

RÉPUBLIQUE ALGÉRIENNE DÉMOCRATIQUE ET POPULAIRE
MINISTÈRE DE L'ENSEIGNEMENT SUPÉRIEUR ET DE LA
RECHERCHE SCIENTIFIQUE

ÉCOLE NATIONALE POLYTECHNIQUE



Département Génie Minier

Mémoire de projet de fin d'études

Pour l'obtention du diplôme d'ingénieur d'état en Génie Minier

Contrôle des venues d'eaux dans les réservoirs gréseux du Dévonien
moyen F3 et inférieur F6 dans le champ pétrolier mature de Mereksen
au Nord d'In Amenas, bassin d'Illizi

MANAA Assil

Sous la direction de **Mr. CHANANE Larouci** ENP

Présenté et soutenu publiquement le (18/09/2024)

Composition du jury :

Président :	Pr. Sami YAHYAOUI	Professeur	ENP
Examineur :	Pr. Rezki AKKAL	Professeur	ENP
Promoteur :	Mr. Larouci CHANANE	MAA	ENP

RÉPUBLIQUE ALGÉRIENNE DÉMOCRATIQUE ET POPULAIRE
MINISTÈRE DE L'ENSEIGNEMENT SUPÉRIEUR ET DE LA
RECHERCHE SCIENTIFIQUE

ÉCOLE NATIONALE POLYTECHNIQUE



Département Génie Minier

Mémoire de projet de fin d'études

Pour l'obtention du diplôme d'ingénieur d'état en Génie Minier

Contrôle des venues d'eaux dans les réservoirs gréseux du Dévonien
moyen F3 et inférieur F6 dans le champ pétrolier mature de Mereksen
au Nord d'In Amenas, bassin d'Illizi

MANAA Assil

Sous la direction de **Mr. CHANANE Larouci** ENP

Présenté et soutenu publiquement le (18/09/2024)

Composition du jury :

Président :	Pr. Sami YAHYAOUI	Professeur	ENP
Examineur :	Pr. Rezki AKKAL	Professeur	ENP
Promoteur :	Mr. Larouci CHANANE	MAA	ENP

Remerciements

Avant toute chose, j'exprime ma sincère et profonde gratitude envers AL-LAH, le Tout- Puissant, qui m'a accordé la force, la patience, la volonté et la détermination nécessaire pour mener à bien ce projet de fin d'études.

Je tiens à remercier chaleureusement les membres du jury, le Pr. YAHYAOUI Sami et le Pr. AKKAL Rezki, qui ont accepté d'examiner mon travail avec attention et bienveillance.

Mes remerciements les plus sincères vont droit à mon promoteur M. CHANANE Larouci, pour ces précieux conseils, son encadrement éclairé et son soutien indéfectible qui ont été essentiels à la réussite de ce projet de recherche de fin d'études. Son expertise et sa passion communicative m'ont guidé tout au long de cette aventure scientifique.

Je suis également profondément reconnaissant envers mon chef de département, le Pr. Sami YAHYAOUI pour son entière disponibilité, son écoute très attentive et ses encouragements incessants qui m'ont donné davantage de motivation et concrétisé le meilleur de moi-même.

Comme je ne manque pas d'exprimer ma gratitude à l'ensemble des enseignants du département Génie Minier dont leurs enseignements, leur savoir et leur passion, chacun dans son domaine, ont été une source inestimable d'inspiration et m'ont permis d'acquérir les bonnes compétences nécessaires à ma formation de génie minier et à la réalisation de ce mémoire.

Enfin, je remercie tous ceux, qui de près ou de loin, ont contribué à ma formation et à l'accomplissement de ce mémoire de projet de fin d'études, et qu'ils se reconnaissent sans les citer nommément, et je leur prononce mes sincères salutations pour leur suivi, soutien et encouragements qui ont été très profitables.

Dédicaces

À ma mère, source inépuisable d'amour, de tendresse et d'interminables sacrifices. Tu as toujours cru en moi, tu m'as encouragé sans relâche et tu m'as donné les bonnes ailes pour réaliser mes rêves. Ce mémoire est le fruit de ton dévouement et de ton amour maternel.

À mon père, pilier de ma vie, modèle de sagesse et de persévérance. Ton soutien indéfectible, tes conseils avisés et ta confiance en mes capacités m'ont guidé tout au long du parcours de mes études. Ce travail est un témoignage très propre à ton amour paternel et à tes valeurs.

À mon jumeau, Adem, compagnon de chaque instant, confident et soutien indéfectible. Ensemble, nous avons partagé les joies, les peines et les défis de la vie. Ce mémoire est aussi le tien, témoignage de notre lien unique et de notre complicité fraternelle.

À ma sœur, source de joie et de lumière dans ma vie. Ta présence, tes encouragements et ton affection ont été précieux tout au long de mes études. Ce travail est dédié à ta douceur et à ta bienveillance.

À Madame Mokrane Naima, source de bienveillance et de conseils précieux, aussi bien au lycée que durant mon parcours universitaire, ont marqué mon chemin avec une influence profonde. Je vous suis reconnaissant pour votre soutien indéfectible et pour être une femme et enseignante d'exception.

À Monsieur Ounissi Zohir, ami proche de mon père, dont la sagesse et les conseils avisés ont guidé mes pas tout au long de ce projet. Votre soutien indéfectible et votre bienveillance ont été une source d'inspiration constante. Merci pour votre précieuse présence dans ma vie.

À mes amis, SAADI Brahim, BELFENDES Nazim, MANSOURI Smail, REZAGUI Adhem, LANGUER Anis, DJAHOUDI Mohammed et BOUROUIS Chakib, dont l'amitié a été ma plus grande force et dont la présence a rendu ce voyage de formation fort mémorable, merci du fond du cœur pour tous.

ملخص

يركز هذا البحث على التحكم في تدفق المياه إلى مكامن الحجر الرملي الديفوني الأوسط F3 والديفوني السفلي F6 في مكامن الحجر الرملي الديفوني السفلي في حقل ميركسن النفطي الناضج، الواقع شمال إن أميناس في حوض إيليزي. يتمثل الهدف الرئيسي لهذه الدراسة في اكتساب فهم أفضل للعوامل التي تتحكم في تدفق المياه وتحديد مناطق المكمنين التي تتسم بأقل مخاطر غزو المياه لأبار الإنتاج، وذلك بهدف تحسين أعمال تطوير المكامن وزيادة ربحية إنتاج النفط إلى أقصى حد.

استخدم نهج متكامل يجمع بين التفسير البتروفيزيائي البترولي باستخدام Techlog والنمذجة ثلاثية الأبعاد باستخدام Petrel. تم تحليل البيانات من خمسة عشر بئراً لتوصيف الخصائص البتروفيزيائية الرئيسية التي تكون بنية المكامن وتحديد عدم التجانس الكبير. وقد سهلت النمذجة ثلاثية الأبعاد إلى حد كبير تصور التوزيع المكاني لهذه الخصائص البتروفيزيائية وتحديد مناطق محددة ذات مخاطر منخفضة لتدفق المياه، وتقع بشكل رئيسي في الجزء الغربي الأوسط من المكمن F6 وفي الجزء الأوسط الممتد إلى الجنوب الشرقي من المكمن F3.

وتتميز هذه المناطق المحددة، التي كانت موضوعاً لنمذجة دقيقة ثلاثية الأبعاد، بخصائص مواتية توفر صفات بتروفيزيائية أفضل مثل التشبع الهيدروكربوني العالي، والمسامية المقترنة بالنفذية الكافية لتدفق النفط والتشبع المائي المنخفض. هذه هي المعايير المثالية المستهدفة لمشاريع الاستكشاف المستقبلية التي تهدف إلى تركيب آبار إنتاج جديدة وتطوير حقل ميركسن بهدف تحسين العمليات شروط سلامة أفضل، وتكاليف أقل، وما إلى ذلك دون الإضرار بآبار الإنتاج في حقل ميركسن. كان الهدف هو تحسين العمليات شروط سلامة أفضل وتكاليف أقل، وما إلى ذلك دون الإضرار بآبار الإنتاج في المكامن F3-F6، وجعل إنتاج الآبار، وقبل كل شيء، الربحية الاقتصادية للمكمنين في حقل ميركسن أكثر ربحية.

الكلمات المفتاحية: حقل ميركسن النفطي - مكامن الحجر الرملي الديفوني F3/F6 - مخاطر تسرب المياه - الخصائص البتروفيزيائية - Techlog - Petrel - النمذجة ثلاثية الأبعاد - محاكاة غاوسية.

Abstract

This research work focuses on the control of water influx in the Middle Devonian F3 and Lower Devonian F6 sandstone reservoirs of the mature Mereksen oil field, located in the North of In Amenas in the Illizi Basin. The central objective of this study is to gain a better understanding of the factors controlling water influx, and to identify the two reservoirs areas presenting a minimum risk of water invasion in the production wells, with the aim of optimizing reservoir development work and maximizing the profitability of oil production.

An integrated approach combining petrophysical interpretation, with Techlog, and 3D modelling, with Petrel, was used, relying more heavily on the Geostatistical tool for Gaussian simulation. The Analysis of the data from fifteen wells enabled us to characterize the petrophysical properties structuring the reservoirs and to identify significant heterogeneity. 3D-modelling greatly facilitated the visualization of the spatial distribution of these petrophysical properties and the identification of specific zones with a low risk of water influx, located mainly in the central western part of reservoir F6 and the central part extending to the south-east of reservoir F3.

These specific zones, which have been the subject of rigorous 3D-modelling, are characterized by favorable properties offering better petrophysical qualities such as high hydrocarbon saturation, porosity combined with adequate permeability to oil flow and low water saturation, These are the ideal and much sought-after target criteria for future exploration projects aimed at installing new production wells and developing the Mereksen field, with the aim of optimizing operations (better operational safety conditions, lower costs, etc.) without damaging the production wells in the other fields. without damaging the production wells related to reservoirs F3-F6 and to make the wells production more profitable, especially the economic profitability of the two reservoirs in the mature Mereksen oil field.

Keywords : Mereksen oil field - Devonian sandstone reservoirs F3/F6 - Risk of water ingress - Petrophysical properties - Techlog - Petrel - 3D Modelling - Gaussian simulation.

Résumé

Ce travail de recherche porte sur le contrôle des venues d'eau dans les réservoirs gréseux du Dévonien moyen F3 et inférieur F6 du champ pétrolier mature de Mereksen, situé au Nord d'In Amenas, dans le bassin d'Illizi. L'objectif central de cette étude vise à acquérir une meilleure compréhension des facteurs contrôlant les venues d'eau, et d'identifier les zones des deux réservoirs présentant un risque minimal d'invasion des eaux dans les puits de production, dans le but d'optimiser les travaux d'exploitation du réservoir et de rentabiliser au maximum la production du pétrole.

Une approche intégrée combinant l'interprétation pétrophysique, à l'aide de Techlog, et la modélisation-3D, à l'aide de Petrel, a été utilisée, en s'appuyant davantage sur l'outil géostatistique pour la simulation gaussienne. L'analyse des données de quinze puits a permis de caractériser les propriétés pétrophysiques clés structurant les réservoirs et de déceler leur hétérogénéité significative. La modélisation-3D a largement facilité la visualisation de la distribution spatiale de ces propriétés pétrophysiques et l'identification des zones spécifiques à faible risque de venues d'eau, situées principalement dans la partie centrale Ouest du réservoir F6 et la partie centrale s'étendant vers le Sud-est du réservoir F3.

Ces zones spécifiques qui ont l'objet d'une rigoureuse modélisation-3D, sont caractérisées par des propriétés favorables offrant de meilleures qualités pétrophysiques telles que la saturation élevée en hydrocarbures, une porosité conjuguée à une perméabilité adéquate à l'écoulement d'huile et une faible saturation en eau, constituent des critères cibles privilégiés par excellence et tant recherchés pour les projets d'exploration future destinés à l'implantation de nouveaux puits de production, et le développement du champ de Mereksen, dans l'objectif d'optimiser les travaux d'exploitation (meilleures conditions de sécurité, réduction des coûts,...) sans dommage des puits de production des réservoirs F3-F6 et de rentabiliser la production des puits, et surtout la rentabilité économique des deux réservoirs dans le champ pétrolier mature de Mereksen.

Mots clés : Champ pétrolier de Mereksen - Réservoirs gréseux Dévonien F3/F6 - Risque de venues d'eau
- Propriétés pétrophysiques - Techlog - Petrel - Modélisation 3D - Simulation gaussienne.

Table des matières

Liste des tableaux

Table des figures

Liste des acronymes

Introduction générale	19
1 Cadre géographique et contexte géologique	21
1.1 Introduction	21
1.2 Cadre géographique	21
1.2.1 Localisation du bassin Illizi	21
1.2.2 Localisation du champ Mereksen	22
1.3 Contexte géologique	23
1.3.1 Plateforme saharienne	23
1.3.2 La province orientale	23
1.3.3 Bassin d'Ilizi	24
2 Propriétés pétrophysiques	36
2.1 Introduction	36
2.2 La composition de la roche	36
2.2.1 La matrice	36
2.2.2 Ciment	37
2.2.3 Grains	37
2.2.4 Argiles	37
2.2.5 Les fluides	37
2.3 Paramètres pétrophysiques	38

2.3.1	Volume d'argile (V_{sh})	38
2.3.2	La porosité	38
2.3.3	Perméabilité	43
2.3.4	Résistivité électrique	44
2.3.5	Saturation	45
2.3.6	La densité	47
2.4	Conclusion	47
3	Mesures et interprétation des données diagaphiques	49
3.1	Introduction	49
3.2	Notions de diagraphie	49
3.3	Notions d'acquisition	50
3.3.1	Le diamètre du trou de forage	50
3.3.2	Boue de forage	50
3.3.3	Tubes et ciment	50
3.3.4	L'excentricité de la sonde	50
3.3.5	Température et pression	50
3.3.6	Vitesse d'enregistrement	50
3.3.7	Espacement	51
3.3.8	Invasion	51
3.4	La diagraphie différée	52
3.5	Classification des diagraphies	52
3.6	Les diagraphies utilisées	53
3.6.1	Diagraphie électrique	53
3.6.2	Diagraphie nucléaire	55
3.6.3	Diagraphie acoustique	61
3.6.4	Diagraphie auxiliare	63
3.7	Conclusion	64
4	Notions de la géostatistique	65
4.1	Introduction	65
4.2	Notions de base sur la géostatistique	65

4.2.1	Variable spatiale	65
4.2.2	Variable régionalisée	66
4.2.3	Variabilité spatiale	66
4.2.4	Fonction aléatoire	67
4.2.5	La dépendance spatiale	67
4.3	Analyse variographique	67
4.3.1	Le semi-variogramme/Variogramme	67
4.3.2	Isotropie et anisotropie	74
4.3.3	Directions du variogramme	76
4.4	Techniques d'estimation et de simulation en géostatistique	76
4.4.1	L'estimation (par Krigeage)	76
4.4.2	La simulation géostatistique	78
4.5	Conclusion	81
5	Interprétation des paramètres pétrophysiques	82
5.1	Introduction	82
5.2	Présentation de logiciel Techlog	82
5.3	Méthodologie	84
5.3.1	Données régionales	84
5.3.2	Interprétation qualitative (Quicklook)	85
5.3.3	Interprétation quantitative	87
5.3.4	Application sur techlog	91
5.4	Interprétation des résultats obtenus	99
5.4.1	Volume d'argile	99
5.4.2	Porosité effective	100
5.4.3	Saturation en eau	101
5.4.4	Perméabilité (mD)	102
5.4.5	Résistivité de formation (ohm.m)	103
5.5	Conclusion	104
6	Modélisation 3D des paramètres pétrophysiques	105
6.1	Introduction	105

6.2	Présentation du logiciel Pétrel	105
6.3	Méthodologie	106
6.3.1	Collecte et préparation des données	106
6.3.2	Modélisation structurale	107
6.3.3	Modélisation pétrophysique	111
6.3.4	Analyse et interprétation des modèles	122
6.4	Conclusion	152
	Conclusion générale	154
	Bibliographie	156
	Annexe	159

Liste des tableaux

5	Interprétation des paramètres pétrophysiques	82
5.1	Résultats d'interprétation du puit Mk-19	97
5.2	Résultats des moyennes des paramètres petrophysiques du puit Mk-19	98
5.3	Résultats d'interprétation des puits considérés	98
6	Modélisation 3D des paramètres pétrophysiques	105
6.1	Coordonnées de la limite des modèles géologique	107
6.2	Paramètres de layering de la grille géologique	110
6.3	Choix des paramètres variographique du F3	113
6.4	Choix des paramètres variographique du F6	113

Table des figures

1	Cadre géographique et contexte géologique	21
1.1	Situation géographique du bassin d'Illizi	22
1.2	Localisation du gisement du champ de Mereksen	23
1.3	Section géologique Nord-Sud de la province orientale	25
1.4	Contexte géologique du bassin d'Illizi par rapport à la plateforme saharienne	25
1.5	L'esquisse structurale schématique de la synéclyse Est Algérien	27
1.6	Schéma structural du bassin d'Illizi	28
1.7	Colonne stratigraphique synthétique du bassin d'Illizi	33
1.8	Carte tectonique du bassin d'Illizi	35
2	Propriétés pétrophysiques	36
2.1	Les trois modes de répartition d'argiles dans la roche	37
2.2	Définition de la porosité	39
2.3	Mesure de la porosité sonique	41
2.4	L'importance de la connectivité. Les pores connectés (en vert) confèrent à la roche sa perméabilité, permettant aux fluides (en noir) de s'écouler	43
2.5	Principe de mesure de la perméabilité	44
3	Mesures et interprétation des données diagraphiques	49
3.1	Schéma illustrant le phénomène d'invasion	51
3.2	Classification des outils de diagraphie	52
3.3	Schéma représentant le principe de mesure de la résistivité	53
3.4	Schéma représentant le fonctionnement des latérog et inductolog	54
3.5	Principe de la mesure Neutron	56

3.6	Schéma représentant le principe de la sonde Neutron	57
3.7	Principe de diffusion des rayons gamma	58
3.8	Exemple d'un schéma d'outil FDC- Focused Density Compensated	59
3.9	Schéma du comportement de l'outil G.R. en face d'un réservoir	60
3.10	Schéma du comportement de l'outil G.R. en face d'un réservoir	61
3.11	Schéma d'outil BHC - Borehole Compensated Tool	62
3.12	Schéma d'outil Caliper à 4 bras	63
4	Notions de la géostatistique	65
4.1	Représentation schématique des points de mesure de la variable	68
4.2	Variogramme théorique	69
4.3	Estimation du variogramme	70
4.4	Variogramme expérimental	70
4.5	Les caractéristiques du variogramme	71
4.6	Schéma type d'un modèle de semi-variogramme sphérique	72
4.7	Schéma type d'un modèle de semi-variogramme exponentiel	72
4.8	Schéma type d'un modèle de semi-variogramme gaussien	73
4.9	Schéma d'une anisotropie géométrique	75
4.10	Rose des portées d'une anisotropie géométrique	75
4.11	Schéma de variogrammes représentant une anisotropie zonale	76
5	Interprétation des paramètres pétrophysiques	82
5.1	Organigramme de l'analyse pétrophysique dans Techlog	83
5.2	Identification des formations argileuses et gréseuses dans le puit Mk-9 par diagraphie gamma ray	85
5.3	Identification des fluides de formation dans le puit Mk-29 à partir des diagraphies de densité et de porosité neutron	86
5.4	Identification d'hydrocarbures et de l'eau dans le puits Mk-27 par diagraphie résistivité	87
5.5	Les méthodes de calcul du volume d'argile sur Techlog	88
5.6	Les méthodes de calcul de la porosité sur Techlog	89
5.7	Les méthodes de calcul de la saturation en eau sur techlog	90
5.8	Les méthodes de calcul de la perméabilité sur techlog	91

5.9	LogView du puits Mk-19	91
5.10	L'importation des tops formations	92
5.11	Calcul de TVD du puits	92
5.12	Calcul du volume d'argile pour le puit Mk-19	93
5.13	Calcul du volume d'argile pour le puit Mk-29	93
5.14	Calcul de la porosité effective du puit Mk-19	93
5.15	Calcul de la saturation en eau du puit Mk-19	94
5.16	Calcul de la perméabilité du puit Mk-19	94
5.17	Etablissement des Cut-off Pour V_{sh} , S_w et Porosité	94
5.18	Valeurs moyennes des paramètres pétrophysiques	95
5.19	Loggings et interprétation du puit Mk-19	96
5.20	Histogramme de la distribution du volume moyen d'argile pour les différents puits .	99
5.21	Histogramme de la distribution de la porosité effective moyenne pour les différents puits	100
5.22	Histogramme de la distribution de la saturation en eau moyenne pour les différents puits	101
5.23	Histogramme de la distribution de la perméabilité moyenne pour les différents puits	102
5.24	Histogramme de la distribution de la résistivité moyenne pour les différents puits .	103
6	Modélisation 3D des paramètres pétrophysiques	105
6.1	Représentation des 15 puits choisis du champ de Mereksen	106
6.2	Définition du système de coordonnées sur Petrel pour le champ Mereksen	107
6.3	Création des surfaces de la limite supérieure et la limite inférieure du reservoir F3 .	108
6.4	Création des surfaces de la limite supérieure et la limite inférieure du reservoir F6 .	108
6.5	Définition du Maillage du top, milieu et bottom du F3	109
6.6	Définition du Maillage du top, milieu et bottom du F6	109
6.7	Définition des horizons stratigraphiques du F3	110
6.8	Définition des horizons stratigraphiques du F6	110
6.9	Délimitation des couches du F3	111
6.10	Délimitation des couches du F6	111
6.11	Valeurs upscaled des loggings des parametres petrophysiques pour le puits Mk-5 . .	112
6.12	Variogramme théorique directionnel du volume d'argile F3	114

6.13	Variogramme théorique directionnel de la porosité effective F3	114
6.14	Variogramme théorique directionnel de la saturation en eau F3	115
6.15	Variogramme théorique directionnel de la perméabilité F3	115
6.16	Variogramme théorique directionnel de la résistivité F3	116
6.17	Variogramme théorique directionnel du volume d'argile F6	116
6.18	Variogramme théorique directionnel de la porosité effective F6	117
6.19	Variogramme théorique directionnel de la saturation en eau F6	117
6.20	Variogramme théorique directionnel de la perméabilité F6	118
6.21	Variogramme théorique directionnel de la résistivité F6	118
6.22	Histogramme du volume d'argile dans le F3	119
6.23	Histogramme de la porosité effective dans le F3	119
6.24	Histogramme de la saturation en eau dans le F3	119
6.25	Histogramme de la perméabilité dans le F3	119
6.26	Histogramme de la résistivité électrique dans le F3	120
6.27	Histogramme du volume d'argile dans le F6	120
6.28	Histogramme de la porosité effective dans le F6	120
6.29	Histogramme de la saturation en eau dans le F6	121
6.30	Histogramme de la perméabilité dans le F6	121
6.31	Histogramme de la résistivité électrique dans le F6	121
6.32	Modèles 3D illustrant la distribution spatiale du volume d'argile du F3	123
6.33	Carte 2D de la distribution spatiale du volume d'argile du F3	124
6.34	Modèles 3D illustrant la distribution spatiale de la porosité effective du F3	125
6.35	Carte 2D de la distribution spatiale de la porosité effective du F3	126
6.36	Modèles 3D illustrant la distribution spatiale de la saturation en eau du F3	127
6.37	Carte 2D de la distribution spatiale de la saturation en eau du F3	128
6.38	Modèles 3D illustrant la distribution spatiale de la perméabilité du F3	129
6.39	Carte 2D de la distribution spatiale de la perméabilité du F3	130
6.40	Modèles 3D illustrant la distribution spatiale de la résistivité électrique du F3	131
6.41	Carte 2D de la distribution spatiale de la résistivité électrique du F3	132
6.42	Modèles 3D illustrant la distribution spatiale du volume d'argile du F6	133
6.43	Carte 2D de la distribution spatiale du volume d'argile du F6	134

6.44	Modèles 3D illustrant la distribution spatiale de la porosité effective du F6	135
6.45	Carte 2D de la distribution spatiale de la porosité effective du F6	136
6.46	Modèles 3D illustrant la distribution spatiale de la saturation en eau du F6	137
6.47	Carte 2D de la distribution spatiale de la saturation en eau du F6	138
6.48	Modèles 3D illustrant la distribution spatiale de la perméabilité du F6	139
6.49	Carte 2D de la distribution spatiale de la perméabilité du F6	140
6.50	Modèles 3D illustrant la distribution spatiale de la résistivité électrique du F6 . . .	141
6.51	Carte 2D de la distribution spatiale de la résistivité électrique du F6	142
6.52	Coupe de section 1 sur le volume d'argile	143
6.53	Coupe de section 1 sur la porosité effective	144
6.54	Coupe de section 1 sur la saturation en eau	144
6.55	Coupe de section 1 sur la perméabilité	145
6.56	Coupe de section 1 sur la résistivité électrique	145
6.57	Coupe de section 2 sur le volume d'argile	146
6.58	Coupe de section 2 sur la porosité effective	147
6.59	Coupe de section 2 sur la saturation en eau	147
6.60	Coupe de section 2 sur la perméabilité	148
6.61	Coupe de section 2 sur la résistivité électrique	148
6.62	Coupe de section sur le volume d'argile	149
6.63	Coupe de section sur la porosité effective	150
6.64	Coupe de section sur la saturation en eau	150
6.65	Coupe de section sur la perméabilité	151
6.66	Coupe de section sur la résistivité électrique	151

Annexe**159**

A.1	Loggings et interprétation du puit Mk-5	159
A.2	Loggings et interprétation du puit Mk-9	160
A.3	Loggings et interprétation du puit Mk-13	160
A.4	Loggings et interprétation du puit Mk-21	161
A.5	Loggings et interprétation du puit Mk-23	161
A.6	Loggings et interprétation du puit Mk-24	162

A.7	Loggings et interprétation du puit Mk-27	162
A.8	Loggings et interprétation du puit Mk-29	163
A.9	Loggings et interprétation du puit Mk-301	163
A.10	Loggings et interprétation du puit Mk-302	164
A.11	Loggings et interprétation du puit Mk-6	165
A.12	Loggings et interprétation du puit Mk-13	166
A.13	Loggings et interprétation du puit Mk-19	167
A.14	Loggings et interprétation du puit Mk-22	168
A.15	Loggings et interprétation du puit Mk-28	169
A.16	Loggings et interprétation du puit Mk-29	170
A.17	Loggings et interprétation du puit Mk-30	171

Liste des acronymes

- a : Facteur qui dépend de la lithologie
- *AIT* : Array Induction Tool
- *API* : American Petroleum Institute
- *BHC* : Borehole Compensated
- *CNL* : Compensated Neutron Log
- *D* : Darcy
- *FDC* : Focused Density Compensated
- *GR* : Gamma ray
- *HNGS* : High Resolution Natural Gamma Spectrometry
- *K* : Perméabilité
- K_a : Perméabilité absolue
- K_e : Perméabilité effective
- K_r : Perméabilité relative
- *LAS* : Log ASCII Standard
- m : Facteur de cimentation
- *MD* : Measured Depth
- *MeV* : Mégaélectronvolt
- *NGS* : Natural Gamma Spectrometry
- $PHI(\phi)$: Porosité
- $PHIE(\phi_e)$: Porosité effective
- $PHIT(\phi_t)$: Porosité totale
- *PS* : Potentiel spontané
- R_{mf} : Résistivité de la boue
- R_T : Résistivité de la formation
- R_W : Résistivité de l'eau de formation
- R_{XO} : Résistivité de la zone lavée
- *S* : Saturation
- S_W : Saturation en eau
- S_O : Saturation en huile
- S_G : Saturation en gaz
- *TVD* : True Vertical Depth
- *Var* : Variance
- V_{sh} : Volume d'argile
- *UTM* : Universal Transverse Mercator
- ϕ_d : Porosité densité
- ϕ_e : Porosité effective
- ϕ_N : Porosité neutron

- ϕ_s : Porosité sonique
- ϕ_1 : Porosité primaire
- ϕ_2 : Porosité secondaire
- ρ_b : Densité globale de la formation
- ρ_m : Densité de la matrice
- ρ_f : Densité du fluide
- ΔT_{ma} : Temps de transit dans la matrice
- ΔT_f : Temps de transit dans le fluide
- γ_{th} : Fonction semi-variogramme

Introduction générale

Le pétrole comme ressource naturelle non renouvelable, demeure l'une des principales sources d'énergie mondiale, indispensable à notre vie quotidienne. Il alimente de nombreux secteurs économiques à travers le monde. Son utilisation continue d'augmenter en raison de ses nombreux avantages par rapport aux autres sources d'énergie, telles que le charbon et le gaz naturel. Flexible et pratique, il est néanmoins l'une des sources les plus polluantes, contribuant de manière significative aux émissions de gaz à effet de serre. Malgré cette pollution, la demande de pétrole reste élevée, alimentée par plusieurs facteurs : la croissance industrielle et technologique, l'expansion des secteurs de transport, le besoin énergétique des économies émergentes, et son utilisation dans la fabrication de produits chimiques. Tous ces éléments renforcent sa place centrale sur le marché énergétique mondial.

Dans ce contexte, l'augmentation de la production de pétrole de manière efficace devient une nécessité stratégique. A ce titre, les venues d'eaux perturbant l'efficacité d'exploitation des puits de production, constituent l'un des épineux problèmes générant un souci critique majeur dans l'industrie pétrolière et gazière.

Au cours de la durée de vie de la plupart des puits de production du pétrole, le pourcentage d'eau contenu dans le fluide produit, ne cesse d'augmenter. Cette quantité d'eau dérivant en grande partie de l'eau de formation relative aux eaux interstitielles des roches, du réservoir ou de l'aquifère, traversées par les puits, constitue un réel problème d'ordre technique, économique et environnemental lors de l'exploitation des gisements pétroliers. Elle est généralement responsable à la fois de la diminution rapide de la productivité menant parfois même la fermeture des puits, accompagnées d'un accroissement des surcoûts opérationnels liés à la nécessité de séparer, de stocker et de transporter de grandes quantités d'eau. Elle peut aussi engendrer des impacts irréversibles sur l'environnement dans la mesure où elle est mal prise en charge lors du stockage et de décharge. D'autant plus que d'autres problèmes induits tels que la corrosion des équipements tubulaires ou les dépôts sont souvent rencontrés. Il en résulte, dans le cas échéant, une fermeture prématurée de ces puits du fait d'une production devenue non rentable.

Ainsi, le problème des venues d'eaux est devenu une contrainte fondamentale nécessitant une prise en charge prioritaire cruciale par les compagnies pétrolières. Le problème de venues d'eaux constitue toujours une contrainte majeure générant d'importants surcoûts relatifs aux dépenses opérationnelles. D'autre part, l'objectif immédiat vise à l'amélioration du niveau de production des puits et l'augmentation de leur durée de vie, où diverses techniques adéquates seront utilisées pour détecter les sources des venues d'eaux et surtout comprendre leurs mécanismes et leurs impacts sur les plans d'exploitations et l'attention particulière accordée aux opérations de surveillances et suivis des puits de production. Ces approches d'études feront l'objet d'une analyse exhaustive, examinée en détail dans le cadre de ce mémoire.

Il s'agit de procéder fondamentalement par la caractérisation de la structure du réservoir par le traitement des données pétrophysiques à l'aide du logiciel Techlog qui permet de transformer

les enregistrements diagraphiques en paramètres pétrophysiques, exprimés en unités physiques :

- Résistivité électrique ;
- Porosité en relation avec la densité ;
- Volume d'argile ;
- Saturation en eau ;
- Perméabilité ;
- Taux de sels des eaux.

En plus du niveau piézométrique de l'Albien au niveau de chaque puits de production. Et bien entendu toutes les données susceptibles de mettre en évidence les remontées des eaux.

Cependant, pour enrichir l'analyse de la problématique de ces venues d'eaux, il serait très profitable de vérifier lequel ou lesquels des paramètres pétrophysiques de ce réservoir gréseux pétrolier sont responsables et favorables à ces venues d'eaux, ce qui nous conduit à recourir à l'utilisation de l'outil géostatistique avec le logiciel Petrel, tout en s'appuyant sur l'utilisation des résultats des données pétrophysiques traités et obtenus par Techlog, dans le but d'établir la relation ou les relations existant entre le ou les paramètres pétrophysiques favorables à ces remontées d'eaux. Une fois, on aura établi la bonne relation ou les bonnes relations, on pourrait procéder par une modélisation en 3D au moyen d'une cartographie numérique dans l'objectif de déterminer les zones qui pourraient présenter moins de risques de venues d'eaux, ou à la limite, déterminer les zones qui ne sont pas affectées par le problème de remontées d'eaux.

La méthodologie adoptée pour ce travail de recherche s'articule autour d'une synthèse bibliographique thématique approfondie sur les venues d'eau. Cette synthèse vise à dresser un panorama illustratif des études existantes, en mettant en lumière les sources, les effets et les solutions potentielles face à ce phénomène.

Le plan d'étude se décline en plusieurs chapitres clés. Le premier chapitre pose le cadre en présentant le contexte géographique et géologique de la zone d'étude. Le deuxième chapitre se concentre sur les propriétés pétrophysiques, tandis que le troisième chapitre explore les mesures et l'interprétation des données diagraphiques. Le quatrième chapitre introduit les notions fondamentales de la géostatistique.

La mise en œuvre de cette méthodologie se concrétise par le développement de deux chapitres supplémentaires, qui forment le cœur de la partie expérimentale de ce travail. Le cinquième chapitre se consacre à l'interprétation des paramètres pétrophysiques, tandis que le sixième chapitre aborde la modélisation 3D de ces mêmes paramètres.

Chapitre 1

Cadre géographique et contexte géologique

1.1 Introduction

La description du cadre géographique et contexte géologique du bassin sédimentaire d'Ilizi procède par l'identification de ses différentes formations géologiques tout en situant leur contexte géodynamique par rapport à la plateforme saharienne algérienne. A ce titre, il est important d'analyser les événements tectoniques qui, ont influencé la structuration géologique définitive de tout le bassin sédimentaire, en l'occurrence leur impact sur la dynamique sédimentaire du bassin, dans l'objectif principal d'identifier le potentiel des réservoirs d'hydrocarbure et de définir le système pétrolier et gazier, tout en le caractérisant par rapport avec leurs roches mères et leurs propriétés pétrophysiques.

1.2 Cadre géographique

1.2.1 Localisation du bassin Illizi

Le bassin d'Ilizi est situé dans la partie Sud-est de la plateforme saharienne algérienne, à l'instar du bassin de Berkine, il constitue l'une des plus grandes provinces pétrolières et gazières d'Algérie. Il est situé entre les coordonnées géographiques suivantes [1] :

- Latitudes : $26^{\circ} 30' 00$ - $29^{\circ} 45' 00$,
- Longitudes : $6^{\circ} 00' 00$ - $10^{\circ} 00' 00$.

Ce bassin couvrant une superficie de $108\,424\text{ km}^2$ [2], est situé au Sud du bassin de Berkine, il s'étend jusqu'à la frontière Libyenne à l'Est, où il est limité la mole de Tihemboka, et il est limité au Sud par le plateau du Tassili N'AJJERS au Nord-Est du grand massif ancien du Hoggar.

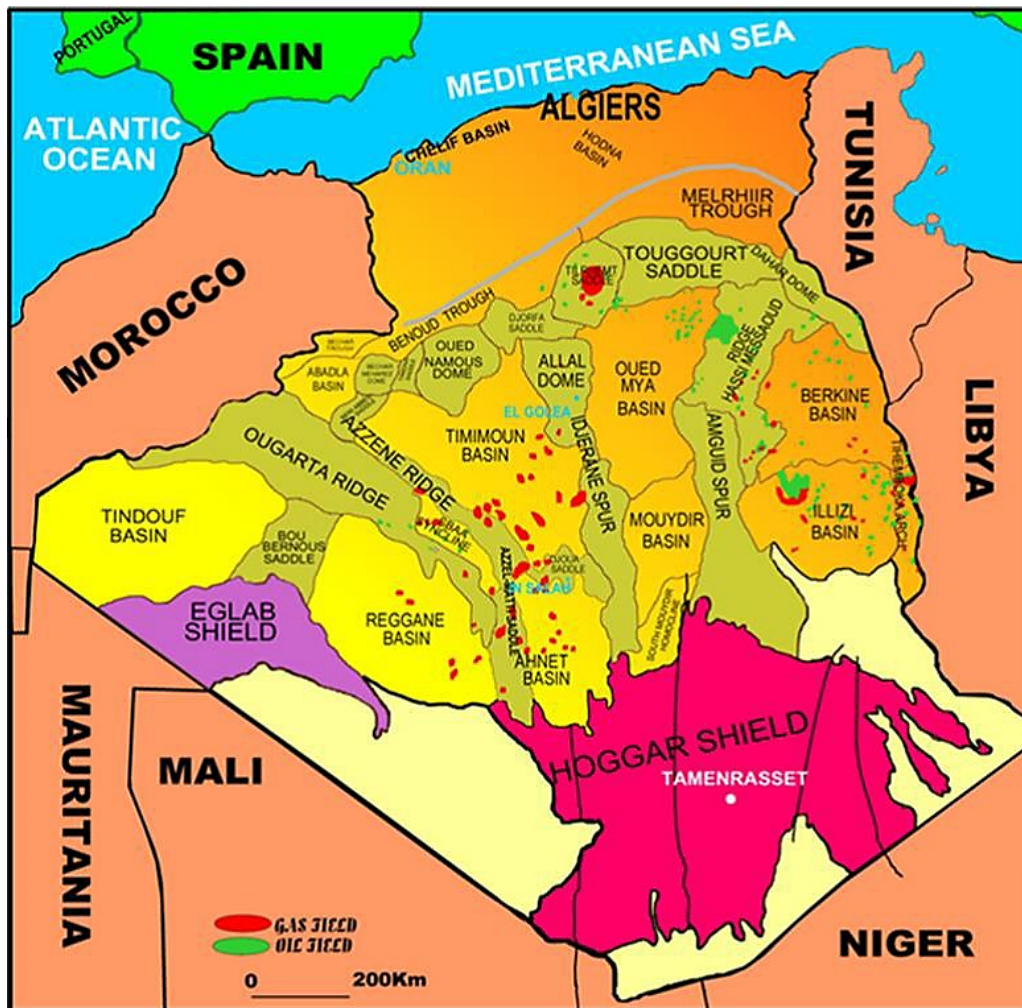


FIGURE 1.1 – Situation géographique du bassin d'Ilizi [3]

1.2.2 Localisation du champ Mereksen

Le gisement du champ de MEREKSEN est situé à l'Est de la province orientale, au Nord-Est du bassin d'Ilizi, près de la frontière libyenne (Figure 1.2). Il est situé aussi au Nord-Est de la ville d'In Amenas, Selon le permis Hassi-Imoulaye, il est délimité par les coordonnées géographiques suivantes :

- Latitudes : 29° 06' 00 – 29° 10' 00,
- Longitudes : 9° 39' 00 – 9° 43' 00.

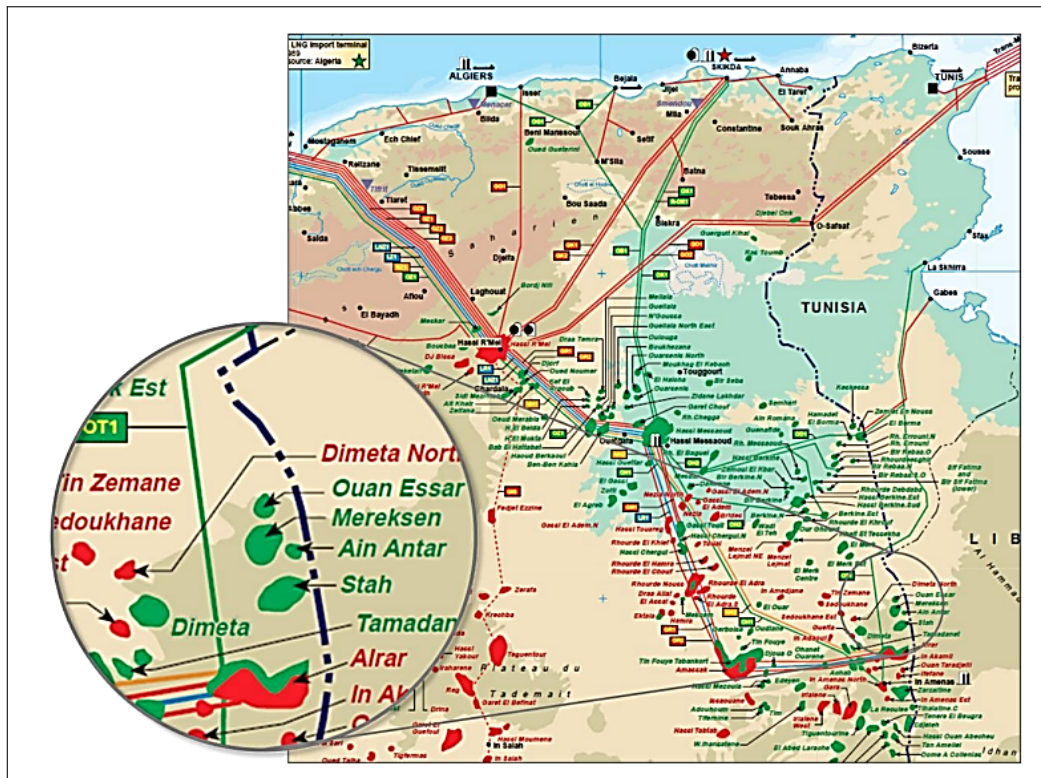


FIGURE 1.2 – Localisation du gisement du champ de Mereksen [4]

1.3 Contexte géologique

1.3.1 Plateforme saharienne

La plateforme saharienne couvre la majeure partie du territoire algérien, située au Sud de la grande cassure Sud Atlasique. La lithostratigraphie est dominée par une puissante couverture sédimentaire du Paléozoïque, reposant inégalement sur le socle précambrien. Cette plateforme est répartie en plusieurs grands bassins sédimentaires, séparés par des zones élevées, assimilées à des dômes, crêtes, éperons et des voûtes. Cependant, trois provinces de bassins sédimentaires formant la plateforme saharienne algérienne sont identifiées : Occidentale, Triasique et Orientale. Le champ pétrolier de Mereksen, constituant l'objet de notre d'étude est situé au Nord-est du bassin sédimentaire d'Illizi.

1.3.2 La province orientale

Située à l'Est de la plateforme saharienne algérienne, la province orientale est composée principalement des deux grands bassins : Illizi et Berkine, limités par la digue d'Ahara (Figure 1.3). Il existe de très vastes réserves d'hydrocarbures, principalement sous forme de pétrole dans le bassin de Berkine et de gaz dans le bassin d'Illizi.

Le bassin d'Illizi est bordé à l'Ouest par la digue d'Amguid-El Biod et à l'Est par la mole de Tihemboka à la frontière libyenne.

1.3.3 Bassin d'Ilizi

Le bassin d'Ilizi est un bassin de plateforme stable du point de vue géologique. Dans sa partie méridionale, la série stratigraphique présente des terrains d'âge paléozoïque et d'âge mésozoïque à cénozoïque dans sa partie septentrionale. Il constitue une vaste dépression semi-circulaire et fut le siège d'une sédimentation importante (d'une épaisseur de 2500 à 3500 mètres) qui a principalement été déposée pendant le Paléozoïque et le Mésozoïque.

Le bassin d'Ilizi est limité par les principaux axes structuraux suivants (Figure 1.4) :

- Au nord se trouve une ascension du socle appelée le môle d'Ahara, qui le sépare du bassin de Berkine.
- Le massif cristallo-métamorphique du Hoggar se trouve au Sud.
- À l'Est se trouve le môle de Tihemboka, qui se trouve à proximité de la frontière algéro-libyenne qui le sépare du bassin de Hamra (Libye).
- La dorsale d'Amguid El Biod, qui le sépare du bassin du Mouydir, se trouve à l'Ouest.

Au nord se trouve une ascension du socle appelée le môle d'Ahara, qui le sépare du bassin de Berkine. Le massif cristallo-métamorphique du Hoggar se trouve au Sud. À l'Est se trouve le môle de Tihemboka, qui se trouve à proximité de la frontière algéro-libyenne qui le sépare du bassin de Hamra (Libye). La dorsale d'Amguid El Biod, qui le sépare du bassin du Mouydir, se trouve à l'Ouest.

Au Nord, les terrains créacés du plateau de Tinrhert couvrent le bassin d'Ilizi. Sur le Paléozoïque, les dépôts carbonifères et les dépôts mésozoïques épais d'environ 1 000 m sont visibles dans la partie sud-est. Les séries mésozoïques se distinguent par des formes lagunaires et mixtes (grés, dolomies, calcaires) ; toutes sont recouvertes de sables éoliens quaternaires.

Un ensemble de formations paléozoïques se dresse à l'extrême sud du bassin, le long du massif du Hoggar. La partie sud-ouest du bassin est couverte par des cordons dunaires orientés SE-NW du Grand Erg d'Issaouane et par les dunes de l'Erg Bourarhet qui s'étendent au centre du bassin jusqu'à la frontière algéro-libyenne. La majorité des dépôts tertiaires se situent dans la partie Nord-Ouest du bassin, près de la hamada de Tinrhert, et sont relativement faibles dans le reste du bassin.

Les dépôts quaternaires sont des dunes qui constituent la frontière sud du Grand Erg Oriental.

Le bassin d'Ilizi est couvert par une couverture sédimentaire cristallo-métamorphique d'âge précambrien qui serait similaire à celle du Hoggar [5].

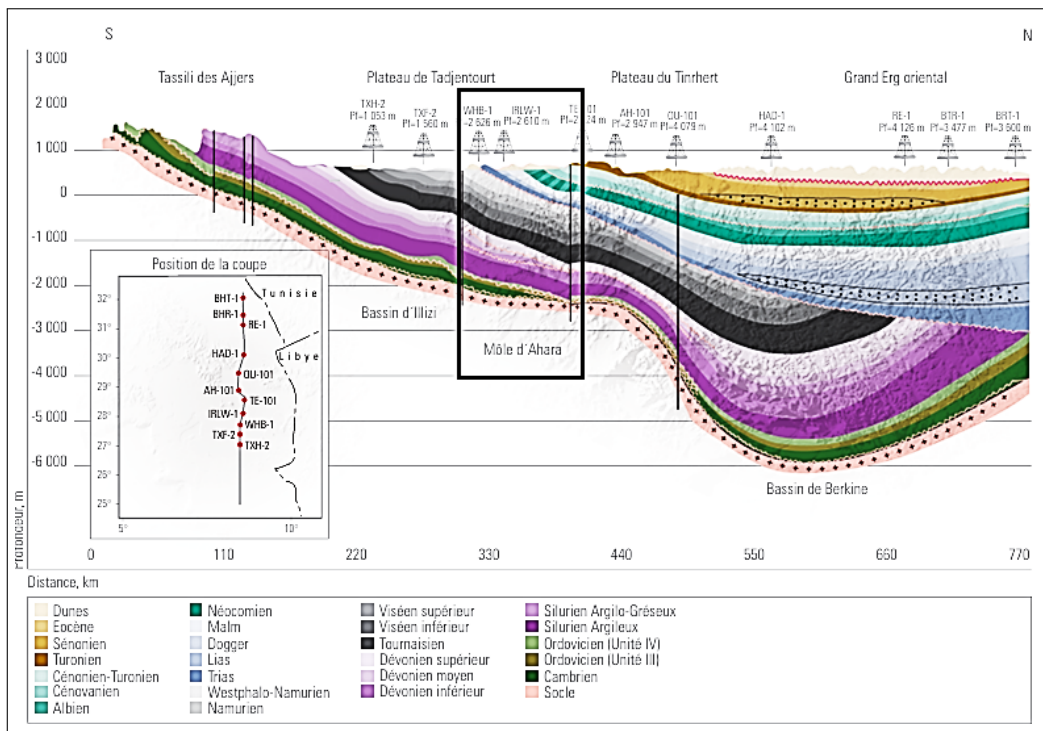


FIGURE 1.3 – Section géologique Nord-Sud de la province orientale [2]

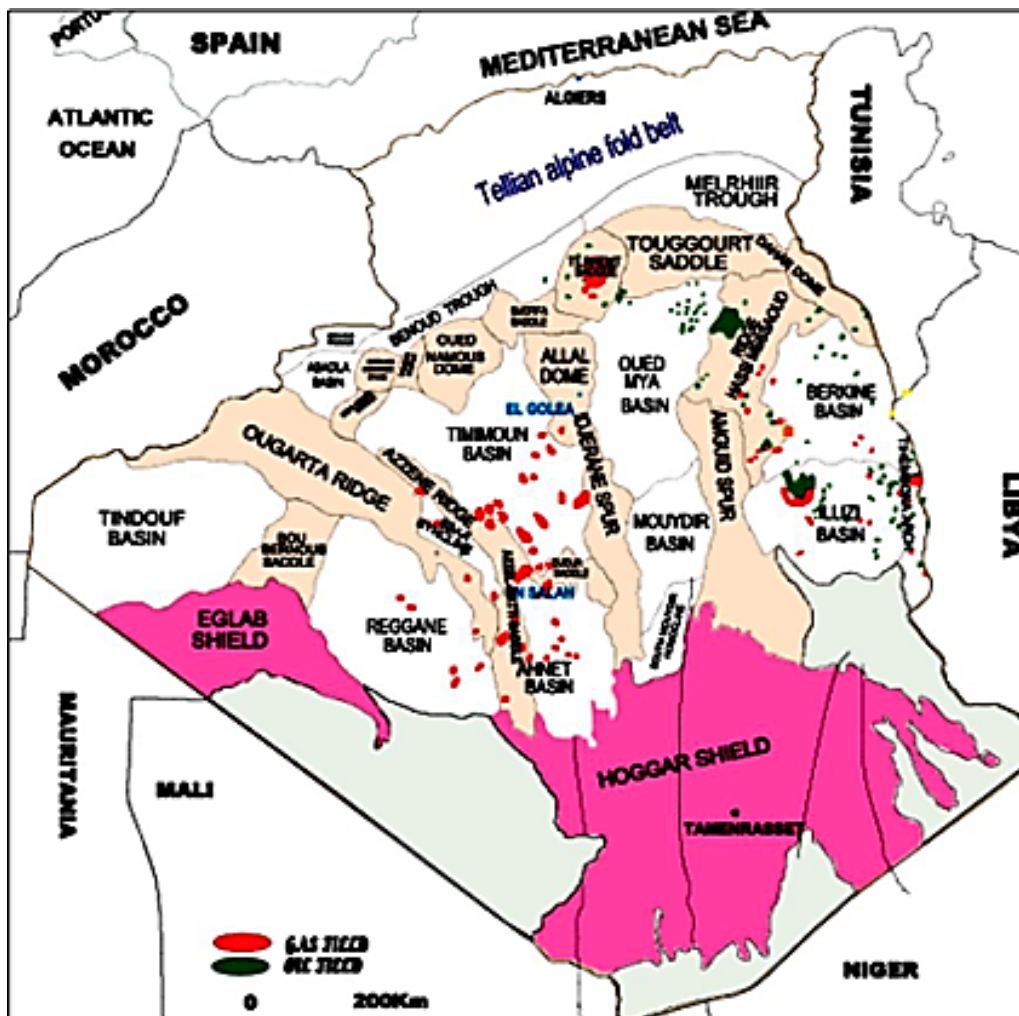


FIGURE 1.4 – Contexte géologique du bassin d'Ilizi par rapport à la plateforme saharienne [1]

1.3.3.1 Plan structural

Le bassin d'Illizi est constitué d'éléments géotectoniques à grand rayon de courbure (bombement de Tin Fouyé, haut fond de Tihemboka, Monoclinal d'Illizi), il est divisé en une succession de dépressions ou de sillons par une série d'axes majeurs qui sont d'Ouest en Est (Figure 1.6).

- L'axe d'Amguid El Biod qui forme la bordure occidentale du bassin et qui le sépare du bassin de Mouydir à l'Ouest.

- L'axe de Tan Elak.

- L'axe d'Essaoui Méllene.

- L'axe passant par Maouar Tin Tayart.

- L'axe de Fadnoun.

- L'axe de la Tihemboka.

Les directions de tous ces axes sont proches de la direction Nord-Sud. Ils sont accompagnés de failles importantes dues au jeu des failles profondes du socle. Celles-ci sont le prolongement des accidents panafricains qui affectent le socle du Hoggar sur des centaines de kilomètres et qui le divisent en plusieurs compartiments. Ces failles majeures accompagnées de faisceaux de failles secondaires, ont joué au cours des temps géologiques lors des phases tectoniques successives en affectant la couverture sédimentaire du bassin.

En fonction des directions des failles et de celles des contraintes tectoniques, il y a eu des phases de compression, de distension et de décrochement. La plupart des structures anticlinales de la région sont en relation avec des failles.

Un examen rapide du schéma structural du bassin montre l'individualisation structurale de trois régions en raison des orientations majeures des accidents, de leur densité et de leur continuité :

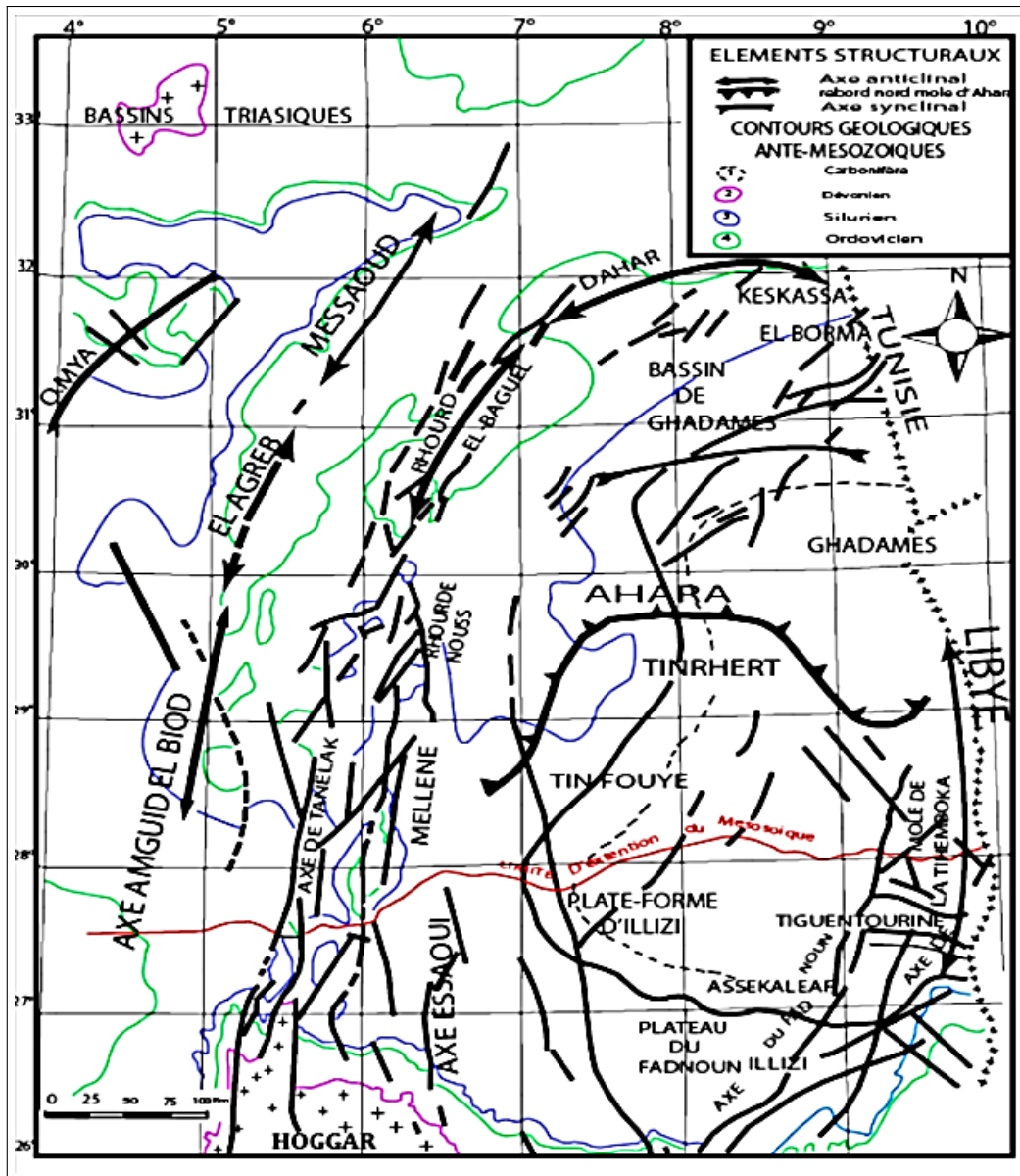
- A l'ouest, la région d'Amguid El Biod comprise entre les dépressions Oued Mya - Mouydir (sa bordure Ouest) et le trend englobant le périclinal de Tin Tayart, les anticlinaux d'Essaouane (Est et Ouest) et celui de Maouar.

- Au centre, le bassin d'Illizi proprement dit (nettement moins structuré) où se trouve l'ancien môle d'Ahara orienté approximativement E-O, celui-ci est compris entre le trend précédent et la grande zone d'accidents correspondant au trend de Fadnoun.

- A l'Est, le môle de Tihemboka s'étendant entre le trend du Fadnoun et la frontière Algéro-Libyenne (cette région montre un style structural différent de précédente) est caractérisé par trois directions de failles :

- Méridienne à subméridienne pour les accidents majeurs.
- NW-SE à WNW-ESE.

- NE-SO pour les accidents secondaires (Figure 1.5, 1.6) [6].



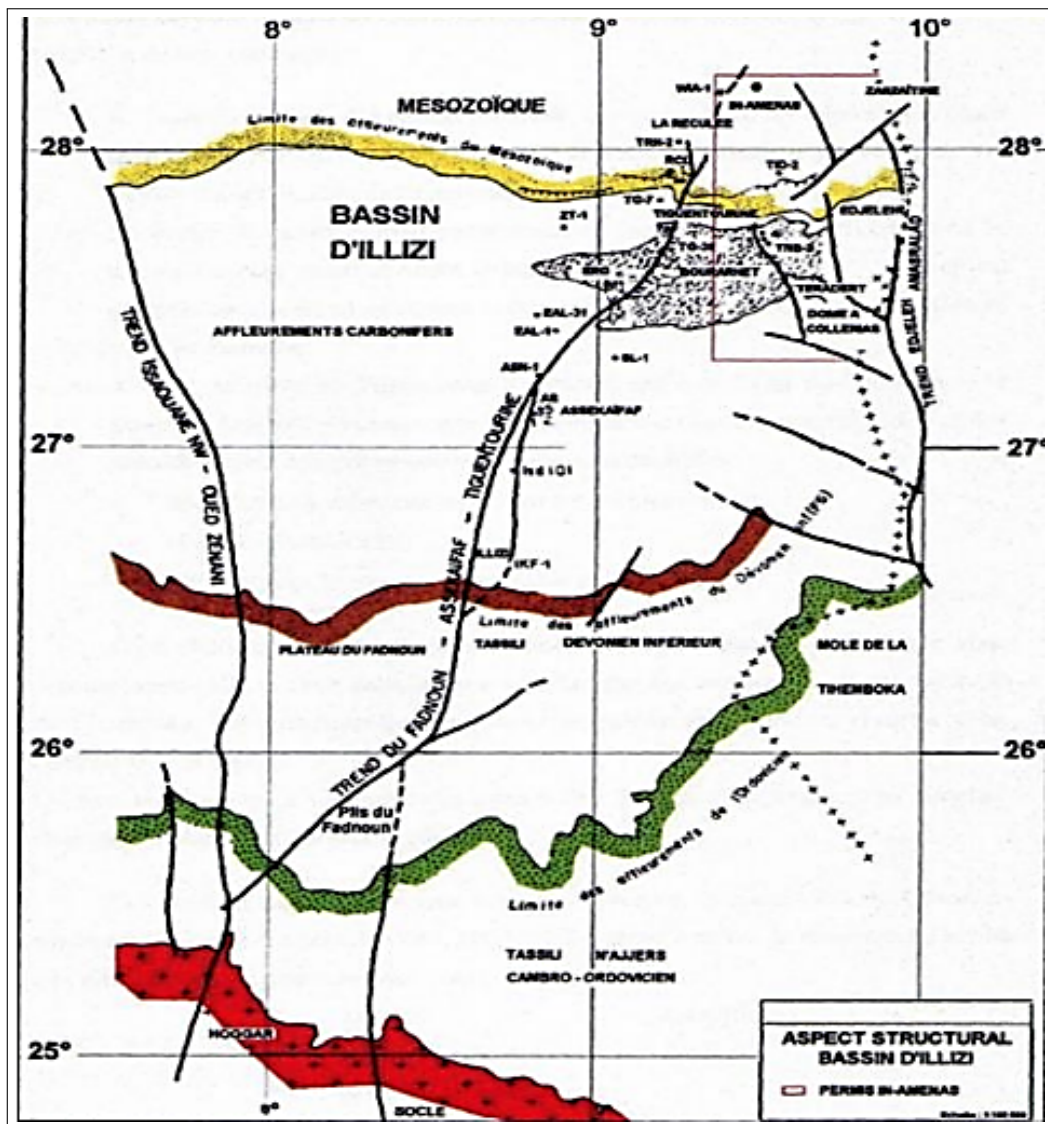


FIGURE 1.6 – Schéma structural du bassin d'Illizi [1]

1.3.3.2 Lithostratigraphie

Le bassin sédimentaire d'Illizi repose en discordance majeure sur la surface Infra-Tassilienne, nivelant un socle plissé, composé de lithologie métamorphique cristallophyllienne et volcanique.

La coupe lithologique typique du bassin d'Illizi est constituée d'une série sédimentaire globalement détritique, allant du Cambrien au Paléogène, dans laquelle les terrains paléozoïques occupent les deux tiers de l'épaisseur totale de la série. La lithostratigraphie de la série paléozoïque Tassilienne a été établie grâce aux études réalisées sur les affleurements par (Beuf & al, 1963; Biju -Duval & Al, 1963,1971).

La description morphologique de la série sédimentaire sert de base à la division lithostratigraphique. La puissance de la série stratigraphique typique du bassin d'Illizi (Figure 1.7) est de plus de 3000 m d'épaisseur et comprend les termes suivants :

LE SOCLE

Il est constitué de terrains méta-sédimentaires, traversés par de nombreuses intrusions magmatiques. L'âge des formations varie de l'Archéen (>2700 MA) [7] , [8] à l'Eocambrien et Cambrien [9] , [10]. Sur le socle, viennent s'installer en discordance les formations paléozoïques et mésozoïques.

LE PALEOZOÏQUE

Les formations paléozoïques sont fortement érodées à l'Hercynien ; elles ne représentent que 800m d'épaisseur au Nord, et elles passent à 1900 m d'épaisseur au Nord-ouest du bassin. Cependant, on distingue de la base au sommet :

- LE Cambrien

Il est constitué par une succession de formation détritique, essentiellement gréseuse.

- **L'unité I (conglomérats d'EI-Moungar)** : épaisse de 300 m, formée principalement de lentilles de grès conglomératiques, c'est une série très localisée et représente les derniers termes de démantèlement de la chaîne panafricaine. Ces conglomérats reposent en discordance sur le socle cristallophyllien d'âge Précambrien.

- **L'unité II** : Correspond aux grès de Tin-Taradjelli, sa puissance est de l'ordre de 200 à 300 m. Les dépôts de base sont essentiellement des grès moyens à grossiers, à stratifications obliques avec quelques graviers et galets de quartz. La partie supérieure de cette unité, est représentée par des grès fins à ciment siliceux, et épaisse de plusieurs mètres avec des intercalations de minces bancs argilo-silteux ; ces bancs montrent des traces de bioturbation (Tigillites). L'âge présumé de cette unité est le Cambrien.

L'ORDOVICIEN

D'après [11], à l'échelle du bassin d'Illizi, l'Ordovicien est subdivisé en quatre unités, et on distingue de la base vers le sommet :

- **L'unité III - 1** : Représentée par les grès de la vire du Mouflon, son épaisseur est variable, d'âge Tremadocien, elle est représentée par une alternance de grès fins à stratification oblique, et de galets d'argile avec des intercalations de niveaux silteux. Elle contient des traces de bioturbations essentiellement des Tigillites.

- **L'unité III - 2** : Elle est représentée par les grès de la banquette (50 m d'épaisseur) d'âge Arénigien. Formée essentiellement de grès fins à grossiers, à ciment siliceux, le développement de ce ciment donne naissance à de véritables quartzites, avec la présence fréquente de joints stylolitiques et de Tigillites. Ce dépôt s'est effectué dans un milieu marin de faible profondeur.

- **L'unité III - 3** : La formation d'In-Tahouite d'âge Caradocien-Liandelo et du Llanvirien, son épaisseur peut atteindre 40 à 200 m en moyenne, constituée de grès fins micacés, à ciment argileux ou siliceux, alternant avec de rares passées d'argilite. Cette série passe vers le sommet à des grès grossiers à fins, et à stratifications obliques qui s'enrichit en argile vers le sommet.

- **L'unité IV** : Elle est connue sous le nom du complexe terminal, où la formation de Tamadjert correspond à un complexe argileux-gréseux à éléments hétérogènes et des argiles micro-conglomératiques. Elle est d'âge Ashgillien (Ordovicien terminal) à Llandoveryen infe-

rieur (Silurien inférieur), son épaisseur est de 100 à 300 m en moyenne. Elle est composée de grès et d'argile d'origine glaciaire. Cette formation repose en discordance sur l'unité III-3 ; elle comprend :

- **L'unité IV-2** : Constituée de dépôts variés, correspond à une série de comblement des paléotopographies, façonnées par l'avancement des glaciers.
- **L'unité IV-3** : Appelée dalle terminale, elle est essentiellement gréseuse.

LE SILURIEN

Il est marqué à sa limite inférieure par la transgression liée à la fonte des glaciers de la fin de l'Ordovicien. De bas en haut, il comprend :

- **Formation de l'Oued Imirhou** : d'âge Llandovery-Wenlock, formée d'argiles à Graptolites, d'une épaisseur moyenne de l'ordre de 300 m avec de rares intercalations silteuses ; caractérisée par une série condensée, appelée argiles radioactives très fossilifère et très riche en matière organique d'une épaisseur de plus de 30 m.

- **La formation de l'Atafaitafa (Zone de passage unité M)** : d'âge Ludlow, formant le réservoir basal du F6, épais d'environ 100 m. Cette unité est constituée d'alternance de grès, d'argile et de silt, les grès sont fins à moyens, à stratifications obliques. Elle est considérée comme une zone de passage entre le Silurien et le Dévonien.

- **La formation de l'Oued Tifernine**, elle comprend :

- La barre inférieure (**unité A**) du réservoir F6 : d'âge Ludlowien, il s'agit de grès fins à moyens, à stratifications obliques, d'une épaisseur moyenne de 30 m.

- Le talus à Tigillites (**unité B**) du réservoir F6 : d'âge Ludlowien, son épaisseur varie de 40 à 50 m. Cette unité est formée d'alternances d'argiles silteuses et de grès fins argileux, associés à des terriers. Les argiles à graptolites, s'étendent globalement à l'échelle de toute la plateforme saharienne et fournissent l'une des plus importantes roches mères.

LE DEVONIEN

C'est le système le plus intéressant et le plus important du point de vue potentiel pétrolier en raison de ses richesses mixtes (faunistiques et floristiques) relatives en hydrocarbures, et sur le plan scientifique par sa richesse et variété de faunes. Les séries dévoniennes peuvent être subdivisées en deux grands ensembles :

- **Le Dévonien inférieur**, il regroupe les trois unités C1, C2 et C3 de la partie supérieure du réservoir F6 et la formation d'Orsine. Il est représenté par des dépôts continentaux, discordant sur le Silurien marin [11].

L'unité-C1- la barre moyenne du réservoir F6 : d'âge Gédinien, épaisse de 40 à 50 m, composée de grès fins à grossiers, à stratifications obliques, discordante sur le talus à Tigillites.

L'unité C2 - les trottoirs du réservoir F6 : d'âge Gédinien à Sigénien, épais de 20 à 40 m. Elle est composée d'un complexe d'argiles ferrugineuses et quelques lentilles de sable grossier.

L'unité C3 - la barre supérieure du réservoir F6 : d'âge Sigénien, épaisse de 80 à

100 m, composée de grés fins à grossiers, rarement conglomératiques, à stratifications obliques.

