

Analyse de l'argilosité d'un réservoir pétrolier par approche géostatistique: Cas du Cénomaniens du champ Makelekese (Onshore de la RD Congo)

[Analysis of the argilosity of an oil reservoir by geostatistical approach: Case of the Cenomanian of the Makelekese field (Onshore of the RD Congo)]

Shams Mbudi Diambu^{1,2}, Emmanuel Balu Phoba^{1,2}, David Ndumbi Katende^{1,4}, Raïs Seki Lenzo^{1,2}, Gautier Kumbu Ngoma¹, Yanick Mananga Thamba^{1,2}, Constant Kunambu Mbolikidolani¹, Clement N'zau Umba-di-Mbudi³

¹Département d'Exploration et Production, Faculté de Pétrole, Gaz et Energies Nouvelles, Université de Kinshasa, Kinshasa, RD Congo

²Département de Géophysique Interne, Centre de Recherche en Géophysique (CRG), Kinshasa, RD Congo

³Département des Géosciences, Faculté des Sciences, Université de Kinshasa, Kinshasa, RD Congo

⁴Centre Interdisciplinaire pour le Développement et l'Éducation Permanente (CIDEP), Kinshasa, RD Congo

Copyright © 2021 ISSR Journals. This is an open access article distributed under the **Creative Commons Attribution License**, which permits unrestricted use, distribution, and reproduction in any medium, provided the original work is properly cited.

ABSTRACT: Optimal and sustainable oil extraction is made possible by an excellent understanding of the reservoir in which it is trapped. The Cenomanian reservoir of the Makelekese field is subdivided into eleven distinct sequences (ranging from A to K) consisting essentially of carbonates (calcite and dolomite), silts and clays (smectite, illite, kaolinite, chlorite, mica). This lithological heterogeneity, characterized by significant clayey, is the basis of the degradation of the permeability of the reservoir and influences the flow of fluids, and therefore the productivity of the wells. An oil reservoir is an invisible and complex physical system that we want to know as well as possible from the information obtained by geologists and geophysicists. Some data provide direct knowledge of the subsoil, localized to areas where drilling has been carried out, for example lithological parameters taken from logs. In addition, given the unsuitability of the Cenomanian reservoir (due to its high argilosity), a study of the three-dimensional distribution of the clay facies with quantification of the estimation uncertainties by geostatistical methods allowed us to subdivide the Cenomanian reservoir into four zones, including the most clayey would be located in the southwest of the reservoir, with a clay content exceeding 57.4206% and the least clayey in the southeast, with a clay content below 41.867%. The approach used in the context of this study therefore showed the influence of clays on the daily production (in barrels) of four wells in the Makelekese field and made it possible to identify the target areas for a planned intervention technique such as Hydraulic fracking.

KEYWORDS: Reservoir, argilosity, geostatistics, Kriging, simulation, variance.

RESUME: L'extraction optimale et durable du pétrole est rendue possible grâce à une excellente compréhension du réservoir dans lequel celui-ci se trouve piégé. Le réservoir Cénomaniens du champ Makelekese est subdivisé en onze séquences distinctes (allant de A à K) constituées essentiellement des carbonates (calcite et dolomite), silts et argiles (smectite, illite, kaolinite, chlorite, mica). Cette hétérogénéité lithologique, caractérisée par une argilosité importante, est à la base de la dégradation de la perméabilité du réservoir et influe sur l'écoulement des fluides, donc sur la productivité des puits. Un réservoir pétrolier est un système physique invisible et complexe que l'on souhaite connaître au mieux à partir des informations obtenues par les géologues et les géophysiciens. Certaines données fournissent une connaissance directe du sous-sol, localisée aux zones où des forages ont été effectués, c'est le cas par exemple des paramètres lithologiques tirés des diagraphies. De plus, vu le

caractère impropre du réservoir cénomaniens (suite à son argilosité élevée), une étude de la distribution tridimensionnelle du faciès argileux avec quantification des incertitudes d'estimation par des méthodes géostatistiques nous a permis de subdiviser le réservoir Cénomaniens en quatre zones dont la plus argileuse se situerait au Sud-Ouest du réservoir, avec un taux d'argile dépassant 57,4206 % et la moins argileuse au Sud-Est, avec un taux d'argile inférieur à 41,867 %. L'approche utilisée dans le cadre de cette étude a donc montré l'influence des argiles sur la production journalière (en baril) de quatre puits du champ Makelekese et a permis de déceler les zones cibles pour une technique d'intervention envisagée telle que la fracturation hydraulique.

MOTS-CLEFS: Réservoir, argilosité, géostatistique, Krigeage, simulation, variance.

1 INTRODUCTION

Une fois un gisement pétrolier découvert et développé, il est impérieux de résoudre les problèmes liés à la production de ses réserves, lesquels dépendent des caractéristiques lithologiques du gisement. L'un des paramètres importants pour un producteur d'hydrocarbures est la perméabilité du réservoir. Elle est une caractéristique d'une grande importance, étant donné qu'elle exprime l'aptitude d'un milieu à se laisser traverser par un fluide (gaz, huile ou eau) à travers ses espaces poreux. Toutefois, l'ordre de grandeur de ce paramètre n'a jamais été le même sur l'échelle d'un réservoir à cause de l'influence des certains éléments tel que l'argilosité.

Les argilites sont des roches radioactives les plus courantes (si l'on ignore les sels de potassium), le rayonnement provenant principalement de la fraction argileuse (Serra O., 1984[1]). Pour une approximation raisonnable, nous pouvons considérer que le niveau de Gamma Ray (GR) est lié à l'argilosité par:

$$V_{sh} = \frac{(GR_{lue} - GR_{min})}{(GR_{max} - GR_{min})}$$

Avec GR_{lue} : Valeur de Gamma Ray du banc considéré lue sur le log ; GR_{min} : Valeur de Gamma Ray minimale du banc considéré ; GR_{max} : Valeur de Gamma Ray maximale du banc considéré.

L'argilosité d'un réservoir peut donc être déterminée à l'aide des réponses diagraphiques de la courbe de rayon-gamma (Asma G., 2012[2]). Elle peut être également déterminée à l'aide des réponses de la courbe du Potentiel Spontané (PS ou SP), en utilisant la relation ci-après (Chapellier D., 2010[3]):

$$V_{sh} = \frac{(PSS - PS_x)}{(PSS)}$$

Avec PSS : Valeur maximale de la déflexion PS dans l'intervalle considéré, valeur jusqu'à la ligne de base des sables; PS_x : Valeur de la déflexion PS à la profondeur choisie.

Dans ce présent travail, nous allons étudier la pertinence des méthodes géostatistiques telles que le Krigeage et les simulations stochastiques afin d'obtenir une image tridimensionnelle de la distribution spatiale de l'argilosité au sein du réservoir Cénomaniens du champ Makelekese, avec prédiction de la variance d'estimation et subdiviser ce dernier en zones à faible, moyenne et forte argilosité.

2 ZONE D'ETUDE, MATERIELS ET METHODES

2.1 ZONE D'ETUDE

Le champ Makelekese (fig. 1) est l'un de sept champs pétroliers exploités en Onshore du bassin côtier de la R.D. Congo par la société Perenco-Rep. Il se situe entre 12°22'13" Est -5°53'12" Sud et 12°25'16" Est -5°55'35" Sud.

