



Ecole Nationale Polytechnique

Département : Génie Minier

SONATRACH

Mémoire de projet de fin d'études

Pour l'obtention du diplôme d'Ingénieur d'État en Génie Minier

L'apport de la géostatistique dans l'analyse et la modélisation des caractéristiques pétrophysiques du réservoir TAGI du champ de Benkahla

Réalisé par :

BELKALOUL Amel

RAHIL Fatma Zohra

Présenté et soutenu publiquement le (09/07/2023)

Composition du Jury

Président	Pr. S.YAHYAOUI	Professeur	ENP
Promoteur	M. L.CHANANE	MAA	ENP
Examineur	Pr. R.AKKAL	Professeur	ENP



Ecole Nationale Polytechnique

Département : Génie Minier

SONATRACH

Mémoire de projet de fin d'études

Pour l'obtention du diplôme d'Ingénieur d'État en Génie Minier

L'apport de la géostatistique dans l'analyse et la modélisation des caractéristiques pétrophysiques du réservoir TAGI du champ de Benkahla

Réalisé par :

BELKALOUL Amel

RAHIL Fatma Zohra

Présenté et soutenu publiquement le (09/07/2023)

Composition du Jury

Président	Pr. S.YAHYAOUI	Professeur	ENP
Promoteur	M. L.CHANANE	MAA	ENP
Examineur	Pr. R.AKKAL	Professeur	ENP

“

Dédicaces

Je dédie ce mémoire de fin d'études à toutes les personnes qui ont joué un rôle essentiel dans ma vie et m'ont soutenu tout au long de ce parcours académique,

À ma mère, tu es la personne la plus incroyable que je connaisse. Tes sacrifices, ton amour inconditionnel et ton soutien constant ont été les fondements de ma réussite académique. Tu as toujours été là pour moi, m'encourageant à poursuivre mes rêves et me rappelant toujours l'importance de l'éducation. Tu as été ma première enseignante, m'insufflant le goût de la connaissance et m'incitant à donner le meilleur de moi-même. Aujourd'hui, je peux dire avec fierté que cette réussite est aussi la tienne. C'est grâce à tes encouragements inlassables, tes conseils avisés et ton amour infini que j'ai pu atteindre ce stade de ma vie académique. Tu as été ma plus grande supportrice et mon plus grand modèle,

À la mémoire de mon père, qui nous a quittés bien trop tôt. Tu es avec moi à chaque étape de ma vie et cette dédicace est pour toi,

À ma chère sœur Fatma, celle qui occupe une place si particulière dans ma vie. Tu es bien plus qu'une simple sœur pour moi, tu es ma deuxième maman, ma moitié et ma meilleure amie. Tu as toujours été là pour moi, prête à m'écouter, à me conseiller et à me soutenir dans toutes les étapes de ma vie. Merci d'être cette personne extraordinaire dans ma vie, qui me comprend sans mots, qui me soutient inconditionnellement et qui m'aime d'un amour sans limites,

À mon frère Amine et sa femme Amira, vous m'avez toujours encouragée à poursuivre mes rêves et à me dépasser. Je vous remercie du fond du cœur pour votre soutien inconditionnel et votre amour,

À mes amies, Insaf, Soumia, Nouha et Imane, vous avez été présentes à chaque étape de ma vie. Vos encouragements, vos conseils et votre amitié précieuse ont rendu ce voyage mémorable. Je suis reconnaissante d'avoir des amies comme vous à mes côtés,

À Islem, merci pour tes précieux conseils qui ont été essentiels tout au long de ce processus. Ta sagesse et ta patience ont été une bénédiction,

Et enfin à ma binôme, Basma, et à toute sa famille. Tu es bien plus qu'une binôme, tu es ma meilleure amie et ma sœur de cœur. Tu m'as soutenue non seulement sur le plan académique, mais aussi sur le plan émotionnel. Ta présence réconfortante m'a donné la confiance nécessaire pour avancer dans ce projet. Notre travail d'équipe a été harmonieux et efficace, grâce à notre compréhension mutuelle et à notre synchronisation parfaite. Ce travail est le reflet de l'amour, du soutien et de l'inspiration que vous m'avez tous apportés. Il n'aurait pas été possible sans vous. Je vous dédie cette réalisation, car vous en faites tous partie.

”

- Amel

“

Dédicaces

À ma chère maman, dont l'amour et le soutien inconditionnels ont été la force motrice de toutes mes réussites. Cette réalisation est le fruit de ta confiance et de tes sacrifices pour moi,

À la mémoire de mon cher père, qui est toujours présent dans mon cœur. Ta sagesse continue à m'inspirer et à m'éclairer,

À ma soeur Asma, pour son amour inconditionnel, sa force inébranlable et sa sagesse toujours inspirante. Merci d'avoir été mon soutien, mon guide et ma meilleure amie,

À ma soeur Hassna, dont la joie de vivre et l'optimisme ont toujours été une source d'énergie et d'inspiration pour moi. Ta présence a illuminé chaque étape de ce voyage,

À ma soeur Lillia, pour sa gentillesse, sa compassion et son esprit de résilience qui m'ont toujours encouragé à persévérer. Merci d'avoir été une source constante de motivation et d'inspiration,

Chacune d'entre vous a contribué de manière unique et précieuse à mon voyage. Vous représentez les piliers sur lesquels je me suis appuyée tout au long de ce processus. Cette réalisation porte une partie de vous, de votre amour, de votre soutien et de votre inspiration. Je dédie ce travail à vous ainsi qu'à vos maris, avec tout mon amour et ma gratitude.

À mon frère, Younes, ton soutien et ta confiance ont été précieux. Merci d'avoir cru en moi,

À mes neveux Seifou, Iyad et Wanis et à mes nièces Israa et Assil, qui représentent la joie et l'espoir. Votre innocence et votre amour m'ont toujours donné la force de persévérer,

À mes chères amies, Abir, Yousra et Kenza, nos liens vont bien au-delà de simples amitiés. Vous êtes comme une famille pour moi, des personnes avec qui je peux être moi-même sans jugement, avec qui je peux partager mes peines et mes joies, mes doutes et mes espoirs. Votre présence dans ma vie a rendu chaque jour plus lumineux et significatif,

AUX autres ami(e)s, dont le soutien et l'amitié ont joué un rôle précieux dans ma vie et ce parcours,

À Abdelhadi, dont le soutien et les conseils ont été une source inestimable d'inspiration et de motivation depuis le début de mon cursus universitaire. Ton aide et ta guidance ont été cruciales dans ma réussite,

Enfin, à ma chère binôme de projet de fin d'études et ma meilleure amie. Notre relation a évolué bien au-delà d'une simple collaboration académique, pour devenir une amitié solide et sincère. À travers notre travail acharné, nos échanges d'idées et nos moments de réflexion, nous avons créé des souvenirs précieux qui resteront gravés dans nos cœurs. Je suis reconnaissante de t'avoir à mes côtés, de pouvoir partager ces moments uniques avec toi. Et à travers toi, j'ai découvert une famille aimante et accueillante. Vous êtes une partie essentielle de ma vie, et je suis reconnaissante de chaque moment que nous avons partagé ensemble.

”

- **Basma**

Remerciements

Avant toute chose, nous exprimons notre gratitude envers notre Créateur ALLAH, le tout puissant qui nous a donné la puissance, la patience, la volonté et l'énergie pour terminer ce travail.

Tout d'abord nous remercions les membres du jury qui ont accepté d'examiner ce travail.

Nous adressons particulièrement nos remerciements à notre promoteur Mr. CHANANE. Vos précieux conseils et votre guidance éclairée ont été d'une importance capitale tout au long de ce travail. Votre expertise et votre dévouement nous ont été d'un grand secours pour orienter nos réflexions et mener à bien nos recherches.

Nous tenons également à exprimer notre gratitude envers notre chef de département, Mr. YAHYAOUI. Sa disponibilité, son écoute active, ses encouragements et ses conseils, imprégnés d'une profonde connaissance et d'une passion indéfectible pour notre domaine d'études, nous ont permis de renforcer notre motivation et de maintenir un niveau d'exigence élevé tout au long de notre parcours.

Nous tenons à exprimer notre reconnaissance envers l'ensemble des enseignants du département Génie Minier. Leur enseignement, leurs conseils et leur encadrement ont été essentiels dans notre parcours académique et ont joué un rôle déterminant dans l'aboutissement de ce mémoire. Votre dévouement à l'éducation et à la formation de futurs ingénieurs ne peut être sous-estimé.

Nous remercions tout le personnel de la division production - Service géologie de la région Haoud Berkaoui-Sonatrach, pour leur accueil et leur aide.

Nos remerciements s'adressent également à Mr. MASSA, Mlle. HANETITE et Mlle. ISSAAD, ingénieurs qui ont constamment été à notre écoute, nous ont généreusement offert leur aide et partagé leurs connaissances. Leur collaboration et leur soutien ont été d'une valeur inestimable pour l'enrichissement de notre travail.

Enfin, nous souhaitons adresser nos sincères remerciements à toutes les personnes qui ont contribué de manière significative à la réalisation de ce mémoire. Votre soutien inestimable, vos conseils judicieux et votre encouragement constant ont été les piliers de la réussite de ce projet.

ملخص

يقع حقل بن كحلة في مقاطعة من العصر الترياسي، وهو موقع نفطي رئيسي يتميز بوجود خزانات ترياسية. تم إجراء هذه الدراسة لفهم خصائص الخزان البتروفيزيائية للسلسلة السفلى من المجمع الترياسي الرملي الطيني بدقة، بهدف تحسين إنتاج النفط. تمكن التحليل الجيواحصائي، الذي تم دعمه بتقييم دقيق للسجلات الجيولوجية لأربعة وعشرين بئرًا إنتاجيًا موزعة على كامل الحقل، من تحديد الآبار التي تتمتع بأفضل الخصائص البتروفيزيائية وتلك التي تقدم عائداً مقبولة.

سهلت النمذجة ثلاثية الأبعاد للمعايير البتروفيزيائية الرئيسية فهماً أعمق لتكوين الخزان، مما أدى إلى التنبؤ بشكل أكثر دقة بمناطق تراكم الهيدروكربونات. تم تحديد منطقتين مهمتين لاستغلال حقل بن كحلة: الأولى، تتمتع بخصائص بتروفيزيائية أفضل، والثانية، تتطلب استراتيجية استخراج محددة بسبب انخفاض النفاذية وتشبع الماء بشكل طفيف.

الكلمات المفتاحية:

حقل بن كحلة، السلسلة السفلى، مجمع الطيني الرملي الثالثي، الإحصاء الجيولوجي، التسجيل الجيولوجي، النمذجة، تكلوج، بتريل، الخصائص البتروفيزيائية.

Abstract

The Benkahla field, located in the Algerian Triassic province, is a major oil site characterized by the presence of Triassic reservoirs. This study was conducted to accurately understand the petrophysical properties of the lower series reservoir of the clayey sandstone Triassic complex, with the aim of optimizing oil production.

The geostatistical analysis, supported by a careful evaluation of the logs from twenty-four productive wells evenly distributed in the field, made it possible to identify the wells with the best petrophysical performances and those offering moderate yields.

The three-dimensional modeling of the key petrophysical parameters facilitated a deeper understanding of the reservoir configuration, thereby more accurately predicting the zones of hydrocarbon accumulation. Two zones of interest for the exploitation of the Benkahla field were identified: the first, with better petrophysical conditions, and the second, requiring a specific exploitation strategy due to slightly lower porosity and water saturation.

Keywords : Benkahla field, Lower Series , TAG, Geostatistics, Well logging, . Modelling, Petrophysical parameters, Techlog, Petrel.

Résumé

Le champ de Benkahla, situé à la province triasique algérienne, est un site pétrolier majeur caractérisé par la présence de réservoirs du Trias. Cette étude a été menée pour comprendre avec précision les propriétés pétrophysiques du réservoir de la série inférieure du complexe triasique argileux gréseux, en vue d'optimiser la production de pétrole.

L'analyse géostatistique, soutenue par une évaluation minutieuse des diagraphies de vingt-quatre puits productifs bien répartis dans le champ, a permis d'identifier les puits présentant les meilleures performances pétrophysiques et ceux offrant des rendements modérés.

La modélisation tridimensionnelle des paramètres pétrophysiques clés a facilité une compréhension plus profonde de la configuration du réservoir, prévoyant ainsi plus précisément les zones d'accumulation d'hydrocarbures. Deux zones d'intérêt pour l'exploitation du champ de Benkahla ont été identifiées : la première, avec de meilleures conditions pétrophysiques, et la deuxième, nécessitant une stratégie d'exploitation spécifique en raison d'une porosité et d'une saturation en eau légèrement inférieures.

Mots clés : Champ de Benkahla, Série inférieure, TAGI, Géostatistique, Diagraphie, Modélisation, Paramètres pétrophysiques, Techlog, Petrel.

Table des matières

Liste des figures

Liste des tableaux

Liste des sigles et acronymes

Introduction Générale	18
1 Cadre géographique et contexte géologique	20
1.1 Introduction	20
1.2 Localisation du cadre géographique	21
1.2.1 Cadre géographique régional	21
1.2.2 Cadre géographique local	23
1.2.2.1 La région de Haoud Berkaoui	23
1.2.2.2 Localisation géographique et accès au champ de Benkahla	25
1.3 Contexte géologique	25
1.3.1 Contexte de géologie régional	25
1.3.1.1 Cadre géologique d'Oued Mya	25
1.3.1.2 Litho-Stratigraphie du bassin d'Oued Mya	26
1.3.1.3 Aspect structural et tectonique	32
1.3.1.4 L'intérêt pétrolier du bassin d'Oued Mya	38
1.3.2 Contexte géologique local	41
1.3.2.1 Cadre géologique local	41
1.3.2.2 Lithostratigraphie du champ de Benkahla	41
1.3.2.3 Aspect structural et tectonique	46
1.3.2.4 Potentiel pétrolier du champ de Benkahla	48
1.4 Conclusion	49
2 Mesures diagraphiques et paramètres pétrophysiques	51
2.1 Introduction	51
2.2 Définition de diagraphie	51
2.3 Les moyens techniques d'enregistrement	52
2.4 Présentation d'une diagraphie	54
2.5 Diagraphies différées	55
2.5.1 Définition	55
2.5.2 Les types de diagraphies différées	56
2.5.2.1 Diagraphie électrique	56

Table des matières

2.5.2.1.1	Potentiel spontané	56
2.5.2.1.2	Résistivité	57
2.5.2.2	Diagraphie nucléaire	59
2.5.2.2.1	Diagraphie de rayonnement Gamma	59
2.5.2.2.2	Diagraphie Neutron	61
2.5.2.2.3	Diagraphie de densité	64
2.5.2.2.4	Diagraphie acoustique (sonique)	65
2.5.2.2.5	Diagraphie auxiliaire (Caliper)	66
2.6	Les paramètres pétrophysiques du réservoir	68
2.6.1	Volume d'argile (V_{sh})	68
2.6.1.1	Méthode de calcul	68
2.6.2	La porosité (Φ)	69
2.6.2.1	Les types de porosité	69
2.6.2.2	Méthodes de calcul	70
2.6.3	La perméabilité (K)	73
2.6.3.1	Définition	73
2.6.3.2	La loi de Darcy	73
2.6.3.3	Types de perméabilité	75
2.6.3.4	Méthode de calcul	75
2.6.4	La saturation en eau S_w	76
2.6.4.1	Définition	76
2.6.4.2	Méthode de calcul	76
2.6.5	La densité	78
2.6.5.1	Définition	78
2.6.5.2	Méthode de mesure	78
2.7	Conclusion	78
3	Notions de base sur la Géostatistique	80
3.1	Introduction	80
3.2	Historique	80
3.3	Concepts de base en géostatistique	81
3.3.1	Variable spatiale	81
3.3.2	Variable régionalisée	82
3.3.3	Variabilité spatiale	82
3.3.4	Fonction aléatoire	83
3.4	Mesure de la dépendance spatiale	83
3.4.1	Le semi-variogramme/variogramme	83
3.4.1.1	Le semi-variogramme théorique	84
3.4.1.2	Le semi-variogramme expérimental	86
3.4.1.3	Schéma théorique et ajustement du variogramme	87

Table des matières

3.4.2	Anisotropie	91
3.4.2.1	Anisotropie géométrique	92
3.4.2.2	Anisotropie zonale	93
3.4.3	Directions du variogramme	94
3.5	Techniques d'estimation et de simulation en géostatistique	94
3.5.1	Le Krigeage : Une Méthode d'Estimation Spatiale Optimale	94
3.5.1.1	Fondements Mathématiques du Krigeage	95
3.5.1.2	Choix et application des différents types de Krigeage en géostatistique	96
3.5.2	La simulation géostatistique	97
3.5.2.1	Processus de simulation géostatistique	97
3.5.2.2	Les méthodes de simulation géostatistique	98
3.5.2.3	Simulation séquentielle gaussienne	99
3.6	Conclusion	100
4	Evaluation et interprétation des paramètres pétrophysiques par Techlog	101
4.1	Introduction	101
4.2	Présentation du logiciel Techlog	102
4.3	Méthodologie	104
4.3.1	Données régionales nécessaires	104
4.3.2	Interprétation diagraphique:	105
4.3.3	Application sur Techlog	107
4.4	Conclusion	116
5	Modélisation 3D des paramètres pétrophysiques	118
5.1	Introduction	118
5.2	Présentation du logiciel Petrel	119
5.3	Méthodologie	119
5.3.1	Données nécessaires	120
5.3.2	Modélisation structurale	122
5.3.3	Modélisation pétrophysique	124
5.3.4	Analyse et interprétation des résultats	132
5.4	Conclusion	146
	Conclusion Générale	148
	References	150
A	Résultats d'interprétation des diagraphies des puits	152
B	Paramètres variographiques	164

Liste des figures

1.1	Situation géographique d'Oued Mya	22
1.2	Situation géographique des périmètres d'exploitation de Haoud Berkaoui, Benkahla, Benkahla-Est et Guellala.	23
1.3	Situation géographique des périmètres d'exploitation de Haoud Berkaoui, Benkahla, Benkahla-Est et Guellala.	24
1.4	Localisation du champ de Benkahla	25
1.5	Situation géologique du bassin d'Oued Mya	26
1.6	Colonne lithostratigraphie du bassin d'Oued Mya.	31
1.7	Coupes géologiques N-S et NO-SE dans le bassin d'Oued Mya	36
1.8	Une coupe du modèle de Trias, orientée Est-Ouest	43
1.9	Colonne lithostratigraphique de Benkahla	46
1.10	Coupe structural N-S montrant Benkahla	49
2.1	Schéma représentant l'appareillage d'opération des diagraphies	53
2.2	Entête d'une diagraphie (Document cement bond logging-Puits OKS27, Schlumberger).	55
2.3	Principe de la mesure Neutron.	62
2.4	Schéma représentant le principe de la sonde Neutron	63
2.5	Principe de la diagraphie de densité	64
2.6	Classification des différents types de diagraphies différées	67
2.7	Expérience de Darcy	73
3.1	Représentation schématique des points de mesure de la variable	83
3.2	Schéma type d'un variogramme	85
3.3	Schéma de calcul du variogramme expérimental	87
3.4	Schéma type d'un modèle de semi-variogramme sphérique	88
3.5	Schéma type d'un modèle de semi-variogramme exponentiel	89
3.6	Schéma type d'un modèle de semi-variogramme gaussien	90
3.7	Schéma d'une anisotropie géométrique	92
3.8	Rose des portées d'une anisotropie géométrique	92
3.9	Schéma d'une anisotropie zonale	93
4.1	Organigramme du Processus d'Analyse Pétrophysique dans Techlog	103
4.2	LogView du puits OKP131 (Techlog 2015).	107
4.3	Création et topping des formations du puits OKP131 (Techlog 2015).	108

Liste des figures

4.4	Calcul de TVD du puits OKP131 (Techlog 2015).	109
4.5	Borehole computation du puits OKP131 (Techlog 2015).	109
4.6	Calcul de volume d'argile pour le puits OKP131 (Techlog 2015).	110
4.7	Calcul de la porosité effective du puits OKP131 (Techlog 2015).	111
4.8	Calcul de la saturation en eau du puits OKP131 (Techlog 2015).	111
4.9	Etablissement des cut-off pour Vsh, Porosité et Sw	112
4.10	Valeurs moyennes des paramètres pétrophysiques selon les cut-off	112
4.11	Loggings et interprétation du puits OKP131 (Techlog 2015).	113
4.12	Position des 24 puits considérés.	116
5.1	Représentation des 24 puits choisis de Benkahla (Petrel 2017)	119
5.2	Processus de la modélisation 3D des paramètres pétrophysiques en utilisant Petrel	120
5.3	Définition de système de coordonnées sur Petrel pour le champ Benkahla	121
5.4	Création des surfaces de la limite supérieure et la limite inférieure de la série inférieure du champ de Benkahla (Petrel 2017).	123
5.5	Création de la grille simple (Petrel 2017).	124
5.6	Délimitation des couches (Petrel 2017).	125
5.7	Valeurs upscaled des loggings de porosité, volume d'argile et saturation en eau pour le puits OKP131 (Petrel 2017).	126
5.8	Variogrammes directionnels de la porosité effective (Petrel 2017).	129
5.9	Variogrammes directionnels de la saturation en eau (Petrel 2017).	130
5.10	Variogrammes directionnels du volume d'argile (Petrel 2017).	131
5.11	Modèle 3D illustrant la distribution spatiale de la porosité effective (Petrel 2017).	133
5.12	Carte de moyenne de la porosité effective (Petrel 2017).	134
5.13	Modèle 3D illustrant la distribution spatiale de la saturation en eau (Petrel 2017).	135
5.14	Carte de moyenne de la saturation en eau (Petrel 2017).	136
5.15	Modèle 3D illustrant la distribution spatiale du volume d'argile (Petrel 2017).	137
5.16	Carte de moyenne du volume d'argile (Petrel 2017).	138
5.17	Coupe de section 1 sur le modèle de porosité effective (Petrel 2017).	140
5.18	Coupe de section 1 sur le modèle de saturation en eau (Petrel 2017).	141
5.19	Coupe de section 1 sur le modèle du volume d'argile (Petrel 2017).	142
5.20	Coupe de section 2 sur le modèle de la porosité effective (Petrel 2017)	143
5.21	Coupe de section 2 sur le modèle de la saturation en eau (Petrel 2017)	144
5.22	Coupe de section 2 sur le modèle du volume d'argile (Petrel 2017).	145
A.1	Loggings et interprétation du puits OKP13.	152
A.2	Loggings et interprétation du puits OKP20.	152
A.3	Loggings et interprétation du puits OKP15.	153
A.4	Loggings et interprétation du puits BKHP1.	153
A.5	Loggings et interprétation du puits OKP24b.	154
A.6	Loggings et interprétation du puits OKP01.	154

Liste des figures

A.7	Loggings et interprétation du puits OKP22.	155
A.8	Loggings et interprétation du puits OKP70.	155
A.9	Loggings et interprétation du puits OKT17.	156
A.10	Loggings et interprétation du puits OKT36.	156
A.11	Loggings et interprétation du puits OKS33.	157
A.12	Loggings et interprétation du puits OKS34.	157
A.13	Loggings et interprétation du puits OKS35.	158
A.14	Loggings et interprétation du puits OKS37.	158
A.15	Loggings et interprétation du puits OKS36.	159
A.16	Loggings et interprétation du puits OKS42.	159
A.17	Loggings et interprétation du puits OKS54.	160
A.18	Loggings et interprétation du puits OKS64.	160
A.19	Loggings et interprétation du puits OKP32.	161
A.20	Loggings et interprétation du puits OKS27.	161
A.21	Loggings et interprétation du puits OKS45.	162
A.22	Loggings et interprétation du puits OKS58.	162
A.23	Loggings et interprétation du puits OKS39.	163
B.1	Choix des paramètres variographiques pour le variogramme de la porosité effective.	164
B.2	Choix des paramètres variographiques pour le variogramme de la saturation en eau.	164
B.3	Choix des paramètres variographiques pour le variogramme du volume d'argile.	165

Liste des tableaux

1.1	Les phases tectoniques affectant la plateforme saharienne	37
1.2	Roche mère, roche couverture, et type de pièges du bassin d'Oued Mya	40
4.1	Les données des paramètres régionaux (Benkahla)	104
4.2	Résultats d'interprétation du puits 131	113
4.3	Résultats d'interprétation de la série inférieure des puits considérés	115
5.1	Choix des paramètres variographique (Petrel 2017)	128

Liste des sigles et acronymes

a	<i>facteur qui dépend de la lithologie</i>
AIT	<i>Array Induction Tools</i>
API	<i>American Petroleum Institute</i>
BHC	<i>Borehole Compensated</i>
C0	<i>Nugget</i>
CNL	<i>Compensated Neutron Log</i>
D	<i>Darcy</i>
di	<i>Diamètre d'invasion</i>
GR	<i>Gamma ray</i>
HNGS	<i>High Resolution Natural Gamma Spectrometry</i>
K	<i>Perméabilité.</i>
LAS	<i>Log ASCII Standard</i>
LDT	<i>Litho density tool</i>
m	<i>Facteur de cementation</i>
MD	<i>Measured Depth</i>

Liste des sigles et acronymes

MSFL	<i>Microspherically Focused Log</i>
hu	<i>épaisseur utile de chaque banc</i>
NGS	<i>Natural Gamma Spectrometry</i>
PEF	<i>Photoelectric Effect Factor</i>
PS	<i>Potentiel spontané</i>
Rlls	<i>Resistivity LateroLog Shallow</i>
R_m	<i>Résistivité de la boue</i>
R_W	<i>Résistivité de l'eau d'imbibition</i>
R_{XO}	<i>Résistivité de la zone lavée</i>
S	<i>Saturation</i>
S_w	<i>Saturation d'eau</i>
TAGI	<i>Trias argileux gréseux inférieur</i>
TVD	<i>True Vertical Depth</i>
Var	<i>Variance</i>
V_{sh}	<i>Volume d'argile</i>
Φ_d	<i>Porosité densité</i>
Φ_e	<i>Porosité effective</i>
Φ_N	<i>Porosité neutron</i>

Liste des sigles et acronymes

Φ_{sc}	<i>Porosité sonique</i>
Φ_t	<i>Porosité totale</i>
φ_1	<i>Porosité primaire</i>
φ_2	<i>Porosité secondaire</i>
ρ_b	<i>Densité globale de la formation</i>
ρ_b	<i>Densité de la matrice</i>
ρ_f	<i>Densité du fluide interstitiel</i>
ρ_{sh}	<i>Densité globale lue sur le log dans le banc totalement argileux</i>
Δt_{sh}	<i>Temps de transit dans la formation qui est à 100 % argileuse</i>
Δt_{ma}	<i>Temps de transit dans la matrice</i>
Δt_f	<i>Temps de transit dans le fluide</i>
γ_{th}	<i>Fonction semi-variogramme.</i>

Introduction Générale

Introduction Générale Le pétrole brut, fondamental à la production d'énergie et de paraffines, demeure une source d'énergie essentielle largement utilisée, de par son rôle clé dans le fonctionnement et le développement de l'économie mondiale. Avec une demande mondiale croissante, prévue pour augmenter de 0,9% par an jusqu'en 2045 selon le rapport 2020 de l'OPEP, le pétrole reste d'importance primordiale pour les économies développées, émergentes et en développement. Cette demande croissante par les marchés énergétiques et industriels mondiaux, constitue un grand défi pour les pays producteurs de pétrole qui doivent impérativement répondre à cette pressante demande par la découverte de nouveaux réservoirs prometteurs et exploitables ou en procédant par l'amélioration des techniques d'exploitations déjà opérationnelles dans les champs existants et les rendre beaucoup plus efficaces en vue d'une meilleure optimisation de la production des puits et rentabilité du champ.

