. 3. 3. - Phase de rifting Lias-Trias

La phase tectonique suivante a consisté au rifting à la fin du Jurassique et au début du Trias, du continent de Pangea (Fig 6d). Pendant ces 50 Ma, le bassin de Berkine a fait partie d'Hinterland de Pangea à l'extrémité occidentale des océans de Paleo et des Néo-Tethys. Cette phase de rifting a continué jusqu'à la fin du Lias et jusqu'à l'Océan atlantique central qui a commencé à s'ouvrir pendant le Jurassique moyen.

Une série de failles normales a été formée. Ces failles sont principalement orientées vers le Nord-Est, l'amplitude des déplacements est généralement inférieure à 300m. La position de ces

failles est influencée par la suture précambrienne fondamentale. Ces failles semblent avoir débuté après le dépôt du réservoir de TAGI vers la fin du Trias et implique plusieurs phases de cassures actives de croissance. D'une façon générale, la sédimentation de syn-rift a suivi l'affaissement.

1. 3. 4. - La phase Autrichienne

Elle s'est produite pendant le début du Crétacé. L'Océan atlantique central s'est ouvert approximativement de 800 km de largeur. À travers cette zone faillée, l'Afrique a été déplacé vers l'Est relativement à l'Europe méridionale (Fig 6e). Ceci a donné naissance à un régime de tension dextre ou sénestre qui a transmis vers le bassin de Berkine.

1. 3. 5. - La phase Pyrénéenne

Phase Pyrénéenne qui a commencé par la déformation à la fin du Crétacé avec l'ouverture de l'Atlantique Nord, ce qui a renversé le mouvement relatif entre l'Afrique et l'Europe. Ce dernier a changé le régime de concentration dans la partie latérale, un bon régime latéral a provoqué une compression NW-SE à travers le bassin (Fig 6f). Dans le bassin de Berkine, cette inversion est la cause de l'apparition des failles de direction NE-SW ainsi que les plissements doux le long d'un axe NE.

1. 3. 6. - La phase Alpine : La phase finale de l'activité tectonique, a eu lieu pendant le Néogène. Le bassin de Berkine a échappé aux effets de cette déformation.

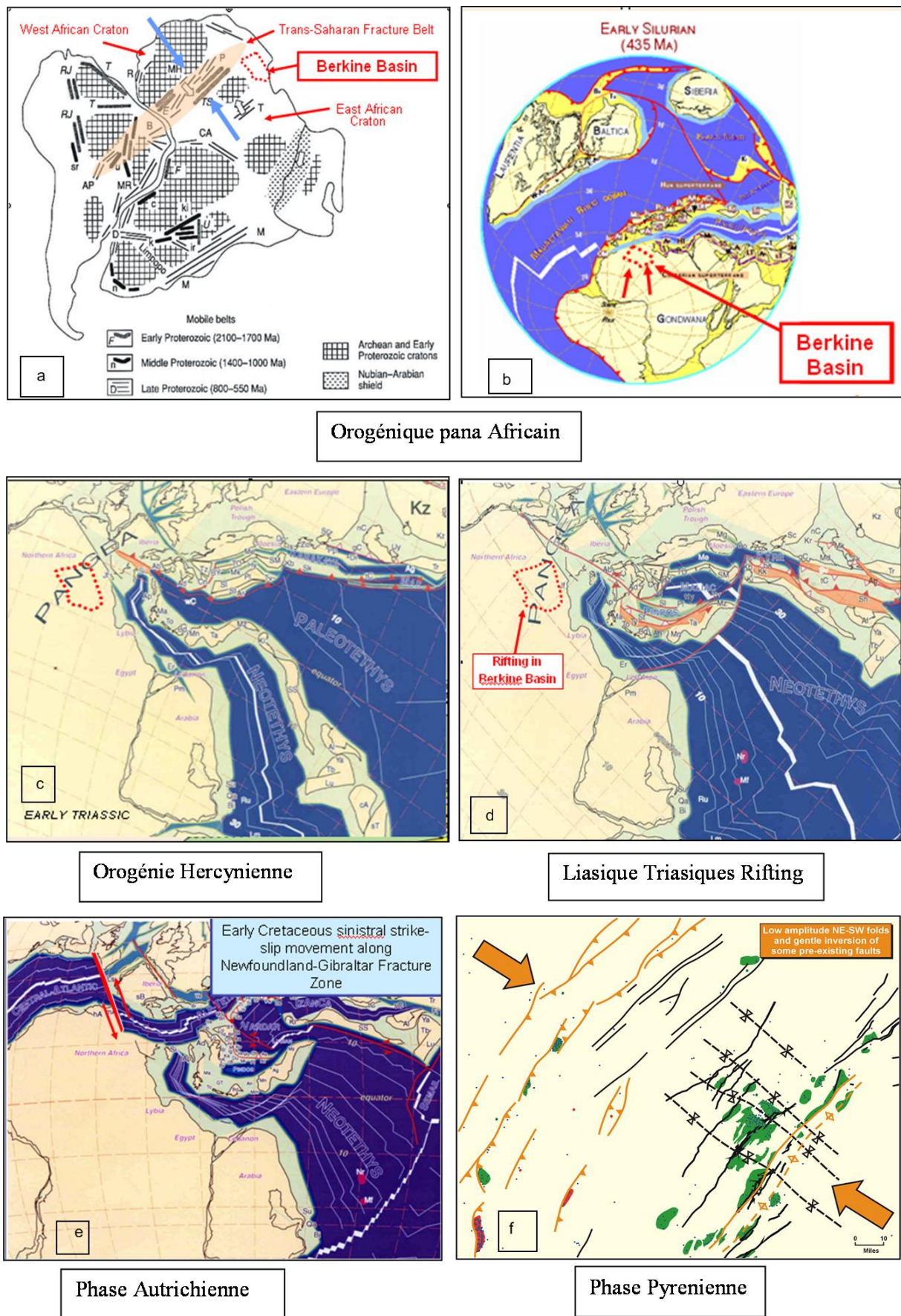


Fig. 6 – Les majeures évolutions structurales du bassin de Berkine (McKenna et Hedley, 2002)

1. 4. - LE SYSTEME PETROLIER DU BASSIN DE BERKINE

Le système pétrolier du Bassin de Berkine a été décrit par plusieurs auteurs parmi lesquels (Echikh, 1998 ; Sonatrach, 1991 ; Lassouani, 1996 ; A. Ghribi, 1999), qui subdivise le système en quatre : Roches mères, roches réservoirs, roches couvertures et les pièges.

1. 4. 1. - Roches mères

Les données géochimiques ont révélé deux principales roches mères dans le bassin de Berkine ; il s'agit des dépôts du Silurien argileux et ceux du Dévonien supérieur (Fig.7). (Sonatrach 1991).

a. - La roche mère silurienne

Le Silurien argileux est présent sur la quasi-totalité du bassin sauf en bordure Ouest et au Nord où il a été érodé durant la phase hercynienne (Fig. 7). Son épaisseur varie de 300 à 400 m dans la partie centrale. La zone la plus subsidente se trouve sur l'axe de Hassi Chergui-Bridès ou son épaisseur atteint les 700 m.

Le silurien argileux est subdivisé en deux parties :

- Une partie basale constituée d'argiles noires à Graptolites riches en matières organiques et marquée par un pic radioactif. Son épaisseur moyenne varie de 10 à 20 m.
- Une partie supérieure moins radioactive.

La maturation de la roche mère silurienne est située en phase à gaz sur la majeure partie du bassin, particulièrement vers le Sud-Est.

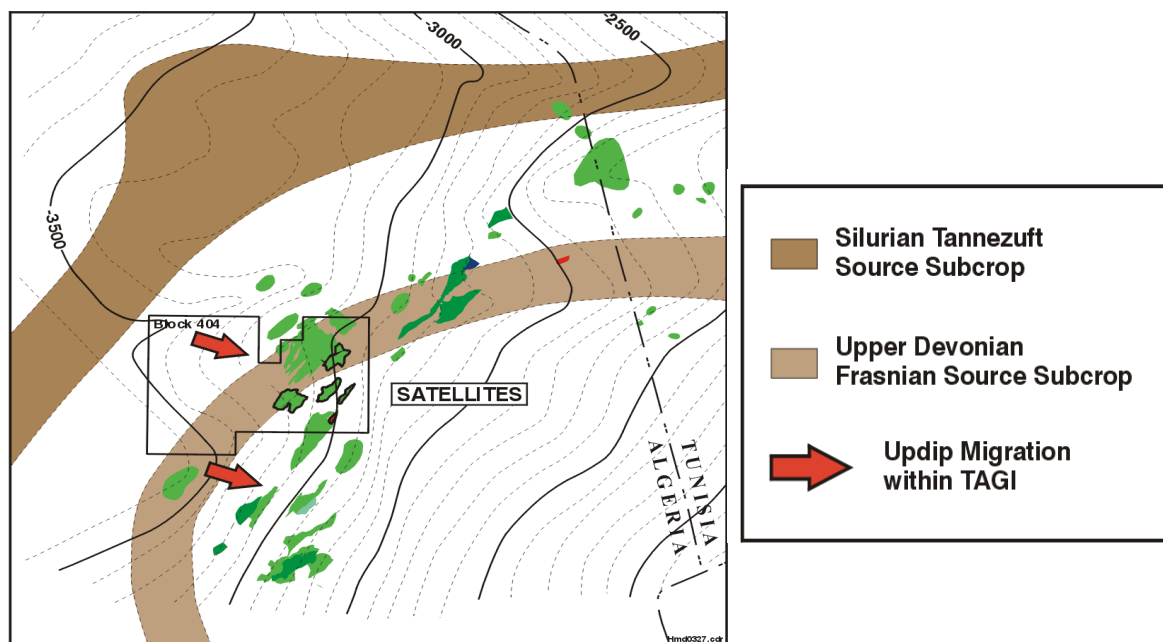


Fig. 7 – Roches sources et migration vers le TAGI (Echikh, 1998)

b. - La roche mère dévonienne

Localisée dans le Dévonien supérieur ; elle est subdivisée en deux zones :

- La zone inférieure radioactive du Frasnien présente les meilleurs potentiels avec une épaisseur variant de 150 à 300 m.
 - Une zone supérieure du Frasnien-Famenien avec une épaisseur qui varie de 50 à 500 m.
- La maturation à l'actuel est en phase à gaz dans la partie centrale du bassin.

c. - La roche mère carbonifère

Les analyses géochimiques montrent que des niveaux argileux présentent de bons potentiels pétrologènes ; la matière organique est de type III favorable à la génération du gaz.

d. - Les autres roches mères

- **La roche mère ordovicienne** : La matière organique est localisée dans les argiles micro-conglomératiques de l'Ordovicien supérieur.

1. 4. 2. - Roches réservoirs

Les roches réservoirs comprennent les formations gréseuses du Paléozoïque et du Trias argilo-gréseux (Echikh, 1998).

a. - Les réservoirs du Paléozoïque

- **Le réservoir cambrien** : il a été atteint sur les bordures Nord (môle de Dahar) et Sud-Ouest du bassin où sa profondeur est faible ; son épaisseur varie de 500 à 600 m. Ce réservoir est formé par les niveaux Ri et Ra où la couverture est assurée par les argiles ordoviciennes d'El Gassi. Sa porosité varie de 4 à 11 %.
- **Le réservoir ordovicien** : est représenté par les quartzites de Hamra. C'est dans la partie Sud-Est du bassin que les quartzites de Hamra ont révélé leur importance. Leur épaisseur maximale est de 325m, situé sur l'axe Gassi Touil- Nezla. Dans la région de Nezla la porosité varie de 5 à 10 %. Les principaux résultats de ce réservoir sont : de l'huile et du gaz à Nezla et du gaz à condensât à Nezla Nord.
- **Le réservoir silurien argilo-gréseux** : est représenté par les unités M, A et B. Cette formation correspond à la partie supérieure du Silurien ; elle est subdivisée en unités M1,

M2, A, B1 et B2 qui constituent la partie inférieure et moyenne du réservoir " F6". On note que cette formation est particulièrement subsidente dans la partie Nord-Est de la province triasique ou elle atteint près de 900 m d'épaisseur dans le sillon de Marafag. Les grés sont fins à moyen avec une porosité variant de 8 à 12 % et une perméabilité de 100 mD. Ce réservoir produit de l'huile et du gaz à condensât à Rhourd Nous et à Rhourde Adra ; l'étanchéité de ces réservoirs est formée par les argiles assurant une bonne couverture.

- **Les réservoirs du Dévonien inférieur** : ils sont constitués par des grés massifs de la base du Gédinnien ainsi que le Siégenien et l'Emsien ; (alternance de grés et d'argile).
- **Grés massif GEDINNIEN ou grés de TADRAAT** : sont localisés dans la partie Sud du bassin où elle a été épargnée par l'érosion hercynienne ; son épaisseur est de l'ordre de 300 m environ. Ses paramètres pétrophysiques. Sont assez bons, la porosité varie entre 7 à 5 % alors que la perméabilité atteint les 500 mD.
- **Le réservoir Siégenien-Emesien** : Il est constitué par des alternances d'argiles et de grés fins à moyens ; son épaisseur varie de 30 à 90m ; ses paramètres pétrophysiques sont meilleurs avec une porosité variant de 15 à 20 % et une perméabilité de 100 mD. D'importantes accumulations d'huiles ont été rencontrées dans ce réservoir à Bir-Berkine (BBK-1) et Bir-Rebaa Nord (BRN).
- **Le réservoir Carbonifère** : (grés de Rhourde El Khrouf (RKF)) : il constitue un nouvel objectif pétrolier avec d'excellentes caractéristiques pétrophysiques, où la porosité varie entre 8 et 17 % ; il produit à Rhourd El Khrouf et Berkine.

b. - Les réservoirs du Mésozoïques

Au niveau du Mésozoïque, il n'y a que les réservoirs du Trias qui peuvent être considérés comme potentiels. On distingue trois principaux réservoirs : le **TAGI** (Trias argilo-gréseux inférieur qui repose sur la surface de la discordance hercynienne, le **TAC** (Trias argilo-Carbonaté), qui représente la partie médiane) et le **TAGS** (Trias argilo-gréseux supérieur) constitue la partie supérieure.

- **Le TAGI** : le Trias argilo-gréseux inférieur est présent dans tout le bassin sauf sur la bordure Sud-Ouest où il présente une lacune de dépôt. Son épaisseur est de 100 m dans la

partie centre et ouest. Au nord, son épaisseur varie de 10 à 200 m avec un développement des roches éruptives dans la partie nord-ouest perdant toutes ses qualités réservoirs. La porosité varie entre 7 et 26 % et la perméabilité est de 1 md. De nombreuses découvertes d'huile et de gaz ont été faites dans ce niveau sur des pièges situés sur le trend Nord Est - Sud Ouest (axe El Merk-Rhourde El Khrouf). La couverture est assurée par les argiles du Trias carbonaté ou par le Trias salifère.

- **Le TAC** : Trias argilo-carbonaté- d'origine lacustre, il est constitué d'argile brun rouge dolomitique et silteuse, passée de dolomie microcristalline et de grès fins siliceux à silico-argileux, il est aussi caractérisé par la présence de roches éruptives dans la région de Nezla. Les réservoirs du Trias Carbonaté correspondent aux grès des unités intermédiaires 1 et 2, séparés par l'argileux moyen, l'étanchéité de ces derniers est assurée par les argiles sus-jacentes.
- **Le TAGS** : Trias argilo-gréseux supérieur, il a une extension limitée à la dépression du Sud Est triasique. Il est d'origine fluviatile et il est formé de grès blancs, silico-argileux localement anhydritique, fin à moyen. Son épaisseur est de 200 m. Sur le plan pétrolier le TAGS constitue l'un des principaux réservoirs dans la dépression Sud Est triasique, d'autre part d'excellents résultats pétroliers ont été enregistrés à Nezla, Hassi Touareg et à Hassi Chergui qui produisent de l'huile et du gaz à condensât. La couverture est assurée par la puissante série évaporitique du Trias.

1. 4. 3. - Roches couvertures

La série salifère du Trias-Lias représente une excellente couverture régionale pour l'ensemble du thème triasique.

Sur le môle d'Ahara, l'équivalent du Lias salifère se présente sous un faciès argileux et peut encore assurer une couverture efficace comme c'est le cas pour les accumulations de Hamra et El Ouar Sud mais disparaît au delà.

Au sein du Trias existent des couvertures intermédiaires efficaces comme le Trias argileux et le Trias carbonaté, et à l'intérieur du TAGI entre les différents corps gréseux il y a développement des argiles de plaine d'inondation ce qui a donné les réservoirs multicouches du TAGI comme c'est le cas à Rhourde Er Rouni, Wadi El Teh....

1. 4. 4. - Les pièges

La plupart des accumulations des hydrocarbures connus (Wadi Teh, Bir Berkine, Rhourde El Khrouf, Menzel Ledjmet...) dans la région sont liées à l'existence de pièges structuraux de types anticlinaux, souvent délimités par des failles normales d'orientation NE-SW.

Néanmoins, le potentiel des pièges est lié aux rejets de failles qui définissent leur taux de remplissage et les positions des différents plans H/E (huile/eau).

Ces failles normales assurent les conduits verticaux et les connections entre les différentes formations réservoirs ainsi que le contact direct (superposition des couches) entre la roche mère et la roche réservoir par des chemins de migration latérale.

2. - GEOLOGIE DU RESERVOIR TAGI-HBNS

Le réservoir du TAGI (Trias Argilo-Gréseux Inférieur) au niveau du bloc 404, recouvre immédiatement la discordance hercynienne (Fig. 8).

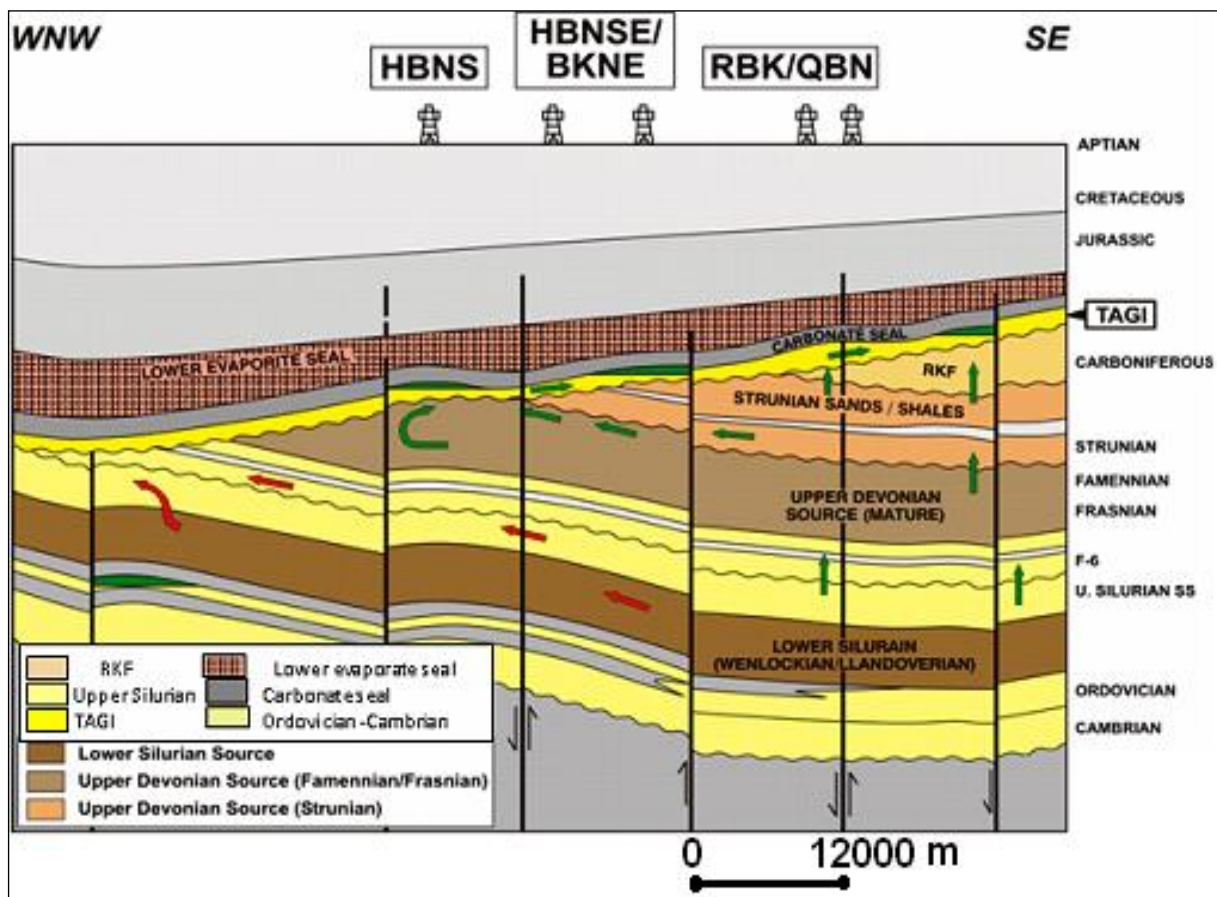


Fig. 8 - Sources et migrations dans le bloc 404 ((Echikh, 1998)

Ce réservoir est reconnu comme étant le plus important dans le bassin de Berkine.

2. 1. - LITHOSTRATIGRAPHIE DU RESERVOIR TAGI- HBNS

Le réservoir TAGI est le principal réservoir au niveau du champ HBNS. Il est représenté par les grès de dépôts fluviatiles, éoliens, et lacustres. Ces dépôts incluent parfois les dépôts deltaïques intercalés. Le faciès dominant dans le réservoir se compose de chenaux fluviatiles de direction Nord Est Sud Ouest (Fig. 9).

L'environnement du dépôt a été interprété comme étant celui d'une large tresse plate qui change légèrement en un système à méandre vers les couches supérieures du TAGI.

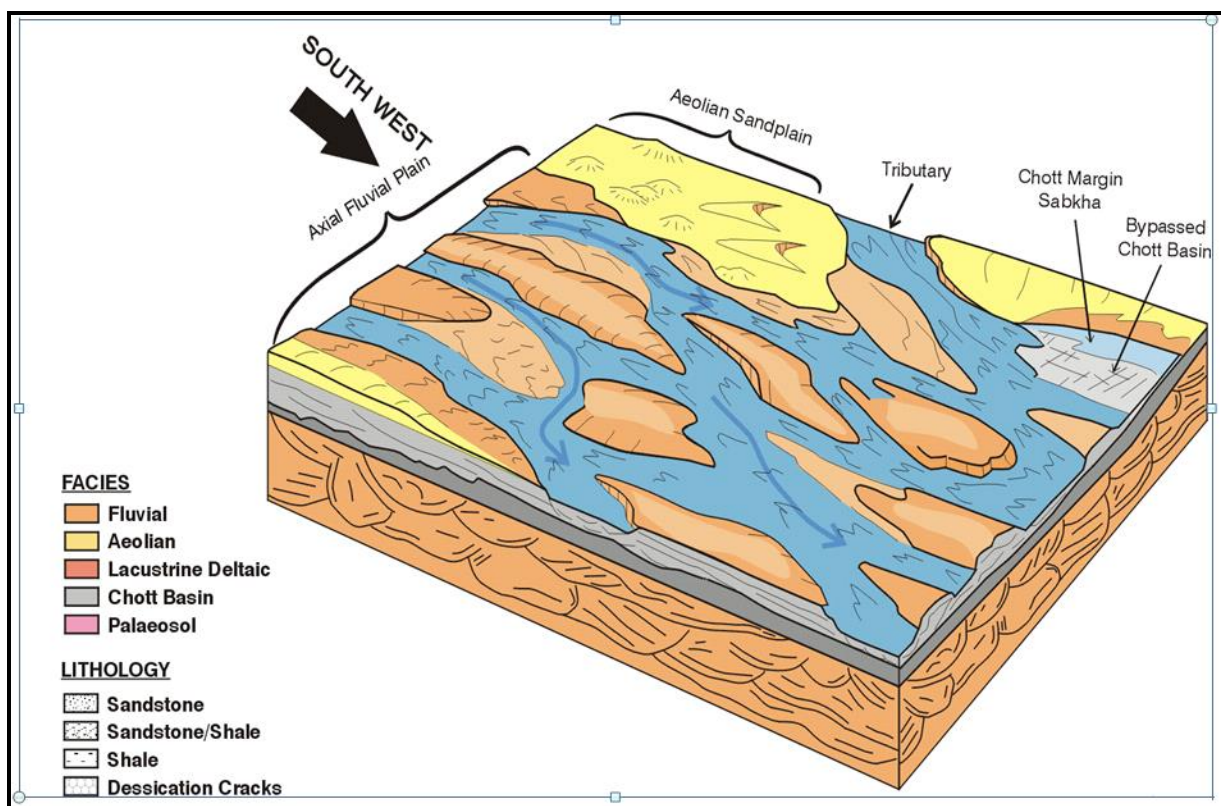


Fig. 09 - Plan et directions des dépôts fluviatiles (Scott et Wheller, 1999)

Le réservoir de TAGI est subdivisé en trois couches principales (Fig. 11): TAGI inférieur, TAGI moyen, et TAGI supérieur. Ces couches sont elles même subdivisées d'un total de neuf sous couches. Les corrélations entre puits dans le TAGI sont fondées sur l'hypothèse que les deux principaux niveaux d'argile M2 et U2, sont régionalement continus – Ils se présentent donc comme un horizon repère. Les travaux d'explorations ont permis de préciser les paramètres pétrophysiques dans chacune de sous couches.

2. 1. 1. - TAGI inférieur. La partie inférieure TAGI L (sous couche 1) (Fig. 10), qui se trouve directement sur l'inconformité hercynienne, est subdivisée en deux niveaux :

- Un niveau d'argile.
- Un niveau de grès, caractérisé par les dépôts fluviatiles

L'épaisseur des grès est très petite égale en moyenne à 1.3m. Les valeurs des caractéristiques pétrophysiques sont relativement faibles.

2. 1. 2. - TAGI moyen (Fig. 10) : La couche du TAGI moyen est subdivisée en quatre sous couches

■ **M1c, M1b, et M1a** : Ces niveaux sont constitués des grès ayant des caractéristiques moyennes de réservoir (de bien en général). Ils sont marqués par des épaisseurs variables selon la distribution locale des chenaux.

- **M1a** (sous couche 2), à une épaisseur varie de 1,52 à 9,75m de moyenne de 5,52m. La porosité Φ dans cette sous couche variée de 3,2 à 21,9% avec moyenne de 16,8%.

- **M1b** (sous couche 3), à une épaisseur varie de 0.76 à 7,92m de moyenne de 3,92m. La porosité Φ dans cette sous couche variée de 1 à 22.3% avec moyenne de 14%.

- **M1c** (sous couche 4) à une épaisseur varie de 1,226 à 7,01m de moyenne de 4,01m. La porosité Φ dans cette sous couche variée de 0.02 à 19,9% avec moyenne de 11,4%.

■ **M2** (sous couche 5), est un niveau d'argile. On considère que c'est un dépôt lacustre d'une ampleur régionale. Son épaisseur est très variable- elle est variée de 0.15 à 4.57m en moyenne de 1.7m. La porosité Φ est de moyenne 4.4%.

2. 1. 3. - TAGI supérieur (Fig. 10) : La couche du TAGI supérieur est constituée de quatre sous couches.

■ **U1a** (sous couche 6), qui est constitué de grès des dépôts fluviatiles et parfois traversé par les dépôts éoliens. La prolongation latérale de ce niveau est importante, l'épaisseur moyenne de cette sous couche varie de 2,6 à 10,52m à une moyenne de 6,35m. La porosité Φ varie de 0,2 à 20% avec moyenne de 14.4%.

■ **U1b** (sous couche 7), c'est un niveau de grès dont les qualités de réservoir sont moins bonnes dans le Sud-est. Il inclut également quelques dépôts deltaïques intercalés, l'épaisseur moyenne de ce niveau varie de 2,9 à 11,28m à une moyenne de 5,84m. La porosité Φ varie de 0.1 à 19% avec une moyenne de 11%.

■ **U2** (sous couche 8), est un niveau d'argile. Il est rencontré dans toute la région. Il est caractérisé par sa petite épaisseur qui varie entre 0.15 à 3.96m et est en moyenne de 1.12m. La porosité Φ varie de 0.01 à 17.8% avec une moyenne de 5%. Il est également marqué par les dépôts lacustres.

■ **U3** (sous couche 9), a une épaisseur variable. Les premiers lits de grès sont intercalés avec les dépôts deltaïques. Son épaisseur moyenne est de l'ordre de 5,03m. La porosité Φ dans cette sous couche varie de 0.01 à 16,8% avec une moyenne de 6%.

L'épaisseur du TAGI est variable - elle s'amincit vers le Nord, alors que le niveau M2 d'argile s'épaissit dans la même direction.

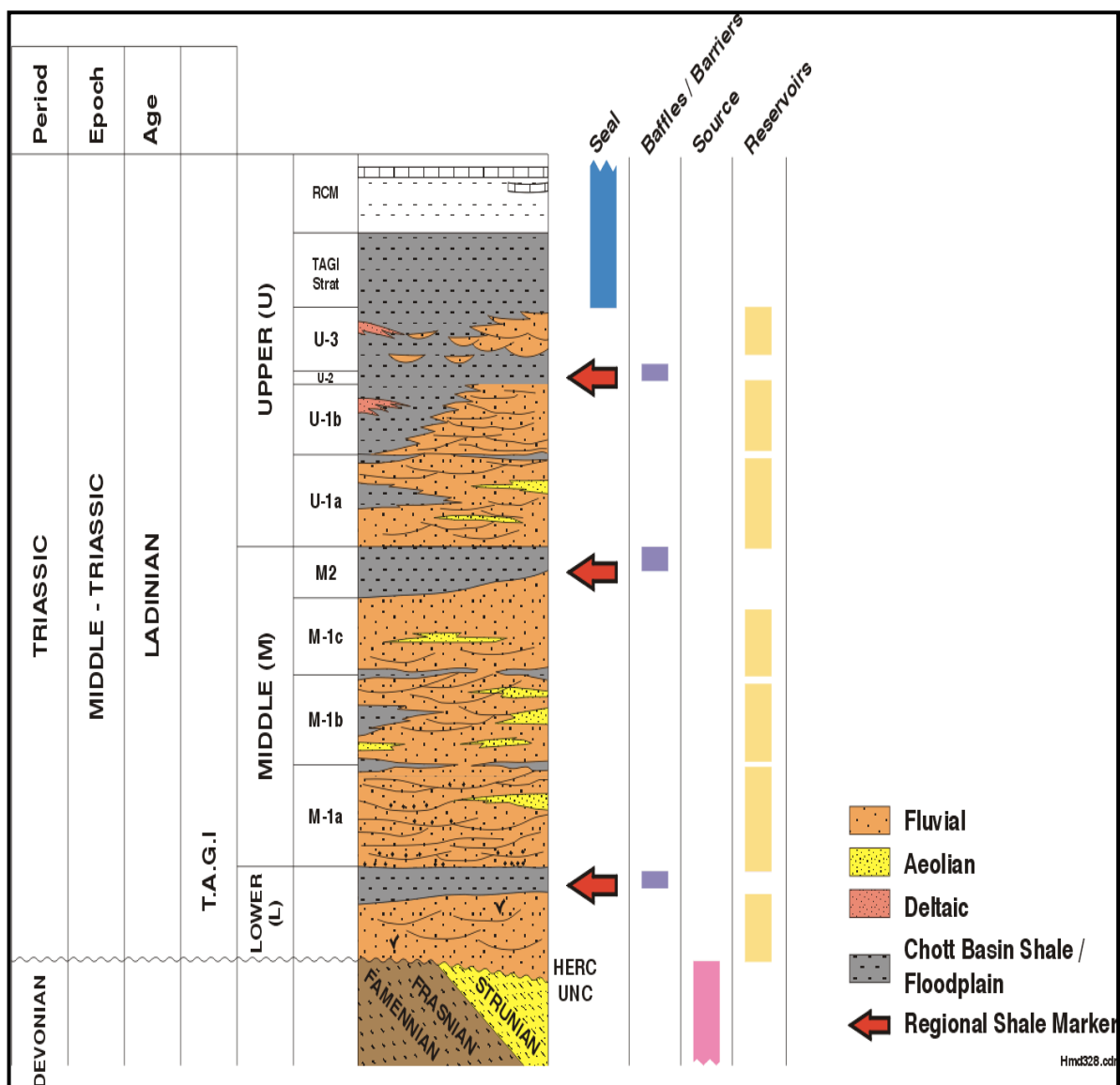


Fig. 10 - Colonne stratigraphique du champ hydrocarbure HBNS (Azoug et al., 2007)

2. 2. - STRUCTURE GEOLOGIQUE DU RESERVOIR TAGI

Le champ de HBNS comporte plusieurs accidents structuraux créant un ensemble de failles dont les principales sont des failles normales, de même direction, orientées NE-SW (Fig.11).

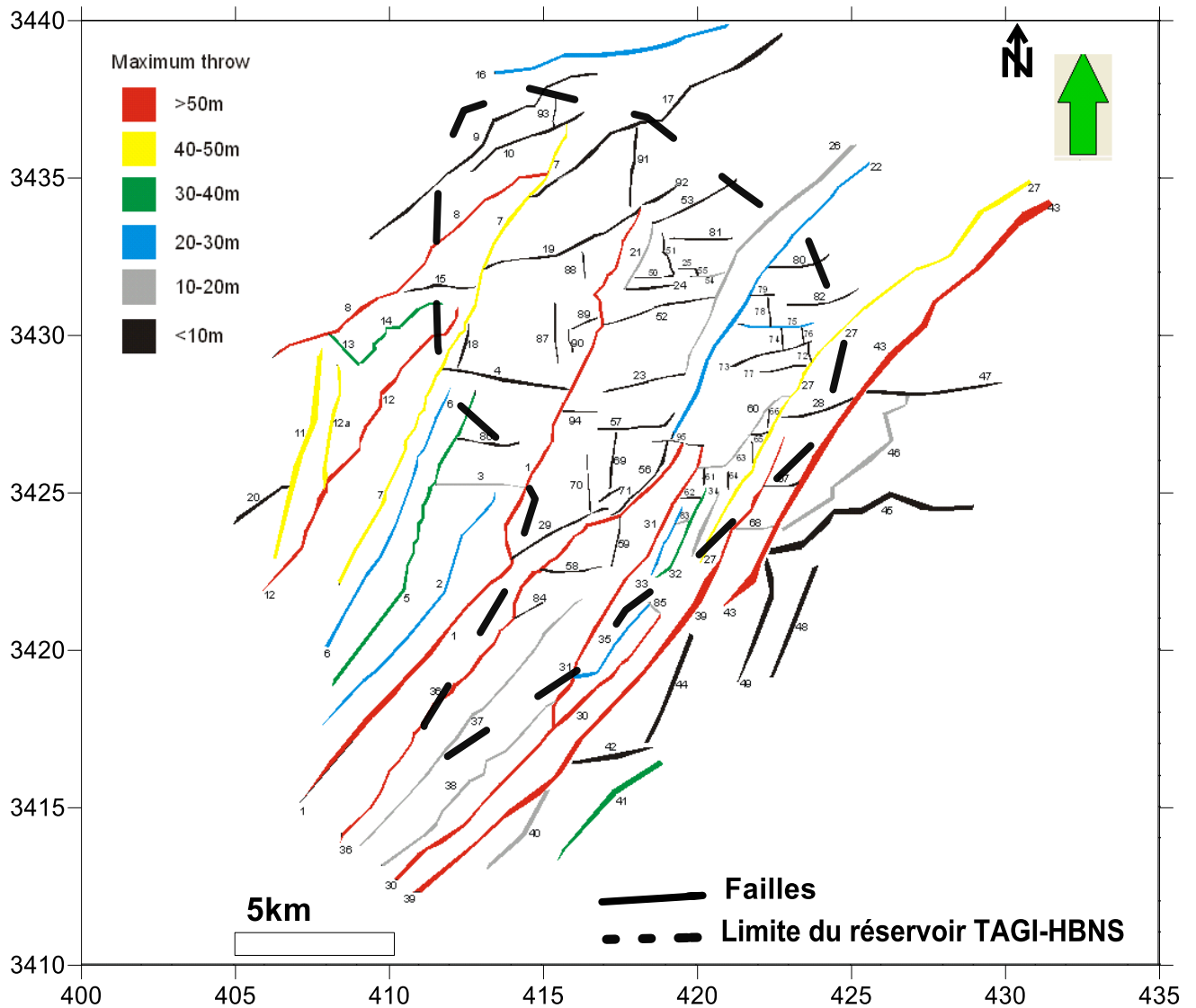


Fig. 11 - Les principales failles du champ HBNS avec leurs espacements

3. - METHODES ET METHODOLOGIES D'EXPLORATION DU RESERVOIR TAGI-HBNS

Le bloc 404 dont fait partie le réservoir TAGI-HBNS, a été l'objet de plusieurs travaux de reconnaissance et d'études à différentes échelles. Ces derniers ont eu pour objectif l'exploration et la caractérisation des différents réservoirs. Les recherches dans ce bloc sont assez récentes. Elles remontent à l'année 1991 après la signature du premier contrat entre la compagnie nationale d'hydrocarbure SONATRACH et ANADARKO nommé Groupement Berkine (Association Sonatrach, 51 %- Anadarko, 49 %).

La recherche et l'exploration du pétrole dans ce bloc a été continue essentiellement entre l'année 1993 et 1998, ce qui a permis d'enregistrer plusieurs découvertes. C'est le 4 Mai 1998 que le Groupement Berkine-Sonatrach a commencé la production du premier puits (HBNSNB) qui a été réalisé en 1995 avec une capacité initiale de 60 000 b/j portée ensuite à 75 000 b/j.

En parallèle, avec l'entrée en production de ce puits, le groupement entame la deuxième phase du projet avec la réalisation de trois autres puits, chacun d'une capacité de 75 000 b/j. Le deuxième puits a été démarré en août 2001 et les troisième et quatrième puits ont été démarrés respectivement en décembre 2001 et en avril 2002. La capacité des quatre puits était de 300 000 b/j dans le bloc 404.

L'intégration du développement de HBNS s'est fait à travers plusieurs disciplines: géophysique, géologie, sédimentologie, pétrophysique, ingénierie de production, ingénierie de gisement et de simulation. Cependant les principaux travaux réalisés sur ce réservoir sont :

- Le levé sismique en 1986;
- le forage et type de forage;
- la diagraphie;
- les tests aux puits.

A l'issue de ces travaux, des données d'analyses et mesures pétrophysiques, chimiques et géologiques ont été enregistrés. Leur dépouillement et compilation a permis leur utilisation pour la caractérisation et simulation géostatistique de ce réservoir.

3. 1. - LA METHODE SISMIQUE

La méthode géophysique la plus utilisée pour déterminer les structures du sous-sol est la méthode sismique. La mise en œuvre la plus répandue est celle de type couverture multiple en sismique de réflexion. Cette technique fournit une échographie du sous-sol à 2 ou 3 dimensions (2D ou 3D). Pour obtenir un calage en profondeur plus précis que celui obtenu à l'aide des données sismiques de surface, les géophysiciens utilisent des données de puits telles que, le carottage sismique et la diagraphie sonique. La sismique de puits est utilisée pour une meilleure connaissance du gisement en phase d'exploration, mais elle peut être également utilisée en phase d'exploitation en sismique répétitive pour l'étude du gisement au cours du temps (monitoring).

Au niveau du champ HBNS, le traitement des données sismiques par le groupe SONATRACH – ANADARKO, était basé sur les résultats de la sismique 2D réalisés au début de l'année 1990. Dès que la découverte du champ a été faite, une campagne sismique à 3D a eu lieu pour l'obtention de données de hautes qualités. Cette campagne sismique 3D a été réalisée durant le deuxième semestre de l'année 1996.

L'intégration des résultats de la 3D et des données aux puits a permis d'obtenir une image haute résolution de la structure du réservoir à construire, tant au niveau de la surface du réservoir elle-même que du système de failles associées (Fig. 12). Ces données sont importantes dans la compréhension de l'interconnexion du réservoir et/ou des compartiments. La surface du réservoir et le système de failles définissent la structure de base du modèle de simulation du réservoir.

