



UNIVERSITE KASDI MERBAH
– OUARGLA –

FACULTE DES HYDROCARBURES, DES
ENERGIES RENOUVABLE ET
SCIENCES DE LA TERRE ET DE
L'UNIVERS



Département des Sciences de la Terre et de l'Univers

MEMOIRE DE FIN D'ETUDE

En Vue De L'obtention Du Diplôme de Master en Géologie.

Option : Géologie Pétrolière

THEME

**Estimation des Potentialité en Hydrocarbures par Les
Méthodes de Géostatistiques Non Paramétriques**

Réalisé par :

AMMARI Bachir

MOKADMI Zakaria

GHOUSBANE Aridj El Yassamine

Soutenu publiquement le : 29/06/2024

Devant le jury :

Président	Hacini Messaoud	Pr. UKM. Ouargla
Promoteur	Sahri Leila	MCB. UKM Ouargla
Co-Promoteur	Medjani Fethi	Pr. UKM. Ouargla
Examineur	Mebrouki Nassira	MCB. ESE. Ouargla

Année Universitaire : 2023/2024

Remerciement :

Nos remerciements s'adressent premièrement et avant tout à Allah tout puissant, qui nous a aidé à réaliser ce modeste travail, et pour sa grâce tout au long de notre vie personnelle et professionnell.

Nous voudrions exprimer nos vifs remerciements à nos encadrants **Dr. Sahri Leila, Pr Medjani Fethi** pour sa disponibilité, son sérieux et sa conseils judicieux.

Nous tiendrons à remercier très vivement l'ensemble des membres de jury qui nous ont fait l'honneur d'accepter de juger notre travail.

Nos vifs remerciements s'adressent à monsieur **Ahmed Aladin Debabeche** pour son accueil et tout son aide pendant notre stage à la base Irara. Sonatrach HMD.

Nous voudrions présenter nos remerciements les plus distingués à **Mr Haichour Bachir, Mlle Labcheq Soumia, Mr Seddiki Abdellah** et **Mr Meghoudad Mohammed** qui a consacré une grande partie de son précieux temps pour la réalisation de ce travail.

Nous voulons également remercier **Mr. Lekhchakhech Rachid** pour tous ses conseils précieux et l'effort fourni au cours de la réalisation de ce travail.

Nous remercions aussi Tous les ingénieurs du DP-HMD pour leurs aides, leurs encouragements et leurs conseils précieux durant toute la période du stage.

Nous tiendrons aussi à remercier tous les enseignants du département des sciences de la terre et de l'univers de l'université d'Ouargla, qui ont contribué de près ou de loin à notre formation durant tout le cursus universitaire.

Nos derniers remerciements, vont à tous ceux qui ont contribué de près ou de loin pour l'aboutissement de ce travail.

Dédicace :

Je dédie ce modeste travail à mes chers parents pour le gout à l'effort qui m'ont contribué pleinement dans l'aboutissement et la réussite de mon parcours scolaire.

A l'Être le plus chère de ma vie, ma Mère.

A celui qui m'a fait de moi un homme, mon Père.

Mes dédicaces s'adressent également à mes chers sœur et frères qui m'avez toujours soutenu et encouragé durant ces années d'étude, et à tous les membres de ma famille, à Zakaria qui m'aidait encore plus.

*Je dédie ce travail à tous mes chers amis sur tout : **Abdedayem Tedjani**, **Yasser Boukoreira**. Et à tous ceux qui ont participé à ma réussite.*

*A la fin je dédie très chaleureusement ce mémoire à mon bien-aimé **Muhammad (SAW)**, que Dieu le bénisse et lui accorde la paix.*

Dédicace :

Je dédie ce modeste travail à mes chers parents pour le gout à l'effort qui m'ont contribué pleinement dans l'aboutissement et la réussite de mon parcours scolaire.

A l'Être le plus chère de ma vie, ma Mère.

A celui qui m'a fait de moi un homme, mon Père.

Mes dédicaces s'adressent également à mes chers sœur et frères qui m'avez toujours soutenu et encouragé durant ces années d'étude, et à tous les membres de ma famille, Bachir qui m'aidait encore plus.

Je dédie ce travail à tous mes chers amis sur tout : Ibrahim Ben Zakkour, Yasser Bouhoreira, Abd ennour Ravhedi et Aridj, Et à tous ceux qui ont participé à ma réussite.

A la fin je dédie très chaleureusement ce mémoire à **mes encadrants**.

Mokadmi Zakaria.

Dédicace :

Tout d'abord, je tiens à remercier DIEU De m'avoir donné la force et le courage de mener à bien ce modeste travail.

Je tiens à dédier cet humble travail à ma tendre mère **Souad** et mon très cher père **Mourad**.

A ma sœur **Nour** et mon frère **Achraf**.

A tous les membres de ma famille Ghodbane et Badaoui je vous envoie toute ma gratitude et mon amour.

A mon binôme **Ammari Bachir** et **Mokadmi Zakaria**. Et une dédicace spéciale à mes encadrants pour avoir partagé cette aventure avec moi, pour tous leurs précieux conseils et leur dévouement à ce travail : **Dr. Leila Sahri** ; **Pr. Medjani Fathi**

A mes meilleurs amis **Lina** ; **Zineb** ; **Ahmad** ; **Zaki** ; Et surtout toi, **Fati**, tu as été ma meilleure amie, ma chère.

A la personne la plus chère à mon cœur, **Kim Jong-in**.

À celui qui m'a accompagné à cette étape et qui a été mon meilleur soutien dans mon parcours lors de la préparation de ce mémoire, **Monsieur Ahmed Aladin Debabeche**.

Tous ceux qui m'aiment et que j'aime.

Ghodbane Aridj El Yassamin.

Sommaire :

Table de Métiers :

I.	Introduction General:.....	1
II.	Présentation de la zone d'étude :	2
1.	Situation géographique du champ de Hassi Tarfa :.....	2
2.	Cadre géologique du champ Hassi Tarfa :.....	3
3.	Historique de développement du Hassi Tarfa :.....	4
4.	Aspect stratigraphique :	5
4.1	Paléozoïque :	6
4.2	Mésozoïque :	8
4.3	Cénozoïque :.....	12
5.	Aspect Structural :	14
5.1	Déformations antépaléozoïques :.....	15
5.2	Déformations paléozoïques :.....	16
5.3	Déformations Mésozoïque :.....	16
6.	Système pétrolier :	18
6.1	Roches mères :	18
6.2	Roches réservoir :.....	18
6.3	Roches couverture :.....	18
III.	Matérielles et Méthodes :.....	19
1.	Architecture du travail :.....	19
2.	Situations des puits :	19
3.	Aspect pétrophysique :.....	20
3.1	La Porosité :.....	20
3.2	La perméabilité :.....	21
3.3	La saturation en eau :.....	21
3.4	Le Volume d'argile :.....	22
4.	Les Méthodes géostatistiques utilisé :	23
4.1	Simulation d'Indicator Séquentiel (SIS) :	23
4.2	Gaussian Random Function simulation (GRFS):	27
5.	Traitement des données et Procédure :.....	33

5.1	Importation des données des diagraphies de puits :	33
5.2	Préparation des données :	34
5.3	Définition des indicatrices :	34
5.4	Mise à l'échelle des logs (Well log upscaling) :	36
5.5	Ajustement des paramètres des variogrammes (Data Analysis) :	36
5.6	Modélisation des paramètres pétrophysiques (Petrophysical Modeling) :	36
5.7	Modélisation des logs discrète (Facies Modeling) :	37
5.8	Création des cartes iso-valeur et iso-probabilité :	37
5.9	Ajustement des échelles des cartes :	37
6.	Validation des résultats :	38
7.	Présentation du logiciel :	38
7.1	Logiciel PETREL :	38
7.2	Description du logiciel	38
7.3	Avantages principaux	39
IV.	Étude géostatistiques des paramètres pétrophysiques :	41
1.	Variographie :	41
1.1	Les caractéristiques du variogramme :	42
1.2	Anisotropie géométrique :	42
1.3	Les modèle de variogramme :	43
2.	Estimation Géostatistique :	43
2.1	Krigeage Ordinaire :	44
3.	CARTOGRAPHIE DES PARAMETRES PETROPHYSIQUES :	45
3.1	Étude géostatistique paramétrique :	45
3.2	Étude géostatistique non paramétrique :	65
4.	CARTOGRAPHIE DES PARAMETRES PETROPHYSIQUES :	87
4.1	Etude cartographie paramétrique :	87
4.2	Etude cartographie non paramétrique :	103
5.	Validation et confirmation des résultats :	119
	Bibliographie:	131

Liste de Figures:

Figure 1: Situation géographique du champ de Hassi Tarfa. (SONATRACH, année).....	2
Figure 2: Les principaux axes structuraux du trend Amguid El Biod. SH E-P/PED/GISE/2022	4
Figure 3: Fiche Stratigraphique et Technique de champ de Hassi-Tarfa. (SH/PED/Direction SPR. 2011).....	13
Figure 4: Carte structural de la région de Hassi Tarfa (SH DPHMD Dép_Géologie. 2019) ..	14
Figure 5: Système pétrolier de Hassi Messaoud (SH Division exploration).....	18
Figure 6: Plan de positionnement des puits dans le champ HTF. (SH_DPHMD Dép_Géologie 2024).....	20
Figure 7: La démarche pour la construction d'un modèle statique de réservoir.	33
Figure 8: Les propriétés du variogramme.	42
Figure 9: Représentation des différents modèles de variogramme.	43
Figure 10: Variogramme expérimentale de saturation en eau de l'unité QH6 de direction 45°	45
Figure 11: Variogramme expérimentale de saturation en eau de l'unité QH6 de direction 135°	46
Figure 12: Variogramme expérimentale de saturation en eau de l'unité QH5 de direction 45°	46
Figure 13: Variogramme expérimentale de saturation en eau de l'unité QH5 de direction 135°	46
Figure 14: Variogramme expérimentale de saturation en eau de l'unité QH4 de direction 45°	47
Figure 15: Variogramme expérimentale de saturation en eau de l'unité QH4 de direction 135°	47
Figure 16: Variogramme expérimentale de saturation en eau de l'unité QH3 de direction 45°	48
Figure 17: Variogramme expérimentale de saturation en eau de l'unité QH3 de direction 135°	48
Figure 18: Variogramme expérimentale de saturation en eau de l'unité QH2 de direction 45°	49
Figure 19: Variogramme expérimentale de saturation en eau de l'unité QH2 de direction 135°	49

Figure 20: Variogramme expérimentale de saturation en eau de l'unité QH1 de direction 45°	49
.....	
Figure 21: Variogramme expérimentale de saturation en eau de l'unité QH1 de direction 135°	50
.....	
Figure 22: Variogramme expérimentale de porosité de l'unité QH6 de direction 45°	50
.....	
Figure 23: Variogramme expérimentale de porosité de l'unité QH6 de direction 135°	51
.....	
Figure 24: Variogramme expérimentale de porosité de l'unité QH5 de direction 45°	51
.....	
Figure 25: Variogramme expérimentale de porosité de l'unité QH5 de direction 135°	52
.....	
Figure 26: Variogramme expérimentale de porosité de l'unité QH4 de direction 45°	52
.....	
Figure 27: Variogramme expérimentale de porosité de l'unité QH4 de direction 135°	53
.....	
Figure 28: Variogramme expérimentale de porosité de l'unité QH3 de direction 45°	53
.....	
Figure 29: Variogramme expérimentale de porosité de l'unité QH3 de direction 135°	53
.....	
Figure 30: Variogramme expérimentale de porosité de l'unité QH2 de direction 45°	54
.....	
Figure 31: Variogramme expérimentale de porosité de l'unité QH2 de direction 135°	54
.....	
Figure 32: Variogramme expérimentale de porosité de l'unité QH1 de direction 45°	55
.....	
Figure 33: Variogramme expérimentale de porosité de l'unité QH1 de direction 135°	55
.....	
Figure 34: Variogramme expérimentale de perméabilités de l'unité QH6 de direction 45°	55
.....	
Figure 35: Variogramme expérimentale de perméabilités de l'unité QH6 de direction 135°	56
.....	
Figure 36: Variogramme expérimentale de perméabilités de l'unité QH5 de direction 45°	56
.....	
Figure 37: Variogramme expérimentale de perméabilités de l'unité QH5 de direction 135°	56
.....	
Figure 38: Variogramme expérimentale de perméabilités de l'unité QH4 de direction 45°	57
.....	
Figure 39: Variogramme expérimentale de perméabilités de l'unité QH4 de direction 135°	57
.....	
Figure 40: Variogramme expérimentale de perméabilités de l'unité QH3 de direction 45°	58
.....	
Figure 41: Variogramme expérimentale de perméabilités de l'unité QH3 de direction 135°	58
.....	
Figure 42: Variogramme expérimentale de perméabilités de l'unité QH2 de direction 45°	58
.....	
Figure 43: Variogramme expérimentale de perméabilités de l'unité QH2 de direction 135°	59
.....	
Figure 44: Variogramme expérimentale de perméabilités de l'unité QH1 de direction 45°	59
.....	
Figure 45: Variogramme expérimentale de perméabilités de l'unité QH1 de direction 135°	60
.....	
Figure 46: Variogramme expérimentale de volume d'argile de l'unité QH6 de direction 45°	60
.....	
Figure 47: Variogramme expérimentale de volume d'argile de l'unité QH6 de direction 135°	61
.....	
Figure 48: Variogramme expérimentale de volume d'argile de l'unité QH5 de direction 45°	61
.....	
Figure 49: Variogramme expérimentale de volume d'argile de l'unité QH5 de direction 135°	62
.....	

Figure 50: Variogramme expérimentale de volume d'argile de l'unité QH4 de direction 45°	62
Figure 51: Variogramme expérimentale de volume d'argile de l'unité QH4 de direction 135°	62
Figure 52: Variogramme expérimentale de volume d'argile de l'unité QH3 de direction 45°	63
Figure 53: Variogramme expérimentale de volume d'argile de l'unité QH3 de direction 135°	63
Figure 54: Variogramme expérimentale de volume d'argile de l'unité QH2 de direction 45°	64
Figure 55: Variogramme expérimentale de volume d'argile de l'unité QH2 de direction 135°	64
Figure 56: Variogramme expérimentale de volume d'argile de l'unité QH1 de direction 45°	64
Figure 57: Variogramme expérimentale de volume d'argile de l'unité QH1 de direction 135°	65
Figure 58: Variogramme expérimentale de saturation en eau de l'unité QH6 de direction 45°	65
Figure 59: Variogramme expérimentale de saturation en eau de l'unité QH6 de direction 135°	66
Figure 60: Variogramme expérimentale de saturation en eau de l'unité QH5 de direction 45°	66
Figure 61: Variogramme expérimentale de saturation en eau de l'unité QH5 de direction 135°	67
Figure 62: Variogramme expérimentale de saturation en eau de l'unité QH4 de direction 45°	67
Figure 63: Variogramme expérimentale de saturation en eau de l'unité QH4 de direction 135°	68
Figure 64 : Variogramme expérimentale de saturation en eau de l'unité QH3 de direction 45°	68
Figure 65: Variogramme expérimentale de saturation en eau de l'unité QH3 de direction 135°	68
Figure 66: Variogramme expérimentale de saturation en eau de l'unité QH2 de direction 45°	69
Figure 67: Variogramme expérimentale de saturation en eau de l'unité QH2 de direction 135°	69
Figure 68: Variogramme expérimentale de saturation en eau de l'unité QH1 de direction 45°	70

Figure 69: Variogramme expérimentale de saturation en eau de l'unité QH1 de direction 135°	70
Figure 70: Variogramme expérimentale de porosité de l'unité QH6 de direction 45°	71
Figure 71: Variogramme expérimentale de porosité de l'unité QH6 de direction 135°	71
Figure 72: Variogramme expérimentale de porosité de l'unité QH5 de direction 45°	71
Figure 73: Variogramme expérimentale de porosité de l'unité QH5 de direction 135°	72
Figure 74: Variogramme expérimentale de porosité de l'unité QH4 de direction 45°	72
Figure 75: Variogramme expérimentale de porosité de l'unité QH4 de direction 135°	73
Figure 76: Variogramme expérimentale de porosité de l'unité QH3 de direction 135°	73
Figure 77: Variogramme expérimentale de porosité de l'unité QH3 de direction 135°	74
Figure 78: Variogramme expérimentale de porosité de l'unité QH2 de direction 45°	74
Figure 79: Variogramme expérimentale de porosité de l'unité QH2 de direction 135°	74
Figure 80: Variogramme expérimentale de porosité de l'unité QH1 de direction 45°	75
Figure 81: Variogramme expérimentale de porosité de l'unité QH1 de direction 135°	75
Figure 82: Variogramme expérimentale de volume d'argile de l'unité QH6 de direction 45°	76
Figure 83: Variogramme expérimentale de volume d'argile de l'unité QH6 de direction 135°	76
Figure 84: Variogramme expérimentale de volume d'argile de l'unité QH5 de direction 45°	76
Figure 85: Variogramme expérimentale de volume d'argile de l'unité QH5 de direction 135°	77
Figure 86: Variogramme expérimentale de volume d'argile de l'unité QH4 de direction 45°	77
Figure 87: Variogramme expérimentale de volume d'argile de l'unité QH4 de direction 135°	77
Figure 88: Variogramme expérimentale de volume d'argile de l'unité QH3 de direction 45°	78
Figure 89: Variogramme expérimentale de volume d'argile de l'unité QH3 de direction 135°	78
Figure 90: Variogramme expérimentale de volume d'argile de l'unité QH2 de direction 45°	79
Figure 91: Variogramme expérimentale de volume d'argile de l'unité QH2 de direction 135°	79
Figure 92: Variogramme expérimentale de volume d'argile de l'unité QH1 de direction 45°	79
Figure 93: Variogramme expérimentale de volume d'argile de l'unité QH1 de direction 135°	80
Figure 94: Variogramme expérimentale de superposition des paramètres pétrophysiques de l'unité QH6 de direction 45°	80

Figure 95: Variogramme expérimentale de superposition des paramètres pétrophysiques de l'unité QH6 de direction 135°	81
Figure 96: Variogramme expérimentale de superposition des paramètres pétrophysiques de l'unité QH5 de direction 45°	81
Figure 97: Variogramme expérimentale de superposition des paramètres pétrophysiques de l'unité QH5 de direction 135°	82
Figure 98: Variogramme expérimentale de superposition des paramètres pétrophysiques de l'unité QH4 de direction 45°	82
Figure 99: Variogramme expérimentale de superposition des paramètres pétrophysiques de l'unité QH4 de direction 135°	83
Figure 100: Variogramme expérimentale de superposition des paramètres pétrophysiques de l'unité QH3 de direction 45°	83
Figure 101: Variogramme expérimentale de superposition des paramètres pétrophysiques de l'unité QH3 de direction 135°	84
Figure 102: Variogramme expérimentale de superposition des paramètres pétrophysiques de l'unité QH2 de direction 45°	84
Figure 103: Variogramme expérimentale de superposition des paramètres pétrophysiques de l'unité QH2 de direction 135°	85
Figure 104: Variogramme expérimentale de superposition des paramètres pétrophysiques de l'unité QH1 de direction 45°	85
Figure 105: Variogramme expérimentale de superposition des paramètres pétrophysiques de l'unité QH1 de direction 135°	86
Figure 106: Carte iso saturation en eau de l'Unité QH6	87
Figure 107: Carte iso saturation en eau de l'Unité QH5	88
Figure 108: Carte iso saturation en eau de l'Unité QH4	88
Figure 109: Carte iso saturation en eau de l'Unité QH3	89
Figure 110: Carte iso saturation en eau de l'Unité QH2	90
Figure 111: Carte iso saturation en eau de l'Unité QH1	90
Figure 112: Carte iso porosité de l'Unité QH6	91
Figure 113: Carte iso porosité de l'Unité QH5	92
Figure 114: Carte iso porosité de l'Unité QH4	92
Figure 115: Carte iso porosité de l'Unité QH3	93
Figure 116: Carte iso porosité de l'Unité QH2	93
Figure 117: Carte iso porosité de l'Unité QH1	94

Figure 118: Carte iso perméabilité de l'Unité QH6	95
Figure 119: Carte iso perméabilité de l'Unité QH5	95
Figure 120: Carte iso perméabilité de l'Unité QH4	96
Figure 121: Carte iso perméabilité de l'Unité QH3	96
Figure 122: Carte iso perméabilité de l'Unité QH2	97
Figure 123: Carte iso perméabilité de l'Unité QH1	98
Figure 124: Carte iso valeurs de volume d'argile de l'Unité QH6	99
Figure 125: Carte iso valeurs de volume d'argile de l'Unité QH5	99
Figure 126: Carte iso valeurs de volume d'argile de l'Unité QH4	100
Figure 127: Carte iso valeurs de volume d'argile de l'Unité QH3	101
Figure 128: Carte iso valeurs de volume d'argile de l'Unité QH2	101
Figure 129: Carte iso valeurs de volume d'argile de l'Unité QH1	102
Figure 130: Carte isorobabilité de saturation en eau d'Unité QH6.....	103
Figure 131: Carte isorobabilité de saturation en eau d'Unité QH5.....	104
Figure 132: Carte isorobabilité de saturation en eau d'Unité QH4.....	104
Figure 133: Carte isorobabilité de saturation en eau d'Unité QH3.....	105
Figure 134: Carte isorobabilité de saturation en eau d'Unité QH2.....	105
Figure 135: Carte isorobabilité de saturation en eau d'Unité QH1.....	106
Figure 136: Carte isorobabilité de porosité d'Unité QH6.....	106
Figure 137: Carte isorobabilité de porosité d'Unité QH5.....	107
Figure 138: Carte isorobabilité de porosité d'Unité QH4.....	108
Figure 139: Carte isorobabilité de porosité d'Unité QH3.....	108
Figure 140: Carte isorobabilité de porosité d'Unité QH2.....	109
Figure 141: Carte isorobabilité de porosité d'Unité QH1.....	110
Figure 142: Carte isorobabilité de volume d'argile d'Unité QH6.....	110
Figure 143: Carte isorobabilité de volume d'argile d'Unité QH5.....	111
Figure 144: Carte isorobabilité de volume d'argile d'Unité QH4.....	112
Figure 145: Carte isorobabilité de volume d'argile d'Unité QH3.....	112
Figure 146: Carte isorobabilité de volume d'argile d'Unité QH2.....	113
Figure 147: Carte isorobabilité de volume d'argile d'Unité QH1.....	114
Figure 148: Carte isorobabilité des superpositions des paramètres pétrophysiques d'unité QH6	115
Figure 149: Carte isorobabilité des superpositions des paramètres pétrophysiques d'unité QH5.	116

Figure 150: Carte isorobabilité des superpositions des paramètres pétrophysiques d'unité QH4	116
Figure 151: Carte isorobabilité des superpositions des paramètres pétrophysiques d'unité QH3	117
Figure 152: Carte isorobabilité des superpositions des paramètres pétrophysiques d'unité QH2	118
Figure 153: Carte isorobabilité des superpositions des paramètres pétrophysiques d'unité QH1	118
Figure 154: Carte iso-valeur au niveau de QH5 (SH DP Dép_Géologie_2024).....	119
Figure 155: Carte iso-valeur au niveau de QH4 (SH DP Dép_Géologie_2024).....	120
Figure 156: La teneur de coupure au niveau de l'Unité QH4 pour le puits HTF-24 (SH DP Dép_Géologie_2024).	121
Figure 157: La teneur de coupure au niveau de l'Unité QH3 pour le puits HTF-24 (SH DP Dép_Géologie_2024).	121
Figure 158: La teneur de coupure au niveau de l'Unité QH2 pour le puits HTF-24 (SH DP Dép_Géologie_2024).	122
Figure 159: La teneur de coupure au niveau de l'Unité QH5 pour le puits HTF-10 (SH DP Dép_Géologie_2024).	123
Figure 160: La teneur de coupure au niveau de l'Unité QH4 pour le puits HTF-10 (SH DP Dép_Géologie_2024).	124
Figure 161: La teneur de coupure au niveau de l'Unité QH3 pour le puits HTF-10 (SH DP Dép_Géologie_2024).	124
Figure 162: La teneur de coupure au niveau de l'Unité QH5 pour le puits HTFN-02 (SH DP Dép_Géologie_2024).	125
Figure 163: La teneur de coupure au niveau de l'Unité QH2 pour le puits HTFN-02 (SH DP Dép_Géologie_2024).	126
Figure 164: La teneur de coupure au niveau de l'Unité QH5 pour le puits HTFN-10 (SH DP Dép_Géologie_2024).	127
Figure 165: La teneur de coupure au niveau de l'Unité QH4 pour le puits HTFN-10 (SH DP Dép_Géologie_2024).	127
Figure 166: La teneur de coupure au niveau de l'Unité QH3 pour le puits HTFN-10 (SH DP Dép_Géologie_2024).	128
Figure 167: Log Rt du HTFN-10 montre les 2 intervalle mentioné.....	128

Liste De Tableaux :

<i>Tableau 1: Les phases tectoniques majeures avec leur orientation (SH DPHMD)</i>	17
<i>Tableau 3: Les formules de traitement des paramètres pétrophysiques.</i>	34
<i>Tableau 4: Les teneurs de coupure des paramètres pétrophysiques.</i>	35
<i>Tableau 5: Exemple sur la transformation des variables continues en indicateurs binaires.</i>	35
<i>Tableau 6: Les formules de transformation des variables continues en indicateurs binaires.</i>	35
<i>Tableau 7: Résultats de Test PLT pour le puits HTF-24 (SH DP_2022).</i>	120
<i>Tableau 8: Résultats de Test PLT pour le puits HTF-10 (SH DP_2021).</i>	123
<i>Tableau 9: Résultats de Test PLT pour le puits HTFN-02 (SH DP_2022).</i>	125
<i>Tableau 10: Résultats de Test PLT pour le puits HTFN-10 (SH DP_2021).</i>	126

Liste des abréviations

*HDZ : Hassi Dzabat.

*HGA : Hassi Guettar.

*HMD : Hassi Messaoud.

*QH : Quartzite de Hamra.

*SH-DP : SONATRACH Division Production.

*Ri : Réservoir isométrique.

*Ra : Réservoir anisométrique.

*AEG : Argile d'El Gassi.

*GEA : Grés d'El Atchan.

*DH : Discordance Hercynienne.

Introduction
Générale

I. Introduction Générale

L'exploration et la production des hydrocarbures sont les piliers de l'économie industrielle mondiale. Ils sont essentiels pour répondre à ses besoins énergétiques et reposent sur une compréhension approfondie des caractéristiques des réservoirs pétroliers. Ce processus critique est fondamental pour l'évaluation des potentialités des hydrocarbures, car il fournit des informations détaillées sur la structure, la composition et la dynamique du réservoir. Pour cela, plusieurs approches sont incluses : Géologie, Diagraphie et Géophysique, ainsi que la Géostatistique.

Cette dernière étudie les phénomènes naturels répartis dans l'espace (phénomènes régionalisés) et/ou dans le temps. Leurs applications dans le domaine pétrolier dépendent de plusieurs techniques et méthodes, notamment le krigeage, la simulation d'indicateur séquentiel (SIS) et la simulation de fonction aléatoire gaussienne (GRFS). Ces techniques visent l'identification des emplacements optimaux des puits.

Le champ de Hassi Tarfa, l'objet de cette étude, est situé à la périphérie de Hassi Messaoud. Découvert en 1999, il est constitué de dépôts mésozoïques d'une épaisseur de 3118 mètres, reposant en discordance sur le paléozoïque, qui affiche une épaisseur de 407 mètres. Enfin, une faible couverture détritique d'âge tertiaire de 300 mètres repose de manière discontinue sur le mésozoïque.

La géostatistique non paramétrique a été utilisée pour localiser les zones les plus probables pour l'exploitation rentable. Elle consiste à estimer la fonction de distribution conditionnelle en chaque point quel que soit la qualité d'information (type de données). Pour cette raison, plusieurs données ont été recueillies : les données géologiques et les paramètres pétrophysiques de diagraphie (perméabilité (K), porosité (Φ), saturation en eau (SW), saturation en hydrocarbures (SH) et volume en argile (Vclay)). Au total, quatre mesures ont été effectuées.

Pour mener à bien ce travail, le manuscrit représente quatre chapitres comme suit :

- Le premier chapitre : Généralité sur la région d'étude avec des informations géologiques sur la région de Hassi Tarfa.
- Le deuxième chapitre présente les matériels et les méthodes utilisés.
- Le troisième chapitre l'étude géostatistiques.

- Le quatrième chapitre présente les résultats et la discussion.
- Le cinquième chapitre pour la confirmation des résultats obtenus.
- En fin une conclusion et recommandations.

II. Présentation de la zone d'étude :

Pour une étude concrète de la zone d'étude Il est essentiel de bien localisation géographiquement et géologiquement le secteur en question. Ainsi que leur historique des travaux et les problèmes rencontrés lors de l'exploitation.

1. Situation géographique du champ de Hassi Tarfa :

Le champ de Hassi Tarfa est un champ périphérique de Hassi Messaoud. Il représente une structure satellite s'étendant vers le sud, située dans le bloc n° 427 et occupant principalement la zone de transition entre le permis de Hassi-Dzabat et le champ de Hassi Messaoud.

Il est limité par :

- Les parallèles 31° et 32° Nord.
- Les méridiens 6° et 7° Est.

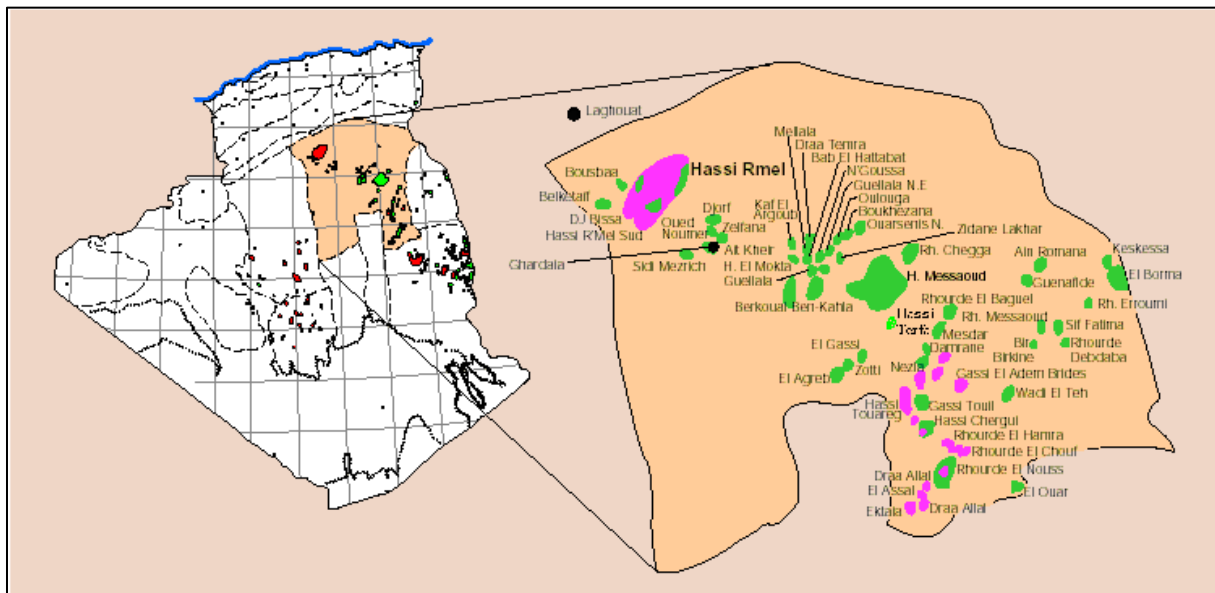


Figure 1: Situation géographique du champ de Hassi Tarfa. (SONATRACH, 2002).

2. Cadre géologique du champ Hassi Tarfa :

La région de Hassi Tarfa se situe dans le prolongement Nord de l'axe positif d'Amguid El Biod, élément tectonique majeur de direction subméridienne, actif tout au cours de l'histoire géologique avec une série paléozoïque profondément érodée par la discordance hercynienne. Au sud, cet axe se prolonge en continuité jusqu'aux affleurements des Tassilis et du massif du Hoggar par le Mole d'Amguid-El Biod proprement dit.

Plusieurs axes structuraux sont clairement individualisés dans la région de Hassi Messaoud et ses périphéries et délimitent des domaines distincts ; on citera notamment :

- A l'est, le trend positif de Hassi Touareg - Mesdar - Rhourde el Baguel, composé de structures de forte amplitude générées lors de la transgression d'âge crétacé (Phase Autrichienne) et réactivées lors des phases alpines ; cet axe sépare la zone d'étude du bassin de Berkine à l'est, où les séries du Paléozoïque se complètent progressivement sous le Trias.
- Au centre, l'axe positif de El Gassi - El Agreb - HDZ/HTF/HTFN - Hassi Messaoud - RDC - BRS : cet élément majeur correspond régionalement à la zone d'érosion maximale des séries paléozoïques, est constitué d'un ensemble de pièges structuraux de plus faible amplitude que le trend oriental. Cet axe est marqué par l'absence totale de Silurien roche mère à l'exception du secteur compris entre RDC et BRS au Nord. Dans la moitié Nord il est séparé de l'axe précédent par le sillon de Dorbane marqué par une forte subsidence au cours du Trias-Lias dont la puissance atteint 1700m.
- Plus à l'Ouest la dépression de l'Oued Mya est soulignée par la préservation de la série Siluro-Dévonienne sous le Trias et correspond à une vaste structure de type synclinal entre les moles d'Hassi R'Mel à l'Ouest et d'Hassi Messaoud à l'est.
- Vers le Nord, la zone est bordée par les Moles de Talemzane et de Dahar, où l'érosion hercynienne atteint régionalement le Cambro-Ordovicien et localement le Socle. Cette paléo zone haute d'orientation O-E s'étend depuis Hassi R'Mel à l'Ouest jusqu'en

Tunisie à l'est et est parfois appelée par certains auteurs « Voie de Tihremt » ou « Bombement de Djemaa-Touggourt ».

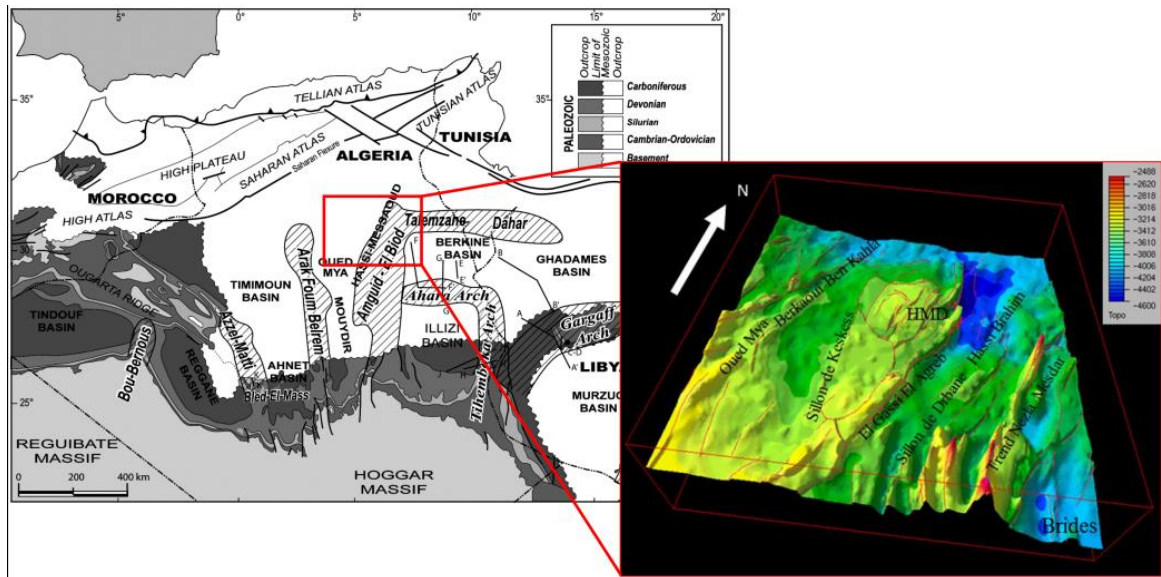


Figure 2: Les principaux axes structuraux du trend Amguid El Biod (SONATRACH. E-P/PED/GISE/2022)

3. Historique de développement du Hassi Tarfa :

Hassi Tarfa c'est une structure récemment découverte. Elle est en phase d'exploitation avec 58 puits entre producteur, sec et fermé.

Le premier puits (HTF-1) a été foré en septembre 1999. Il est situé entre les gisements de Hassi Messaoud, El Agreb Zotti et El Gassi qui sont productifs d'huile dans le Cambrien.

L'objectif primaire de ce puits était l'évaluation du Cambrien (Ri et Ra). Les Quartzites de Hamra constituaient un objectif secondaire.

Les réservoirs Ri et Ra se sont avérés aquifères suite au forage, par contre les Quartzites de Hamra se sont avérés à huile.

Les puits HTFN-1et HTF- 2 ont été forés en 2001 dans le but de la délimitation de la structure. Ces puits avaient pour but d'évaluer les Quartzites de Hamra productifs dans le puits HTF-1.

En septembre 2001 le puits HTF-3 a été foré, ces objectifs étaient les suivants :

- Évaluer les Quartzites de Hamra.
- Tester leurs potentiels dans les limites de la fermeture structurale.

- Délimiter l'extension du réservoir ordovicien dans cette structure.
- Confirmer le volume des réserves prouvées dans le compartiment Est de la structure.

En mai 2005 le puits HTF-4 a été réalisé dans le but d'évaluer les Quartzites de Hamra et les grés de cambriens des niveaux Ri et Ra.

Par la suite, on a continué à développer le secteur par la réalisation des forages suivantes :

- En 2007 : Quatre puits ont été forés (HTF5, HTF6, HTF7 et HTF8).
- En 2011 : Un seul puit qui a été foré (HTF9).
- En 2012 : Cinq puits ont été forés (HTF10, HTF11, HTF12, HTF13, HTF14).
- En 2013 : Trois puits ont été forés (HTF15, HTF16, HTF17).
- En 2014 : Deux puits ont été forés (HTF19, HTFN3).
- En 2015 : Cinq puits ont été forés (HTF20, HTF21, HTFN2, HTFN4, HTFN5).
- En 2016 : Sept puits ont été forés (HTF22, HTF23, HTF24, HTF25, HTFN6, HTF26, HTFN7).
- En 2017 : Quatre puits ont été forés (HTF27, HTFN8, HTFN9, HTFN10).
- En 2018 : Quatre puits ont été forés (HTF28, HTF29, HTF30, HTF31).
- En 2019 : Cinq puits ont été forés (HTF32, HTF33, HTF35, HTF36, HTF37).
- En 2020 : Deux puits ont été forés (HTF38, HTF39).
- En 2021 : Un seul puit qui a été foré (HTF40).
- En 2022 : Deux puits ont été forés (HTF41, HTF42).

Remarque : le puits HTF21 est converti en Short Radius (SR) en octobre 2017

4. Aspect stratigraphique :

La série stratigraphique de la région de Hassi Tarfa est principalement constituée de dépôts mésozoïques d'une épaisseur de 3118 mètres, reposant en discordance sur le paléozoïque, qui affiche une épaisseur de 407 mètres. Enfin, une faible couverture détritique d'âge tertiaire de 300 mètres repose de manière discontinue sur le mésozoïque.

La description lithologique a été faite à l'aide des fiches techniques de différents puits dans le champ de Hassi Tarfa (Fig.03).

4.1 Paléozoïque :

4.1.1 Cambrien :

Le cambrien est représenté par les trois niveaux Ra, Ri, R2, R3 et zone d'alternance.

- A. Cambrien Ri :** Il est constitué de grès blanc, fin à moyen, de nature silico-quartzitique à quartzitique, compact, pyriteux, avec des fines strates d'argile grise à gris-noir, indurée, silteuse, micacée. On observe une abondance de Tagilites et de fissures fermées, principalement horizontales à subhorizontales. Son faciès présente une hétérogénéité avec une stratification horizontale et parfois entrecroisée, clairement visible sur les carottes. Cette séquence, d'origine continentale, est caractéristique des dépôts fluviatiles, avec un gradient d'épaississement constant. La mesure au puits (HTF-1) indique une épaisseur de 49 mètres.
- B. Cambrien Ra :** Il s'agit de grès blancs, de moyens à grossiers, parfois très grossiers, de nature silico-quartzitique à quartzitique, compacts, durs, parfois imprégnés de pyrite, avec quelques occurrences rares d'argile grise à gris noir, siltique, micacée et indurée. Son aspect est homogène, avec une stratification subhorizontale typique d'un environnement marin côtier peu profond.
- C. Cambrien R2 :** Grès moyens à grossiers micacées, mal classés, présentant une texture micro-conglomératique quartzitique avec un ciment argileux relativement abondant et incluant des intercalations de silt.
- D. Cambrien R3 :** Il s'agit de grès blancs de moyens à très grossiers, présentant des microconglomérats à la base, avec un ciment argileux abondant permettant l'inclusion de couches de grès ferrugineux et d'argile silteuse.

4.1.2 Ordovicien :

Il est érodé par la phase hercynienne jusqu'au niveau du grès d'Ouargla ; l'Ordovicien est caractérisé par les cinq termes.

- A. Zone des alternances :** Il s'agit d'une séquence d'argile gris-noir à noir, argileuse, micacée et indurée alternant avec des grès gris-blanc, fins à moyens, siliceux et moyennement consolidés, parfois transitionnels vers des roches siltique gris-blanc. Cette formation iso-paque présente des stratifications obliques parfois horizontales ainsi que des niveaux riches en Tigillites. Elle est caractéristique d'un environnement marin avec une influence continentale. Aucun changement latéral de faciès n'est observé dans la région. Son épaisseur varie entre 29 m (HTF-1) et 13 m (HTF-2 et HTF-3).
- B. Argiles d'El Gassi :** Cette unité litho-stratigraphique se compose d'argile grise à gris foncé, indurée, silteuse, micacée, avec des niveaux de grès gris-blanc, siliceux à silico-quartzitique, parfois gris verdâtre à gris sombre, de fines à très fines granulations, argileuses, mal consolidées et glauconieuses, avec la présence occasionnelle de roches éruptives brun à brun rougeâtre, parfois gris verdâtre. Cet ensemble homogène, caractérisé par une importante épaisseur argilo-silteuse, témoigne d'une sédimentation ayant eu lieu dans un environnement marin transgressif.
- C. Grés d'El Atchane :** Ils se composent de grès blanc grisâtre et gris foncé, avec une texture fine à moyenne, silico-quartzitique, compacte, solidement consolidée, évoluant vers des quartzites compacts, bien consolidés, glauconieux, parfois bitumineux, avec des couches d'argile gris foncé, indurée, siltée et légèrement micacée, intercalées. Ils exhibent des stratifications obliques à subhorizontales ainsi que de nombreux galets d'argile, révélateurs d'un environnement marin côtier.

- D. Quartzites d'El Hamra :** Les Quartzites de Hamra sont constitués de grès gris blanc à blanc, localement gris noir, fin à moyen parfois grossier, silico-quartzitique compact, dur, passant par endroit à des quartzites, localement bitumineux, glauconieux, avec des passages d'argile gris foncé, indurée, silteuse et micacée. On observe une abondance de Tigillites et des fissures remplies de pyrite, ainsi que la présence de fractures remplies de roches détritiques. La passée d'argile, brun foncé et gris noir, parfois gris vert, indurée, silteuse et micacée, présente des inclusions de galets d'argile gris vert. Ces formations sont remarquables en surface par leur morphologie massive et des structures sédimentaires mal conservées. Une fissuration intense caractérise cette couche, dont l'origine remonte à un environnement côtier avec de rares fluctuations marines. Les Quartzites de Hamra ne montrent pas de variations de faciès dans la région. Leur épaisseur est relativement constante, autour de 126 mètres ; des mesures ont enregistré des épaisseurs de 116 m (HTF-1), 104 m (HTF-2) et 126 m (HTF-3).
- E. Grés d'Ouargla :** Ils se composent de grès blancs à beige clair, très fins à fins, parfois fins à moyens, de nature silico-quartzitique, parsemés de pyrite, compact et dur ; alternant avec des couches d'argile gris foncé à noirâtre, siltique et indurée. On observe également la présence d'un niveau de roche éruptive brunâtre et gris sombre à la base.

4.2 Mésozoïque :

Il est représenté par le Trias, le Jurassique et le Crétacé.

4.2.1 Trias :

Il est peu développé dans la région ou décapé par la phase hercynienne, il est représenté uniquement par les roches éruptives et la Série Inférieure. Son environnement est un milieu fluvial à méandre. L'épaisseur est beaucoup plus importante vers HTF-2 situé à l'ouest (68m). De bas en haut on distingue :

- A. Trias « Roches éruptives » :** Il est constitué de roches éruptives, gris brun et gris vert, avec abondance de minéraux verts, intercalation d'argile brun rouge à brun rarement gris verts, fortement silteuses.
- B. Trias « Argileux » :** Il est constitué d'argile plus ou moins silteuses, brun-rouges à bariolés, dolomitique et anhydritique et parfois salifère
- C. TS3 :** Il est constitué de bancs de sel rose massif à la base, présentant des intercalations d'argile.
- D. TS2 :** Il est constitué de bancs de sel rose massif avec des passées d'argile indurée et des intercalations d'anhydrites.
- E. TS1 :** Il est constitué bancs d'anhydrites intercalées d'argile légèrement silteuse et dolomitique.

4.2.2 Jurassique :

L'individualisation d'un milieu évaporitiques initié ou cours du Lias argileux comme en témoignent les niveaux de sel dans le terme inférieur se poursuit pendant le Jurassique. Une grande subsidence durant le Lias montre d'épaisses séries salifères qu'accompagnent des ouvertures sporadiques sur la mer. L'épaisseur du Jurassique à un gradient sensiblement du Sud vers le Nord ; HTF-2(1333m), HTF-1(1361m), HTF-3(1372m). On distingue de bas en haut :

A. Le Lias :

- a) **Lias « Horizon B »** : Il est constitué de calcaire gris blanc, localement gris verdâtre, microcristallin, moyennement dur, avec passées d'argile gris vert, gris, brun à brun rouge, silteuse, tendre à indurée, carbonatée. Niveau d'anhydrite blanche, massive et dur vers la base.
- b) **Lias Salifère LS2** : La formation est un sel blanc massif à intercalation d'argile brun rouges plastiques.
- c) **Lias Dolomitique LD2** : La formation est une alternance d'anhydrite blanche ou grise compacte d'argiles versicolores et de bancs de dolomie grise.
- d) **Lias Salifère LS1** : L'ensemble est une alternance de sel blanc, d'anhydrite blanche à grise et d'argile à anhydrite ou dolomitique. Un banc massif d'anhydrite se développe au sommet.
- e) **Lias Dolomitique LD2** : La formation est constituée d'alternance d'argile, d'anhydrite et de dolomie.

B. Le Dogger :

- a) **Dogger lagunaire** : Il est formé d'anhydrite blanche, microcristalline, massive, dur, avec passée d'argile brun rouge, grise à gris-vert, indurée silteuse, légèrement carbonatée, et de dolomie calcaire beige, gris blanc à gris-verdâtre, microcristalline, argileuse, moyennement dure.
- b) **Dogger argileux** : C'est une argile versicolore à prédominance brun, silteuse, indurée, carbonatée avec passées d'anhydrite blanche, pulvérulente, localement microcristalline et dure ; de dolomie calcaire beige à gris beige, moyennement dure à tendre, passée de grés blanc verdâtre, fin à très fin, argileux carbonaté, moyennement consolidé.

- C. **MALM** : Il est constitué d'argile brun rouge et verte, parfois gris, indurée, tendre, silteuse, niveau de grés blanc à gris blanc, fin à très fin, argileux, moyennement consolidé à friable. Passées de dolomie à dolomie calcaire gris clair gris beige, microcristalline, moyennement dure et d'anhydrite blanche, pulvérulente, trace de lignite.

4.2.3 Crétacé :

Il est représenté par :

- A. Néocomien :** Il est constitué d'argile gris vert et brun rouge, indurée, silteuse à silto-sableuse. Passée de grés gris clair à gris vert, parfois brun, fin, argileux, friable. Passée de dolomie grise beige, microcristalline, moyennement dure, présence d'anhydrite blanche pulvérulente.
- B. Barrémien :** Il est constitué de grés gris-vert et brun, fin à très fin, friable, argileux, avec passée de sable blanc, translucide, moyen à grossier sub-arrondi à sub-anguleux et d'argile, brun et gris-vert, silto- sableuse, rares fines passées de dolomie blanche microcristalline dur.
- C. Aptien :** Il est constitué de dolomie calcaire blanche à beige, microcristalline, moyennement dure, présence d'argile gris tendre parfois carbonatée.
- D. Albien :** Il est constitué de grés gris blanc à blanc, rarement brun, fin à très fin, argileux, moyennement consolidé à friable, d'argile gris à gris verdâtre, brun, indurée, silteuse, passée de dolomie blanche à beige, microcristalline, moyennement dure à dure, et de traces de pyrite.
- E. Cénomaniien :** C'est de l'argile grise à gris verdâtre et brun à brun rouge, tendre à indurée, carbonatée. Intercalation d'anhydrite blanche pulvérulente, rarement cristalline, passée de dolomie beige à gris beige, microcristalline, parfois argileuse dure moyennement dure, et de calcaire gris moyennement dur.
- F. Turonien :** Il est constitué de Calcaire blanc, tendre, crayeux, rarement brunâtre à gris brun, tendre argileux à la base.
- G. Sénonien :**
 - a) Sénonien salifère :** Il est constitué par du sel blanc et rosâtre translucide, massif, avec fines passées d'argile gris verdâtre brun rouge, légèrement carbonaté. Niveau d'anhydrite blanche, parfois grise, pulvérulente, rares passées de dolomie beige à gris beige.
 - b) Sénonien anhydritique :** C'est une alternance d'anhydrite blanche pulvérulente, et grise, cristalline, dure et de dolomie beige à gris beige microcristalline dure, localement argileuse tendre à indurée, carbonatée. Intercalation d'argile grise à gris sombre, indurée, dolomitique.

- c) **Sénonien carbonaté** : Il est constitué par la dolomie grise, microcristalline à cristalline, vacuolaire, saccharoïde passant par endroit à des calcaires dolomitiques gris-blanc à blanc, argileux. Passée d'argile gris à gris foncé, indurée, carbonatée, niveau d'anhydrite blanche pulvérulente et grise, cristalline, dure.

4.3 Cénozoïque :

4.3.1 Eocène : C'est un calcaire blanc, crayeux, tendre, avec inclusion de silex. Passée de dolomie blanche, microcristalline, dure, vacuolaire, passant par endroit à une dolomie calcaire, dure, fine, passée d'argile grise.

4.3.2 Mio-Pliocène :

C'est un sable blanc, parfois jaunâtre ; translucide, moyen à grossier, sub-arrondi à sub-anguleux avec passée de dolomie beige. Niveaux de calcaire, blanc gréseux, moyennement dur et, de gypse blanc, fibreux, translucide.

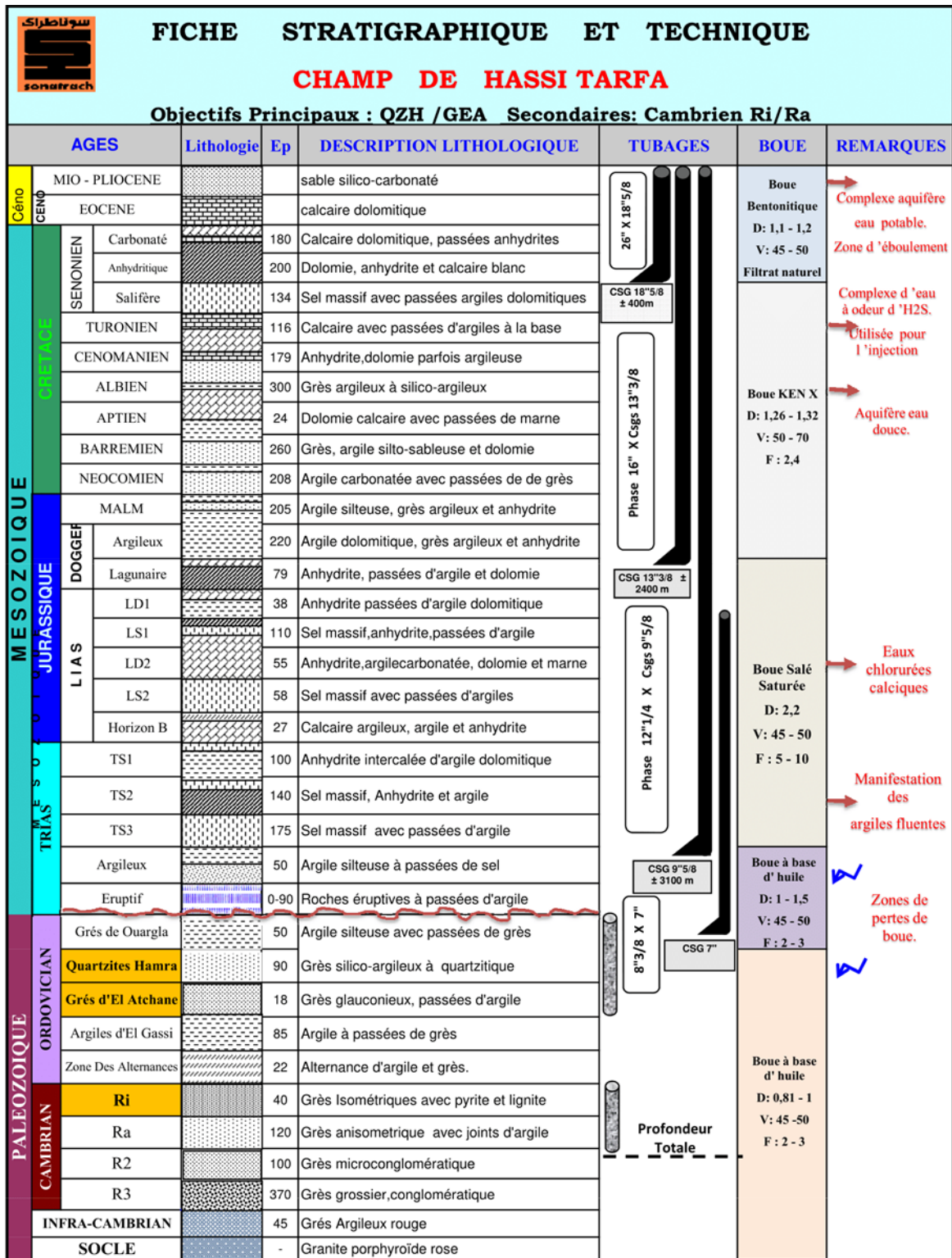


Figure 3: Fiche Stratigraphique et Technique de champ de Hassi-Tarfa. (SONATRACH. PED/Direction SPR. 2011)

5. Aspect Structural :

La structure de Hassi Tarfa appartient au prolongement septentrional de l'axe d'El Agreb - Hassi Messaoud, dans lequel s'insèrent des différents plis anticlinaux d'orientation NE-SO, recoupés parfois par des failles subméridiennes, de moindre ampleur.

Trois phases tectoniques ont affecté la région de Hassi Tarfa ; la première phase est l'évènement hercynien qui a provoqué un soulèvement régional et l'érosion de tous les dépôts paléozoïques sous l'Ordovicien. Cette érosion est plus prononcée au centre de Hassi Messaoud par rapport à ses périphéries où même l'Ordovicien inférieur est érodé. Le rifting triasique qui a réactivé les failles hercyniennes d'orientation NE-SO. Cette phase de rifting est accompagnée par l'éruption de roches ignées au top des niveaux de formations érodées. La troisième phase tectonique est celle du crétacé qui provoque une inversion des jeux de failles NNE-SSO et un tilting des bassins.

Le gisement de Hassi Tarfa a une forme anticlinale allongée, orientée NE-SO. Elle est bordée par des failles majeures et secondaires de même direction.

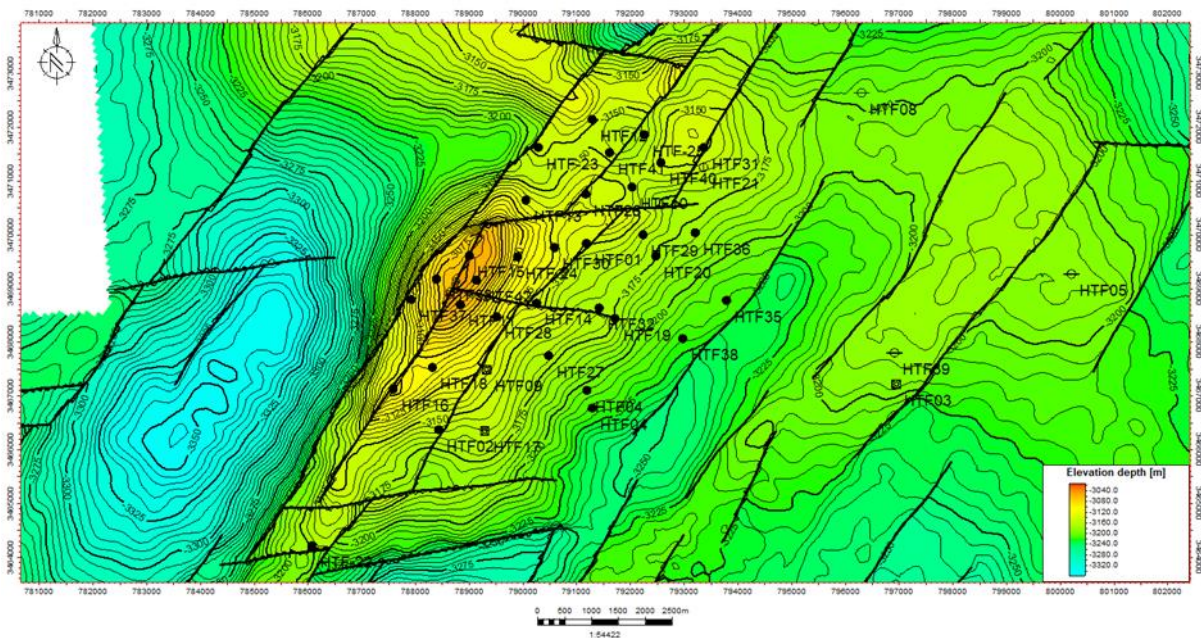


Figure 4: Carte structurale de la région de Hassi Tarfa (SH DPHMD| Dép_Géologie. 2019)

5.1 Déformations antépaléozoïques :

5.1.1 Phase panafricaine :

Elle est interprétée par J.K. L. BERTRAND et R. CABY comme le résultat de la collision continentale entre deux cratons :

- Le craton Ouest africain rigide.
- Le craton Est africain plus plastique.