L'Algérie, en tant que 18e producteur mondial de pétrole et troisième en Afrique, avec une production de 1,02 million de barils par jour en 2020, se positionne comme un acteur important sur le marché pétrolier. La découverte des premiers gisements exploitables en Algérie remonte aux années 1950 et depuis lors, l'industrie pétrolière est devenue un pilier de l'économie algérienne, contribuant à environ 30% du PIB du pays et à plus de 95% des recettes d'exportation, selon les données de 2021.. Les principaux gisements algériens du pétrole sont situés dans le sud du pays, circonscrits dans les bassins sédimentaires de la plateforme saharienne. Plusieurs gisement sont aujourd'hui identifiés, répertoriés et reconnus. Cependant, les réservoirs d'hydrocarbures sont dans leur quasi-totalité à caractère lithologique gréseux et se trouvent essentiellement dans les étages du Cambro-Ordovicien, Siluro-Dévonien et du Trias. Les bassins les plus productifs d'hydrocarbures en Algérie demeurent ceux de la province triasique qui totalise plus de 50 pourcent de la réserve d'hydrocarbures en Algérie, en l'occurrence ceux du nord du bassin d'Oued Mya, Hassi-Messaoud et Hassi-Rmel.

Cette étude s'inscrit dans le projet d'optimisation de la production de pétrole dans le champ de Benkahla, considéré, à l'instar du champ de Haoud-Berkaoui, comme étant le principal champ de production du pétrole dans la région. Toutefois, l'objectif de notre étude, vise l'évaluation et l'amélioration de la capacité de production du réservoir de la Série Inférieure du complexe triasique argileux gréseux, où l'approche géostatistique est imminemment retenue pour l'optimisation de production de pétrole à travers le choix de zones

d'implantation de nouveaux forages au voisinage des puits productifs existants présentant de meilleures performances pétrophysique, Cette approche permettra d'obtenir une connaissance exhaustive de la répartition spatiale des caractéristiques pétrophysiques des puits du réservoir par le développement d'un modèle géostatistique aussi fidèle et précis que possible à la nature pétrophysique du réservoir, tout en procédant par l'opération d'interpolation des valeurs des données relatives aux caractéristiques pétrophysiques de chaque puits recueillies des différents sondages, par la division de recherches, développement et production de SONATRACH de la direction régionale Haoud Berkaoui, afin d'identifier leurs distributions et dépendances spatiales dans le réservoir .

L'utilisation de cette méthode nous permettra de mieux comprendre et analyser la structure de la formation géologique du réservoir, dans l'optique d'une meilleure efficacité du modèle de simulation développé sur la pétrophysique des puits du réservoir. Les résultats de cette recherche pourraient avoir d'importantes implications sur l'industrie pétrolière en général et l'optimisation de production à partir du réservoir de la série inférieure en particulier, associée à un maximum de rentabilité du champ de Benkahla.

Ce travail de recherche est structuré en 5 chapitres et une conclusion générale.

- Le premier chapitre, présentera le cadre géographique, le contexte géologique.
- Le deuxième chapitre, s'intéresse aux mesures diagraphiques et paramètres pétrophysiques.
- Le troisième chapitre, est consacré aux notions de base de la géostatistique.
- Le quatrième chapitre, sera dédié à l'évaluation et l'interprétation des paramètres pétrophysiques par Techlog.
- Le cinquième chapitre, sera consacré à la modélisation 3D des paramètres pétrophysiques.

CHAPITRE 1

Cadre géographique et contexte géologique

1.1 Introduction

La plateforme saharienne algérienne couvre de très larges étendues géographiques et géologiques en Afrique du Nord, structurée par de grands ensembles géologiques constitués par de vastes bassins sédimentaires très profonds, répartis en trois provinces :

- 1 La province occidentale : comprend les bassins de Tindouf, Béchar, Reggane, Ahnet, Timimoune et Taoudenni-Sbâa ;
- 2 La province orientale : est constituée des bassins de Berkine au Nord, Illizi au Sud qui est séparé par le bassin de Mouydir par l'éperon d'Amguid ;
- 3 La province triasique: située dans la partie septentrionale de la Plateforme Saharienne. Elle correspond à un anticlinorium de direction Est-Ouest où les éléments structurant majeurs sont individualisés principalement comme suit :
 - a La voûte de Tilrhemt et le haut fond de Talemzane ;
 - b Le système structural de Djemâa-Touggourt ;
 - c Le système de dislocation d'El Agreb-Messaoud ;
 - d Le môle de Dahar.

Ces éléments structurants sont séparés par la dépression d'Oued Mya, où l'on rencontre les séries types de la province triasique [1].

La province triasique été mise en place sur plusieurs éléments structuraux dérivant des processus tectonique et érosion pouvant dépasser dans certaines conditions l'âge hercynien. Une grande partie de ces structures est largement recouverte de sédiments datant du

mésozoïque surmonté par ceux de l'éocène et Mio-Pliocène pouvant contenir quelques potentiels d'hydrocarbures malgré les indices non encore validés.

Les accumulations d'hydrocarbures découvertes à ce jour dans la moitié occidentale de la province triasique, peuvent être regroupées en plusieurs ensembles distincts :

- A l'Est, le grand champ de Hassi Messaoud et ses périphéries Nord-ouest, Est et Sud.
- Au Nord, la série des champs pétroliers de Draa Temra, Mellala, Bab El Hattabat, N'Goussa, Guellala Nord-est, Oulouga, Boukhezana, Ouarsenis Nord, Moukhag EKebach, El Haicha, Ouarsenis et Zidane Lakhdar.
- Au NW, le grand gisement gazier de Hassi R'mel, séparé par un ensemble de champs pétroliers de Djorf, Oued Noumer, Sidi Mezrhich, Ait Kheir, Zelfana, Kef El Argoub, H.El Beida, H. El Mokhta.
- Sur l'axe du sillon d'Oued Mya, dans le bloc 438, le champ de Haoud Berkaoui est situé au voisinage Ouest du champ de Ben Kahla et Sud-ouest de Guellala.
- Plus loin au Sud, les trois champs pétroliers d'El Gassi, Zotti et El Agreb [2].

Notre projet de fin d'études s'articule autour de la zone d'étude du champ pétrolier de Ben Kahla, considérés à l'instar de Haoud Berkaoui comme étant les zones les plus explorées de la province Triasique.

1.2 Localisation du cadre géographique

1.2.1 Cadre géographique régional

Le bassin d'Oued Mya est situé en majorité dans la partie septentrionale de la plateforme saharienne algérienne, à environ 600 km au Sud d'Alger, appartenant à la province triasique. Il est limité naturellement par les ensembles suivants:

- *Au Nord*, par l'ensellement de Touggourt (dénommé également haut fond Djemâa-Touggourt),
- *Au Nord-ouest* par le dôme de Tilrhemt
- *Du Nord au centre-Est*, par la dorsale El Agreb-Hassi Messaoud,
- *Au Sud-est*, par la dorsale d'Amguid,

- *Au Sud*, ouvert sur le bassin de Mouydir,
- *Au Sud-ouest*, par la dorsale d'idjerane,
- *A l'ouest*, par le mole d'Allai,
- *Au Nord-ouest*, par l'ensellement de Djofra.

Il est délimité par les coordonnées géographiques suivantes :

- A sa limite Sud par la latitude de $31^{\circ}15'$, et sa limite Nord par la latitude $33^{\circ}00'$ Nord,
- Et entre les longitudes $3^{\circ}30'$ et $6^{\circ}15'$ Est.

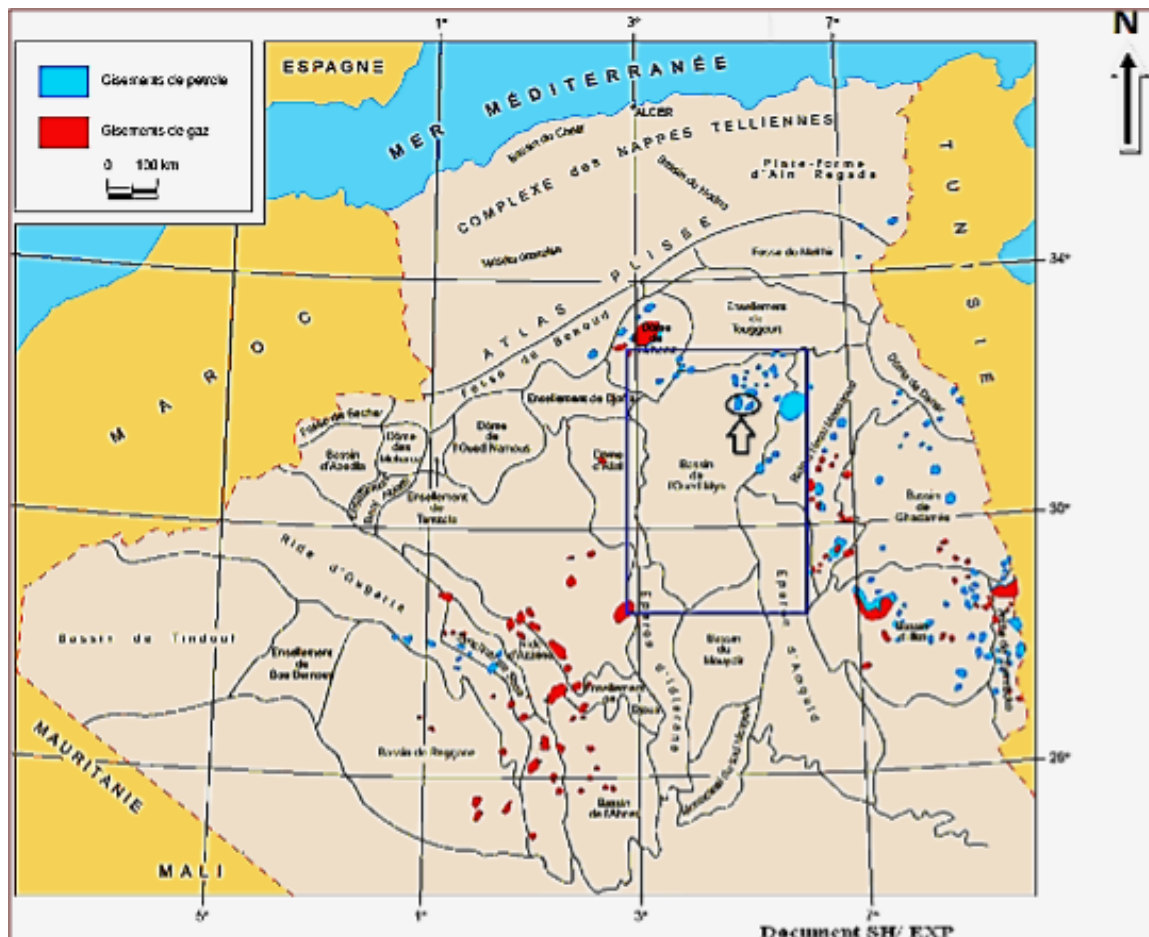


Figure 1.1: Situation géographique d'Oued Mya [3]

Il s'étend sur une superficie d'environ 5300 km². Il englobe les blocs suivants : 438 (a, b, c) - 435 - 425 - 422 - 421 - 420 (a, b) - 419 (a, b) - 418 - 417 (a, b) - 416 - 412 - 411 - 410 - 409 - 408 et 350 - 318 - 315 - 314 - 136 (c) - 128 (a, b) - 124 (b) - 120 (a) - 106, appartenant au district IV de la Sonatrach [1].

1.2.2 Cadre géographique local

1.2.2.1 La région de Haoud Berkaoui

La région de Haoud-Berkaoui se situe au Sud du Bloc 438 de la dépression d'Oued-Mya, à environ 800 Km au Sud-est de la capitale Alger, à 100 km au Nord-ouest de Hassi Messaoud et à 30 km au Sud de Ouargla. Cette zone est située dans la partie la plus enfoncée du bassin, orientée Nord-Est/Sud-Ouest, et est séparée du bourrelet d'Erg-Djouad par un sillon dont l'amplitude varie entre 200 et 400 Km. La largeur de cette région est d'environ 25 à 30 km dans sa partie Sud-Ouest et de 08 à 10 km dans sa partie Nord-Est.

Le gisement de Haoud Berkaoui, s'étend sur une superficie de 175 Km², avec une élévation de 220 m par rapport au niveau de la mer. Il a été découvert en mars 1965 par la CFPA (compagnie française du pétrole algérien), inauguré par le premier forage du puits OK101 [2]. La région de Haoud-Berkaoui est constituée de 04 champs principaux, Berkaoui à l'ouest, à son voisinage Est Benkahla et Benkahla-Est et Guellala au Nord-est, avec de petites structures à sa périphérie (Figure I.2).

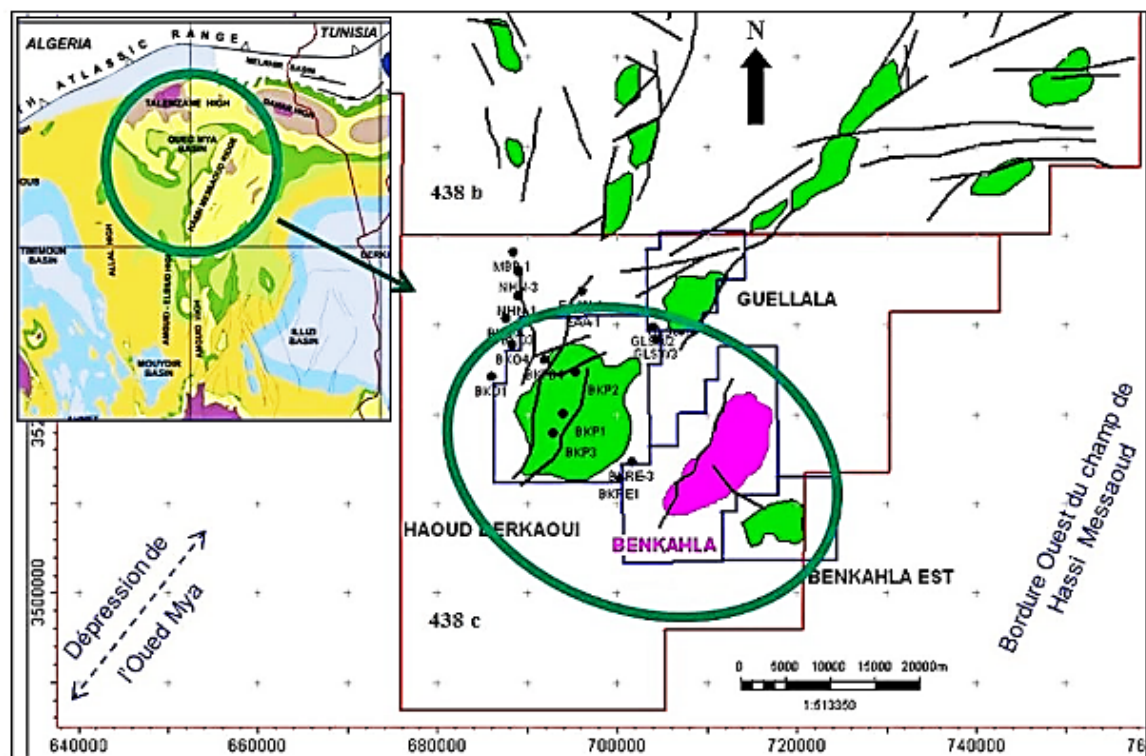


Figure 1.2: Situation géographique des périmètres d'exploitation de Haoud Berkaoui, Benkahla, Benkahla-Est et Guellala.[4]

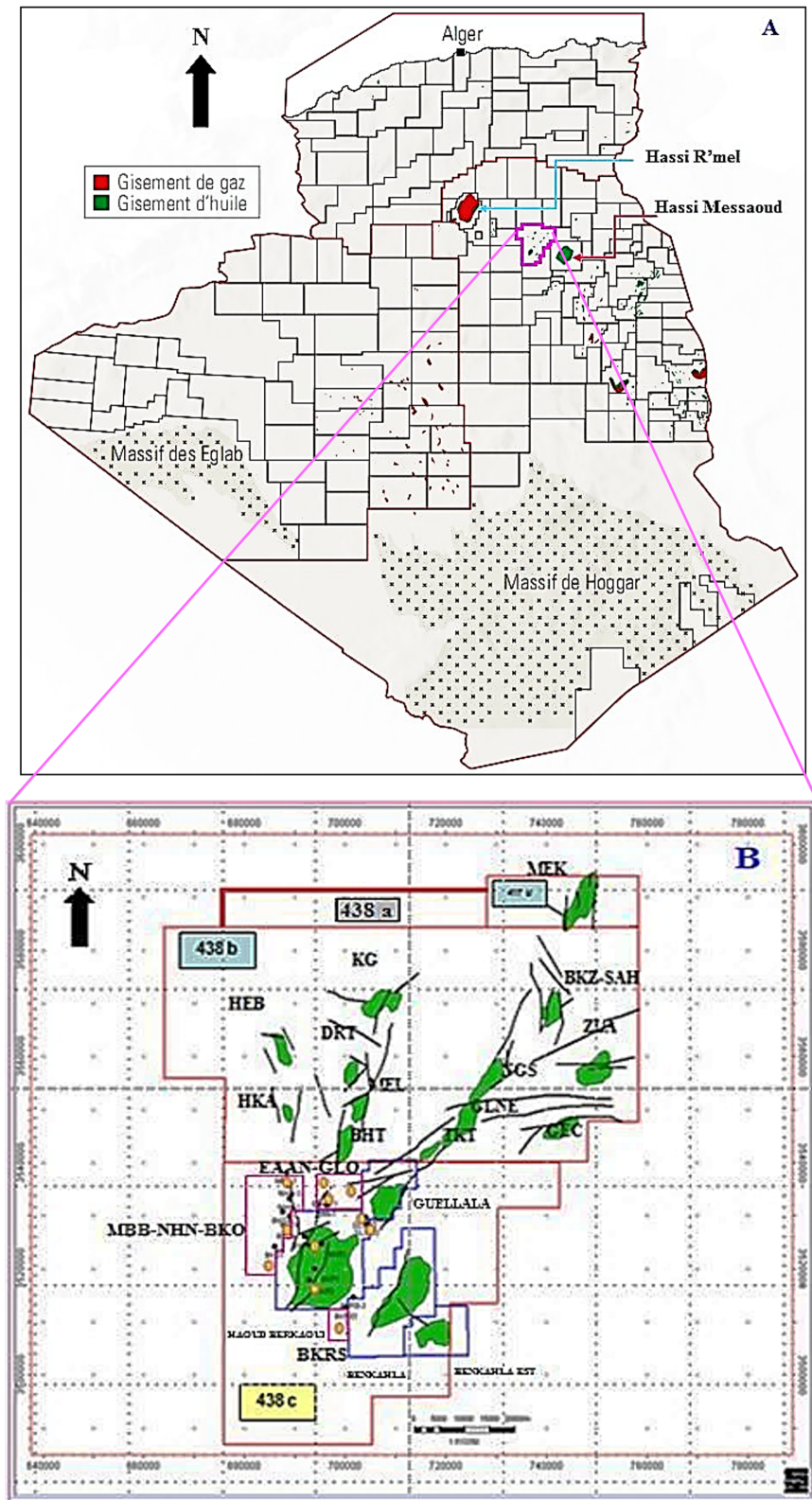


Figure 1.3: A. Situation du bloc 438 au Nord de la plateforme saharienne d'Algérie [5] B. Les champs principaux et périphériques situés dans le bloc 438.[6]

1.2.2.2 Localisation géographique et accès au champ de Benkahla

Le champ de Ben kahla se situe à la limite de l'intersection Sud-ouest de la latitude $31^{\circ}45'$ et la Longitude $5^{\circ}15'$. Il est localisé dans la région anciennement appelée Garackrima, à environ 80 km à l'Ouest de Hassi Messaoud, à une distance d'environ 20 km au Sud du champ de Guellala et à la même distance à l'Est de Haoud Berkaoui. Le champ de Benkahla se trouve dans le territoire de la wilaya de Ouargla, à 25 Km à l'Ouest du chef-lieu de la wilaya. Il est localisé ainsi entre les deux régions pôles de Hassi Messaoud à l'Est, à vocation pétrolière et Hassi R'mel au Nord-ouest, à vocation gazifière. Et il est distant d'environ 600 km au Sud d'Alger.

Administrativement, il est rattaché à la commune de ROUISSAT, il s'étend sur une superficie de 83,5 Km², allongé dans le sens Sud-ouest-Nord-est.