La formation d'Orsine : d'âge Emsien, épaisse de 80 m. Il s'agit d'une formation argilo-gréseuse, riche en Brachiopodes. Elle englobe deux unités réservoirs **F4** et **F5**.

- **Le Dévonien moyen et supérieur**

Il est composé de deux séries :

La série de Tin Meras : d'âge Eifelien-Famennien, puissante de 110 m. A la base, se trouve un banc de calcaire bleu continu, facilement identifiable à travers tout le bassin, et il est souvent choisi comme un niveau repère. La série est argileuse dans sa partie moyenne, avec de rares passées de calcaire, parfois lumachelliques ou de grés producteurs de pétrole (**réservoir F3**).

La série de Gara Mas-Melouki : appelée aussi Djebel Illéréne, d'âge Strunien et épaisse de 150 m. Elle est représentée par un complexe argilo-gréseux et carbonaté à la base, et gréseux au sommet, ce qui correspond au **réservoir F2**.

LE CARBONIFERE

Dans le bassin d'Illizi, les formations carbonifères affleurent au Sud-est suivant une direction NW-SE, elles comprennent de bas en haut :

- **La série d'Issendjel** : elle est d'âge Tournaisien supérieur-Viséen inférieur. Cette série est constituée par une alternance de grés et d'argiles avec une épaisseur de 200 m. Dans ces grés, on peut identifier un faciès de grés moucheté, évoluant parfois vers des calcaires gréseux à la base.

- **La série de Tin Mezoratine** : d'âge Viséen inférieur, elle est connue sous le faciès de grès à champignons, d'une épaisseur moyenne de 30 m.

- **La série de l'Oued Oubarakat** : d'âge Viséen supérieur-Namurien inférieur. Son épaisseur moyenne est de 200m. Elle est à dominance argilo-gréseuse, parfois carbonatée. Dans les niveaux gréseux, le faciès des grés à champignons est également décrit dans cette série.

- **La série d'EL Abed Larache** : d'âge Westphalien, elle est constituée d'une alternance marno-dolomitique, soulignée par des bancs calcaires dolomitiques et oolithiques d'une épaisseur moyenne de 100 m. On note parfois la présence du niveau de gypse massif.

- **La série de Tiguentourine** : d'âge Stephanien, épaisse de 140 m, elle est la dernière que l'on rencontre sous la discordance Hercynienne, et elle est représentée par des argiles plastiques, soulignées par un banc gypseux passant latéralement à des calcaires.

LE PERMIEN

Dans la province orientale, l'absence du Permien est clairement notifiée à cause des mouvements d'érosion hercynienne.

LE MESOZOÏQUE

Les formations mésozoïques reposent en discordance majeure sur celle du Paléozoïque dans tout le bassin. L'épaisseur de ces formations est très variable en allant du Sud vers le Nord, où elle peut atteindre les 1000 m. Elles sont formées essentiellement de dépôts littoraux et lagunaires, et on distingue de bas en haut :

Le Trias

Dans le bassin d'Illizi, il est représenté uniquement par sa partie supérieure, cette partie est d'âge Keuper, et elle est connue sous le nom de Zarzaitine-inférieur. Le Trias est constitué de grès fins à grossier, argileux avec des passées d'argiles versicolores et de bancs de dolomies compactes.

Le Jurassique

Il est attribué au Zarzaitine-moyen et supérieur. Cet ensemble est constitué d'argile bariolée et de grès fins à grossiers, argileux ou dolomitiques, et on regroupe dans ce système les étages suivants :

Le Lias : Formé d'argile, d'anhydrite et de carbonate.

Le Dogger : Constitué essentiellement d'argile, de grès et de carbonates.

Le Malm : faisant partie de la série de Taouratine inférieure, et peut être considéré comme une zone de transition entre le Dogger et Néocomien, il est généralement constitué de grès fins et moyen.

Le Crétacé

Il débute par l'alternance de grès fins à moyens du Néocomien, et se termine par le Sénonien.

L'épaisseur du Crétacé est de 500 à 600 m.

Le Barremo-Néocomien ou Taouratine inférieure, est constitué par des alternances de sables moyens à grossiers, d'argiles vertes et rouges. La série est marquée au sommet par la discordance Autrichienne. L'Aptien ou Taouratine moyen, est constituée de dolomie et d'argile.

L'Albien : est constitué de grès moyens et d'argiles plastiques.

L'Albo-Vraconien : correspond grossièrement à la série d'In Akamil, qui est constituée de dolomie, de grès et d'argiles marneuses et dont la limite supérieure de la série est incertaine.

Le Cénomaniens : il est constitué principalement d'argile gris-verdâtre à brun-rougeâtre, parfois marneuses et de gypse blanc, parfois fibreux avec quelques rares intercalations dolomitiques.

Le Turonien : il se présente sous forme de formations carbonatées, avec une barre de calcaire à la base et une autre au sommet séparée par des marnes.

Le Sénonien : il correspond au dernier terme du Crétacé, avec une composition de calcaire argileux à dolomitique, de dolomies, d'argiles et de gypse avec quelques passées de grès.

LE CENOZOÏQUE

Le paléocène : il est constitué de grès, marnes et calcaire.

LE QUATERNAIRE

Près du tiers du territoire de la Wilaya d'Ilizi est recouvert par des dépôts quaternaires, représentés par les alluvions des oueds et les sables éoliens de l'Erg Oriental .

CHRONOSTRATIGRAPHIE	LITHOLOGIE		Formations	Description
TERTIAIRE				
				Dunes de sable
CRETACE	Senonien			Calcaire Marnes
	Turonien			Calcaires et dolomie
	Cénomarien			Argiles à gypse
	Albo-Aptien		Série d'In Akamil	Argile plastique sableuse avec des bancs de grès
	Barremo Néocomien		Série de Taourartine	Alternance de sables moyens à grossiers et d'argiles
JURASSIQUE	MALM		Série de Zarzaïtine	Bancs de calcaires gréseux avec des passées d'argile et d'anhydrite Couche salifère Grès moyens à grossiers avec passées d'argiles
	DOGGER			
	LIAS			
TRIAS				
CARBONIFERE	Stephanien		S. Tiguentourine	Argiles bariolées
	Wesphalien	Unités D, E, F	F. Abed Larache F. Oued oupharaket F. Assekaitaf	Calcaire et marno-calcaire Argiles à bancs de grès et niveaux calcaires Ensemble argilo-gréseux
	Namurien	Unité C	F. d'Issendiel	Série argileuse à bancs de grès
	Viséen-Tournaisien	Unité H Unité A		Argile silteuse à sableuse avec passées de grès
DEVONIEN	Devonien sup.	F2	F. argilo-gréseuse de Gazelle	Grès fin à passées d'argiles noires micacées Argile silteuse à passées de grès très fin
	Devonien moy.	F3	F. d'Alrar sup	Argiles et passées de grès
	Emsien	F4 F5	F. argilo-gréseuse D'Alrar	Grès à passées d'argiles
	Praguien	F6	C F. gréseuse de Hassi Tabankort	Grès fin siliceux à tendance quartzitique
	Lochkovien		B F. grés-argileuse De L'oued Tifist	Grès moyen à grossier avec des de minces lits marquant les pentes sédimentaires Grès à macropores à ciment argilo-gréseux
	Ludlowien		A Formation de Mederba	Grès fin à moyen entrecoupé de bancs d'argiles
	SILURIEN	Wenlockien		
Llandovérien				Argile noire silto-miacée riche en graptolithes légèrement pyriteuse
ORDOVICIEN	Ashgillien	Unité IV	IV.3 Dalle de Mkrata	Grès quartzitique fin à moyen mal classé
	Caradocien à Llanvirnien		IV.2 Argiles Microconglom.	Argile micacée avec des quartz moyen
			IV.1 Grès de Taradert	Grès quartzitique argilo-siliceux et pyriteux.
	Arenigien Tremadocien	Unité III	III.3 F. de In Tahouite	Grès fin à la base et fin à grossier à stratification Oblique au sommet
	III.2 Quartzites de Hamra		Quartzites à tigilites avec joints stylolitiques	
		III.1 Argilo-gréseux d'In Kraïf	Grès à galets d'argiles à stratification oblique	
CAMBRIEN		Unité II	Grès de Hassi Leila	Quartzites à tigilites Bancs argilo-gréseux Grès conglomératiques Socle métamorphique

FIGURE 1.7 – Colonne stratigraphique synthétique du bassin d'Ilizi (Document Sonatrach, 2010)

1.3.3.3 Système pétrolier

- Roches réservoirs

L'ensemble des réservoirs paléozoïques au niveau du bassin d'Illizi, sont des objectifs avérés, potentiellement prouvés et validés. En effet, compte tenu de leur extension régionale et des résultats pétroliers observés dans la région d'étude. Les différents réservoirs du **Dévonien-F2, F3, F4** et le **Siluro-Dévonien-F6**, constituent les principaux objectifs. Les réserves d'hydrocarbures de la région pourraient être augmentées grâce aux réservoirs potentiels du Cambro-Ordovicien.

- Roches mères

En général, les plus importantes roches mères dans le bassin d'Illizi et de la crête d'Ahara sont les schistes siluriens et dévoniens. Les principales roches mères du Silurien sont les argiles à graptolites du Silurien (sont appelées également par les argiles du Tanezrouft). Ces schistes argileux atteignent une épaisseur de 200 m. Selon les études, ces roches mères siluriennes devraient se trouver dans la fenêtre à gaz depuis le Crétacé. La migration du pétrole doit donc se faire sur de longues distances pour remplir les réservoirs de cette partie du bassin d'Illizi. Les roches mères du Dévonien proviennent des formations schisteuses du Dévonien supérieur [1].

- Roches de couverture

Au cours des phases marines correspondantes, tous les cycles ont produit des formations schisteuses épaisses et continues latéralement qui ont enveloppé tout ce qui avait été produit auparavant par l'activité tectonique et la sédimentation. À l'Ordovicien, deux intervalles d'environ 100 m d'épaisseur, constituent d'excellentes couvertures pour les réservoirs cambriens et ordoviciens. Plus tard, des argiles siluriennes et dévoniennes sont présentes dans le bassin d'Illizi, leur épaisseur moyenne individuelle est de 500 à 600 m [1].

- Les pièges à hydrocarbures

Ces éléments structuraux favorisent l'accumulation d'hydrocarbures et empêchent leur migration. Dans les pièges, la température et la pression sont inférieures à celles de la roche mère. Il existe six types de pièges : structural, stratigraphique, mixte, hydrodynamique de perméabilité et barrière diapirique. Dans le bassin d'Illizi, les pièges sont typiquement structuraux et associés à des failles de compression ou à des structures en fleur [1].

1.3.3.4 Tectonique

Le bassin d'Illizi, est un bassin de synclise intracratonique. Les divers événements tectoniques qui ont affecté ce bassin ont produit de nombreux éléments structuraux, parmi lesquels sont particulièrement remarquables comme suit [12] :

- **Le môle de Tihemboka** : C'est un grand axe orienté N-S, affecté par un important accident méridien qui constitue la limite orientale du bassin d'Illizi. Ce môle a joué d'une manière générale en zone haute dès le Paléozoïque. A la fin de la phase calédonienne, le môle de Tihemboka était déjà individualisé, comme il a connu une très longue émergence, tout au long des mouvements calédonien et Frasnien.

- **Le môle d'Ahara** : orienté approximativement dans la direction Est-Ouest, il constitue la limite septentrionale du bassin d'Illizi. Il a subi l'influence de tous les mouvements qui l'ont affecté.

- **L'accident de Fadnoun** : c'est la limite entre le môle de Tihemboka et la dépression centrale d'Illizi du Sud-ouest vers le Nord-est, il se prolonge sur 300 km, il s'agit d'une ancienne faille majeure d'orientation NNE qui a rejoué plusieurs fois durant le paléozoïque, et même plus récemment.

- **Le bombement de Tin Fouyé** : situé au Nord-ouest du bassin d'Illizi, il correspond à une zone très haute orienté Nord-Sud, et s'étend sur 200 km de longueur et 100 km de largeur.

- **Le monoclinal d'Illizi** : il sépare les deux zones hautes de Tin Fouyé et de Tihemboka [12].

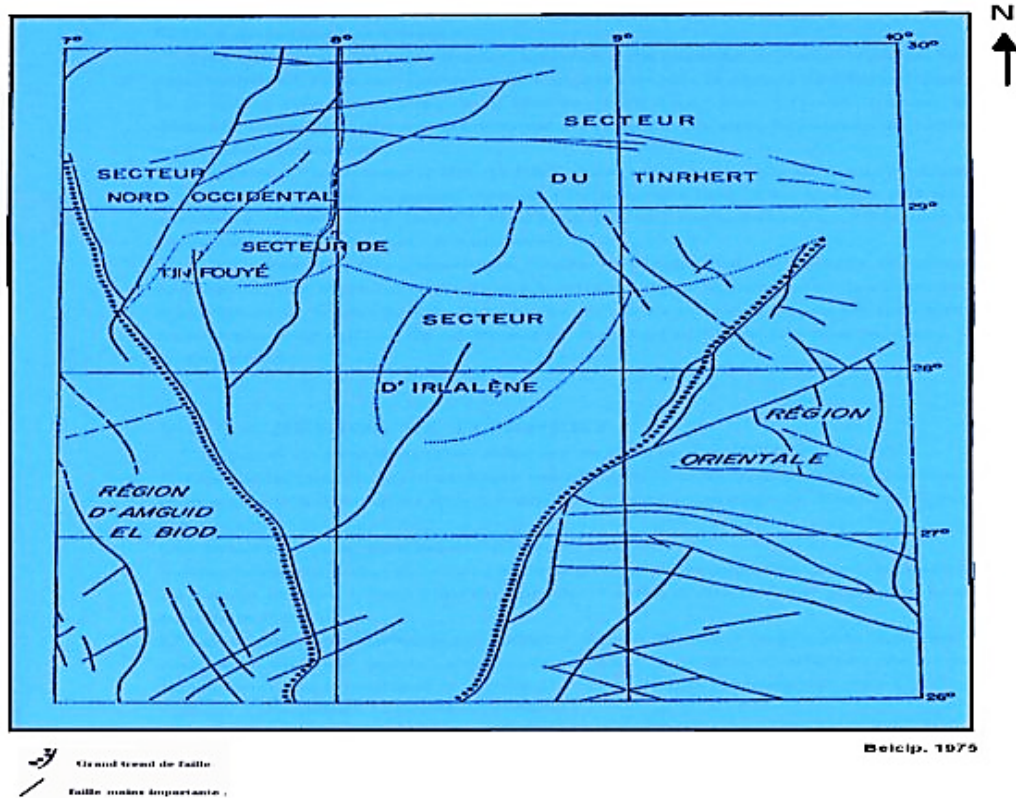


FIGURE 1.8 – Carte tectonique du bassin d'Illizi [13]

Chapitre 2

Propriétés pétrophysiques

2.1 Introduction

La pétrophysique est une discipline de pointe spécialisée dans l'étude des propriétés physiques des roches et de leur contenu en fluides, et de l'interaction entre les minéraux et ces fluides, l'eau, le pétrole et le gaz. La pétrophysique examine les propriétés physiques structurant les roches telles que la porosité, la perméabilité, la densité, la résistivité électrique et les propriétés acoustiques dans le but de comprendre le comportement de ces fluides dans les dépôts du sous-sol. Elle utilise des données provenant de diverses techniques d'investigation, telles que les enregistrements diagraphiques en forage ou d'échantillons de roches et d'autres sources pour estimer les paramètres critiques pour une meilleure analyse et optimisation d'exploitation des réservoirs, profitant à une production rentable tout en s'appuyant sur la détection des types et teneurs des fluides et leurs écoulements.

2.2 La composition de la roche

2.2.1 La matrice

La matrice d'une roche sédimentaire est composée de grains solides formant la matrice et les pores qui renferment les fluides. Si la matrice n'existe pas, la roche est meuble. Le mot matrice est employé en diagraphie pour désigner la partie solide de la roche. En général, le volume des pores d'une roche varie considérablement. La forme des pores est irrégulière et les fentes étroites et tortueuses les relient plus ou moins les uns aux autres [14].

Nous distinguons trois types de matrices selon [14] :

- **Matrice simple** : Elle est dite simple lorsque ses grains et le ciment qui les relie sont de même nature minéralogique.
- **Matrice complexe** : Elle est dite complexe lorsque ses éléments ont une composition minéralogique variable ou que le ciment est différent.
- **Matrice propre** : Elle est dite propre si elle ne contient pas d'argile ou autre ciment .

2.2.2 Ciment

Le ciment désigne toute substance qui rassemble des éléments figurés et les transforme en roches sédimentaires compactes.

2.2.3 Grains

Un grain est un petit élément arrondi ou anguleux, ou de forme quelconque faisant partie d'une roche meuble ou consolidée.

2.2.4 Argiles

En fonction de leur répartition dans la roche, on distingue trois types d'argiles (Figure 2.1) [15] :

- **Argiles stratifiées ou laminées** : il s'agit d'argiles détritiques que l'on retrouve en lits fins entre deux couches de réservoirs sableux ou carbonatés. La porosité utile, la saturation en eau et la perméabilité horizontale des réservoirs ne sont pas affectées par cette catégorie d'argiles.

- **Argiles dispersées** : argiles qui adhèrent aux grains ou occupent partiellement les pores, ce qui entraîne une réduction significative de l'écoulement des fluides et donc une réduction de la perméabilité.

- **Argiles structurales** : désignent les argiles qui se présentent sous forme de grains jouant le même rôle que les autres grains de la matrice. Ces caractéristiques sont similaires à celles des argiles laminées. Par contre, en ce qui concerne la perméabilité, leur fonction se rapproche davantage de celle des argiles dispersées .

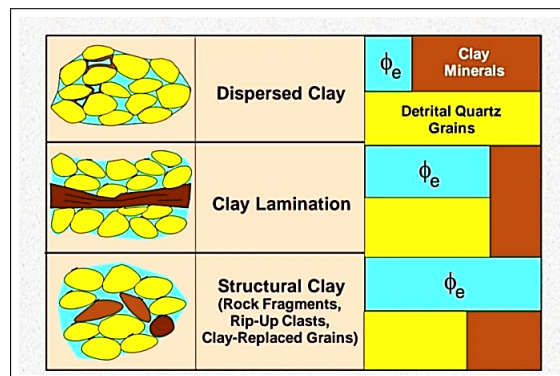


FIGURE 2.1 – Les trois modes de répartition d'argiles dans la roche [16]

2.2.5 Les fluides

En général, l'organisation des grains laisse des espaces vides qui sont remplis par divers fluides tels que l'eau, gaz, l'huile, etc. Le débit de ces fluides est influencé par la dimension de ces espaces vides, c'est-à-dire par la porosité [15].

2.3 Paramètres pétrophysiques

2.3.1 Volume d'argile (V_{sh})

Le V_{sh} nous donne des informations sur la quantité d'argile et la nature d'une formation gréseuse, c'est-à-dire sur la présence de fines d'argiles et l'inclusion des nodules d'argiles dans la masse gréseuse.

2.3.1.1 Méthodes de calcul

Initialement, les formules élaborées pour évaluer les paramètres des réservoirs ont été conçues pour des formations géologiques non argileuses et propres. Lorsqu'il y a présence d'argile dans ces formations, il est nécessaire d'introduire des corrections liées à l'effet d'argiles. Afin de calculer ces corrections, il est primordial de commencer par évaluer le volume d'argile (V_{sh}) présent dans chaque banc géologique.

Afin de déterminer ce volume, il est nécessaire d'avoir un banc entièrement argileux et un banc entièrement gréseux. Les lectures GR_{max} et GR_{min} correspondent respectivement à ces deux bancs. À un certain point de la formation, le volume des argiles est calculé en utilisant la relation suivante [17] :

$$V_{sh}(Linéaire) = \frac{GR_{lue} - GR_{min}}{GR_{lue} - GR_{max}} \% \quad (2.1)$$

Avec :

GR_{lue} : Valeur du Gamma ray lu en ce point, exprimé en **API**.

GR_{min} : Valeur du Gamma ray dans un banc gréseux propre, exprimé en **API**.

GR_{max} : Valeur du Gamma ray dans un banc totalement argileux, exprimé en **API**.

Le V_{sh} est corrigé par la formule de Stieber suivante :

$$V_{sh}(Stieber) = \frac{V_{sh}(Linéaire)}{3 - 2V_{sh}(Linéaire)} \quad (2.2)$$

2.3.2 La porosité

La porosité ϕ est définie comme le rapport entre le volume total des vides (pores) (V_p) et le volume de la roche (Total) (V_r) de la roche, exprimé en pourcentage. Elle est influencée par des facteurs tels que la forme et la disposition des grains, le degré de compactage, de cimentation et de fracturation, ainsi que le niveau d'altération et de dissolution des couches rocheuses. On distingue la porosité primaire et la porosité secondaire, qui se forment respectivement lors du dépôt des sédiments et qui peut être réduite ultérieurement par le compactage et la cimentation [15].

$$\phi = \frac{V_p}{V_r} \% \quad (2.3)$$

Avec :

$$V_r = A \times B \times H;$$

$$V_p = \sum pores \text{ [18].}$$

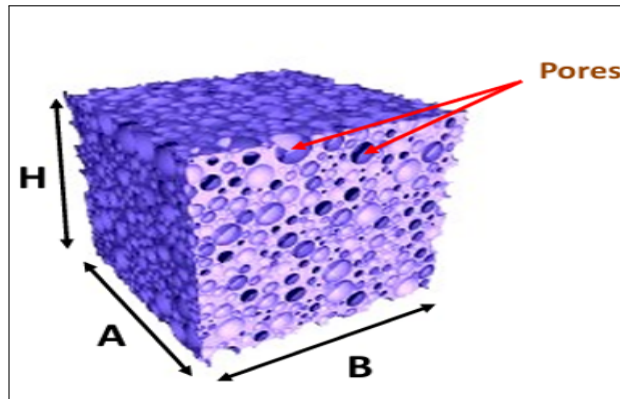


FIGURE 2.2 – Définition de la porosité [18]

Classification de la porosité :

- Faible si $\phi < 5 \%$
- Médiocre si $5 \% < \phi < 10 \%$
- Moyenne si $10 \% < \phi < 20 \%$
- Bonne si $20 \% < \phi < 30 \%$
- Excellente si $\phi > 30 \%$

2.3.2.1 Les différents types de porosités

a. Porosité totale

La porosité totale est le rapport entre le volume total des vides (V_V) et le volume total de la roche (V_T), et s'exprime par :

$$V_T = V_V + V_G \quad (2.4)$$

$$\phi_T = V_V / V_T \quad (2.5)$$

Où :

ϕ_T : Porosité totale.

V_V : Volume du vide.

V_T : Volume total.

V_G : Volume de gaz.

Connaître la porosité d'un échantillon de roche permet d'estimer le volume des pores, qui peut être extrapolé à l'ensemble du réservoir si toutefois l'échantillon est représentatif. Le volume total du réservoir peut être calculé à partir de sa surface et de son épaisseur moyenne, tandis que la porosité devient une caractéristique essentielle pour déterminer le volume maximal des fluides qu'il peut contenir, ce qui exige une précision maximale dans sa mesure [15].

La porosité totale inclus :

- **Porosité primaire ϕ_1 :**

L'espace vide entre les grains d'une roche sédimentaire au moment de sa formation est connu sous le nom de porosité originelle ou porosité intergranulaire.

- **Porosité secondaire ϕ_2 :**

Il s'agit d'une porosité cavitaire produite par dissolution chimique ou d'une porosité de fissure et de fracture que la roche subit sous l'action des contraintes provoquées par la tectonique.

b. Porosité utile (ou efficace)

Il s'agit du rapport entre le volume des pores connectés et le volume total de l'échantillon. On considère que les pores connectés contribuent efficacement à l'écoulement des fluides.

c. Porosité résiduelle

C'est le rapport entre le volume des pores qui ne communiquent pas entre eux, ni avec l'extérieur et le volume total de l'échantillon.

d. Porosité apparente

La porosité apparente est définie comme la porosité que les diagraphies indiquent avant toute correction, notamment celle avec les effets d'argiles qui ont une porosité importante mais inutile.

2.3.2.2 Méthodes de calcul des différents types de porosités

- **Méthodes directes**

La porosité est évaluée à l'aide d'un porosimètre à mercure, qui injecte du mercure (sous pression) dans un échantillon de roche préalablement séché. Le mercure remplit les vides de l'échantillon, ce qui permet de mesurer le volume des pores et donc d'estimer la porosité. Il convient de noter que seuls les pores interconnectés sont pris en compte dans cette estimation [15].

- **Méthodes indirectes**

Les méthodes indirectes d'estimation de la porosité reposent sur la mesure d'autres propriétés de la roche et des fluides. Ces mesures sont effectuées dans le puits à l'aide d'instruments spéciaux dans le cadre des opérations de diagraphie [15].

a. Porosité sonore (ϕ_s)

En tant qu'outil de mesure dans cette diagraphie, la sonde produit des ondes sonores qui se déplacent dans le réservoir à proximité du puits et sont captées par la sonde à leur retour. En fonction de la profondeur de l'instrument, la différence de temps (temps de parcours) entre la génération et la détection est enregistrée en continu. Étant donné que la porosité et le temps de parcours sont intimement liés. Elle est calculée à l'aide d'une diagraphie sonore et la relation est illustrée ci-dessous :

$$\phi_s = \frac{(\Delta T_{lu} - \Delta T_{ma})}{(\Delta T_f - \Delta T_{ma})} \quad (2.6)$$

ΔT_{lu} : Temps de parcours de l'onde sonore devant le niveau étudié.

ΔT_{ma} : Temps de parcours de l'onde sonore dans la matrice.

ΔT_f : Temps de l'onde sonore dans le fluide.

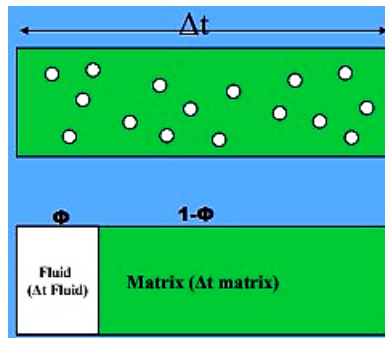


FIGURE 2.3 – Mesure de la porosité sonore [19]

Cette porosité doit être corrigée de l'effet argileux à l'aide de la formule suivante :

$$\phi_{sc} = \phi_s - (V_{sh} \times \phi_{ssh}) \quad (2.7)$$

Avec :

ϕ_{sc} : Porosité sonore corrigée de l'effet d'argiles.

ϕ_{ssh} : Porosité sonore d'argiles.

V_{sh} : Volume de schiste.

b. Porosité neutron (ϕ_n)

Elle peut être lue directement sur les logs neutroniques et doit être corrigée de l'effet d'argiles à l'aide de la relation suivante :

$$\phi_{nc} = \phi_n - (V_{sh} \times \phi_{nsh}) \quad (2.8)$$

ϕ_{nsh} : Porosité neutronique des argiles.

c. Porosité de densité (ϕ_d)

La Porosité de densité de la formation est donnée par la relation suivante, à partir de la lecture d'une diagraphie de densité :

$$\phi_d = \frac{(\rho_b - \rho_{ma})}{(\rho_f - \rho_{ma})} \quad (2.9)$$

Avec :

ρ_b : Densité globale lue en face du niveau étudié, donnée en (g/cm^3).

ρ_{ma} : Densité de la matrice.

ρ_f : Densité du fluide.

ϕ_d : Porosité donnée par les outils de densité.

La densité-porosité doit être corrigée de l'effet d'argiles par la formule suivante :

$$\phi_{dc} = \phi_d - (V_{sh} \times \phi_{dsh}) \quad (2.10)$$

Avec :

ϕ_{dc} : Porosité de densité corrigée de l'effet d'argiles.

ϕ_{dsh} : Porosité de densité d'argiles.

V_{sh} : Volume des schistes.

d. Porosité effective (ou utile)

La formule suivante permet de calculer la porosité utile face à des lits de grès non fissurés :

$$\phi_e = \frac{(\phi_{nc} + \phi_{dc} + 0.75 \phi_{sc})}{2.75} \quad (2.11)$$

Les formations cavernueuses ont une porosité utile qui correspond à la porosité sonique corrigée par l'effet d'argiles ϕ_{sc} . Ce qui signifie que l'outil sonique est le moins impacté par la présence des grottes :

$$\phi_u = \phi_{sc} \quad (2.12)$$

Note : Les porosités ne nécessitent pas de correction de l'effet d'argiles dans les zones propres du réservoir. ($V_{sh} < 10\%$).

2.3.3 Perméabilité

On définit la perméabilité d'une roche comme la capacité de cette roche à laisser passer un fluide. En fait, la perméabilité fait référence au degré de connexion entre les espaces poreux de la roche. Dans une roche perméable, les trous et les fissures (pores) sont reliés entre eux de sorte qu'un fluide peut s'écouler lentement à travers la roche en suivant un chemin tortueux.

La perméabilité, notée \mathbf{K} , est exprimée en milli darcy (mD). Elle dépend fortement de la taille des grains, de la porosité et de la saturation irréductible dans la roche.

La perméabilité est qualifiée de :

- Très mauvaise si : $K < 1 \text{ mD}$
- Faible si : $1 \leq K < 10 \text{ mD}$
- Médiocre si : $10 \leq K < 50 \text{ mD}$
- Moyenne si : $50 \leq K < 200 \text{ mD}$
- Bonne si : $200 \leq K < 500 \text{ mD}$
- Excellente si : $K \geq 500 \text{ mD}$

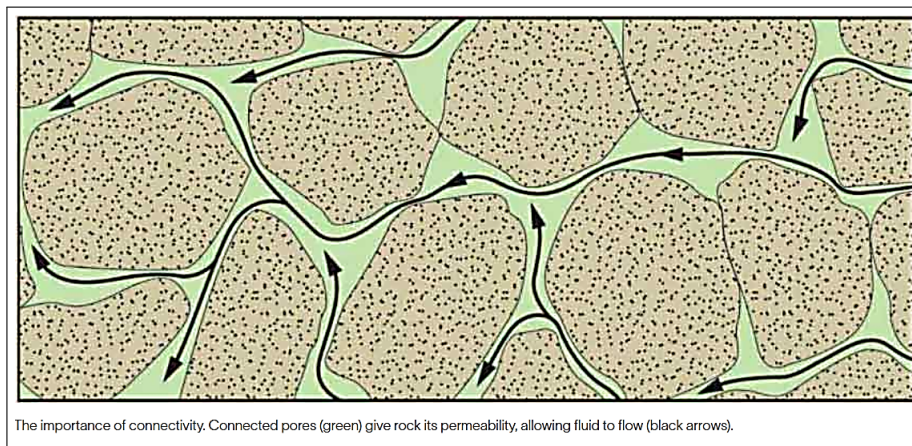


FIGURE 2.4 – L'importance de la connectivité. Les pores connectés (en vert) confèrent à la roche sa perméabilité, permettant aux fluides (en noir) de s'écouler [20]

2.3.3.1 Types de perméabilités

- **Perméabilité absolue (K_a)**

Il s'agit de la perméabilité mesurée en présence d'un seul type de fluide, tel que la perméabilité à l'air, perméabilité à l'eau ou la perméabilité à l'huile.

- **Perméabilité effective (K_e)**

Il s'agit de la perméabilité mesurée en présence de deux fluides.

- **Perméabilité relative (K_r)**

C'est le rapport entre la perméabilité effective (k_e) et la perméabilité spécifique (k_a).

La perméabilité relative à un fluide donné varie en fonction directe de la saturation de ce fluide dans la roche, et s'exprime en pourcentage (%) de déplacement d'un fluide par rapport à l'autre.

2.3.3.2 Mesure de la perméabilité

- **Mesure direct (loi de Darcy)**

Le principe de la mesure consiste à injecter un fluide (air ou liquide visqueux) avec une pression P_1 dans l'échantillon de roche cylindrique préalablement lavé et séché, puis à mesurer le débit Q et la pression P_2 à la sortie du fluide de la roche (**Figure 2.5**).

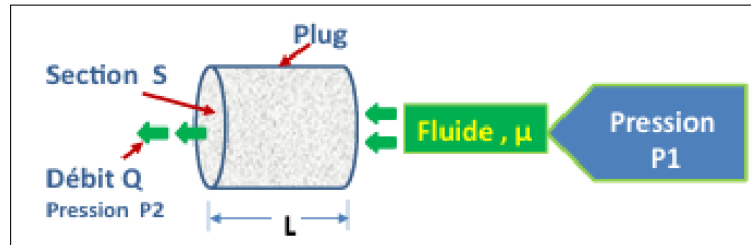


FIGURE 2.5 – Principe de mesure de la perméabilité [18]

Selon la loi de Darcy, la perméabilité absolue est donnée par la formule suivante :

$$k = \frac{\mu Q L}{A(P_i - P_o)} \quad (2.13)$$

Avec :

Q : le débit (cm^3/s).

K : la perméabilité de l'échantillon (millidarcy, mD).

L : la longueur de l'échantillon (cm).

μ : la viscosité dynamique du fluide (centipoise, $1 \text{ cP} = 1 \text{ mPa s}$).

A : la surface de l'échantillon (cm^2).

P_i : la pression d'entrée du fluide.

P_o : la pression du fluide à la sortie.

- **Mesure indirect**

Les mesures indirectes sont effectuées à l'aide de diagraphies telles que le **MDT** (**Essai de dynamique de formation modulaire (Modular Formation Dynamics Test)**) et de tests de formation tels que le **DST** (**Test de tige de forage (Drill Stem Test)**).

2.3.4 Résistivité électrique

La résistivité d'une formation exprime sa conductivité électrique et est influencée par la résistivité de l'eau de formation ainsi que par la texture de la roche. L'utilisation de cette propriété permet d'estimer la quantité de pétrole présente dans une roche-réservoir, car la présence d'eau salée réduit la résistivité, tandis que le pétrole brut et les minéraux de la roche ont une résistivité plus élevée. Lors de l'évaluation de la résistivité d'une carotte de roche saturée d'eau salée, il est possible d'établir une corrélation entre la résistivité et la saturation

en eau en remplaçant une partie de cette eau par du pétrole brut, puis en évaluant à nouveau la résistivité. Toutefois, cette technique est limitée à l'échantillon en question et nécessite une approche plus avancée pour la généraliser à d'autres échantillons ou à l'ensemble du réservoir.

2.3.4.1 Détermination de la résistivité de la formation (R_T)

La résistivité R_T permet la détermination de la saturation en eau dans les niveaux réservoirs ou par suite de saturation en hydrocarbures. Elle est lue sur le log de résistivité.

2.3.4.2 Détermination de la résistivité de l'eau de formation (R_W)

La résistivité de l'eau de formation est un paramètre très important pour le calcul de la saturation en eau, car elle est très sensible à la variation de R_W .

2.3.5 Saturation

La saturation est la quantité relative d'eau, de pétrole et de gaz dans les pores d'une roche, généralement exprimée en pourcentage du volume.

$$S = \frac{\text{volumed'unfluidedparticulier}}{\text{volumedesporestotaldelaroch}} \quad (2.14)$$

La nature d'un réservoir peut être distinguée par le fluide qu'il contient, tel que :

- Un gisement de pétrole est un réservoir saturé en pétrole.
- Un gisement de gaz est un réservoir saturé en gaz.
- Un aquifère est un réservoir saturé en eau.
- Le réservoir est dit sec si aucun fluide autre que l'air ne le sature.

2.3.5.1 Types de saturation

Les types de saturation sont les suivants :

a. Saturation en eau de la zone vierge

$$S_W = \frac{V_W}{V_T} \quad (2.15)$$

b. Saturation en huile

$$S_O = \frac{V_O}{V_T} \quad (2.16)$$

c. Saturation en gaz

$$S_G = \frac{V_G}{V_T} \quad (2.17)$$

Avec :

$$S_W + S_O + S_G = 100\% \quad (2.18)$$

$$V_W + V_O + V_G = V_T \quad (2.19)$$

En tant que :

S_W : Saturation en eau.

S_O : Saturation en huile.

S_G : Saturation en gaz.

V_W : Volume d'eau.

V_G : Volume de gaz.

V_O : Volume d'huile.

2.3.5.2 Méthodes de calcul

La saturation est calculée avec la formule **d'Archie**, dans le cas d'une formation propre dont le volume d'argile est $V_{sh} < 10\%$:

$$(S_W)^n = \frac{(S_W)^n}{Rt} \quad (2.20)$$

Avec : $n = 2$

Dans le cas d'un réservoir argileux, le mode de distribution des argiles influence la réponse aux outils, d'où l'utilisation d'autres formules pour le calcul de la saturation en eau.

a. Cas d'argiles laminées :

$$S_W = \sqrt{\left(\frac{1}{Rt} - \frac{V_{sh}}{R_{sh}}\right) \times \left(\frac{F \times R_W}{1 - V_{sh}}\right)} \quad (2.21)$$

b. Cas d'argiles structurales :

$$\frac{1}{Rt} = \frac{V_{sh}}{R_{sh}} \times S_W + \frac{(S_W)^2}{F \times R_W(1 - V_{sh})} \quad (2.22)$$

Avec :

$$F = \frac{a}{\phi^m} \quad (2.23)$$

c. Cas d'argiles dispersées :

$$S_W = \frac{\sqrt{\left(\frac{a \times R_w}{(\phi_z)^m \times R_t}\right) + \left(\frac{q^2}{4}\right)} - \left(\frac{q}{2}\right)}{1 - q} \quad (2.24)$$

Avec :

F : Facteur de formation ;

a : Constante liée à la nature de la roche ;

m : Facteur de cimentation ;

R_w : Résistivité de l'eau de formation ;

R_t : Résistivité de la zone vierge ;

R_{sh} : Résistivité des argiles ;

V_{sh} : Volume d'argile occupé par l'argile dispersée ;

φ_z : La porosité de la matrice sableuse comprend tout l'espace occupé par les fluides et les argiles ;

q : pourcentage de porosité.

2.3.6 La densité

2.3.6.1 Définition

La densité des roches représente une propriété physique essentielle en géologie et en exploration des ressources naturelles. Elle représente la proportion de la masse volumique de la roche (kg/m^3 ou g/cm^3) à la masse volumique de l'eau (kg/m^3 ou g/cm^3). Comme la masse volumique de l'eau est de (kg/m^3 ou g/cm^3), la densité d'une roche représente le résultat identique à ceux de sa masse volumique, mais sans unités. La densité des roches peut être différente. Elle varie considérablement en fonction de leurs minéralogies, de leurs porosités et de leurs différentes structures géologiques [17].

2.3.6.2 Méthode de mesure

Les détecteurs transmettent les données collectées à la surface où elles sont analysées afin de permettre un enregistrement continu de la densité de la formation rocheuse en fonction de la profondeur à une échelle de 1,95 à 2,95 g/cm^3 [17].

2.4 Conclusion

Les caractéristiques pétrophysiques jouent un rôle primordial dans l'exploitation et la gestion (pour production) des réservoirs. Cependant, certaines caractéristiques sont fondamentalement prises en compte, comme celles qui sont directement liées aux fluides et dont l'influence reste

essentielle. Elles permettent d'évaluer au mieux la capacité d'un fluide à se déplacer dans un milieu poreux. La circulation dépend de la nature de la phase solide (type de sédiment) et principalement de la configuration connexe des pores.

Chapitre 3

Mesures et interprétation des données diagraphiques

3.1 Introduction

La recherche de paramètres qualitatifs et quantitatifs pertinents pouvant influencer les rendements potentiels d'un réservoir d'hydrocarbures, pétrolier dans notre cas d'étude, est cruciale lorsqu'il s'agit de le localiser à l'aide de méthodes exploratoires (géologiques et géophysiques). Ces paramètres sont identifiés par l'épaisseur, la porosité, la perméabilité, le taux de saturation et les différents fluides contenus dans le réservoir (pétrole, gaz ou eau).

La première méthode consiste en des forages, et si possible, des carottages, permettant d'obtenir une connaissance exhaustive de première importance des caractéristiques et nature des formations.

La seconde méthode utilise les techniques de diagraphie traditionnelles telles que la diagraphie gamma, neutronique et sonique, et La diagraphie par étrier qui est particulièrement utile pour déterminer le besoin de réhabilitation des puits de forage ou de réparations du tubage afin de réajuster, au besoin, les paramètres de la pétrophysique de la formation. Dans ce chapitre, nous passerons en revue les définitions clés, les concepts directeurs et les utilisations de ces instruments.

3.2 Notions de diagraphie

La diagraphie est une technique géophysique qui permet d'évaluer, à l'aide de diverses sondes, les propriétés des roches découvertes lors d'un forage. En général, la diagraphie est le nom donné à tout enregistrement d'une caractéristique d'une formation géologique traversée par un forage en fonction de sa profondeur. L'objectif de cet enregistrement est d'obtenir des données physiques (mécaniques, thermiques, hydrauliques, électriques, etc.) ou chimiques qui sont directement ou indirectement liées aux propriétés de la roche en profondeur [21].

Il existe trois types de diagraphies [22] :

- La diagraphie instantanée, enregistrée au cours du forage,
- La diagraphie différée, enregistrée lors d'un arrêt ou à la fin du forage,

- La diagraphie différée, réalisée lors de la production .

3.3 Notions d'acquisition

La capacité de juger et d'interpréter plus facilement les résultats dépend de la maîtrise de la compréhension des paramètres spécifiques pouvant affecter à leur tour la qualité des enregistrements.

3.3.1 Le diamètre du trou de forage

Il peut varier en fonction de la nature de la formation traversée.

3.3.2 Boue de forage

Son impact est important, car la mesure sera davantage influencée par un diamètre de trou plus grand et un volume de fluide plus important autour de l'outil. Sa nature influence également la capacité à enregistrer les diagraphies spécifiques.

3.3.3 Tubes et ciment

Le trou du forage est cimenté et intubé, ce qui parfois empêche l'enregistrement de certaines diagraphies.

3.3.4 L'excentricité de la sonde

Dans la plupart des cas, la sonde s'appuie sur la paroi du trou, et le trou n'est pas parfaitement vertical, ce qui peut avoir un impact sur la mesure, c'est pourquoi des centralisateurs sont placés sur certaines sondes.

3.3.5 Température et pression

Elles augmentent en profondeur proportionnellement à la densité de la boue et au gradient thermométrique, de sorte que les équipements utilisés avant et après le forage doivent être résistants à ces changements.

3.3.6 Vitesse d'enregistrement

Chaque type d'outil a une vitesse maximale à ne pas dépasser lors de l'enregistrement, qui varie principalement en fonction du paramètre à enregistrer. Si la constante du temps est élevée, la vitesse est lente.

3.3.7 Espacement

Il s'agit de la séparation entre deux sources d'émission et de la distance entre l'émission et la source, et en tant que telle, elle est cruciale pour l'enregistrement prévu (profondeur d'investigation) [15].

3.3.8 Invasion

La boue de forage, ou fluide de forage, provoque des perturbations. La pression hydrostatique créée par la boue de forage dans sa phase liquide est supérieure à la pression des formations et des fluides qu'elles contiennent. Dans ces conditions, les particules solides s'accumulent sur les parois du trou pour former un dépôt de "Mudcake", associés à l'infiltration de la phase liquide et les matériaux dissous dans la formation.

L'épaisseur de ce Mudcake varie de 2 à 25,4 mm [15]. Mais le filtrat de boue pénètre dans la formation et agite les fluides déjà présents, où on distingue ainsi trois zones :

- Zone envahie : le filtrat de boue, associé aux résidus d'huile, a complètement expulsé les fluides de la formation, tout en remplissant les pores de la zone envahie.
- Zone transitoire : le filtrat de boue a partiellement expulsé les fluides de la formation.
- Zone vierge : Cette zone n'a pas été contaminée par le filtrat de boue et les pores sont donc remplis les fluides de la formation.

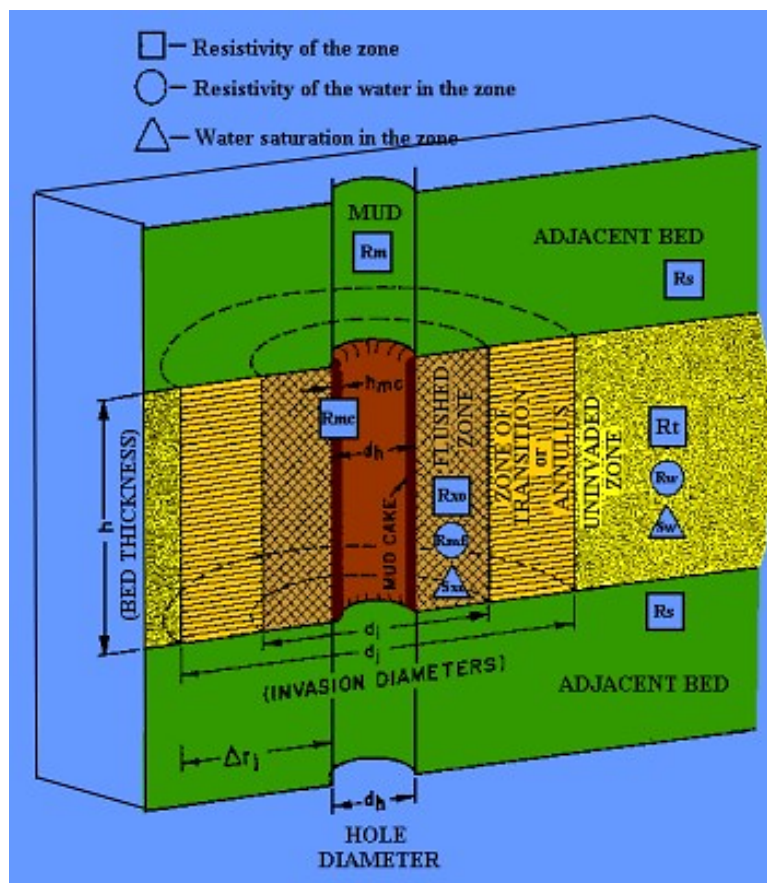


FIGURE 3.1 – Schéma illustrant le phénomène d'invasion [19]

3.4 La diagraphie différée

Les diagraphies différées sont des enregistrements réalisés lors de l'arrêt du forage dans un trou ouvert ou tubé, après le retrait des tiges de forage du puits. Les principales informations recueillies à partir de ces diagraphies sont fondamentalement les suivantes [22] :

- La résistivité électrique et le potentiel spontané ;
- La radioactivité naturelle (teneur en Potassium, Thorium et Uranium) ;
- La densité, porosité et perméabilité de la formation ;
- La température de la boue de forage ;
- Les paramètres géométriques (diamètre du sondage ainsi que la déviation et l'azimut) .

3.5 Classification des diagraphies

Les diagraphies peuvent être subdivisées en quatre grands groupes (Figure 3.2) :

- Diagraphies Electriques.
- Diagraphies Nucléaires.
- Diagraphies Acoustiques.
- Diagraphies Auxiliaires.

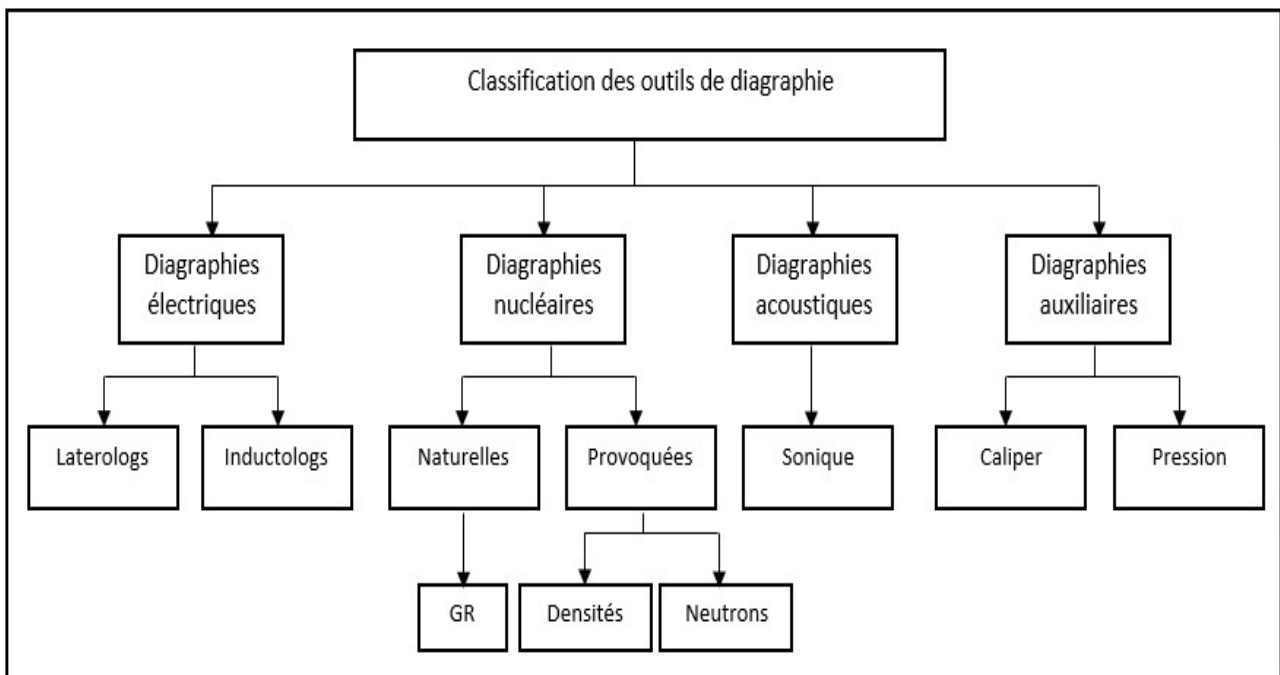


FIGURE 3.2 – Classification des outils de diagraphie

3.6 Les diagraphies utilisées

3.6.1 Diagrapie électrique

3.6.1.1 Résistivité électrique

a. Principe

La résistivité électrique d'une formation est un paramètre fondamental exprimant sa teneur en fluide (eau, hydrocarbure) en rapport avec la porosité de la roche, et qui est également fonction de la salinité de l'eau de formation, de la teneur en argile par rapport à sa résistivité du fait que les formations perméables sont envahies par le filtrat de la boue de forage. Le principe de base, commun à toutes les diagraphies de résistivité, consiste à envoyer un courant électrique (i) dans le sol et à mesurer la différence de potentiel entre l'électrode de surface (référence) et celle descendue dans le trou du forage (Figure 3.3).

La valeur de la résistivité trouvée juste à la proximité du trou de forage ne reflète pas fidèlement la résistivité de la formation telle qu'elle existait avant le forage.

D'autre part, on peut évaluer la mobilité des hydrocarbures en mesurant la résistivité de la zone envahie ($\Omega.m$) [23].

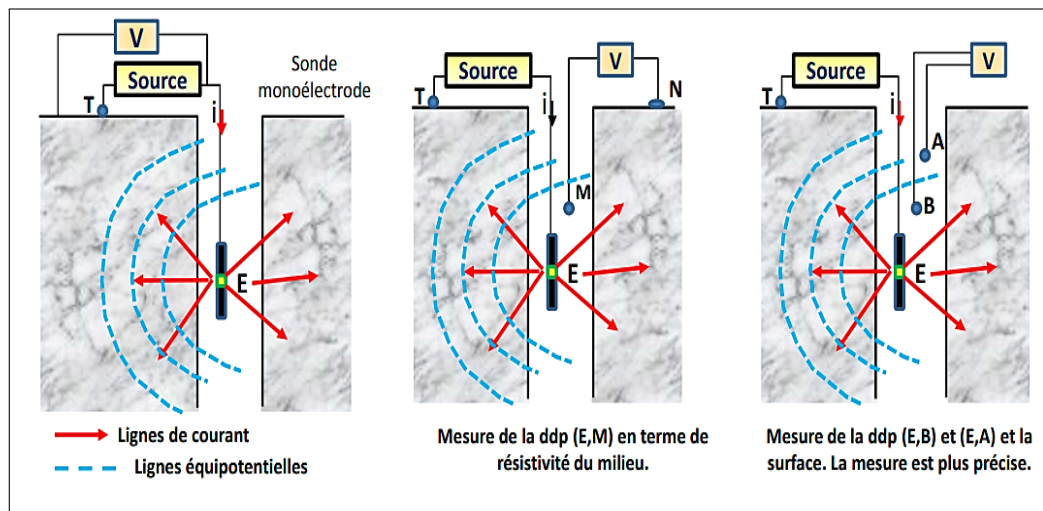


FIGURE 3.3 – Schéma représentant le principe de mesure de la résistivité [18]

b. Outil

Tenant compte des principes de base de la porosité de la formation et de la résistivité de l'eau, les outils de résistivité sont conçus pour fournir des informations sur la saturation en eau. Les outils conventionnels sont très sensibles à l'état du trou de forage.

Cependant, tant que la formation concernée n'est pas cinq fois plus épaisse, au moins, que l'espacement, l'influence significative des formations adjacentes ne peut être ignorée.

A cet effet, Il a été essentiel de créer des systèmes d'outils permettant de réduire considérablement l'impact des couches adjacentes. Il s'agit d'instruments qui concentrent

le courant électrique, c'est-à-dire un système d'électrodes qui percent les formations perpendiculairement à l'axe du trou et produisent un faisceau de lignes de courant parallèles.

Ce type d'outil permet d'obtenir une bonne valeur de la résistivité de la zone vierge R_T . Les résistivités focalisées sont les plus utilisées. Ces deux groupes sont définis comme suit [22] :

- **Les Latérologues**, utilisation de la boue salée : ces instruments ne sont employés que lorsque la boue est conductive. Les mesures sont composées d'un ensemble d'électrodes émettrices, d'un ensemble d'électrodes réceptrices et d'un ensemble d'électrodes focalisées sur le courant qui pénètre latéralement dans la formation. Les instruments utilisés dans le système radial à grand rayon d'investigation permettent d'obtenir une mesure similaire à celle de **la zone vierge**, non envahie par le filtrat de boue, connue sous le nom de R_T (Figure 3.4). On observe une saturation totale des pores par l'eau de formation, dont la résistivité R_W contribue à donner à la formation sa résistivité R_T . Les outils d'investigation à faible rayon d'observation ne permettent que de mesurer la résistivité de **la zone lavée**, qui est définie par R_{xo} . Cette zone est envahie par le filtrat de boue, qui présente une résistivité R_{mf} en phase aqueuse. Cette phase a refoulé toute l'eau de formation, créant ainsi la zone lavée, qui a une résistivité R_{xo} .

- **Les Inductologues**, ces instruments sont conçus pour évaluer la résistivité des boues molles ou non conductrices, utilisées dans le cas des boues de forage non conductrices (forage pétrolier). Ils incluent des bobines émettrices qui produisent un courant électromagnétique qui se propage dans les formations en créant un courant secondaire appelé "courant de Foucault". Ce champ électromagnétique est mesuré par une bobine réceptrice (Figure 3.4). L'**AIT** (**A**rray **I**mager **T**ool) est l'outil le plus récent de la série des outils d'induction.

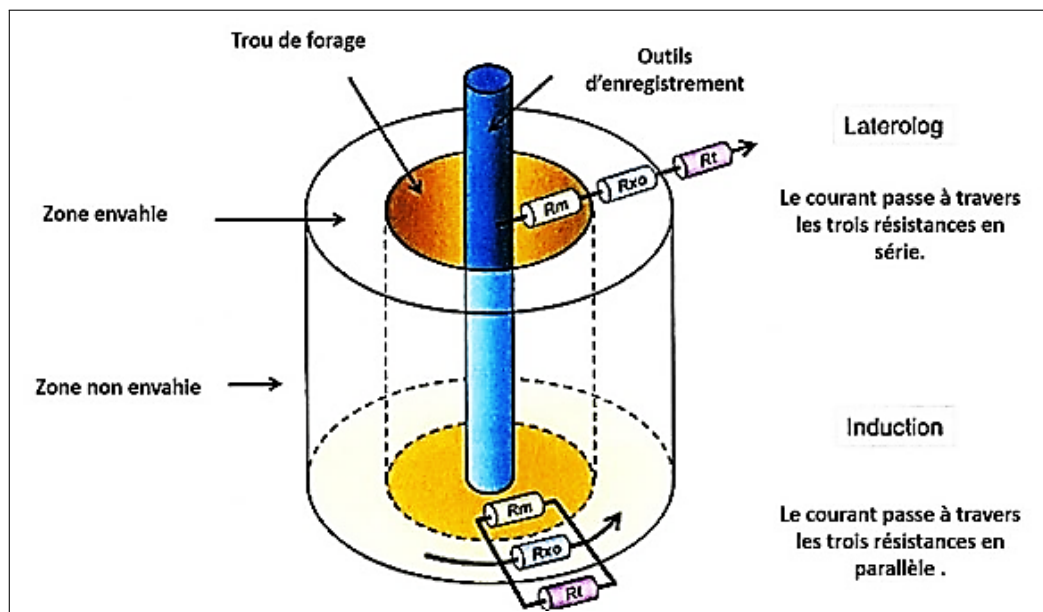


FIGURE 3.4 – Schéma représentant le fonctionnement des latérolog et inductolog [24]

c. Application

La diagraphie de résistivité est utilisée pour [23] :

- Déterminer la lithologie et les environnements de dépôt ;
- Détermination des différentes résistivités R_t en zone vierge, et R_{xo} en zone lavée ;
- Calcul de la porosité ;
- Détermination de la saturation en eau .

3.6.1.2 Potentiel spontané (PS)

a. Principe

Il s'agit du potentiel électrique mesuré dans la colonne de boue par rapport à un potentiel de référence fixe. Ce dernier est principalement dû au déséquilibre ionique créé entre l'eau de la formation et la boue de forage par les formations perméables ou non perméables. Il dépend de la salinité de l'eau de formation, du filtrat et de la teneur en argile. Le potentiel spontané est exprimé en millivolts (mV).

b. Outil

Sur le terrain, la mesure du potentiel spontané est réalisée à l'aide d'un multimètre à haute impédance d'entrée et de deux électrodes non polarisables déplacées manuellement sur l'ensemble de la zone à investiguer. Un grand nombre de mesures ponctuelles de potentiel sont ainsi réalisées et permettent d'établir un profil ou une carte de la zone. A noter que cette méthode ne nous renseigne que sur l'existence ou non d'une circulation hydraulique superficielle, mais ne permet pas d'identifier à quelle profondeur elle a lieu. Cependant, elle constitue un outil très puissant lorsque l'on souhaite répertorier l'ensemble des chenaux d'écoulement préférentiels existant dans une zone d'étude. Généralement, les mesures du Potentiel Spontané (PS) sont superposées aux profils de résistivité électrique.

c. Application

En bref, les applications de la PS peuvent être conclues comme suit [22] :

- Mettre en évidence les bancs poreux et perméables ;
- Localiser certains niveaux imperméables ;
- Calculer le pourcentage d'argile contenue dans la roche réservoir ;
- Calculer la résistivité de l'eau d'imbibition R_w , ce qui permet d'obtenir la salinité ainsi que la qualité chimique de cette eau .

3.6.2 Diagraphie nucléaire

3.6.2.1 Diagraphie de neutron

a. Principe

Lorsqu'une formation est bombardée par des neutrons rapides, plusieurs types d'interactions neutron-noyau se produisent. L'évaluation qualitative de ces phénomènes

peut nous renseigner sur le contenu atomique de la formation. Pour la mesure, une source émet des neutrons rapides (vitesse initiale $> 10\,000$ Km/s) avec une énergie initiale comprise entre 4 et 6 MeV. Ces neutrons ont un pouvoir de pénétration élevé, ce qui leur permet d'entrer en collision avec les noyaux atomiques de la formation.

En pénétrant dans la formation, ils perdent progressivement leur énergie en deux phases :

- Phase de ralentissement Les neutrons sont plus ou moins ralentis selon leurs angles d'incidence et selon aussi que leur masse est proche ou non de celle des noyaux rencontrés. Les collisions avec les noyaux d'hydrogène ont un effet important puisque la masse de ces noyaux est approximativement la même que celle des neutrons. Ainsi ralentis, les neutrons atteignent l'état thermique dans lequel leur énergie est de 0,025 eV et leur vitesse de 2500 m/s. Si le détecteur compte les neutrons ainsi ralentis, on parle alors de Log Neutron-Neutron.

- Phase de capture Lorsque l'énergie est inférieure à 0,025 eV, les neutrons thermiques sont finalement capturés par les noyaux de certains éléments. Les noyaux de chlore sont les plus efficaces pour capturer les neutrons thermiques. Cette capture s'accompagne de l'émission de rayons gamma. On parle alors de Log Neutron-Gamma.

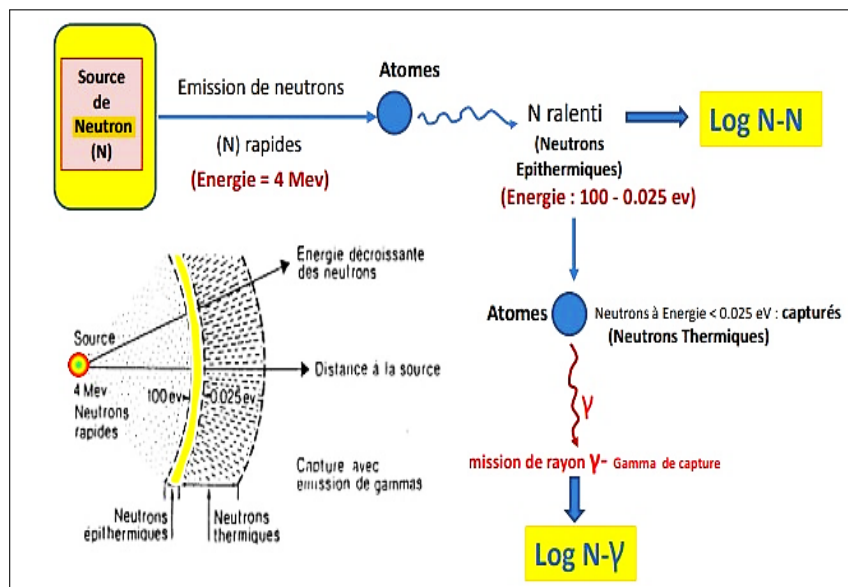


FIGURE 3.5 – Principe de la mesure Neutron [18]

b. Outil

Il enregistre les neutrons thermiques, mais pour réduire les effets de trou du forage, il comprend deux détecteurs (Figure 3.6), où le rapport des taux de comptage des deux capteurs est directement traduit en indice hydrogène-neutron (porosité neutronique).

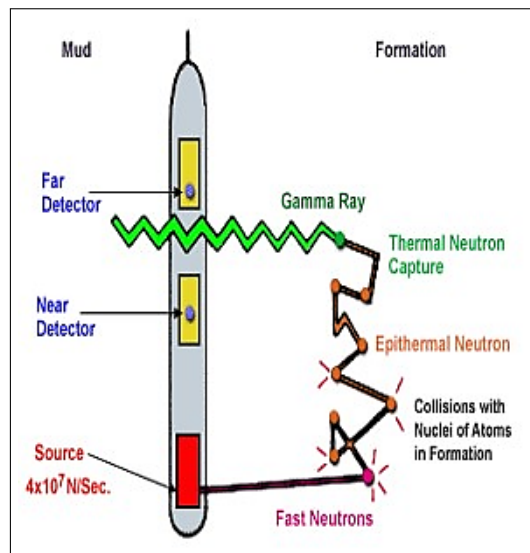


FIGURE 3.6 – Schéma représentant le principe de la sonde Neutron [19]

c. Application

La diagraphie neutronique permet de [23] :

- Mesurer la porosité ;
- Différencier les zones de gaz, zones d'huile et les zones d'eau ;
- Définir la lithologie en la combinant avec d'autres diagraphies ;
- Analyser la sédimentologie, notamment pour l'analyse faciologique et l'évolution séquentielle ;
- La corrélation .

3.6.2.2 Diagraphie de densité

a. Principe

La mesure de la densité, constitue la diagraphie de base pour déterminer la lithologie des formations poreuses.

La formation est soumise à un rayonnement gamma émis par une source spéciale d'énergie constante : cobalt (CO^{60}) ou césium (Cs^{137}). Les particules gamma sont des particules sans masse qui se propagent à la vitesse de la lumière. Ces photons gamma incidents entrent en collision avec la matière. L'énergie du faisceau incident est atténuée selon trois modes :

- **L'effet photoélectrique** : si l'énergie des photons est inférieure à 0,5 MeV.
- **L'effet Compton** : si l'énergie des photons est supérieure à 2 MeV.
- **La production de paires** : si l'énergie des photons est comprise entre 0,5 et 2 MeV.

Dans les domaines d'énergie pertinents pour les roches, **l'effet Compton** l'emporte sur les deux autres modes d'atténuation.

Les détecteurs sont des compteurs à scintillation, utilisés pour détecter les rayons gamma au-dessus d'un certain seuil d'énergie. Le rayonnement gamma naturel a un effet faible, sauf si la formation est fortement radioactive.

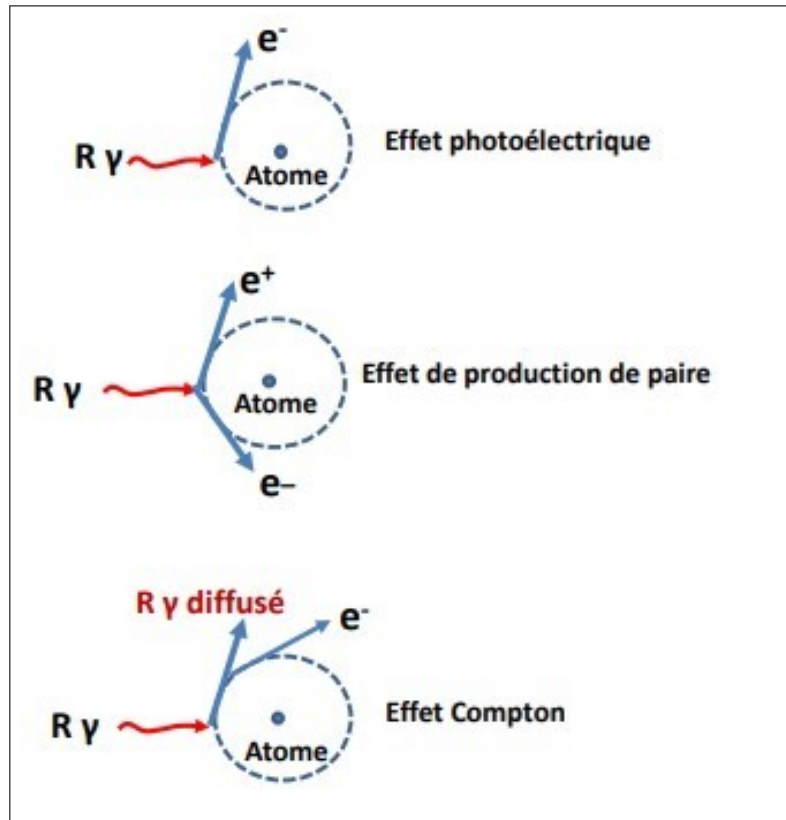


FIGURE 3.7 – Principe de diffusion des rayons gamma [18]

b. Outil

Le **FDC** (**Compensé en Densité Focalisé (Focused Density Compensated)**) mesure la densité de la formation par interaction des rayons gamma avec l'environnement. Cette densité dépend du type de la roche de formation, de la porosité et des fluides qu'elle contient. Elle est convertie en porosité équivalente sur les diagrammes (ρ_b).

ρ_b représente la densité apparente de la formation. Cette densité est obtenue à partir des mesures de la diagraphie FDC.

En résumé, la combinaison des courbes **FDC** et **CNL (Diagraphie Neutron Compensée (Compensated Neutron Log))** permet de détecter les zones à gaz dans un réservoir.