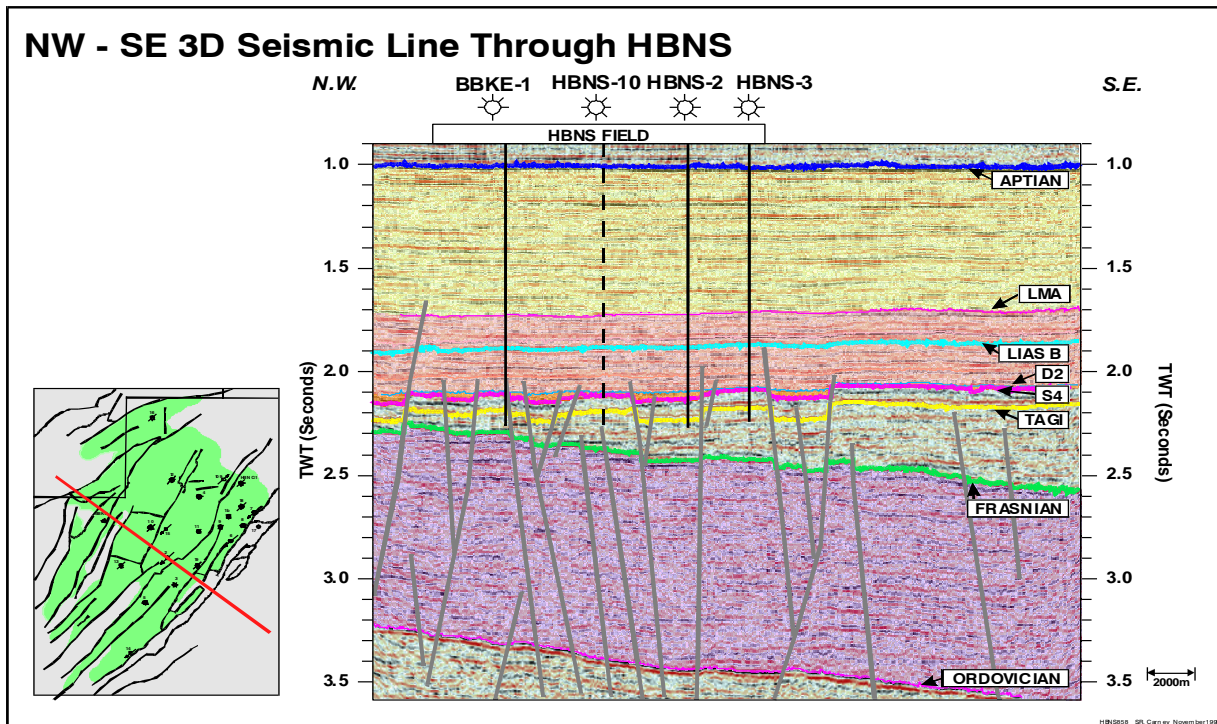


Fig. 12 – Coupe sismique à travers HBNS (Carney et al., 1999)

3. 2. - LE FORAGE

Une fois détectés par des travaux de surface (sismique, géologie,...), les réservoirs potentiels souterrains sont étudiés à l'aide de forages ou puits. Il faut en étudier les qualités qui conditionnent le rendement potentiel d'un réservoir pétrolier. Ces qualités sont principalement son volume, sa porosité Φ , ses taux de saturation en eau et huiles qui sont exprimés par les coefficients S_w and S_H et sa perméabilité K . Un forage est une cavité, approximativement tubulaire, ayant un diamètre nominal défini par l'outil de forage. En prospection pétrolière, il s'agit en général de forages carottants et/ou destructifs. Le forage est généralement rempli d'un fluide qui peut être de nature variable : boue à la bentonite, eau, mousse, boue à l'huile ou air. Il existe plusieurs types de forages qui sont : le forage de production d'huile, forage de l'injection de gaz, forage de l'injection de l'eau, forage d'injection de gaz et eau et forage d'observation.

Au niveau de HBNS jusqu'au 2007 au total 61 puits ont été effectués: 34 puits de production du pétrole, 22 puits injection l'eau, 3 puits injection de gaz, 2 puits injection de gaz-eau et 2 puits comme puits d'observation. La profondeur moyenne est de l'ordre de 3264 m. L'épaisseur du réservoir varie entre 24.07m à 33.69 m de moyenne 33.69m.

3. 3. - LES DIAGRAPHIES

Une diagraphie est un enregistrement continu des variations d'un paramètre physique en fonction de la profondeur. Les diagraphies sont enregistrées lors d'un arrêt ou en fin de forage, et les paramètres mesurés ne sont accessibles qu'avec un certain retard sur l'exécution du forage d'où le nom de diagraphies différées. Les outils, conçus dans ce but, sont descendus dans le trou de forage à l'extrémité d'un câble qui assure la liaison avec les instruments de surface commandant les opérations, et groupés soit dans un camion, soit dans une cabine fixe pour les forages en mer. Les paramètres mesurés et leurs variations sont interprétés fonction des propriétés physiques et/ou chimiques des formations géologiques et des fluides connus.

Il existe des relations étroites entre les paramètres physiques enregistrés et les paramètres géologiques. On peut définir un "faciès pétrophysique" qui est pour un niveau donné, la somme des caractéristiques vues par les diagraphies. Le "faciès pétrophysique" reste inchangé pour un même niveau au cours de plusieurs enregistrements successifs avec le même outil, dans le même trou. Il en résulte que la modification d'un paramètre géologique doit se répercuter sur un ou plusieurs paramètres physiques. De même, une variation de paramètre physique aura une signification géologique. Les diagraphies sont donc très utiles pour faire des corrélations de puits à puits et donnent des indications très précieuses sur les variations lithologiques.

Lors de l'exploration, dans le champ de HBNS les principaux paramètres pétrophysiques mesurés sont : La perméabilité (K), la porosité (Φ), la saturation en eau (S_w), la saturation en hydrocarbure (SH), Gamma Ray (GRCC), Sonic (DTCC), Densité (RHCC) et Neutron (TNPCC). Ces paramètres ont été mesurés chaque 0.15 m. Les résultats ont été enregistrés dans deux fichiers qui sont "pétrophysique data" et "log curve". La définition et l'utilisation de chacun de ces paramètres se trouvent en annexe 2.

3. 4. - LES TESTS AUX PUIITS

Les tests aux puits consistent à évaluer le comportement réel du réservoir en phase de production (pression, débit,...). Ils permettent de caractériser, de façon indirecte, la qualité du réservoir dans un domaine de taille hectométrique autour des puits.

Avant la mise en production du champ HBNS, un certain nombre d'essais de pré-production fut réalisés sur les puits. Ces tests incluent aussi bien des essais de remontée de pression pour évaluer la présence de failles et d'hétérogénéités dans les environs des puits, que

des essais d'interférences pour déterminer les connexions entre puits. Un des résultats les plus importants de ces essais a été la mise en évidence de la très bonne connexion observée dans la partie principale du champ (Peffer et al, 2003). Des réponses de pression entre puits ont été observées sur des distances allant de 7 à 10km. Ces données ont permis l'élaboration d'un plan de développement avec un haut degré de confiance dans lequel est inclus un scénario d'injection d'eau périphérique qui permet un maintien de niveau de pression fixé et efficace ainsi qu'un balayage du réservoir tout aussi efficace.



PARTIE II
ANALYSE DE DONNEES ET
GEOSTATISTIQUES

1. - METHODES STATISTIQUES UTILISEES ET RESULTATS OBTENUS SUR TAGI-HBNS

Le champ de Hassi Berkine Sud (HBNS) a été exploré en détail par l'association SONARACH-ANADARKO à l'aide de travaux de surface – géologiques et sismiques mais aussi à l'aide de soixante et un (61) puits réalisés durant les années 1986-1998 jusqu'à 2007 (Fig. 13). Ces puits totalisent 199104 mètres linéaires. Lors de l'exploration, les principaux paramètres pétrophysiques mesurés sont : La perméabilité (K), la porosité (Φ), la saturation en hydrocarbure (SH), la saturation en eau (S_w), Gamma Ray (GRCC), Sonic (DTCC), Densité (RHCC) et Neutron (TNPHCC). Ces paramètres sont généralement mesurés dans les forages sur toute l'épaisseur de la couche réservoir, sur des intervalles réguliers de 0.15m. Le nombre total de mesures est de 11763. Ces données ont fait l'objet d'analyses statistiques et géostatistiques.

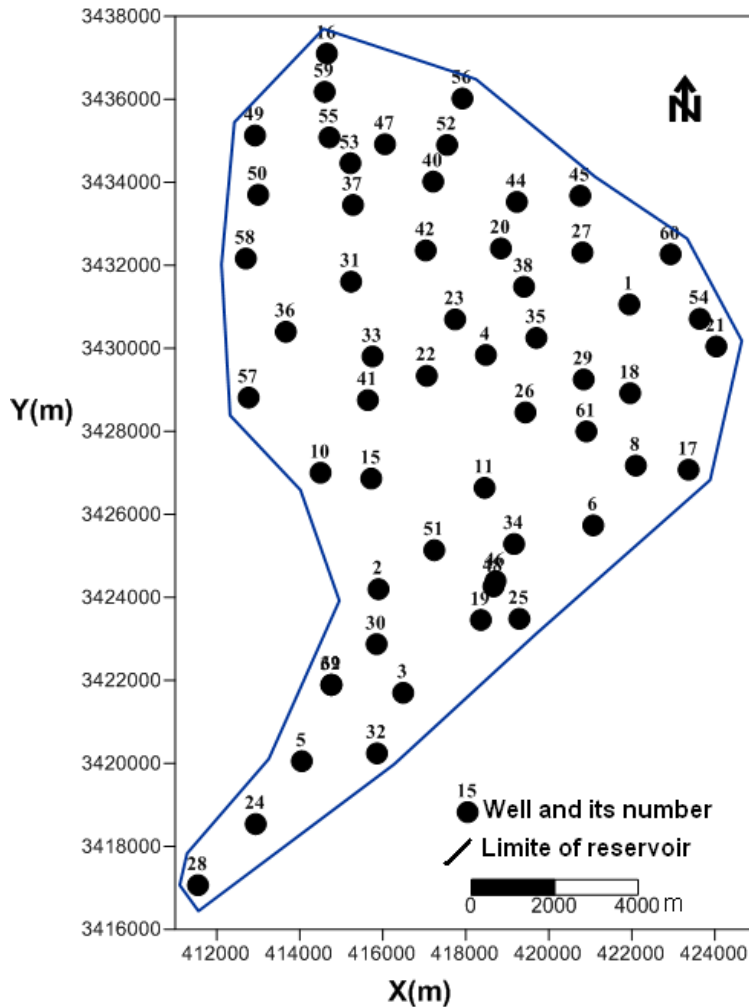


Fig. 13 - Plan d'implantation des puits

1. 1. – STATISTIQUES MONOVARIEES

1. 1. 1. - Statistiques monovariées des paramètres pétrophysiques dans toute la couche réservoir du TAGI-HBNS

Les statistiques des paramètres pétrophysiques sus cités ont été calculées pour l'ensemble des 11763 données mesurées (Tableau 2).

Tableau. 2 – Statistiques des paramètres pétrophysiques de diagraphies mesurés dans les 61 puits réalisés dans la couche réservoir du TAGI-HBNS (Souadnia, 2009)

Variables	Min	Max	Moyenne	Ecart-type	Variance	Coef. Variation
X (m)	411549	424035	-	-	-	-
Y (m)	3415389	3437102	-	-	-	-
K (md)	0,11	868,73	292,46	206,68	42716,62	70,67
Φ (%)	0,034	0,176	0,12	0,03	0,0009	25,00
Sw (%)	0,186	0,957	0,62	0,23	0,0529	37,10
Vclay(%)	0,143	0,570	0,29	0,10	0,010	34,48
SH (%)	0,043	0,814	0,38	0,23	0,0529	60,53
DTCC (API)	72,510	85,080	77,34	2,10	4,41	2,72
GRCC (API)	45,200	116,860	73,05	13,30	176,89	18,21
RHOCC (g/cm ³)	1,400	2,600	2,44	0,14	0,0196	5,74
TNPCC (%)	-1,00	0,570	0,27	0,19	0,0361	70,37
EpTAGI (m)	24,070	41,070	33,69	3,66	13,3956	10,86
Prof (m)	3181,790	3325,820	3263,99	29,24	854,9776	0,90

Prof (m) = (Profondeur du toit + Profondeur du mur)/2

Les histogrammes des paramètres pétrophysiques sur l'ensemble de données dans la couche réservoir ont été calculés et tracés (Annexe 3). La plupart des paramètres pétrophysiques montrent des lois de distributions non gaussiennes. Certaines méthodes d'analyses de données ne sont utilisées que pour des distributions gaussiennes. Dans ce cas, il a été nécessaire de procéder à la transformation des données en une loi gaussienne. Cette transformation est dite **anamorphose** (Fig. 14) et (annexe 7).

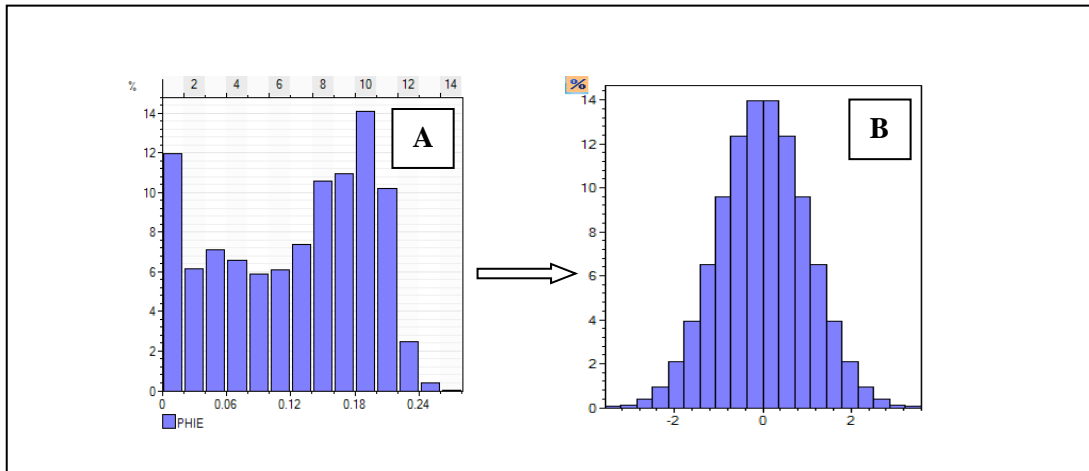


Fig. 14 - Transformation de la loi non gaussienne **A** en une loi gaussienne **B** - du paramètre Φ : exemple d'anamorphose.

1. 1. 2. - Statistiques monovariées des paramètres pétrophysiques dans les 08 sous couches du réservoir

Les statistiques élémentaires des paramètres pétrophysiques dans chacune des 08 sous couches ont été effectués (Tableau. 3). Les histogrammes et les graphes de probabilités de ces paramètres ont été tracés (Figs. 15, 16 et Annexe3). Il est à noter que :

- 1- Le coefficient de variation de SH est très fort dans les sous couches U3, U2 et M2 et relativement faible dans les autres sous couches (Tableau 3) ;
- 2- La porosité moyenne dans ces mêmes sous couches (U3, U2 et M2) est respectivement de 6.1%, 5.4% et 4.4%. Dans les autres sous couches (U1a, U1b, M1a, M1b, et M1c), Φ est supérieur à 11%

Ces deux remarques, permettent de confirmer géostatistiquement que les trois premières sous couches (U3, U2 et M2) sont essentiellement argileuses et les autres sous couches (U1a, U1b, M1a, M1b, et M1c) sont gréseuses.

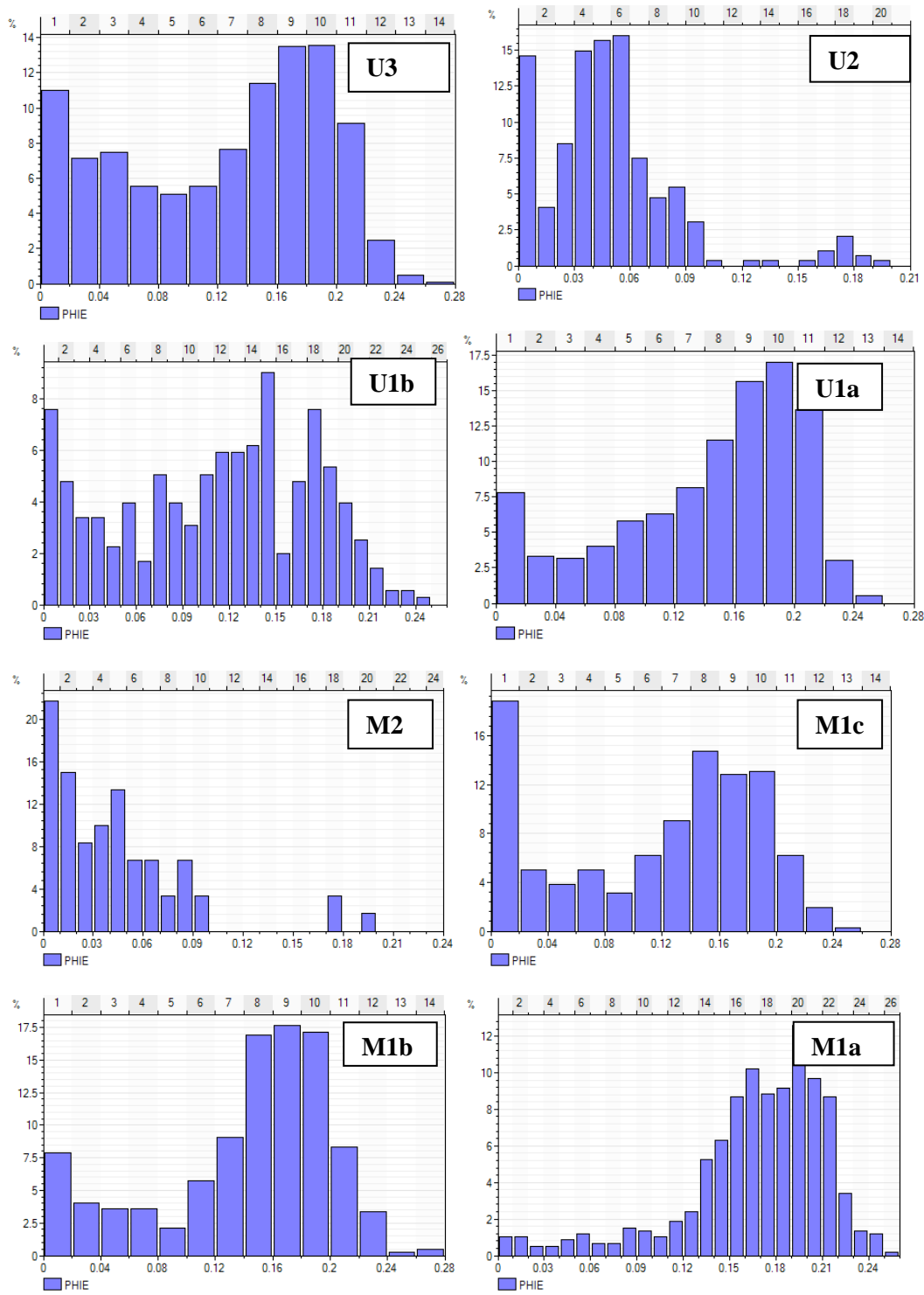


Fig. 15 – Histogrammes de Φ dans les 08 sous couches du réservoir TAGI-HBNS

- Les histogrammes des autres paramètres se trouvent en annexe3

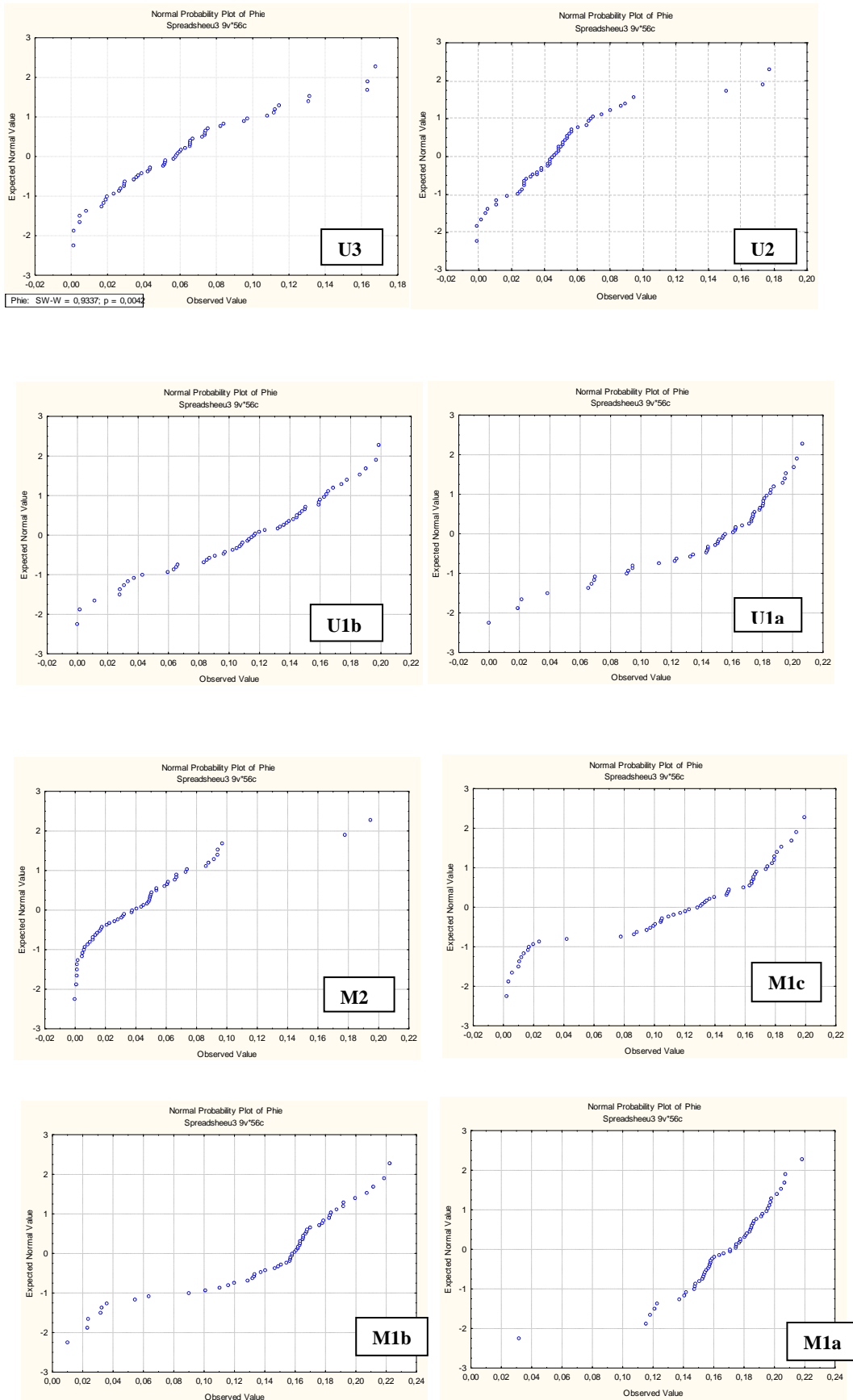


Fig. 16 – graphes de probabilités de Φ dans les 08 sous couches du réservoir TAGI-HBNS

Tableau. 3- Statistiques des paramètres pétrophysiques dans les 08 sous couches du réservoir

	H	K	Φ	SW	SH	VCLAY	DTCC	GRCC	RHOCC	TNPCC	Observat
U3											
Moy	5,033	26,650	0,061	0,805	0,195	0,512	82,776	108,620	2,528	0,238	Essentiell- ement Argileuse
E-type	1,676	85,058	0,041	0,227	0,227	0,187	5,097	19,248	0,067	0,049	
Cv	33,307	319,163	66,479	28,171	116,252	36,589	6,157	17,721	2,651	20,651	
Max	9,297	491,209	0,168	1,000	0,865	0,814	91,384	142,037	2,618	0,332	
Min	2,286	0,001	0,001	0,135	0,007	0,093	73,991	44,958	2,334	0,159	
U2											
Moy	1,125	8,778	0,050	0,890	0,110	0,571	83,462	120,118	2,547	0,250	Essentiell- ement Argileuse
E-type	0,842	37,331	0,036	0,191	0,191	0,172	4,546	17,342	0,082	0,046	
Cv	74,782	425,253	70,864	21,454	173,641	30,019	5,447	14,438	3,226	18,183	
Max	3,962	199,548	0,178	1,000	0,807	0,940	94,884	147,158	2,770	0,353	
Min	0,152	0,001	0,001	0,193	0,004	0,090	73,338	62,581	2,192	0,145	
U1b											
Moy	5,84	159,85	0,11	0,50	0,49	0,27	76,33	72,86	2,45	0,18	Gréseuse Réservoir
E-type	1,77	241,47	0,05	0,28	0,28	0,18	3,98	24,75	0,08	0,03	
Cv	30,27	151,06	45,95	56,19	57,34	68,72	5,21	33,97	3,28	20,40	
Max	11,28	1001,69	0,19	1,00	0,87	0,89	90,85	125,24	2,62	0,34	
Min	2,90	0,00	0,00	0,12	0,00	0,06	66,28	35,44	2,28	0,10	
U1a											
Moy	6,352	446,109	0,144	0,399	0,601	0,202	76,310	58,807	2,406	0,182	Gréseuse Réservoir
E-type	1,539	455,882	0,050	0,293	0,293	0,173	3,851	24,499	0,083	0,033	
Cv	24,228	102,191	35,051	73,563	48,826	85,511	5,046	41,660	3,461	18,306	
Max	10,516	2443,031	0,207	1,000	0,931	0,793	90,232	143,088	2,621	0,295	
Min	2,591	0,001	0,002	0,070	0,007	0,059	68,465	28,922	2,302	0,118	
M2											
Moy	1,704	14,487	0,044	0,888	0,112	0,561	79,536	104,338	2,586	0,238	Essentiell- ement Argileuse
E-type	1,129	62,933	0,040	0,183	0,183	0,184	5,451	22,043	0,075	0,052	
Cv	66,291	434,406	90,313	20,580	162,386	32,799	6,853	21,126	2,916	21,901	
Max	4,572	339,077	0,195	1,000	0,883	0,933	91,635	146,273	2,726	0,343	
Min	0,152	0,001	0,001	0,117	0,007	0,080	69,388	42,734	2,336	0,141	
M1c											
Moy	4,041	235,900	0,114	0,570	0,430	0,262	74,774	67,172	2,469	0,179	Gréseuse Réservoir
E-type	1,199	302,032	0,060	0,316	0,316	0,192	2,314	26,674	0,105	0,026	
Cv	29,676	128,034	52,763	55,427	73,532	73,225	3,095	39,710	4,238	14,371	
Max	7,010	1269,768	0,199	1,000	0,925	0,800	81,208	124,995	2,661	0,257	
Min	1,219	0,001	0,002	0,075	0,007	0,056	70,000	31,089	2,301	0,138	
M1b											
Moy	3,92	413,39	0,14	0,51	0,49	0,19	75,17	56,38	2,42	0,18	Gréseuse Réservoir
E-type	1,60	505,93	0,05	0,33	0,33	0,19	3,65	26,68	0,09	0,03	
Cv	40,682	122,388	36,522	63,635	67,136	96,997	4,849	47,320	3,781	16,337	
Max	7,925	2024,291	0,223	1,000	0,932	0,837	90,439	139,939	2,645	0,283	
Min	0,76	0,001	0,01	0,07	0,007	0,04	69,65	31,03	2,26	0,14	
M1a											
Moy	5,526	668,989	0,168	0,484	0,516	0,122	74,498	45,402	2,379	0,172	Gréseuse Réservoir
E-type	1,808	498,098	0,030	0,334	0,334	0,061	2,261	11,294	0,058	0,013	
Cv	32,714	74,455	17,993	69,067	64,831	50,263	3,035	24,877	2,456	7,757	
Max	9,754	1749,315	0,219	1,000	0,917	0,415	78,572	96,494	2,635	0,201	
Min	1,524	0,144	0,032	0,083	0,007	0,044	69,223	26,090	2,296	0,147	

1. 2. – ANALYSES MULTIVARIEES

La principale méthode d'analyses multivariées utilisées est l'analyse en composantes principales

1. 2. 1. - Méthodes d'analyse de données utilisées : Rappel sur l'Analyse en Composantes Principales - ACP

L'Analyse en Composantes Principales – ACP- est une méthode de traitement de données multivariées. Cette méthode elle est bien décrit par plusieurs auteurs (Lebart et al., 1979 ; Benzecrit et al., 1980). Cette méthode est souvent utilisée dans le domaine des sciences de la terre (Mezghache, 1989 ; Pushpa Sharma et al., 2012). C'est une méthode factorielle qui permet de construire de nouvelles variables indépendantes ou non sur le plan statistique. 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 la recherche des facteurs de charge ;
- Le tracé et l'interprétation des cercles de corrélations ;
- Et enfin la cartographie, éventuellement, des facteurs des individus.

1. 2. 2. – Analyse en Composantes Principales Normées – ACP – de l'ensemble des données des paramètres pétrophysiques de la couche réservoir

a. – Statistiques bivariées

La matrice de corrélations linéaires simples sur l'ensemble des mesures des paramètres pétrophysiques dans le réservoir TAGI -HBNS (Tableau 4) montre que:

- La perméabilité (K) est corrélée positivement avec Φ et SH. Elle est corrélée négativement avec Sw, Vclay, GRCC et RHOCC ;
- La porosité (Φ) est corrélée positivement à K et SH. Elle est corrélée négativement avec Sw, Vclay, DTCC, NEPHCC, GRCC et RHOCC;

- La saturation (S_w) est corrélée positivement à V_{clay} , $DTCC$, $NEPHCC$, $GRCC$ et $RHOCC$ est corrélée négativement avec K , Φ et SH
- Volume en argiles (V_{clay}) est corrélé positivement à $DTCC$, $TNEPHCC$, $RHOCC$ et $GRCC$ et corrélé négativement avec SH , k et Φ ;
- La saturation des hydrocarbures (SH) est corrélée positivement à Φ , K et corrélée négativement avec S_w , V_{clay} , $DTCC$, $NEPHCC$, $GRCC$ et $RHOCC$;
- Le Sonic ($DTCC$) est corrélé positivement à S_w , V_{clay} , $NEPHCC$, $RHOCC$ et $GRCC$ et corrélée négativement avec SH , k et Φ ;
- Gamma Ray ($GRCC$) est corrélé positivement à S_w , V_{clay} , $DTCC$, $RHOCC$ et $NEPHCC$. Elle est corrélé négativement avec SH , k et Φ ;
- La Densité de roches ($RHOCC$) est corrélée positivement à S_w , V_{clay} , $DTCC$, $NEPHCC$, $GRCC$. Elle est corrélée négativement avec SH , k et Φ ;

Tableau. 4 - Matrice de corrélations linéaires simples effectuées sur l'ensemble des 11763 données (Souadnia, 2009).

	K	Φ	SW	SH	VCLAY	DTCC	GRCC	RHOCC	TNPCC
K	1,00								
Φ	0,50*	1,00							
SW	-0,33*	-0,76*	1,00						
SH	0,33*	0,76*	-1,00	1,00					
VCLAY	-0,39*	-0,89*	0,72*	-0,72*	1,00				
DTCC	-0,11	-0,40*	0,37*	-0,37*	0,68*	1,00			
GRCC	-0,38*	-0,82*	0,65*	-0,65*	0,89*	0,68*	1,00		
RHOCC	-0,49*	-0,93*	0,74*	-0,74*	0,79*	0,27*	0,74*	1,00	
TNPCC	-0,21	-0,54*	0,50*	-0,50*	0,82*	0,86*	0,74*	0,43*	1,00

* - Coefficient de corrélation significatif

b. – Analyse en Composantes Principales Normée – ACP –

A partir de la matrice de corrélations linéaires simple (Tableau 4), les facteurs de charge ont été calculés (Tableau 5). Ce tableau montre que 91% de l'information est donnée par les trois premiers facteurs : 66.52% de l'information est donné par le facteur de charge F1, 15% par le facteur F2 et 9% par le facteur F3.

Tableau. 5 - Facteurs de charge de l'ACP (Souadnia, 2009)

Variance	F1 (66,52%)	F2 (15,24%)	F3 (9,06%)
K	-0,48	0,41	0,71
Φ	-0,92	0,24	0,06
SWE	0,85	-0,26	0,38
SH	-0,85	0,26	-0,38
VCLAY	0,96	0,14	-0,05
DTCC	0,64	0,71	-0,07
GRCC	0,91	0,17	-0,10
RHOCC	0,86	-0,37	-0,02
TNPHCC	0,76	0,57	-0,06

Les cercles de corrélations-représentation graphique des relations facteurs de charges/paramètres pétrophysiques ont permis de déterminer deux principales associations ACP (Fig. 17) :

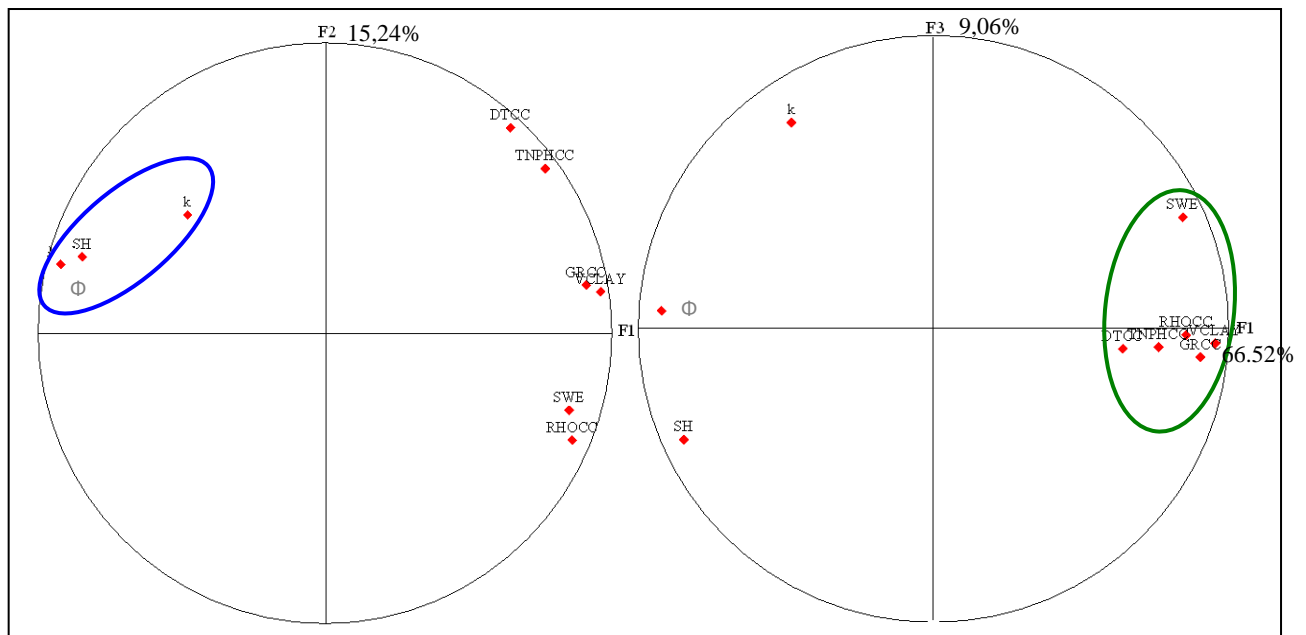


Fig. 17 - Cercles de corrélation de l'ACP de l'ensemble des données (11763) des paramètres pétrophysiques de toute la couche réservoir

- La première association est formée par (Vclay, DTCC, GRCC, NEPHCC, Sw et RHOCC), elle est corrélée positivement à F1 ;

- La deuxième association constituée par Φ , K et SH, elle est corrélée négativement à F1 et positivement à F2 ;

1. 2. 3. – Analyse en Composantes Principales Normée – ACP – des valeurs moyennes des paramètres pétrophysiques de toute la couche réservoir

a. – Statistiques bivariées

La matrice de corrélations linéaires simples (Tableau 6) des valeurs moyennes dans les puits calculée pour les paramètres pétrophysiques montre les mêmes corrélations que dans l'ACP précédente :

- La perméabilité (K) est corrélée positivement avec Φ , SH, EpTAGI et corrélée négativement avec Sw, Vclay, Vsh, GRCC, RHOCC ;
- La porosité (Φ) est corrélée positivement à K et SH. Elle est corrélée négativement avec Sw, Vclay, Vsh, DTCC, NEPHCC, GRCC et RHOCC;
- La saturation (Sw) est corrélée positivement à Vclay, Vsh, RHOCC et Prf et corrélé négativement à K, Φ et SH;
- Le volume en argiles pures (Vclay) est corrélé positivement à Sw, Vsh, DTCC, NEPHCC et GRCC et RHOCC et corrélé négativement à K, Φ et SH;
- Le volume en argiles siliceuses (Vsh) est corrélé positivement à Sw, Vclay, DTCC, NEPHCC et GRCC et RHOCC et corrélé négativement à K, Φ et SH;
- Le Sonic (DTCC) est corrélé positivement à Vclay, Vsh, NEPHCC et GRCC. Il est corrélé négativement à Φ ;
- Le Neutron (NEPHCC) est corrélé positivement à Vclay, Vsh, DTCC et GRCC et corrélé négativement à Φ ;
- Gamma Ray (GRCC) est corrélé positivement à Vclay, Vsh, DTCC, NEPHCC et RHOCC et corrélé négativement à K et Φ ;
- Le Densité de roches (RHOCC) est corrélé positivement à Prf, Sw, Vclay, Vsh, et corrélé négativement avec K, Φ et SH;
- La profondeur moyenne est corrélée positivement avec Sw, RHOCC et corrélée négativement avec SH et K;
- L'épaisseur du réservoir est corrélée positivement à K;

- La saturation des hydrocarbures (SH) est corrélée positivement à Φ , K et corrélée négativement avec Vclay, Vsh, Prf et RHOCC;

Tableau. 6 - Matrice de corrélations simples des valeurs moyennes dans les 61 puits

	Prf	K	Φ	Sw	Vclay	Vsh	DTCC	TNPCC	GRCC	RHOCC	EpTAGI	SH
Prf	1											
K	-0,31*	1										
Φ	-0,11	0,71*	1									
Sw	0,38*	-0,38*	-0,64*	1								
Vclay	0,03	-0,57*	-0,91*	0,56*	1							
Vsh	0,06	-0,54*	-0,90*	0,55*	0,99*	1						
DTCC	-0,08	-0,08	-0,26*	0,07	0,48*	0,46*	1					
TNPCC	-0,11	-0,19	-0,27*	0,03	0,35*	0,31*	0,38*	1				
GRCC	0,1	-0,44*	-0,56*	0,23	0,6*	0,61*	0,67*	0,26*	1			
RHOCC	0,28*	-0,42*	-0,43*	0,31*	0,25*	0,27*	0,11	0,12	0,27*	1		
EpTAGI	0	0,33*	0,18	0,12	-0,08	-0,06	0,11	-0,02	-0,13	-0,23	1	
SH	-0,38*	0,38*	0,64*	-1	-0,56*	-0,55*	-0,07	-0,03	-0,23	-0,31*	-0,12	1

- * - Coefficient de corrélation significatif

b. - Analyse en Composantes Principales Normée – ACP –

A partir de la matrice de corrélation, les facteurs de charge ont été calculés (Tableau 7).

Tableau. 7 - Facteurs de charge (Souadnia, 2009)

	F1 (43,18%)	F2 (16,12%)	F3 (11,89%)	F4 (8,08%)
Prf	0,26	0,59	-0,13	-0,6
K	-0,71	-0,11	0,46	-0,04
F	-0,94	-0,01	0,08	-0,25
Sw	0,73	0,54	0,32	0,06
Vclay	0,92	-0,21	0,11	0,23
Vsh	0,91	-0,19	0,11	0,2
DTCC	0,45	-0,64	0,26	-0,42
TNPCC	0,34	-0,51	0,02	-0,1
GRCC	0,68	-0,43	-0,06	-0,32
RHOCC	0,48	0,2	-0,43	-0,35
EpTAGI	-0,12	0,08	0,84	-0,22
SH	-0,73	-0,54	-0,32	-0,06

Il en ressort que 43.18% de l'information est représentée par le facteur F1, 16.12% par le facteur F2, 11.89% par le facteur F3 et 8.08% par le facteur F4.

L'ACP sur les valeurs moyennes a été effectué par Souadnia (2009) (Fig. 18).

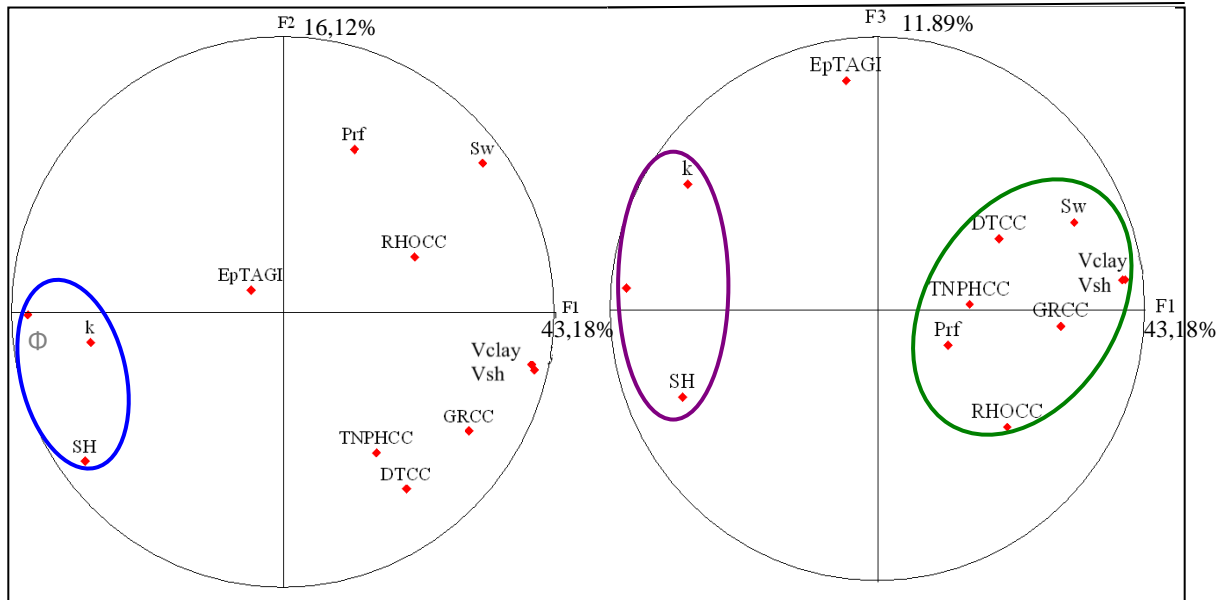


Fig. 18 - Cercles de corrélation de l'ACP des valeurs moyennes des paramètres pétrophysiques du réservoir TAGI calculés sur les 61 puits (Souadnia, 2009)

Comme pour l'ACP précédente les cercles de corrélation (Fig. 18) montrent la présence de deux (02) associations :

- La première association formée par (Vclay, Vsh, DTCC, GRCC, NEPHCC, SW, RHOCC et Prf) est corrélée positivement à F1;
- La deuxième association constituée par Φ , k et SH est corrélée négativement à F1 et à F2;

1. 2. 4. – Analyse en Composantes Principales – ACP –des données pétrophysiques de chacune des 08 sous couches du réservoir

a. – Statistiques bivariées

Les matrices de corrélations linéaires simples des paramètres pétrophysiques ont été calculées dans chacune des sous couches (Tableau 8 et annexe4). Les corrélations entre les différents paramètres sont pratiquement les mêmes que dans toute la couches réservoir :

A titre d'exemple, sont donnés les résultats obtenus dans la sous couches U1b (Tableau 8).