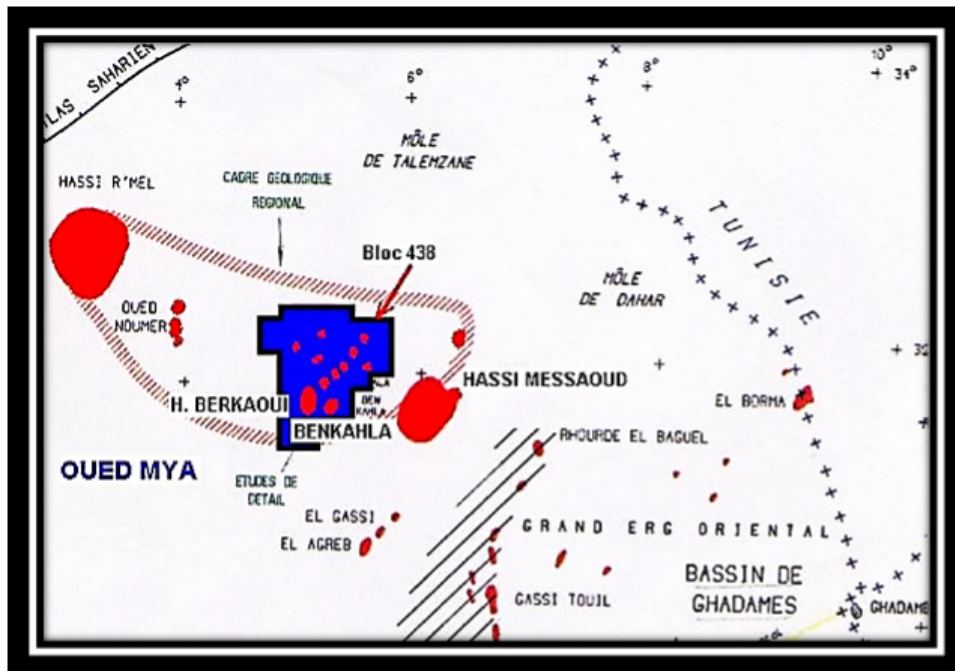


Figure 1.4: Localisation du champ de Benkahla.[3]

1.3 Contexte géologique

1.3.1 Contexte de géologie régionale

1.3.1.1 Cadre géologique d'Oued Mya

La dépression d'Oued Mya allongée d'orientation NE-SW qui, s'est formée durant le Paléozoïque, appartient majoritairement à la province triasique, située au Nord de la plateforme saharienne Algérienne, elle est clairement délimitée par un ensemble d'édifices structuraux qui sont présentés comme suit :

- Au Nord, par l'ensellement de Touggourt-Djamaa, constituée de terrains datant du Cambrien et Ordovicien, reposant sur un socle rhyolitique antécambrien et s'enfonce graduellement vers la flexure saharienne, où un fossé très subsidente a donné naissance au Mésozoïque à la chaîne péri-cratonique de l'Atlas saharien.
- Au Nord, Nord-ouest, par les moles de Tilrhemt et Talemzane-Hassi R'mel, et l'ensellement de Djofra.
- Du Nord-est, Est et Sud-est, par la dorsale El Agreb-Hassi Messaoud et l'éperon d'Amguid,
- Au Sud, par le bassin de Mouydir,
- Au Sud-ouest, par la dorsale d'Idjerane,

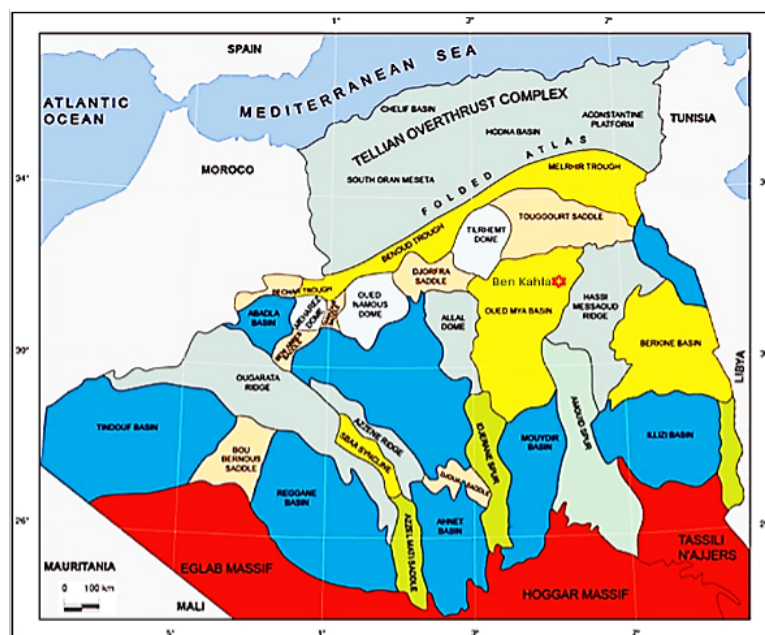


Figure 1.5: Situation géologique du bassin d'Oued Mya.[1]

1.3.1.2 Litho-Stratigraphie du bassin d'Oued Mya

Du point de vue géologique, le bassin d'Oued Mya, localisé au Nord de la plateforme saharienne, constitue un élément structurant de la province triasique. Cette vaste dépression s'étend du Nord-est au Sud-ouest, se trouvant entre deux importants axes structuraux : le haut fond du Mzab Talemzane-Hassi R'mel au Nord-ouest et celui d'El Gassi - El Agreb - Hassi Messaoud au Sud-est.

La série sédimentaire du bassin est caractérisée par une épaisseur de plus de 4500 mètres, s'étendant du Trias au Dogger et présentant une importante formation évaporitique.

Les dépôts du Paléozoïque dans cette série sédimentaire, sont souvent érodés jusqu'à l'Ordovicien et Cambrien, tandis que les sédiments du Mésozoïque, comblent les espaces vides entre ces dépôts et sont présents du Trias au Crétacé. Le Cénozoïque est représenté par une mince série détritique datant du Mio-Pliocène.

En somme, le bassin de l'Oued Mya est une région géologique complexe, accusant une accumulation sédimentaire riche et variée. Les dépôts sédimentaires du bassin, offrent une opportunité à saisir pour découvrir et comprendre l'histoire géologique de cette région.

- **Paléozoïque**

Le paléozoïque de ce bassin est représenté par :

- **Cambrien** : Il s'agit d'un ensemble gréseux quartzitique à conglomératique, d'origine continentale, cimenté avec quelques fines intercalations argileuses. Il est rarement fossilifère, subdivisé en 4 unités : R3, R2, R1 et une zone d'alternance.
- **Ordovicien** : Il est constitué de bas en haut par :
 - * Les **Argiles d'El Gassi** : C'est une formation d'argile grise à noire, verte indurée, silteuse, avec des passées centimétriques de grès fins, des traces de pyrite.
 - * Les **Grès d'El Atchane** : Ce sont des grès fins, blanc-gris, argileux, parfois quartzitiques de glauconie et mouchetés.
 - * Les **Quartzites Hamra** : Il s'agit des grès quartzitiques-feldspathiques, caractérisés par une grande homogénéité de faciès, parfois fissurés.
 - * Les **Grès d'Ouargla** : Ce sont des grès quartzitiques fins, gris-clair, pyriteux avec des passées d'argile noire, silteuse micacée.
 - * Les **Argiles d'Azzel** : Ce sont des argiles gris-foncé à noires, silteuse avec des traces de pyrite, micacée, riche en fossiles.
 - * Les **Grès d'Oued Saret** : Ce sont des alternances d'argiles gris-noir silteuse, micacée, avec des grès blanc fin à moyen.
 - * Les **Argiles conglomératiques** : Ce sont des argiles noires à gris-noir, à de nombreux grain de quartz arrondis, et intercalation de grès fin quartzitiques

et de nodule pyriteux.

- * **La Dalle de M'Kratta** : Il s'agit de grès quartzitique blanc, fins à moyen, avec intercalation d'argiles.
- **Silurien** : Il est considéré comme la roche mère, représenté par une argile gris-noir, fortement radioactive, indurée, micacée et carbonatée très fossilifère.
- **Dévonien** : Il constitue un bon réservoir, représenté par une argile grise à gris-noir, silteuse, avec passées de grès blanc silico-argileux, bien consolidé.

- **Mésozoïque**

Il est considérablement développé dans la partie Nord du bassin d'Oued Mya, déposé en discordance sur les dépôts paléozoïques.

- **Trias** : Défini par des dépôts Volcano-de tritiques et lagunaires, son épaisseur moyenne est de 35 mètres. Il est composé de bas en haut par la succession suivante :
 - * **Série inférieure (Trias argileux gréseux)** : Constitue le principal réservoir triasique, il est constitué d'un ou deux termes en fonction de sa position structurale. Dans le Sud-Est (sur le dôme de Hassi Messaoud), les roches éruptives reposent directement sur le substratum faillé du paléozoïque, tandis que vers le Nord-ouest, la série se complète à sa base par un matériel détritique pour devenir complètement argilo-gréseux au Nord de Kef El Argoub.
 - * Dans la **zone intermédiaire**, la série est représentée par : a) une alternance d'argile silteuse, brune à verte, et de grès blanc, brun-rouge à verdâtre fin, d'origine fluvatile, en provenance du Sud-Est (Relief de Hassi-Messaoud). B) Et une épaisse **série de roches éruptives** gris-foncé à vert-sombre, dures et parfois brun-rouge lorsqu'elles sont altérées.
 - * **Niveaux T1 et T2** : Parmi les principaux réservoirs de ce bassin, sont ces niveaux argileux-gréseux qui se caractérisent par la succession des séquences à matériel grossier à la base, devenant de plus en plus fins en montant dans la série. Elles sont caractéristiques d'un milieu de dépôts fluviatiles. Les grès sont légèrement dolomitiques.
 - * **Niveau argilo-salifère** : De bas en haut, il comporte deux termes :

- **Argile inférieure** : Une série d'argiles brun-rouge, tendres, parfois indurées, légèrement dolomitiques et salifères au sommet ;
 - **Trias salifère (S4)** : Une série de sel blanc à translucide, avec passées d'argiles brun-rouge plastiques. Ce niveau est surmonté par le Lias argileux qui comprend parfois à sa base le niveau dolomitique.
- **Jurassique** : Il est composé de sédiments lagunaires et marins, qui débutent par un banc dolomitique, argilo-gréseux au sommet, comprenant les séries suivantes :
- * **Lias** : Il est constitué de plusieurs ensembles lithologiques :
 - *Lias argileux* : constitué par l'argile brun-rouge, salifère à intercalation de sel. Lias salifère S3 : du sel massif avec des intercalations d'argile brun-rouge.
 - *Lias salifère (S1+S2)* : une anhydrite blanche avec des intercalations de sel massif incolore, avec des passées d'argiles gris et brun-rouge élastique.
 - *Lias dolomitique (Horizon B)* : correspond à un repère dolomitique de grande extension, constitué de dolomie et de marne.
 - *Lias salifère* : du sel massif intercalé d'argile brun-rouge.
 - *Lias anhydritique* : une série anhydritique massive à passées de dolomie.
 - *Lias carbonaté et marneux*.
 - * **Dogger** : Composé de deux unités :
 - *Dogger lagunaire* : constitué d'anhydrites à passées de dolomie et d'argile.
 - *Dogger argileux* : Argile rouge sableuse à intercalations de dolomie.
 - * **Malm** : Il s'agit d'une alternance d'argile, de dolomie et de grès.
- **Crétacé** : C'est une série très puissante avec 1900 mètres d'épaisseur, sa base composée par des dépôts clastiques continentaux et son sommet formé de sédiments halogènes d'origine marine et lagunaire. Il est subdivisé en :
- * **Néocomien** : il correspond au grès brun rouge, fin à moyen, et de sable fin

à très grossier avec passées d'argile.

* **Barrémien** : il est constitué de grès brun-rouge, fin à moyen, passant à du sable fin à grossier avec des intercalations d'argile et de calcaire.

* **Aptien** : Dolomie gris-beige avec passées de calcaire blanc, de marne pâteuse.

* **Albien** : Grès fins à moyens, à intercalations d'argile brun rouge.

* **Cénomanién** : Alternance d'argile brun-rouge, d'anhydrite et dolomie.

* **Turonien** : Calcaire blanc à gris tendre et crayeux.

* **Sénonien** :

· *Sénonien salifère* : Sel massif blanc, à intercalations d'anhydrite et d'argile grise.

· *Sénonien anhydritique* : Anhydrite massive, dure à intercalations de dolomie.

· *Sénonien carbonaté* : Calcaire parfois dolomie, avec passées d'anhydrite.

• **Cénozoïque** Cet étage est discordant et incomplet, représenté par des dépôts continentaux :

– **Eocène** : Calcaire dolomitique, d'anhydrite et d'argile.

– **Mio-Pliocène** : Grès fins et sable avec des passées d'argile [1].

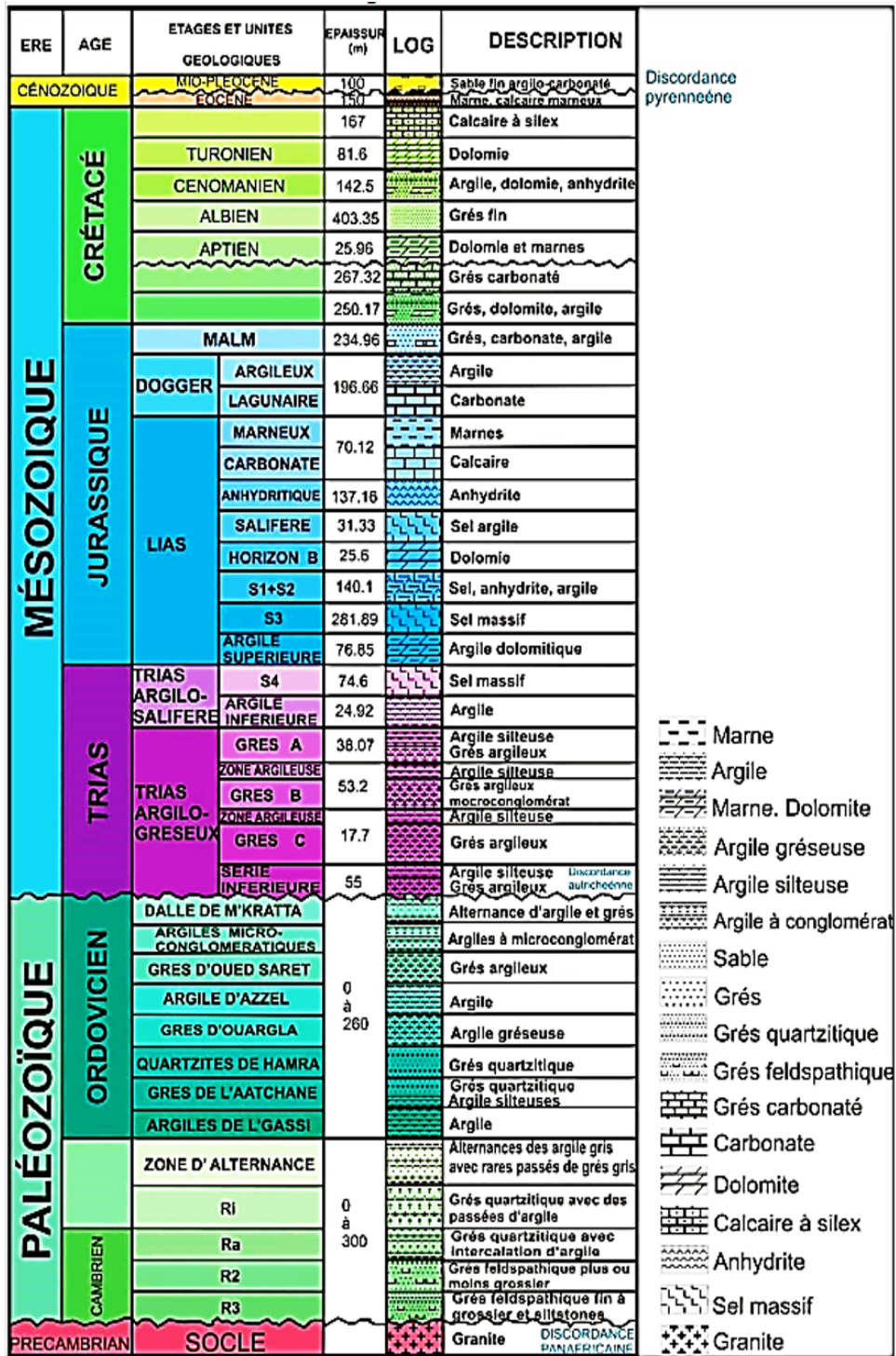


Figure 1.6: Colonne lithostratigraphie du bassin d'Oued Mya [7].

1.3.1.3 Aspect structural et tectonique

Le schéma structural actuel du bassin d'oued Mya est le résultat de plusieurs phases tectoniques dont les plus importantes sont celles de panafricaine, l'hercynienne, l'extension Trias-Crétacé, l'autrichienne et la phase majeure alpine.

- **Tectonique**

- (a) **Tectonique du Paléozoïque :**

En raison de la diminution d'épaisseur, et parfois même de la disparition complète d'unités sédimentaires par le biais des discordances locales ou par manque de sédimentation, il s'avère nécessaire de rappeler les principales phases de l'évolution structurale de la plate-forme saharienne au cours du paléozoïque.

- **L'orogénèse panafricaine et l'origine du réseau de fracturation du craton Nord-ouest africain :** Matérialisée par des mouvements verticaux, accompagnés d'éruptions volcaniques et de soulèvements, entraînant l'érosion de la couverture sédimentaire. Le résultat de cette orogénèse se manifeste par le réseau de fracturation.
- **Distension du Cambro-Ordovicien et mise en place de la couverture :** Ayant pour résultat la formation d'une pédiplaine, appelée Infra-Tassilienne.
- **La phase de compression Taconique (Caradoc) :** Après la période de distension suivie par la transgression généralisée de L'Arénigien - Llanvirien, on assiste au Caradoc à un mouvement compressif, accompagné de soulèvements régionaux entraînant une érosion. Parallèlement, il y a eu un changement climatique qui a provoqué la mise en place d'une calotte glaciaire, centrée au Sahara central d'âge Caradoc-Ashgillien.
- **La fonte de l'inlandsis et jeux eustatiques :** La fonte de l'inlandsis à l'Ordovicien supérieur a entraîné une remontée du niveau marin.
- **La phase de compression Calédonienne :** Elle a eu lieu à la fin du Silurien avec une orientation Est-ouest.
- **La phase de distension du Dévonien inférieur :** Après les mouvements distensifs, on assiste à une transgression marine à l'Emsien.
- **Mouvements tectoniques du Dévonien moyen supérieur :** Matérialisés par la discordance Frasnienne, d'orientation Nord-sud.

- **Mouvement Post-Famennien.**
- **Mouvements Hercyniens** : D'après l'étude, deux mouvements Hercyniens sont mis en évidence :
 - * **Mouvements Hercyniens précoces** : Au Tournaisien-Viséen ayant développés un serrage de direction N40°.
 - * **Mouvements Hercyniens majeurs** : Ayant provoqué l'arrêt complet de la sédimentation du Carbonifère. L'axe des plis et les mesures des stries donnent un serrage N120° [7].

(b) **Tectonique du Mésozoïque**

La subsidence commence au Trias supérieur sous l'influence de l'héritage structural pré-mésozoïque. Les accidents majeurs qui affectent le substratum anté-mésozoïque se reproduisent en fonction des contraintes tectoniques générales, qui sont souvent liées aux mouvements des plaques tectoniques. L'évolution structurale du bassin peut être retracée depuis l'initiation de la subsidence, qui correspond à la phase de « rifting » continental jusqu'à l'époque actuelle.

- **Au Trias supérieur** : débute une phase de « rifting » continental, caractérisée par le rejeu d'accidents anciens en faille normale, accompagnés de vastes épanchements de roches volcaniques. La distension paraît diffuse à travers tout le bassin et s'exprime par le jeu de nombreuses failles normales mineures. La sédimentation est volcano-détritique et évaporitique.
- **A Lias inférieur** (Hettangien : la subsidence est beaucoup plus forte, mais elle reste confinée dans la zone centrale du bassin, où se dessine un sillon orienté Nord-est/Sud-ouest bordé par deux zones faillées. La sédimentation est surtout évaporitique. Cet épisode se termine par l'envahissement marin généralisé du bassin, responsable de la mise en place de nombreuses dalles carbonatées du Jurassique.
- **Au Crétacé inférieur** : on assiste à la mise en place de vastes épandages détritiques. Localement, cette sédimentation est interrompue à l'Aptien, en relation avec la formation de structures plissées due à une phase de raccourcissement Est-Ouest. La structuration est importante le long des accidents subméridiens avec des rejets verticaux. Des anticlinaux Nord-Sud forment des pièges structurant où s'accumulent des hydrocarbures. Cet épisode est scellé par la barre carbonatée de l'Aptien.

- **A l'Albien** : la tectonique distensive reprend et persistant au moins jusqu'au Turonien. Cette période est également marquée par la remontée eustatique du niveau de la mer, accompagnée d'une sédimentation à influence marine croissante. Les facies sédimentaires varient de la formation deltaïque de l'Albien gréseux aux dalles carbonatées du Turonien [7].

(c) Tectonique du Cénozoïque

- **A l'Eocène supérieur** : une nouvelle phase compressive affecte le bassin. La structuration est importante le long des accidents Nord-est/Sud-ouest, se caractérisant par la formation de nombreux anticlinaux aux axes parallèles à ces failles. Ils constituent les pièges structuraux de nouveaux gisements d'hydrocarbures. La zone centrale continue à se soulever pour former un exemple type d'inversion tectonique.
- **Au Miocène supérieur** : la phase de compression amplifie les structures précédentes. La phase de compression, d'âge Crétacé, a joué un rôle fondamental sur la structuration du bassin d'Oued Mya, en contribuant d'une façon notable à l'individualisation de pièges structuraux renfermant actuellement des hydrocarbures.

Les périodes compressives avaient pour effet la formation des bourrelets de Haoud Berkaoui et d'Erg Djouad, qui a débuté au Barrémien et a pris la forme définitive à la fin de l'Eocène. Les failles ont une orientation Nord-Sud, et Nord-est/Sud-ouest [4].

- **Evolution structurale** Les principaux éléments structurant sont de direction N-S et NE-SO.
 - **Au Cambrien**, on assiste à une importante érosion qui nivelle les structures et les reliefs antérieurs. Le périmètre d'Oued Mya centre se trouvait sur le flanc d'une dépression majeure qui correspondait à l'emplacement actuel de la zone haute de Hassi Messaoud.
 - **L'Ordovicien**, débute par une transgression marine de l'Arénigien-Llanvirien, on assiste à des soulèvements régionaux (Eglab). Ces soulèvements entraînent une érosion atteignant parfois le socle. Vers la fin de cette période, une glaciation s'est mise en place avec calotte au niveau du Hoggar actuel.
 - **Au Silurien**, la fonte définitive de cette calotte glaciaire, entraîne la remontée du

niveau de la mer, une transgression généralisée atteint le Sahara méridional où se déposent les argiles noires à graptolites. A cette époque, la zone d'Oued Mya centre a été entièrement recouverte par cette mer. Suite à la phase Calédonienne, la zone d'Oued Mya centre a amorcé une élévation tout en restant submergée.

- **Au Dévonien**, suite au soulèvement tectonique (phase Calédonienne), une régression marine a été suivie d'une transgression durant le Gédinien. Le début de l'orogénèse Hercynienne et le soulèvement graduel de la zone de Hassi Messaoud a provoqué le déplacement des dépôts du centre du bassin vers l'ouest, où les dépôts Dévoniens sont développés.

- **Vers la fin du Carbonifère**, la collision entre le Gondwana et Laurasia a accentué le

soulèvement de la région du dôme de Tilrhemt et la structuration de Djemaa-Touggourt. La région d'Oued Mya se présentait comme un haut plateau immergé, ce qui a empêché le dépôt du Carbonifère. La dislocation de la Pangée a eu lieu vers la fin de l'orogénèse Hercynienne, et l'intense érosion des reliefs a atteint le socle par endroit. Dans le bassin d'Oued Mya, le Dévonien représente la formation la plus jeune du paléozoïque.

- **Au Permo-trias**, la région est restée continentale jusqu'à la fin du Trias, ce qui a fait que la mer permienne n'a pas atteint la région. La zone d'Oued Mya est caractérisée au Trias par un système fluvial installé en faveur des paléovallées Hercyniennes en direction NE-SW, avec des sources d'apports constituées par les zones hautes de l'époque, qui sont Hassi Rmel, Hassi Messaoud, et la voûte d'Allal. A la fin du Trias, les dépôts évaporitiques ont été surmontés par les carbonates sur cette terre submergée.

- **Au Jurassique supérieur** : c'est manifesté par une transgression marine.

- **Au Crétacé**, l'orogénèse alpine est toujours manifeste, où une importante transgression marine s'installa sur une grande étendue suivie d'une régression à l'Albien. Suite aux transgressions généralisées du Cénomaniens et Turonien, les mouvements orogéniques Alpines ont façonné la structuration actuelle, où la zone d'Oued Mya est caractérisée actuellement par une structuration assez complexe héritée du paléozoïque et matérialisée par des trends structuraux d'orientations NE-SW [7].

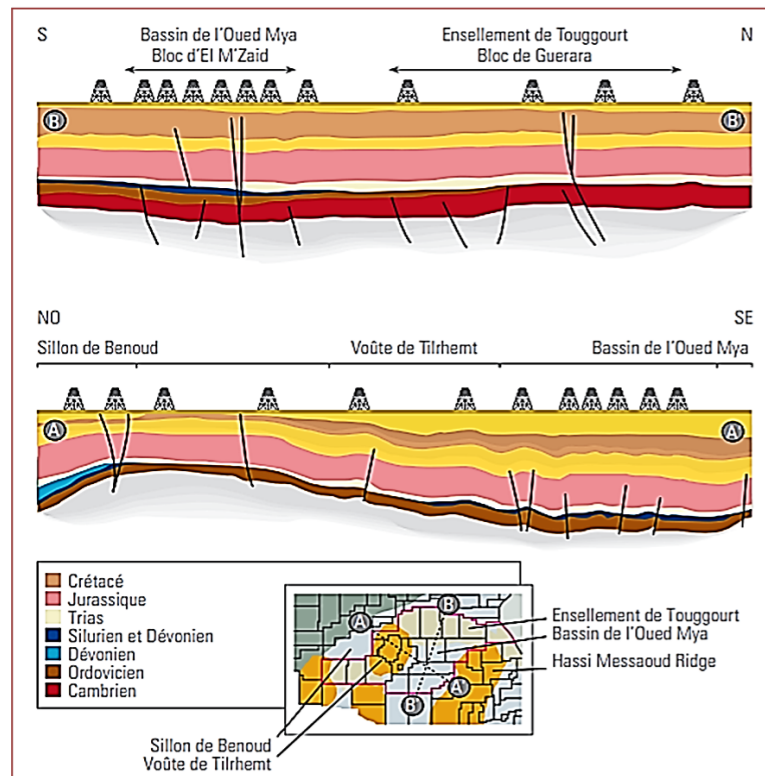


Figure 1.7: Coupes géologiques N-S et NO-SE dans le bassin d'Oued Mya [1]

Les différentes phases tectoniques ayant affecté la région d'Oued Mya, discutées précédemment, sont résumées et clairement illustrées dans le tableau-1, présenté ci-après. Elles se subdivisent en deux grands types majeurs, antérieurs et synsédimentaires aux dépôts, qui sont la cause principale du façonnement du paléo-environnement, ayant contrôlés la sédimentation du Trias argilo-gréseux inférieur et postérieur aux dépôts, et responsables des différentes déformations structurales des séries, modifiant ainsi leurs structures antérieures internes et leurs caractéristiques pétrophysiques.