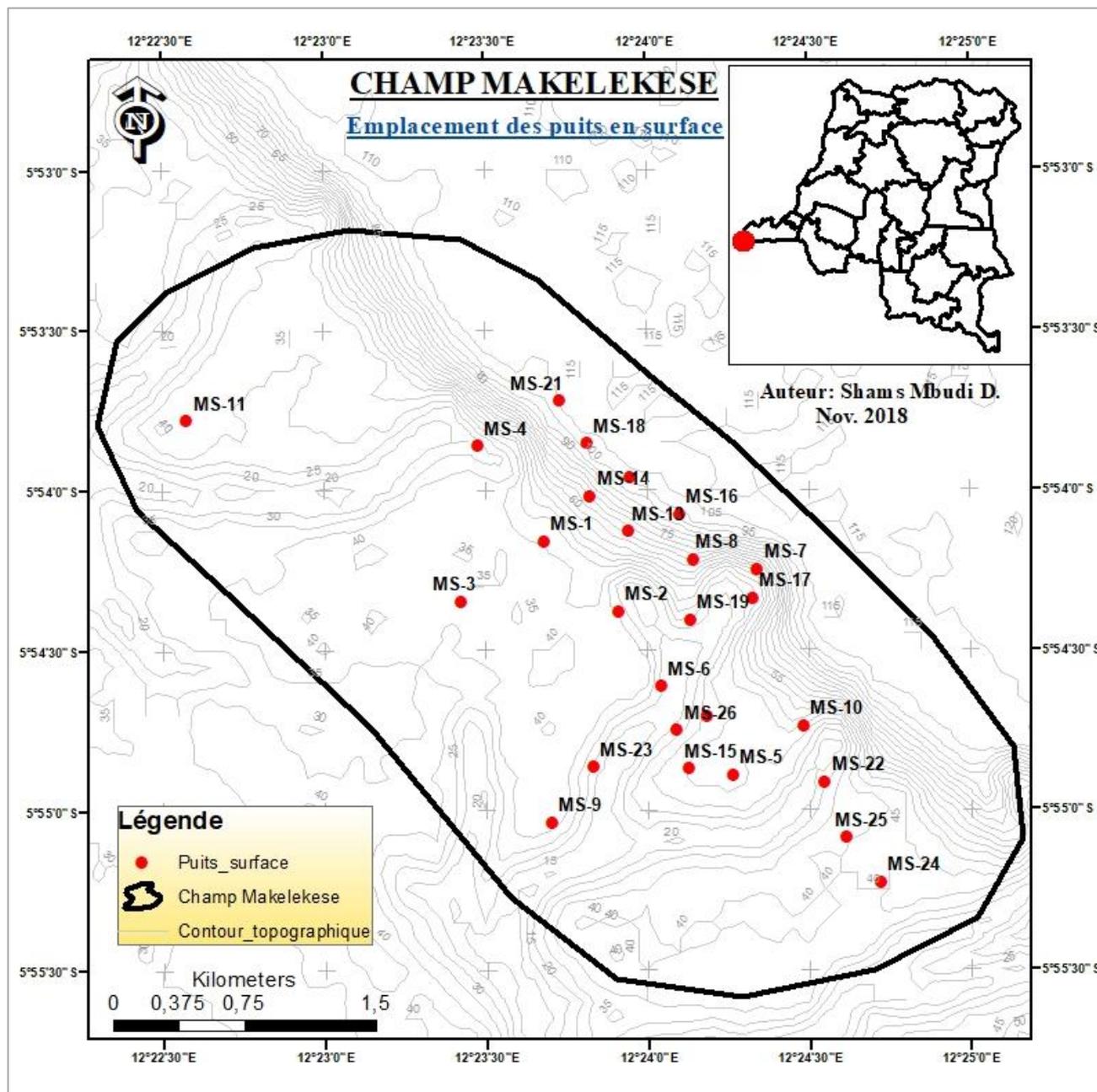


Fig. 1. Localisation du champ Makelekese

Le champ Makelekese est un petit champ à lithologie complexe, il est à multi réservoirs:

- Le réservoir Turonien ;
- Le réservoir Cénomaniens.

Dans le cadre de ce travail, nous allons nous focaliser sur le réservoir Cénomaniens (fig. 2), lequel est subdivisé en onze séquences distinctes (allant de A à K), composées des carbonates, silts et argiles, avec un Net to Gross de 50%, une porosité moyenne de 15%, une saturation en eau de 65% et dont l'épaisseur du réservoir à huile est en moyenne de 100 m (Perenco-Rep, 2009).

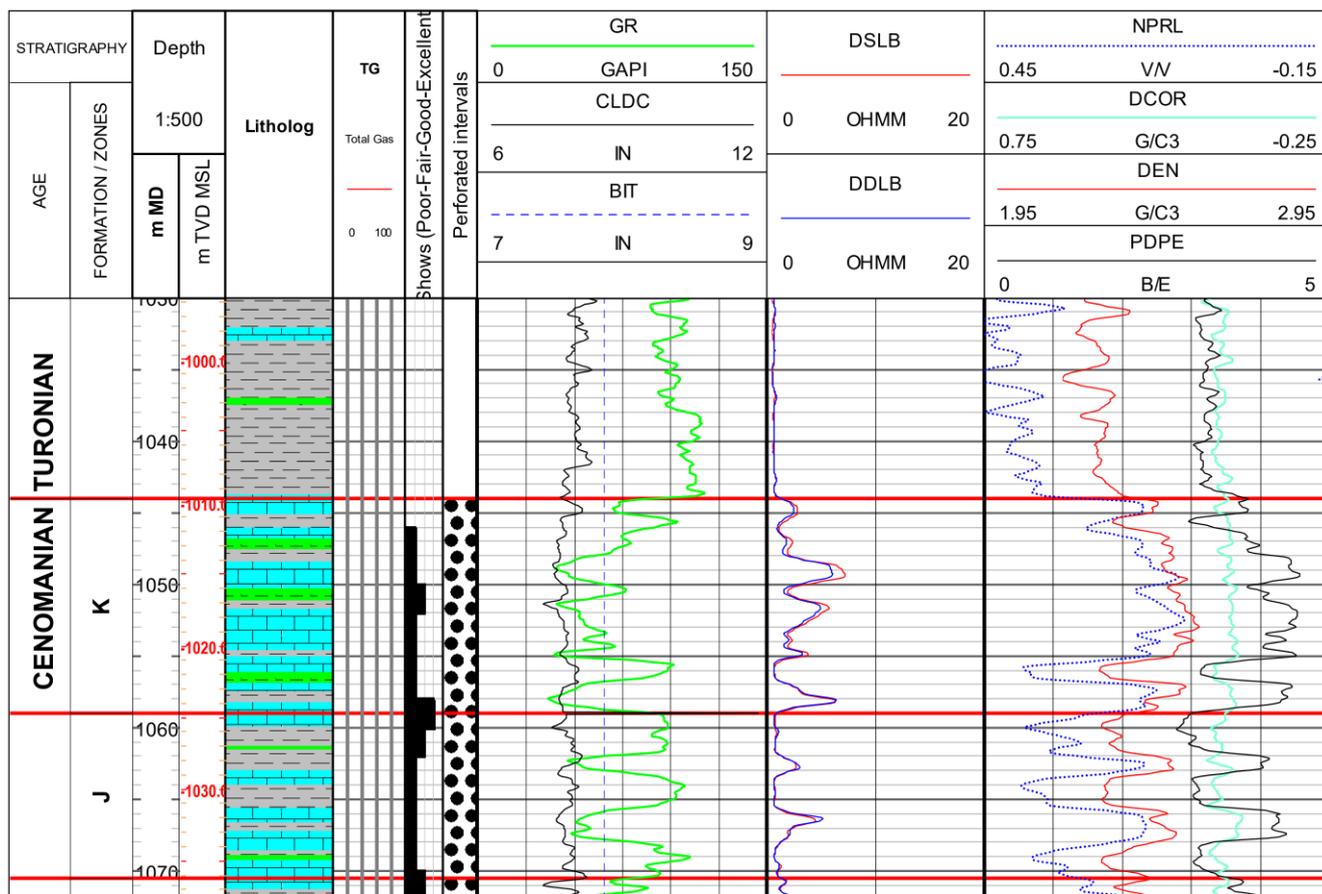


Fig. 3. Illustration d'un log composite du puits MS-26 du champ Makelekese (Perenco-Rep, 2009)

- Traitement, résultats et discussions : cette étape a consisté à cartographier les puits du champ Makelekese en surface et au toit du réservoir cénomanién, à faire le Krigeage Ordinaire (avec variance d'estimation) des pourcentages d'argiles issus des interprétations de logs diagraphiques Gamma Ray ainsi que la Simulation Séquentielle Gaussienne (en deux réalisations) et enfin à zoner le réservoir Cénomanién sur base des quartiles (Q1, Q2 et Q3), tout en discutant sur les résultats trouvés. La figure 4 ci-dessus résume la méthodologie utilisée dans ce travail:

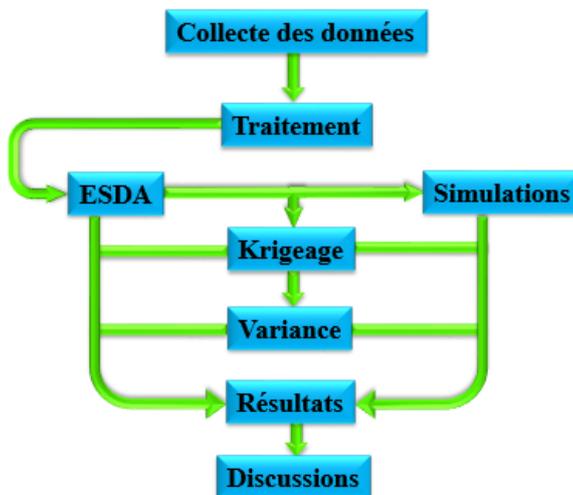


Fig. 4. Méthodologie utilisée

3 TRAITEMENT

3.1 ANALYSE EXPLORATOIRE SPATIALE DES DONNEES (ESDA: EXPLORATORY SPATIAL DATA ANALYSIS)

Avant d'utiliser les techniques d'interpolation, il est indispensable de commencer par faire l'ESDA afin d'avoir de la perspicacité dans nos données, de détecter les valeurs atypiques et de choisir la méthode et les paramètres appropriés pour la modélisation.