La matrice de corrélations linéaires simples montre que :

- La perméabilité (K) est corrélée positivement avec Φ et SH. Elle est corrélée négativement avec Sw, Vclay, TNPHCC et GRCC ;
- La porosité (Φ) est corrélée positivement à K et SH. Elle est corrélée négativement avec Sw, Vclay, DTCC, NEPHCC, GRCC et RHOCC;
- La saturation (Sw) est corrélée positivement à Vclay, DTCC, NEPHCC, GRCC et RHOCC et RHOCC et corrélée négativement avec K, Φ et SH
- La saturation des hydrocarbures (SH) est corrélée positivement à Φ , K et corrélée négativement avec Vclay, DTCC, NEPHCC, Sw, GRCC et RHOCC;
- Volume en argiles (Vclay) est corrélé positivement à DTCC, TNEPHCC, RHOCC et GRCC et corrélé négativement avec SH, k et Φ ;
- Le Sonic (DTCC) est corrélé positivement à Sw, Vclay, NEPHCC, RHOCC et GRCC et corrélée négativement avec SH, k et Φ ;
- Le Neutron (NEPHCC) est corrélé positivement à Sw, Vclay, DTCC et RHOCC. Elle est corrélé négativement avec SH, k et Φ ;
- Gamma Ray (GRCC) est corrélé positivement à Sw, Vclay, DTCC RHOCC et NEPHCC. Elle est corrélé négativement avec SH, k et Φ ;
- La densité de roches (RHOCC) est corrélée positivement à Sw, Vclay, DTCC, NEPHCC, GRCC. Elle est corrélée négativement avec SH, k et Φ .

Tableau. 8 - Matrice de corrélations linéaires simples calculée sur les paramètres pétrophysiques dans la sous couche U1b.

	H	K	Φ	Sw	SH	VCLAY	DTCC	TNPHCC	GRCC	RHOCC
H	1									
K	0,24	1								
Φ	0,24	0,68*	1							
Sw	-0,19	-0,52*	-0,89*	1						
SH	0,19	0,52*	0,89*	-1,00	1					
VCLAY	-0,16	-0,50*	-0,92*	0,87*	-0,87*	1				
DTCC	-0,01	-0,16	-0,55*	0,63*	-0,63*	0,79*	1			
TNPHCC	-0,16	-0,53*	-0,84*	0,83*	-0,83*	0,88*	0,74*	1		
GRCC	-0,12	-0,63*	-0,80*	0,74*	-0,74*	0,61*	0,21	0,67*	1	
RHOCC	-0,09	-0,26	-0,62*	0,68*	-0,68*	0,84*	0,94*	0,76*	0,23	1

* - Coefficient de corrélation significatif

b. – Analyse en Composantes Principales – ACP –

A partir de la matrice de corrélations linéaires simple (Tableau 8), les facteurs de charges ont été calculés (Tableau 9).

Tableau. 9 - Facteurs de charge dans la sous couche U1b.

	F1 66%	F2 14,8%	F3 9%	F4 5,3%
H	-0,30	-0,45	0,83	0,05
K	-0,64	-0,48	-0,14	-0,56
PHIE	-0,95	-0,13	-0,11	-0,02
SWE	0,95	0,01	0,08	-0,22
SH	-0,95	-0,01	-0,08	0,22
VCLAY	0,94	-0,22	0,00	0,03
DTCC	0,70	-0,66	-0,14	0,07
GRCC	0,92	-0,15	0,04	0,06
RHOCC	0,75	0,44	0,37	-0,17
TNPHCC	0,75	-0,59	-0,20	0,15

Il en ressort que 66% de l'information est représentée par le facteur F1, 14.8% est représentée par F2, 9% par F3 et 5.3% représentée par F4.

L'ACP des données des paramètres pétrophysiques de chacune des 08 sous couches a été effectué (Fig. 19, annexe5). Deux principales associations, ont été déterminées. La première association formée par les paramètres Vclay, SW, DTCC, GRCC et NEPHCC est corrélée positivement à F1. Cette dernière s'oppose à la deuxième et elle représente, en générale, le faciès argileux imperméable et donc défavorable à l'accumulation des hydrocarbures. La deuxième association est constituée par les paramètres Φ , K et SH. Ces paramètres sont corrélés positivement entre eux. Elle est corrélée négativement à F1 – Cette association représente le faciès favorable à l'accumulation des hydrocarbures donc gréseux.

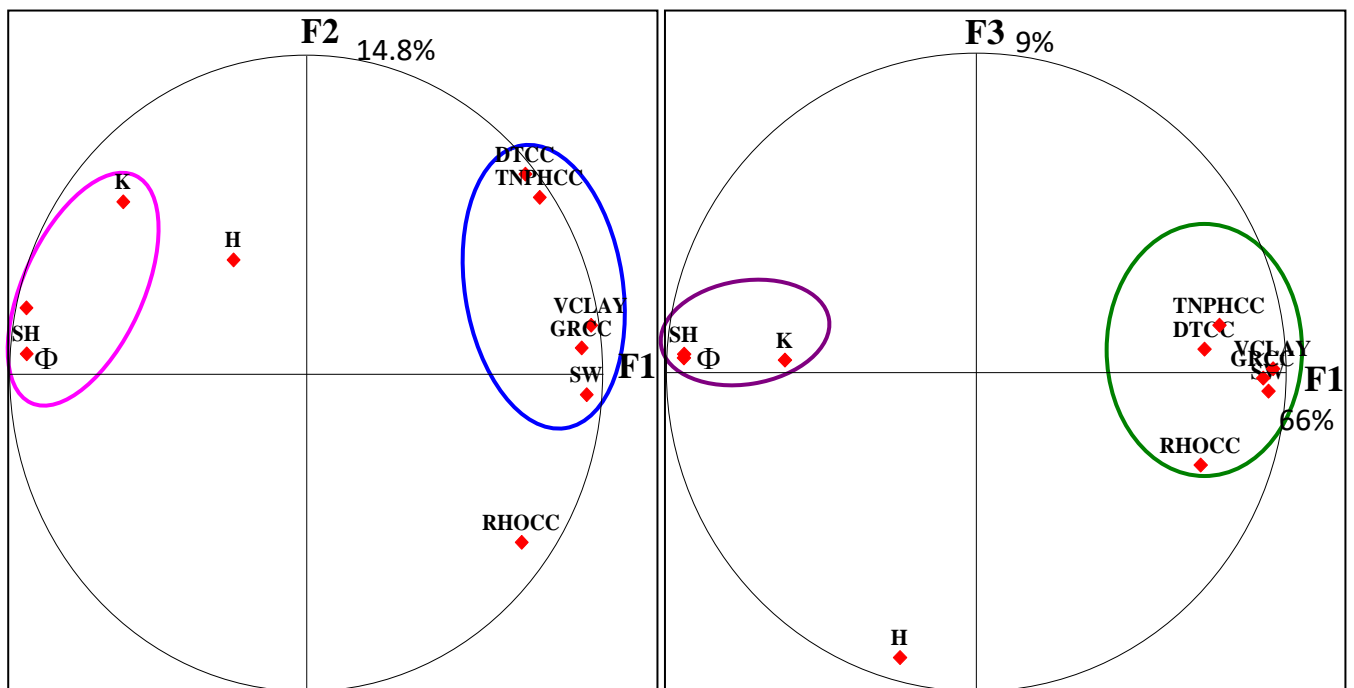


Fig. 19 - Cercles de corrélation de l'ACP des paramètres pétrophysiques du réservoir TAGI effectués sur la sous couche U1b

Remarque : Les résultats des trois ACP précédentes donnent pratiquement les mêmes associations :

- Association 1 : Vclay, SW, DTCC, GRCC, NEPHCC et RHOCC
- Association 2 : Φ , K et SH

2. – MODELISATION GEOSTATISTIQUE DE FACTEUR SCORES F1 ET SH DANS LES PRINCIPALES SOUS COUCHES DU TAGI-HBNS

2. 1. – RAPPEL SUR LES METHODES DE MODELISATIONS GEOSTATISTIQUES

L'origine de la géostatistique est à chercher dans les travaux de Daniel Krige dans les mines d'or du Witwatersrand en Afrique du Sud. La théorie fut formulée durant les années 50 par George Matheron qui introduisit le "variogramme"- outil permettant la quantification de la continuité spatiale des variables régionalisées (V.R) Matheron (1965, 1970). La variable régionalisée souligne les deux aspects:

- un aspect aléatoire, qui explique les irrégularités locales`
- et un aspect structuré, qui reflète les tendances du phénomène à grande échelle.

La géostatistique étudie des phénomènes naturelles répartie dans l'espace (phénomènes régionalisés) et/ou dans le temps. Si la variable régionalisée $Z(x_i)$ est considérée comme valeur unique, dans ce cas, la géostatistique étudiera la corrélation spatiale de la V.R. $Z(x)$ et la structure de cette variable dans l'espace, cette géostatistique est dite : Géostatistique transitive. Cette géostatistique représente le modèle primaire (Chauvet, 1999). Si $Z(x_i)$ est une variable aléatoire c.à.d. plusieurs réalisations sont possibles: $Z(x_i)$ serait une réalisation particulière de $Z(x)$. L'ensemble des V.A. formerait la fonction aléatoire (F.A.) $Z(X)$. La géostatistique des F.A. est dite Géostatistique intrinsèque ou modèle topo-probabiliste (Chauvet, 1999).

2. 1. 1. – Variographie

En géostatistique, la structure mathématique de la variabilité spatiale est quantifiée à l'aide du variogramme $\gamma(h)$ qui est défini à partir de la variance des incréments $Z(x+h)-Z(x)$, où h est le vecteur reliant les deux points (x) et $(x+h)$. Sous l'hypothèse que les incréments sont stationnaires, c'est-à-dire que la variance des incréments est invariante pour toute translation du vecteur h ,

on a :

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

En général, le variogramme $\gamma(x, h)$, est une fonction à la fois du point x et du vecteur h mais l'estimation de ce variogramme nécessite plusieurs réalisations. Cependant trop souvent dans la pratique, nous ne disposons que d'une seule réalisation - soit le couple $[z(x), z(x+h)]$ de

mesure effectuées aux points x et $x+h$ - d'où l'introduction de l'hypothèse intrinsèque: "le variogramme ne dépend que du vecteur h en module et en direction et non du point x ". En admettant cette hypothèse, le variogramme sera estimé par la formule :

$$2\gamma(h, \theta) = \frac{1}{N(h, \theta)} \sum_{i=1}^{N(h, \theta)} [z_i(x) - z_i(x+h)]^2$$

Où $N(h, \theta)$ est le nombre de couples $[z(x), z(x+h)]$, séparé par une distance h suivant une direction θ . Les résultats obtenus peuvent être représentés sous forme graphique (Fig. 20).

Une fois le variogramme expérimental calculé, il faut alors déterminer un modèle mathématique qui lui correspond et qui doit être opérationnel et simple à l'emploi: C'est l'ajustement du variogramme expérimental. Les schémas théoriques d'usage courant sont classés en schémas à palier, schémas sans palier et schémas à effet de trous (Journel & Huigbrets, 1978).

Le variogramme est l'outil de base pour l'interprétation structurale du phénomène, l'estimation et la simulation géostatistique.

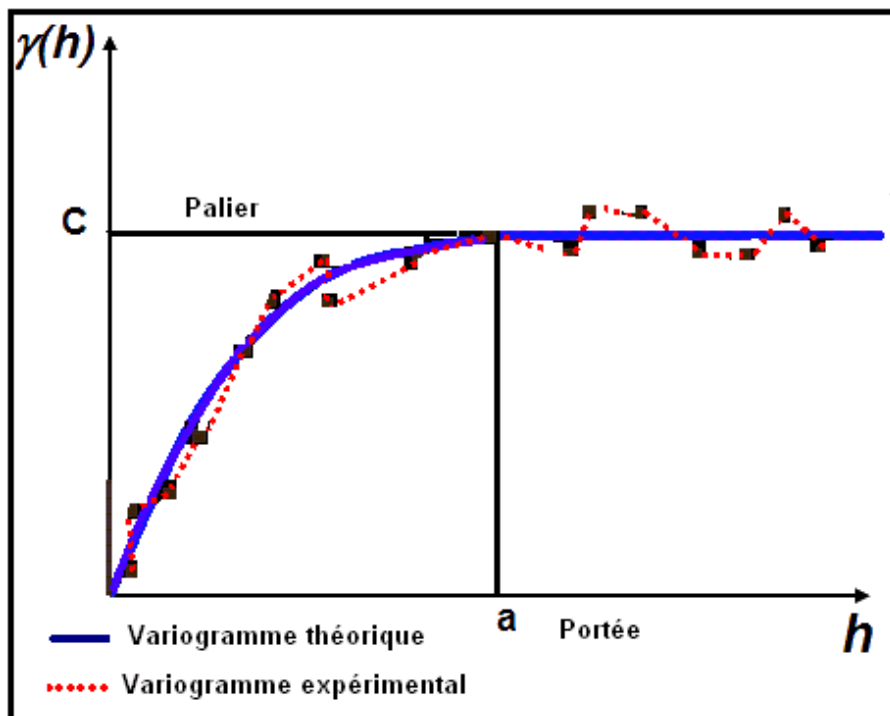


Fig. 20 - Représentation graphique du variogramme

2. 1. 2. – 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 ordinaire – c'est-à-dire à moyenne connue et $\sum \lambda_i = 1$ condition de non biais.

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

Où :

μ : Paramètre de Lagrange ; λ_i : Pondérateurs de krigeage ordinaire

La variance de krigeage ordinaire est donnée par:

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

Cette variance est minimale.

2. 1. 3. – Simulation – SSG

La simulation a pour but de générer par des algorithmes adéquats des réalisations multiples de la fonction aléatoire $Z(x)$. Par construction, ces réalisations sont toutes équiprobables et possèdent les mêmes caractéristiques statistiques et spatiales que la réalité $z(x)$. Deux principaux types de simulations géostatistiques: gaussiennes et non-gaussiennes - Dans notre travail, la simulation a été faite à l'aide d'une méthode gaussienne : la méthode simulation séquentielle gaussienne – SSG. Elle est appliquée sur des observations qui suivent une loi gaussienne. Si la distribution n'est pas gaussienne, alors une transformation de la variable en une variable gaussienne Y est nécessaire. Il s'agit d'une anamorphose $Y = F(Z)$ (Annexe 6).

Le gisement simulé présente l'avantage d'être connu en tous les points et non pas seulement aux seuls points d'implantation des sondages expérimentaux.

L'algorithme de simulation séquentielle peut se résumer comme suit.

Les étapes de cette méthode de simulation sont

- 1 - Choisir une maille - un nœud de la grille- et définir une sphère de recherche dans le cas de phénomène isotrope ou une ellipsoïde de recherche dans le cas d'anisotropie;
- 2 - Kriger la valeur à ce point $Z_0(x)$;
- 3- A partir de l'estimation par krigeage et de la variance d'estimation à un nœud, construire une loi gaussienne;
- 4 - Tirer aléatoirement, dans la fonction de distribution calculée à l'étape précédente, une valeur de la variable et l'affecter au noeud simulé; cette valeur s'ajoute à l'ensemble des données disponibles pour simuler les noeuds suivants.
- 5 - Ajouter la valeur simulée à la liste des valeurs disponibles
- 6 - Répéter ce processus à partir d'un autre chemin aléatoire pour générer une autre réalisation.

2. 2. – MODELISATIONS GEOSTATISTIQUES DES FACTEURS SCORES F1

Rappelons que les ACP des sous couches ont montré que les associations des paramètres Φ , k et SH représentant le faciès favorables à l'accumulation des hydrocarbures sont corrélés négativement, au facteur de charges $F1$, pour chacune des sous couches. Ainsi la modélisation des paramètres Φ , SH , K peut être substituée par l'estimation et la simulation de la seule variable $F1$.

2. 2. 1. – Variographie

Le variogramme de surface a été calculé dans le plan horizontal (Fig. 21). Il montre une anisotropie géométrique dont le grand axe a une direction de $70^\circ N$. 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.

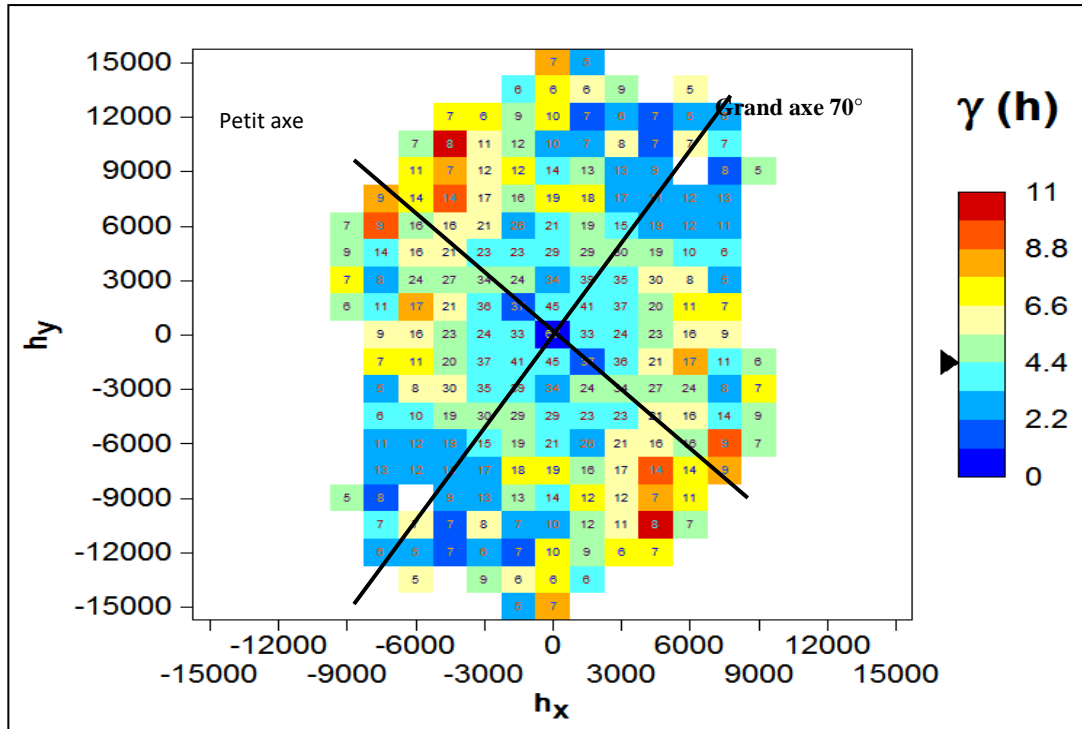


Fig. 21 - Variogramme de surface du facteur score F1

Les variogrammes expérimentaux directionnels ont été calculés à l'aide du logiciel "Petrel2007" dans les deux directions d'anisotropie 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 (Fig. 22 ; Tableau 10).

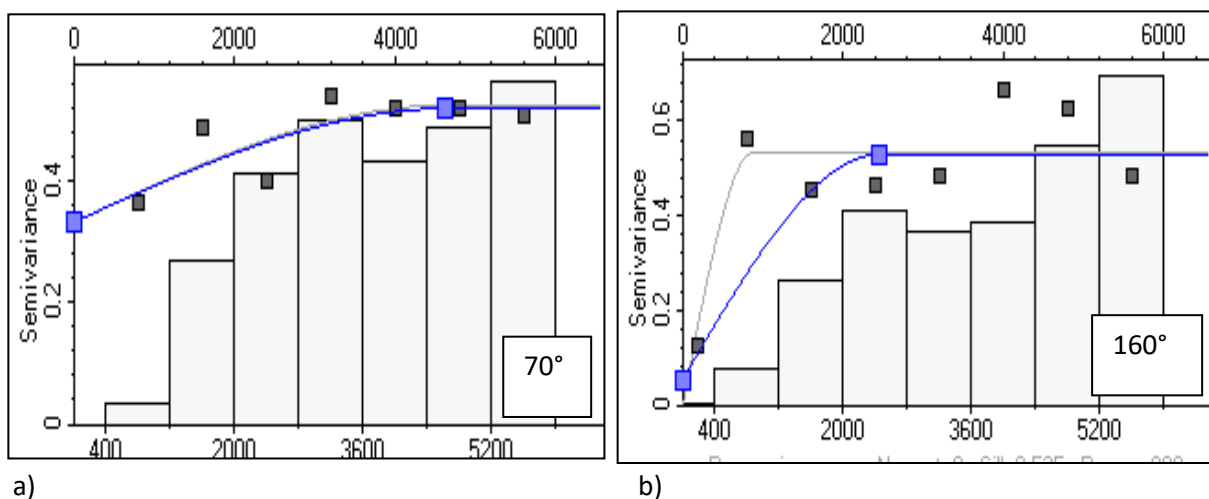


Fig. 22 - Graphes des variogrammes expérimentaux directionnels du F1 et leurs ajustements :
 a)- direction 70° - b)- direction 160°

Tableau. 10 - Variogrammes directionnels de F1 et leurs ajustements

Direction	Model	C0	C	a(m)
70°	Sphérique	0,37	0,56	4480
160°	Sphérique	0,05	0,51	2450

2. 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. 23) 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.

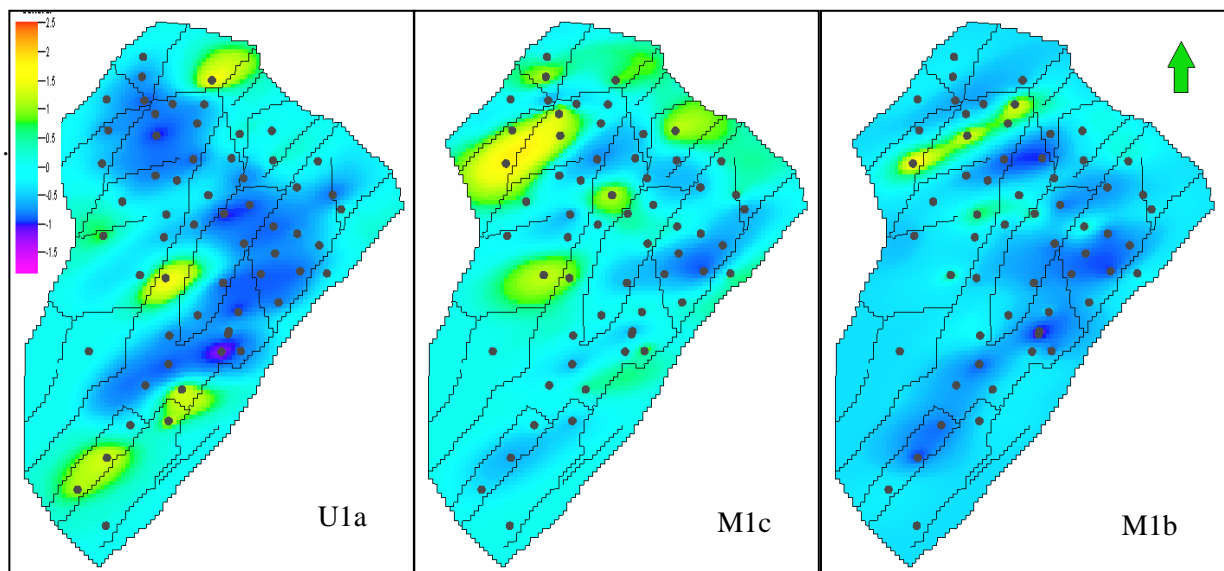
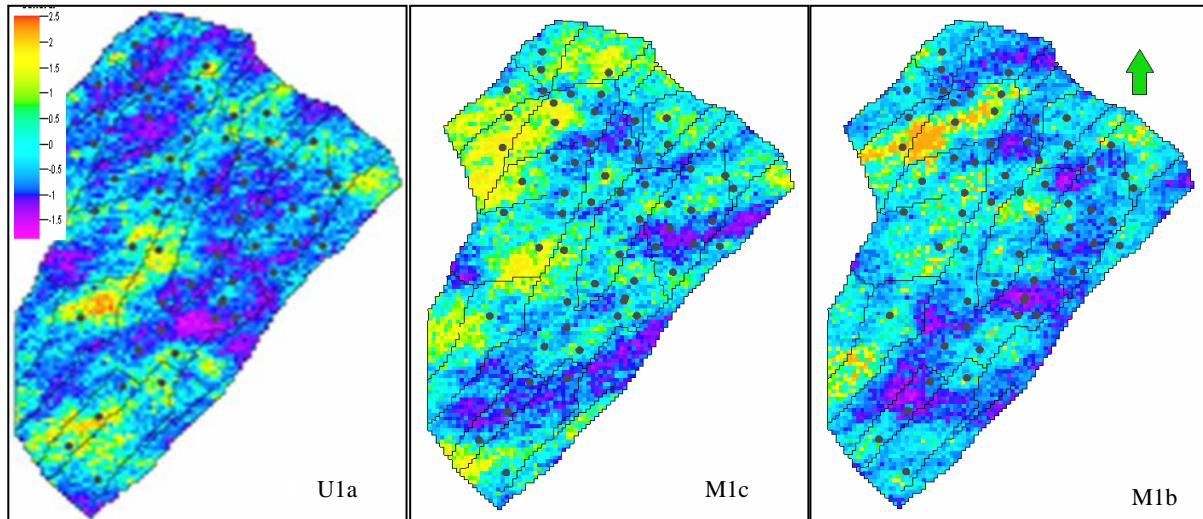


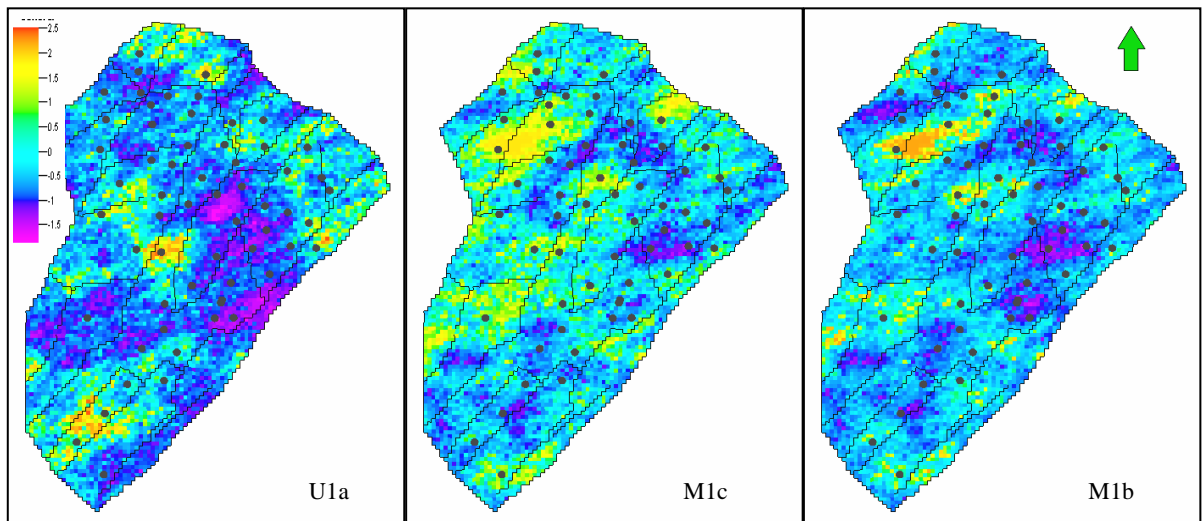
Fig. 23 - Cartes des modélisations géostatistiques par krigeage ordinaire de F1 dans les sous couches réservoirs U1a, M1c et M1b

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

La modélisation par la méthode SSG du facies petrophysique F1 (Fig.24) a permis d'obtenir plusieurs variantes pour chaque sous couche. Deux variantes sont présentées dans la figure 24: Comme pour le krigeage ordinaire, les cartes simulées montrent que ce sont les mêmes secteurs qui sont les plus riches en hydrocarbures.



Variante1



Variante2

Fig. 24 - Cartes des modélisations géostatistiques par SSG de F1 dans les sous couches réservoir U1a, M1c et M1b

2. 2. 3. - Modélisations géostatistiques 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.

2. 2. 4. - 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. 25) - les zones saturées en SH correspondent aux zones du faciès favorables à l'accumulation d'hydrocarbures localisées à l'aide des modélisations géostatistiques du facteur score F1.

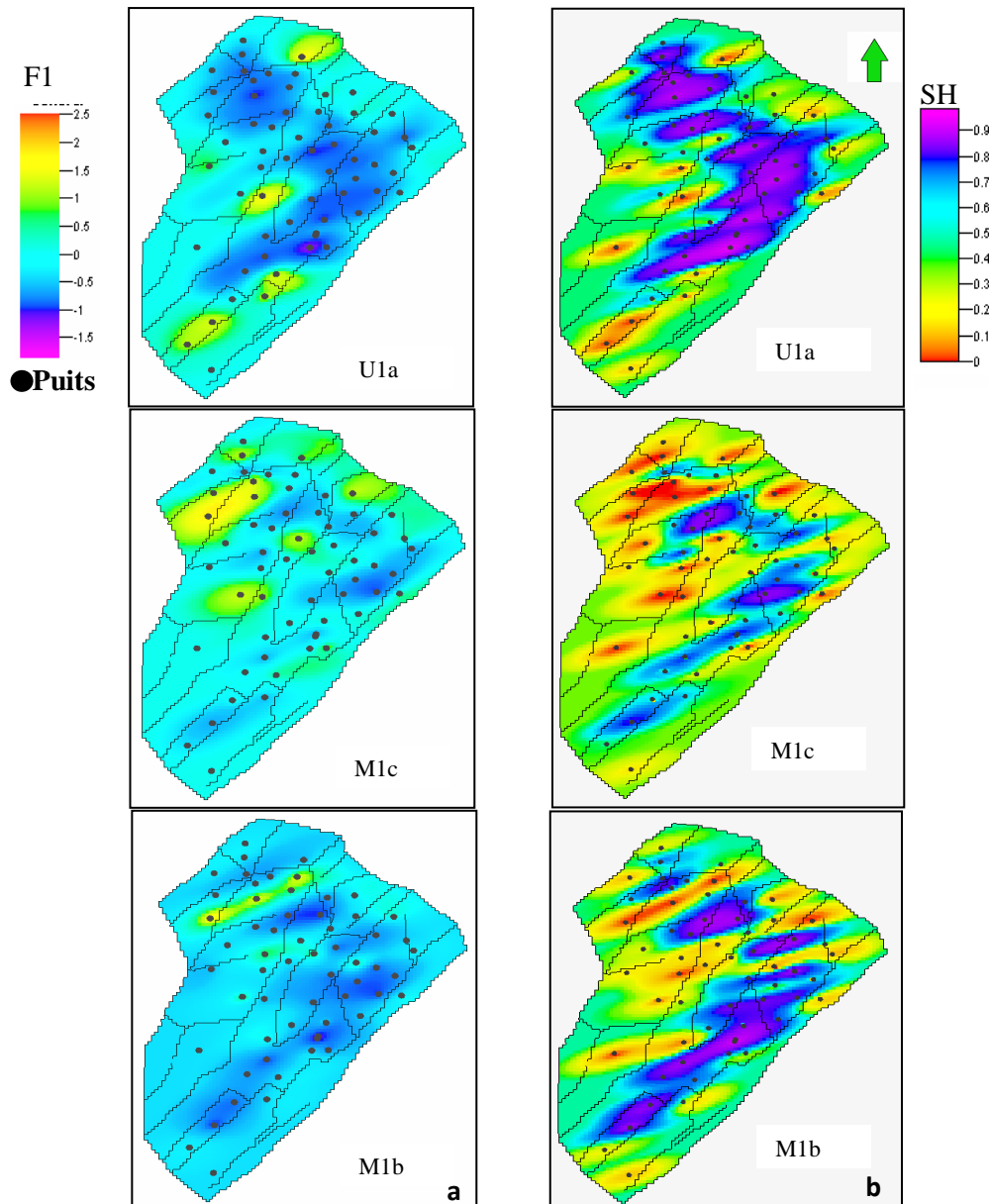


Fig. 25 - Comparaison des modélisations géostatistiques par krigeage ordinaire dans les sous couches réservoir U1a, M1c et M1b: a)- cartes de F1 et b)- cartes de SH

2. 2. 5 - 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. 26, 27)

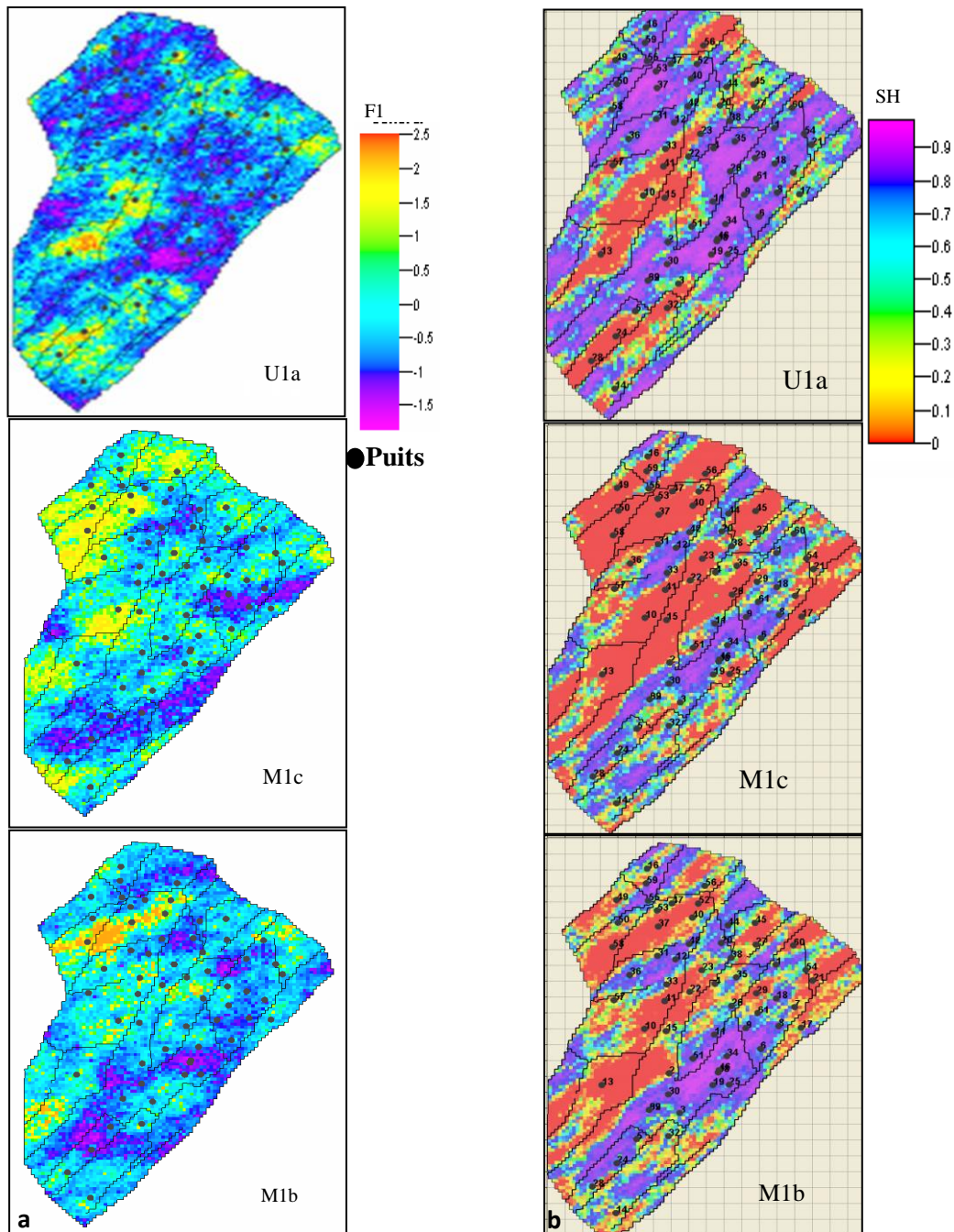


Fig. 26 - Variante1 : Comparaison des modélisations géostatistiques par SSG dans les sous couches réservoirs U1a, M1c et M1b: a)- Cartes de F1 et b)- Cartes de SH

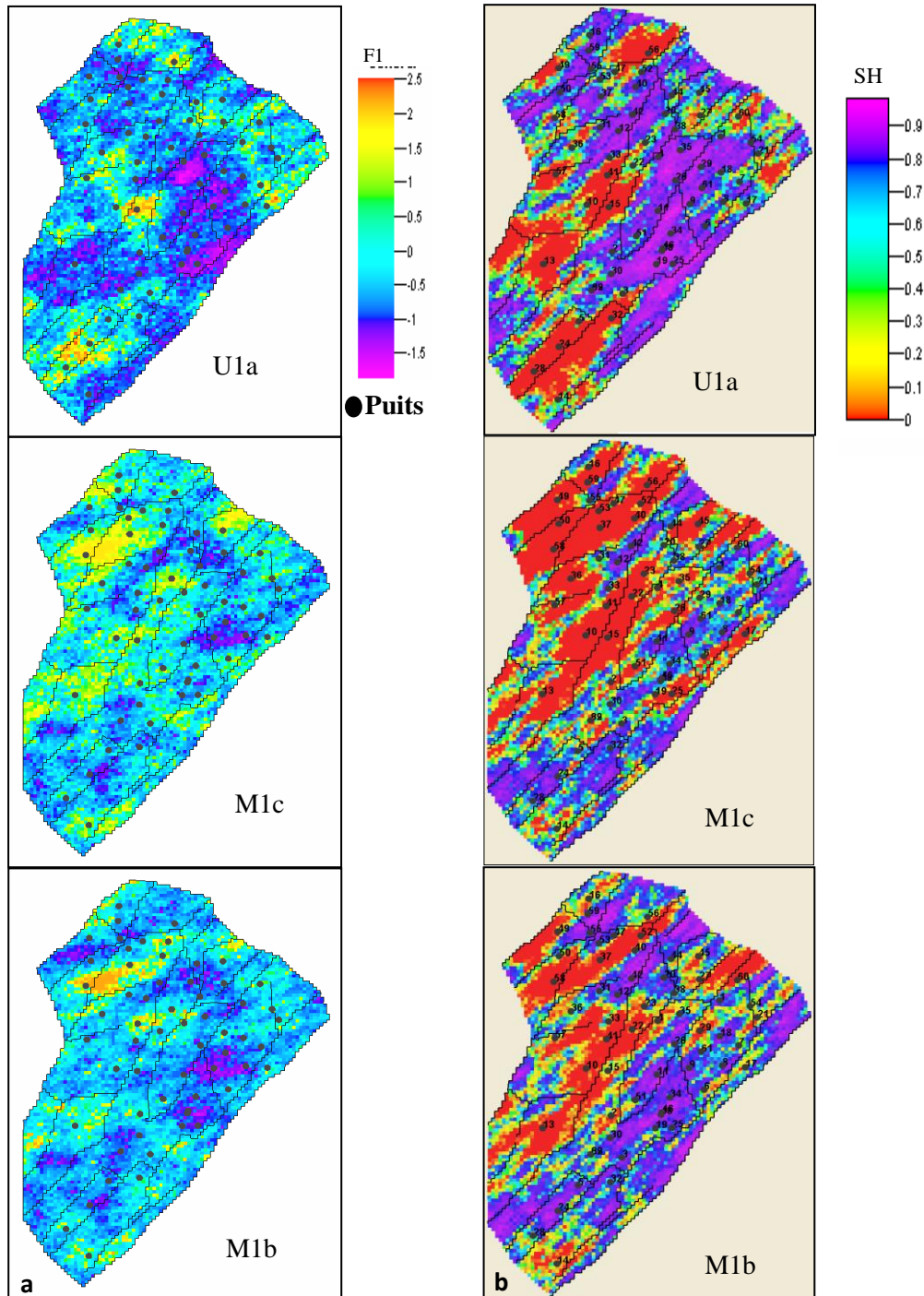


Fig. 27 - Variante 2 : Comparaison des modélisations géostatistiques par SSG dans les sous couches réservoirs U1a, M1c et M1b: a)- cartes de F1 et b)- cartes de SH.