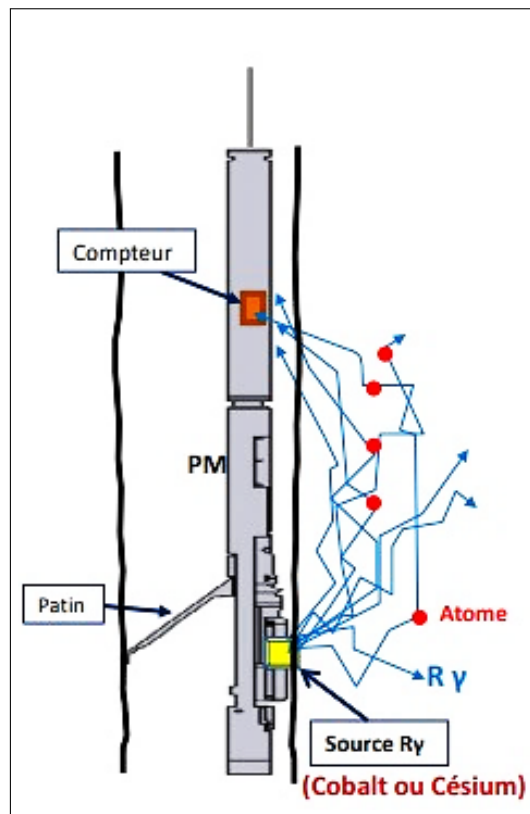


FIGURE 3.8 – Exemple d'un schéma d'outil FDC- Focused Density Compensated [18]

c. Application

L'application de la diagraphie de densité permet :

- Le calcul de la porosité ;
- La détermination de la lithologie ;
- La détermination de la zone à gaz (en la combinant avec les diagraphies neutroniques) ;
- La détection des minéraux lourds ;
- La détermination de la porosité utile en rapport avec les diagraphies de porosité.

3.6.2.3 Diagraphie aux rayons gamma

a. Principe

L'outil Gamma-Ray, mesure l'intensité du rayonnement Gamma émis spontanément par les formations géologiques ; cette radioactivité naturelle est due à la désintégration de certains éléments contenus dans la composition chimique de certains minéraux des roches. Dans les roches sédimentaires, trois radioéléments contribuent à la radioactivité gamma [Potassium (**k**), Uranium (**U**) et Thorium (**Th**)] (**Figure 3.9**). Il est à noter que les réflexions données par les diagrammes gamma sont fonction non seulement de la radioactivité des formations, mais aussi de la densité de la boue de forage, du diamètre du trou de forage et de l'existence du tubage. Toutefois, l'utilisation des diagrammes Schlumberger permet d'apporter les corrections nécessaires [25].

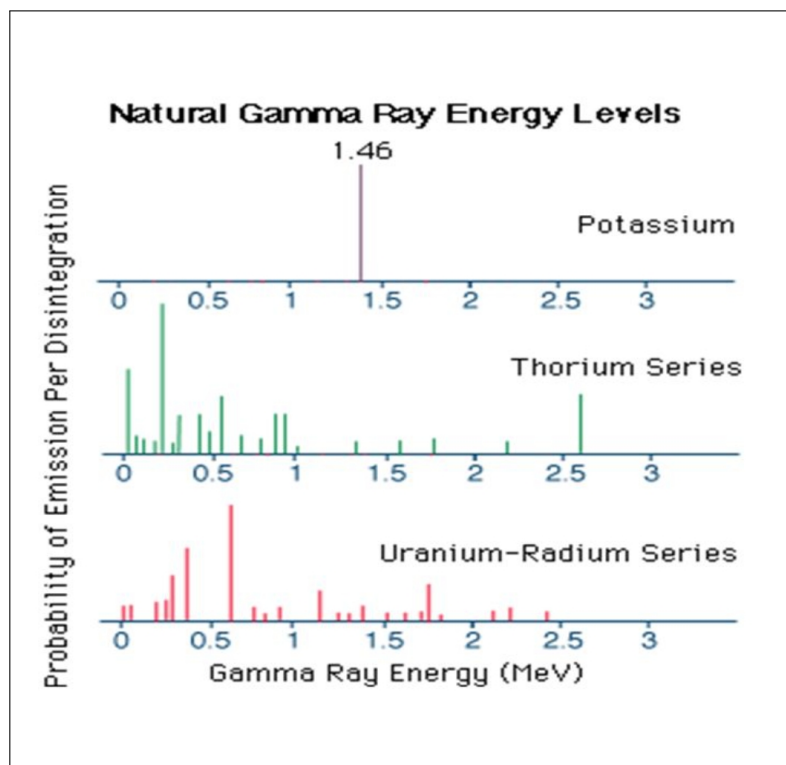


FIGURE 3.9 – Schéma du comportement de l'outil G.R. en face d'un réservoir [26]

b. Outil

Il existe plusieurs outils de mesure de rayons-gamma, dont la **NGS (Spectrométrie Gamma Naturelle (Natural Gamma Spectrometry))** (Figure 3.10) et la **HNGS** (qui a pour fonction d'éliminer l'effet de la barytine). On peut mesurer toute la gamme des émissions gamma produites par la formation ou par un choix approprié de fenêtres d'énergie (**Potassium** : 1360 KeV à 1560 KeV, **Uranium** : 1660 KeV à 1860 KeV, **Thorium** : 2410 KeV à 2810 KeV), afin de discriminer leurs rayonnements, on parle dans ce cas précis de spectrométrie gamma [25].

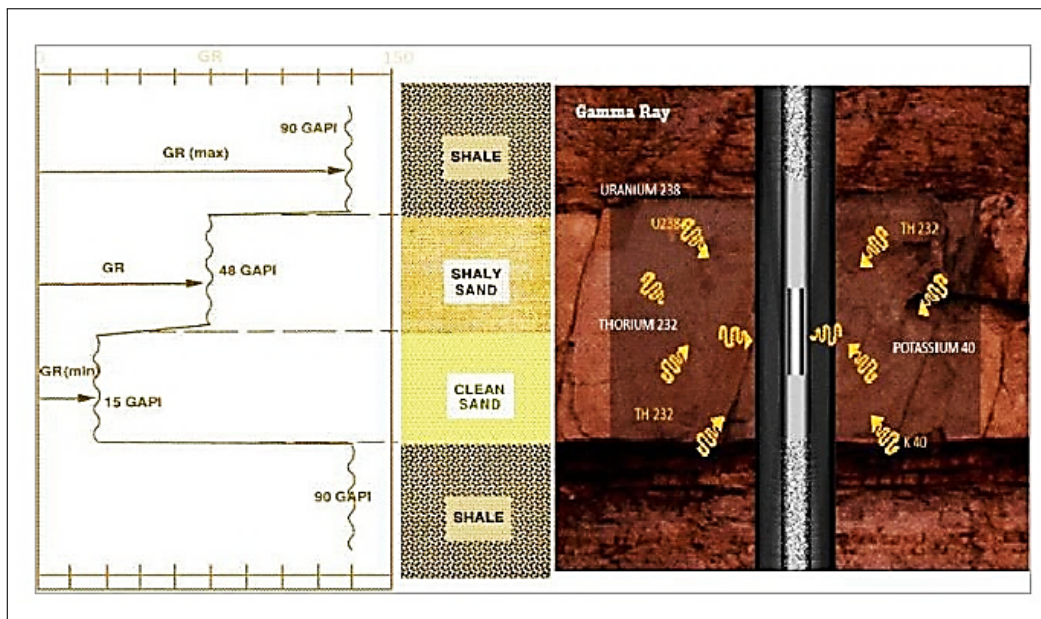


FIGURE 3.10 – Schéma du comportement de l'outil G.R. en face d'un réservoir [26]

c. Application

La diagaphie Gamma-Ray permet de [23] :

- Fournir des informations lithologiques.
- Mettre en évidence les niveaux argileux constituant souvent les limites des réservoirs dans le sous-sol.
- Etablir des corrélations entre les sondages et détecter les divergences.
- Enregistrer une radioactivité significative pour les formations sédimentaires dans les formations argileuses qui contiennent du potassium (surtout l'illite), des sels de potassium et les formations riches en matière organique pouvant concentrer l'uranium .

3.6.3 Diagaphie acoustique

3.6.3.1 Diagaphie sonique

a. Principe

La diagaphie sonique est basée sur l'étude de la propagation des ondes acoustiques générées dans les roches par l'outil de diagaphie. La mesure de la vitesse de propagation de ces ondes et de leur atténuation fournit des informations sur les propriétés mécaniques des roches traversées. La propagation des ondes acoustiques dépend des propriétés élastiques des formations composant le sous-sol.

Les principales informations tirées de cette diagaphie sont les suivantes :

- La porosité (sonique) ;
- La nature lithologique.

b. Outil

La diagraphie acoustique **BHC (Borehole Compensated Digital Array Acoustic log)** présente les données mesurant la vitesse du son dans les formations traversées par le puits de forage. L'intervalle du temps entre l'arrivée des impulsions acoustiques à des récepteurs finis espacés dans l'instrument, est mesuré et enregistré en microsecondes par pied (ou microsecondes par mètre). La porosité peut être calculée lorsque la valeur du temps de parcours acoustique de la matrice de formation est connue [25].

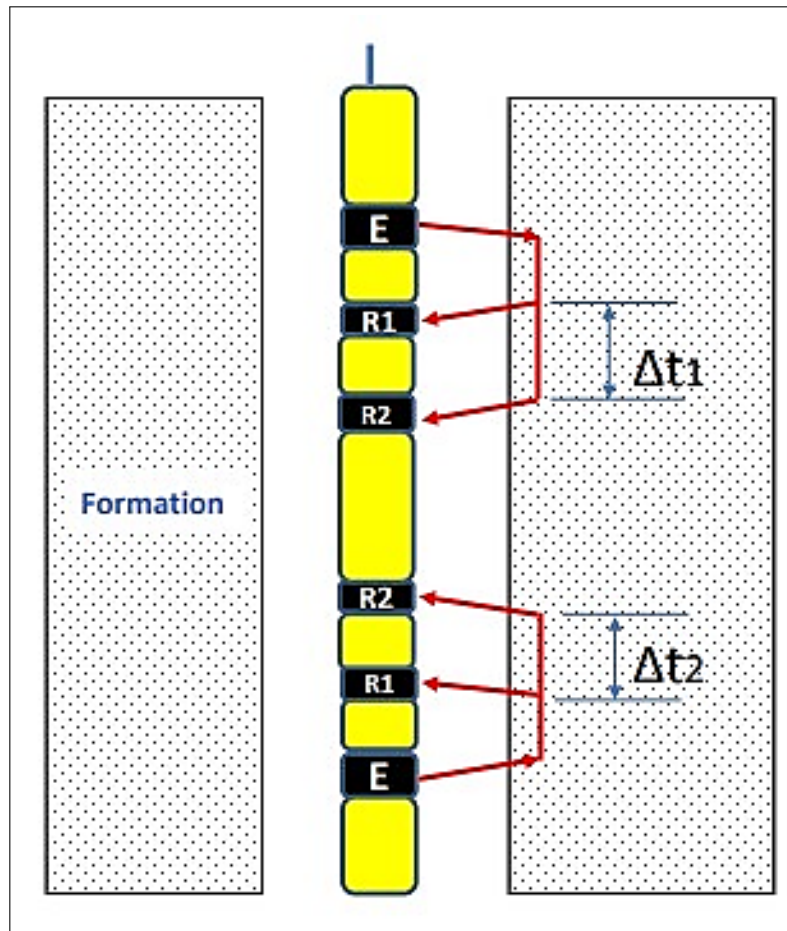


FIGURE 3.11 – Schéma d'outil BHC - Borehole Compensated Tool [18]

c. Application

La diagraphie sonore permet de [23] :

- Déterminer les propriétés mécaniques de la formation ;
- Analyser les fractures ;
- Vérifier la cimentation ;
- Corréler la lithologie d'un sondage à l'autre .

3.6.4 Diagraphie auxiliaire

3.6.4.1 Caliper

a. Principe

Les pieds à coulisse font partie intégrante de la plupart des outils de diagraphie standard, car la mesure de l'axe de forage est un paramètre extrêmement utile pour la correction environnementale (Drill Hole), l'interprétation quantitative et le calcul du volume de ciment.

Si le trou est circulaire et uniforme, tous les bras du pied à coulisse lisent la même valeur. Dans un trou elliptique, un seul bras du pied à coulisse est généralement aligné sur le grand axe, et les trois autres bras du pied à coulisse, indiquent un diamètre supérieur au petit axe, mais inférieur au grand axe [23].

b. Outil

Le diamètre du trou est mesuré à l'aide de deux bras symétriques, articulés et reliés au curseur d'un potentiomètre (Figure 3.12). Les variations du diamètre du trou en fonction de la profondeur entraînent des mouvements latéraux des bras et donc des variations de résistance.

La sonde étant motorisée, l'ouverture et la fermeture de l'outil peuvent être effectuées dans le trou de forage.

Cependant, le log du pied à coulisse enregistré est une échelle variant entre 6 et 16 pouces [22].



FIGURE 3.12 – Schéma d'outil Caliper à 4 bras [18]

c. Application

L'enregistrement du pied à coulisse permet la [23] :

- Mesure de diamètre du trou pour estimer le volume du ciment nécessaire,
- Reconnaissance des zones poreuses et perméables (présence de Mudcake), et le calcul d'épaisseur du Mudcake.
- Localisation des intervalles consolidés pour l'ancrage du packer de test de formation.
- La correction des mesures des différentes diagraphies de l'effet du trou de forage ou du Mudcake pour une interprétation plus précise.
- Approche de la lithologie .

3.7 Conclusion

Les diagraphies offrent une variété d'outils pour identifier les caractéristiques pétrophysiques d'un réservoir. Il est nécessaire d'ajuster chaque paramètre en fonction du problème posé (conditions d'accès au terrain, particularités géologiques, etc).

Il sera toujours possible d'optimiser la valorisation des données obtenues lors des reconnaissances géophysiques en les combinant avec les données issues d'une reconnaissance directe du forage par laquelle la lithologie des terrains en jeu aura été déterminée.

Peu importe la complexité et l'importance des paramètres utilisés, il ne faut surtout pas oublier que toute reconnaissance diagraphique exige une concertation approfondie entre les différents spécialistes des domaines de compétence (géophysicien, géologue, pétrolier, hydrogéologue, structuraliste, etc). Il est donc impératif de considérer la prospection pétrolière dans un contexte global comme un moyen extrêmement efficace, bien qu'il soit nécessairement lié à d'autres moyens pour être totalement efficace.

Chapitre 4

Notions de la géostatistique

4.1 Introduction

La géostatistique, est une étude située à l'intersection entre les mathématiques et les sciences de la Terre, elle se focalise fondamentalement sur l'analyse des variables régionalisées, fournissant de précieuses perspectives sur les phénomènes marqués par une variation spatiale notable. Dans la modélisation des réservoirs, elle est utilisée pour étudier la répartition spatiale des caractéristiques pétrophysiques et chimiques, comme densité, la porosité, la saturation en fluides, la perméabilité et le volume d'argile, en se basant sur le principe de spatialisation, stipulant que les éléments, d'un même espace territorial donné, proches les uns des autres sont plus semblables que ceux qui sont éloignés.

L'utilisation de la géostatistique dans le domaine d'hydrocarbures s'est élargie bien au-delà de ses utilisations initiales pour l'exploration et l'estimation des réserves. Elle joue désormais un rôle crucial dans le calcul de gestion des stocks et l'amélioration de la production, offrant ainsi une meilleure efficacité du rapport coût/avantage. Ce qui favorise au mieux l'efficacité et l'amélioration de la rentabilité de la chaîne d'activités. A ce titre, la géostatistique s'est imposée par son importance, comme un outil technique essentiel de travail et de gestion, notamment pour gérer l'incertitude dans l'estimation des réserves de pétrole et de gaz.

Le but de ce chapitre est de présenter les principaux concepts relatifs aux principes fondamentaux et méthodologiques de la géostatistique, mettant en évidence son importance dans l'analyse et modélisation des caractéristiques pétrophysiques des réservoirs d'hydrocarbures afin de faciliter leur compréhension, leur maîtrise et leur gestion depuis l'exploration, exploitation et production.

4.2 Notions de base sur la géostatistique

La géostatistique est définie comme l'application du formalisme des fonctions aléatoires à la reconnaissance et à l'estimation des phénomènes naturels [27].

4.2.1 Variable spatiale

Une variable spatiale, est une variable qui varie d'un point à un autre dans l'espace.

Elle joue un rôle crucial dans le domaine de la géostatistique. Il est crucial de souligner que l'analyse des données spatiales permet de prédire les valeurs de ces variables dans des lieux non mesurés ou d'étudier la corrélation spatiale entre les différentes variables [28].

L'utilisation des variables spatiales est essentielle dans l'industrie pétrolière pour diverses raisons :

- **Gestion des risques** : L'utilisation de l'analyse spatiale peut permettre de repérer les zones présentant un risque élevé, telles que les zones à haute pression ou à température élevée, ce qui facilite le bon choix de planification des opérations de forage et d'exploitation.

- **Optimisation de l'exploitation** : Une bonne connaissance de la variation spatiale des caractéristiques pétrophysiques du réservoir (densité, porosité, perméabilité, saturation en fluide et volume d'argile) permet d'ajuster l'emplacement des puits de forage et d'optimiser la récupération des hydrocarbures.

- **Évaluation des réserves** : Les variables spatiales en termes de concentration d'hydrocarbures, permettent d'évaluer et localiser la quantité exploitable du pétrole ou de gaz dans un réservoir. Il est crucial de prendre en compte la viabilité économique d'un projet de forage.

- **Modélisation des réservoirs** : Les variables régionalisées ou spatiales jouent un rôle crucial dans la construction des modèles de réservoirs, qui servent à prédire de manière efficace le comportement futur d'un réservoir et à orienter et guider les décisions d'exploitation [17].

4.2.2 Variable régionalisée

En géostatistique, une variable régionalisée est une fonction numérique désignant une caractéristique mesurable qui change constamment dans l'espace. On considère que cette variable est aléatoire, mais elle a une structure, c'est-à-dire qu'il y a une corrélation ou une autocorrélation entre les valeurs prises pour cette caractéristique par rapport aux différents points de l'espace considéré.

La structure d'une variable spatiale et d'une variable régionalisée est différente. Alors que toutes les variables régionalisées sont des variables spatiales (car elles décrivent une caractéristique qui varie dans l'espace), et toutes les variables spatiales ne sont pas nécessairement des variables régionalisées.

La différence-clé est que les variables régionalisées, supposent un certain degré de continuité spatiale ou d'autocorrélation : les valeurs proches et voisines dans l'espace sont plus susceptibles d'être similaires et homogènes que les valeurs éloignées. C'est cette propriété d'autocorrélation spatiale, qui permet d'utiliser des méthodes géostatistiques, telles que les paramètres de krigage, qui servent à estimer les valeurs d'une variable régionalisée par rapport à sa position dans l'espace en des lieux non échantillonnés.

En revanche, une variable spatiale peut décrire n'importe quel phénomène mesurable qui varie dans l'espace, pouvant présenter ou non une autocorrélation spatiale [29].

4.2.3 Variabilité spatiale

La variabilité spatiale désigne la variation d'une quantité de propriétés ou d'une propriété dans l'espace. Cette notion est essentielle en géostatistique, car elle permet de saisir et de

prévoir comment une caractéristique, telle que la concentration, d'un minéral dans un gisement, la teneur d'hydrocarbures ou la qualité d'un sol dans un champ, varie d'un lieu à un autre.

Une structure de corrélation spatiale est souvent utilisée pour décrire cette variabilité, qui permet de mesurer la similarité des valeurs entre deux lieux différents en fonction de leur distance, leur profondeur et de leur orientation. On utilise fréquemment des fonctions comme le semi-variogramme ou la fonction de covariance pour représenter cette corrélation spatiale [17].

4.2.4 Fonction aléatoire

En géostatistique, une fonction aléatoire est un instrument mathématique qui permet de décrire et de représenter la variabilité spatiale d'une variable régionalisée. C'est une généralisation du concept de variable aléatoire par rapport à un contexte spatial, où chaque point dans l'espace est lié à une variable aléatoire. Elle offre une description de l'autocorrélation spatiale, c'est-à-dire la corrélation entre les valeurs d'une variable régionalisée par rapport au voisinage des lieux proches [28].

4.2.5 La dépendance spatiale

En géostatistique, on appelle dépendance spatiale ou autocorrélation spatiale, la relation entre les objets ou les phénomènes mesurables en fonction de leur proximité spatiale.

La dépendance spatiale peut être positive, c'est-à-dire qu'il y a une tendance à regrouper les valeurs similaires dans l'espace, ou négative, c'est-à-dire qu'il y a une tendance à disperser les valeurs similaires.

Pour de nombreuses applications en géostatistique, il est plus crucial de mesurer la dépendance spatiale, car cela permet de saisir la structure spatiale d'un ensemble de données et de faire des prédictions en des points non échantillonnés.

4.3 Analyse variographique

4.3.1 Le semi-variogramme/Variogramme

Le semi-variogramme, ou simplement le variogramme, est un outil instrumental essentiel en géostatistique. Il offre la possibilité de mesurer la variation spatiale d'un ensemble de données. Autrement dit, il permet d'évaluer la similitude entre les valeurs d'échantillons en fonction de la distance et de la direction. On utilise le mot " **semi** " car le variogramme représente la moitié de la variance de différence entre les valeurs d'échantillons [30].

Cependant, étant donné deux variables aléatoires, (\mathbf{x}) et $\mathbf{z}(\mathbf{x}+\mathbf{h})$, mesurées en 2 points " \mathbf{x} " et " $\mathbf{x}+\mathbf{h}$ " (**Figure 4.1**), la variabilité entre ces deux points est caractérisée par un variogramme :



FIGURE 4.1 – Représentation schématique des points de mesure de la variable [30]

- **La distance spatiale** : Calcul de la distance spatiale pour chaque paire d'échantillons dans le jeu de données.
- **La différence de valeur** : Calcul de la différence de valeur entre les échantillons de chaque paire.
- **La variance de la différence** : La moitié de la variance de la différence des valeurs d'échantillon est calculée pour chaque distance (ou groupe de distances)..

Le résultat est un graphique, appelé semi-variogramme, où la distance est représentée sur l'axe horizontal et la demi-variance sur l'axe vertical. Ce graphique permet de visualiser comment la variance évolue en fonction de la distance entre les points [17].

Il y a deux types de semi-variogrammes :

- Le semi-variogramme théorique ;
- Le semi-variogramme expérimental.

4.3.1.1 Variogramme théorique

Supposons deux variables aléatoires, $\mathbf{Z}(x)$ et $\mathbf{Z}(x+h)$, mesurées en deux points " \mathbf{x} " et " $\mathbf{x}+h$ ". La variabilité entre ces deux points est représentée par une fonction notée $2\gamma(x, h)$, connue sous le nom de variogramme et donnée par la formule suivante [17] :

$$\gamma_{th} = \frac{1}{2} \text{Var}(Z(x) - Z(x+h)) \quad (4.1)$$

Où :

γ_{th} : est la fonction semi-variogramme.

Var : désigne la variance.

$\mathbf{Z}(x)$: est la valeur de la variable à l'emplacement x .

$\mathbf{Z}(x+h)$: est la valeur de la variable à un emplacement x à une distance h .

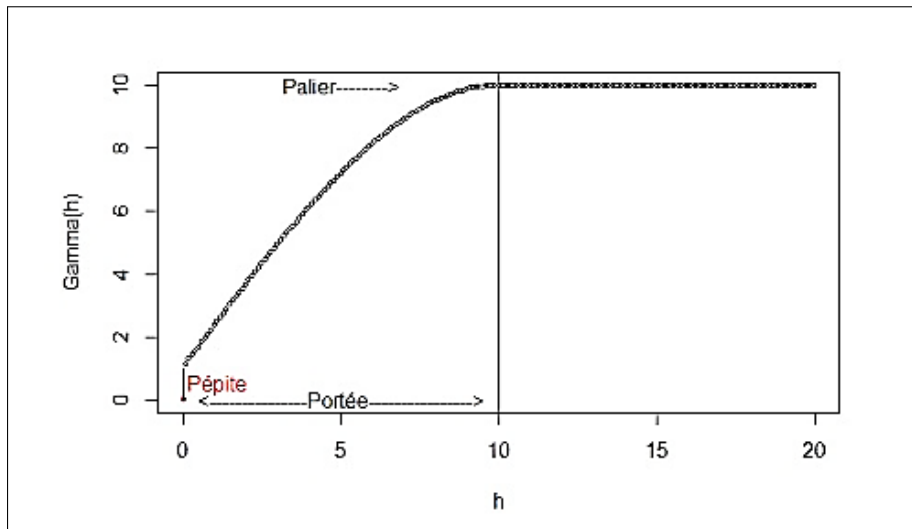


FIGURE 4.2 – Variogramme théorique [31]

4.3.1.2 Variogramme expérimental

Dans la réalité, le variogramme théorique tel qu'il est décrit, n'est pas calculable, car on ne dispose que d'échantillons. Pour l'approcher, il est plus pratique d'utiliser une expression du semi-variogramme expérimental.

En utilisant le semi-variogramme, on peut évaluer la variabilité à différente échelle d'une variable régionalisée $\mathbf{z}(x)$ en calculant la différence entre deux échantillons \mathbf{z}_1 et \mathbf{z}_2 , situés dans deux points différents \mathbf{x}_1 et \mathbf{x}_2 d'un spatial considéré. Cet écart noté γ_e est décrit par la relation suivante :

$$\gamma_e = \frac{(z_2) - (z_1)}{2} \quad (4.2)$$

Afin de déterminer si l'azimut représenté par les deux points en question a un impact quelconque, on fait dépendre e de la distance et de l'orientation de la paire de points.

$$\gamma_e = \frac{1}{2}(Z(x) - Z(x + h))^2 \quad (4.3)$$

En formant la moyenne des dissemblances e entre les valeurs pour toutes les paires de points $N(h)$ reliées par un vecteur h donné pour une maille donnée, on obtient ainsi la notion de semi-variogramme expérimental exprimé comme suit.

$$2\gamma_e = \frac{1}{N(h)} \sum_i^n [(Z_i(x) - Z_i(x + h))]^2 \quad (4.4)$$

Où : $N(h)$ est le nombre de couples $[z(x), z(x + h)]$ séparés par une distance \mathbf{h} [32].

Le variogramme peut également être calculé dans certaines directions spécifiques en utilisant une expression spécifique du variogramme :

$$2\gamma(h, \theta) = \frac{1}{N(h, \theta)} \sum_i^n [(Z_i(x) - Z_i(x+h))^2] \quad (4.5)$$

Où : $N(h, \theta)$ est le nombre de couples $[z(x), z(x+h)]$ séparés par une distance h suivant une direction θ [28].

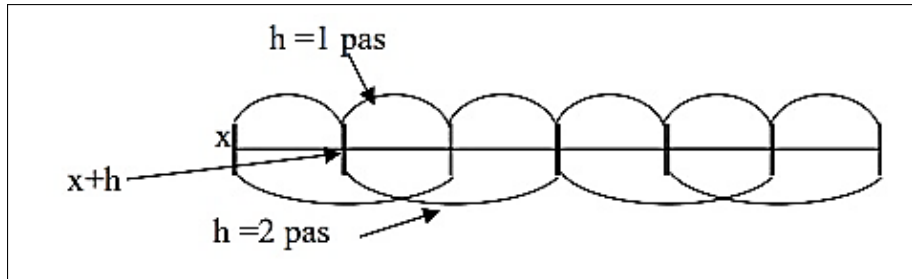


FIGURE 4.3 – Estimation du variogramme [30]

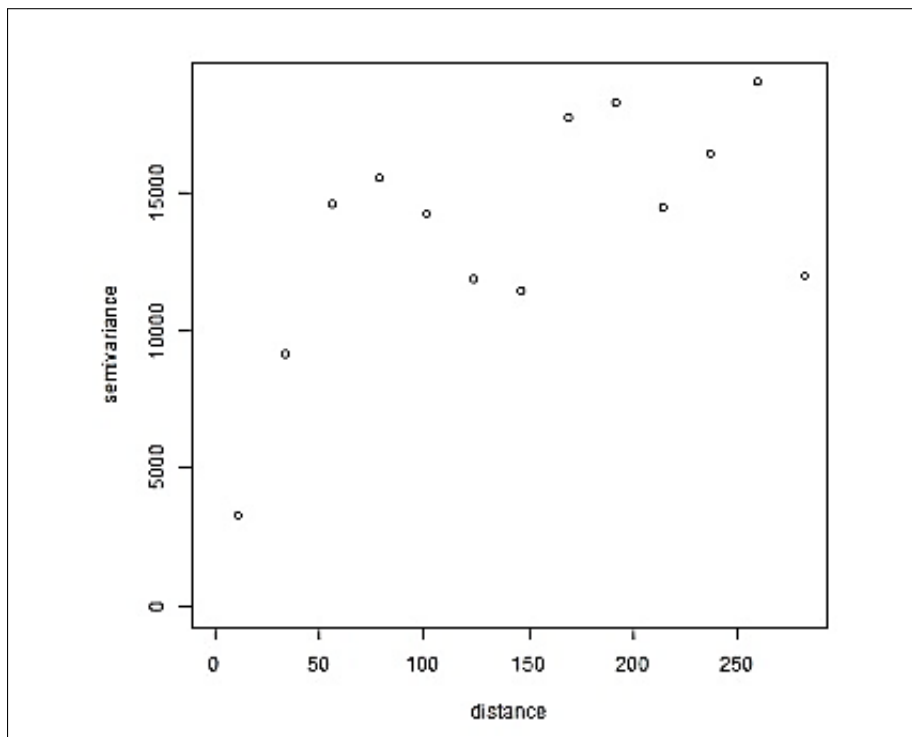


FIGURE 4.4 – Variogramme expérimental [31]

4.3.1.3 Propriétés du variogramme

Trois paramètres décrivent le variogramme :

- Le seuil ou palier (Sill)** : La valeur limite du semi-variogramme est connue sous le nom de seuil pour de grandes valeurs de h . C'est un paramètre très intéressant pour l'étude de la régularité des variations locales. Effectivement, lorsque le seuil d'un semi-variogramme est infini, cela signifie que le processus des variations locales n'est pas constant.
- La portée (Range)** : Le comportement du semi-variogramme à grande distance est essentiel dans l'analyse de la variabilité spatiale. La portée (a) est une limite

de la fonction semi-variogramme à partir d'une certaine distance. A partir de cette distance, il n'y a plus de corrélation spatiale entre les données. On appelle cette limite le palier, qui correspond à la variance totale $C(0)$. En pratique, la portée correspond à la distance où le semi-variogramme atteint 95% de la valeur de son palier.

- c. **La pépite (Nugget)** : Elle représente la discontinuité à l'origine du semi-variogramme. Il est associé à l'erreur d'échantillonnage et à la variabilité spatiale à des échelles plus petites que la distance d'échantillonnage la plus courte. Une pépite de zéro, indique une forte corrélation entre des emplacements proches, alors qu'une pépite élevée indique une faible corrélation.

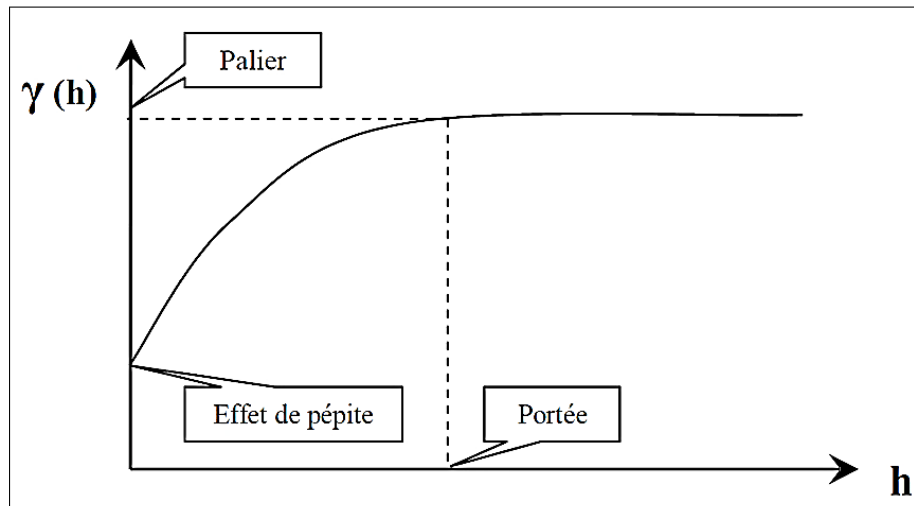


FIGURE 4.5 – Les caractéristiques du variogramme [33]

4.3.1.4 Schéma théorique et ajustement du variogramme

Une fois que le variogramme expérimental a été calculé, la prochaine étape est d'adapter un modèle mathématique adéquat à ces données. Il s'agit de trouver un modèle non seulement précis, mais aussi pratique : c'est ce qu'on nomme l'ajustement du variogramme expérimental. On peut classer les modèles théoriques les plus fréquemment employés en deux catégories : les schémas à palier et les schémas sans palier.

a. Schéma à palier

- Un comportement **linéaire** à l'origine

• Schéma sphérique

$$\gamma(h) = \begin{cases} C\left(\frac{3h}{2a} - \frac{h^3}{a^2}\right) & \forall h \in [0, a] \\ X = C & h \geq a. \end{cases} \quad (4.6)$$

C : est le palier.

a : est la portée.

h : est la distance séparant deux points dans l'espace [28].

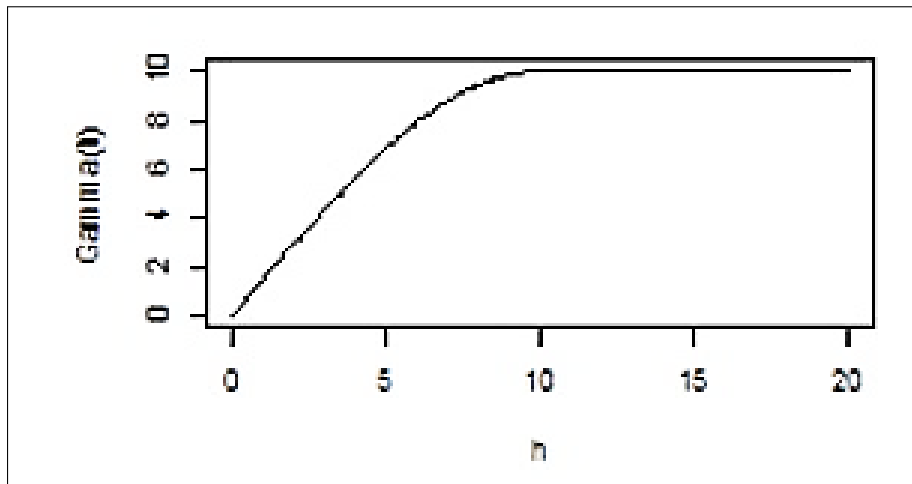


FIGURE 4.6 – Schéma type d'un modèle de semi-variogramme sphérique [31]

- Schéma exponentiel

$$\gamma(h) = C(1 - e^{-\frac{h}{a}}) \quad h \geq 0 \quad (4.7)$$

C : est le palier.

a : est la portée.

h : est la distance séparant deux points dans l'espace [28].

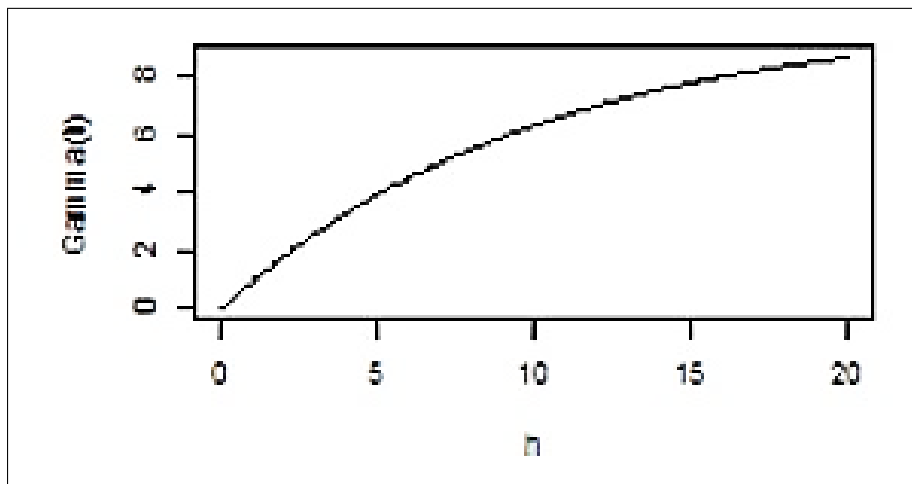


FIGURE 4.7 – Schéma type d'un modèle de semi-variogramme exponentiel [31]

Dans ce modèle, la corrélation diminue rapidement au début et continue à diminuer avec la distance, mais à un rythme qui ralentit avec l'augmentation de la distance. Cela implique que les valeurs à deux endroits peuvent être très peu corrélées, même à des distances relativement courtes. Ce modèle est fréquemment employé lorsqu'on prévoit une continuité spatiale à courte portée [17].

- Un comportement **parabolique** à l'origine

- **Schéma gaussien**

$$\gamma(h) = C(1 - e^{(-\frac{h}{a})^2}) \quad h \geq 0 \quad (4.8)$$

C : est le palier.

a : est la portée.

h : est la distance séparant deux points dans l'espace [28].

Ce modèle, se distingue par une baisse progressive de la corrélation avec la distance. La corrélation diminue lentement au début, puis de plus en plus rapidement à mesure que la distance augmente, jusqu'à ce qu'elle soit nulle à une certaine distance. C'est-à-dire qu'à des distances assez grandes, il peut y avoir une certaine corrélation. On utilise ce modèle lorsqu'on s'attend à une continuité spatiale à longue portée [17].

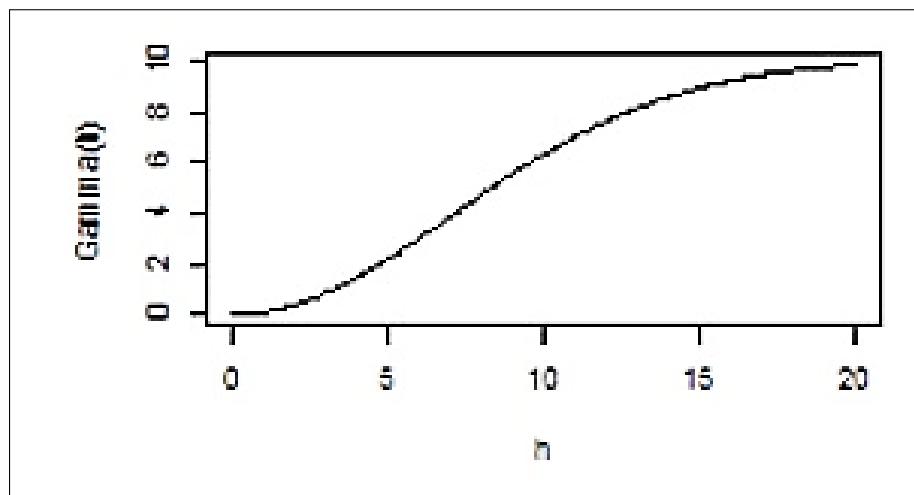


FIGURE 4.8 – Schéma type d'un modèle de semi-variogramme gaussien [31]

b. **Schéma sans palier**

L'absence de palier dans un variogramme peut indiquer que la zone d'étude est trop étendue pour observer une structure spatiale constante, ou que des phénomènes à plus grande échelle affectent les données. De plus, il est possible que le variogramme ne parvienne pas à atteindre un palier si l'échantillonnage est insuffisant pour évaluer correctement le variogramme sur des distances importantes.

- **Schéma en puissance**

$$\gamma(h) = dh^\lambda \quad \forall h > 0; 0 < \lambda < 2 \quad (4.9)$$

Où :

h : est la distance séparant deux points.

d : est une constante qui contrôle l'amplitude des variations.

λ : est une constante qui contrôle le taux de croissance du semi-variogramme avec la distance [28].

En géostatistique, la méthode de la puissance est généralement utilisée lorsque les données présentent une similarité d'échelle, qui est caractéristique d'un comportement fractal. Elle avance l'hypothèse que la structure observée à une échelle donnée, est une réplique de celle observée à une autre. Toutefois, il est important de prendre des précautions importantes lors de son utilisation, car la structure fractale est souvent une approximation du comportement réel des données, et peut ne pas être adaptée pour toutes les échelles. En outre, cette approche suppose que la variable analysée est stationnaire, c'est-à-dire que ses propriétés statistiques sont constantes indépendamment de sa localisation, ce qui n'est pas toujours vérifié dans la pratique [17].

- **Schéma logarithmique**

$$\gamma(h) = k \cdot \log(dh) \quad \forall h > 0; k = \text{Constant} > 0 \quad (4.10)$$

Où :

$\gamma(h)$: le semi-variogramme.

h : la distance séparant deux points.

k et d : sont des constantes réelles positives [28].

La méthode logarithmique, est utilisée lorsqu'il y a une corrélation logarithmique entre les données avec la distance. Elle est généralement utilisée lorsque les données présentent une grande variabilité à petite échelle, qui diminue rapidement avec l'augmentation de la distance, puis progresse plus lentement avec l'augmentation de la distance.

Toutefois, l'utilisation de cette méthode demande une attention particulière. Dans les situations réelles, les hypothèses qui sous-tendent un modèle logarithmique ne sont pas toujours pertinentes.

En particulier, le modèle suppose que la variable en question, reste stationnaire sur une échelle logarithmique, ce qui peut ne pas toujours être confirmé [17].

4.3.2 Isotropie et anisotropie

Le calcul des variogrammes directionnels sont utilisés lorsque les données sont réparties en deux directions 2D, il est nécessaire de calculer les variogrammes directionnels. Cela permet de déterminer si la structure de la variabilité est identique dans les différentes directions ou non. On parle de phénomènes d'isotropie lorsque les variogrammes présentent les mêmes allures (de paliers, de portées et d'effet de pépite), à l'opposée, on parle de phénomène anisotrope.

L'anisotropie est due à des phénomènes génétiques où à des données hétérogènes. L'anisotropie se subdivise généralement en deux types : Anisotropie géométrique et Anisotropie zonale.

4.3.2.1 Anisotropie géométrique

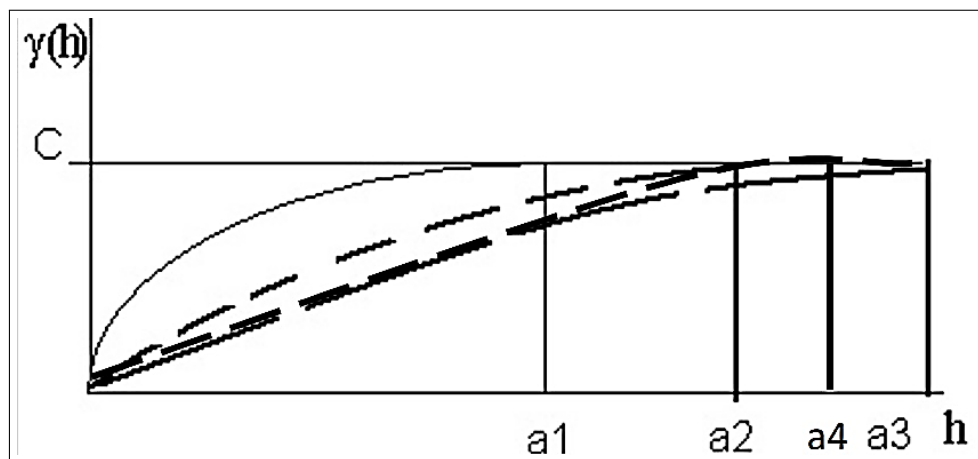


FIGURE 4.9 – Schéma d'une anisotropie géométrique [30]

Fondamentalement, les variogrammes sont calculés et tracés dans différentes directions, et dans chaque direction, la valeur du palier sera la même, mais la valeur de la portée sera différente. Le graphique de la figure 4.9, ci-dessus, illustre clairement ce concept.

La Rose des portées :

Le recours à la rose de portées, permet d'étudier l'anisotropie de manière efficace en projetant les distances sur une représentation graphique en forme de rose. L'utilisation de cet outil, permet de repérer la direction de la plus grande continuité du phénomène étudié, souvent représentée par la plus grande portée [17].

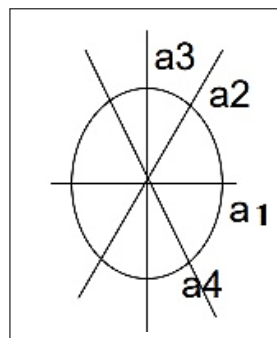


FIGURE 4.10 – Rose des portées d'une anisotropie géométrique [30]

4.3.2.2 Anisotropie zonale

Cette anisotropie est la plus fréquente, elle décrit des situations où les statistiques de la variable changent selon la direction. Elle se manifeste par des variogrammes de portées et de paliers différents (Figure 4.11).

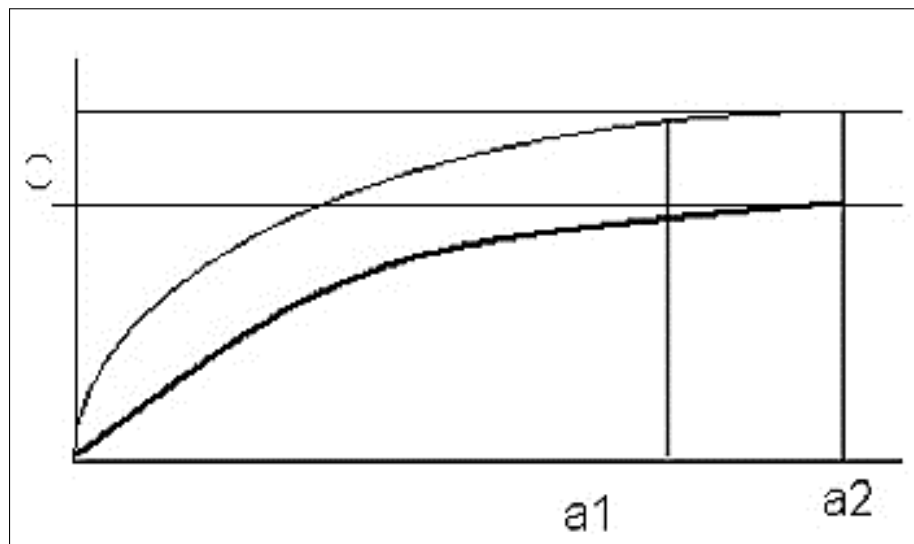


FIGURE 4.11 – Schéma de variogrammes représentant une anisotropie zonale [30]

4.3.3 Directions du variogramme

Les variogrammes doivent être calculés dans différentes directions, car les données géologiques sont souvent anisotropes, qui est généralement observée entre les directions verticale et horizontale.

En général, les directions sélectionnées pour l'analyse sont les directions majeure et mineure du plan horizontal, ainsi que la direction verticale.

En géostatistique, La direction principale (majeur) est celle dans laquelle la variable étudiée présente la plus grande continuité spatiale, ce qui signifie qu'elle présente une plus faible variabilité de valeurs de cette variable. En revanche, la direction mineure correspond à celle où la variable présente la plus grande variation, ce qui signifie que la continuité spatiale est la plus faible. La différence permet de saisir fidèlement la structure spatiale des données et oriente les prédictions des valeurs non échantillonnées [17].

4.4 Techniques d'estimation et de simulation en géostatistique

Différentes techniques assimilées à des méthodes de calculs sont disponibles pour estimer et simuler des valeurs dans des sites non échantillonnés. Ces techniques utilisent principalement la dépendance spatiale des données pour en faire des prédictions.

4.4.1 L'estimation (par Krigeage)

En géostatistique, l'estimation consiste à prédire les valeurs d'un phénomène mesurable d'ordre géologique ou environnemental à des emplacements non échantillonnés grâce aux valeurs mesurées à des emplacements du voisinage déjà échantillonné.

L'estimation géostatistique se distingue des autres techniques d'estimation spatiale par sa

prise en considération de la structure spatiale des données, c'est-à-dire de la corrélation entre les valeurs dans l'espace. En règle générale, elle emploie des variogrammes afin de décrire cette relation spatiale.

Une des techniques d'estimation les plus couramment utilisées en géostatistique est le krigeage [17].

4.4.1.1 Définition du krigeage

En géostatistique, le krigeage est la méthode d'estimation linéaire, qui assure une variance minimale. En utilisant l'interprétation et la modélisation du variogramme expérimental, le krigeage permet d'interpoler spatialement une variable régionalisée en calculant son espérance mathématique. Il s'agit du meilleur estimateur linéaire non-biaisé, car il repose sur une méthode objective. Il prend en considération non seulement l'écart entre les données et le point d'estimation, mais aussi les distances entre les données deux-à-deux [29].

4.4.1.2 Fondements Mathématiques du Krigeage

En termes mathématiques, pour expliquer le krigeage, supposons que nous avons une série de n observations $Z(X_1), Z(X_2), \dots, Z(X_n)$ à des emplacements X_1, X_2, \dots, X_n , et que nous souhaitons estimer la valeur $Z(0)$ à un emplacement inconnu X_0 . L'estimation par krigeage $Z^*(X_0)$ est une combinaison linéaire des observations :

$$Z^*(X_0) = \sum_{i=1}^n \lambda_i Z(X_i) \quad (4.11)$$

Les λ_i sont les poids du krigeage qui réduisent au minimum la variance de l'erreur d'estimation. Selon la contrainte, les poids doivent être égaux à **1** pour un estimateur sans biais, ce qui signifie que la moyenne des estimations par krigeage sur un grand nombre de réalisations serait égale à la valeur réelle à l'emplacement à estimer :

$$\sum_{i=1}^n \lambda_i = 1 \quad (4.12)$$

Les poids du krigeage sont déterminés en résolvant le système d'équations linéaires suivant, connu sous le nom de système de krigeage :

$$\sum_{i=1}^n \lambda_i \gamma(|X_i - X_0|) = \gamma(|X_i - X_0|) \quad \dots \quad \text{pour } i = 1, \dots, n \quad (4.13)$$

Où λ est la fonction du variogramme, qui mesure la semivariance entre les points en fonction de la distance, et $|X_i X_j|$ est la distance entre les emplacements X_i et X_j .

La dernière équation est la contrainte que les poids somment à 1 :

$$\sum_{i=1}^n \lambda_i = 1 \quad (4.14)$$

En résolvant ce système d'équations, les poids du krigeage sont obtenus afin de réduire la variance de l'erreur d'estimation. La mesure par krigeage est ensuite calculée en combinant les observations de manière linéaire et en les pondérant avec ces poids [30].

Le choix du variogramme et l'ajustement des paramètres du variogramme ont une importante influence sur les estimations par krigeage.

4.4.1.3 Choix et application des différents types du Krigeage en géostatistique

Il y a différentes catégories de krigeage, chacune étant employée dans des situations spécifiques en fonction de la nature des données et des objectifs de l'analyse. Parmi les types de krigeage les plus fréquemment employés, voici les situations dans lesquelles ils pourraient être les plus adaptés :

- **Krigeage ordinaire** : C'est la forme la plus fréquemment employée du krigeage. Le processus du krigeage classique implique une moyenne constante inconnue et une structure de variogramme stationnaire. Il est employé lorsqu'il n'y a pas de tendance définie et que les données sont supposées être stationnaires spatialement.

- **Krigeage simple** : Comme le krigeage classique, il nécessite une moyenne constante connue. Il est peu employé dans la réalité, car la moyenne est à priori peu connue. Si la moyenne de la population est connue comme étant constante, il serait possible d'utiliser le krigeage simple.

- **Krigeage universel** : Cette méthode est employée lorsque la moyenne n'est pas constante, mais change en fonction de l'emplacement selon une tendance connue. Cette tendance spatiale peut être modélisée grâce au krigeage universel. Si les données présentent une tendance claire (par exemple, elles augmentent ou diminuent en fonction de l'emplacement), il serait judicieux d'utiliser le krigeage universel.

- **Krigeage avec dérive** : Il s'agit d'un prolongement du krigeage universel où la tendance spatiale n'est pas préalablement connue, mais elle est estimée à partir des données. Cela s'avère bénéfique lorsque les données montrent une tendance ou un gradient, mais que la forme précise de cette tendance n'est pas connue [28].

4.4.2 La simulation géostatistique

La géostatistique utilise le modèle de simulation géostatistique pour créer des représentations réalistes de phénomènes complexes avec une quantité de données observées et une corrélation spatiale. A ce titre, l'évaluation des réservoirs pétroliers est cruciale, car elle permet d'évaluer la répartition spatiale des paramètres pétrophysiques essentiels tels que la porosité, la perméabilité, la saturation en eau et le volume d'argile structurant les réservoirs d'hydrocarbures. Il est impératif de prendre en compte ces paramètres afin d'évaluer le potentiel d'un réservoir contenant du pétrole ou du gaz utile à la production [17].

4.4.2.1 Processus de simulation géostatistique

En règle générale, les étapes de la simulation géostatistique des paramètres pétrophysiques d'un réservoir pétrolier sont :

- **Collecte et analyse de données** : Pour la collecte et l'analyse des données de puits, les

mesures sismiques, les échantillons de roches et d'autres données. On utilise ces données afin de déterminer les paramètres pétrophysiques à divers niveaux et endroits du réservoir. Le premier outil utilisé dans l'analyse des données est l'histogramme, car il permet d'avoir une vision globale de la répartition des valeurs (par exemple, leur tendance centrale et leur dispersion).

- **Estimation des paramètres pétrophysiques** : Le krigeage ou d'autres techniques permettent d'évaluer les paramètres pétrophysiques dans des sites non échantillonnés. En règle générale, ces estimations reposent sur des mesures effectuées dans des puits de proximité et sur la distance entre les sites échantillonnés et non examinés. Le variogramme est utilisé dans le krigeage afin de tenir compte de la relation spatiale entre les valeurs.

- **Simulation non conditionnelle** : L'histogramme et le variogramme sont employés afin de donner des réalisations aussi fidèles que possibles de la répartition spatiale des paramètres pétrophysiques. Tous les résultats obtenus constituent, après traitement logiciel, une illustration représentative du phénomène d'étude sur un support de carte ou de modèle-3D tout en respectant les données statistiques fournies par l'histogramme telles que la moyenne et la variance, ainsi que la structure spatiale donnée par le variogramme.

- **Simulation conditionnelle** : Les données recueillies dans les différents cas d'études, sont intégrées dans les simulations. Ce qui implique que chaque réalisation est adaptée de manière à ce qu'elle soit cohérente avec les données réelles des puits et autres données observées.

- **Analyse des résultats** : Les diverses simulations conditionnelles sont examinées afin d'évaluer l'incertitude liée à l'estimation des paramètres pétrophysiques dans des zones non échantillonnées et de prendre des décisions fiables concernant le développement du réservoir [28].

La méthode de la simulation géostatistique permet de représenter de manière efficace la variabilité et l'incertitude liées aux paramètres pétrophysiques d'un réservoir pétrolier. Cela peut avoir un impact considérable sur la valorisation et la planification du développement du réservoir, ainsi que sur l'estimation beaucoup plus précise des ressources en hydrocarbures [17].

4.4.2.2 Les méthodes de simulation géostatistique

Il existe plusieurs méthodes de simulation géostatistique, chacune ayant ses propres avantages, inconvénients et domaines d'application. Voici quelques-unes de ces méthodes les plus couramment utilisées :

- **Simulation Séquentielle Gaussienne (SSG)** : Dans cette méthode, les valeurs sont générées de manière séquentielle, en commençant par une valeur initiale et en ajoutant à chaque fois de nouvelles valeurs, en prenant en compte des valeurs déjà générées. Son utilité réside dans sa capacité à simuler des champs de variables aléatoires.

- **Simulation par Transformée Gaussienne** : Dans cette méthode, les données sont converties en une distribution normale (ou gaussienne), la simulation est effectuée, puis les résultats sont inversés. Son utilité réside dans le cas où les données ont une distribution non normale et que l'on souhaite mettre en œuvre des méthodes exigeant une distribution normale.

- **Simulation MultiPoints (MPS)** : La simulation est guidée par des motifs ou des structures spatiales utilisées dans cette méthode. Elle est particulièrement utile lorsqu'il s'agit de reproduire des structures complexes par simulation.

- **Simulation par indicateurs** : L'utilisation de cette méthode permet de simuler des

variables catégorielles ou binaires (telles que la présence ou l'absence d'un minéral). Pour chaque catégorie, un indicateur est utilisé et une simulation est réalisée pour chaque indicateur.

- **Simulation Cosimulée** : La simulation simultanée de plusieurs variables interdépendantes est possible grâce à cette méthode. Son utilité réside dans le fait que plusieurs variables sont liées telles que l'on souhaite maintenir ces relations dans les simulations en question.

Les caractéristiques particulières des données, les objectifs d'analyses et les ressources disponibles déterminent le meilleur choix de la méthode de simulation. Il est donc essentiel de comprendre la portée et la compétence de ces diverses méthodes afin de déterminer laquelle est la plus adaptée à l'utilisation pour chaque situation [17].

Pour les raisons suivantes, la simulation gaussienne séquentielle est l'une des méthodes de simulation les plus couramment employées pour la modélisation des paramètres pétrophysiques d'un réservoir :

- **Adéquation aux données pétrophysiques** : Les données pétrophysiques, telles que la porosité, peuvent fréquemment être converties en une distribution gaussienne, ce qui est idéal pour la Simulation Séquentielle Gaussienne (SSG).

- **Prise en compte de la continuité spatiale** : La SSG fait appel au variogramme, qui illustre comment la continuité spatiale des données varie en fonction de la distance et de la direction.

- **Conditionnement par les données** : La méthode SSG est une méthode de simulation conditionnelle, ce qui signifie qu'elle respecte les valeurs des données d'observations relatives à leurs emplacements où elles sont disponibles. Ce qui est essentiel pour garantir que le modèle de réservoir est cohérent avec les informations connues.

- **Quantification de l'incertitude** : la SSG offre la possibilité de créer différents scénarios de simulations, ce qui reflète l'incertitude associée à l'estimation des paramètres pétrophysiques en dehors des sites des puits [28].

4.4.2.3 Simulation séquentielle gaussienne

La simulation séquentielle gaussienne consiste à parcourir le maillage d'un champ de manière séquentielle. Le krigeage permet d'obtenir les paramètres de la distribution conditionnelle (présumée gaussienne) pour chaque cellule du maillage, à savoir l'espérance et la variance, où les étapes essentielles de cette approche sont ainsi présentées :

- Choix d'un nœud dans la grille : Un nœud du maillage est sélectionné au hasard pour la simulation.
- Définition d'un ellipsoïde de recherche : Cet ellipsoïde, qui est calculé en fonction des portées de variogrammes dans différentes directions, indique les points à prendre en considération lors de la simulation. Le nombre de points à prendre en compte est réduit, ce qui permet de diminuer les temps de calcul.
- Estimation par krigeage : La valeur à cette position est estimée par krigeage.
- Construction d'une loi gaussienne : A partir de l'estimation du krigeage Z et de la variance d'estimation σe^2 , une loi gaussienne est construite avec une moyenne de Z et une variance de σe^2 .
- La valeur de cette distribution gaussienne est retenue de manière aléatoire, d'où le nom de « simulation gaussienne ». Le principe de cette distribution normale repose

sur les résultats du krigeage pour le point concerné.

- f. La valeur simulée est ajoutée au total des données : Par la suite, la valeur simulée est incluse dans la liste des valeurs disponibles afin d'être utilisée dans la simulation des nœuds suivants. La répétition de cette procédure est séquentielle, d'où le terme de « **simulation séquentielle** » [30].

4.5 Conclusion

Ce chapitre a offert la possibilité d'approfondir l'étude sur l'importance de la valeur d'utilisation de l'outil géostatistique dans le secteur pétrolier. En présentant les concepts fondamentaux, les outils analytiques et les méthodologies spécifiques, on a souligné et saisi de manière approfondie l'importance stratégique de la contribution de la géostatistique à la création de modèles mathématiques très rigoureux, ce qui permet de mieux comprendre comment élaborer des programmes d'exploration propres aux réservoirs pétroliers, optimiser l'extraction des hydrocarbures et rentabiliser la production du champ pétrolier.

Chapitre 5

Interprétation des paramètres pétrophysiques

5.1 Introduction

Dans les secteurs du pétrole et du gaz, il est très indispensable de comprendre avec précision le comportement des paramètres pétrophysiques pour bien évaluer les réservoirs et prendre les décisions pertinentes concernant les opérations d'exploration et les travaux d'exploitation des ressources. La bonne maîtrise du comportement des paramètres pétrophysiques, comme la porosité, la perméabilité, la saturation en eau, le volume d'argile et la résistivité demeure hautement importante, car ils fournissent de précieuses informations sur les propriétés physiques et chimiques des roches réservoirs et les fluides présents.

Le programme Techlog, conçu par Schlumberger, a acquis une position de grande renommée dans ce secteur, en raison de ses compétences avancées pour la gestion et l'interprétation des informations pétrophysiques enregistrées sur les logs. Techlog est en mesure d'intégrer et de représenter visuellement toutes les données issues de différentes origines et de les examiner de manière approfondie par le biais d'algorithmes complexes ainsi que des modèles adaptés aux observations géologiques.

L'objectif de ce chapitre est de fournir clairement une compréhension pratique de l'usage de Techlog pour l'interprétation pétrophysique des deux réservoirs F3 et F6, pour cela on a sélectionné 15 puits, stratégiquement répartis sur l'ensemble des deux réservoirs, garantissant ainsi une couverture spatiale et optimale, en fournissant des données fiables et précises.

5.2 Présentation de logiciel Techlog

Techlog est une plateforme logicielle basée sur Windows, développée à Montpellier en 2000 par la société Techsia et commercialisée pour la première fois en 2002. En 2009, Techsia a été acquise par Schlumberger, qui assure depuis lors, le support et la commercialisation de Techlog. Ce logiciel, utilisé pour compiler toutes les données des forages, aide à interpréter tous les enregistrements et les données de base, ce qui élimine la demande d'un nombre excessif d'outils extrêmement spécialisés. En outre, Techlog, agit comme une seule plateforme destinée à gérer tous les flux de travail d'intégration des données et d'interprétation du forage. Au cours de la durée de vie du puits de forage, le risque et l'incertitude peuvent être évalués en combinant tous les processus des opérations sur cette plateforme.

Conçu pour offrir une interface moderne, familière et surtout modulable, Techlog facilite la visualisation et l'interaction avec toutes les données grâce à un flux de travail préétabli, rendant ainsi l'interprétation multi-puits plus accessible même aux utilisateurs moins expérimentés.

Schlumberger continue d'ajouter de nouvelles fonctionnalités à chaque version, non seulement dans l'interprétation pétrophysique et géologique, mais aussi dans l'interprétation géomécanique, l'évaluation de l'incertitude et les liens avec les plateformes standard de l'industrie d'hydrocarbures comme Petrel. De plus, le nouveau module acoustique apporte des fonctionnalités supplémentaires à l'application, renforçant encore sa polyvalence et son utilité [34], [35].

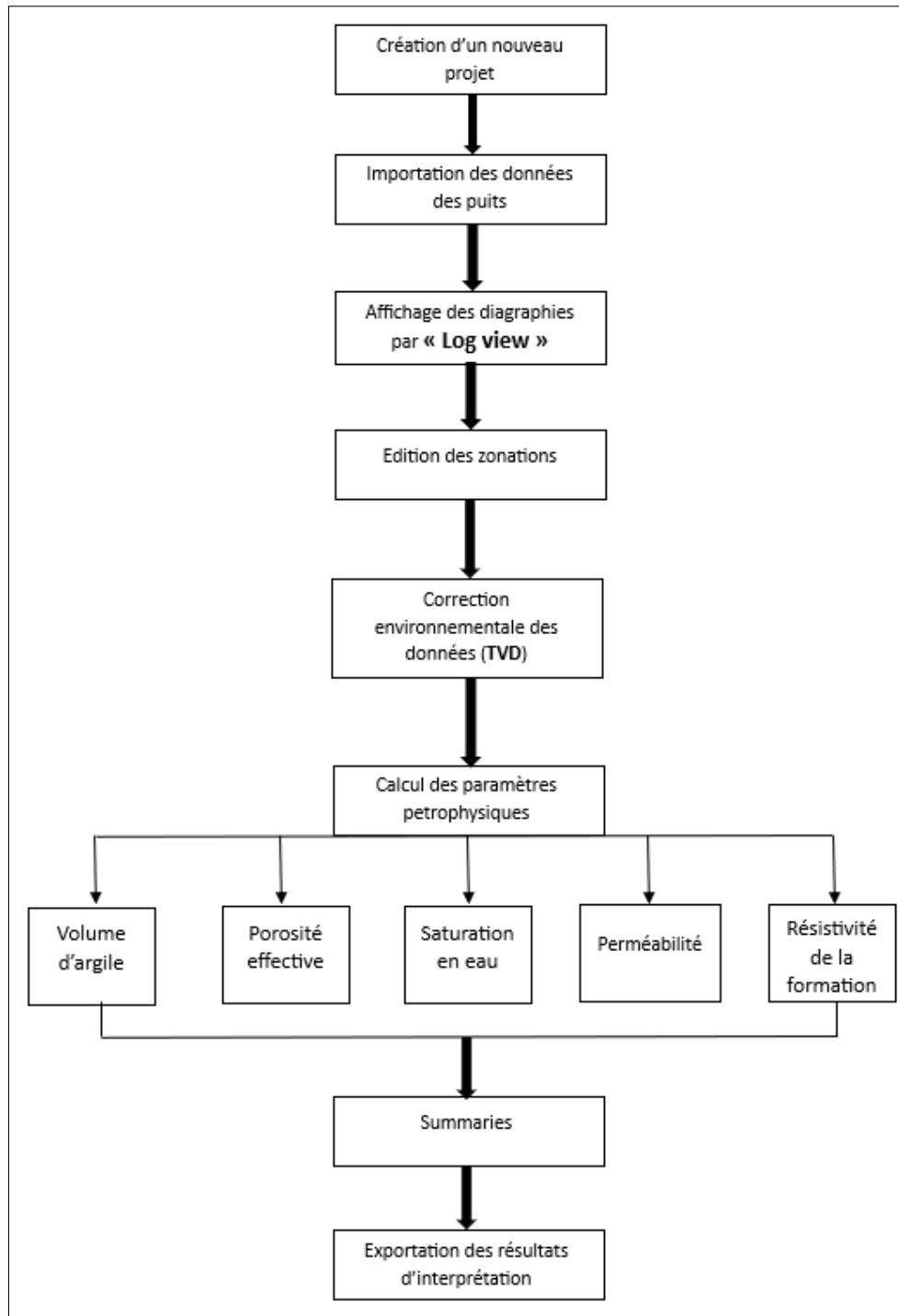


FIGURE 5.1 – Organigramme de l'analyse pétrophysique dans Techlog

5.3 Méthodologie

5.3.1 Données régionales

Les données régionales jouent un rôle crucial dans l'interprétation pétrophysique précise d'un réservoir. Elles fournissent des informations essentielles sur les propriétés des roches et les fluides associés de la région étudiée. Ces données comprennent :

- **Résistivité de l'eau de formation** : Obtenue à partir de la salinité régionale (en g/l) et de la température (en °C)

Pour le réservoir **F3** (**S=250 g/l à 106 °C**), $R_w = 0.012$ ohm.m

Pour le réservoir **F6** (**S=250 g/l à 114 °C**), $R_w = 0.013$ ohm.m

- **La densité de filtrat de boue** : Utilisée pour corriger les mesures de densité de la formation et estimer la porosité, $\rho_f = 0.98$ g/cm³

- **Le coefficient lithologique (a) et le facteur de cimentation (m)** :

Pour le gisement du Mereksen, le coefficient lithologiques (**a**) = **1** et le facteur de cimentation (**m**) = **2**.

- **Les cut-offs (seuils) du V_{sh} , ϕ_e et S_W** :

Les Cut-off de V_{sh} , ϕ_e et S_W sont des outils essentiels pour l'évaluation rapide et efficace des réservoirs potentiels. Ils permettent d'identifier les intervalles les plus prometteurs et de concentrer les efforts d'exploration et de développement sur les zones ayant le meilleur potentiel de production d'hydrocarbures. Les Cut-off utilisés pour le champ Mereksen sont les suivants :

Cut-off du V_{sh}

Le volume d'argile (V_{sh}) est un facteur déterminant pour évaluer le potentiel d'un réservoir gréseux. Un V_{sh} supérieur à 40 % indique généralement une forte présence d'argile, ce qui peut réduire significativement la porosité et la perméabilité, augmenter la saturation en eau irréductible et entraîner les problèmes de stabilité du réservoir. Par conséquent, les intervalles ayant un V_{sh} dépassant ce seuil, sont généralement exclus de l'évaluation pétrophysique détaillée, car leur potentiel de production d'hydrocarbures est considéré comme limité et non rentable.

Cut-off de la ϕ_e

La porosité effective (PHIE) est la fraction du volume total de la roche occupée par des pores connectés, permettant la circulation des fluides. Pour être considéré comme un réservoir potentiel, un banc gréseux doit présenter une porosité effective minimale de 7 %. En dessous de ce seuil, la capacité de stockage et de production d'hydrocarbures est jugée insuffisante et négligeable pour une exploitation économiquement viable.