3.1.1 HISTOGRAMME

L'analyse de l'histogramme des argiles (fig. 5) au sein du réservoir Cénomaniens a montré qu'il peut être assimilé à une distribution normale (loi de Gauss) compte tenu de son allure presque symétrique (coefficient d'asymétrie égal à 0,10861). Par ailleurs, la moyenne (42,9672 %) étant tout de même légèrement supérieure à la médiane (41 %), cela traduit une légère asymétrie positive.

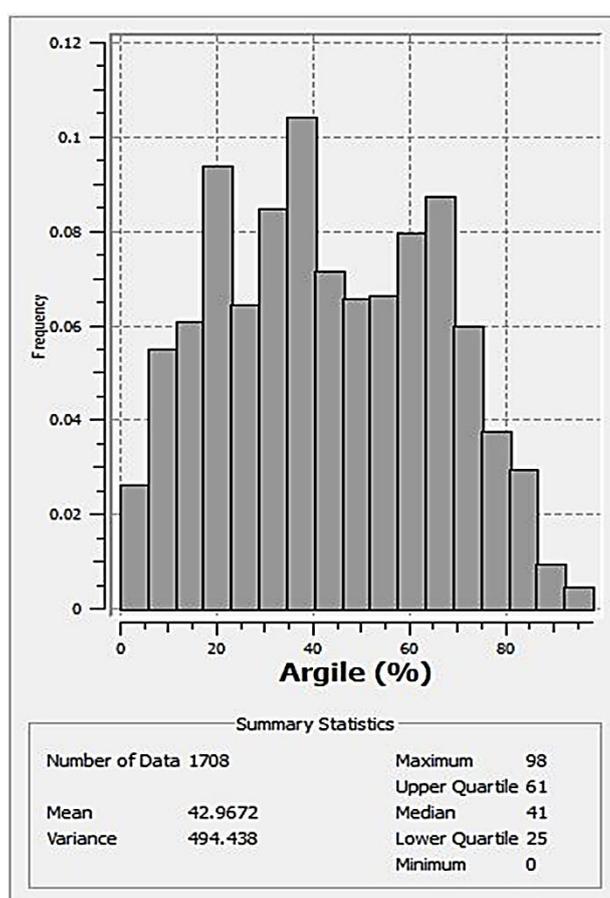


Fig. 5. Histogram of the distribution of clays in the reservoir

3.1.2 ADJUSTEMENT DU SEMIVARIOGRAMME EXPERIMENTAL

Un semivariogramme expérimental est un graphique montrant comment la moitié des différences au carré entre des paires des observations, varie en fonction de la distance qui les sépare (Salah B., 2014[5]). C'est l'outil fondamental pour analyser et modéliser la structure spatiale d'une variable régionalisée.

Le semivariogramme expérimental est exprimé par:

$$\gamma(h) = \frac{1}{2N(h)} \sum_{N(h)} [F(x_i) - F(x_j)]^2$$

N(h): nombre de couples de points de mesure distants de h

F(x_i): concentration au point de mesure x_i

Suivant 2 directions perpendiculaires orientées dans le champ, ayant pour azimuts : N40° et N130°, nous avons ajusté deux semivariogrammes (fig. 6 et 7) de modèle exponentiel présentant chacun un effet pépité pouvant être justifié soit par la présence des microstructures non identifiable (dû au manque de données) ou suite aux erreurs de localisation, de mesure ou d'analyse (Marcotte D., 2006[6]), avec anisotropie géométrique car :

- Portée (40°) = 850, Palier (40°) = 170, Effet pépité (40°) = 370 et
- Portée (130°) = 1500, Palier (130°) = 80, Effet pépité (130°) = 435.

Géométriquement, les deux portées décrivent donc une ellipse.

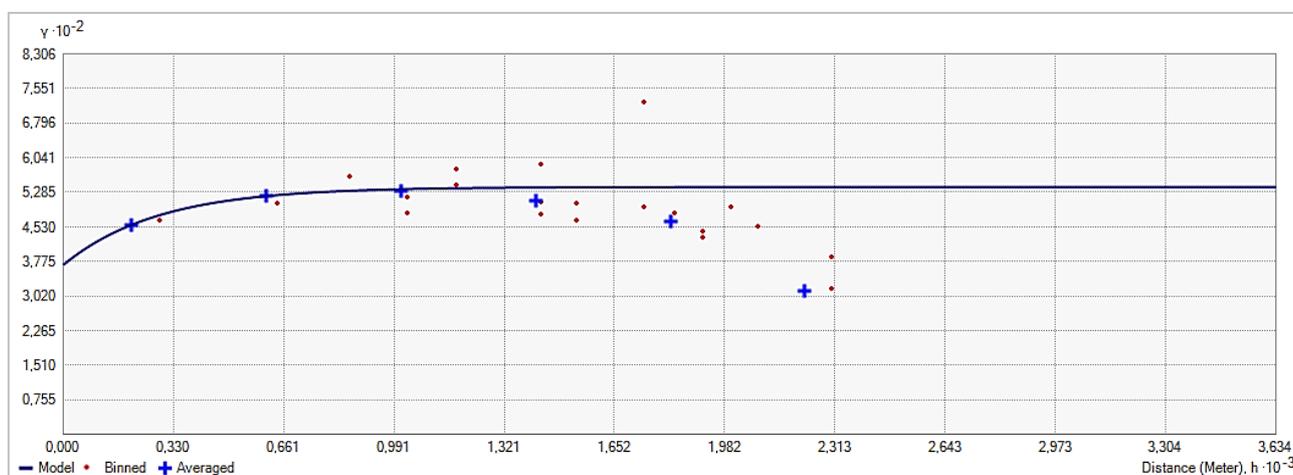


Fig. 6. Semivariogramme d'azimut N40°, modèle exponentiel avec effet pépité

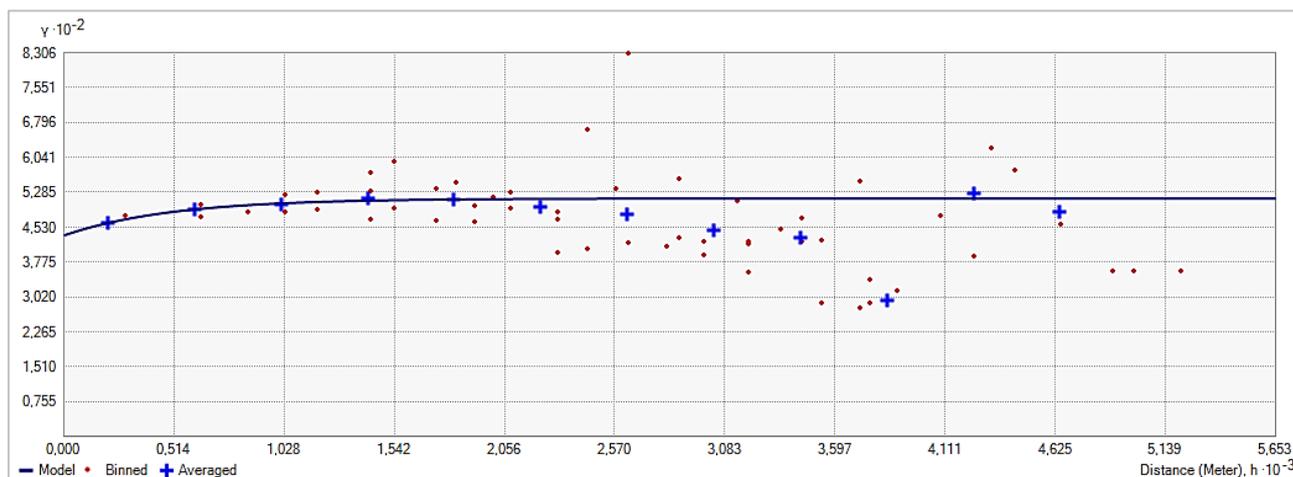


Fig. 7. Semivariogramme d'azimut N130°, modèle exponentiel avec effet pépité

3.2 KRIGEAGE

Etant donné que les coordonnées des puits à la surface d'un champ peuvent changer au toit ou dans le réservoir (puits dévié), c'est le cas par exemple du puits MS-19, avant de faire l'interpolation, nous présentons avant tout la carte de l'emplacement des puits au toit de la couche K du réservoir Cénomaniens (fig. 8):