Comme pour les modélisations par krigeage, 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.

Cependant même si les résultats sont satisfaisants, cette association ne représente pas toujours les zones d'accumulation en hydrocarbures : un faciès favorable (de forte porosité peut être saturée en H₂O et non en hydrocarbure comme le montre la figure 28. Dans les intervalles A et B (Fig. 28) la porosité Φ est forte alors que la saturation en hydrocarbure SH tend vers zéro et la saturation en eau Sw tend vers 100%.

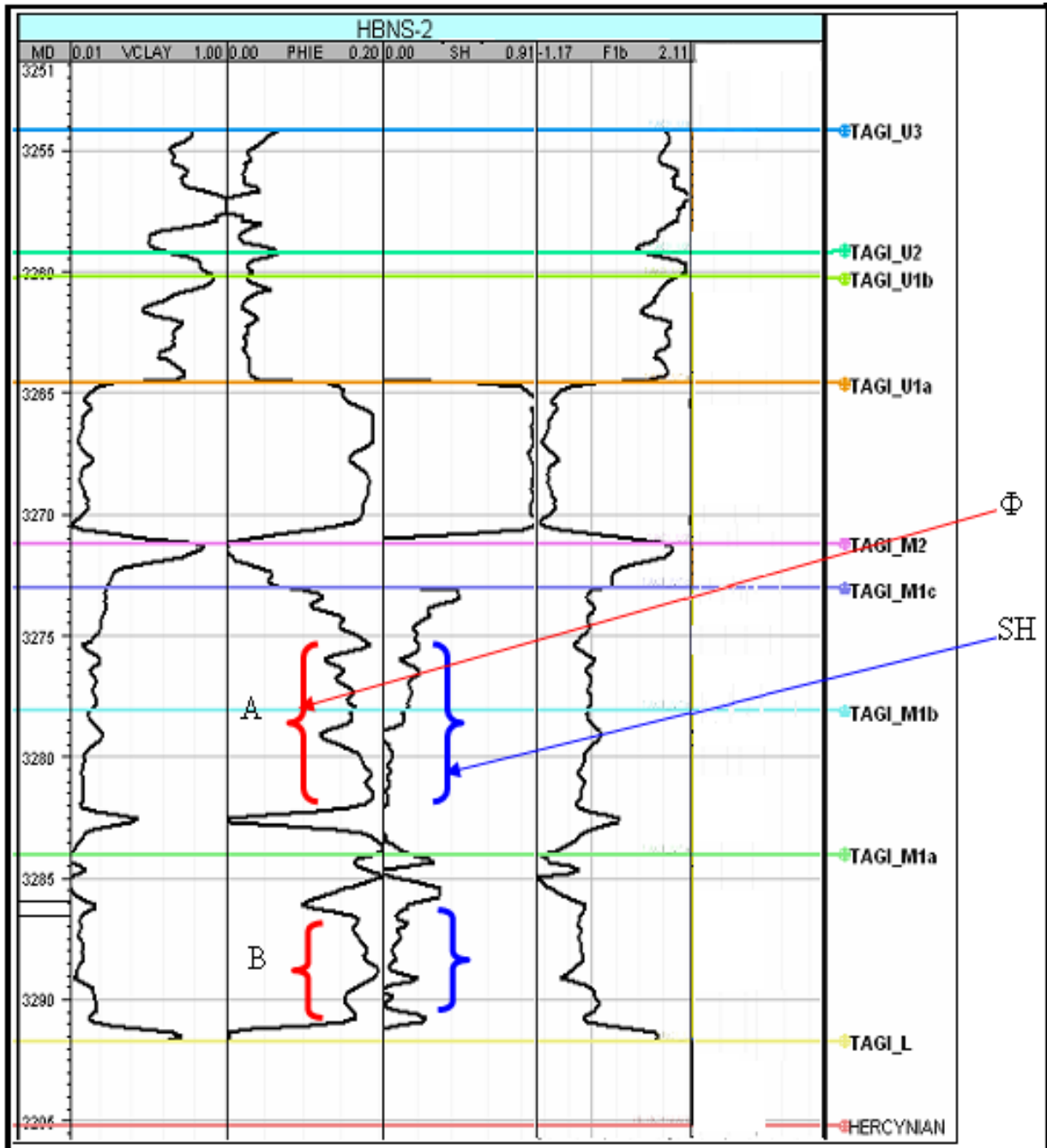


Fig. 28 – Log de diagraphie dans le sondage HBNS 2

3. – ESTIMATION ET SIMULATION GEOSTATISTIQUES DES RESSOURCES EN HYDROCARBURE DU RESERVOIR TAGI-HBNS

3. 1. – CALCUL DES RESSOURCES EN HYDROCARBURE PAR METHODES CONVENTIONNELLES

Il existe plusieurs méthodes d'estimation et de calcul des ressources/réserves en hydrocarbures parmi lesquelles la méthode volumétrique et la méthode statistique.

3. 1. 1. - La méthode classique

L'estimation de ressources globales dans le réservoir TAGI –HBNS a été calculée par la méthode classique (Tableau 11) en utilisant la formule suivante :

$$VO = S.\Phi.SH.H$$

Où :

S : La surface du réservoir TAGI –HBNS qui est égale à 169954394 m², a été obtenue par BLN (Fig. 14)

Φ: Porosité

SH : Saturation en hydrocarbure

H : l'épaisseur de la couche réservoir ;

V0 – Volume en hydrocarbure en m³

Tableau. 11 – Ressources globales dans le réservoir TAGI-HBNS par la méthode volumétrique

	Surface	Φ	SH	H	Volume m ³	Volume Baril
U3	169954394	0,061	0,195	5,033	10202424,6	64166192,2
U2	169954394	0,050	0,110	1,125	1061850,69	6678306,24
U1b	169954394	0,113	0,495	5,840	55606003	349723289
U1a	169954394	0,144	0,601	6,352	93274848,2	586634265
M2	169954394	0,044	0,112	1,704	1430431,93	8996427,26
M1c	169954394	0,114	0,430	4,041	33780076,1	212453309
M1b	169954394	0,143	0,487	3,923	46542357	292719226
M1a	169954394	0,168	0,516	5,526	81225752,5	510853789
					323,123744	2032,224805

1 baril = 159 litres

Les ressources globales dans le réservoir TAGI-HBNS par la méthode classique est de **323 million m³**.

3. 1. 2. - Méthode statistique

a. - Théorie

La méthode statistique de calcul des réserves en pétrole permet de déterminer la récupération résiduelle possible du pétrole dans les puits déjà forés (en exploitation) et des nouveaux puits (planifiés et en cours de forage) dans la limités de la zone productive explorée (Jdanov et al., 1970).

Le calcul des réserves de pétrole par la méthode statistique s'effectue, par les étapes suivantes :

a. – Calcul des corrélations et détermination des facteurs de variation, de déclin) de débit mensuel ou annuel.

Le tableau de corrélation représente une forme déterminée d'enregistrement et de dépouillement des données de départ en vue de révéler la liaison statistique existant entre les variables de débits. Pour préparer le tableau de corrélation il faut choisir un intervalle déterminé de valeurs variables et porter en tête de chaque colonne (en verticale et en horizontale) les valeurs limites des variables et leurs valeurs moyennes suivant les intervalles.

Le facteur annuel de variation du débit se détermine d'après les débits journaliers moyens des années précédente et postérieurs c'est le rapport entre le débit postérieur (par exemple le débit journalier moyens pour un mois et le débit journalier moyen antérieur) ;

b. – Tracé de la courbe de productivité probable ;

Les courbes probables de productivité permettent de déterminer le rythme de variation des débits jusqu'au débit journalier moyen minimal rentable. Ces courbes peuvent être tracées soit pour chaque puits à part, soit pour toute la couche ;

c. – Calcul des ressources/réserves d'huile dans les vieux puits ;

Après avoirs tracé la courbe probable de productivité et après avoir déterminé les facteurs de variation des débits pour les intervalles étendus on peut procéder au calcul des réserves exploitables résiduelles de pétrole, à l'aide de la formule de la progression géométrique suivante :

$$S = \frac{a_1 - a_n k}{1 - k} - a_1$$

Où S: la somme des débits journaliers moyens d'un puits de l'intervalle données

a_1 : le débit initial moyen des puits de l'intervalle donné en tonne

a_n : le débit final des puits pour l'intervalle donnée en tonne

k: le facteur annuel moyen de déclin des débits pour l'intervalle donnée

d. - Calcul des ressources/réserves d'huile dans les nouveaux puits ;

À l'aide des mêmes données de calcul (les mêmes facteurs de déclin des débits et les mêmes intervalles étendus). On ne doit déterminer que le nombre des nouveaux puits et leurs débits moyens journaliers initiaux.

Le nombre des nouveaux puits se déterminer par la formule suivante:

$$N = \frac{F}{f} - c$$

Où N: le nombre de nouveaux puits

F: la superficie du gisement dans la limite de la zone à huile en h

f: la surface conventionnelle de drainage en h par un puits

c: le nombre de vieux puits

b. – Application au réservoir TAGI-HBNS

La méthode statistique de calcul des ressources/réserves en hydrocarbure permet de déterminer la quantité d'hydrocarbure récupérée depuis le début de l'exploitation et la récupération résiduelle possible du pétrole dans les puits déjà forés (en exploitation). La quantité d'hydrocarbure exploitée à partir de 25 sondages durant la période 1998-2007 a été calculée (Tableau 12).

Tableau. 12 - La production annuelle en m³ dans le 31 puits du réservoir TAGI-HBNS en 1998-2007

N°P	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007
1	-	-	263,62	314,16	1 251,51	1 217,53	1 378,60	1 322,63	1 519,77	1 388,59
2	1 033,52	1 506,43	1 765,34	1 500,80	1 509,01	1 334,10	931,55	858,39	442,90	120,66
3	541,98	376,60	0,00	0,00	0,66	0,00	0,00	0,00	0,00	-
4	322,57	955,97	1 473,70	1 069,50	771,32	1 025,41	837,71	420,00	0,00	-
5	489,34	1 059,19	1 221,18	1 099,09	1 106,87	1 136,57	1 143,79	1 040,18	1 173,23	1 655,79
8	299,28	1 435,97	1 220,36	400,49	658,02	632,39	557,91	727,57	854,22	254,71
9	369,52	1 310,05	1 353,55	1 185,17	1 284,89	1 024,06	1 221,97	1 251,13	1 349,15	1 562,05
11	309,65	1 300,90	1 472,09	1 309,42	1 224,03	1 179,03	1 234,24	1 026,02	58,06	628,64
12	-	211,10	636,71	265,68	475,12	326,57	575,15	554,82	36,03	370,88
16	0,00	-	-	0,00	0,00	0,00	72,48	73,24	61,72	195,58
18	-	-	-	787,64	804,45	831,64	733,74	777,33	832,75	710,49
19	-	0,00	1 657,68	1 325,08	1 237,39	1 313,44	921,07	654,28	74,34	0,94
20	-	-	-	968,78	941,16	908,45	852,49	942,68	1 291,00	1 242,07
25	-	-	-	626,65	863,70	1 053,62	828,75	776,67	776,25	1 405,80
26	-	-	-	619,96	894,20	1 002,74	664,51	825,36	1 437,62	1 244,95
30	-	-	-	1 160,48	1 066,85	1 201,72	1 153,54	1 245,36	1 521,06	1 565,07
31	-	-	-	38,41	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
33	-	-	-	210,87	689,57	407,80	713,63	724,33	57,72	31,76
34	-	-	-	973,81	1 195,81	1 358,13	1 344,58	1 365,11	1 483,58	1 485,54
35	-	-	-	1 078,98	1 281,64	1 388,12	1 355,19	1 488,20	1 719,10	1 407,25
37	-	-	-	159,46	604,11	378,12	782,92	734,94	545,39	527,74
38	-	-	-	1 264,91	1 473,77	0,27	0,00	0,00	0,00	14,01
62	-	-	-	-	22,06	403,44	1 370,08	1 477,61	1 548,40	997,57
42	-	-	-	-	728,40	515,13	877,54	912,90	1 048,50	782,27
44	-	-	-	-	411,69	340,62	212,87	106,73	11,93	7,41
47	-	-	-	-	0,00	5,60	277,93	363,20	467,80	436,61
50	-	-	-	-	-	0,00	0,00	34,45	49,79	64,20
52	-	-	-	-	-	-	-	-	174,36	399,65
53	-	-	-	-	-	-	-	-	265,71	653,41
55	-	-	-	-	-	-	-	-	42,42	263,22
59	-	-	-	-	-	-	-	-	0,00	518,56
Somme	3 365,85	8 156,20	11 064,22	16 359,32	20 496,22	18 984,49	20 042,24	19 703,14	18 842,80	19 935,42
Total										156 949,92

- Les réserves récupérées calculés dans les 31 puits dans les neuf ans (1998-2007) sont égales : **156 949,92m³**
- Les ressources totales calculées par la méthode classique sont égale : **323123744 m³**
- Les ressources restantes en 2007 sont de **323123744-156 949,92 = 322.96 M m³**

Les courbes de la productivité probable dans 25 sondages du champ Hassi Berkine Sud en 1988 jusq'à 2007, ont été tracées (Figs. 29, 30, 31).

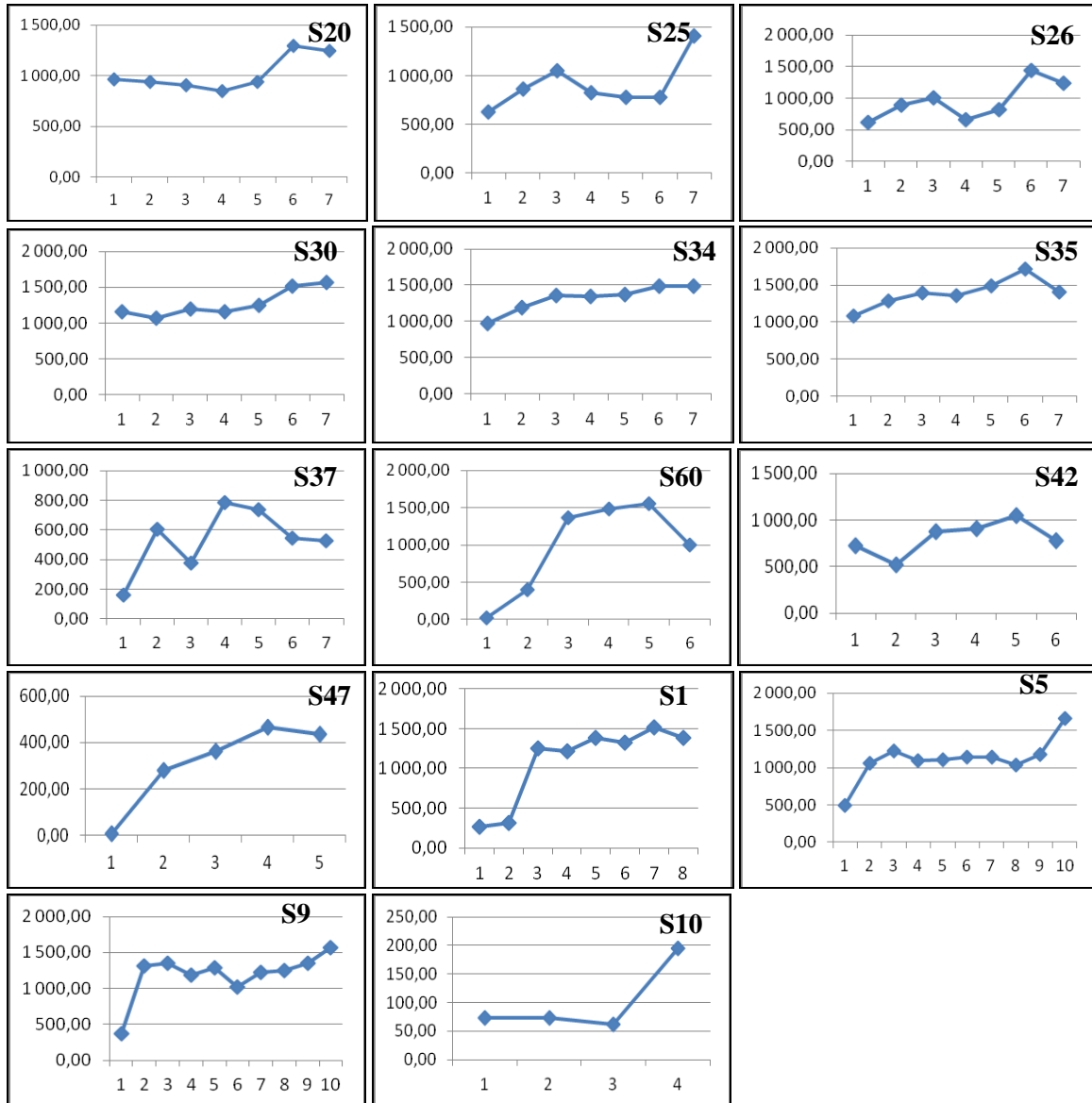


Fig. 29 - Les courbes de la productivité probable croissantes dans le champ Hassi Berkine Sud en 1988 à 2007.

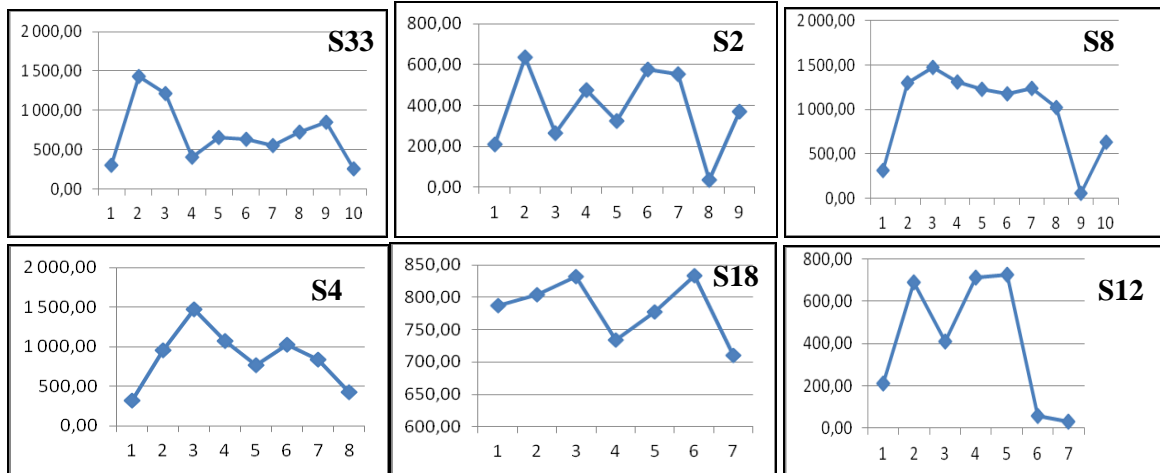


Fig. 30 - Les courbes de la productivité probable constante dans le champ Hassi Berkine Sud en 1988 à 2007.

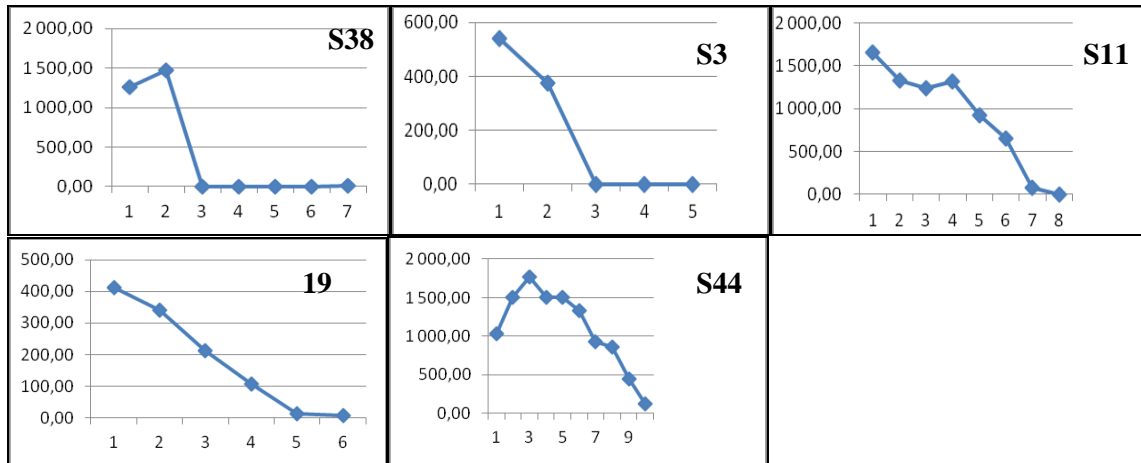


Fig. 31 - Les courbes de la productivité probable décroissantes dans le champ Hassi Berkine Sud en 1988 à 2007.

Ces courbes de productivité sont de trois types :

- Courbes de productivités croissantes – Puits : **25 ; 26 ; 30 ; 34 ; 37 ; 60 ; 47 ; 1 ; 5 ; 9 ; 10 ; 35 ; 42 et 20.**
- Courbes de productivités constantes – puits : **12 ; 4 ; 18 ; 2 ; 8 et 33.**
- Courbes de productivités décroissantes – puits : **38 ; 3 ; 11; 19 et 44.**

Les puits de productivités croissantes sont les puits les plus prometteurs et perspectifs.

3. 1. 3. - Méthode volumétrique

Cette méthode est basée sur la connaissance des conditions géologiques du gisement de pétrole dans la couche intéressé. Elle est exprimée par la formule suivante :

$$Q_{erc} = F.H.\Phi.SH.\eta.\theta.\rho$$

$$Q_{erc} = F.H.V0.\eta.\theta.\rho$$

Q_{rec} : Les réserves de pétrole récupérable rapporté aux conditions de surface en tonne

F : La surface du réservoir en m²

H : L'épaisseur moyenne de la couche saturée en pétrole

Φ : Le Coefficient moyen de la porosité utile de la couche réservoir

SH : Le coefficient moyen de la saturation en pétrole

η : Le coefficient de la récupération de pétrole

θ : Le coefficient de démultiplication

ρ : La densité moyenne de pétrole dans les conditions de surface en t/m³

Dans l'hypothèse où θ , η , ρ sont parfaitement connus et constants, alors l'erreur sur l'estimation proviendrait des paramètres H , Φ et SH ces paramètres peut-être substitut dans un seule variable régionalisée $V0$ – qui est le produit de ces trois variables. Ce dernier est utilisé comme variable régionalisée pour l'estimation des ressources, et afin de déterminer les zones où l'exploitation serait optimale, la simulation géostatistiques des potentialités des hydrocarbures dans le réservoir TAGI-HBNS .

$$V0 = \Phi \times SH \times H$$

Où :

$V0$: représente le volume d'hydrocarbure contenu dans une unité de surface (Volume d'hydrocarbure/km²).

3. 2. – ESTIMATION DES RESSOURCES EN HYDROCARBURE PAR METHODES GEOSTATISTIQUES

3. 2. 1. - Variographie de V0

Les variogrammes directionnels expérimentaux sur la variable régionalisée V0 dans chacune des 08 sous couches du réservoir TAGI-HBNS ont été calculés et ajustés à l'aide des modèles sphériques à l'aide du logiciel Petrel 2007 (Fig. 32 et tableau 13).

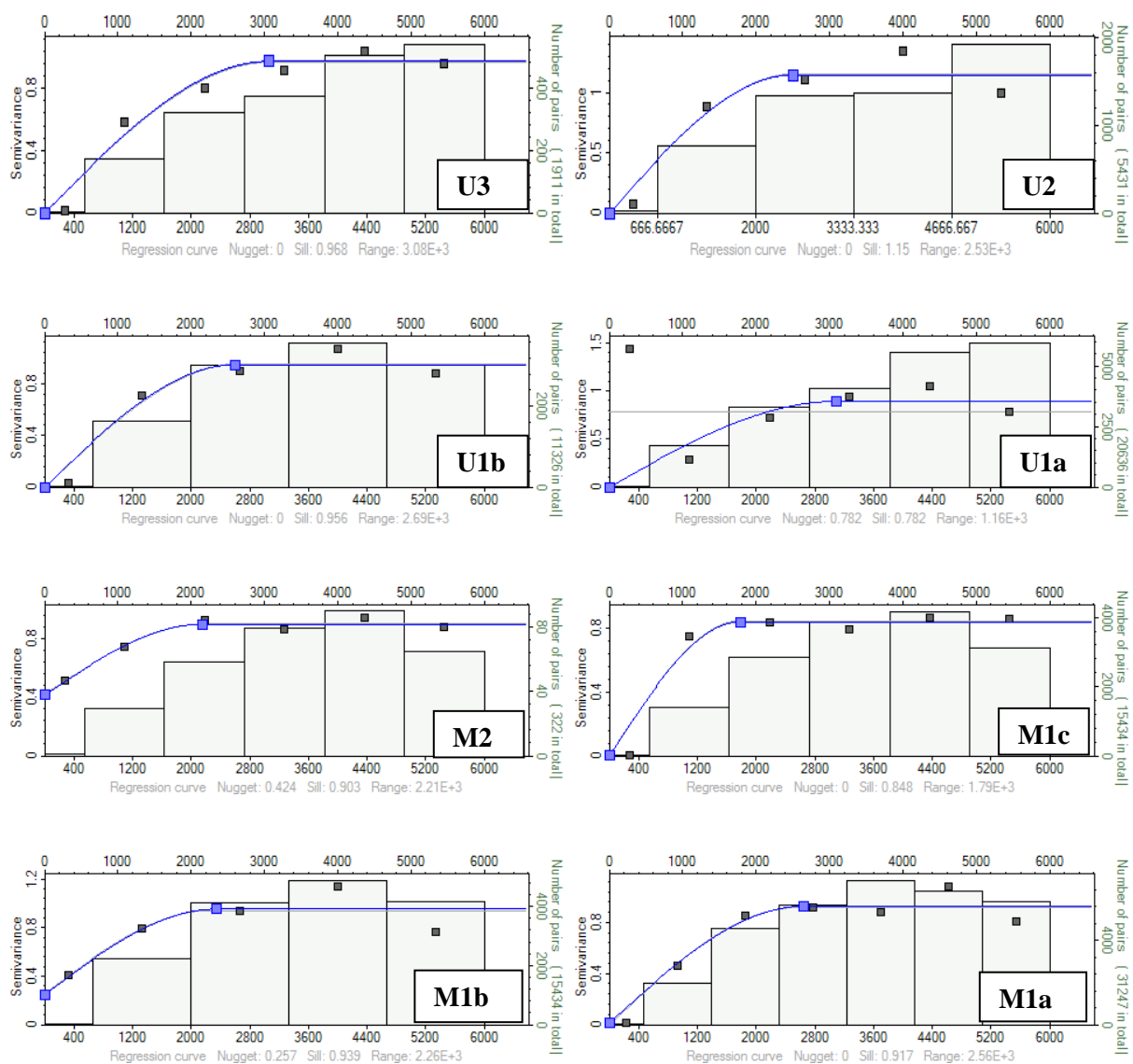


Fig. 32 - Les variogrammes expérimentaux moyens dans les 08 sous couche du réservoir TAGI-HBNS

Tableau. 13 - Résultats d'ajustements des variogrammes expérimentaux omnidirectionnels dans les 08 sous couches du réservoir TAGI –HBNS

Sous couches	Portée (m)	Palier (%) ²	Effet de pépité o(%) ²	Modèle d'ajustement
U3	3003	0,97	0	sphérique
U2	2530	1,15	0	sphérique
U1b	2690	0,95	0	sphérique
U1a	2900	0,8	0	sphérique
M2	2210	0,9	0,42	sphérique
M1c	1790	0,85	0	sphérique
M1b	2260	0,94	0,26	sphérique
M1a	2560	0,92	0	sphérique

3. 2. 2. - Krigeage et estimation des ressources en hydrocarbure dans les 08 sous couches du TAGI-HBNS

La modélisation à l'aide du krigeage ordinaire a été faite sur la variable régionalisée $V_0 = (\Phi \times SH \times H)$ a permis de déterminer les quantités en hydrocarbures dans les blocs de un km² de surface.

L'étude variographique a été utilisée pour l'élaboration du plan de krigeage de produit dans les 08 sous couches du réservoir TAGI-HBNS.

Le krigeage ordinaire à 2D de V_0 – Variable régionalisée- a permis de déterminer les quantités des hydrocarbures dans les blocs 1km². Trois zones ont été distinguées (Figs. 33, 34): Une zone de valeurs élevées de V_0 comprise dans l'intervalle $(0,5.10^6 - 1,005.10^6 \text{ t})$, une deuxième de valeurs moyenne de V_0 de valeurs appartenant à l'intervalle $(0,1.10^6 - 0,5.10^6 \text{ t})$ et enfin la dernière zone $(0 - 0,1.10^6 \text{ t})$ représente les blocs très faiblement potentiels.

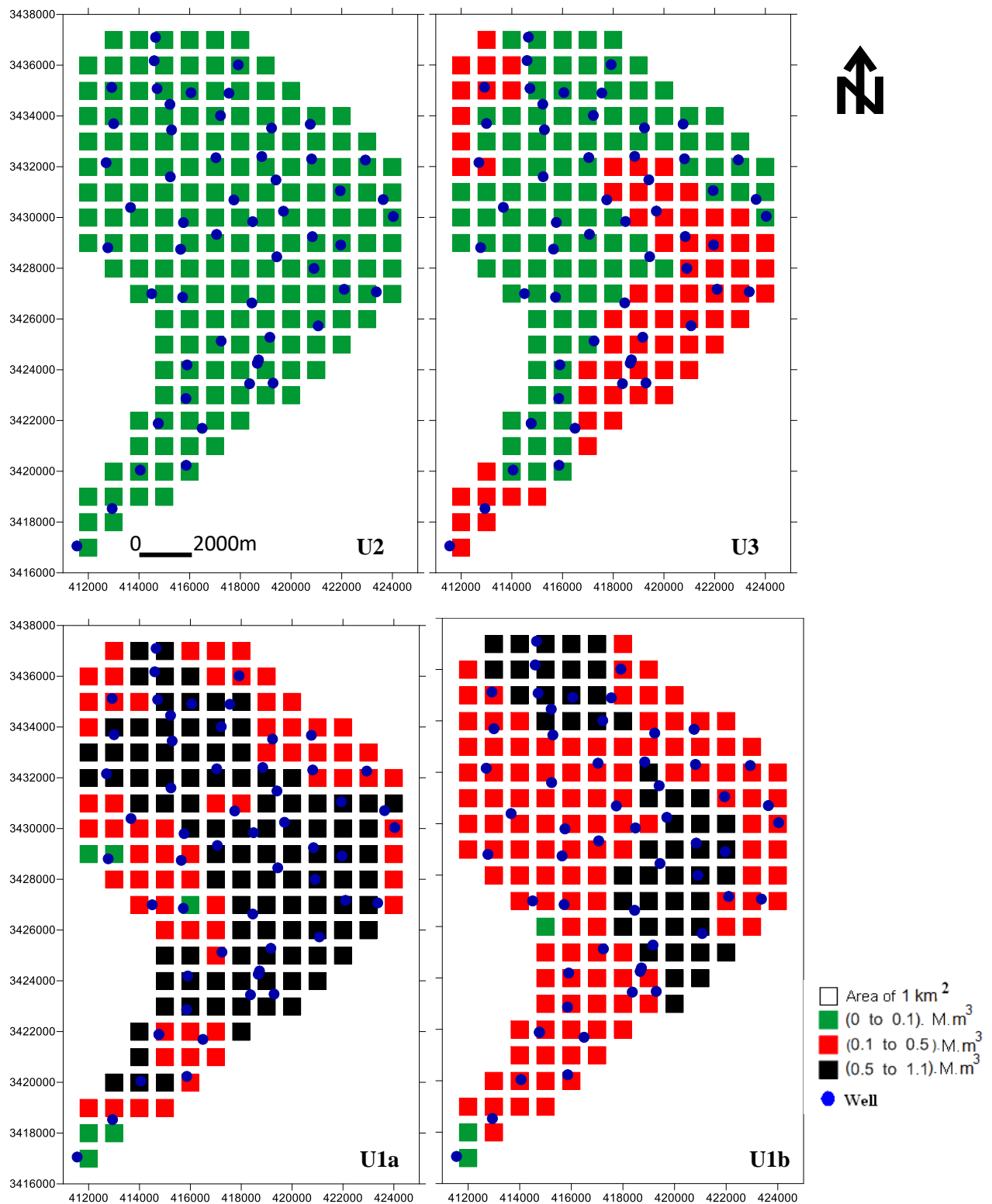


Fig. 33 - Carte des valeurs krigées du V0 dans les blocs 1 km² dans les 04 sous couches du réservoir TAGI- HBNS : U3-U2-U1b-U1a

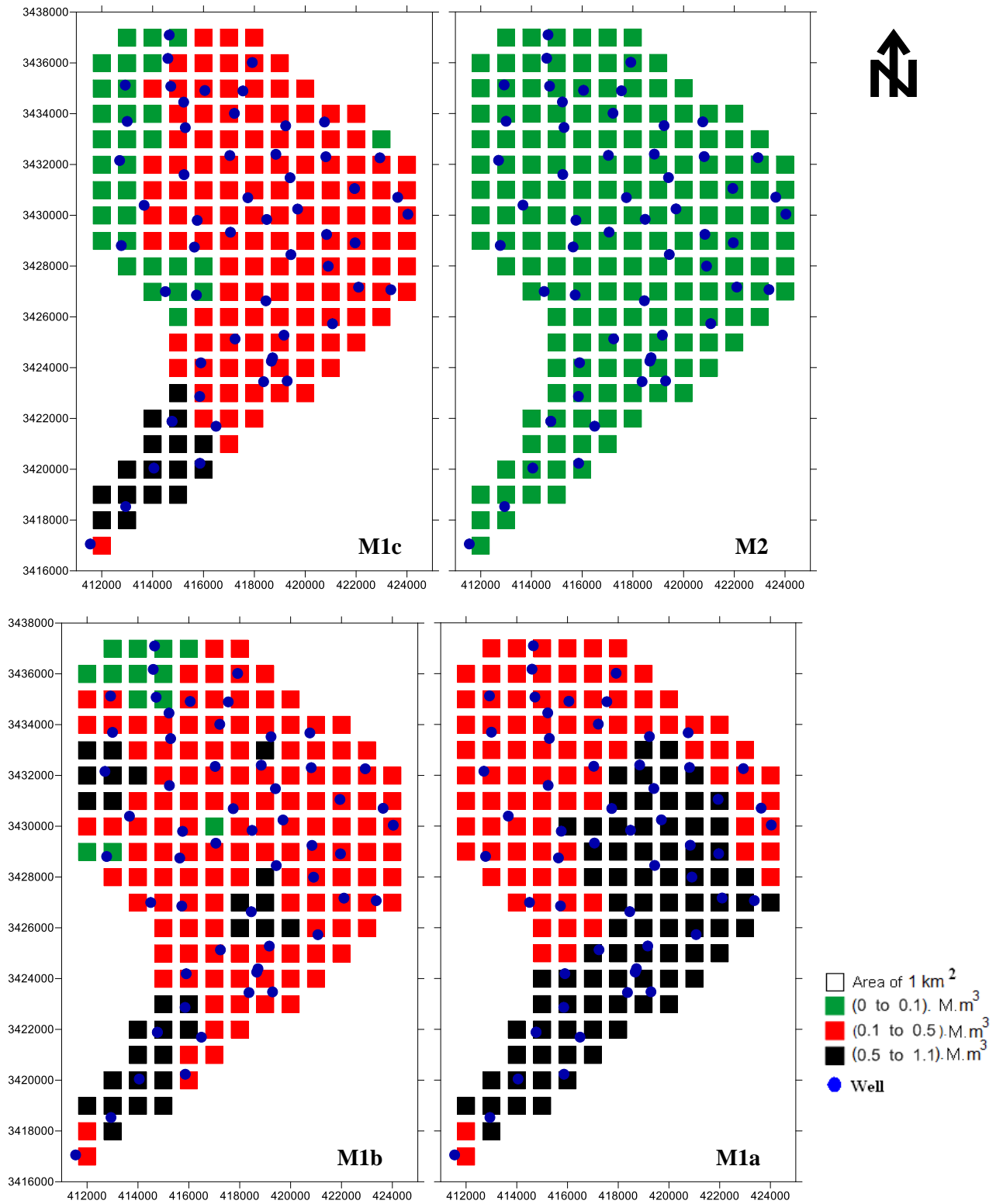


Fig. 34 - Carte des valeurs krigées du V0 dans les blocs 1 km² dans les 04 sous couches du réservoir TAGI- HBNS: M2-M1c-M1b-M1a

L'erreur sur l'estimation par krigeage ρ (Tableau 14) pour un niveau de confiance de 95%, est obtenue par la formule suivante :

$$\rho = 2 * \left| \frac{\sqrt{\sigma^2}}{V_{krig}} \right| * 100$$

Tableau. 14 - Résultats d'estimations de ressources par krigeage ordinaires dans le réservoir TAGI -HBNS

Sous couche	Ressources Mm ³	variance	Erreur ρ (%)
U3	17,649	1,574	14,217
U2	0,930	0,001	6,801
U1b	68,542	3,809	5,695
U1a	99,773	5,24	4,58
M2	1,040	0,001	6,081
M1c	44,151	2,326	6,909
M1b	57,771	3,764	6,717
M1a	86,004	5,979	5,686
Volume Total	375,860 Mm³ 2364159400 Baril	541,668	-

3. 3. - SIMULATION DU POTENTIEL EN HYDROCARBURE DANS LES HUIT SOUS COUCHES PAR LA METHODE SSG

Les résultats de la variographie (Tableau 13) ont été utilisés aussi pour la simulation géostatistique de la variable régionalisée V_0 à l'aide de la méthode simulation séquentielle gaussienne (SSG), quatre variantes ont été obtenus pour chaque sous couche nous présentons ici les cinq sous couches réservoir (Figs. 35, 36, 37, 38 et 39). Ces cartes montrent les parties les plus potentielles en hydrocarbures dans ces sous couches. Les résultats, du début de l'exploitation permettant de préciser quelle variante est la plus proche de la réalité, ce qui permettrait à son tour d'optimiser la dite exploitation. En cas de nécessité, d'autres variantes peuvent être obtenues.