Cut-off de la S_W

La saturation en eau (S_W) indique la proportion d'eau présente dans les pores du réservoir. Une S_W égale ou supérieure à 50 %, signifie que l'eau occupe au moins la moitié du volume poreux, ce qui limite considérablement la quantité d'hydrocarbures pouvant être produite. Les intervalles présentant une telle saturation en eau sont généralement classés comme des aquifères et ne sont pas considérés comme des cibles prioritaires pour l'exploration et la production d'hydrocarbures.

5.3.2 Interprétation qualitative (Quicklook)

L'interprétation qualitative des diagraphies consiste à analyser visuellement les différents profils de diagraphies pour identifier les lithologies et les fluides associés et présents dans le réservoir.

Les différentes diagraphies différées les plus couramment utilisées, les paramètres pétrophysiques qu'elles permettent de calculer ainsi que leur interprétation sont les suivants :

- **Log du Gamma Ray** : L'analyse de la diagraphie gamma-ray fournit des informations essentielles sur la nature des roches et les fluides qu'elles contiennent, des valeurs élevées peuvent indiquer la présence de formations argileuses, tandis que des valeurs faibles suggèrent des formations plus sableuses (ou gréseuses) [24]. Cette compréhension qualitative permet d'identifier les zones potentiellement porteuses d'hydrocarbures ou de déterminer les variations lithologiques le long du trou de forage.

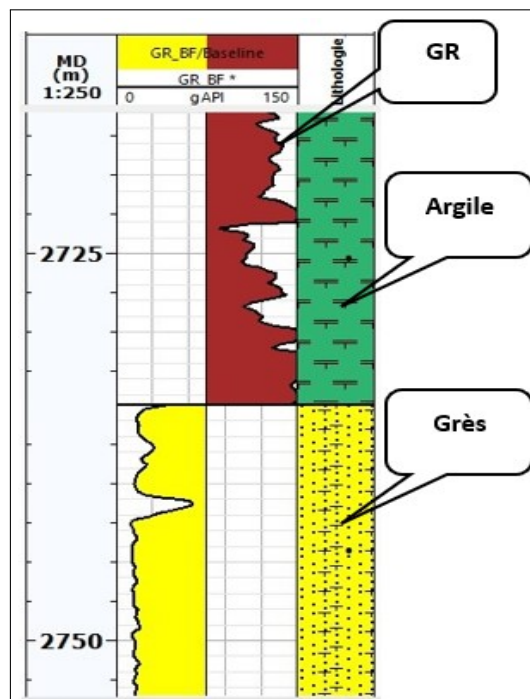


FIGURE 5.2 – Identification des formations argileuses et gréseuses dans le puit Mk-9 par diagraphie gamma ray (Techlog 2015)

- **Log de Neutron porosité** : Les diagraphies neutroniques mesurent l'hydrogène contenu dans les formations, ce qui traduit un indicateur de la porosité. Cette diagraphie permet de calculer la porosité totale en rapport avec la saturation en hydrocarbures. Des valeurs élevées de

porosité neutronique, indiquent une haute teneur en hydrogène d'où une porosité plus élevée, tandis que des valeurs plus basses indiquent une faible teneur en hydrogène, donc une plus faible porosité.

- **Log de densité** : Cette diagraphie aide à évaluer la densité des roches, elle peut être utilisée pour estimer la porosité et la densité apparente des formations. Une valeur de densité élevée, indique généralement des roches denses avec une plus faible porosité, tandis qu'une faible valeur, suggère des roches moins denses avec une porosité plus élevée.

Les diagraphies de densité et de porosité neutron peuvent être combinées dans une zone de réservoir potentiel afin d'évaluer la porosité et de déterminer le type de fluide présent dans les pores [18] :

- Une grande séparation entre les deux diagraphies (densité-neutronique) est généralement associée à la présence d'un réservoir d'hydrocarbures gazeux.

- Une séparation moyenne peut indiquer la présence d'hydrocarbures liquides ou d'un mélange gaz-liquide.

- Une faible séparation, voire une superposition des courbes, peut indiquer la présence d'eau.

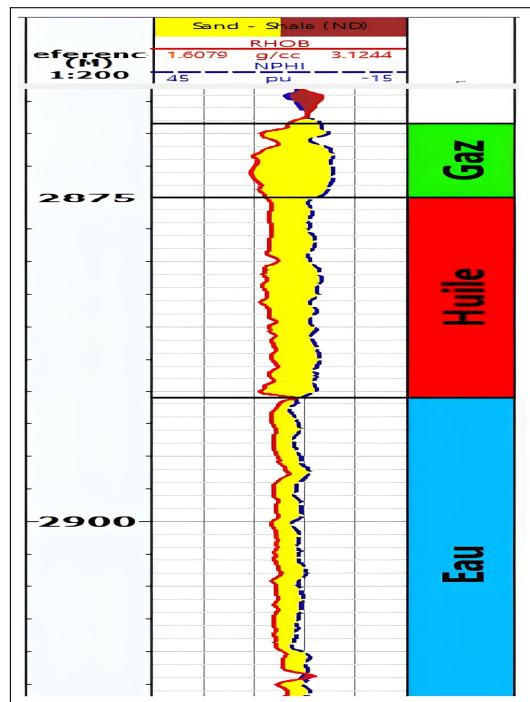


FIGURE 5.3 – Identification des fluides de formation dans le puit Mk-29 à partir des diagraphies de densité et de porosité neutron (Techlog 2015)

- **Log de résistivité** : La résistivité est un paramètre crucial, qui évalue la capacité d'une formation à résister au passage du courant électrique. Elle est utilisée principalement dans la détection des zones potentiellement saturées en hydrocarbures. Des valeurs élevées de résistivité, indiquent souvent la présence d'hydrocarbures, tandis que des valeurs basses, suggèrent la présence d'eau. Une information importante que l'on peut également déduire de la résistivité est la perméabilité. Une perméabilité faible, est indiquée lorsque les résistivités de la zone lavée et de la zone vierge sont identiques. À l'inverse, dans une formation perméable, on observe une différence significative de résistivité entre la zone lavée (zone proche du puits affectée par la boue de forage) et la zone vierge (non affectée par la boue de forage).

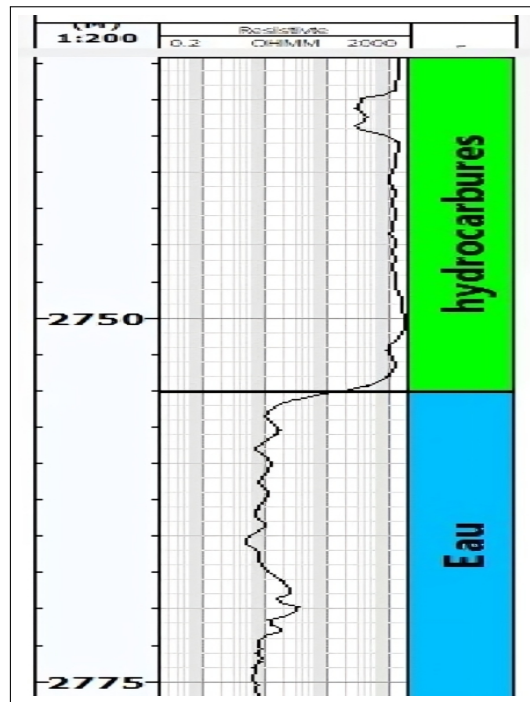


FIGURE 5.4 – Identification d'hydrocarbures et de l'eau dans le puits Mk-27 par diagraphie résistivité (Techlog 2015)

5.3.3 Interprétation quantitative

L'interprétation quantitative des diagraphies consiste à utiliser des modèles pétrophysiques et des formules de calculs pour quantifier les paramètres clés du réservoir, tels que :

- a. **Volume d'argile (V_{sh})** Le volume d'argile est estimé à partir des diagraphies gamma ray (**GR**) et neutron-densité (**N-D**) en utilisant les relations suivantes :

Méthode GR :

$$V_{sh}(Linéaire) = \frac{(GR_{lue} - GR_{min})}{(GR_{max} - GR_{min})} \% \quad (5.1)$$

Méthode N-D :

$$V_{sh}(Linéaire) = \frac{(PHIN - PHID)}{(PHIN_{sh} - PHID_{sh})} \% \quad (5.2)$$

Où :

PHIN et PHID : sont les porosités neutron et densité.

$PHIN_{sh}$ et $PHID_{sh}$: sont les porosités neutron et densité dans les shales.

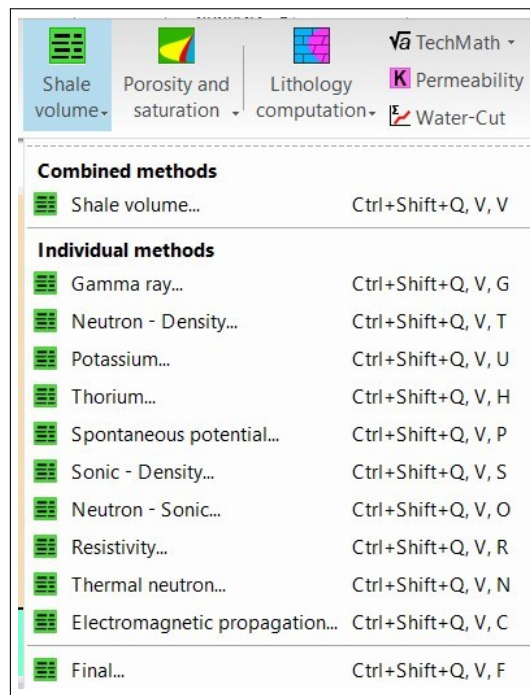


FIGURE 5.5 – Les méthodes de calcul du volume d'argile sur Techlog (Techlog 2015)

b. **La porosité** : La porosité effective (**PHIE**) est calculée à partir des diagraphies Neutron-Densité :

- Porosité neutron est lue directement sur les logs neutroniques et corrigée de l'effet d'argiles par la relation (2.8).
- Porosité de densité de la formation est calculée par la relation (2.9).

Cette porosité doit être corrigée de l'effet d'argiles par la formule (2.10).

- Ensuite, la porosité effective est calculée en se basant sur la moyenne géométrique des porosités de densité et de neutron.

Total porosity		
ψ	Neutron - Density...	Ctrl+Shift+Q, T, T
ψ	Neutron - Sonic...	Ctrl+Shift+Q, T, O
ψ	Density...	Ctrl+Shift+Q, T, D
ψ	Sonic...	Ctrl+Shift+Q, T, S
ψ	Shear Sonic...	Ctrl+Shift+Q, T, H
Effective porosity		
ψ	Neutron - Density...	Ctrl+Shift+Q, E, T
ψ	Neutron - Sonic...	Ctrl+Shift+Q, E, O
ψ	Density...	Ctrl+Shift+Q, E, D
ψ	Sonic...	Ctrl+Shift+Q, E, S
Other porosity		
ψ	Microlog...	Ctrl+Shift+Q, O, M
ψ	Deep resistivity...	Ctrl+Shift+Q, O, D
ψ	Shallow resistivity...	Ctrl+Shift+Q, O, S
ψ	Dielectric log (EPT)...	Ctrl+Shift+Q, O, E
ψ	Core calibrated porosity...	Ctrl+Shift+Q, O, C
Final		
ψ	Final...	Ctrl+Shift+Q, P, F

FIGURE 5.6 – Les méthodes de calcul de la porosité sur Techlog (Techlog 2015)

- c. **La saturation en eau (S_W)** : est estimée à partir de la diagraphie de résistivité en utilisant le modèle d'Archie ou des variantes comme le modèle d'Indonésie :

Modèle d'Indonésie :

$$S_W = \left(\frac{a}{PHIE^m} * \frac{R_W}{R_T} \right)^{\frac{1}{n}} \quad (5.3)$$

Où :

a : facteur qui dépend de la lithologie ;

m : facteur de cimentation ;

n : paramètre de saturation ;

R_W : est la résistivité de l'eau de formation et R_T est la résistivité de la formation [36].















 Archie...	Ctrl+Shift+Q, S, A
Total porosity saturation	
 Dual Water...	Ctrl+Shift+Q, S, D
 Juhasz...	Ctrl+Shift+Q, S, J
 Waxman-Smits...	Ctrl+Shift+Q, S, W
 Equivalent SWE calculation...	Ctrl+Shift+Q, S, E
Effective porosity saturation	
 Indonesia...	Ctrl+Shift+Q, S, I
 Total shale...	Ctrl+Shift+Q, S, T
 Modified total shale...	Ctrl+Shift+Q, S, M
 Simandoux...	Ctrl+Shift+Q, S, O
 Modified Simandoux...	Ctrl+Shift+Q, S, S
 Dispersed shale...	Ctrl+Shift+Q, S, H
 Equivalent SWT calculation...	Ctrl+Shift+Q, S, Q
Cased hole: pulse neutron capture	
 PNC absolute...	Ctrl+Shift+Q, S, P
 PNC relative...	Ctrl+Shift+Q, S, N

FIGURE 5.7 – Les méthodes de calcul de la saturation en eau sur techlog (Techlog 2015)

- d. **La perméabilité (K)** : peut être estimée à partir de la porosité, saturation en eau irréductible et d'autres paramètres diagraphiques en utilisant des relations empiriques comme la relation de Willie-Rose :

Relation de Willie-Rose :

- Pour l'huile :

$$K = 250 * \left(\frac{\phi^3}{S_{Wirr}} \right)^2 \quad (5.4)$$

- Pour gas :

$$K = 79 * \left(\frac{\phi^3}{S_{Wirr}} \right)^2 \quad (5.5)$$

Où :

ϕ : Porosité.

S_{Wirr} : Saturation en eau irréductible [37].

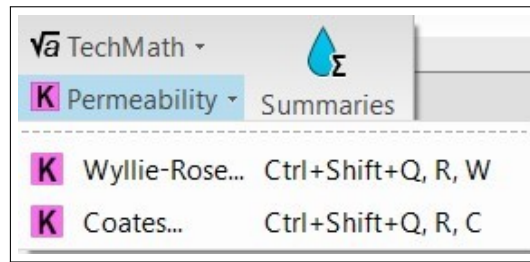


FIGURE 5.8 – Les méthodes de calcul de la perméabilité sur techlog (Techlog 2015)

- e. **La résistivité de la formation (R_T)** : est directement mesurée par la diagraphie de résistivité.

5.3.4 Application sur techlog

Afin de mettre en évidence la méthode employée, voici les différentes étapes de manipulation de Techlog pour évaluer les paramètres pétrophysiques du puits **MK 19 (Réservoir F6)**

- a. La première étape consiste à la création d'un nouveau projet sur Techlog et l'importation des données sous format **LAS (Log ASCII Standard)**, on peut afficher les logs par la fenêtre « **Log view** », dont le but d'examiner toutes les données ajoutées en ajustant les unités et les échelles de log en fonction des besoins.

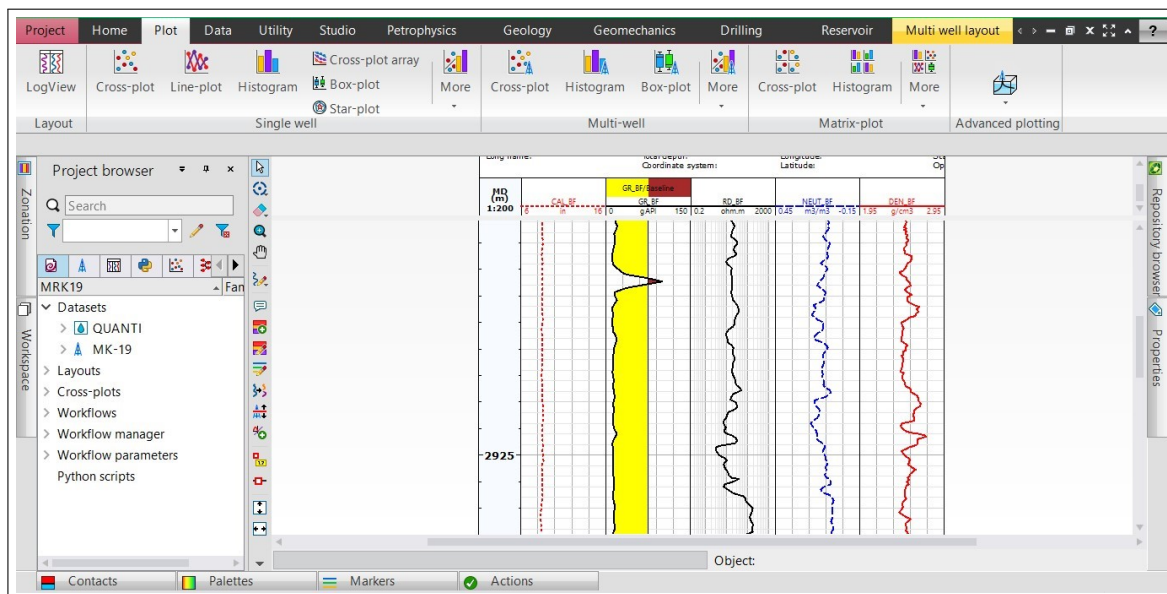


FIGURE 5.9 – LogView du puits Mk-19 (Techlog 2015)

- b. Importer les tops formations (toits) sous format **CSV**, en incluant les profondeurs et le nom de chaque zone. Ensuite, accéder à l'outil de zonation dans le logiciel Techlog et sélectionner la colonne appropriée du fichier **CSV** pour définir les zones.

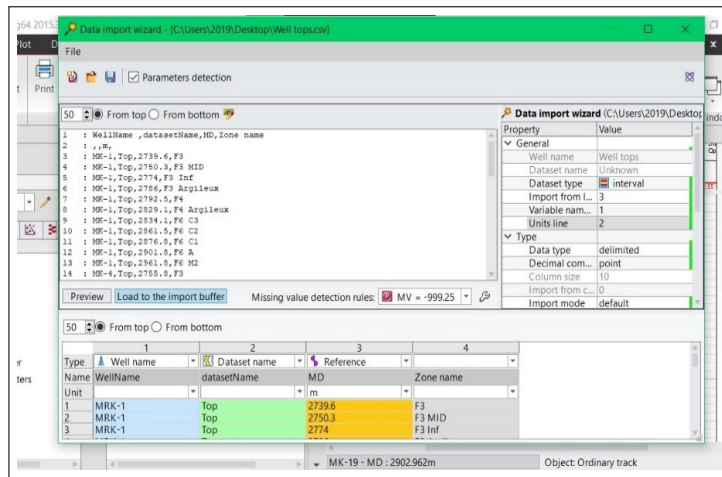


FIGURE 5.10 – L'importation des tops formations (Techlog 2015)

- c. Les corrections environnementales des données peu différenciées, visent réellement à ajuster les mesures de diagraphie pour compenser les effets de l'environnement du puits. Ces effets comprennent notamment la taille et la forme du trou, qui ont une influence directe sur les mesures, mais ne sont pas liées à la formation géologique elle-même. Une étape importante de cette correction est le calcul de la profondeur réelle verticale vraie (**TVD ou True Vertical Depth**). Contrairement à la longueur mesurée (**MD ou measured depth**), qui est la distance totale depuis la surface jusqu'à un point dans le puits, la TVD mesure la profondeur verticale réelle depuis la surface du sol jusqu'à ce point. Cette conversion permet une interprétation précise des données de diagraphie en les alignant sur une échelle de profondeur cohérente, facilitant ainsi l'évaluation géologique et l'analyse pétrophysique.

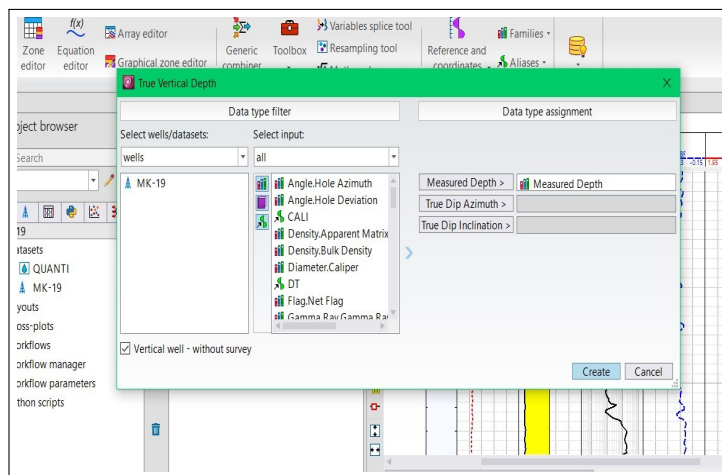


FIGURE 5.11 – Calcul de TVD du puits (Techlog 2015)

- d. Calcul des paramètres pétrophysiques :

• **Volume d'argile** : Pour le calcul du volume d'argile pour certains puits, la méthode individuelle par Neutron-Densité a été utilisée à cause de l'indisponibilité des concentrations de thorium (**Th**), potassium (**K**) et uranium (**U**), donc pour une estimation plus précise du V_{sh} , l'utilisation de cette méthode est plus recommandée.

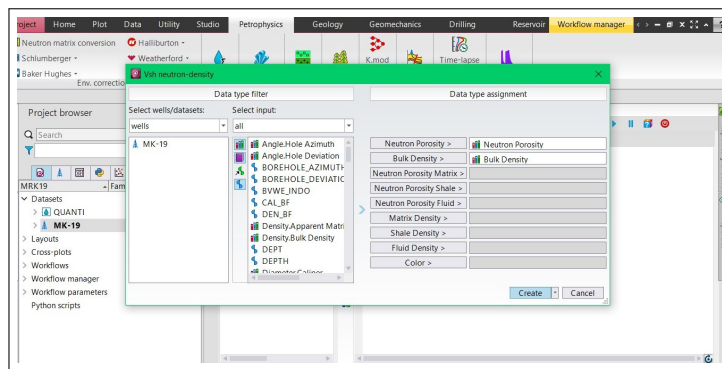


FIGURE 5.12 – Calcul du volume d'argile pour le puit Mk-19 (Techlog 2015)

Pour les puits qui disposent des concentrations de thorium (**Th**), potassium (**K**) et uranium (**U**), j'ai jugé utile d'utiliser la méthode combinée par **rayon gamma** (par exemple le puits Mk-29).

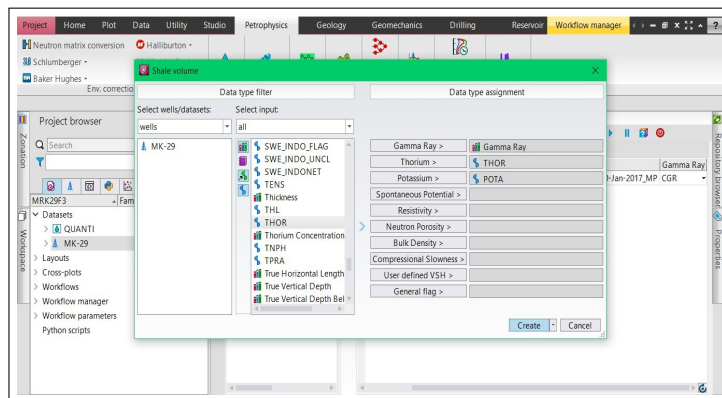


FIGURE 5.13 – Calcul du volume d'argile pour le puit Mk-29 (Techlog 2015)

● **Porosité effective** : Pour le calcul de la porosité effective, la méthode la mieux appropriée selon notre cas est celle de **Neutron-Densité**.

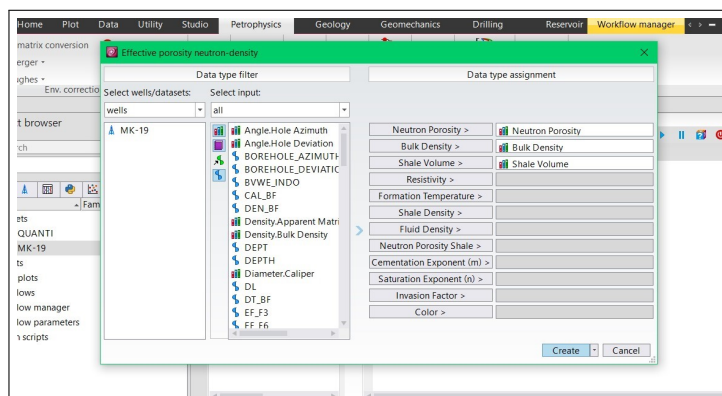


FIGURE 5.14 – Calcul de la porosité effective du puit Mk-19 (Techlog 2015)

● **Saturation en eau** : Selon le cas de notre étude, le modèle d'**Indonésie** est le mieux recommandé pour le calcul de la saturation en eau.

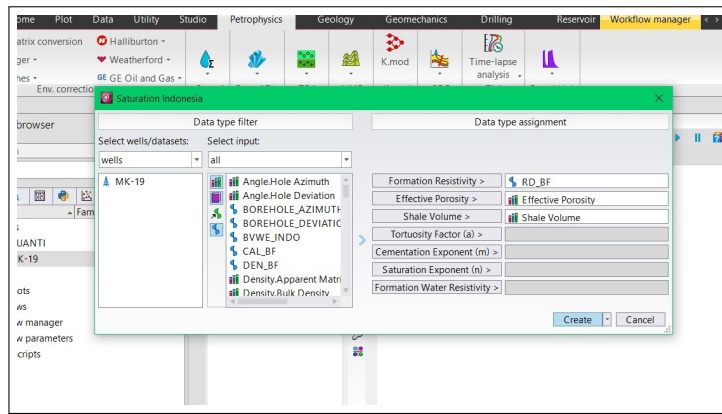


FIGURE 5.15 – Calcul de la saturation en eau du puit Mk-19 (Techlog 2015)

● **Perméabilité** : Pour le calcul de la perméabilité, le modèle **Willie-Rose** est le plus convenable.

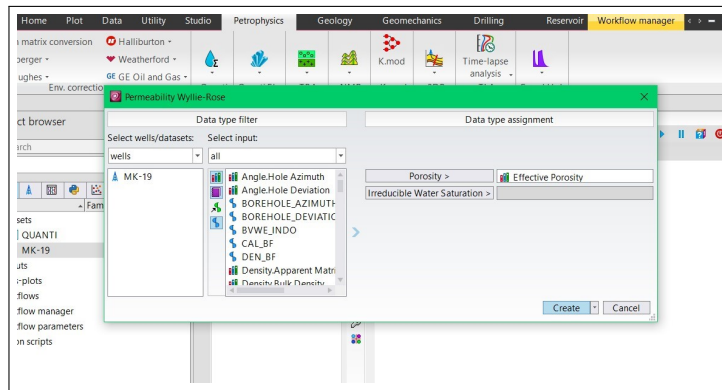


FIGURE 5.16 – Calcul de la perméabilité du puit Mk-19 (Techlog 2015)

● **Résumé (Summaries)** : Cette étape est cruciale pour une évaluation rapide et efficace des réservoirs, elle permet d'obtenir un aperçu rapide des données pétrophysiques de différents bancs. Elle fournit des statistiques descriptives (moyennes) sur ces paramètres (volume d'argile, porosité effective, saturation en eau, perméabilité et la résistivité), et permet d'identifier les bancs productifs en appliquant des seuils (**Cut-off**) pour ces paramètres.

Method settings						
Inputs	Zonation	Parameters	Flags	Result MD	Result TVD	Result TVDSS
1 2 3						
Zone		F6 C3		F6 C2		F6 C1
Top		2890		2919		2932.5
Bottom		2919		2932.5		2980
Shale Volume_Min		0		0		0
Shale Volume_Max		0.5		0.5		0.5
Shale Volume_Unit		v/v		v/v		v/v
Shale Volume_bounds		min <= val < max		min <= val < max		min <= val < max
Porosity_Min		0.07		0.07		0.07
Porosity_Max		0.2		0.2		0.2
Porosity_Unit		v/v		v/v		v/v
Porosity_bounds		min <= val < max		min <= val < max		min <= val < max
Water Saturation_Min		0		0		0
Water Saturation_Max		0.5		0.5		0.5
Water Saturation_Unit		v/v		v/v		v/v
Water Saturation_bounds		min <= val < max		min <= val < max		min <= val < max

FIGURE 5.17 – Etablissement des Cut-off Pour V_{sh} , S_w et Porosité (Techlog 2015)

Inputs	Zonation	Parameters	Flags	Result MD	Result TVD	Result TVDSS	Resu	
		2	3	4	5	6	7	8
Zones		F6 C3	F6 C3	F6 C2	F6 C2	F6 C2	F6 C1	F6 C1
Bed								
Flag Name		RES	PAY	ROCK	RES	PAY	ROCK	RES
Top		2890.000	2890.000	2919.000	2919.000	2919.000	2932.500	2932.500
Bottom		2919.000	2919.000	2932.500	2932.500	2932.500	2980.000	2980.000
Reference unit		m	m	m	m	m	m	m
Gross		29.000	29.000	13.500	13.500	13.500	47.500	47.500
Net		14.875	14.000	9.750	7.740	7.365	46.625	46.125
Not Net		14.125	15.000	3.750	5.760	6.135	0.875	1.375
Unknown		0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
Net to Gross		0.513	0.483	0.722	0.573	0.546	0.982	0.971
Net to (Gross-Unknown)		0.513	0.483	0.722	0.573	0.546	0.982	0.971
Av_Shale Volume		0.168	0.150	0.130	0.092	0.087	0.003	0.002
Av_Porosity		0.098	0.098	0.087	0.097	0.098	0.142	0.143
Av_Water Saturation		0.269	0.254	0.284	0.257	0.239	0.184	0.182

FIGURE 5.18 – Valeurs moyennes des paramètres petrophysiques (Techlog 2015)

La figure 5.18 ci-dessus, illustre bien l'identification de trois types de bancs gréseux au sein de la formation :

- Les bancs gréseux propres (**Rock Net**), avec moins de 40 % d'argile, et parmi ces derniers,
 - Ceux présentant une porosité supérieure à 7 %, sont considérés comme étant des bancs réservoirs potentiels (**Reservoir Net**) ou bancs gréseux propres et poreux.
- Enfin, les bancs réservoirs productifs (**Pay Net**), correspondant aux bancs gréseux propres, poreux et non saturé dont la saturation en eau est inférieure ou égale à 50 %.

Les résultats enregistrés dans log illustré dans la figure 5.19 présentée ci-après, fera l'objet d'interprétation du puits **Mk-19**.

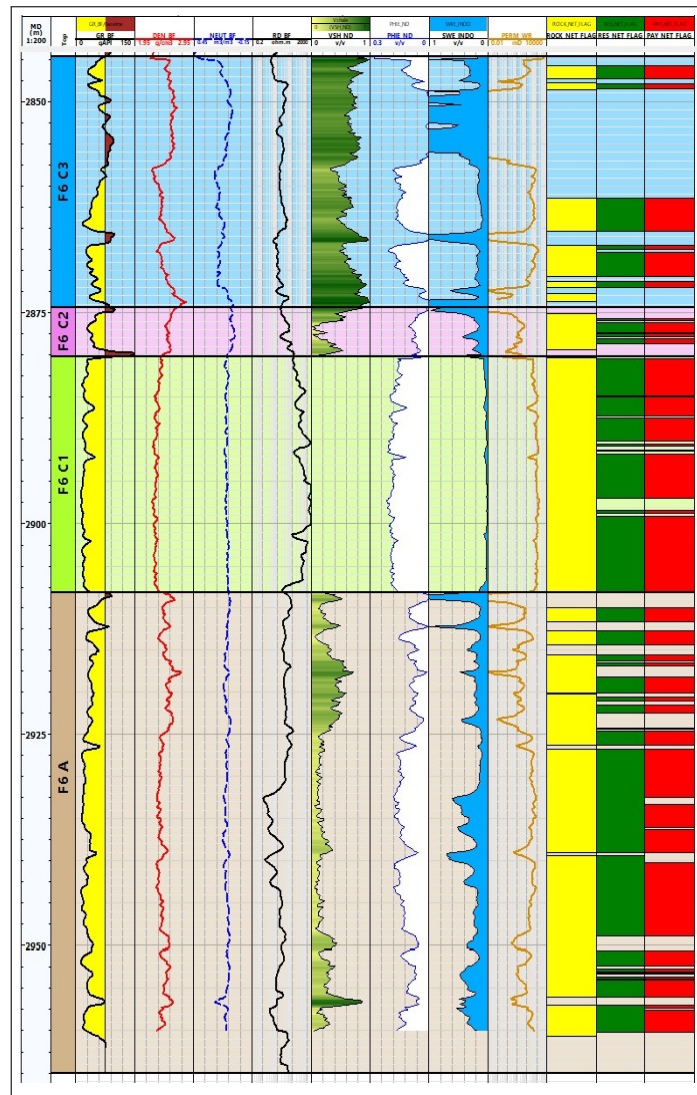


FIGURE 5.19 – Loggings et interprétation du puit Mk-19 (Techlog 2015)

Le tableau 5.1 ci-dessous, récapitule les résultats obtenus dans les unités gréseuses du réservoir F6 au niveau du puits **Mk-19**.

Mk-19									
Unité du F6	Bed	Top (m)	Bottom (m)	Net (m)	$V_{sh,moy}$ (%)	$PHIE_{moy}$ (%)	$S_{w,moy}$ (%)	K_{moy} (mD)	$R_{T,moy}$ ($\Omega.m$)
F6 C3	Bed n°1	2892.010	2892.510	0.5	35.00%	14.80%	39.90%	359.56	2.77
	Bed n°2	2893.135	2893.260	0.125	39.80%	11.30%	45.00%	105.06	3.24
	Bed n°3	2899.010	2900.010	1	9.00%	8.00%	20.00%	24.07	44.80
	Bed n°4	2901.260	2904.260	3	9.60%	8.80%	24.50%	39.58	26.15
	Bed n°5	2904.510	2904.760	0.25	20.90%	7.30%	27.90%	15.23	22.23
	Bed n°6	2905.010	2906.135	1.125	7.30%	9.30%	22.70%	48.12	26.70
	Bed n°7	2907.135	2908.385	1.25	10.70%	10.20%	25.40%	89.99	16.88
	Bed n°8	2909.260	2909.635	0.375	21.80%	8.00%	28.30%	24.55	17.96
	Bed n°9	2912.385	2914.635	2.25	20.30%	10.30%	25.90%	78.40	15.34
	Bed n°10	2914.885	2918.635	3.75	14.20%	10.20%	21.70%	74.62	22.62
F6 C2	Bed n°1	2922.260	2922.760	0.5	34.00%	12.20%	27.70%	156.69	9.11
	Bed n°2	2924.635	2925.385	0.75	8.90%	11.20%	46.10%	116.43	4.95
	Bed n°3	2925.635	2926.135	0.5	14.30%	7.80%	47.90%	21.04	8.08
	Bed n°4	2927.135	2931.010	3.875	4.30%	9.70%	19.20%	58.73	76.73
	Bed n°5	2931.135	2932.510	1.365	0.30%	8.60%	10.30%	32.66	165.52
F6 C1	Bed n°1	2932.385	2942.635	10.135	0.30%	14.70%	6.00%	393.42	280.06
	Bed n°2	2943.635	2962.510	18.875	0.10%	15.10%	11.30%	412.31	159.29
	Bed n°3	2963.010	2979.260	16.25	0.00%	13.40%	34.90%	249.27	7.01
	Bed n°4	2979.385	2980.010	0.615	1.60%	10.30%	25.30%	80.15	19.09
F6 A	Bed n°1	2979.885	2982.760	2.76	0.00%	11.60%	35.70%	134.79	11.80
	Bed n°2	2983.010	2984.760	1.75	0.50%	14.20%	46.10%	312.86	3.13

TABLE 5.1 – Résultats d'interprétation du puit Mk-19

L'épaisseur du réservoir F6 du puits **Mk-19** est environ **92.75 m**, et l'épaisseur des bancs gréseux est de **71 m**, représentant un important facteur à prendre en compte (**76,55 % de l'épaisseur totale**), c'est la raison pour laquelle on a utilisé la méthode de la moyenne pondérée, selon les formules suivantes :

$$V_{sh,moy} = \frac{\sum h_u \times V_{sh}}{\sum h_u} \quad (5.6)$$

$$\phi_{moy} = \frac{\sum h_u \times \phi}{\sum h_u} \quad (5.7)$$

$$S_{w,moy} = \frac{\sum h_u \times S_w}{\sum h_u} \quad (5.8)$$

$$K_{moy} = \frac{\sum h_u \times K}{\sum h_u} \quad (5.9)$$

$$R_{T,moy} = \frac{\sum h_u \times R_T}{\sum h_u} \quad (5.10)$$

Où : – h_u : épaisseur utile de chaque banc.

– $V_{sh,moy}$: moyenne du volume d'argile.

– V_{sh} : volume d'argile de chaque banc.

– ϕ_{moy} : porosité effective moyenne.

- ϕ : porosité effective de chaque banc.
- $S_{w,moy}$: moyenne de la saturation en eau.
- S_w : saturation en eau de chaque banc.
- K_{moy} : Perméabilité moyenne.
- K Perméabilité de chaque banc.
- $R_{T,moy}$ La résistivité moyenne de la formation.
- R_T : La résistivité de la formation de chaque banc.

Les valeurs moyennes des paramètres pétrophysiques pour le puits Mk-19 sont résumées dans le tableau 5.2 suivant :

Puit	Épaisseur _T (m) F6	Épaisseur _{utile} (m)	V_{sh} (%)	PHIE (%)	S_W (%)	K (mD)	R_T ($\Omega.m$)
MK 19	92.75	71	3.51	12.89	21.56	256.46	96.51

TABLE 5.2 – Résultats des moyennes des paramètres petrophysiques du puit Mk-19

Le tableau 5.3 suivant, fait l'objet d'une compilation des résultats d'interprétations des diagraphies de l'ensemble des puits du champ Mereksen

Réservoir	Puits	Etat	$V_{sh,moy}$ (%)	$PHIE_{moy}$ (%)	$S_{W,moy}$ (%)	K_{moy} (mD)	$R_{T,moy}$ ($\Omega.m$)
F6	Mk-28	Production	7.64%	13.24%	16.18%	319.18	701.23
	Mk-29	Ennoye	15.19%	15.33%	32.53%	1140.18	330.35
	Mk-30	Production	5.89%	13.79%	15.15%	369.83	678.34
	Mk-6	Production	12.8%	14.0%	14.7%	444.49	264.37
	Mk-19	Ennoye	3.51%	12.89%	21.56%	256.46	96.51
	Mk-22	Production	9.73%	12.48%	21.36%	268.36	76.29
	Mk-13	Ennoye	5.95%	12.28%	29.07%	188.41	27.64
F3	Mk-24	Production	18.77%	10.52%	13.28%	149.50	3737.98
	Mk-301	Ennoye	3.50%	13.43%	8.19%	278.89	537.15
	Mk-23	Production	7.80%	12.55%	7.95%	245.74	4462.87
	Mk-29	Production	1.52%	13.63%	5.73%	325.23	1127.40
	Mk-302	Production	13.15%	13.22%	8.48%	289.15	673.66
	Mk-5	Ennoye	7.58%	9.27%	13.69%	436.41	384.63
	Mk-21	Production	11.91%	13.36%	15.84%	252.28	524.63
	Mk-9	Ennoye	6.68%	10.68%	16.72%	153.70	786.73
	Mk-27	Production	5.09%	14.34%	22.10%	378.60	466.15
Mk-13	Ennoye	17.33%	12.67%	26.55%	265.87	215.71	

TABLE 5.3 – Résultats d'interprétation des puits considérés

5.4 Interprétation des résultats obtenus

Les paramètres pétrophysiques fournis dans le tableau sont essentiels pour comprendre les caractéristiques du réservoir et évaluer le risque de venue d'eau. Afin de visualiser clairement la distribution de chaque paramètre, on a réalisé des histogrammes qui facilitent l'interprétation :

5.4.1 Volume d'argile

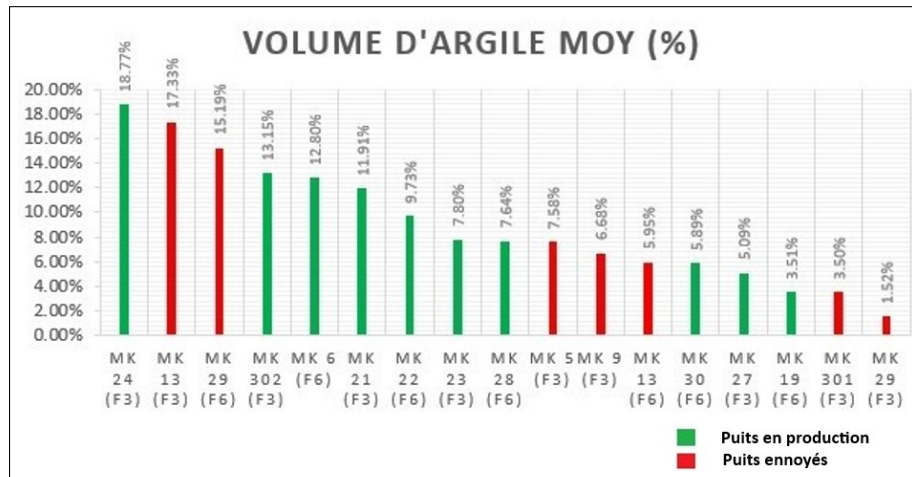


FIGURE 5.20 – Histogramme de la distribution du volume moyen d'argile pour les différents puits

L'histogramme des volumes d'argile dans les différents puits montre une distribution anisotrope avec un fort nivellement vers le bas tiré vers la droite, indiquant que la majorité des puits des deux réservoirs accusant de faibles teneurs à modérées en argile, sont dominés par le caractère productif, et quelques-uns avec des teneurs relativement élevées sont majoritairement à caractère ennoyé. Cependant, trois catégories de puits se distinguent :

Teneur faible en argile (Mk-19 (F6), Mk-301 (F3), Mk-29 (F3), Mk-27 (F3)) : Ces puits à caractère ennoyé et productif, présentent conjointement un faible volume d'argile, ce qui suggère une meilleure qualité des deux réservoirs autour de ces puits, développant ainsi une porosité et une perméabilité potentiellement plus élevées.

Teneur modérée en argile (Mk-28 (F6), Mk-30 (F6), Mk-6 (F6), Mk-22 (F6), Mk-13 (F6), Mk-23 (F3), Mk-5 (F3), Mk-21 (F3), Mk-302 (F3), Mk-9 (F3)) : Ces puits à dominance de caractère productif, ont un volume d'argile modéré, ce qui peut déceler une qualité moyenne des deux réservoirs au niveau de ces puits, pouvant affecter la porosité et son impact sur le caractère variable de la perméabilité.

Teneur relativement élevée en argile (Mk-29 (F6), Mk-24 (F3), Mk-13 (F3)) : Ces puits à dominance ennoyée, ont un volume d'argile relativement élevé, ce qui peut réduire la porosité et la perméabilité, affectant ainsi la capacité d'une production rentable des deux réservoirs en hydrocarbures aux niveaux de ces puits.

Il est intéressant de noter le caractère d'une bonne corrélation entre la teneur en argile et l'état productif et ennoyé des puits. Les puits à faible teneur en argile sont équitablement répartis entre puits en production et puits ennoyés, tandis que ceux à teneur modérée sont majoritairement en production (70 %). En revanche, les puits à teneur relativement élevée

en argile sont plus souvent envoyés (**66.7 %**), cette constatation pourrait donner lieu à une bonne corrélation indiquant que les venues d'eaux sont probablement associées aux puits se caractérisant par un volume d'argile relativement élevé.

5.4.2 Porosité effective

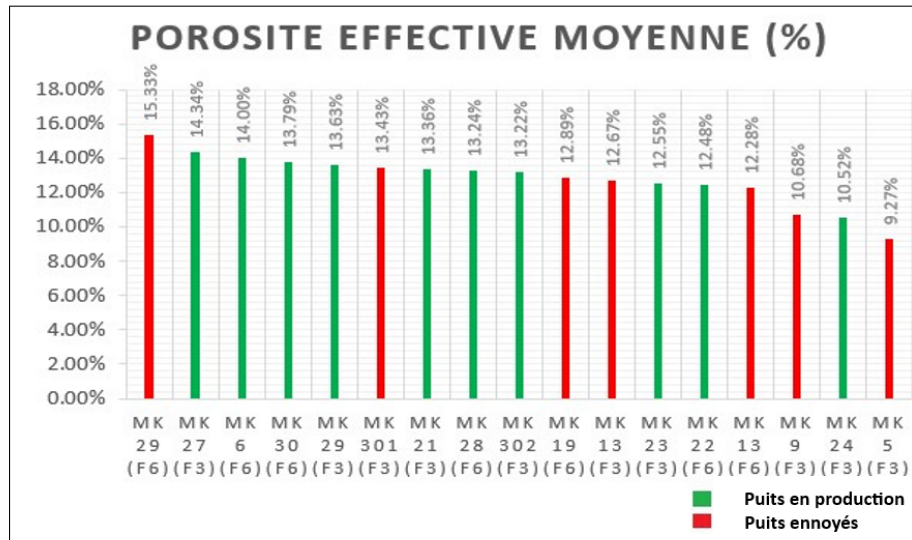


FIGURE 5.21 – Histogramme de la distribution de la porosité effective moyenne pour les différents puits

L'histogramme des porosités effective dans les différents puits montre une distribution anisotropique avec un faible nivellement vers le bas tirant vers la droite, indiquant ainsi une grande majorité de puits, dominés par ceux en production, se caractérisant par une bonne porosité de type moyen à élevé et un nombre très négligeable de puits accusant une porosité acceptable, mais demeure relativement faible. Toutefois, trois types de puits sont identifiés :

Teneur faible (Mk-24 (F3), Mk-5 (F3), Mk-9 (F3)) : Ces puits à dominance de caractère envoies, ont une porosité acceptable, mais relativement faible, ce qui signifie qu'ils ont une capacité limitée de stockage et de circulation des fluides, rendant ainsi le réservoir, au niveau de ces puits, plus sensible aux changements de pressions et au faible transfert des fluides, et de surcroît à l'invasion des eaux provenant d'autres zones périphériques à ces puits.

Teneur modérée (Mk-28 (F6), Mk-19 (F6), Mk-22 (F6), Mk-301 (F3), Mk-23 (F3), Mk-29 (F3), Mk-302 (F3), Mk-21 (F3), Mk-13 (F3), Mk-13 (F6)) : Ces puits à dominance de caractère productif, ont une bonne porosité de type modéré, ce qui développe principalement une capacité acceptable de stockage et circulation d'hydrocarbures et relativement des eaux aux niveau de ces puits.

Teneur élevée (Mk-29 (F6), Mk-30 (F6), Mk-6 (F6), Mk-27 (F3)) : Ces puits à dominance de caractère productif, ont une bonne porosité de type élevé, ce qui peut développer principalement une meilleure capacité de stockage et de migration des hydrocarbures au détriment de la circulation des eaux au niveau de ces puits.

On peut établir une bonne relation entre la porosité effective et l'état des puits productifs et envoyés. Les puits présentant une porosité effective acceptable mais relativement faible sont majoritairement envoyés (66,7 %), tandis que ceux avec une bonne porosité de type moyen et élevé sont principalement en production (75 % des puits à porosité élevée et 60 % des puits

à porosité moyenne sont en production). Cela vérifie que les puits du réservoir F3, à porosité relativement faible, sont plus susceptibles d'avoir des venues d'eau.

5.4.3 Saturation en eau

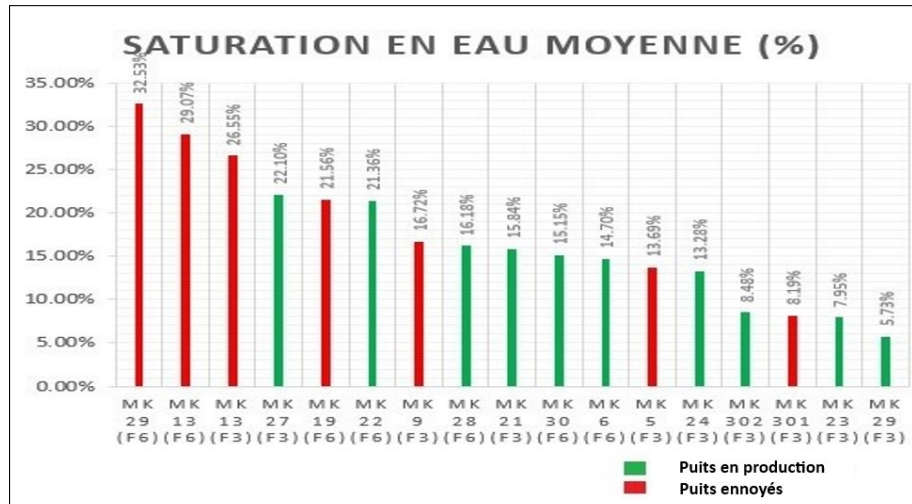


FIGURE 5.22 – Histogramme de la distribution de la saturation en eau moyenne pour les différents puits

Les saturations en eau dans les différents puits présentent une distribution anisotropique dont la tendance générale est similaire à celle du volume d'argile, ce qui suggère que la plupart des puits présentent une teneur en saturation en eau allant de faible à modérée, tandis que quelques-uns présentent une saturation élevée. Et on distingue trois types de puits :

Teneur faible (Mk-301 (F3), Mk-23 (F3), Mk-29 (F3), Mk-302 (F3)) : Ces puits ont une faible saturation en eau, ils sont dominés par ceux qui sont en production, ce qui favorise un important stockage des hydrocarbures dans les espaces poreux du réservoir F3 autour des puits en production.

Teneur modérée (Mk-28 (F6), Mk-30 (F), Mk-6 (F6), Mk-19 (F6), Mk-22 (F6), Mk-24 (F3), Mk-5 (F3), Mk-21 (F3), Mk-27 (F3), Mk-9 (F3)) : Ces puits ont une saturation en eau modérée, ce qui peut révéler la présence d'une quantité non négligeable des eaux autour des puits des deux réservoirs dont la majorité sont en production.

Teneur élevée (Mk-29 (F6), Mk-13 (F6), Mk-13 (F3)) : Ces puits ont une saturation en eau élevée affectant tous les puits à caractère ennoyé, ce qui vérifie l'invasion et le stockage d'une grande quantité d'eaux occupant les l'espace poreux autour de ces puits, réduisant sérieusement le stockage des hydrocarbures autour de ces puits appartenant aux deux réservoirs F3 et F6.

Une nette corrélation est observée entre la saturation en eau et l'état ennoyé ou en production des puits des deux réservoirs. Tous les puits à saturation en eau élevée, vérifient leur caractère ennoyé, tandis que ceux à saturation en eau modérée et faible sont dominés principalement par leur caractère productif d'hydrocarbures. Ce qui témoigne avec évidence que la saturation en eau élevée de ces puits, confirme davantage le problème des venues d'eaux.

5.4.4 Perméabilité (mD)

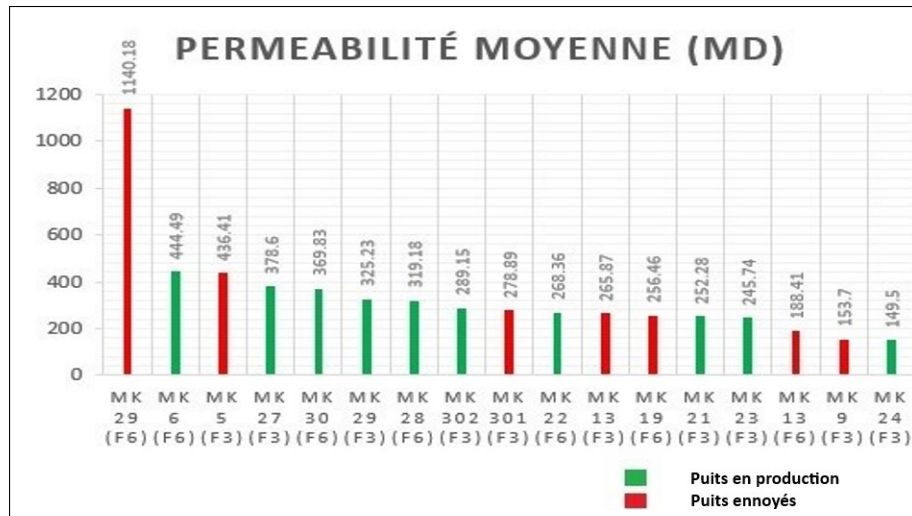


FIGURE 5.23 – Histogramme de la distribution de la perméabilité moyenne pour les différents puits

L'histogramme de la perméabilité moyenne met en évidence une distribution anisotropique avec un fort nivellement dégressif vers le bas tiré vers la droite, montrant une prédominance des puits à caractère productif avec une faible à moyenne perméabilité, où les puits sont répartis en trois classes de teneurs distinctes :

Teneur faible (Mk-13 (F6), Mk-24 (F3), Mk-9 (F3)) : Ces puits à dominance ennoyée, ont une faible perméabilité, ce qui peut rendre difficile l'écoulement des hydrocarbures et son effet sur la production.

Teneur moyenne (Mk-28 (F6), Mk-19 (F6), Mk-22 (F6), Mk-301 (F3), Mk-29 (F3), Mk-302 (F3), Mk-21 (F3), Mk-13 (F3), Mk-27 (F3), Mk-6 (F6), Mk-5 (F3), Mk-30 (F6), Mk-23 (F3)) : Ces puits à dominance de caractère productif, ont une perméabilité moyenne, ce qui vérifie clairement un bon écoulement d'hydrocarbures, favorisant ainsi une production rentable.

Teneur élevée (Mk-29 (F6)) : la perméabilité élevée de ce puits, favorisée par une porosité élevée et combinée à saturation en eau élevée, vérifie en toute évidence le caractère ennoyé de ce puits relatif au réservoir F6.

On remarque clairement l'existence d'une relation plus ou moins directe entre la perméabilité et les caractères des puits. Les puits à faible perméabilité sont majoritairement ennoyés. Cependant, les puits en production dominant largement et sont caractérisés par une perméabilité moyenne. Quant au puits Mk-29, à perméabilité élevée, confirme bien son caractère ennoyé, clairement vérifié par les teneurs élevées de porosité et de saturation en eau. Ce qui montre, en toute évidence, qu'une faible perméabilité peut rendre difficile l'écoulement des hydrocarbures et facilite le risque de production d'eau dans la mesure où ces eaux sont drainées par les mêmes chemins d'écoulement que les hydrocarbures.

5.4.5 Résistivité de formation (ohm.m)

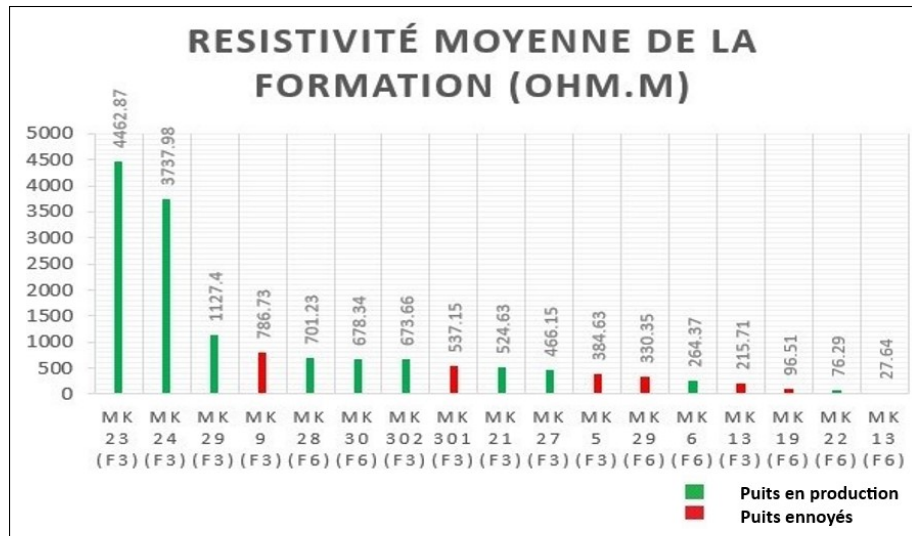


FIGURE 5.24 – Histogramme de la distribution de la résistivité moyenne pour les différents puits

La résistivité de formation est une mesure de la capacité de la roche à résister au flux du courant électrique. Elle est utilisée fondamentalement pour distinguer les formations contenant des hydrocarbures (développant une haute résistivité) de celles contenant des eaux (faible résistivité).

L'histogramme de la figure 5.24, montre une distribution anisotropique avec un fort nivellement dégressif vers le bas tiré vers la droite dont la tendance est proche de celle de la perméabilité, affichant une prédominance des puits à caractère productif, dominés par ceux à résistivité faible à modérément acceptables, où les puits sont répartis en trois classes distinctes :

Résistivité Faible (Mk-19 (F6), Mk-22 (F6), Mk-13 (F3), Mk-13 (F6)) : Ces puits ont une faible résistivité de formation, générant une plus grande saturation en eau, vérifiant clairement leur caractère ennoyé.

Résistivité Modérément acceptable (Mk-28 (F6), Mk-29 (F6), Mk-30 (F6), Mk-6 (F6), Mk-301 (F3), Mk-302 (F3), Mk-5 (F3), Mk-21 (F3), Mk-27 (F3), Mk-9 (F3)) : Ces puits ont une résistivité de formation modérément acceptable, vérifiant le caractère productif de la majorité des puits, confirmant ainsi la présence d'une quantité acceptable d'hydrocarbures pour valider une production plus ou moins rentable.

Résistivité élevée (Mk-24 (F3), Mk-23 (F3), Mk-29 (F3)) : Ces puits ont une résistivité de formation élevée, ce qui confirme nettement la présence d'hydrocarbures au détriment d'une très faible teneur en saturation en eau.

Il est important d'établir une bonne corrélation observée entre la résistivité de formation et l'état des puits, les puits à faible résistivité de formation sont majoritairement ennoyés, en revanche les puits qui ont une résistivité de formation modérément acceptable sont majoritairement en production, et les puits à résistivité de formation élevée sont entièrement en production, vérifiant clairement leurs faibles teneurs en saturation en eau et leur bonne qualité de porosité et son impact sur la perméabilité.

5.5 Conclusion

L'étude pétrophysique détaillée, conduite sur 15 puits des réservoirs F3 et F6 à l'aide du logiciel Techlog, a permis de caractériser précisément leurs propriétés. L'analyse des paramètres clés (volume d'argile, porosité effective, saturation en eau, perméabilité et résistivité) a révélé une hétérogénéité marquée au sein de ces réservoirs.

Globalement, le volume d'argile moyen varie de 1.6 % à 18.8 %, avec une majorité de puits présentant des valeurs inférieures à 10 %. La porosité effective moyenne s'échelonne de 9.27 % à 15.3 %, la plupart des puits productifs affichant des valeurs supérieures à 10 %. La saturation en eau moyenne varie considérablement, de 5.73 % à 33 %, soulignant la présence d'eau dans certains puits. La perméabilité moyenne oscille entre 149.5 mD et 1140.18 mD, avec une majorité de puits productifs présentant des valeurs supérieures à 200 mD. Enfin, la résistivité moyenne de formation s'étend de 27.64 ohm.m à 4462.87 ohm.m.

L'analyse combinée de ces paramètres et de l'état des puits (en production ou ennoyés) a permis d'identifier l'origine probable des venues d'eau. Les puits ennoyés se caractérisent généralement par :

- Un volume d'argile élevé (supérieur à 15 %), réduisant la porosité et la perméabilité.
- Une porosité effective faible (inférieure à 10 %), limitant le stockage et l'écoulement des hydrocarbures.
- Une saturation en eau élevée (supérieure à 30 %), indiquant une forte présence d'eau.
- Une perméabilité faible (inférieure à 150 mD), entravant la production d'hydrocarbures.
- Une résistivité de formation faible (inférieure à 30 ohm.m), confirmant la présence d'eau.

Ces observations suggèrent que les venues d'eau sont principalement liées à une combinaison de facteurs défavorables : forte présence d'argile, faible porosité/perméabilité et forte saturation en eau. L'eau, plus mobile que les hydrocarbures dans ces conditions, est alors produite préférentiellement.

Cette étude met en lumière l'importance d'une caractérisation pétrophysique détaillée pour comprendre le comportement des réservoirs et optimiser leur exploitation. Les paramètres pétrophysiques, déterminés grâce à Techlog, fournissent des informations précieuses pour identifier les zones à risque de venue d'eau et ainsi, guider les décisions en matière de développement et de production.

Chapitre 6

Modélisation 3D des paramètres pétrophysiques

6.1 Introduction

La modélisation 3D des réservoirs pétroliers est une étape cruciale dans les projets d'optimisation de la production et la gestion des risques associés, notamment celle relative aux venues d'eaux. Le présent chapitre se concentre sur la modélisation 3D des paramètres pétrophysiques clés de deux réservoirs, F3 et F6, dans le champ Mereksen. Ces paramètres incluent le volume d'argile, la porosité, la saturation en eau, la perméabilité et la résistivité. L'objectif principal est d'identifier, au sein de ces deux réservoirs, les zones à faible risque de venues d'eaux, fournissant ainsi de précieuses informations pour le bon choix d'implantation future de nouveaux puits.

Le logiciel Petrel a été utilisé pour construire un modèle géologique-3D détaillé, intégrant les données interprétées à partir de 15 puits à l'aide de Techlog. La méthodologie employée comprend la création d'une grille 3D, la modélisation structurale des horizons et des failles pour chaque réservoir, ainsi que la modélisation pétrophysique utilisant les techniques de l'outil géostatistique s'appuyant sur les variogrammes, qui ont été soigneusement analysés pour capturer la continuité, la distribution et l'orientation spatiale des propriétés pétrophysiques de chaque réservoir, et procédant par une simulation gaussienne séquentielle, réalisée pour générer des modèles pétrophysiques réalistes.

L'analyse, la construction et l'interprétation des modèles 3D et des cartes 2D ont permis d'identifier, pour les réservoirs F3 et F6, des zones spécifiques à faible risque de venues d'eaux. Ces zones se caractérisent par des propriétés pétrophysiques favorables, identifiées par une faible perméabilité, une saturation élevée en hydrocarbures et une connectivité limitée avec les zones aquifères. Des coupes de sections détaillées ont été réalisées pour confirmer ces observations et visualiser la distribution spatiale des paramètres dans ces zones.

6.2 Présentation du logiciel Pétrel

Petrel est un puissant logiciel développé par Schlumberger, conçu pour répondre aux défis de l'exploration pétrolière en offrant une plateforme intégrée pour la visualisation-3D des réservoirs en question au moyen d'une modélisation-3D, une cartographie-2D et une simulation d'optimisation des travaux d'exploitation et de productions des puits.

Grâce à ses outils avancés, Petrel facilite l'interprétation des données sismiques, la corrélation des puits, la construction des modèles géologiques 3D, la modélisation des propriétés pétrophysiques et la simulation de l'écoulement des fluides.

La visualisation 3D interactive à haute résolution qu'offre Petrel, permet une compréhension approfondie de la distribution spatiale des paramètres pétrophysiques, l'identification des zones à fort potentiel d'hydrocarbures, l'optimisation d'implantation de nouveaux puits, le suivi de l'évolution du réservoir et la communication efficace des résultats [38].

6.3 Méthodologie

La précision dans la modélisation 3D des paramètres pétrophysiques (le volume d'argile, la porosité effective, la saturation en eau, la perméabilité et la résistivité électrique) est cruciale pour la réussite des opérations des travaux pétroliers. Pour atteindre cet objectif, nous avons soigneusement sélectionné 15 puits (figure 6.1 ci-après), préalablement interprétés avec plus de détail à l'aide de Techlog. Ces puits serviront de base solide à notre simulation géostatistique, nous permettant de construire un modèle fiable et représentatif du réservoir.

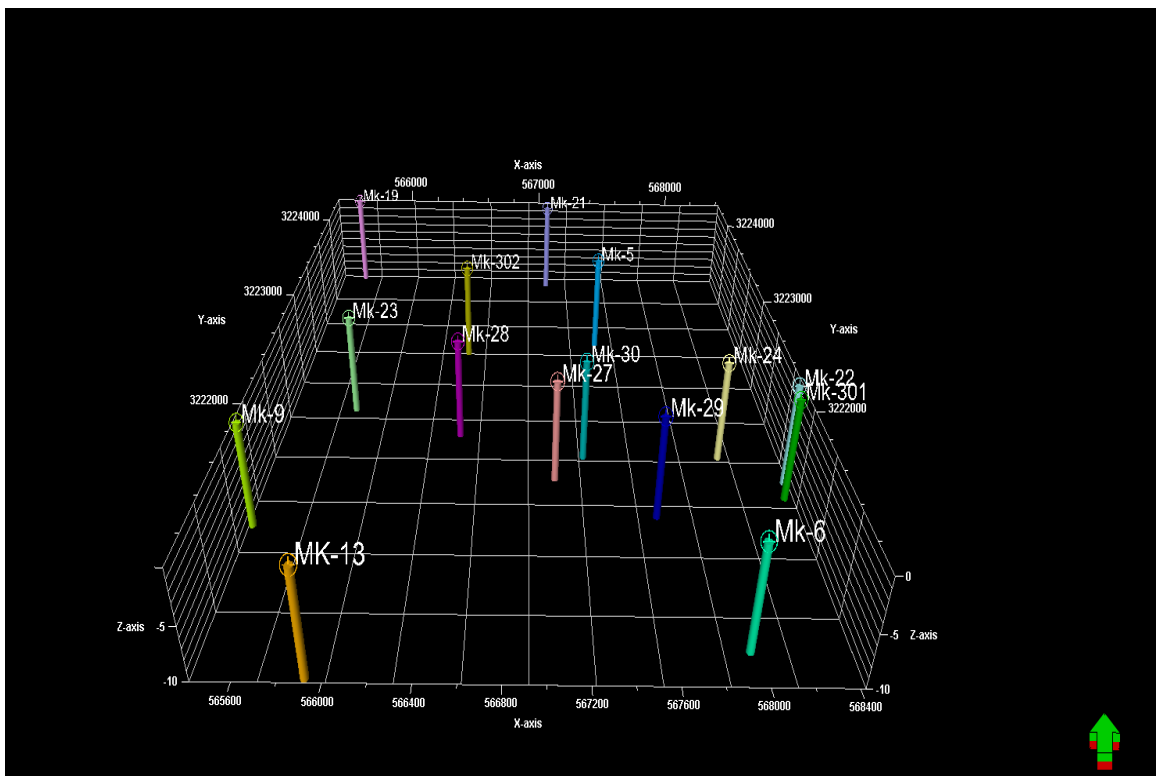


FIGURE 6.1 – Représentation des 15 puits choisis du champ de Mereksen (Petrel 2017)

6.3.1 Collecte et préparation des données

- **Définition du système de coordonnées** : Il est nécessaire de déterminer un système de coordonnées adéquat afin de garantir une modélisation précise. Dans notre cas, on a utilisé le système de coordonnées **WGS84_UTM zone 32**.

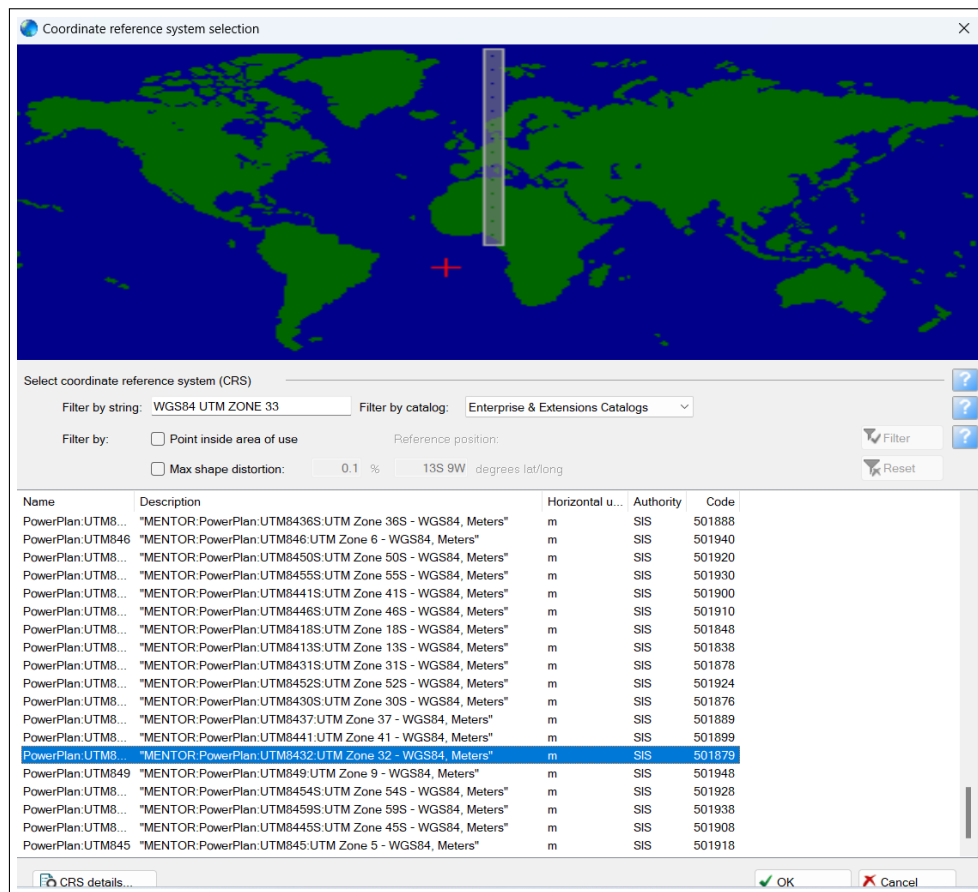


FIGURE 6.2 – Définition du système de coordonnées sur Petrel pour le champ Mereksen (Petrel 2017)

- **Well head** : qui comprend des informations sur les puits (nom, codes) et les coordonnées de la tête des puits.
- **Well tops** : donnant la configuration du top et du bottom (les limites supérieures et inférieures) des réservoirs F3 et F6 au niveau de chaque puits.
- **Well logs** : Les données des diagraphies interprétées (le volume d'argile, la porosité, la saturation en eau, la perméabilité et la résistivité).