Ce régime de contrainte persistant jusqu'au Cambrien a engendré un réseau de failles d'orientation N-S et NE-SW qui jouera ultérieurement un rôle important sur la structuration de la plateforme saharienne. Le bouclier touareg s'est initié durant cette période.

5.2 Déformations paléozoïques :

5.2.1 La phase taconique : Cette phase correspond à un mouvement compressif d'orientation ouest, entraînant un soulèvement régional. Les boucliers reguibat et touareg ont subi une érosion. Parallèlement un changement climatique important a mis en phase une calotte glaciaire située dans le Sahara central. Sa fusion a été à l'origine d'une transgression généralisée sur tout le Sahara. Un mouvement de distension succède cette phase compressive au cours du Silurien.

5.2.2 La phase du Dévonien inférieur : Les fluctuations d'épaisseur le long des failles, ainsi que les coulées volcaniques, témoignent d'une période de distension survenue durant le Séginien-Gédinien.

5.2.3 La phase hercynienne : Il s'agit de la phase principale qui a donné naissance à des tendances orientées NE-SW dans la dépression de l'oued Mya.

5.2.4 Dévonien moyen et supérieur : Un phénomène de compression a entraîné l'élévation progressive de la zone de Hassi Messaoud, déplaçant le centre de la dépression d'oued Mya vers l'ouest, où les dépôts du Dévonien se forment à l'est de la voûte d'Allal.

5.2.5 Carbonifère moyen et le Permien Tardif : Un mouvement de compression s'est à nouveau produit, accélérant le soulèvement du bassin de l'oued Mya, le transformant en un haut plateau émergé. Cela a empêché le dépôt du Carbonifère à cet endroit. À la fin de l'orogénèse hercynienne, l'érosion des reliefs était intense, parfois atteignant le socle rocheux. Cependant, dans la région étudiée, le Silurien représente la formation paléozoïque la plus récente.

5.3 Déformations Mésozoïque :

5.3.1 La Phase Rifting Triasique Au Trias Supérieur : Il y a un début de phase de rift accompagné de l'épanchement considérable de roches volcaniques. La subsidence était prononcée pendant l'Héttangien. Un fossé orienté NE-SW se forme, bordé par des failles de la même direction.

- 5.3.2 La phase autrichienne :** Elle est définie par une période de compression E-W qui a entraîné une structuration significative le long des failles subméridiennes. Des anticlinaux d'orientation N-S ont favorisé l'accumulation des hydrocarbures. Elle est à l'origine d'une inversion tectonique. Pendant l'Albien, une phase de relâchement s'est produite ; elle a perduré au moins jusqu'au Turonien, accompagnée d'une transgression marine. La formation des hydrocarbures a débuté au Lias et s'est poursuivie pendant l'Albien et le Cénomaniens ; (dès le début du Jurassique et s'est prolongée jusqu'au Crétacé).
- 5.3.3 La phase pyrénéenne :** À la fin de l'Éocène, il y a eu un soulèvement des zones structurales, donnant ainsi naissance à des anticlinaux orientés NE-SW. Ces phénomènes se sont clairement manifestés à la fin du Miocène.
- 5.3.4 La phase Atlasique :** Au cours du Villafranchien, un raccourcissement de direction N-S affecte la partie Nord du bassin d'Oued Mya, entraînant un soulèvement de sa partie méridionale.

Tableau 1: Les phases tectoniques majeures avec leur orientation (SH DPHMD)

Période d'activité maximale	Tectonique	Orientations
Précambrien	Phase panafricaine	Compression horizontale E-W
Cambro-Ordovicien	Cycle d'érosion, distension	Distension NW-SE
Silurien-Dévonien	Phase calédonienne	Compression E-W
Dévonien inférieur	Variation des faciès	Distension NW-SE
Viséen	Phase hercynienne	Compression NE
Permien	Phase hercynienne	Compression NW
Trias	Phase de rifting	Distension NW-SE
Aptien	Autrichienne	Compression EW, ENE- WSW
Eocène	Pyrénéenne	Compression NS et NWSE
Miocène	Phase alpine	Compression N-S
Post-Villafranchien	Phase alpine	Compression

6. Système pétrolier :

6.1 Roches mères :

Les analyses des extraits de matière organique révèlent les caractéristiques d'une huile légère d'origine marine, déposée dans un milieu réducteur. Cette huile est en phase liquide à l'ouest et au nord-est, tandis qu'elle est à l'état de gaz sec au sud-ouest du bassin d'Oued M'ya. Les autres roches mères possibles dans l'Ordovicien peuvent être représentées par les argiles d'Azzel et d'El-Gassi, ainsi que les argiles microconglomératiques. Ces dernières présentent une faible richesse en matière organique, avec un carbone organique total (COT) inférieur à 1 %.

6.2 Roches réservoir :

Le principal réservoir est formé par les Quartzites el Hamra de l'Ordovicien. Les tests d'évaluation de ce réservoir ont révélé une quantité importante d'huile et de gaz. Il s'agit d'un réservoir compact, avec des propriétés pétrophysiques globalement médiocres mais contenant tout de même des quantités significatives de ressources.

6.3 Roches couverture :

Les formations argilo-salifères du Jurassique (Lias) et les roches éruptives du Trias offrent une bonne étanchéité pour les Quartzites el Hamra. En revanche, les argiles d'El-Gassi constituent une excellente couverture pour les réservoirs du Cambrien.

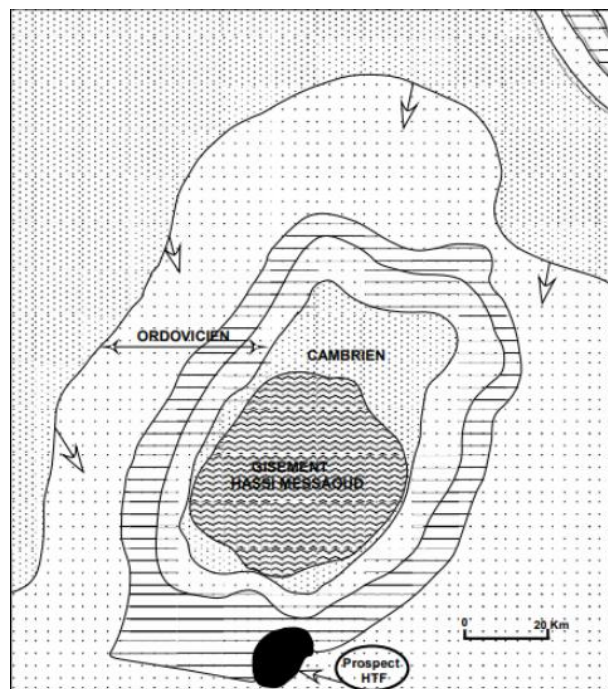


Figure 5: Système pétrolier de Hassi Messaoud (SH Division exploration)

Chapitre I

Matériels

&

Méthodes

III. Matérielles et Méthodes :

L'étude géostatistique non paramétrique est basée sur un ensemble de données acquises durant notre stage au sein de la société Sonatrach, division de production à la base de vie Irara Hassi Messaoud. Les données disponibles sont utilisées ailleurs pour créer un modèle statique de réservoir du champ HTF (Hassi Tarfa) après l'estimation de potentialité des hydrocarbures dans le champ. Une fois que les données des paramètres pétrophysiques sont traitées, une analyse géostatistique est faite, pour atteindre l'objet de cette étude qui est la génération des cartes d'iso probabilités de ces paramètres. Sont la clé pour identifier les zones favorables (zone à maximum probabilités) qui peuvent aider à la prise de décision pour le placement des puits et la planification de la production. Avant d'entamer la démarche scientifique adoptée pour atteindre l'objectif de ce travail, il est nécessaire d'aborder des notions générales sur la discipline de géostatistique et son apport dans l'industrie pétrolière qui vise à utiliser toutes les techniques récentes de caractérisation pour améliorer les indices d'exploration et de production d'un réservoir pétrolier.

1. Architecture du travail :

La démarche adoptée s'articule généralement autour des points suivants :

- Le traitement des données pétrophysiques : Les données contiennent généralement des erreurs, qu'il s'agisse de fausses lectures ou d'erreurs générées par les outils de diagraphie. Il est donc nécessaire de les traiter.
- L'ajout de données au projet : Après le traitement des données, il est nécessaire de les intégrer au projet afin de pouvoir commencer l'étude.
- Modélisation, Résultats et interprétation : L'étape la plus importante de ce travail est la modélisation des paramètres pétrophysiques, qui permet d'obtenir des cartes d'iso probabilité, objet de cette étude, afin de définir les unités les plus rentables.

2. Situations des puits :

L'étude est basée sur un ensemble de données caractérisant les 58 puits situés dans le champ de Hassi Tarfa, comme illustré dans la Figure (Fig.6).

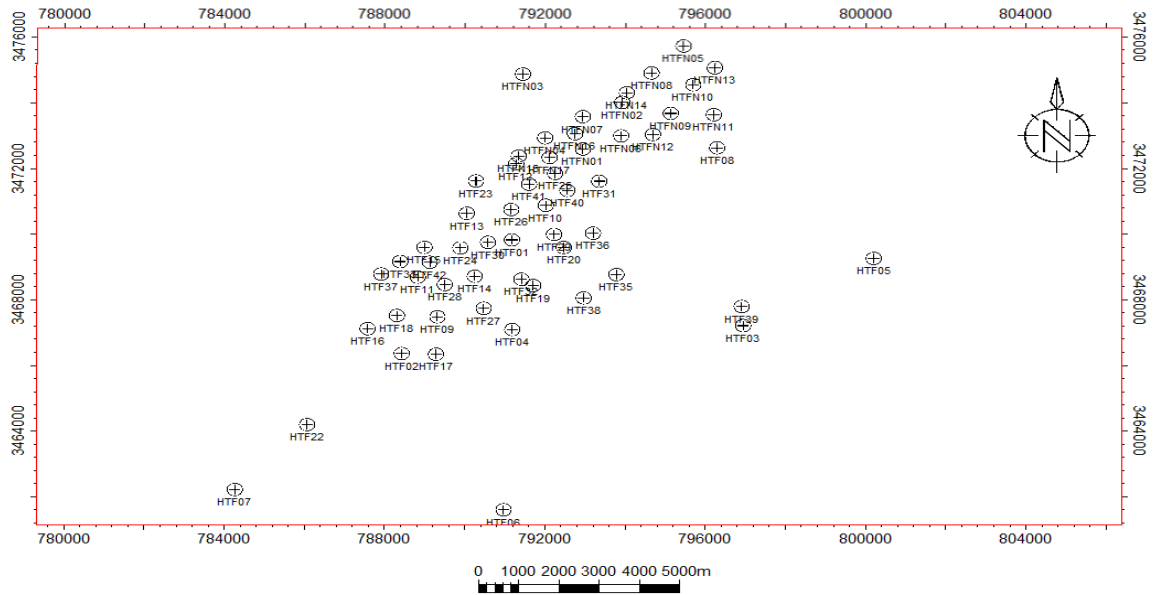


Figure 6: Plan de positionnement des puits dans le champ HTF. (SONATRACH. DPHMD | Dép_Géologie 2024).

3. Aspect pétrophysique :

Dans ce travail, la caractérisation pétrophysique de la formation QH du réservoir est réalisée à partir de l'interprétation des valeurs de quatre paramètres : porosité, perméabilité, degré de saturation en eau et volume d'argile.

3.1 Porosité :

La porosité est la mesure des espaces vides dans un matériau, généralement exprimée en pourcentage du volume total. Elle indique la quantité de fluide qu'une roche peut contenir. La porosité peut être catégorisée en porosité primaire et secondaire. La porosité primaire est l'espace vide original dans la roche, tandis que la porosité secondaire résulte de processus géologiques comme la fracturation ou la dissolution. La loi d'Archie relie souvent la porosité aux propriétés électriques de la roche, aidant à l'évaluation des réservoirs d'hydrocarbures.

Il est exprimé dans la formule :

$$\phi = \frac{Vv}{Vt} \times 100$$

Où ϕ est la porosité, Vv est le volume des vides, et Vt est le volume total de la roche.

La porosité est généralement dérivée des données des diagraphies de puits, notamment des diagraphies de densité et des diagraphies neutroniques. Les mesures en laboratoire sur des

échantillons de carottes fournissent également des valeurs précises de porosité. Dans ce cas d'étude, la porosité est calculée à partir de la diagraphie neutronique.

Le réservoir cambro-ordovicien du champ de HTF est connu pour présenter une porosité secondaire due aux phases tectoniques.

3.2 Perméabilité :

La perméabilité est la capacité d'une roche à transmettre des fluides à travers son réseau poreux. Elle est mesurée en darcies ou en millidarcies (mD). La loi de Darcy est fondamentale pour décrire l'écoulement des fluides à travers les milieux poreux. Elle stipule que le débit est proportionnel à la perméabilité du matériau et au gradient de pression à travers celui-ci. La loi de Darcy s'exprime comme suit :

$$Q = \frac{kA\Delta P}{\mu L}$$

Où Q est le débit, k est la perméabilité, A est la surface de section transversale, ΔP est la différence de pression, μ est la viscosité du fluide, et L est la longueur sur laquelle la chute de pression se produit.

La perméabilité est souvent mesurée en utilisant des échantillons de carottes dans des laboratoires, où le fluide est passé à travers l'échantillon et le débit est mesuré. Les tests de puits et les tests de formation fournissent également des données sur la perméabilité. Dans cette étude, les données de perméabilité utilisées proviennent des deux sources : les mesures sur carottes et les tests de formation.

Le champ de HTF est connu pour sa faible perméabilité due à la très forte compaction de la roche réservoir.

3.3 Saturation en Eau :

La saturation en eau (S_w) est la fraction du volume des pores dans une roche occupée par l'eau. Elle est exprimée en pourcentage. L'équation d'Archie est couramment utilisée pour calculer la saturation en eau à partir des diagraphies de résistivité. Elle relie la résistivité de la roche, la porosité et la résistivité de l'eau de formation pour estimer S_w . S'exprime comme suit :

$$s_w = \left(\frac{a}{\phi^m} \times \frac{R\omega}{Rt} \right)^{\frac{1}{n}}$$

Où s_w est la saturation en eau, a et m sont des constantes empiriques, ϕ est la porosité, $R\omega$ est la résistivité de l'eau de formation, Rt est la résistivité vraie de la roche, et n est l'exposant de saturation.

La saturation en eau est dérivée des diagraphies de résistivité, complétées par des données d'analyse de carottes et des mesures de pression capillaire. La détermination avec précision de S_w est cruciale pour estimer les volumes d'hydrocarbures en place. Une faible saturation en eau indique généralement une saturation en hydrocarbures plus élevée, ce qui est souhaitable pour l'exploitation des réservoirs.

3.4 Volume d'Argile :

Le volume d'argile (V_{clay}) est la proportion de la roche composée de minéraux argileux. Il est souvent exprimé en pourcentage. Le volume d'argile peut être estimé en utilisant des diagraphies gamma, des diagraphies de potentiel spontané et des croisements neutron-densité. L'indice gamma (I_{GR}) est calculé comme suit :

$$I_{GR} = \frac{GR_{Log} - GR_{min}}{GR_{max} - GR_{min}}$$

Où I_{GR} est l'indice gamma, GR_{Log} est la lecture gamma de la formation, GR_{min} est la lecture gamma minimale (sable propre), et GR_{max} est la lecture gamma maximale (schiste). Le volume d'argile peut ensuite être approximé par :

$$V_{cl} = I_{GR}$$

Les diagraphies gamma sont la principale source pour déterminer le volume d'argile, car les minéraux argileux émettent des radiations gamma naturelles. Les croisements des diagraphies neutroniques et de densité aident également à distinguer le contenu en argile.

Connaître le volume d'argile est important car les minéraux argileux peuvent affecter de manière significative la porosité et la perméabilité d'un réservoir. Un contenu élevé en argile peut réduire la perméabilité et compliquer la production d'hydrocarbures, ce qui en fait un paramètre crucial dans la caractérisation des réservoirs.

4. Les Méthodes géostatistiques utilisées :

Il y a deux méthodes géostatistiques utilisées sont :

4.1 Simulation d'Indicateur Séquentiel (SIS) :

La Simulation d'Indicateur Séquentiel (SIS) est une méthode géostatistique non paramétrique utilisée pour modéliser et prédire la distribution spatiale de variables discrètes, telles que la présence ou l'absence de certaines caractéristiques géologiques, la classification des types de roches, ou la probabilité d'occurrence de réservoirs pétroliers. Cette méthode est particulièrement utile dans les domaines où les données sont fragmentaires et incertaines (Teneur aberrante) des paramètres pétrophysiques, lors de l'exploration pétrolière (Thiago & Clayton, 2022).

4.1.1 Principe de base :

La SIS est basée sur la théorie des indicateurs, où une variable continue est transformée en une série d'indicateurs binaires (0 ou 1) en fonction de seuils spécifiques. Chaque indicateur représente la probabilité que la variable dépasse un certain seuil. La méthode procède par une simulation séquentielle, c'est-à-dire qu'elle génère des réalisations spatiales de la variable en suivant un ordre séquentiel de localisation (Thiago & Clayton, 2022).

4.1.2 Étapes de la Simulation d'Indicateur Séquentiel :

- A. Transformation en Indicateurs :** La variable continue est convertie en plusieurs indicateurs binaires en utilisant des seuils prédéfinis. Par exemple, si $Z(x)$ est la variable continue à une localisation x , alors l'indicateur $I(x; z_k)$ est défini comme :

$$I(x; z_k) = \begin{cases} 1 & \text{si } Z(x) \geq z_k \\ 0 & \text{si } Z(x) < z_k \end{cases}$$

Où z_k est le seuil pour l'indicateur k .

- B. Calcul des Fonctions de Variogrammes des Indicatrices :** Pour chaque indicateur, un variogramme ou un modèle de covariance est calculé pour caractériser la continuité spatiale des indicateurs.
- C. Simulation Séquentielle :** Les simulations sont réalisées de manière séquentielle en visitant chaque localisation une par une. À chaque localisation, la probabilité conditionnelle de chaque indicateur est calculée en fonction des données observées et simulées précédemment.
- D. Assignment de Valeurs Simulées :** Une valeur est assignée à chaque localisation en tirant aléatoirement selon la distribution conditionnelle calculée. Cette procédure est répétée jusqu'à ce que toutes les localisations soient visitées et simulées.
- E. Post-Processing :** Les réalisations simulées peuvent être utilisées pour estimer les incertitudes et pour produire des modèles de distribution probabilistes des variables d'intérêt.

4.1.3 Techniques Utilisées dans la SIS :

- A. Krigeage des Indicatrices :** Une technique de krigeage est utilisée pour estimer les valeurs indicatives conditionnelles. Cela implique la construction de modèles de covariance ou de variogrammes pour les indicateurs et l'utilisation du krigeage pour estimer les probabilités conditionnelles à chaque étape de la simulation.
- B. Algorithme de Simulation Séquentielle :** Cet algorithme permet de générer des réalisations spatiales en visitant séquentiellement chaque point de l'espace de simulation. L'ordre de visite peut être aléatoire ou basé sur une stratégie spécifique pour minimiser les biais.
- C. Utilisation des Distributions Conditionnelles :** Les distributions conditionnelles des indicateurs à chaque point sont cruciales pour la simulation. Ces distributions sont calculées à partir des données disponibles et des valeurs simulées précédemment.
- D. Validation et Calibration :** Les résultats de la simulation sont validés et calibrés en comparant les réalisations simulées aux données réelles disponibles. Cela peut impliquer des ajustements des modèles de variogramme ou des paramètres de simulation.

4.1.4 Application dans le Domaine Pétrolier :

Dans le domaine pétrolier, la SIS est utilisée pour modéliser les réservoirs, prédire les propriétés des réservoirs, et évaluer les incertitudes associées à l'exploration et à la production. Les principales applications incluent :

- A. Modélisation des Réservoirs :** Prédiction de la distribution des propriétés des réservoirs (e.g., porosité, perméabilité).
- B. Évaluation des Risques :** Estimation des incertitudes et des risques liés à l'exploration et à l'exploitation des réservoirs.
- C. Optimisation de la Production :** Aide à la prise de décision pour le placement des puits et la planification de la production.

4.1.5 Avantages :

La méthode de Simulation d'Indicateur Séquentiel (SIS) présente plusieurs avantages distincts, particulièrement dans les domaines de la géostatistique et de l'exploration pétrolière. Voici quelques-uns des principaux avantages :

- A. Gestion de la Non-Stationnarité et de la Variabilité Spatiale :** La SIS permet de modéliser des variables présentant une grande variabilité spatiale et des distributions non stationnaires. Cela est particulièrement utile dans des environnements géologiques complexes où les propriétés peuvent varier considérablement sur de courtes distances.
- B. Flexibilité dans la Modélisation de la Discontinuité :** Les indicateurs binaires utilisés dans la SIS facilitent la modélisation de la discontinuité des phénomènes géologiques, comme les fractures ou les failles. Cette capacité à modéliser des ruptures nettes dans les propriétés spatiales est essentielle pour une représentation réaliste des réservoirs et des structures géologiques.
- C. Quantification de l'Incertitude :** La SIS génère plusieurs réalisations (ou simulations) possibles de la distribution spatiale des variables, permettant une quantification détaillée de l'incertitude. Ces réalisations multiples fournissent une gamme de scénarios possibles, aidant à évaluer les risques et à prendre des décisions informées.
- D. Adaptabilité aux Modèles Complexes :** La SIS peut être adaptée à des modèles géologiques complexes, y compris ceux présentant des structures hiérarchiques ou multivariées. Cela permet de mieux capturer les interactions et les dépendances entre différentes variables géologiques.
- E. Amélioration de la Planification et de la Décision :** En fournissant des modèles probabilistes détaillés et des estimations d'incertitude, la SIS aide les ingénieurs et les géoscientifiques à planifier plus efficacement les forages, à optimiser l'exploitation des réservoirs et à minimiser les risques opérationnels.
- F. Réalisme et Fiabilité des Simulations :** Les simulations séquentielles produites par la SIS sont souvent plus réalistes et fiables que celles générées par d'autres méthodes géostatistiques, en raison de la capacité de la SIS à capturer la variabilité spatiale et à représenter fidèlement les distributions complexes des propriétés du sous-sol.

4.1.6 Le choix de méthode :

La Simulation d'Indicateurs Séquentiels (SIS) peut être choisie comme méthode géostatistique non paramétrique d'estimation en raison de sa capacité à traiter les schémas spatiaux complexes

des données. Les méthodes paramétriques traditionnelles ont parfois du mal à représenter de manière adéquate l'hétérogénéité, surtout dans les contextes géologiques où les données peuvent présenter des variations spatiales complexes. Une solution est offerte par la SIS, qui capture efficacement ces schémas complexes, permettant une modélisation plus précise des phénomènes géologiques sans être contrainte par des hypothèses spécifiques sur la distribution des données. De plus, la SIS est douée pour gérer les variables catégorielles, ce qui la rend particulièrement utile lorsqu'il s'agit de traiter des attributs géologiques pouvant être classés en classes distinctes. Dans ce cas d'étude, la SIS s'avère bénéfique en cas de manque de données, offrant une méthode robuste pour estimer les paramètres même dans des conditions où les données sont limitées. De même, lorsque les données disponibles présentent des teneurs aberrantes ou des valeurs extrêmes, la SIS peut s'adapter et produire des estimations plus fiables en tenant compte de la distribution spatiale des données.

4.1.7 Exemples et références :

The Application of SIS (Sequential Indicator Simulation) for the Manganese Nodule Fields (Park, Kang, & Chon, 1997); Le but de cette étude est de développer un modèle géostatistique pour évaluer l'abondance des nodules de manganèse en eaux profondes.

Uncertainty Analysis of Spatial Characteristics Related to Probability Rainfall Estimation Using Sequential Indicator Simulation (Hwang & Kang, 2017); Dans cette étude, la méthode de simulation d'indicateur séquentiel (SIS) a été utilisée pour évaluer l'incertitude spatiale de la probabilité de pluie correspondant à l'emplacement du réservoir lors du calcul de la crue de conception.

Using sequential indicator simulation to assess the uncertainty of delineating heavy-metal contaminated soils (Kai, Yue, & Dar, 2004); La simulation d'indicateurs séquentiels (SIS), qui a la capacité de modéliser non seulement des incertitudes uniques, mais également multi-emplacements, a été utilisée, dans cette étude, pour évaluer l'incertitude de la délimitation des sols contaminés par des métaux lourds.

4.2 Gaussian Random Function simulation (GRFS):

La méthode de simulation de fonction aléatoire gaussienne (GRFS - Gaussian Random Function Simulation) est une technique utilisée en géostatistique paramétrique et dans l'industrie pétrolière pour modéliser et prédire la distribution spatiale des variables géophysiques ou pétrophysiques, telles que la porosité, la perméabilité, ou la saturation en fluides. Cette méthode

repose sur la théorie des champs aléatoires et est particulièrement utile pour créer des réalisations stochastiques qui respectent les statistiques et les structures spatiales observées dans les données disponibles (Larrondo, 2003).

4.2.1 Théorie des Champs Aléatoires Gaussiens :

Les champs aléatoires gaussiens sont des modèles mathématiques où les valeurs des variables étudiées en différents points de l'espace sont considérées comme des variables aléatoires avec une distribution gaussienne. Dans le contexte de la géostatistique, cela signifie que les valeurs des propriétés du réservoir sont modélisées comme des variables gaussiennes corrélées (Thomas, Andre, Albert, & Klaus, 2006).

4.2.2 Paramètres et Techniques Utilisées :

A. Moyenne et Variance :

- a) **Moyenne** : Représente la valeur moyenne attendue de la variable d'intérêt dans tout l'espace considéré.
- b) **Variance** : Indique la variabilité de la variable autour de cette moyenne.

B. Covariance et Variogramme :

- a) **Covariance** : Décrit la manière dont deux points de l'espace sont corrélés. La covariance décroît généralement avec la distance, reflétant le fait que les points plus proches tendent à être plus similaires que ceux éloignés.
- b) **Variogramme** : Une fonction qui décrit la dépendance spatiale d'une variable aléatoire. Il est défini comme la variance des différences entre les valeurs de la variable à deux points séparés par une certaine distance. Le variogramme est souvent utilisé car il est plus intuitif pour caractériser la continuité spatiale.

C. Krigeage : Le Krigeage est une technique d'interpolation et d'estimation géostatistique optimal qui utilise le variogramme pour estimer les teneurs des échantillons inconnus. Il produit non seulement une estimation de la valeur moyenne, mais aussi une estimation de l'incertitude (variance).

4.2.3 Processus de Simulation GRFS :

A. Définition des Paramètres : Déterminer les paramètres du modèle, incluant la moyenne, la variance, et le variogramme basé sur les données échantillonnées.

B. Génération des Réalisations :

- a) **Simulation Séquentielle Gaussienne** : Une méthode couramment utilisée où les valeurs sont simulées séquentiellement en utilisant les relations de covariance définies par le variogramme. Chaque valeur simulée est conditionnée par les valeurs déjà simulées.

C. Conditionnement : Les réalisations peuvent être conditionnées par des données observées pour qu'elles respectent les valeurs mesurées aux points d'échantillonnage. Cela assure que les simulations sont cohérentes avec les données disponibles.

D. Post-Traitement et Analyse : Les réalisations obtenues peuvent être analysées pour évaluer la variabilité et les incertitudes des prédictions spatiales. Des statistiques comme la moyenne, la variance et les percentiles peuvent être calculées pour résumer les résultats.

4.2.4 Applications dans l'Industrie Pétrolière :

- A. **Caractérisation des Réservoirs** : Utilisée pour créer des modèles de propriétés des réservoirs (porosité, perméabilité) qui sont essentiels pour la simulation des flux de fluides.
- B. **Évaluation des Réserves** : Aide à estimer la quantité de pétrole ou de gaz récupérable en tenant compte de l'incertitude géologique.
- C. **Planification du Développement** : Facilite la prise de décision sur le placement des puits, la gestion des réservoirs, et l'optimisation des schémas de production.

4.2.5 Avantages :

- A. **Incorporation de l'Incertitude** : Offre une approche rigoureuse pour quantifier l'incertitude dans les prédictions spatiales. En générant plusieurs réalisations possibles des propriétés du réservoir, GRFS permet d'évaluer l'éventail des scénarios plausibles et d'estimer les marges d'erreur associées à chaque prédiction. Cela est particulièrement utile pour la planification des forages et la gestion des réservoirs, où les décisions doivent tenir compte des incertitudes géologiques et pétrophysiques (Journel A. G., 1974) (Matheron, 1971).
- B. **Flexibilité** : La méthode GRFS peut être appliquée à diverses échelles spatiales, allant des études locales détaillées aux évaluations à grande échelle de champs pétroliers entiers. Elle est également adaptable à différents types de données, y compris les mesures de puits, les données sismiques, les analyses de carottes, et les mesures de surface. Cette flexibilité permet d'intégrer des informations provenant de multiples sources pour construire des modèles géostatistiques robustes et précis (Jean & Pierre, 2012).

4.2.6 Limites :

- A. **Complexité** : La mise en œuvre de la méthode GRFS nécessite une compréhension approfondie des concepts géostatistiques et des techniques de simulation. Les professionnels doivent être formés à l'utilisation des logiciels spécialisés et des algorithmes de simulation pour assurer une application correcte de la méthode. Cette complexité peut représenter une barrière pour les petites équipes ou les organisations avec des ressources limitées en expertise géostatistique (Goovaerts, 1997).

B. Dépendance des Données : Les résultats obtenus à partir de la GRFS sont fortement influencés par la qualité et la quantité des données disponibles. Des données d'entrée de mauvaise qualité ou insuffisantes peuvent entraîner des modèles inexacts ou biaisés. Par conséquent, il est crucial de disposer de données fiables et représentatives pour obtenir des simulations réalistes. De plus, l'acquisition de données supplémentaires peut être coûteuse et logiquement complexe, surtout dans les environnements difficiles ou mal connus (CLAYTON & ANDRE, 1998).

La méthode de simulation de fonction aléatoire gaussienne présente des avantages significatifs en termes de quantification de l'incertitude et de flexibilité d'application. Cependant, elle pose également des défis en matière de complexité de mise en œuvre et de dépendance à la qualité des données. Une compréhension approfondie des principes géostatistiques et une gestion rigoureuse des données sont essentielles pour tirer pleinement parti de cette technique dans le domaine pétrolier.

4.2.7 Exemples et références :

Application de la Simulation de Fonction Aléatoire Gaussienne pour la Caractérisation des Réservoirs de Pétrole Offshore (Caers, 2005) : Cette étude montre comment la GRFS peut être utilisée pour développer des modèles détaillés de porosité et de perméabilité dans des réservoirs offshore, permettant une meilleure planification des forages et une optimisation de la production.

Modélisation de la Distribution Spatiale des Propriétés du Réservoir avec la Simulation de Fonction Aléatoire Gaussienne (Jean & Pierre, 2012): Cette étude explique comment la GRFS peut être utilisée pour modéliser la variabilité spatiale des propriétés pétrophysiques dans un réservoir, améliorant ainsi la précision des simulations de flux.

Optimisation de la Planification des Puits à l'aide de la Simulation de Fonction Aléatoire Gaussienne (Journal A. G., 1974) : Dans cette étude, la GRFS a été utilisée pour déterminer les meilleurs emplacements de puits, minimisant les risques et maximisant la récupération des ressources.

Analyse de l'Incertainitude des Prédications de Production dans les Réservoirs Non Conventionnels (CLAYTON & ANDRE, 1998): Cette recherche utilise la GRFS pour évaluer l'incertitude dans les prévisions de production de réservoirs de gaz de schiste, contribuant à des décisions de gestion plus éclairées.

Évaluation des Techniques de Récupération Améliorée à l'aide de la Simulation de Fonction Aléatoire Gaussienne (Goovaerts, 1997) : Cette étude montre comment la GRFS peut être utilisée pour évaluer l'efficacité des méthodes de récupération améliorée dans différents scénarios de réservoir.

5. Traitement des données et Procédure :

Cette présentation détaillera les étapes nécessaires pour construire un modèle statique dans Pétrel. Chaque étape se concentrera sur des aspects spécifiques tels que l'importation des données, le traitement, la création des logs facies, la mise à l'échelle, l'ajustement des variogrammes, la modélisation des propriétés et la création des cartes des iso-valeur ainsi que les cartes des iso probabilité. En suivant cette approche structurée, il est possible d'assurer la création de modèles de réservoirs statiques qui sont à la fois précis et fiables.

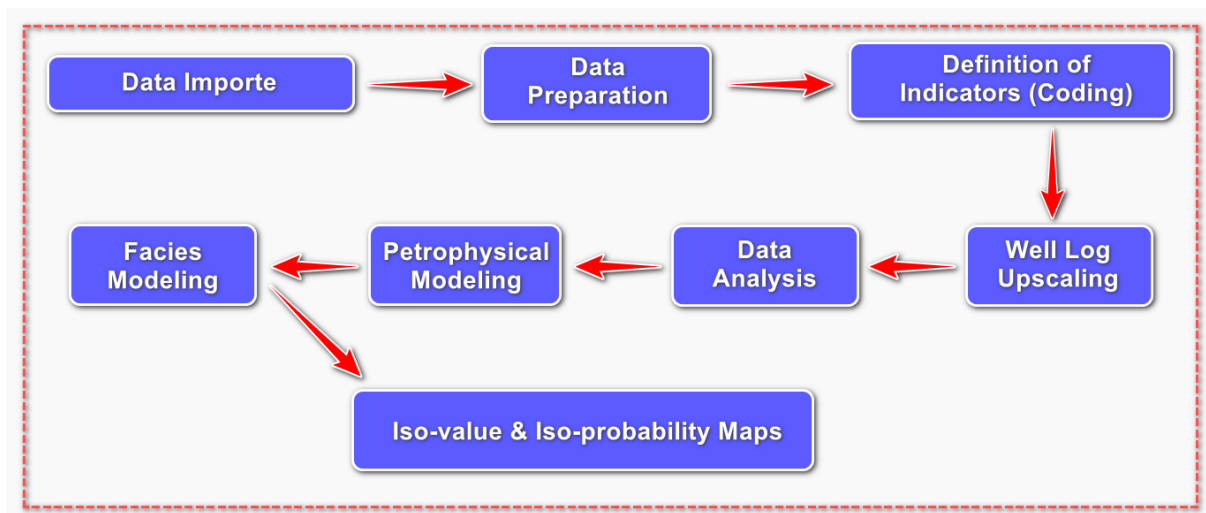


Figure 7: La démarche pour la construction d'un modèle statique de réservoir.

5.1 Importation des données des diagraphies de puits :

La première étape cruciale consiste à importer les données des diagraphies de puits (Well Logs) dans le projet Pétrel. Pour cela, commencez par ouvrir le logiciel Pétrel et naviguez vers l'onglet "Input". Une fois-là, sélectionnez l'option "Well Logs". Vous verrez apparaître une interface où vous pourrez importer vos données. Cliquez sur la fonction "Import" et choisissez les fichiers de données à importer. Ces fichiers peuvent être au format LAS, ASCII, ou tout autre format supporté par Pétrel. Assurez-vous d'inclure toutes les diagraphies essentielles, comme celles de la porosité, de la perméabilité, de la saturation en eau et du volume d'argile. Cette étape est

fondamentale car elle établit la base de données sur laquelle reposera l'ensemble de votre modélisation.

5.2 Préparation des données :

Une fois les données importées, il est impératif de les filtrer pour éliminer les erreurs et garantir leur précision. Cette étape commence par l'ouverture de l'outil "Calculator" dans Pétrel. Dans cet outil, vous entrerez des formules spécifiques pour traiter les données. Par exemple, pour le volume d'argile et la saturation en eau, toute valeur en dehors de la plage de 0 à 1 doit être définie comme donnée manquante (Missing Data). Dans ce cas d'étude il a été utilisé les formules dans le tableau suivant :

Tableau 2: Les formules de traitement des paramètres pétrophysiques.

Paramètre	Formule
ClayVolume	<i>ClayVolume = if (0 > ClayVolume > 1. -999,25 .ClayVolume)</i>
Porosity	<i>Porosity = if (Porosity > 1. Porosity/100. Porosity)</i>
Permeability	<i>Permeability = if (0 < Permeability < 350. Permeability. -999.25)</i>
Water Saturation	<i>WaterSaturation = if (0 > WaterSaturation > 1. -999,25 .WaterSaturation)</i>

Cette étape de traitement est cruciale pour s'assurer que les données utilisées pour la modélisation sont précises et fiables.

5.3 Définition des indicatrices :

Pour développer des logs de faciès discrets basés sur les teneurs de coupure des paramètres pétrophysiques, commencez par créer un nouveau gabarit de log de faciès (Discrete property Template) et une table de couleurs discrètes (Discrete Color Table). Dans Pétrel, accédez à la fenêtre de Template et crée un nouveau templates (Porosity Cutoff, Water saturation Cutoff, and Clay volume Cutoff) après on peut transformez les variables continues en indicateurs binaires on se basant sur les teneurs de coupure pour chaque paramètre (Porosity, Water Saturation, and Clay Volume). Par exemple dans ce cas d'étude on utilise :

Tableau 3: Les teneurs de coupure des paramètres pétrophysiques.

Paramètre	Cutoff
ClayVolume	40%
Porosity	7%
Water Saturation	35%

Tableau 4: Exemple sur la transformation des variables continues en indicateurs binaires.

Porosity	Porosity Cutoff	SW	SW Cutoff	Vclay	Vclay Cutoff
0,12	1	0,78	0	1	0
0,1	1	0,72	0	0,52	0
0,02	0	0,68	0	0,28	1
0,07	1	0,34	1	0,31	1
0,025	0	0,32	1	0,28	1
0,037	0	0,29	1	0,65	0

Par l'utilisation de l'outil Calculator dans Pétrel il est possible de transformer les variables continues en indicateurs binaires par les formules suivantes pour chaque paramètre pétrophysique :

Tableau 5: Les formules de transformation des variables continues en indicateurs binaires.

Paramètre	Formule
Porosity Cutoff	Porosity Cutoff = if (Porosity >= 0,07.1 .0)
ClayVolume Cutoff	ClayVolume Cutoff = if (ClayVolume <= 0,4.1 .0)
Water Saturation Cutoff	Water Saturation Cutoff = if (Water Saturation <= 0,35.1 .0)

Ces templates et tables de couleurs aideront à catégoriser les données de manière plus structurée et à faciliter l'analyse ultérieure.

5.4 Mise à l'échelle des logs (Well log upscaling) :

Pour préparer les logs à la modélisation des propriétés, il est nécessaire de les mettre à l'échelle. Commencez par sélectionner les logs des diagraphies de puits à mettre à l'échelle. Dans Pétrel, utilisez l'outil "Upscale Logs". Cet outil permet de choisir différentes méthodes de mise à l'échelle en fonction du type de données des logs. Par exemple, vous pouvez choisir la moyenne arithmétique, harmonique ou géométrique. La moyenne arithmétique est souvent utilisée pour les propriétés additives, tandis que la moyenne harmonique convient mieux aux propriétés de flux. La moyenne géométrique est utile pour les données qui varient de manière exponentielle. Cette mise à l'échelle est essentielle pour préparer les données de manière cohérente avant la modélisation des propriétés.

5.5 Ajustement des paramètres des variogrammes (Data Analysis) :

Pour définir la continuité spatiale des propriétés du réservoir, il est crucial d'ajuster les paramètres des variogrammes. Ouvrez la fenêtre "Data Analysis" dans Pétrel et sélectionnez les logs continus, tels que la porosité, la perméabilité, la saturation en eau et le volume d'argile. Ensuite, choisissez le type de variogramme approprié, qu'il soit sphérique ou expérimental. Ajustez les paramètres tels que la portée, le palier et le nugget pour les directions majeure et mineure. La portée définit la distance sur laquelle les données sont corrélées, le palier indique la variance maximale atteinte et le nugget représente la variance à une distance nulle. Ces ajustements permettent de capturer de manière précise la variabilité spatiale des propriétés du réservoir, essentielle pour une modélisation fiable.

5.6 Modélisation des paramètres pétrophysiques (Petrophysical Modeling) :

La génération des modèles de propriétés pour les logs continus se fait en utilisant la fenêtre "Petrophysical Modeling" dans Pétrel. Sélectionnez la méthode géostatistique qui est le GRFS (Gaussian Random Function Simulation) et appliquez les variogrammes ajustés. Cette méthode permet de générer des modèles 3D précis pour des propriétés continues telles que la porosité, la perméabilité, la saturation en eau et le volume d'argile. Les modèles générés offrent une représentation détaillée de la distribution spatiale des propriétés du réservoir, facilitant ainsi l'analyse et la prise de décision.

5.7 Modélisation des logs discrète (Facies Modeling) :

Pour les logs discrets, la génération de modèles de faciès est effectuée en utilisant la fenêtre "Facies Modeling" dans Pétrel. Appliquez la méthode de Simulation d'Indicateur Séquentiel (SIS), qui est une technique géostatistique permettant de modéliser les variables discrètes. Cette méthode génère des modèles de faciès pour les logs de coupure de porosité, de saturation en eau, de volume d'argile et de tous les paramètres combinés. Les modèles de faciès ainsi créés permettent de visualiser et d'analyser la distribution des différents faciès dans le réservoir, fournissant des informations cruciales pour la caractérisation du réservoir.

5.8 Création des cartes iso-valeur et iso-probabilité :

Pour visualiser la distribution spatiale des propriétés du réservoir, il est essentiel de générer des cartes iso-valeur et iso-probabilité. Dans Pétrel, utilisez les fenêtre Settings pour chaque propriété pour créer des cartes iso-valeur pour la porosité, la perméabilité, la saturation en eau et le volume d'argile pour chaque zone du réservoir. Ces cartes montrent les valeurs constantes des propriétés à travers le réservoir. Ensuite, générez des cartes iso-probabilité pour les logs Cut off de porosité, de saturation en eau et de volume d'argile. Ces cartes montrent la probabilité que les valeurs des propriétés dépassent certains seuils. Enfin, générez des cartes iso-probabilité de superposition des paramètres pétrophysiques pour une analyse plus intégrée. Ces cartes sont essentielles pour une compréhension visuelle et une interprétation précise des données du réservoir.

5.9 Ajustement des échelles des cartes :

Pour garantir que toutes les cartes sont correctement mises à l'échelle pour une interprétation précise, il est nécessaire d'ajuster les échelles des cartes dans les "Map Settings". Vérifiez que chaque carte correspond à la plage de données appropriée et ajustez les paramètres d'échelle en conséquence. Assurez-vous que les échelles de couleur et les intervalles de données sont bien définis pour représenter fidèlement les variations des propriétés du réservoir. Une représentation visuelle précise des cartes permet une interprétation et une analyse plus fiables des données du réservoir.

En suivant ces étapes détaillées, il est possible de garantir une approche rigoureuse et systématique pour construire un modèle statique dans Pétrel. Ce processus améliore la fiabilité et la précision de la caractérisation du réservoir, conduisant à une meilleure prise de décision en matière de gestion et de développement du réservoir.

6. Validation des résultats :

Les zones de probabilité maximale déterminées par l'étude géostatistique non paramétrique sont généralement les intervalles les plus favorables dans la roche réservoir. À cet effet, une comparaison avec les résultats des fiches PLT et de la diagraphie de résistivité est effectuée ici dans le but de déterminer s'il existe une relation entre les débits de production, la résistivité et les résultats des cartes générées par la méthode de géostatistique non paramétrique. Les données acquises des fiches PLT caractérisent quatre puits de la zone d'étude HTFN-10, HTFN-02, HTF-10 et HTF-24.

En comparant les résultats des cartes iso probabilité avec les données de production et de résistivité, cette étude cherche à vérifier la cohérence et la fiabilité des prédictions géostatistiques. Cette approche intégrée permet non seulement de valider les méthodes géostatistiques utilisées, mais aussi de mieux comprendre les facteurs contrôlant la distribution des zones productives dans le réservoir.

Les résultats obtenus peuvent aider à affiner les modèles de réservoir et à prendre des décisions plus éclairées concernant le développement et la gestion des ressources pétrolières et gazières. Les quatre puits caractérisés par les données PLT dans la zone d'étude offrent un échantillon représentatif pour tester et valider les hypothèses de l'étude.

7. Présentation du logiciel :

7.1 Logiciel PETREL :

Pétrel est un logiciel de modélisation et de gestion des réservoirs de pétrole et de gaz développé par Schlumberger. Il est largement utilisé dans l'industrie pétrolière pour l'exploration, le développement et la production de réservoirs. Pétrel permet aux géoscientifiques et aux ingénieurs de travailler sur une plateforme intégrée pour interpréter les données géophysiques, créer des modèles géologiques, et simuler la dynamique des réservoirs, facilitant ainsi une meilleure prise de décision tout au long du cycle de vie des réservoirs.

7.2 Description du logiciel

Pétrel est une suite complète d'outils intégrés qui couvre l'ensemble du flux de travail des réservoirs. Les principales fonctionnalités incluent :

- **Interprétation sismique** : Il est permis l'analyse et l'interprétation des données sismiques pour identifier les structures géologiques et les horizons.
- **Modélisation géologique** : Les utilisateurs peuvent créer des modèles géologiques 3D détaillés en intégrant des données sismiques, des carottes, des diagraphies de puits, et d'autres informations géologiques.
- **Simulation des réservoirs** : Le logiciel offre des outils pour la simulation de l'écoulement des fluides dans les réservoirs, permettant de prédire les performances de production.
- **Gestion des données** : Pétrel intègre une gestion efficace des données, assurant la cohérence et l'accessibilité des informations critiques pour la modélisation et la simulation.
- **Collaboration** : La plateforme permet une collaboration fluide entre les équipes multidisciplinaires, en assurant une communication efficace et une intégration des données entre les géoscientifiques, les ingénieurs réservoir, et les ingénieurs de production.

7.3 Avantages principaux

- **Intégration des workflows** : Pétrel offre une intégration complète des workflows allant de l'interprétation sismique à la simulation des réservoirs, ce qui permet de réduire les incertitudes et d'améliorer la précision des modèles.
- **Efficacité et productivité** : La plateforme permet aux équipes de travailler plus efficacement en automatisant de nombreuses tâches courantes et en facilitant l'accès aux données.
- **Prise de décision informée** : Grâce à la modélisation et à la simulation avancée, les utilisateurs peuvent mieux comprendre la dynamique des réservoirs et prendre des décisions plus éclairées pour l'exploitation des ressources.
- **Collaboration améliorée** : Les capacités de collaboration de Pétrel permettent aux équipes multidisciplinaires de travailler ensemble de manière plus cohérente, ce qui améliore la qualité des projets et accélère les délais de livraison.

- **Innovation continue** : Schlumberger continue d'investir dans le développement de Pétrel, ajoutant régulièrement de nouvelles fonctionnalités et améliorations pour répondre aux besoins évolutifs de l'industrie pétrolière et gazière.

Donc on peut dire que Pétrel est un outil indispensable pour les professionnels de l'industrie pétrolière, offrant une solution intégrée pour l'exploration, le développement et la gestion des réservoirs, tout en améliorant la collaboration, l'efficacité et la prise de décision.

Chapitre
II

Résultats
&
Discussion

Chapitre II : Résultats et Discussion

IV. Étude géostatistiques des paramètres pétrophysiques :

Introduction :

La modélisation géostatistique dans cette étude consiste à étudier la variographie des paramètres pétrophysiques dans le réservoir ordovicien de champ du Hassi Tarfa. Il a été réalisé pour déterminer la variabilité spatiale des paramètres pétrophysiques et identifier les meilleurs niveaux de réservoir de manière économique. Avant de réaliser l'étude géostatistique, il est nécessaire d'examiner la distribution et la répartition des variables des paramètres pétrophysiques (porosité, degré de saturation en eau, volume d'argile ainsi que la perméabilité).

1. Variographie :

C'est l'étude de la variabilité à l'aide de l'établissement des variogrammes expérimentales, ce dernier est calculé selon la formule suivante :

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

Où (x) et $(x + h)$ sont des localisations des échantillons. La sommation est étendue à tous les couples de points $(x, x + h)$ distants de (h) , $N(h)$ représente le nombre de tels couples de points (In BENMერიEM, 2016).

Le variogramme théorique (h) est défini par l'hypothèse intrinsèque. Il est donné par la fonction :

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

Le variogramme est une fonction du vecteur h qui permet d'évaluer l'écart entre les valeurs à mesure que la distance augmente. Il met en lumière les tendances directionnelles du phénomène étudié lorsqu'on l'observe selon différentes orientations (SAHRI, 2021). Le graphique de $\gamma(h)$ dépend de h et présente les caractéristiques suivantes :

- 1- Il passe par l'origine [pour $h=0$; $Z(x + h) = Z(x)$] ;
- 2- C'est en général une fonction croissante de h ;
- 3- Dans la plupart des cas, il croît jusqu'à une certaine limite appelée palier, puis s'aplatit (Figure.8).

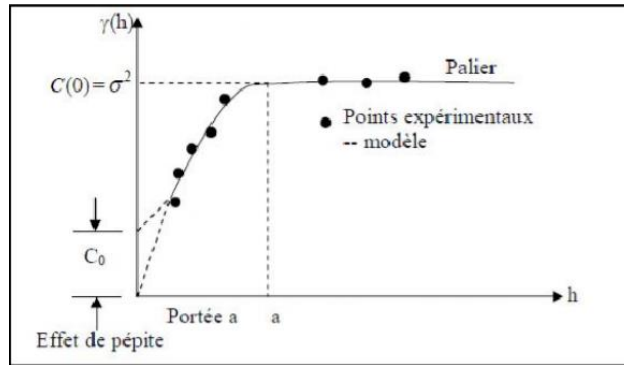


Figure 8: Les propriétés du variogramme.

1.1 Les caractéristiques du variogramme :

Portée (Range) (a) :

Lorsque le variogramme atteint son palier, c'est-à-dire sa limite supérieure, il n'y a plus de corrélation entre les échantillons séparés par cette distance h. Cette distance critique est appelée la portée du variogramme (voir Figure), offrant ainsi une définition précise de la notion de zone d'influence (SAHRI, 2021).

Palier (Sil) C :

Il représente le maximum de variabilité de la variable aléatoire régionalisée. Il doit être toujours proche ou identique de la variance (Figure.8).

Effet de pépité (nugget affect) C₀ :

Lorsque h tend vers le 0 $\gamma(x)$ ne tend pas vers 0. Donc elle représente de degré d'erreur de mesure.

1.2 Anisotropie géométrique :

Lorsque le variogramme est calculé pour tout ne couple de points, dans certaines directions comme Nord-Sud ou Est-Ouest, il révèle parfois des différences de comportement,

$$C1 = C2 \text{ mais } a1 \neq a2$$

Le variogramme expérimental est calculé à partir la formule suivante :

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

Où x_i et $x_i + h$ sont des localisations des échantillons. La sommation est étendue à tous les couples de points $(x_i, x_i + h)$ distants de h , $N(h)$ représente le nombre de tels couples de points.

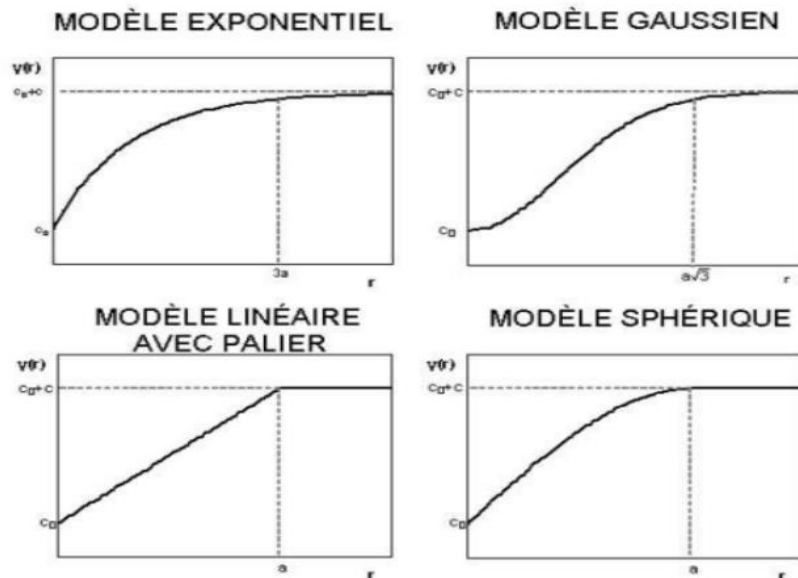


Figure 9: Représentation des différents modèles de variogramme.

1.3 Les modèle de variogramme :

Une fois que le variogramme est estimé, il est important de le modéliser à l'aide d'une fonction de référence (Figure). Ce modèle sera ensuite utilisé pour effectuer le krigeage, bénéficiant ainsi de toutes les propriétés requises (SAHRI, 2021).

2. Estimation Géostatistique :

L'estimation géostatistique est une technique utilisée pour déterminer une valeur en une point non échantillonnée d'un site ou d'une zone d'étude. Cette méthode est essentielle dans divers domaines comme la géologie, l'hydrologie, et les sciences environnementales pour prédire des valeurs de variables spatiales sur des zones non directement observées. Les méthodes d'estimation géostatistique se divisent en plusieurs catégories principales :

- Les méthodes déterministes : Méthode de triangulation, Méthode d'inverse de distance, Moyen arithmétique, Méthode méandre carré.
- Les méthodes probabilistes : krigeage ordinaire.
- Les méthodes connexionnistes : réseaux de Neuron artificiel (In BENMერიEM, 2016).

2.1 Krigeage Ordinaire :

Le krigeage ordinaire est une méthode d'estimation et d'interpolation spatiale qui vise à fournir la meilleure estimation linéaire possible d'une valeur inconnue $Z(x)$ à partir des données observées Z_i (issues d'observations expérimentales) et des informations structurelles fournies par le variogramme ou la covariance. Les poids utilisés dans le krigeage sont calculés en fonction des valeurs observées, de leur configuration spatiale, ainsi que des caractéristiques du variogramme. L'objectif principal du krigeage ordinaire est de minimiser la variance de l'estimation de $Z(x)$. Dans le cas du krigeage ordinaire, où la fonction aléatoire est supposée stationnaire, le formalisme de Lagrange est souvent utilisé pour minimiser cette variance (Cressie, 1993).

Le krigeage ordinaire (KO) utilise la formule suivante pour estimer la valeur $Z(x)$ à un emplacement donné x :

$$Z(x) = \sum_{i=1}^n \lambda_i Z_i + \lambda_0$$

Où :

- $Z(x)$ Est la valeur estimée à l'emplacement x ,
- Z_i Sont les valeurs observées aux emplacements x_i ,
- λ_i Sont les pondérations associées à chaque valeur observée,
- λ_0 Est un coefficient de correction de biais,
- n Est le nombre d'observations utilisées dans le calcul.

Les pondérations λ_i sont déterminées en fonction des distances entre les points d'observation et le point d'estimation, ainsi que des caractéristiques du variogramme. Le krigeage ordinaire vise à minimiser la variance de l'estimation en utilisant ces pondérations.

3. CARTOGRAPHIE DES PARAMETRES PETROPHYSIQUES :

3.1 Étude géostatistique paramétrique :

L'étude Variographique des paramètres pétrophysique a été effectuée sur un total de 58 (ciquant huit) puits réalisés entre 1999 et 2022. Tous les échantillons extraits proviennent du réservoir ordovicien, précisément du QH, avec pour unités cibles les QH6, QH5, QH4, QH3, QH2 et QH1.

3.1.1 Variogrammes des Saturation en eau :

Les variogrammes de la saturation en eau montrent des anisotropies géométriques, dont la grande portée est de direction 45°.

QH6 : Une anisotropie géométrique en saturation en eau est remarquée des deux variogrammes expérimentale (Fig. 10 ; 11) le coefficient d'anisotropie égal à 0,82.

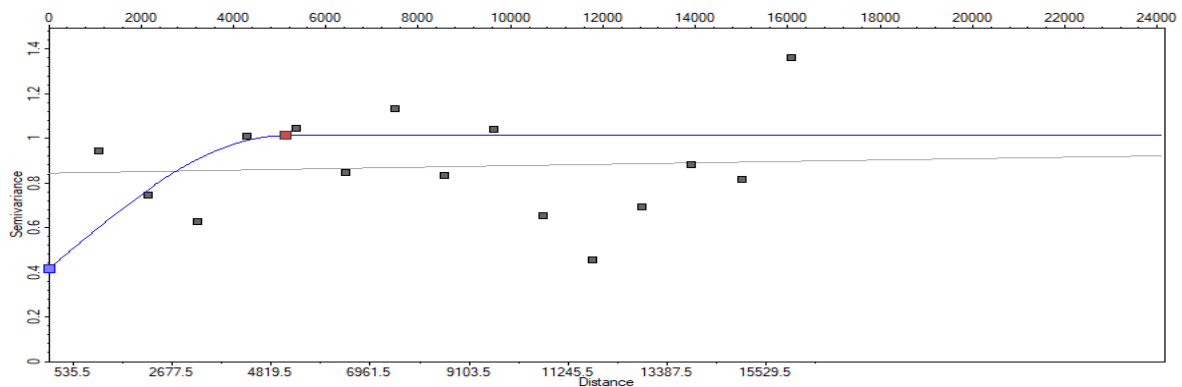


Figure 10: Variogramme expérimentale de saturation en eau de l'unité QH6 de direction 45°

$$\gamma(h)_{45^\circ} = 0,4169 + 1,0121 \gamma[Sph_{5122,553}]$$

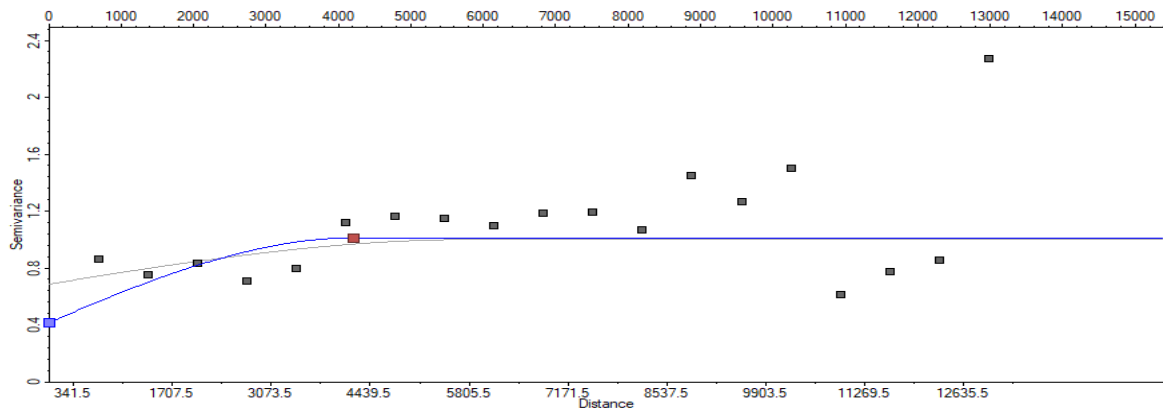


Figure 11: Variogramme expérimentale de saturation en eau de l'unité QH6 de direction 135°

$$\gamma(h)_{135^\circ} = 0,4169 + 1,0121 \gamma[Sph_{4202,542}]$$

QH5 : Les deux variogrammes expérimentale de saturation en eau (Fig. 12 ; 13) montrent des anisotropies géométriques, dont la grande portée est de direction 45°. Le coefficient d'anisotropie égal à 0.82.