Période max d'activité	Direction de la contrainte	Effet sur le système de failles	Effet sur la sédimentation
Panafricaine	E-W 	Tectonique cassante créant des failles et des fractures conjuguées NW-SE & NE-SW	Compartimentage du craton du Sahara central.
Cambro-ordovicienne	NW-SE 	Mouvement normal le long des failles N-S.	Les variations de l'épaisseur sont contrôlées par des failles. Basculement NW de la plateforme saharienne. Volcanisme.
Taconique (Caradoc-Ashgilien)	E-W 	Mouvement inverse le long des failles N-S résultant. Formation des structures N-S	Soulèvement des boucliers Reguibet et Hoggar.
Calédonienne (Siluro-Dévonien)	E-W 	Mouvement inverse ou décrochant le long des failles NS	Erosion le long des zones hautes d'orientation N-S & E-W (Tihemboka, Ahara)
Frasnien	NW-SE 	Mouvement normal le long des failles NE-SW.	Non-dépôt et érosion locale (moled'Ahara). Volcanisme.
Viseen (Hercynienne précoce)	N40° 	Mouvement inverse ou décrochant le long des failles NS. Début de formation de la chaîne varisque.	Erosion de Tihemboka et soulèvement de l'Ougarta.
Carbonifère sup, au Permien (Hercynienne principale)	N120° 	Mouvement inverse ou décrochant le long des failles NE-SW (résultant de la formation de la Pangée).	Erosion sur les axes NE-SW.
RIFTING TRIAS-LIAS (dislocation de la Pangée)	NW-SE 	Réactivation des failles NE-SW se terminant au TAGS et S4	Contrôle de la sédimentation par des failles entraînant une variation rapide d'épaisseur le long des failles NE-SW
Crétacé inférieur (Autrichienne)	E-W 	Réactivation des décrochements des failles N-S & NE-SW résultant du mouvement différentiel de la plaque européenne et de la plaque africaine	Erosion des sédiments du Crétacé sous l'Aptien (l'arche d'Al biod & Illizi), Effet léger sur le bassin de Berkine.
Eocène (pyrénéenne)	N-S / NW-SE 	Début de chevauchement au Nord résultant de la convergence de la plaque Africaine avec la plaque Européenne. Décrochement de la faille Sud Atlas.	
Miocène	NW-SE / N-S 	Episode de compression majeure dans le domaine atlasique.	Sédimentation prédominante de flyschs au Nord.
Post-Villafranchien	N-S 	Basculement et inversion de blocs. Période finale de compression dans le domaine atlasique. Événement majeur de collision.	Soulèvement du Hoggar. Basculement du bloc d'El Borma

Table 1.1: Les phases tectoniques affectant la plateforme saharienne [7].

1.3.1.4 L'intérêt pétrolier du bassin d'Oued Mya

Le bassin d'Oued Mya est l'un des bassins les plus prospères en Algérie, abritant de nombreux gisements d'huile et de gaz naturel dans les grès du Trias, qui représentent la principale source d'activité de l'industrie pétrolière dans cette région.

Le système pétrolier du bassin d'Oued Mya est composé de :

- **Les roches mères** Les argiles à graptolites du Silurien radioactif, constituent la principale roche mère du bassin. Cette excellente roche mère est en phase d'huile depuis le Crétacé supérieur, et elle atteint la phase à gaz dans certaines zones très enfouies. Les argiles d'El-Gassi et les argiles d'Azzel de l'Ordovicien constituent des roches mères secondaires.
- **Les roches réservoirs** Les principaux réservoirs dans le bassin d'Oued Mya sont constitués par les grès fluviatiles du Trias qui incluent :
 - **L'unité série inférieure** : centre du bassin (d'une grande partie du bloc 438 : Haoud Berkaoui, Benkahla, Guellala, Garet-Echouf) et dans le Sud de Hassi R'mel.
 - **L'unité T1** : dans le Nord de la partie centrale du bassin (Haoud Berkaoui et Guellala et Hassi-R'mel).
 - **L'unité T2** : dans la région de Hassi-R'mel.

L'épaisseur totale des deux ensembles T1 et T2, est en moyenne de l'ordre de 100 m et augmente vers le Nord, où elle peut dépasser les 200 m. Les grès quartzitiques de l'unité quartzites de Hamra, considérés comme objectif principal depuis la récente découverte d'huile dans la structure de Haoud Berkaoui (cas des puits BKP). Les réservoirs secondaires sont :

- Les grès du Dévonien inférieur, les grès quartzitiques de l'Ordovicien (dalle de M'Kratta, grès de l'Oued Saret, grès de Ouargla, grès d'El Atchane) et les grès du Cambrien ;
 - Les grès et carbonates du Moscovien au Nord-ouest du bassin et les carbonates du Jurassique au Nord-est [1].
- **Les roches couvertures** Les réservoirs triasiques sont constitués par les évaporites du Trias (salifère S4) et du Lias (niveaux S3 à S1). **Les roches éruptives quand elles, sont assez épaisses et non fracturées, constituent une bonne couverture**

locale pour le réservoir Série Inférieure. Pour les réservoirs paléozoïques, la couverture est assurée par les séries argileuses intercalées.

- **Les pièges** Le piégeage dans le bassin de l'Oued Mya est de type :
 - 1 **Structural** : associé à un anticlinal, caractérisé par une faible amplitude ; sa formation fait intervenir essentiellement des facteurs tectoniques, où on trouve principalement :
 - Des pièges formés par une faille ou plus souvent par un système de faille (plis contre faille)
 - Des pièges qui englobent les deux structures précédentes (anticlinal faillé).
 - 2 **Stratigraphique** : Ces pièges sont dus à des processus lithologiques (perte de perméabilité), sédimentaire (biseautage primaire, lentilles) et paléogéographiques (biseautage d'érosion) des réservoirs de la série inférieure et du T1.
 - 3 **Mixte** : C'est une combinaison à la fois stratigraphique et structurale, en l'occurrence le cas du champ de Benkahla.
- **La migration des fluides** Les hydrocarbures générés surtout dans la partie la plus affaissée au Nord-Est du bassin de l'Oued Mya, ont migré vers les zones hautes où a eu lieu le piégeage. La migration s'est effectuée de l'Ouest vers l'Est à Hassi Messaoud, et du Nord vers le Sud dans les champs de Haoud Berkaoui, Benkahla, Guellala et même Hassi Messaoud. L'alimentation des réservoirs s'est faite verticalement à l'aide des failles, et latéralement le long des drains constitués par les niveaux réservoirs. Le timing entre la mise en place de la couverture salifère à la limite Fini-Trias et début Jurassique, et le début de la génération-maturation des hydrocarbures au Crétacé moyen, implique que toute la quantité d'hydrocarbures générée serait accumulée et piégée dans ce même bassin en l'absence de toutes fuites [1].

Système	Roche mère	Roche couverture	Piège
Jurassique	Niveaux argileux et carbonatés du Jurassique, riches en matière organique et en phase à huile, dans le sillon de Melghir.	Formations argileuses et niveaux carbonatés compacts, intercalés entre les niveaux réservoirs.	De type structural, mixte ou purement stratigraphique.
Trias	Argiles du Silurien radioactif (principale) ; argiles d'El Gassi et argiles d'Azzel (secondaire).	Étendue à l'échelle régionale par l'épaisse série évaporitique du salifère S4 du Trias et les niveaux S3 à S1 du Lias. Les argiles intercalées entre les réservoirs triasiques peuvent constituer des couvertures à l'échelle locale. Les roches éruptives, quand elles sont assez épaisses et non fracturées, constituent une bonne couverture locale pour le réservoir série inférieure.	De type structural (structures de faible amplitude), mixte (cas de la structure de Benkahla) ou purement stratigraphique (biseautage et point bar des réservoirs de la série inférieure et du T1).
Carbonifère	Argiles radioactives du Silurien (principale), qui sont en phase de maturation à gaz dans le sillon de Benoud ; argiles et carbonates du Jurassique et argiles de l'Ordovicien (secondaire)	Argiles et carbonates du Carbonifère et argiles et évaporites du Trias et du Lias.	Stratigraphique, lié au caractère lenticulaire des corps gréseux, et récifal pour les niveaux carbonatés.
Dévonien	Argiles du Silurien radioactif.	Séries argileuses sus-jacentes du Dévonien inférieur et/ou argiles et roches éruptives du Trias.	De type mixte et structural
Ordovicien	Argiles du Silurien radioactif (principale) ; argiles d'El Gassi et argiles d'Azzel (secondaire).	Séries argileuses d'âge ordovicien intercalées entre ces réservoirs, les argiles du Silurien radioactif et du Dévonien quand elles ne sont pas érodées, argiles et roches éruptives du Trias.	Structures anticlinales ; pièges de type mixte, à composante lithologique.
Cambrien	Argiles du Silurien radioactif (principale) ; Ordovicien (secondaire), quand les rejets de failles le permettent.	Argiles du Paléozoïque (zone des alternances du Dévonien) et niveaux argileux, éruptifs et évaporitiques du Trias au Lias quand ils affleurent sous la discordance hercynienne.	Essentiellement de type structural et mixte.

Table 1.2: Roche mère, roche couverture, et type de pièges du bassin d'Oued Mya [1].

1.3.2 Contexte géologique local

1.3.2.1 Cadre géologique local

Le gisement de Haoud Berkaoui prend la forme d'un vaste brachy-anticlinal, qui est un type d'anticlinal dont la section par un plan horizontal n'est guère plus longue que large. Il s'étend dans la direction Nord-Sud et se situe dans le permis d'El M'zaid, plus précisément dans le bloc 438. Ce permis correspond à la moitié Est du paléo-synclinal paléozoïque et du système à hydrocarbures d'Oued Mya, qui est orienté globalement de SSW à NNE.

A l'échelle du champ de Benkahla, la structure est monoclinale allongée sur quelques dizaines de kilomètres suivant une direction Nord-est/Sud-ouest, se caractérisant par la présence d'un réseau de failles distensives [8].

1.3.2.2 Lithostratigraphie du champ de Benkahla

Du point de vue stratigraphique, la particularité de la province triasique est que le Mésozoïque repose en discordance hercynienne sur le Paléozoïque, ce qui permet de signaler que la zone de Benkahla compte trois sous-systèmes qui sont entièrement érodés : Le Dévonien, Carbonifère et Permien.

La lithostratigraphie du Paléozoïque se présente comme suit :

- Paléozoïque Les données lithostratigraphiques obtenues à partir de 32 forages du gisement, sont relatives à la période du Silurien.
 - **Silurien** : Cette unité stratigraphique, anciennement appelée Gothlandien a été très affectée par la discordance hercynienne. Elle est composée d'argiles noires, feuilletées, charbonneuses, quelque fois carbonatées, devenant très fossilifères au sommet, avec des intercalations gréseuses de quelques mètres d'épaisseur parfois.
- Mésozoïque Le Mésozoïque est bien développé dans la province triasique.
 - **Trias** : il est composé d'une série argilo-gréseuse d'origine continentale, reposant en discordance sur les différents termes du Paléozoïque et se termine par une série argilo-salifère d'origine laguno-marine constituant une excellente couverture pour les gisements du Trias gréseux, et se comportant de bas en haut les niveaux suivants :
 - * **Série inférieure**
Elle constitue le principal réservoir dans les champs de Haoud Berkaoui et Guellala, mais l'unique réservoir du champ de Benkahla. Cette série géologique

constituée d'argiles et de grès est discordante sur le Silurien (discordance hercynienne), et elle est aussi recouverte par les épanchements andésitiques.

Son épaisseur moyenne est de l'ordre de 40 à 50 m, et se compose d'une succession de grès grossiers, de grès fins à moyens et de grès très fins et d'argile fréquemment dolomitique. Ces différents constituants sont généralement ordonnés en séquences sédimentaires, allant des plus grossiers à la base aux plus fins au sommet. Ces argiles sont tantôt vertes au sommet, tantôt grises. Les intercalations des joints argileux sont gris-vert de l'ordre de centimètre, et sont finement laminées. On rencontre parfois des galets moins aplatis, et la cause probable revient à un arrêt séquentiel des dépôts de boues. Vers la base, des argiles brun-rouge se sont déposées, elles sont parfois gréseuses bréchiques à galets mous, avec de fréquentes concrétions de dolomie rose. Et toute la Série Inférieure est recouverte par les épanchements andésitiques.

* **Roche éruptive (Série Andésitique)**

Correspond à une série d'épanchement volcanique intra-dispositionnelle ou de fin de sédimentation de la série Inférieure. Son épaisseur varie de 0 à 80 m à Benkahla, de 0 à 70 m à Haoud Berkaoui et en moyenne de 130 à 140 m à Guellala. Cette série andésitique admet parfois des intercalations d'argiles rouges dolomitiques ou silteuses (cas des puits OKP12, OKP22 et OKP24). Son épaisseur augmente du Sud vers le Nord de Benkahla. La présence d'intercalations gréseuses intra-andésitique, renfermant une pression supérieure à celle du réservoir, semble montrer que l'éruptif forme la couverture du champ de Benkahla. Au-dessus de l'Andésite, et dans la partie méridionale de Benkahla, on rencontre un passé d'argiles à cinérite dont l'épaisseur varie de 1 à 6 m. Cependant, certains forages n'ont pas rencontré la série andésitique, et les argiles à cinérite étant la seule manifestation du volcanisme, forment bien une cuirasse ferrugineuse.

* **Niveau T1**

Cette formation constitue une séquence argilo-gréseuse, variant entre 20 et 30 m d'épaisseur. Dans sa partie sommitale, on trouve un banc d'argile dolomitique et bréchique d'environ 10 m de hauteur. Le niveau T1 s'est déposé sur l'ensemble de la région de Haoud Berkaoui et Guellala, sauf à Benkahla où il est très faiblement déposé. Toutefois, la présence de ce faible dépôt au Sud de Benkahla nous fait penser que ces dépôts ont été interrompus par un phénomène de volcanisme, ou bien la structure était beaucoup plus élevée au moment de la période de sédimentation. On peut subdiviser le T1 en deux sous couches :

- Une sous-couche argilo-dolomitique au sommet, avec une épaisseur de l'ordre de 8m ;
- Une sous-couche gréseuse dont l'épaisseur est de 12m.

* Niveau T2

- Au sommet, on trouve une sous-couche argilo-silteuse brun-rougeâtre, d'une dizaine de mètres, elle est dolomitique à fissures remplies de sel et d'anhydrite.
- La base, une sous-couche gréseuse, à grains moyens à fins de 8 -10 m.

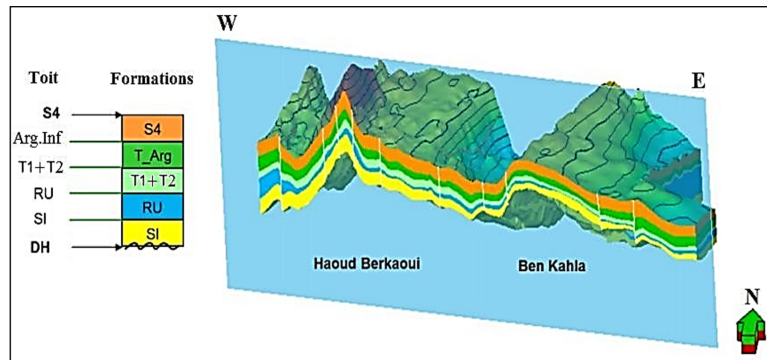


Figure 1.8: Une coupe du modèle de Trias, orientée Est-Ouest [4].

– **Jurassique** : Il est constitué de dépôts évaporitiques (laguno-marins), avec une épaisseur de 850m environ, et il est subdivisé, comme suit :

* **Lias** : Son épaisseur est de l'ordre de 340m-350m, se subdivisant en deux zones lithologiques :

- A la base : où le sel massif développe une épaisseur de 80 m ;
- Au sommet : l'anhydrite massive d'une épaisseur variant de 260 à 270 m. Le mur du jurassique est sous-jacent à la base par un banc marneux, identifié par l'horizon "B" qui constitue un repère diagraphique régional.

* **Dogger** : Il se subdivise en deux séries :

- *Le Dogger lagunaire* : constitue une épaisseur de 120 m, il est composé d'alternance d'argiles gris-vert et brun-rouge, et de marnes grises et d'anhydrite.

- *Le Dogger argileux* : est composé d'argiles plastiques et d'argiles indurées, de marnes grises parfois dolomitiques et d'intercalations de grés fins.

- * **Malm** : développe un complexe argilo-gréso-calcaire de 234 m d'épaisseur, composé d'alternance d'argile plastique, souvent silteuse, de calcaire argilo-dolomitique, de marnes grises et d'intercalation de grés.

– Crétacé

- * **Néocomien** : Il est composé d'argiles brun-rouge et marnes grises, souvent dolomitiques avec intercalations de grés fin et passées de calcaires dolomitiques de 181 m d'épaisseur.

- * **Barrémien** : Il est composé de sable fin à très grossier, de grés fins beiges à brun-rouge, avec quelques intercalations de passées d'argile silteuse, brun-rouge et de calcaire argileux de 372 m d'épaisseur.

- * **Aptien** : correspond à une série carbonatée et dolomitique microcristalline d'une épaisseur de l'ordre de 20 à 30 m.

- * **Albien** : forme un ensemble de grés et d'argiles, avec une présence de quelques intercalations dolomitiques avec une alternance de marne et argile au sommet de la couche, développant une épaisseur de 460 m environ.

- * **Cénomaniens** : constitue une épaisseur de 161 m, il est composé au sommet d'alternances d'anhydrite blanche, calcaire, marnes dolomitiques et d'argiles grises, et à la base par des argiles et marnes dolomitiques grises, avec des passées de calcaire dolomitique, d'argiles gris-vert et brun-rouge.

- * **Turonien** : présente une série de dépôts marins carbonatés de 70 m d'épaisseur, constitués de calcaire crayeux beige à blanc, avec des passées de calcaire argileux et dolomitique au sommet.

- * **Sénonien** : Il est subdivisé en :

- *Le Sénonien salifère* : Il est formé de sel massif translucide avec des intercalations d'anhydrite cristalline dure, d'argile grise tendre, légèrement dolomitique et salifère, il est constitué à la base d'anhydrite massive de 220 m d'épaisseur.

- *Le Sénonien anhydritique* : Il est constitué d'alternances d'anhydrite

blanche microcristalline parfois cristalline, de dolomie grise, de passées de calcaire beige et d'argile brun-rouge dolomitique, avec une épaisseur de 250 m.

- *Le Sénonien carbonaté* : Il est affecté par l'érosion et marqué par la discordance alpine au sommet. C'est une série carbonatée de calcaire fossilifère blanc, souvent dolomitique et vacuolaire, avec des passées de marne de 225 m d'épaisseur [8].

- **Cénozoïque**

Seul le Mio-Pliocène représente les terrains cénozoïques dans la région qui, reposent en discordance sur le Mésozoïque ; son épaisseur varie de 30 à 70 m. Il est constitué de sable jaune fin, grossier, sub-anguleux à arrondi, avec des passées de grès fin à moyen, friable à ciment carbonaté et calcaire blanc tendre, parfois gréseux dolomitique [9].

ÈRE	SYST	ÉTAGES	DESCRIPTION	EPAISSEUR		
CENOZOÏQUE		MIO-PLIOCÈNE <i>discordance alpine</i>	Sable, grès et argile	0 à 60 m		
	CRÉTACÉ	SÉNOMIEN	CARBONATÉ	Calcaire dolomitique et marne	0 à 700 m	
			ANHYDRITIQUE	Anhydrite massive, calcaire, dolomie, argile et marne		
			SALIFÈRE	Sel massif, anhydrite et argile		
		TURONIEN	Calcaire crayeux	300 à 900 m		
		CÉNOMANIEN	Argile grise, anhydrite blanche, dolomie et marne			
		ALBIEN	Grès fins à moyen à intercalations d'argile brun-rouge et de sable grossier à la base	10 à 30 m		
		APTIEN	Dolomie et marne	600 à 1300m		
		BARRÉMIEN	Sable fin à très grossier Passées de dolomie Calcaire et marne			
		NÉOCOMIEN	Grès fins à moyen Passées d'argile et d'anhydrite, lignite			
	MESOZOÏQUE	JURASSIQUE	MALM	Argile silteuse à intercalations de dolomie, de calcaire et de marne	120 à 300 m	
			DOGGER	ARGILEUX		Argile indurée
				LAGUNAIRE		Anhydrite et dolomie Passées d'argile silteuse
		LIAS	ANHYDRITIQUE	Anhydrite massive blanche, intercalations de dolomie et argile	700 à 900 m	
			SALIFÈRE	Sel massif incolore à rosé avec intercalations d'argile plastique		
			HORIZON "B"	Marne, argile dolomitique		
			S1 + S2	Sel massif incolore à rosé avec intercalations d'argile plastique		
			S3	Sel massif incolore avec intercalations d'argile plastique		
			ARGILES SUPÉRIEURES	Argile plastique salifère		
		TRIASSIEN	S4	Argile brun-rouge parfois salifère	100 à 250 m	
			ARGILES INFÉRIEURES	Argile silteuse		
T2			Grès fin argilo-silteux			
T1			Grès argileux			
ROCHES ÉRUPTIVES	Andésite altérée					
SÉRIE INFÉRIEURE <i>discordance hercynienne</i>	Grès fin à moyen					
	GOTHLANDIEN	Argile noire grès fin à moyen	300 à 900 m			

Figure 1.9: Colonne lithostratigraphique de Benkahla [4].

1.3.2.3 Aspect structural et tectonique

L'état actuel de la région de Benkahla est hérité de plusieurs cycles tectoniques de l'Aptien :

- Tectonique

- Au Paléozoïque : les dépôts ont eu lieu dans une période tectonique moins prononcée. A cet effet, une absence de marqueurs des phases tectonique et calédonienne a été relevée.

- La phase de compression hercynienne a entraîné un soulèvement général de tout le territoire, ce qui a généré comme résultat une intense érosion touchant plusieurs termes du Paléozoïque.
 - Le début du Mésozoïque est caractérisé par des mouvements tectoniques qui ont sensiblement affecté le Trias, il s'agit d'une phase distensive qui a été associée à des épanchements volcaniques. A ce titre, le Jurassique est caractérisé par des dépôts lagunaires qui se terminent par des faciès marins.
 - La phase Autrichienne du cycle Alpin est caractérisée par des phases compressives et distensives.
- **Evolution structurale** La structure de Benkahla est un monoclinale allongé dans la direction NE-SO. Elle est située à 8 km au Sud-est du champ de Haoud Berkaoui, et séparée par un sillon bordé de part et d'autre par deux failles régionales de même orientation NE-SO.

Au niveau local, le champ de Benkahla est une zone fortement faillée, on y compte six failles au total, toutes ont été découvertes par les nombreuses campagnes de sismique réflexion qui ont été effectuées au niveau de Benkahla :

- **La faille-I** : est une faille normale, traversant la région de Sahane-Boukhazana, située à 60 km au Nord de Benkahla. Cette faille a une direction relative Nord-nord-est/Sud-sud-ouest, d'inclinaison Nord-nord-ouest, avec un rejet de 110 mètres. Elle s'étend au-delà du champ périphérique de Sahane-Boukhazana, mais sa limite exacte reste indéterminée. Il est intéressant de noter que cette faille est considérée comme une limite naturelle à l'Ouest du réservoir de Benkahla, car son rejet est supérieur à l'épaisseur du réservoir.
- **La faille-II** : est une faille normale, de direction Nord-ouest/Sud-est, son inclinaison est Nord-est, avec un rejet variable augmentant du Nord-ouest vers le Sud-est au niveau du puits OKO7, Le rejet de cette faille est presque nul, mais au niveau du puits OKP10, le rejet atteint son maximum de 50 m. Ce phénomène et du au basculement de la faille-II qui, s'étend ainsi sur une distance de 9 km environ.
- **La faille-III** : est une faille normale de direction variable Nord-nord-est/Sud-sud-ouest à Nord-est/Sud-ouest. Son inclinaison est Nord-ouest avec un rejet de 30 m. Elle croise la faille-I vers OKP60 et s'étend vers le Sud à une distance indéterminée.
- **La faille-IV** : est une faille normale de direction Nord-sud, d'inclinaison Est,

avec un rejet de 15 m. Sa longueur atteint les 4 Km environ.