6.3.2 Modélisation structurale

1. **Création du polygone** : pour limiter le périmètre du géomodèle de la zone d'étude. Ce périmètre est défini par le polygone fermé dont les coordonnées sont les suivantes :

Index point	Coordonnée X-UTM	Coordonnée Y-UTM
1	569949.02	3226671.14
2	570010.93	3219733.50
3	563443.84	3219705.21
4	563456.55	3226680.17
5	569949.02	3226671.14

TABLE 6.1 – Coordonnées de la limite des modèles géologique

2. **Création des surfaces** : La création des surfaces est une étape clé dans la construction des modèles structuraux. On utilise l'outil Make-surface afin de concevoir les surfaces marquant les limites supérieures qui correspondent aux formations F3 et F6-C3 et les surfaces marquant les limites inférieures qui correspondent aux formations des réservoirs du F3 Argileux et du B1599 du F6 Silurien Argileux.

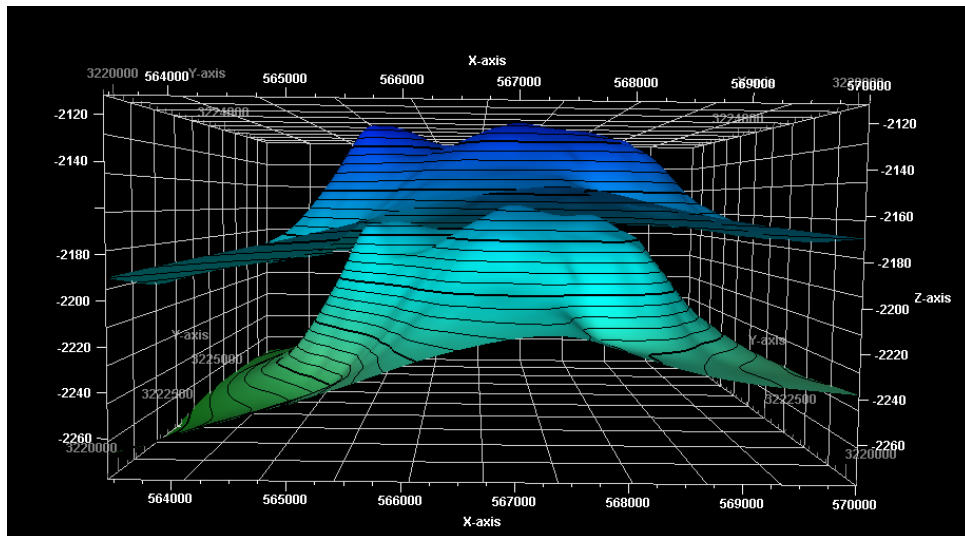


FIGURE 6.3 – Création des surfaces de la limite supérieure et la limite inférieure du réservoir F3 (Petrel 2017)

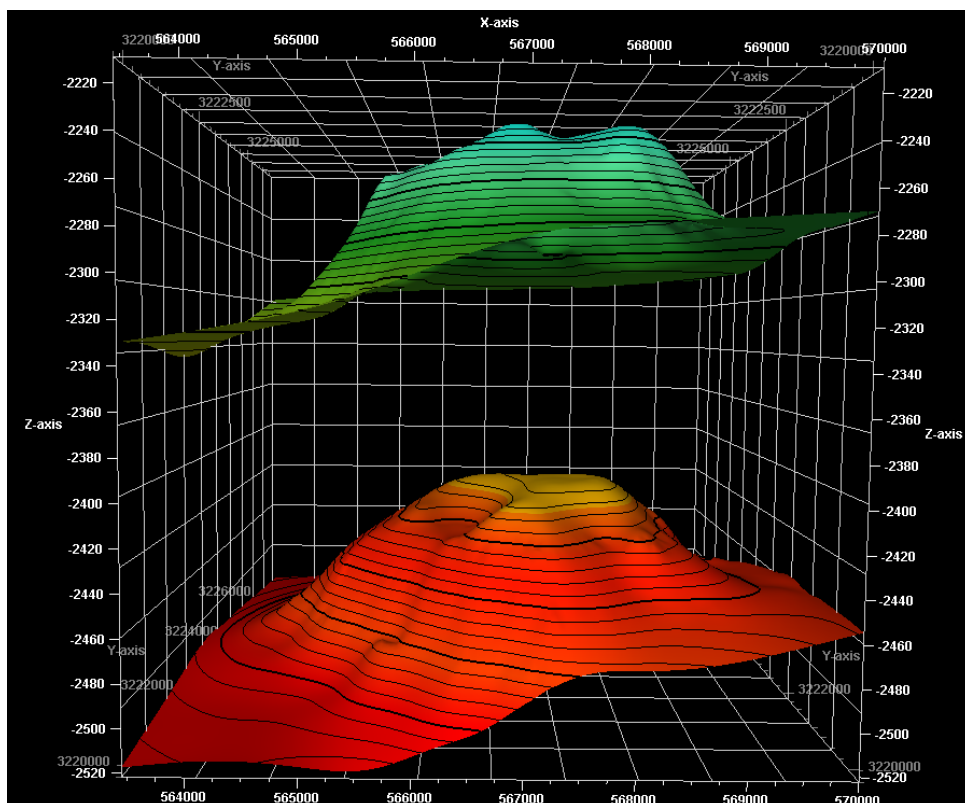


FIGURE 6.4 – Création des surfaces de la limite supérieure et la limite inférieure du réservoir F6 (Petrel 2017)

3. **Création d'une grille simple** : Cette étape constitue le début de construction de la grille, où l'un des objectifs consiste à générer un réseau de mailles formant le squelette

de la modélisation 3D. Cette grille servira de cadre pour stocker et visualiser les propriétés du réservoir (porosité, perméabilité, etc.) et aussi pour effectuer des simulations d'écoulements. A cet effet, la taille des mailles du modèle géologique est définie par 50m x 50m.

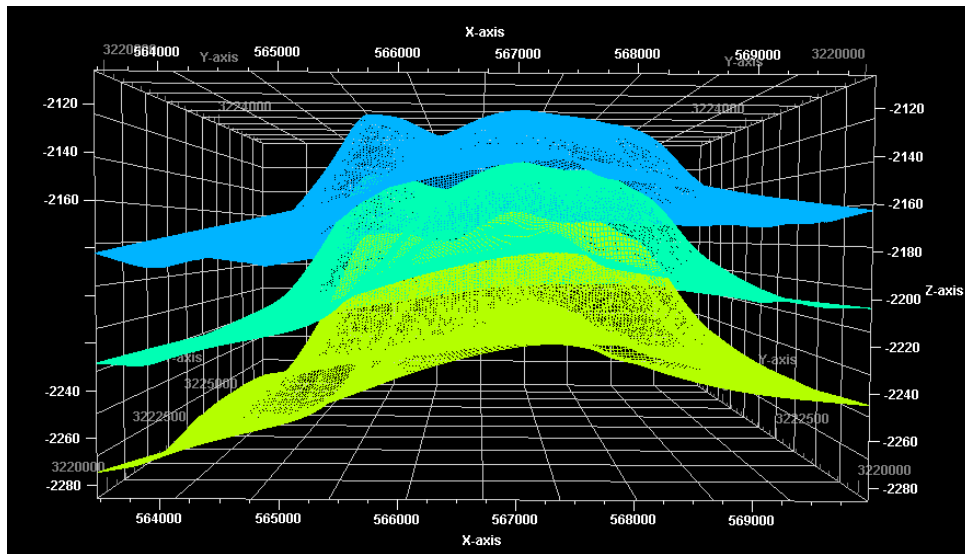


FIGURE 6.5 – Définition du Maillage du top, milieu et bottom du F3 (Petrel 2017)

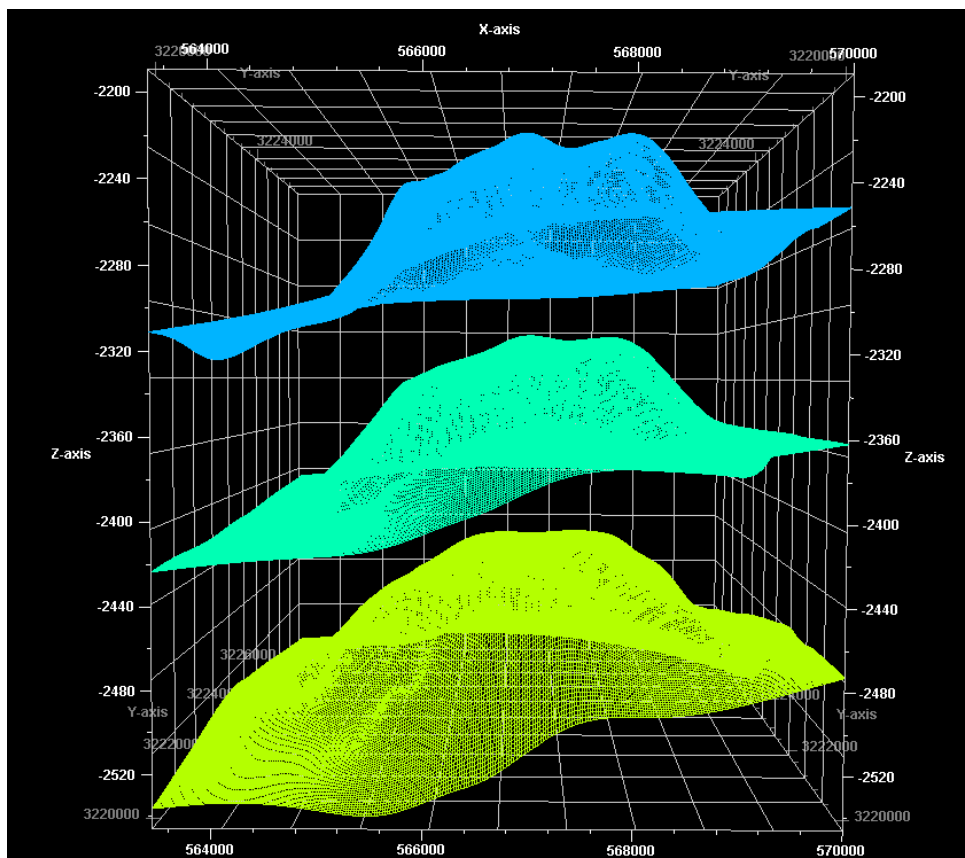


FIGURE 6.6 – Définition du Maillage du top, milieu et bottom du F6 (Petrel 2017)

- Création des horizons** : Les principaux horizons construits dans le module « Structural Modeling - Make Horizons », définissent l'enveloppe du modèle et représentent les principales surfaces structurant le modèle de manière géométrique.

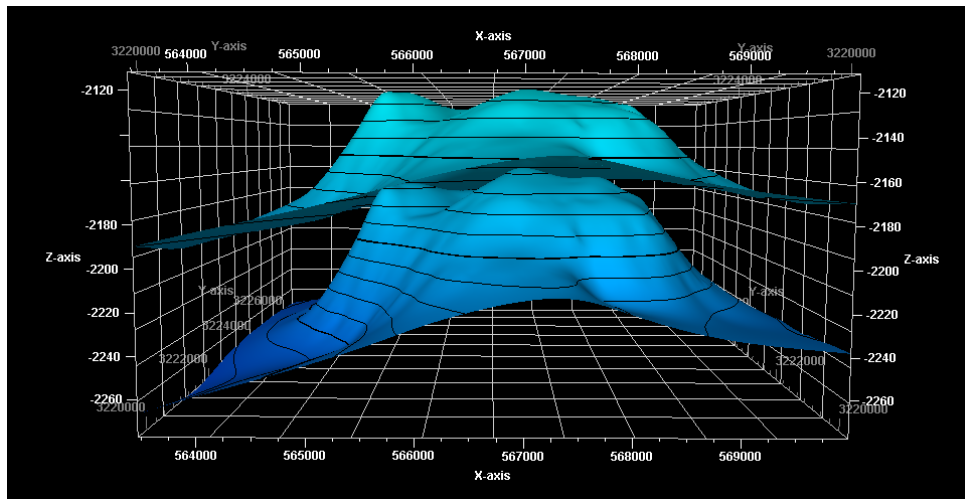


FIGURE 6.7 – Définition des horizons stratigraphiques du F3 (Petrel 2017)

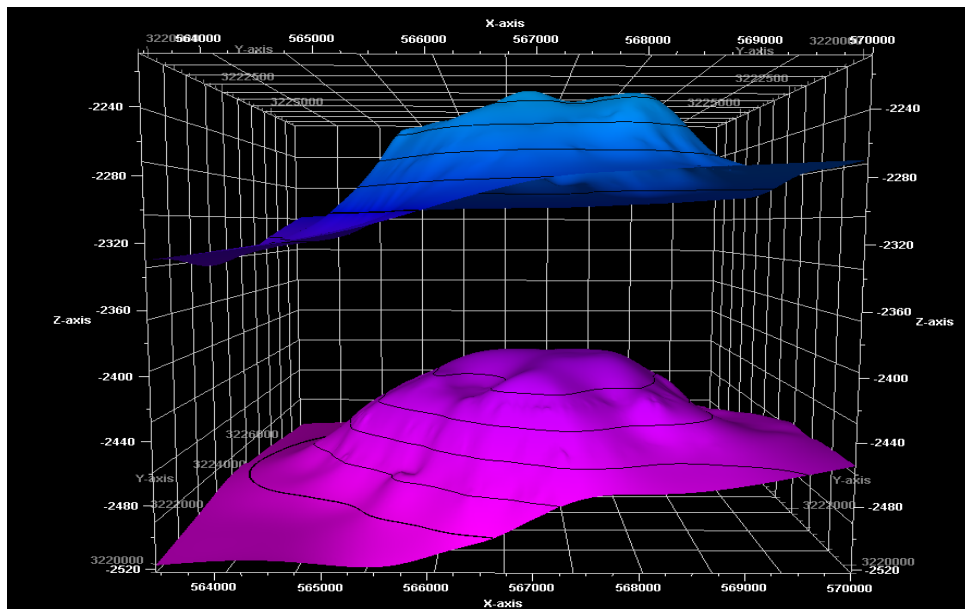


FIGURE 6.8 – Définition des horizons stratigraphiques du F6 (Petrel 2017)

5. **Layering (Nombre de couches)** : Les zones définies ci-dessus ont été postérieurement divisées en couches "layers". Cette étape consiste en la subdivision verticale des zones en cellules élémentaires auxquelles seront attribuées les informations pétrophysiques. Le layering géologique doit permettre de préserver les hétérogénéités métriques des propriétés pétrophysiques à modéliser et sa structure doit tenir compte du mode de dépôt.

Un découpage proportionnel a été sélectionné pour les horizons afin de contrôler le nombre de cellules verticalement. Cette méthode permet de garder un nombre de couches constant dans toute la zone, quelle que soit son épaisseur. Le nombre de couches défini par unité est indiqué dans le Tableau 6.2 suivant :

Zones	Top surface	Base surface	Type de layering	Nombre de layers
F3	F3	F3-Argileux	Proportionnel	60
F6	F6-C3	Silurien Argileux B1599	Proportionnel	180

TABLE 6.2 – Paramètres de layering de la grille géologique

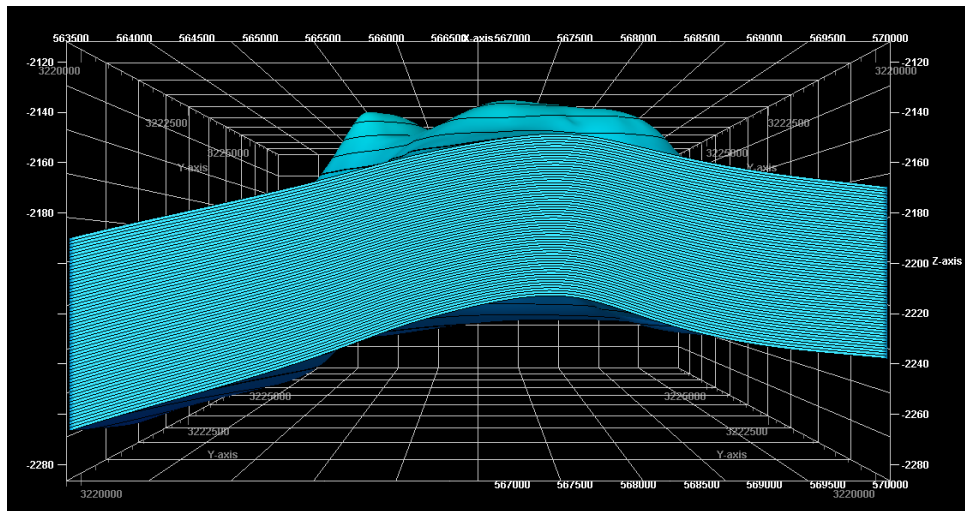


FIGURE 6.9 – Délimitation des couches du F3 (Petrel 2017)

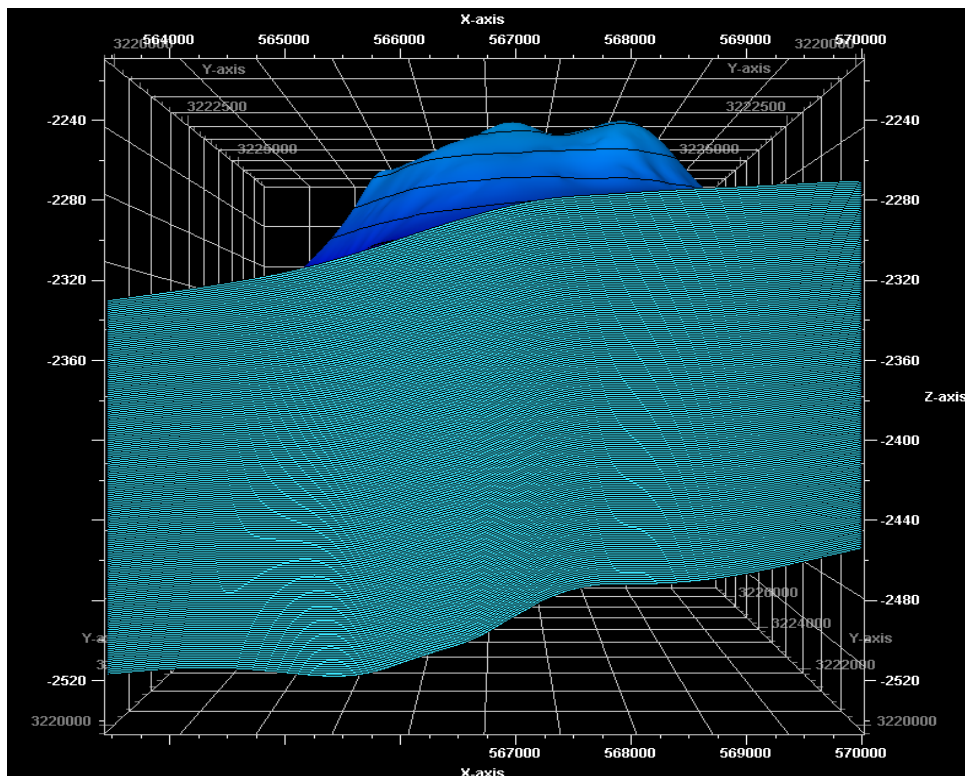


FIGURE 6.10 – Délimitation des couches du F6 (Petrel 2017)

6.3.3 Modélisation pétrophysique

La modélisation des propriétés pétrophysiques consiste à attribuer des valeurs spécifiques de ces propriétés à chaque cellule d'une grille 3D.

Petrel offre divers algorithmes permettant de modéliser la distribution des propriétés pétrophysiques au sein d'un modèle de réservoir. Dans ce cadre, le modèle pétrophysique a été élaboré à l'aide de méthodes géostatistiques.

Les modèles des paramètres ont été construits en s'appuyant sur les résultats des valeurs interprétées à partir du logiciel Techlog. L'algorithme de simulation gaussienne séquentielle a

été choisi comme méthode statistique, adaptée à la quantité de données disponibles.

1. **Mise à l'échelle Logs de puits (Scale up Well logs)** : Le processus de mise à l'échelle des loggings de puits consiste à calculer la moyenne des valeurs pour les cellules de la grille 3D traversées par les puits. Chaque cellule reçoit une valeur par la mise à l'échelle Logs des puits. Ces cellules sont ensuite utilisées comme point de départ pour la modélisation des propriétés.

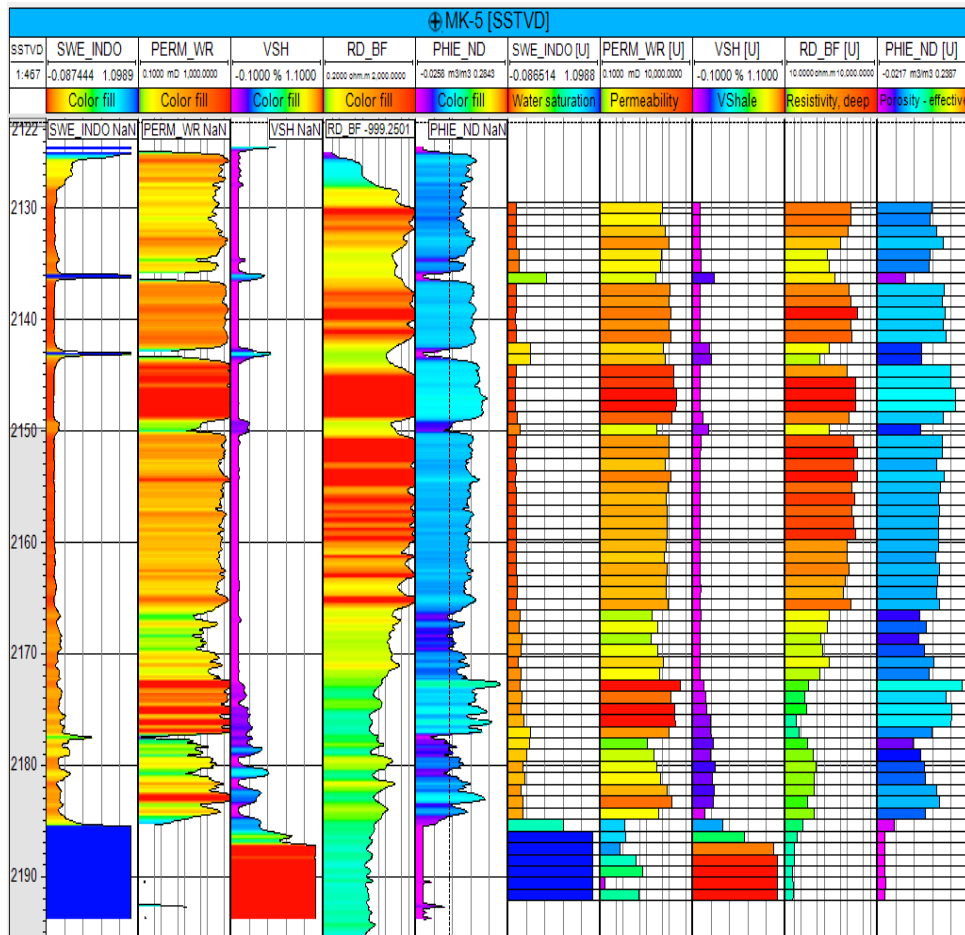


FIGURE 6.11 – Valeurs upscaled des loggings des paramètres pétrophysiques pour le puits Mk-5 (Petrel 2017)

2. **Analyse variographique** : L'analyse variographique est une étape cruciale dans la modélisation pétrophysique car elle permet de caractériser la continuité spatiale des propriétés du réservoir (volume d'argile, porosité effective, perméabilité, saturation en eau et la résistivité électrique.)

a. Calcul des variogrammes expérimentaux : Le calcul des variogrammes expérimentaux permet de quantifier la variation spatiale des propriétés du réservoir. Pour ce faire, on calcule, pour différentes distances et directions, la demi-variance entre les valeurs de la propriété étudiée à des points séparés par ces distances spécifiques.

Pour obtenir une représentation précise de la continuité spatiale des propriétés du réservoir, il est nécessaire de déterminer les paramètres variographiques utilisés lors du calcul des variogrammes expérimentaux. A ce titre, en voici les principaux paramètres à considérer :

- **Directions d'analyse** : Il s'agit de choisir les directions principales dans lesquelles on souhaite étudier la variation spatiale, typiquement l'horizontale majeure, l'horizontale mineure

et la verticale. Cela permet d'évaluer l'anisotropie, c'est-à-dire, vérifier si la variation spatiale est différente selon la direction.

• **La distance de lag** : Elle définit la distance entre deux points pour qu'ils soient considérés dans le même calcul de variogramme. Une distance de lag trop petite peut conduire à un manque de données pour les grandes distances, tandis qu'une distance de lag trop grande peut inclure des points trop éloignés et masquer des variations locales.

• **Nombre de lags** : C'est le nombre d'intervalles d'une distance (ou "lags"), utilisés pour calculer la demi-variance. Un nombre de lags trop faible, peut donner une représentation grossière du variogramme, tandis qu'un nombre trop élevé de lags, peut entraîner un bruit statistique important, surtout pour les grandes distances.

• **L'angle de tolérance** : Elle permet d'inclure dans le calcul des paires de points dont la direction s'écarte légèrement de la direction principale étudiée. Une tolérance angulaire trop faible, peut exclure des données utiles, tandis qu'une tolérance trop grande, peut introduire des biais si la variation spatiale est fortement anisotrope.

Les paramètres choisis pour chaque direction d'analyse, et après avoir procédé à des ajustements et des itérations pour obtenir des variogrammes expérimentaux représentatifs de la réalité des deux réservoirs F3 et F6, ces paramètres sont résumés dans les tableaux suivants :

Directions Param.vario Param.péto	Verticale			Majeure			Mineure		
	Nombre de lag	Distance de lag	L'angle de tolérance	Nombre de lag	Distance de lag	L'angle de tolérance.	Nombre de lag	Distance de lag	L'angle de tolérance
S_W	60	1	90	5	695.2	29.9	4	730.5	56.9
V_{sh}	60	1	90	5	807.8	40	4	741.2	37.6
ϕ_e	60	1	90	5	671.2	37	5	544.2	46.5
K	60	1	90	6	636.6	22.5	6	493.8	49.9
R_T	60	1	90	5	708.3	32.8	4	381.4	45

TABLE 6.3 – Choix des paramètres variographique du F3

Directions Param.vario Param.péto	Verticale			Majeure			Mineure		
	Nombre de lag	Distance de lag	L'angle de tolérance	Nombre de lag	Distance de lag	L'angle de tolérance.	Nombre de lag	Distance de lag	L'angle de tolérance
S_W	180	1	90	5	807.5	27.4	4	756	36.2
V_{sh}	180	1	90	4	998.7	42	3	1070.8	46.3
ϕ_e	180	1	90	5	1018	28.1	5	573.7	49.6
K	180	1	90	6	1162.2	21.3	5	886	38.7
R_T	180	1	90	5	853.6	37	4	662.2	48.9

TABLE 6.4 – Choix des paramètres variographique du F6

b. Choix du modèle : Le choix du modèle théorique du variogramme dans Petrel est crucial pour représenter fidèlement la continuité spatiale des propriétés du réservoir. Dans notre cas, j'ai opté pour le modèle sphérique, qui est le plus en accord avec la tendance observée dans les données.

c. **Ajustement des paramètres** : l'ajustement des paramètres du modèle (palier, portée et effet de pépite) a été minutieusement réalisé pour qu'il corresponde au mieux au modèle du variogramme expérimental.

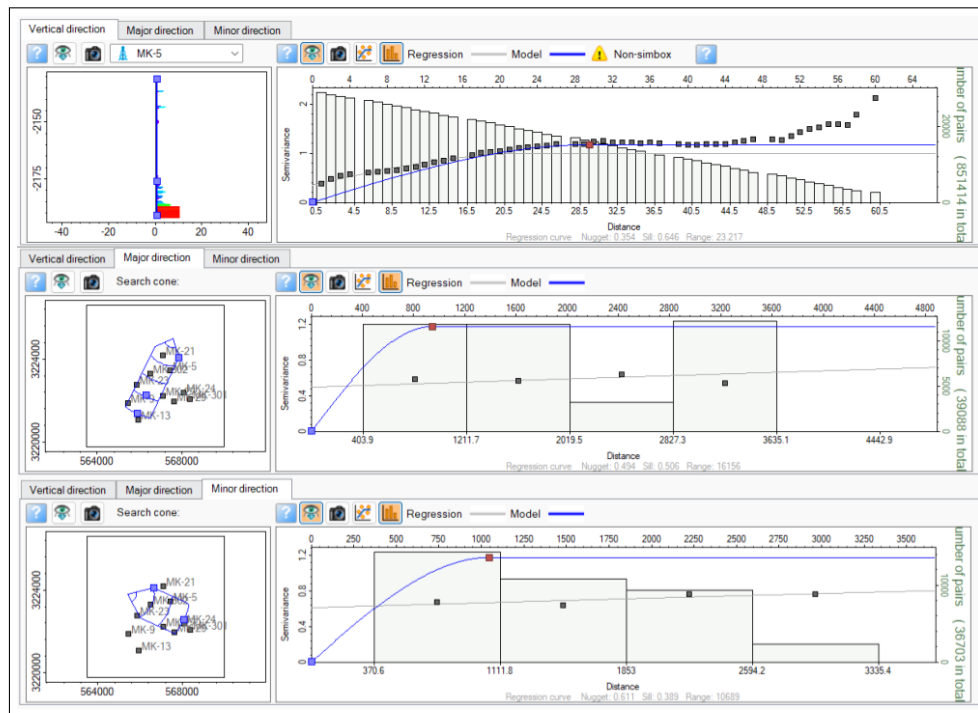


FIGURE 6.12 – Variogramme théorique directionnel du volume d'argile F3 (Petrel 2017)

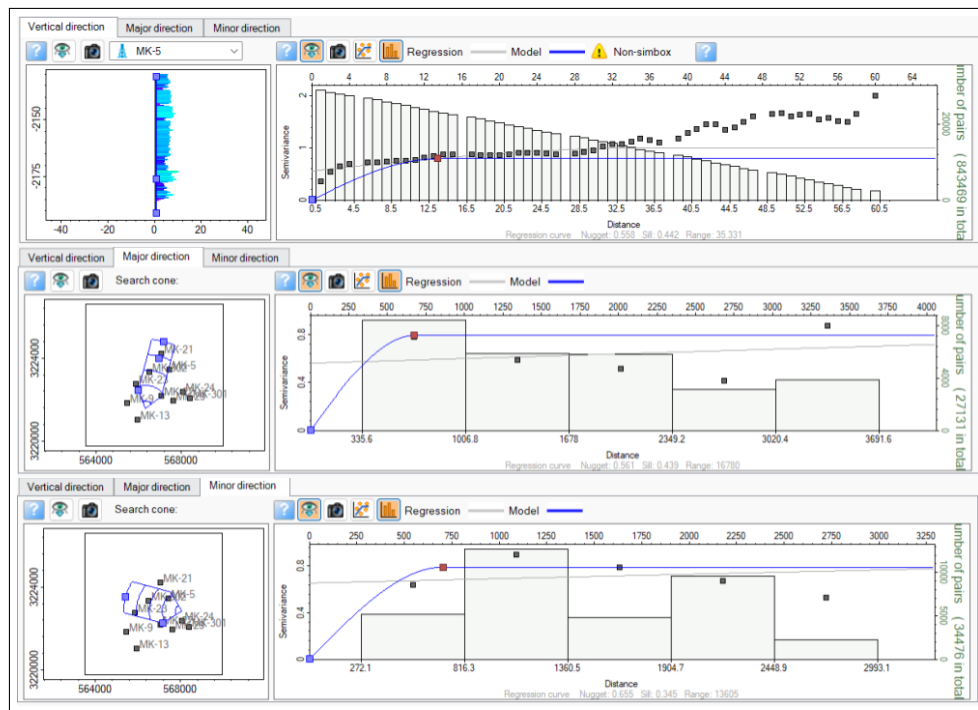


FIGURE 6.13 – Variogramme théorique directionnel de la porosité effective F3 (Petrel 2017)

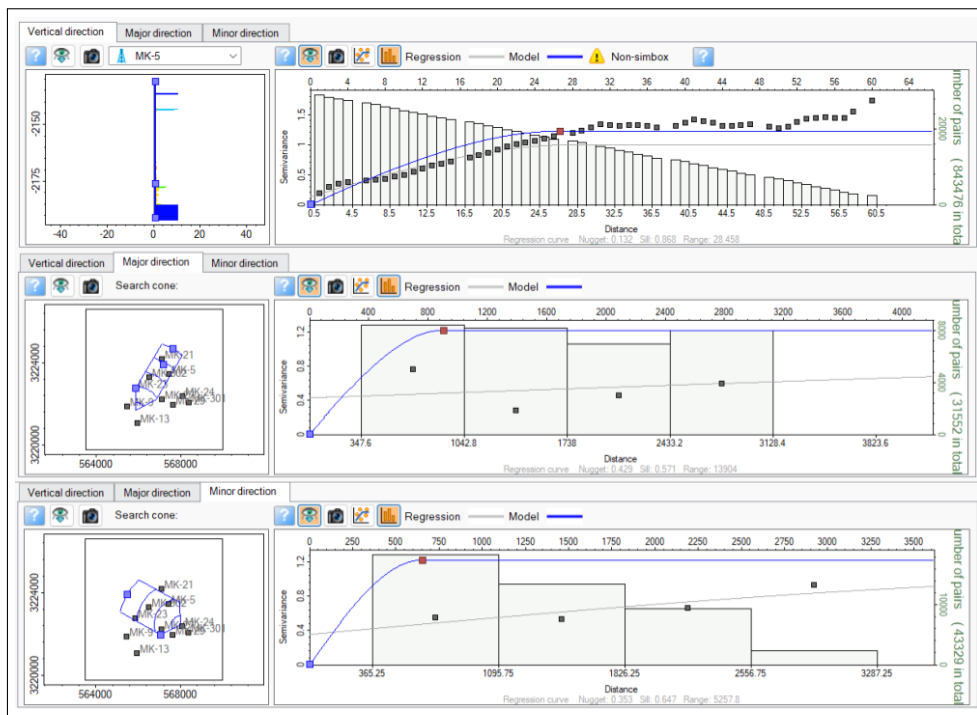


FIGURE 6.14 – Variogramme théorique directionnel de la saturation en eau F3 (Petrel 2017)

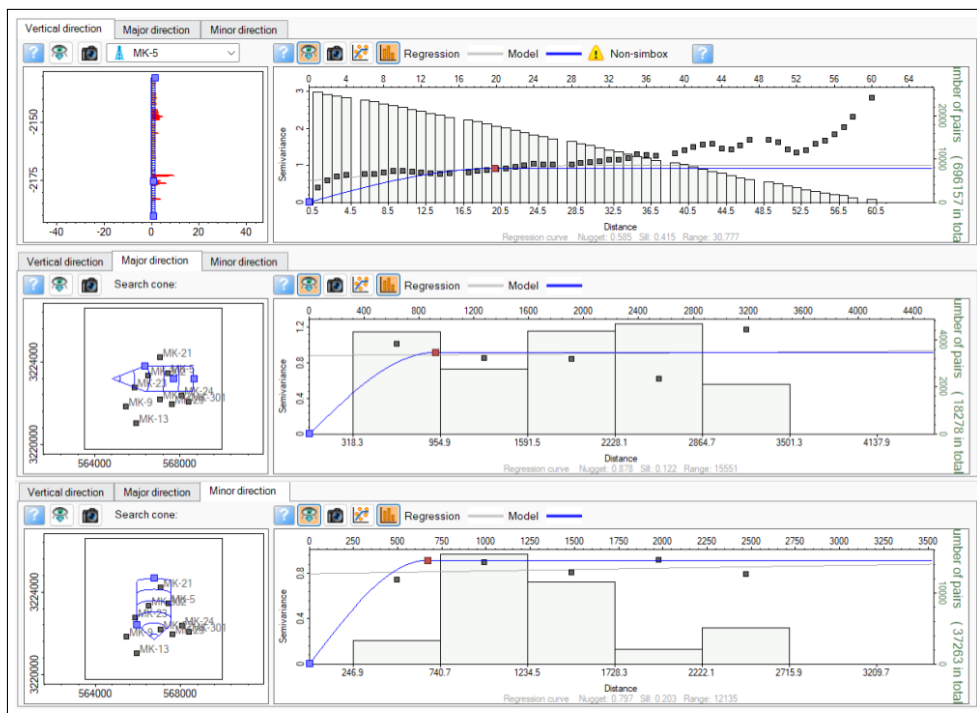


FIGURE 6.15 – Variogramme théorique directionnel de la perméabilité F3 (Petrel 2017)

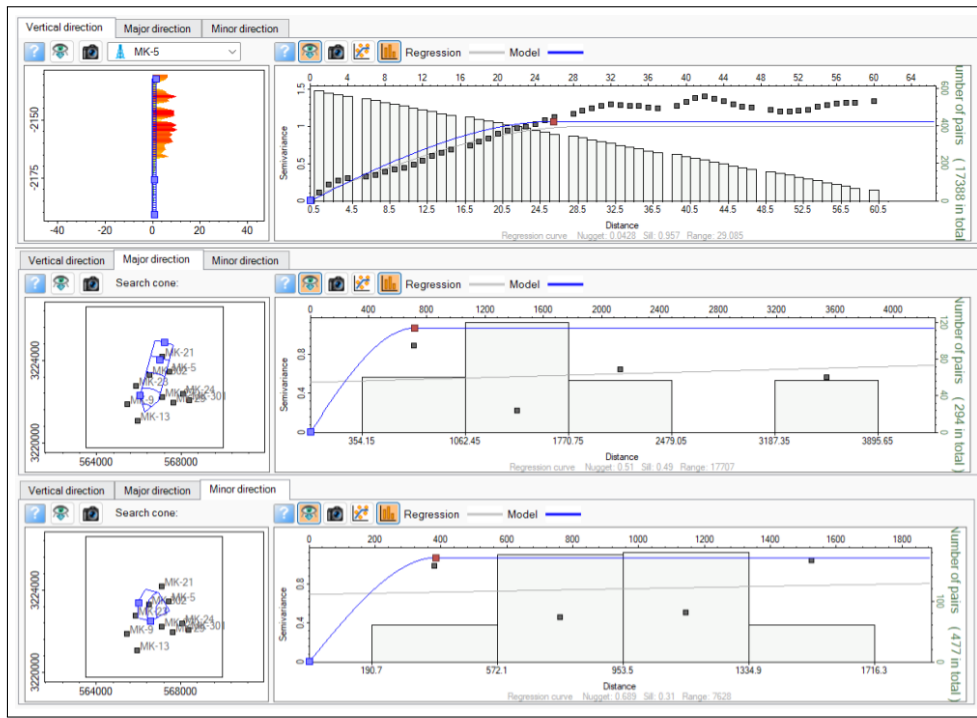


FIGURE 6.16 – Variogramme théorique directionnel de la resistivite F3 (Petrel 2017)

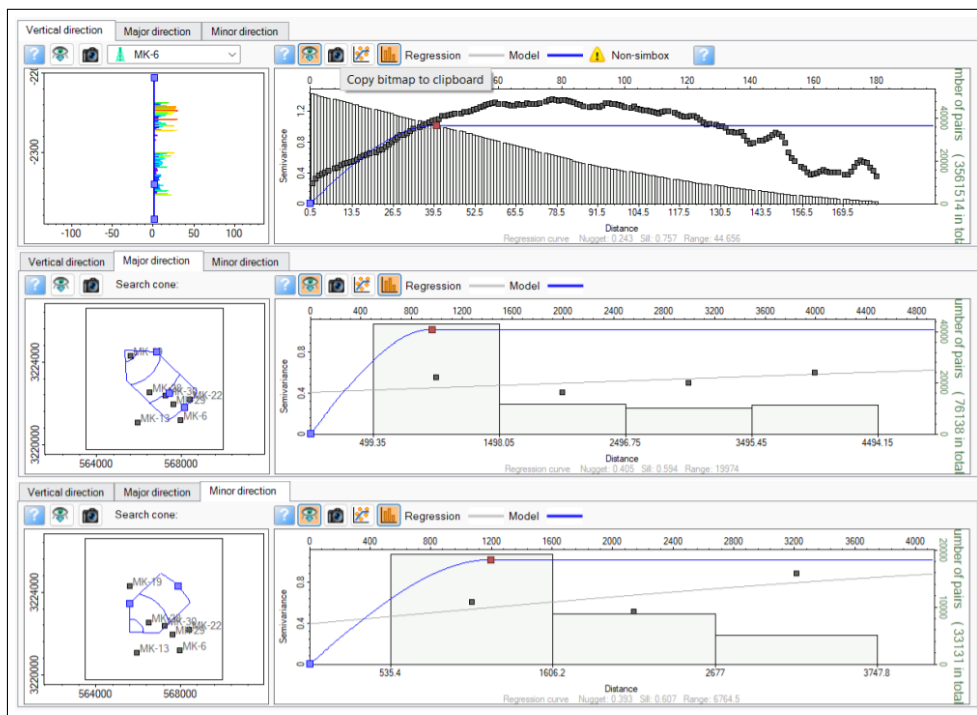


FIGURE 6.17 – Variogramme théorique directionnel du volume d'argile F6 (Petrel 2017)

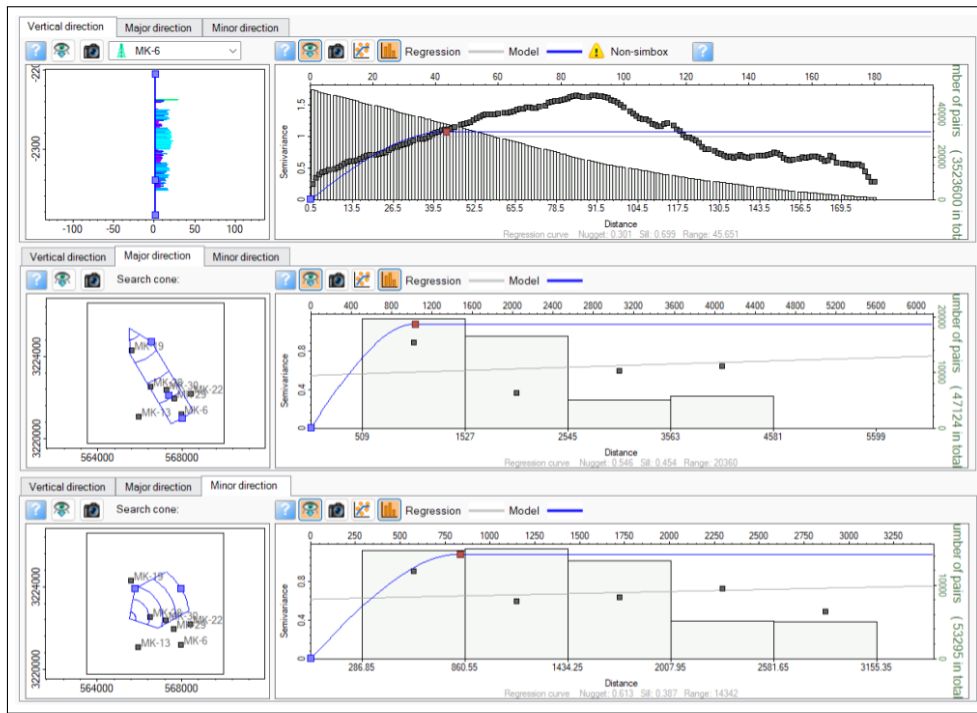


FIGURE 6.18 – Variogramme théorique directionnel de la porosité effective F6 (Petrel 2017)

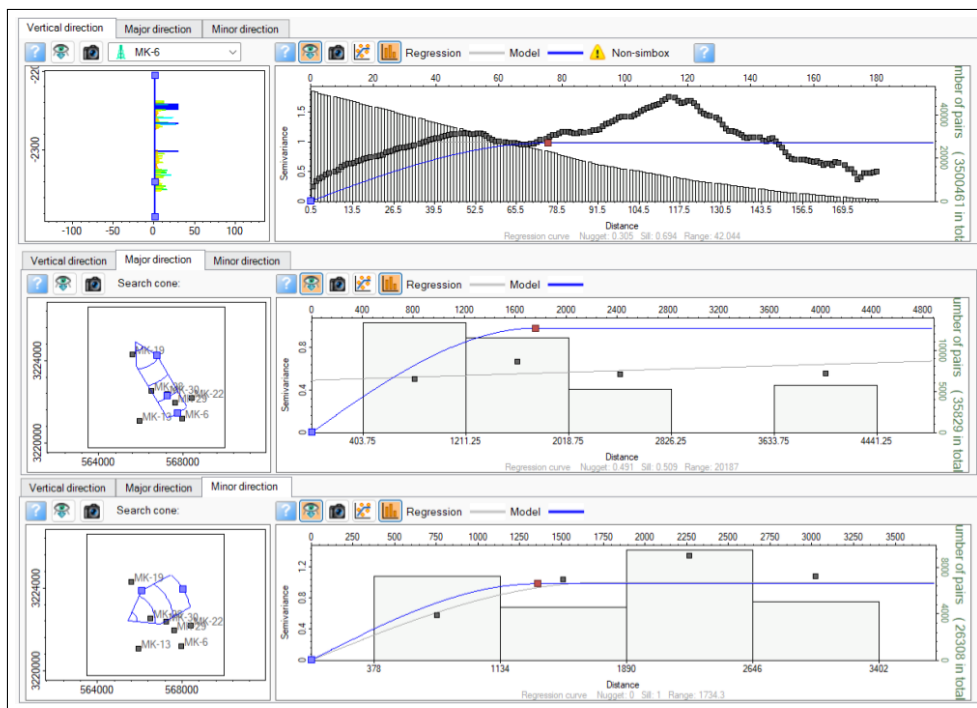


FIGURE 6.19 – Variogramme théorique directionnel de la saturation en eau F6 (Petrel 2017)

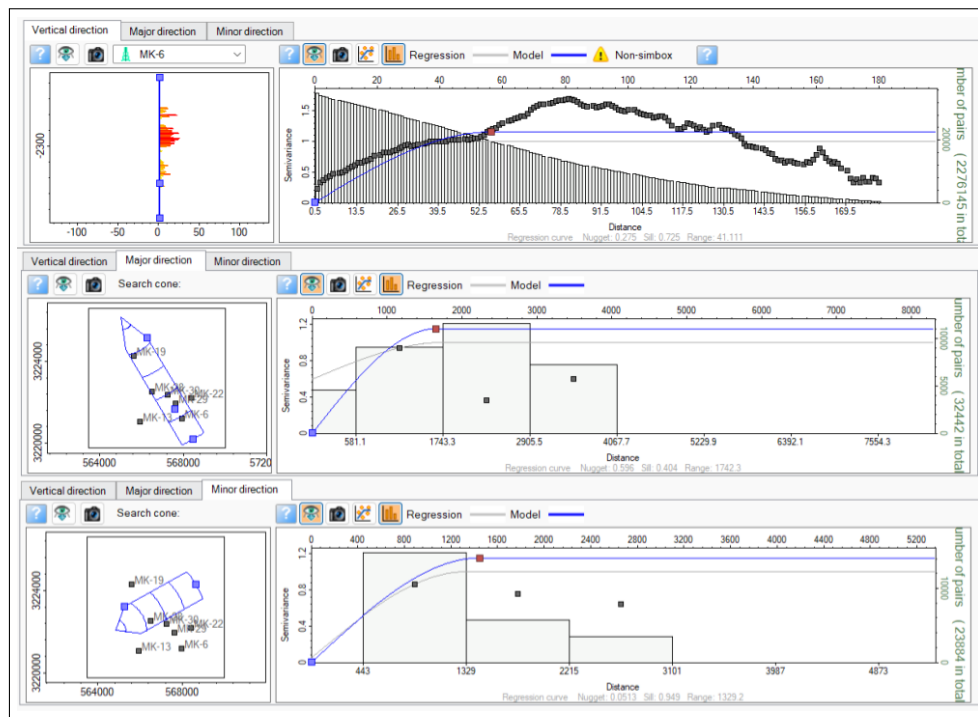


FIGURE 6.20 – Variogramme théorique directionnel de la perméabilité F6 (Petrel 2017)

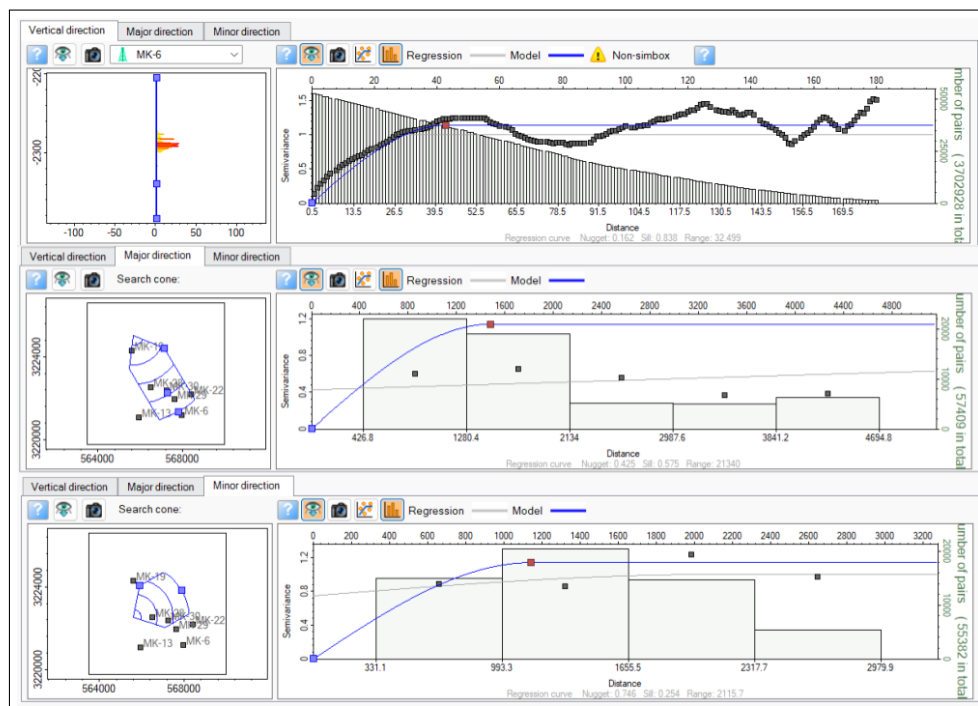


FIGURE 6.21 – Variogramme théorique directionnel de la résistivité F6(Petrel 2017)

d. La simulation : Une fois les variogrammes ajustés, on a procédé par une simulation gaussienne séquentielle (**SGS**) pour générer des modèles pétrophysiques réalistes, intégrant ainsi la variabilité spatiale observée dans les paramètres.

Afin d'assurer la validité de cette modélisation, une comparaison rigoureuse a été effectuée entre les valeurs observées aux puits, les valeurs après upscaling et les valeurs issues du modèle. Cette comparaison est illustrée par des histogrammes (Figures 6.22 à 6.31), mettant en évidence la distribution des valeurs pour chaque propriété.

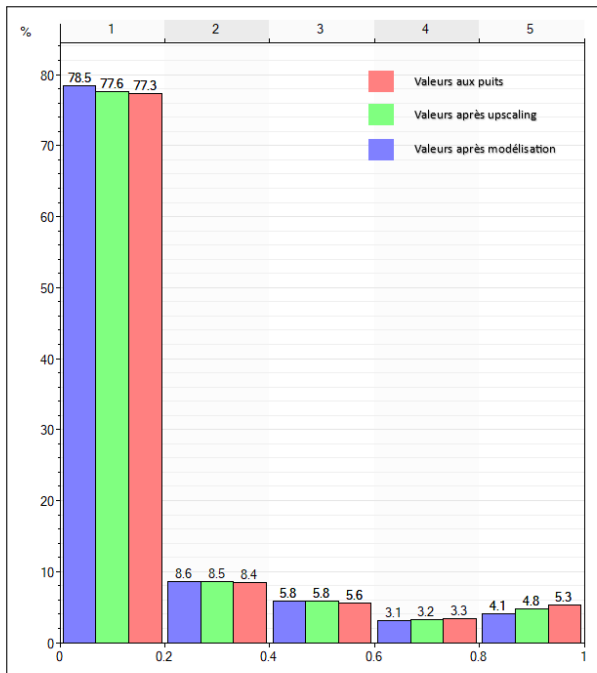


FIGURE 6.22 – Histogramme du volume d'argile dans le F3 (Petrel 2017)

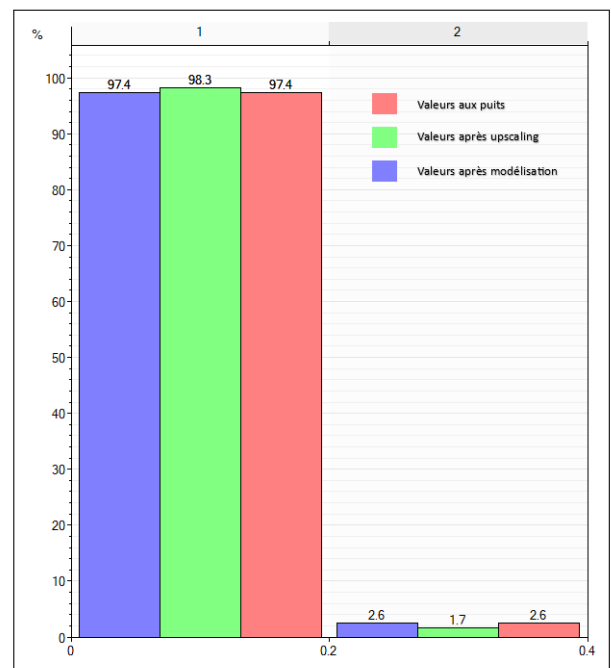


FIGURE 6.23 – Histogramme de la porosité effective dans le F3 (Petrel 2017)

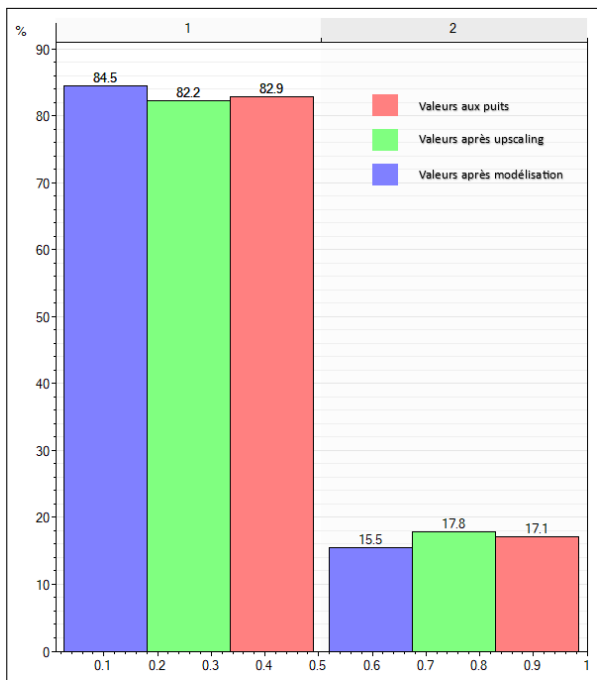


FIGURE 6.24 – Histogramme de la saturation en eau dans le F3 (Petrel 2017)

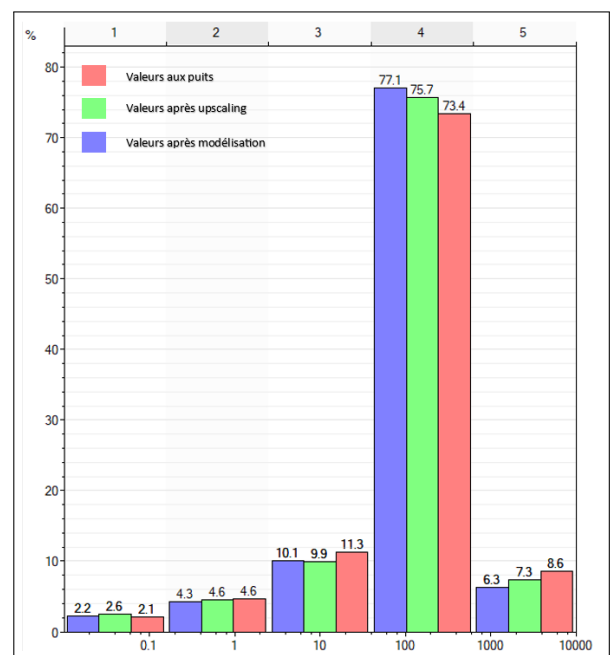


FIGURE 6.25 – Histogramme de la perméabilité dans le F3 (Petrel 2017)

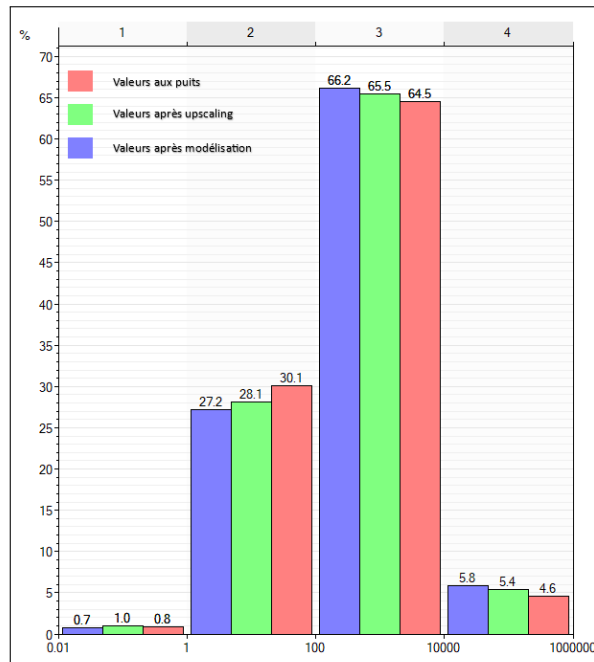


FIGURE 6.26 – Histogramme de la résistivité électrique dans le F3 (Petrel 2017)

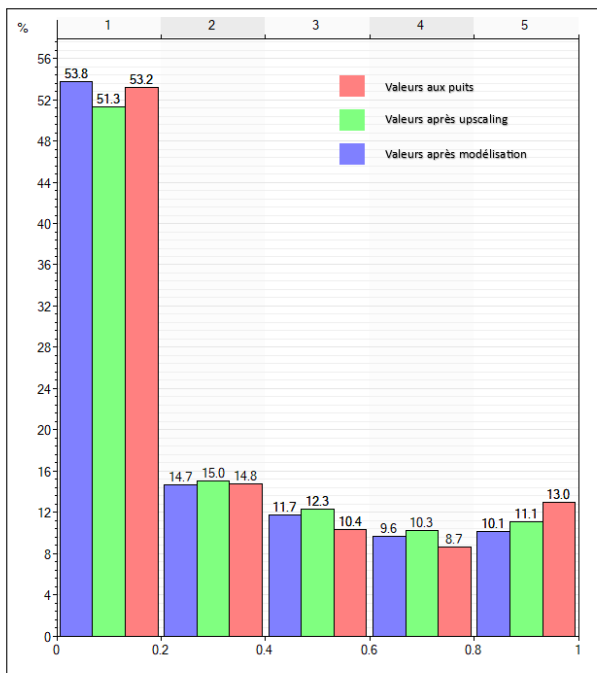


FIGURE 6.27 – Histogramme du volume d'argile dans le F6 (Petrel 2017)

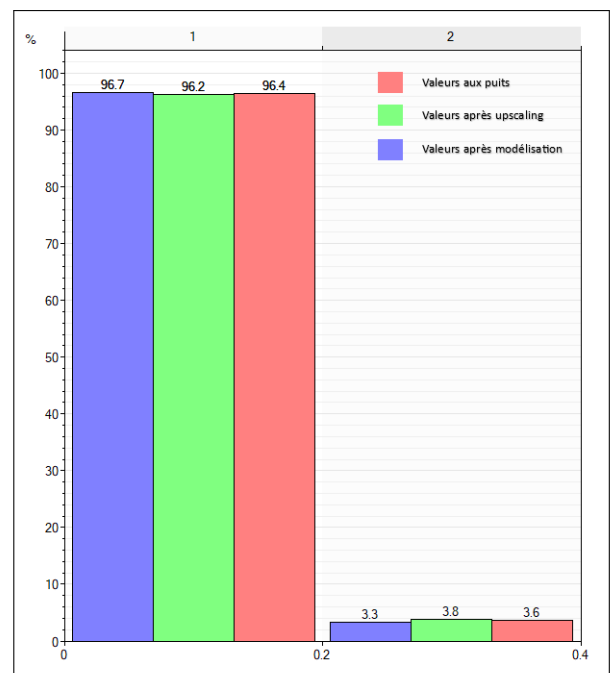


FIGURE 6.28 – Histogramme de la porosité effective dans le F6 (Petrel 2017)

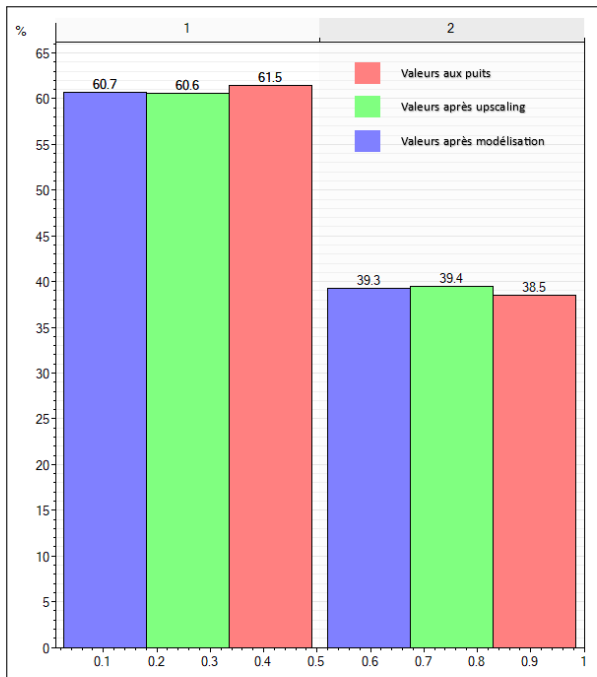


FIGURE 6.29 – Histogramme de la saturation en eau dans le F6 (Petrel 2017)

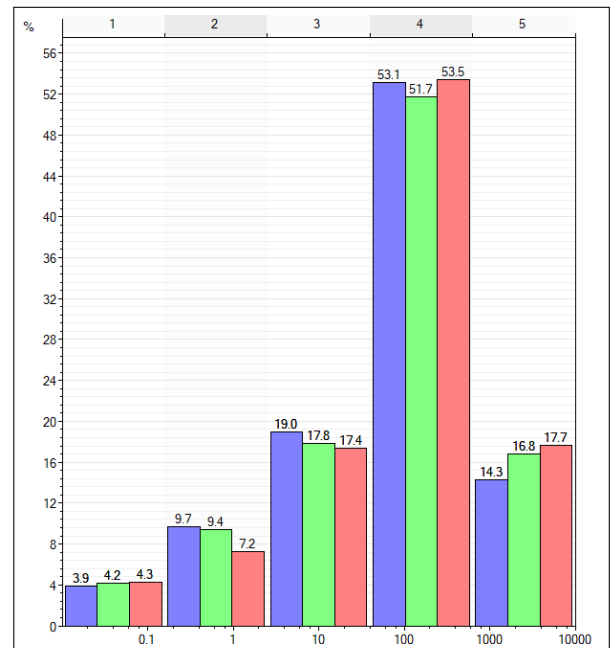


FIGURE 6.30 – Histogramme de la perméabilité dans le F6 (Petrel 2017)

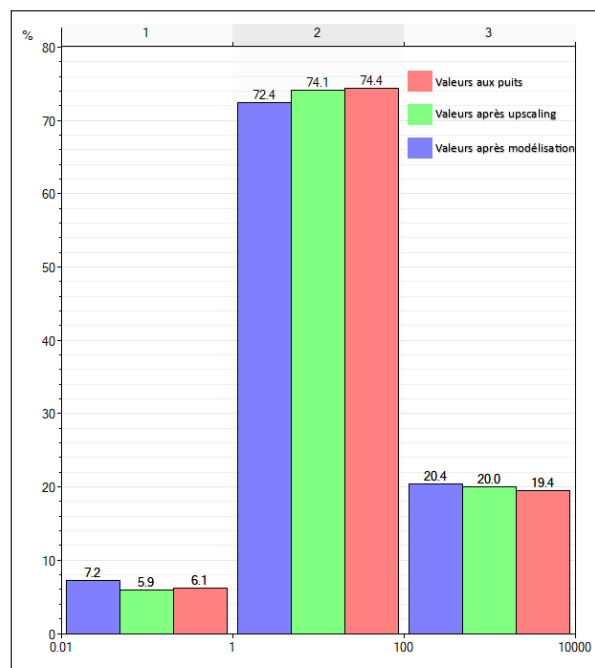


FIGURE 6.31 – Histogramme de la résistivité électrique dans le F6 (Petrel 2017)

L'analyse des histogrammes révèle globalement une bonne concordance entre les valeurs aux puits, les valeurs après upscaling et les valeurs issues de la modélisation.

Cette proximité confirme la validité générale du modèle pétrophysique. Cependant, on observe pour certains paramètres des écarts légèrement plus prononcés entre les distributions.

Malgré ces différences observées, la proximité globale des distributions confirme que le modèle pétrophysique capture de manière satisfaisante les principales caractéristiques du réservoir, validant ainsi son utilisation pour l'analyse et l'interprétation.

6.3.4 Analyse et interprétation des modèles

6.3.4.1 Analyse visuelle des modèles 3D et des cartes 2D

La visualisation des modèles 3D et des cartes 2D de la distribution des paramètres pétrophysiques, offre une compréhension approfondie de la structure du réservoir et des zones potentiellement problématiques.

Les modèles 3D offrent une représentation réaliste et détaillée de la complexité du réservoir, permettant d'identifier les zones hétérogènes et d'évaluer la connectivité entre les différentes couches, facilitant ainsi la simulation des scénarios de production et l'évaluation de leur impact sur le risque des venues d'eau. Quant aux cartes 2D, elles fournissent une vision synthétique de la distribution spatiale des paramètres pétrophysiques, facilitant leur comparaison avec d'autres données.

Cette double approche permet de localiser avec précision les zones à faible risque de venues d'eau, caractérisées par un faible volume d'argile, une porosité effective élevée, une faible saturation en eau, une perméabilité et résistivité électrique élevée.

Cette connaissance approfondie du réservoir permet de contribuer à une :

- Meilleure gestion et exploitation des réservoirs,
- Production d'hydrocarbures rentable, plus sûre et plus durable.