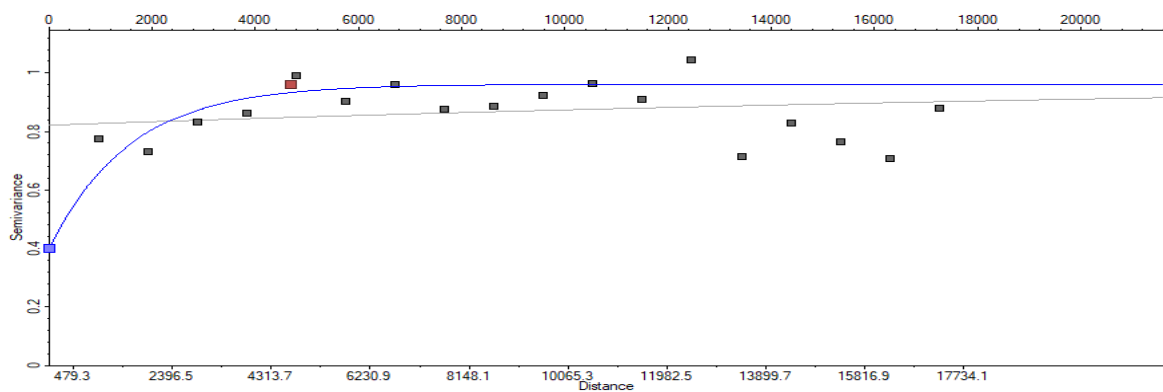


Figure 12: Variogramme expérimentale de saturation en eau de l'unité QH5 de direction 45°

$$\gamma(h)_{45^\circ} = 0,3985 + 0,9613 \gamma[Exp_{4692,477}]$$

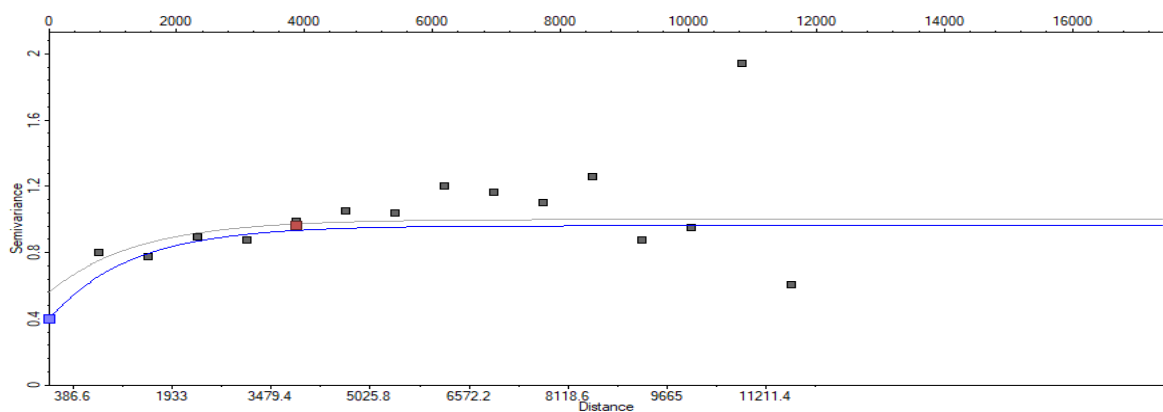


Figure 13: Variogramme expérimentale de saturation en eau de l'unité QH5 de direction 135°

$$\gamma(h)_{135^\circ} = 0,3985 + 0,9613 \gamma[Exp_{3878,694}]$$

QH4 : Une anisotropie géométrique en saturation en eau est remarquée des deux variogrammes expérimentale (Fig. 14 ; 15) le coefficient d’anisotropie égal à 0.84.

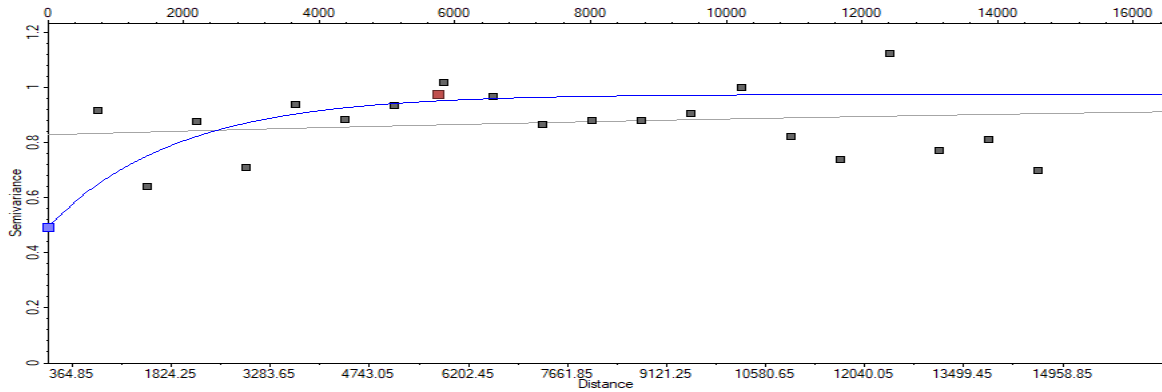


Figure 14: Variogramme expérimentale de saturation en eau de l'unité QH4 de direction 45°

$$\gamma(h)_{45^\circ} = 0,4939 + 0,9767 \gamma[Exp_{5758,168}]$$

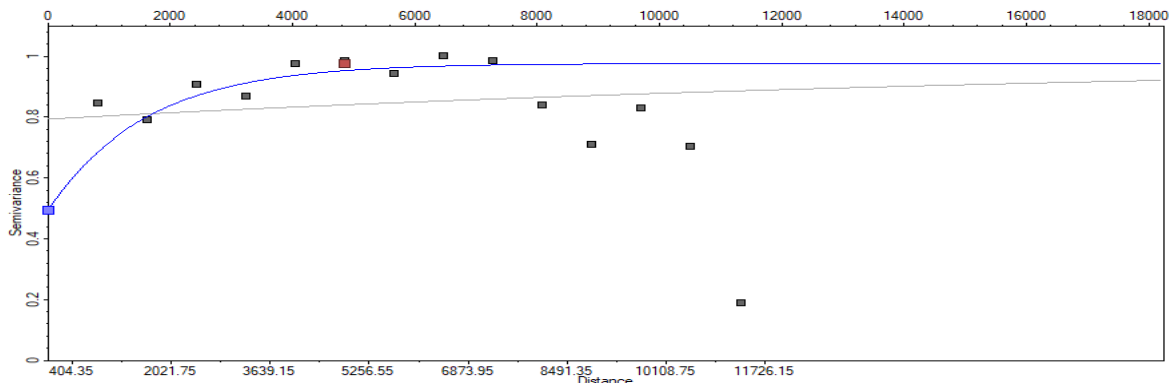


Figure 15: Variogramme expérimentale de saturation en eau de l'unité QH4 de direction 135°

$$\gamma(h)_{135^\circ} = 0,4939 + 0,9769 \gamma[Exp_{4845,072}]$$

QH3 : Les deux variogrammes expérimentale de saturation en eau (Fig. 16 e ; 17) montrent des anisotropies géométriques, dont la grande portée est de direction 45°.Le coefficient d’anisotropie égal à 0.76.

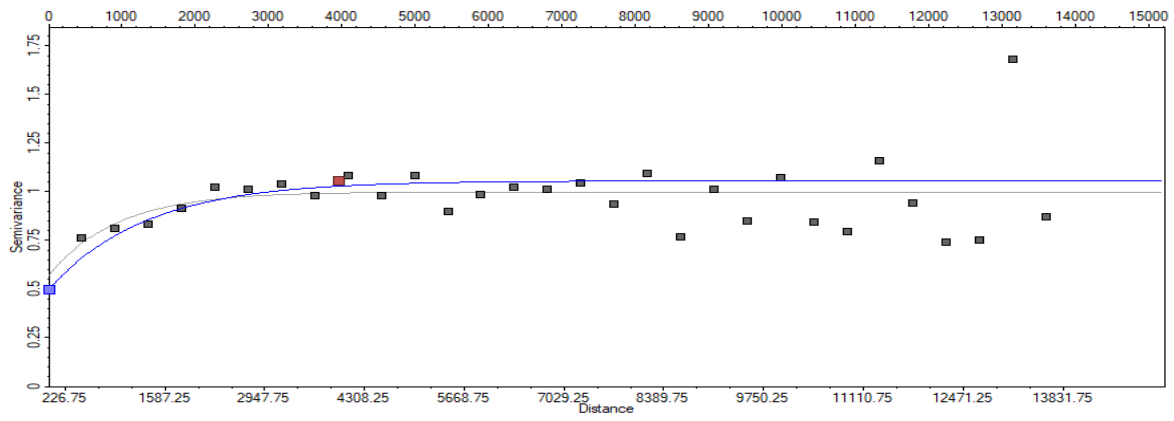


Figure 16: Variogramme expérimentale de saturation en eau de l'unité QH3 de direction 45°

$$\gamma(h)_{45^\circ} = 0,4999 + 1,0569 \gamma[Exp_{3960,19}]$$

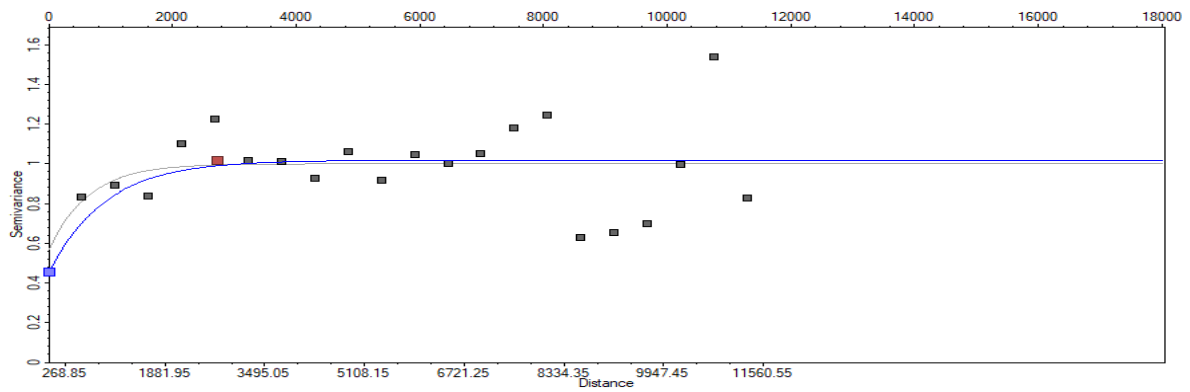


Figure 17: Variogramme expérimentale de saturation en eau de l'unité QH3 de direction 135°

$$\gamma(h)_{135^\circ} = 0,4999 + 1,0569 \gamma[Exp_{3042,25}]$$

QH2 : Une anisotropie géométrique en saturation en eau est remarquée des deux variogrammes expérimentale (Fig. 18 ; 19) le coefficient d'anisotropie égal à 0.78.

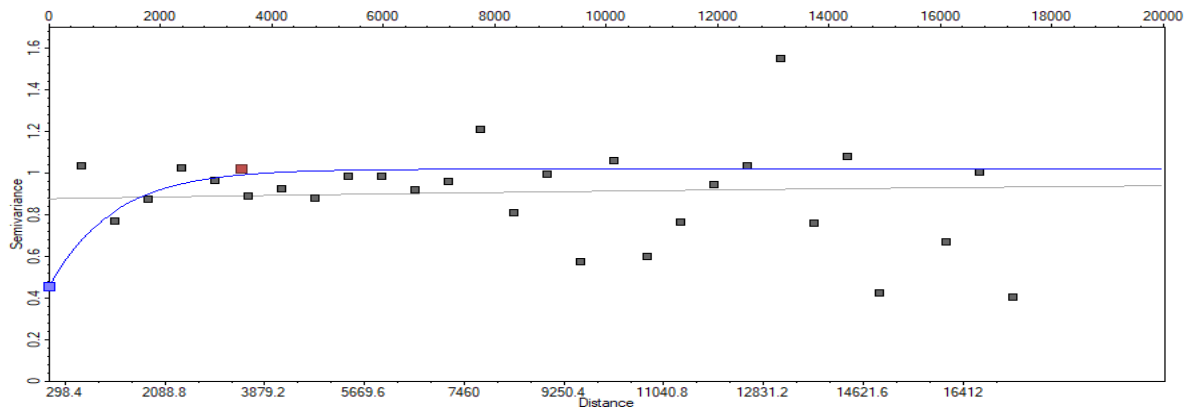


Figure 18: Variogramme expérimentale de saturation en eau de l'unité QH2 de direction 45°

$$\gamma(h)_{45^\circ} = 0,4525 + 1,0181 \gamma[Exp_{3471,659}]$$

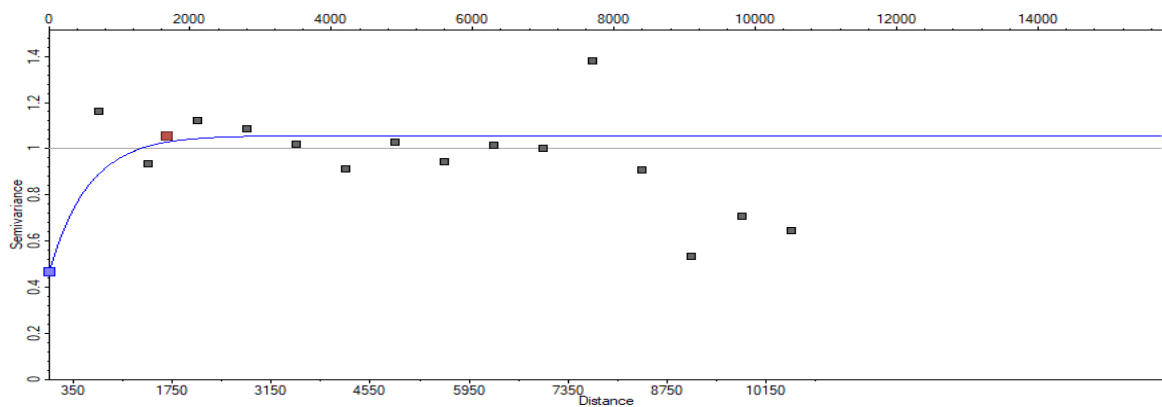


Figure 19: Variogramme expérimentale de saturation en eau de l'unité QH2 de direction 135°

$$\gamma(h)_{135^\circ} = 0,4525 + 1,0181 \gamma[Exp_{2734,459}]$$

QH1 : Les deux variogrammes expérimentale de saturation en eau (Fig. 20 ; 21) montrent des anisotropies géométriques, dont la grande portée est de direction 45°. Le coefficient d'anisotropie égal à 0.77.

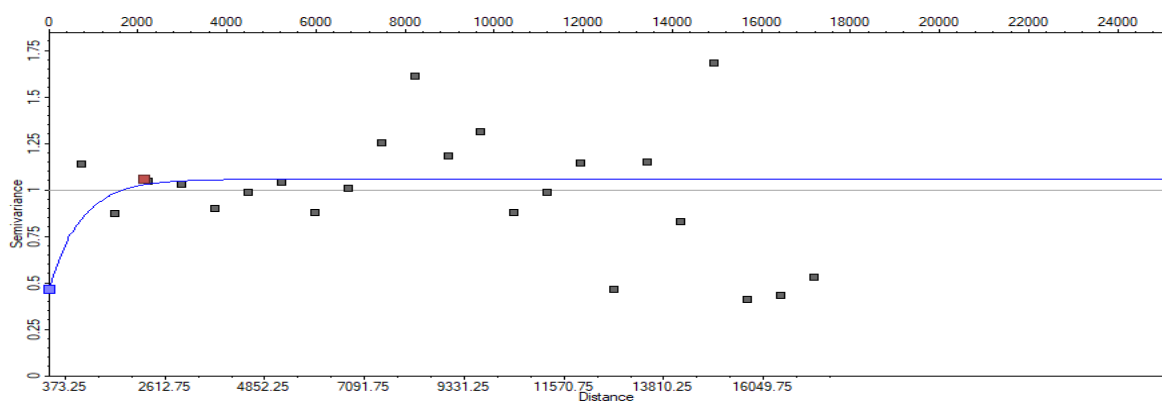


Figure 20: Variogramme expérimentale de saturation en eau de l'unité QH1 de direction 45°

$$\gamma(h)_{45^\circ} = 0,464 + 1,0569 \gamma[Exp_{2156,246}]$$

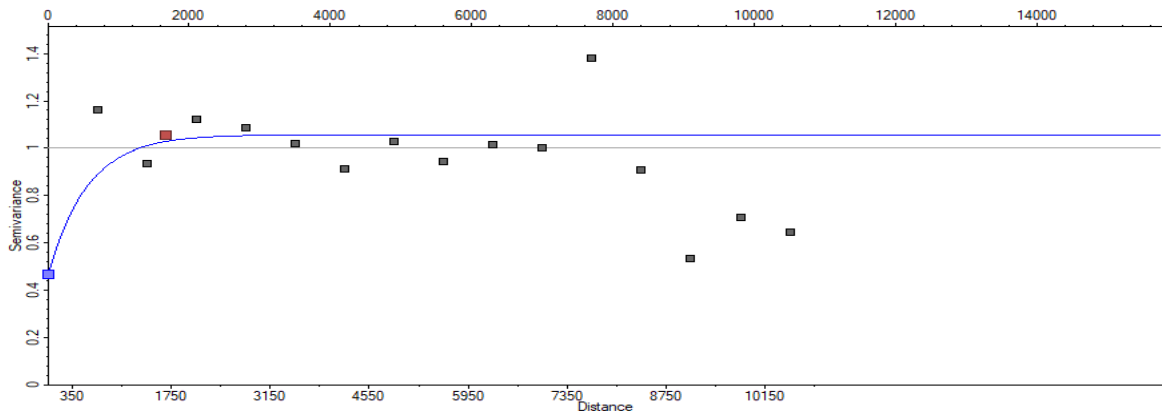


Figure 21: Variogramme expérimentale de saturation en eau de l'unité QH1 de direction 135°

$$\gamma(h)_{135^\circ} = 0,464 + 1,0569 \gamma[Exp_{1664,786}]$$

3.1.2 Variogrammes des porosités :

QH6 : Les deux variogrammes expérimentale de porosité (Fig. 22 ; 23) montrent des anisotropies géométriques, dont la grande portée est de direction 45°. Le coefficient d'anisotropie égal à 0.86.

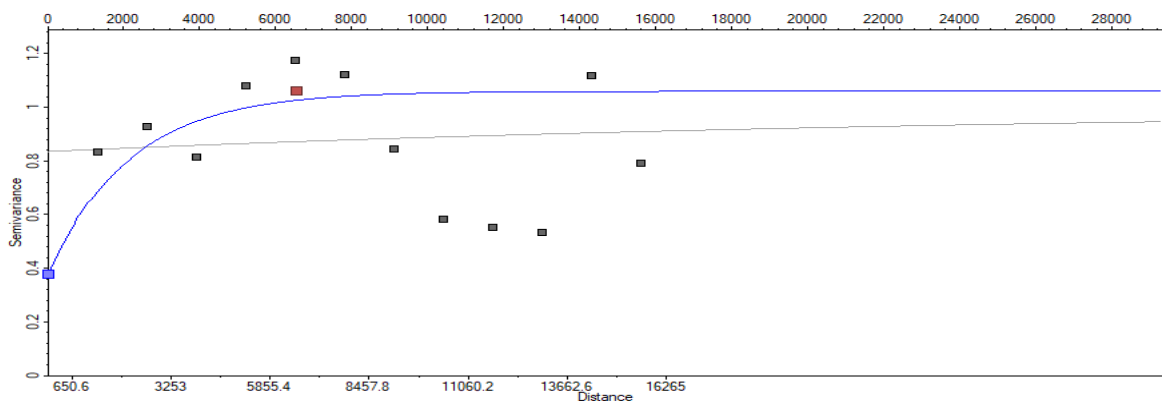


Figure 22: Variogramme expérimentale de porosité de l'unité QH6 de direction 45°

$$\gamma(h)_{45^\circ} = 0,3772 + 1,0598 \gamma[Exp_{6530,748}]$$

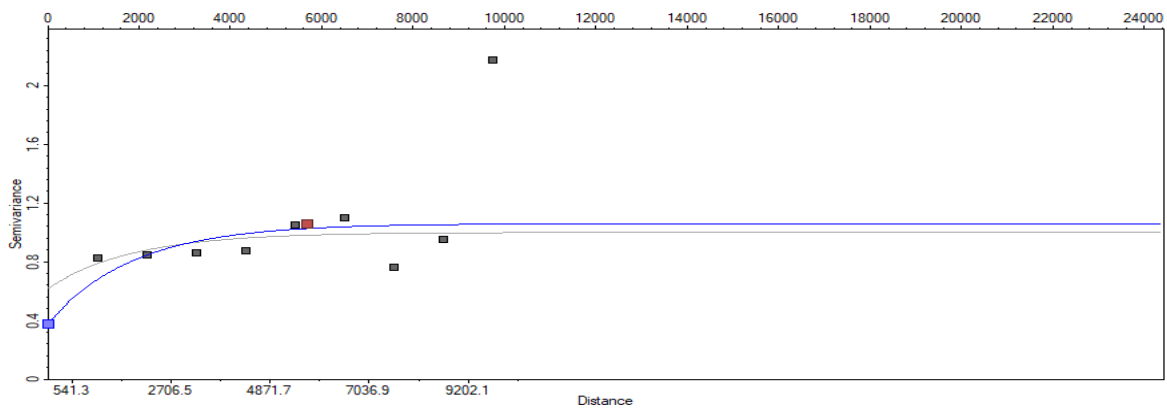


Figure 23: Variogramme expérimentale de porosité de l'unité QH6 de direction 135°

$$\gamma(h)_{135^\circ} = 0,3772 + 1,0598 \gamma[Exp_{5668,417}]$$

QH5 : Une anisotropie géométrique en saturation en eau est remarquée des deux variogrammes expérimentale (Fig. 24 ; 25) le coefficient d'anisotropie égal à 0.81.

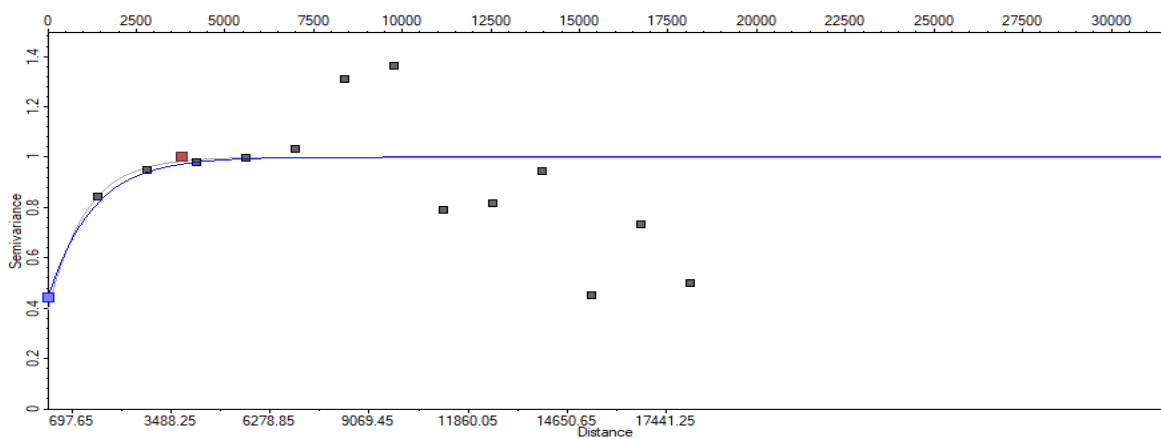


Figure 24: Variogramme expérimentale de porosité de l'unité QH5 de direction 45°

$$\gamma(h)_{45^\circ} = 0,4437 + 1,0001 \gamma[Exp_{3799,636}]$$

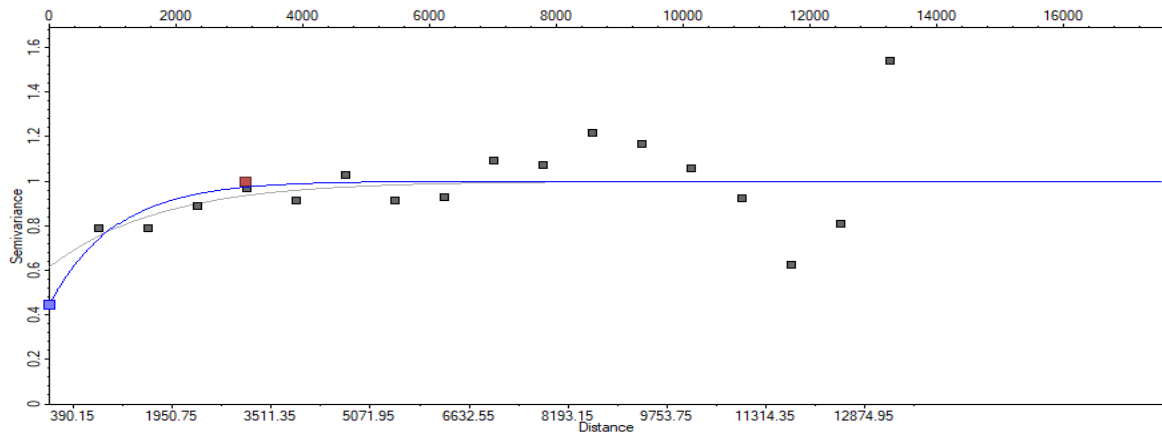


Figure 25: Variogramme expérimentale de porosité de l'unité QH5 de direction 135°

$$\gamma(h)_{135^\circ} = 0,4437 + 1,0001 \gamma[Exp_{3098,846}]$$

QH4 : Les deux variogrammes expérimentale de porosité (Fig. 26 ; 27) montrent des anisotropies géométriques, dont la grande portée est de direction 45°. Le coefficient d'anisotropie égal à 0,86.

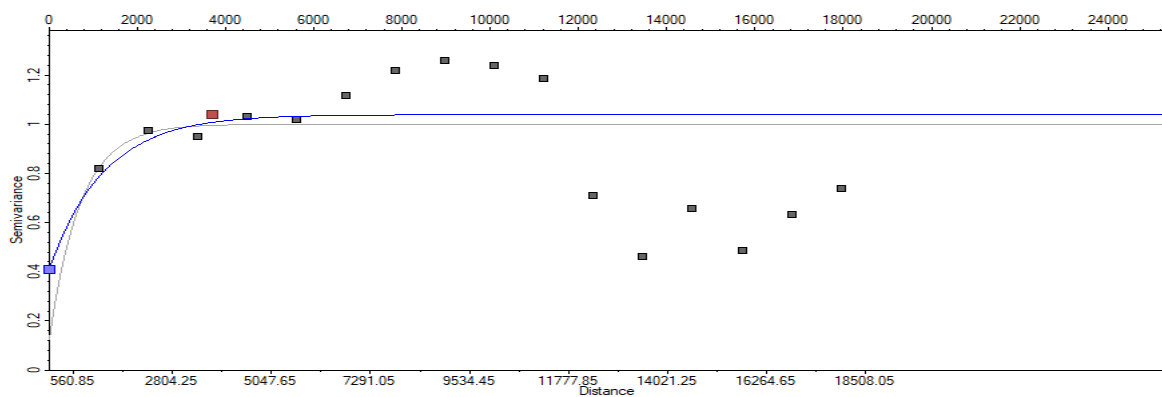


Figure 26: Variogramme expérimentale de porosité de l'unité QH4 de direction 45°

$$\gamma(h)_{45^\circ} = 0,4095 + 1,0388 \gamma[Exp_{3711,931}]$$

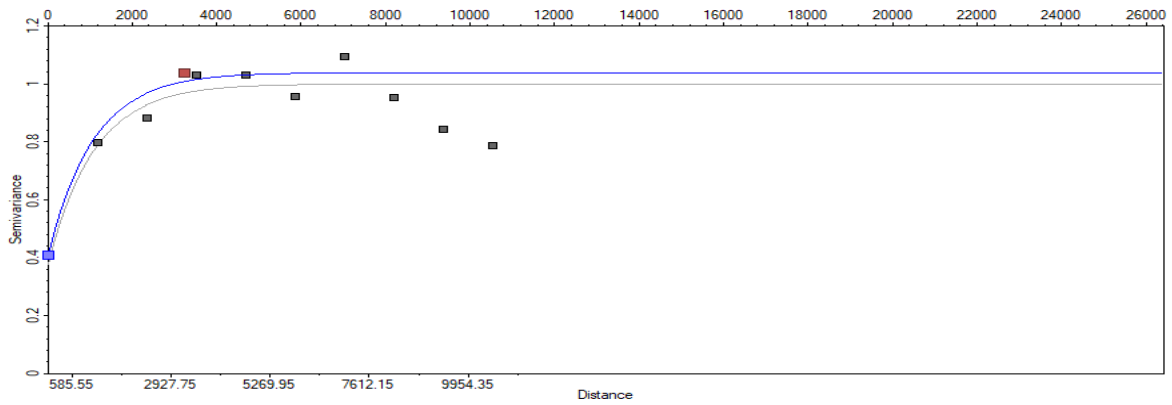


Figure 27: Variogramme expérimentale de porosité de l'unité QH4 de direction 135°

$$\gamma(h)_{135^\circ} = 0,4095 + 1,0388 \gamma[Exp_{3225,366}]$$

QH3 : Une anisotropie géométrique de porosité est remarquée des deux variogrammes expérimentale (Fig. 28 ; 29) le coefficient d'anisotropie égal à 0,87.

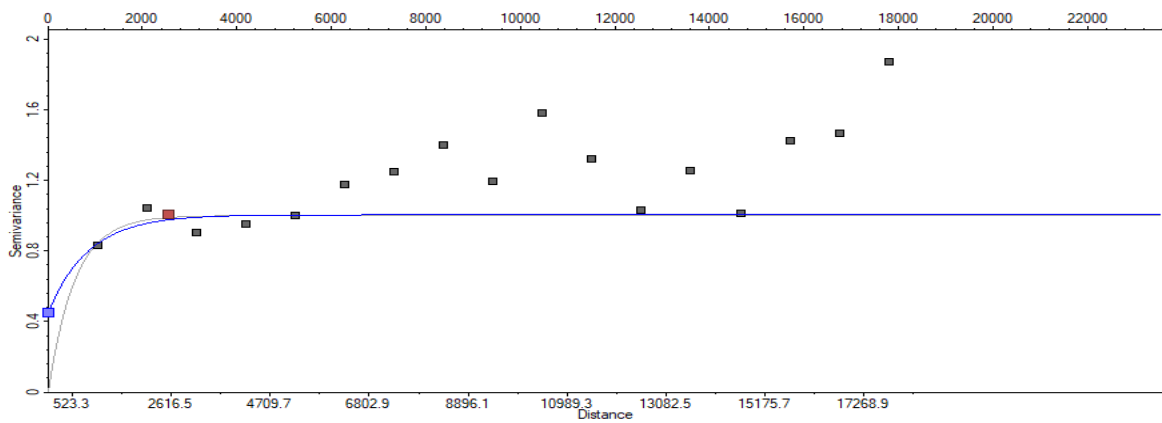


Figure 28: Variogramme expérimentale de porosité de l'unité QH3 de direction 45°

$$\gamma(h)_{45^\circ} = 0,4494 + 1,004 \gamma[Exp_{2563,727}]$$

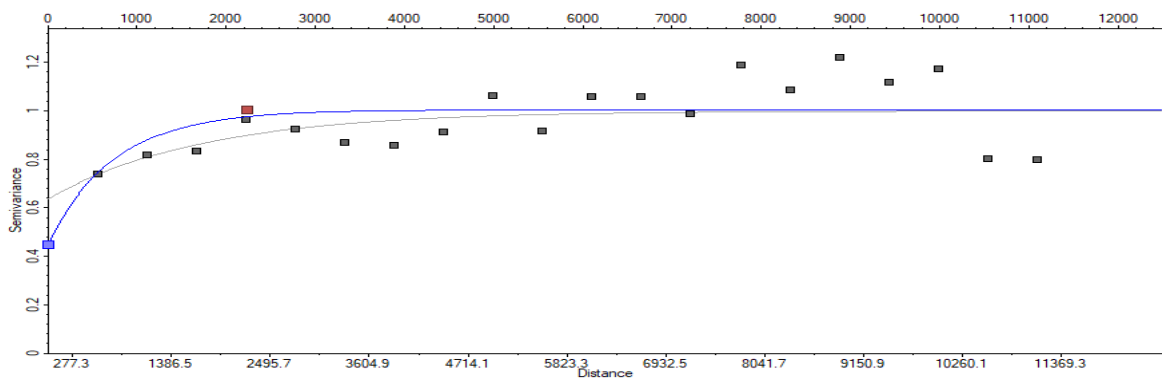


Figure 29: Variogramme expérimentale de porosité de l'unité QH3 de direction 135°

$$\gamma(h)_{135^\circ} = 0,4494 + 1,004 \gamma[Exp_{2239,337}]$$

QH2 : Les deux variogrammes expérimentale de porosité (Fig. 30 ; 31) montrent des anisotropies géométriques, dont la grande portée est de direction 45°. Le coefficient d'anisotropie égal à 0,89.

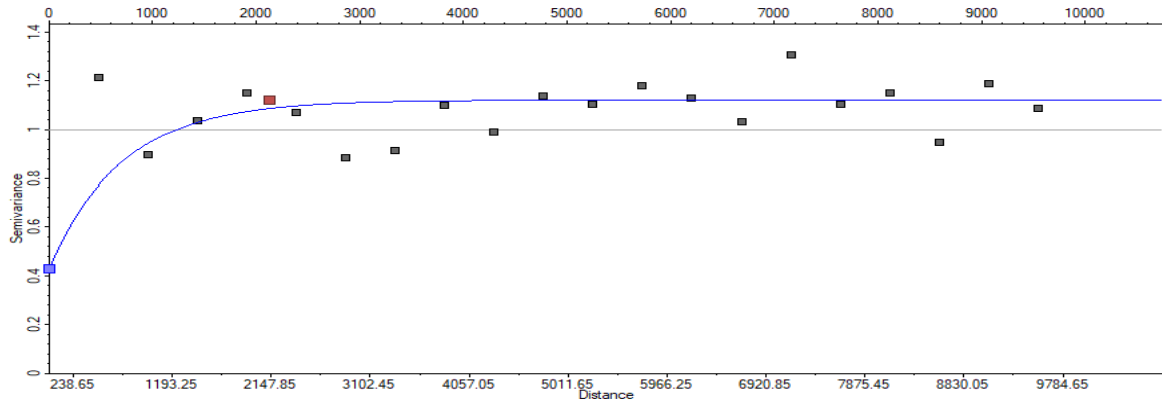


Figure 30: Variogramme expérimentale de porosité de l'unité QH2 de direction 45°

$$\gamma(h)_{45^\circ} = 0,4294 + 1,121 \gamma[Exp_{2124,614}]$$

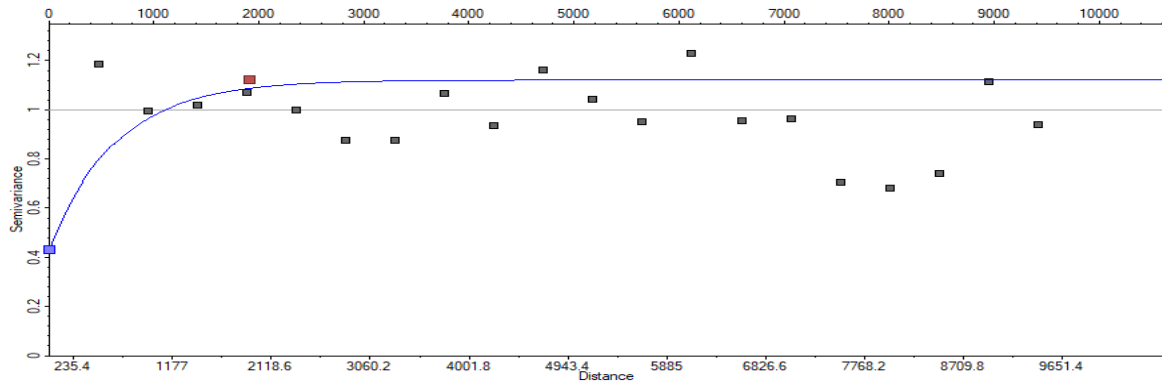


Figure 31: Variogramme expérimentale de porosité de l'unité QH2 de direction 135°

$$\gamma(h)_{135^\circ} = 0,4294 + 1,121 \gamma[Exp_{1906,582}]$$

QH1 : Une anisotropie géométrique de porosité est remarquée des deux variogrammes expérimentale (Fig. 32 ; 33) le coefficient d'anisotropie égal à 0,90.

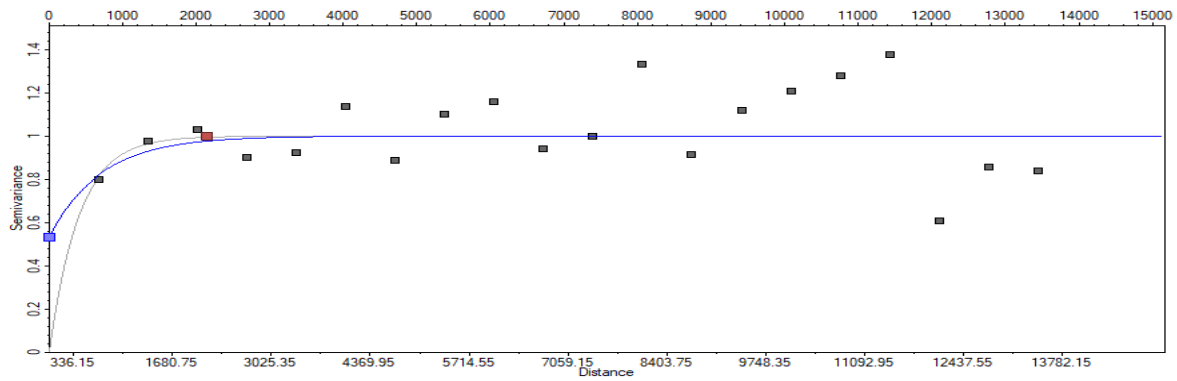


Figure 32: Variogramme expérimentale de porosité de l'unité QH1 de direction 45°

$$\gamma(h)_{45^\circ} = 0,5327 + 0,9998 \gamma[Exp_{2153,938}]$$

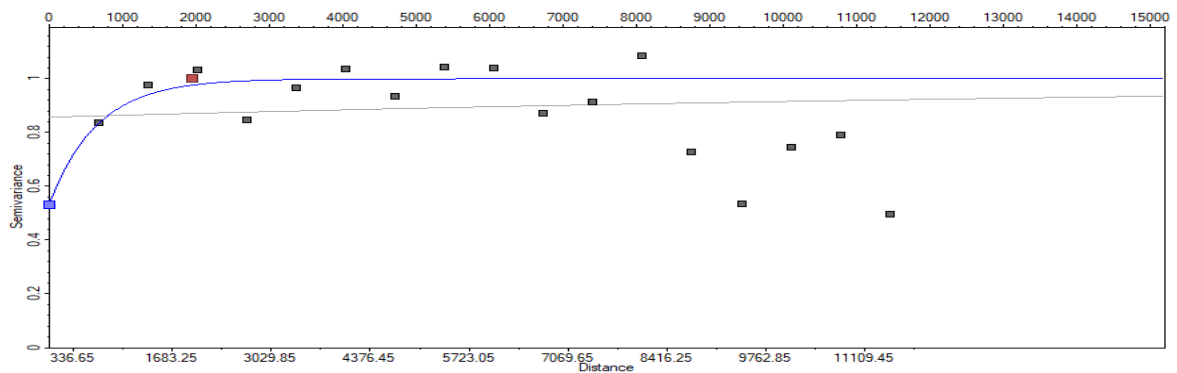


Figure 33: Variogramme expérimentale de porosité de l'unité QH1 de direction 135°

$$\gamma(h)_{135^\circ} = 0,5327 + 0,9998 \gamma[Exp_{1953,798}]$$

3.1.3 Variogrammes des perméabilités :

QH6 : Une anisotropie géométrique de perméabilités est remarquée des deux variogrammes expérimentale (Fig. 34 ; 35) le coefficient d'anisotropie égal à 0,86.

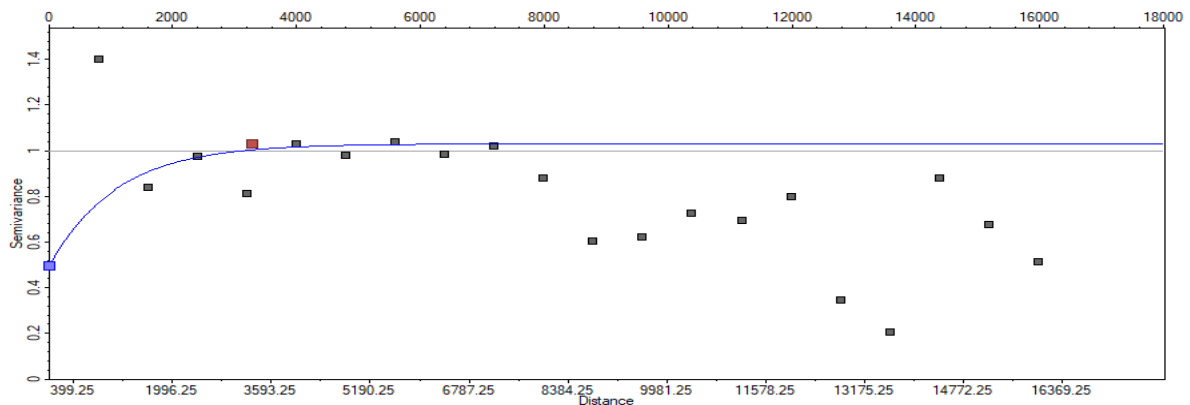


Figure 34: Variogramme expérimentale de perméabilités de l'unité QH6 de direction 45°

$$\gamma(h)_{45^\circ} = 0,4844 + 1,0302 \gamma[Exp_{3279,438}]$$

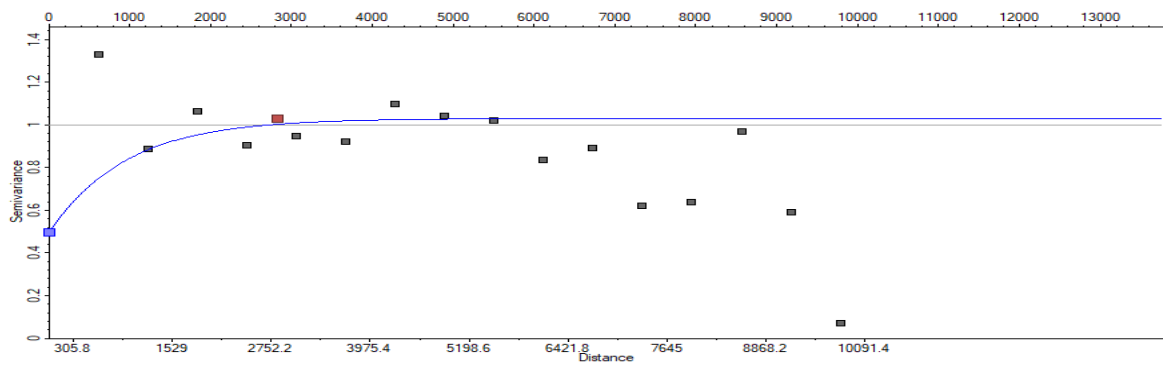


Figure 35: Variogramme expérimentale de perméabilités de l'unité QH6 de direction 135°

$$\gamma(h)_{135^\circ} = 0,4844 + 1,0302 \gamma[Exp_{2830,677}]$$

QH5 : Une anisotropie géométrique de perméabilités est remarquée des deux variogrammes expérimentale (Fig. 36 ; 37) le coefficient d'anisotropie égal à 0,89.

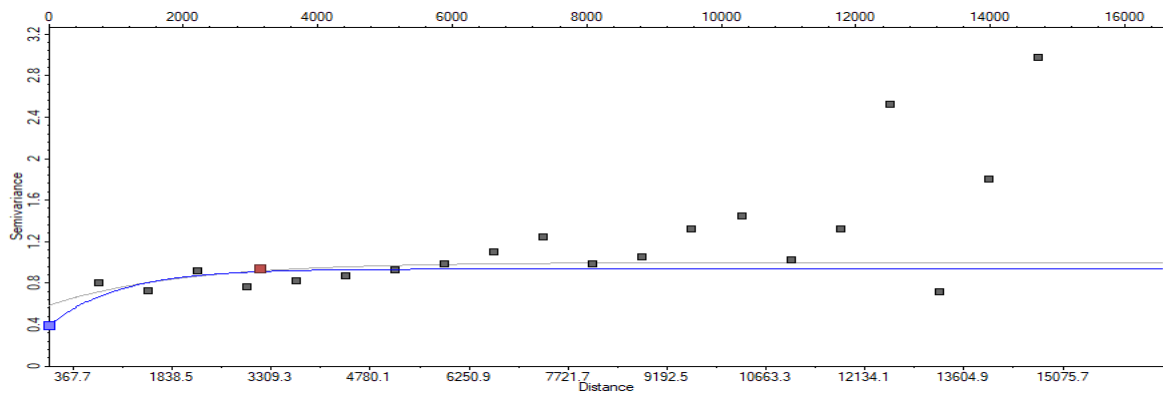


Figure 36: Variogramme expérimentale de perméabilités de l'unité QH5 de direction 45°

$$\gamma(h)_{45^\circ} = 0,3931 + 0,9359 \gamma[Exp_{3135,522}]$$

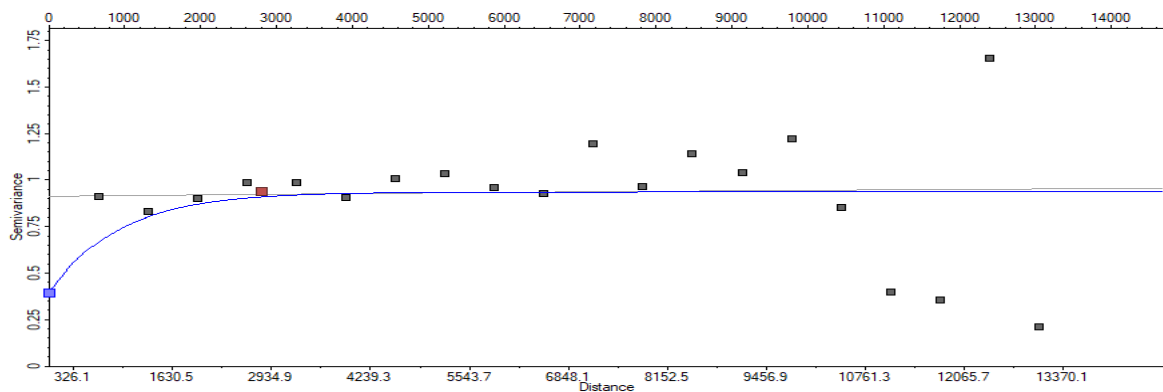


Figure 37: Variogramme expérimentale de perméabilités de l'unité QH5 de direction 135°

$$\gamma(h)_{135^\circ} = 0,3931 + 0,9359 \gamma[Exp_{2799,142}]$$

QH4 : Une anisotropie géométrique de perméabilités est remarquée des deux variogrammes expérimentale (Fig. 38 ; 39) le coefficient d'anisotropie égal à 0,86.

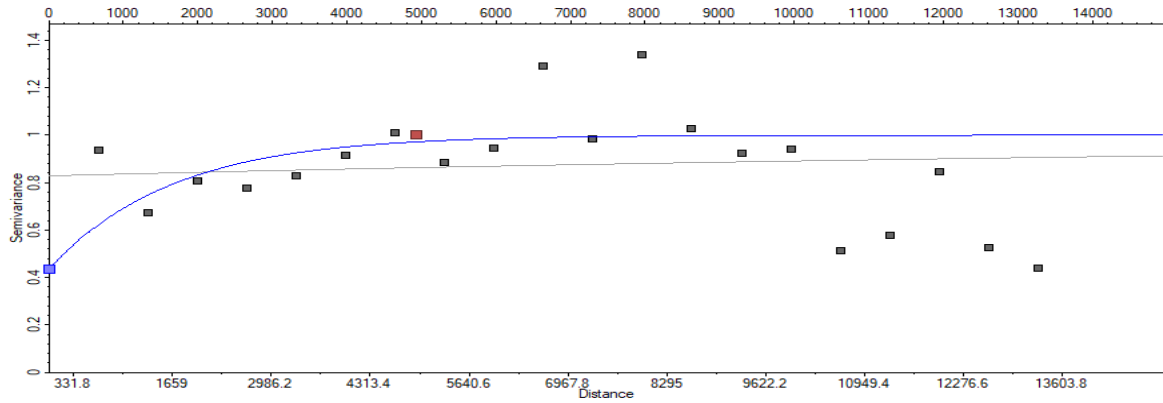


Figure 38: Variogramme expérimentale de perméabilités de l'unité QH4 de direction 45°

$$\gamma(h)_{45^\circ} = 0,4356 + 0,9994 \gamma[Exp_{4939,662}]$$

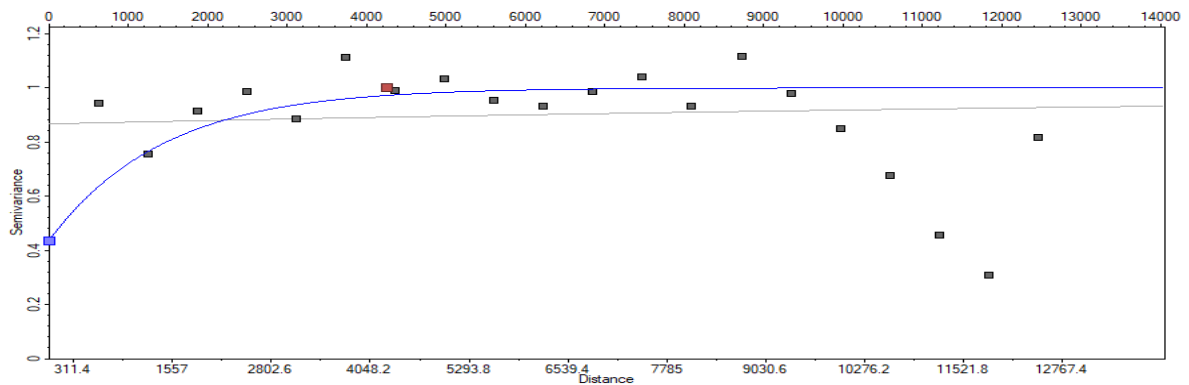


Figure 39: Variogramme expérimentale de perméabilités de l'unité QH4 de direction 135°

$$\gamma(h)_{135^\circ} = 0,4356 + 0,9994 \gamma[Exp_{4260,822}]$$

QH3 : Les deux variogrammes expérimentale de perméabilité (Fig. 40 ; 41) montrent des anisotropies géométriques, dont la grande portée est de direction 45°. Le coefficient d'anisotropie égal à 0,78.

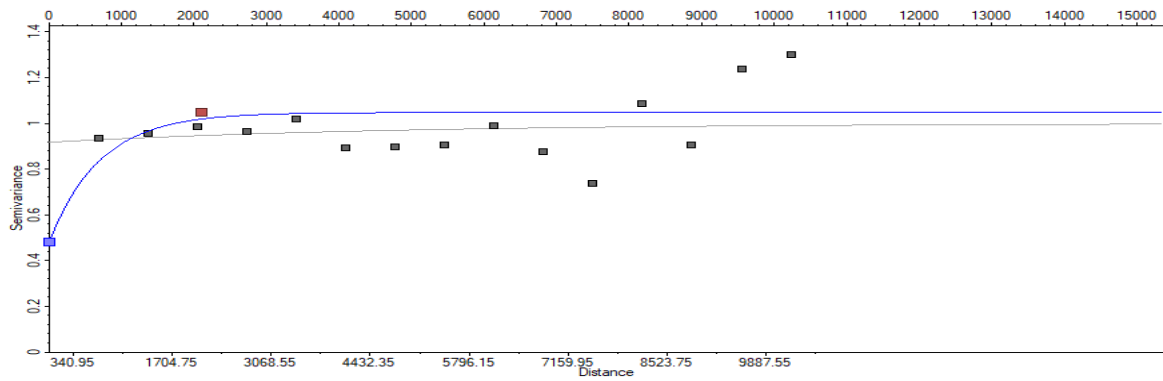


Figure 40: Variogramme expérimentale de perméabilités de l'unité QH3 de direction 45°

$$\gamma(h)_{45^\circ} = 0,4811 + 1,0473 \gamma[Exp_{2691,045}]$$

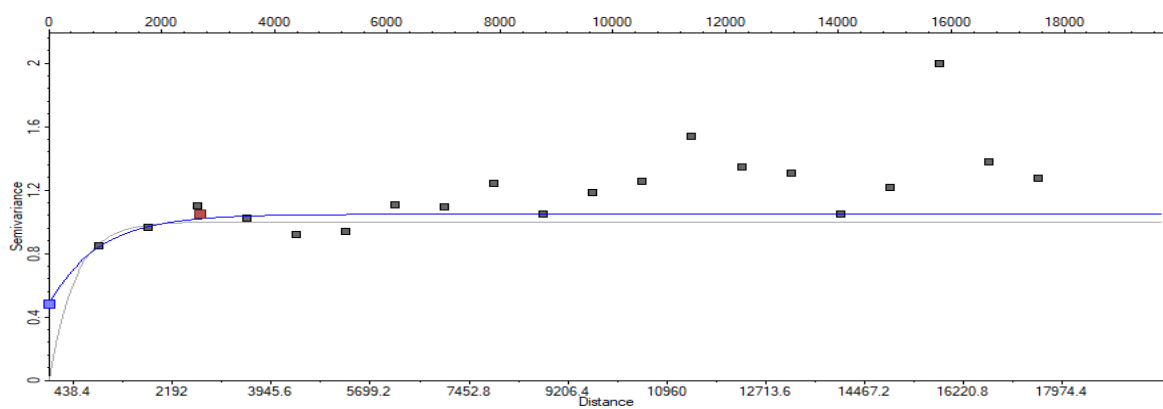


Figure 41: Variogramme expérimentale de perméabilités de l'unité QH3 de direction 135°

$$\gamma(h)_{135^\circ} = 0,4811 + 1,0473 \gamma[Exp_{2103,221}]$$

QH2 : Une anisotropie géométrique de perméabilités est remarquée des deux variogrammes expérimentale (Fig. 42 ; 43) le coefficient d'anisotropie égal à 0,85.

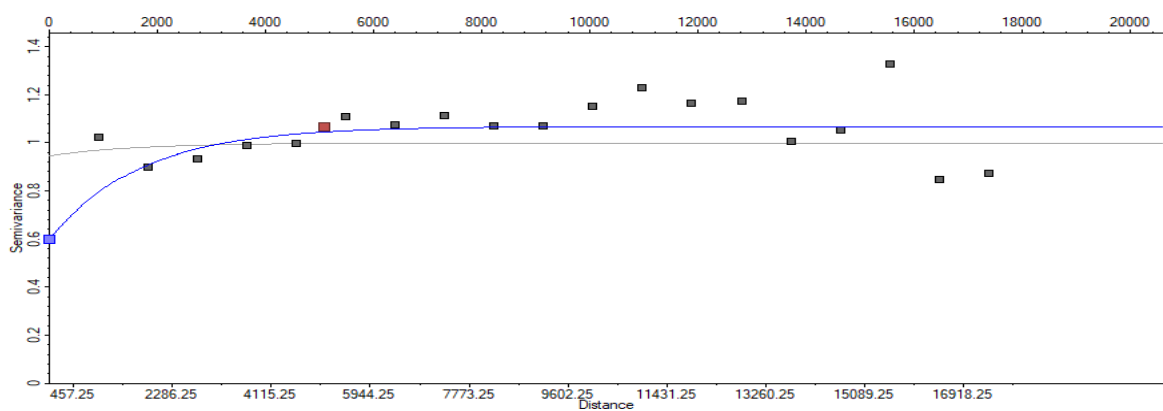


Figure 42: Variogramme expérimentale de perméabilités de l'unité QH2 de direction 45°

$$\gamma(h)45^\circ = 0,5967 + 0,0683 \gamma[Exp_{5088,001}]$$

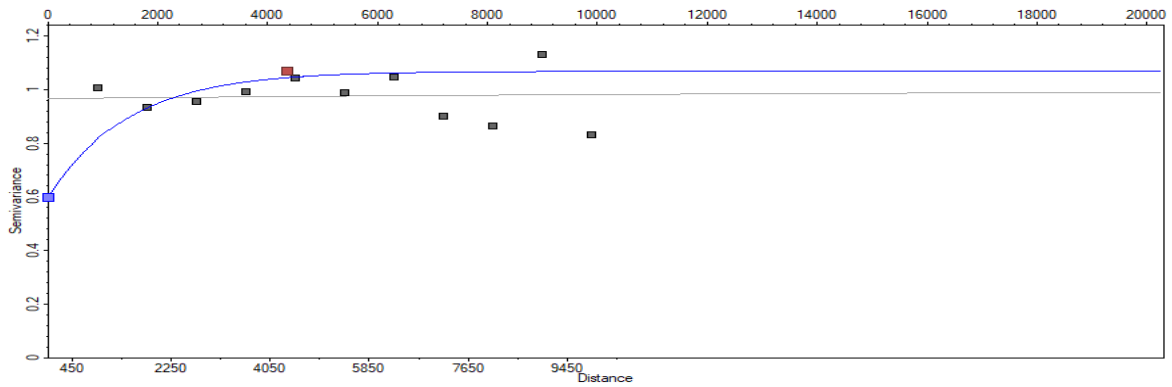


Figure 43: Variogramme expérimentale de perméabilités de l'unité QH2 de direction 135°

$$\gamma(h)135^\circ = 0,5967 + 0,0683 \gamma[Exp_{4360,815}]$$

QH1 : Les deux variogrammes expérimentale de perméabilité (Fig. 44 ; 45) montrent des anisotropies géométriques, dont la grande portée est de direction 45°. Le coefficient d'anisotropie égal à 0,77.