- **La faille-V** : est une faille normale de direction Nord-est/Sud-ouest, inclinée vers le Sud-est avec un rejet de 10 m. Elle atteint environ 6 Km de longueur.
- **La faille-VI** : est une faille normale de direction Nord-ouest/Sud-est, s'inclinant vers le Nord-ouest avec un rejet de 10 m. Sa longueur atteint 4,5 km environ [2].

1.3.2.4 Potentiel pétrolier du champ de Benkahla

- **Les roches mères** La consistance de la série inférieure du Paléozoïque est très significative en raison de la présence de roches mères dans le bassin, qui sont sensiblement enrichies en argiles radioactives du Silurien. Ces argiles possèdent d'excellentes caractéristiques géochimiques en raison de la concentration sédimentaire de l'ensemble du Silurien dans le bassin. Toutefois, étant donné leur faible enfouissement au cours du Paléozoïque, leur potentiel pétrolier a été mieux préservé ultérieurement, à partir de la maturation des hydrocarbures, sous l'effet de la subsidence Mésozoïque. Dans la dépression d'Oued Mya, la configuration actuelle du bassin et l'extension de la roche mère du Silurien ont été très favorables à l'alimentation des réservoirs sus-jacents (Trias et localement Dévonien Inférieur).
- **Les roches réservoirs** Les réservoirs les plus importants sont ceux du Cambrien présents sur l'ensemble du bassin. Cependant, dans les zones où le cambrien est couvert par les séries argilo-gréseuses de l'ordovicien, il est généralement en position défavorable par rapport aux roches mères en raison de sa grande profondeur. Dans la dépression de l'Oued Mya, les réservoirs triasiques présentent des caractères similaires, mais dans laquelle leur distribution et leur qualité varient d'une manière notable, et la série inférieure qui repose sur le substratum Paléozoïque constitue le principal réservoir du champ de Benkahla.
- **Les roches couvertures** Le gisement Benkahla est recouvert par une série évaporitique, déposée à la fin du Trias, offrant une excellente couverture régionale sur l'ensemble du bassin Triasique. Cette couverture est composée de sels et d'anhydrites. En plus de cette couverture régionale, il y a également une couverture locale spécifique à ce réservoir, constituée des roches éruptives du Trias, très bien développées en raison de considérables coulées de lave qui jouent un rôle crucial en assurant une bonne étanchéité entre la série inférieure et le T2. Le réservoir de la série inférieure est en forme de biseau lithostratigraphique, il est limité à l'Ouest par une faille régionale qui agit comme un écran, tandis que le biseautage se produit plus au Sud [2].
- **Les pièges** Les hydrocarbures générés sont principalement ceux produits dans la

partie la plus enfoncée au Nord-est du bassin d'Oued Mya, qui ont migré vers les zones les plus élevées où ils ont été piégés. La migration s'est produite depuis l'Ouest en direction de l'Est vers Hassi Messaoud, et du Nord vers le Sud en direction de Haoud Berkaoui, Benkahla, Guellala et même Hassi Messaoud [2].

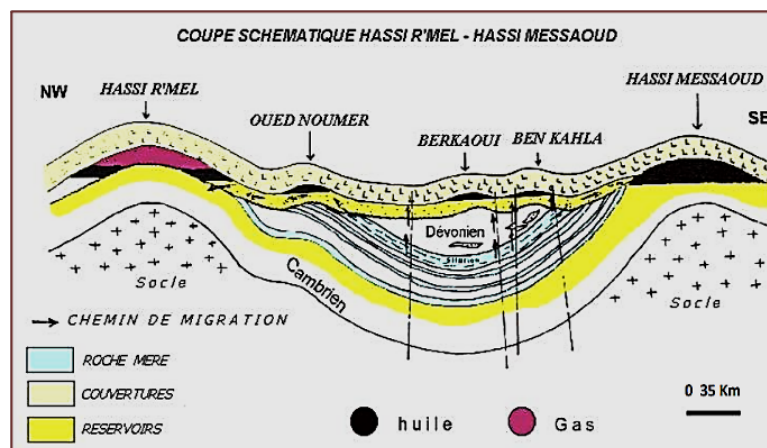


Figure 1.10: Coupe structurale N-S montrant Benkahla [2].

1.4 Conclusion

En conclusion, l'objet d'étude du premier chapitre a été consacré à la présentation d'un compte rendu aussi détaillé que possible du contexte géologique local et régional, inscrit dans un environnement naturel de la région d'Oued Mya et du champ de Benkahla. A l'instar d'autres provinces comportant un ensemble de bassins sédimentaires, la province Triasique, témoigne clairement de la puissance des forces tectoniques et des processus d'érosion dont la majorité sont principalement d'âge Hercynien et d'autres remontent jusqu'aux premiers événements géologiques du début du paléozoïque, ont été responsables de la structuration des terrains géologique formant les différentes structures de la plateforme saharienne Algérienne. La majeure partie de ces structures géologiques dominées par les étages géologiques du paléozoïque sont recouverts en biseautage sur la surface d'érosion hercynienne (discontinuité hercynienne) par les dépôts sédimentaires de l'ère Mésozoïque, et aussi par quelques étages du cénozoïque, en l'occurrence de ceux de l'Éocène et Mio-Pliocène et parfois ceux du quaternaire, offrant des aperçus significatifs et évocateurs de l'histoire géologique de la région, notamment, celle du grand bassin d'Oued Mya qui consiste en une stratigraphie très particulière formant le complexe du Trias argilo-gréseux de différents niveaux de roches réservoirs, très connus par le TAGS, TAC, TAGI.int. et le TAGI, qui sont à base d'une lithologie composite de type argilo-gréseux, très favorables à l'accumulation des hydrocarbures, illustrant clairement la richesse géologique en ressources énergétiques fossiles dont le bel exemple en est donné par le champ de Benkahla, représentant l'un des principaux gisements d'hydrocarbures à caractère d'huile dans le bassin d'Oued Mya, et constituant l'objet d'étude de notre travail de recherche de notre mémoire du Projet de Fin d'Etudes.

L'étude géologique du champ de Benkahla, nous offre une fenêtre sur le passé géologique du Nord du bassin d'Oued Mya, nous guidant dans la compréhension exhaustive de l'état actuel des conditions géologiques et nous aidant aussi dans un avenir proche et lointain à optimiser les capacités de production pétrolière destinée au marché d'exportation.

Mesures diagraphiques et paramètres pétrophysiques

2.1 Introduction

Les diagraphies constituent l'un des moyens les plus efficaces permettant d'acquérir des renseignements les plus exhaustifs sur les formations géologiques du sous-sol traversées par un forage.

L'utilisation de la diagraphie a été introduite, en 1927, par les frères Conrad et Marcel Schlumberger, fondateurs de la société Schlumberger, lors d'une étude réalisée dans le champ de Pechelbronn en France. À l'origine, cette méthode était connue sous le nom de "carottage électrique". Cependant, avec les avancées techniques et scientifiques, d'autres paramètres physiques ont été enregistrés lors des diagraphies [10].

L'objectif principal de la diagraphie est de collecter des données sur les caractéristiques des formations géologiques traversées par le forage. Cela permet de mieux comprendre la composition, la porosité, la perméabilité, la saturation en eau, le volume d'argile et d'autres propriétés des roches réservoirs.

La diagraphie est devenue un outil essentiel dans l'industrie pétrolière et gazière, permettant aux opérateurs de prendre des décisions éclairées sur l'exploitation des puits, d'optimiser les opérations de production et de maximiser le rendement économique des ressources en hydrocarbures.

2.2 Définition de diagraphie

Le terme diagraphie provenant du grec **dia** « à travers » et **graphie** « dessiner », appelé plus couramment **log** (terme américain signifiant bûche, rouleau...). Désignant tout enregistrement continu d'une caractéristique donnée des formations traversées par un

sondage, en fonction de la profondeur.

L'enregistrement de diagraphie, se fait à l'aide d'outils spéciaux appelés « sondes » ou « outils de diagraphie ». Ces outils sont insérés dans le puits de forage et sont généralement attachés à un câble ou à une ligne de diagraphie. L'enregistrement des paramètres est effectué pendant la remontée de la sonde dans le puits (ouvert ou tubé).

On distingue trois types de diagraphies :

- Diagraphies **Instantanées** (Logging-While Drilling) : réalisées pendant le forage,
- Diagraphies **Différées** (Wireline Logging) : enregistrées lors d'un arrêt ou en fin de forage,
- Diagraphies **de production**: réalisées en production.

Elles assurent aussi les fonctions des corrélations de puits à puits, donc le suivi des horizons lithologiques entre les sondages, et permettent par la suite de fournir une image en trois dimensions des structures géologiques. C'est la raison pour laquelle, elles revêtent une importance telle que l'on ne peut plus ignorer de nos jours pour une synthèse géologique [11].

Le résultat d'une diagraphie se présente donc sous la forme d'une courbe dans un système de coordonnées où la profondeur est indiquée sur un axe vertical orienté vers le bas, et le résultat de la mesure (résistivité, densité, ...) est indiqué sur un axe horizontal.

Dans ce chapitre, nous allons présenter les notions fondamentales relatives au concept de la diagraphie différée, servant de base requise pour la compréhension du contenu des prochains chapitres.

2.3 Les moyens techniques d'enregistrement

L'ensemble des équipements utilisés pour l'enregistrement des diagraphies comprend:

- Un **treuil** volumineux et puissant, sur le tambour duquel sont enroulés plusieurs milliers de mètres de câble. Le câble est un organe essentiel dont le rôle est à la fois mécanique et électrique.

Fixé à une extrémité du tambour, il se termine à l'autre extrémité par un raccord rapide qui permet la connexion mécanique et électrique avec l'outil descendu dans le trou de forage. Le câble assure la transmission, vers l'outil, de l'énergie électrique assurant son fonctionnement, et permet le retour en surface des signaux émis par

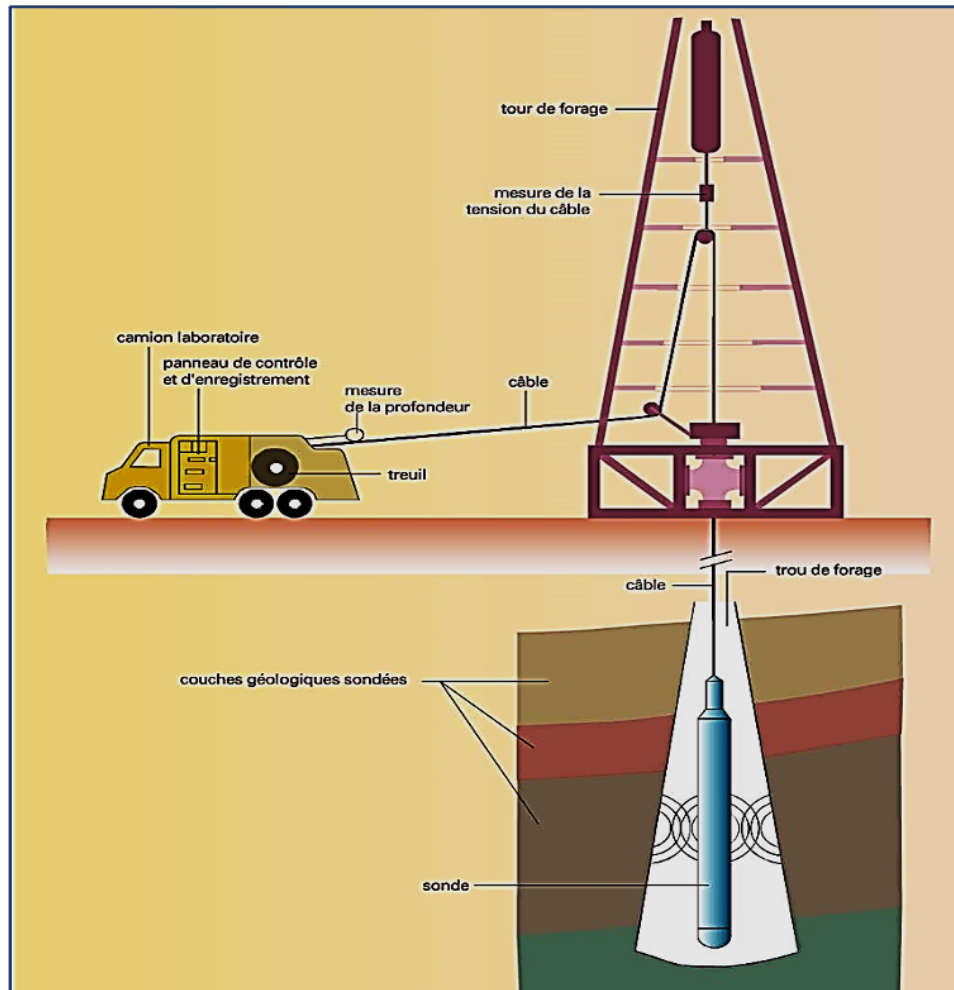


Figure 2.1: Schéma représentant l'appareillage d'opération des diagraphies [12]

l'outil. C'est le défilement du câble qui permet la mesure des profondeurs. La mesure des profondeurs est une mesure imparfaite ; le câble en effet, est soumis à des efforts considérables, il peut s'allonger sous l'effet de son poids ou par vieillissement, certains outils collent à la paroi du trou, il peut aussi y avoir des dépôts de boue sur le câble ou sur la molette. Une première chose à faire avant toute interprétation est donc de recalibrer les diagraphies entre elles.

- **Les circuits de contrôle et de commande** des appareils de mesure, ainsi que les équipements de traitement de l'information sont réunis dans des "panels " que l'on met en place dans des supports adaptés en fonction des outils utilisés.
- **Les outils**, ce sont des appareils que l'on fait descendre dans le trou de forage, à l'extrémité du câble. Cela peut aller de la simple électrode aux outils à plusieurs patins et aux outils de diagraphies de production en prospection pétrolière.

- **Un système d'enregistrement**, l'avancement du film ou du papier était synchrone du déroulement du câble et l'enregistrement se faisait en fonction de la profondeur. Dorénavant un enregistreur digital est utilisé [12].

2.4 Présentation d'une diagraphie

La présentation est très importante. Sur l'en tête du log, on doit afficher un certain nombre de renseignements indispensables :

- Le nom de la compagnie,
- Le nom du puit et ses coordonnées,
- L'outil utilisé,
- Tous les autres logs enregistrés en même temps, c'est-à dire pendant la même opération,
- Depth - Driller : la profondeur atteinte par le forage,
- Depth - Logger : la profondeur maximum atteinte par le log,
- Bottom log interval : la profondeur à laquelle le log commence véritablement,
- Top log interval : la profondeur à laquelle le log est arrêté,
- Type fluid in Hole : le type de fluide remplissant le forage, type de boue avec ses caractéristiques, densité, viscosité, pH, etc.,
- Source sample : provenance de l'échantillon de boue, en général, pris à la dernière circulation dans le bac à boue,
- R_m ($m = mud = boue$)
- R_{mf} ($mud filtrante$),
- R_{mc} ($mud cake$),
- Permanent datum : niveau de référence,
- Casing : diamètre de tubage,
- KB : la distance du Kelly Bushing (le point le plus haut de la table de forage) jusqu'au

niveau de la mer.

Schlumberger				
Company:		SH-DP-BERKAOUI		
Well:		OKS-27		
Field:		BENKAHLA		
Rig Name:		TP-184	Country: ALGERIA	
Rig Name: TP-184 Field: BENKAHLA Location: OUARGLA Well: OKS-27 Company: SH-DP-BERKAOUI	CBL-VDL-CCL-GR (4.5in Liner)			
	27-Jun-2013			
	SCALE: 1/200			
	Location:		OUARGLA	Elev. K.B. 217.00 m
	X: 705 759.2 m		G.L. 209.76 m	
	Y: 3 509 860.85 m		D.F. 217.00 m	
	Permanent Datum:		Ground Level	Elev.: 209.76
	Log Measured From:		Kelly Bushing	7.24 m above Perm.Datum
	Drilling Measured From:		Kelly Bushing	
	Rig Name:	Max.Hole Deviation	Longitude:	Latitude:
TP-184	7.64 deg	5° 10' 16.39" E	31° 42' 29.1" N	
Logging Date	27-Jun-2013			
Run Number	R3A			
Depth Driller	3526.00 m			
Schlumberger Depth	TD not tagged			
Bottom Log Interval	3504.00 m			
Top Log Interval	3050.00 m			
Casing Fluid Type	Oil			
Salinity				
Density	1.35 g/cm3			
Fluid Level	0.00 m			
BIT/CASING/TUBING STRING				
Bit Size	6.00 in			
From	3390.00 m			
To	3526.00 m			
Casing/Tubing Size	4.5 in			
Weight	20.09 kg/m			
Grade	P110			
From	3237.00 m			
To	3525.00 m			
Max Recorded Temperatures	103 degC			
Logger on Bottom	Time	27-Jun-2013 12:51:36		
Unit Number	Location:	5579	DZH1	
Recorded By	M.W.Khaldi			
Witnessed By	Mr. A. Boullil			

Disclaimer
 THE USE OF AND RELIANCE UPON THIS RECORDED-DATA BY THE HEREIN NAMED COMPANY (AND ANY OF ITS AFFILIATES, PARTNERS, REPRESENTATIVES, AGENTS, CONSULTANTS AND EMPLOYEES) IS SUBJECT TO THE TERMS AND CONDITIONS AGREED UPON BETWEEN SCHLUMBERGER AND THE COMPANY, INCLUDING: (a) RESTRICTIONS ON USE OF THE RECORDED-DATA; (b) DISCLAIMERS AND WAIVERS OF WARRANTIES AND REPRESENTATIONS REGARDING COMPANY'S USE AND RELIANCE UPON THE RECORDED-DATA; AND (c) CUSTOMER'S FULL AND SOLE RESPONSIBILITY FOR ANY INFERENCE DRAWN OR DECISION MADE IN CONNECTION WITH THE USE OF THIS RECORDED-DATA.

Contents

1. Header
2. Disclaimer
3. Contents
4. Well Sketch
5. Operational Run Summary
6. Remarks and Equipment Summary
7. Depth Summary
8. R3A Main Pass
 - 8.1 Integration Summary
 - 8.2 Composite Summary
 - 8.3 Log (CBL-VDL-CCL-GR)
 - 8.4 Parameter Listing
9. R3A Repeat Pass
 - 9.1 Integration Summary
 - 9.2 Composite Summary
 - 9.3 Log (CBL-VDL-CCL-GR)
 - 9.4 Parameter Listing

Figure 2.2: Document cement bond logging-Puits OKS27, Schlumberger).

2.5 Diagraphies différées

2.5.1 Définition

Les diagraphies différées sont des enregistrements effectués à l'arrêt du forage, en trou ouvert ou tubé, après retrait des tiges de forage du puits, les paramètres mesurés ne sont accessibles qu'avec un certain retard sur l'exécution du forage d'où le nom de diagraphies différées. Les principales informations recueillies de ces diagraphies sont essentiellement :

- La résistivité et le potentiel spontané ;
- La radioactivité naturelle (contenu en Potassium, Thorium et Uranium) ;
- La densité de la formation, sa porosité et sa perméabilité ;

- La température de la boue de forage ;
- Les paramètres géométriques (diamètre du sondage ainsi que la déviation et l'azimut) [11].

2.5.2 Les types de diagraphies différées

2.5.2.1 Diagraphie électrique

2.5.2.1.1 Potentiel spontané

a Définition

C'est le potentiel électrique mesuré dans la colonne de la boue par rapport à un potentiel de référence fixe. Ce dernier est principalement dû au déséquilibre ionique créée entre l'eau de formation et la boue de forage par les formations perméables ou non. 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) [11].

b Outil de mesure

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 nombre important de mesures ponctuelles de potentiel est ainsi réalisé, et permet d'établir un profil ou une cartographie de la zone. [11].

c Applications

Le log P.S. permet de :

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

Il est à noter qu'il existe plusieurs facteurs influençant la forme et l'amplitude des déflexions du potentiel spontané (salinité des fluides, épaisseurs des bancs, résistivité, présence d'argile, effet des formations compactes, dérive de la ligne de base et la perméabilité) [11].

2.5.2.1.2 Résistivité

a. Définition

Parmi les paramètres mesurés par les outils de diagraphies, il en est un qui intervient à maintes reprises : la résistivité électrique des roches. Elle est, dans la plupart des cas, de type électrolytique, c'est à dire que les roches conduisent le courant électrique grâce au fluide qu'elles contiennent. On peut dire que la résistivité électrique d'une roche dépend essentiellement :

- De la qualité de l'électrolyte, c'est à dire de la résistivité du fluide d'imbibition R_w et, par conséquent, de la quantité de sels dissous.
- De la quantité d'électrolyte contenue dans l'unité de volume de la roche, c'est à dire de la porosité.
- Du mode de distribution de l'électrolyte.

b. Outil de mesure

Le principe de mesure consiste à envoyer un signal par une source émettrice d'énergie (courant électrique ou champ magnétique), qui pénètre la formation et à travers un récepteur, on enregistre la résistivité de la formation. La distance entre émetteur-récepteur est appelée espacement. Selon l'espacement et la nature de la source d'énergie, plusieurs outils sont définis. Selon la distance entre le récepteur et l'émetteur on distingue :

- **Macrodispositif**

Ils sont caractérisés par des espacements importants, permettant d'investir dans la zone profonde. Ils nous permettent de donner des informations sur la résistivité de la **zone vierge** R_t .

- **Microdispositif**

Ils sont caractérisés par des espacements relativement réduits, permettant de donner des informations sur la résistivité de la **zone lavée** R_{xo} .

Les données recueillies sont enregistrées et utilisées pour générer des courbes ou des profils de résistivité, qui permettent d'analyser les variations de résistivité électrique le long du forage.

Les outils traditionnels sont très affectés par les conditions du trou. D'autre part, l'importante influence des formations adjacentes ne peut être négligée tant que la formation intéressante n'est pas au moins 5 fois plus épaisse que l'espacement. Il a

donc fallu développer des systèmes d'outils où l'influence des couches adjacentes est considérablement diminuée. Ce sont les outils où le courant électrique que l'on envoie est focalisé, c'est à dire que grâce à un système d'électrodes, on réalise un faisceau de lignes de courant parallèles, ce faisceau pénètre les formations perpendiculairement à l'axe du trou. On obtient avec ce genre d'outil une bonne valeur de R_t . Pour cela, deux groupes sont définis selon [12].

1. **Résistivité latéolog** : Un courant électrique est envoyé dans les formations par un système de plusieurs électrodes, certaines focalisent le courant, l'obligeant à pénétrer latéralement par rapport au sondage, deux autres servent à mesurer la chute du potentiel ohmique due au passage du courant à travers la formation. Cette chute de potentiel est proportionnelle à la résistivité de la formation. Plusieurs sondes ont été conçues dans ce but:

- **DLL** (Dual Latéolog) : Cette sonde est un macrodispositif, constituée de deux demi cylindres, séparés par un isolant, et permet l'enregistrement de deux courbes en une seule montée : Rlld et Rlls.

- **Rlld** : signifie "Resistivity LateroLog Deep", c'est une mesure de la résistivité de la formation rocheuse à une profondeur plus grande par rapport au puits.

- **Rlls** : signifie "Resistivity LateroLog Shallow", c'est une mesure de la résistivité de la formation rocheuse à une profondeur plus faible, proche de la paroi du puits. L'utilisation conjointe de RLLD (profond) et de RLLS (peu profond), peut aider à créer une image plus complète de la formation géologique et de la distribution des fluides. C'est un aspect important de l'évaluation des puits de pétrole et de gaz.

- **MSFL** (Microspherically Focused Log) : C'est un microdispositif, constitué de cinq électrodes rectangulaires, et le courant est focalisé sphériquement dans un espace faible.

2. **Résistivité d'induction** : Il n'est pas toujours possible de mesurer les résistivités avec un système d'électrodes, cela nécessite en effet, un bon couplage électrique entre la boue et la formation. Quand le forage est rempli d'air ou lorsque la boue utilisée est à base d'huile et donc résistante, le contact électrique n'est plus assuré. C'est pour surmonter ces difficultés que l'on a mis au point les diagaphies par induction.

Dans un outil de diagaphie à induction, un courant électrique est généré dans

un enroulement de fil (ou solénoïde) à l'intérieur de l'outil. Ce courant crée un champ magnétique, qui induit des courants électriques dans la formation rocheuse environnante. Ces courants induits, à leur tour, et génèrent leurs propres champs magnétiques, qui sont ensuite détectés par l'outil de diagraphie. Les outils à induction les plus utilisés sont :

- 6FF28 : C'est un microdispositif constitué de 6 bobines et un espacement de 28in.
- 6FF40 : C'est un macrodispositif, avec un espacement de 40in.
- AIT (Array Induction Tools) : C'est un outil de nouvelle génération, conçu d'une grande précision dans la résolution verticale. Il permet l'enregistrement de 05 courbes de résistivité à des profondeurs d'investigation qui varient entre 10in et 90in, en fonction des profondeurs 1ft, 2ft et 4ft.

c. Applications

- La détermination des différentes résistivités R_t et R_{xo} .
- Identification des zones contenant des hydrocarbures.
- Calcul de la saturation en eau, et par différence, celle en hydrocarbures.
- Détermination du diamètre d'invasion di .