Les modèles 3D et les cartes 2D des différents paramètres pour les réservoirs F3 et F6 sont illustrés dans les figures suivants, présentées ci-dessous :

• Volume d'argile pour le F3 :

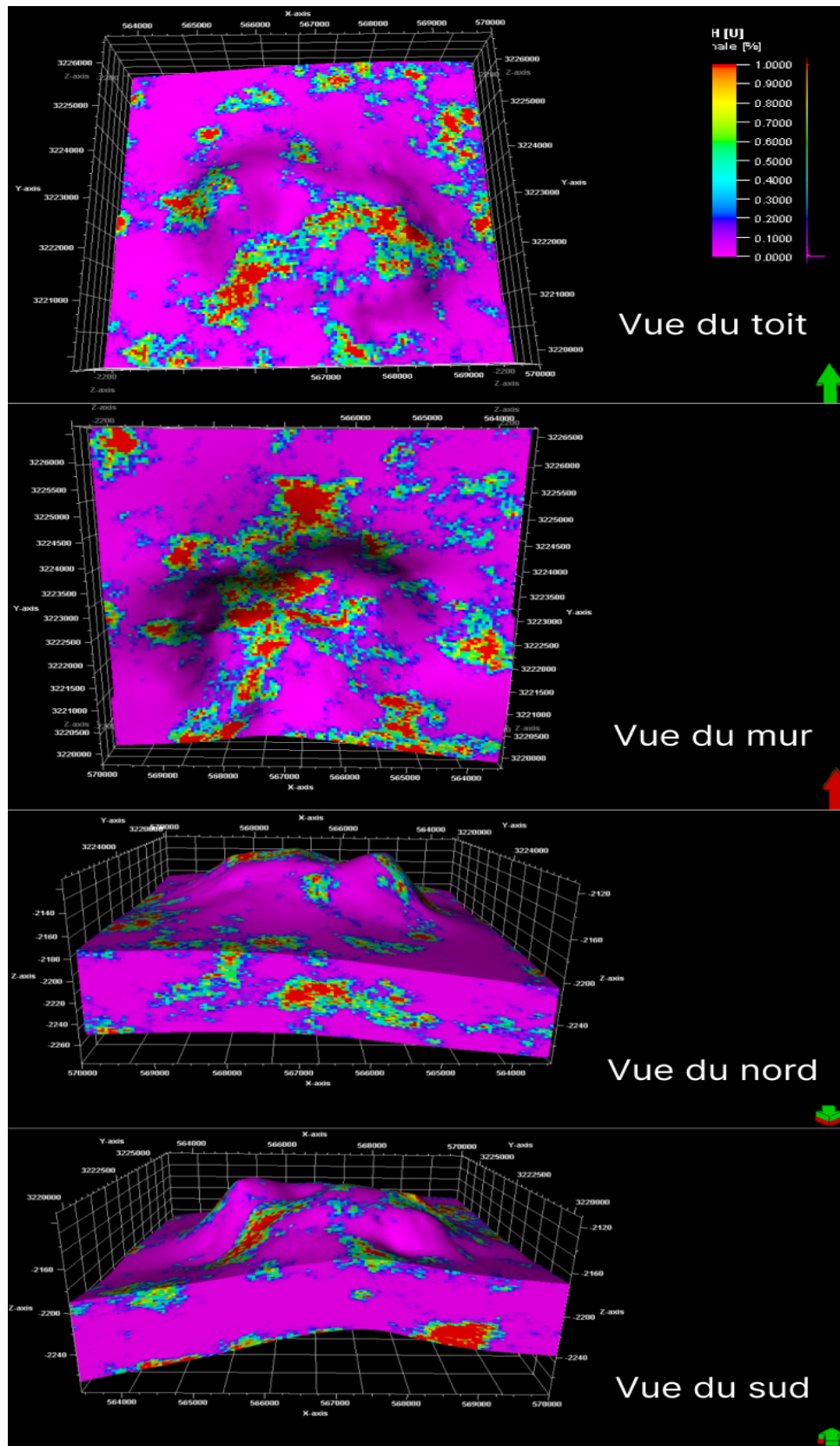


FIGURE 6.32 – Modèles 3D illustrant la distribution spatiale du volume d'argile du F3 (Petrel 2017)

La figure 6.32, montre une distribution spatiale hétérogène et faiblement anisotrope du volume d'argile dans le réservoir F3. Les zones localisées en rouge et en vert indiquent une

forte concentration du volume d'argile, tandis que les zones en bleu et en violet représentent les faibles volumes d'argile. La distribution semble hétérogène et faiblement anisotrope au sein du réservoir, avec des zones discontinues à forte concentration d'argile très localisées, situées principalement à la périphérie Nord, Sud et Est, et au milieu vers le sud du réservoir, entourées aléatoirement en auréoles par de larges zones à faibles concentrations d'argile

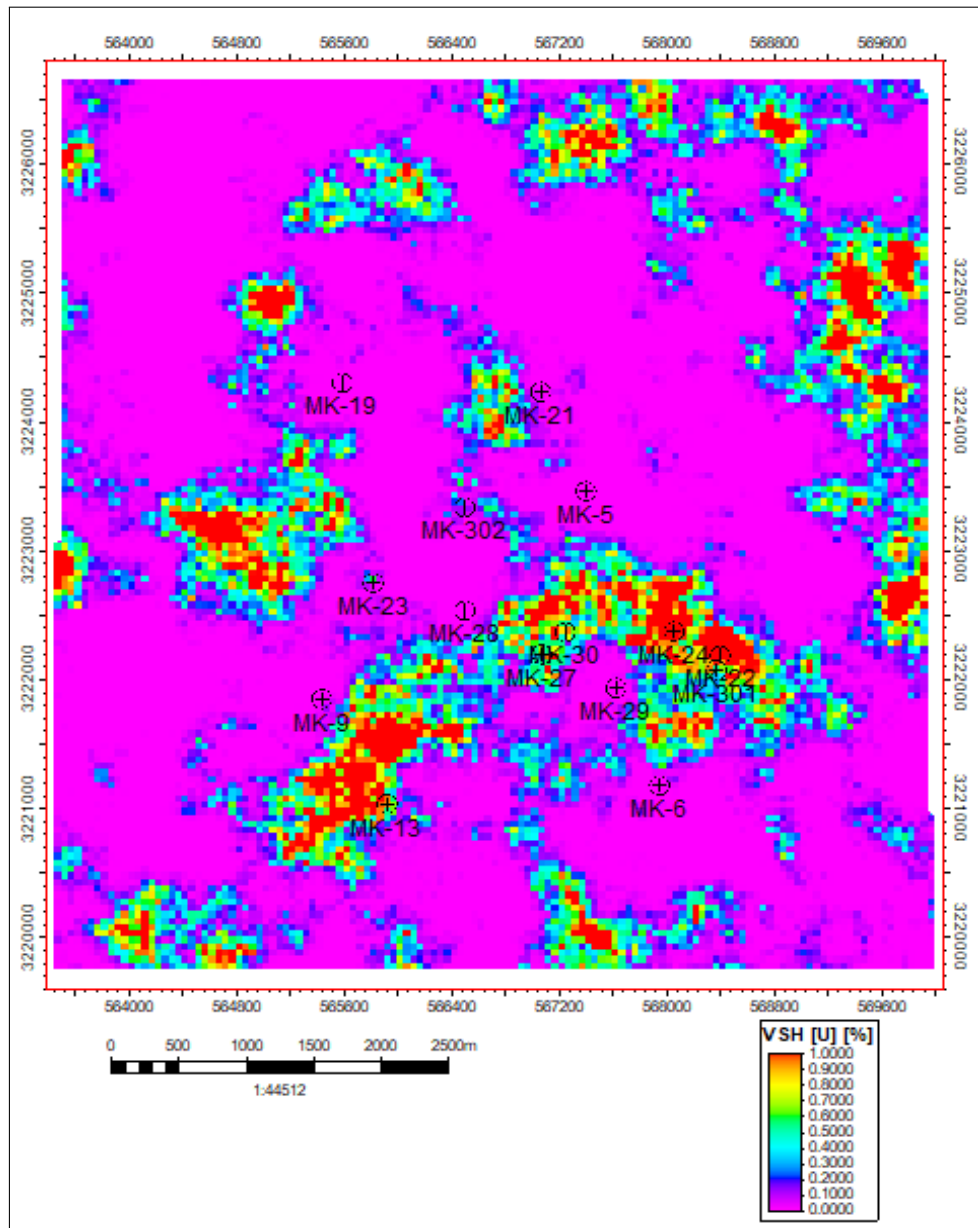


FIGURE 6.33 – Carte 2D de la distribution spatiale du volume d'argile du F3 (Petrel 2017)

La carte 2D de la figure 6.33, confirme la distribution faiblement anisotrope et hétérogène du volume d'argile, montrée par les modèles 3D de la figure 6.32, avec des zones à valeurs plus élevées, concentrées majoritairement à la périphérie Nord et Est, au milieu vers le Sud, et relativement quelques zones isolées à la périphérie Sud et Ouest du réservoir, entourées aléatoirement en auréoles par les zones présentant généralement de faibles volumes d'argile, ce qui est favorable à une bonne porosité et perméabilité.

Les zones à forte teneur en argile sont plus susceptibles aux venues d'eau car l'argile a tendance à retenir les eaux et peut également agir comme un filtre à l'écoulement des hydrocarbures. En revanche, la distribution des zones à volume d'argile élevé dans le réservoir F3, se limite aux zones du milieu et de la périphérie Nord et Est, et certaines zones isolées au

Sud et à l'ouest, tandis que les larges zones où la teneur en volume argile est plus faible, sont potentiellement plus favorables à la production d'hydrocarbures.

•La porosité effective pour le F3 :

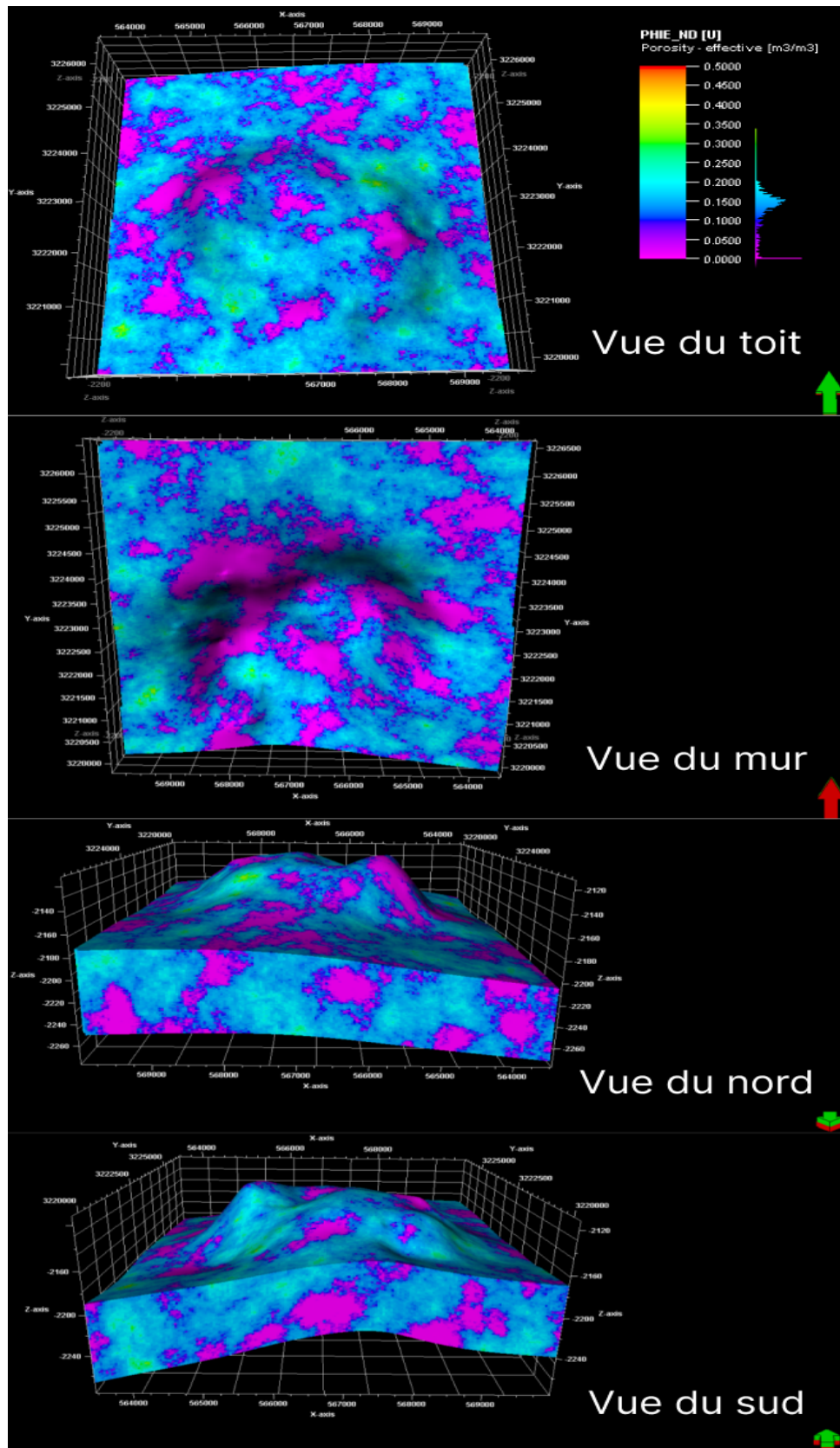


FIGURE 6.34 – Modèles 3D illustrant la distribution spatiale de la porosité effective du F3 (Petrel 2017)

La porosité effective est distribuée de manière hétérogène et anisotrope, dominées par de larges zones continues sur toute l'étendue du réservoir, d'autres autour du milieu du réservoir, avec quelques petites zones isolées à la périphérie, identifiées par un ensemble de zones, en vert, accusant des porosités élevées, concentrées à l'Est et au SW, et de zones, en bleu, correspondant à des porosités bonnes à moyennes, entourant en auréoles des zones, en violet, indiquant de faibles porosités, réparties en importantes zones continues autour du centre, avec quelques zones isolées à la périphérie. Les zones qualifiées de porosité élevée et de bonne à moyenne, dominent largement dans l'ensemble du réservoir par rapport aux importantes zones, très localisées, à plus faible porosité qui se trouvent dispersées.

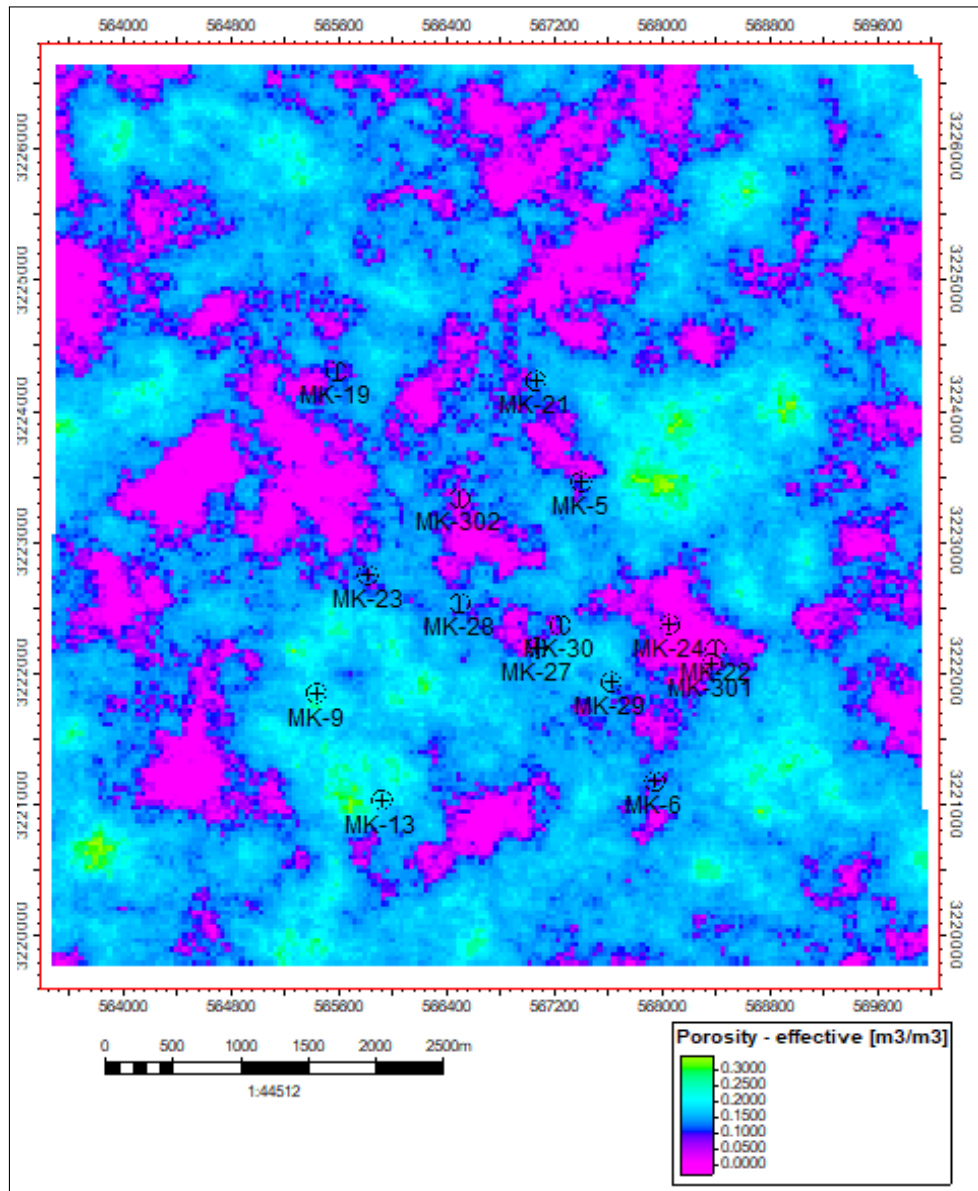


FIGURE 6.35 – Carte 2D de la distribution spatiale de la porosité effective du F3 (Petrel 2017)

La carte 2D de la figure 6.35, vérifie parfaitement la distribution de la porosité, clairement illustrée par les modèles 3D de la figure 6.34, confirmant la localisation des zones à différentes porosités, où les zones à porosité élevée, en vert, sont identifiées à l'Est et au SW entre le centre et la périphérie du réservoir, tandis que les zones, en bleu, qualifiées de bonne à moyenne porosité, occupent la majeure partie du réservoir, entourant les zones, en violet, à faible porosité, qui sont aléatoirement organisées en larges zones très localisées dans tout le réservoir F3.

Une porosité élevée favorise l'augmentation du transfert et la capacité de stockage des fluides

dans le réservoir, y compris les eaux, et si en parallèle, la perméabilité est également élevée, l'acheminement des eaux vers les puits de production sera accentué. Ainsi, ces zones à porosités élevée et bonne à moyenne, couvrant la majeure partie du réservoir F3, sont potentiellement intéressantes pour la production d'hydrocarbures, bien qu'il est impératif d'être prudent de tenir compte de la perméabilité et de la saturation en eau afin de minimiser le risque des venues d'eau.

•La saturation en eau pour le F3 :

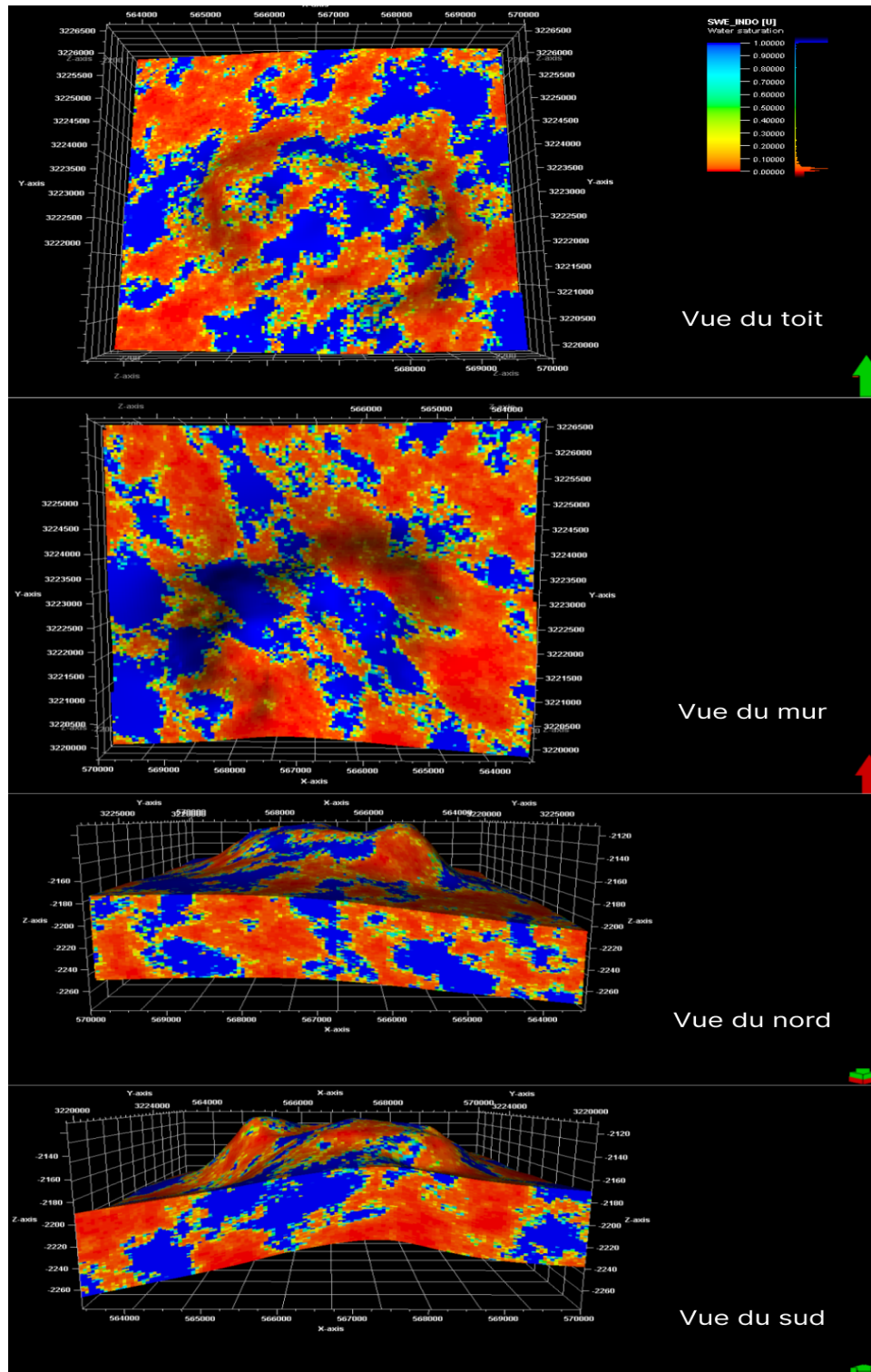


FIGURE 6.36 – Modèles 3D illustrant la distribution spatiale de la saturation en eau du F3 (Petrel 2017)

La figure 6.36, montre une certaine isotropie d'une distribution hétérogène de la saturation en eau dans le réservoir F3, où dominent principalement les zones discontinues, en bleu, à forte saturation en eau, contrastées aux larges zones très connexes, en rouge, indiquant une faible saturation en eau. Cependant, au niveau du toit du réservoir F3, les zones à faible teneur de saturation en eau, ont tendance à s'étirer beaucoup plus vers le SW du réservoir et orientées généralement en direction NE-SW, contrairement au niveau du mur du réservoir, où les zones à teneur de saturation en eau plus élevée, ont tendance à s'étirer davantage vers le SW du réservoir et orientées selon une direction NW-SE.

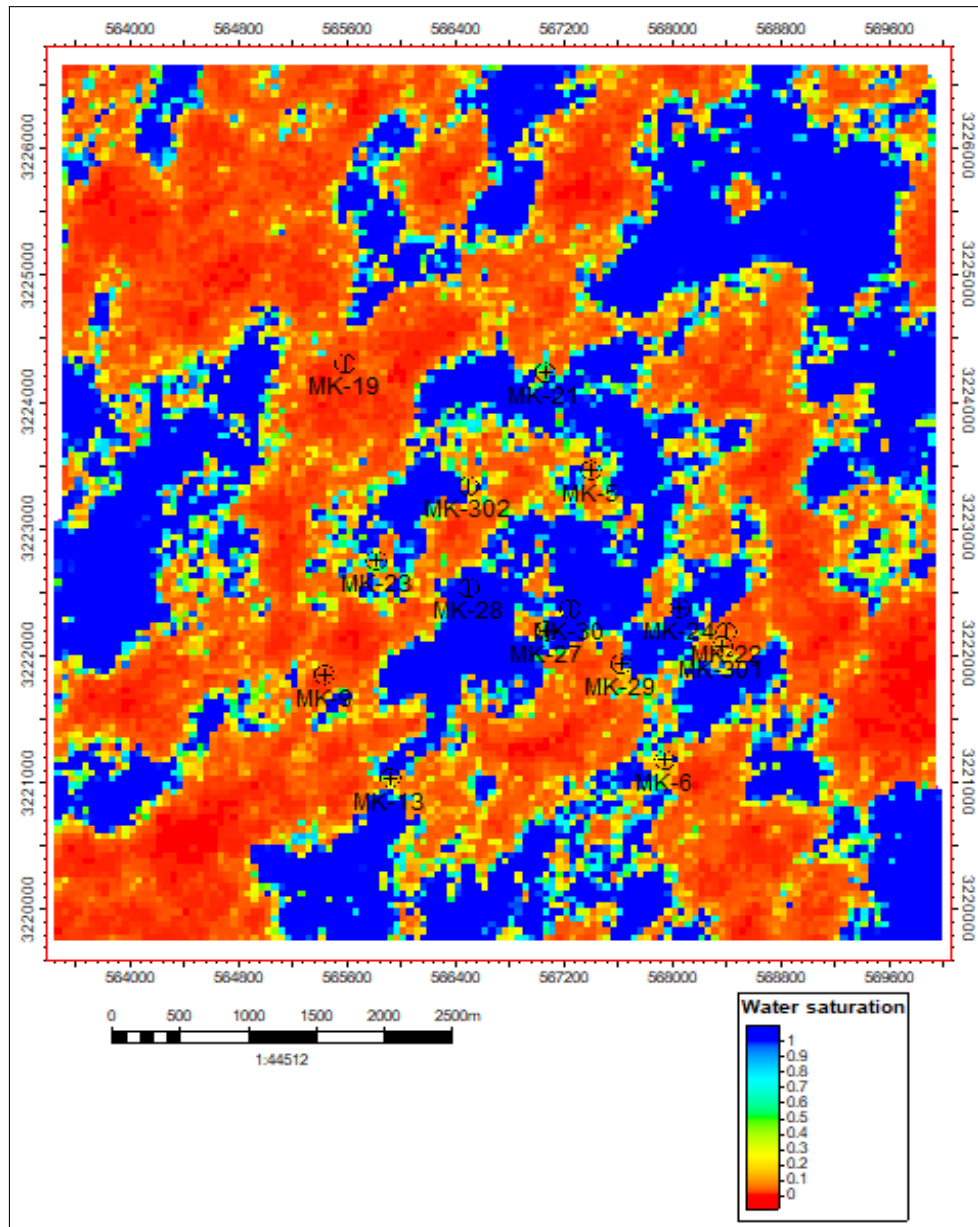


FIGURE 6.37 – Carte 2D de la distribution spatiale de la saturation en eau du F3 (Petrel 2017)

La carte 2D de la figure 6.37, confirme la tendance d'une certaine isotropie de la distribution de la saturation en eau affichée par les modèles 3D, montrant une hétérogénéité entre les larges zones, en bleu, plus ou moins connexes à saturation en eau élevée, s'étirant globalement vers le NE, très contrastées aux zones fortement connexes, en rouge, à faible saturation en eau où la tendance générale d'étiement s'oriente clairement vers le SW avec une orientation générale en direction NE-SW.

Une saturation en eau élevée indique une plus grande présence d'eau dans le réservoir, ce

qui accroît le risque de venues d'eau lors de la production. Ainsi, les zones à faible saturation en eau sont plus favorables à la production d'hydrocarbures et présentent un risque très réduit de venues d'eau.

●La perméabilité pour le F3 :

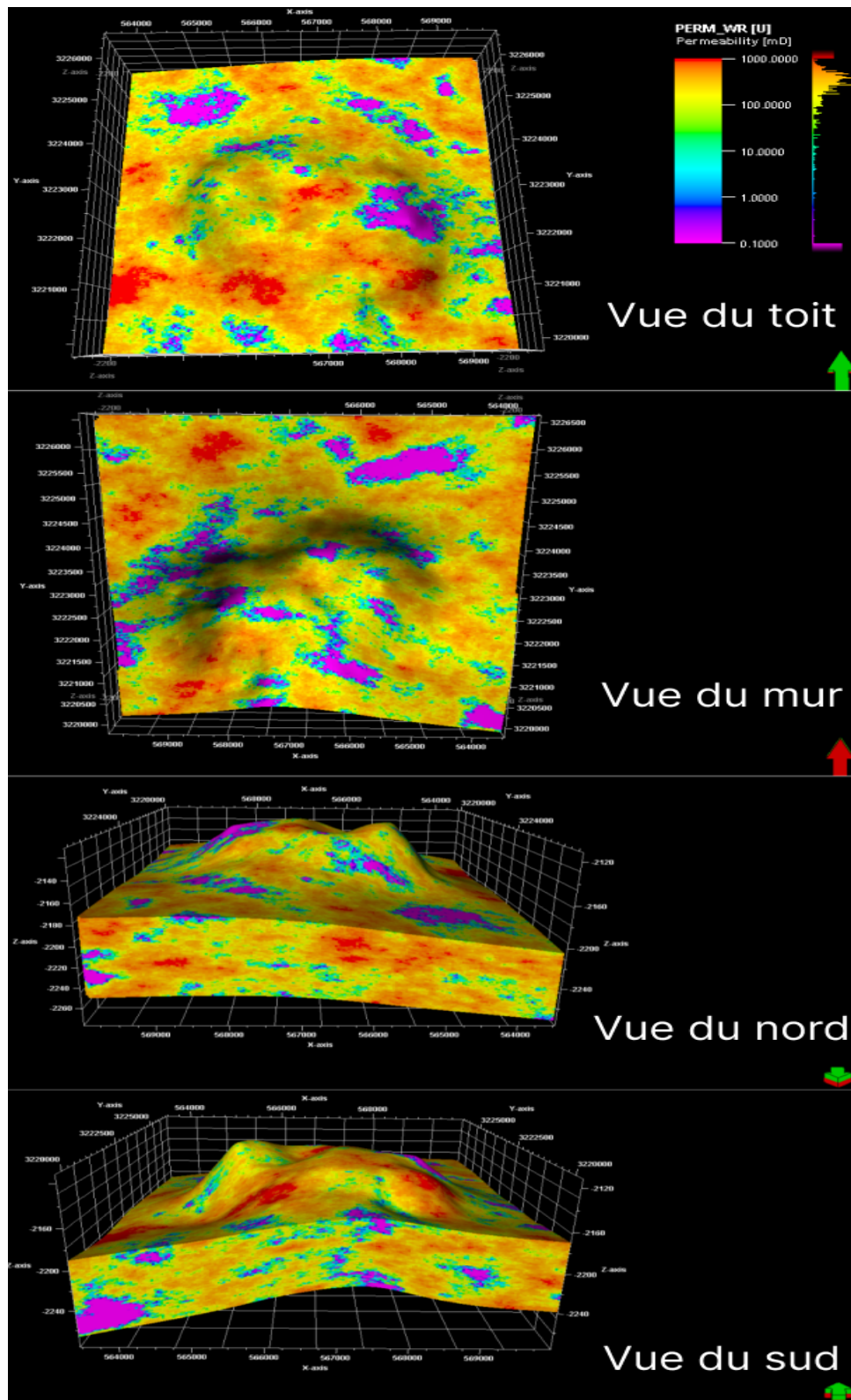


FIGURE 6.38 – Modèles 3D illustrant la distribution spatiale de la perméabilité du F3 (Petrel 2017)

La figure 6.38, affiche une certaine isotropie de la distribution de la perméabilité dans le réservoir F3 qui, semble-t-il très perméable car dominé par les zones, en rouge, orange et jaune, à perméabilité élevée, tandis que les zones en conclave, très localisées et isolées, en bleu et violet, indiquent de faibles à très faibles perméabilités. Ce qui laisse qualifier le réservoir F3 de meilleure, très bonne à bonne perméabilité, avec quelques variations locales, identifiées au toit par des zones à faible perméabilité, s'étirant généralement vers le NE et orientées selon une direction NW-SE, contrairement au mur où les mêmes zones, ont tendance à s'étirer vers le SW et orientées selon une direction NE-SW.

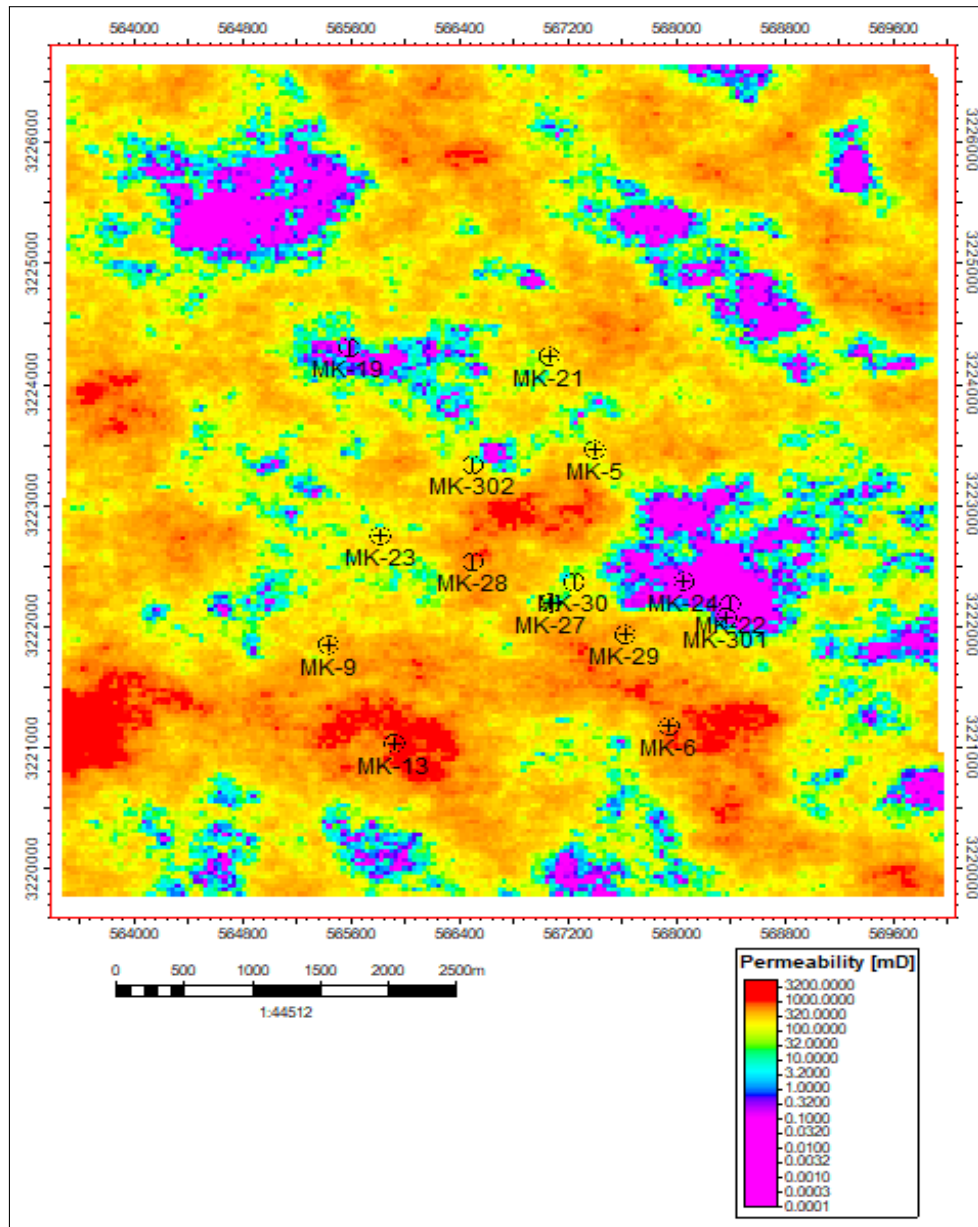


FIGURE 6.39 – Carte 2D de la distribution spatiale de la perméabilité du F3 (Petrel 2017)

La carte 2D de la figure 6.39, montre une certaine isotropie de la distribution d'une perméabilité très hétérogène du F3, dominée par des zones de très bonne perméabilité, en jaune et orange, s'étendant sur l'ensemble du réservoir, et contenant des zones éparses, en rouge, à meilleure perméabilité, dont la tendance globale s'étire vers le SW du réservoir et orientées selon une direction NW-SE. Tandis que les zones de faible à très faible perméabilité, en bleu et en violet, ont tendance à s'étirer vers le NE, orientées selon une direction NW-SE.

Une perméabilité élevée pourrait favoriser l'écoulement et le drainage des eaux vers les

puits de production, en particulier si la saturation en eau est également élevée dans ces zones à perméabilité élevée du réservoir F3. Toutefois, ces zones à perméabilité élevée à très élevée sont potentiellement productives en hydrocarbures, mais il est crucial de gérer le risque des venues d'eau en surveillant attentivement et en permanence le niveau de la saturation en eau.

●La résistivité électrique pour le F3 :

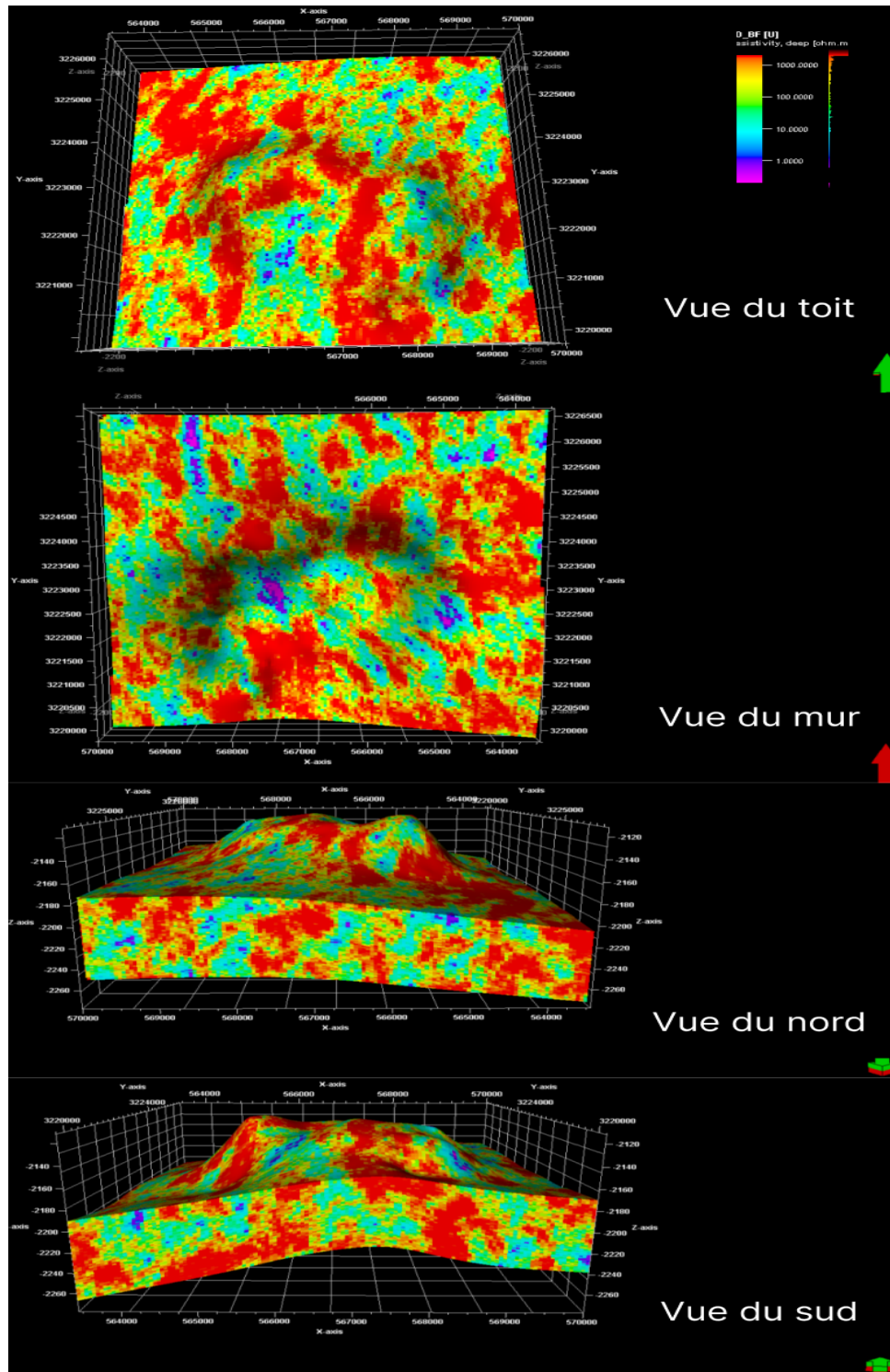


FIGURE 6.40 – Modèles 3D illustrant la distribution spatiale de la résistivité électrique du F3 (Petrel 2017)

La figure 6.40, montre bien une nette hétérogénéité avec une certaine isotropie de la distribution de la résistivité électrique dans le réservoir F3, clairement dominée par les zones à

valeurs très élevées, en rouge, orange et jaune, ceinturées par d'étroites zones à valeurs relativement élevées, en vert, en alternance avec des zones, en bleu clair, à valeurs moyennes, disposées en conclaves, parfois en continue, entre les zones de hautes valeurs à relativement élevées. Une bonne partie de ces zones à valeur moyenne, englobent à leur milieu quelques poches, parfois isolées, en bleu et violet, à valeurs faibles à très faibles. Cependant, ce qui est clairement visible, on remarque au niveau du toit du réservoir, que les zones à valeurs très élevées à relativement élevées, sont dominées par une orientation de direction NNW-SSE, contrairement au mur, où ces mêmes zones, présentent en dominance une orientation de direction NE-SW.

Il est très évident que le réservoir F3, dispose largement d'une très bonne résistivité électrique, répartie entre teneurs très élevées, relativement élevées à moyennes, ce qui confirme son caractère de champ pétrolier.

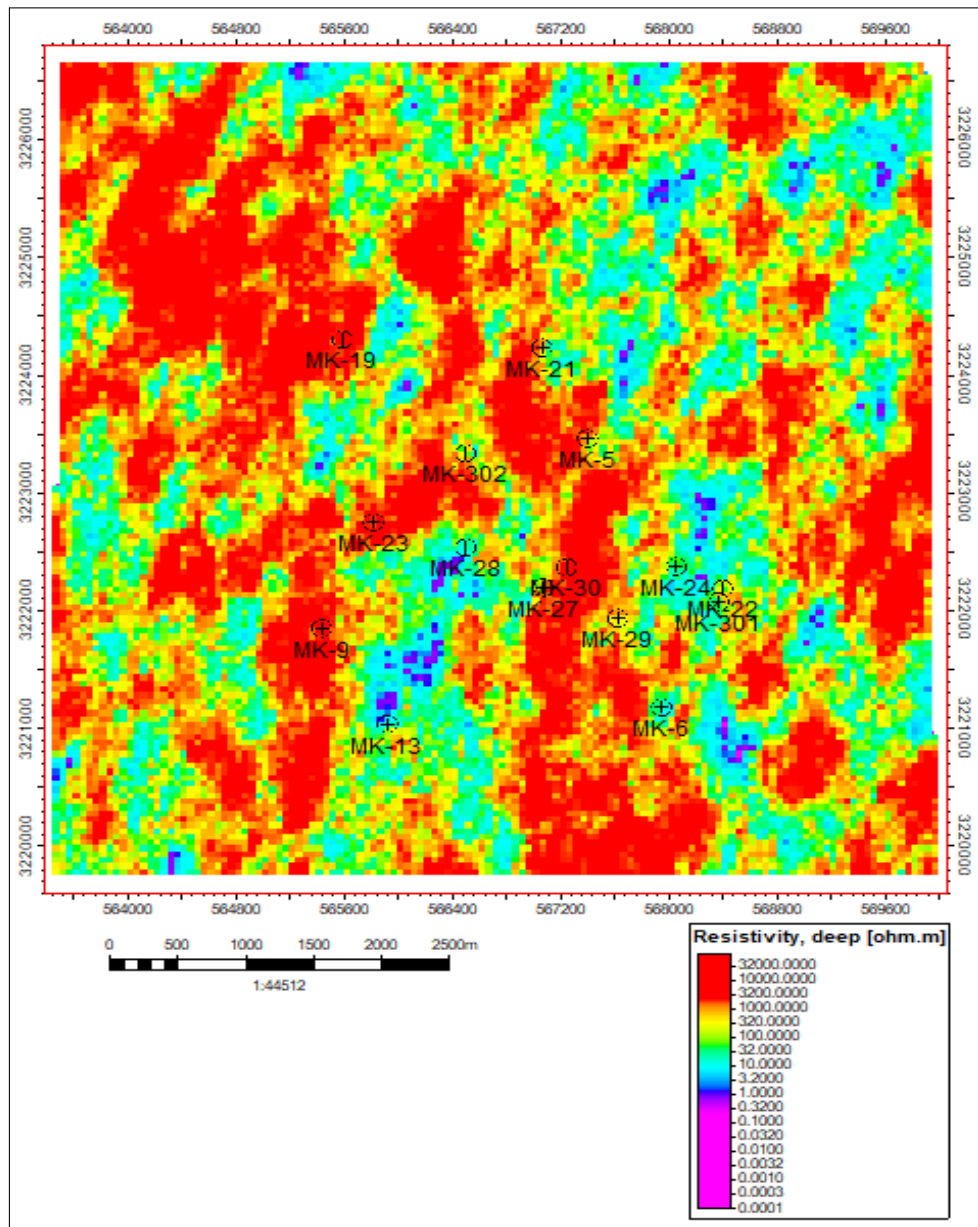


FIGURE 6.41 – Carte 2D de la distribution spatiale de la résistivité électrique du F3 (Petrel 2017)

La carte 2D de la figure 6.41, vérifie en toute évidence ce qui a été rapporté et observé dans les modèles 3D de la figure 6.40, mettant à contribution la distribution isotropique de la résistivité du réservoir, où les zones à des valeurs très élevées à relativement élevées se caractérisant en

général par une orientation en réseau NNW-SSE et secondairement NE-SW.

D'autre part, les zones de faibles à très faibles teneurs de résistivité, par leur localisation, doivent correspondre généralement aux zones de hautes valeurs de saturation en eau, favorisant ainsi le risque des venues d'eau au niveau des puits situés dans ces zones qui doivent être prudemment surveillés pour maintenir leur bon niveau de production d'huile.

• Volume d'argile pour le F6 :

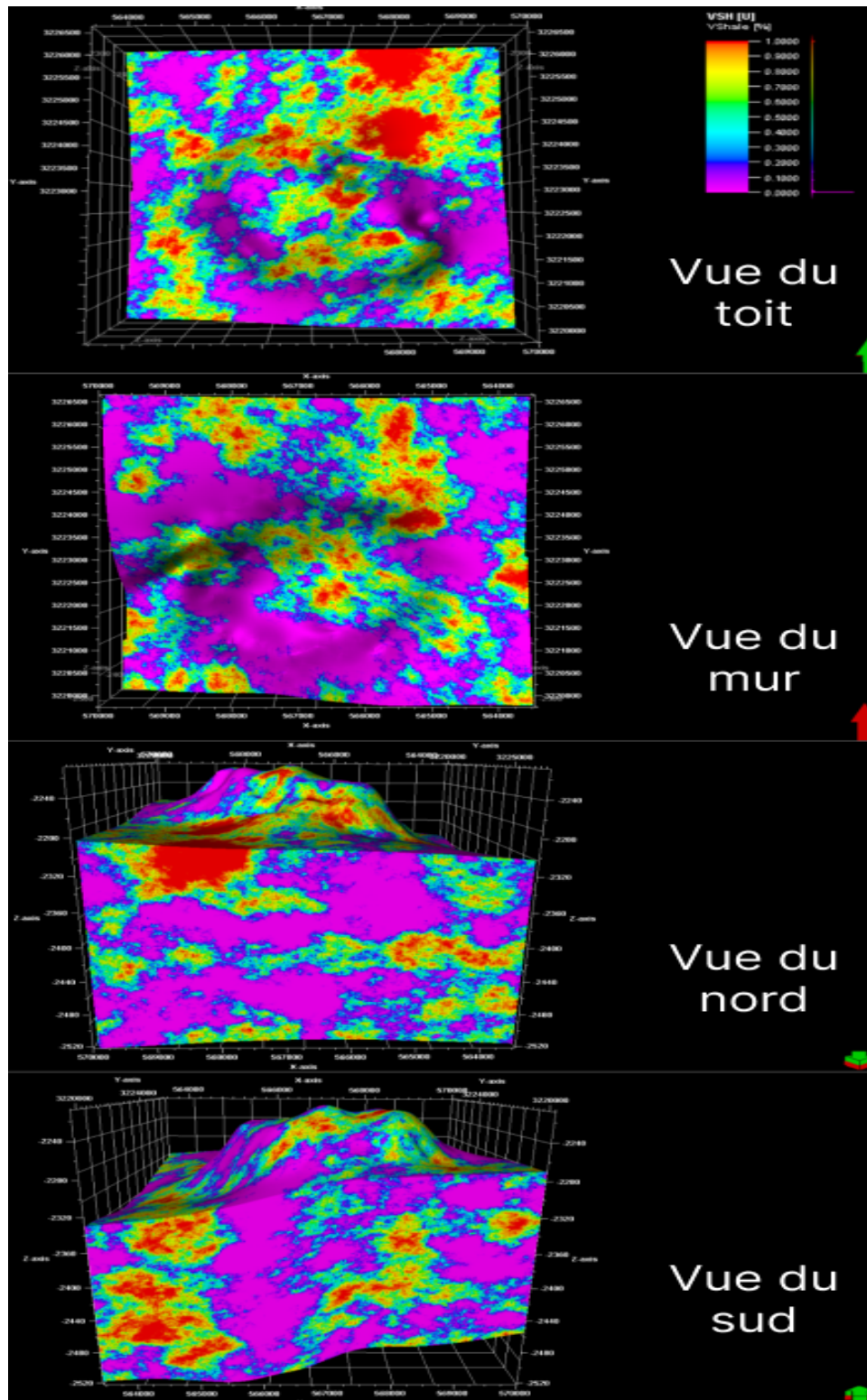


FIGURE 6.42 – Modèles 3D illustrant la distribution spatiale du volume d'argile du F6 (Petrel 2017)

La figure 6.42 précédente, montre une certaine similitude dans la localisation des zones entre le toit et le mur, mais qui diffèrent dans la concentration des teneurs. Toutefois, la distribution du volume d'argile dans le réservoir F6, est bien hétérogène et anisotrope, dominée par de larges zones en continue, parfois isolées, à teneurs modérées en bleu clair, faibles en bleu à très faibles en violet, orientées généralement en direction NNW-SSE dans la partie ouest à N-S dans la partie Est du réservoir, toutefois, il faut noter que ces zones seraient favorables à une bonne porosité et perméabilité. Ces zones sont en alternance avec les zones à concentration plus élevées, en rouge, souvent isolées, concentrées essentiellement en importantes zones dans le NE du réservoir, et les zones à concentrations élevées en orange/jaune et relativement élevées, en vert, sont plus ou moins en continue, organisées en forme concentrique, cette deuxième de zones sont généralement orientées en diagonale NW-SE et parfois en direction N-S dans la partie ouest du réservoir.

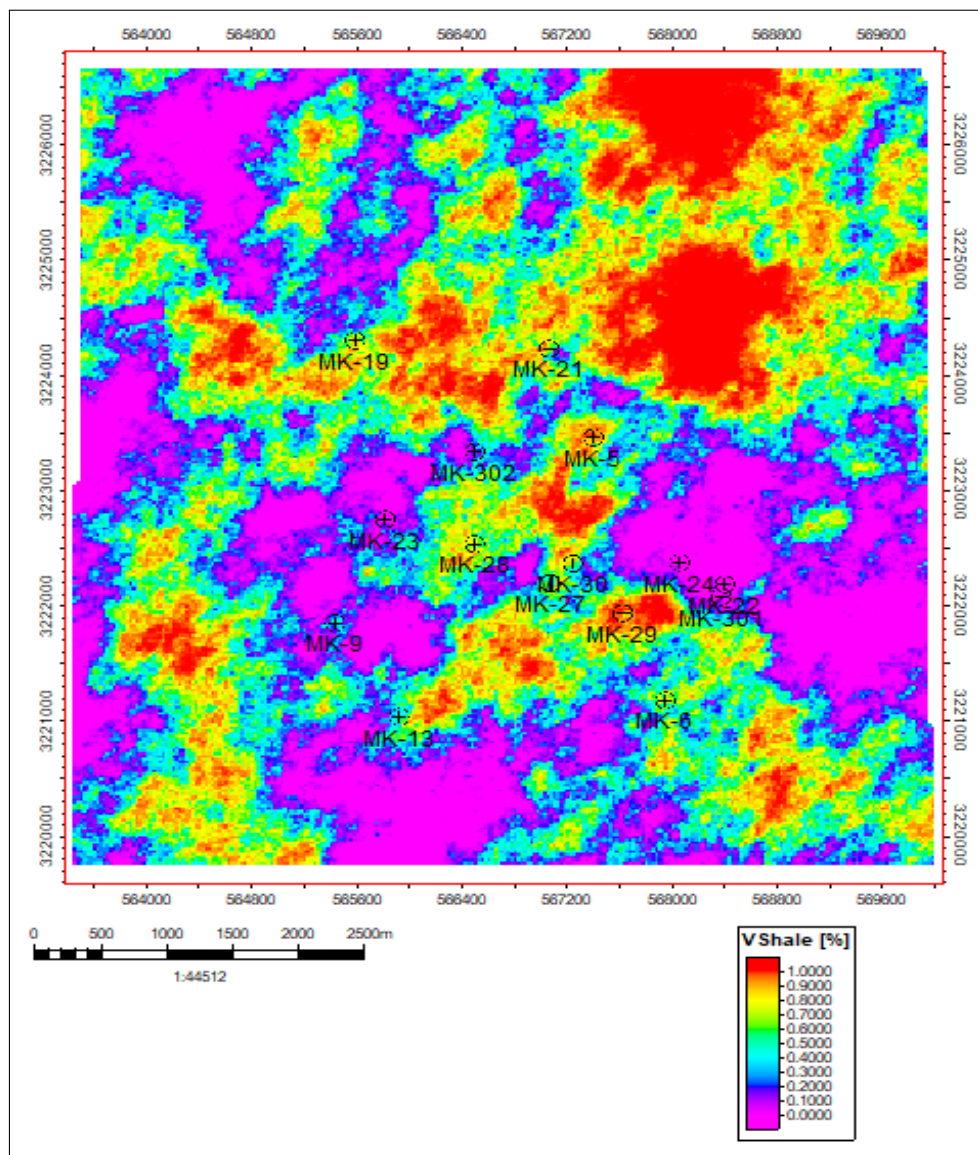


FIGURE 6.43 – Carte 2D de la distribution spatiale du volume d'argile du F6 (Petrel 2017)

La carte 2D de la figure 6.43, confirme clairement et parfaitement la configuration rapportée par les modèles 3D de la précédente figure 6.42, qui a fait l'objet d'une minutieuse observation et analyse.

Toutefois, les zones à concentration du volume d'argile plus élevée pourraient être plus ou moins susceptibles aux venues d'eau, étant donné que l'argile agit souvent comme un filtre et

tend, sous l'effet de la pression, à retenir faiblement les eaux, en constituant une barrière à l'écoulement des hydrocarbures, d'où la nécessité de veiller à la surveillance de ces zones malgré le faible risque qu'elles en pourraient engendrer, et de veiller aussi à les éviter quant au projet d'implantation de nouveaux puits dans le but de gérer efficacement l'exploitation du réservoir loin du risque potentiel de venues d'eau.

●La porosité effective pour le F6 :

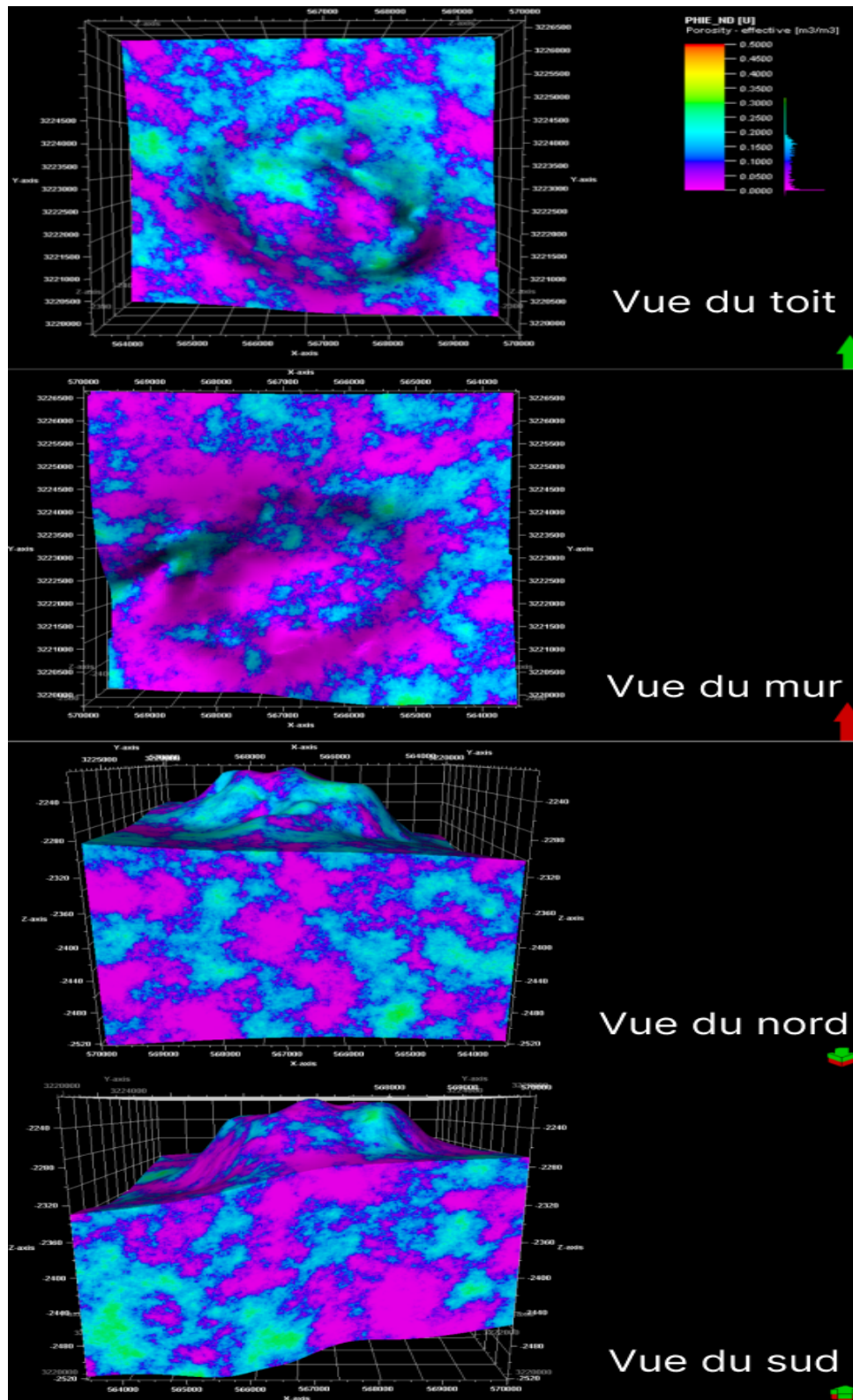


FIGURE 6.44 – Modèles 3D illustrant la distribution spatiale de la porosité effective du F6 (Petrel 2017)

La distribution de la porosité effective dans le réservoir F6 est hétérogène et anisotrope, dominée deux catégories de porosité, où les zones, en vert/bleu clair, à porosité moyenne, présentent de larges étendues très connexes vers le Nord du réservoir au niveau du toit, contrairement aux zones, en bleu/violet, à porosité faible à très faible, présentant aussi de larges étendues très connexes vers le Sud au niveau du toit, et dominant largement dans tout le réservoir au niveau du mur, sans pour autant qu'elles présentent une relative orientation isotropique en direction NW-SE au toit et NE-SW au mur. La porosité semble globalement bonne, mais elle est mal répartie, surtout au niveau du mur du réservoir.

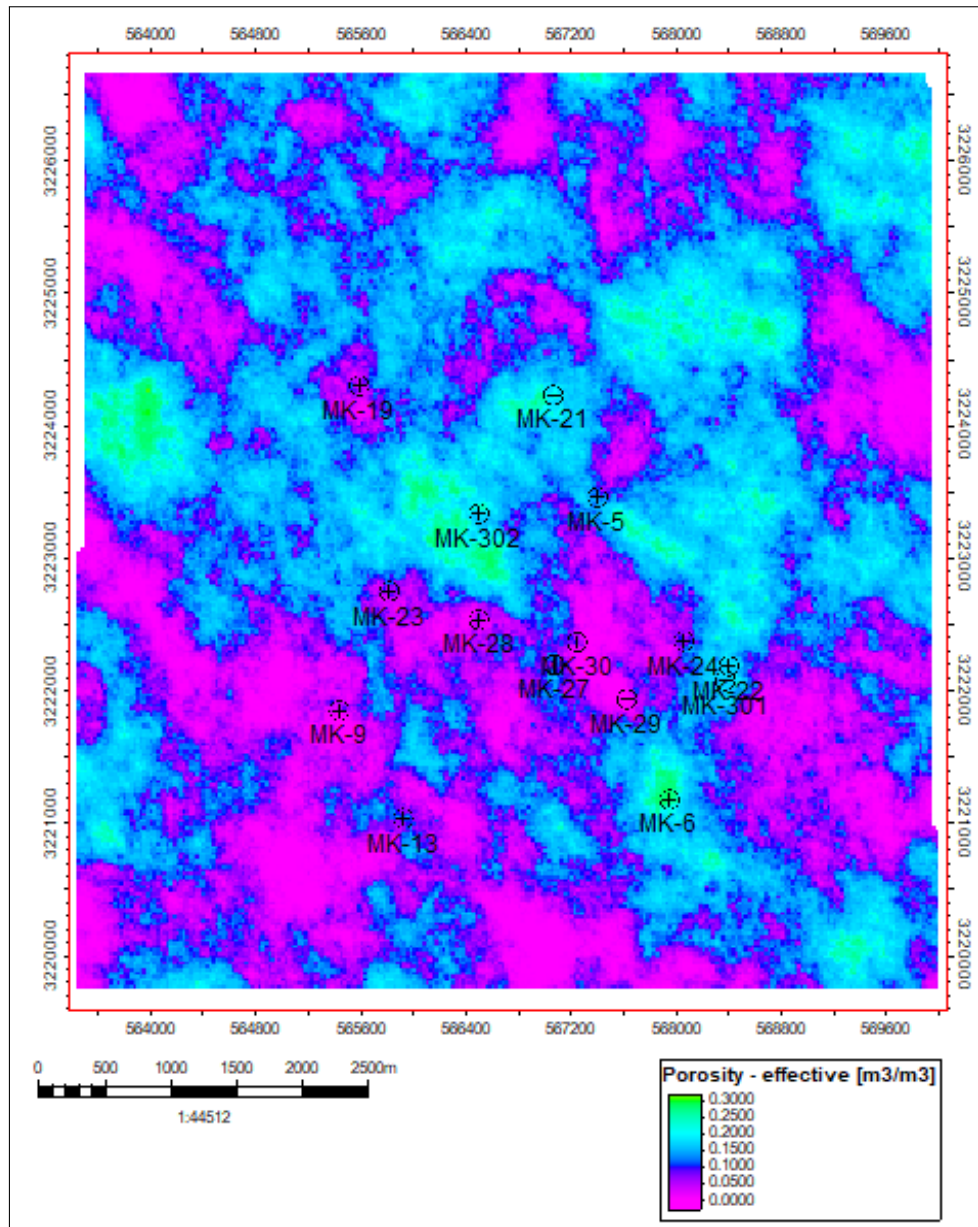


FIGURE 6.45 – Carte 2D de la distribution spatiale de la porosité effective du F6 (Petrel 2017)

La carte 2D de la figure 6.45, confirme clairement et parfaitement la configuration rapportée par les modèles 3D de la précédente figure 6.44, surtout celle relative au toit, et qui a fait l'objet d'une minutieuse observation et analyse.

La porosité effective moyenne dans le réservoir F6, qui domine largement en zones connexes, constitue un atout pour la production d'hydrocarbures au niveau des puits, car elle augmente la capacité de migration et stockage des fluides, en l'occurrence l'huile. Ce niveau de porosité associé à une perméabilité élevée dans ces zones, pourrait favoriser un risque de communication

avec les aquifères traversant le réservoir, et de surcroît pourrait accroître le risque de venues d'eau. Donc il est impératif d'évaluer conjointement la perméabilité et la porosité et établir leur rapport avec la saturation en eau afin d'identifier les zones potentiellement à risque de venues d'eau.

•La saturation en eau pour le F6 :

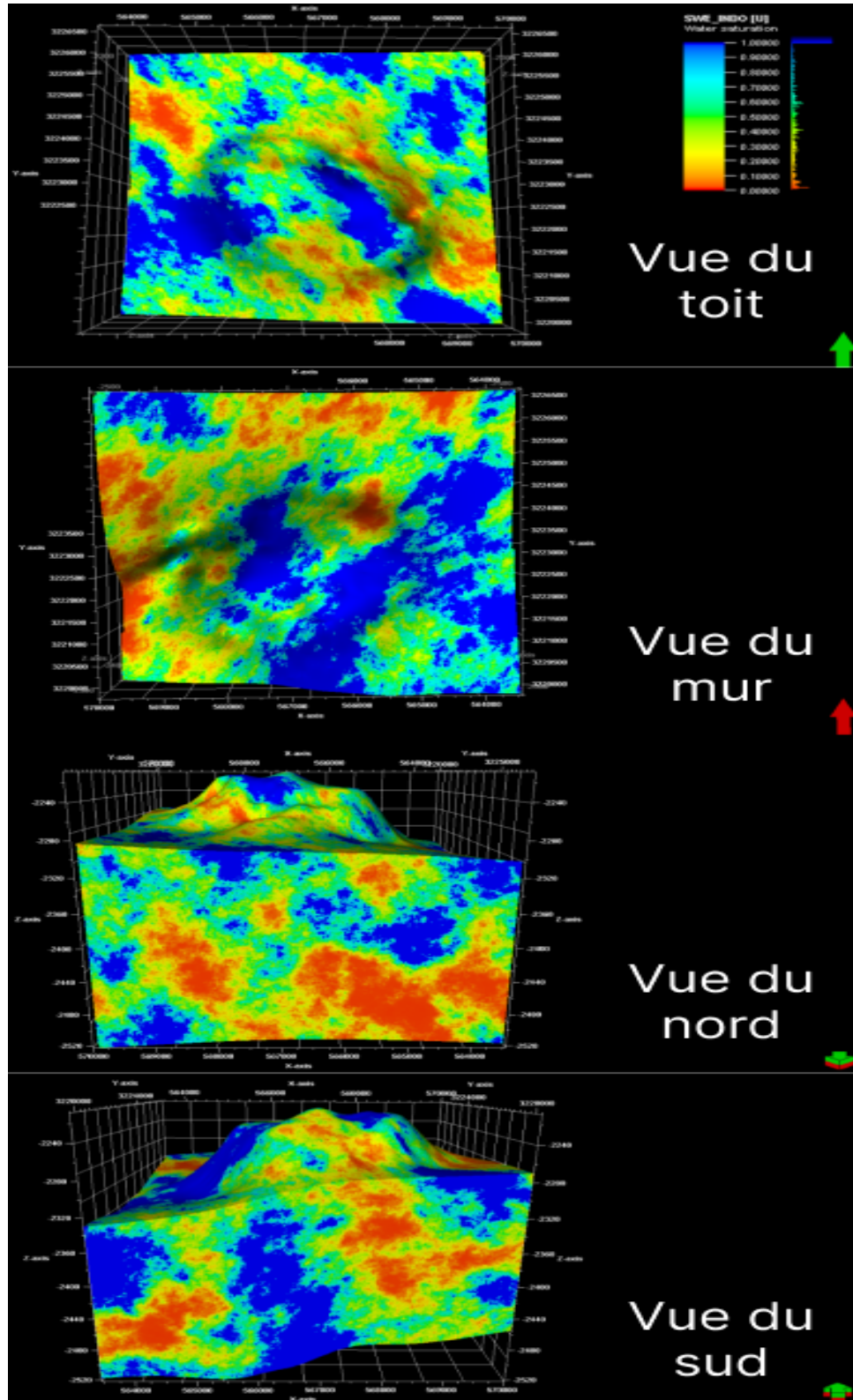


FIGURE 6.46 – Modèles 3D illustrant la distribution spatiale de la saturation en eau du F6 (Petrel 2017)

La figure 6.46, indique une hétérogénéité et anisotropie de la distribution de la saturation en eau dans le réservoir F6, répartie entre trois zones de niveau de saturation en eau, très étendues et continues, sont orientées en direction NW-SE au niveau du toit et NE-SW au niveau du mur du réservoir. Toutefois, les zones à forte saturation en eau, en bleu/bleu-clair, présentent de larges étendues isolées et non connexes, bien réparties dans tout le réservoir au niveau du toit et concentrées majoritairement dans toute la partie SE et le centre au niveau du mur du réservoir. Quant aux zones vertes, à moyenne saturation en eau, s'allongent le long et autour des zones, en jaune, orange et rouge, indiquant de faible à très faible saturation en eau, présentant des formes entre isolées à connexes, localisées au niveau du toit, en une zone isolée à l'ouest et linéairement étendues à l'Est et au Sud, et au niveau du mur, concentrée en une zone isolée au centre et en un ensemble de zones plus ou moins connexes à Nord et à l'ouest.