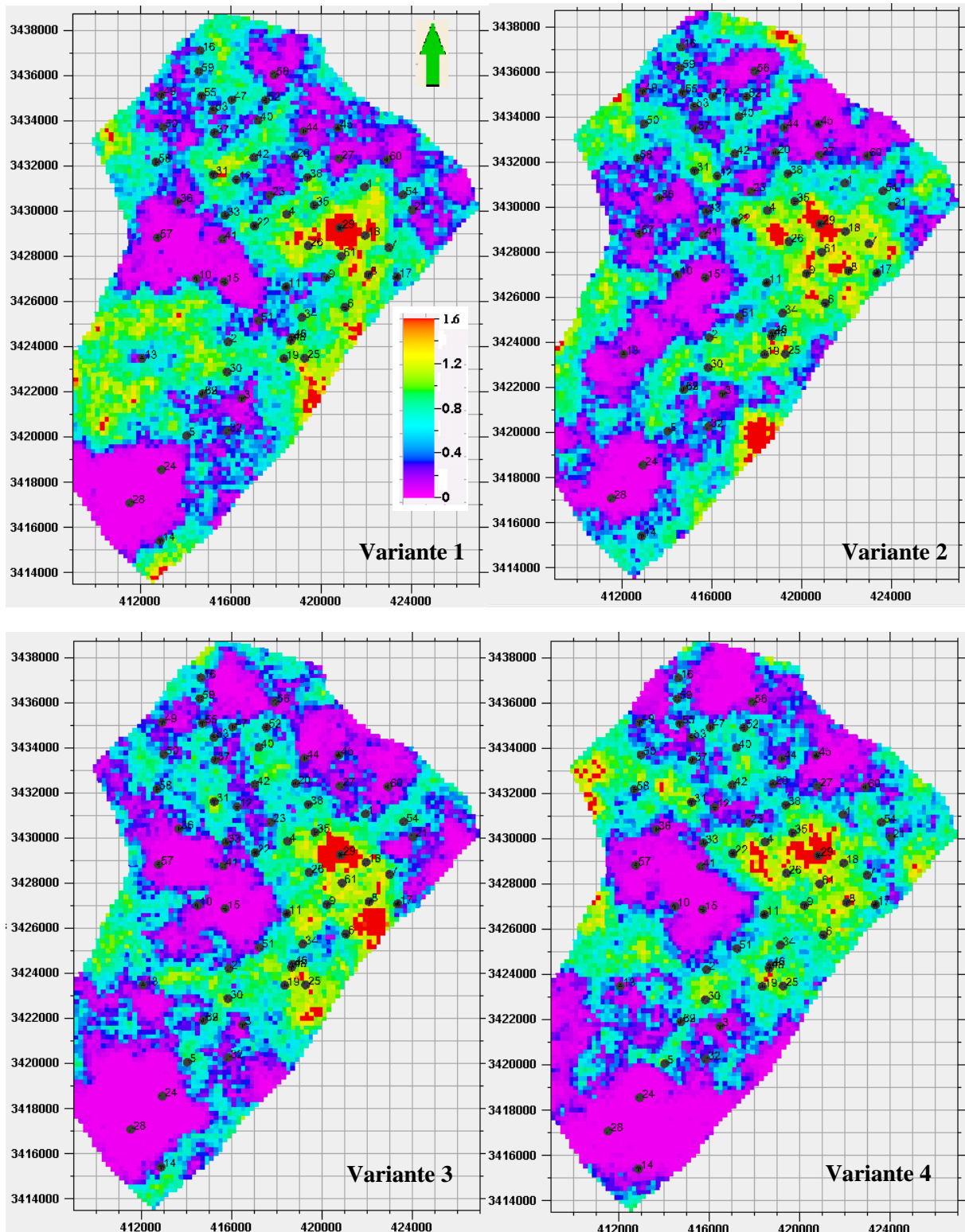


Fig. 35 - Cartes des quatre variantes des valeurs de simulation de V0 dans la sous couche U1a

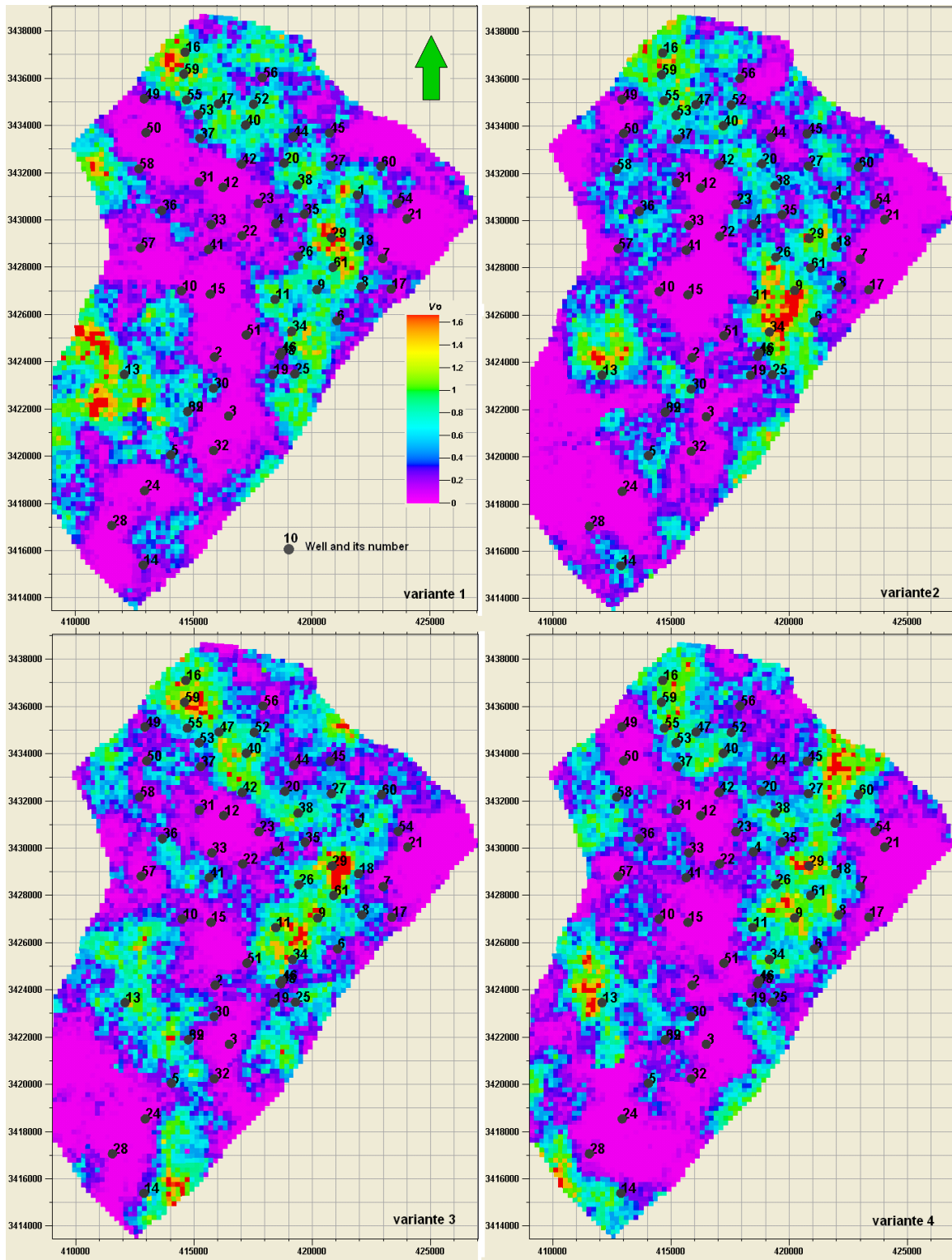


Fig. 36 - Cartes des quatre variantes des valeurs de simulation de V_0 dans la sous couche U1b

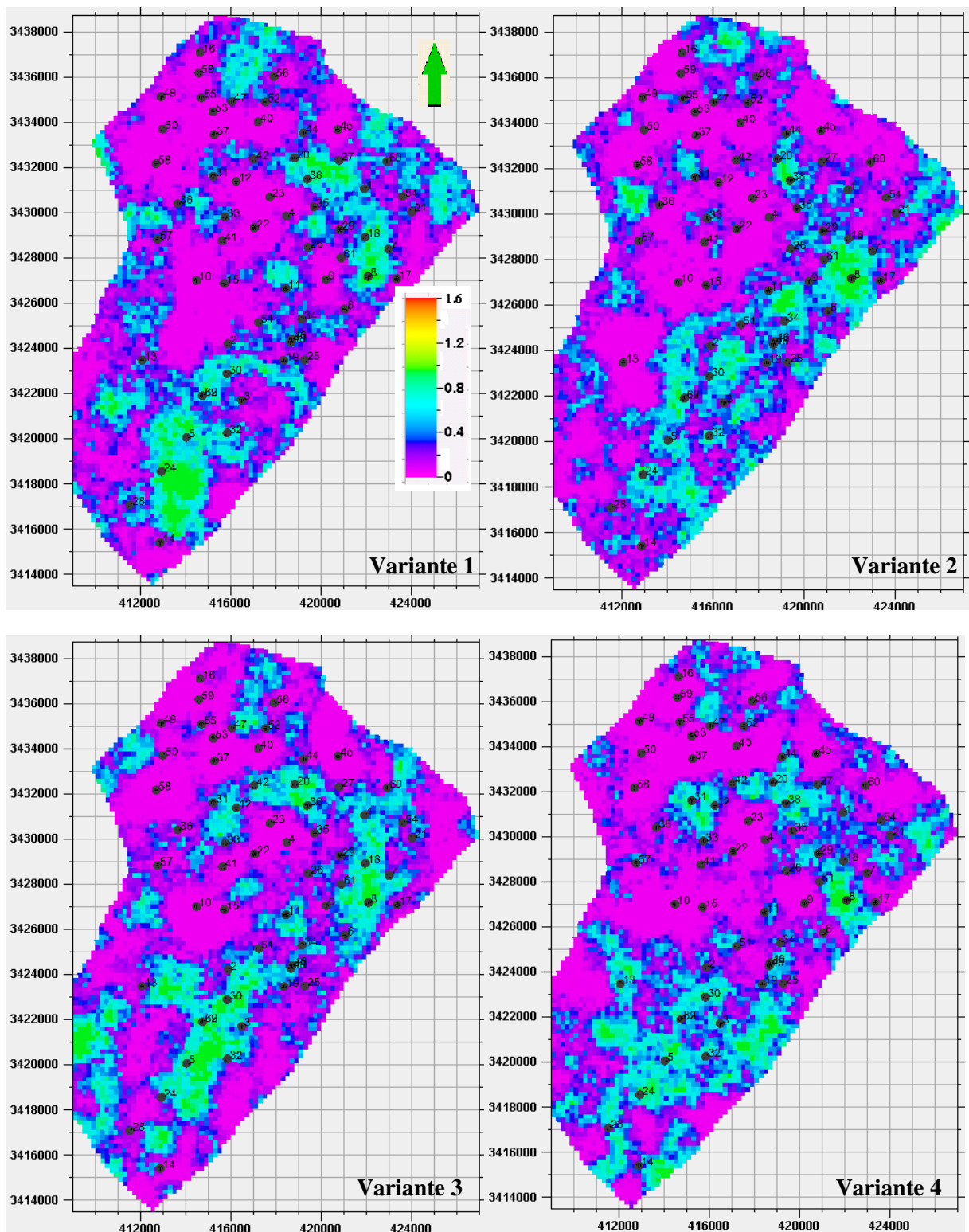


Fig. 37 - Cartes des quatre variantes des valeurs de simulation de V0 dans la sous couche M1c

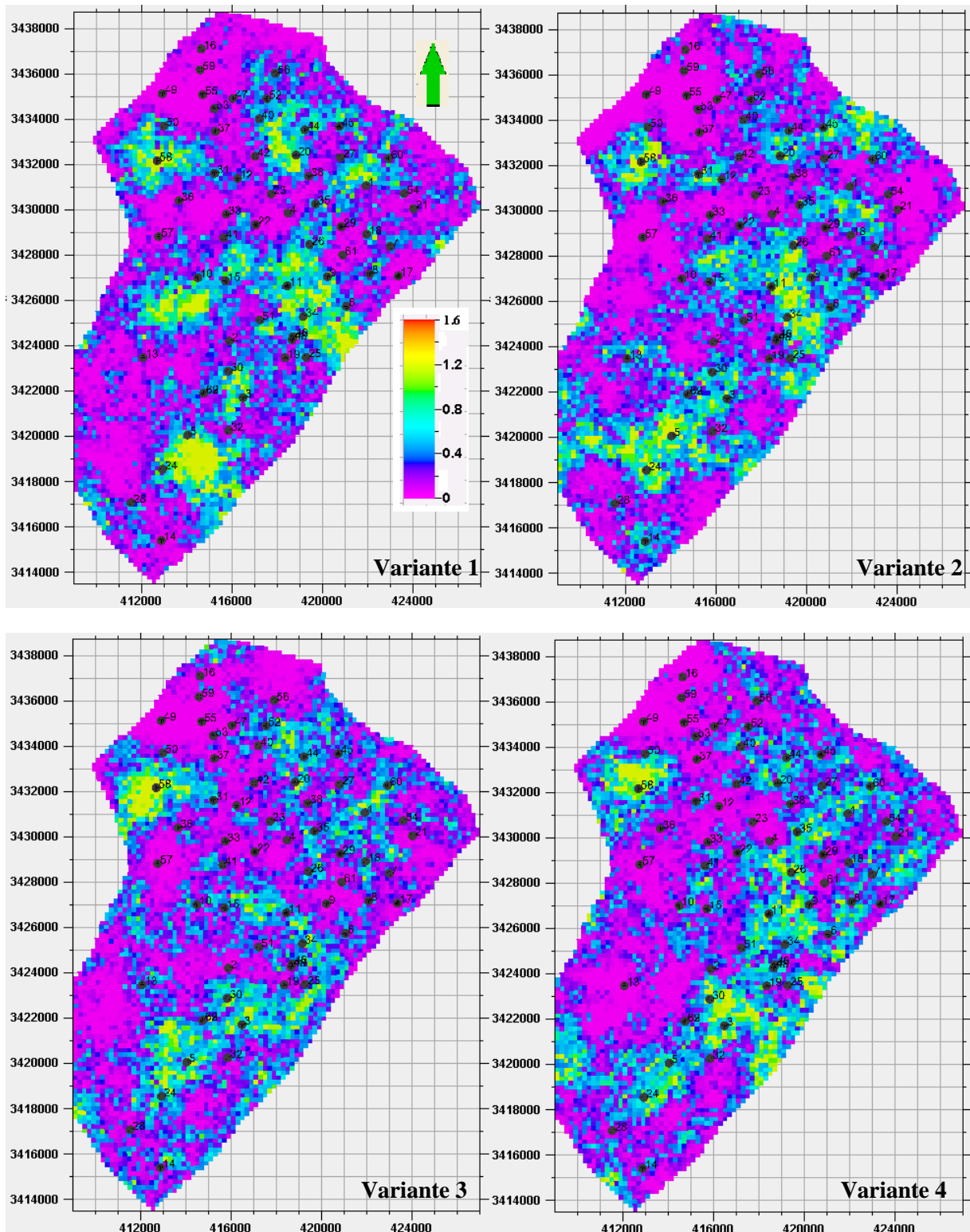


Fig. 38 - Cartes des quatre variantes des valeurs de simulation de V_0 dans la sous couche M1b

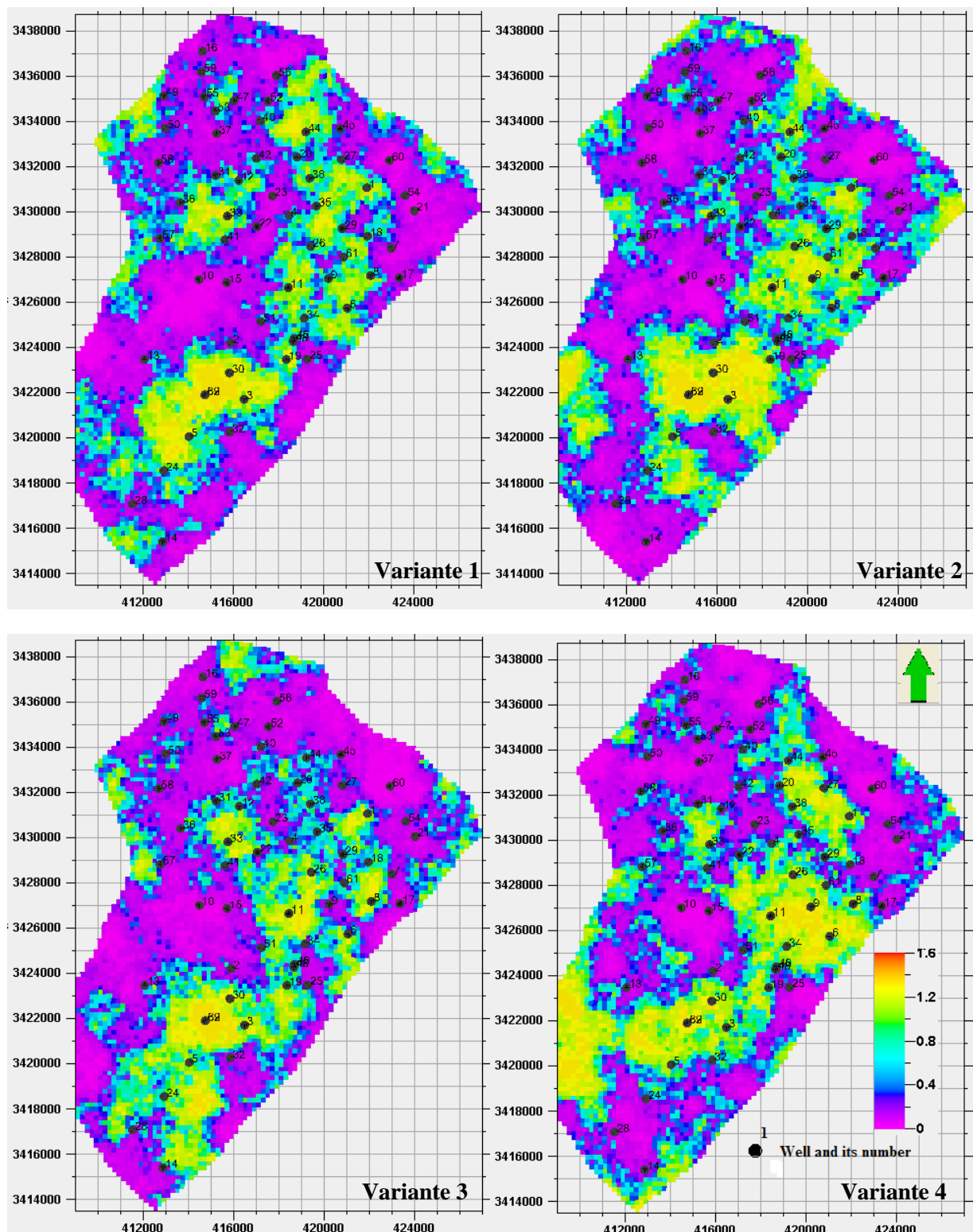


Fig. 39 - Cartes des quatre variantes des valeurs de simulation de V0 dans la sous couche M1a

4. - ANALYSE FACTORIELLE KRIGEANTE DES PARAMETRES PETROPHYSIQUES DANS LA SOUS COUCHE U1b DU TAGI-HBNS

4. 1. – THEORIE DE L'ANALYSE FACTORIELLE KRIGEANTE - AFK

L'Analyse Factorielle Krigeante – AFK - est une méthode d'analyses de données régionalisées présentant des modèles linéaires multivariables de corégionalisation. Elle permet l'analyse de la corégionalisation et l'établissement des Matrices de corrélations des variables composantes de corégionalisations suivant les différentes échelles d'observations par exemple– Ponctuelle, locale et régionale (Matheron, 1982 ; Sandjivy, 1984 ; G OOVAERTS, 1992). L'AFK est effectuée en trois étapes:1)- l'analyse variographique multivariable ; 2) - l'établissement des matrices de corégionalisation à différentes échelles et l'ACP sur ces matrices de corégionalisation avec le calcul des facteurs indépendant par cokrigeage ; 3) – et en cas de nécessité, l'estimation des composantes spatiales de chacune des variables régionalisées. Ces dernières peuvent être cartographiées par la suite.

4. 1. 2. - Modèles linéaires multivariables - Analyse variographique

a. – Régionalisation et structure gigogne

Le variogramme expérimental simple $2\gamma(h)=E[Z_i(x)-Z_i(x+h)]^2$ d'une variable régionalisée i , peut être constitué de plusieurs (S+1) structures élémentaires stationnaires intrinsèques strictes u exprimé par une structure gigogne.

$$\gamma_i(h) = C_i^0 + C_i^1\gamma_i^1(h) + \dots + C_i^u\gamma_i^u(h) + \dots + C_i^s\gamma_i^s(h)$$

Le variogramme $\gamma_i(h)$ est une somme de (S+1) structures gigognes:

La portée de chacun des S+1 schémas déterminés est donc associée à une variable composante $Z_u^i(x)$ d'une certaine échelle spatiale.

Par conséquent, la fonction aléatoire $Z_i(x)$ de la variable régionalisée i , se décompose donc en une somme de S+1 composantes spatiales stationnaires Z_u .

$$Z_i(x) = \sum_{u=0}^s Z_u^i(x)$$

Un ensemble de N fonctions aléatoires $\{Z_u^i; i = 1, \dots, N\}$ peut être décomposé en des ensembles $\{Z_u^i(x); u = 0, \dots, S\}$ de composantes spatialement non corrélées.

Ces composantes peuvent être estimées par cokrigage.

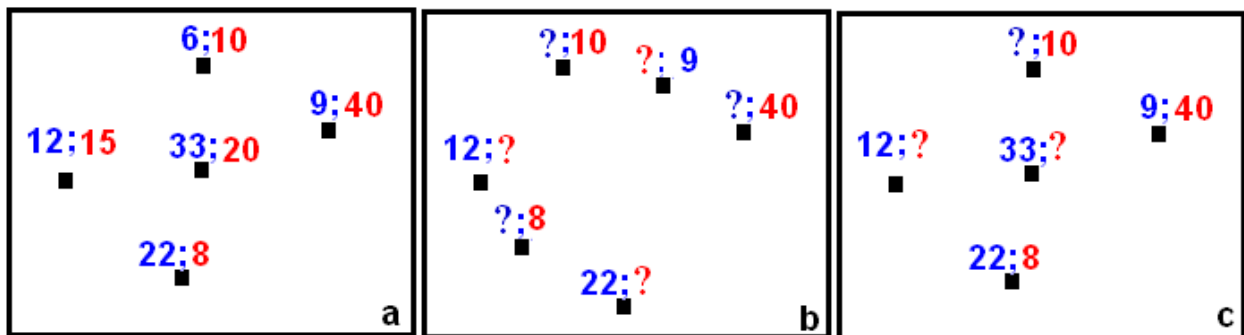
b. – Corégionalisation et variogrammes croisés

Soit deux variables régionalisées i , et j , les mesures disponibles sur ces deux variables $Z_i(x)$ et $Z_j(x)$ dans un domaine donné peuvent être effectuées, soit aux mêmes points de l'espace, soit en des points différents (Fig. 40). Il existe trois cas possibles (Wackernagel et al., 1989):

1- isotopie: Les mesures des deux variables sont effectuées sur tous les points d'échantillonnage.

2- hétérotopie: les deux variables sont mesurées sur deux ensembles de points disjoints.

3 - hétérotopie partielle: une partie des points de mesure ne sont pas communs aux deux variables. Un cas particulier d'hétérotopie partielle est celui où l'ensemble des points de mesure d'une variable est inclus dans l'ensemble des points de mesure de l'autre variable.



Légende : 12 ; 15 - valeurs mesurées pour les deux variables

12 ; ? - valeur mesurée de la variable 1 et non mesurée pour la variable 2

? ; 10 - valeur mesurée de la variable 2 et non mesurée pour variable 1

Fig. 40 - Représentation de la corégionalisation : a)- cas isotopie ; b)- cas hétérotopie ; c)- cas hétérotopie partielle.

La structure spatiale de corégionalisation est quantifiée à l'aide de la covariance croisée ou variogramme croisé.

Les fonctions de covariances croisées $C_{ij}(h)$ d'un ensemble de N fonctions aléatoires $Z_i(x)$ sont définies par l'hypothèse de stationnarité d'ordre 2:

$$\begin{cases} E[Z_i(x)] = m_i \\ E[(Z_i(x) - m_i)(Z_j(x+h) - m_j)] = C_{ij}(h) \end{cases} \quad \text{avec } i \text{ et } j = 1, \dots, N$$

où pour le variogramme croisé :

$$E[Z_i(x+h) - Z_i(x)] = 0 \quad \text{où } i=1, \dots, N$$

$$\gamma_{ij}(h) = \frac{1}{2} E[(Z_i(x+h) - Z_i(x))x(Z_j(x+h) - Z_j(x))] \quad \text{Pour } i \text{ et } j= 1, \dots, N$$

Le variogramme croisé peut être aussi une somme de structures stationnaires à différentes échelles :

$$\Gamma_{ij}(h) = C_{ij}^0 \gamma_{ij}^0(h) + C_{ij}^1 \gamma_{ij}^1(h) + C_{ij}^u \gamma_{ij}^u(h) + \dots + C_{ij}^s \gamma_{ij}^s(h)$$

A chacune des composantes spatiales u est associée un variogramme croisé $\gamma_{ij}^u(h)$ de palier C_{ij}^u

- **Schéma théoriques d'ajustement**

Dans le cas monovarié on a :

$$2\gamma(h) = C_0 + C_1\gamma_1(h) + C_2\gamma_2(h) \dots + C_u\gamma_u(h) + \dots + C_s\gamma_s(h)$$

Ce ci permet d'écrire le cas général :

$$\Gamma_i(h) = \sum_{u=0}^s C_{ii}^u \gamma_{ii}^u(h) \quad \text{pour la } i\text{ème variable régionalisée.}$$

Et dans le cas bivarié

$$\Gamma_{ij}(h) = C_{ij}^0 \gamma_{ij}^0(h) + C_{ij}^1 \gamma_{ij}^1(h) + C_{ij}^u \gamma_{ij}^u(h) + \dots + C_{ij}^s \gamma_{ij}^s(h)$$

D'une façon générale :

$$\Gamma_{ij}(h) = \sum_{u=0}^s C_{ij}^u \gamma_{ij}^u(h) \quad \text{Avec } i=1 \text{ à } N \text{ et } j=1 \text{ à } N - \text{ nombre de variables régionalisées}$$

Dans le cas bivariable, une procédure d'ajustement par un modèle de variogramme théorique aux variogrammes expérimentaux est utilisée :

- 1) on commence par ajuster les variogrammes simples en utilisant au moins une structure commune à ces deux variogrammes.

- 2) pour chaque structure composante U , on ajuste les paliers C_{ij}^u du variogramme croisé en utilisant la condition du Modèle autorisé: $C_{ij}^u \leq \sqrt{C_{ii}^u C_{jj}^u}$ où C_{ij}^u est la covariance de corégionalisation des variables i et j et C_{ii}^u et C_{jj}^u sont respectivement les variances de i et j .

-3) les matrices de corégionalisation-corrélation sont obtenues à partir des résultats d'ajustements.

Soit une structure bivariée :

$$2\gamma_1(h) = C(0)_1 + C1\gamma_1(h)$$

$$2\gamma_2(h) = C(0)_2 + C2\gamma_2(h)$$

$$2\gamma_{12}(h) = C(0)_{12} + C_{12}\gamma_{12}(h)$$

La matrice totale de variance covariance peut être décomposée en deux matrices de corégionalisation : C0 et C1.

$$|C0| = \begin{array}{c|cc} & C^0_1 & C^0_2 \\ \hline C^0_1 & C^0_{11} & C^0_{12} \\ \hline C^0_2 & C^0_{21} & C^0_{22} \end{array}$$

$$|C1| = \begin{array}{c|cc} & C^1_1 & C^1_2 \\ \hline C^1_1 & C^1_{11} & C^1_{12} \\ \hline C^1_2 & C^1_{21} & C^1_{22} \end{array}$$

Les matrices de variances covariances C0 et C1 sont transformées en matrice de corrélation en utilisant la formule suivante :

$$\rho_{ij} = \frac{C_{ij}}{\sqrt{C_{ii}C_{jj}}}$$

4. 2. – ANALYSE FACTORIELLE KRIGEANTE DES PARAMETRES PETRO-PHYSIQUES DANS LA SOUS COUCHE U1b DU TAGI-HBNS

Les paramètres pétrophysiques Φ , SH, K et Vclay de la sous couche U1b ont fait l'objet d'une AFK.

4. 2. 1. - Variographie des paramètres pétrophysiques

Les variables régionalisées prises en considération sont les quatre paramètres pétrophysiques : la porosité (Φ), la perméabilité (K), la saturation en hydrocarbure (SH) et volume en argile (Vclay). Les variogrammes expérimentaux simples et croisés ont été calculés et ajustés à l'aide du logiciel Variowin (Pannatier, 1996).

a. Variogrammes simples

Les variogrammes expérimentaux moyens des paramètres Φ , K, SH et Vclay ont été calculés et ajustés par des modèles sphériques. (Figs 41 à 44 ; Tableau 15).

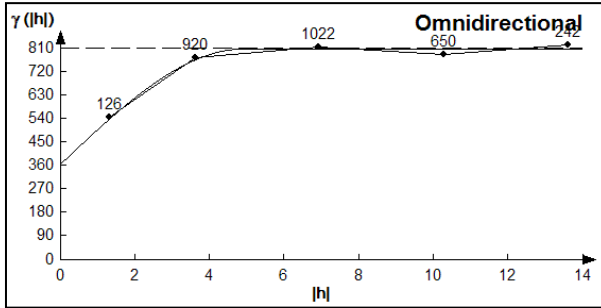


Fig. 41- Variogramme moyen SH

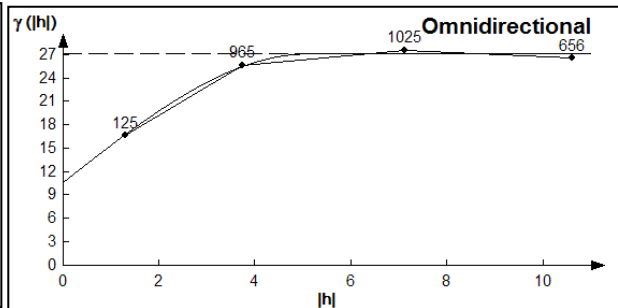


Fig. 42- Variogramme moyen Φ

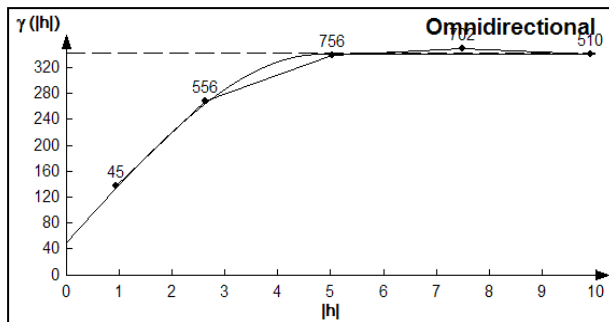


Fig. 43 - Variogramme moyen Vclay

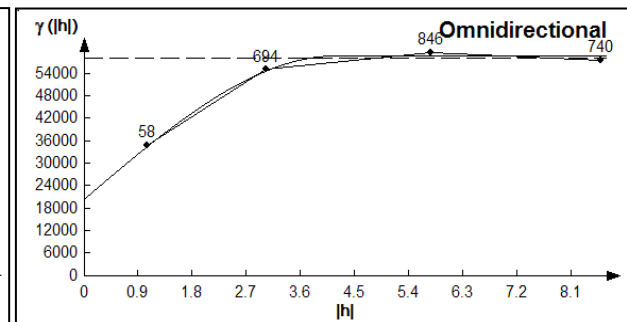


Fig. 44- Variogramme moyen K

Tableau. 15- Modèles d'ajustement des variogrammes expérimentaux moyen sur les paramètres petropysiques dans la couche U1b

	Vclay	Φ	SH	K
Co	51	10,7	369	20650
C1	291	16,5	443	38350
A	4,8	5,1	4,9	4,2
Model	Sphérique	Sphérique	Sphérique	Sphérique

b. Variogrammes croisés

Les variogrammes expérimentaux moyens croisés des paramètres Φ , K, SH et Vclay ont été calculés et ajustés à l'aide de modèle sphériques (Figs 45 à 47 ; Tableau 16).

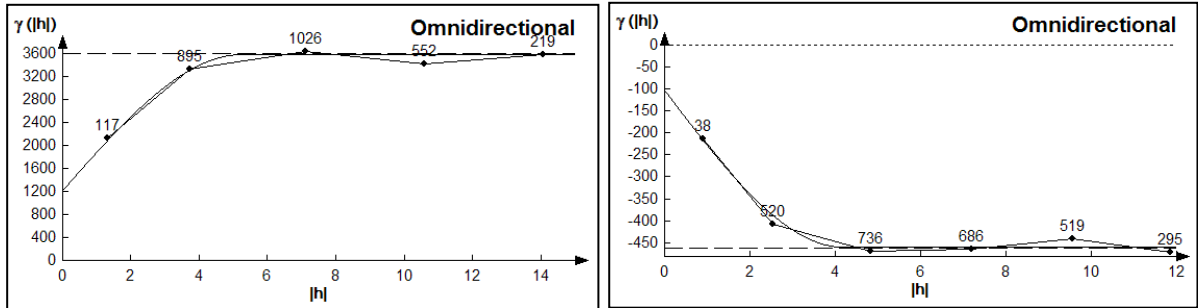


Fig. 45 - Co-variogrammes expérimentaux moyen SH/K ; b) SH/ Vclay

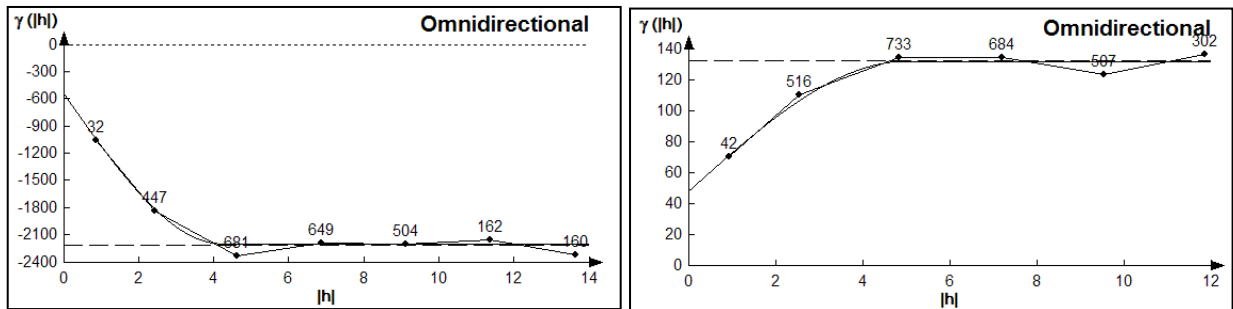


Fig. 46- Co-variogrammes expérimentaux moyen : a) K/Vclay ; b) Φ /SH

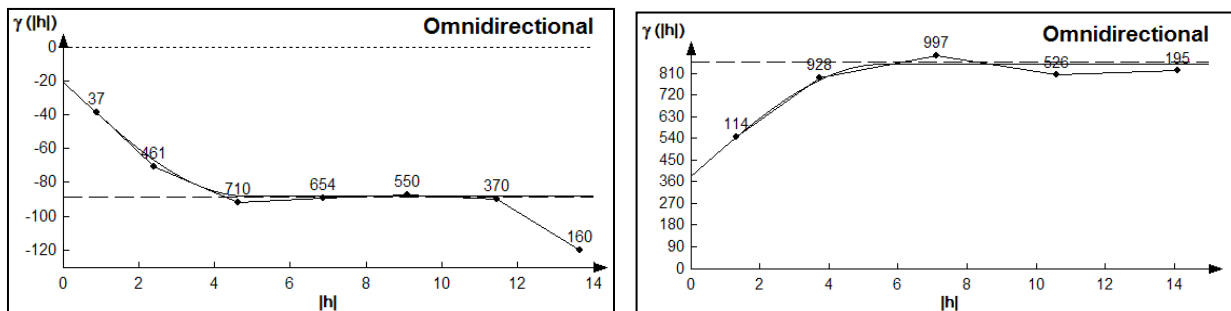


Fig. 47 - Co-variogrammes expérimentaux moyen : a) K/Vclay ; b) Φ /SH

Tableau. 16- Modèles d'ajustement des co-variogrammes expérimentaux moyens dans la couche U1b

Co vario-gramme	Φ /SH	Φ /Vclay	Φ /K	K/Vclay	SH/K	SH/Vclay
C0	48,00	-19,1	387	-545	1224	-103,00
C1	84,00	-67,11	465	-1656	2376	-355,00
A	5	4,8	5,5	4,1	5,25	5,6
Modèle	Sphérique	Sphérique	Sphérique	Sphérique	Sphérique	Sphérique
Variance Total	132	-86,21	852	-2201	3600	-458

4. 2. 2. – Matrice de variances-covariances totales C et ses composantes C0 et C1

Dans notre cas, La matrice totale de variance covariance C (Tableau 17) peut être donc décomposée en deux matrices de corégionalisation : C0 et C1. Les modèles d'ajustement retenus (Tableaux 18 et 19) correspondent aux modèles autorisés c'est à dire qu'ils satisfont la relation

suivante :

$$C_{ij}^u \leq \sqrt{C_{ii}^u C_{jj}^u}$$

Tableau. 17 –Matrice de variance covariance totale C

	VCLAYT	ΦT	SHT	KT
VCLAYT	324,00			
ΦT	-49,66	25,00		
SHT	-461,38	176,78	784,00	
KT	-2218,65	2123,63	3595,52	58307,76

Tableau. 18 – Vérification des modèles (autorisés) – Matrice de variance covariance de C0

	Vclay0	Φ0	SH0	K0
Vclay0	51,00	23,36	137,18	1026,23
Φ0	-19,10	10,70	62,84	470,06
SH0	-103,00	48,00	369,00	2760,41
K0	-545	387,00	1224,00	20650,00

En noir : Matrice de variance covariance de C0 obtenu à partir des ajustements.

En rouge : matrice de vérification des modèles autorisés ($C_{ij}^u \leq \sqrt{C_{ii}^u C_{jj}^u}$) en valeur absolue.

Tableau. 19 - La matrice de variance covariance –Structure C1

	Vclay1	Φ1	SH1	K1
Vclay1	291,00	69,29	359,04	3340,64
Φ1	-67,11	16,50	85,50	795,47
SH1	-355,00	84,00	443,00	4121,78
K1	-1287,00	465,00	2376,00	38350,00

En noir : Matrice de variance covariance de C1 obtenu à partir des ajustements.

En rouge : matrice de vérification des modèles autorisés ($C_{ij}^u \leq \sqrt{C_{ii}^u C_{jj}^u}$) en valeur absolue.

4. 2. 3. – Analyse en Composantes Principales Normées des fonctions aléatoires des composantes

Les matrices de variances covariances C0 et C1 sont transformées en matrices de corrélations (Tableaux 20 et 21) en utilisant la formule suivante :

$$\rho_{ij} = \frac{C_{ij}}{\sqrt{C_{ii} C_{jj}}}$$

ρ_{ij} – Coefficient de corrélation,

Tableau. 20 - Matrice de corrélation de la structure - C0

	Vclay0	Φ0	SH0	K0
Vclay0	1,000	-0,818	-0,751	-0,531
Φ 0	-0,818	1,000	0,764	0,823
SH0	-0,751	0,764	1,000	0,443
K0	-0,531	0,823	0,443	1,000

Tableau. 21 - Matrice de corrélation de la structure – C1

	Vclay1	Φ1	SH1	K1
Vclay1	1,000	-0,968	-0,989	-0,496
Φ1	-0,968	1,000	0,983	0,585
SH1	-0,989	0,983	1,000	0,576
K1	-0,496	0,585	0,576	1,000

A partir des matrices de corrélations des deux composantes C0 et C1, les facteurs de charge ont été calculés (Tableau 22 et 23).

Tableau. 22 - Facteurs de charges de la structure - C0

	F1 76,6%	F2 17,38%	F3 2,5%
Vclay0	-0,931	0,209	-0,250
Φ0	0,965	-0,024	0,088
SH0	0,897	-0,305	-0,313
K0	0,660	0,746	-0,055

Tableau. 23 - Facteurs de charges de la structure – C1

	F1 80%	F2 15,4%	F3 2.9%
Vcly1	0,931	-0,277	0,212
Φ1	-0,979	0,054	-0,043
SH1	-0,942	0,200	0,263
K1	-0,708	-0,704	-0,012

Ces tableaux montrent que 76.6% de l'information est donné par le facteur de charge F1 pour la structure C0 et 80% de l'information est donné par le facteur F1 pour la 2^{ème} structure C1.