2.5.2.2 Diagraphie nucléaire

2.5.2.2.1 Diagraphie de rayonnement Gamma

a. Définition

La diagraphie gamma ray est une technique utilisée en géologie pour mesurer l'intensité de rayonnement gamma, émis spontanément par les formations géologiques traversées par un forage en fonction de la profondeur. Cette radioactivité naturelle est due à la désintégration des noyaux radioactifs contenus dans le sous-sol. Les principaux sont : le potassium-40, le Thorium 232 et l'Uranium 238, Ce sont des éléments associés surtout aux argiles, et de ce fait, le gamma ray reflétera surtout l'argilosité [13].

Les rayons gamma naturelle sont définis par le symbole **GR** et son unité est l'API (American Petroleum Institute). Cette unité est normalisée : 16.5 unités A.P.I. corre-

spondent à une concentration d'éléments radioactifs équivalente à 1 microgramme de radium par tonne.

b. Outil de mesure

L'outil de mesure couramment utilisé pour effectuer la diagraphie gamma ray, est le compteur à scintillation gamma. Cet outil est spécialement conçu pour détecter et mesurer le rayonnement gamma émis par les formations géologiques lors d'un forage.

Le compteur à scintillation gamma se compose d'un détecteur sensible aux rayons gamma, tel qu'un cristal scintillant, couplé à un système de conversion de lumière en signal électrique. Lorsque les rayons gamma interagissent avec le cristal scintillant, ils excitent les atomes constituant le cristal, qui émettent ensuite de la lumière. Ces photons lumineux sont ensuite convertis en signaux électriques par un photomultiplicateur ou une photodiode, ce qui permet de déterminer l'énergie et le nombre de particules incidentes. L'outil de mesure est attaché à un câble et descendu dans le forage pour réaliser les mesures à différentes profondeurs. Les données recueillies sont enregistrées et utilisées ultérieurement pour générer les courbes gamma, qui représentent l'intensité du rayonnement gamma en fonction de la profondeur. Il existe plusieurs outils de gamma-ray, parmi eux :

- La Spectrométrie Gamma Naturelle (NGS - Natural Gamma Spectrometry) est une technique qui mesure le spectre complet des énergies de rayonnement gamma émises par la formation. Cela permet non seulement de mesurer la radioactivité totale, mais aussi de déterminer quelle part de cette radioactivité est due à chaque isotope. Pour ce faire, la spectrométrie gamma utilise des "fenêtres d'énergie" pour détecter les rayons gamma dans les gammes d'énergie spécifiques associées à chaque isotope. Les fenêtres d'énergie (Potassium : 1360KeV à 1560KeV, Uranium : 1660KeV à 1860KeV, Thorium : 2410KeV à 2810KeV) correspondent aux gammes d'énergie des rayons gamma émis par ces isotopes.
- Le HNGS (High Resolution Natural Gamma Spectrometry) est une version plus avancée de la NGS. En plus de mesurer le spectre complet des énergies gamma, le HNGS est également capable de compenser l'effet de la barytine. La barytine (ou baryte) est un minéral qui contient du baryum, un élément qui peut absorber les rayons gamma et donc fausser les mesures de radioactivité. Le HNGS peut corriger cet effet pour donner une mesure plus précise de la radioactivité de la formation.

c. Applications

- La détermination de la lithologie, en établissant un profil lithologique vertical.

- Estimation du pourcentage d'argile des réservoirs.
- Les corrélations entre sondages et la détection de discordances.
- Evaluation des minéraux radioactifs [14].

2.5.2.2.2 Diagraphie Neutron

a. Définition

A l'aide des sources appropriées, on soumet les formations à un bombardement intense de neutrons rapides, d'énergie initiale comprise entre 2.5 et 6 MeV. Grâce à leur vitesse initiale élevée, les neutrons rapides ont un grand pouvoir de pénétration. Ils vont entrer, de ce fait, en collision avec les noyaux des atomes des formations qu'ils traversent et perdent progressivement leur énergie suivant deux phases :

- **Phase de ralentissement** : les neutrons sont plus ou moins ralentis selon leurs angles d'incidence et selon que leur masse se rapproche ou non de celle des noyaux rencontrés. Les collisions avec les noyaux d'hydrogène ont un effet prépondérant puisque la masse de ces noyaux est sensiblement la même que celle des neutrons. Ainsi ralentis, les neutrons atteignent l'état thermique dans lequel leur énergie vaut 0.025 eV et leur vitesse 2500 m/s. Si le détecteur compte les neutrons ainsi ralentis, on parle alors de log Neutron-Neutron.
- **Phase de capture** : Lorsque l'énergie devient 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 d'émission de rayons gammas. On parle alors de log Neutron-Gamma (Figure 2.3).

Les courbes neutrons enregistrés, sont en échelle qui varie entre 0,45 et 0,15 m³/m³. Cette échelle indique la gamme de porosités que l'outil neutron peut mesurer. Une valeur de 0,45 m³/m³, signifie que 45% du volume total de la roche est constitué d'espaces vides pouvant contenir des fluides, tandis qu'une valeur de 0,15 m³/m³, signifie que 15% du volume de la roche est constitué de tels espaces vides.

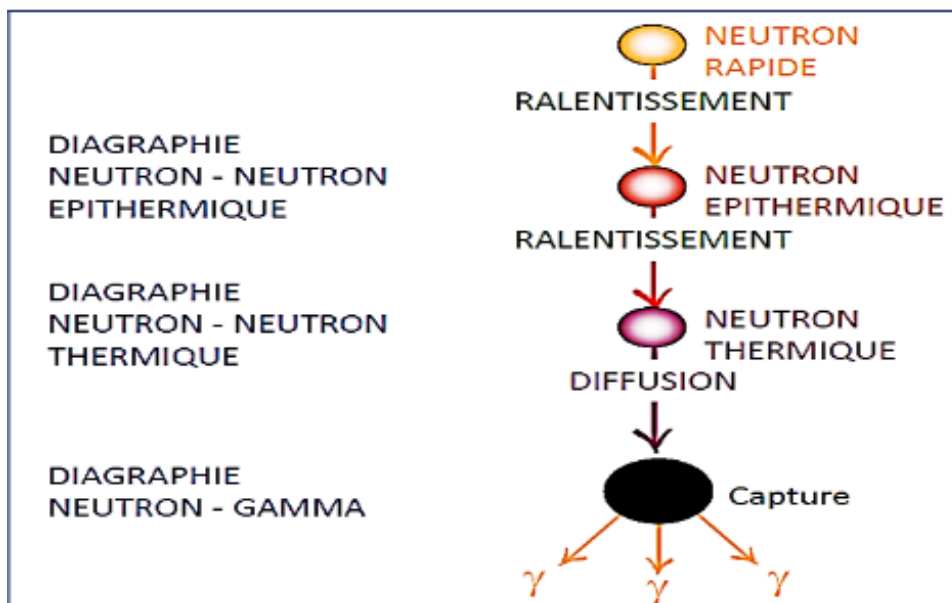


Figure 2.3: Principe de la mesure Neutron [15]).

b. Outil de mesure

La diagraphie neutron compensée CNL (Compensated Neutron Log) est une technique sophistiquée qui donne une mesure plus précise de la porosité que les techniques de diagraphie neutron plus simples. Elle utilise deux détecteurs à différentes distances de la source neutron pour obtenir une mesure plus précise de la porosité.

Après la perte d'énergie et ralentissement, les neutrons sont détectés par le détecteur le plus proche de la source (le détecteur court ou "short-spaced detector"). Ils continuent de se diffuser dans la roche et sont finalement détectés par le détecteur le plus éloigné (le détecteur long ou "long-spaced detector") (Figure 2.4). Les lectures des deux détecteurs sont ensuite combinées de manière à compenser les effets du trou de forage et d'autres facteurs qui pourraient fausser la mesure de la porosité [12].

La diagraphie neutron compensée est souvent utilisée en conjonction avec d'autres types de diagraphies, comme la diagraphie de densité, pour obtenir une image complète de la formation rocheuse.

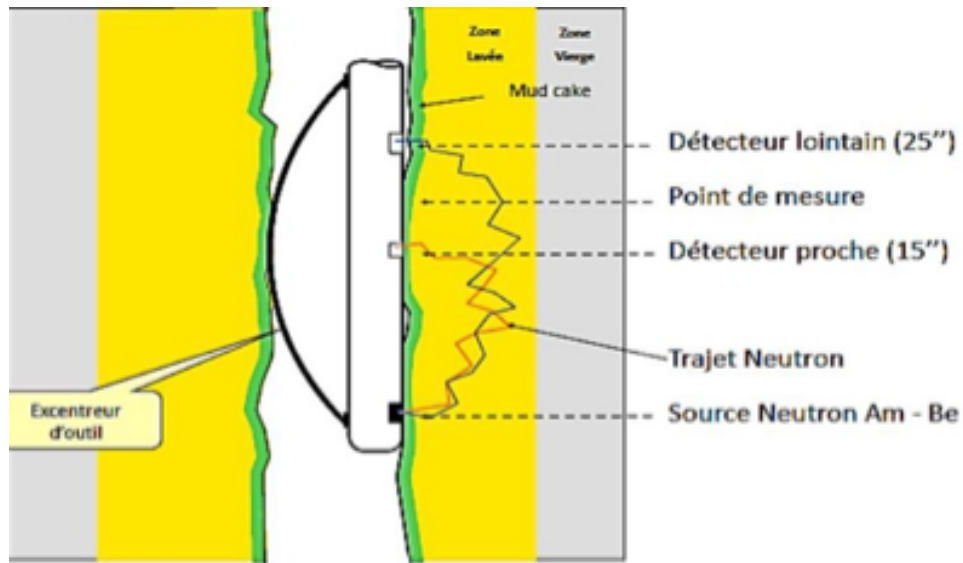


Figure 2.4: Schéma représentant le principe de la sonde Neutron [15].

c. Applications

- Evaluation de la porosité des roches réservoirs.
- Identification de lithologie en combinaison avec d'autres diagaphies.
- Différencier les zones à gaz, zone à huile et zone à eau.
- Détermination de la porosité en trou fermé.
- La corrélation [16].

2.5.2.2.3 Diagraphie de densité

a. Définition

Le principe de cette diagraphie est de bombarder la formation avec une source de rayons- gamma, d'énergie constante (0,1 à 1 MeV). Ces photons gammas entrent en collision avec les électrons de la matière. A chaque collision, l'énergie du faisceau incident est atténuée, cette atténuation peut se faire de trois façons :

- Effet photoélectrique.
- Effet Compton (le plus fréquent pour cette gamme d'énergie).
- Effet de production de paire.

Dans la réaction de l'effet Compton, le photon incident perd une partie de son énergie pour éjecter un électron et continue sa trajectoire dans une autre direction sous forme d'un photon diffusé. L'outil densité, mesure l'intensité du rayonnement gamma, diffusé à une certaine distance de la source, cette intensité sera d'autant plus faible que le nombre de collision sera grand, c'est-à-dire la densité de la formation sera élevée. Les sources de rayonnement gamma les plus utilisés sont : Cobalt-60, Césium-137 [17]. Les courbes de densité enregistrées sont en échelle de sensibilité de 1,95 à 2,95 g/cm³.

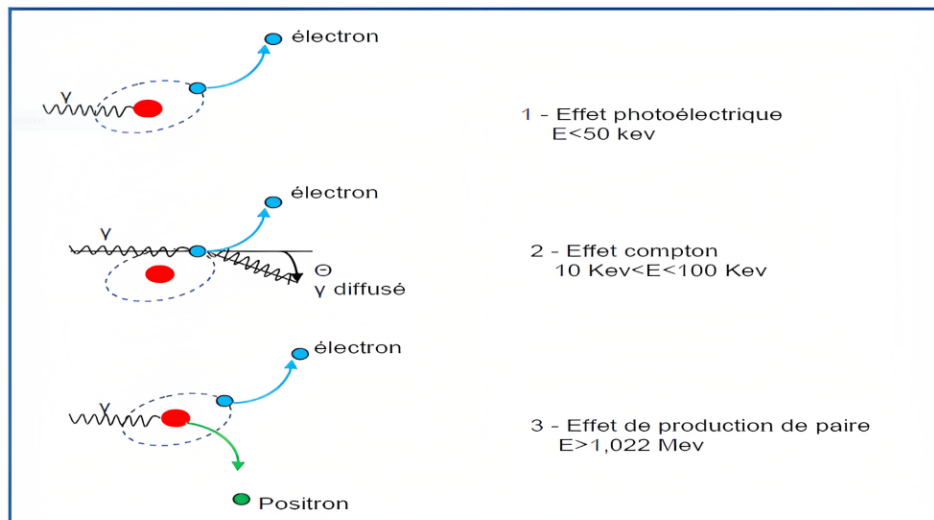


Figure 2.5: Principe de la diagraphie de densité [15].

b. Outil de mesure

Les différents outils de diagraphie densité enregistrés sont FDC, LDT.

- La sonde FDC : (formation density compensated) : c'est un dispositif à deux détecteurs de différents espacements. Il permet l'enregistrement de la courbe de

densité globale de la formation notée ρ_b et la courbe de correction de densité notée $\Delta\rho$. Cette sonde, réduit certains effets de sondage tels que les effets de cavité et du mud-cake.

- La sonde LDT (litho density tool) : c'est une amélioration de FDC, elle permet en plus de la mesure de la densité globale de la formation, l'enregistrement de la courbe d'absorption photoélectrique (PEF) de la roche [14].

c. Application

- Calcul de la porosité.
- Détermination de la lithologie.
- Détermination de la zone à gaz (en la combinant aux diagraphies neutrons).
- Détection des minéraux lourds.
- Détermination de la porosité utile en conjonction avec les diagraphies de porosité [14].

2.5.2.2.4 Diagraphie acoustique (sonique)

a. Définition

La diagraphie sonique Borehole Compensated (BHC), évalue le temps nécessaire pour qu'une onde acoustique de compression, se propage à travers une formation rocheuse. Ce temps de propagation est intrinsèquement lié à la vitesse de l'onde sonore, et dépend également des caractéristiques spécifiques de la roche, y compris son type, sa porosité et son degré de compaction. Le temps de propagation est généralement exprimé en microsecondes par pied $\mu s/ft$. Sur un enregistrement sonique, l'échelle varie habituellement de 140 à 40 $\mu s/ft$. Plus le temps de propagation est court (c'est-à-dire proche de 40 $\mu s/ft$), plus la formation rocheuse est dense ou compacte. À l'inverse, un temps de propagation plus long (approchant 140 $\mu s/ft$), indique une formation plus poreuse ou moins compacte. Il est important de noter que la diagraphie sonique BHC est conçue pour compenser les effets du trou de forage, ce qui permet d'obtenir des mesures plus précises des propriétés de la formation rocheuse.

b. Outil de mesure

Lors d'une diagraphie sonique, la mesure se fait comme suit :

- i. Un outil de diagraphie sonique est descendu dans le puits sur un câble de diagraphie

(ou "Wireline"). Cet outil comprend généralement une source qui génère des ondes sonores, et des récepteurs qui détectent ces ondes après qu'elles aient voyagé à travers la formation.

- ii. . L'outil émet des ondes sonores qui pénètrent dans la formation. Ces ondes sont ensuite réfléchies vers l'outil lorsqu'elles rencontrent des changements dans les propriétés de la roche.
- iii. Les récepteurs de l'outil détectent les ondes sonores réfléchies, et mesurent le temps qu'elles ont mis pour voyager à travers la roche.
- iv. Les temps de transit mesurés, sont ensuite convertis en une vitesse du son dans la roche, qui peut être enregistrée en tant que fonction de la profondeur du puits pour créer une diagraphie sonore.

c. **Application**

La diagraphie sonore permet de :

- Déterminer les propriétés mécaniques de la formation ;
- Analyser les fractures ;
- Vérifier la cimentation ;
- Corréler la lithologie d'un sondage à l'autre [18].

2.5.2.2.5 Diagraphe auxiliaire (Caliper)

a. **Définition**

La diagraphe caliper, également connue sous le nom de diagraphe de diamètre de trou, est une méthode utilisée dans l'industrie du forage pour mesurer le diamètre du trou de forage.

b. **Outil de mesure**

Elle consiste à utiliser un dispositif appelé caliper, qui est attaché à une sonde et descendu dans le trou du forage. Le caliper est équipé de bras ou de jauges qui s'ouvrent ou se ferment en fonction du diamètre du trou. Ces jauges sont reliées à des capteurs qui enregistrent les mesures et les transmettent à la surface. Le log du caliper enregistré, est une échelle qui varie entre 6 et 16 in. Si le trou est circulaire et uniforme, tous les bras du caliper lisent la même valeur. Dans un trou elliptique, un seul bras du caliper est généralement aligné avec l'axe long, et les trois autres bras du caliper

indiquent un diamètre plus grand que le petit axe, mais inférieur à l'axe long [18].

c. Application

La mesure du diamètre du trou est utilisée pour :

- La reconnaissance des zones poreuses et perméables (présence de mud-cake), calcul de l'épaisseur de mud-cake.
- La mesure du volume de trou pour l'estimation du volume de ciment.
- La localisation des intervalles consolidés pour l'ancrage du packer d'essai de formation.
- La correction des mesures des différentes diagraphies pour effet de trou ou de mud-cake en vue d'une interprétation plus précise.
- Une approche de la lithologie [18].

Ces différents types de diagraphies peuvent être résumés à l'aide d'un organigramme, comme illustré dans la **Figure 2.6**.

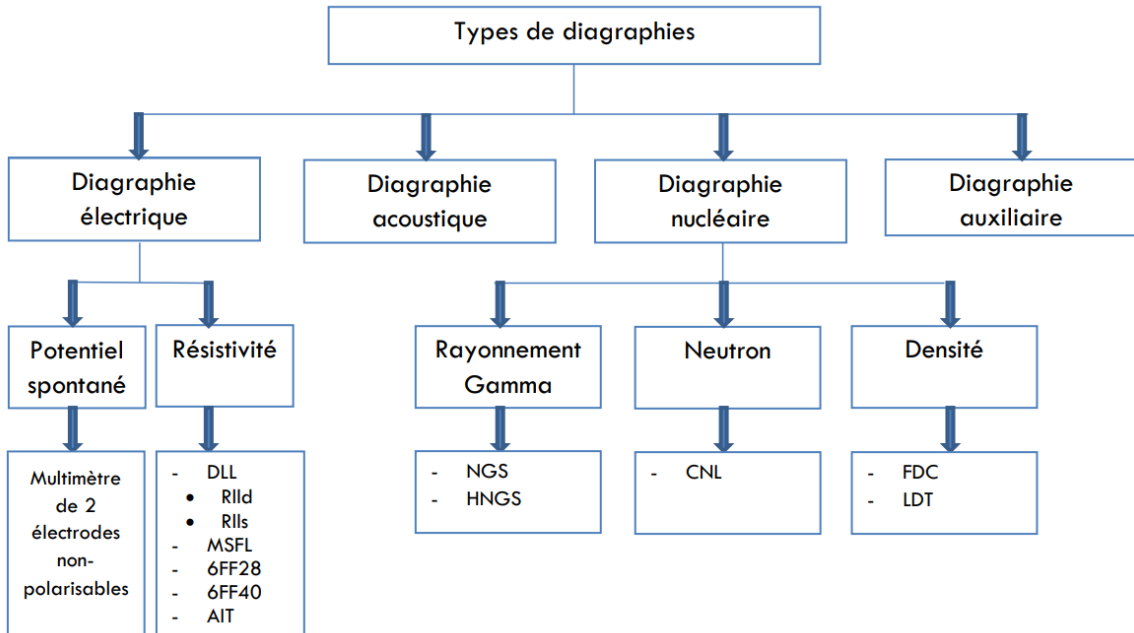


Figure 2.6: Classification des différents types de diagraphies différées

2.6 Les paramètres pétrophysiques du réservoir

L'exploration et la production pétrolière sont des activités complexes qui nécessitent une analyse minutieuse des propriétés pétrophysiques des roches réservoirs. Ces propriétés comprennent la porosité, perméabilité, saturation en eau, volume d'argiles, résistivité électrique et densité des roches, qui sont fondamentales pour comprendre et vérifier leur niveau de qualité, d'estimer le potentiel et la capacité de production d'un réservoir et aussi déterminer les stratégies de production les plus efficaces.

Cependant, l'étude des propriétés pétrophysiques des roches réservoirs est une étape préliminaire et cruciale dans l'exploration et la production pétrolière. Une compréhension approfondie de ces propriétés permet d'optimiser la production de pétrole en choisissant les stratégies de production les plus appropriées pour les roches réservoirs correspondantes.

2.6.1 Volume d'argile (V_{sh})

Le V_{sh} nous renseigne sur la teneur en argile et la nature d'une formation gréseuse, c'est à dire sur l'intercalation des fines d'argiles, et sur l'inclusion des nodules d'argiles dans la masse gréseuse.

2.6.1.1 Méthode de calcul

Les formules développées pour estimer les paramètres des réservoirs ont été initialement destinées pour des formations géologiques non argileuses et propres. Lorsqu'il y a présence d'argile dans ces formations, l'introduction de corrections liées à l'effet d'argiles devient nécessaire. Pour calculer ces corrections, une première étape essentielle consiste à déterminer le volume d'argile (V_{sh}) dans chaque banc géologique.

Pour connaître ce volume, on doit disposer d'un banc purement argileux et d'un banc purement gréseux. A ces deux bancs correspondent respectivement les lectures GR_{max} et GR_{min} . En un point donné de la formation, on détermine le volume des argiles par la relation :

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

Avec :

- GR_{lu} : 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

2.6.2 La porosité (Φ)

Les roches sédimentaires se composent de particules de diverses formes, qui sont plus ou moins liées par un ciment naturel. Ces roches présentent des espaces vides, appelés pores, qui peuvent abriter divers fluides interstitiels, comme l'air, l'eau ou des hydrocarbures sous forme liquide ou gazeuse. Ces pores facilitent également la circulation de ces fluides. Une roche réservoir, par conséquent, est définie comme une roche qui est à la fois poreuse, capable de contenir des fluides, et perméable, permettant la circulation de ces fluides.

2.6.2.1 Les types de porosité

Il existe plusieurs types de porosités qui sont définies comme suit :

- **La porosité totale (Φ_t)** Correspond au volume total occupé par les vides de la roche (V_v) divisé par le volume total de la roche (V_t), elle s'exprime en pourcentage, et peut être formulée sous forme de la relation suivante:

$$\Phi_t = \frac{V_v}{V_t} \times 100 = \frac{V_t - V_s}{V_t} \times 100 \quad (\%) \quad (2.2)$$

Où :

- Φ_t = porosité totale (%).
- V_v = volume des espaces vides, occupés par des fluides (eau, pétrole, gaz) (cm^3).
- V_s = volume occupé par les éléments solides (cm^3).
- V_t = volume total de la roche (cm^3).

La porosité totale comprend :

- **La porosité primaire (φ_1)** : Elle inclut tous les espaces poreux intergranulaires ou intercrystallins développés immédiatement après le dépôt. Elle dépend largement de la forme et de la taille des éléments solides, ainsi que de leur classement.
- **La porosité secondaire (φ_2)** : Englobe la porosité vacuolaire, elle désigne les espaces poreux créés après le dépôt final par dissolution ou fractures produites mécaniquement.

Donc la porosité totale est donnée par la relation formulée :

$$\Phi_t = \varphi_1 + \varphi_2 \quad (\%) \quad (2.3)$$

- **La porosité effective ou utile** La porosité effective représente la porosité accessible aux fluides libres à l'exception de la porosité non connectée et de l'espace occupée par l'eau absorbé et celle liée aux argiles.

Dans le contexte pétrolier, la classification de la porosité selon l'API peut varier en fonction du type de réservoir, mais une échelle générale pourrait être la suivante :

- Porosité exceptionnelle : > 30%
 - Porosité excellente : 25 - 30%
 - Porosité très bonne : 20 - 25%
 - Porosité bonne : 15 - 20%
 - Porosité moyenne : 10 - 15%
 - Porosité faible : 5 - 10%
 - Porosité très faible : < 5%
- **La porosité connectée** La porosité connectée est égale au pourcentage du volume total des vides dans la roche, reliés entre eux.
 - **La porosité apparente** On appelle porosité apparente, la porosité que les diagraphistes observent avant toute correction, en particulier les effets des argiles qui ont une porosité importante mais non utile.

2.6.2.2 Méthodes de calcul

L'évaluation de la porosité de la roche se fait à partir des diagraphies soniques, des diagraphies gamma-gamma densité et des diagraphies neutron. Elles nous donnent respectivement les porosités soniques, les porosités densités et les porosités neutron.