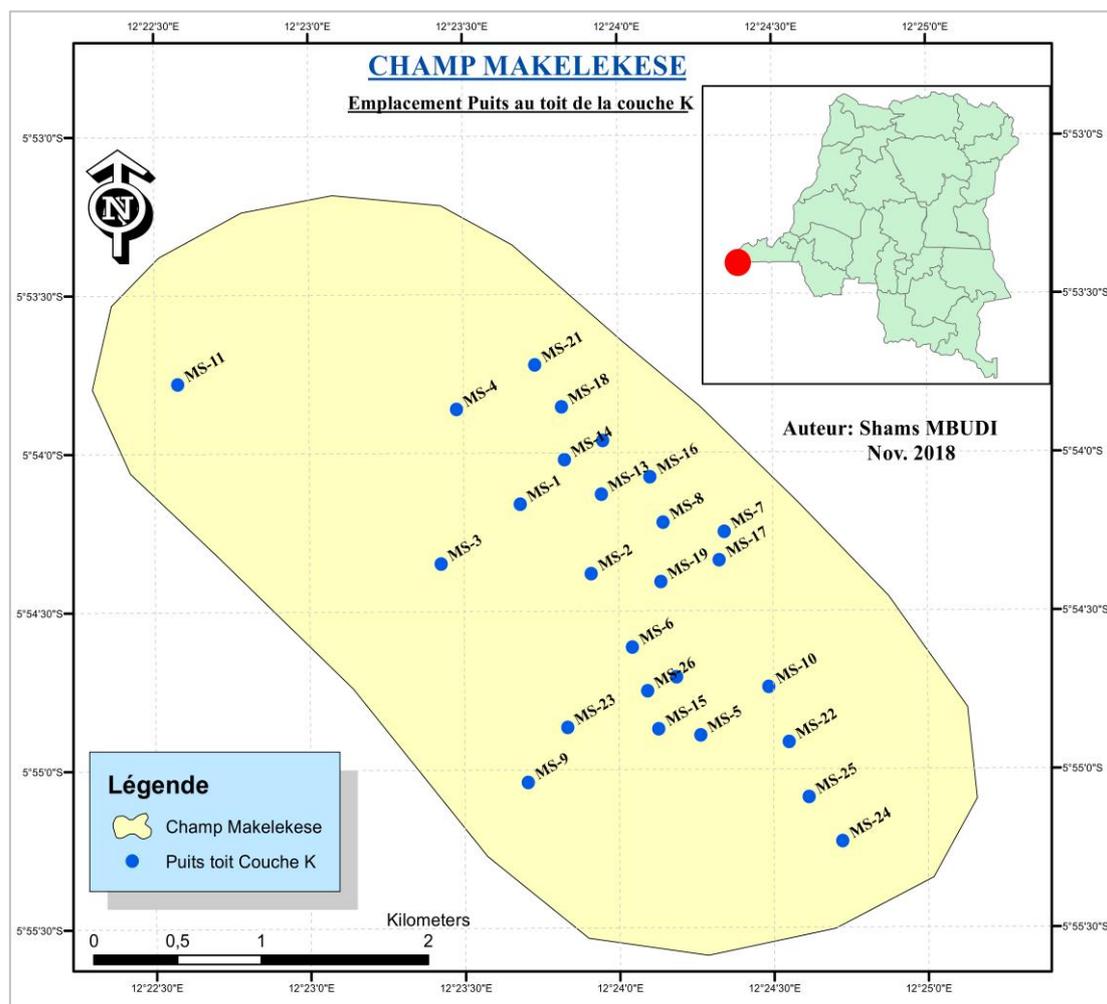


Fig. 8. Emplacement des puits au toit de la couche K du réservoir Cénomaniens

3.2.1 KRIGEAGE ORDINAIRE

Pour obtenir une estimation de concentrations d'un paramètre dans un domaine donné, le Krigeage est réalisé sur une grille régulière de points ou de blocs qui couvre ce domaine. Nous avons ainsi importé les données de 26 puits du réservoir Cénomaniens et estimé la grille régulière (fig. 9), avec pourcentage d'argile comme paramètre à visualiser:

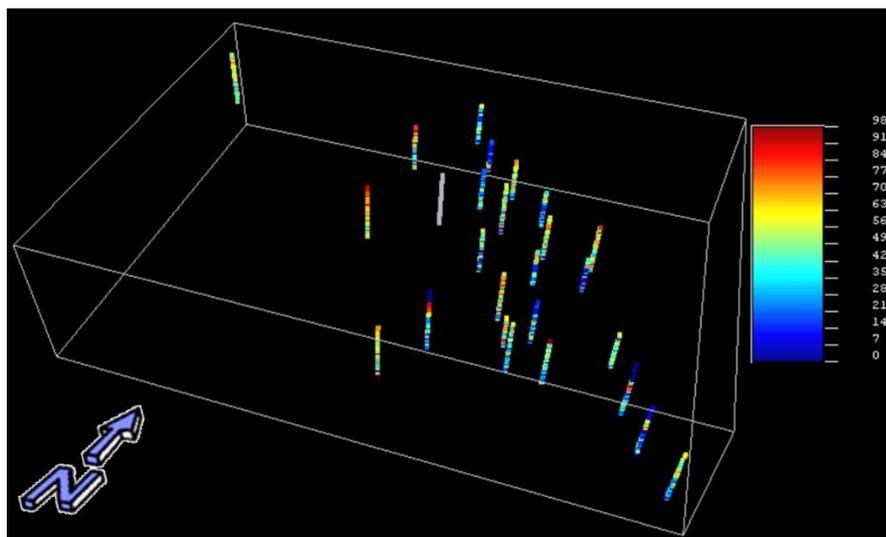


Fig. 9. Visualisation de pourcentage d'argile dans 26 puits du champ Makelekese au niveau du réservoir Cénomanién

Considérant la moyenne du champ inconnue, le Krigeage ordinaire des argiles (en %) a donné le résultat présenté par la figure 10 ci-après:

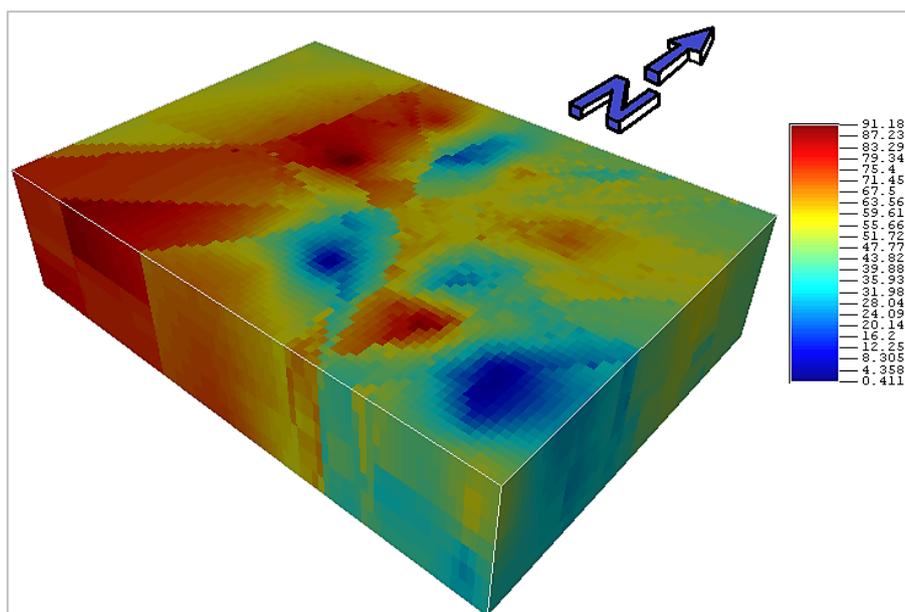


Fig. 10. Krigeage ordinaire de % en argile du réservoir Cénomanién

3.2.2 VARIANCE DE KRIGEAGE

Comparées aux méthodes d'interpolation classiques, les méthodes de krigeage présentent l'intérêt d'associer aux valeurs estimées un indicateur de la précision de l'estimation (Malherbe L. & Rouil L., 2003[7]). Cet indicateur est la variance de l'erreur de krigeage, encore appelée variance de krigeage (σ_K^2), ou sa racine carrée, l'écart-type de krigeage (σ_K).