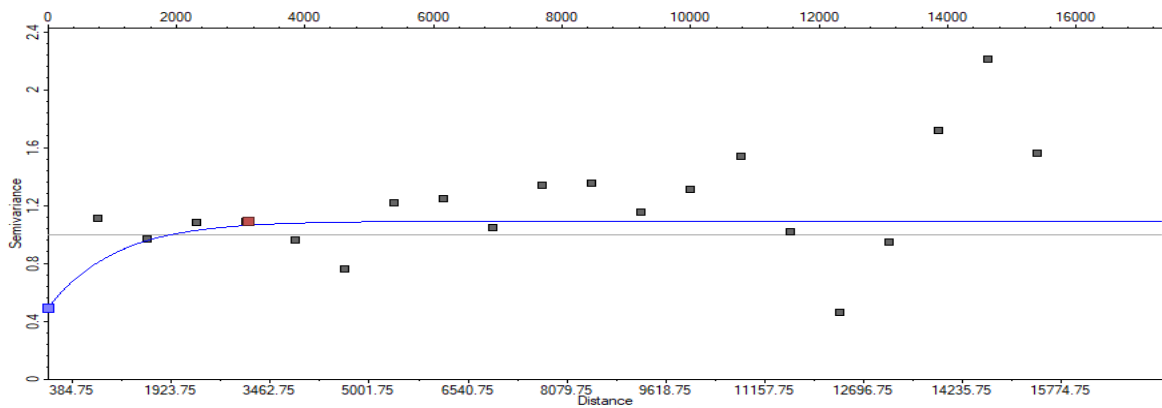


Figure 44: Variogramme expérimentale de perméabilités de l'unité QH1 de direction 45°

$$\gamma(h)_{45^\circ} = 0,4928 + 1,0915 \gamma[Exp_{3130,463}]$$

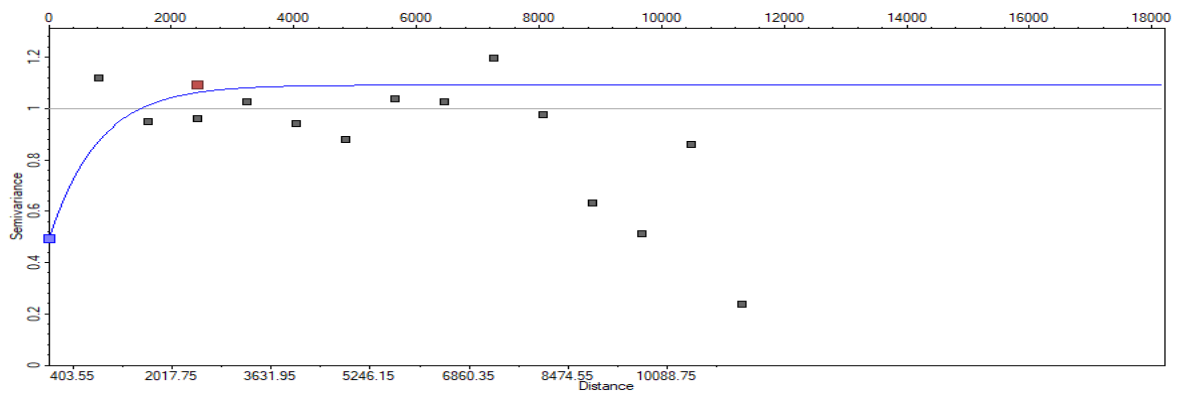


Figure 45: Variogramme expérimentale de perméabilités de l'unité QH1 de direction 135°

$$\gamma(h)_{135^\circ} = 0,4928 + 1,0915 \gamma[Exp_{2417,808}]$$

3.1.4 Variogrammes des volumes d'argile :

QH6 : Une anisotropie géométrique de volumes d'argile est remarquée des deux variogrammes expérimentale (Fig. 46 ; 47) le coefficient d'anisotropie égal à 0,86.

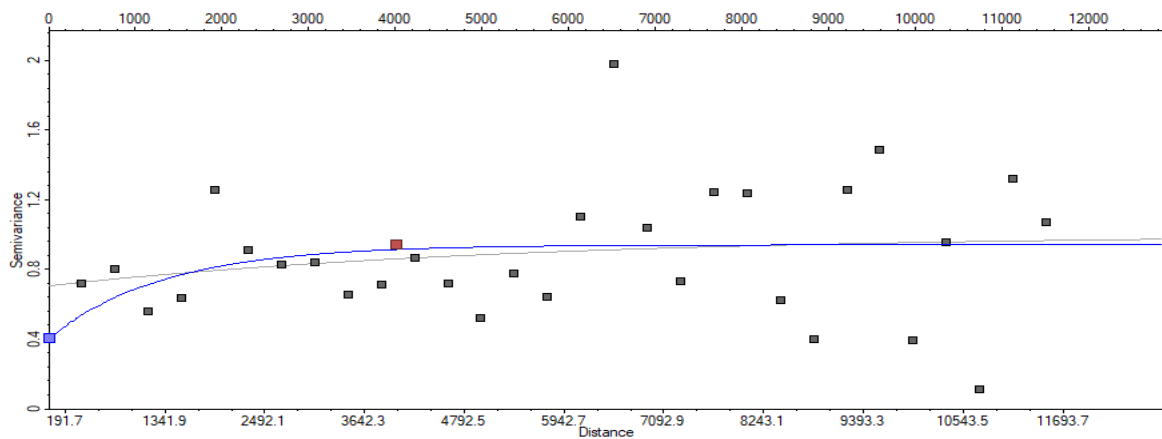


Figure 46: Variogramme expérimentale de volume d'argile de l'unité QH6 de direction 45°

$$\gamma(h)45^\circ = 0,4043 + 1,9406 \gamma[Exp_{4001,718}]$$

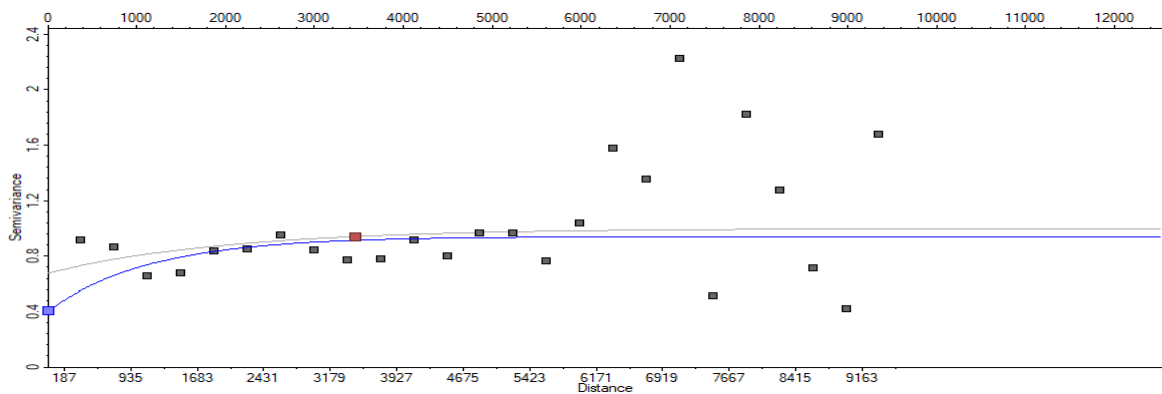


Figure 47: Variogramme expérimentale de volume d'argile de l'unité QH6 de direction 135°

$$\gamma(h)135^\circ = 0,4043 + 1,9406 \gamma[Exp_{3464,846}]$$

QH5 : Les deux variogrammes expérimentale de volumes d'argile (Fig. 48 ; 49) montrent des anisotropies géométriques, dont la grande portée est de direction 45°. Le coefficient d'anisotropie égal à 0,76.

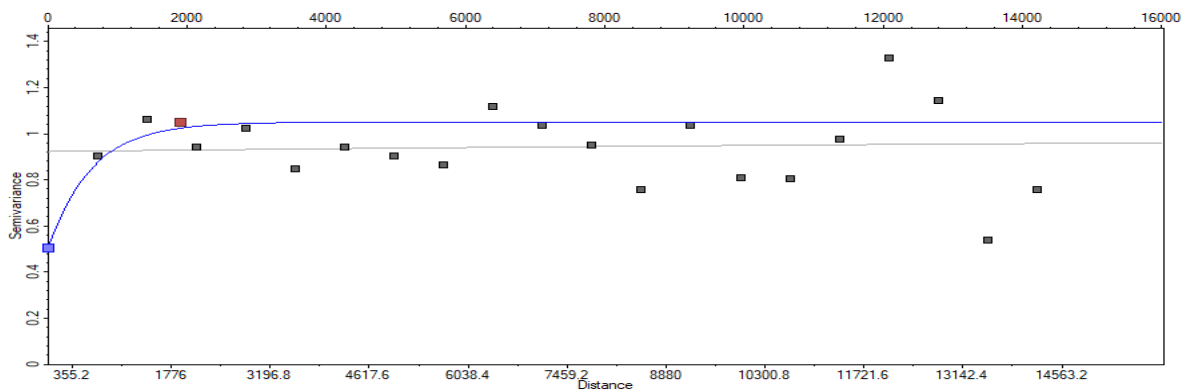


Figure 48: Variogramme expérimentale de volume d'argile de l'unité QH5 de direction 45°

$$\gamma(h)_{45^\circ} = 0,5047 + 1,0505 \gamma[Exp_{1900,987}]$$

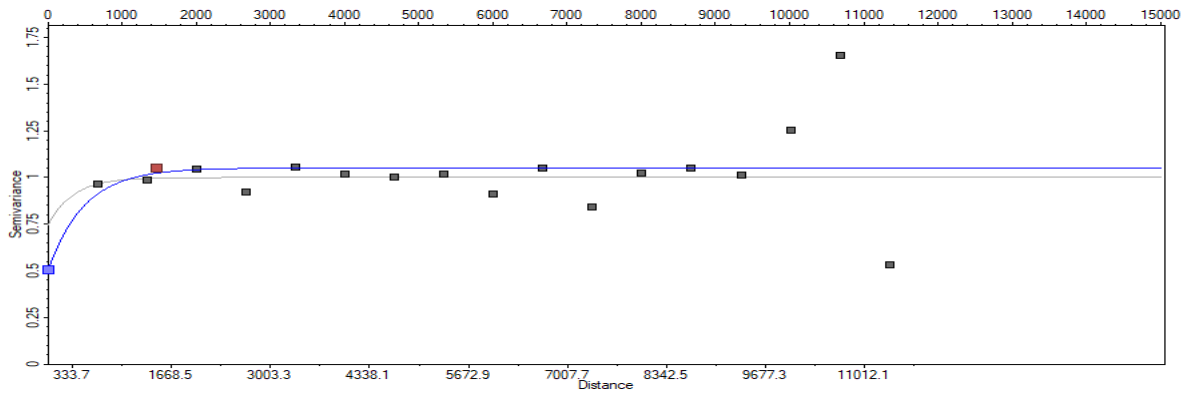


Figure 49: Variogramme expérimentale de volume d'argile de l'unité QH5 de direction 135°

$$\gamma(h)_{135^\circ} = 0,5047 + 1,0505 \gamma[Exp_{1463,368}]$$

QH4 : Une anisotropie géométrique de volumes d'argile est remarquée des deux variogrammes expérimentale (Fig. 50 ; 51) le coefficient d'anisotropie égal à 0,81.

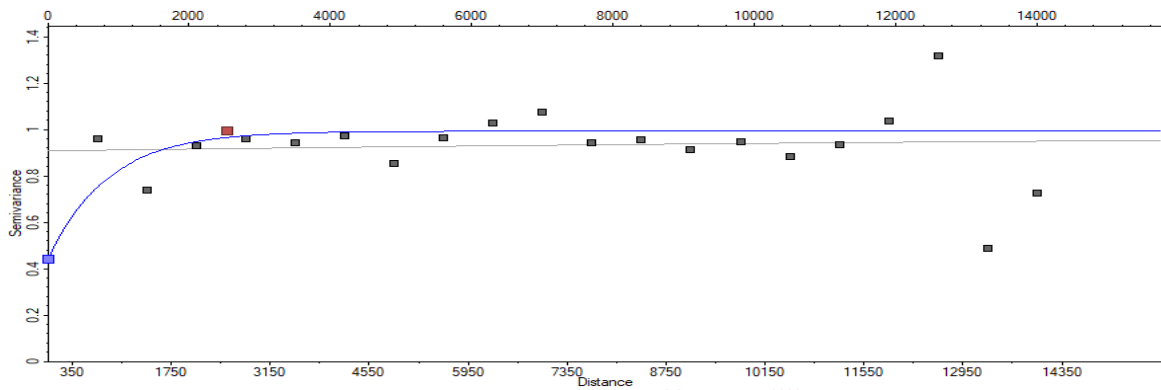


Figure 50: Variogramme expérimentale de volume d'argile de l'unité QH4 de direction 45°

$$\gamma(h)_{45^\circ} = 0,5047 + 1,0505 \gamma[Exp_{2537,292}]$$

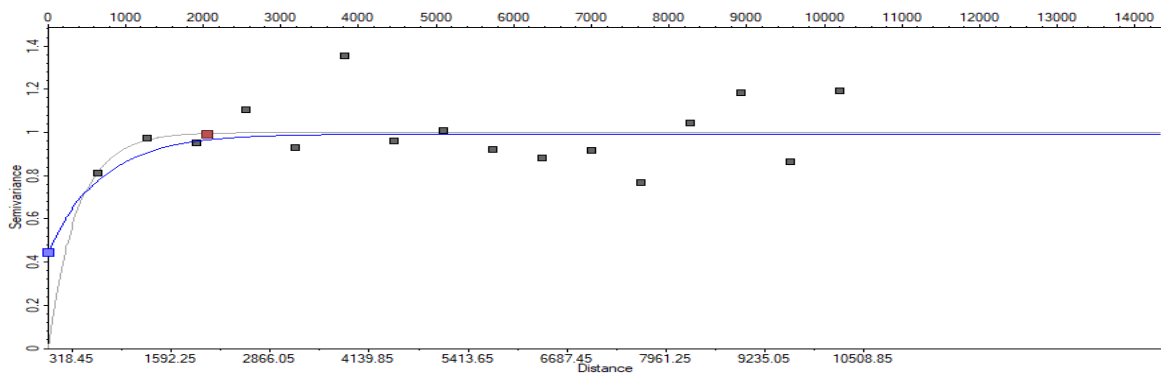


Figure 51: Variogramme expérimentale de volume d'argile de l'unité QH4 de direction 135°

$$\gamma(h)_{135^\circ} = 0,5047 + 1,0505 \gamma[Exp_{2060,853}]$$

QH3 : Les deux variogrammes expérimentale de volumes d'argile (Fig. 52 ; 53) montrent des anisotropies géométriques, dont la grande portée est de direction 45°. Le coefficient d'anisotropie égal 0,72.

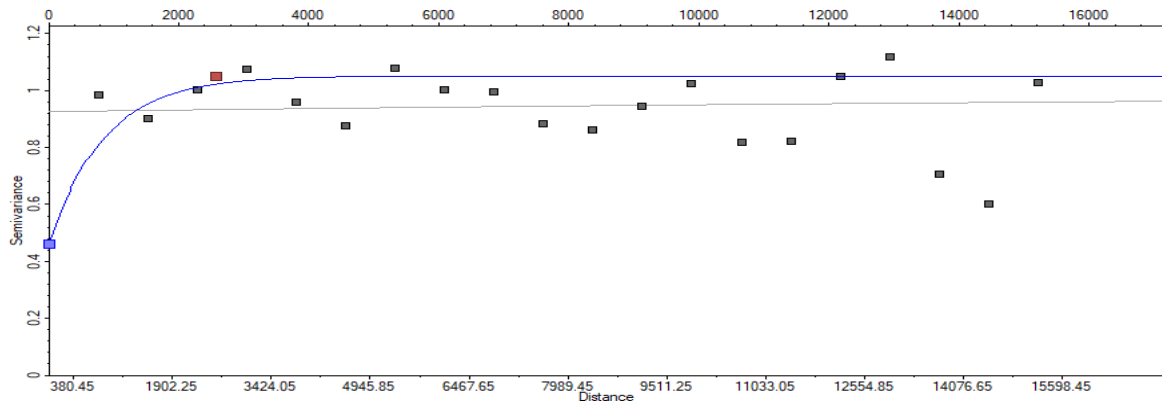


Figure 52: Variogramme expérimentale de volume d'argile de l'unité QH3 de direction 45°

$$\gamma(h)_{45^\circ} = 0,4602 + 1,0513 \gamma[Exp_{2586,588}]$$

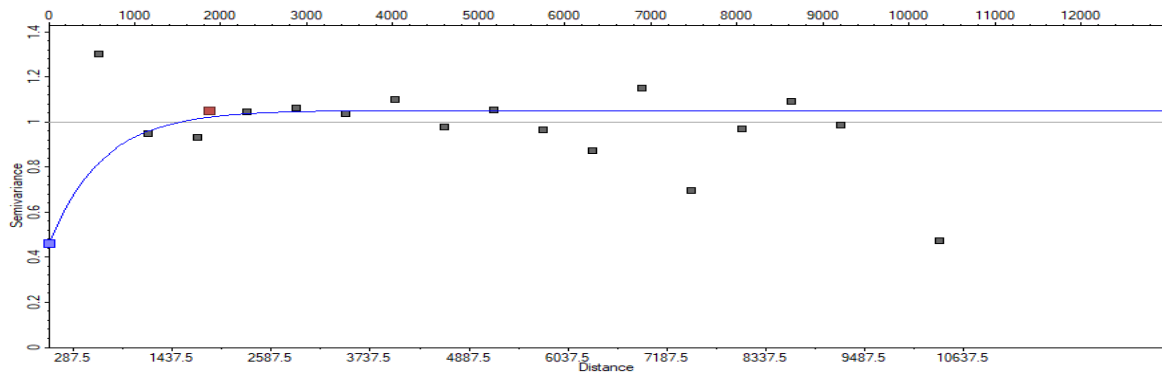


Figure 53: Variogramme expérimentale de volume d'argile de l'unité QH3 de direction 135°

$$\gamma(h)_{135^\circ} = 0,4602 + 1,0513 \gamma[Exp_{1874,362}]$$

QH2 : Une anisotropie géométrique de volumes d'argile est remarquée des deux variogrammes expérimentale (Fig. 54 ; 55) le coefficient d'anisotropie égal à 0,86.

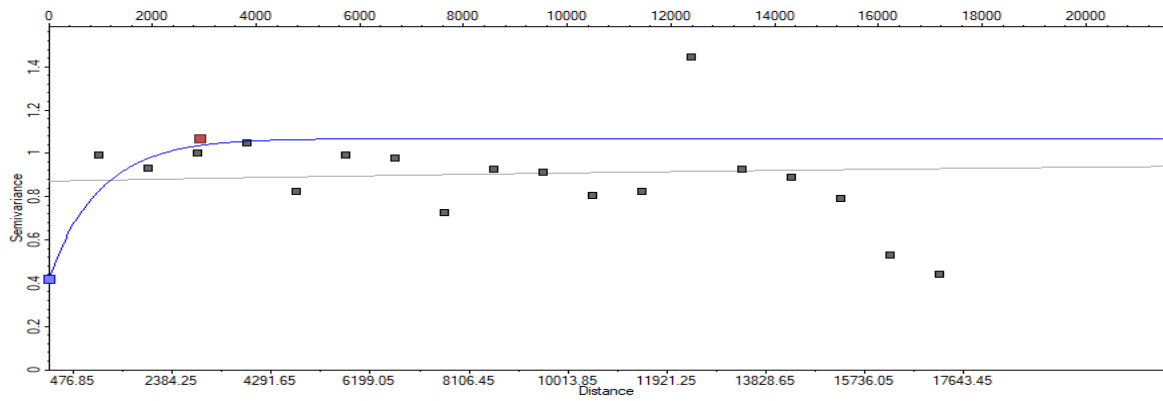


Figure 54: Variogramme expérimentale de volume d'argile de l'unité QH2 de direction 45°

$$\gamma(h)_{45^\circ} = 0,42 + 1,0679 \gamma[Exp_{2916,572}]$$

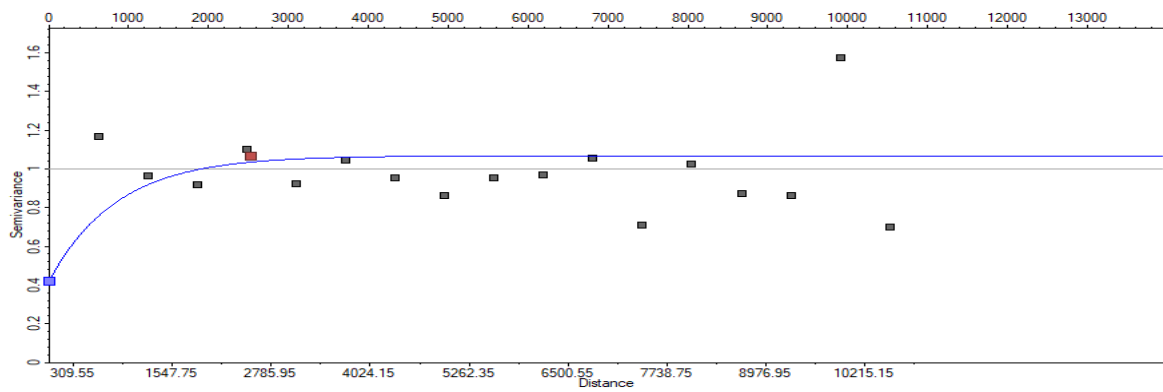


Figure 55: Variogramme expérimentale de volume d'argile de l'unité QH2 de direction 135°

$$\gamma(h)_{135^\circ} = 0,42 + 1,0679 \gamma[Exp_{2526,084}]$$

QH1 : Les deux variogrammes expérimentale de volumes d'argile (Fig. 56 ; 57) montrent des anisotropies géométriques, dont la grande portée est de direction 45°. Le coefficient d'anisotropie égal : 0,88.

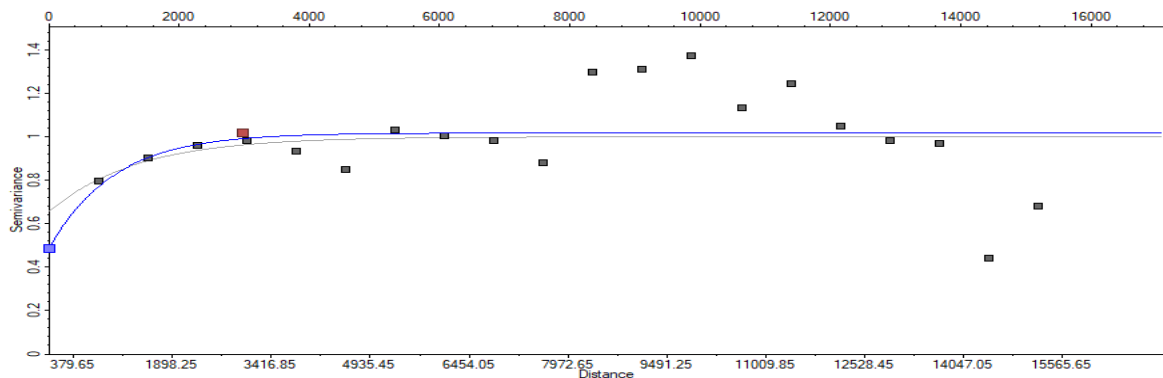


Figure 56: Variogramme expérimentale de volume d'argile de l'unité QH1 de direction 45°

$$\gamma(h)_{45^\circ} = 0,4868 + 1,0172 \gamma[Exp_{2975,554}]$$

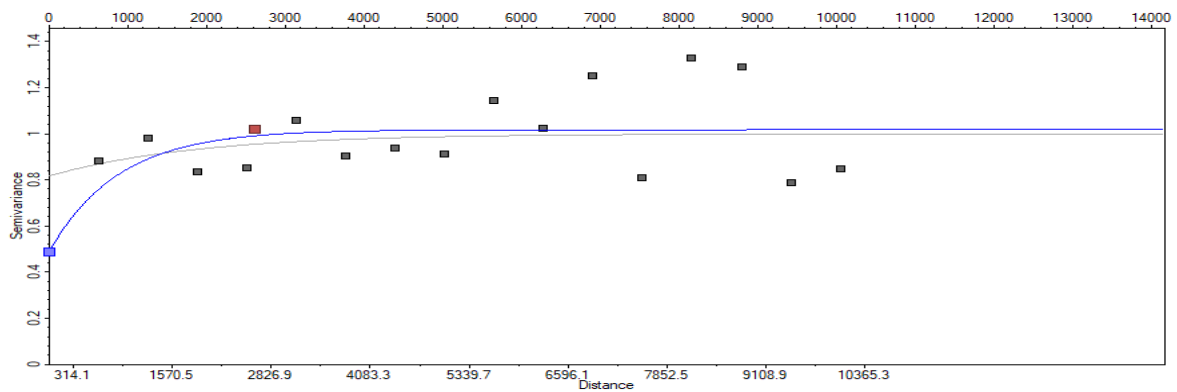


Figure 57: Variogramme expérimentale de volume d'argile de l'unité QH1 de direction 135°

$$\gamma(h)_{135^\circ} = 0,4868 + 1,0172 \gamma[Exp_{2622,507}]$$

3.2 Étude géostatistique non paramétrique :

L'étude Variographique des indicatrices des paramètres pétrophysique a été effectuée sur un total de 58 (cinqant huit) puits. Tous les échantillons extraits proviennent du réservoir ordovicien, précisément du QH, avec pour unités cibles les QH6, QH5, QH4, QH3, QH2 et QH1.

3.2.1 Variogrammes des Saturation en eau :

QH6 : Les deux variogrammes d'indicatrices de la saturation en eau (Fig. 58 ; 59) montrent des anisotropies géométriques, dont la grande portée est de direction 45°. Le coefficient d'anisotropie égal à 0,76.

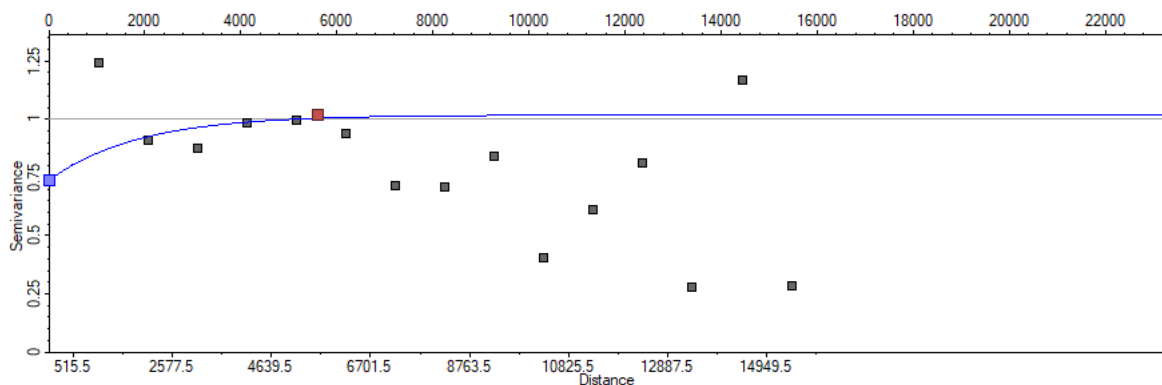


Figure 58: Variogramme expérimentale de saturation en eau de l'unité QH6 de direction 45°

$$\gamma(h)_{45^\circ} = 0,7384 + 1,0177 \gamma[Exp_{5601,447}]$$

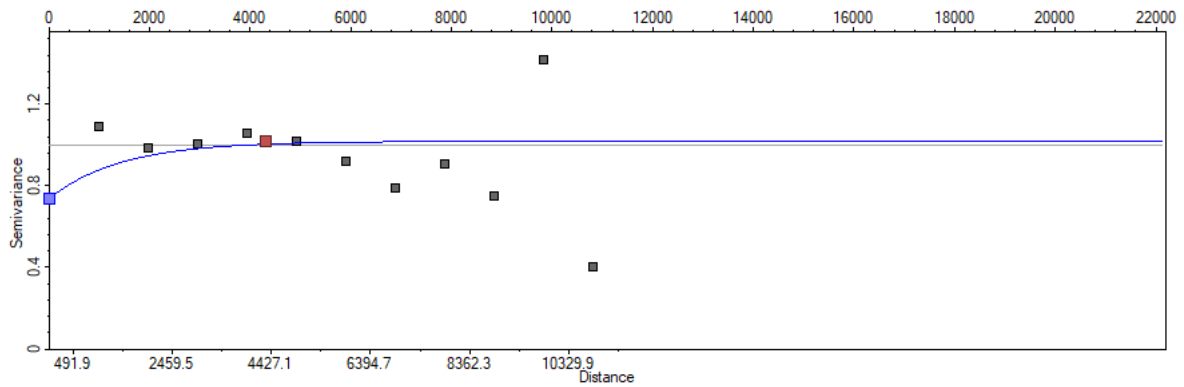


Figure 59: Variogramme expérimentale de saturation en eau de l'unité QH6 de direction 135°

$$\gamma(h)_{135^\circ} = 0,7384 + 1,0177 \gamma[Exp_{4300,108}]$$

QH5 : Une anisotropie géométrique en saturation en eau est remarquée des deux variogrammes d'indicatrices (Fig. 60 ; 61) le coefficient d'anisotropie égal à 0.78.

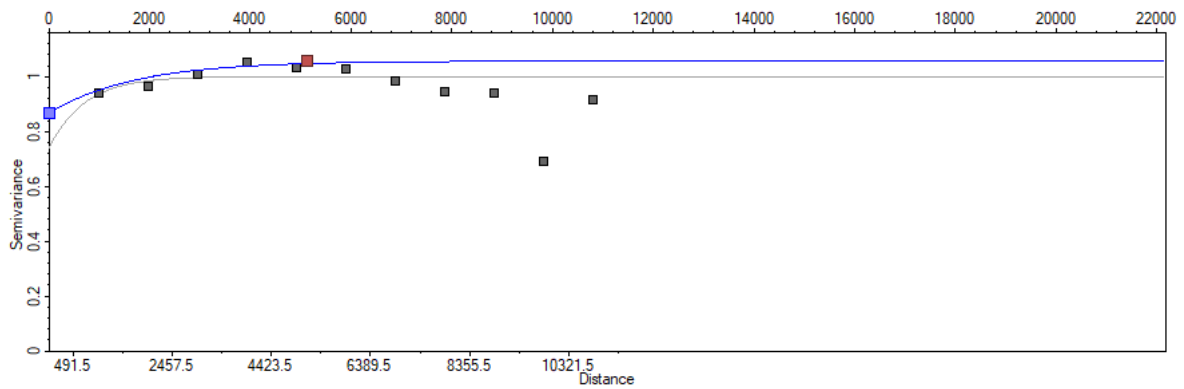


Figure 60: Variogramme expérimentale de saturation en eau de l'unité QH5 de direction 45°

$$\gamma(h)_{45^\circ} = 0,8685 + 1,0569 \gamma[Exp_{5933,6}]$$

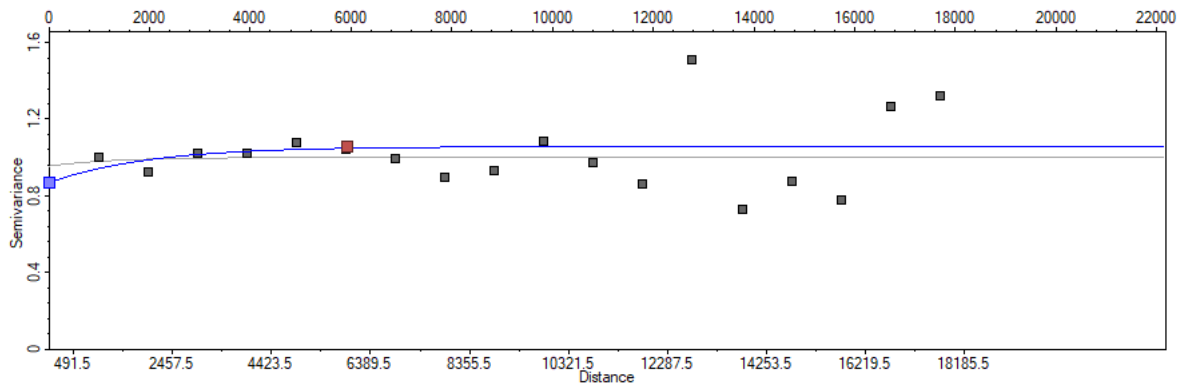


Figure 61: Variogramme expérimentale de saturation en eau de l'unité QH5 de direction 135°

$$\gamma(h)_{135^\circ} = 0,8685 + 1,0569 \gamma[Exp_{5123,3}]$$

QH4 : : Les deux variogrammes d'indicatrices de la saturation en eau (Fig. 62 ; 63) montrent des anisotropies géométriques, dont la grande portée est de direction 45°. Le coefficient d'anisotropie égal à 0.78.

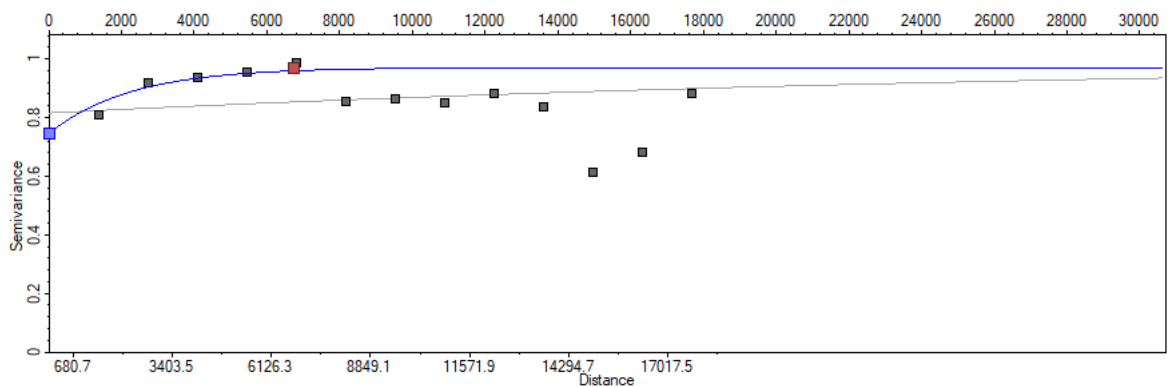


Figure 62: Variogramme expérimentale de saturation en eau de l'unité QH4 de direction 45°

$$\gamma(h)_{45^\circ} = 0,7467 + 0,9706 \gamma[Exp_{6744,6}]$$

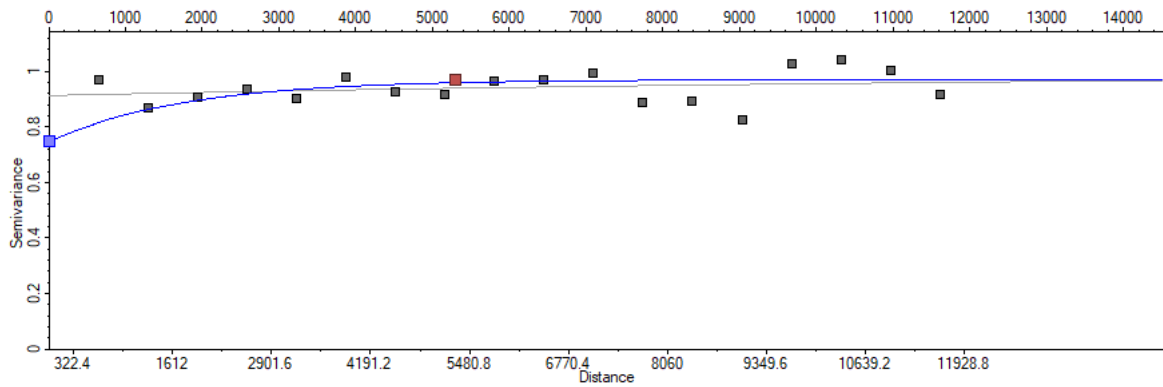


Figure 63: Variogramme expérimentale de saturation en eau de l'unité QH4 de direction 135°

$$\gamma(h)_{135^\circ} = 0,7467 + 0,9706 \gamma[Exp_{5301,7}]$$

QH3 : Une anisotropie géométrique en saturation en eau est remarquée des deux variogrammes d'indicatrices (Fig. 64 ; 65) le coefficient d'anisotropie égal à 0.80.

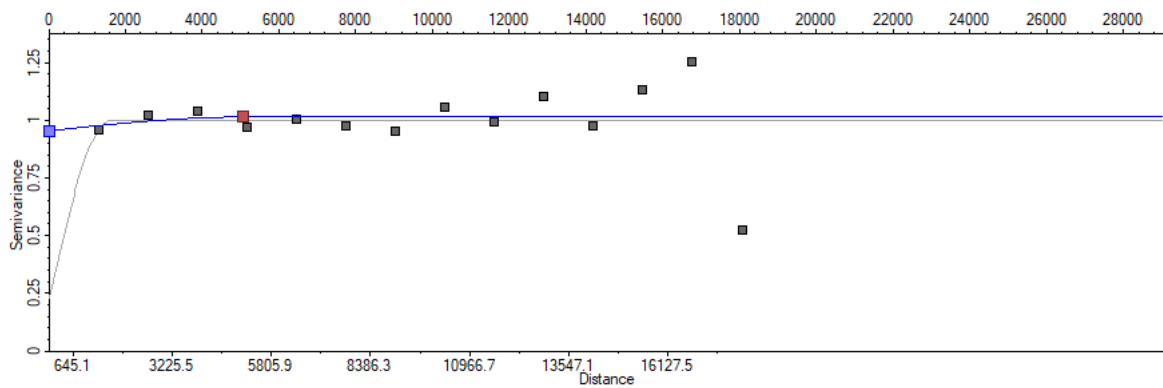


Figure 64 : Variogramme expérimentale de saturation en eau de l'unité QH3 de direction 45°

$$\gamma(h)_{45^\circ} = 0,9538 + 1,0141 \gamma[Sph_{5069,2}]$$

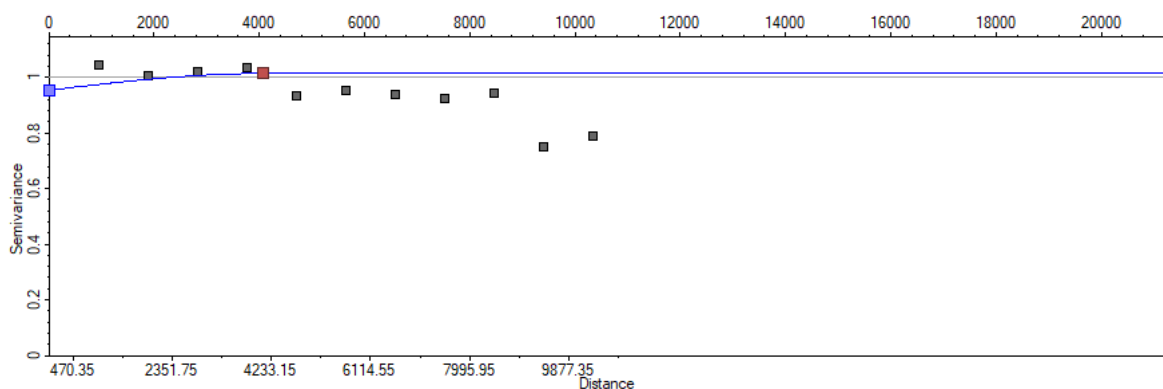


Figure 65: Variogramme expérimentale de saturation en eau de l'unité QH3 de direction 135°

$$\gamma(h)_{135^\circ} = 0,9538 + 1,0141 \gamma[Sph_{4074}]$$

QH2 : Les deux variogrammes d'indicatrices de la saturation en eau (Fig. 66 ; 67) montrent des anisotropies géométriques, dont la grande portée est de direction 45°. Le coefficient d'anisotropie égal à 0.57.

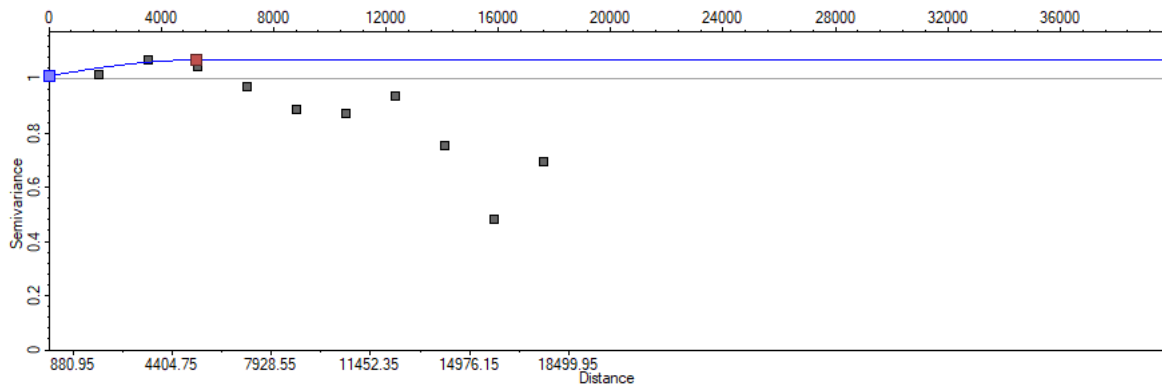


Figure 66: Variogramme expérimentale de saturation en eau de l'unité QH2 de direction 45°

$$\gamma(h)_{45^\circ} = 1,0119 + 1,0695 \gamma[Sph_{5239,8}]$$

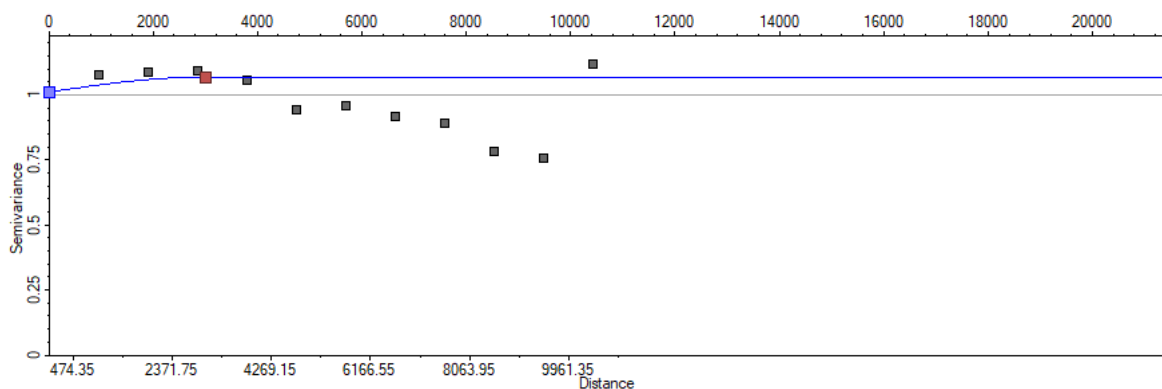


Figure 67: Variogramme expérimentale de saturation en eau de l'unité QH2 de direction 135°

$$\gamma(h)_{135^\circ} = 1,0119 + 1,0695 \gamma[Sph_{3003,1}]$$

QH1 : Une anisotropie géométrique en saturation en eau est remarquée des deux variogrammes d'indicatrices (Fig. 68 ; 69) le coefficient d'anisotropie égal à 0.65.

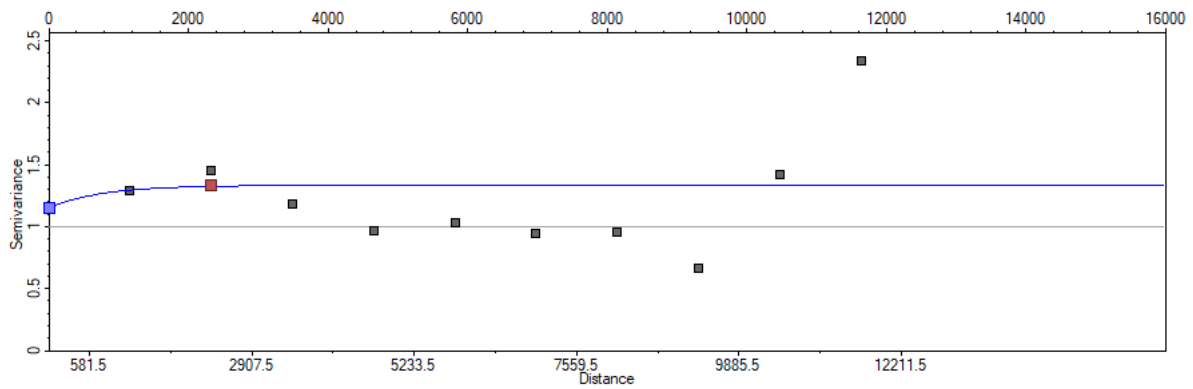


Figure 68: Variogramme expérimentale de saturation en eau de l'unité QH1 de direction 45°

$$\gamma(h)_{45^\circ} = 1,1555 + 1,3341\gamma[Exp_{3545,6}]$$

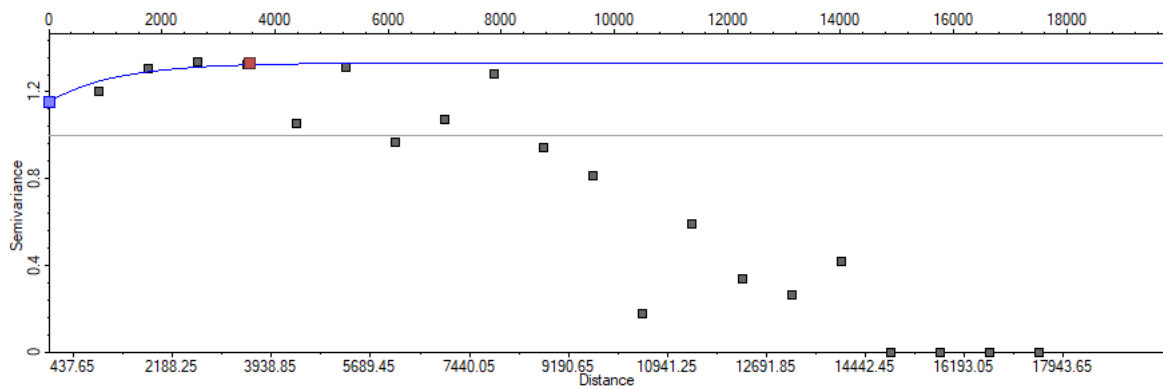


Figure 69: Variogramme expérimentale de saturation en eau de l'unité QH1 de direction 135°

$$\gamma(h)_{135^\circ} = 1,1555 + 1,3341 \gamma[Exp_{2315,7}]$$

3.2.2 Variogrammes des porosités :

QH6 : Les deux variogrammes d'indicateurs de la porosité (Fig. 70 ; 71) montrent des anisotropies géométriques, dont la grande portée est de direction 45°. Le coefficient d'anisotropie égal à 0.75.

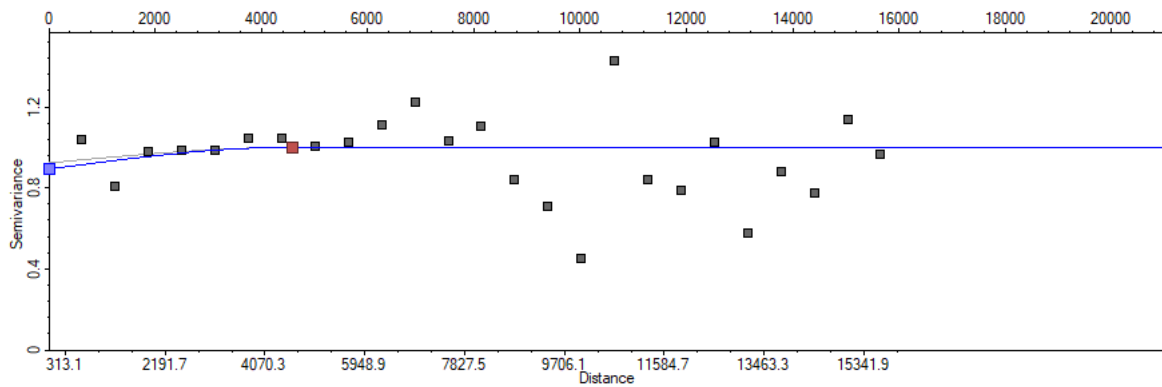


Figure 70: Variogramme expérimentale de porosité de l'unité QH6 de direction 45°

$$\gamma(h)_{45^\circ} = 0,893 + 1,0006 \gamma[Sph_{4588,72}]$$

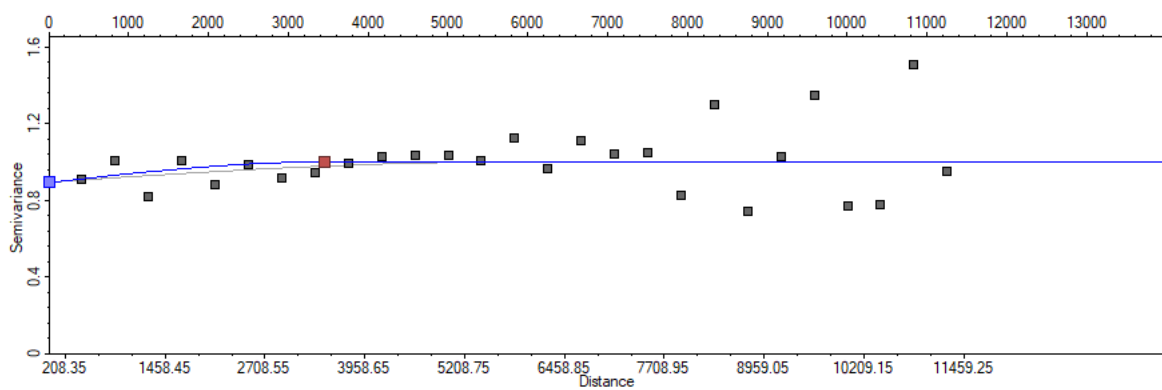


Figure 71: Variogramme expérimentale de porosité de l'unité QH6 de direction 135°

$$\gamma(h)_{135^\circ} = 0,893 + 1,0006 \gamma[Sph_{3447,573}]$$

QH5 : Les deux variogrammes d'indicateurs de porosité (Fig. 72 ; 73) montrent des anisotropies géométriques, dont la grande portée est de direction 45°. Le coefficient d'anisotropie égal à 0,78.

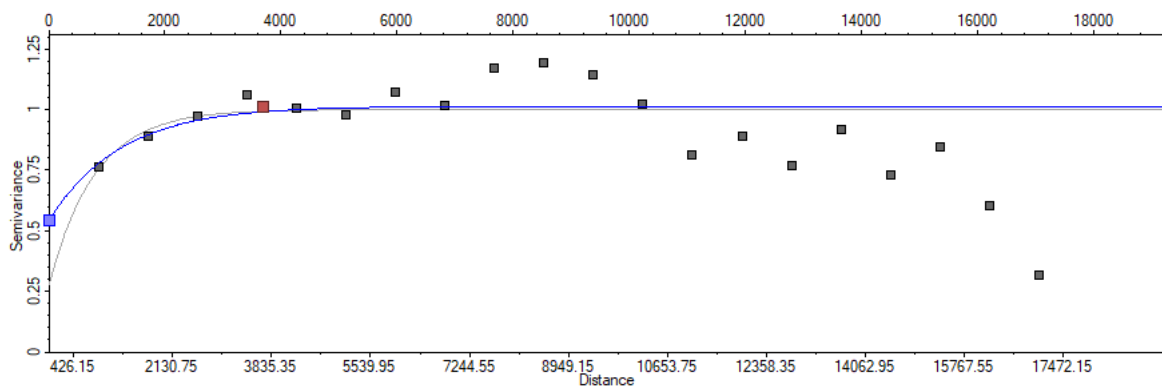


Figure 72: Variogramme expérimentale de porosité de l'unité QH5 de direction 45°

$$\gamma(h)_{45^\circ} = 0,5433 + 1,0143 \gamma[Exp_{3684,636}]$$

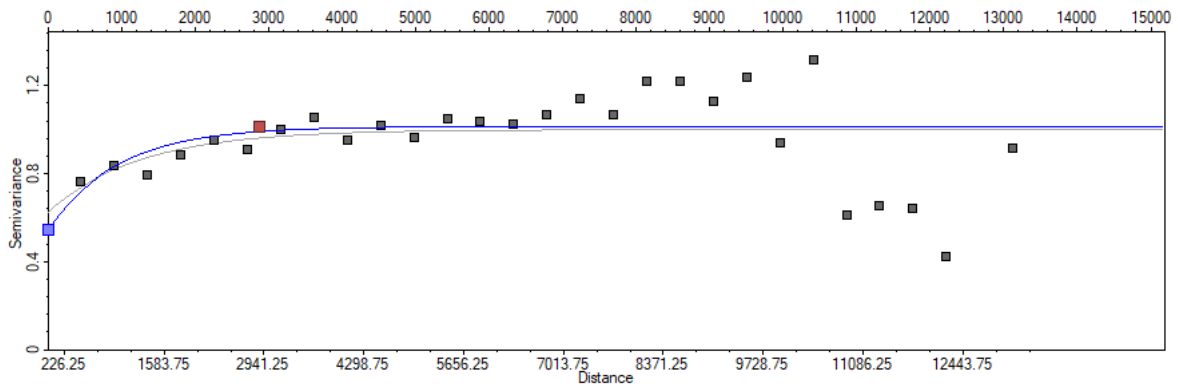


Figure 73: Variogramme expérimentale de porosité de l'unité QH5 de direction 135°

$$\gamma(h)_{135^\circ} = 0,5433 + 1,0143 \gamma[Exp_{2875,869}]$$

QH4 : Les deux variogrammes d'indicateurs de porosité (Fig. 74 ; 75) montrent des anisotropies géométriques, dont la grande portée est de direction 45°. Le coefficient d'anisotropie égal à 0.59.

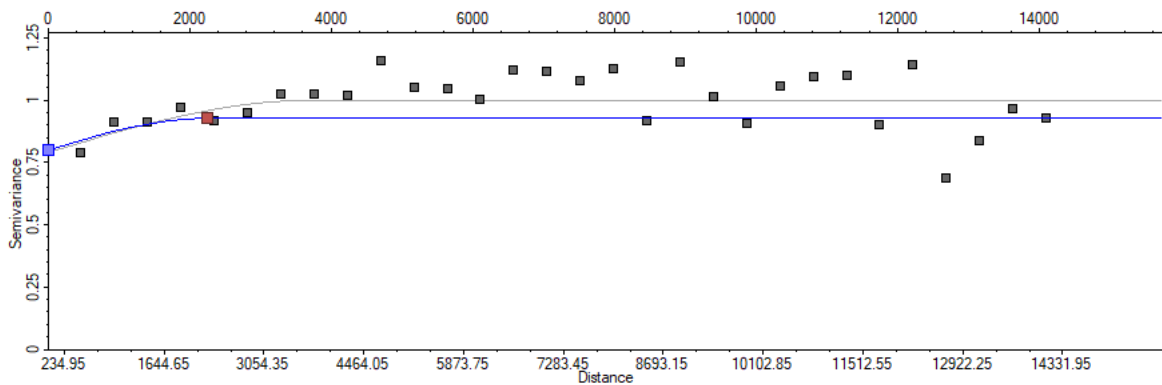


Figure 74: Variogramme expérimentale de porosité de l'unité QH4 de direction 45°

$$\gamma(h)_{45^\circ} = 0,8002 + 0,9278 \gamma[Sph_{2246,66}]$$

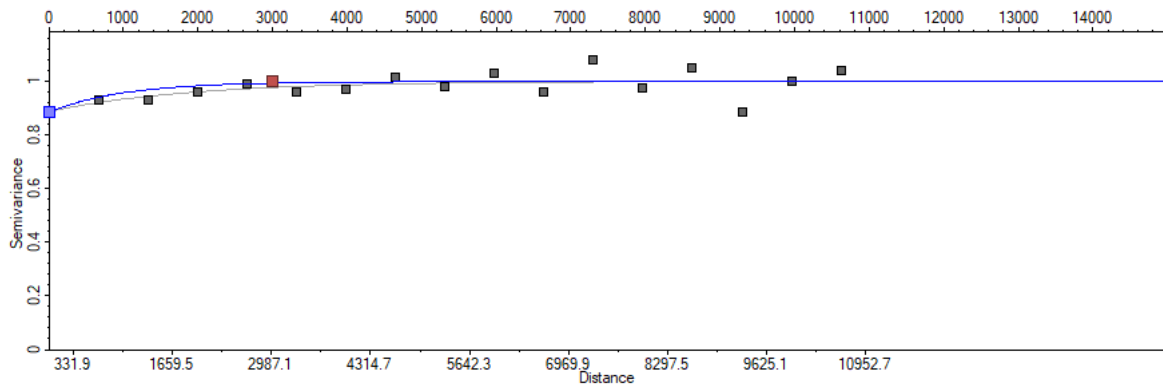


Figure 75: Variogramme expérimentale de porosité de l'unité QH4 de direction 135°

$$\gamma(h)_{135^\circ} = 0,8002 + 0,9278 \gamma[Sph_{1333,18}]$$

QH3 : Les deux variogrammes d'indicatrices de porosité (Fig. 76 ; 77) montrent des anisotropies géométriques, dont la grande portée est de direction 45°. Le coefficient d'anisotropie égal à 0,80.