- **La porosité Neutron** La porosité neutron totale de chaque niveau, sera directement lue sur le diagramme de porosité neutron. Cependant, pour obtenir des résultats précis, il est parfois nécessaire d'appliquer des corrections pour déterminer la porosité neutron

corrigée de l'effet d'argiles tel que :

$$\Phi_{Ncor} = \Phi_{Nlu} - V_{sh} \times \Phi_{Nsh} \quad (\%) \quad (2.4)$$

- Φ_{Ncor} : la porosité neutron corrigée de l'effet d'argile, exprimée en %.
- Φ_{Nlu} : la porosité neutron lue sur le diagramme, exprimée en %.
- Φ_{Nsh} : la porosité neutron du banc totalement argileux, lue directement sur le diagramme.
- V_{sh} : le volume des argiles dans ce banc, exprimé en % [16].

- **La porosité sonique** La porosité sonique est donnée par la formule de Wyllie :

$$\Phi_S = \frac{\Delta t - \Delta t_{ma}}{\Delta t_f - \Delta t_{ma}} \quad (\%) \quad (2.5)$$

Avec :

- Δt : valeur lue sur le log sonique.
- Δt_{ma} : temps de transit dans la matrice en $\mu s/ft$.
- Δt_f : temps de transit dans le fluide.

La porosité sonique corrigée de l'effet d'argiles Φ_{SC} est déterminée par la relation suivante :

$$\Phi_{SC} = \Phi_S - \Phi_{ssh} \times V_{sh} \quad (\%) \quad (2.6)$$

- Avec :
- Φ_S : la porosité sonique du banc gréseux, calculée par la formule de Wyllie et exprimée en %
- V_{sh} le volume des argiles dans ce banc, exprimé en %.
- Φ_{ssh} : la porosité sonique du banc totalement argileux, calculée à partir la formule

suivante :

$$\Phi_{ssh} = \frac{\Delta t_{sh} - \Delta t_{ma}}{\Delta t_f - \Delta t_{ma}} \dots (\%) \quad (2.7)$$

- Δt_{sh} : Temps de transit dans la formation qui est à 100 % argileuse, exprimé en $\mu s/ft$.
- Δt_{ma} : Temps de transit dans la matrice (réservoir argileux gréseux) en $\mu s/ft$.
- Δt_f : Temps de transit dans le fluide, exprimé en $\mu s/ft$.

- **La porosité densité** La porosité densité est donnée par la relation suivante :

$$\Phi_d = \frac{\rho_{ma} - \rho_b}{\rho_{ma} - \rho_f} \quad (\%) \quad (2.8)$$

Avec :

- ρ_b : densité globale lue sur le log.
- ρ_{ma} : densité de la matrice.
- ρ_f : densité du fluide interstitiel.

Cette estimation doit être corrigée de l'effet d'argiles pour un niveau qui n'est pas purement gréseux. On détermine alors la porosité densité corrigée de l'effet d'argiles :

$$\Phi_{dc} = \Phi_d - \Phi_{dsh} \times V_{sh} \quad (\%) \quad (2.9)$$

- Φ_d : la porosité densité du banc gréseux, calculée par la formule de Wyllie et exprimée en
- V_{sh} : le volume des argiles dans ce banc, exprimé en pour-cent.
- Φ_{dsh} : porosité densité du banc purement argileux, tel que :

$$\Phi_{dsh} = \frac{\rho_{ma} - \rho_{sh}}{\rho_{ma} - \rho_f} \quad (\%) \quad (2.10)$$

- ρ_{sh} : densité globale lue sur le log dans le banc totalement argileux.

- ρ_{ma} : densité de la matrice.
- ρ_f : densité du fluide interstitiel.

2.6.3 La perméabilité (K)

2.6.3.1 Définition

La perméabilité d'un milieu poreux correspond à son aptitude à se laisser traverser par un fluide (liquide ou gaz) sous l'effet d'un gradient de pression. Elle est généralement exprimée en milliDarcy (mD).

La perméabilité est un paramètre clé pour l'industrie pétrolière, car elle détermine la facilité avec laquelle le pétrole ou le gaz peut être extrait des roches réservoirs. Si la perméabilité est trop faible, les fluides peuvent être piégés dans la roche, rendant ainsi leur extraction difficile et coûteuse. En revanche, une perméabilité élevée, permet une extraction plus facile et plus abondante des fluides favorisant ainsi une production plus rentable.

2.6.3.2 La loi de Darcy

Henry Darcy, réalisa une série d'expériences sur l'écoulement de l'eau dans une couche filtrante de sable. Il en déduit en 1856 que la loi montrant que le débit par unité de surface d'un filtre était proportionnel à la différence de charge existant entre ses deux sections. D'après Darcy, Si on prend un échantillon cylindrique dont la longueur, notée L , et la section S , à travers laquelle passe un liquide avec un débit volumétrique Q sous l'action d'une dépression entre ses 2 sections, formulée par la relation suivante :

$$\Delta P = P_1 - P_2 \quad (2.11)$$

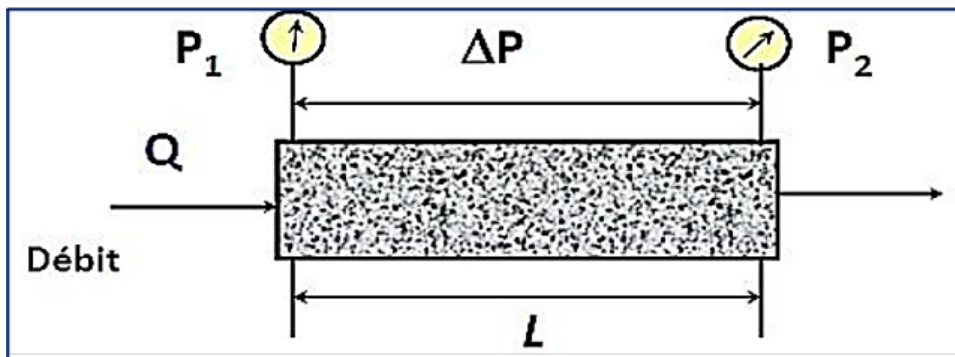


Figure 2.7: Expérience de Darcy [19]

Donc, la perméabilité est définie par la loi de Darcy comme suit :

$$Q = \frac{(P_1 - P_2) \times S \times K}{\mu \times L} \quad (cm^3/s) \quad (2.12)$$

C'est-à-dire, que le débit du liquide par unité de surface, est directement proportionnel à la différence de pression entre 2 sections.

On a :

- Q : débit en $[cm^3/s]$.
- P_1 et P_2 : Pression amont et aval [atm].
- S : Section de la couche filtrante $[cm^2]$.
- K : Perméabilité [Darcy].
- μ : Viscosité du fluide [centipoise].
- L : longueur $[cm]$ [19].

Remarque : Mettons en relation les unités de grandeur dans le système international:

$$K = \frac{\frac{m^3}{s} \cdot m \cdot \frac{N \cdot s}{m^2}}{m^2 \cdot N/m^2} = m^2$$

L = 1m.
 S = 1m².
 Q = 1m³/sec.
 P = N/m².
 μ = N.Sec/m².

Toutefois, étant donné que les perméabilités naturelles sont généralement très faibles (de l'ordre de 10⁻¹² m² pour une roche très perméable), cette unité s'avère difficile à manipuler et à interpréter.

C'est la raison pour laquelle, les géologues et les ingénieurs pétroliers préfèrent utiliser le darcy (D) et le milliDarcy (mD) pour mesurer la perméabilité, des unités plus adaptées au contexte de l'écoulement des fluides dans les roches. Un darcy correspond à la perméabilité qui permet à un fluide de viscosité 1 cP de s'écouler à 1 cm³/s sous un gradient de pression de 1 atm/cm. Le milliDarcy, qui vaut un millième de darcy, est couramment utilisé car il offre des valeurs plus maniables et pratiques pour les roches du réservoir typiques.

À partir de données de perméabilité, les pétroliers ont défini différentes classes de réservoirs :

- Perméabilité nulle à faible : <1-15 mD ;
- Modérée : 15-50 mD ;
- bonne : 50-250 mD ;
- très bonne : 250-1000 mD ;
- excellente : >1000 mD (>1D) [19].

2.6.3.3 Types de perméabilité

Il existe trois types de perméabilité :

- **La perméabilité absolue (Ka)** C'est celle qui s'applique à une formation donnée et au mouvement d'un fluide unique et homogène.
- **La perméabilité absolue (Ka)** La perméabilité efficace (Ke) Décrit le mouvement d'une phase de fluide dans un environnement à plusieurs fluides. Ce type de perméabilité est toujours inférieur à la perméabilité absolue.
- **La perméabilité absolue (Ka)** La perméabilité relative (Kr) C'est le rapport de la valeur efficace à la valeur absolue du paramètre, elle est toujours inférieure à 1 car $K_e < K_a$.

2.6.3.4 Méthode de calcul

La perméabilité est calculée à partir de la porosité suivant plusieurs formules, parmi celles-ci, on trouve **la perméabilité de Timur**, qui correspond à une méthode empirique, couramment utilisée pour estimer la perméabilité d'une formation géologique à partir des mesures de porosité obtenues par diagraphie en puits de pétrole ou de gaz. Cette méthode est particulièrement utile lorsque les mesures directes de la perméabilité ne sont pas disponibles ou sont coûteuses à obtenir. La formule pour les réservoirs à huile est la suivante :

$$K_{oil} = \left(\frac{100 \times \Phi_e^{2.25}}{S_{wirr}} \right)^2 \tag{2.13}$$

- Φ_e : porosité effective.

- S_{wirr} : saturation en eau irréductible.

2.6.4 La saturation en eau S_w

2.6.4.1 Définition

La saturation d'un fluide, est le rapport du volume du fluide considéré sur le volume total des pores.

$$S = \frac{V_{fluide}}{V_{pores}} \times 100 \quad (\%) \quad (2.14)$$

La saturation en eau S_w est exprimée :

$$S_w = \frac{V_w}{V_v} \quad (\%) \quad (2.15)$$

Avec :

- V_w : volume d'eau (cm^3).
- V_v : volume de vide (cm^3).

La somme des saturations est égale à 1 : $S_g + S_h + S_w = 1$ Avec:

- S_g : saturation de gaz en
- S_h : saturation d'huile en
- S_w : saturation d'eau en

2.6.4.2 Méthode de calcul

Dans le cas d'une roche saturée, **Archie (1942)**, a établi une relation expérimentale liant la résistivité de la roche, la porosité et la résistivité.

$$R_t = R_w \times a \times \Phi^{-m} \quad (\Omega m) \quad (2.16)$$

- R_t : résistivité de la roche en ohms.m ;
- R_w : résistivité de l'eau d'imbibition en ohms.m ;

- Φ : porosité effective.
- m : facteur de cimentation, varie généralement entre 1,3 et 2,2.
- a : facteur qui dépend de la lithologie et varie entre 0,6 et 2.

Le terme Facteur de formation \mathbf{F} , regroupe ce qui caractérise la structure de la roche :

$$F = a \times \Phi^{-m} \tag{2.17}$$

- Pour des formations sableuses non consolidées, la formule empirique souvent utilisée est :

$$F = \frac{0,62}{\Phi^{2,15}} \tag{2.18}$$

- Dans les formations des grés consolidés, la formule la plus courante utilisée est :

$$F = \frac{0,81}{\Phi^2} \tag{2.19}$$

- Dans les carbonates, la relation $F = 1/\Phi^m$, est utilisée avec une valeur appropriée de \mathbf{m} souvent égale à $\mathbf{2}$ donc :

$$F = \frac{1}{\Phi^2} \tag{2.20}$$

L'expression de la loi d'Archie pour une roche saturée en eau devient alors :

$$R_t = R_w \times F \quad (\Omega m) \tag{2.21}$$

Lorsqu'une partie des pores de la roche est remplie par des hydrocarbures, gaz ou huile, cela va modifier la résistivité. Archie a établi une formule très largement utilisée :

$$R_t = R_w \times F \times S_w^{-n} \quad (\Omega m) \tag{2.22}$$

La saturation en eau est donc calculée suivant la formule **d'Archie** :

$$S_w = \left(\frac{a \times R_w}{\Phi^m \times R_t} \right)^{\frac{1}{n}} \quad \% \tag{2.23}$$

- R_t : résistivité de la formation (Ωm).
- R_w : résistivité de l'eau de formation (Ωm).
- S_w : saturation en eau dans la formation (%).
- Φ : porosité effective.
- a : facteur qui dépend de la lithologie.
- m : facteur de cimentation.
- L'exposant n varie très peu avec les formations, sa valeur est environ de 2 pour la plupart des formations de roches meubles, dont la teneur en eau est comprise en 20 et 100 %.

2.6.5 La densité

2.6.5.1 Définition

La densité des roches est une importante propriété physique pour la géologie et l'exploration des ressources naturelles. Elle est égale au rapport de la masse volumique de la roche (kg/m^3 ou g/cm^3) sur la masse volumique de l'eau (kg/m^3 ou g/cm^3). Comme la masse volumique de l'eau est égale à **1** (kg/m^3 ou g/cm^3), la densité d'une roche donne le même résultat que sa masse volumique mais sans unités. La densité des roches peut varier considérablement en fonction de leurs compositions minéralogiques, de leurs porosités et de leurs structures géologiques.

2.6.5.2 Méthode de mesure

Les données recueillies par les détecteurs sont transmises à la surface où elles sont interprétées pour fournir un enregistrement continu de la densité de la formation rocheuse en fonction de la profondeur en échelle 1,95 à 2,95 g/cm^3 .

2.7 Conclusion

Les mesures diagraphiques sont des outils essentiels pour l'exploration et la production d'hydrocarbures. Elles fournissent des informations détaillées sur les caractéristiques géologiques et pétrophysiques d'un réservoir, qui sont essentielles pour évaluer sa capacité à produire du pétrole ou du gaz.

Ces mesures peuvent inclure le volume d'argile, la porosité, la saturation en eau, la perméabilité, la résistivité, la densité de la roche, et bien d'autres paramètres. Chaque

mesure fournit une pièce différente du puzzle qui est la caractérisation du réservoir.

Il convient de noter que l'interprétation de ces mesures nécessite une expertise technique et une compréhension approfondie de la géologie du réservoir. La complexité et l'hétérogénéité des formations géologiques, signifient que les mesures diagraphiques doivent souvent être complétées par d'autres types de données, telles que les échantillons de roche et les tests de puits, pour obtenir une image complète du réservoir.

En conclusion, les mesures diagraphiques sont un outil précieux pour l'industrie pétrolière et gazière.

CHAPITRE 3

Notions de base sur la Géostatistique

3.1 Introduction

La géostatistique, une discipline à la confluence des mathématiques et des sciences de la Terre, se concentre sur l'étude des variables régionalisées, offrant des aperçus précieux sur les phénomènes qui présentent une variation spatiale significative. Elle joue un rôle essentiel dans la modélisation des réservoirs, où elle est utilisée pour analyser la distribution spatiale des propriétés physiques et chimiques, telles que la porosité, la saturation en eau ou en huile et le volume d'argile en se basant sur le principe de spatialisation, stipulant que les éléments d'un espace territorial donné qui sont proches l'un de l'autre sont plus similaires que ceux qui sont éloignés. Souvent, ce concept est appelé par l'hypothèse d'autocorrélation spatiale. Cette idée est souvent résumée par la " première loi de la géographie " de Tobler : " tout est relié à tout le reste, mais les choses proches sont plus liées que les choses éloignées ".

L'analyse et l'interprétation des résultats obtenus fournit des indications précieuses pour estimer la quantité de réserves, planifier l'exploitation du réservoir et optimiser la production du pétrole.

Ce chapitre, a pour objectif d'introduire les concepts clés, les principes fondamentaux et les méthodologies de la géostatistique, soulignant son importance dans l'analyse et la modélisation des caractéristiques pétrophysiques des réservoirs permettant une meilleure compréhension et gestion de ceux-ci. Par conséquent, ce chapitre théorique, constitue les fondations sur lesquelles s'appuiera la prochaine partie relative à la modélisation du réservoir de TAGI, constituant l'objet d'étude de notre mémoire du Projet de Fin d'Etudes.

3.2 Historique

Georges Mathéron, un ingénieur minier français, a jeté les bases de la géostatistique dans les années 1950, en travaillant sur l'estimation des ressources minérales. Il a conceptualisé l'hypothèse d'autocorrélation spatiale et développé la méthode du krigeage, une technique

d'interpolation devenue fondamentale en géostatistique.

Durant les années 1960 et 1970, Mathéron a formalisé sa théorie et a fondé le Centre de Géostatistique à l'École des Mines de Paris, le premier institut de recherche dédié à la géostatistique. Il a aussi introduit le variogramme, un outil pour quantifier l'autocorrélation spatiale.

Vers la fin du 20ème siècle et au début du 21ème siècle. L'ère numérique a permis d'enrichir l'analyse des données spatiales grâce à l'intégration des techniques géostatistiques avec les technologies de l'information et a permis aussi l'application de celle-ci à des domaines très diversifiés, tels que l'hydrogéologie, la météorologie et l'industrie pétrolière [17].

Dans le secteur pétrolier, l'application de la géostatistique, s'est étendue bien au-delà de ses usages initiaux pour l'exploration et l'estimation des réserves. Elle est désormais essentielle à la quantification des réserves et l'optimisation de la production, permettant ainsi d'améliorer l'efficacité et la rentabilité des opérations. De plus, la géostatistique, est devenue un outil-clé, en l'occurrence pour la gestion de l'incertitude dans l'estimation des réserves de pétrole et de gaz.

3.3 Concepts de base en géostatistique

3.3.1 Variable spatiale

Une variable spatiale, est une variable qui varie d'un point à un autre dans l'espace. Elle constitue un élément essentiel en géostatistique. Son importance réside dans le fait que l'analyse des données spatiales permet de faire des prédictions sur les valeurs de ces variables en des endroits non mesurés, ou d'étudier la corrélation spatiale entre les différentes variables [20].

Dans l'industrie pétrolière, l'utilisation des variables spatiales est d'une importance cruciale pour plusieurs raisons :

- **Évaluation des réserves** : L'analyse spatiale des variables telles que la concentration d'hydrocarbures, aide à estimer la quantité du pétrole ou du gaz présente dans un réservoir. C'est fondamental pour évaluer la viabilité économique d'un projet de forage.
- **Optimisation de l'exploitation** : Une compréhension précise de la variabilité spatiale des propriétés du réservoir (comme la porosité et la perméabilité) aide à optimiser l'emplacement des puits de forage et à maximiser la récupération des hydrocarbures.
- **Gestion des risques** : L'analyse spatiale peut aider à identifier les zones à risque

élevé, comme les zones de haute pression ou de température élevée, permettant ainsi de mieux planifier les opérations de forage et d'exploitation.

- **Modélisation des réservoirs** : Les variables régionalisées ou spatiales, sont essentielles pour la construction de modèles de réservoirs, qui sont utilisés pour prédire efficacement le comportement futur d'un réservoir et orienter et guider les décisions d'exploitation.

3.3.2 Variable régionalisée

Une variable régionalisée en géostatistique, fait référence à une caractéristique mesurable qui varie continuellement dans l'espace. Cette variation est considérée comme aléatoire, mais présente une certaine structure, c'est-à-dire, qu'il existe une certaine corrélation ou autocorrélation entre les valeurs prises pour cette caractéristique par rapport aux différents points de l'espace.

La différence entre une variable spatiale et une variable régionalisée, réside dans leur structure. 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 que les valeurs éloignées. C'est cette propriété d'autocorrélation spatiale, qui permet d'utiliser des méthodes géostatistiques, telles que le krigeage, pour estimer les valeurs d'une variable régionalisée en des lieux non échantillonnés.

En revanche, une variable spatiale peut décrire n'importe quel phénomène qui varie dans l'espace, qu'il présente ou non une autocorrélation spatiale [17].

3.3.3 Variabilité spatiale

La variabilité spatiale, se réfère à la manière dont une quantité ou une propriété change dans l'espace. En géostatistique, cette notion est fondamentale car elle permet de comprendre et de prévoir comment une caractéristique - comme la concentration d'un minéral dans un gisement, la teneur d'hydrocarbures ou la qualité d'un sol dans un champ - varie d'un endroit à un autre.

Cette variabilité est souvent décrite par une structure de corrélation spatiale, qui donne une mesure de la similarité des valeurs entre deux endroits différents en fonction de leur distance et de leur orientation. La corrélation spatiale est souvent modélisée par des fonctions telles que le semi-variogramme ou la fonction de covariance.

3.3.4 Fonction aléatoire

Une fonction aléatoire en géostatistique, est un outil mathématique permettant de décrire et de modéliser la variabilité spatiale d'une variable régionalisée. C'est une généralisation du concept de variable aléatoire à un contexte spatial, où chaque point dans l'espace est associé à une variable aléatoire. Elle permet de décrire l'autocorrélation spatiale, c'est-à-dire la tendance des valeurs d'une variable régionalisée à être similaires à des lieux proches [20].

3.4 Mesure de la dépendance spatiale

La dépendance spatiale ou l'autocorrélation spatiale en géostatistique, décrit la corrélation entre les objets ou les phénomènes en fonction de leur proximité spatiale.

La dépendance spatiale peut être positive, ce qui signifie que les valeurs similaires, tendent à se regrouper dans l'espace, ou négative, ce qui signifie que les valeurs similaires tendent à être plus dispersées.

La mesure de la dépendance spatiale est plus importante pour de nombreuses applications en géostatistique, car elle peut aider à comprendre la structure spatiale d'un ensemble de données et à effectuer des prédictions en des points non échantillonnés.

3.4.1 Le semi-variogramme/variogramme

Le semi-variogramme, ou simplement variogramme, est un outil fondamental en géostatistique. Il permet de quantifier la variabilité spatiale d'un ensemble de données. En d'autres termes, il offre un moyen de mesurer à quel point les valeurs d'échantillons se ressemblent en fonction de la distance et de la direction entre eux. Le terme " semi " est utilisé car le variogramme mesure la moitié de la variance de la différence entre les valeurs d'échantillon [21].

Voici comment le semi-variogramme fonctionne :

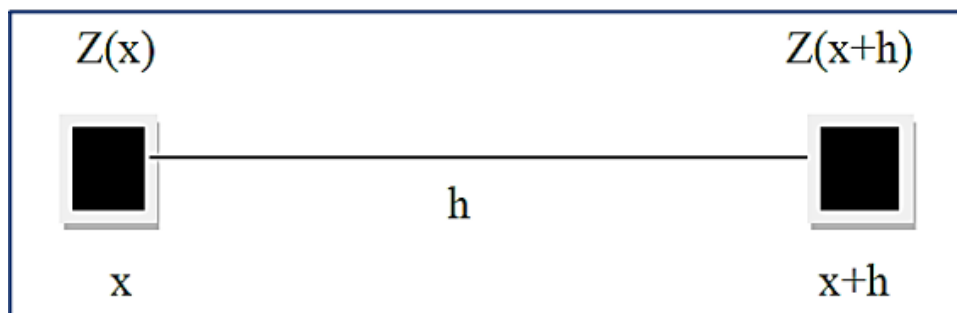


Figure 3.1: Représentation schématique des points de mesure de la variable [21].

- **La distance spatiale** : Pour chaque paire d'échantillons dans le jeu de données, on calcule la distance qui les sépare.
- **La différence de valeur** : On calcule également la différence entre les valeurs de ces échantillons.
- **La variance de la différence** : Pour chaque distance (ou groupe de distances), on calcule la moitié de la variance de la différence des valeurs d'échantillon.

Le résultat est un graphique avec la distance sur l'axe horizontal et la demi-variance sur l'axe vertical. Ce graphique, appelé le semi-variogramme, montre comment la variance change avec la distance.

La forme du semi-variogramme donne des informations précieuses sur la structure spatiale des données. Par exemple, un semi-variogramme, peut indiquer si les valeurs sont plus similaires à des distances courtes ou à des distances longues (effet de "portée"), ou s'il existe une tendance ou une structure directionnelle dans les données (anisotropie).

Le semi-variogramme, est aussi un outil essentiel pour la méthode d'interpolation, appelée krigeage, qui utilise le modèle de variogramme pour estimer les valeurs à des emplacements non échantillonnés.

Il existe deux types de semi-variogrammes :

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

3.4.1.1 Le semi-variogramme théorique

Soit deux variables aléatoires, $Z(x)$ et $Z(x+h)$ mesurées en 2 points " x " et " $x+h$ ", la variabilité entre ces deux points, se caractérise par une fonction notée $2\gamma(x, h)$ appelée variogramme, et donnée par la formule suivante :

$$\gamma_{th} = \frac{1}{2} \text{Var}(Z(x) - Z(x+h)) \quad (3.1)$$

Où :

- γ_{th} est la fonction semi-variogramme.
- Var désigne la variance.

- $Z(x)$ est la valeur de la variable à l'emplacement x .
- $Z(x + h)$ est la valeur de la variable à un emplacement à une distance h de x .