La variance de Krigeage étant un paramètre quantifiant la dispersion possible de la valeur inconnue autour de la valeur mesurée, remarquez son accroissement au fur et à mesure qu'on s'éloigne des puits (fig. 11). Cela traduit donc une augmentation de l'erreur d'estimation (en %) et une perte de précision.

Michel A. et Xavier E. (2000)[8] montrent que la variance d'estimation (variance de krigeage) est plus élevée dans le cas du modèle exponentiel; l'explication vient du fait que ce dernier croît plus rapidement que le modèle sphérique, ce qui traduit un phénomène qui se déstructure plus vite, d'où une moins grande précision dans l'estimation.

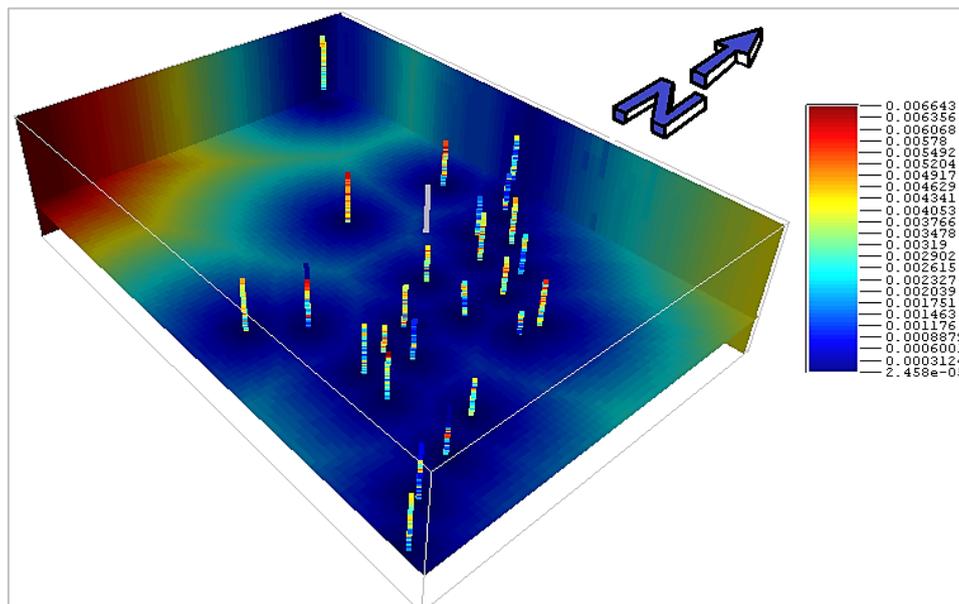


Fig. 11. Carte de la variance de Krigeage (en %)

3.3 SIMULATION STOCHASTIQUE

En variant la fonction aléatoire, on génère des simulations stochastiques qui restituent cette variabilité (Caers, Jef. 2011[9]). Contrairement au Krigeage qui n'utilise que les deux premiers moments (espérance et variogramme), la simulation va bien au-delà en simulant une fonction aléatoire entière.

D'après Sabat L. (2004)[10], le but des simulations stochastiques est de fournir un moyen de générer un grand nombre de réalisations équiprobables, alternatives qui respectent les hétérogénéités observées à partir des données disponibles, et supposées dans le milieu réel. Ainsi les figures 12 et 13 présentent en deux réalisations, la Simulation Gaussienne Séquentielle de pourcentage d'argile au sein du réservoir Cénomaniens:

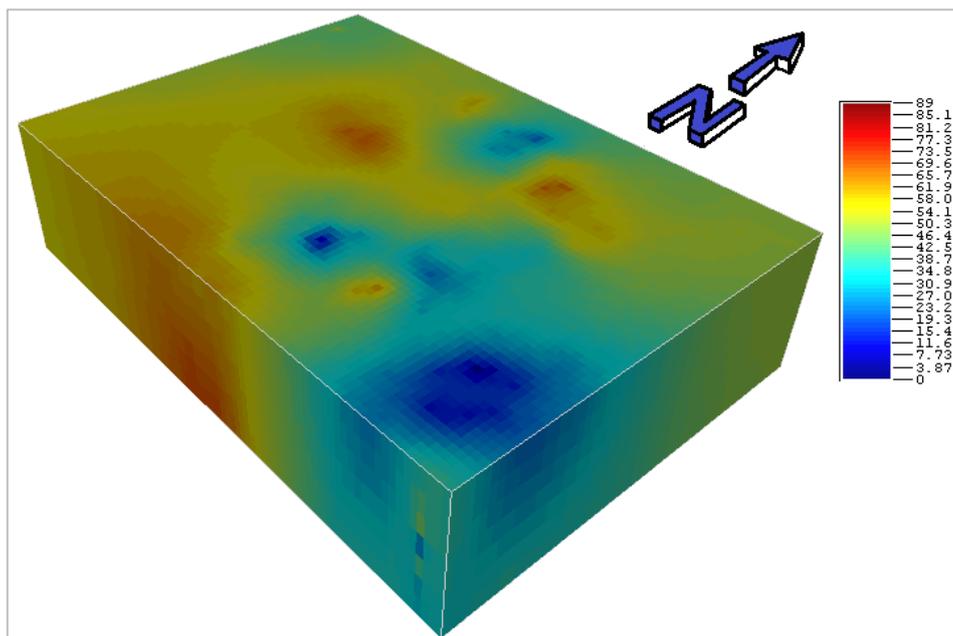


Fig. 12. Simulation Gaussienne Séquentielle des argiles (en %) dans le réservoir cénomanién (Réalisation 1)

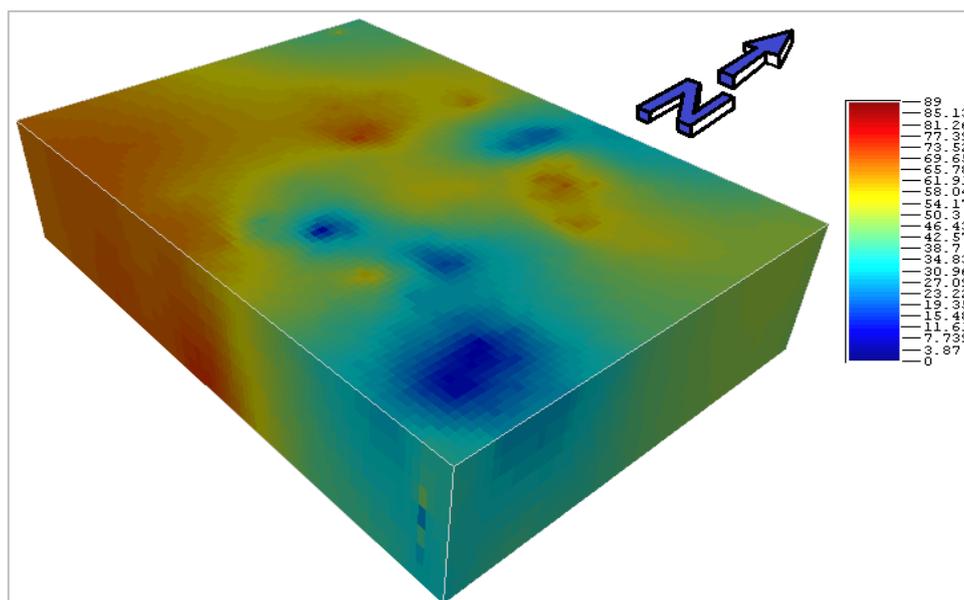


Fig. 13. Simulation Gaussienne Séquentielle des argiles (en %) dans le réservoir cénomanién (Réalisation 2)

3.4 ZONATION DU RESERVOIR CENOMANIEN

La zonation nous a permis de subdiviser le réservoir cénomanién en zones à faible, moyenne et forte argilosité. Pour y arriver, nous avons fait intervenir les paramètres statistiques de mesures de position des données tels que les quartiles.