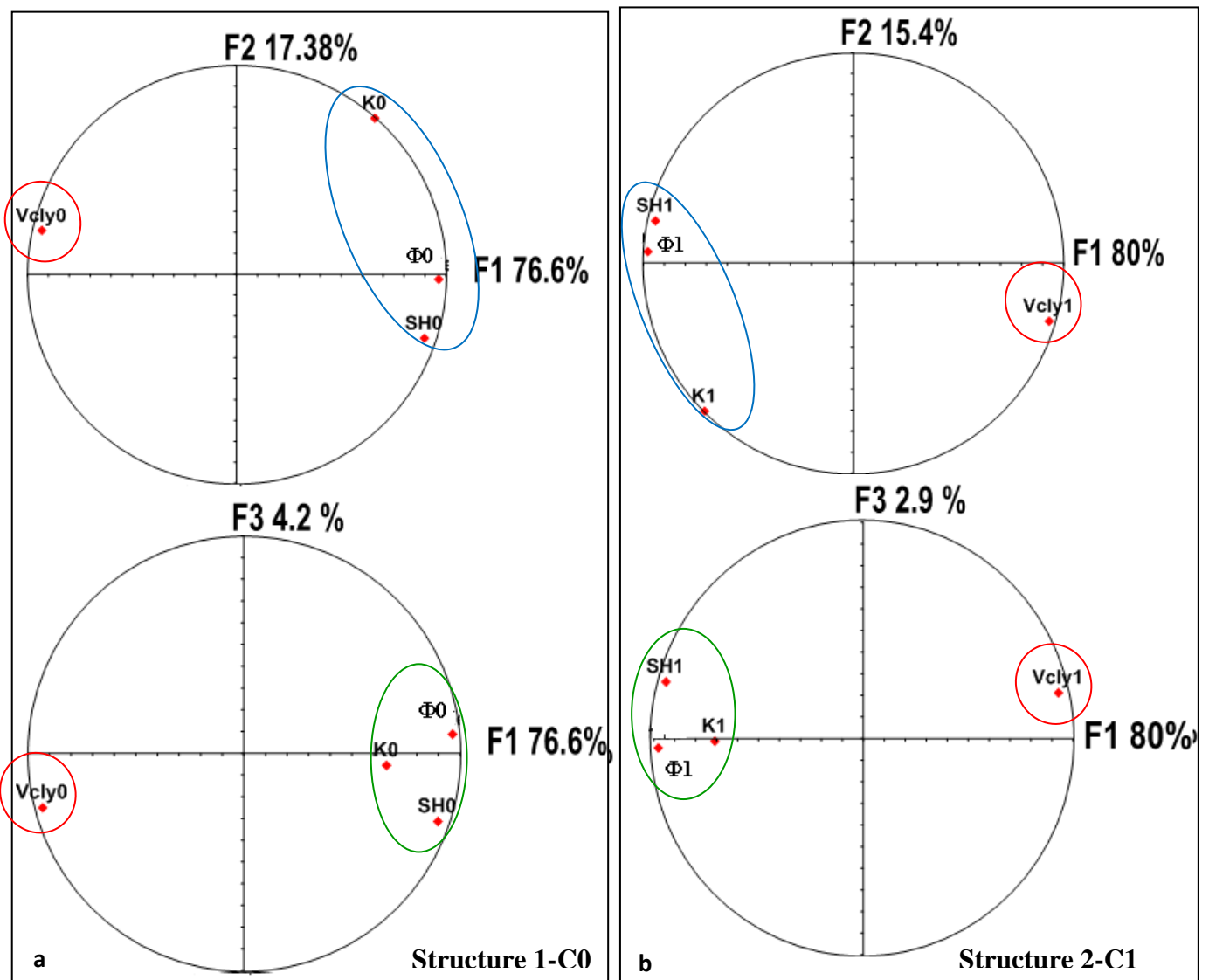


Fig. 48 – Cercles de corrélations des paramètres pétrophysiques sur les composantes spatiales C0 et C1 : a) structure C0 ; b)- structure C1

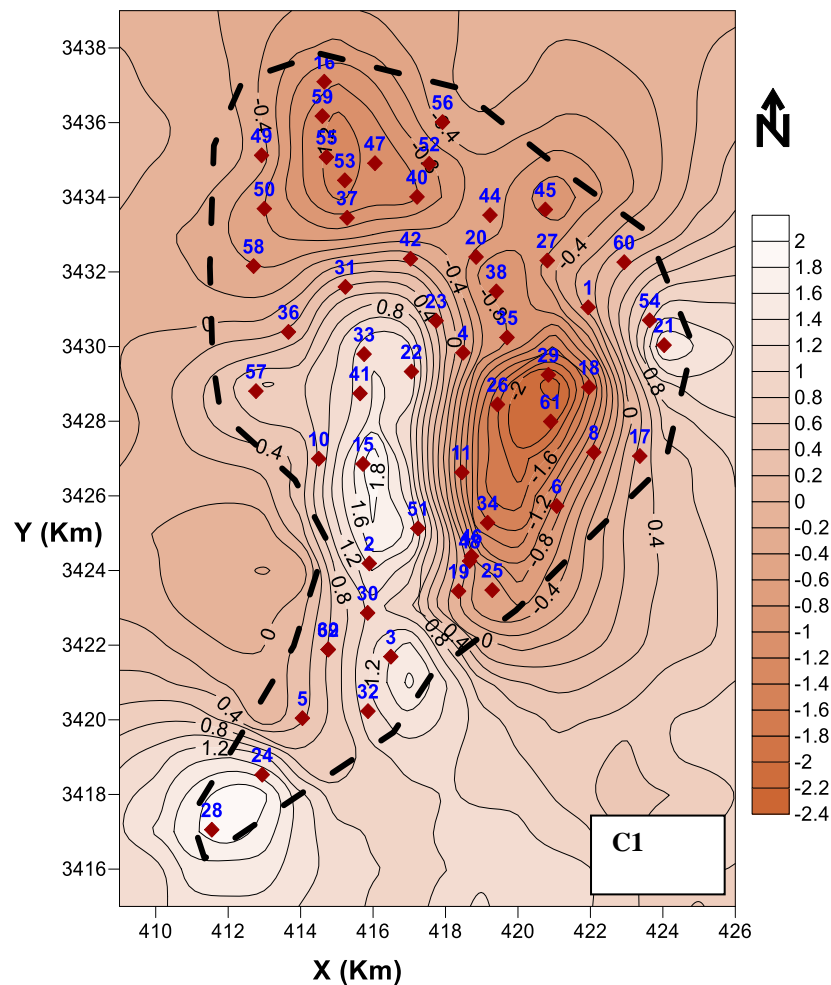
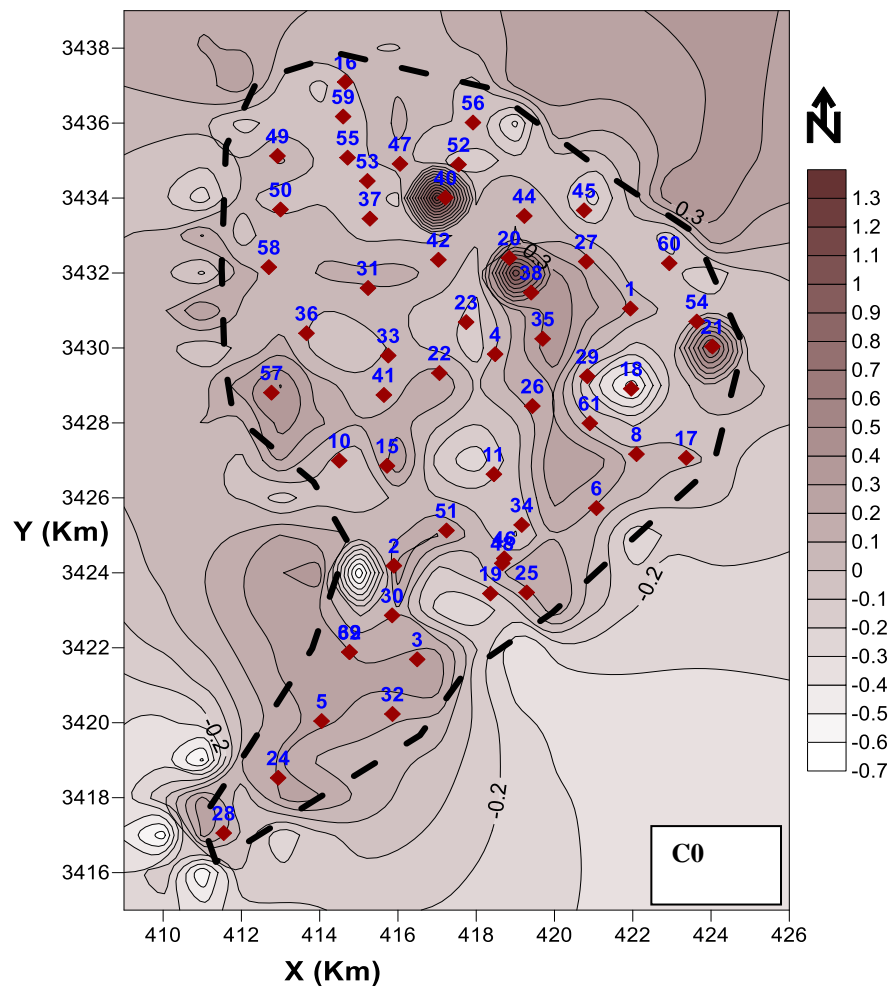


Fig. 49 – Carte du facteur score F1 associée à la structure C0

Fig. 50– Carte du facteur score F1 associée à la structure C1

— — Limite du réservoir ; ◆ - Puits

La cartographie de F1 de C0 (Fig. 49) montre la variation locale – ponctuelle – de l'association des paramètres petrophysiques. La carte du facteur scores F1 de la structure C1 (Fig. 50) montre la variation des paramètres à l'échelle régionale dont les valeurs négatives représentent l'association $\Phi 1$, SH1 et K1 et les valeurs positives correspond au Vclay1

Les cercles de corrélation des paramètres pétrophysiques sur les composantes spatiales C0 et C1 (Fig.48) montrent pour chacune de ces composantes, la présence de deux associations corrélées au facteur de charge F1. L'association de $\Phi 0$, SH0 et K0 pour la composante C0 est corrélées positivement au facteur de charge F1 qui est opposée à la deuxième association représentée par Vclay0. L'association $\Phi 1$, SH1 et K1 pour la composante C1 corrélées négativement au facteur de charge F1 est opposée à la deuxième association formée par Vclay1. Ce facteur F1 a été cartographié pour chacune des deux composantes. (Figs. 49 et 50). Contrairement à la carte de F1 de la composante locale qui montre une répartition des valeurs assez régulière, celle de F1 de la composante régionale C1 a permis de localiser les zones de faciès de grandes porosités et perméabilités correspondant aux faciès de méandres, chenaux fluviaux et grandes fracturations.

4. 2. 4. - Estimation des composantes spatiales associées aux deux structures C0 et C1

Les composantes spatiales associées aux deux structures C0 pour les 04 paramètres ($\Phi 0$, SH0, K0, Vclay0) et C1 ($\Phi 1$, SH1, K1, Vclay1) ont été calculées à l'aide du programme informatique développé par Marcotte (1991).

La cartographie de ces composantes (Figs. 51 à 54) fournit notamment une synthèse des principales sources de variation au niveau des deux échelles – l'échelle locale représentée par la structure pépétique C0 et l'échelle régionale C1 représentée par le modèle sphérique.

Interprétation des cartes des composantes spatiales :

- **Les composantes de Φ**

La porosité totale ($\Phi = \Phi 0 + \Phi 1$) a été cartographiée (Fig. 51a). Elle correspond à la somme de la porosité primaire (Intergranulaire, inter-cristalline) et secondaire (dissolution, fissures, fractures). La composante spatiale $\Phi 0$ correspond à la porosité intercristalline ou intergranulaire

(locale), l'espace poreux est compris entre les cristaux et les grains (Fig. 51b). La composante spatiale Φ_1 correspond à la porosité secondaire ou tardive liée à la fracturation ou porosité régionale. La carte de cette composante (Fig. 51c) montre que 128301428,6 m² de la surface représente la zone de la porosité élevée probablement correspondante à la zone de chenaux.

- **Les composants de $V_{clay} = V_{clay0} + V_{clay1}$**

Les réservoirs gréseux peuvent être différenciés, entre autres, par les taux d'argiles qui font partie de leur composition et se retrouvent généralement à la surface des pores ou dans les ciments inter-granulaires. V_{clay0} (Fig. 52b) correspond à la teneur en Argile ponctuelle (locale). V_{clay1} correspond aux zones de teneurs élevées en argile (régionale) (Fig. 52c).

- **Les composantes de $SH = SH0 + SH1$**

La saturation d'un échantillon de roche en un fluide est le rapport du volume de ce fluide dans l'échantillon au volume de pores (V_p) de l'échantillon. La composante spatiale $SH1$ correspond à la saturation régionale liée à la fracturation, failles et zones de fortes porosités et perméabilité (Fig. 53c). La composante spéciale $SH0$ correspond à la saturation locale intercrystalline ou intergranulaire (Fig. 53b).

- **Les composantes de $K = K0 + K1$**

La perméabilité K d'un milieu poreux caractérise son aptitude à laisser circuler un fluide (liquide ou gaz) au sein de son espace poreux. Elle dépend de la structure interne de l'espace poreux et particulièrement de la connectivité de ses différents éléments. La composante $K0$ correspond à la perméabilité locale de la roches réservoir (Fig. 54b) et la composante $K1$ représente les zones de fractures, failles méandres et chenaux (Fig. 54c).

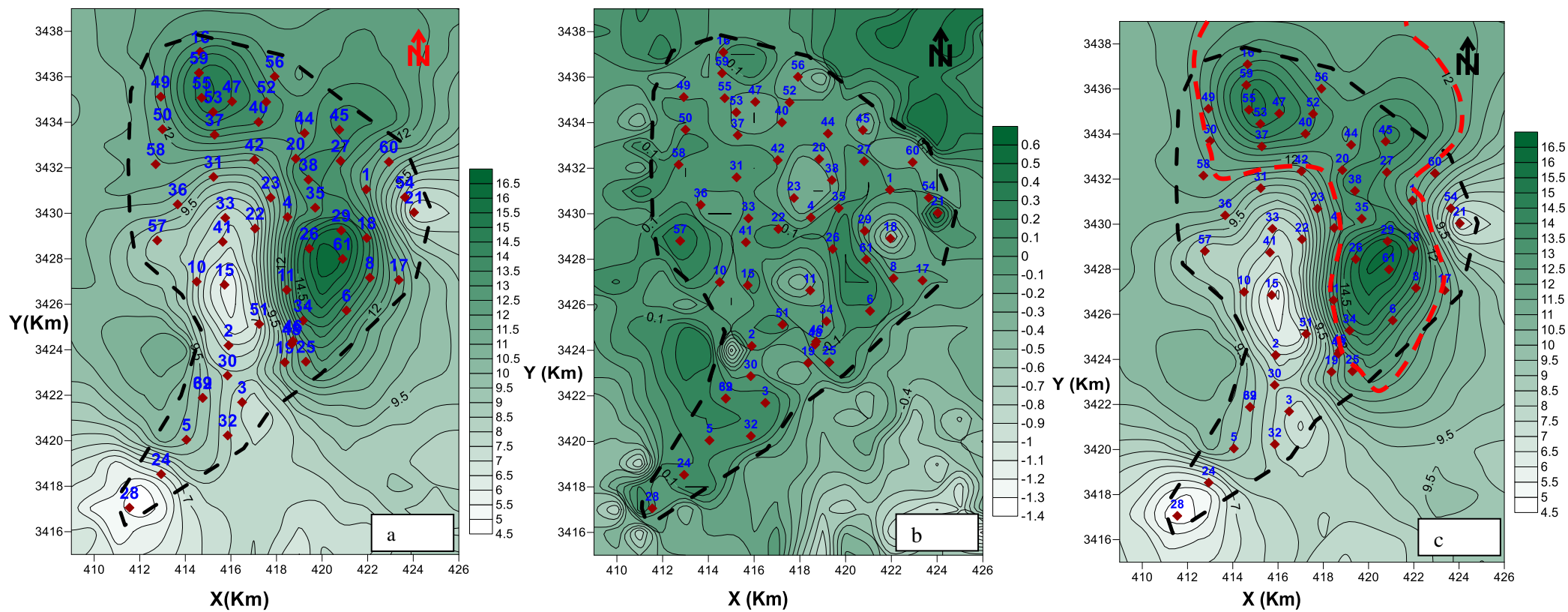


Fig. 51 - Cartes des composantes spatiales : a)- Φ , b)- Φ_0 et c)- Φ_1

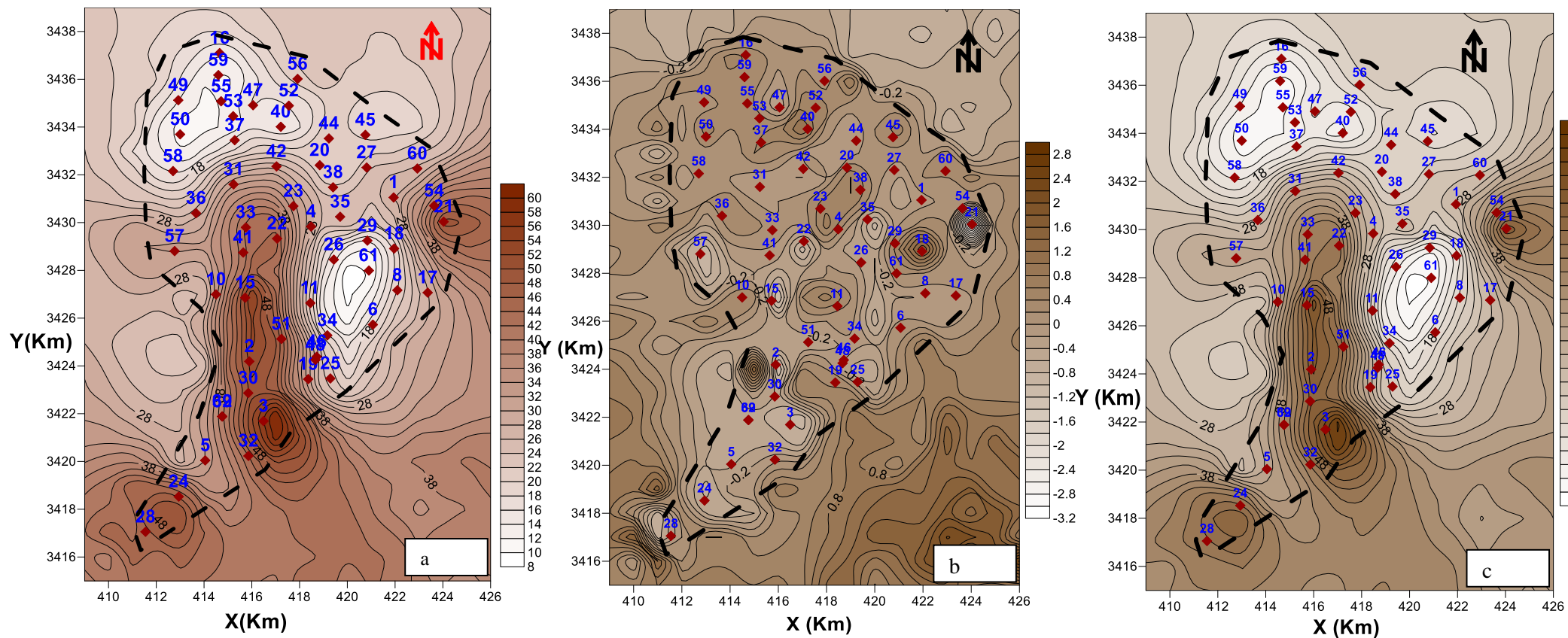


Fig. 52 - Cartes des composantes spatiales : a)- Vclay, b)- Vclay0 et c)- Vclay1

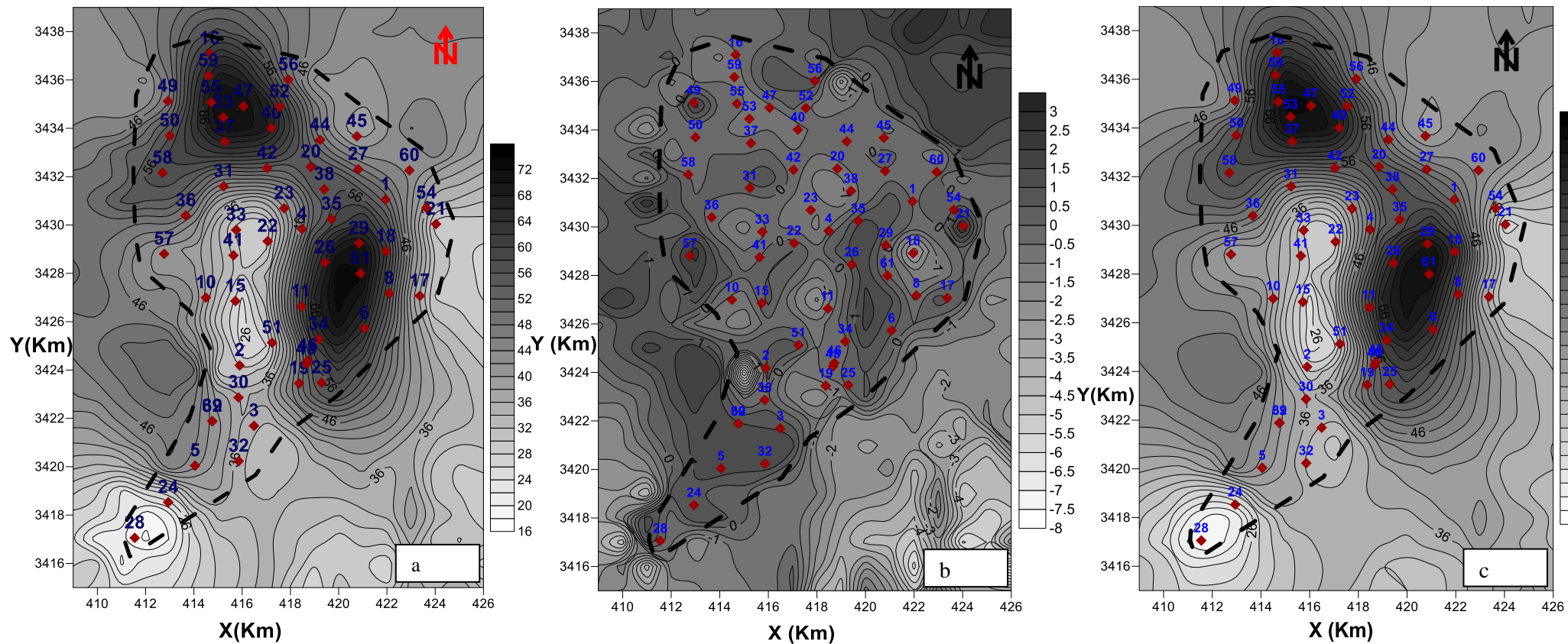


Fig. 53 - Cartes des composantes spatiales : a)- SH, b)- SH0 et c)- SH1

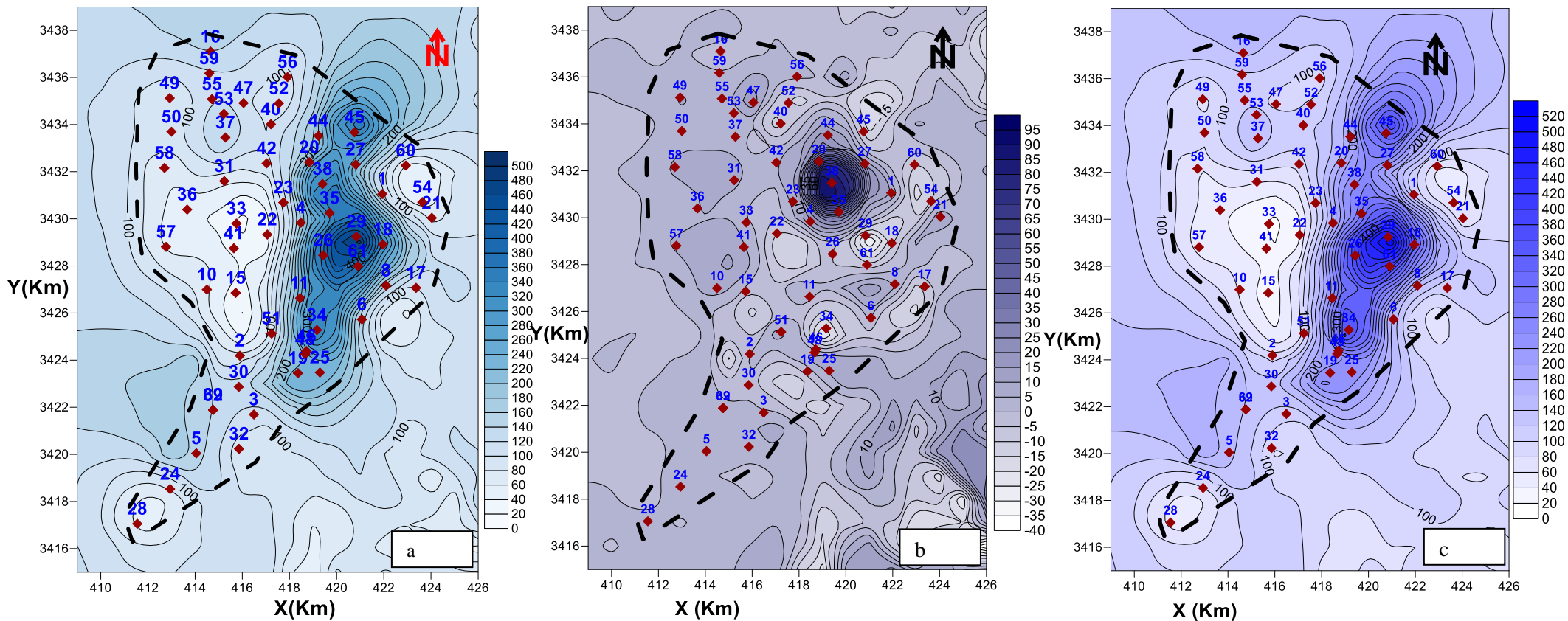


Fig. 54 - Cartes des composantes spatiales : a)- K, b)- K0 et c)- K1

4. 3. – ANALYSE FACTORIELLE KRIGEANTE- AFK DE LA VARIABLE V0 ET ESTIMATION DES RESSOURCES

La carte V0 a été établie par krigeage ordinaire (Fig. 55a). Une analyse factorielle krigéante a été appliquée à V0 dans la sous couche réservoir U1b. Rappelons que le variogramme expérimental a été calculé et ajusté (voir partie II chapitre 3). Le résultat de l'AFK a permis de déterminer deux composantes, l'une locale V_{C0} due à l'effet de pépite C0 et l'autre régionale désignée par V_{C1} , $V_0 = V_{C0} + V_{C1}$ (Fig. 55). La composante V_{C0} représente les quantités en pétroles dans les pores de formations. Elle représente la porosité primaire. Ces quantités ont été estimés à $(1,36 \times 10^6 \text{ m}^3)$ et qui sont difficilement récupérables – couteux. (Fig. 55b)

La composante V_{C1} qui représente les ressources en pétrole dans les méandres, chenaux et fractures et dans les failles. Elle a été cartographiée (Fig. 55c). Cette quantité a été estimée à $(64,19 \times 10^6 \text{ m}^3)$.

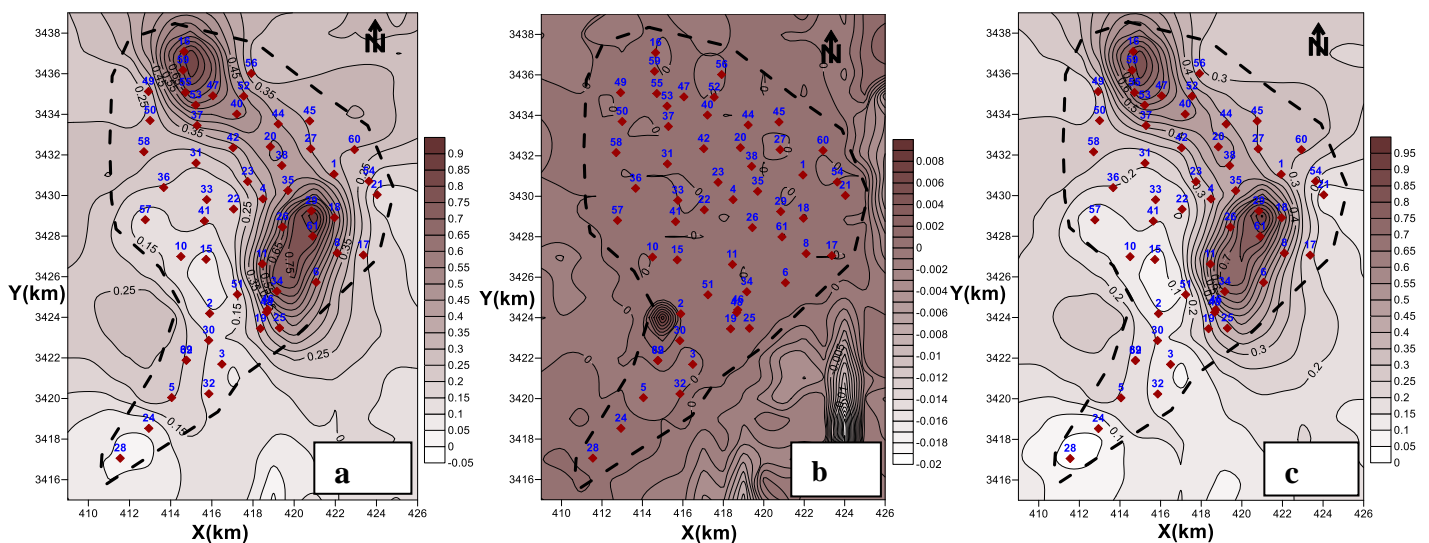


Fig. 55 - Cartes des composantes spatiales : a)- V0, b)- V_{C0} et c)- V_{C1}

CONCLUSIONS

Le réservoir du TAGI-HBNS - Sahara algérien - est situé à 200 km au Sud Est de Hassi Messaoud. C'est un bassin intra-cratonique. Il est considéré comme l'un des plus importants bassins producteurs d'hydrocarbures. Les roches réservoirs du TAGI appartiennent à la série basale du Mésozoïque. Celles ci sont marquées par les dépôts de nature fluviatiles qui se développent dans le bassin.

L'analyse de données et l'étude géostatistique des 11763 mesures des paramètres pétrophysiques mesurés dans les diagraphies - Perméabilité (K), Porosité (Φ), Saturation en eau (Sw), Saturation en hydrocarbure (SH), Gamma Ray (GRCC), Sonic (DTCC), Densité (RHCC), Neutron (TNPCC) et Volume en argile (Vclay) ont permis les conclusions suivantes :

1 – les Analyse en Composantes Principales (ACP) faites sur l'ensemble des données des paramètres pétrophysique, sur les valeurs moyennes dans les puits et sur des paramètres pétrophysique de chacune des huit (08) sous couches ont permis de déterminer 02 principales associations ; l'une formée par (Vclay, SW, DTCC, GRCC et NEPHCC) ; et corrélée positivement à F1 et elle représente le faciès argileux. La deuxième association constituée par Φ , k et SH ; corrélée négativement à F1, représente le faciès géologique poreux et perméables favorable à l'accumulation des hydrocarbures,

2 – L'étude géostatistique de la variable régionalisée $V_0 = (\Phi \times SH \times H)$ qui représente le volume d'hydrocarbure par unité de surface de 1 km² dans chacune des 08 sous couches du réservoir TAGI-HBNS a été faite.

- - Les variogrammes expérimentaux ont été calculés et ajustés à l'aide des modèles sphériques. Le krigeage ordinaire de cette variable a permis de distinguer trois zones: une zone de valeurs élevées de V_0 comprises dans l'intervalle $(0,5.10^6 - 1,005.10^6 \text{ t})$, une deuxième de valeurs moyennes de V_0 appartenant à l'intervalle $(0,1.10^6 - 0,5.10^6 \text{ t})$ et enfin la dernière zone de valeurs comprises entre 0,0 et $0,1.10^6 \text{ t}$ qui représente les blocs très faiblement potentiels.
- - La simulation géostatistique de la variable régionalisée V_0 a été effectuée à l'aide de la méthode simulation séquentielle gaussienne (SSG). Quatre variantes ont été obtenues pour chaque sous couche. Ces cartes montrent les parties les plus potentielles en hydrocarbures dans ces sous couches, l'une d'elles serait la plus proche de la réalité.

3 – L'Analyse Factorielle Krigéante a été faite : Les variogrammes expérimentaux moyens simples et croisés des paramètres pétrophysiques Φ , SH, K et Vclay ont été calculés et ajustés. La variographie de ces paramètres a montré la présence des structures gigognes – Il s'agit donc de fonctions aléatoires multiples.

Ces variogrammes ont permis la décomposition de chacun de ces paramètres en deux structures : l'une locale représentée par l'effet de pépite C0 et l'autre régionale représentée par le modèle sphérique C1. Les matrices de variances-covariances et de corrélations linéaires simples de chacune des deux composantes C0 et C1 ont été calculées. Les ACP faites à partir de ces matrices ont été effectués et utilisées pour des Analyse Factorielles krigéantes – AFK –

Les ACP des composantes C0 et C1 montrent pour chacune d'elles, la présence de deux associations corrélées au facteur de charge F1. L'association de Φ_0 , SH0 et K0 pour la composante C0 est corrélées positivement au facteur de charge F1 qui est opposée à la deuxième association représentée par Vclay0. L'association Φ_1 , SH1 et K1 pour la composante C1 corrélées négativement au facteur de charge F1 est opposée à la deuxième association formée par Vclay1. Ce facteur a été cartographié pour les deux composantes. La carte de F1 de la composante locale C0 montre une répartition des valeurs assez régulière, celle de F1 de la composante régionale C1 a permis de localiser les zones de faciès de grandes porosités et perméabilités correspondant aux faciès de méandres, chenaux fluviaux et grandes fracturations.

4 - Une AFK a été faite sur le produit V0. Les résultats de ce dernier ont permis de quantifier les ressources locales en hydrocarbure contenues dans les pores de formations primaires et celles contrôlées par les méandres, chenaux et fractures et dans les failles. Cette AFK a permis de localiser les secteurs où l'exploitation par puits serait optimale.

Les méthodes de statistiques multivariées (ACP) et géostatistiques (krigeage ordinaire, simulation SG- et Analyse Factorielle Krigéante) ont permis de localiser les zones de chenaux, méandres et failles. Elle a permis aussi quantifier les différentes ressources en hydrocarbures et localiser les zones où la réalisation de puits permettrait une exploitation optimale.

REFERENCES BIBLIOGRAPHIQUES

- Abrikossov I, Goutman I (1982).** Géologie du pétrole. Généralités, prospection, exploitation. Edition : Mir Moscou, 301 pages.
- Aliev M., Ait laoussine N., Aleskine G., Barouline G., Akovlen B., Korj M., Kouvykine J., Makarov V., Mazanov V., Medvedev E., Mkrтчiane O., Moutafinov R., Oriev L., Oroujeva D., Oulmi M. et Said A. (1971)** - Structures géologiques et perspectives en pétrole et en gaz du Sahara algérien. ALTAMIRA PROTOPRESS, S. A., p. 275.
- Askri, H., Belmecheri, A., Benrabah, B., Boudjema, A., Boumendjel, K., Daoudi, M., Drid, M., Ghalem, T., Docca, A. M., Ghandriche, H., Ghomari, A., Guellati, N., Khennous, M., Lounici, R., Naili, H., Takherist, D., Terkmani M. (1995).** Petroleum Geology of Alegria; Well Evaluation Conference-WEC Algeria. 93 pages.
- Azoug, Y. , Bakhoukhe, C., Bamoun, A., Bedjaoui, K., Bouchenak, F., Bounoua, N., Bourennane, N., Brahmi, N., Draou, A., Ghennai, F., Griби, A., Habib, M., Kherfi, N., Mammeri, H., Mezali, F., Nennouche, Z.,Yahia-Ouahmed, S. (2007).** Well Evaluation Conference- WEC Algeria 2007 - Sonatrach-Schlumberger. Edited by Schlumberger; Produced by Lynx Consulting, Inc., Houston, TX, USA. 489 pages.
- Benzekri J P, Coll (1980).** L'analyse de données. Dunod, 2^{ème} ed. Paris, 2, 632 p.
- BEICIP (1975).** Etude structurale et caractéristique, Bassin d'illizi- Môle d'El Biod. Rapport inédit. Sonatrach Exploration.
- Boudjemaa, A. (1987).** Evolution structurale du bassin pétrolier triasique du Sahara nord oriental (Algérie). *Thèse de Doctorat en Sciences, Université Paris XI-Orsay*, 290 p.
- Bour, O., Davy, P., and de Dreuzy, J.-R., Darcel, C. (2001).** Permeability of multiscale fracture networks. In : Petrophysical properties of crystalline rocks, Geol. Soc. London, London, September 10-11, 2001.
- Busson, G. (1970)** - Le mésozoïque saharien -.2^opartie : Essai de synthèse des données des sondages Algéro-Tunisiens. CNRS, paris, sér. Géol, n°11,2 vol., 810 p.
- Carney, S., Peffer, J. W., Pink, A., Drumheller, R. E., Jasek, J. H., Hadjali, M., Bouazza, L. (1999).** The Hassi Berkine South (HBNS) Field, Block 4O4, Berkine basin, Algeria, American Association of petroleum geologists, Annual Meeting, Exposed abstracts, San Antonio, Texas, United states, p.A21
- Chauvet. (1999).** Aide mémoire de géostatistique linéaire application du domaine minier. Les presses de l'école des mines de Paris, 140 p.

- Chelbeb, S., Mouaïci, R., Haroun, S., Kracha, N., Ouaihouche, F. (2000).** Depositional environment, sequence stratigraphy analysis, and diagenesis of the lower Devonian sandstone reservoirs, Berkine basin, Algeria. 4^{ème} Séminaire de Géologie Pétrolière-SGP4 – CRD-SONATRACH, Boumerdès, 13 au 15 Novembre 2000.
- Goovaerts, P. (1992).** Factorial kriging analysis: a useful tool for exploring the structure of multivariate spatial information. *Journal of Soil Science*, 43, 597–619
- Dieckmann, V., Pajola, M., Caccialanza, G. (2000).** New Definition of Silurian Source Rock Distribution in the Berkine Basin (Algeria) and its Importance for Reservoir Infilling. 4^{ème} Séminaire de Géologie Pétrolière-SGP4 – CRD-SONATRACH- Boumerdès, 13 au 15 Novembre 2000.
- Dreuzy, J.-R., C. Darcel, P. Davy, and O. Bour. (2004).** Influence of spatial correlation of fracture centers on the permeability of two-dimensional fracture networks following a power law length distribution, *Water Resources Research*, 40.
- 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, 132. 109- 130.
- Fabre, J. (1976)** –Introduction à la géologie du Sahara Algérien et des régions avoisines. Soc. Nat. Ed. SNED. Alger, 142p. 163 fig., 4tabl. 4 pl.
- Ghribi, A. (1999).** Répartition des roches éruptives dans le bassin de Berkine et commentaires géologiques. *Rapport inédit, Sonatrach*. 38 p.
- Jdanov M, Grichine F, Gordinski E (1970).** Principes de la géologie de production du gaz et du pétrole : Edition Ecole supérieure Moscou, 414.
- Journel, A., Huijbregts, G. (1978).** Mining geostatistics. Academic Press, London, U. K, 600p.
- Kahoul, F., Bechiri –Benmerzoug, F., Azzouni-Sekkal, A. (2000).** Caractérisation pétrologique des laves du Trias dans la partie Est de la plate forme saharienne. Communication dans 4^{ème} Séminaire de Géologie Pétrolière-SGP4 – CRD-SONATRACH, Boumerdès, 13 -15 Novembre 2000.
- Kedzierski, P. (2007).** Révisions de géostatistiques, résumé publié sur internet, 7p.
- Klett, T.R. (2000).** Total Petroleum Systems of the Trias/Ghadames Province, Algeria, Tunisia, and Libya—The Tanezzuft-Oued Mya, Tanezzuft-Melrhir, and Tanezzuft-Ghadames. *U.S. Geological Survey Bulletin 2202-C* (2000), 118 p.
<http://greenwood.cr.usgs.gov/pub/bulletins/b2202-c>

- kerchouche, F. (2007).** Répartition Spatio-temporelle du Magmatisme dans les Bassin de Berkine et d'illizi. Mémoire d'ingénieur d'état, 72p.
- Lassouani, L. (1996).** Influence des épanchements volcaniques sur la sedimentation triasiques dans le bassin de Ghadamès. Rapport inédit, Sonatrach. 48 p.
- Lebart, L., Morineau A., Fénelon J.P. (1979).** Traitement des Données Statistiques éditions en 1982, 1986, Dunod, Paris, 518 p.
- Matheron, G. (1965).** Les Variables Régionalisées et leur Estimation. Masson, Paris, 305p.
- Matheron, G. (1970).** The Theory of Regionalized Variables and its Applications. Les Cahiers du Centre de Morphologie Mathématique, Vol. 5, Ecole des Mines de Paris, Fontainebleau, 212p.
- Matheron, G. (1982).** Pour une analyse krigéante des données régionalisées: Note interne, N-732, Centre de Géostatistique, Fontainebleau, France, 22 p.
- Marcotte, D. (1991).** Cokriging with Matlab. Computers & Geosciences Vol. 17, No 9, pp. 1265-1280.
- McKenna, S., Hedley, R. (2002).** The structural evolution of the Berkine-Ghadames Basin (Groupement Berkine Anadarko). Rapport interne – Anadarko Petroleum Corporation.
- Mezghache, H. (1989).** Cartographique automatique et interpretation geostatistique d'une campagne de prospection geochemique sur sol-application à la zone mercurille Nord Numidique (Algerie). Thèse de Doctorat-Nouvelle; CNRS-CRPG-INPL. Nancy – France; 178 pages.
- Pannatier, Y. (1996).** "VARIOWIN": Software for Spatial Data Analysis in 2D". Springer Verlag, 91p. ISBN 0-387-94679-9.
- Peffer, J., Thilliez, J., Rowney, J., Masino, W., Vickers, M., Brown, W., Pine, M. (2003).** Development of the Hassi Berkine South (HBNS) Giant Oil Field, Ghadames / Berkine Basin, Algeria-1st North Africa / Mediterranean Petroleum & Geosciences Conference and Exhibition. Tunis, 06 - 09 October 2003.
- Pushpa Sharma, G. Mamgain, V. K. Bahuguna¹, and Chaman Lal (2012).** Improved Permeability Estimates in Carbonate Reservoirs Using Electrofacies Characterization: A Case Study of Mumbai High South, GEO-India, Greater Noida, New Delhi, India, January 12-14, 2011, AAPG©2012 21p.
- Rossi, C., Kalin, O., Arribas, J., Tortosa, A. (2002).** Diagenesis, provenance and reservoir quality of Triassic TAG sandstones from Ourhoud field, Berkine (Ghadames) Basin, Algeria. Marine and Petroleum Geology 19 (2002) 117-145.

- Sahli, M., Kerdjidj, M. K. (2000).** L'intrusion doléritique de la structure de stah (Bassin d'Illizi, Algérie) son influence sur les terrains encaissantes du Dévonien. Communication dans 4^{ème} Séminaire de Géologie Pétrolière-SGP4 – CRD-SONATRACH, Boumerdès, 13 au 15 Novembre 2000.
- Sandjivy, L. (1984).** The factorial kriging analysis of regionalized data . In: Verly G et al.(eds) Geostatistics for Natural Resources Characterization, 559–571, NATO ASI Series C-122, Reidel, Dordrecht, Hollande.
- Sarda, S., Jeannin, L., Basquet, R., and Bourbiaux, B. (2001).** Hydraulic characterization of fractured reservoirs: simulation on discrete fracture models. In Proc. SPE 66398. Huston, Texas, SPE Reservoir Simulation Symposium.
- Scott, A.j., Wheller, D.A. (1999).** Regional trends in Triassic fluvial-lacustrine cycle, Berkine Basin, Algeria, American association of petroleum geologists Annual Meeting Expanded Abstracts, San Antonio, Texas, United States, p. 1126.
- Seddiki, A. (1997).** Etude pétrographique et géochimique des roches magmatiques de Boukaïs (Nord-Ouest de Bechar, Algérie Sud occidentale). Contribution à une étude géodynamique de la région à l'Infra-Cambrien. Thèse. Magistère, USTHB, Alger. 100 Pages
- Sonatrach. (2002).** Bilan des activités et perspectives – Rapport interne - Sonatrach–Direction Générale - Chemin Djenane El Malik, Hydra, Alger, Algérie. Site web: www.sonatrach-dz.com - E-mail: sonatrach@sonatrach.dz
- Sonatrach (1991).** Bilan des activités et perspectives – Rapport interne-Sonatrach–Direction Générale - Chemin Djenane El Malik, Hydra, Alger, Algérie. Site web: www.sonatrach-dz.com - E-mail: sonatrach@sonatrach.dz
- Souadnia, S. (2009).** Caractérisation géologique et simulation du réservoir d'hydrocarbure TAGI-HBNS - champ Hassi Berkine Sud - à l'aide de méthodes géostatistiques. Mémoire de Magistère, 110p.
- 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 18, 959 – 981.
- Wackernagel, H., Petitgas, P. and Touffait, Y. (1989).** Overview of methods for coregionalization analysis. In: Armstrong, M. (Ed.) Geostatistics, 409–420, Kluwer Academic Publisher, Amsterdam.