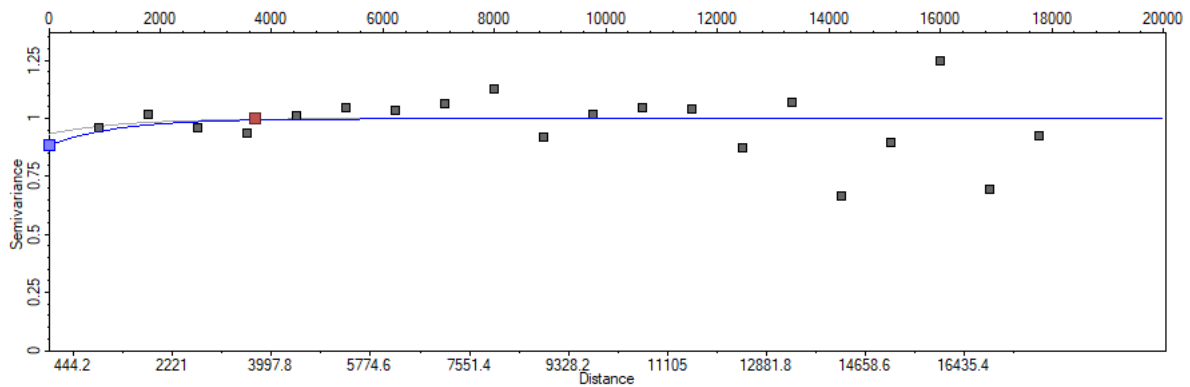


Figure 76: Variogramme expérimentale de porosité de l'unité QH3 de direction 135°

$$\gamma(h)_{45^\circ} = 0,8849 + 0,9987 \gamma[Exp_{3709,155}]$$

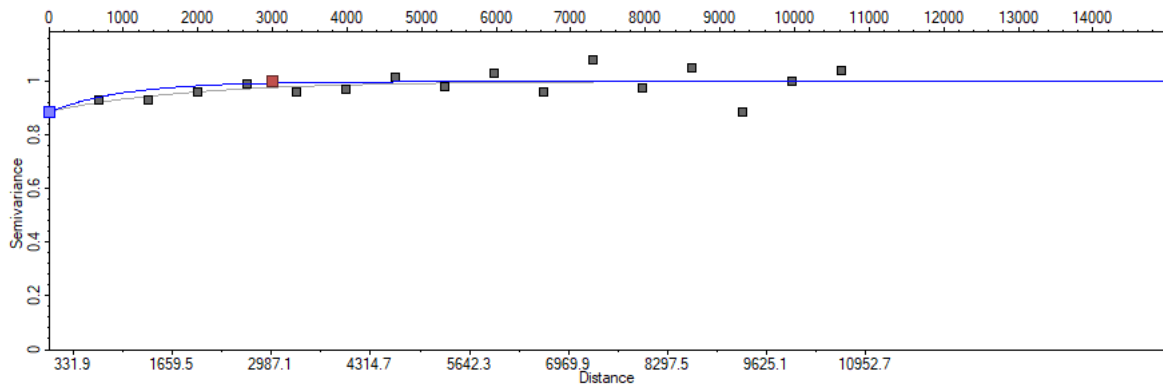


Figure 77: Variogramme expérimentale de porosité de l'unité QH3 de direction 135°

$$\gamma(h)_{135^\circ} = 0,8849 + 0,9987 \gamma[Exp_{3001,816}]$$

QH2 : Une anisotropie géométrique en porosité est remarquée des deux variogrammes d'indicatrices (Fig. 78 ; 79) le coefficient d'anisotropie égal à 0.84.

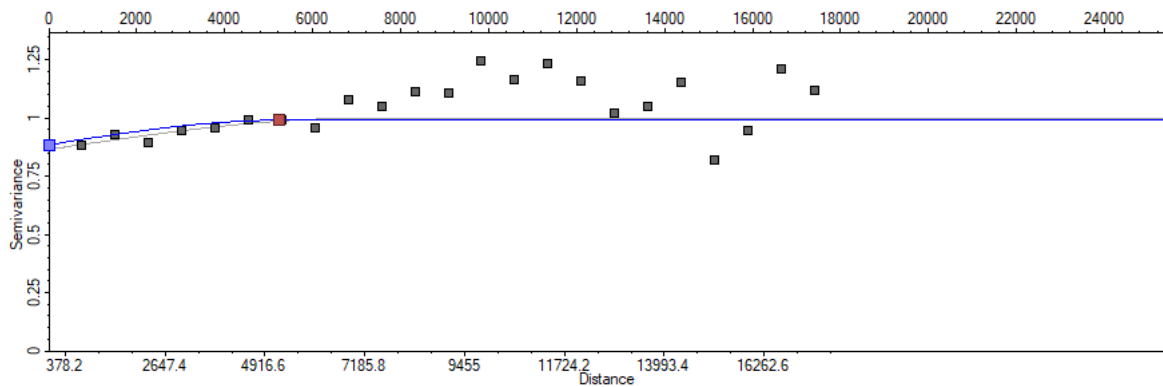


Figure 78: Variogramme expérimentale de porosité de l'unité QH2 de direction 45°

$$\gamma(h)_{45^\circ} = 0,8854 + 0,9911 \gamma[Sph_{5244,499}]$$

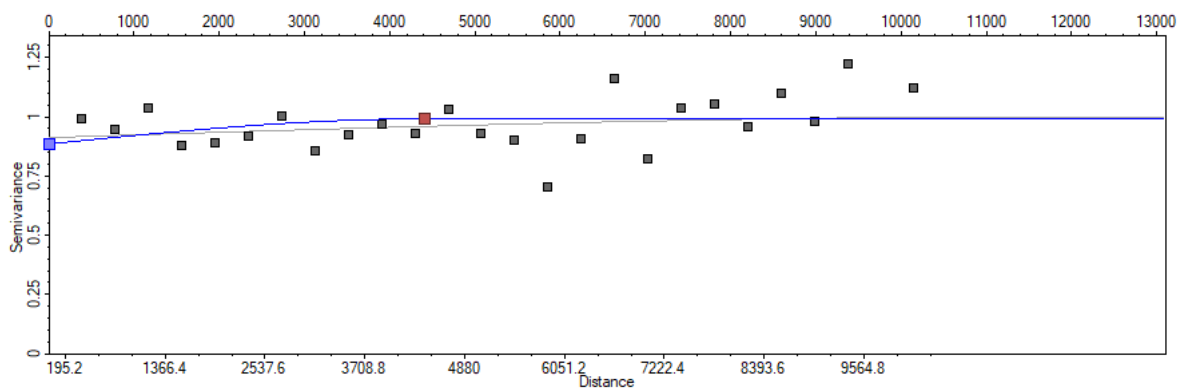


Figure 79: Variogramme expérimentale de porosité de l'unité QH2 de direction 135°

$$\gamma(h)_{135^\circ} = 0,8854 + 0,9911 \gamma[Sph_{4407,574}]$$

QH1 : Une anisotropie géométrique en porosité est remarquée des deux variogrammes d'indicatrices (Fig. 80 ; 81) le coefficient d'anisotropie égal à 0,77.

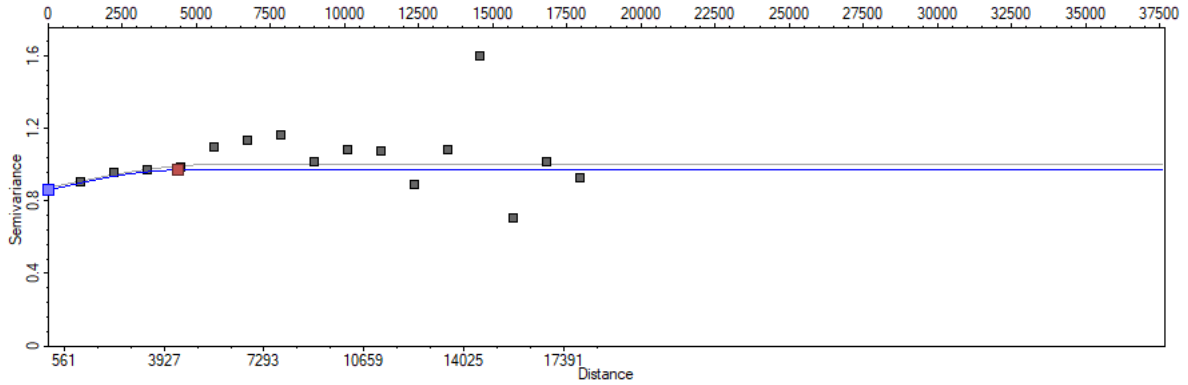


Figure 80: Variogramme expérimentale de porosité de l'unité QH1 de direction 45°

$$\gamma(h)_{45^\circ} = 0,858 + 0,9688 \gamma[Sph_{4372,375}]$$

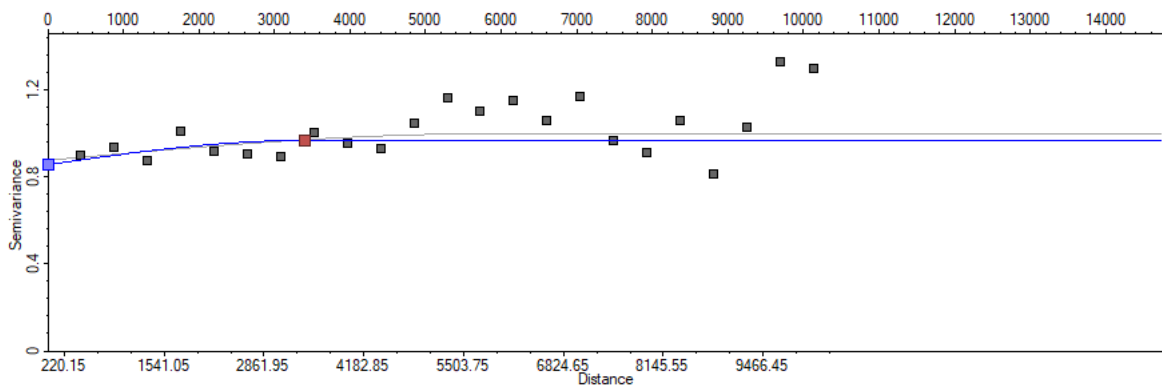


Figure 81: Variogramme expérimentale de porosité de l'unité QH1 de direction 135°

$$\gamma(h)_{135^\circ} = 0,858 + 0,9688 \gamma[Sph_{3392,824}]$$

3.2.3 Variogrammes des Volume argile :

QH6 : Une anisotropie géométrique en volume d'argile est remarquée des deux variogrammes d'indicatrices (Fig. 82 ; 83) le coefficient d'anisotropie égal à 0.77.

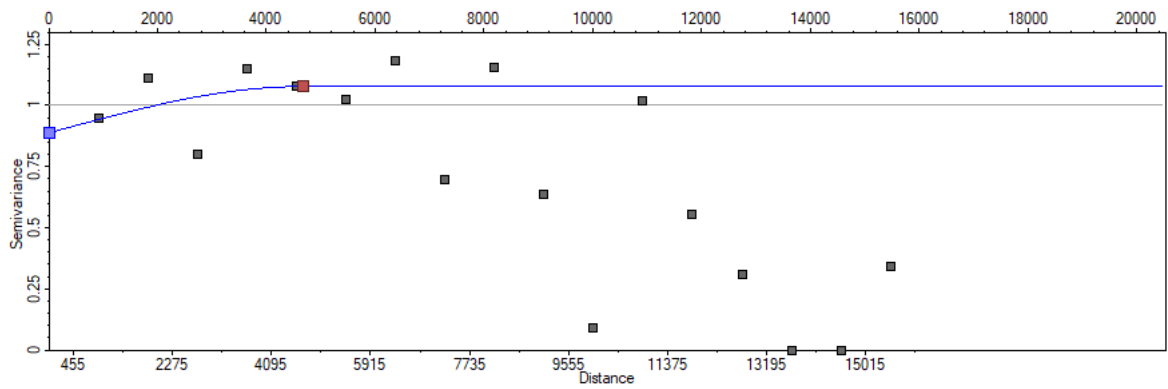


Figure 82: Variogramme expérimentale de volume d'argile de l'unité QH6 de direction 45°

$$\gamma(h)_{45^\circ} = 0,888 + 1,0773 \gamma[Sph_{4673,248}]$$

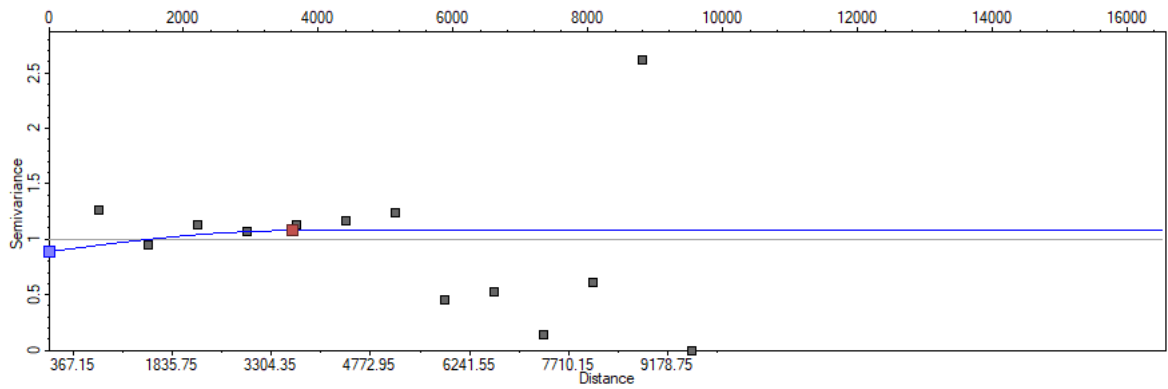


Figure 83: Variogramme expérimentale de volume d'argile de l'unité QH6 de direction 135°

$$\gamma(h)_{135^\circ} = 0,888 + 1,0773 \gamma[Sph_{3613,813}]$$

QH5 : Une anisotropie géométrique en volume d'argile est remarquée des deux variogrammes d'indicatrices (Fig. 84 ; 85) le coefficient d'anisotropie égal à 0.68.

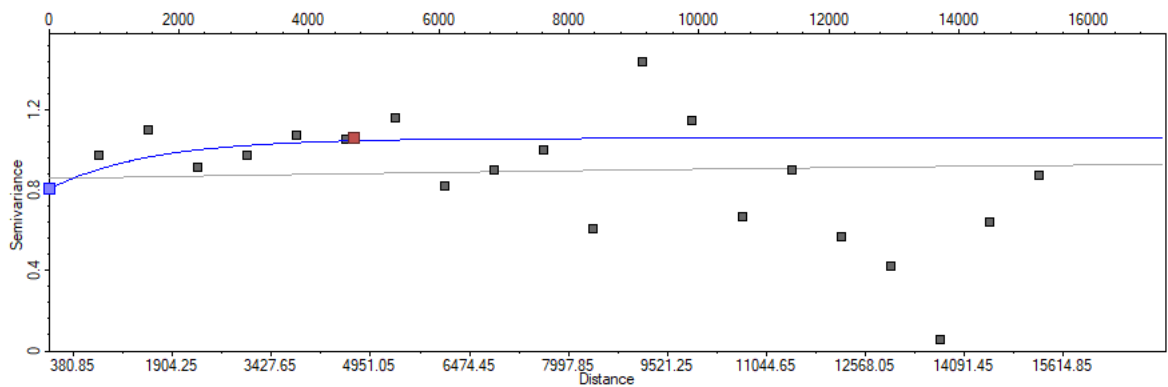


Figure 84: Variogramme expérimentale de volume d'argile de l'unité QH5 de direction 45°

$$\gamma(h)_{45^\circ} = 0,8057 + 1,0575 \gamma[Exp_{4693,719}]$$

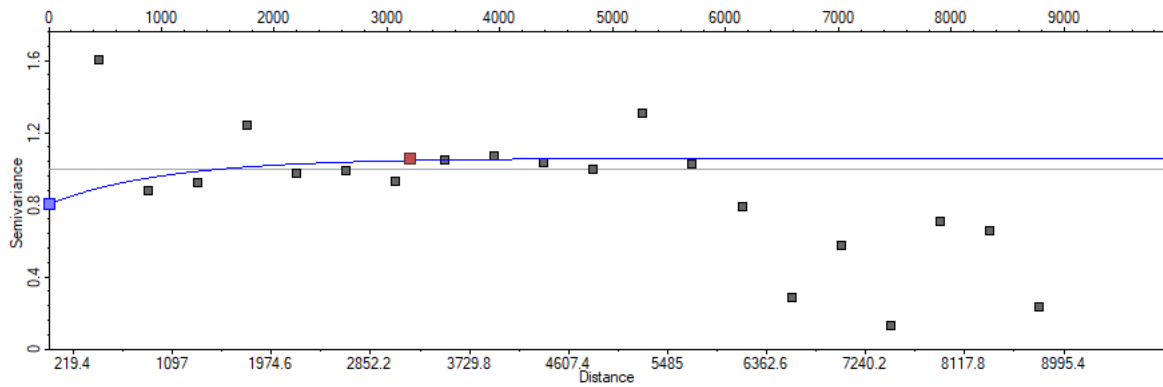


Figure 85: Variogramme expérimentale de volume d'argile de l'unité QH5 de direction 135°

$$\gamma(h)_{135^\circ} = 0,8057 + 1,0575 \gamma[Exp_{3200,986}]$$

QH4 : Une anisotropie géométrique en volume d'argile est remarquée des deux variogrammes d'indicatrices (Fig. 86 ; 87) le coefficient d'anisotropie égal à 0.57.

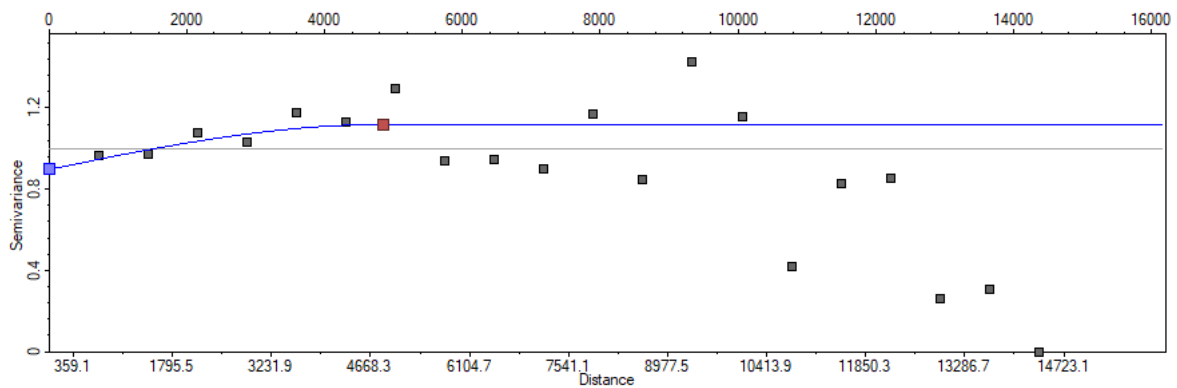


Figure 86: Variogramme expérimentale de volume d'argile de l'unité QH4 de direction 45°

$$\gamma(h)_{45^\circ} = 0,8972 + 1,1184 \gamma[Sph_{4846,042}]$$

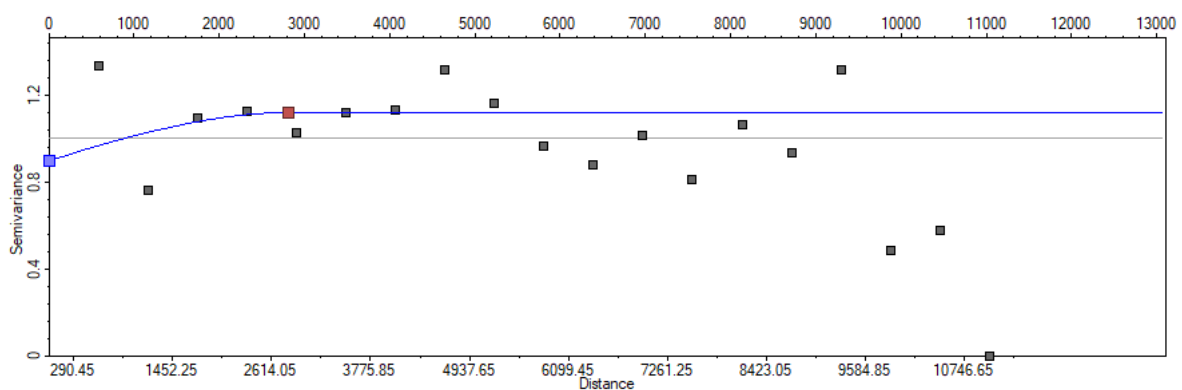


Figure 87: Variogramme expérimentale de volume d'argile de l'unité QH4 de direction 135°

$$\gamma(h)_{135^\circ} = 0,8972 + 1,1184 \gamma[Sph_{2805,099}]$$

QH3 : Les deux variogrammes d'indicateurs de volume d'argile (Fig. 88 ; 89) montrent des anisotropies géométriques, dont la grande portée est de direction 45°. Le coefficient d'anisotropie égal à 0.84.

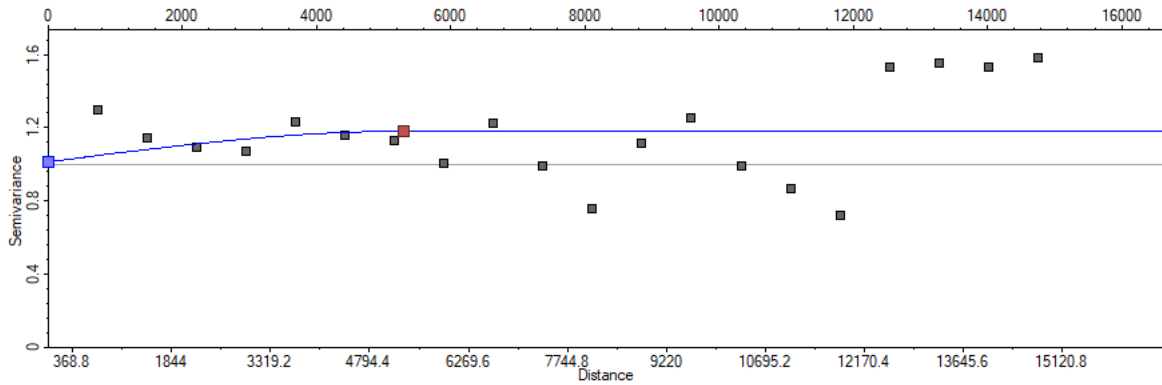


Figure 88: Variogramme expérimentale de volume d'argile de l'unité QH3 de direction 45°

$$\gamma(h)_{45^\circ} = 1,0126 + 1,1802 \gamma[Sph_{5309,108}]$$

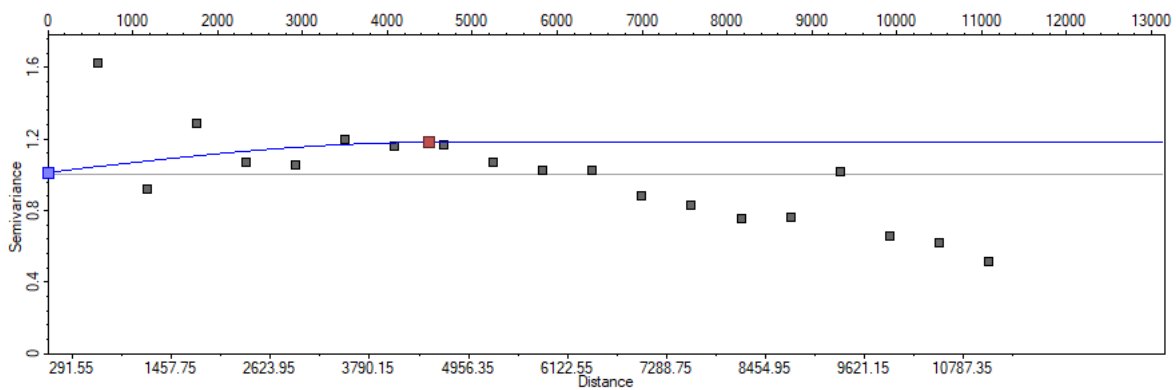


Figure 89: Variogramme expérimentale de volume d'argile de l'unité QH3 de direction 135°

$$\gamma(h)_{135^\circ} = 1,0126 + 1,1802 \gamma[Sph_{4496,645}]$$

QH2 : Les deux variogrammes d'indicateurs de volume d'argile (Fig. 90 ; 91) montrent des anisotropies géométriques, dont la grande portée est de direction 45°. Le coefficient d'anisotropie égal à 0.67.

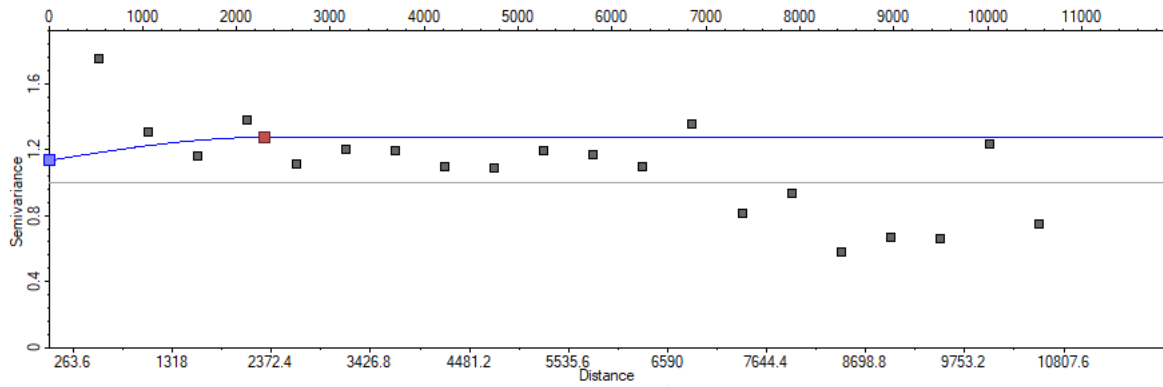


Figure 90: Variogramme expérimentale de volume d'argile de l'unité QH2 de direction 45°

$$\gamma(h)_{45^\circ} = 1,0679 + 0,42 \gamma[Sph_{2916,572}]$$

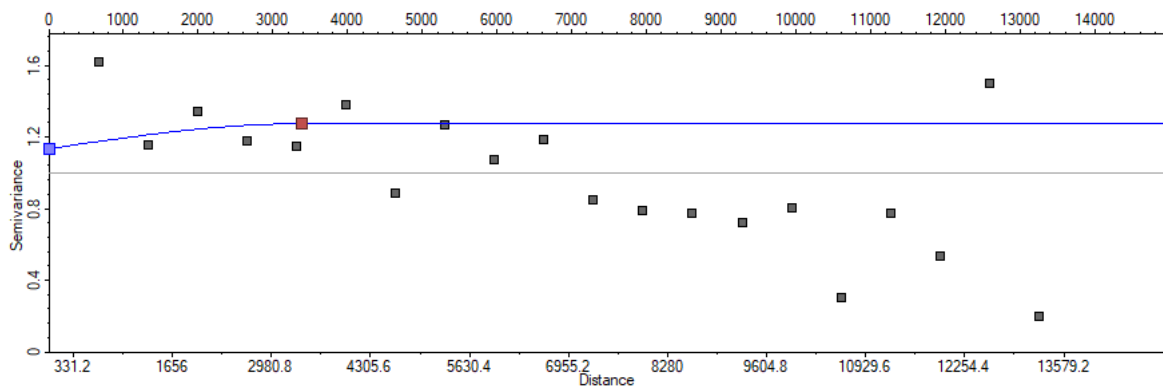


Figure 91: Variogramme expérimentale de volume d'argile de l'unité QH2 de direction 135°

$$\gamma(h)_{135^\circ} = 1,0679 + 0,42 \gamma[Sph_{2526,084}]$$

QH1 : Les deux variogrammes d'indicatrices de volume d'argile (Fig. 92 ; 93) montrent des anisotropies géométriques, dont la grande portée est de direction 45°. Le coefficient d'anisotropie égal à 0.77.

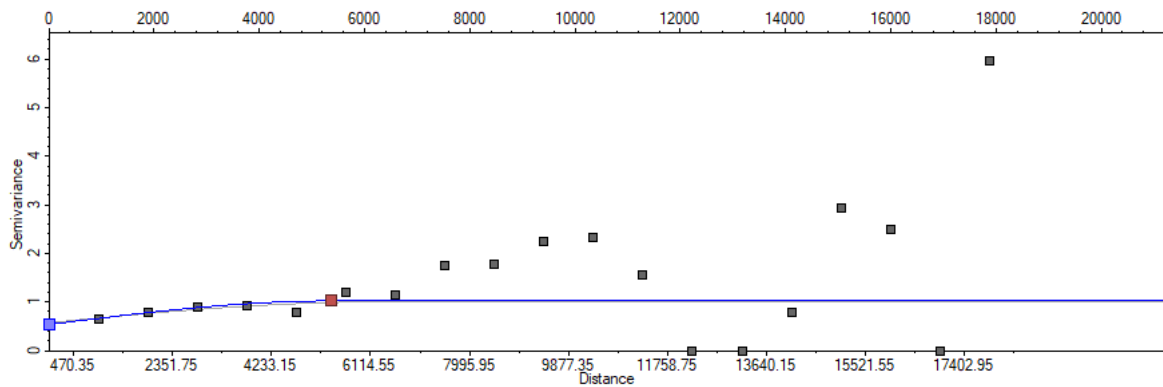


Figure 92: Variogramme expérimentale de volume d'argile de l'unité QH1 de direction 45°

$$\gamma(h)_{45^\circ} = 1,0172 + 0,4868 \gamma[Sph_{2975,554}]$$

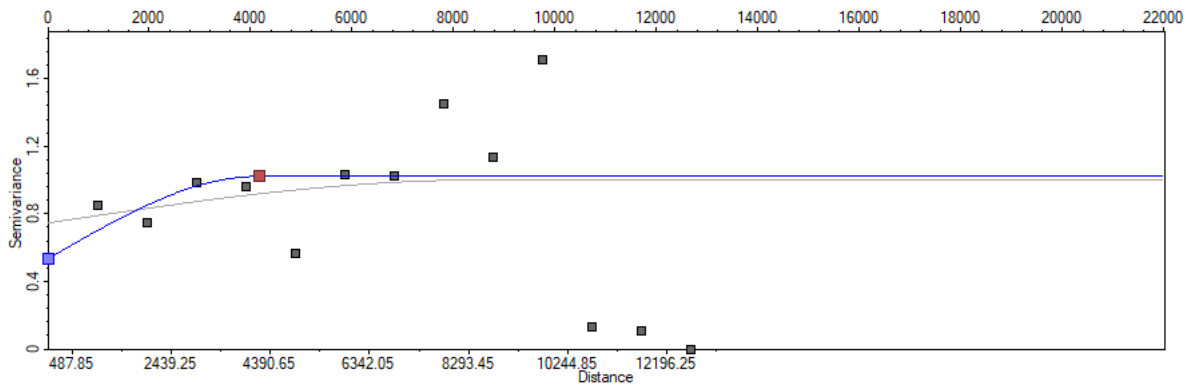


Figure 93: Variogramme expérimentale de volume d'argile de l'unité QH1 de direction 135°

$$\gamma(h)_{135^\circ} = 1,0172 + 0,4868 \gamma[Sph_{2622,507}]$$

3.2.4 Superposition des paramètres pétrophysiques :

QH6 : Les deux variogrammes d'indicateurs de superposition des paramètres pétrophysiques (Fig. 94 ; 95) montrent des anisotropies géométriques, dont la grande portée est de direction 45°. Le coefficient d'anisotropie égal à 0.83.

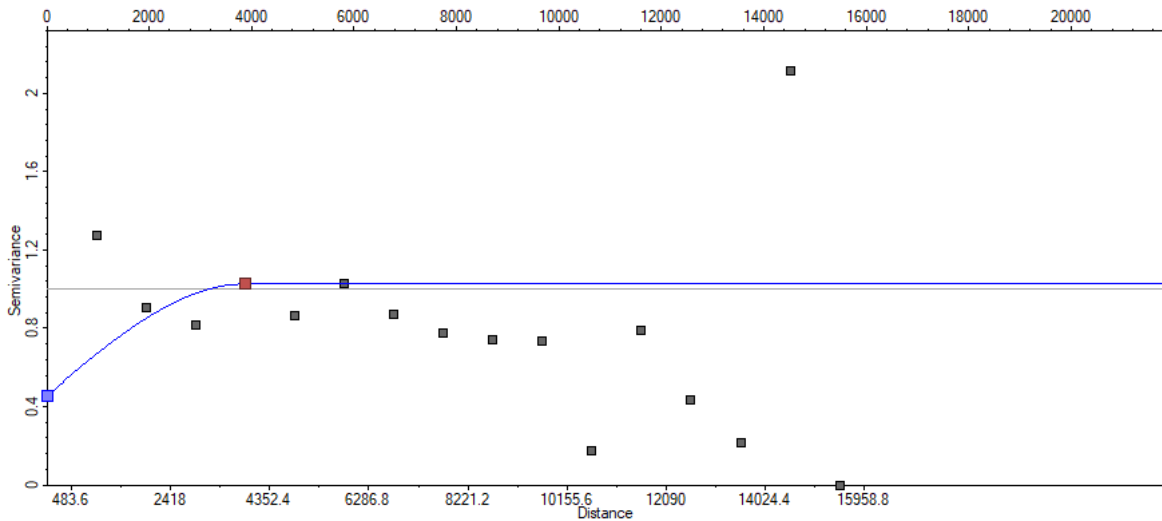


Figure 94: Variogramme expérimentale de superposition des paramètres pétrophysiques de l'unité QH6 de direction 45°

$$\gamma(h)_{45^\circ} = 1,0261 + 0,4556 \gamma[Sph_{3870,404}]$$

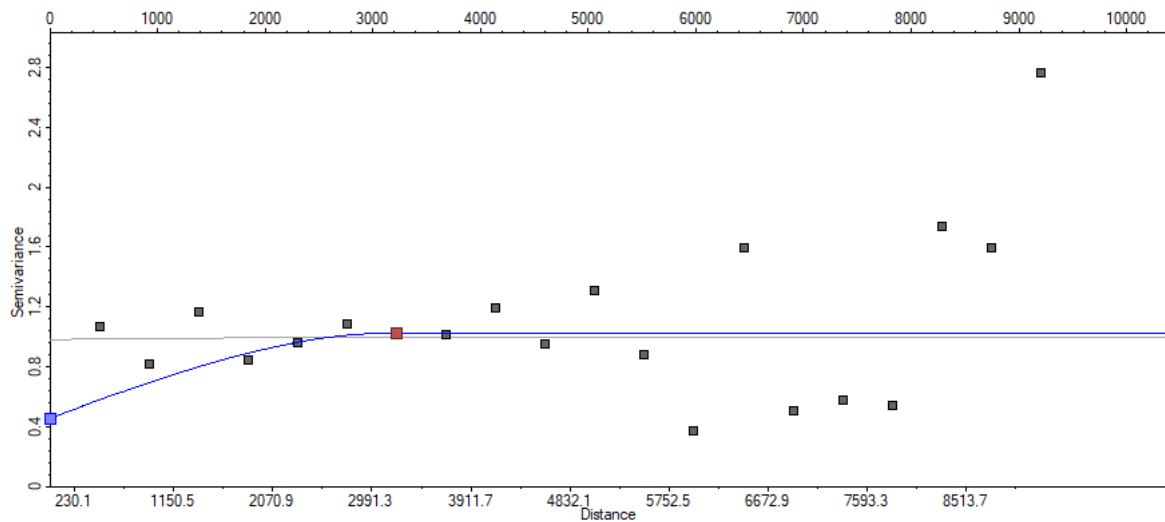


Figure 95: Variogramme expérimentale de superposition des paramètres pétrophysiques de l'unité QH6 de direction 135°

$$\gamma(h)_{135^\circ} = 1,0261 + 0,4556 \gamma[Sph_{3222,447}]$$

QH5 : Les deux variogrammes d'indicateurs de superposition des paramètres pétrophysiques (Fig. 96 ; 97) montrent des anisotropies géométriques, dont la grande portée est de direction 45°. Le coefficient d'anisotropie égal à 0.89.

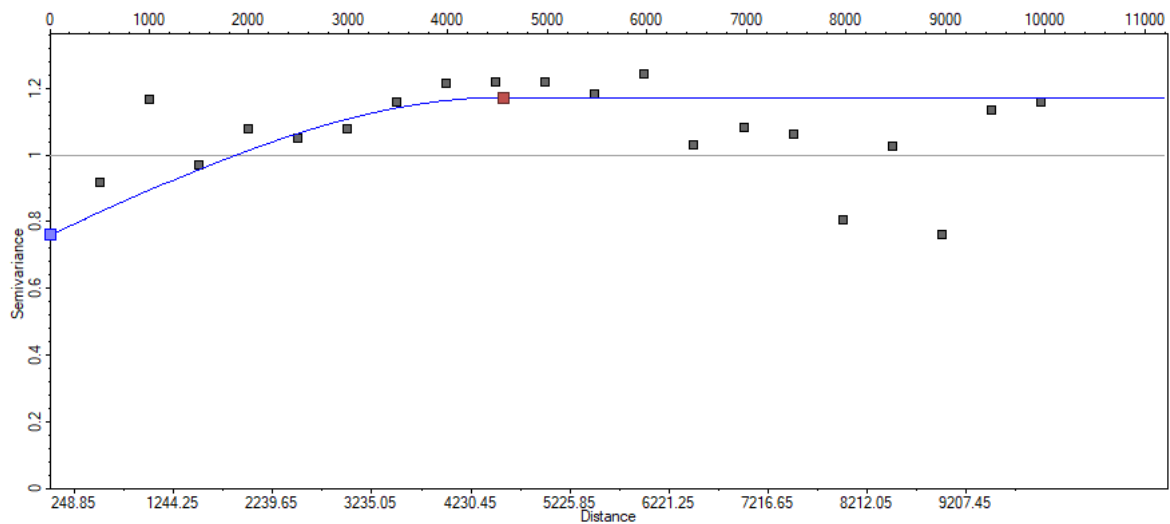


Figure 96: Variogramme expérimentale de superposition des paramètres pétrophysiques de l'unité QH5 de direction 45°

$$\gamma(h)_{45^\circ} = 1,1731 + 0,7602 \gamma[Sph_{4552,72}]$$

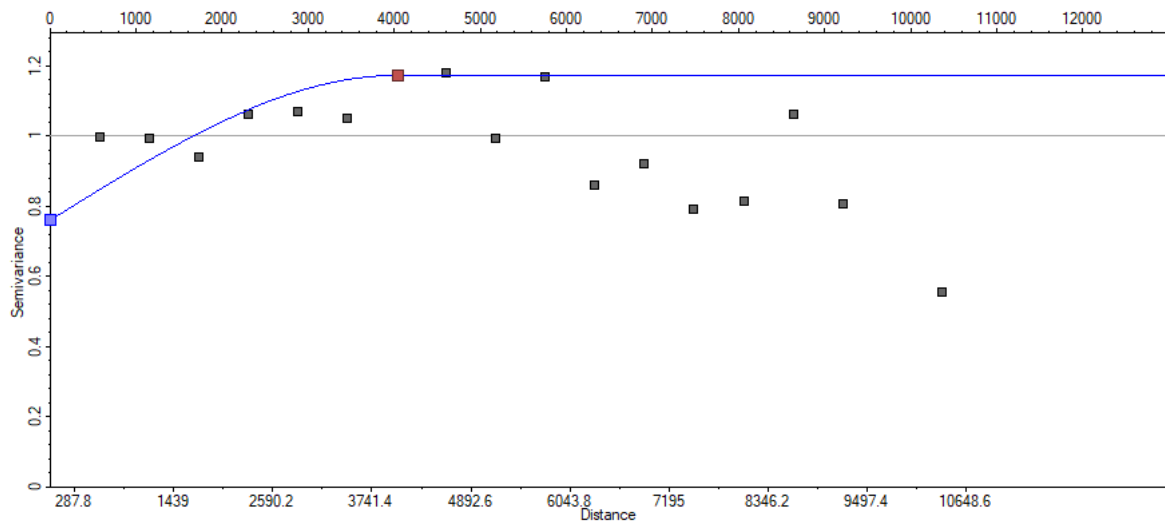


Figure 97: Variogramme expérimentale de superposition des paramètres pétrophysiques de l'unité QH5 de direction 135°

$$\gamma(h)_{135^\circ} = 1,1731 + 0,7602 \gamma[Sph_{4050,761}]$$

QH4 : Les deux variogrammes d'indicateurs de superposition des paramètres pétrophysiques (Fig. 98 ; 99) montrent des anisotropies géométriques, dont la grande portée est de direction 45°. Le coefficient d'anisotropie égal à 0.76.

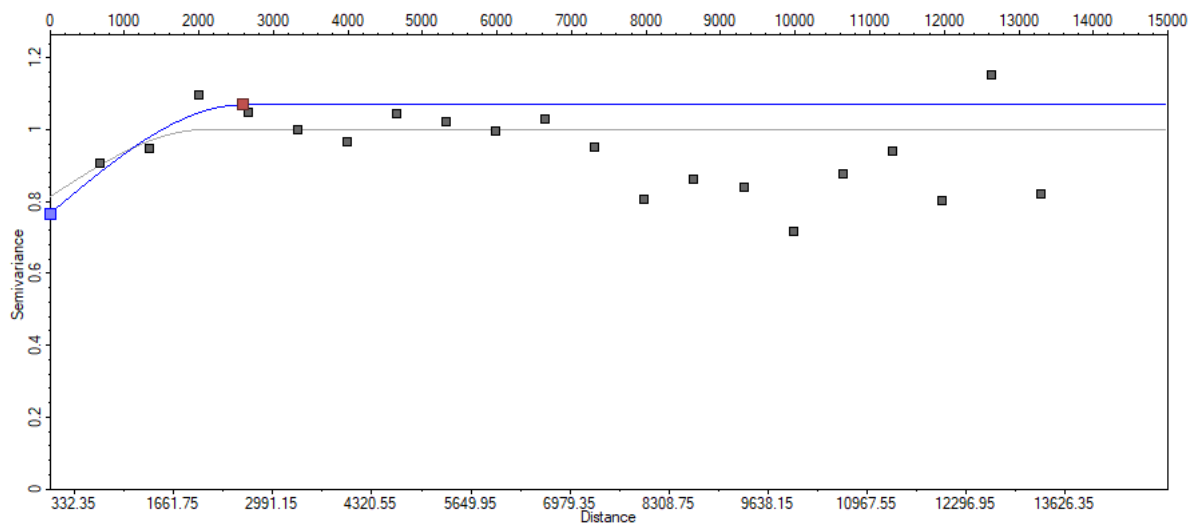


Figure 98: Variogramme expérimentale de superposition des paramètres pétrophysiques de l'unité QH4 de direction 45°

$$\gamma(h)_{45^\circ} = 1,0338 + 0,767 \gamma[Sph_{2586,147}]$$

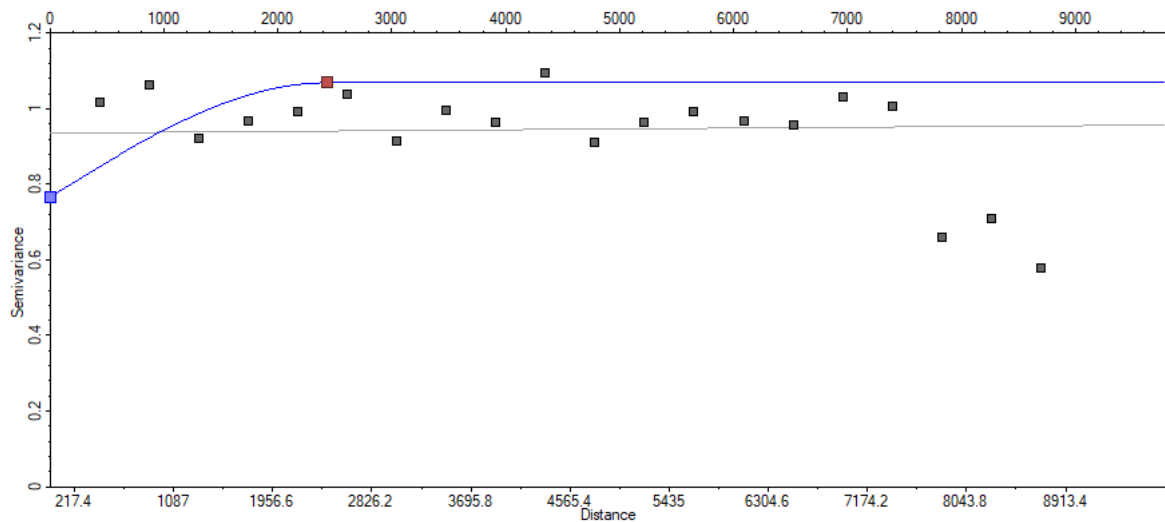


Figure 99: Variogramme expérimentale de superposition des paramètres pétrophysiques de l'unité QH4 de direction 135°

$$\gamma(h)_{135^\circ} = 1,0338 + 0,767 \gamma[Sph_{1978,323}]$$

QH3 : Les deux variogrammes d'indicateurs de superposition des paramètres pétrophysiques (Fig. 100 ; 101) montrent des anisotropies géométriques, dont la grande portée est de direction 45°. Le coefficient d'anisotropie égal à 0.84.

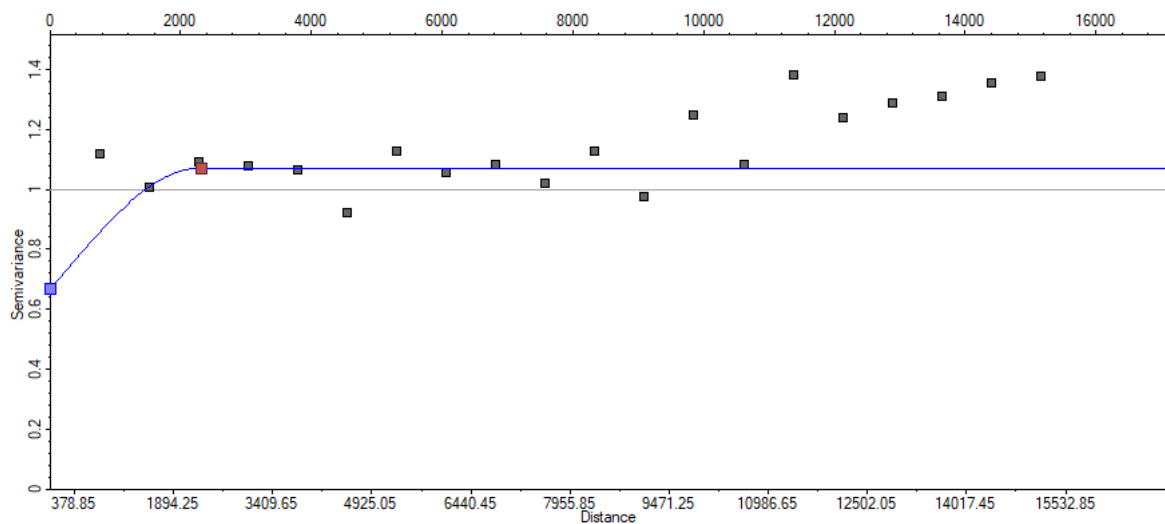


Figure 100: Variogramme expérimentale de superposition des paramètres pétrophysiques de l'unité QH3 de direction 45°

$$\gamma(h)_{45^\circ} = 1,0719 + 0,6661 \gamma[Sph_{2323,113}]$$

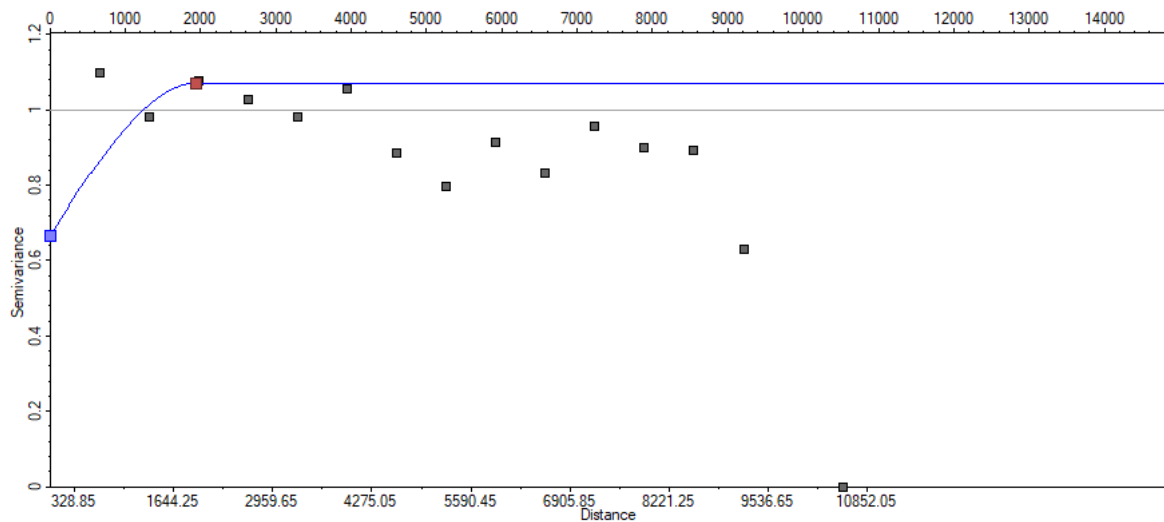


Figure 101: Variogramme expérimentale de superposition des paramètres pétrophysiques de l'unité QH3 de direction 135°

$$\gamma(h)_{135^\circ} = 1,0719 + 0,6661 \gamma[\text{Sph}_{1948,813}]$$

QH2 : Les deux variogrammes d'indicateurs de superposition des paramètres pétrophysiques (Fig. 102 ; 103) montrent des anisotropies géométriques, dont la grande portée est de direction 45°. Le coefficient d'anisotropie égal à 0.87.

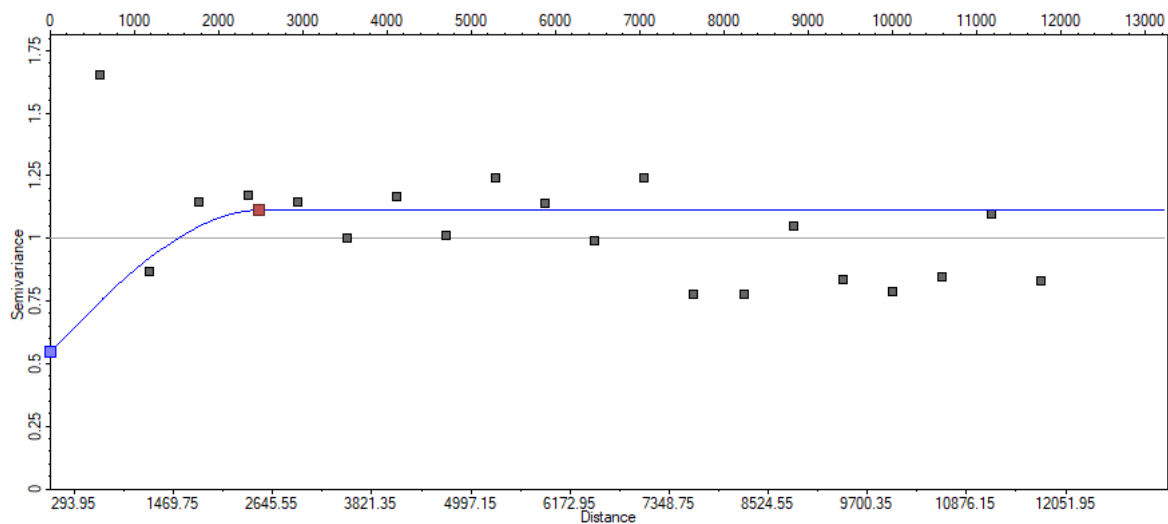


Figure 102: Variogramme expérimentale de superposition des paramètres pétrophysiques de l'unité QH2 de direction 45°

$$\gamma(h)_{45^\circ} = 1,1131 + 0,5468 \gamma[\text{Sph}_{2488,325}]$$

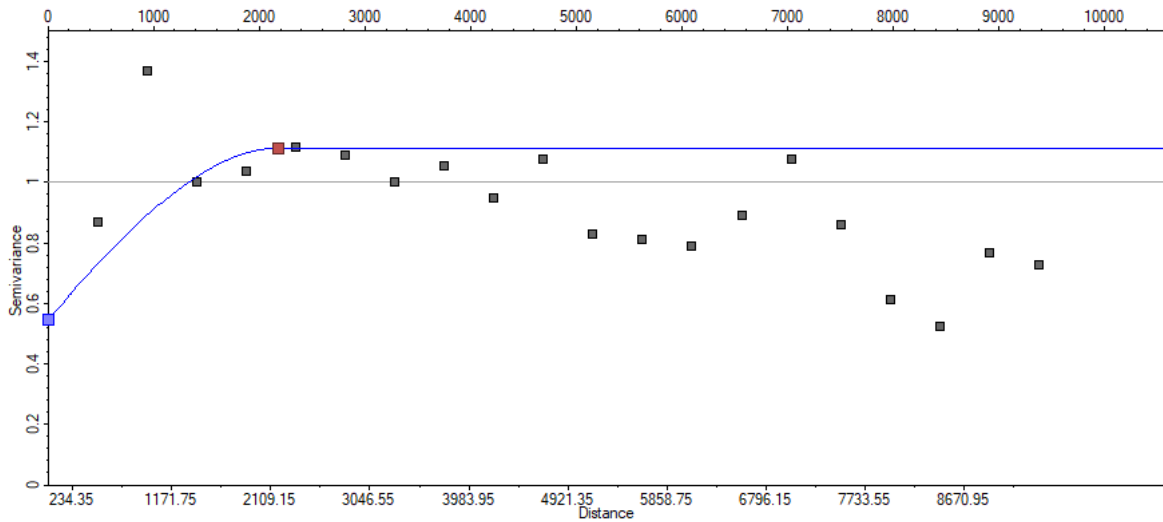


Figure 103: Variogramme expérimentale de superposition des paramètres pétrophysiques de l'unité QH2 de direction 135°

$$\gamma(h)_{135^\circ} = 1,1131 + 0,5468 \gamma[\text{Sph}_{2176,733}]$$

QH1 : Les deux variogrammes d'indicateurs de superposition des paramètres pétrophysiques (Fig. 104 ; 105) montrent des anisotropies géométriques, dont la grande portée est de direction 45°. Le coefficient d'anisotropie égal à 0.82.

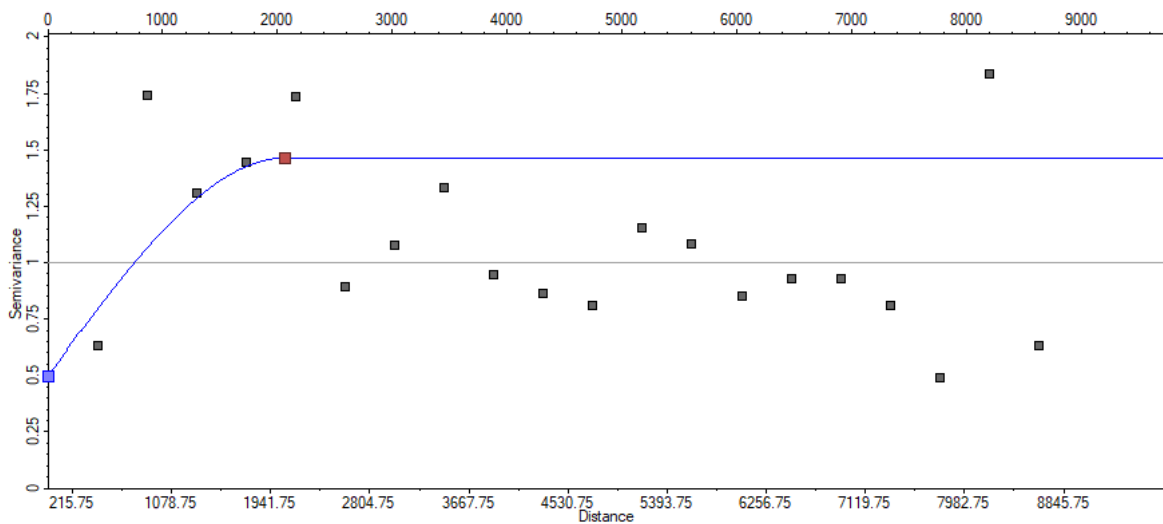


Figure 104: Variogramme expérimentale de superposition des paramètres pétrophysiques de l'unité QH1 de direction 45°

$$\gamma(h)_{45^\circ} = 1,464 + 0,4958 \gamma[\text{Sph}_{2069,244}]$$

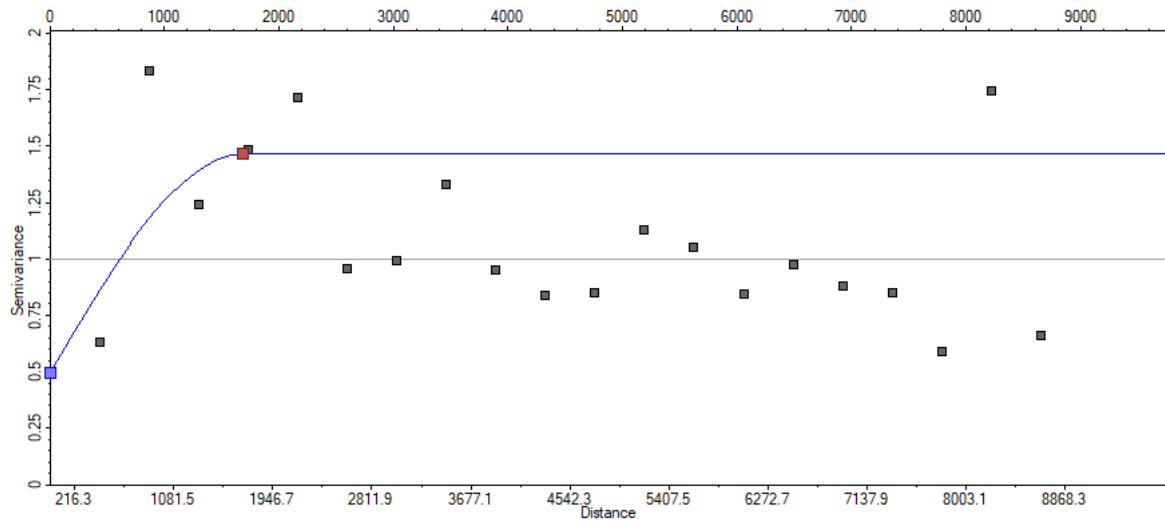


Figure 105: Variogramme expérimental de superposition des paramètres pétrophysiques de l'unité QH1 de direction 135°

$$\gamma(h)_{135^\circ} = 1,464 + 0,4958 \gamma[\text{Sph}_{1687,349}]$$

4. CARTOGRAPHIE DES PARAMETRES PETROPHYSIQUES :

4.1 Etude cartographie paramétrique :

4.1.1 Cartes iso saturation en eau :

QH6 : la carte (Fig.106) représente la distribution spatiale de saturation en eau dans le champ HTF au niveau de l'unité QH6. Elle montre une variété de teneurs de 0,1% à 0,95% dont les teneurs les plus élevées sont localisées sur les périphéries nord-ouest de l'ordre de 0,95%.et sud est 0,9% les teneurs moyennes a minimal sont représenté au centre du unité. Les six sondages hors de l'estimation représentent région érodée.