Les quartiles (Q1, Q2 et Q3) sont des nombres qui divisent une série (préalablement ordonnée) en quatre sous-séries d'effectifs égaux, chacune contenant 25% des données (DODGE Y., 1999[11]).

Le quartile Q1 correspond donc au percentile P25, Q2 à percentile P50 (Médiane) et Q3 au percentile P75.

Ainsi, sur base des quartiles (Q1, Q2 et Q3), le réservoir cénomanién peut être subdivisé en quatre zones dont une Zone A (fig. 14.a) avec une argilosité inférieure à Q1 (41,867%), une Zone B (fig. 14.b) avec une argilosité inférieure à Q2 (49,576%),

une Zone C (fig. 14.c) avec une argilosité inférieure à Q3 (57,4206%) et une Zone D (fig. 14.d) avec une argilosité supérieure à Q3, tel que résumé dans le tableau 1 ci-après :

Tableau 1. Zonation du Réservoir Cénomaniensur base de son argilosité répartie en quartiles (Q1, Q2 et Q3) :

Désignation	Argilosité (%)	Illustration
Zone A	< à 41,867 (Q1)	Figure 14.a
Zone B	< à 49,5766 (Q2)	Figure 14.b
Zone C	< à 57,4206 (Q3)	Figure 14.c
Zone D	> à 57,4206 (Q3)	Figure 14.d

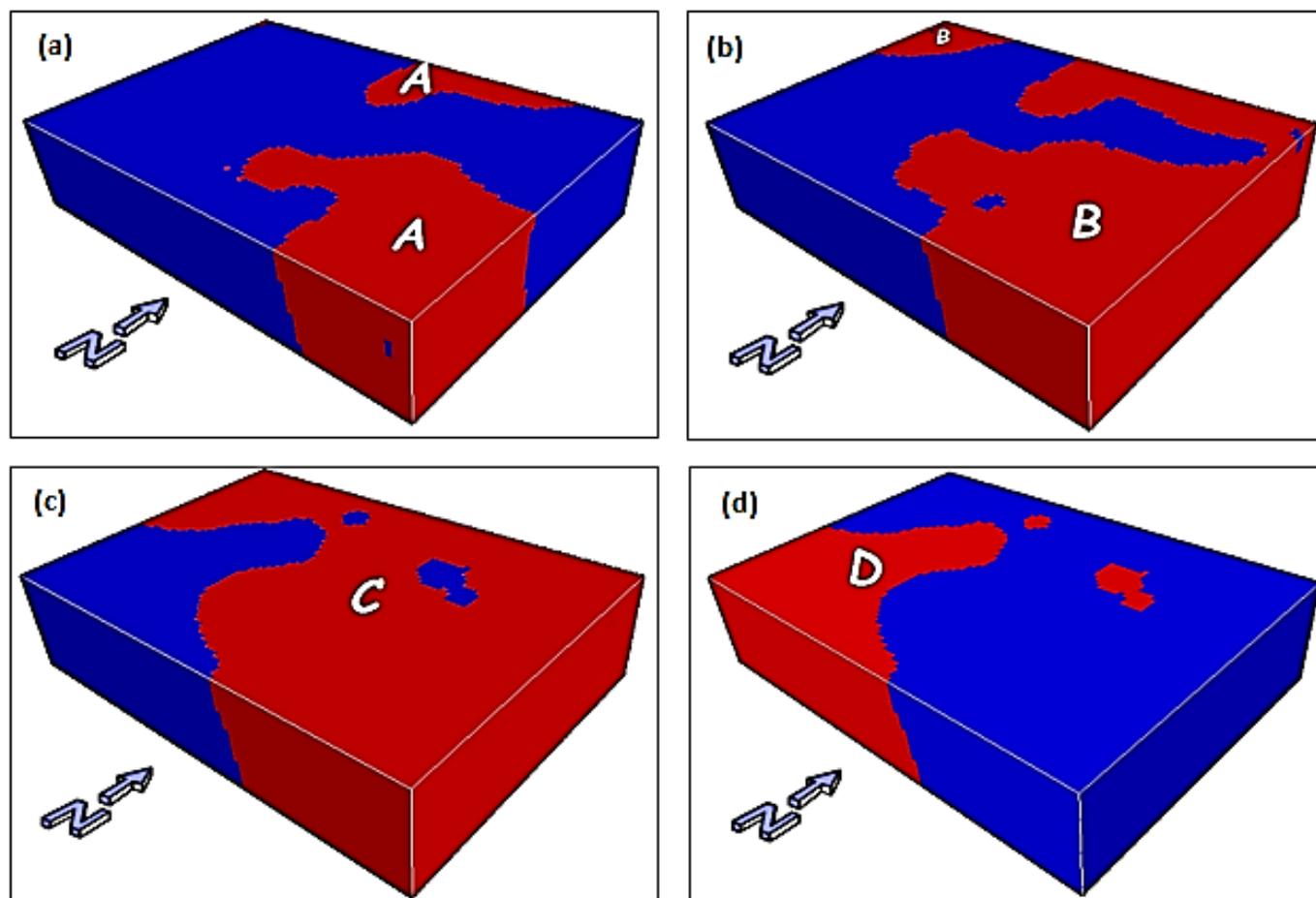


Fig. 14. Zonation du Réservoir Cénomaniensur base de son argilosité répartie en quartiles (Q1, Q2 et Q3)

4 RESULTATS AND DISCUSSIONS

En fonction de la profondeur, c'est-à-dire partant de la couche K vers la couche A, le taux d'argile diminue légèrement sur l'échelle du réservoir cénomaniens (fig. 15). Ce qui signifie que la perméabilité verticale du réservoir ne varie presque pas.

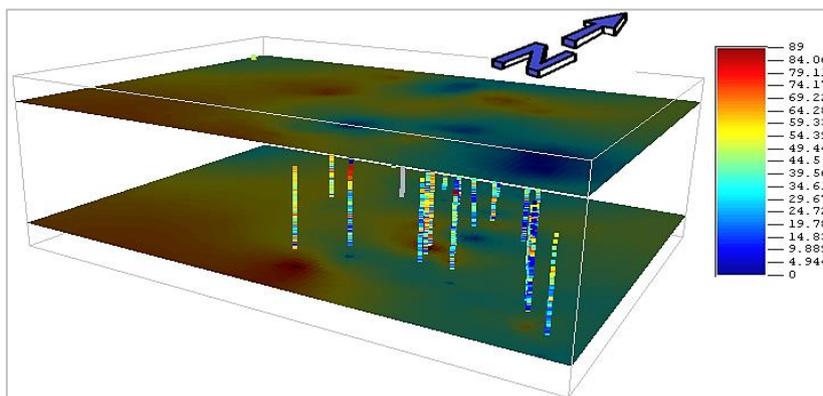


Fig. 15. Faible diminution de l'argilosité avec la profondeur

Partant de l'Ouest vers l'Est, le taux d'argile diminue (fig. 16), ce qui signifie que la partie Ouest du réservoir est probablement plus argileuse et moins perméable que sa partie Est.