LISTE DES FIGURES

FIGURES	PAGES
Fig. 1. Situation géographique (Turner et al, 2001)	7
Fig. 2 – Carte géologique de l’Algérie (Askri et al., 1995)	11
Fig. 3 - Colonne stratigraphique synthétique du bassin de Berkine (Yahi et al., 2001, modifiée)	18
Fig.4- Carte du volcanique équivalent au TAGI et intervalles des épaisseurs des grés (McKenna et Hedley, 2002)	23
Fig. 5 - Carte structurale du bassin de Berkine- Ghadamès (McKenna et Hedley, 2002)	25
Fig. 6 – Les majeures évolutions structurales du bassin de Berkine (McKenna et Hedley, 2002)	28
Fig. 7 – Roches sources et migration vers le TAGI (Echikh, 1998)	29
Fig. 8 - Sources et migrations dans le bloc 404 ((Echikh, 1998)	33
Fig. 09 - Plan et directions des dépôts fluviatiles (Scott et Wheller, 1999)	34
Fig. 10 - Colonne stratigraphique du champ hydrocarbure HBNS (Azoug et al., 2007)	36
Fig. 11 - Les principaux failles du champ HBNS avec leurs espacements	37
Fig. 12 – Coupe séismique à travers HBNS (Carney et al., 1999)	40
Fig. 13 - Plan d’implantation des puits	45
Fig. 14 -Transformation de la loi non gaussienne A à une loi gaussienne B - du paramètre Φ : exemple d’anamorphose	47
Fig. 15 – Histogrammes de Φ dans les 08 sous couches du réservoir TAGI-HBNS	48
Fig. 16 – graphes de probabilités de Φ dans les 08 sous couches du réservoir TAGI-HBNS	49
Fig. 17 - Cercles de corrélation de l’ACP de l’ensemble des données (11800) des paramètres pétrophysiques de toute la couche réservoir	53
Fig. 18 - Cercles de corrélation de l’ACP des valeurs moyennes des paramètres pétrophysiques du réservoir TAGI calculés sur les 61 puits	56
Fig. 19 - Cercles de corrélation de l’ACP des paramètres pétrophysiques du réservoir TAGI effectués sur la sous couche U1b	59
Fig. 20 - Représentation graphique du variogramme	61

LISTE DES FIGURES

Fig. 21 - Variogramme de surface du facteur score F1	64
Fig. 22 - Graphes des variogrammes expérimentaux directionnels du F1 et leurs ajustements : a)- direction 70° - b)- direction 160°	64
Fig. 23 - Cartes des modélisations géostatistiques par krigeage ordinaire de F1 dans les sous couches réservoirs U1a, M1c et M1b	65
Fig. 24 - Cartes des modélisations géostatistiques par SSG de F1 dans les sous couches réservoir U1a, M1c et M1b	66
Fig. 25 - Comparaison des modélisations géostatistiques par krigeage ordinaire dans les sous couches réservoir U1a, M1c et M1b: a) - cartes de F1 et b) - cartes de SH	67
Fig. 26 - Variante 1 : Comparaison des modélisations géostatistiques par SSG dans les sous couches réservoirs U1a, M1c et M1b: a)- Cartes de F1 et b)- Cartes de SH	68
Fig. 27 - 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	69
Fig. 28 – Log de diagraphie dans le sondage HBNS 2	70
Fig. 29 - Les courbes de la productivité probable croissantes dans le champ Hassi Berkine Sud en 1988 à 2007	75
Fig. 30 - Les courbes de la productivité probable constante dans le champ Hassi Berkine Sud en 1988 à 2007	76
Fig. 31 - Les courbes de la productivité probable décroissantes dans le champ Hassi Berkine Sud en 1988 à 2007	76
Fig. 32 - Les variogrammes expérimentaux moyens dans les 08 sous couche du réservoir TAGI-HBNS	78
Fig. 33 - Carte des valeurs krigées du V0 dans les blocs 1 km ² dans les 04 sous couches du réservoir TAGI- HBNS : U3-U2-U1b-U1a	80
Fig. 34 - Carte des valeurs krigées du V0 dans les blocs 1 km ² dans les 04 sous couches du réservoir TAGI- HBNS : M2-M1c-M1b-M1a	81
Fig. 35 - Cartes des quatre variantes des valeurs de simulation de V0 dans la sous couche U1a	83
Fig. 36 - Cartes des quatre variantes des valeurs de simulation de V0 dans la sous couche U1b	84

Fig. 37 - Cartes des quatre variantes des valeurs de simulation de V0 dans la sous couche M1c	85
Fig. 38 - Cartes des quatre variantes des valeurs de simulation de V0 dans la sous couche M1b	86
Fig. 39 - Cartes des quatre variantes des valeurs de simulation de V0 dans la sous couche M1a	87
Fig. 40 - Représentation de la corégionalisation : a)- cas isotopie ; b)- cas hétérotopie ; c)- cas hétérotopie partielle	89
Fig. 41 - Variogrammes moyen SH	92
Fig. 42 - Variogrammes moyen Φ	92
Fig. 43 - Variogrammes moyen Vclay	92
Fig. 44 - Variogrammes moyen K	92
Fig. 45 - Co-variogrammes expérimentaux moyen (SH- K) et (SH – Vclay)	93
Fig. 46 - Co-variogrammes expérimentaux moyen (K /Vclay) et (Φ /SH)	93
Fig. 47 - Co-variogrammes expérimentaux moyen (Φ /Vclay) et (Φ /K)	93
Fig. 48 – Cercle corrélation des paramètres pétrophysiques sur les composantes spatiales C0 et C1 : a) structure C0 ; b)- structure C1	96
Fig. 49 – Carte du facteur score F1 associée à la structure C0	97
Fig. 50 – Carte du facteur score F1 associée à la structure C1	97
Fig. 51 - Carte des composantes spatiales : a)- Φ , b)- Φ_0 et c)- Φ_1	100
Fig. 52 - Carte des composantes spatiales : a)- Vclay, b)- Vclay0 et c)- Vclay1	101
Fig. 53 - Carte des composantes spatiales : a)- SH, b)- SH0 et c)- SH1	102
Fig. 54 - Carte des composantes spatiales : a)- K, b)- K0 et c)- K1	103
Fig. 55 - Carte des composantes spatiales : a)- V0, b)- V _{C0} et c)- V _{C1}	104

LISTE DES TABLEAUX

TABLEAUX	PAGES
Tableau. 1 - Tableau synoptique de distribution des roches éruptives dans le bassin de Berkine (kerchouche, 2007)	20
Tableau. 2 - Statistiques des paramètres pétrophysiques dans la couche réservoir du TAGI-HBNS (Souadnia, 2009)	46
Tableau. 3 - Statistiques des paramètres pétrophysiques dans le 08 sous couches du réservoir	50
Tableau. 4 - Matrice de corrélations linéaires simples effectuées sur l'ensemble des 11763 données (Souadnia, 2009).	52
Tableau. 5 - Facteurs de charge de l'ACP (Souadnia, 2009)	53
Tableau. 6 - Matrice de corrélations simples des valeurs moyennes dans les 61 puits (Souadnia, 2009)	55
Tableau. 7 - Facteurs de charge (Souadnia, 2009)	55
Tableau. 8 - Matrice de corrélations linéaires simples calculée sur les paramètres pétrophysiques dans la sous couche U1b	58
Tableau. 9 - Facteurs de charge dans la sous couche U1b.	58
Tableau. 10 - Variogrammes directionnels de F1 et leurs ajustements	64
Tableau. 11 – Ressources globales dans le réservoir TAGI-HBNS par la méthode classique	71
Tableau. 12 - La production annuelle en m ³ dans le 31 puits du réservoir TAGI-HBNS en 1998-2007	74
Tableau. 13 - Résultats d'ajustements des variogrammes expérimentaux omnidirectionnels dans les 08 sous couches du réservoir TAGI –HBNS	79
Tableau. 14 - Résultats d'estimations de ressources par krigeage ordinaires dans le réservoir TAGI -HBNS	82
Tableau. 15 - Modèles d'ajustement des variogrammes expérimentaux moyens dans la sous -couche U1b	92
Tableau. 16 - Modèles d'ajustement des co-variogrammes expérimentaux moyens dans la sous-couche U1b	93
Tableau. 17 –Matrice de variance covariance totale C	94

Tableau. 18 – Vérification des modèles (autorisés) – Matrice de variance covariance de C0	94
Tableau. 19 – La matrice de variance covariance –Structure C1	94
Tableau. 20 - Matrice de corrélation - C0	95
Tableau. 21 - Matrice de corrélation - C1	95
Tableau. 22 - Facteurs de charges - C0	95
Tableau. 23 – Facteurs de charges - C1	96



ANNEXES

LOGICIELS UTILISES

Pour le traitement des données, l'estimation et la modélisation géostatistique de réserves pétrolières, les principaux logiciels utilisés sont : Surfer8, StatGeo et Petrel2007, Matlab, Statistica 2008.....

- **Logiciel "SURFER8"**

C'est un logiciel de multiples utilisation, il a été utilisé pour l'établissement des cartes d'iso valeurs, la visualisation des résultats de krigeage et de cartographie automatique. Ce logiciel a été acquis par le Laboratoire de Géologie – UBMA (LRG) en 2009.

- **Logiciel "StatGeo"**

Ce logiciel a été développé par Mezghache (1989). Il a été utilisé essentiellement dans la gestion des données et pour le traitement statistique multivariable (calcul des matrices de corrélation, facteurs de charges, valeur propres - ACP).

- **Logiciel "Petrel 2007"**

C'est un logiciel développé par Schlumberger. Il permet la modélisation statique et dynamique des réservoirs d'hydrocarbure. Les principaux programmes formant ce logiciel et que nous avons utilisé sont (Schlumberger, 2003):

- **Petrel Explorer** : cette commande contient toutes les données (données importées, modèles créés, ...)
- **Process Diagram** : cette commande a la charge de présenter les listes des processus possibles dans le logiciel "Petrel" pour l'exécution.
- **Et Display Windows** : qui est utilisée pour la visualisation des cartes et des résultats de calcul.

- **Logiciel MATLAB**

Matlab est un logiciel de calcul numérique commercialisé par la société MathWorks1. Il a été initialement développé à la fin des années 70 par Cleve Moler, professeur de mathématique à l'université du Nouveau-Mexique puis à Stanford, pour permettre aux étudiants de travailler à partir d'un outil de programmation de haut niveau et sans apprendre le Fortran ou le C.

Matlab signifie **Matrix laboratory**. Il est un langage pour le calcul scientifique, l'analyse de données, leur visualisation, le développement d'algorithmes. Son interface propose, d'une part, une fenêtre interactive type console pour l'exécution de commandes, et d'autre part, un environnement de développement intégré (IDE) pour la programmation d'applications.

- **Logiciel STATISTICA-2008**

Ce logiciel a été utilisé pour le traitement statistique multivariées, bivarié et multivarié (statistiques descriptives, représentation graphique histogrammes et graphes de probabilités, calcul des matrices de corrélations, calcul des facteurs de charges, valeurs propres - ACP). Tous les outils analytiques de la gamme *STATISTICA* sont des composantes intégrées du logiciel.

- **Logiciel VARIOWIN**

Ce logiciel a été utilisé pour la variographie en 2D (Variogramme de surface, variogramme directionnel simple et croisé).

• – **DEFINITIONS LES PRINCIPAUX PARAMETRES PETROPHYSIQUES D'UN
RESERVOIR HYDROCARBURES**

Un réservoir est une formation poreuse et perméable saturée par un ou plusieurs fluides. Les propriétés physiques d'un réservoir sont les suivantes :

a. La porosité : est le volume occupé par les fluides de la formation. C'est le rapport entre le volume de pore sur le volume total de la roche. Elle s'exprime en pourcentage. $\Phi = V_p / V_t$.

b. La saturation d'un fluide : est le rapport entre le volume de ce fluide sur le volume total de pore. Elle s'exprime en pourcentage. $S_f = V_F / V_p$.

c. La perméabilité : est la capacité d'une roche à se laisser traverser par un ou plusieurs fluides. La perméabilité n'est pas obtenue directement quantitativement à partir des diagraphies différées. $Q = K \cdot S / \mu \cdot \Delta P / \Delta L$

*– **LES PARAMETRES GEOPHYSIQUES (DIAGRAPHIES)**

Les diagraphies constituent l'un des moyens permettant d'acquérir des renseignements sur les formations géologiques du sous sol, traversées par un forage. En effet :

- Elles donnent une image continue et objective des séries traversées.
- Elles sont le seul lieu entre les mesures de surface et la géologie de subsurface.
- Elles permettent la quantification des données.

a. Le gamma Ray

Ce type de d'outil mesure la radioactivité ambiante et naturelle de la formation. Les proviennent de l'existence naturelle de noyaux.

- Potassium (K) ;
- Thorium (Th) ;
- Uranium (U).

L'unité de mesure de la radioactivité est l'unité API (American Petroleum Institute). L'échelle de variation est de 0 à 100 ou de 0 à 150 unités API.

Le gamma Ray est souvent utilisé pour calculer le volume d'argile dans une formation, plus spécialement dans un réservoir. Sur le log, il est possible de distinguer une déflexion importante au niveau des argiles, présentant souvent une même valeur élevée. Ce ci constitue la ligne des argiles caractéristique, c'est le gamma Ray maximum. Donc pour tout point de l'enregistrement, il est possible de calculer le volume d'argile (V_{clay}) ou V_{sh} présent dans la formation :

$$V_{sh} = \frac{GR_{lu} - GR_{min}}{GR_{max} - GR_{min}}$$

Avec :

V_{sh} : Volume d'argile

GR_{lu} : Valeur lue sur le log à la position voulue

GR_{max} : Valeur lue dans la formation argileuse

GR_{min} : Valeur lue dans la formation la moins argileuse considérée.

- Utilisation du Gamma Ray

Les Gamma Ray est une des diagraphies les plus utilisées pour les corrélations. Il n'est pas affecté par la profondeur, il donne des renseignements sur la lithologie et plus spécialement sur celle des argiles. Le Gamma Ray reste relativement constant horizontalement et varie principalement verticalement.

b. Le Neutron

La diagraphie Neutron enregistre de façon continue la réaction de la formation au bombardement de neutrons rapides. Cette diagraphie est enregistrée en termes d'unité de porosité neutron, dans un puits de référence, qui est en fonction de l'index d'hydrogène de la formation, c'est-à-dire le nombre d'atomes d'hydrogène existant dans la formation.

Le Neutron possède une résolution verticale légèrement inférieure à celle du Densité mais reste un bon indicateur de limite de banc.

- Utilisation du Neutron

Quantitativement le neutron mesure la porosité d'une formation.

Qualitativement le Neutron constitue un excellent critère de discrimination entre les niveaux à gaz et les niveaux à huile. Lorsque le Neutron est combiné avec le Densité avec des échelles

compatibles (échelle calcaire, échelle grés), cet outil est un des meilleurs indicateurs de lithologie disponible actuellement.

c. La densité

La diagraphie de Densité est un enregistrement continu de la densité globale de la formation, c'est-à-dire de la matrice et des fluides existants dans le réseau poreux. Géologiquement, la densité globale est une fonction de la densité des minéraux formant la roche et du volume des fluides contenus.

- Utilisations de la densité

Quantitativement, la densité est utilisée pour le calcul de la porosité et indirectement la densité des hydrocarbures.

Qualitativement, c'est un très bon indicateur de lithologie et peut être employé pour l'identification de certains minéraux. Il peut servir aussi à l'évaluation du contenu en matière organique, l'identification de la porosité de fracture et des zones à haute pression

d. Le Sonic

Le Sonic mesure l'intervalle de temps que met une (P) propulsée à travers la formation depuis l'émetteur jusqu'au récepteur. L'outil est généralement centré dans le trou de forage. Le Sonic émet à l'aide d'émetteurs un train d'ondes acoustiques dont la fréquence moyenne est de 20 à 40 KHz. Cette émission de très courte durée (moins de 1 ms) est répétée plusieurs fois par seconde (10 à 60 fois).

- Utilisations du Sonic

Quantitativement, le sonic est utilisé pour évaluer la porosité remplie de fluides. Il consiste également une aide à l'interprétation sismique pour le calcul des vitesses d'intervalle et des profils de vitesse.

Qualitativement, le sonic donne des informations sur la lithologie : identification des roches mères, de zones de surpression, de zones fracturées. Il est très utilisé pour les corrélations entre les puits.

ANNEXE 3 - HISTOGRAMME DE L'ENSEMBLE DES PARAMETRES PETROPHYSIQUES

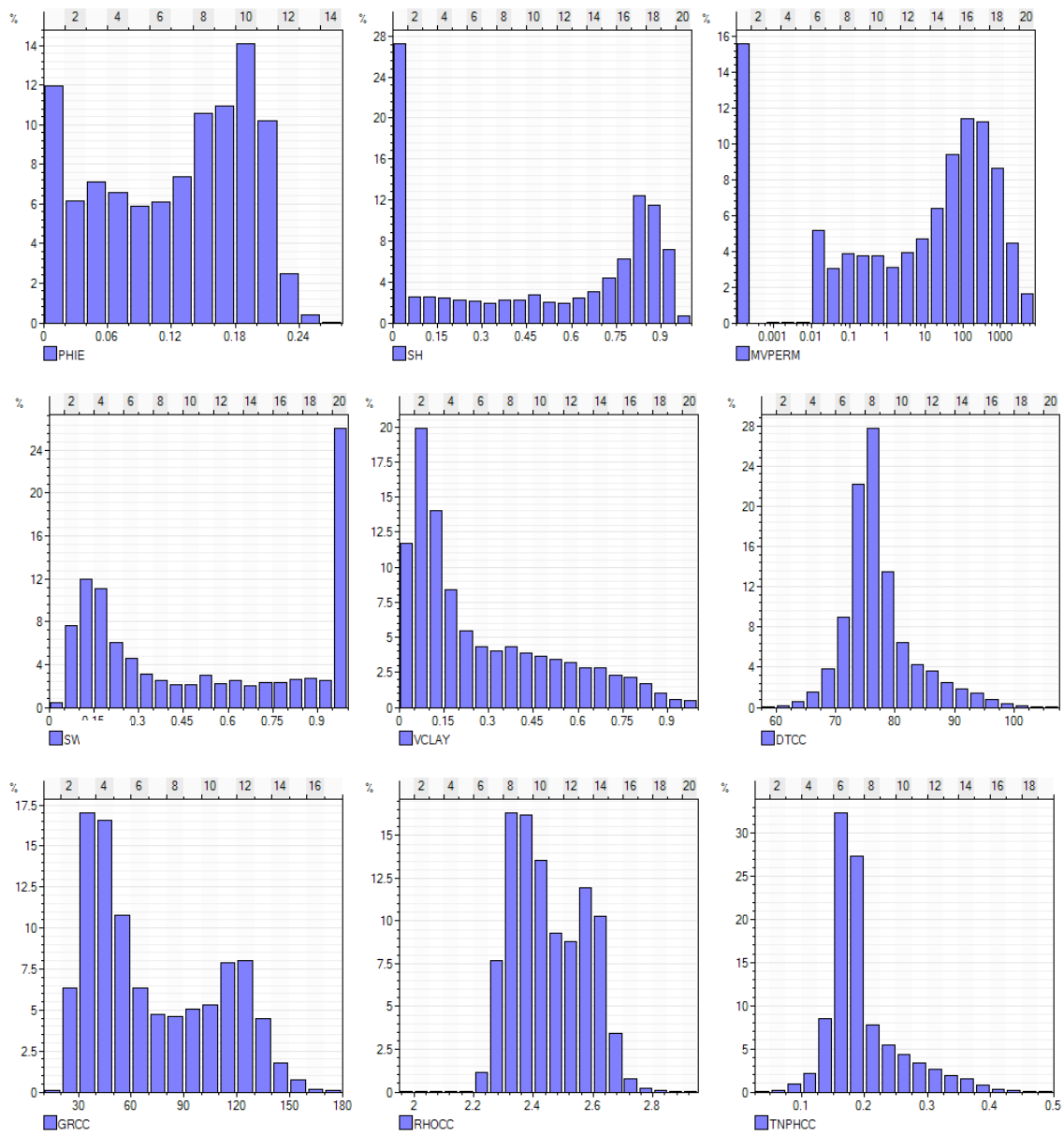


Fig. A1 – Histogrammes des paramètres pétrophysiques dans la couche réservoir du TAGI-