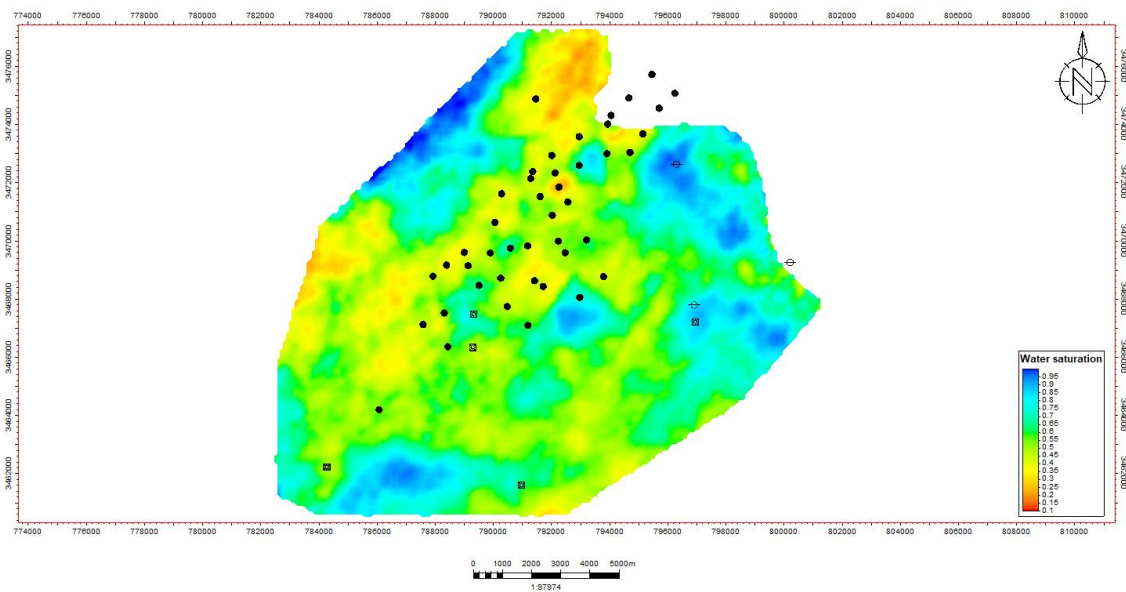


Figure 106: Carte iso saturation en eau de l'Unité QH6

QH5 : La carte iso saturation en eau du champ HTF au niveau de l'unité QH5 (Fig.107), montre que le pourcentage le plus élevée de cette valeur est réparti dans Sud et Ouest Ouest-Sud d'unité, variant entre 75% à 95%. La proportion dans Sud-Ouest, Nord-Ouest et centre d'unité varie entre 70% et 10% (moyenne à faible).

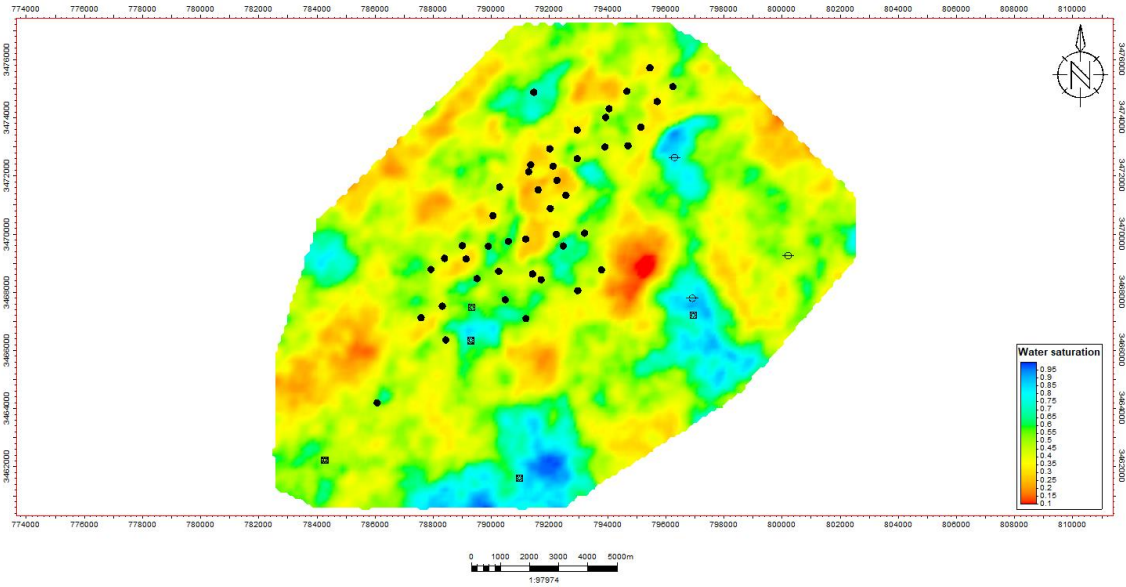


Figure 107: Carte iso saturation en eau de l'Unité QH5

QH4 : la carte (Fig.108) représente la distribution spatiale de saturation en eau dans le champ HTF au niveau de l'unité QH4. Elle montre une variété de teneurs de 10% à 95% dont les teneurs les plus élevées sont localisées sur les périphéries nord-est de l'ordre de 95%, et 55% les teneurs moyennes a minimale sont représenté au centre d'unité. Elle montre qu'une variété de teneurs :de 30% donc faible à la périphérie de L'est et certaine zone a direction Ouest Ouest-Nord.

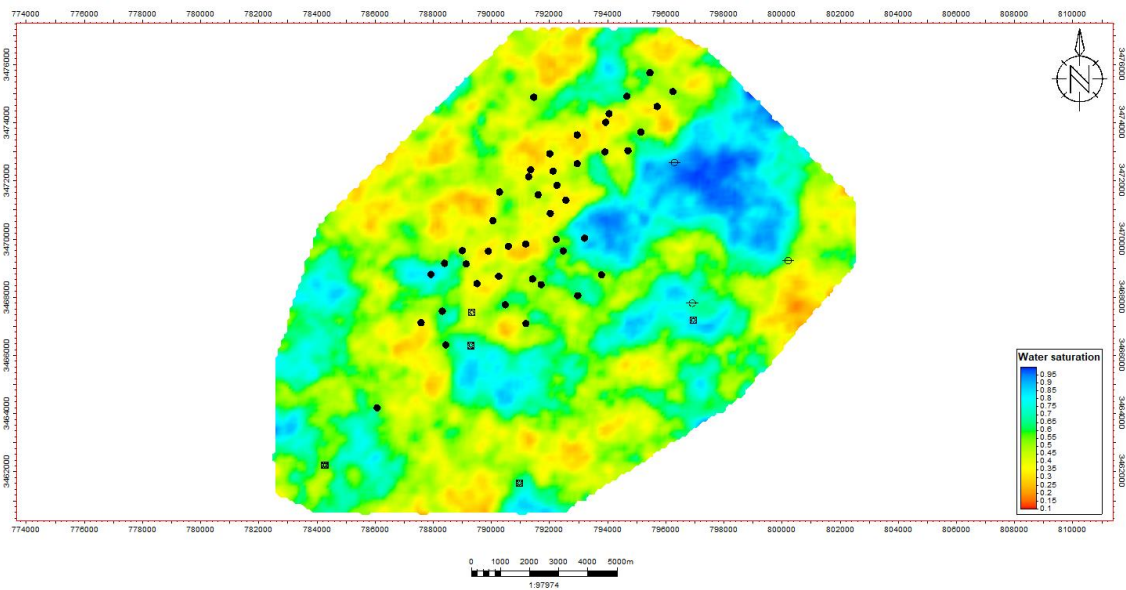


Figure 108: Carte iso saturation en eau de l'Unité QH4

QH3 : La carte iso saturation en eau du champ HTF au niveau de l'unité QH3 (Fig.109), montre que le pourcentage d'existence la plus faible de cette valeur est réparti aux périphéries de Nord-Est et quelque dans centre d'unité, variant entre 0% et 10%. Le pourcentage moyenne à élever au Nord Nord-Ouest et Sud et variation relative au niveau d'unité varie entre 70% et 95%.

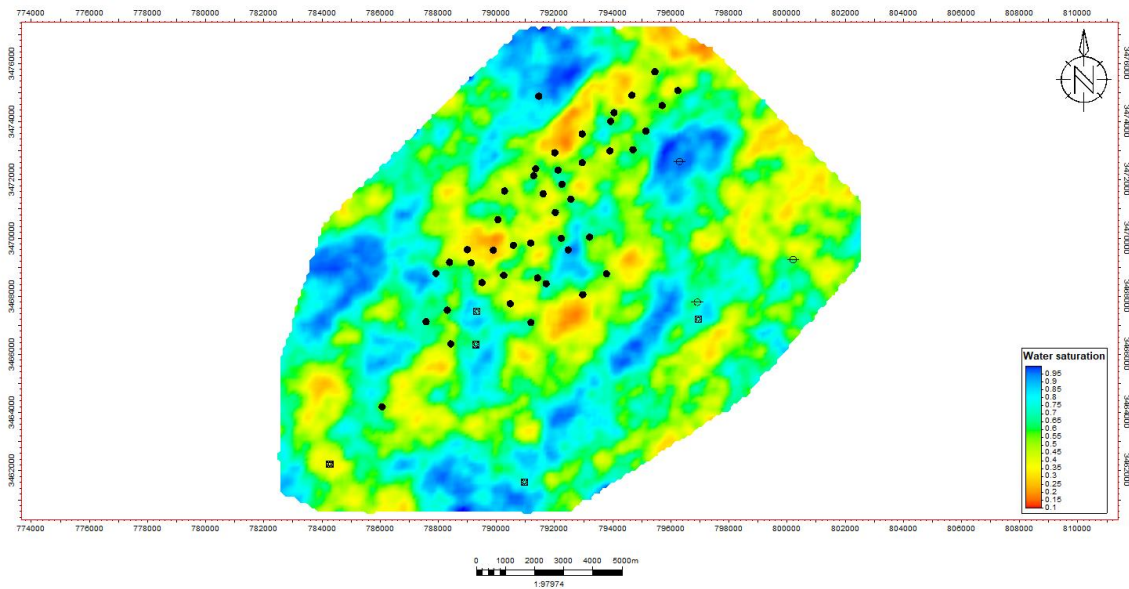


Figure 109: Carte iso saturation en eau de l'Unité QH3

QH2 : la carte (Fig.110) représente la distribution spatiale de saturation en eau dans le champ HTF au niveau de l'unité QH2. Elle montre une variété de teneurs de 10% à 95% dont les teneurs les plus élevés sont localisés sur les périphéries Nord-est et centre de d'unité de l'ordre de 95%.et 80 %les teneurs moyennes minimale sont représenté au Sud -Ouest. Elle montre une variété de teneurs :de 10% donc faible à la périphérie de Ouest-Nord.

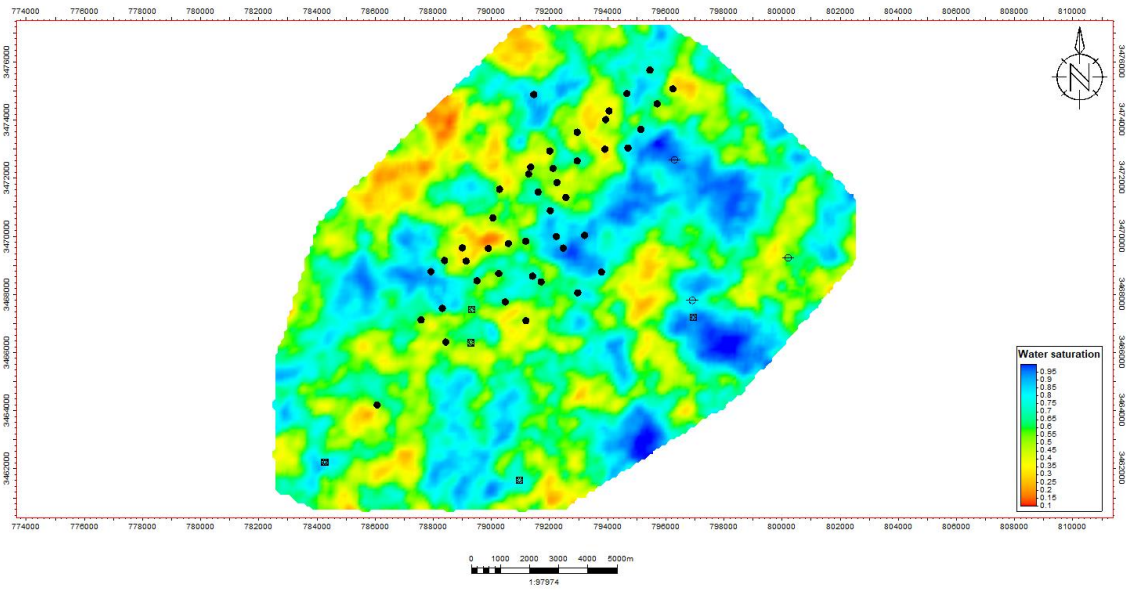


Figure 110: Carte iso saturation en eau de l'Unité QH2

QH1 : la carte (Fig.111) représente la distribution spatiale de saturation en eau dans le champ HTF au niveau de l'unité QH2. Elle montre qu'une variété de teneurs de 10 % à 95% dont les teneurs les plus élevées sont localisés sur les périphéries Nord-Est et Sud-Est et centre d'unité de l'ordre de 95%. Elle montre qu'une variété de teneurs :de 40% a 45% donc faible à la périphérie de l'ouest.

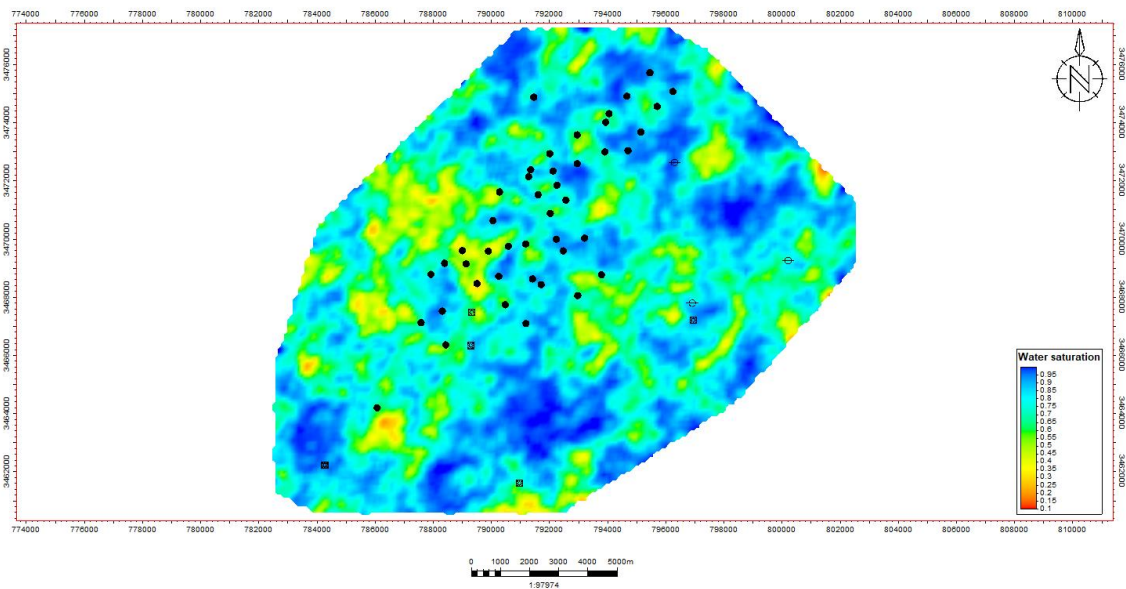


Figure 111: Carte iso saturation en eau de l'Unité QH1

4.1.2 Cartes iso porosité :

QH6 : La carte iso porosité dans le champ HTF au niveau de l'unité QH6 (Fig.112). Elle montre une variété de teneurs allant de 1 % à 9,5 %. Les teneurs les plus élevées, autour de 9,5 %, sont localisées aux périphéries Nord-Nord-Ouest et Sud-Sud-Ouest de l'unité. Les teneurs faibles, autour de 1,5 %, se trouvent aux périphéries Ouest et Est. Les six sondages hors de l'estimation représentent région érodée.

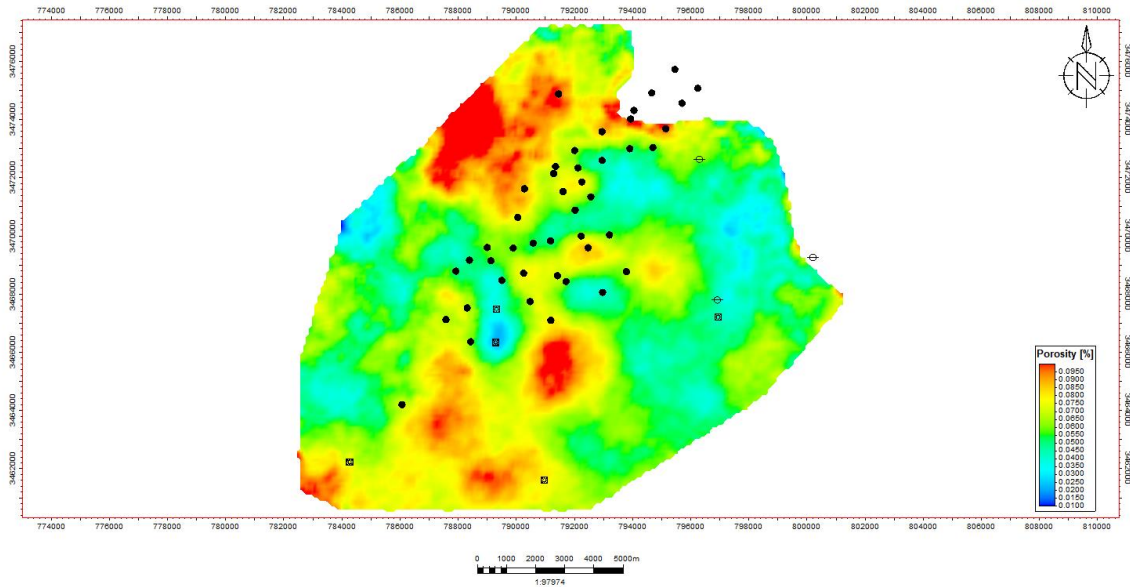


Figure 112: Carte iso porosité de l'Unité QH6

QH5 : La carte (Fig.113) représente la distribution spatiale de la porosité dans le champ HTF au niveau de l'unité QH5. Elle montre une variété de teneurs allant de 1,2 % à 10 %. Les teneurs les plus élevées, autour de 9 %, sont localisées aux périphéries Nord-Est et Sud-Ouest. Quatre sondages dans le centre de l'unité vers l'Est indiquent une faible porosité de l'ordre de 1,2 %.

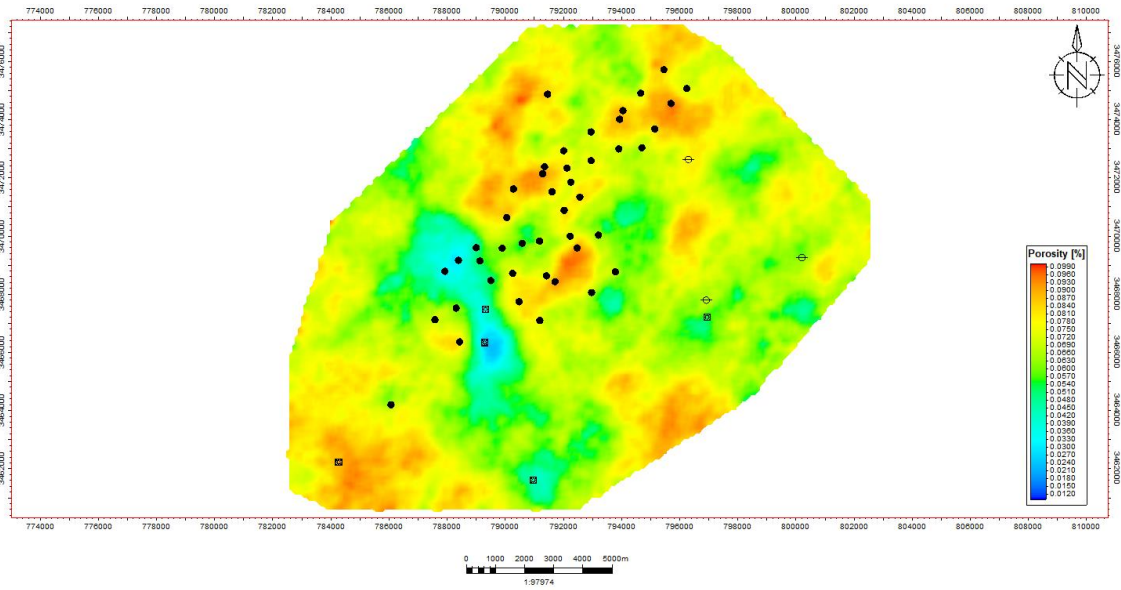


Figure 113: Carte iso porosité de l'Unité QH5

QH4 : La carte iso porosité dans le champ HTF au niveau de l'unité QH4 (Fig.114). Elle montre une variété de teneurs allant de 1 % à 9,5 %. Les teneurs les plus élevées et moyennes, autour de 8,5 %, sont réparties sur toute l'unité. Elle indique également des teneurs faibles, environ 2,6 %, au centre de l'unité vers Ouest.

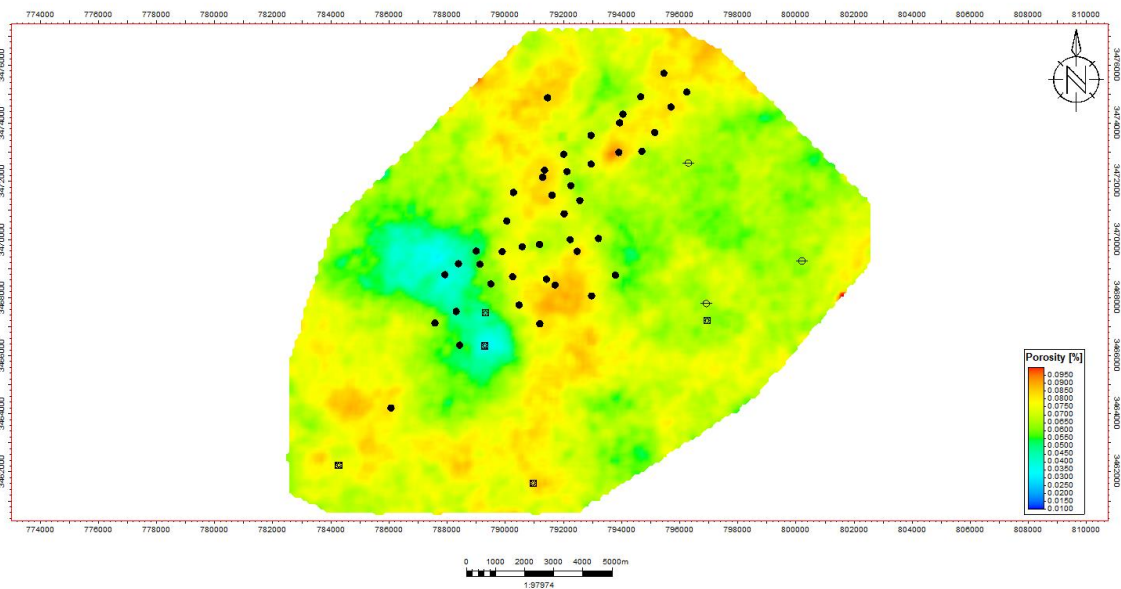


Figure 114: Carte iso porosité de l'Unité QH4

QH3 : La carte (Fig.115) représente la distribution spatiale de la porosité dans le champ HTF au niveau de l'unité QH3. Elle montre une variété de teneurs allant de 1,2 % à 10 %. Une petite

variation plus élevée est localisée au centre de l'unité, autour de 9 %. Deux sondages de symbole carré dans le centre indiquent une porosité faible, de l'ordre de 2,1 %.

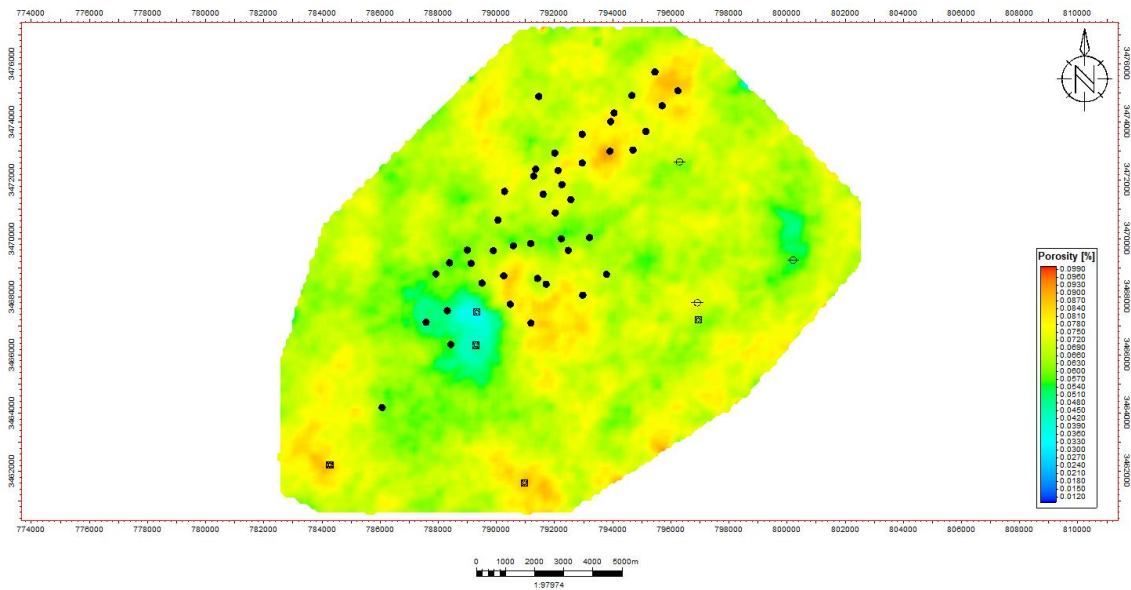


Figure 115: Carte iso porosité de l'Unité QH3

QH2 : La carte iso porosité dans le champ HTF au niveau de l'unité QH2 (Fig.116). Elle montre une variété de teneurs allant de 1 % à 9,5 %. Les teneurs les plus élevées, atteignant 9,5 %, sont localisées aux périphéries Sud. Elle indique également des teneurs faibles, environ 1,5 %, au centre de l'unité vers le Sud, avec une porosité moyenne sur toute l'unité.

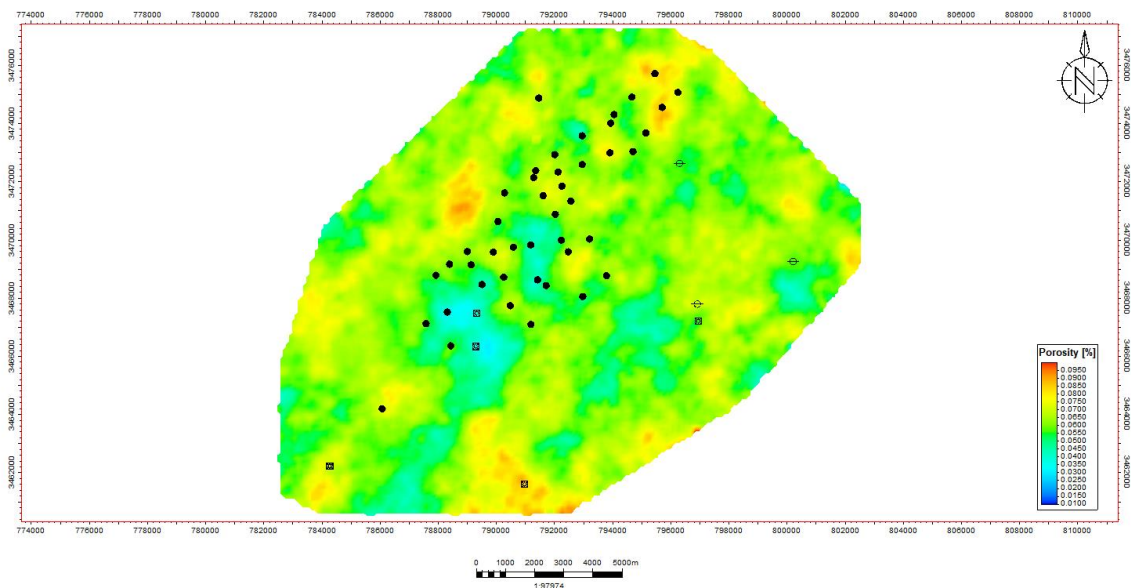


Figure 116: Carte iso porosité de l'Unité QH2

QH1 : La carte (Fig.117) représente la distribution spatiale de la porosité dans le champ HTF au niveau de l'unité QH1. Elle montre une variété de teneurs allant de 1 % à 9,5 %. Le pourcentage d'existence est réparti principalement entre 4 % et 9 %.

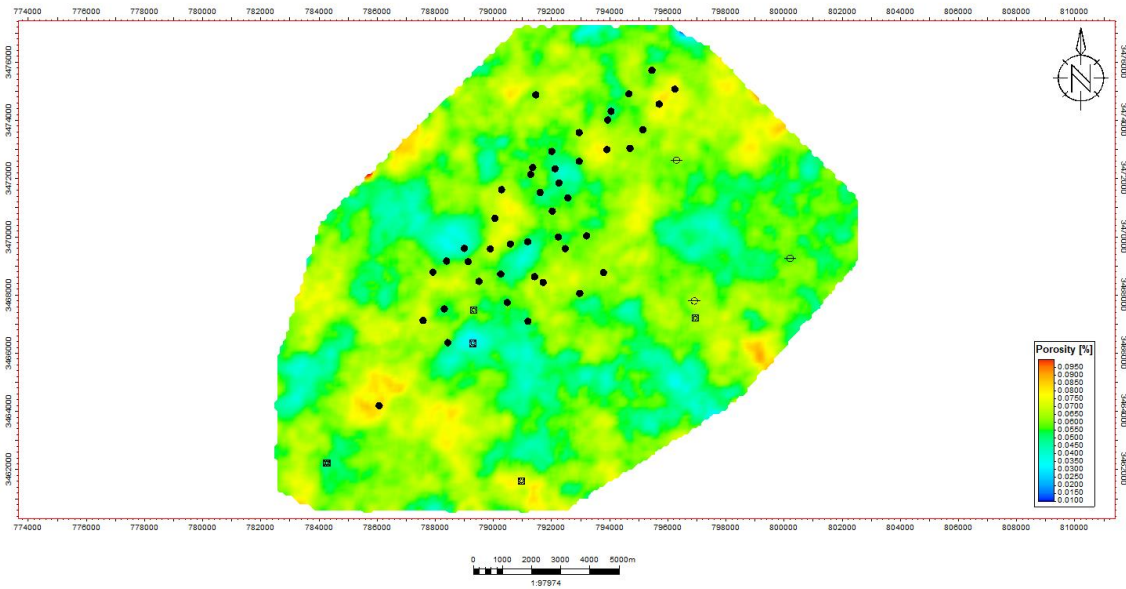


Figure 117: Carte iso porosité de l'Unité QH1

4.1.3 Cartes iso perméabilité :

QH6 : La carte (Fig.118) représente la distribution spatiale de la perméabilité dans le champ HTF au niveau de l'unité QH6. Elle montre une variété de valeurs allant de 0,1 mD à 13 mD. Les teneurs les plus élevées, autour de 4 m, sont localisées aux périphéries Nord et au centre de l'unité vers l'Est. Les valeurs les plus faibles, environ 0,1 mD, se trouvent aux périphéries Ouest et Est. Les six sondages hors de l'estimation représentent région érodée.

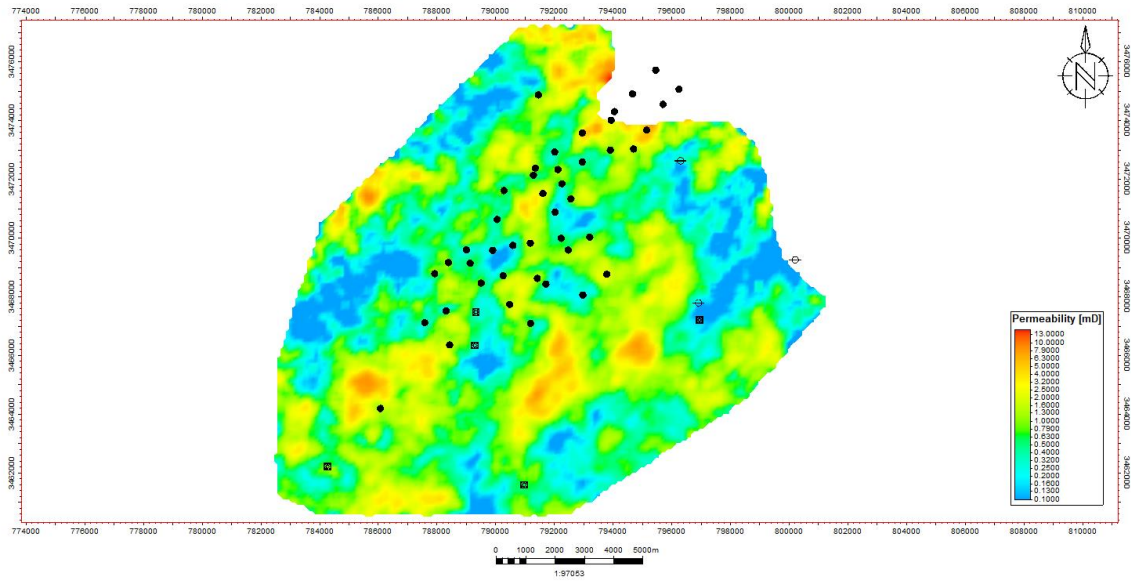


Figure 118: Carte iso perméabilité de l'Unité QH6

QH5 : La carte iso perméabilité du champ HTF au niveau de l'unité QH5 (Fig.119) montre une variété de valeurs, allant de 0,5 mD, donc faible, au centre de l'unité, à 10 mD, moyenne à forte, dans les parties Sud-Est, Nord, et à la périphérie Sud-Ouest.

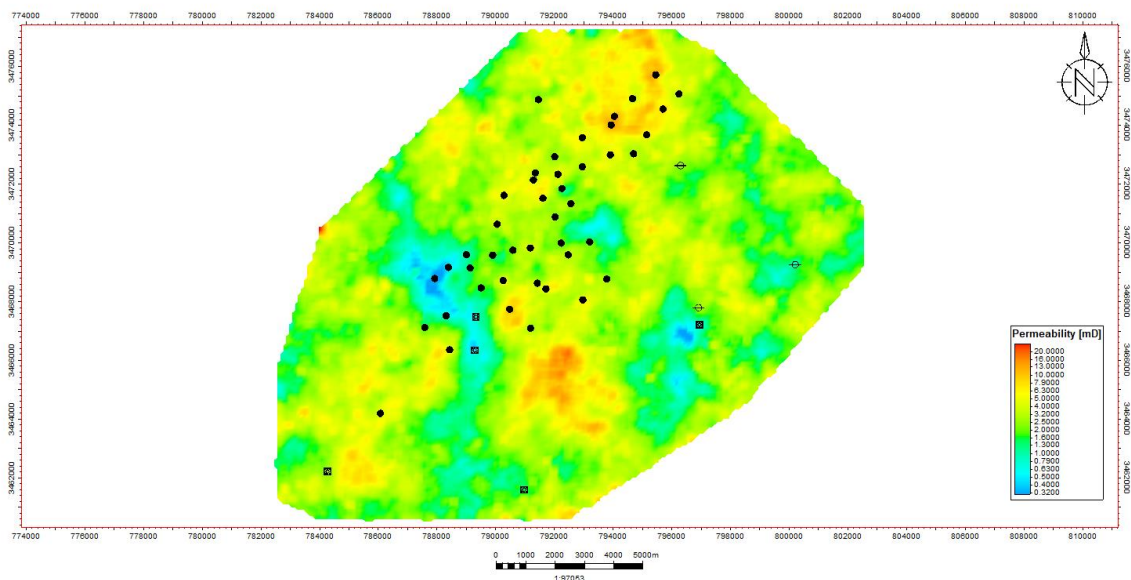


Figure 119: Carte iso perméabilité de l'Unité QH5

QH4 : La carte (Fig.120) représente la distribution spatiale de la perméabilité dans le champ HTF au niveau de l'unité QH4. Elle montre une variété de valeurs allant de 0,25 mD à 20 mD. Les teneurs les plus élevées, autour de 13 mD, sont localisées aux périphéries Nord-Est et Sud,

tandis que la périphérie Sud-Est atteint 7,9 mD. Les teneurs moyennes à minimales sont représentées au centre de l'unité. Les deux sondages au centre indiquent une faible perméabilité.

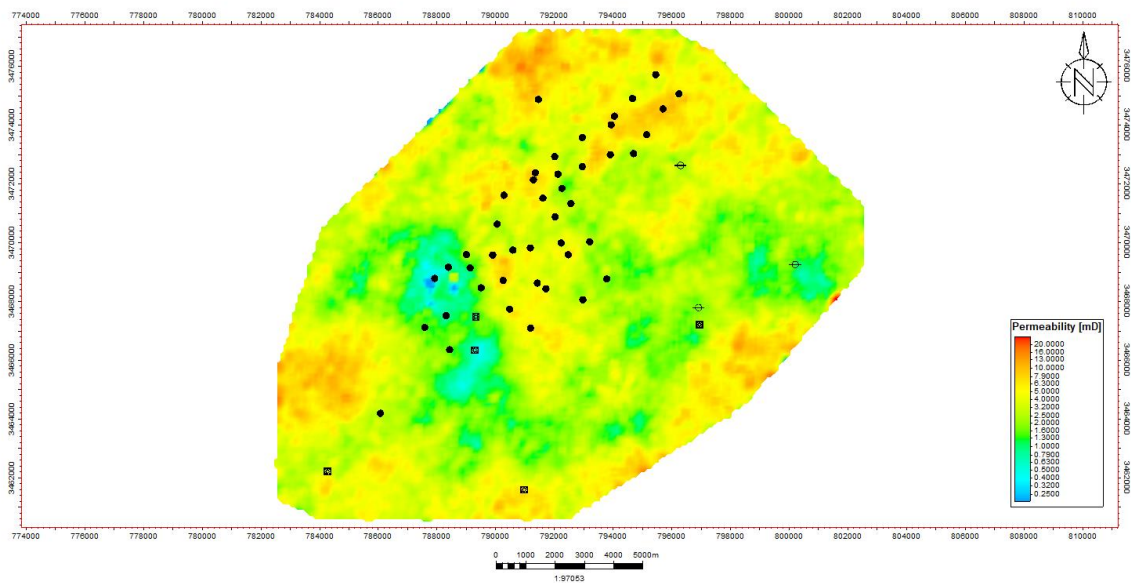


Figure 120: Carte iso perméabilité de l'Unité QH4

QH3 : La carte iso perméabilité du champ HTF au niveau de l'unité QH3 (Fig.121) montre une variété de valeurs, avec une perméabilité moyenne de 7,9 mD aux périphéries Sud-Est et Ouest. Les teneurs les plus élevées sont localisées au Nord et dans certaines zones de l'unité.

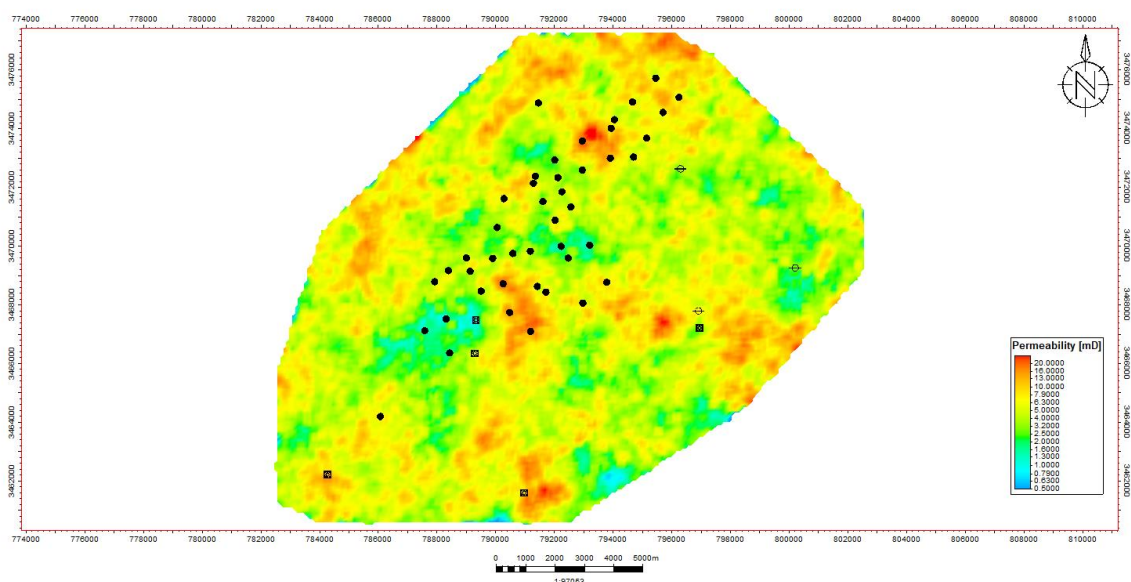


Figure 121: Carte iso perméabilité de l'Unité QH3

QH2 : La carte (Fig.122) représente la distribution spatiale de la perméabilité dans le champ HTF au niveau de l'unité QH2. Elle montre une variété de valeurs allant de 0,1 mD à 20 mD. Les teneurs les plus élevées et moyennes, autour de 13 mD, sont réparties sur toute l'unité, tandis que deux sondages au centre montrent une faible perméabilité de l'ordre de 0,13 mD.

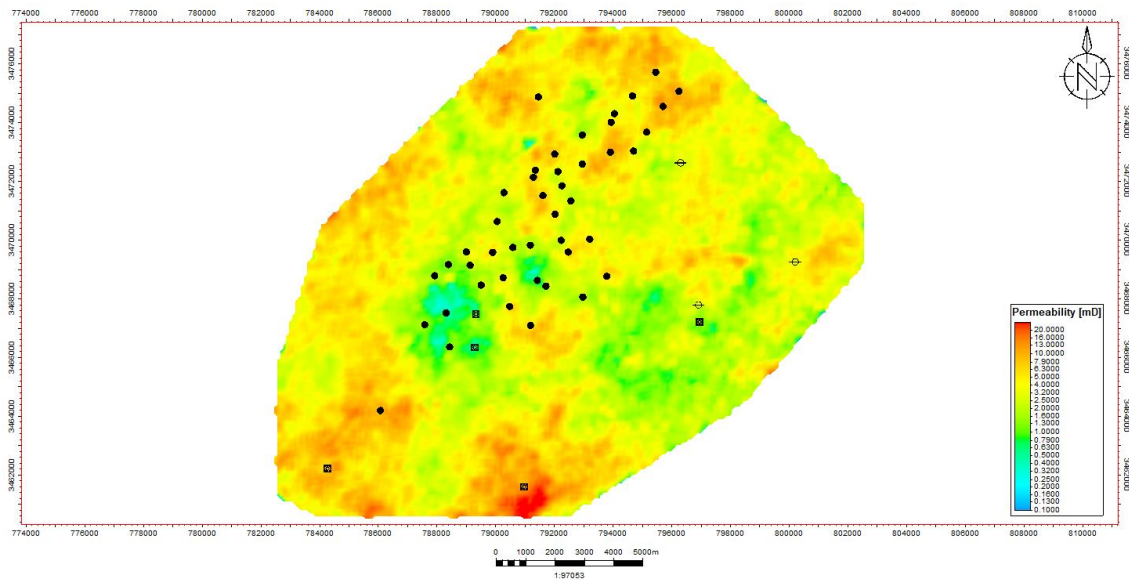


Figure 122: Carte iso perméabilité de l'Unité QH2

QH1 : La carte iso perméabilité du champ HTF au niveau de l'unité QH1 (Fig. 123), montre une variété de valeurs, avec une perméabilité faible de 0,16 mD au centre et aux périphéries de l'unité.

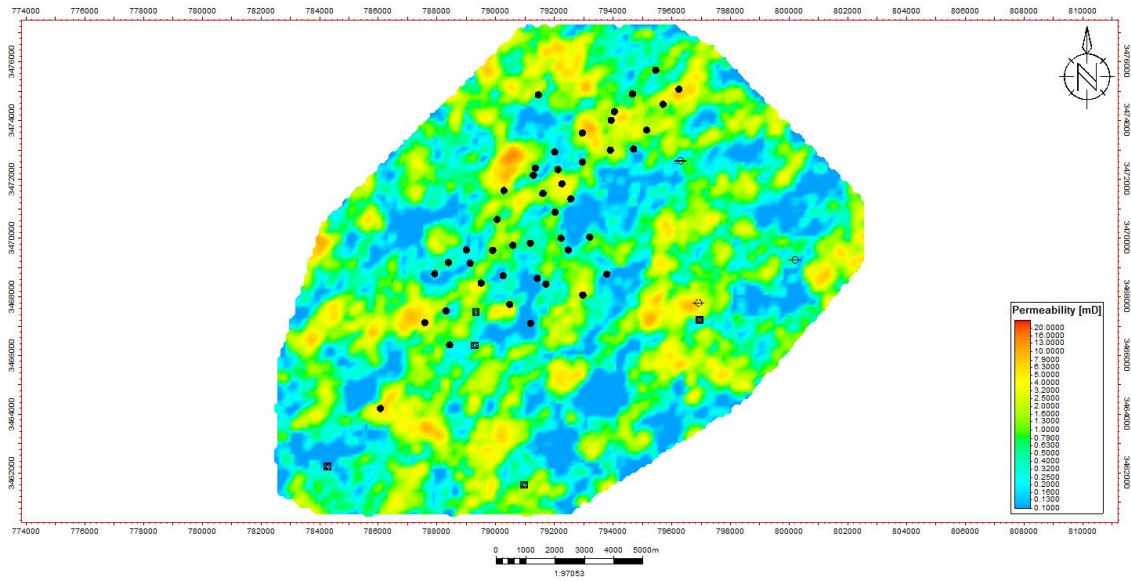


Figure 123: Carte iso perméabilité de l'Unité QH1

4.1.4 Cartes iso volume d'argile :

QH6 : la carte (Fig.124) représente la distribution spatiale de volume d'argile dans le champ HTF au niveau de l'unité QH6. Elle montre une variété de teneurs de 0 % à 52% dont les teneurs les plus élevés sont localisés sur les périphéries Sud-Est et centre d'unité de l'ordre de 45%, et 15% les teneurs moyennes a minimale sont représenté au Nord -Ouest. Elle montre qu'une variété de teneurs :de 0% à 2% donc faible à la périphérie de Nord. Les six sondages hors de l'estimation représentent région érodée.

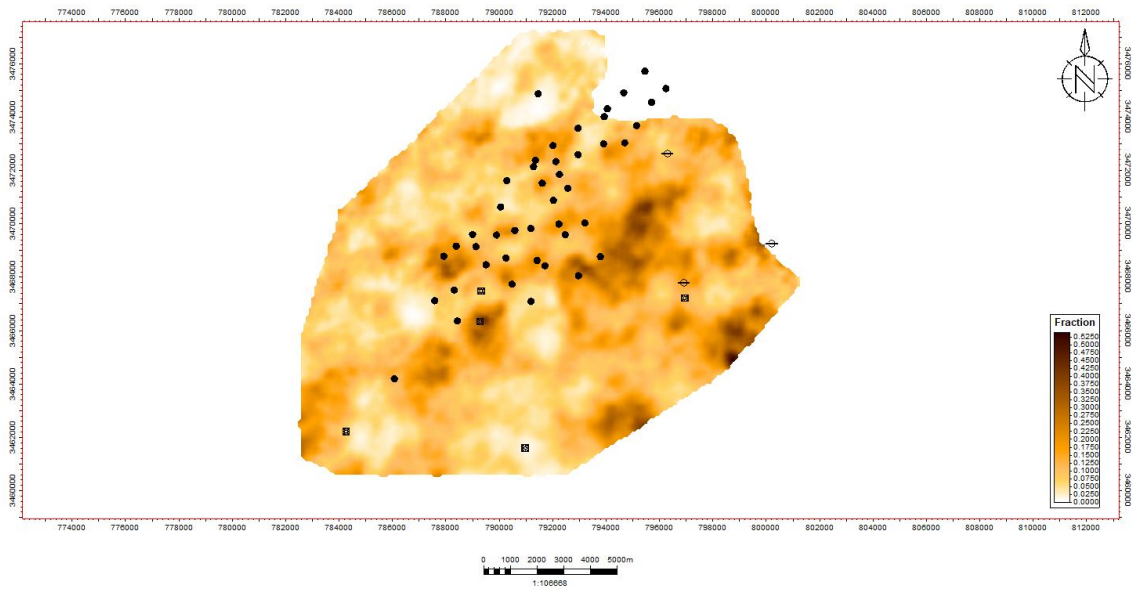


Figure 124: Carte iso valeurs de volume d'argile de l'Unité QH6

QH5 : la carte (Fig.125) représente la distribution spatiale de volume d'argile dans le champ HTF au niveau de l'unité QH5. Elle montre qu'une variété de teneurs de 0 % à 52%, et 15%les teneurs moyennes a minimale sont localisé au périphérie Nord -Ouest. Elle montre une variété de teneurs :de 6% donc faible à la périphérie de Sud-Ouest.

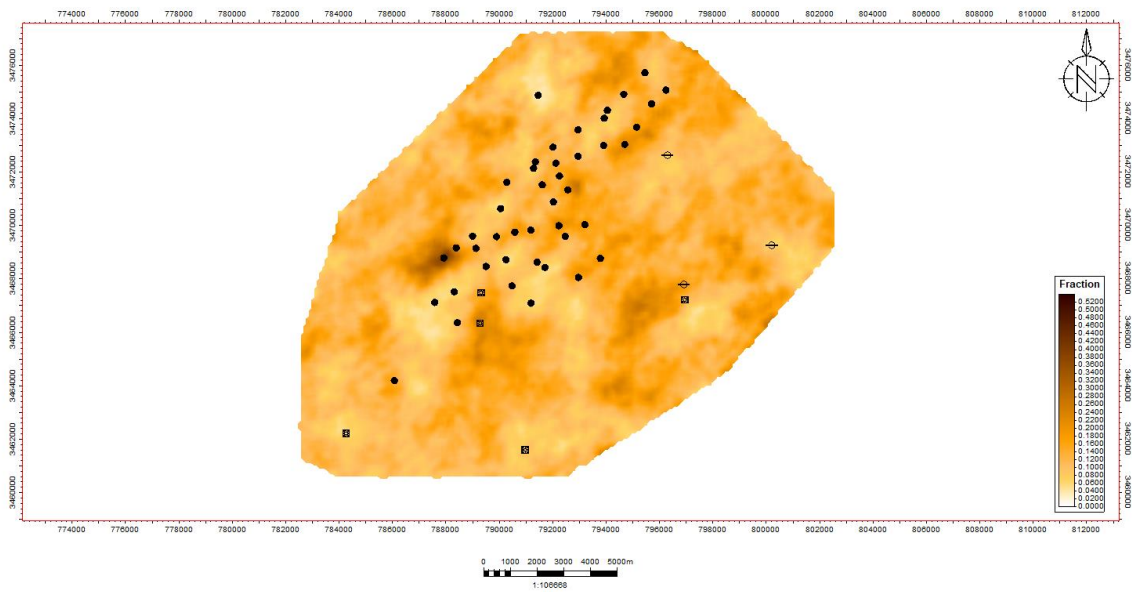


Figure 125: Carte iso valeurs de volume d'argile de l'Unité QH5

QH4 : : La carte iso valeurs de volume d'argile du champ HTF au niveau de l'unité QH4 (Fig.126). Elle montre qu'une celle sondage sont localisés Nord de l'ordre :de 20% donc faible.

Elle montre que Cinq (5) sondage répartis dans centre d'unité de l'ordre de 38 % (moyenne à forte).

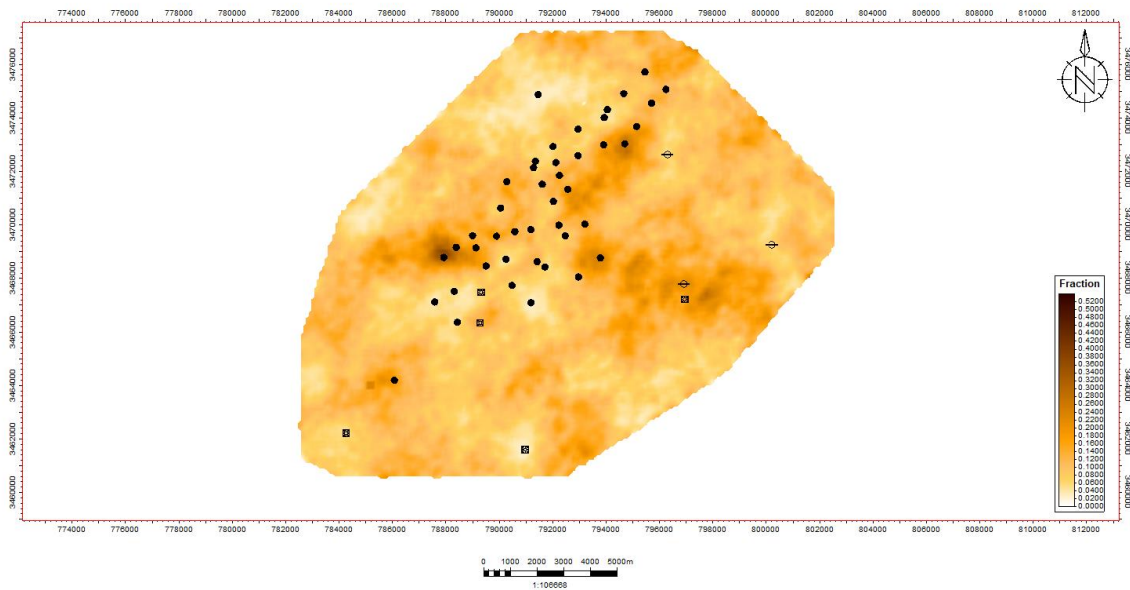


Figure 126: Carte iso valeurs de volume d'argile de l'Unité QH4

QH3 : La carte (Fig.127) représente la distribution spatiale du volume d'argile dans le champ HTF au niveau de l'unité QH4. Elle montre une variété de teneurs allant de 0 % à 52 %, avec des teneurs moyennes de 15 %. Les teneurs minimales sont localisées à la périphérie de l'unité. La carte indique également des teneurs faibles, autour de 5 %, à la périphérie Sud-Ouest, tandis que les teneurs les plus élevées, de l'ordre de 35 %, se trouvent au centre de l'unité.

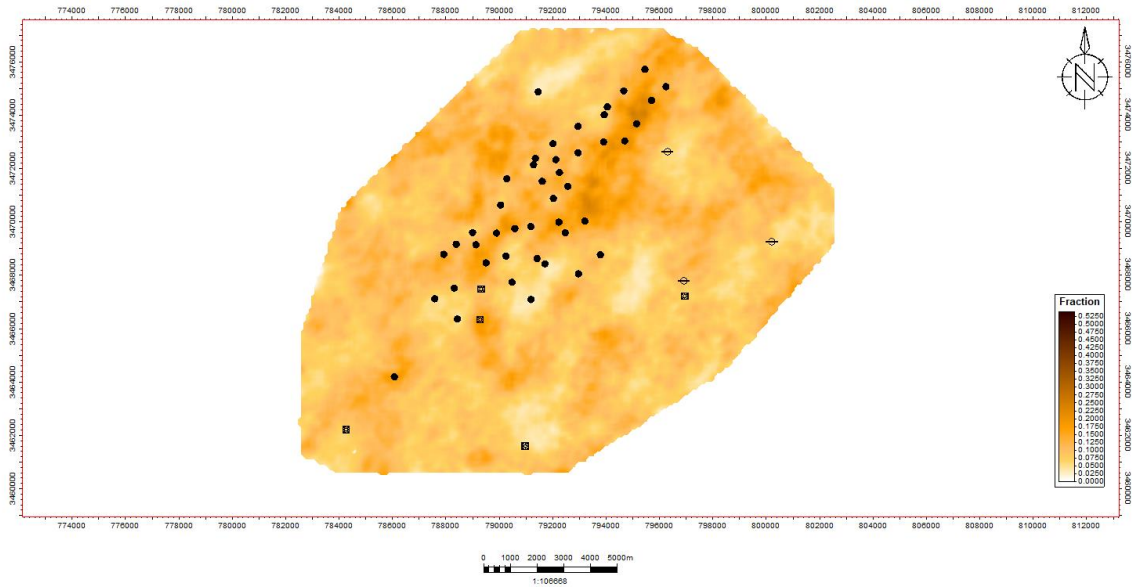


Figure 127: Carte iso valeurs de volume d'argile de l'Unité QH3

QH2 : La carte (Fig.128) représente la distribution spatiale du volume d'argile dans le champ HTF au niveau de l'unité QH2. Elle montre une variété de teneurs allant de 0 % à 52 %, avec des teneurs moyennes à minimales localisées aux périphéries Sud-Ouest et au centre d'unité vers l'Est, autour de 28 %. La carte indique également des teneurs faibles, proches de 0 %, à la périphérie Sud-Est.