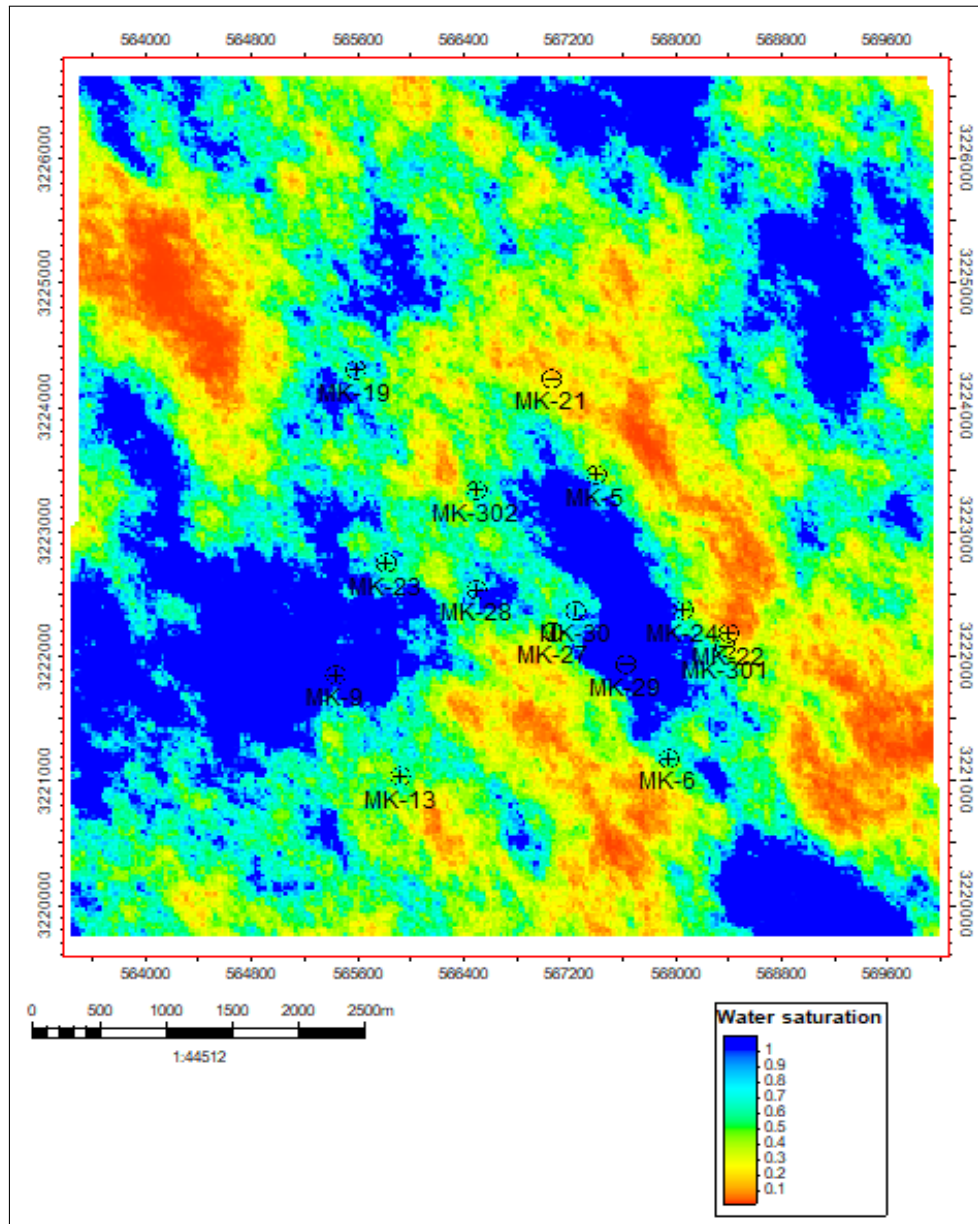


FIGURE 6.47 – Carte 2D de la distribution spatiale de la saturation en eau du F6 (Petrel 2017)

La carte 2D de la figure 6.47, vérifie parfaitement la configuration rapportée par les modèles 3D de la précédente figure 6.46, qui a fait l'objet d'une minutieuse observation et interprétation. L'abondance des zones de haute à moyenne saturation en eau, témoigne clairement l'abondance des puits ennoyés, situés principalement à la périphérie du réservoir qui, associée à un niveau

de de porosité et perméabilité élevé, favorise bien l'arrivée des eaux au niveau des puits, ce qui perturbe sérieusement la production d'huile. Cet état de fait, nécessite en urgence de chercher d'autres sites dans le voisinage à saturation en eau faible à très faible pour l'implantation de nouveaux puits, ou à la limite, trouver des solutions techniques pour récupérer et réhabiliter la production les puits déjà envoyés en place par des procédés de forages horizontaux profonds communicant avec ces puits envoyés.

●La perméabilité pour le F6 :

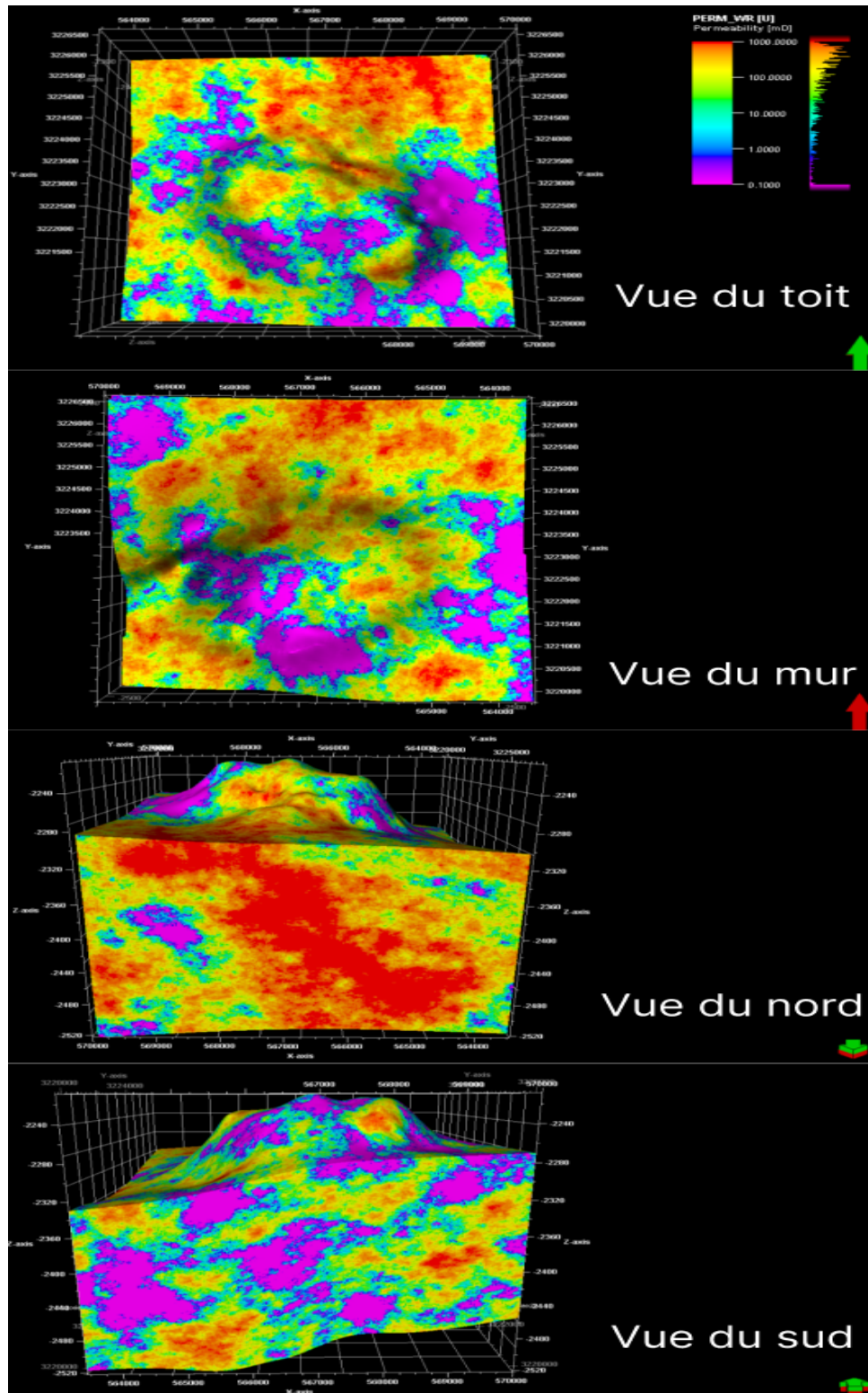


FIGURE 6.48 – Modèles 3D illustrant la distribution spatiale de la perméabilité du F6 (Petrel 2017)

La figure 6.48, indique une nette hétérogénéité et une certaine isotropie locale de la distribution de la perméabilité dans le réservoir F6, répartie entre deux catégories de niveau de perméabilité bien contrastées, avec de larges zones plus ou moins homogènes, à perméabilité plus élevée, élevées à moyenne, en rouge, orange, jaune, vert et bleu clair, qui dominent dans tout le réservoir, très concentrées dans tout le Nord et le centre du réservoir, aussi bien au niveau du toit que celui du mur, et quelques importantes zones plus ou moins isolées vers le Sud et l'ouest, présentant une relative orientation en fonction de la diagonale NW-SE, clairement visibles au toit et au mur du réservoir. En alternance avec d'importantes zones, en bleu/violet, à faible et très faible perméabilité, généralement isolées les unes des autres, bien localisées dans le NW, l'Est et le Sud, relativement orientées autour du centre en direction NE-SW au toit, et NW-SE au mur. Bien que le réservoir F6, présente une meilleure perméabilité dans toute son étendue.

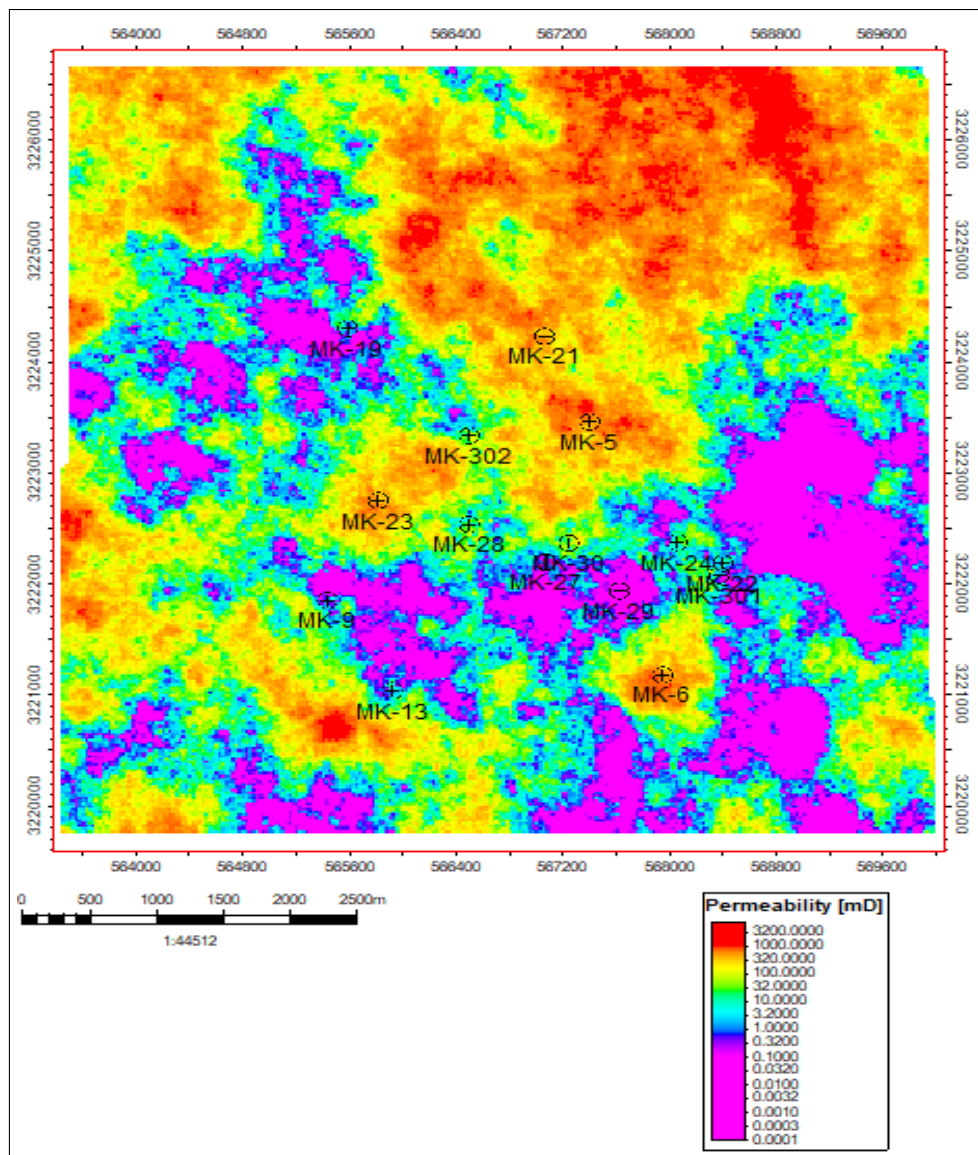


FIGURE 6.49 – Carte 2D de la distribution spatiale de la perméabilité du F6 (Petrel 2017)

La carte de la figure 6.49, confirme en toute évidence la distribution hétérogène bien contrastée entre deux catégories de niveau de perméabilité, présentée par les modèles 3D de la figure 6.48, vérifiant une meilleure perméabilité du réservoir, qualifiée de niveau plus élevé, élevé à moyen, avec des zones plus homogènes dans tout le Nord, et quelques isolées vers le Sud et l'Ouest.

Cependant, la meilleure perméabilité de ce réservoir F6, favorisera, sous l'effet de pression, un bon écoulement et migration des fluides, tout en offrant un potentiel intéressant en production du pétrole, comme elle facilitera aussi une bonne circulation et drainage des eaux vers les puits de production dans le cas où la saturation en eau est élevée, dérivant d'une communication avec les zones d'aquifères,

●La résistivité électrique pour le F6 :

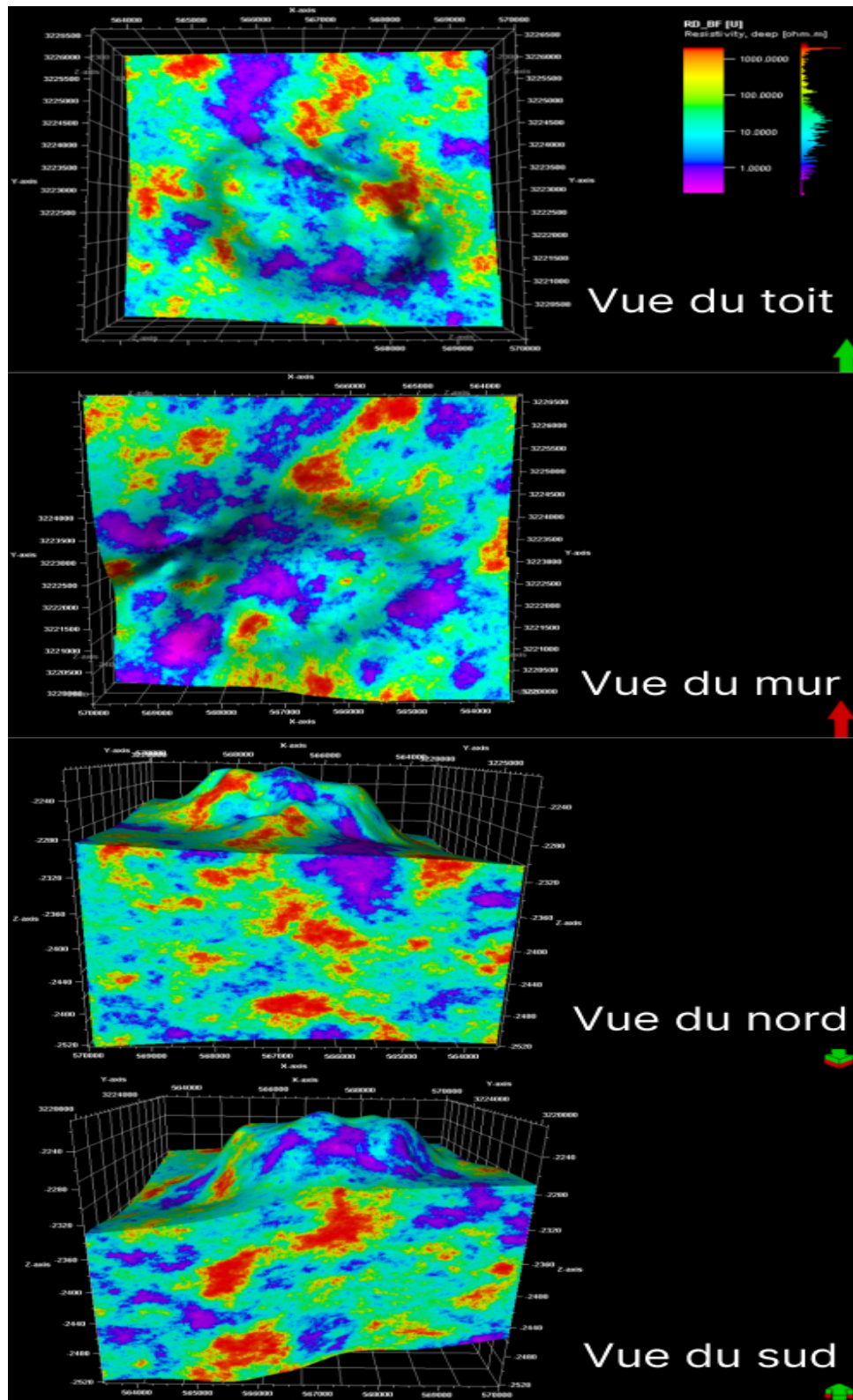


FIGURE 6.50 – Modèles 3D illustrant la distribution spatiale de la résistivité électrique du F6 (Petrel 2017)

La figure 6.50, exprime une résistivité électrique, bien hétérogène, et moins prononcée que celle du réservoir F3, répartie entre trois niveaux bien contrastés, organisés en zones très solidaires - de haute résistivité, en rouge, orange et jaune, très localisées, globalement isolées les unes des autres, et faiblement orientées, ceinturées par de très larges étendues de zones homogènes de résistivité élevée à moyenne, en vert et bleu-clair, présentant une bonne continuité, qui dominant dans tout le réservoir F6, et – des zones de faible à très faible résistivité, organisées globalement en zones isolées les unes des autres, relativement orientées dans différents directions, au toit et au mur. variations.

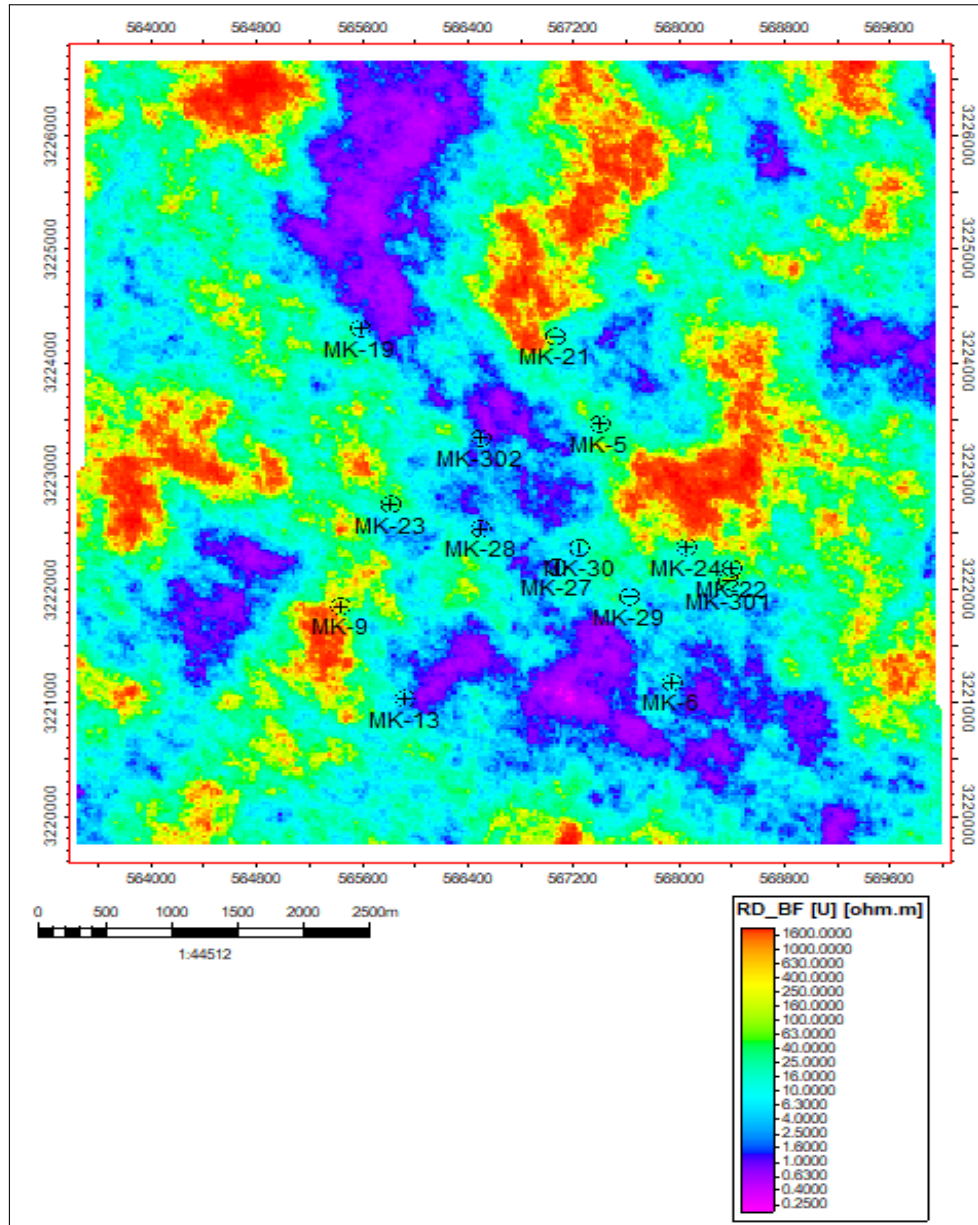


FIGURE 6.51 – Carte 2D de la distribution spatiale de la résistivité électrique du F6 (Petrel 2017)

La carte 2D de la figure 6.51, confirme parfaitement la configuration rapportée par les modèles 3D de la figure 6.50, bien observée et interprétée au niveau F6, exprimant une résistivité électrique moins prononcée que celle du réservoir F3.

Notons bien que les puits en production, situés au milieu du réservoir, correspondent à un niveau de résistivité élevé à moyen, faisant partie de très larges étendues de zones homogènes, couvrant la presque totalité du réservoir F6, ce qui a favorisé et consolidé la confiance dans le

potentiel de production du pétrole des puits non noyés. Quant aux zones de résistivité faible à très faible, pourraient indiquer des zones de saturation en eau élevée, d'où le besoin d'évaluer en continue le risque d'invasion des eaux dans les puits de production et de veiller à assurer une exploitation profitable du réservoir sans dommage.

6.3.4.2 Interprétation

L'analyse détaillée des modèles 3D et des cartes 2D de distribution des paramètres pétrophysiques a permis d'identifier des zones potentiellement prometteuses à faible risque de venues d'eau. Ces zones, situées principalement dans -La partie centrale du réservoir F6, et -la partie centrale s'étendant vers le Sud-est, et quelques zones isolées au Nord-ouest du réservoir F3, qui offrent de meilleures caractéristiques pétrophysiques très favorables à l'exploitation du réservoir, notamment la faible perméabilité, les teneurs très élevées en hydrocarbures et la faible à très faible saturation en eau en raison d'une connectivité très limitée avec les zones aquifères.

Afin de confirmer ces observations et approfondir notre compréhension sur le meilleur niveau de qualité pétrophysique de ces zones, on a réalisé, à titre d'échantillonnage, des coupes de sections détaillées. Ces coupes ont permis de visualiser en détail la distribution spatiale des paramètres pétrophysiques et de corroborer l'existence de zones à faible risque de venues d'eau. Cette analyse approfondie renforce notre confiance dans le bon potentiel de ces zones pour une exploitation future.

●Pour le réservoir F3 :

-**Section 1** : La première coupe de section a été réalisée dans la partie centrale à sud-est, Elle est présentée sur les figures (6.52 à 6.56).

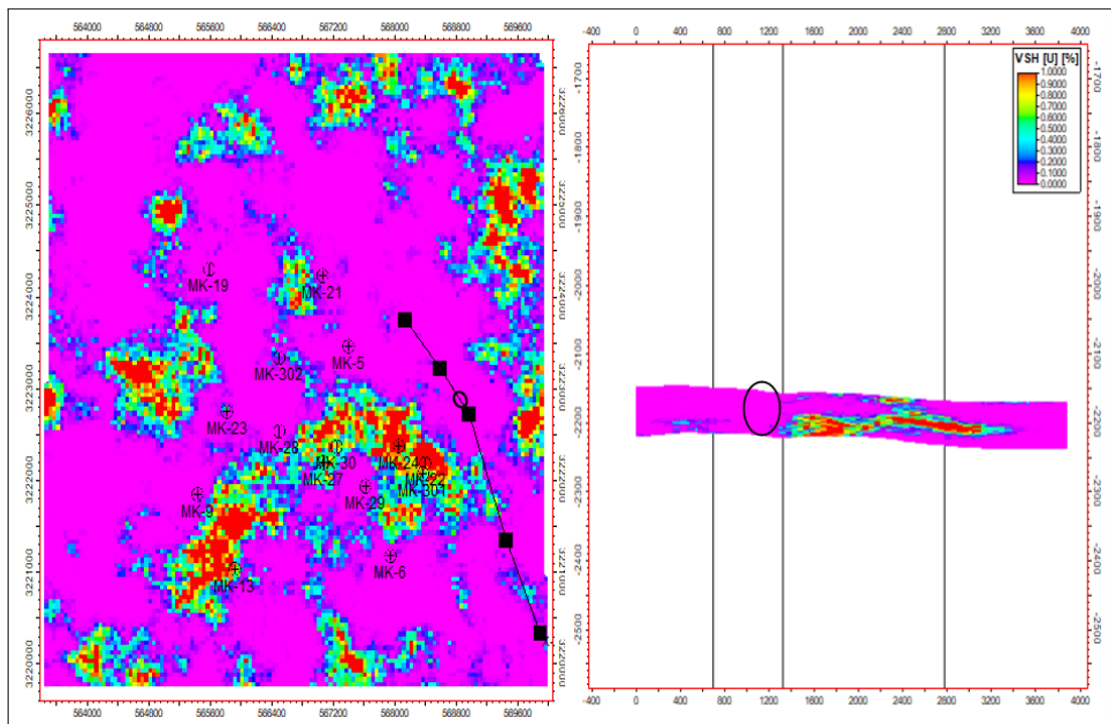


FIGURE 6.52 – Coupe de section 1 sur le volume d'argile (Petrel 2017)

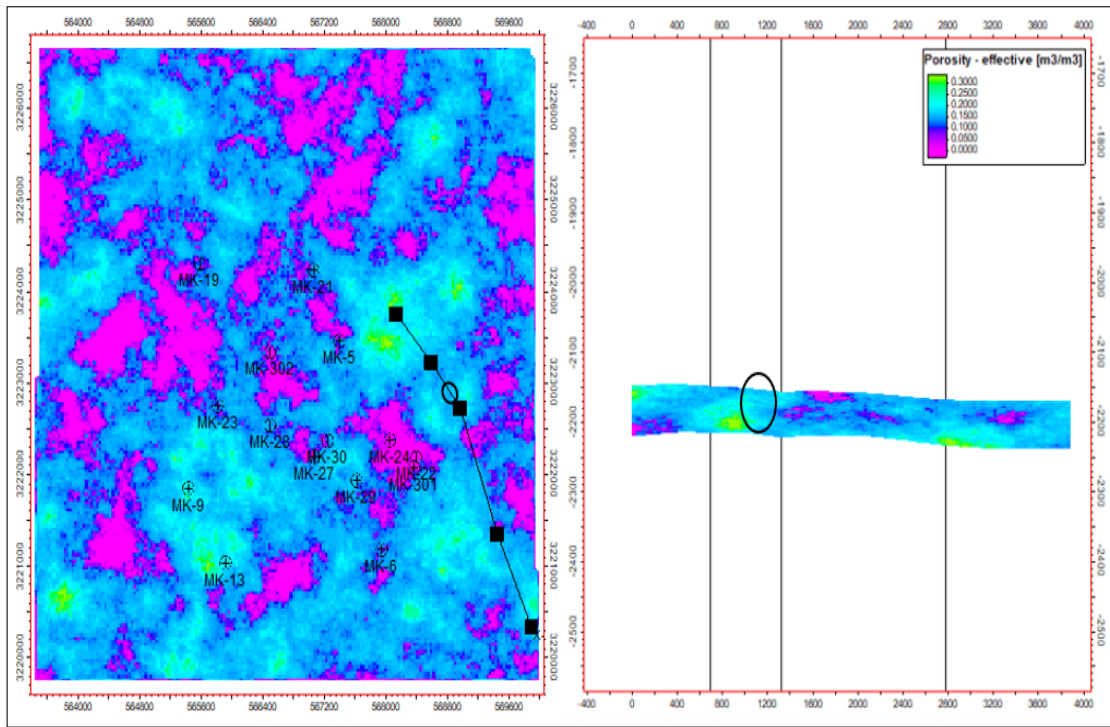


FIGURE 6.53 – Coupe de section 1 sur la porosité effective (Petrel 2017)

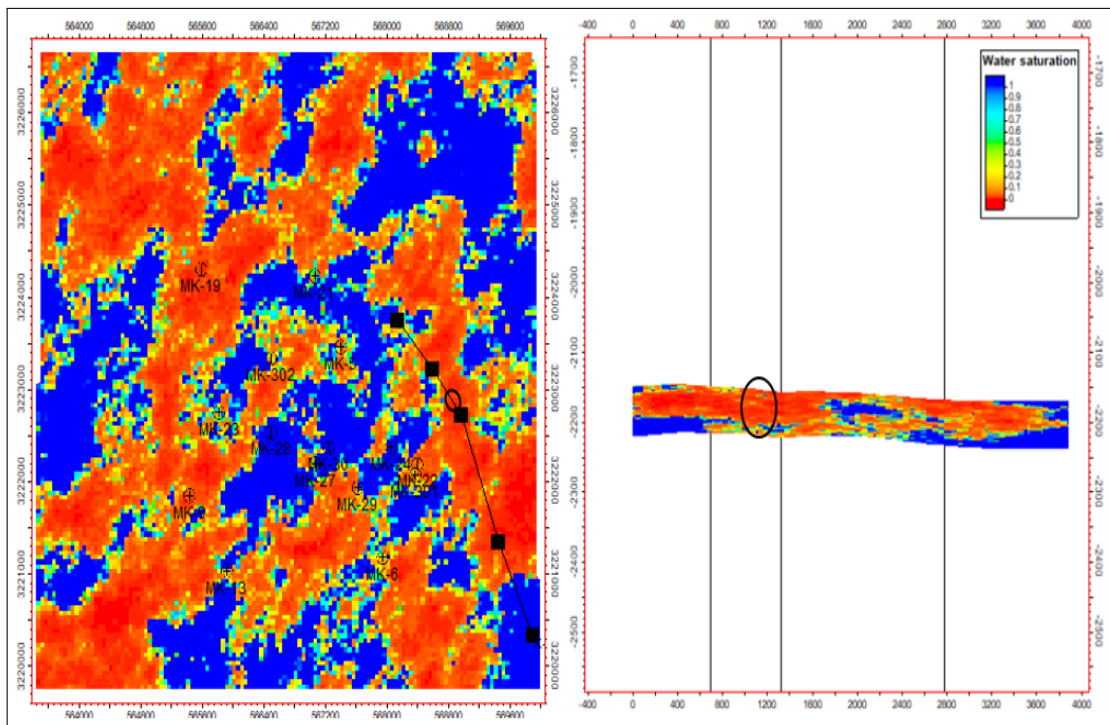


FIGURE 6.54 – Coupe de section 1 sur la saturation en eau (Petrel 2017)

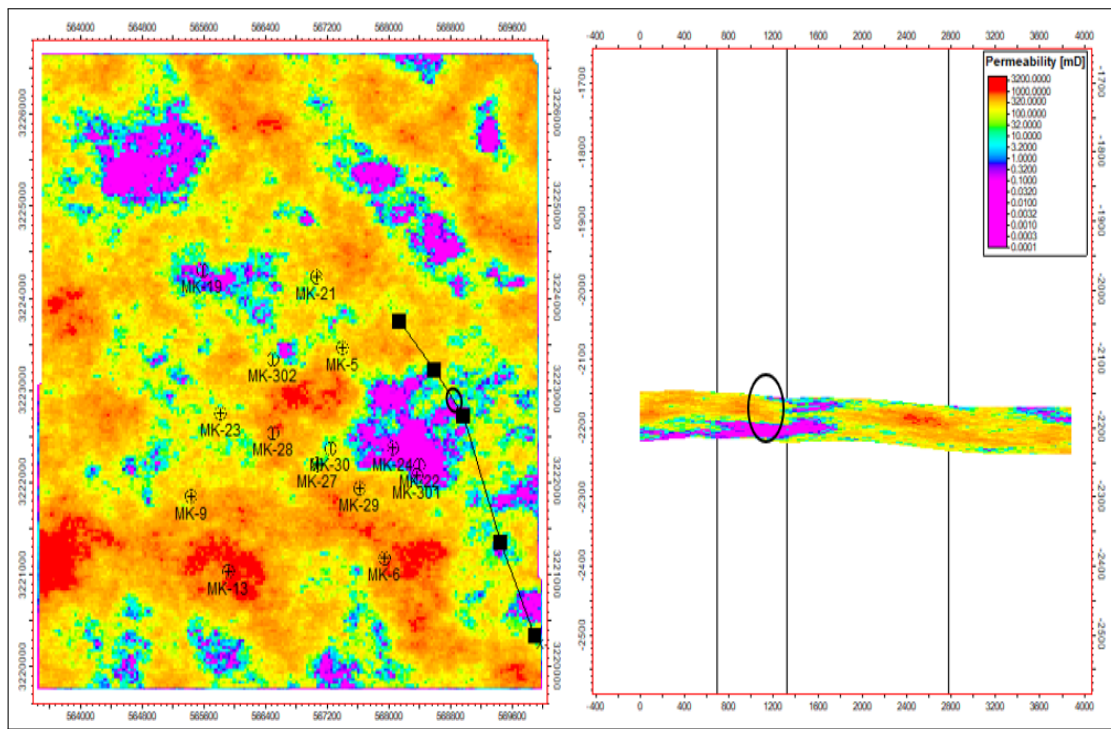


FIGURE 6.55 – Coupe de section 1 sur la perméabilité (Petrel 2017)

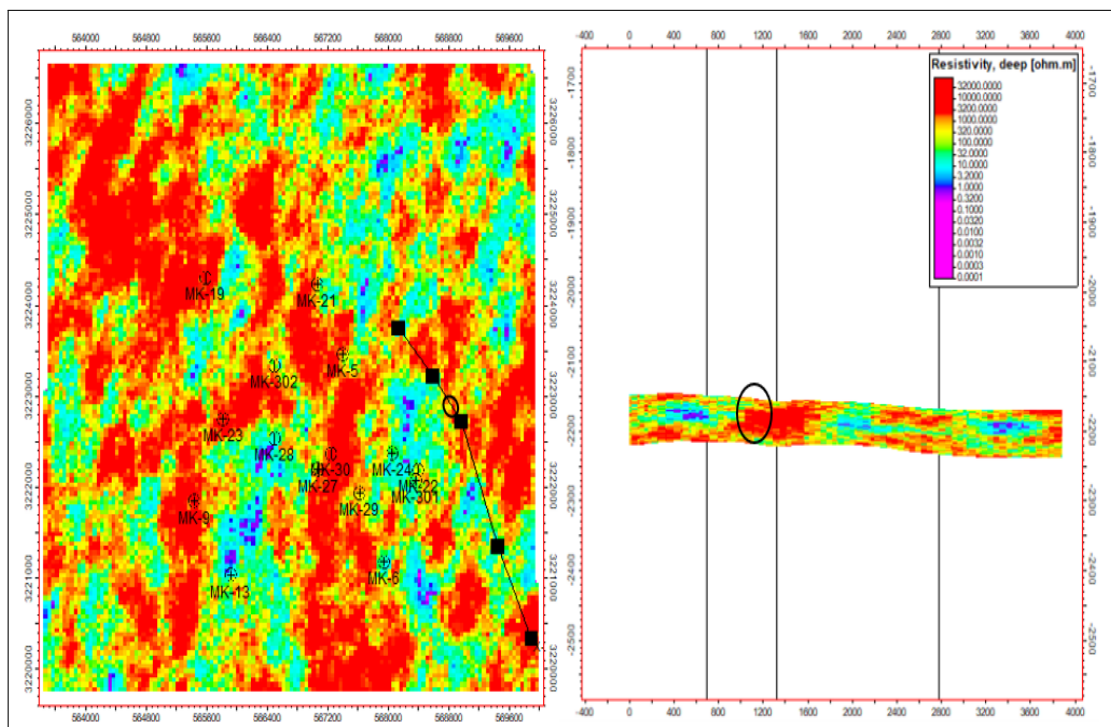


FIGURE 6.56 – Coupe de section 1 sur la résistivité électrique (Petrel 2017)

Après avoir effectué une analyse approfondie des coupes de section des différents paramètres pétrophysiques, nous avons identifié une zone spécifique, que nous avons encerclée en noir sur la section, offrant de meilleures qualités de valeurs pétrophysiques favorables, voire fiables, à l'implantation de nouveaux puits loin du risque d'envoyage par les eaux.

Cette sélection repose sur des données solides, indiquant que cette région offre des conditions optimales pour minimiser les risques d'infiltration des eaux, garantissant ainsi une exploitation

plus sûre, bien maîtrisée et sans dommage. La zone sélectionnée se distingue par un faible niveau de volume d'argile (<10 -15 %), ce qui réduit la capacité de rétention des eaux par la roche. De plus, elle présente une porosité effective élevée (15-25 %), permettant une bonne circulation des fluides, ainsi qu'une faible saturation en eau (15-30 %), indiquant une faible présence d'eau, voire acceptable, dans les pores de la roche. La perméabilité moyenne (50-300 mD) favorise un bon écoulement des fluides, tandis que le niveau élevé de la résistivité électrique (>400 Ohm.m) confirme le bon potentiel d'hydrocarbures, du pétrole en l'occurrence, et la faible présence d'eau.

-Section 2 : Une seconde coupe de section a été effectuée dans la zone du Nord-ouest du F3. Les résultats de cette coupe sont illustrés par les figures (6.57 à 6.61).

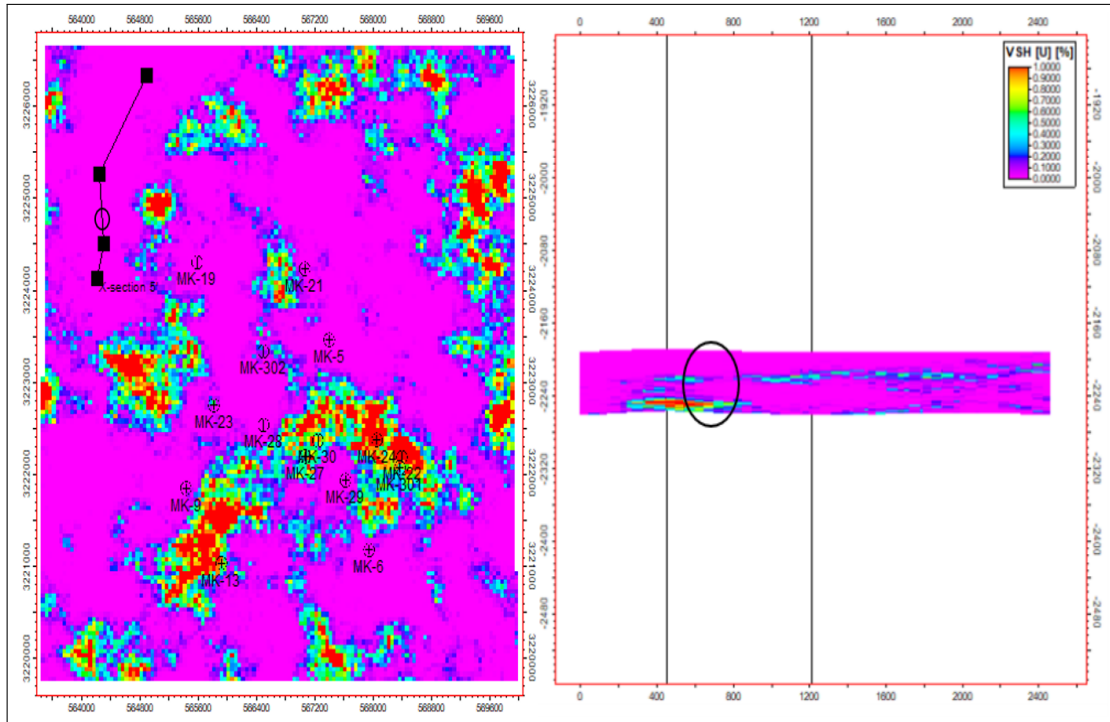


FIGURE 6.57 – Coupe de section 2 sur le volume d'argile (Petrel 2017)

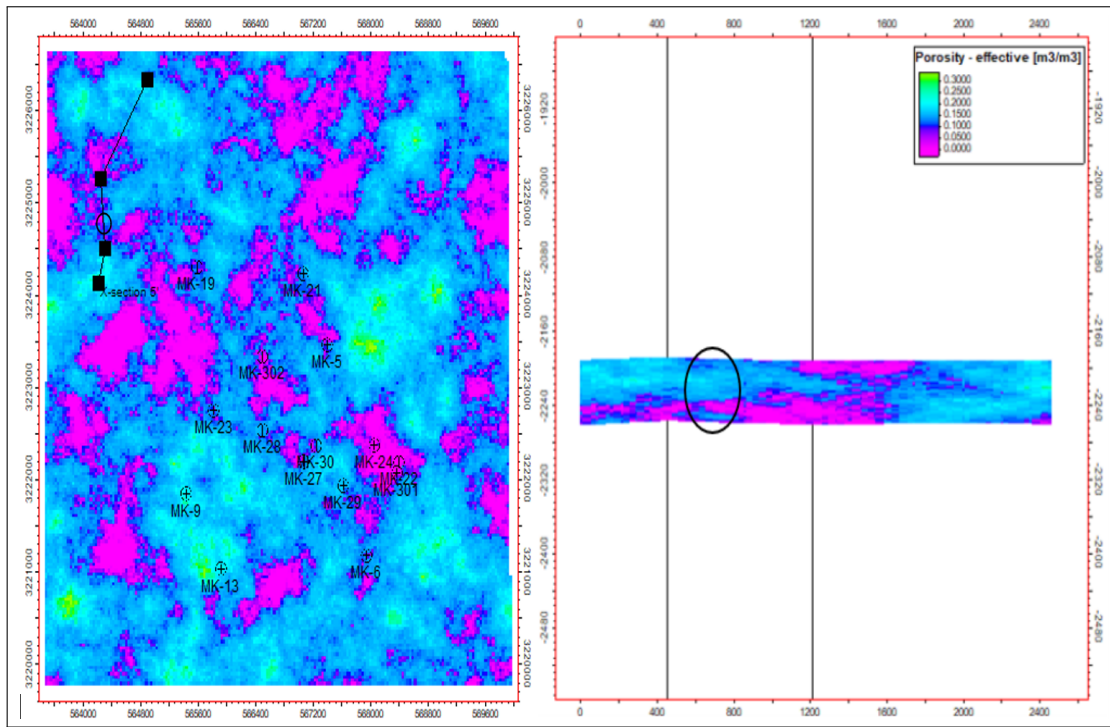


FIGURE 6.58 – Coupe de section 2 sur la porosité effective (Petrel 2017)

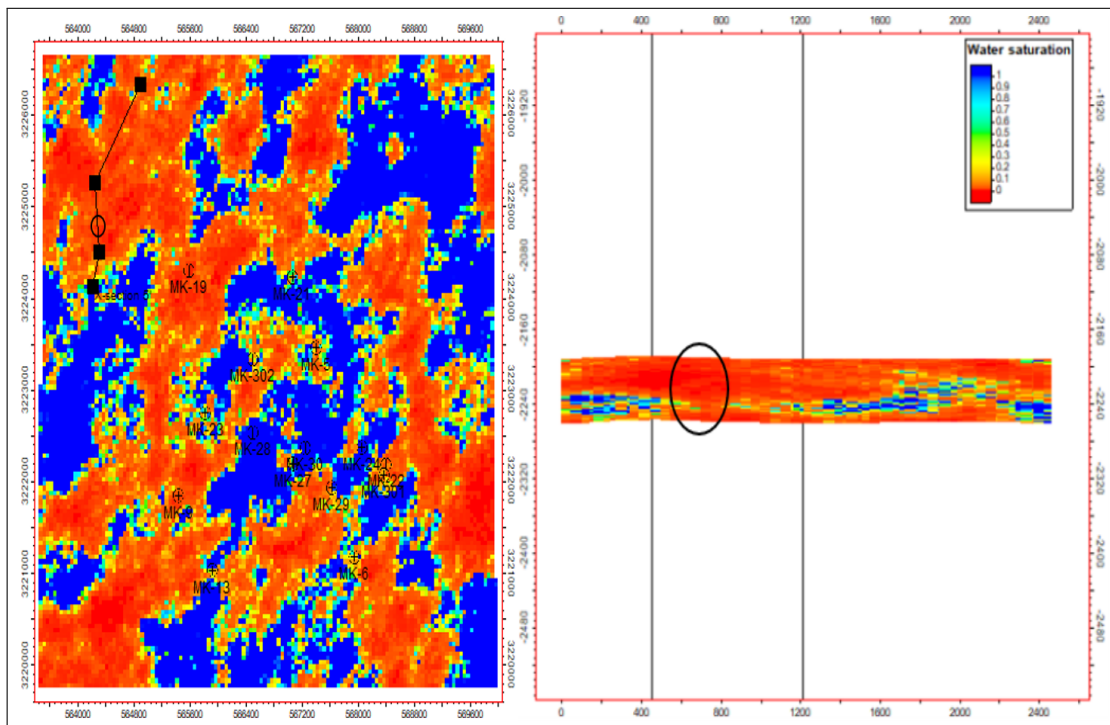


FIGURE 6.59 – Coupe de section 2 sur la saturation en eau (Petrel 2017)

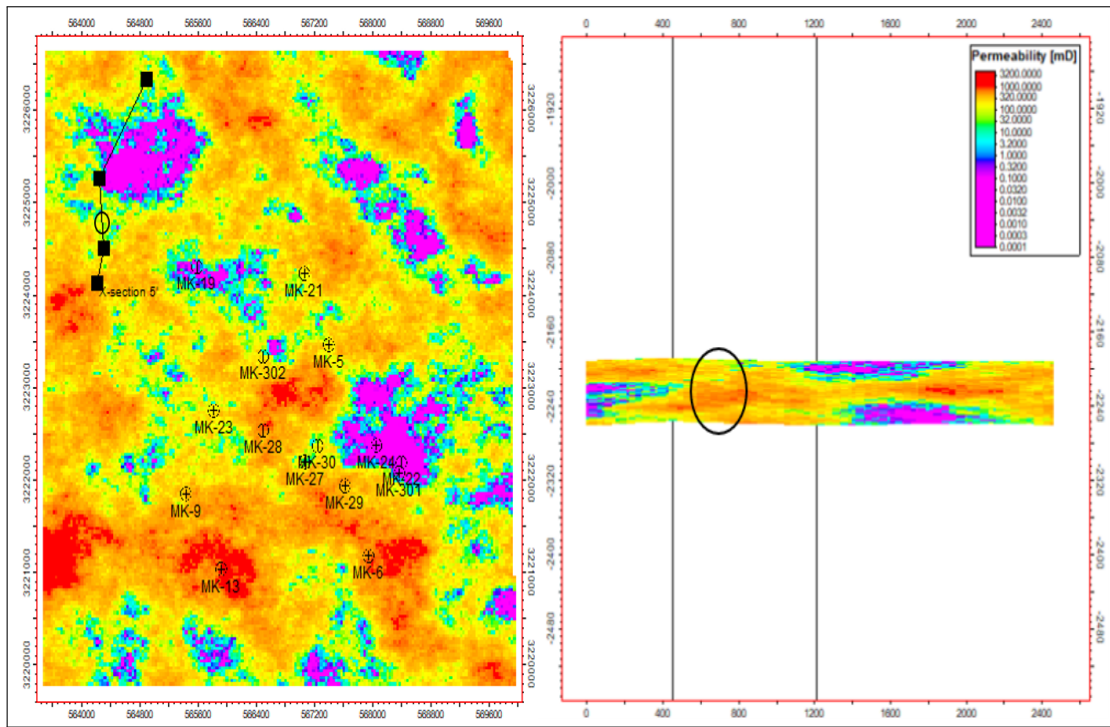


FIGURE 6.60 – Coupe de section 2 sur la perméabilité (Petrel 2017)

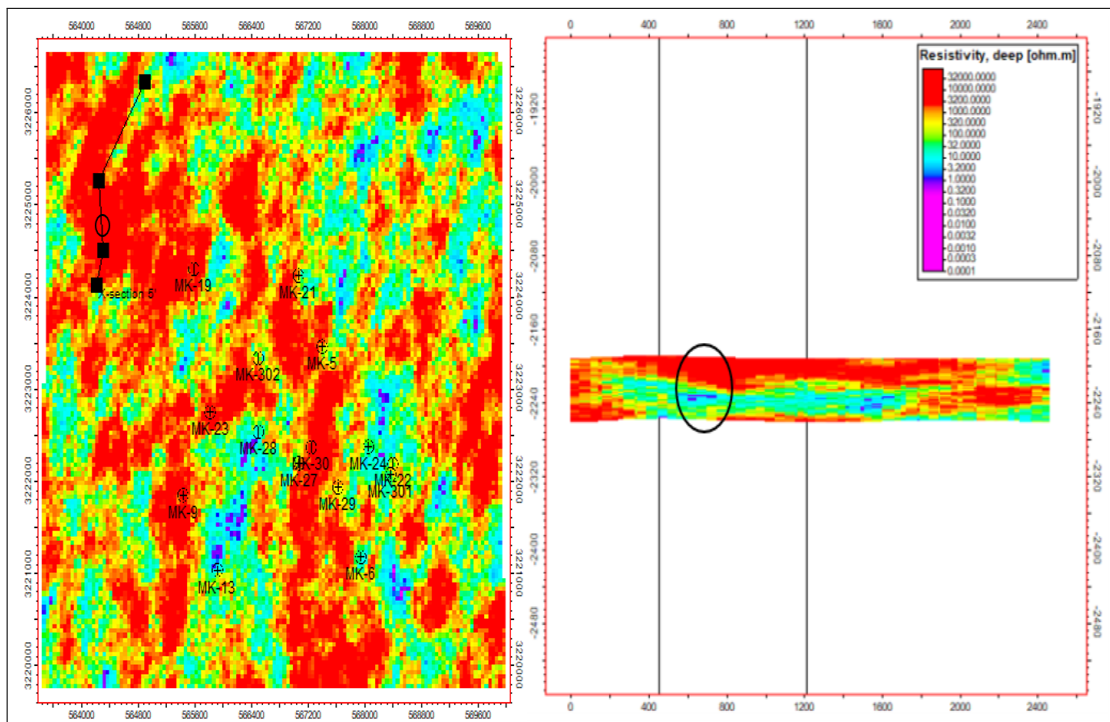


FIGURE 6.61 – Coupe de section 2 sur la résistivité électrique (Petrel 2017)

Après avoir analysé la seconde coupe de section des paramètres pétrophysiques relatifs au F3, on a pu identifier une autre zone à faible risque de venues d'eau. Cette zone, encadrée également en noir sur la section, présente aussi de meilleures caractéristiques pétrophysiques offrant plus de fiabilité, plus ou moins similaires à celles observées précédemment dans la section-1, avec un avantage d'une perméabilité plus élevée et un très faible niveau de saturation en eau, mais une résistivité électrique moins prononcée.

Les données recueillies, confirment que cette région offre un environnement propice à une exploitation plus sécurisée, avec un très faible risque d'infiltration d'eau, ce qui en fait une zone privilégiée et tant recherchée pour les opérations de forage. Cette zone se caractérise par un faible volume d'argile (< 20 %), une porosité effective comprise entre 10 et 20 %, une faible saturation en eau (< 20 %), une perméabilité plus élevée (500 - 1000 mD) et une résistivité électrique inférieure à celle de la première coupe.

Les coupes de sections valident fort bien les observations faites sur les modèles 3D et les cartes 2D, et confirment l'existence de zones fort prometteuses pour l'implantation de nouveaux puits dans le réservoir F3.

Bien que ces zones présentent un faible, voire négligeable, risque de venues d'eau, il appartient aux décideurs et au personnel exploitant de rester très vigilant lors des opérations de production, car des changements de pression ou d'autres facteurs pourraient survenir pour modifier la dynamique des flux de fluides dans le réservoir.

● **Pour le réservoir F6 :**

On a effectué une coupe de section dans la partie centrale, et elle est affichée sur les figures (6.62 à 6.66).

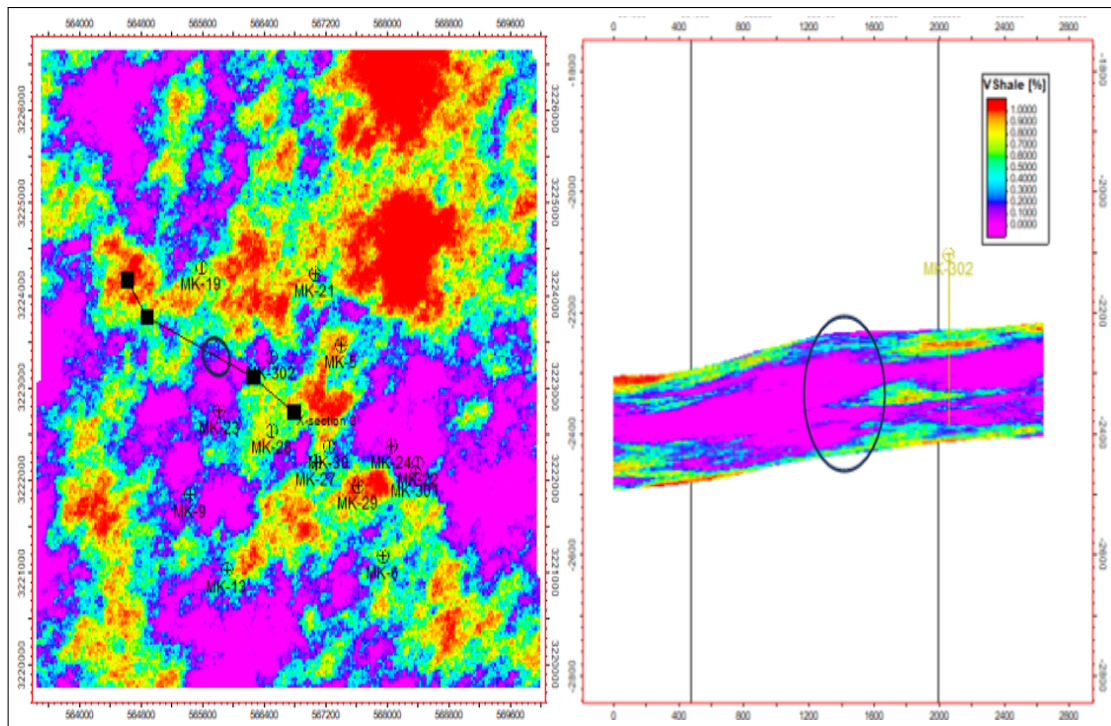


FIGURE 6.62 – Coupe de section sur le volume d'argile (Petrel 2017)

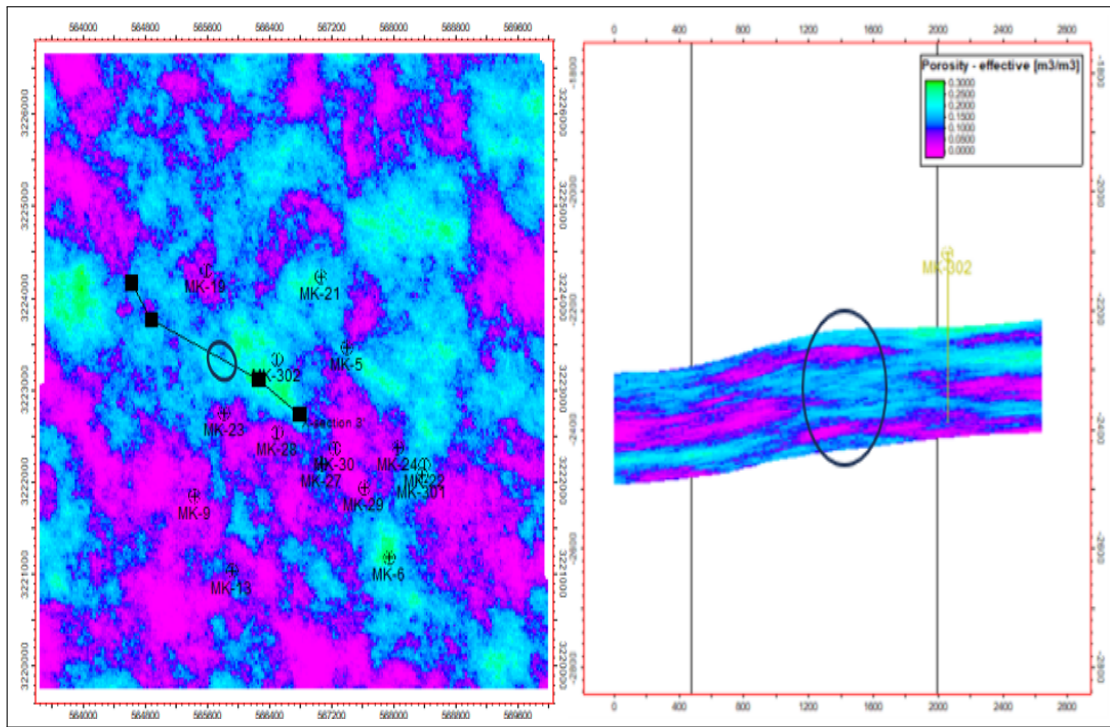


FIGURE 6.63 – Coupe de section sur la porosité effective (Petrel 2017)

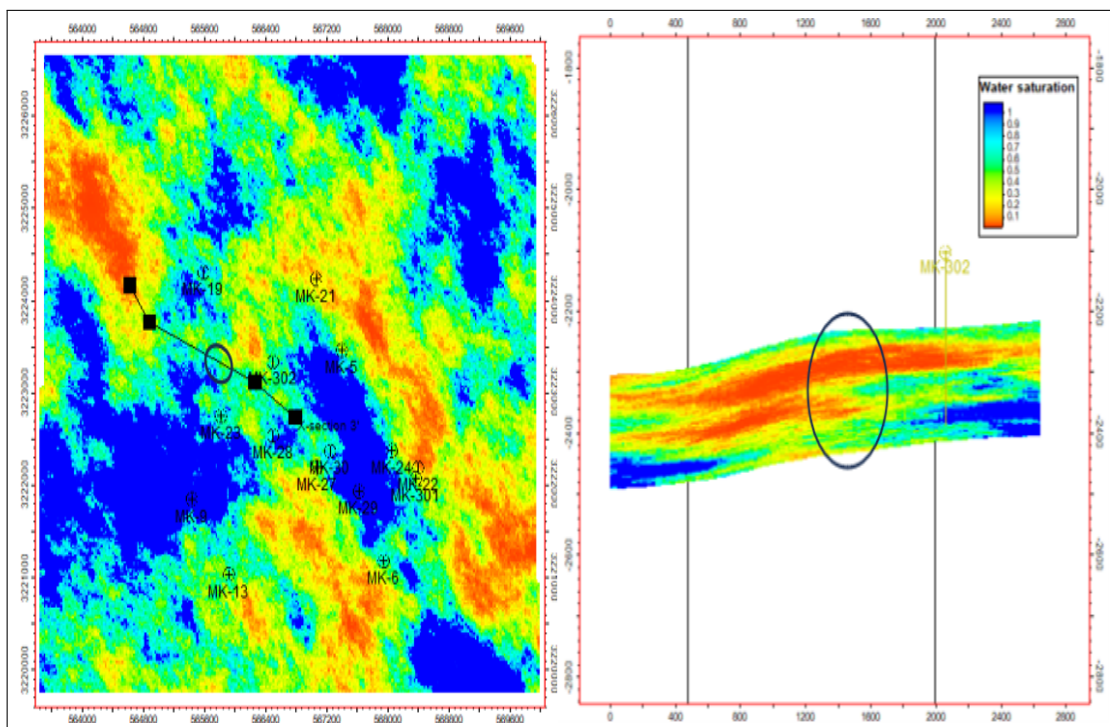


FIGURE 6.64 – Coupe de section sur la saturation en eau (Petrel 2017)

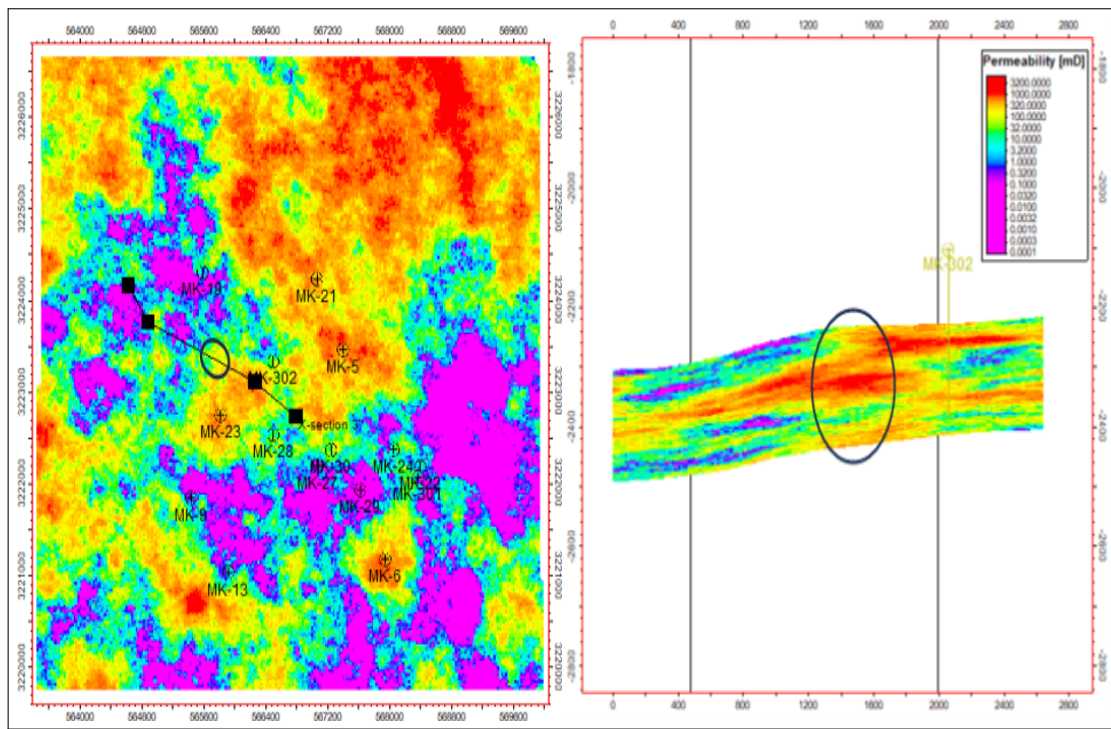


FIGURE 6.65 – Coupe de section sur la perméabilité (Petrel 2017)

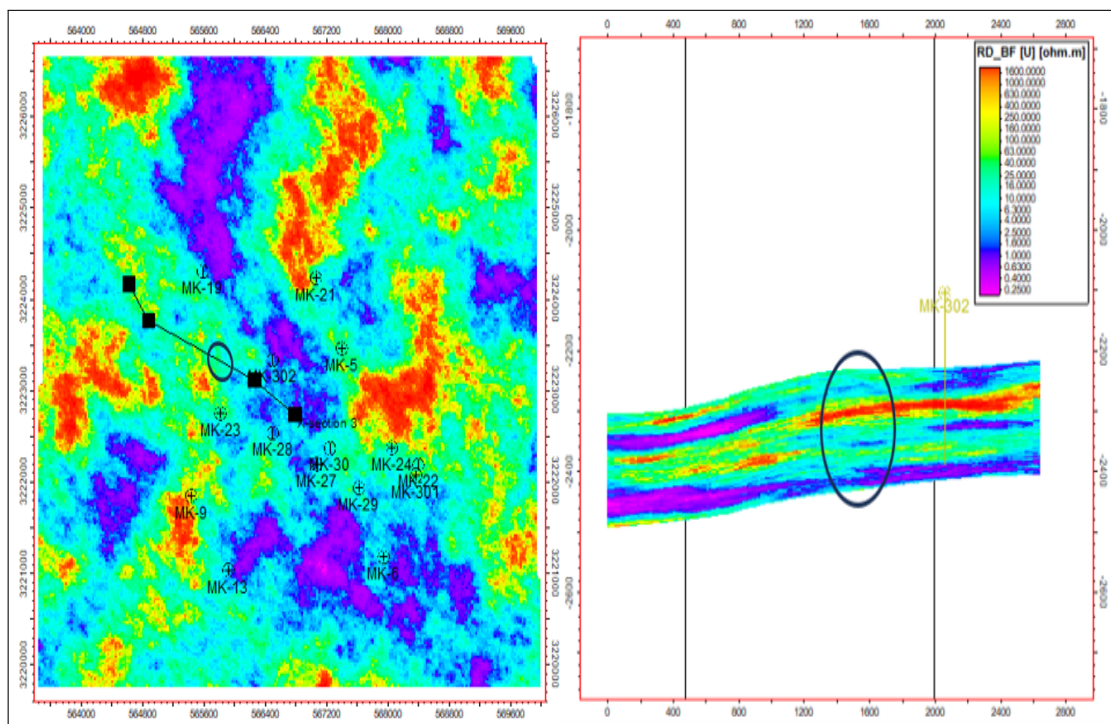


FIGURE 6.66 – Coupe de section sur la résistivité électrique (Petrel 2017)

Après avoir minutieusement analysé les coupes de section des différents paramètres pétrophysiques, on a réussi à identifier et délimiter la zone encadrée en noir, sur la coupe de section, comme une zone dominée par à un très faible niveau de saturation en eau, d'où un risque très négligeable d'invasion des eaux.