ANNEXE 4– HISTOGRAMMES DES PARAMETRES PETROPHYSIQUES DANS LES 08 SOUS COUCHES

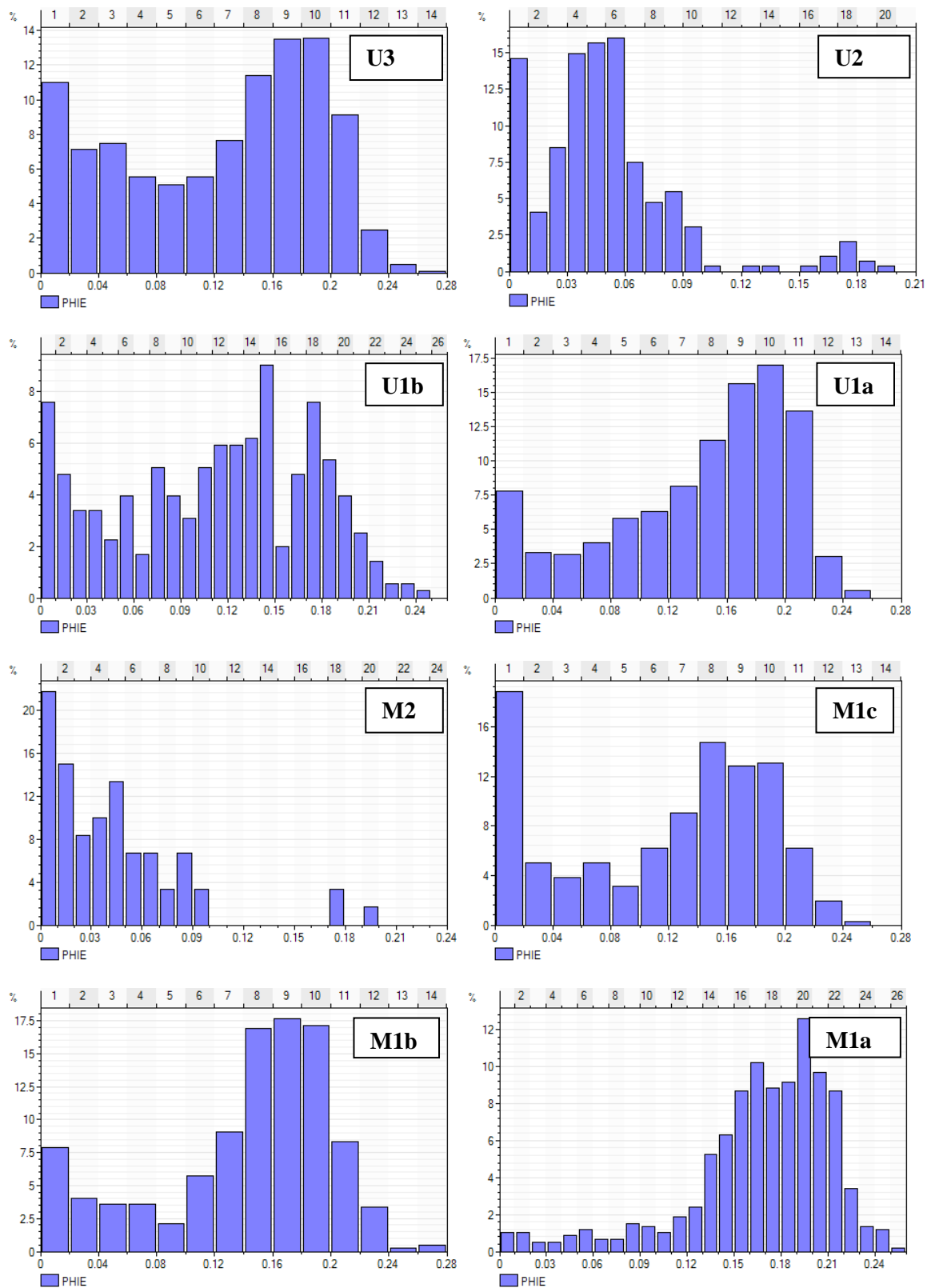


Fig. A1- Histogramme du Φ dans les 08 sous couches du réservoir TAGI-HBNS

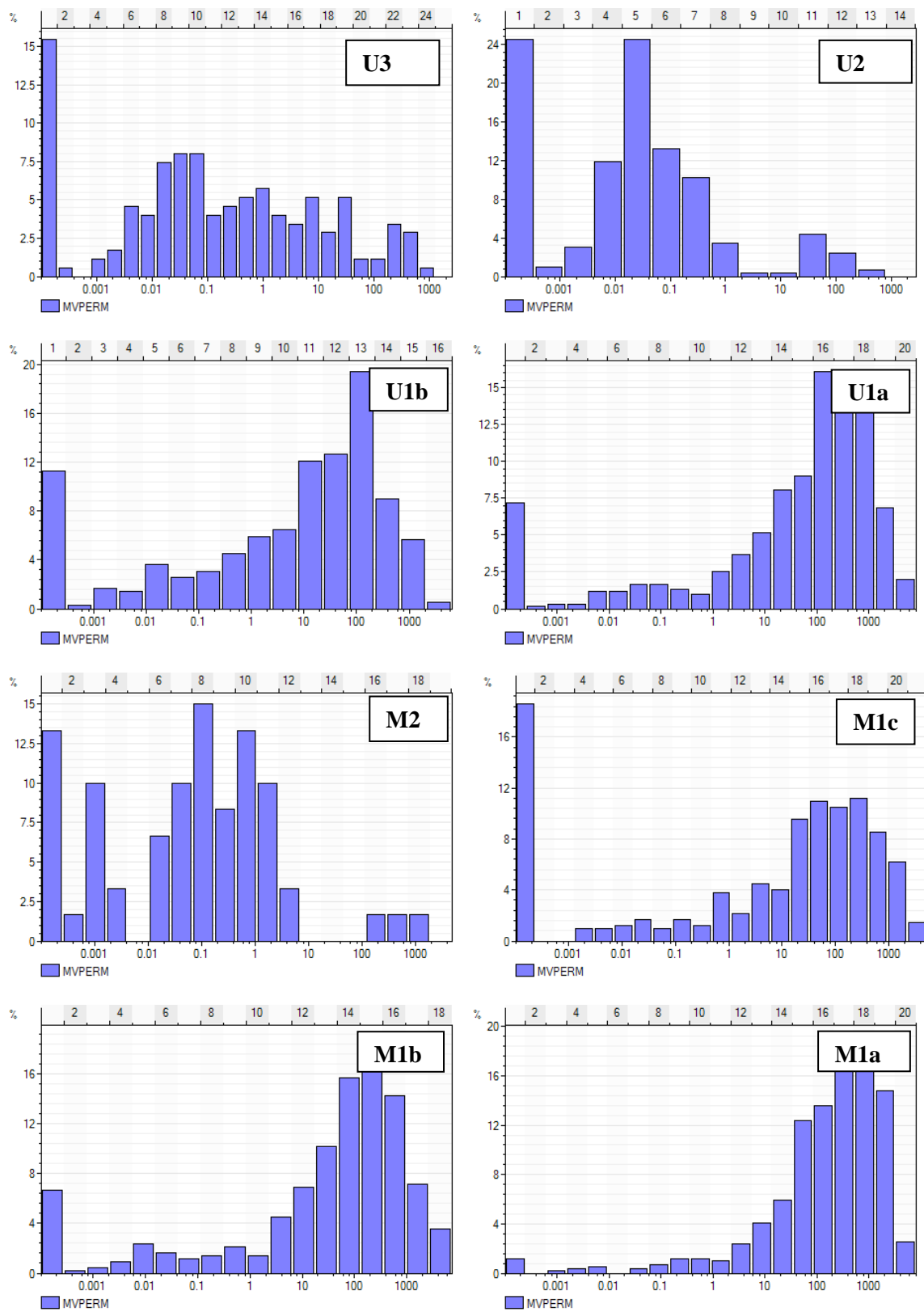


Fig. A2 – Histogramme du K dans les 08 sous couches du réservoir TAGI-HBNS

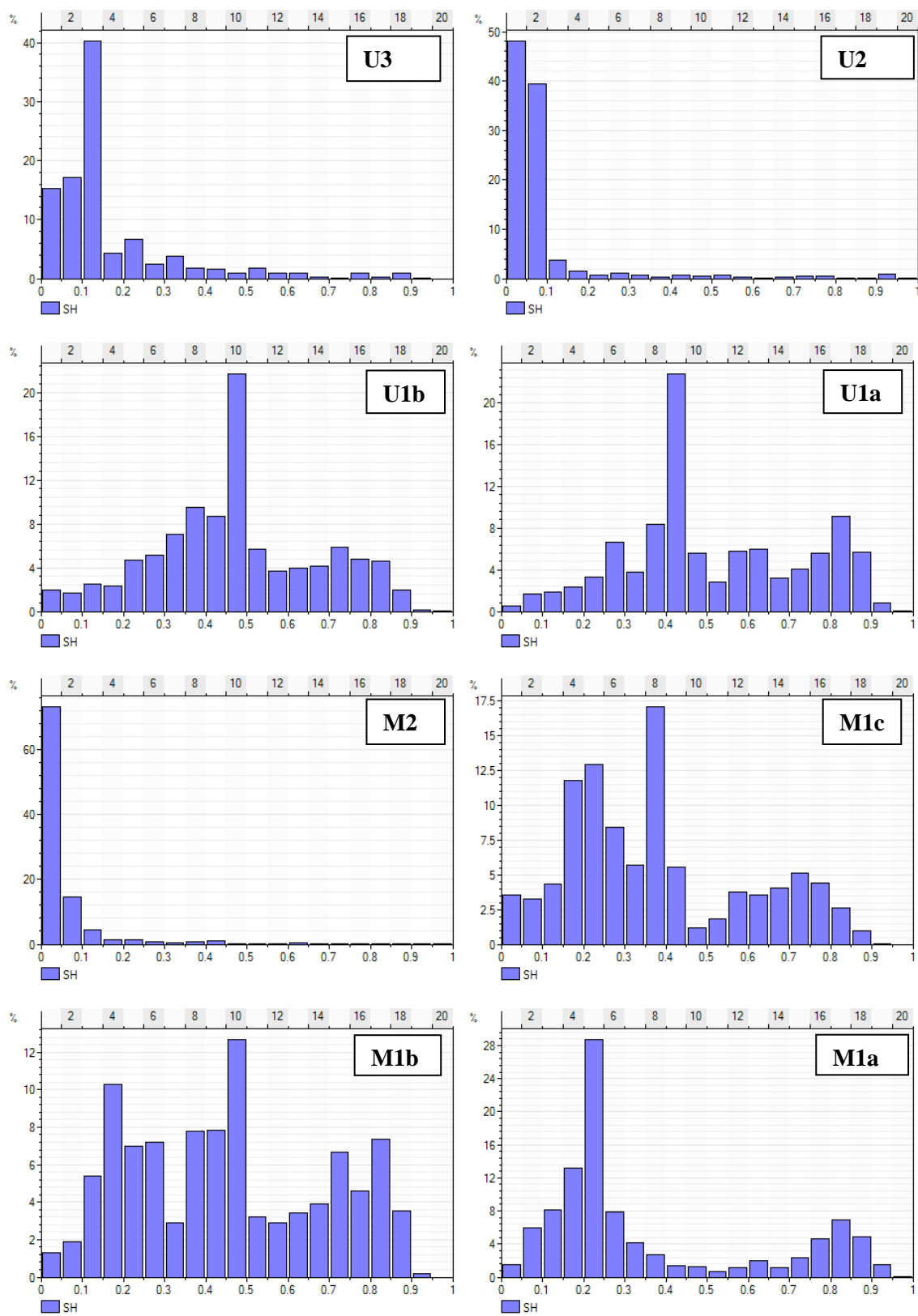


Fig. A3. – Histogramme du SH dans les 08 sous couches du réservoir TAGI-HBNS

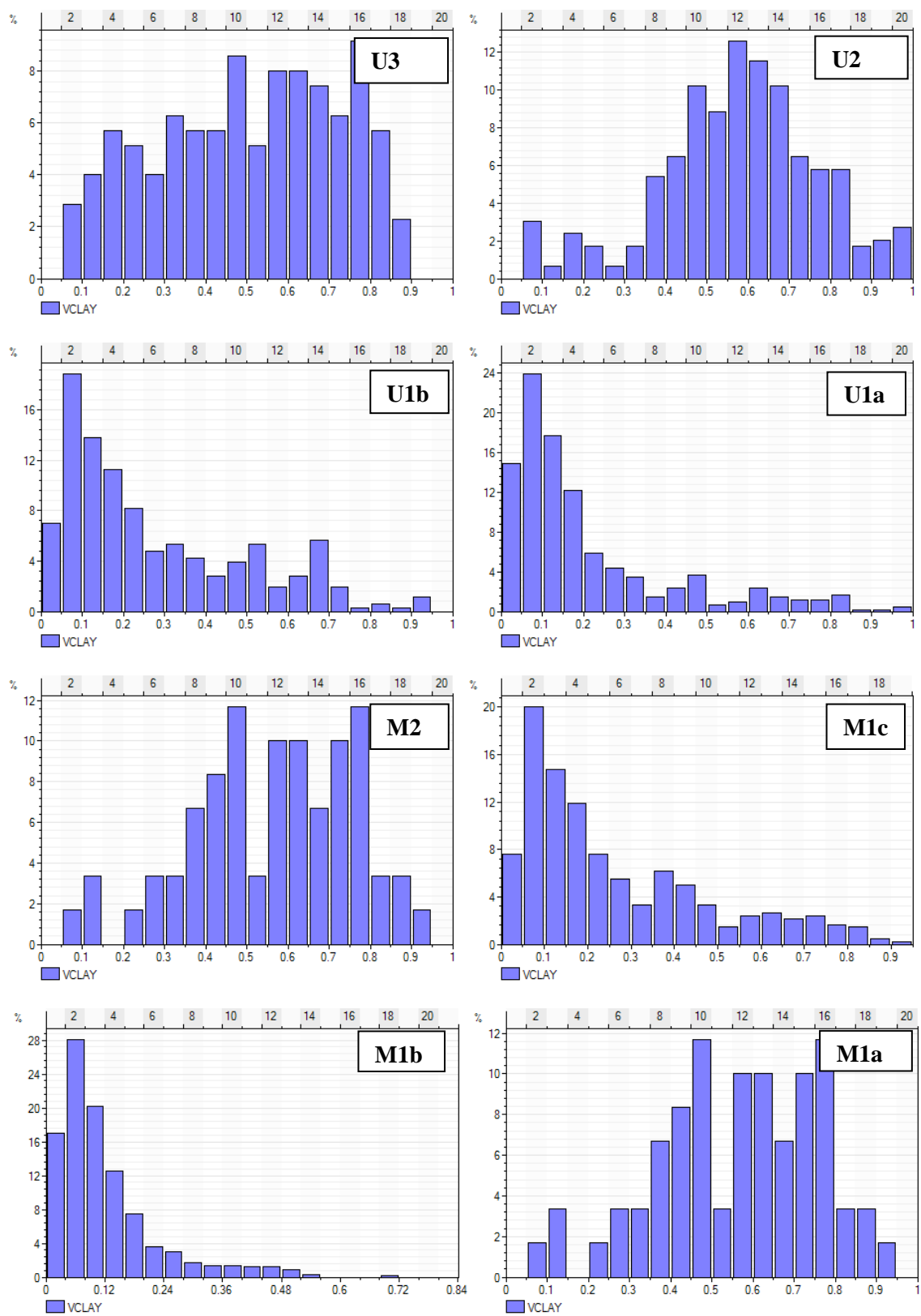


Fig. A4 – Histogramme du Vclay dans les 08 sous couches du réservoir TAGI-HBNS

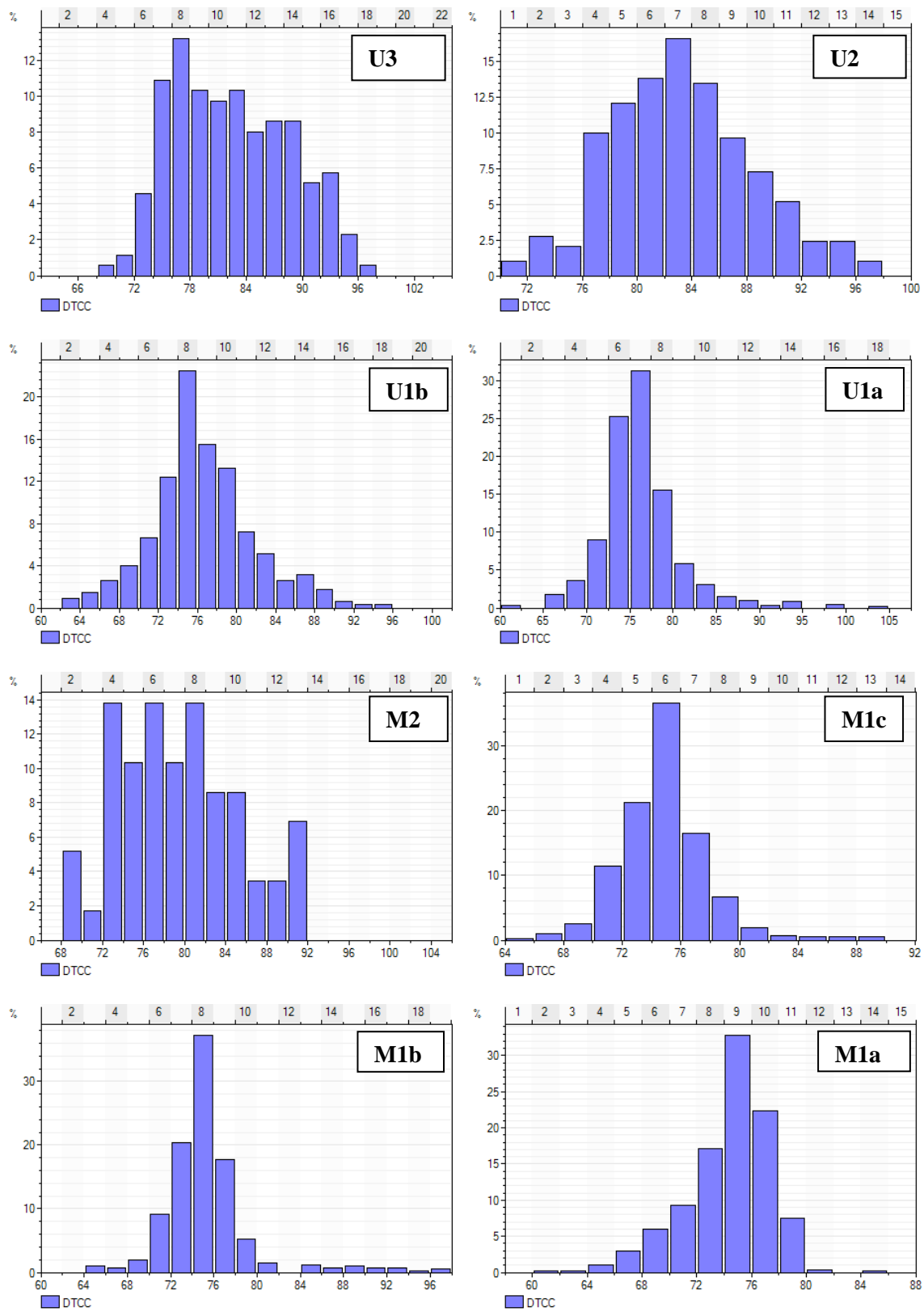


Fig. A5. – Histogramme du DTCC dans les 08 sous couches du réservoir TAGI-HBNS

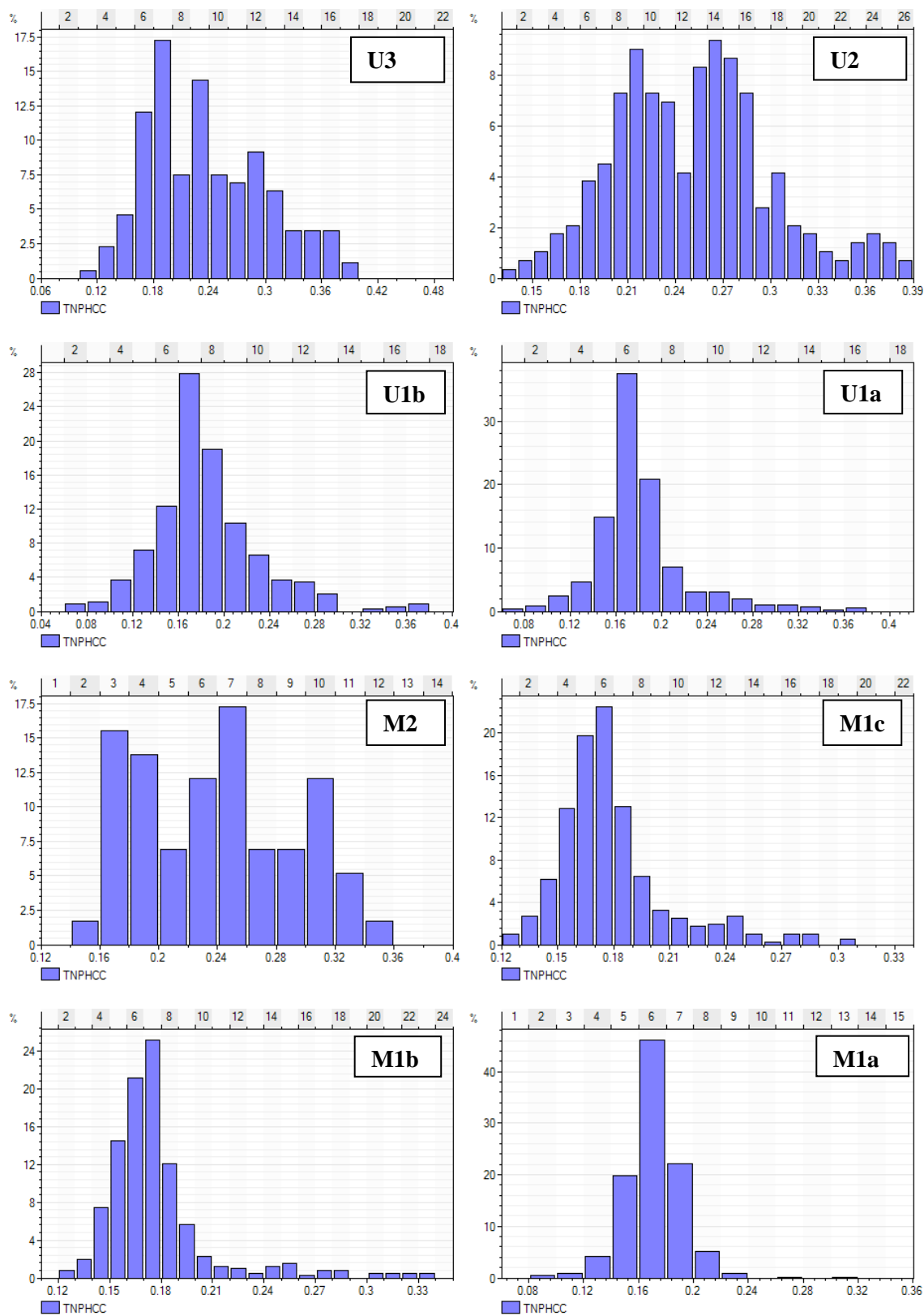


Fig. A6. – Histogramme du TNPHCC dans les 08 sous couches du réservoir TAGI-HBNS

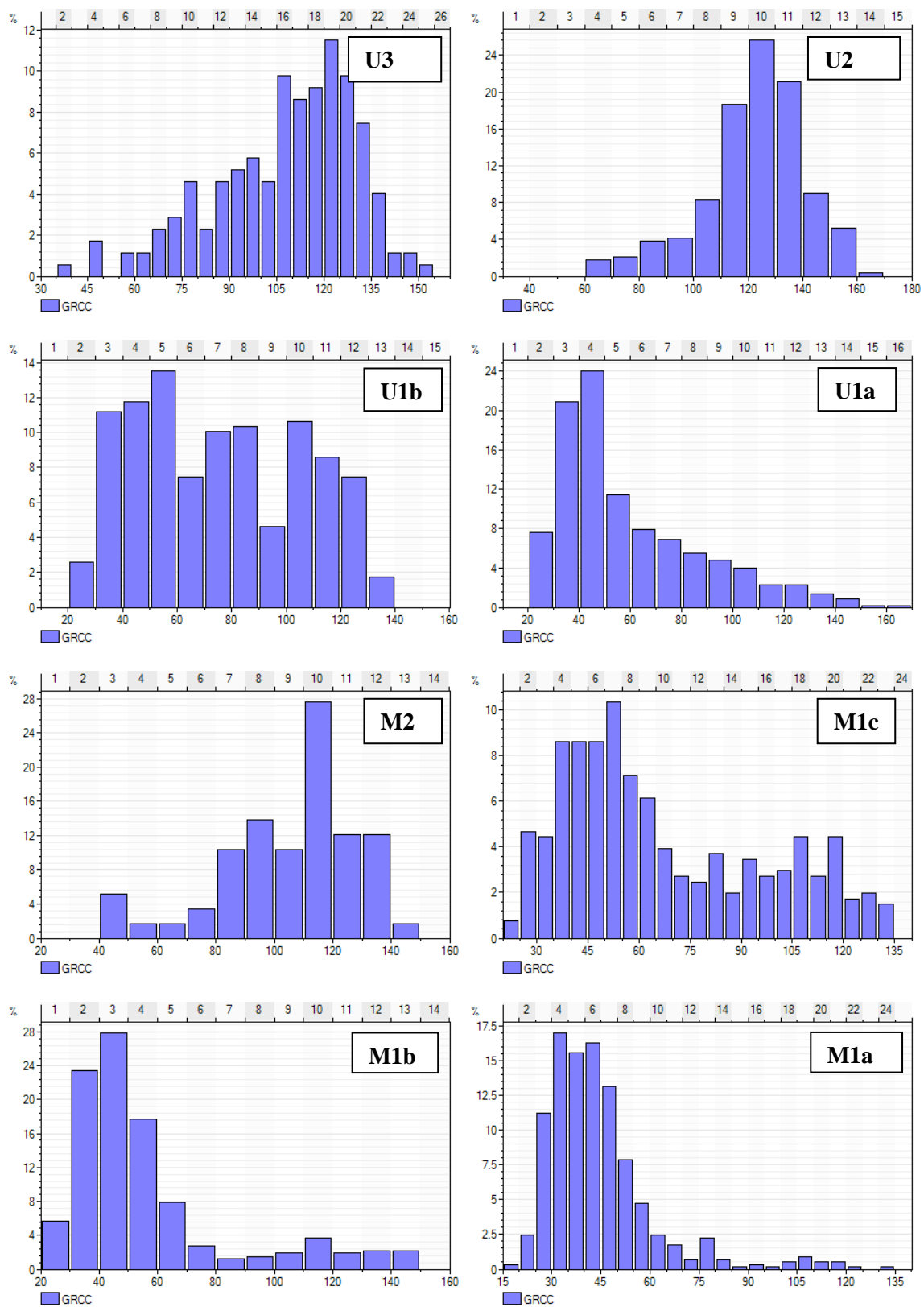


Fig. A7. – Histogramme du GRCC dans les 08 sous couches du réservoir TAGI-HBNS

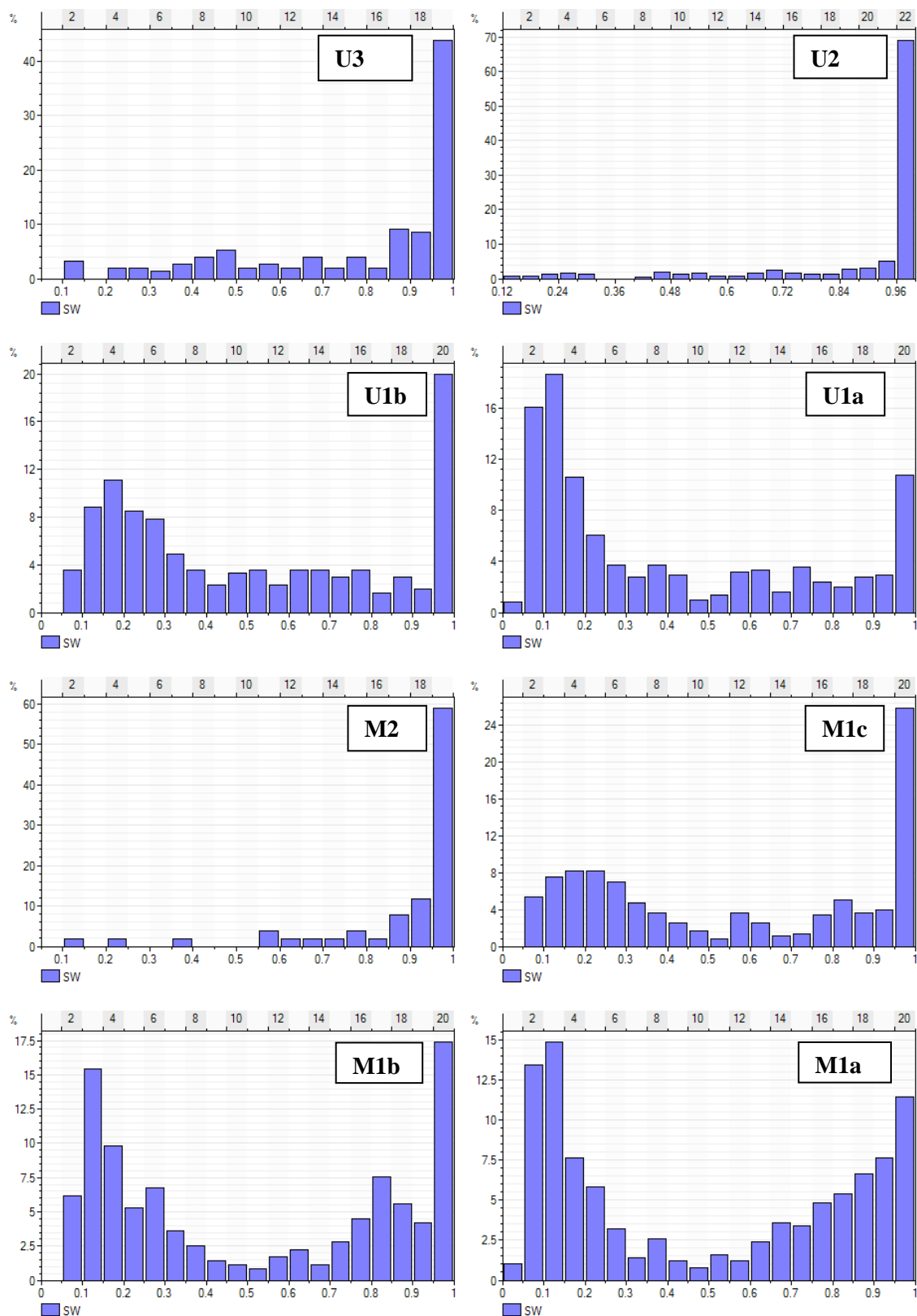


Fig. A8. – Histogramme du Sw dans les 08 sous couches du réservoir TAGI-HBNS

ANNEXE5 - MATRICE DE CORRELATIONS LINEAIRES SIMPLES CALCULEE SUR LES PARAMETRES PETROPHYSIQUES DANS LES 07 SOUS COUCHES.

Tableau. A1 - Matrice de corrélations linéaires simples calculée sur les paramètres pétrophysiques dans la sous couche U3

	H	K	PHIE	SW	SH	VCLAY	DTCC	GRCC	RHOCC	TNPHCC	VU
H	1,00										
K	0,18	1,00									
PHIE	0,21	0,65	1,00								
SW	-0,19	-0,65	-0,92	1,00							
SH	0,19	0,65	0,92	-1,00	1,00						
VCLAY	-0,22	-0,56	-0,88	0,85	-0,85	1,00					
DTCC	-0,13	-0,42	-0,66	0,71	-0,71	0,88	1,00				
GRCC	-0,18	-0,63	-0,76	0,82	-0,82	0,80	0,69	1,00			
RHOCC	-0,09	-0,54	-0,66	0,66	-0,66	0,53	0,35	0,62	1,00		
TNPHCC	-0,10	-0,44	-0,62	0,68	-0,68	0,87	0,94	0,70	0,33	1,00	
VU	0,37	0,80	0,84	-0,88	0,88	-0,74	-0,57	-0,73	-0,65	-0,59	1,00

- Couleur rouge - Coefficient de corrélation significatif

Tableau. A2 - Matrice de corrélations linéaires simples calculée sur les paramètres pétrophysiques dans la sous couche U2

	H	K	PHIE	SW	SH	VCLAY	DTCC	GRCC	RHOCC	TNPHCC	VU
H	1,00	0,17	-0,12	0,23	-0,23	0,13	0,23	0,04	0,07	0,13	0,30
K	0,17	1,00	0,58	-0,58	0,58	-0,47	-0,25	-0,41	-0,37	-0,32	0,74
PHIE	-0,12	0,58	1,00	-0,87	0,87	-0,78	-0,34	-0,55	-0,55	-0,45	0,54
SW	0,23	-0,58	-0,87	1,00	-1,00	0,75	0,48	0,71	0,54	0,55	-0,61
SH	-0,23	0,58	0,87	-1,00	1,00	-0,75	-0,48	-0,71	-0,54	-0,55	0,61
VCLAY	0,13	-0,47	-0,78	0,75	-0,75	1,00	0,62	0,64	0,32	0,81	-0,47
DTCC	0,23	-0,25	-0,34	0,48	-0,48	0,62	1,00	0,36	-0,04	0,81	-0,30
GRCC	0,04	-0,41	-0,55	0,71	-0,71	0,64	0,36	1,00	0,33	0,50	-0,51
RHOCC	0,07	-0,37	-0,55	0,54	-0,54	0,32	-0,04	0,33	1,00	-0,01	-0,34
TNPHCC	0,13	-0,32	-0,45	0,55	-0,55	0,81	0,81	0,50	-0,01	1,00	-0,35
VU	0,30	0,74	0,54	-0,61	0,61	-0,47	-0,30	-0,51	-0,34	-0,35	1,00

Tableau. A3 - Matrice de corrélations linéaires simples calculée sur les paramètres pétrophysiques dans la sous couche U1a

	H	K	PHIE	SW	SH	VCLA Y	DTC C	GRCC	RHOC C	TNPHC C	VU
H	1,00										
K	0,14	1,00									
PHIE	0,09	0,66	1,00								
SW	-0,03	-0,53	-0,80	1,00							
SH	0,03	0,53	0,80	-1,00	1,00						
VCLAY	-0,01	-0,50	-0,92	0,75	-0,75	1,00					
DTCC	0,00	-0,28	-0,62	0,48	-0,48	0,84	1,00				
GRCC	-0,04	-0,58	-0,89	0,71	-0,71	0,93	0,81	1,00			
RHOCC	-0,11	-0,65	-0,95	0,81	-0,81	0,82	0,49	0,84	1,00		
TNPHC C	0,00	-0,38	-0,71	0,59	-0,59	0,90	0,92	0,85	0,60	1,00	
VU	0,44	0,62	0,77	-0,87	0,87	-0,64	-0,35	-0,65	-0,80	-0,48	1,00

Tableau. A4 - Matrice de corrélations linéaires simples calculée sur les paramètres pétrophysiques dans la sous couche M2

	H	K	PHIE	SW	SH	VCLA Y	DTC C	GRCC	RHOC C	TNPHC C	VU
H	1,00										
K	-0,13	1,00									
PHIE	-0,33	0,53	1,00								
SW	0,48	-0,29	-0,79	1,00							
SH	-0,48	0,29	0,79	-1,00	1,00						
VCLAY	0,40	-0,37	-0,76	0,73	-0,74	1,00					
DTCC	0,43	-0,04	-0,17	0,38	-0,38	0,61	1,00				
GRCC	0,45	-0,35	-0,56	0,67	-0,67	0,76	0,66	1,00			
RHOCC	0,28	-0,47	-0,92	0,72	-0,72	0,66	0,03	0,47	1,00		
TNPHC C	0,41	-0,17	-0,39	0,52	-0,52	0,84	0,83	0,70	0,31	1,00	
VU	-0,19	0,44	0,81	-0,71	0,71	-0,67	-0,27	-0,48	-0,68	-0,44	1,00

Tableau. A5 - Matrice de corrélations linéaires simples calculée sur les paramètres pétrophysiques dans la sous couche M1c

	H	K	PHIE	SW	SH	VCLA Y	DTC C	GRCC	RHOC C	TNPHC C	VU
H	1,00										
K	0,39	1,00									
PHIE	0,35	0,66	1,00								
SW	-0,19	-0,61	-0,83	1,00							
SH	0,19	0,61	0,83	-1,00	1,00						
VCLAY	-0,28	-0,50	-0,92	0,71	-0,71	1,00					
DTCC	-0,13	0,10	-0,15	-0,06	0,06	0,42	1,00				
GRCC	-0,39	-0,53	-0,89	0,62	-0,62	0,92	0,43	1,00			
RHOCC	-0,33	-0,67	-0,99	0,84	-0,84	0,91	0,11	0,87	1,00		
TNPHC C	-0,24	-0,27	-0,64	0,40	-0,40	0,83	0,76	0,81	0,62	1,00	
VU	0,45	0,71	0,79	-0,89	0,89	-0,63	0,13	-0,60	-0,81	-0,33	1,00

Tableau. A6 - Matrice de corrélations linéaires simples calculée sur les paramètres pétrophysiques dans la sous couche M1b

	H	K	PHIE	SW	SH	VCLA Y	DTC C	GRC C	RHOC C	TNPHC C	VU
H	1,00	0,06	0,20	-0,07	0,07	-0,19	-0,18	-0,17	-0,19	-0,16	0,55
K	0,06	1,00	0,67	-0,45	0,45	-0,44	0,05	-0,40	-0,68	-0,15	0,45
PHIE	0,20	0,67	1,00	-0,63	0,63	-0,91	-0,40	-0,85	-0,98	-0,61	0,58
SW	-0,07	-0,45	-0,63	1,00	-1,00	0,52	0,10	0,45	0,69	0,24	-0,80
SH	0,07	0,45	0,63	-1,00	1,00	-0,52	-0,10	-0,45	-0,69	-0,24	0,80
VCLAY	-0,19	-0,44	-0,91	0,52	-0,52	1,00	0,71	0,93	0,87	0,85	-0,44
DTCC	-0,18	0,05	-0,40	0,10	-0,10	0,71	1,00	0,70	0,34	0,89	-0,03
GRCC	-0,17	-0,40	-0,85	0,45	-0,45	0,93	0,70	1,00	0,82	0,80	-0,37
RHOCC	-0,19	-0,68	-0,98	0,69	-0,69	0,87	0,34	0,82	1,00	0,56	-0,62
TNPHC C	-0,16	-0,15	-0,61	0,24	-0,24	0,85	0,89	0,80	0,56	1,00	-0,18
VU	0,55	0,45	0,58	-0,80	0,80	-0,44	-0,03	-0,37	-0,62	-0,18	1,00

Tableau. A7 - Matrice de corrélations linéaires simples calculée sur les paramètres pétrophysiques dans la sous couche M1a

	H	K	PHIE	SWE	SH	VCLAY	DTC	GRC	RHOC	TNPHC	VU
H	1,00										
K	0,31	1,00									
PHIE	0,35	0,71	1,00								
SWE	-0,08	-0,28	-0,28	1,00							
SH	0,08	0,28	0,28	-1,00	1,00						
VCLAY	-0,16	-0,49	-0,75	0,03	-0,03	1,00					
DTCC	0,28	0,39	0,58	-0,55	0,55	-0,06	1,00				
GRCC	-0,17	-0,29	-0,58	-0,03	0,03	0,83	0,03	1,00			
RHOCC	-0,39	-0,65	-0,94	0,46	-0,46	0,61	-0,68	0,48	1,00		
TNPHC											
C	0,04	0,06	0,22	-0,20	0,20	0,24	0,66	0,23	-0,30	1,00	
VU	0,50	0,42	0,44	-0,86	0,86	-0,15	0,60	-0,05	-0,61	0,17	1,00

ANNEXE 6- CERCLES DE CORRELATION DE L'ACP DES PARAMETRES PETROPHYSIQUES DU RESERVOIR TAGI EFFECTUEES SUR LES 7 SOUS COUCHES

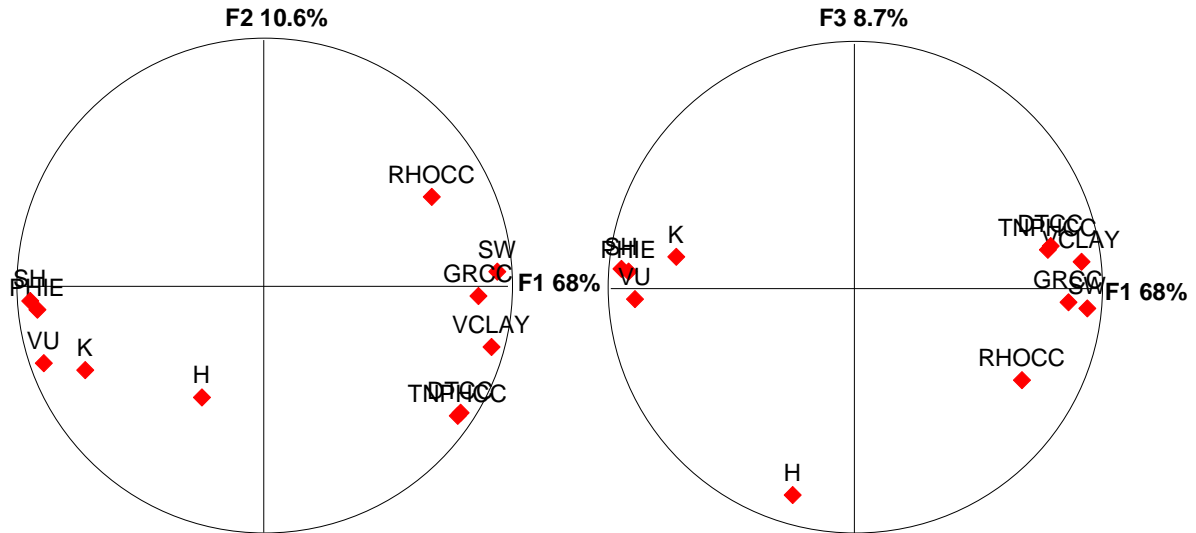


Fig. A9 - Cercles de corrélation de l'ACP des paramètres pétrophysiques du réservoir TAGI effectués sur la sous couche U3

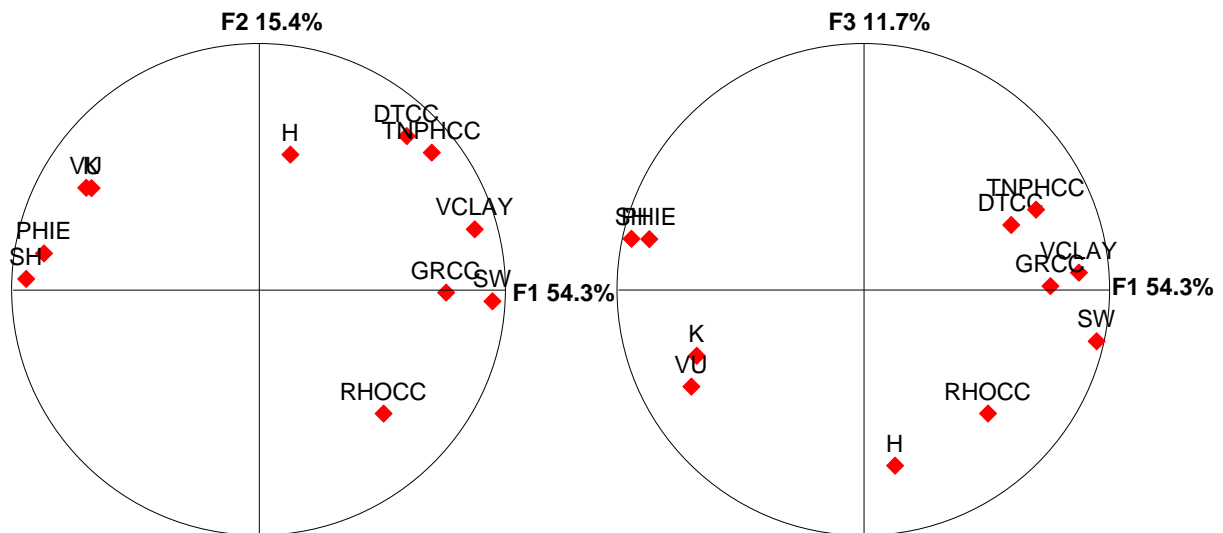


Fig. A10 - Cercles de corrélation de l'ACP des paramètres pétrophysiques du réservoir TAGI effectués sur la sous couche U2

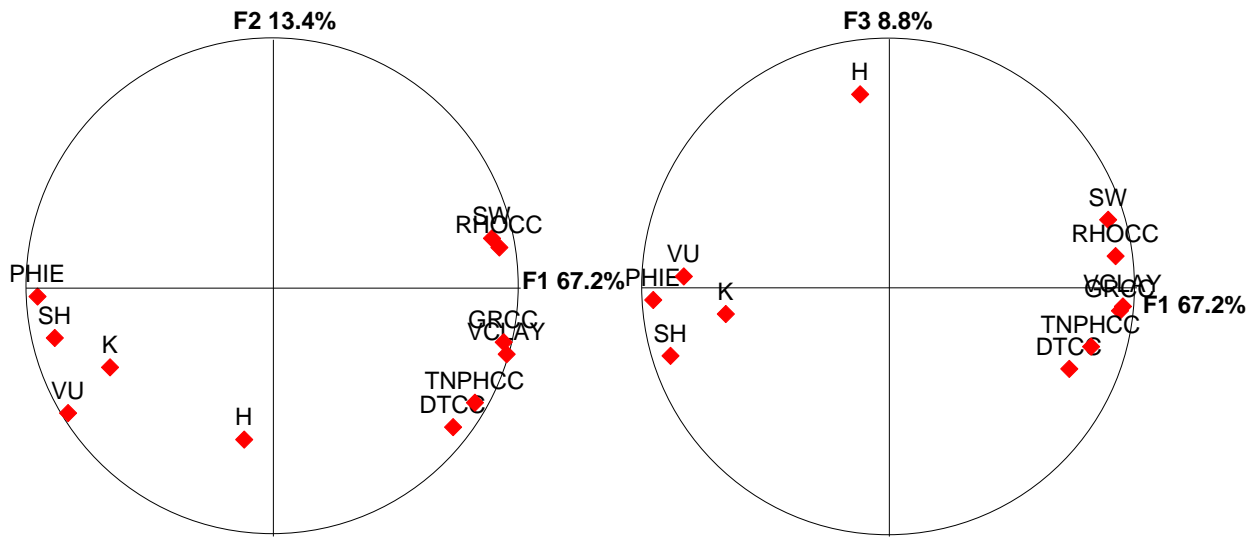


Fig. A11 - Cercles de corrélation de l'ACP des paramètres pétrophysiques du réservoir TAGI effectués sur la sous couche U1a

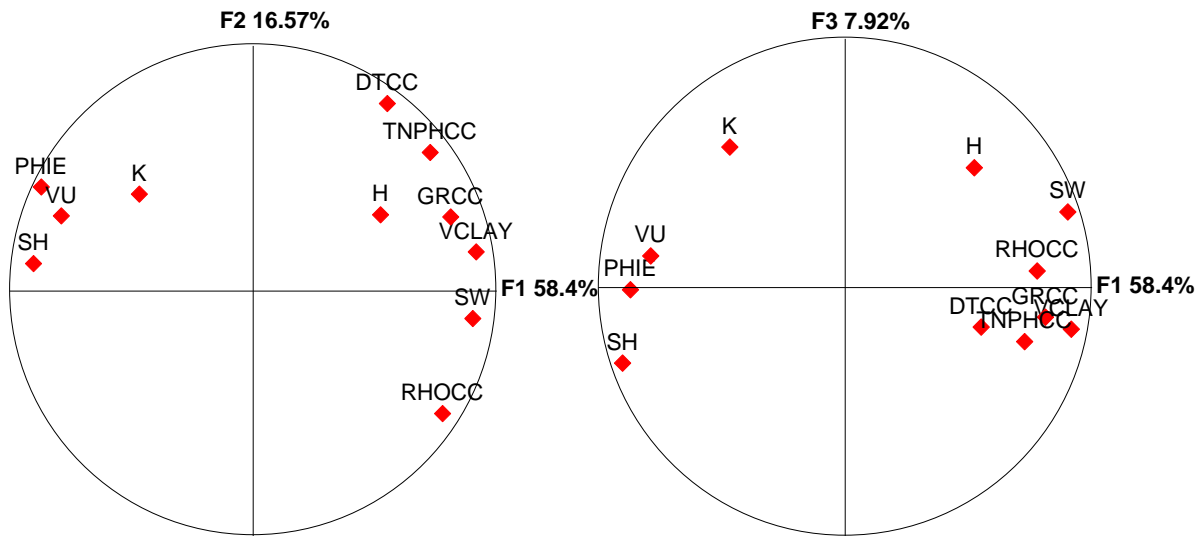


Fig. A12 - Cercles de corrélation de l'ACP des paramètres pétrophysiques du réservoir TAGI effectués sur la sous couche M2

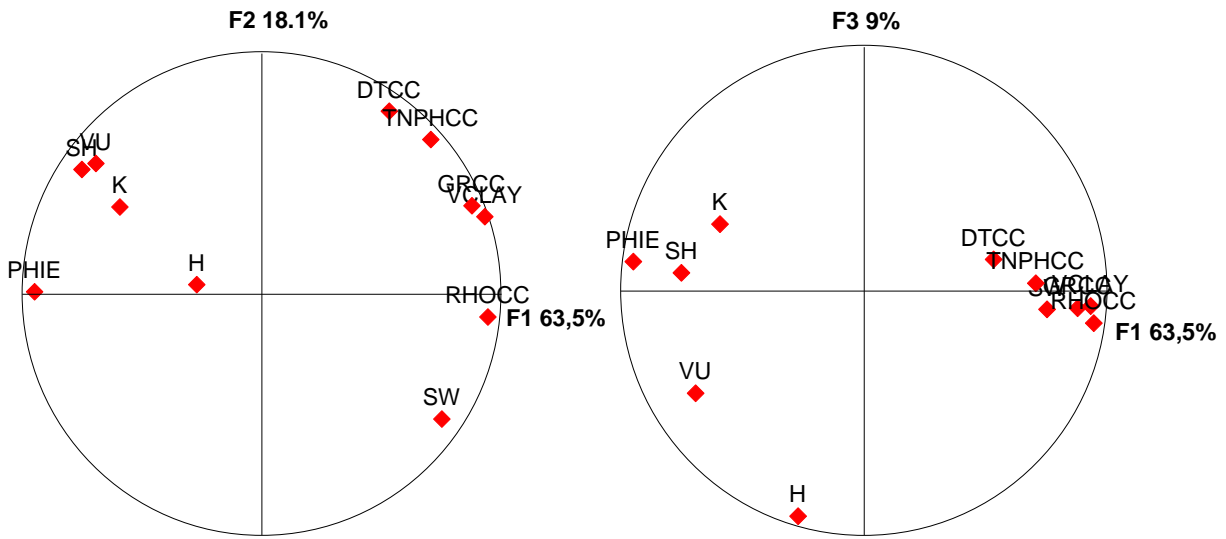


Fig. A13 - Cercles de corrélation de l'ACP des paramètres pétrophysiques du réservoir TAGI effectués sur la sous couche M1c

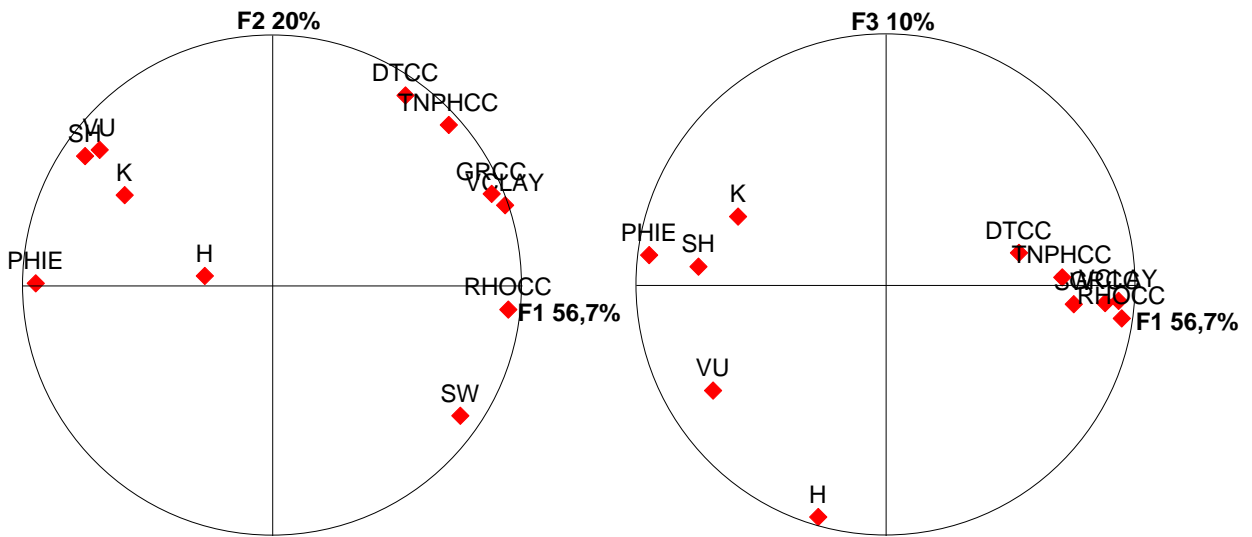


Fig. A14 - Cercles de corrélation de l'ACP des paramètres pétrophysiques du réservoir TAGI effectués sur la sous couche M1b

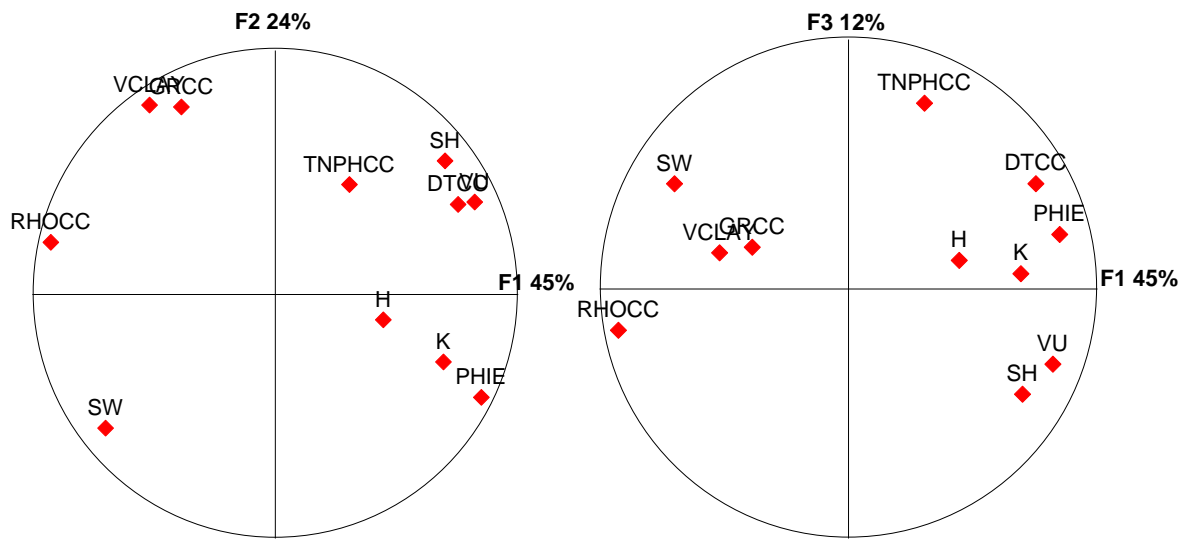


Fig. A15 - Cercles de corrélation de l'ACP des paramètres pétrophysiques du réservoir TAGI effectués sur la sous couche M1a

ANNEXE 7- L'ANAMORPHOSE GAUSSIENNE

L'anamorphose est une opération qui consiste à transformer une série de données suivant une distribution statistique quelconque en une série de valeurs suivant une loi gaussienne. (Figs. A1, A2). Il existe plusieurs méthodes et approches pour cela.

La géostatistique emploie également des fonctions d'anamorphose d'une distribution vers une autre. En toute généralité, le principe de l'anamorphose consiste à trouver une fonction $\varphi(\cdot)$ transformant les valeurs prises par une variable aléatoire originelle Z en valeurs distribuées selon la distribution d'une autre variable Y .

En particulier, l'anamorphose gaussienne correspond au cas où la variable Y est distribuée selon la loi normale $N(0, 1)$, les valeurs de Y étant nommées les normal scores des valeurs de Z . La définition opératoire de $\varphi(\cdot)$ peut s'effectuer au moyen de polynômes d'Hermitte ajustés à l'histogramme des fréquences relatives (fonction densité de probabilité expérimental) des valeurs de Z (X) (Journel & Huijbregts, 1978) ou à partir des fréquences cumulées des valeurs de Z (x)

La transformation réciproque $z = \varphi^{-1}(y)$ s'effectue de la même manière, en partant de la fonction de répartition de Y pour aller vers celle de Z , autrement dit, en définissant $\varphi^{-1}(\cdot)$ comme $\varphi^{-1}(y) = F^{-1}[G(y)]$. Cette procédure peut être implémentée en considérant que $F(z)$ et $G(y)$ sont deux fonctions de répartition empiriques, ou en considérant que $G(y)$ est la fonction de répartition théorique de Y . La première implémentation est évidemment plus générale que la seconde puisqu'elle permet de transformer les valeurs de Z vers n'importe quel type de distribution, en particulier la distribution d'un autre jeu de données.

Exemple : de l'anamorphose gaussienne

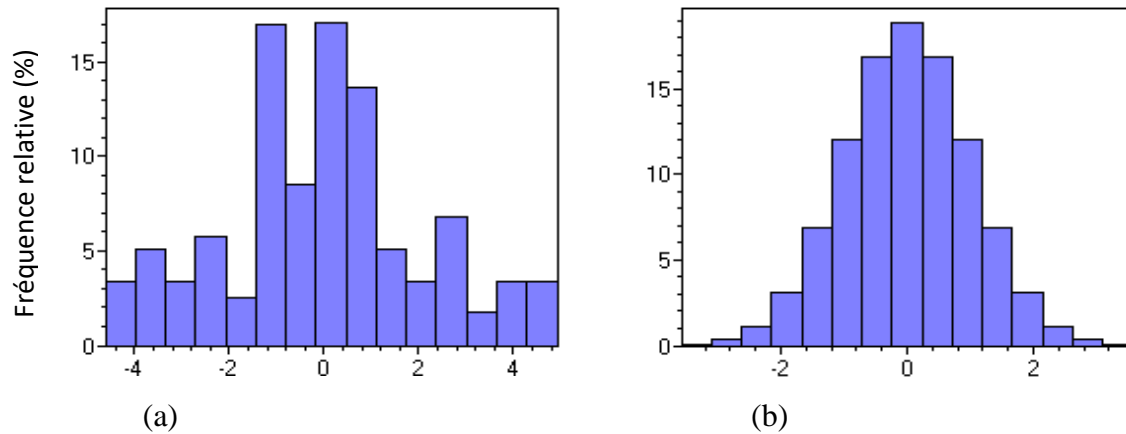


Fig. A1- Anamorphose gaussienne appliquée sur les données pétrophysiques.

(a) Histogramme des données

(b) Histogramme des normal scores correspondant aux données.

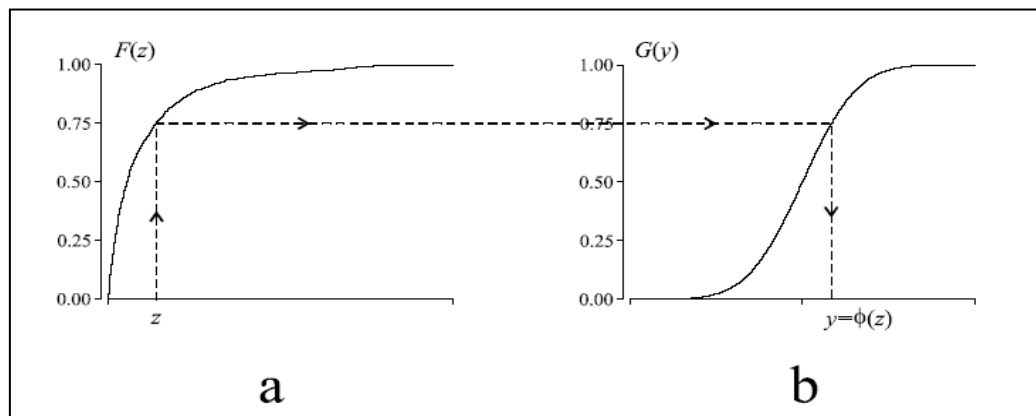


Fig. A2 - Principe de la définition de la fonction d'anamorphose $y = \phi(z)$.

(a) Fonction de répartition empirique $F(z)$ des données à transformer.

(b) Fonction de répartition $G(y)$ de la loi normale $N(0, 1)$, discrétisée en 103 sous intervalles sur l'intervalle $[-4, +4]$.