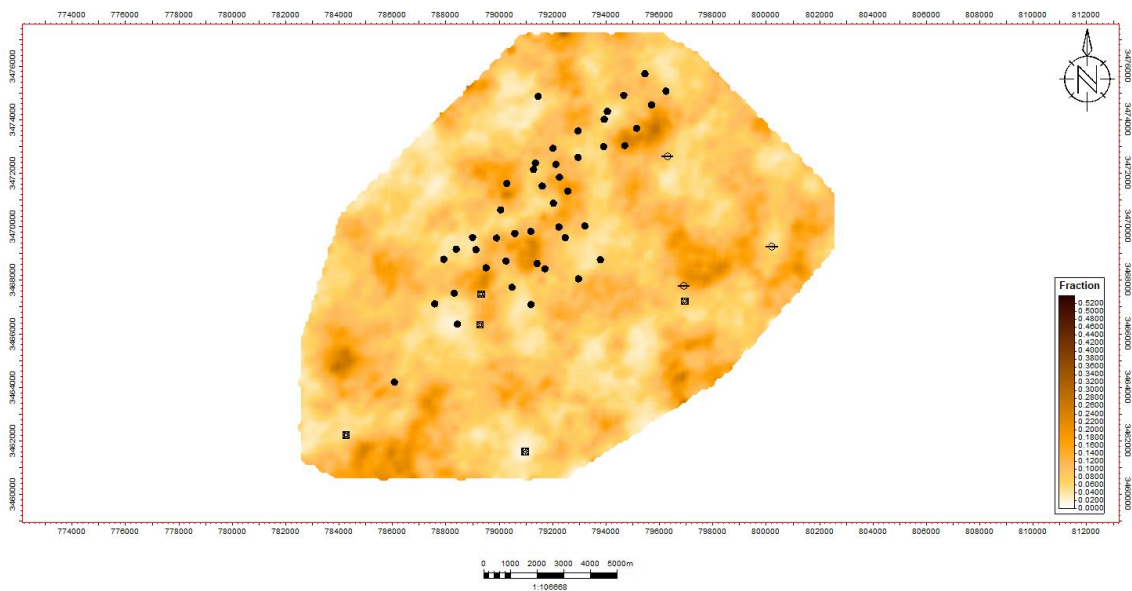


Figure 128: Carte iso valeurs de volume d'argile de l'Unité QH2

QH1 : La carte (Fig.129) représente la distribution spatiale du volume d'argile dans le champ HTF au niveau de l'unité QH1. Elle montre une variété de teneurs allant de 0 % à 52 %, avec les teneurs les plus élevées, autour de 34 %, localisées au Nord et aux périphéries Ouest et Ouest-Sud. Les teneurs moyennes à minimales, environ 16 %, sont représentées au Sud-Ouest. La carte indique également des teneurs faibles, proches de 0 %, à la périphérie Sud.

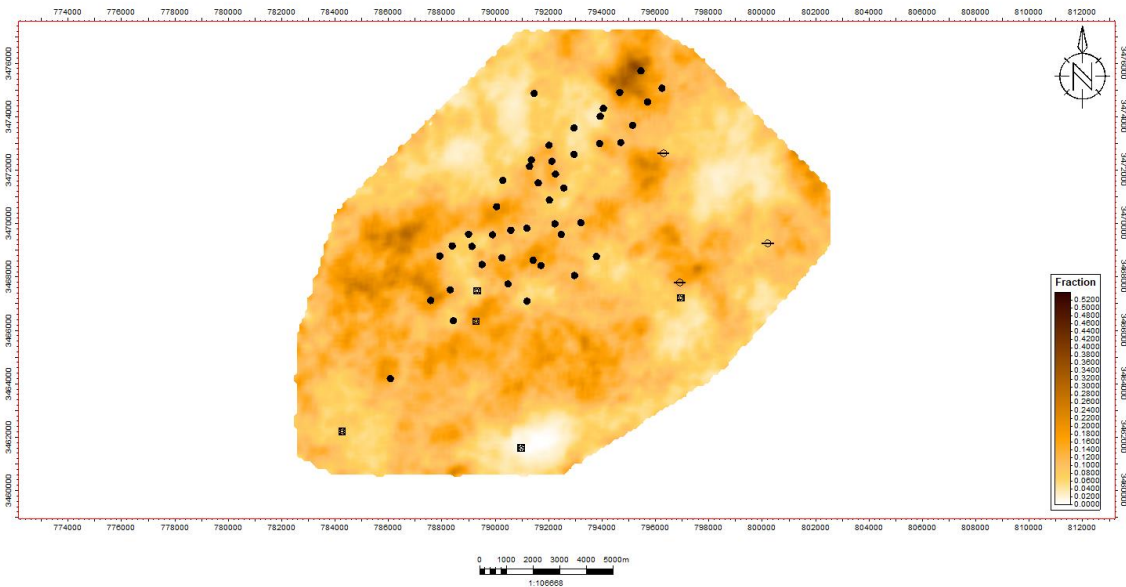


Figure 129: Carte iso valeurs de volume d'argile de l'Unité QH1

Commentaire :

Les cartes en isoporosité, en isoperméabilité, de saturation en eau et de volume d'argile au niveau de QH6, montrent une absence de cette unité dans une grande partie au Nord de la zone à cause de l'intensité de l'érosion hercynienne.

L'analyse cartographique des paramètres pétrophysiques permet de distinguer que les unités caractérisées par une :

- Porosité généralement moyenne varie entre (5-9%).
- Perméabilité généralement moyenne varie entre (4-10mD).
- Saturation en eau généralement moyenne varie entre (30-60%), sauf au niveau du l'unité QH6 et QH1 est supérieur à 70%.
- Volume d'Argile généralement moyenne varie entre (10-30%).

4.2 Etude cartographie non paramétrique :

4.2.1 Les cartes d'indicateurs de saturation en eau :

QH6 : La carte des indicateurs de saturation en eau du champ HTF avec une teneur de coupure 35% (Fig.130) confirme que les potentialités varient de 30% à 70%. Ainsi, les zones favorables se situent plutôt aux périphéries.

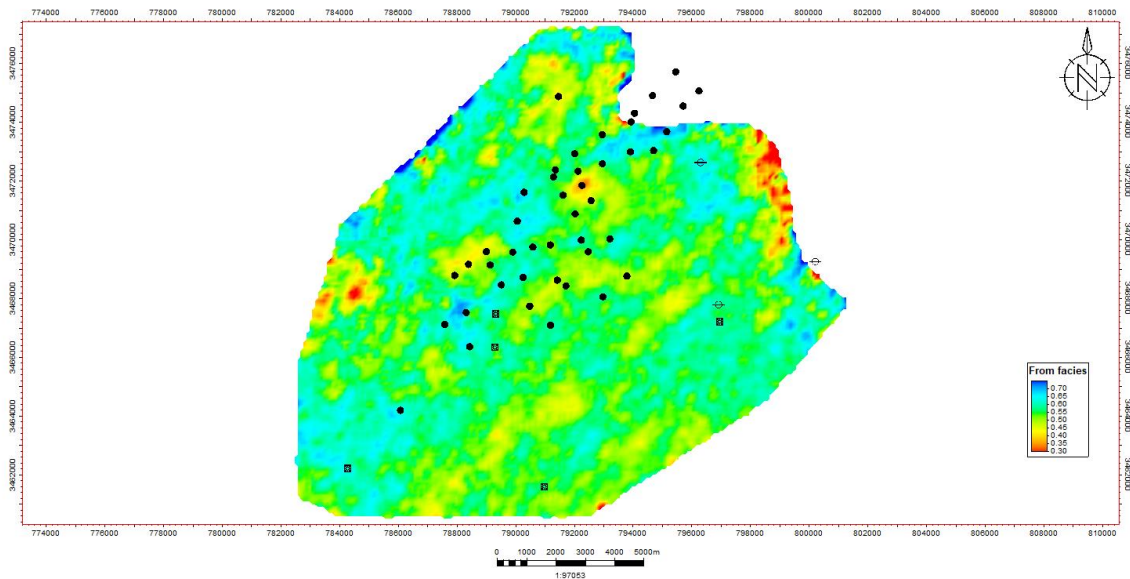


Figure 130: Carte isorobabilité de saturation en eau d'Unité QH6

QH5 : La carte des indicateurs de la saturation en eau du champ HTF au niveau de l'unité QH4 (Fig.131) avec une teneur de coupure de 35%, montre que le pourcentage le plus faible est réparti au nord d'unité, où il est inférieur à 40%.

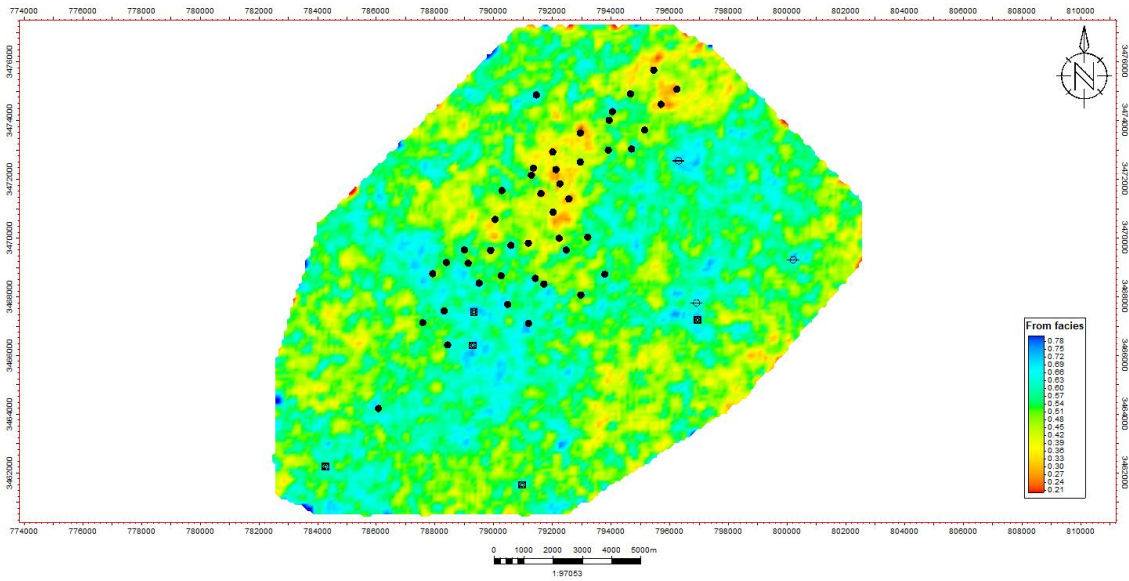


Figure 131: Carte isorobabilité de saturation en eau d'Unité QH5

QH4 : La carte iso potentialités du champ HTF au niveau de l'unité QH4 (Fig.132) confirme que les probabilités d'existence de la teneur de coupure 35% de la saturation en eau varient de 35% à 65%. Les zones favorables se situent plutôt au milieu.

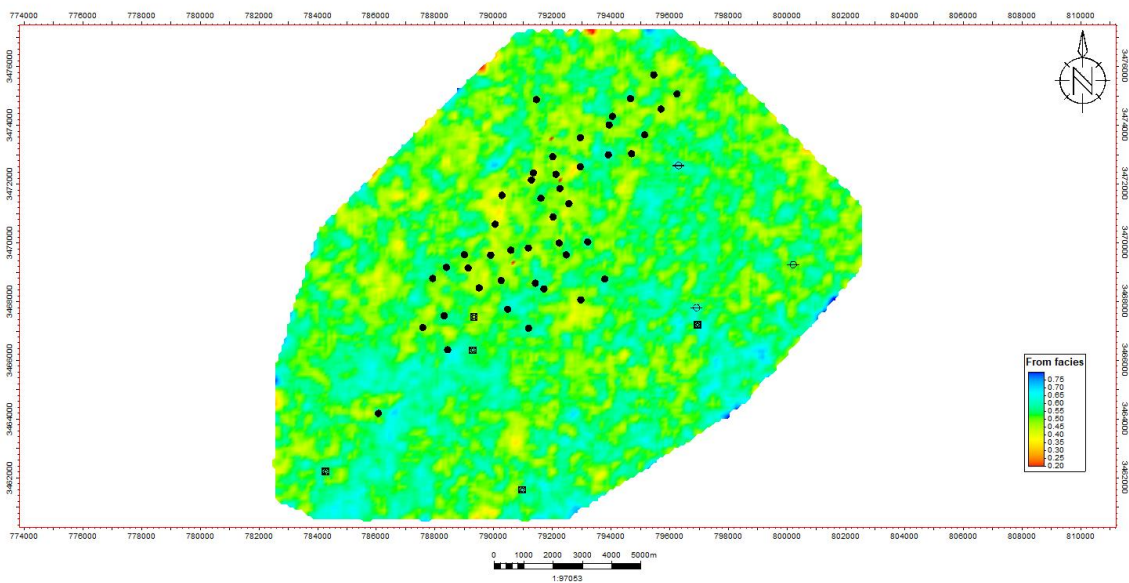


Figure 132: Carte isorobabilité de saturation en eau d'Unité QH4

QH3 : La carte iso probabilités pour la teneur de coupure 35% de la saturation en eau du champ HTF au niveau de l'unité QH3 (Fig.133) montre des pourcentages moyens varié de 45% à 65%.

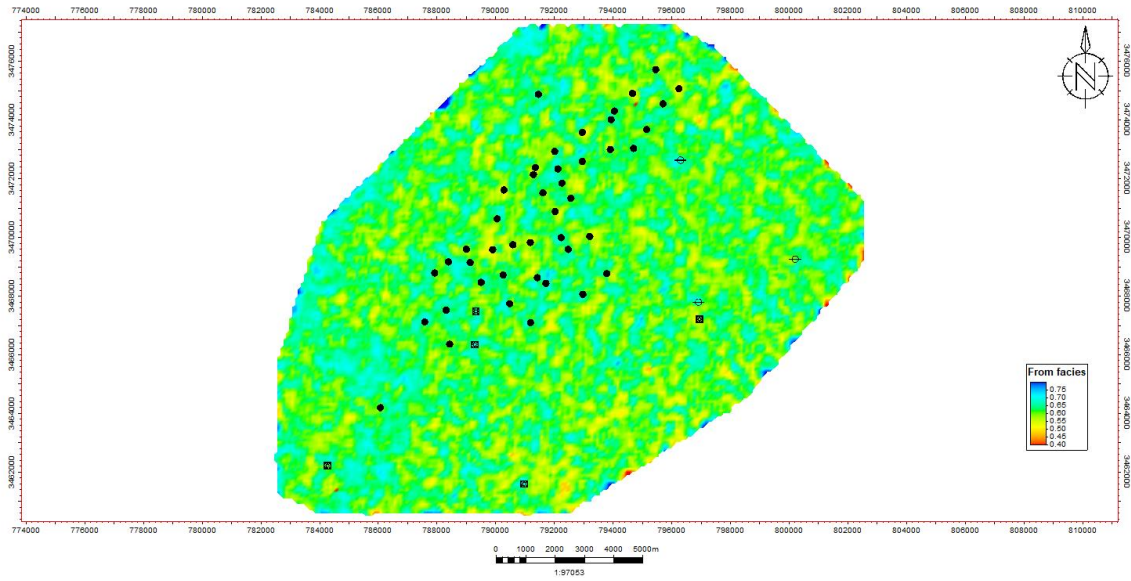


Figure 133: Carte isorobabilité de saturation en eau d'Unité QH3

QH2 : La carte des indicatrices pour la teneur de coupure 35% de la saturation en eau du champ HTF au niveau de l'unité QH2 (Fig.134) confirme l'existence de deux catégories des pourcentages 40% à 55% et de 70% à 80%.

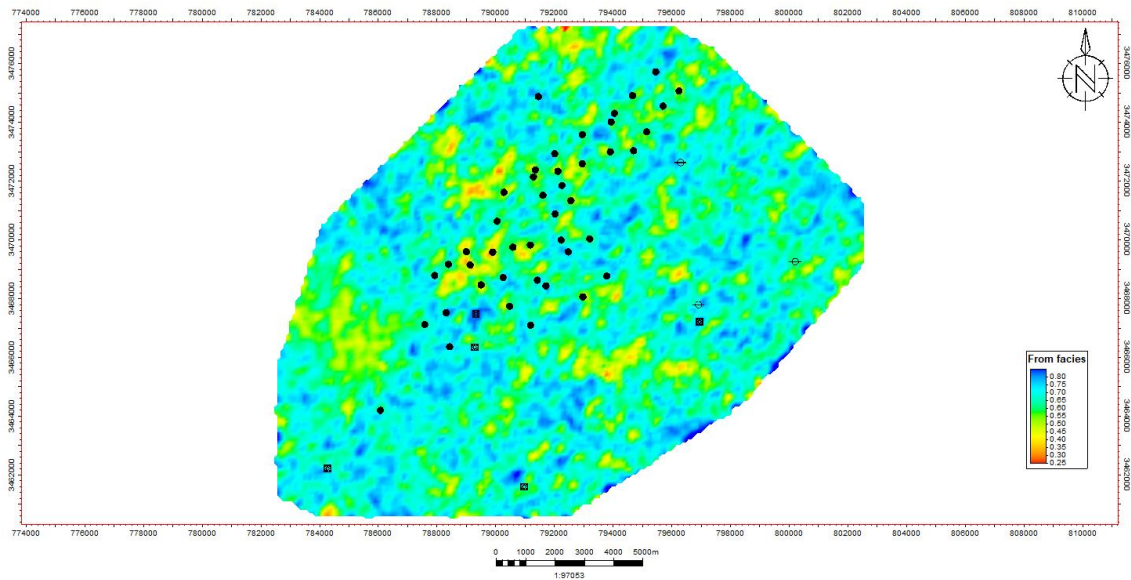


Figure 134: Carte isorobabilité de saturation en eau d'Unité QH2

QH1 : La carte des indicatrices de la teneur de coupure 35% de saturation en eau du champ HTF au niveau de l'unité QH1 (Fig.135), montre que les probabilités d'existence de la teneur 60% à 80% est moyen a fort.

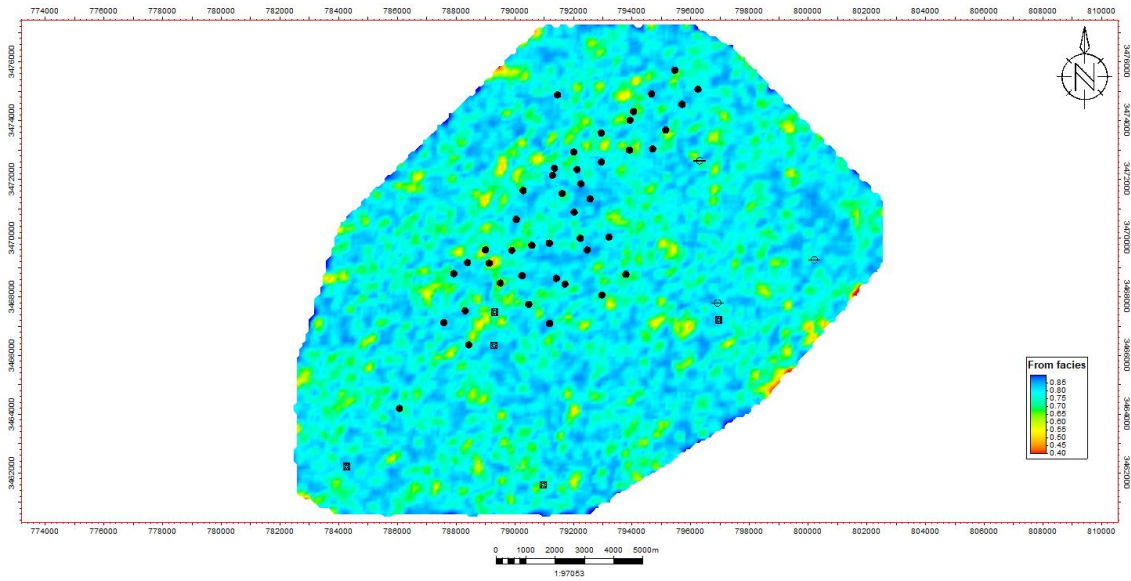


Figure 135: Carte isorobabilité de saturation en eau d'Unité QH1

4.2.2 Les cartes d'indicatrices de porosité :

QH6 : La carte des iso probabilités de la porosité 7% du champ HTF au niveau de l'unité QH6 (Fig.136), montre que le plus faible pourcentage est réparti au sud-est d'unité, où il est inférieur à 35%. Les pourcentages moyennes sont localisés au Sud-Ouest, tandis que la partie Nord-Ouest présente des pourcentages élevés de l'ordre de 70%.

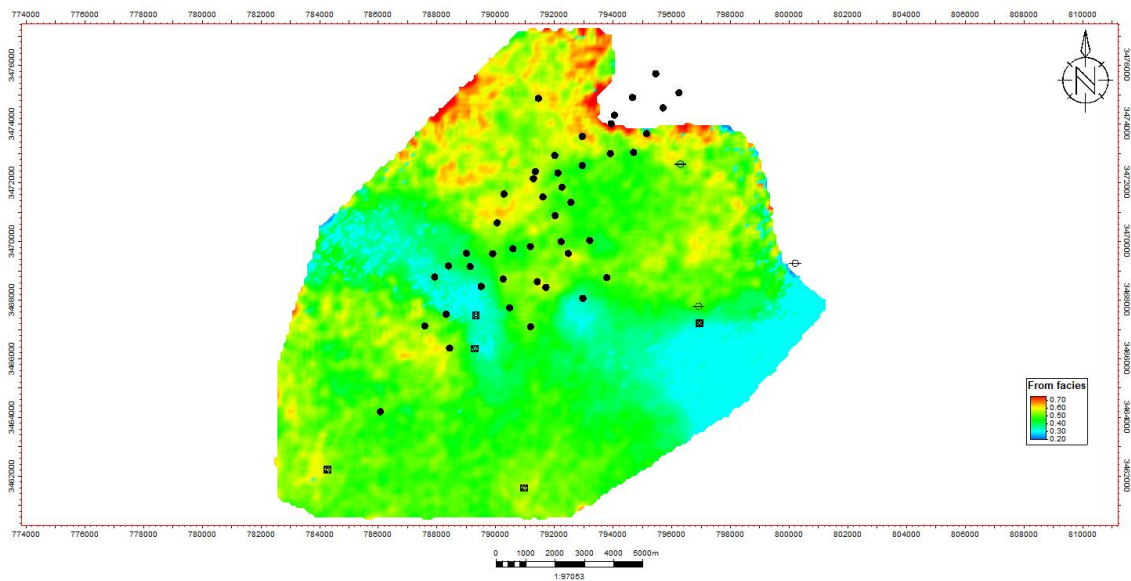


Figure 136: Carte isorobabilité de porosité d'Unité QH6

QH5 : La carte des iso probabilités de la teneur de coupure 7% de la porosité du champ HTF du l'unité QH5 (Fig.137), montre que le plus faible pourcentage est réparti à l'est et à l'Ouest d'unité en périphéries, (inférieur à 35%). Les probabilités moyennes variant de 45% à 75%.

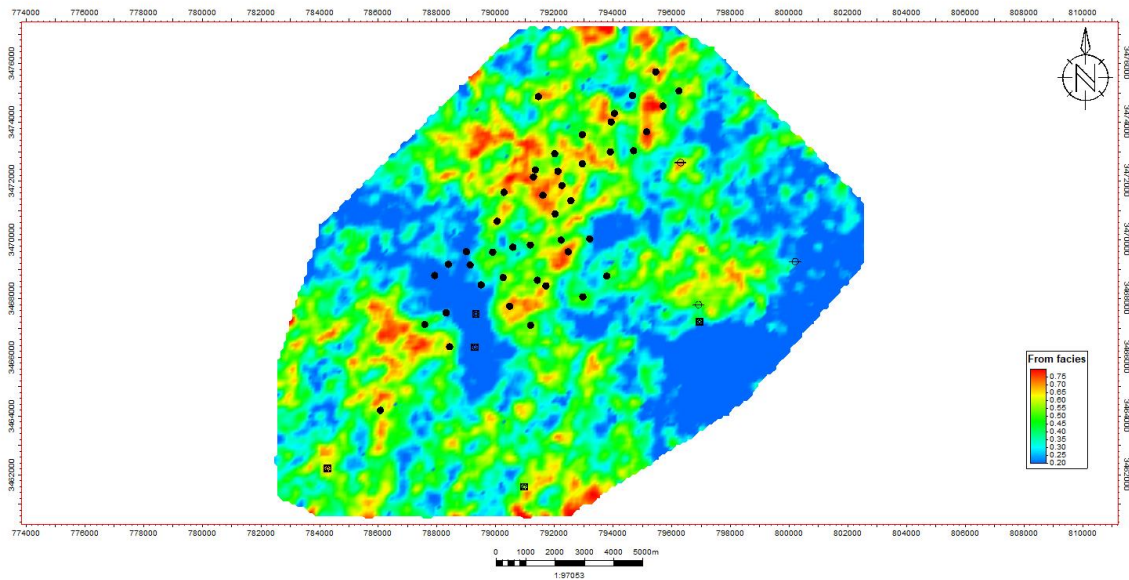


Figure 137: Carte isorobabilité de porosité d'Unité QH5

QH4 : La carte des indicatrices de la teneur en coupure 7% de la porosité dans le champ HTF au niveau de l'unité QH4(Fig.138), montre que le pourcentage d'existence la plus élevés sont répartis à l'Est et à Ouest en périphérie (inférieur à 35%). La plus grande surface d'unité représente des teneurs moyenne (40% à 50%). Quand les teneurs élevées atteignant 75%.

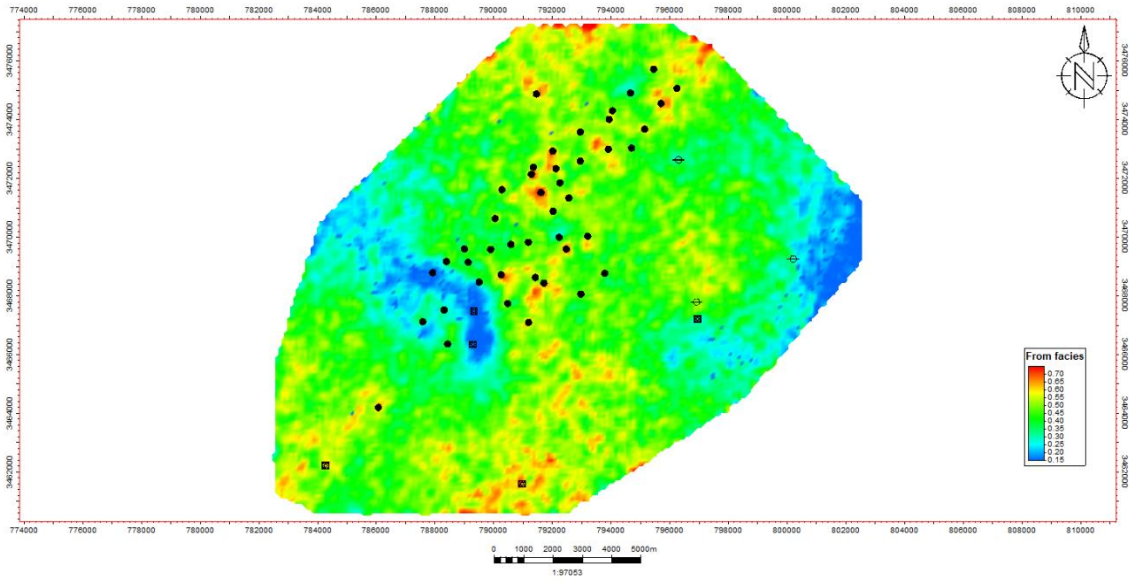


Figure 138: Carte isorobabilité de porosité d'Unité QH4

QH3 : La carte des iso probabilité montre que les pourcentages d'existence de la teneur de la coupure 7% de porosité au niveau de l'unité QH3(Fig.139) les plus faibles est réparti à L'ouest et a est d'unité, il est de 15%. Les pourcentages moyennes variant de 25% à 35%, les iso probabilités élevées sont de l'ordre de 55%.

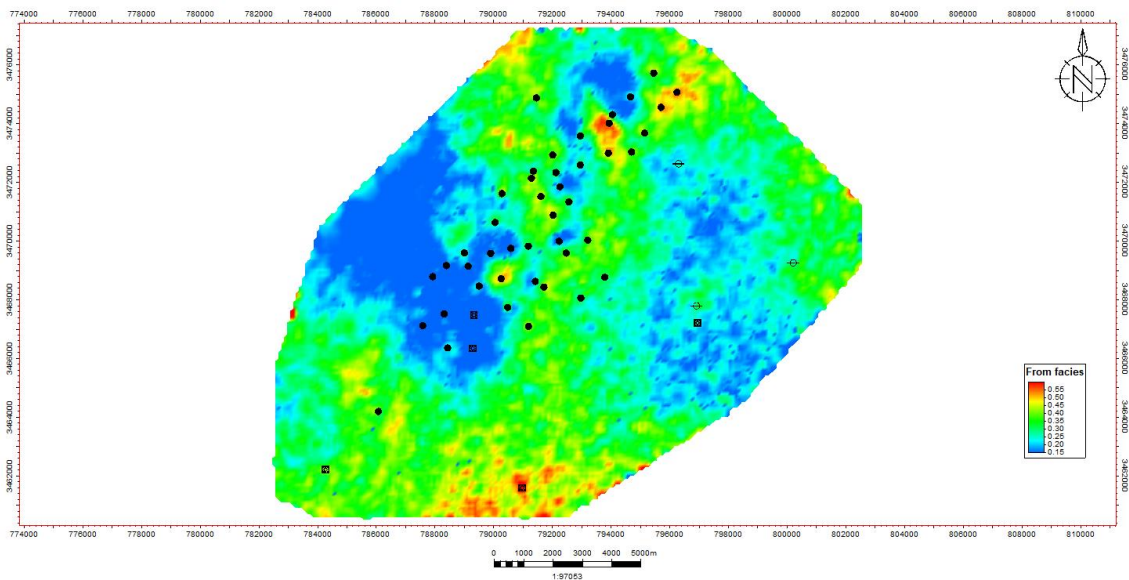


Figure 139: Carte isorobabilité de porosité d'Unité QH3

QH2 : La carte des indicatrices de la teneur en coupure 7% (Fig.140), montre que les pourcentages les plus faibles est réparti à l'ouest et a est d'unité, il est de 12%. Les pourcentages moyennes variant de 24% à 45%, les iso probabilités élevées sont de l'ordre de 65%.

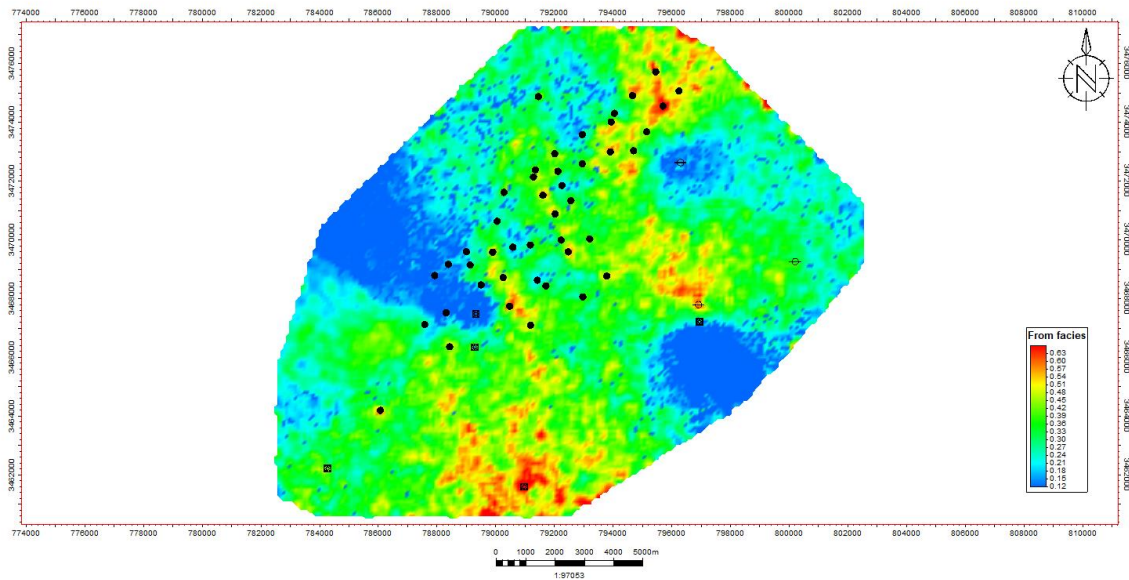


Figure 140: Carte isorobabilité de porosité d'Unité QH2

QH1 : La carte des indicatrices de la teneur en coupure 7%, de la porosité dans le champ HTF au niveau de l'unité QH1 (Fig.141) montre que le pourcentage d'existence les plus élevés sont répartis au Nord et Sud de secteur (plus que 55%). La plus grande surface d'unité représente des teneurs faibles sont répartis à Ouest (20% à 25%). Les pourcentages moyens variant de 30%.

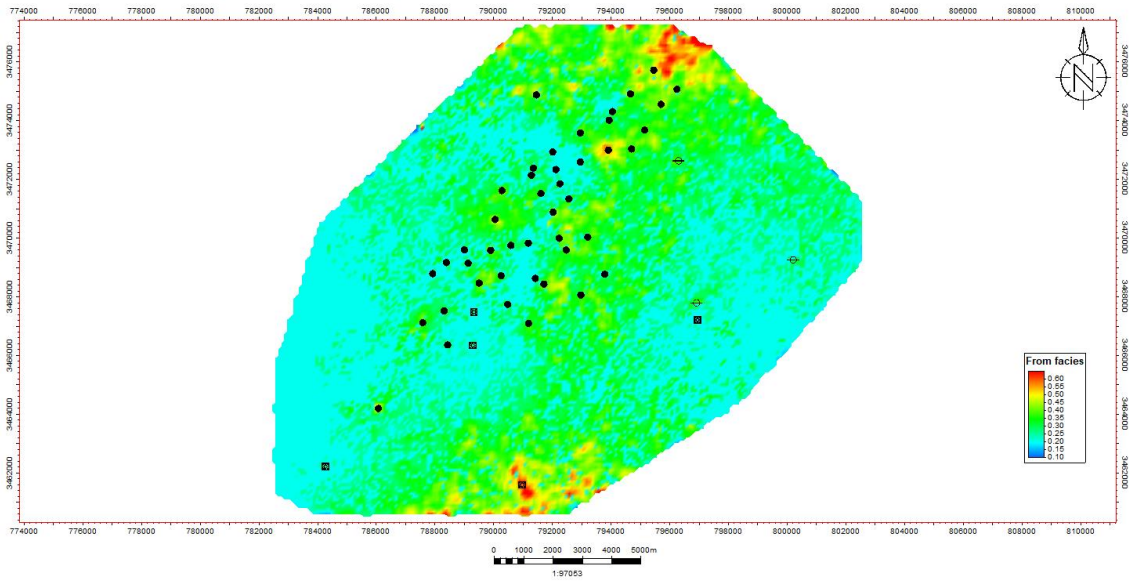


Figure 141: Carte isorobabilité de porosité d'Unité QH1

4.2.3 Les cartes d'indicatrices de volume d'argiles :

QH6 : La carte d'indicatrices de la teneur en coupure 40%, de volume d'argile dans le champ HTF au niveau de l'unité QH6 (Fig.142), montre que le pourcentage d'existence répartie entre 15% et 30%.

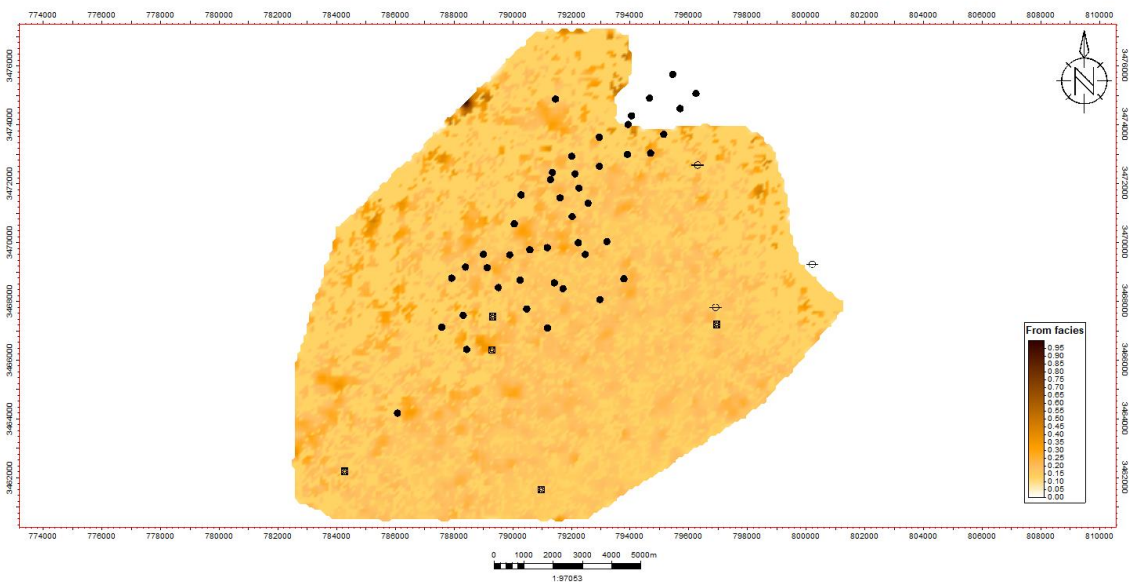


Figure 142: Carte isorobabilité de volume d'argile d'Unité QH6

QH5 : La carte d'indicatrices de la teneur en coupure 40% de volume d'argile dans le champ HTF au niveau de l'unité QH5 (Fig.143), montre que le pourcentage d'existence répartie entre 35% et 55%.

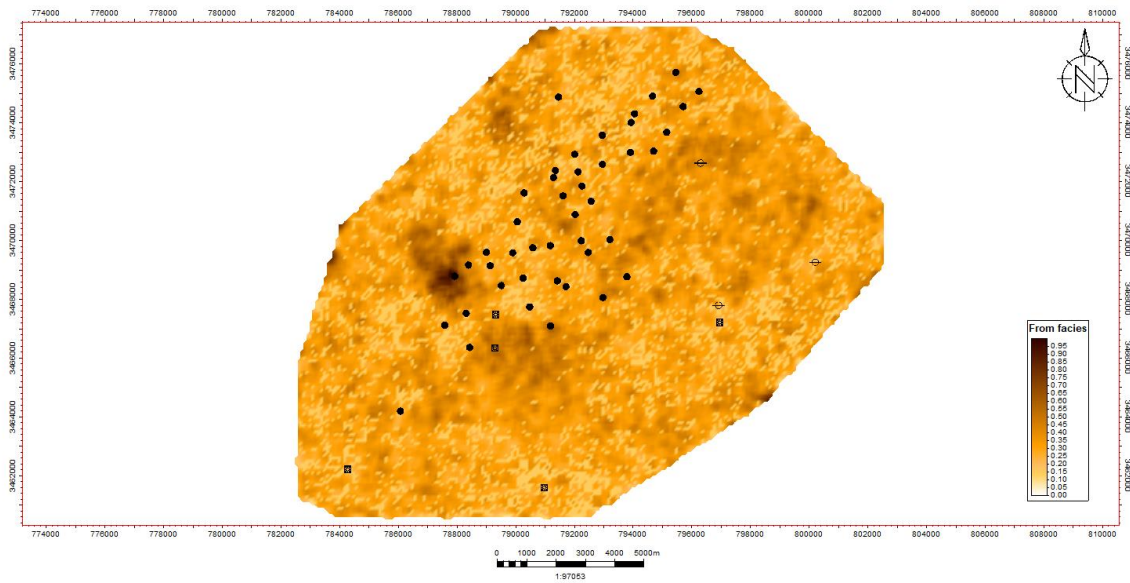


Figure 143: Carte isorobabilité de volume d'argile d'Unité QH5

QH4 : La carte d'indicatrices de la teneur en coupure 40% de volume d'argile dans le champ HTF au niveau de l'unité QH4 (Fig.144), montre que le pourcentage d'existence répartie entre 30% et 45%. La proportion dans le nord varie entre 50% et 70% (moyenne à élever), tandis que les périphéries de la région nord-ouest montrent une proportion élevée.

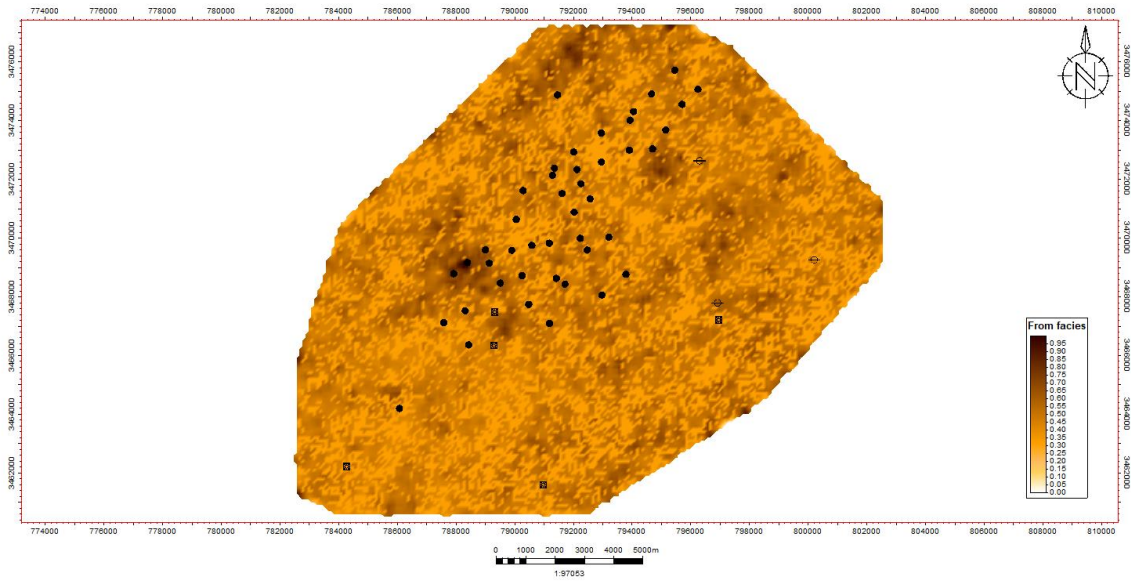


Figure 144: Carte isorobabilité de volume d'argile d'Unité QH4

QH3 : La carte d'indicateurs de la teneur en coupure 40% de volume d'argile dans le champ HTF au niveau de l'unité QH3 (Fig.145), montre que le pourcentage d'existence la plus faible de cette valeur est réparti au Sud, variant entre 20% et 45%. Le pourcentage moyenne à élever au Nord varie entre 40% et 70%.

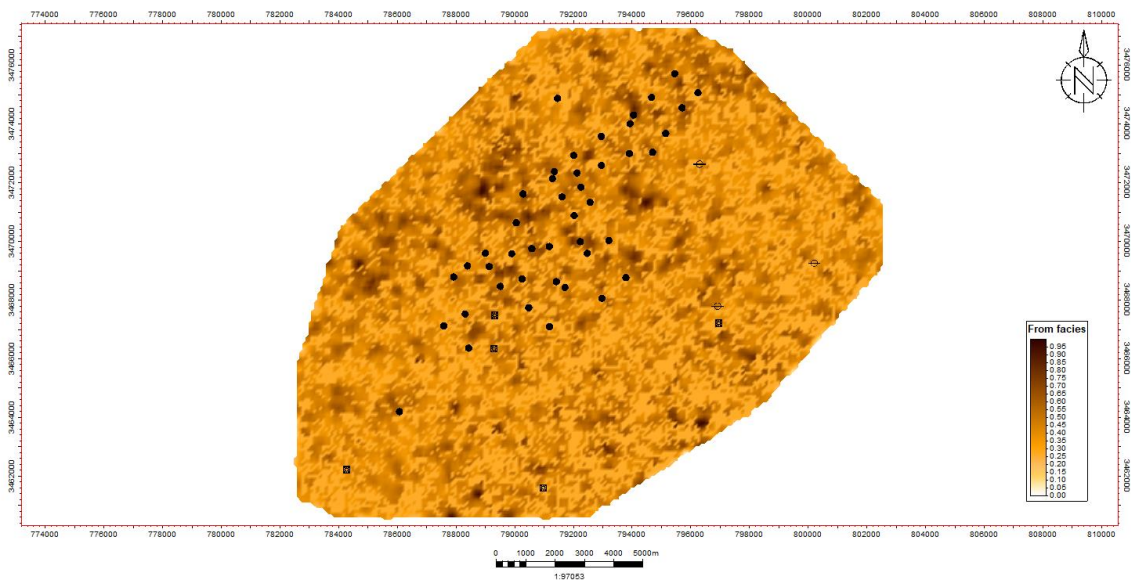


Figure 145: Carte isorobabilité de volume d'argile d'Unité QH3

QH2 : La carte d'indicatrices de la teneur en coupure 40% de volume d'argile dans le champ HTF au niveau de l'unité QH2 (Fig.146), montre que le pourcentage d'existence répartie entre 20% et 60%.

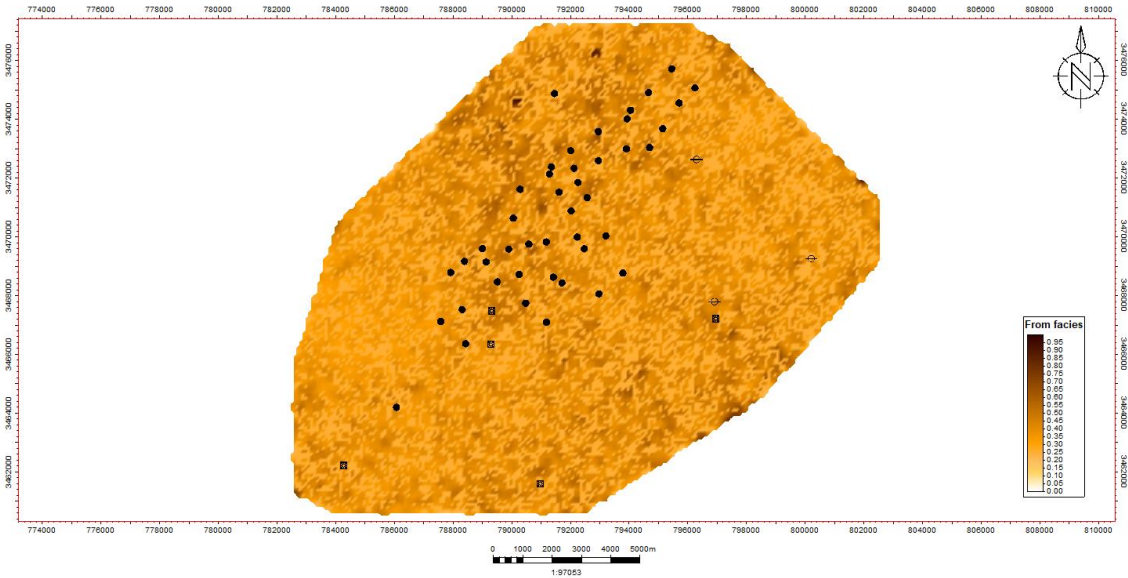


Figure 146: Carte isorobabilité de volume d'argile d'Unité QH2

QH1 : La carte d'indicatrices de la teneur en coupure 40% de volume d'argile dans le champ HTF au niveau de l'unité QH1 (Fig.147), montre que le pourcentage le plus bas de cette valeur est réparti dans Sud d'unité, variant entre 15% et 45%. La proportion dans Nord varie entre 33% et 90% (moyenne à élever), tandis que les périphéries de la région Nord et Nord-Ouest montrent une proportion élevée.

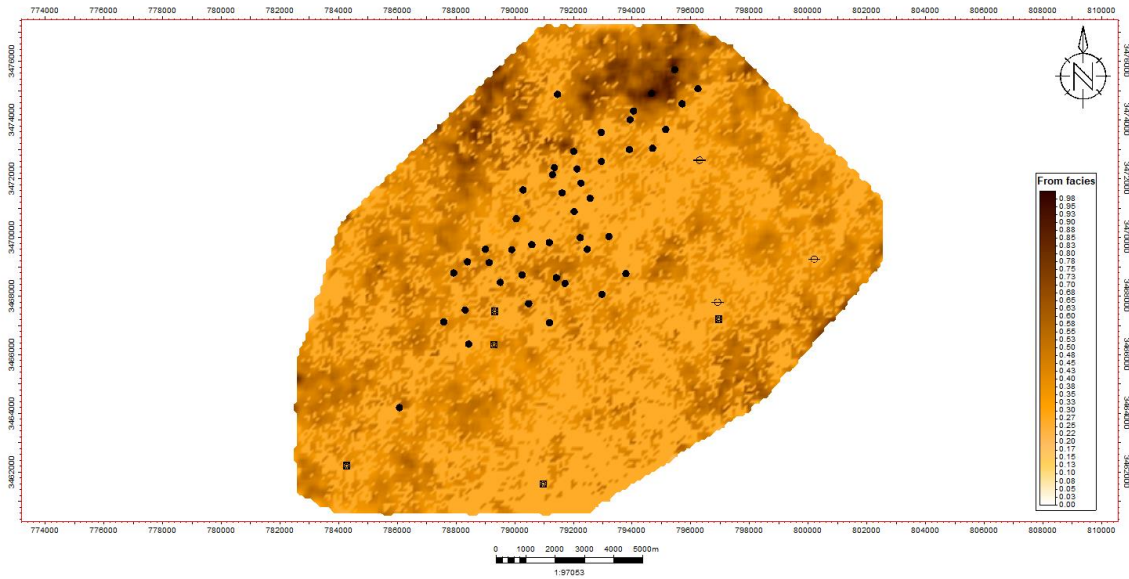


Figure 147: Carte isorobabilité de volume d'argile d'Unité QH1

Commentaire :

Les cartes en isoporosité, en isoperméabilité, de saturation en eau et de volume d'argile au niveau de QH6, montrent une absence de cette unité dans une grande partie au Nord de la zone à cause de l'intensité de l'érosion hercynienne.

L'analyse cartographique d'indicatrices des paramètres pétrophysiques permet de distinguer que les unités caractérisées par une :

- Porosité avec une probabilité moyenne varie entre (30-60%) pour les unités QH6, QH5 et QH4. Une probabilité moyenne varie entre (30-45%) pour les unités QH3, QH2 et QH1.
- Saturation en eau avec une probabilité moyenne varie entre (40-65%), sauf au niveau du l'unité QH6 et QH1 est supérieur à 70%.
- Volume d'Argile avec une probabilité moyenne varie entre (30-55%), sauf au niveau du l'unité QH4 varie entre (30-70%).

4.2.4 Les cartes d'indicatrices de superposition des paramètres pétrophysique :

QH6 : La carte d'isoprobabilité des paramètres pétrophysiques favorable avec des teneurs de coupures : SW =35%, Vclay=40%, ϕ =7% (Fig.148), montre que la zone la plus potentielle se trouve à la périphérie au Nord et Nord -Ouest d'unité QH6. Il faut remarque que les Cinq (5) sondages au nord représentent une région érodée.

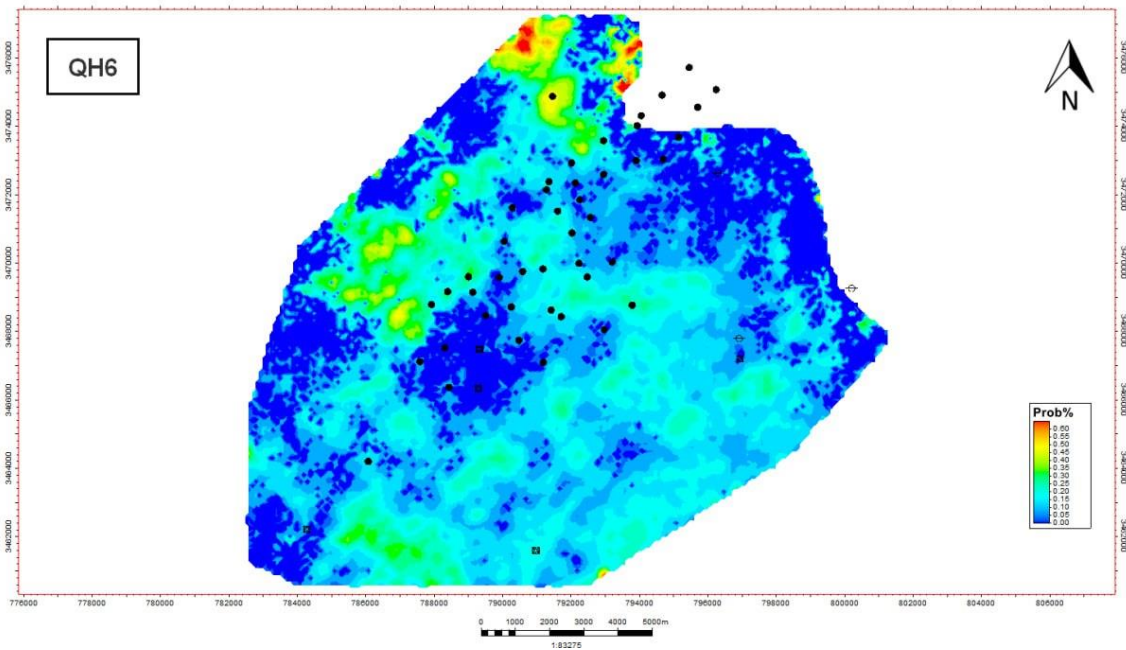


Figure 148: Carte isoprobabilité des superpositions des paramètres pétrophysiques d'unité QH6

QH5 : La carte d'iso probabilités des paramètres pétrophysiques favorables, avec des teneurs de coupures définies à SW = 35 %, Vclay = 40 % et ϕ = 7 % (Fig.149), indique que la zone la plus favorable se situe dans la direction Nord Nord-Est vers le centre de l'unité QH5, ainsi que dans certaines zones situées à Ouest Ouest-Nord.

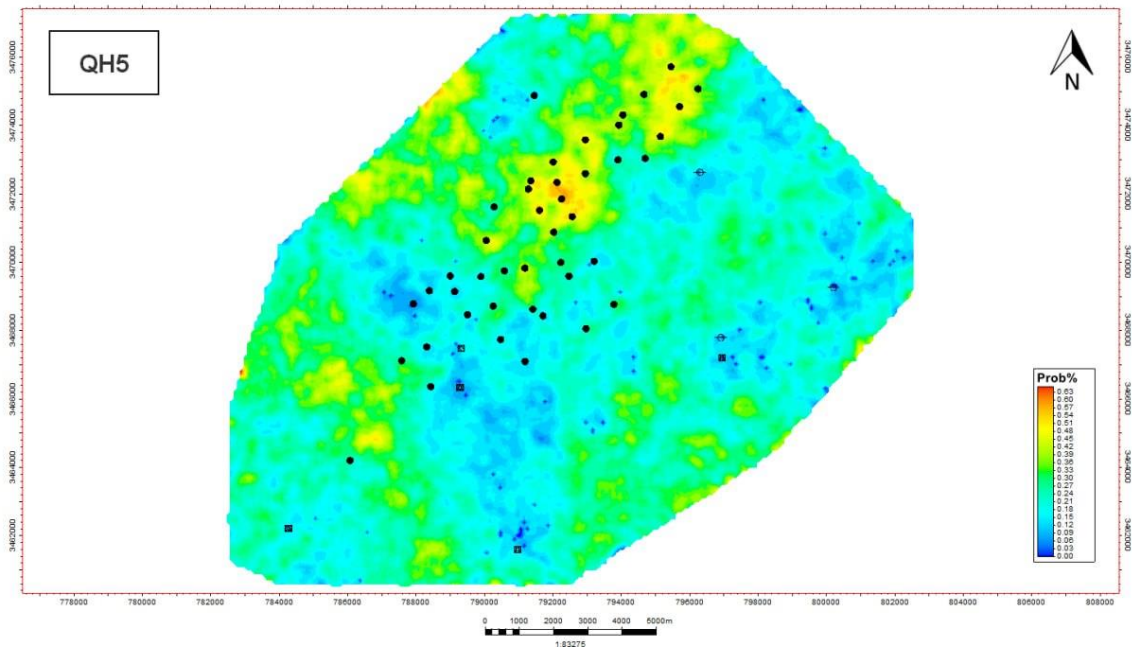


Figure 149: Carte isorobabilité des superpositions des paramètres pétrophysiques d'unité QH5.

QH4 : La carte d'iso probabilités des paramètres pétrophysiques favorables avec des teneurs de coupures : $SW = 35\%$, $V_{clay} = 40\%$ et $\omega = 7\%$ (Fig.150), montre que la zone la plus potentielle se trouve dans la direction Nord Nord-Est et au centre de l'unité QH4 vers l'Ouest, avec une variabilité relative autour de toute l'unité.