Ce constat repose sur la fiabilité des valeurs des paramètres pétrophysiques observées, relatives à cette zone particulière. La faible saturation en eau ($< 20\%$), combinée à une porosité

effective modérée (11-17 %), une perméabilité moyenne (100 - 300 mD), susceptible de restreindre la capacité de circulation des eaux à travers la roche, tandis que la résistivité électrique est qualifiée de moyenne à élevée (100 - 400 Ohm.m), d'autant plus que le faible niveau du volume d'argile (<27 %), est susceptible de développer une porosité favorable à la circulation des fluides.

Ces propriétés convergent à conférer au milieu de la formation un caractère peu propice à la circulation et accumulation des eaux. Cette zone repérée sur cette section représente bien un secteur où le risque d'invasion des eaux dans les puits de production est significativement limité et fortement atténué, offrant ainsi de bonnes conditions favorables à d'éventuels projets d'implantation de nouveaux puits de forage pour production de pétrole.

6.4 Conclusion

Ce chapitre a démontré l'efficacité de la modélisation 3D dans l'identification des zones à faible risque de venues d'eaux dans les réservoirs F3 et F6 du champ Mereksen. Les modèles géologiques et pétrophysiques construits à l'aide de Petrel fournissent une représentation fidèle et précise de la distribution spatiale des propriétés pétrophysiques de chaque réservoir.

L'analyse détaillée de ces modèles, couplée à la réalisation de coupes de sections stratégiques, a permis d'identifier des zones spécifiques présentant un faible risque de venues d'eau. Ces zones se caractérisent par :

Réservoir F3 :

- Un volume d'argile inférieur à 10-15 %.
- Une porosité effective élevée, comprise entre 15 et 25 %.
- Une faible saturation en eau, généralement inférieure à 20 %.
- Une perméabilité moyenne à élevée, variant de 50 à 1000 mD.
- Une résistivité électrique élevée, dépassant 400 ohm.m dans certaines zones.

Réservoir F6 :

- Un volume d'argile inférieur à 27 %.
- Une porosité effective modérée, de l'ordre de 11 à 17 %.
- Une très faible saturation en eau, inférieure à 20 %.
- Une perméabilité moyenne, de l'ordre de 100 à 300 mD.
- Une résistivité électrique moyenne à élevée, entre 100 et 400 ohm.m.

Ces zones, situées principalement dans la partie centrale s'étendant vers le Sud-Est pour le réservoir F3, et dans la partie centrale pour le réservoir F6, offrent des caractéristiques pétrophysiques favorables à l'exploitation, notamment une faible perméabilité, une faible saturation en eau et une connectivité limitée avec les zones aquifères.

Les résultats obtenus soulignent l'importance cruciale de la modélisation 3D dans la gestion efficace des réservoirs pétroliers. Cette approche permet d'optimiser la production, de réduire

les coûts et d'améliorer la sécurité des opérations. Les zones identifiées à faible risque de venues d'eau dans les réservoirs F3 et F6 constituent des cibles de choix pour l'implantation de nouveaux puits de production, ouvrant ainsi la voie à une exploitation optimisée et rentable du champ Mereksen.

La connaissance détaillée des réservoirs F3 et F6, acquise grâce à la modélisation 3D, permettra de maximiser la récupération des hydrocarbures tout en minimisant les risques opérationnels et les coûts associés. Cela contribuera sans aucun doute à l'amélioration de la rentabilité économique à long terme du champ Mereksen.

Conclusion générale

Dans le cadre de ce travail de recherche, nous avons mené une analyse aussi complète que possible sur le problème épineux relatif aux venues d'eau affectant sérieusement les réservoirs gréseux du Dévonien moyen F3 et inférieur F6 du champ pétrolier mature de Mereksen. L'objectif était double : comprendre les facteurs structurant qui influencent ces venues d'eau et identifier les zones dans le réservoir où le risque d'invasion des eaux dans les puits de production est minimisé, voire négligeable, permettant ainsi une exploitation plus efficace, plus durable et plus rentable.

Pour atteindre cet objectif, nous avons utilisé une approche intégrée combinant l'interprétation pétrophysique à l'aide du logiciel Techlog et la modélisation-3D avec le logiciel Petrel. Nous avons procédé par l'utilisation des données de quinze puits productifs et envoyés, soigneusement sélectionnés, qui ont fait l'objet d'une minutieuse analyse, pour caractériser les propriétés pétrophysiques clés structurant tous les réservoirs d'hydrocarbures, à savoir, le volume d'argile, la porosité effective, la saturation en eau, la perméabilité et la résistivité électrique.

L'évaluation et l'interprétation des résultats obtenus avec le logiciel Techlog a révélé une hétérogénéité significative des réservoirs F3 et F6. L'analyse des 15 puits a montré que le volume d'argile moyen variait de 1.6 % à 18.8 %, la porosité effective moyenne de 9.27 % à 15.3 %, la saturation en eau moyenne de 5.73 % à 33 %, la perméabilité moyenne entre 149.5 mD et 1140.18 mD, et la résistivité moyenne de formation de 27.64 ohm.m à 4462.87 ohm.m. Cette hétérogénéité souligne la complexité de ces réservoirs et la nécessité d'une approche détaillée pour évaluer le risque de venues d'eau.

La modélisation-3D des deux réservoirs F3/F6, réalisée à l'aide du logiciel Petrel à partir des données recueillies et traitées, s'est avérée un outil très précieux dans cette étude. En permettant de visualiser la distribution spatiale des propriétés pétrophysiques, elle a offert une compréhension plus claire et plus intuitive de la structure du réservoir. Cette visualisation a été cruciale pour identifier et localiser des zones spécifiques présentant un faible risque de venues d'eau dans les puits de production des deux réservoirs. Dans le réservoir F3, ces zones se caractérisent par un volume d'argile inférieur à 10-15 %, une porosité effective élevée comprise entre 15 et 25 %, une faible saturation en eau généralement inférieure à 20 %, une perméabilité moyenne à élevée variant de 50 à 1000 mD et une résistivité électrique élevée dépassant 400 ohm.m dans certaines zones. Dans le réservoir F6, ces zones présentent un volume d'argile inférieur à 27 %, une porosité effective modérée de l'ordre de 11 à 17 %, une très faible saturation en eau inférieure à 20 %, une perméabilité moyenne de l'ordre de 100 à 300 mD et une résistivité électrique moyenne à élevée entre 100 et 400 ohm.m. Ces zones, situées principalement dans la partie centrale s'étendant vers le Sud-Est pour le réservoir F3, et dans la partie centrale pour le réservoir F6, constituent un facteur clé pour optimiser l'exploitation des deux réservoirs et rentabiliser la production des puits.

L'application de la géostatistique, notamment à travers la simulation séquentielle gaussienne, a été déterminante dans la modélisation des réservoirs. Cette technique a permis de prendre

en compte l'hétérogénéité spatiale des propriétés pétrophysiques et de générer des modèles réalistes reflétant la variabilité spatiale observée dans les données des 15 puits sélectionnés. En simulant de multiples réalisations équiprobables, la simulation séquentielle gaussienne a également permis de quantifier l'incertitude associée à la prédiction des propriétés dans les zones non échantillonnées, offrant ainsi une vision plus complète et plus nuancée de la distribution des paramètres pétrophysiques structurant les réservoirs F3 et F6.

Le choix retenu pour les zones à faible risque de venues d'eau, repose sur une analyse approfondie des paramètres pétrophysiques ayant servi de support pour la construction des modèles-3D associés à leur carte moyenne en 2D. Ces zones, situées principalement dans la partie centrale Ouest du réservoir F6 et la partie centrale s'étendant vers le à Sud-est du réservoir F3, qui ont été déterminées à l'aide des coupes de sections, présentent des caractéristiques très favorables, offrant des seuils de qualités pétrophysiques très recherchés telles qu'un niveau de porosité conjugué à une perméabilité adéquate à l'écoulement, une saturation élevée en hydrocarbures et une faible saturation en eau témoignant d'une connectivité très limitée avec les zones d'aquifères. L'analyse des coupes de section a confirmé ces observations et a permis de visualiser en détail la distribution spatiale des paramètres pétrophysiques dans ces zones. Les résultats obtenus, renforcent bien la confiance dans le potentiel de ces zones pour une exploitation future sans dommage, avec un risque réduit de venues d'eau.

Ce projet de fin d'études a démontré l'importance de l'intégration de l'interprétation pétrophysique à la modélisation-3D pour une gestion efficace des réservoirs pétroliers. L'identification des zones à faible risque de venues d'eau permet d'optimiser pour le meilleur choix d'implantation de nouveaux puits, de maximiser la récupération des hydrocarbures stockés dans les réservoirs F3/F6 et de minimiser les risques associés à l'exploitation.

Les résultats de cette étude, fournissent de précieuses informations pour la gestion future du développement du champ pétrolier de Mereksen. En se concentrant sur les zones identifiées, il est possible d'améliorer la rentabilité, à long terme, des deux réservoirs dans le périmètre du champ tout en minimisant l'impact environnemental.

En conclusion, ce projet de fin d'études a apporté une contribution très significative à la compréhension et à la mise en évidence des rapports pétrophysiques responsables des venues d'eau dans les réservoirs gréseux F3 et F6 du dévonien du champ Mereksen. Les résultats obtenus, fournissent des orientations stratégiques pour l'exploitation future de ce champ pétrolier mature et permettent aussi d'ouvrir de nouvelles voies de recherches, traitant cette problématique, pour améliorer la gestion des réservoirs pétroliers et gaziers dans l'optique de maximiser la récupération des hydrocarbures de manière durable et rentable.

Bibliographie

- [1] Document sonatrach.
- [2] WEC. Algérie. « La géologie pétrolière de l'algerie ». sonatrach et schlumberger. 2007.
- [3] Energy-CG. " Algeria oil & gas industry ", 2015.
- [4] BEICIP-FRANLAB. « Étude du champ de mereksen ». *Sonatrach*, 2011.
- [5] Benhadouche et Farourou. « Caractérisation et étude pétrophysique du réservoir f3 champ d'alrar ». 2013.
- [6] Amoumene, I. & Mahdjoubi, M. « Étude des paramètres pétrophysiques du réservoir dévonien f3, secteur nord -est du champ d'alrar, bassin d'illizi ». *Mémoire de master professionnel. Université de kasdi merbah – OUARGLA*, 2019.
- [7] Maurice Lelubre. « Recherches sur la géologie de l'ahaggar central et occidental (sahara central) ». *Bulletin du Service de la carte géologique de l'Algérie*, 2(2), 1952.
- [8] Claude J. Allègre and René Caby. « Chronologie rb-sr et histoire du métamorphisme hercynien des schistes du hoggar central (sahara algérien) ». *Comptes Rendus de l'Académie des Sciences de Paris*, 1972.
- [9] René Caby and Robert Moussu. « Failles normales et structures associées dans le nord-est de la tunisie ». *Bulletin de la Société Géologique de France*, 7(3) :457–468, 1967.
- [10] Michel Gravelle. « Existence d'une série intermédiaire entre le cambrien et l'ordovicien dans l'anti-atlas (maroc) : ses conséquences paléogéographiques ». *Comptes Rendus de l'Académie des Sciences de Paris*, 1969.
- [11] Serge Beuf, Bernard Biju-Duval, Olivier de Charpal, Pierre Rognon, Olivier Gariel, and Abdelmadjid Bennacef. « Les grès du paléozoïque inférieur au sahara ». 1971.
- [12] Lamrani, R. & Sam, N. « Contribution à la caractérisation d'un réservoir pétrolier et estimation des réserves initialement en place à l'aide de diagraphies différées (cas : Bassin d'illizi : Unité iv3 de l'ordovicien du champ d'am) ». *Mémoire de master. Université mouloud mammeri tizi ousou*, 2016.
- [13] BEICIP-Sonatrach. « Étude structurale et cartographique de bassin d'illizi. môle d'el biod ». 1975.
- [14] Serra Oberto. « *Diagraphies différées : Bases de l'interprétation* », volume Tome 2. Elf Exploration Production, États-Unis, 1985.
- [15] Ghenaiet, I. & Chekman, F. « Etude des propriétés pétrophysiques du réservoir gréseux d'ordovicien du champ de tinrhert pour l'optimisation de la production du gaz par fracturation hydraulique ». *Mémoire du Projet de fin d'études. Ecole Nationale Polytechnique d'Alger*, 2023.

-
- [16] Mohamed I Abdel-Fattah, Fatma A Esmail, and Tarek A Shalaby. Impact of depositional environment on petrophysical reservoir characteristics in obaiyed field, western desert, egypt. *Egyptian Journal of Petroleum*, 24(2) :157–171, 2015.
- [17] Belkaloul, A. & Rahil, F. « L'apport de la géostatistique dans l'analyse et la modélisation des caractéristiques pétrophysiques du réservoir tagi du champ de benkahla ». 2023.
- [18] Mohamed Said Beghoul. « Les diagraphies différées : Interprétation pétrophysique et géologique», 2016.
- [19] Pradyut Bora. Formation evaluation based on logging data. Presentation slides, 2014. Senior Geologist, Geology Reservoir Deptt.
- [20] SLB. Defining permeability. <https://careers.slb.com/inside-slb/transformational-technology/defining-permeability>.
- [21] Riadh Ahmadi. « Diagraphie et évaluation des réservoirs ». 2018. Cours.
- [22] Rafi BOUACHE. « Cours aperçu sur les diagraphies différées ». *Université de Boumerdes*, 2018.
- [23] Abbas Radhi Abbas. " Basic well logging (fields applications) ". 2016.
- [24] Michel Meunier. « Interprétation des diagraphies », 2015. Formation Professionnalisante PRO/GRE-4, Groupe 1, Reservoir Engineering, Well Logging Interpretation, Boumerdès, 3-7 Mai 2015.
- [25] T. Darling. "Well logging and formation evaluation". 2005.
- [26] Michel Meunier. Well logging and interpretation training. 2015.
- [27] Matheron. « La théorie des variables régionalisées et ces applications ». 1971.
- [28] Yann Méneroux. « Introduction à la géostatistique : Variographie, krigeage, interpolation et simulation ». *Ecole Nationale des Sciences géographiques, Cours*, 2019.
- [29] Issaad, A. & Hanetite, H. « Etudes des données pétrophysiques du réservoir trias argileux gréseux supérieur (tags) du champ de rhourde adra du nord-ouest du bassin d'illizi pour une interprétation diagraphique et modélisation 3d de ce réservoir dans l'objectif d'une meilleure prospection de nouveaux puits productifs ». *Mémoire du Projet de fin d'études. Ecole Nationale Polytechnique d'Alger*, 2020.
- [30] Kechiched, Rabah. « Application de la géostatistique au domaine des hydrocarbures ». *Université Kasdi Merbah - Ouargla, Cours*, 2017.
- [31] Jean-Michel Floch. Géostatistique. 2013.
- [32] Marcotte. « Géostatistique minière ». 2003.
- [33] Fathi Abdellatif Belhouadjeb, Abdelhalim Toaiba, and Blel Azzouzi. « La régionalisation stochastique des paramètres hydro chimiques dans le cadre d'un sig : cas des nitrates dans la région d'ain oussera ». *Courrier du Savoir*, 2018.
- [34] SLB. Techlog petrophysics. <https://www.slb.com/products-and-services/delivering-digital-at-scale/software/techlog-wellbore-software/techlog-petrophysics>, 2023.

- [35] Wikipedia contributors. Techlog – wikipedia, the free encyclopedia. https://en.wikipedia.org/wiki/Techlog#History_of_Techlog.
- [36] G. E. Archie. " The electrical resistivity log as an aid in determining some reservoir characteristics ". *Transactions of the AIME*, 146(01) :54–62, 1942.
- [37] P. K. Sen. " Permeability " - wyllie & rose (1950) - medium to high porosity. <https://petrophysicsequations.blogspot.com/p/permeability-wyllie-rose-1950-medium.html>, nov 2013. Consulté le 25 juin 2024.
- [38] Schlumberger. " Petrel subsurface software ". <https://www.slb.com/products-and-services/delivering-digital-at-scale/software/petrel-subsurface-software/petrel>.

Annexe

Résultats d'interprétation des diagraphies des puits du réservoir F3

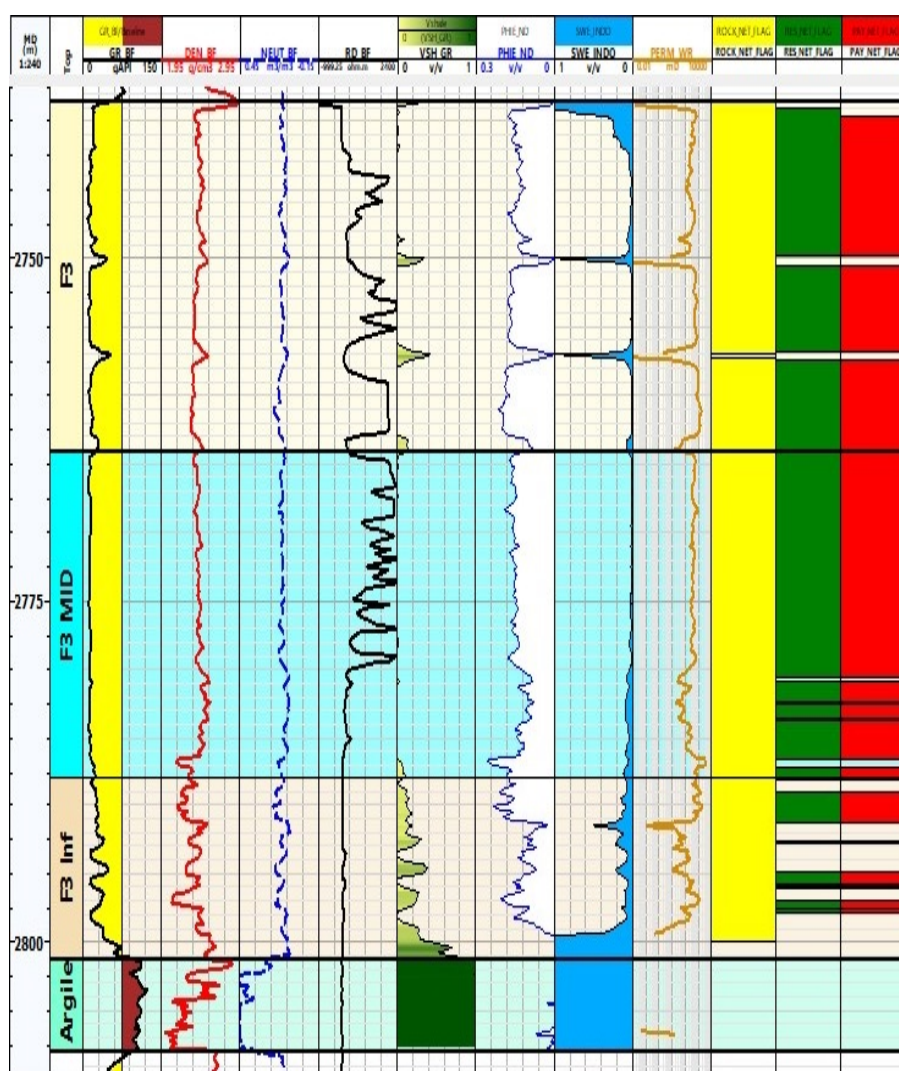


FIGURE A.1 – Loggings et interprétation du puit Mk-5 (Techlog 2015)

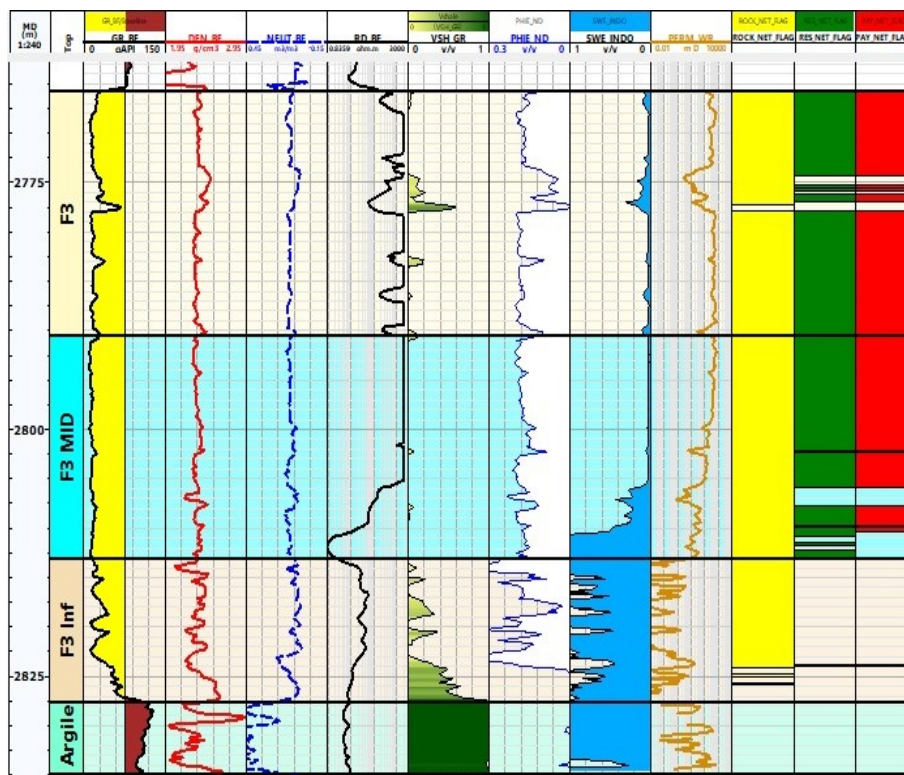


FIGURE A.2 – Loggings et interprétation du puit Mk-9 (Techlog 2015)

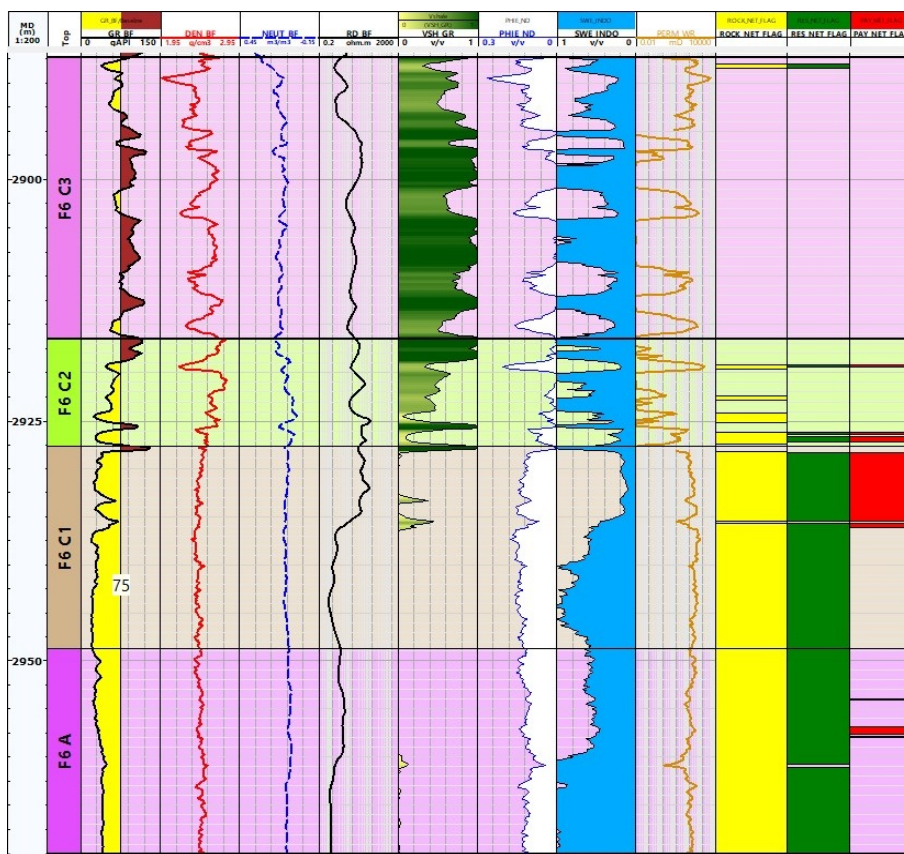


FIGURE A.3 – Loggings et interprétation du puit Mk-13 (Techlog 2015)

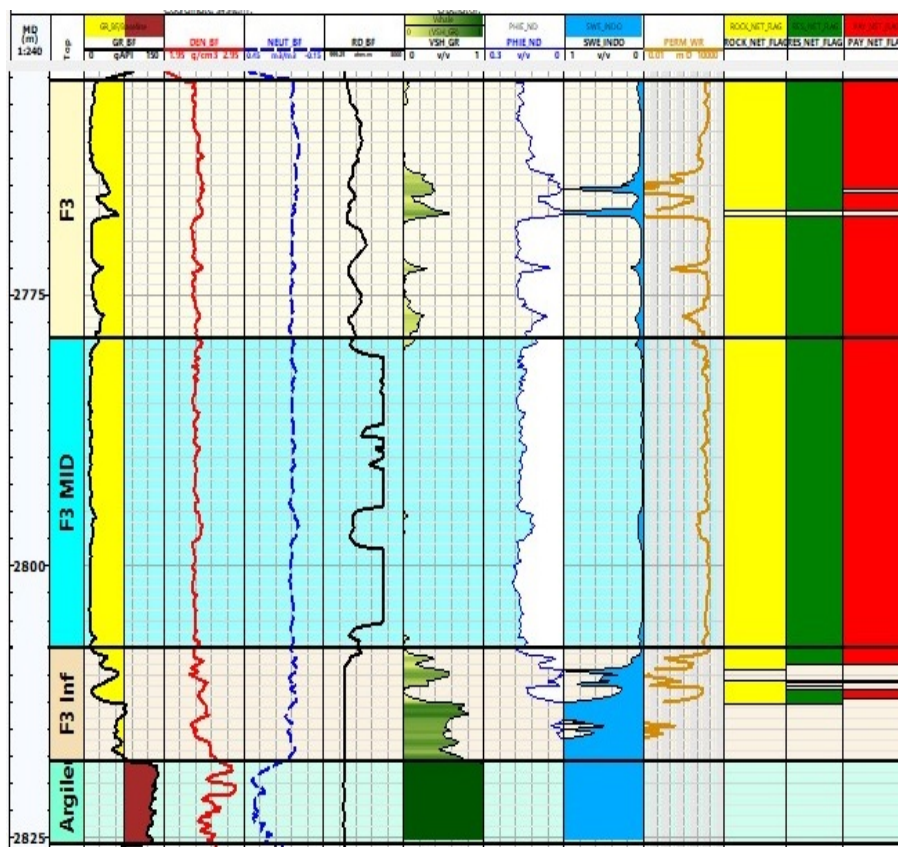


FIGURE A.4 – Loggings et interprétation du puit Mk-21 (Techlog 2015)

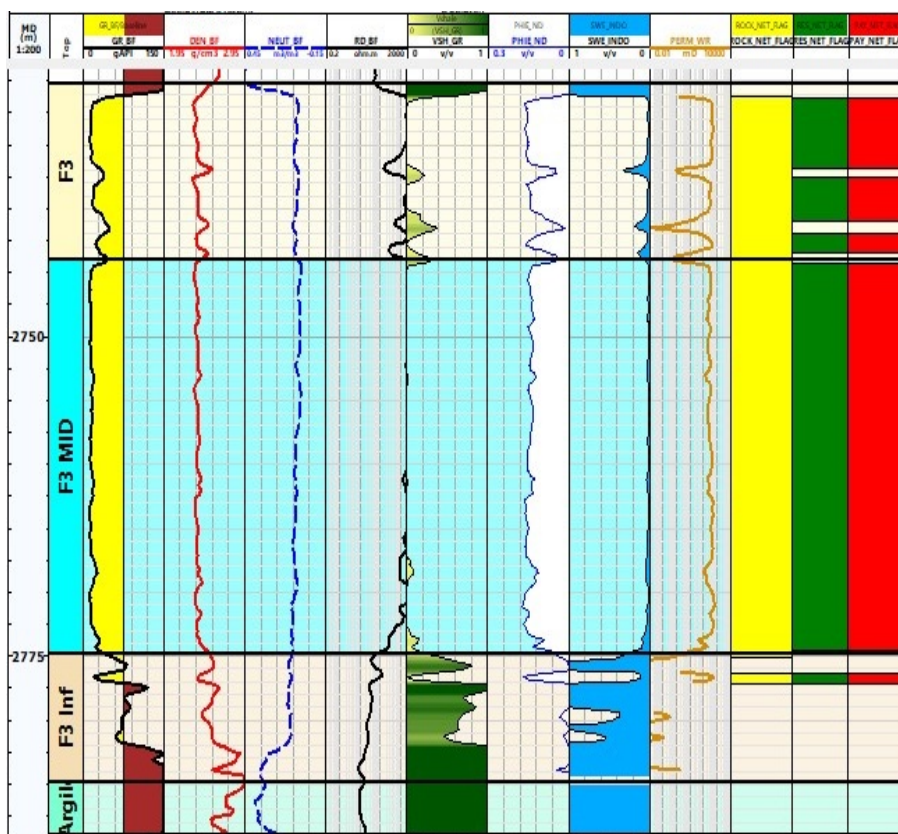


FIGURE A.5 – Loggings et interprétation du puit Mk-23 (Techlog 2015)

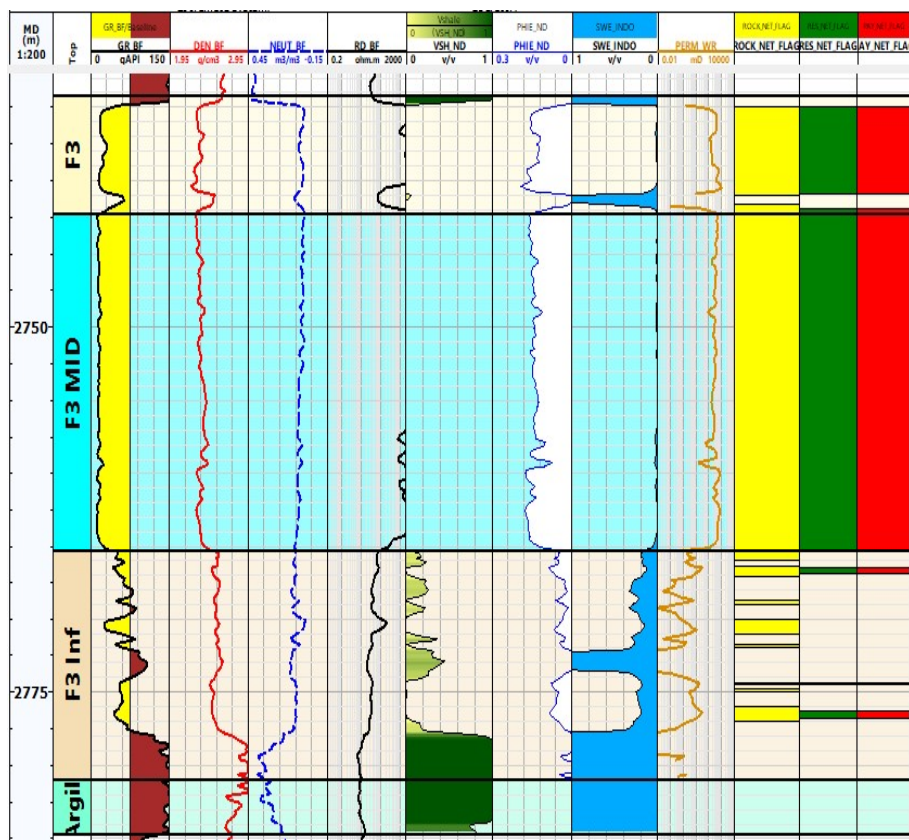


FIGURE A.6 – Loggings et interprétation du puit Mk-24 (Techlog 2015)

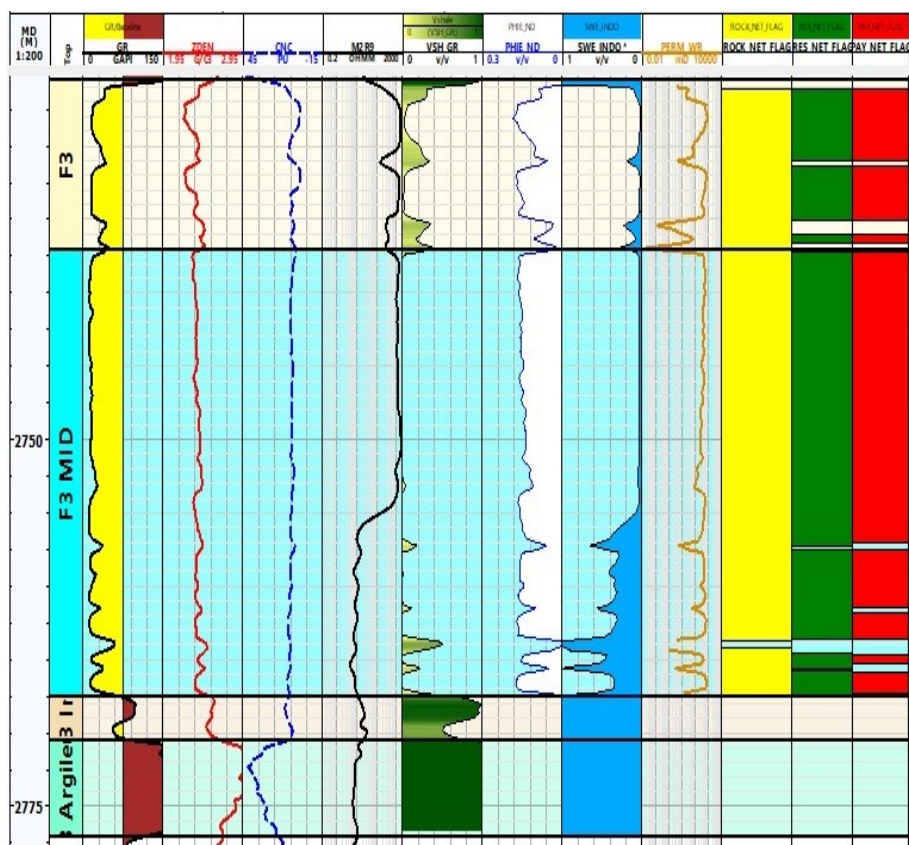


FIGURE A.7 – Loggings et interprétation du puit Mk-27 (Techlog 2015)

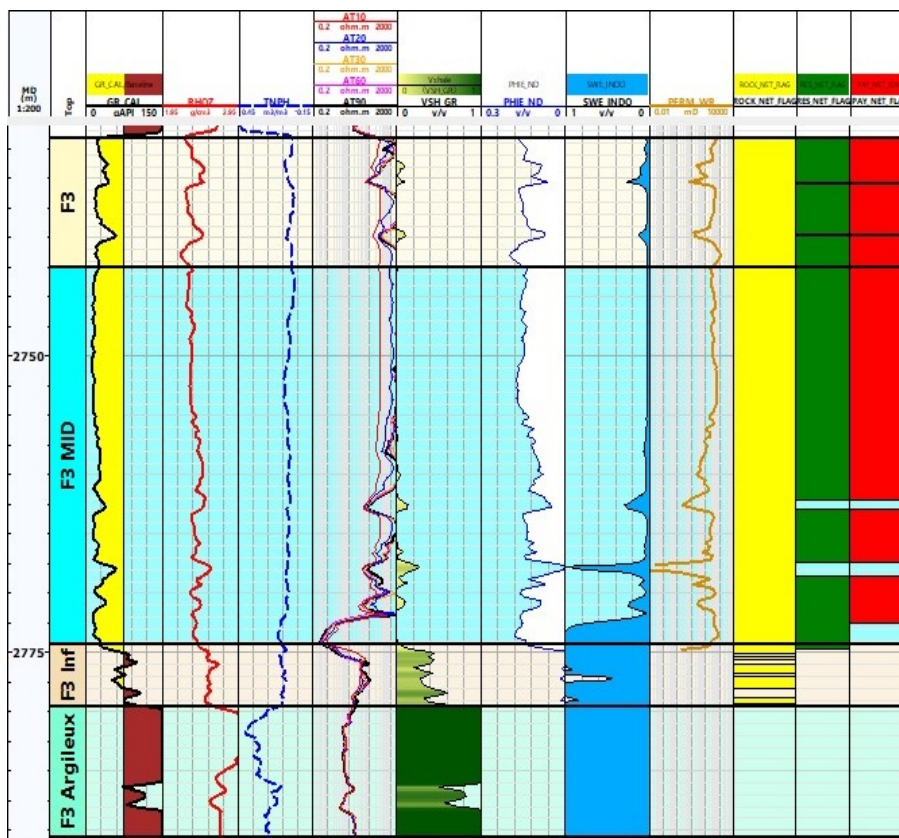


FIGURE A.8 – Loggings et interprétation du puit Mk-29 (Techlog 2015)

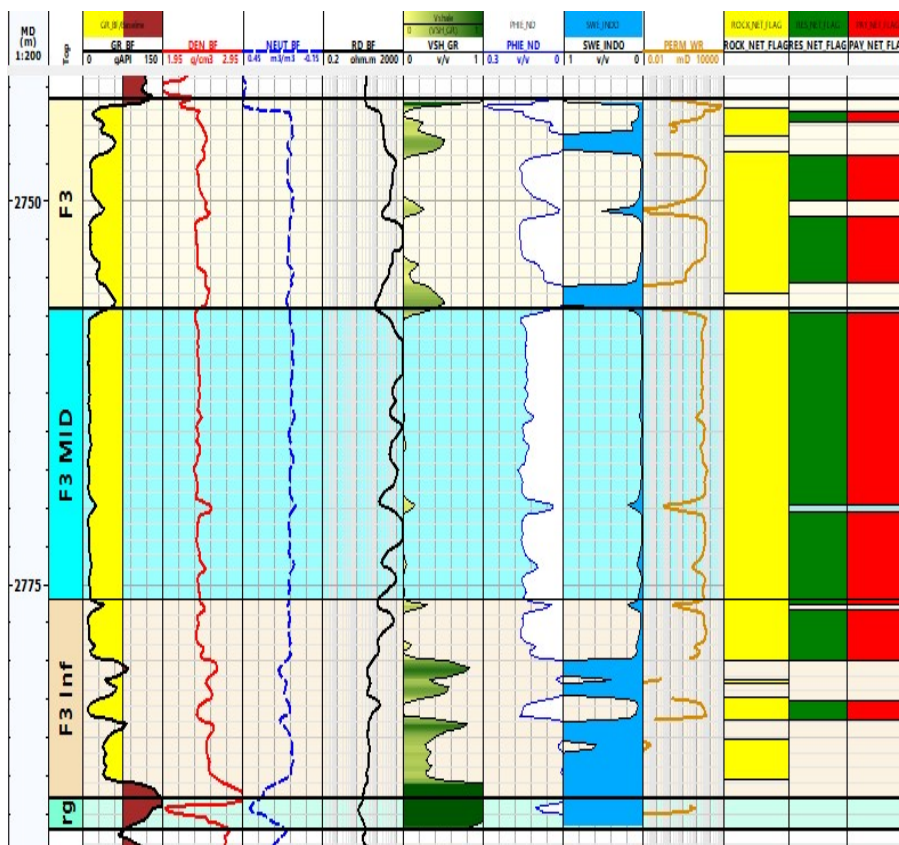


FIGURE A.9 – Loggings et interprétation du puit Mk-301 (Techlog 2015)

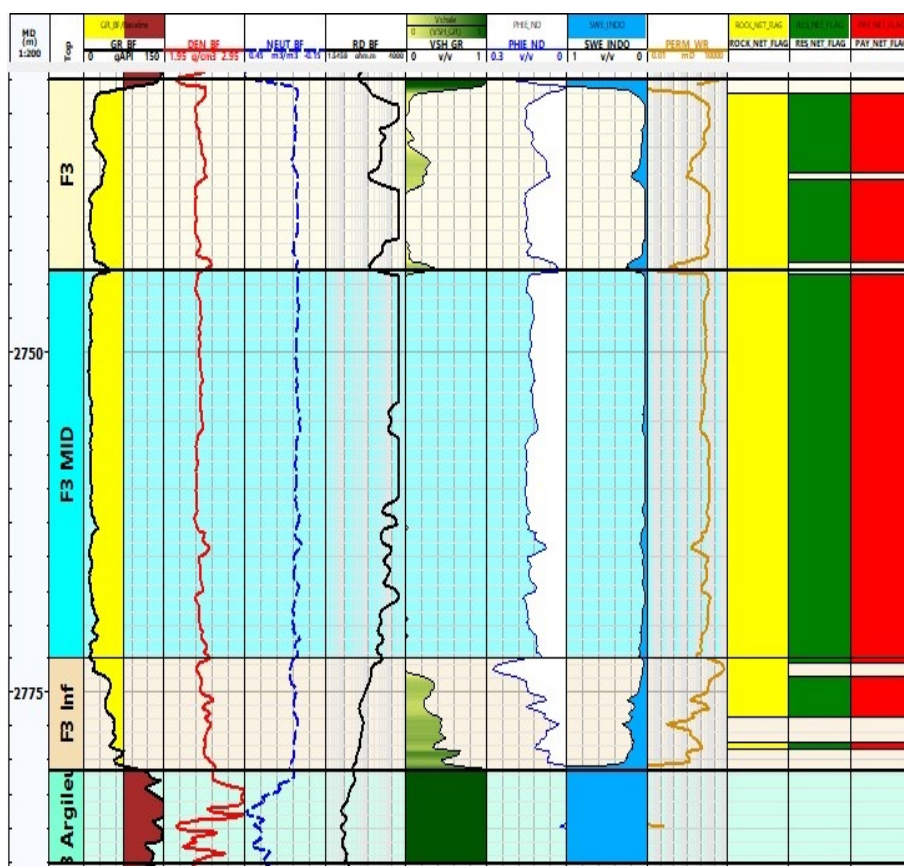


FIGURE A.10 – Loggings et interprétation du puit Mk-302 (Techlog 2015)

Résultats d'interprétation des diagraphies des puits du réservoir F6

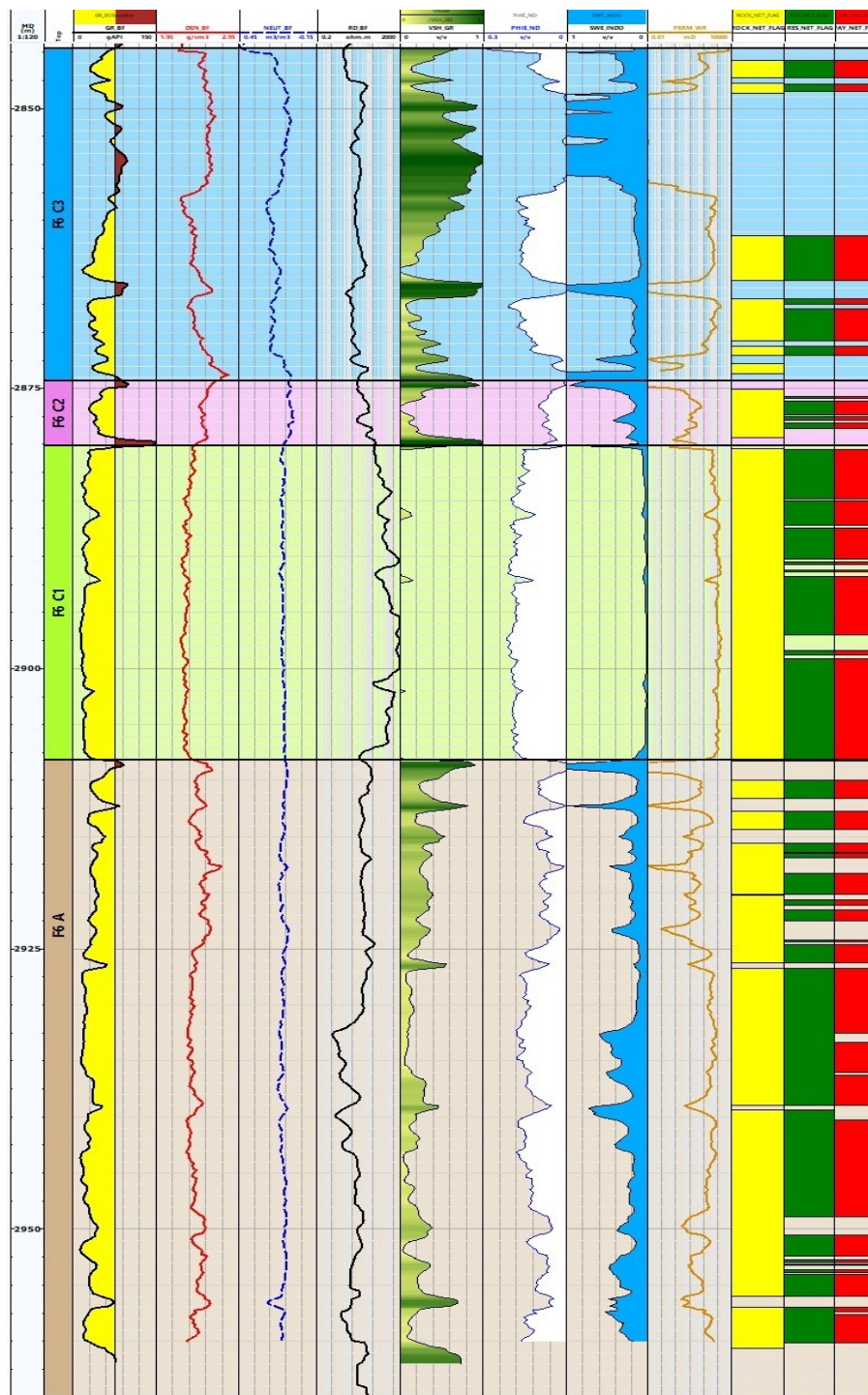


FIGURE A.11 – Loggings et interprétation du puit Mk-6 (Techlog 2015)

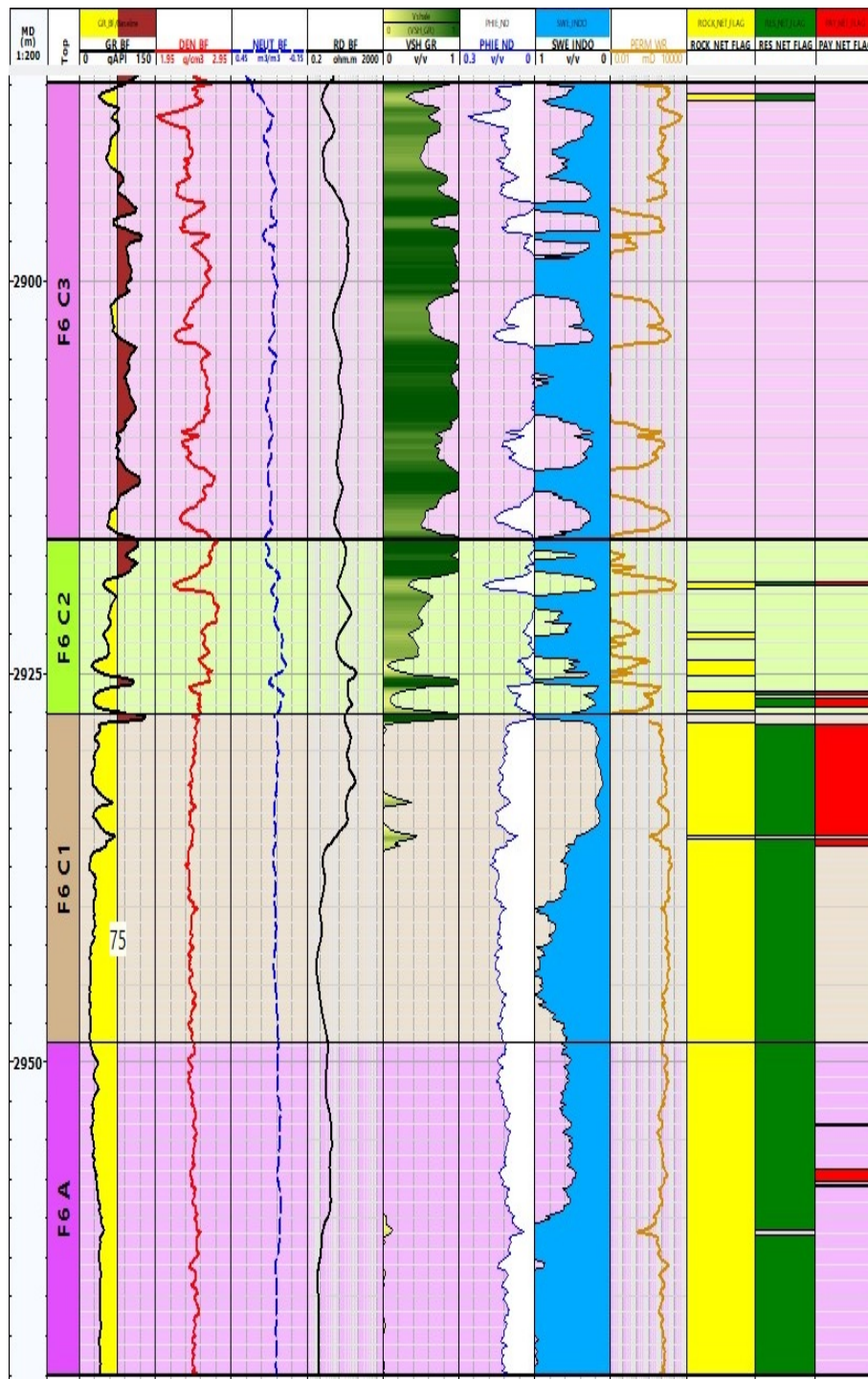


FIGURE A.12 – Loggings et interprétation du puit Mk-13 (Techlog 2015)

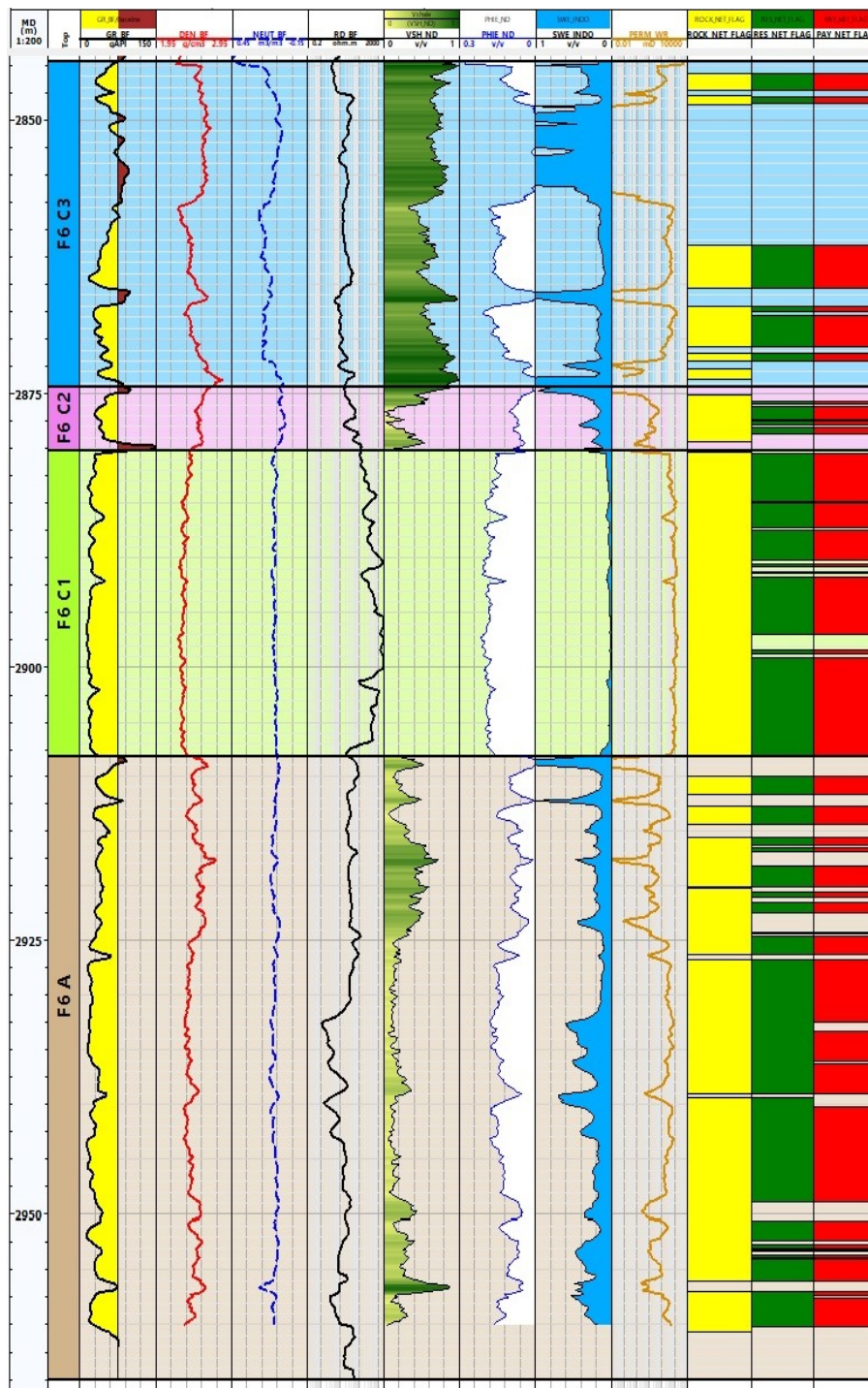


FIGURE A.13 – Loggings et interprétation du puit Mk-19 (Techlog 2015)

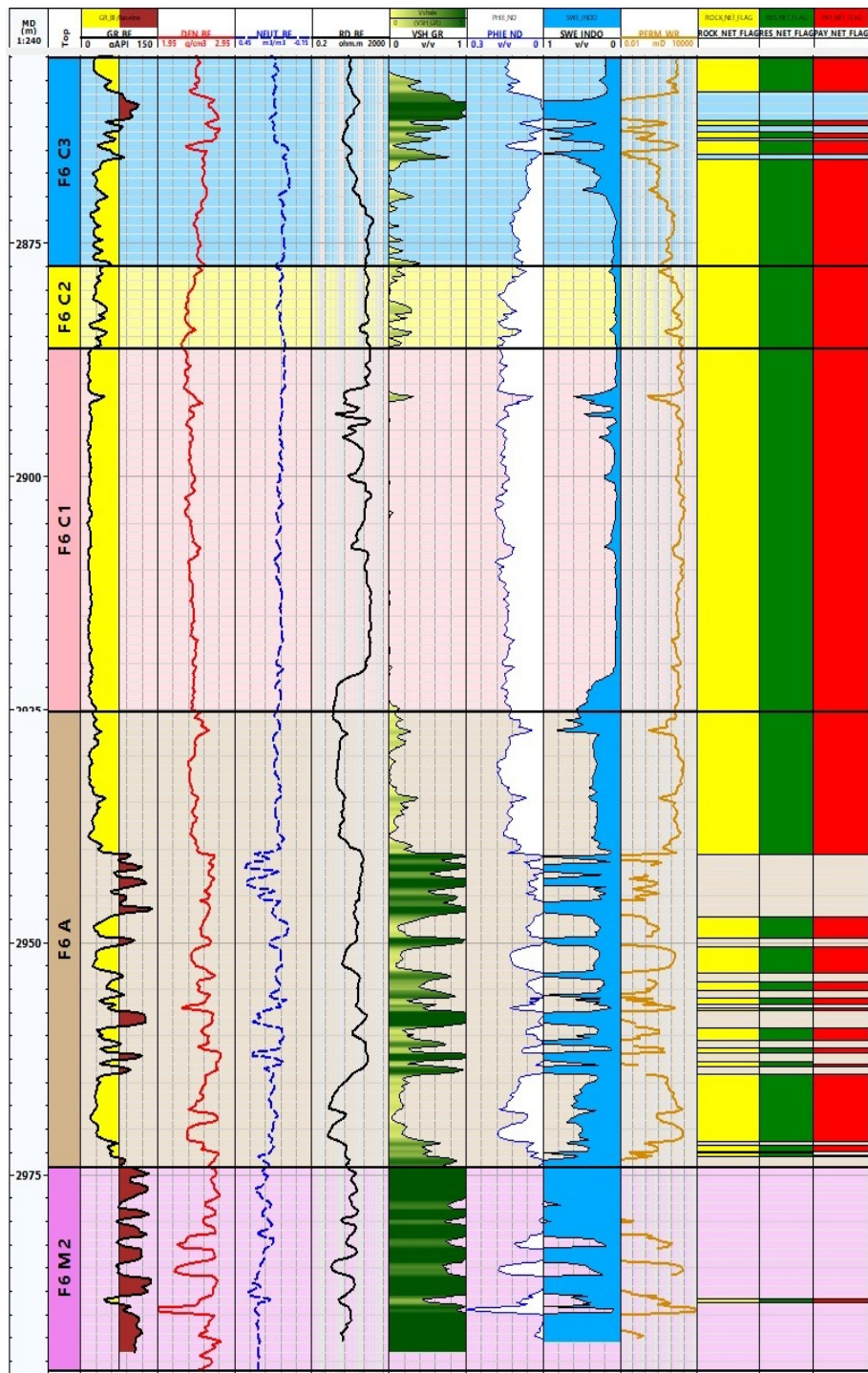


FIGURE A.14 – Loggings et interprétation du puit Mk-22 (Techlog 2015)

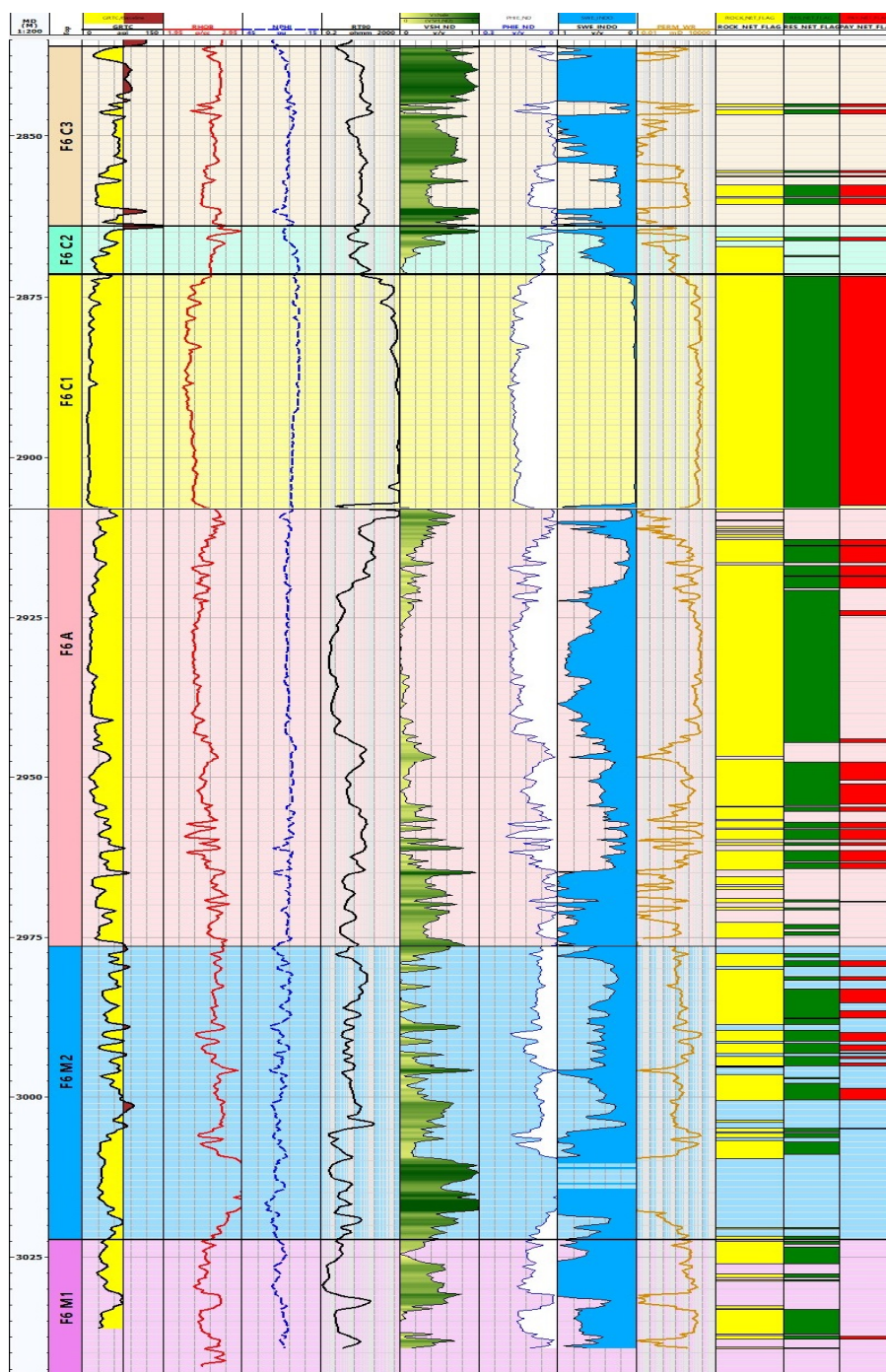


FIGURE A.15 – Loggings et interprétation du puit Mk-28 (Techlog 2015)

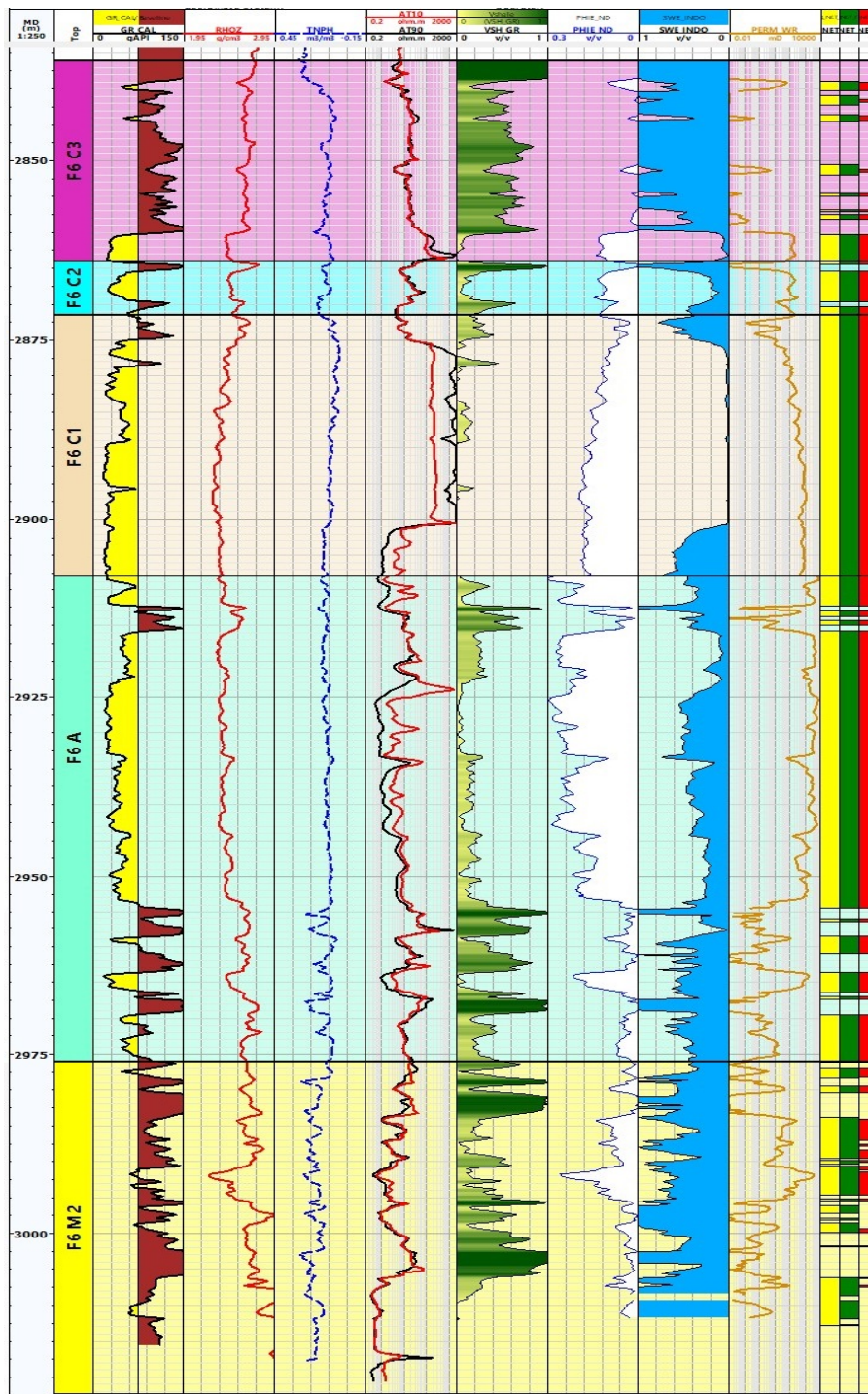


FIGURE A.16 – Loggings et interprétation du puit Mk-29 (Techlog 2015)

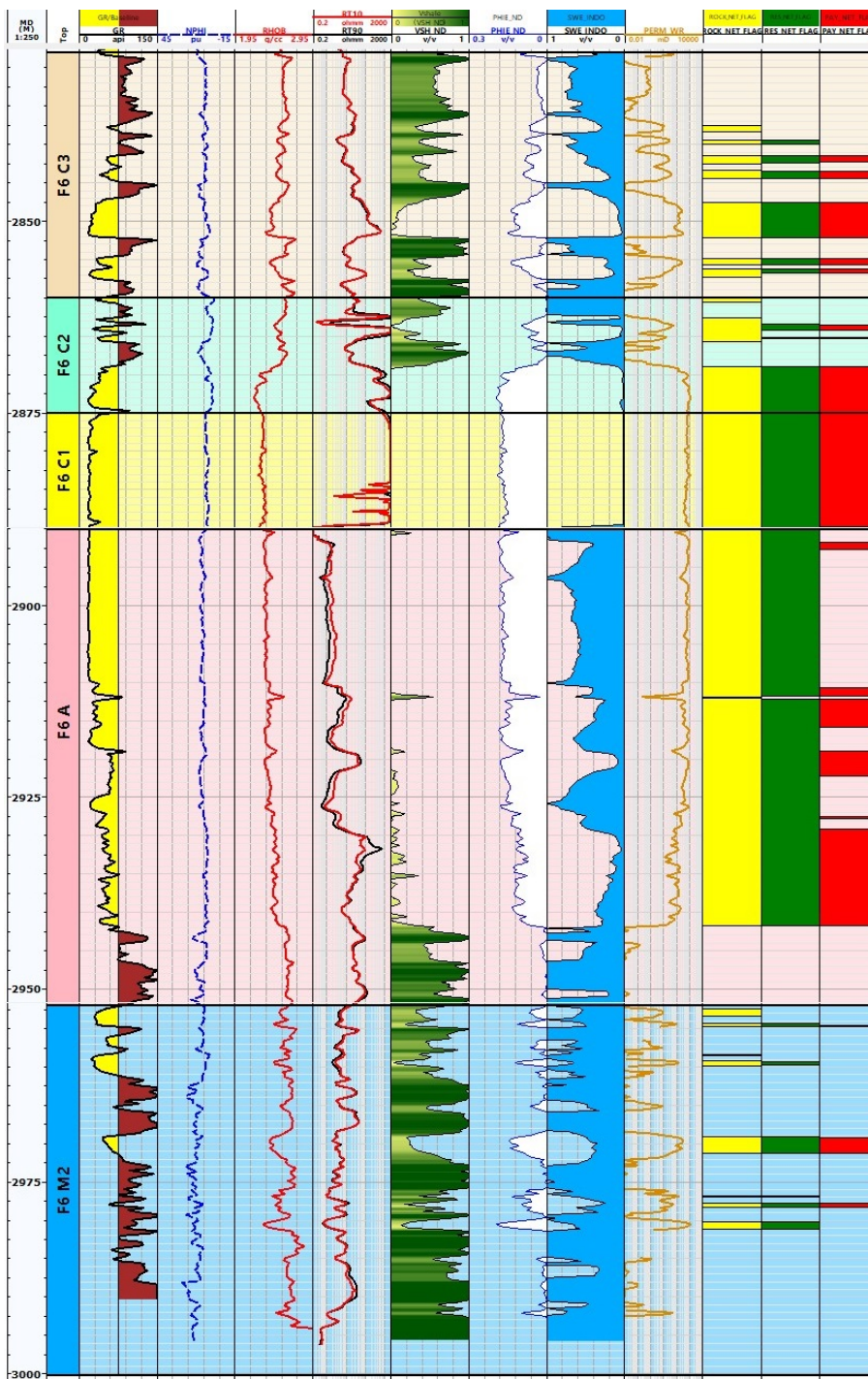


FIGURE A.17 – Loggings et interprétation du puit Mk-30 (Techlog 2015)