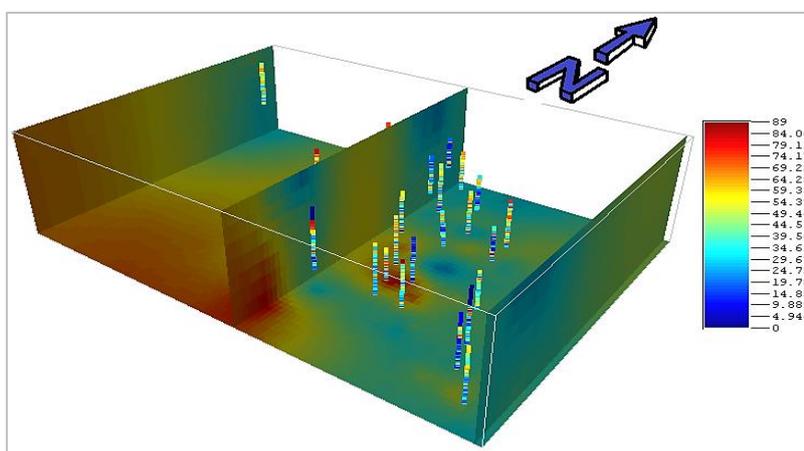


Fig. 16. Diminution de l'argilosité du réservoir de l'Ouest vers l'Est

Du Sud vers le Nord du réservoir, le taux d'argile diminue (fig. 17), ce qui traduit une augmentation de la perméabilité horizontale vers le Nord.

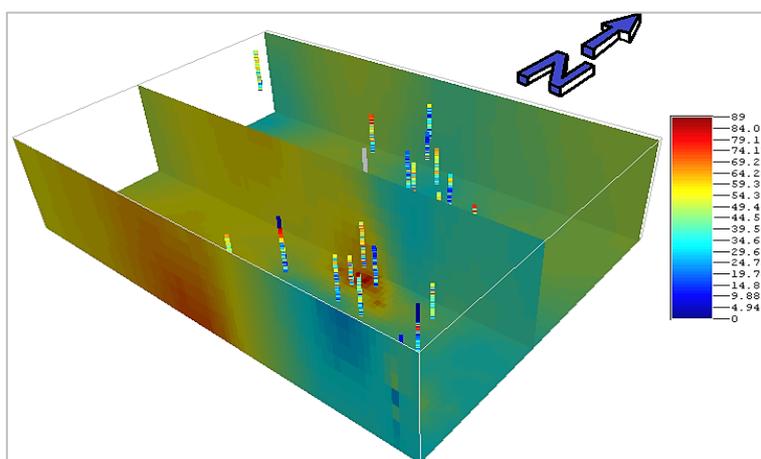


Fig. 17. Diminution de l'argilosité du réservoir du Sud vers le Nord

En maintenant le 3^e Quartile (57,4206 %) comme valeur de référence, nous confirmons comme dit avant une légère diminution de l'argilosité verticale sur l'échelle du réservoir (fig. 18.a), une diminution de l'argilosité horizontale de l'Ouest vers l'Est (fig. 18.b) et du Sud vers le Nord (fig. 18.c). La partie Sud-Ouest étant donc la plus argileuse.

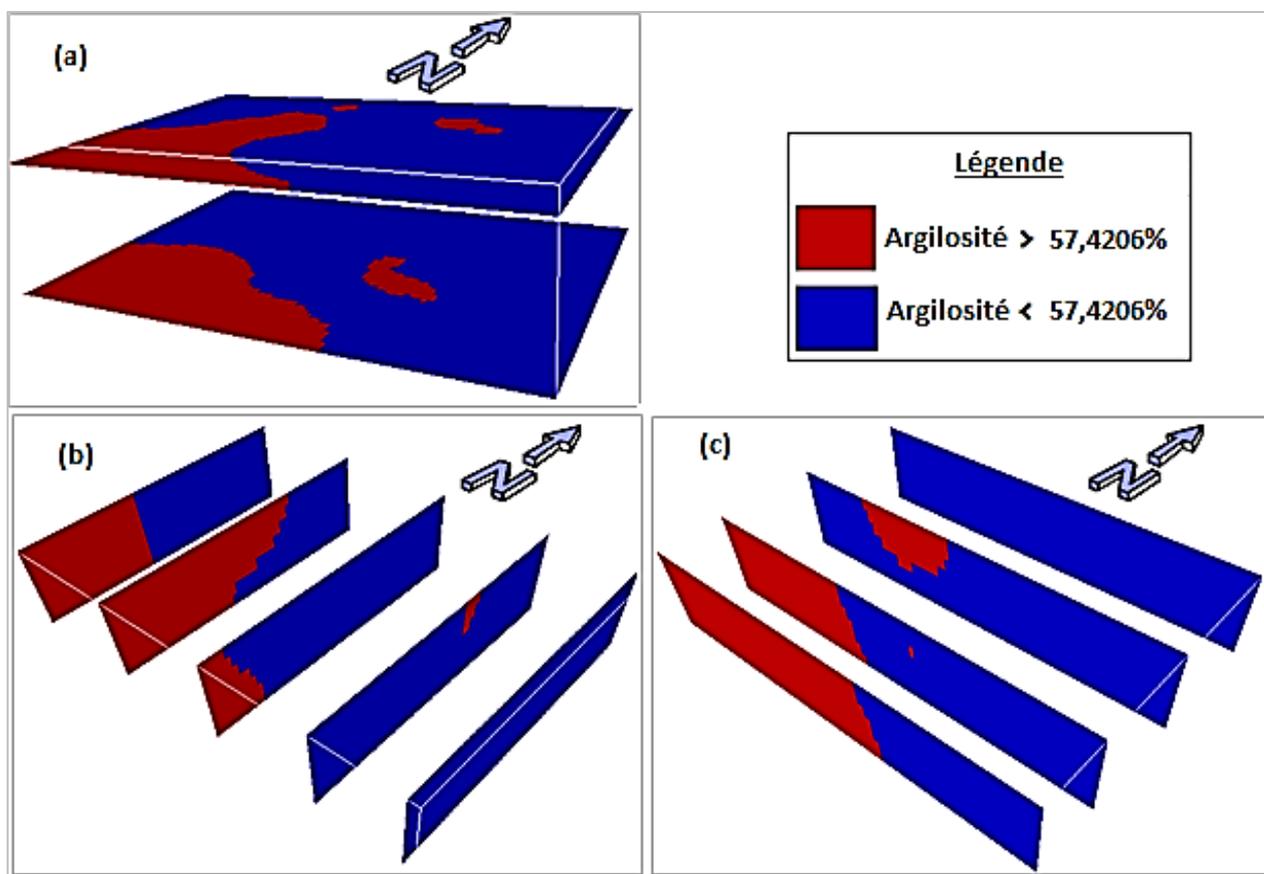


Fig. 18. Argilosité supérieure à 57,4206% au Sud-Ouest du réservoir Cénomanién

Après analyse des données de production issues d'un rapport de Perenco-Rep (2009), nous avons remarqué qu'avant le début des travaux de fracturation hydraulique dans le champ Makelekese, le BOPDAverage (Average Baril Oil Per Day : Moyenne de baril du brut produit par jour) variait inversement par rapport à l'argilosité moyenne (en %) dans quatre puits (MS-08, MS-09, MS-10 et MS-17). Ainsi, à l'aide de Microsoft Excel, nous avons tracé un graphique comparant ces deux paramètres (BOPD et argilosité) comme le montre la figure 19 ci-dessous:

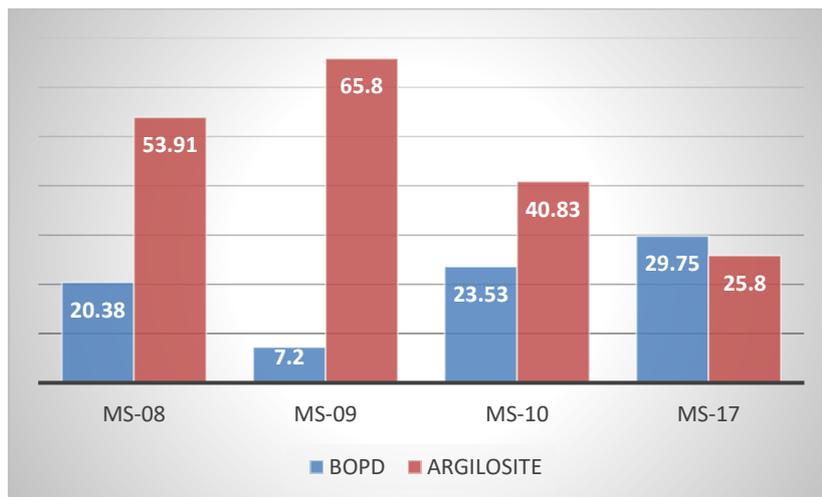


Fig. 19. Variation inverse du BOPD en fonction de l'argilosité dans quatre puits du champ Makelekesé

Sur le graphique de la figure 19 ci-dessus, nous remarquons clairement que les puits MS-10 et MS17 ayant des valeurs de production journalière (BOPD) plus élevées, présentent en même temps des valeurs d'argilosité moins élevées par rapport aux puits MS-8 et MS-9 qui ont des valeurs de BOPD moins intéressantes. Ce qui peut être justifié par l'emplacement de chacun de ces puits au sein du réservoir Cénomanién.