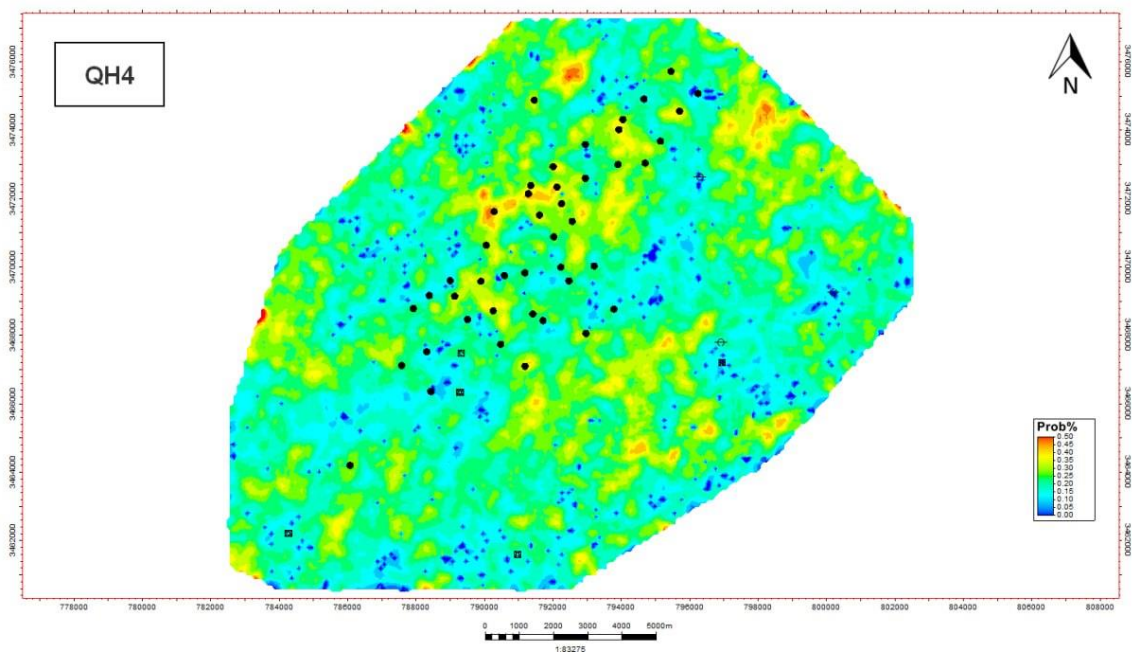


Figure 150: Carte isorobabilité des superpositions des paramètres pétrophysiques d'unité QH4

QH3 : La carte d'iso probabilités des paramètres pétrophysiques favorable (avec des teneurs de coupures : SW =35%, Vclay=40%, ω =7%) (Fig.151), montre qu'il y a quelque zone favorable dans cette unité QH3, il est existé dans la périphérie de Nord Nord - Ouest et vers centre d'unité, et relativement variable dans les côtés d'unité a Ouest, Sud Sud-Ouest et Sud Sud-Est vers le centre.

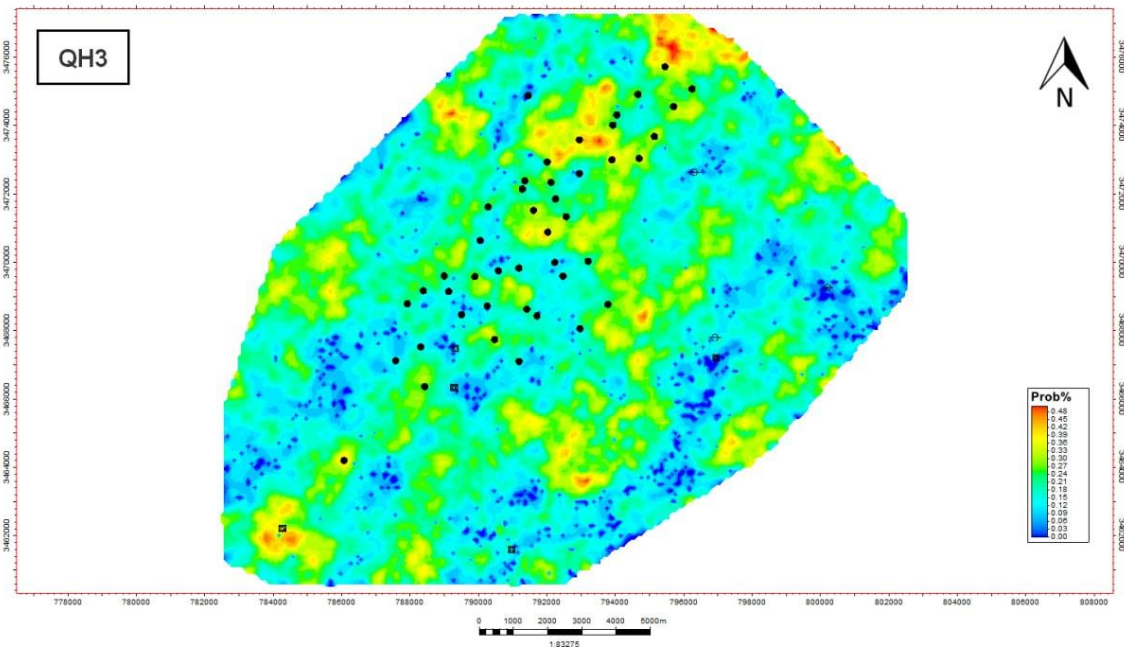


Figure 151: Carte isorobabilité des superpositions des paramètres pétrophysiques d'unité QH3

QH2 : La carte d'iso probabilités des paramètres pétrophysiques favorables, avec des teneurs de coupures de SW = 35 %, Vclay = 40 % et ω = 7 % (Fig.152), révèle que la zone la plus prometteuse se trouve au Sud Sud-Est, avec une petite zone en direction de Ouest Ouest-Sud, ainsi que certaines zones situées au centre de l'unité QH2 vers l'Ouest.

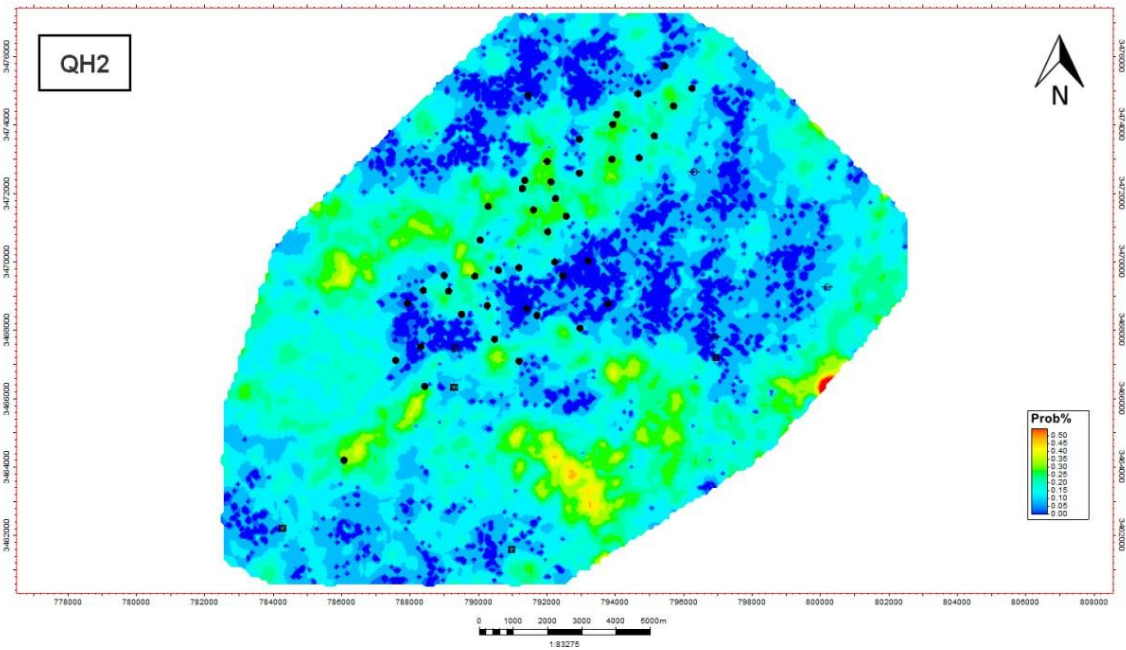


Figure 152: Carte isorobabilité des superpositions des paramètres pétrophysiques d'unité QH2

QH1 : La carte d'iso probabilités des paramètres pétrophysiques favorable (avec des teneurs de coupures : $SW = 35\%$, $V_{clay} = 40\%$, $\phi = 7\%$) (Fig.153), montre qu'il existe quelques zones favorables dans l'unité QH1 et Certaines régions situées au centre de cette unité sont également propices à l'exploitation.

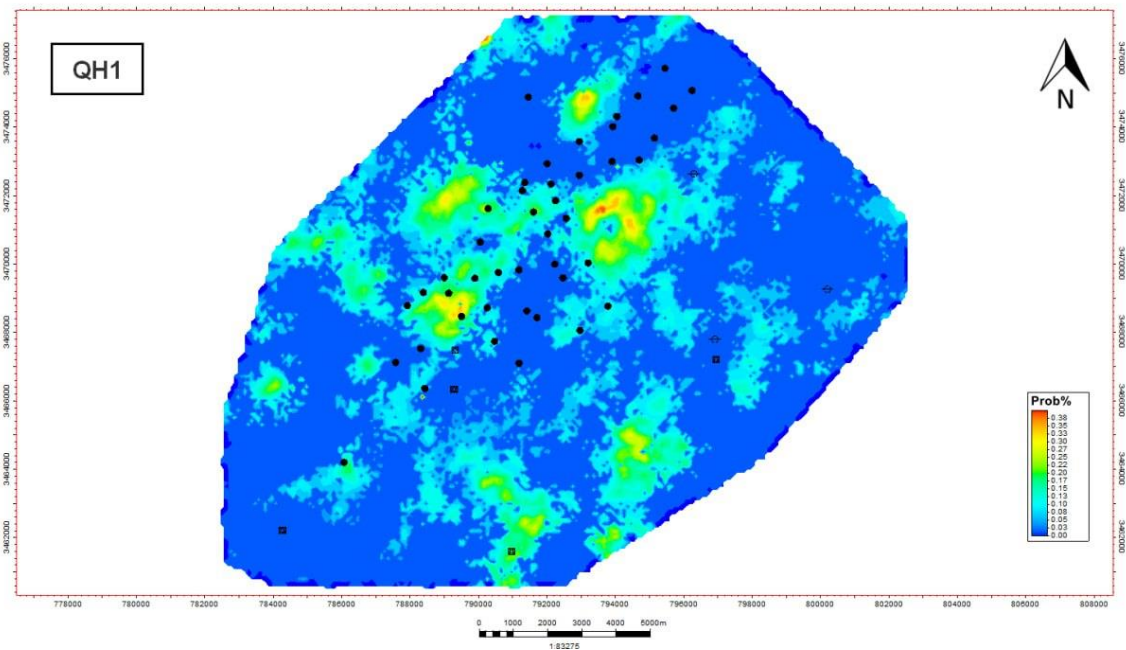


Figure 153: Carte isorobabilité des superpositions des paramètres pétrophysiques d'unité QH1

Commentaire :

Les cartes d'indicatrices de superposition des paramètres pétrophysiques au niveau de QH6, montrent une absence de cette unité dans une grande partie au Nord de la zone à cause de l'intensité de l'érosion hercynienne.

L'analyse cartographique d'indicatrices de superposition des paramètres pétrophysiques permet de distinguer que les unités caractérisées par une probabilité moyenne varie entre (20-40%) pour les unités QH5, QH4 et QH3, et pour les unités QH6, QH2 et QH1 sont a une probabilité moins de 25%.

5. Validation et confirmation des résultats :

Les cartes d'isovaleur ont efficacement mis en évidence les zones à fort potentiel pour les teneurs de coupure des paramètres pétrophysiques, notamment la porosité, la perméabilité, la saturation en eau et le volume d'argile. À travers une comparaison approfondie de ces cartes, il est évident que les unités QH5 (Fig. 154) et QH4 (Fig. 155) présentent constamment des niveaux optimaux de porosité et de perméabilité, combinés à une saturation en eau favorable et un faible volume d'argile. Ces schémas spatiaux suggèrent une concentration significative de zones de réservoir à haut potentiel dans ces unités.

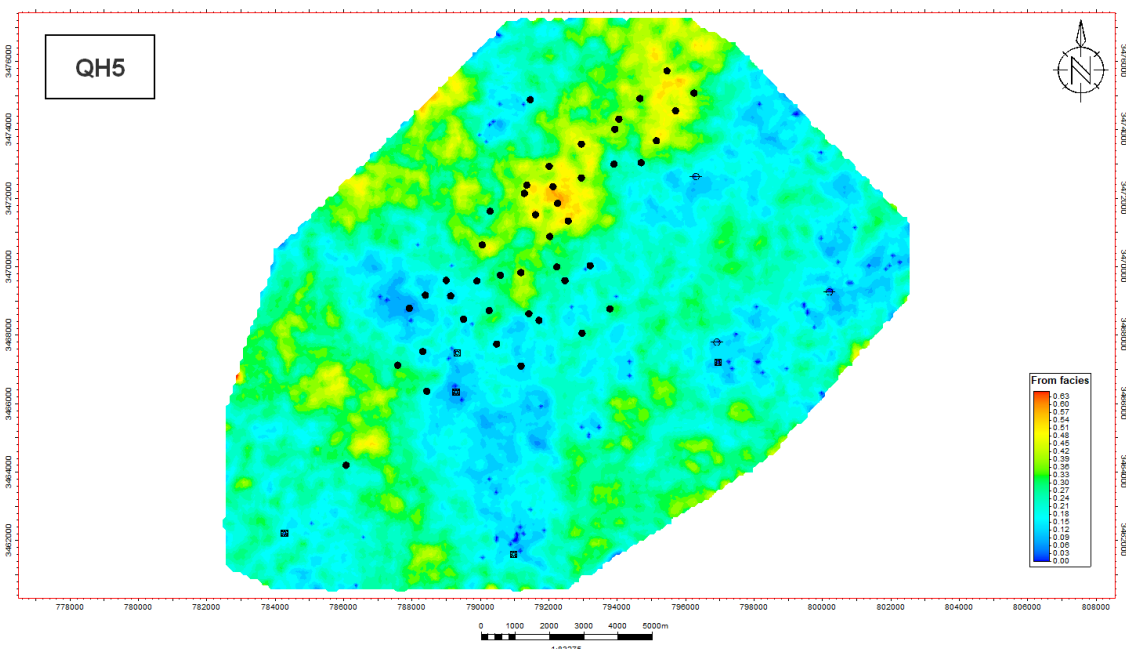


Figure 154: Carte iso-valeur au niveau de QH5 (SH DP | Dép_Géologie_2024).

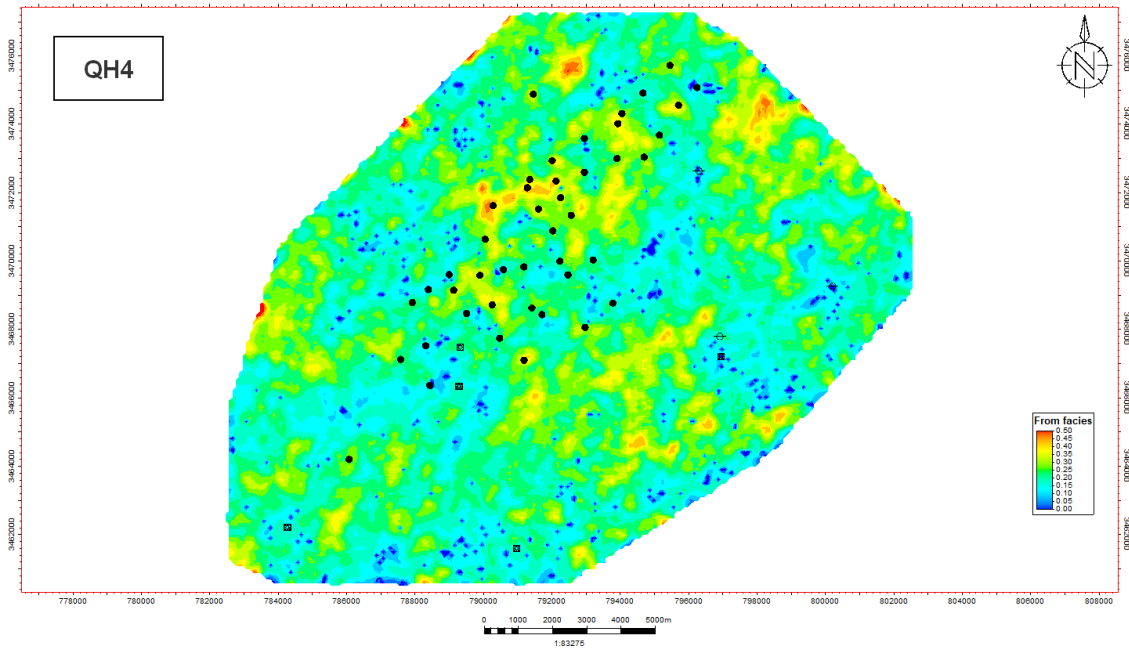


Figure 155: Carte iso-valeur au niveau de QH4 (SH DP | Dép_Géologie_2024).

Pour confirmer ces résultats, il a été décidé de procéder à des tests de production (PLT) sur les puits HTFN-10, HTFN-02, HTF-10 et HTF-24. Ces tests fourniront des informations plus approfondies sur la distribution des paramètres et confirmeront l'exactitude des cartes d'isovaleur, qui indiquent le pourcentage de probabilité d'existence d'un réservoir favorable ou non.

HTF-24 : Les cartes suivantes montrent un pourcentage de 40% pour l'Unité QH4 (Fig.156), 24% pour l'Unité QH3 (Fig.157) et 30% pour l'Unité QH2 (Fig.158), C'est ce que montre les résultats suivants du test PLT pour le puit HTF-24 :

Tableau 6: Résultats de Test PLT pour le puits HTF-24 (SH DP_2022).

HTFN-02		
Unité	Intervalle (m)	Gas (m3/h)
QH4	3344.0 - 3344.0	1.98
QH3	3356.5 - 3359.0	0.6
QH2	3369,6 - 3382,0	0.89

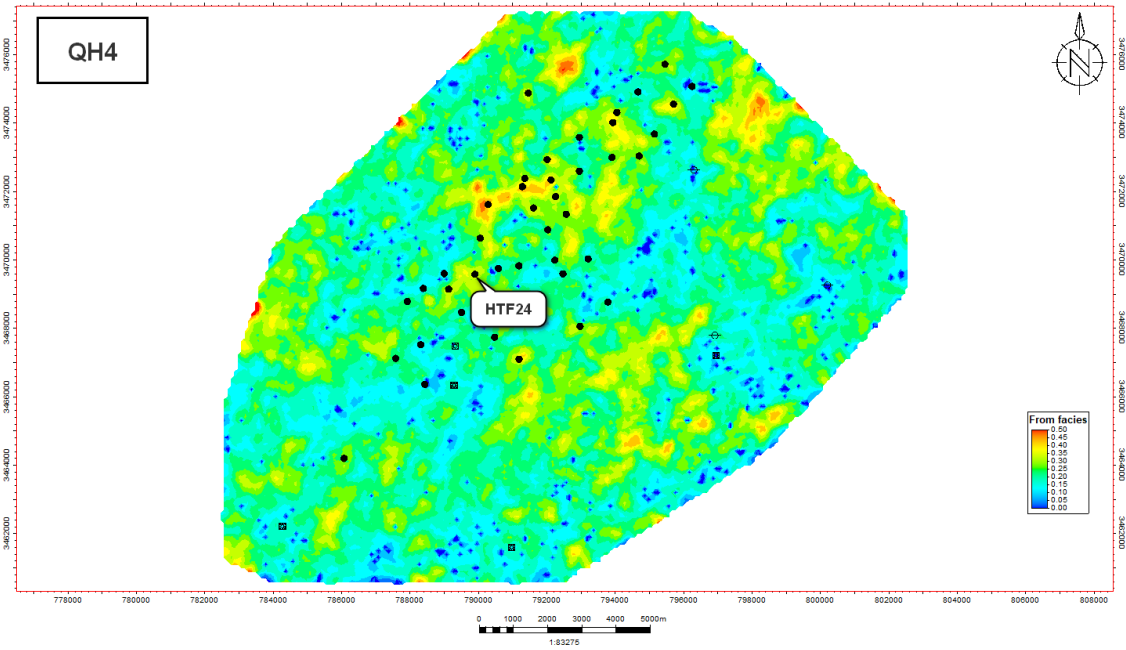


Figure 156: La teneur de coupure au niveau de l'Unité QH4 pour le puits HTF-24 (SH DP | Dép_Géologie_2024).

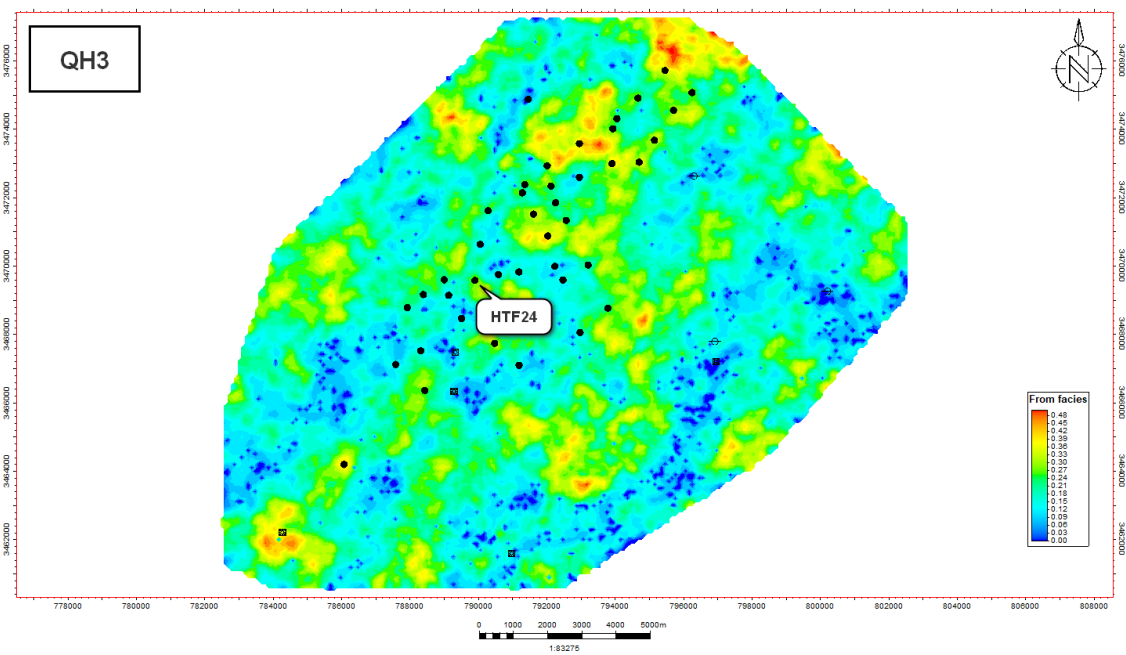


Figure 157: La teneur de coupure au niveau de l'Unité QH3 pour le puits HTF-24 (SH DP | Dép_Géologie_2024).

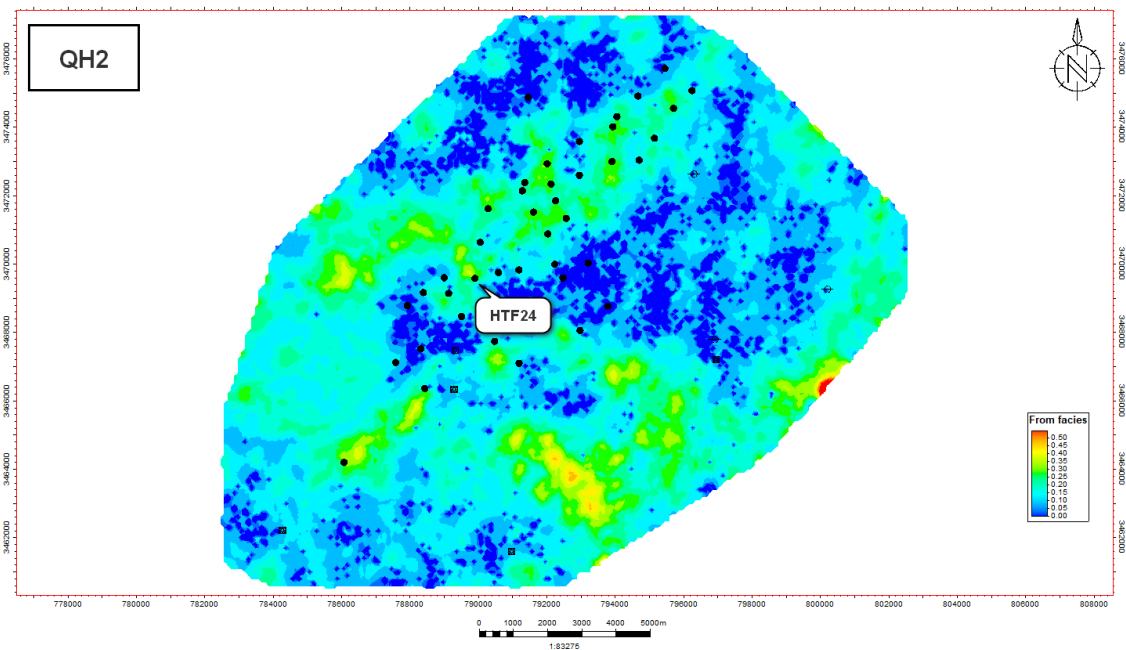


Figure 158: La teneur de coupure au niveau de l'Unité QH2 pour le puits HTF-24 (SH DP | Dép_Géologie_2024).

HTF-10 : Les cartes suivants montrent un pourcentage de 50% pour l'Unité QH5 (Fig.159), 27% pour l'Unité QH4 (Fig.160) et 40% pour l'Unité QH3 (Fig.161), et c'est ce que montre les résultats suivants du test PLT pour le puit HTF-10 :

Tableau 7: Résultats de Test PLT pour le puits HTF-10 (SH DP_2021).

HTF-10		
Unité	Intervalle (m)	Gas (m3/h)
QH5	3388,0 - 3403,0	139,86
QH4-QH3	3414,0 - 3428,0	137,15

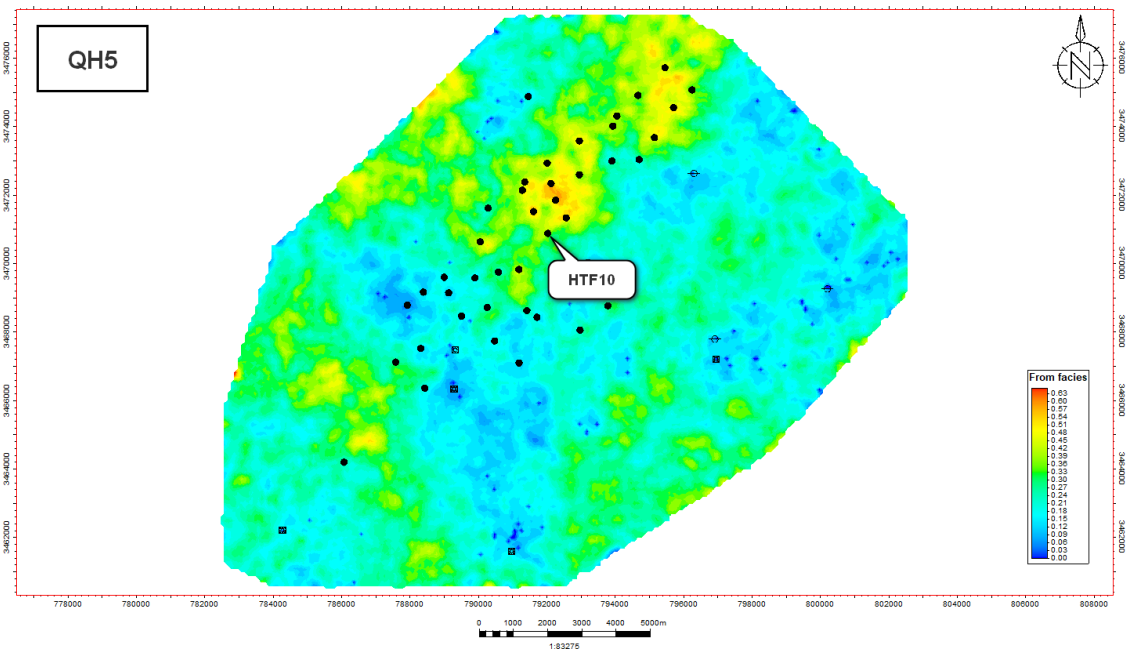


Figure 159: La teneur de coupure au niveau de l'Unité QH5 pour le puits HTF-10 (SH DP | Dép_Géologie_2024).

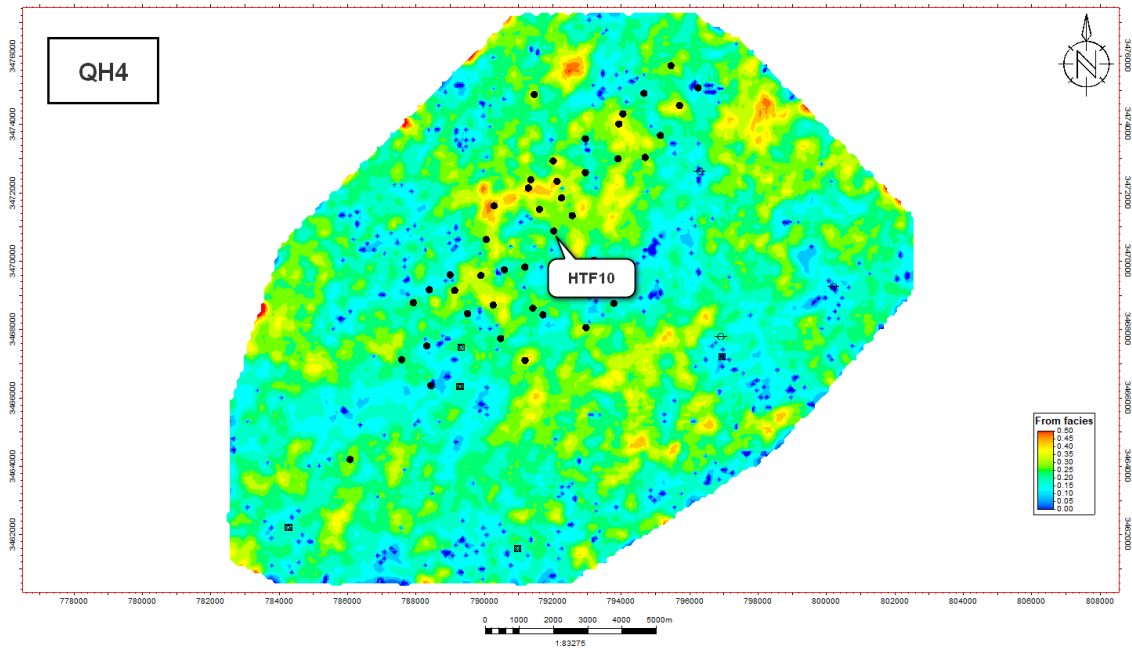


Figure 160: La teneur de coupure au niveau de l'Unité QH4 pour le puits HTF-10 (SH DP | Dép_Géologie_2024).

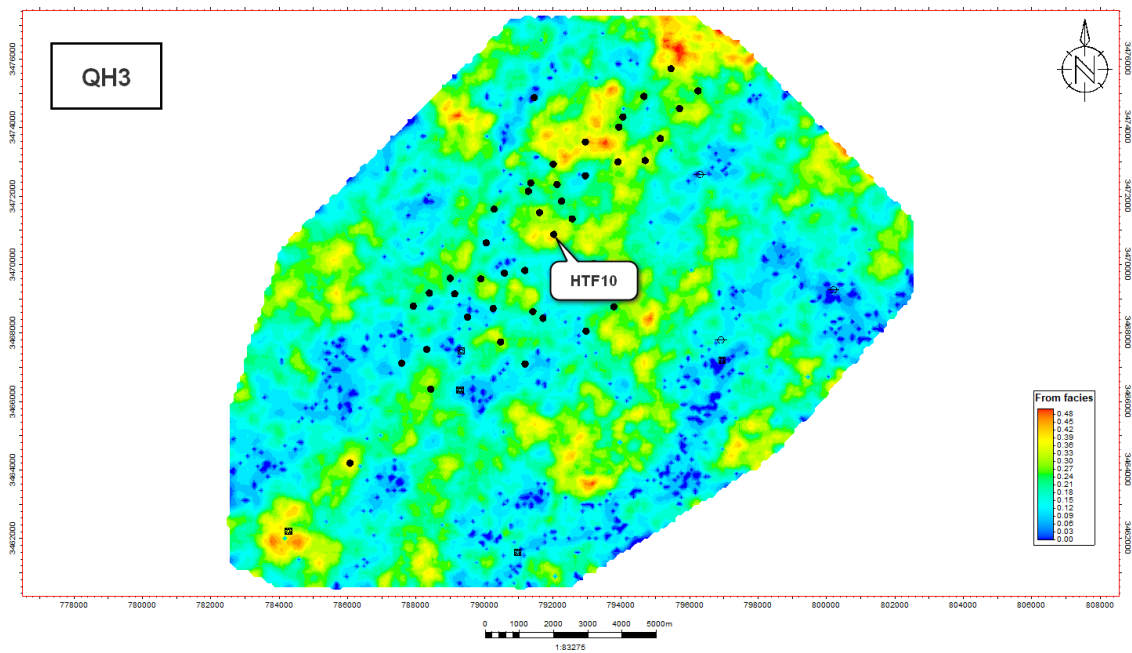


Figure 161: La teneur de coupure au niveau de l'Unité QH3 pour le puits HTF-10 (SH DP | Dép_Géologie_2024).

HTFN-02 : Les cartes suivantes montre un pourcentage de 51% pour l'Unité QH5 (Fig.162) et 30% pour l'Unité QH2 (Fig.163), et c'est ce que montre les résultats suivants du test PLT pour le puit HTFN-02 :

Tableau 8: Résultats de Test PLT pour le puits HTFN-02 (SH DP_2022).

HTFN-02		
Unité	Intervalle (m)	Q (m3/h)
QH5	3365.1 - 3376.8	148.26
QH2	3402.6 - 3410.3	111.62

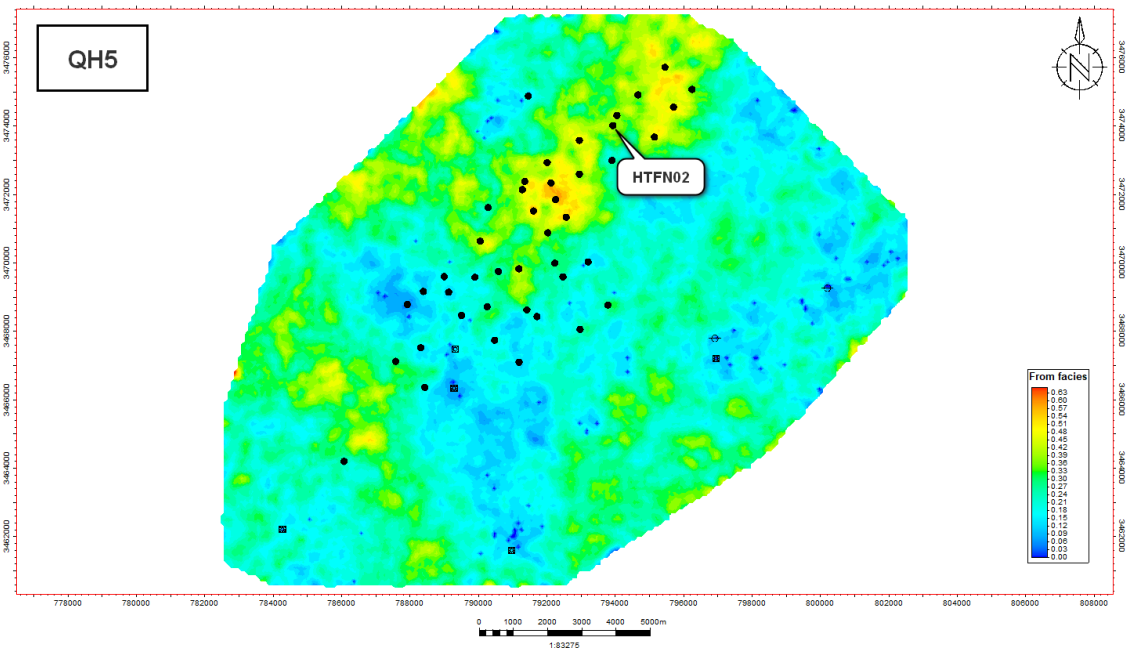


Figure 162: La teneur de coupure au niveau de l'Unité QH5 pour le puits HTFN-02 (SH DP | Dép_Géologie_2024).

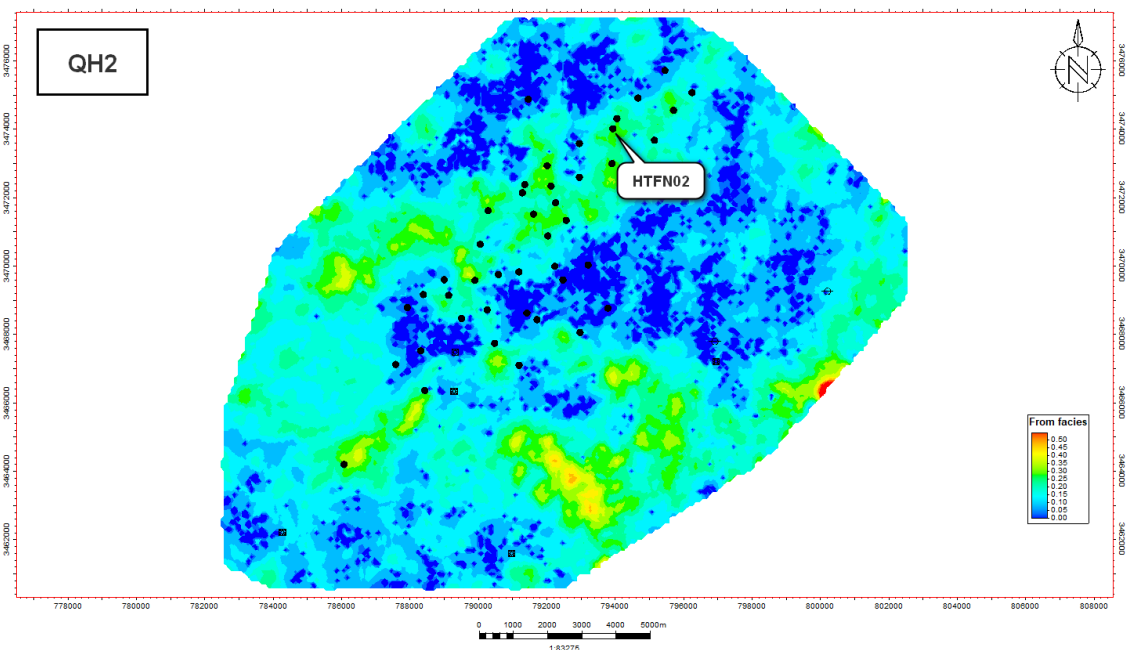


Figure 163: La teneur de coupure au niveau de l'Unité QH2 pour le puits HTFN-02 (SH DP | Dép_Géologie_2024).

HTFN-10 : Les cartes suivantes montrent un pourcentage de 54% pour l'Unité QH5 (Fig.164), 37% pour l'Unité QH4 (Fig.165) et 35% pour l'Unité QH3 (Fig.166), les résultats du test PLT pour le puits HTFN-10 (Fig.167) montrent que le début dans l'intervalle QH4 est inférieur à le début dans l'intervalle de QH3 et cela est dû à la faible quantité des hydrocarbures dans cette unité, cela est confirmé à partir du log de résistivité suivant :

Tableau 9: Résultats de Test PLT pour le puits HTFN-10 (SH DP_2021).

HTFN-10		
Unité	Intervalle (m)	Gas (m3/h)
QH5	3401.0 - 3411.0	120.04
QH4	3424.0 - 3429.0	6.89
QH3	3430.0 - 3434.0	38.19

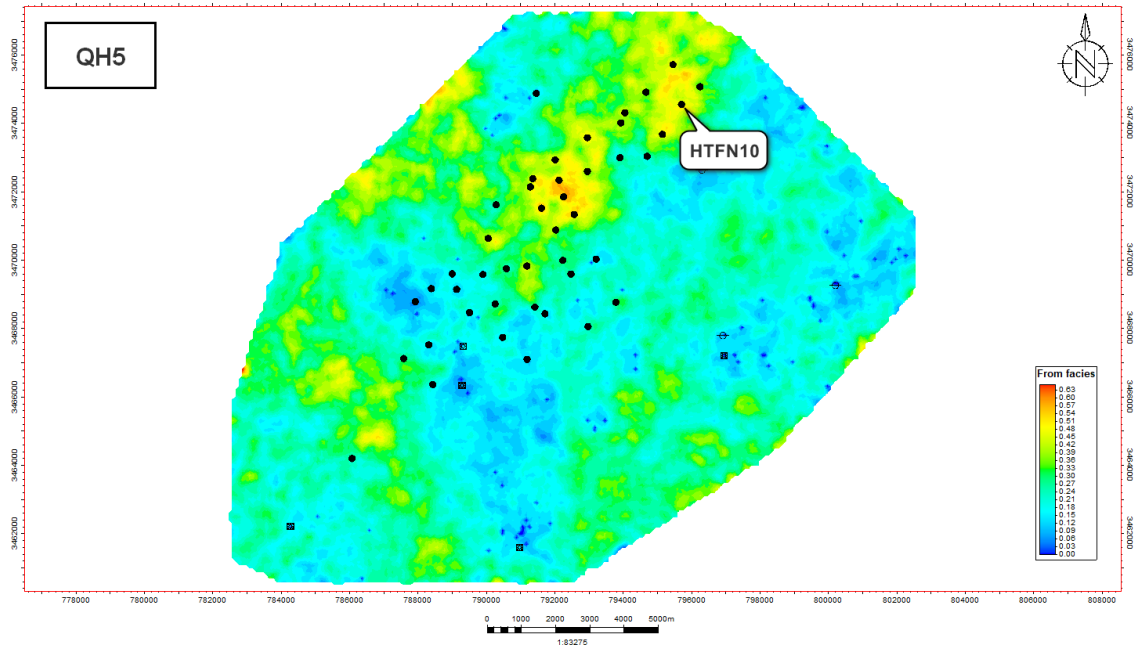


Figure 164: La teneur de coupure au niveau de l'Unité QH5 pour le puits HTFN-10 (SH DP | Dép_Géologie_2024).

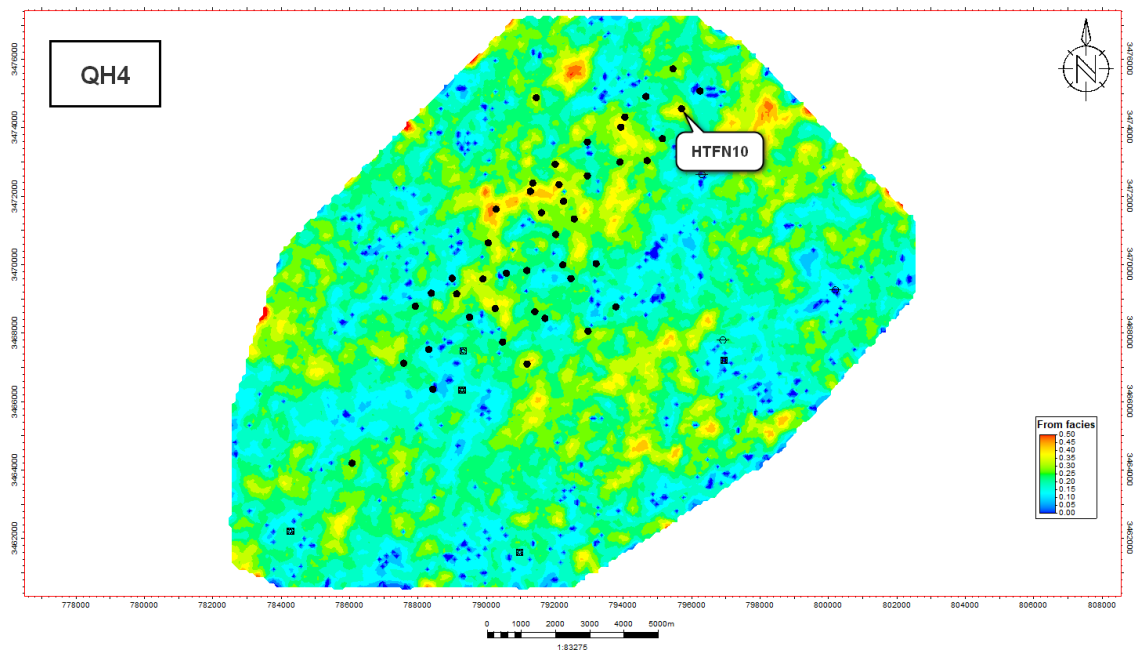


Figure 165: La teneur de coupure au niveau de l'Unité QH4 pour le puits HTFN-10 (SH DP | Dép_Géologie_2024).

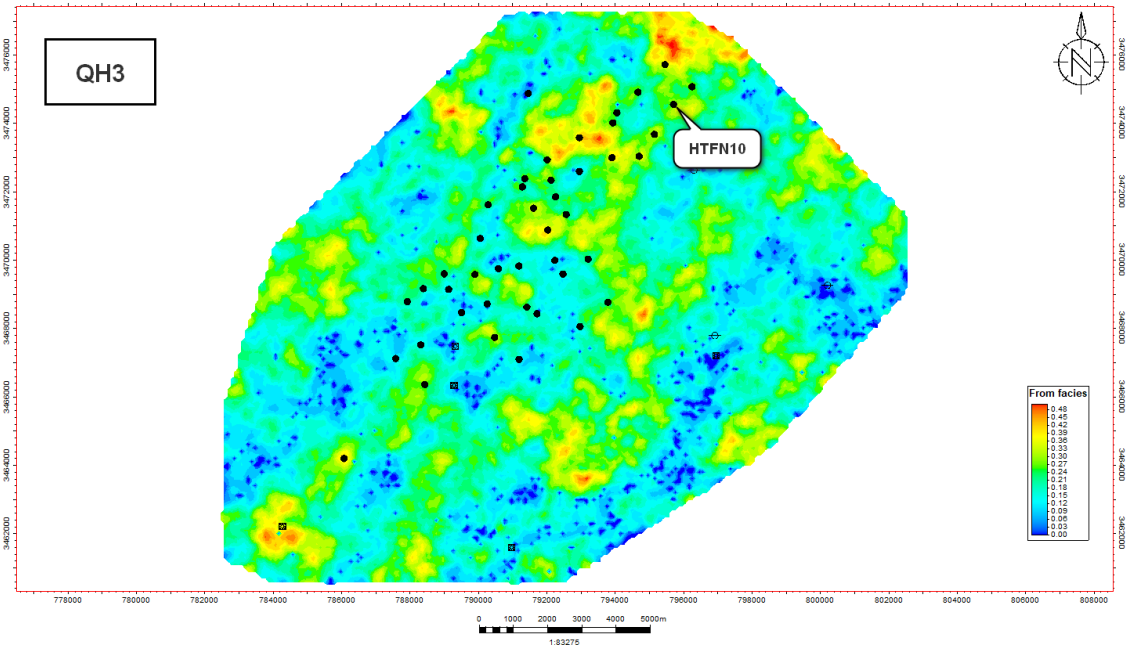


Figure 166: La teneur de coupure au niveau de l'Unité QH3 pour le puits HTFN-10 (SH DP | Dép_Géologie_2024).

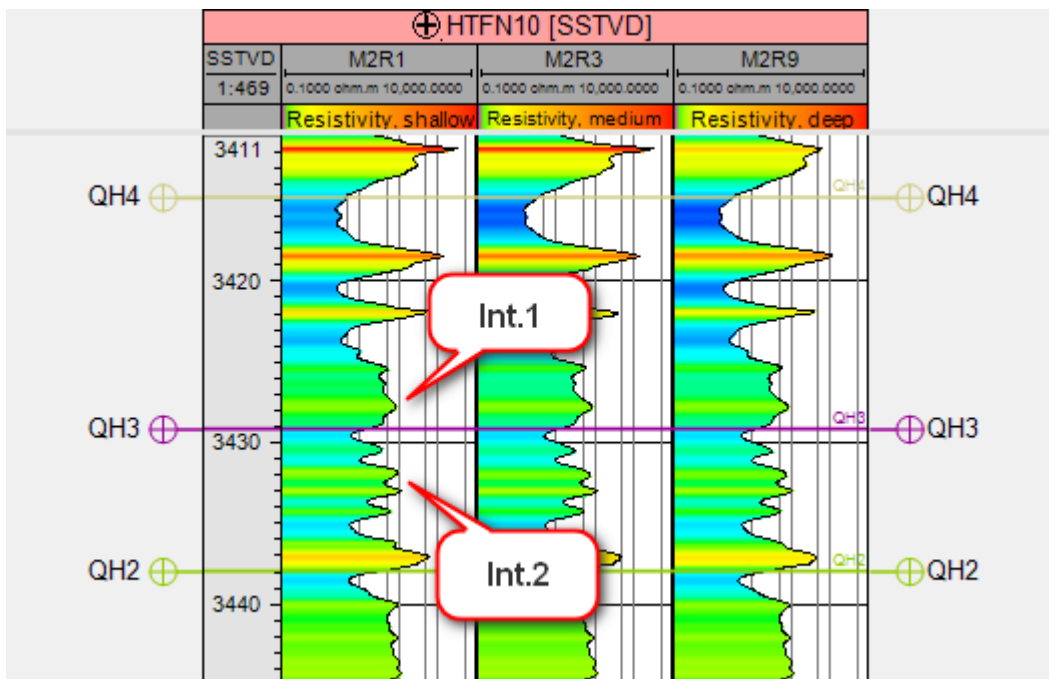


Figure 167: Log Rt du HTFN-10 montre les 2 intervalle mentioné

Conclusion

Générale

— — .



Conclusion Générale

Dans le cadre de l'exploration et de l'exploitation des ressources pétrolières en Algérie, le champ de Hassi Messaoud occupe une place prépondérante. Ce gisement, caractérisé par sa structure géologique particulière, se présente sous la forme d'un vaste dôme anticlinal orienté selon un axe nord-est/sud-ouest. Sa localisation stratégique au cœur du bassin triasique, à une distance approximative de 650 kilomètres au sud-sud-est d'Alger, lui confère une importance capitale dans le paysage pétrolier algérien. S'étendant sur une superficie estimée à 2200 kilomètres carrés et recelant des réserves d'hydrocarbures considérables, ce champ se positionne parmi les gisements les plus significatifs à l'échelle mondiale.

La présente étude se concentre sur une zone spécifique située dans le périmètre du champ de Hassi Messaoud, désignée sous l'appellation de champ HTF. L'objectif principal de cette recherche consiste à réaliser une analyse géostatistique approfondie des paramètres pétrophysiques du réservoir QH, afin d'identifier avec précision les zones et les unités présentant la plus forte probabilité de contenir des hydrocarbures exploitables. Cette démarche s'appuie sur l'exploitation rigoureuse des données disponibles, incluant une analyse géostatistique exhaustive.

L'application de la méthode géostatistique paramétrique au réservoir ordovicien de QH a permis de mettre en évidence une distribution favorable des caractéristiques pétrophysiques, particulièrement au sein des unités QH5 et QH4. Ces unités se distinguent par des valeurs optimales de porosité atteignant 10%, une perméabilité de l'ordre de 20 millidarcys (mD), une saturation en eau moyenne de 35%, et un volume d'argile moyen de 15%. L'analyse détaillée de la répartition spatiale de ces paramètres révèle les tendances suivantes

1. Saturation en eau : Les zones présentant une saturation en eau inférieure à 45%, considérée comme favorable, se situent principalement dans les parties nord-ouest et sud-ouest de l'unité QH5, ainsi que dans les régions nord-ouest et sud de l'unité QH4.
2. Volume d'argile : Les teneurs en argile inférieures à 20%, jugées propices, caractérisent la majeure partie de l'unité QH4, à l'exception d'une portion de la zone nord-est où la moyenne excède ce seuil. L'unité QH5 présente également une teneur moyenne favorable inférieure à 20% sur l'ensemble de son étendue, hormis dans sa partie centrale.
3. Porosité : Une porosité moyenne favorable, oscillant entre 5% et 10%, est observée sur l'ensemble des unités QH5 et QH4, à l'exception de la zone sud-ouest où elle s'avère inférieure à 5%.

4. Perméabilité : Une perméabilité moyenne favorable de 6 mD est constatée dans les parties nord, nord-est et sud de l'unité QH5. Une distribution similaire est observée dans l'unité QH4, à l'exception des zones est et sud-ouest où la perméabilité chute en deçà de 2 mD.

En complément de cette approche paramétrique, l'application de la méthode géostatistique non paramétrique au réservoir ordovicien de QH corrobore ces observations. Elle met en évidence une probabilité favorable de superposition des paramètres pétrophysiques caractérisant les unités QH5 et QH4. Pour l'unité QH5, cette probabilité est particulièrement élevée dans les zones nord et sud-ouest, avec des valeurs oscillant entre 30% et 60%. Concernant l'unité QH4, des probabilités similaires sont observées dans les parties centrale et nord-ouest.

La convergence des résultats obtenus par ces deux méthodes d'analyse géostatistique renforce la fiabilité des conclusions. Il apparaît clairement que les unités QH5 et QH4 présentent les meilleures probabilités de constituer des réservoirs d'hydrocarbures exploitables

Cette étude approfondie des caractéristiques pétrophysiques du réservoir QH dans le champ HTF contribue ainsi à une meilleure compréhension de la distribution spatiale des ressources pétrolières dans cette région. Ces informations s'avèrent cruciales pour optimiser les stratégies d'exploration et d'exploitation, permettant une gestion plus efficiente des ressources énergétiques de ce gisement majeur.

Bibliographie:

- Caers, J. (2005). *Petroleum Geostatistics*. Society of Petroleum Engineers.
- CLAYTON, V. D., & ANDRE, G. J. (1998). *GSLIB: Geostatistical Software Library and User's Guide*. New York: Oxford University Press.
- Cressie, N. A. (1993). *Statistics for Spatial Data*. WILEY Online Library.
- Goovaerts, P. (1997). *Geostatistics for Natural Resources Evaluation*. Michigan, USA: Oxford University Press.
- Hwang, S., & Kang, M. S. (2017, 05 24). *Uncertainty Analysis of Spatial Characteristics Related to Probability Rainfall Estimation Using Sequential Indicator Simulation*. Retrieved from KoreaScience: <https://koreascience.kr/article/CFKO201736062690209.page>
- In BENMERIEM, R. (2016, 06 04). *Synthèse géologique et étude géostatistique des réservoirs Cambriens de la zone "Up Side" Nord de champ de Hassi Messaoud (Sud Algérien)*. Récupéré sur DSpace JSPUI: <https://dspace.univ-ouargla.dz/jspui/handle/123456789/13068>
- Jean, P. C., & Pierre, D. (2012, 02 23). *Geostatistics: Modeling Spatial Uncertainty*. Retrieved from WILEY ONLINE LIBRARY: <https://onlinelibrary.wiley.com/doi/book/10.1002/9781118136188>
- Journel, A. G. (1974, 08 01). *Geostatistics for Conditional Simulation of Ore Bodies*. Retrieved from *Economic Geology*: <https://doi.org/10.2113/gsecongeo.69.5.673>
- Kai, W. J., Yue, S. C., & Dar, Y. L. (2004, 01). *Using sequential indicator simulation to assess the uncertainty of delineating heavy-metal contaminated soils*. Retrieved from ScienceDirect: <https://www.sciencedirect.com/science/article/abs/pii/S0269749103002951>
- Larrondo, P. (2003). *Microsoft Word - Entropy.doc*. Retrieved from cccgalberta: <https://www.cccgalberta.com/ccgresources/report05/2003-129-entropy.pdf>
- Matheron, G. (1971). *The Theory of Regionalized Variables and its Applications*. Ecole Nationale Supérieure des mines de paris. Retrieved from Paris: Les Cahiers du Centre de Morphologie Mathématique de Fontainebleau.

- Park, C. Y., Kang, J. K., & Chon, H. T. (1997, 10 31). The Application of SIS (Sequential Indicator Simulation) for the Manganese Nodule Fields. Retrieved from KoreaScience: <https://koreascience.kr/article/JAKO199723034627237.page>
- SAHRI, L. (2021, 02 17). Etude statistique et géostatistique des éléments chimiques majeurs des eaux du Continental Intercalaire. Récupéré sur Dspace JSPUI: <https://dspace.univ-ouargla.dz/jspui/bitstream/123456789/26616/1/SAHRI-Leila.pdf>
- Thiago, A. M., & Clayton, V. D. (2022). Sequential Indicator Simulation (SIS). Retrieved from Geostatistics Lessons: <https://geostatisticslessons.com/pdfs/sequentialindicatorsim.pdf>
- Thomas, M. H., Andre, G. J., Albert, T., & Klaus, M. (2006, November). Linear inverse Gaussian theory and geostatistics. Retrieved from SEG LIBRARY: <https://library.seg.org/doi/10.1190/1.2345195>

Résumé

L'objectif de ce travail présenté dans ce mémoire est d'estimer les potentialités en hydrocarbures en utilisant des méthodes géostatistiques non paramétriques dans le champ de Hassi Tarfa. L'étude se concentre sur l'analyse géologique, stratigraphique et structurale du réservoir. Grâce à l'application de techniques avancées telles que la Simulation d'Indicateur Séquentielle et la Simulation de Fonction Aléatoire Gaussienne, la modélisation des paramètres pétrophysiques est réalisée avec précision. Les résultats obtenus permettent de mieux comprendre les caractéristiques du réservoir et de proposer des stratégies plus efficaces pour l'exploration et l'exploitation des hydrocarbures.

Mots-clés : Hassi Tarfa, géostatistique non paramétrique, réservoir, hydrocarbures, modélisation pétrophysique

Abstract

The objective of this work presented in this thesis is to estimate hydrocarbon potential utilizing non-parametric geostatistical methods in the Hassi Tarfa field. The study focuses on the geological, stratigraphic, and structural analysis of the reservoir. Through the application of advanced techniques such as Sequential Indicator Simulation and Gaussian Random Function Simulation, the modeling of petrophysical parameters is performed with precision. The obtained results allow for a better understanding of reservoir characteristics and propose more efficient strategies for hydrocarbon exploration and exploitation.

Key words : Hassi terfa, non-parametric geostatistical method, reservoir, hydrocarbon, petrophysical modelling

الملخص

يهدف هذا العمل المقدم في هذه المذكرة إلى تقدير إمكانيات المحروقات باستخدام طرق جيواحصائية غير معلمية في حقل حاسي الطرفة. تركز الدراسة على التحليل الجيولوجي و الطبقي والبنوي للمكمن. يتم تنفيذ نمذجة المعلمات البتروفيزيائية بدقة من خلال تطبيق تقنيات متقدمة مثل محاكاة المؤشر التسلسلي (Sequential Indicator Simulation) ومحاكاة دالة العشوائية الغاوسية (Gaussian Random Function Simulation). تسمح النتائج التي تم الحصول عليها بفهم أفضل لخصائص المكمن واقتراح استراتيجيات أكثر فعالية لاستكشاف واستغلال المحروقات.

الكلمات المفتاحية : حاسي طرفة، الجيواحصاء غير المعلمي، مكمن، هيدروكربونات، نمذجة بتروفيزيائية