En effectuant un plan de coupe dans le réservoir, avec comme paramètre de position le quartile Q2 ou la médiane (49,5766% d'argile), passant par la profondeur moyenne des tous les puits dans le réservoir, nous pouvons constater que les puits MS-10 et MS-17 se situent dans la zone où l'argilosité est inférieure à la médiane alors que les puits MS-8 et MS-9 se retrouvent dans la partie où celle-ci en est supérieure (figure 20).

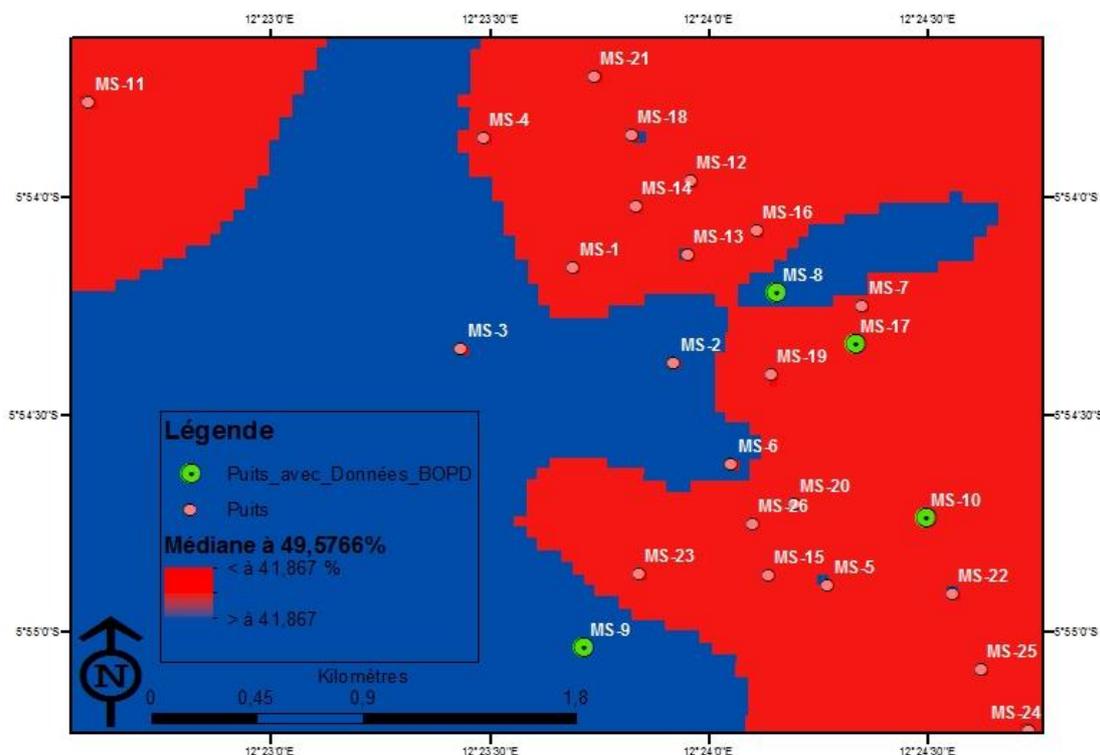


Fig. 20. Influence de l'argilosité sur les données BOPD des puits MS-08, MS-09, MS-10 et MS-17

Le puits MS-9 situé le plus vers le Sud-Ouest, montre une argilosité plus forte et une production pétrolière très faible. La partie Sud-Ouest du réservoir serait donc la plus concernée par une intervention envisagée telle que la fracturation hydraulique afin d'augmenter la production journalière du champ Makelekese.

5 CONCLUSION

L'étude réalisée dans le cadre de ce travail a permis d'évaluer la pertinence de l'approche géostatistique pour la détermination de l'argilosité d'un réservoir pétrolier à partir de quelques données d'observation des puits. Pour ce faire, plusieurs éléments ont été pris en compte afin d'évaluer la robustesse de l'approche et permettent de bien saisir le cadre d'application dans lequel cet outil de modélisation peut être utilisé et optimisé.

Avant le début des travaux de fracturation hydraulique dans le réservoir Cénomaniens du champ Makelekese, nous avons remarqué que plus un puits présentait une argilosité élevée, moins il était productif.

L'Analyse Exploratoire Spatiale des argiles dans le réservoir Cénomaniens a montré que leur distribution peut être assimilée à une loi normale mais présentant une légère asymétrie positive. Deux semivariogrammes ont été ajustés et ont montré un effet pépite pouvant être justifié soit par la présence des microstructures non identifiable (dû au manque de données) ou suite aux erreurs de localisation, de mesure ou d'analyse.

Par ailleurs les méthodes géostatistique (Krigage et simulation) nous ont permis de modéliser en 3D la distribution spatiale des argiles, avec quantification des incertitudes d'estimation et de subdiviser le réservoir Cénomaniens en quatre zones dont la plus argileuse se situerait au Sud-Ouest du réservoir, avec un taux d'argile dépassant 57,4206 % et la moins argileuse au Sud-Est, avec un taux d'argile inférieur à 41,867 %. Ce qui nous a permis d'avoir une idée sur les zones du réservoir pouvant faire l'objet d'une technique d'intervention telle que la fracturation hydraulique à partir des puits qui y ont été forés ou des nouveaux puits à forer par la société Perenco qui produit du brut dans cette partie du Bassin Côtier congolais.

REMERCIEMENTS

Nous remercions sincèrement l'entreprise pétrolière Perenco-Rep/RDC pour avoir mis à notre disposition les données utilisées dans le cadre de ce travail.

REFERENCES

- [1] SERRA O.: Diagraphies différées (bases de l'interprétation), Tome 1: Acquisition des données diagraphiques, Bull. Cent. Rech. Explor. Prod. Elf Aquitaine, pp. 121, 1984.
- [2] Asma G.: Evaluation pétrophysique et essai de modélisation: exemple du réservoir triasique d'Ourhoud (bassin de Berkine, Sahara nord oriental, Algérie), Université Abou Bekr Belkaid-Tlemcen, Mémoire de Master, pp. 28, 2012.
- [3] Chapellier D.: Diagraphies pétrole, cours online de Géophysique, Université de Lausanne-Institut Français du Pétrole, pp. 35, 2010.
- [4] Gaffney, Cline & Associés: Etude sur les réserves du Bassin Littoral de la République du Zaïre. Aspects géologiques régionaux et prospects d'exploration vue d'ensemble des facilités et ensemble des données. Département des Mines et de l'énergie, pp. 31, 1988.
- [5] Salah B.: Modélisation de la propagation des incertitudes des mesures sur l'aube d'une turbine hydraulique par Krigeage et simulations stochastiques, Ecole de Technologie Supérieure Université du Québec, Mémoire de Master, pp. 17, 2014.
- [6] Marcotte D.: Introduction à la géostatistique et variogrammes, Ecole Polytechnique de Montréal, pp. 46, 2006.
- [7] Malherbe L. & Rouil L.: Méthodes de représentation de la qualité de l'air : Guide d'utilisation des méthodes de la géostatistique linéaire, Laboratoire Central de Surveillance de la Qualité de l'Air, INERIS DRC-03-45597-LRI-LMa –LCSQA-n°140 vol.1, 2003.
- [8] Michel A. & Xavier E.: Estimation et interpolation spatiale – Hermes, 2000.
- [9] Caers, Jef.: « Modeling uncertainty in the earth sciences ». <http://site.ebrary.com/id/10483226>, 2011.
- [10] Sabat L.: Simulations stochastiques de faciès par la méthode des membership functions. Université Lorraine. Thèse de doctorat, 2004.
- [11] DODGE Y.: Premiers pas en statistique, Springer-Verlag France, Paris, 1999.