On peut schématiser l'ensemble des modèles théoriques du semi-variogramme par le graphique de la (Figure 3.2). Ce graphique met en avant trois paramètres fondamentaux : La pépité, le seuil et la portée. Ces trois paramètres sont brièvement décrits ci-dessous.

a. **La pépité (Nugget)**

Le nugget (C_0) : représente la discontinuité à l'origine du semivariogramme. 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 pépité de zéro, indique une forte corrélation entre des emplacements proches, alors qu'une pépité élevée indique une faible corrélation.

b. **La portée**

Dans l'étude de la variabilité spatiale, il est important d'examiner le comportement du semi-variogramme à grande distance. La fonction semi-variogramme peut atteindre une limite à partir d'une certaine distance appelée portée (a). A partir de cette distance, il n'y a plus de corrélation spatiale entre les données. Cette limite est nommée palier, et désigne la variance totale $C(0)$. Dans la pratique, la portée est définie par la distance à laquelle le semi-variogramme atteint 95% de la valeur de son palier.

- c. **Le seuil ou palier** On appelle seuil du semi-variogramme, sa valeur limite pour de grandes valeurs de h . Ce paramètre suscite un intérêt très important dans l'analyse de la régularité des variations locales. En effet, si le seuil d'un semi-variogramme est infini, alors le processus des variations locales n'est pas stationnaire.

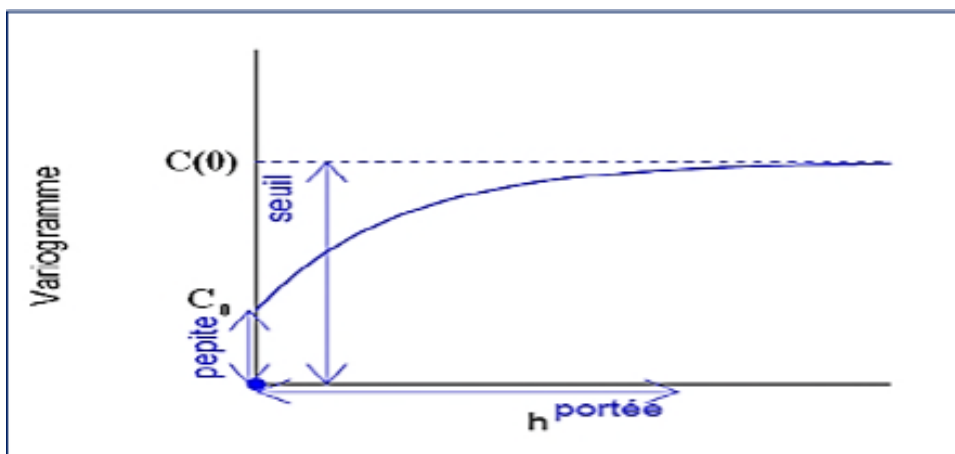


Figure 3.2: Schéma type d'un variogramme [21].

3.4.1.2 Le semi-variogramme expérimental

Dans la pratique, il n'est pas possible de calculer le variogramme théorique tel qu'il est décrit, car on ne dispose que des échantillons. Pour l'approcher, une expression du semivariogramme expérimental est plus pratique.

Le semi-variogramme, permet de mesurer la variabilité à différentes échelles d'une variable régionalisée $z(x)$, en calculant la différence entre deux échantillons z_1 et z_2 , situés en deux points x_1 et x_2 d'un domaine spatial. Cette différence notée γ_e s'écrit :

$$\gamma_e = \frac{(Z_2 - Z_1)}{2} \quad (3.2)$$

Pour voir si l'azimut décrit par les deux points considérés a un effet quelconque, on fait dépendre γ_e de la distance et de l'orientation de la paire de points.

$$\gamma_e = \frac{1}{2} (Z(x) - Z(x+h))^2 \quad (3.3)$$

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

$$\gamma_e = \frac{1}{2N(h)} \sum_i^{N(h)} [Z(x) - Z(x+h)]^2 \quad (3.4)$$

Où : $N(h)$ représente le nombre de paires d'observations séparées par la distance h [22].

On peut aussi calculer le variogramme selon certaines directions spécifiques à l'aide d'une expression particulière du variogramme :

$$\gamma(h, \Theta) = \frac{1}{2N(h, \Theta)} \sum_i^{N(h, \Theta)} [Z(x) - Z(x+h)]^2 \quad (3.5)$$

Où $N(h, \Theta)$: est le nombre de paires de points séparés d'une distance h dans la direction Θ [20].

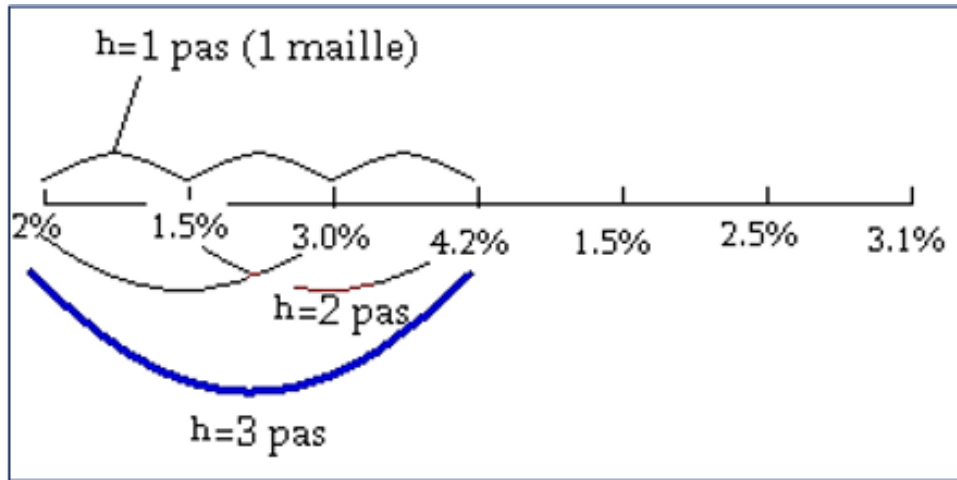


Figure 3.3: Schéma de calcul du variogramme expérimental [21]

3.4.1.3 Schéma théorique et ajustement du variogramme

Après avoir calculé le variogramme expérimental, l'étape suivante consiste à ajuster un modèle mathématique qui correspond le mieux à ces données. L'objectif est de trouver un modèle qui soit non seulement précis, mais également facile à utiliser : c'est ce qu'on appelle l'ajustement du variogramme expérimental. Les modèles théoriques les plus couramment utilisés, peuvent être regroupés en deux catégories : schémas à palier et schémas sans palier.

a. Schéma à palier

Un comportement linéaire à l'origine

- Schéma sphérique

$$\gamma(h) = C \left[\left(\frac{3h}{2a} \right) - \left(\frac{h^3}{2a^3} \right) \right] \quad \forall h \in [0, a] \tag{3.6}$$

$$\gamma(h) = C \dots \text{pour} \dots h \geq a$$

Où :

- $\gamma(h)$: est le variogramme pour une distance de séparation h ,
- C : est le palier.
- a : est la portée (ou range).
- h : est la distance séparant deux points dans l'espace [20].

Dans le modèle sphérique, l'autocorrélation décroît linéairement avec la distance jusqu'à la portée a , puis reste constante pour les distances supérieures à a .

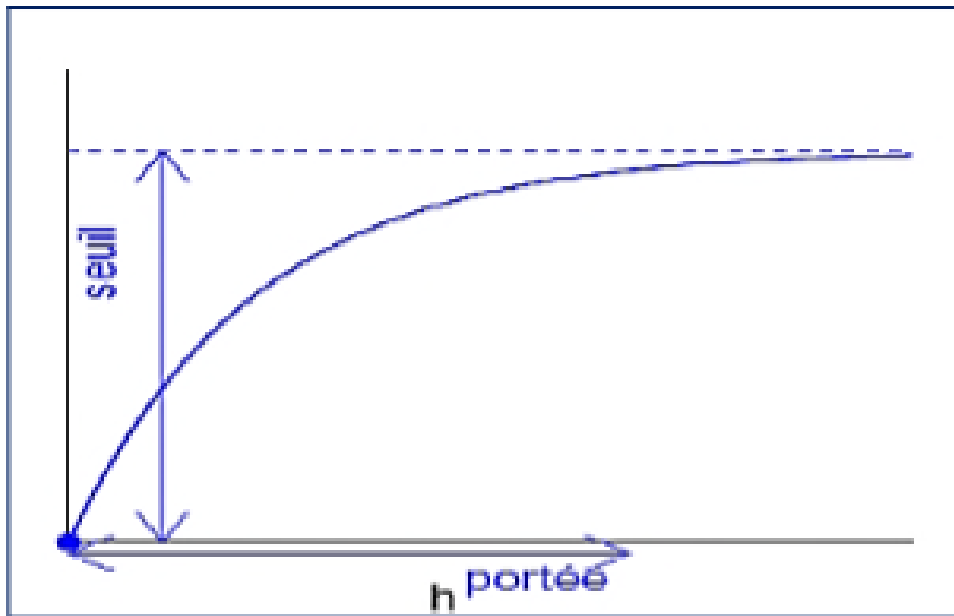


Figure 3.4: Schéma type d'un modèle de semi-variogramme sphérique [21].

- **Schéma exponentiel**

$$\gamma(h) = C \left(1 - e^{-\frac{h}{a}}\right) \dots, \forall h \geq 0 \quad (3.7)$$

Où :

- $\gamma(h)$: est le variogramme pour une distance de séparation h ,
- C : est le palier.
- a : est la portée (ou range).
- h : est la distance séparant deux points dans l'espace [20].

Dans ce modèle, la corrélation décroît rapidement dès le début et continue à décroître avec la distance, mais à un rythme qui ralentit avec l'augmentation de la distance. Cela signifie que la corrélation entre les valeurs à deux emplacements peut devenir très faible même à des distances relativement faibles. Ce modèle est souvent utilisé lorsque l'on s'attend à une continuité spatiale à courte portée.

- Un comportement parabolique à l'origine

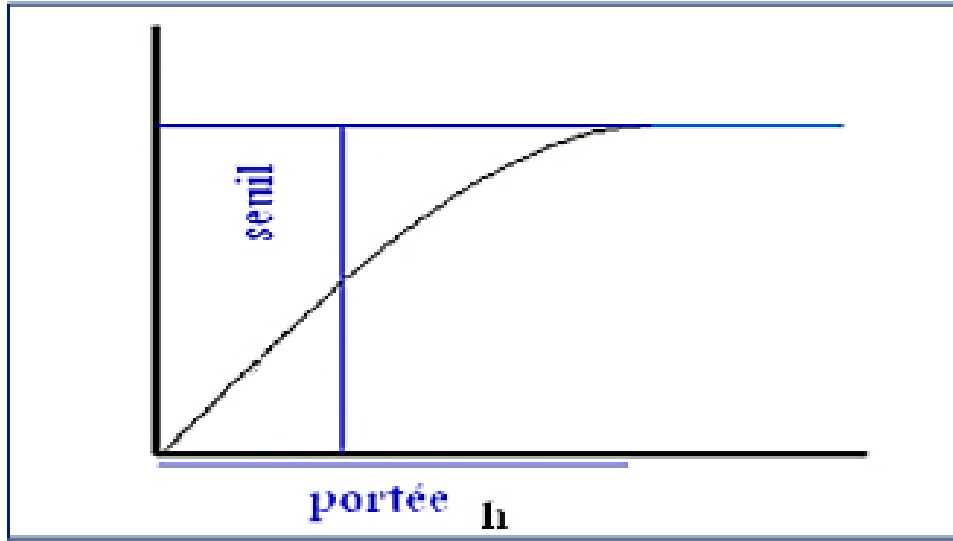


Figure 3.5: Schéma type d'un modèle de semi-variogramme exponentiel [21].

- Schéma gaussien

$$\gamma(h) = C \left(1 - e^{-(\frac{h}{a})^2} \right) \dots, \forall h \geq 0 \quad (3.8)$$

Où :

- $\gamma(h)$: est le variogramme pour une distance de séparation h ,
- C : est le palier.
- a : est la portée (ou range).
- h : est la distance séparant deux points dans l'espace [20].

Ce modèle est caractérisé par une diminution graduelle de la corrélation avec la distance. La corrélation décroît lentement au début, puis de plus en plus rapidement à mesure que la distance augmente, jusqu'à ce qu'elle atteigne zéro à une certaine distance. Cela signifie que même à des distances assez grandes, il peut y avoir une certaine corrélation. Ce modèle est généralement utilisé lorsque l'on s'attend à une continuité spatiale à longue portée.

b. Schéma sans palier

Un variogramme sans palier, peut suggérer que la zone d'étude est trop vaste pour déceler une structure spatiale constante, ou que des influences de phénomènes à plus

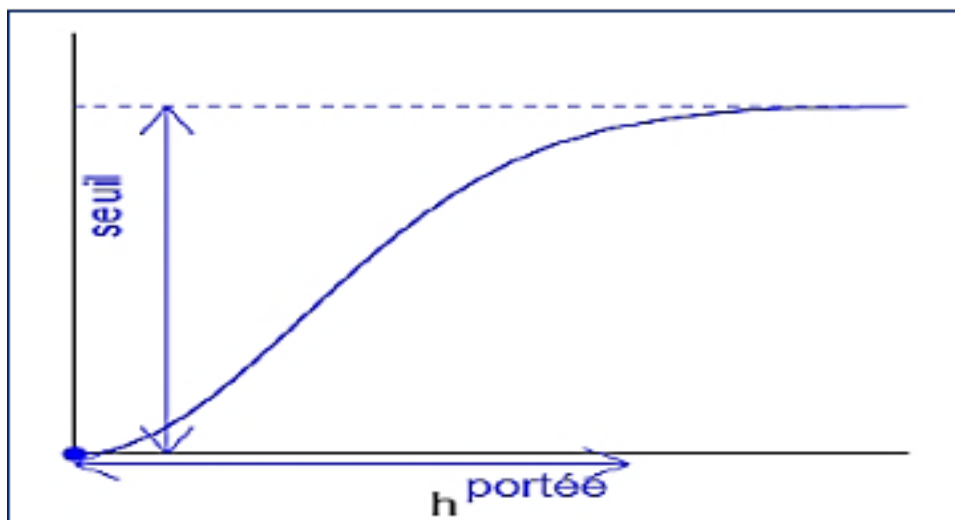


Figure 3.6: Schéma type d'un modèle de semi-variogramme gaussien [21].

grande échelle modifient les données. Par ailleurs, un variogramme pourrait ne pas atteindre un palier si l'échantillonnage est insuffisant pour estimer adéquatement le variogramme sur des distances importantes.

- **Schéma en puissance**

$$\gamma(h) = dh^\lambda \dots, \forall h > 0 ; 0 < \lambda < 2 \quad (3.9)$$

Où :

- $\gamma(h)$: est le semi-variogramme.
- 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 [20].

La méthode de la puissance est typiquement employée en géostatistique lorsque les données manifestent une similarité d'échelle, caractéristique d'un comportement fractal. Elle suppose que la structure constatée à une certaine échelle est une répétition de celle observée à une autre échelle. Cependant, son utilisation nécessite une précaution notable, car la structure fractale est généralement une approximation du comportement réel des données, et pouvant ne pas être appro-

prisée à toutes les échelles. De plus, cette méthode présume la stationnarité de la variable analysée, c'est-à-dire que ses propriétés statistiques restent constantes indépendamment de la localisation, ce qui n'est pas toujours vérifié en pratique.

- **Schéma logarithmique**

$$\gamma(h) = k \cdot \log(dh) \dots, \forall h > 0 ; = \text{constant} > 0 \quad (3.10)$$

Où :

- $\gamma(h)$: est le semi-variogramme.
- h : est la distance séparant deux points.
- k et d : sont des constantes réelles positives [20].

La méthode logarithmique s'applique lorsque la corrélation entre les données augmente logarithmiquement avec la distance. Elle est typiquement employée lorsque les données affichent une haute variabilité à petite échelle, qui diminue rapidement avec l'augmentation de la distance, puis progresse plus lentement avec l'augmentation de la distance.

Cependant, l'application de cette méthode nécessite un soin particulier. Les hypothèses sous-jacentes à un modèle logarithmique ne sont pas toujours pertinentes dans les situations réelles.

Le modèle postule notamment, que la variable concernée reste stationnaire sur une échelle logarithmique, ce qui peut ne pas être toujours vérifié.

3.4.2 Anisotropie

L'anisotropie est un concept qui provient de la physique, qui est utilisé dans plusieurs domaines scientifiques, y compris la géostatistique.

Dans le contexte de la géostatistique, l'anisotropie fait référence à la situation où la corrélation spatiale entre des points de mesure dépend de la direction. Par exemple, dans un gisement de pétrole, la porosité du réservoir peut être fortement corrélée le long d'un axe particulier (comme celui parallèle à la stratification géologique) et moins corrélée dans les directions perpendiculaires. C'est un aspect important à prendre en compte lors de la modélisation des gisements de pétrole et d'autres phénomènes géostatistiques. L'anisotropie se divise généralement en deux types : l'anisotropie géométrique et l'anisotropie zonale.

3.4.2.1 Anisotropie géométrique

C'est le type d'anisotropie décrit des situations où la continuité spatiale d'une variable est différente dans différentes directions, mais les statistiques de la variable (comme la moyenne et la variance) restent constantes dans toutes les directions.

On observe dans diverses directions des paliers et des composantes pépétiques identiques mais des portées différentes.

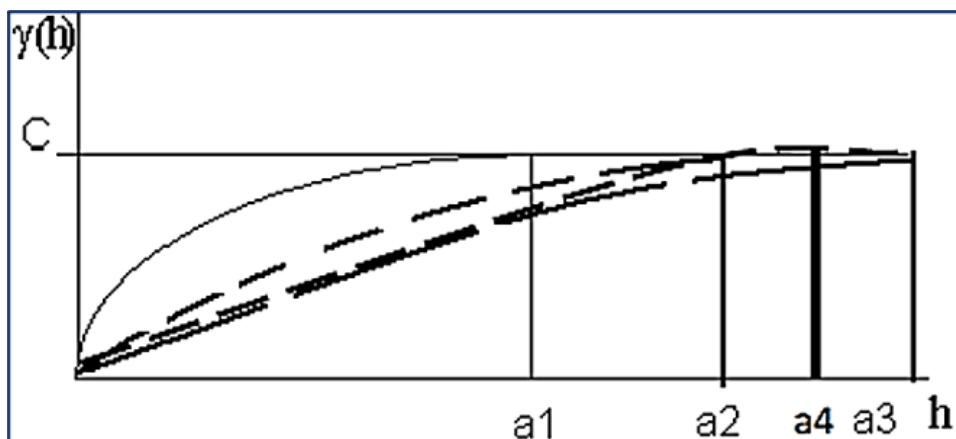


Figure 3.7: Schéma d'une anisotropie géométrique [21].

Rose des portées : L'utilisation des roses de portées, offre un moyen efficace pour examiner l'anisotropie, en projetant les distances sur une représentation graphique en forme de rose. Cet outil, permet d'identifier la direction de la plus grande continuité du phénomène étudié, souvent représentée par la plus grande portée.

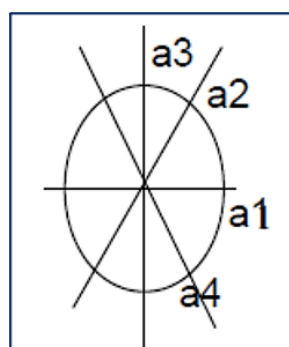


Figure 3.8: Rose des portées d'une anisotropie géométrique [21].

Cependant, il convient de noter que la direction d'aplatissement de l'ellipse de portée n'est pas celle de la continuité, mais plutôt celle de la variabilité rapide. En d'autres termes, cette direction indique où le changement d'une variable étudiée est le plus rapide.

Cette distinction est essentielle pour comprendre et interpréter correctement les données spatiales dans le cadre de l'étude de l'anisotropie. Ainsi, tout en utilisant les roses

de portées pour déceler les tendances directionnelles, il est nécessaire de faire la distinction entre la direction de la continuité maximale (grande portée) et la direction de la variation la plus rapide.

Un exemple d'anisotropie géométrique de la porosité peut être observé. Supposons que nous ayons une formation rocheuse, de type formation gréseuse, qui s'est déposée dans un environnement fluviatile (comme une ancienne plaine alluviale ou un lit de rivière). En raison de l'influence du courant de la rivière lors du dépôt des sédiments, les grains de sable peuvent être alignés de manière à créer une porosité plus élevée dans la direction du courant (par exemple, horizontalement) que perpendiculairement à celle-ci (par exemple, verticalement).

La continuité de la porosité est différente dans différentes directions, même si la porosité moyenne (un attribut statistique de la porosité) peut rester la même dans toutes les directions. Cette information est extrêmement importante pour la modélisation du réservoir et la planification de l'exploitation du champ pétrolier, car elle peut affecter le mouvement du pétrole ou du gaz à travers le réservoir et donc influencer sur le bon choix d'installation des puits pour une production optimale.

3.4.2.2 Anisotropie zonale

Ce type d'anisotropie, décrit des situations où les statistiques de la variable changent selon la direction. Elle est manifestée par des variogrammes de portées et de paliers différents.

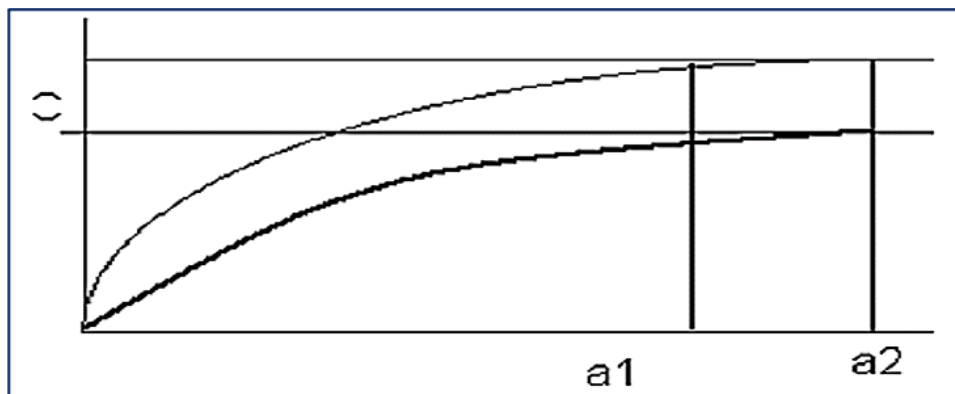


Figure 3.9: Schéma d'une anisotropie zonale [21].

Dans certains cas, la teneur en pétrole d'un réservoir peut varier selon la direction. Par exemple, un réservoir pourrait présenter une teneur en pétrole plus élevée vers le Nord en raison de la manière dont le pétrole s'est accumulé au fil du temps géologique. Cela pourrait avoir un impact sur la stratégie d'exploration et de production : des zones plus riches en pétrole pourraient être ciblées en premier lieu, et la compréhension de l'anisotropie pourrait aider à prédire où se trouvent ces zones. Cette forme d'anisotropie est généralement

plus difficile à gérer en géostatistique, car elle nécessite des techniques plus avancées pour modéliser la variabilité directionnelle.

3.4.3 Directions du variogramme

Il est nécessaire de calculer les variogrammes dans plusieurs directions car les données géologiques présentent souvent une anisotropie, qui est typiquement observée entre les directions verticale et horizontale.

Les directions choisies pour l'analyse sont généralement identifiées comme les directions majeure et mineure dans le plan horizontal, ainsi que la direction verticale.

En géostatistique, la direction majeure est celle où la variable étudiée, présente la plus grande continuité spatiale, impliquant une plus faible variabilité des valeurs de cette variable. En contraste, la direction mineure est celle où la variable montre la plus grande variabilité, donc la plus faible continuité spatiale. Cette distinction aide à comprendre la structure spatiale des données et guide les prédictions des valeurs non échantillonnées.

3.5 Techniques d'estimation et de simulation en géostatistique

Il existe plusieurs techniques pour estimer et simuler des valeurs à des endroits non échantillonnés. Ces techniques exploitent la dépendance spatiale des données pour faire des prédictions.

3.5.1 Le Krigeage : Une Méthode d'Estimation Spatiale Optimale

L'estimation en géostatistique se réfère à la prédiction des valeurs d'un phénomène géologique ou environnemental à des emplacements non échantillonnés, en se basant sur les valeurs mesurées à des emplacements échantillonnés.

L'estimation géostatistique diffère des autres méthodes d'estimation spatiale du fait qu'elle prend en compte la structure spatiale des données, c'est-à-dire comment les valeurs sont corrélées entre elles dans l'espace. Elle utilise généralement des variogrammes pour décrire cette corrélation spatiale.

Une des techniques d'estimation les plus couramment utilisées en géostatistique est le krigeage, elle repose sur le concept de fonction aléatoire ou processus stochastique. Il y a plusieurs raisons à cela.

- Modélisation de la corrélation spatiale : Le krigeage prend en compte la structure de corrélation spatiale des données, ce qui le rend plus précis que les autres méthodes d'interpolation qui sont plus simples et ne considèrent que la distance entre les points.

- Meilleure estimation dans les zones mal échantillonnées.
- Quantification de l'incertitude.
- Flexibilité : Il existe plusieurs variantes du krigeage qui peuvent être utilisées pour s'adapter à différents types de données et de situations. Par exemple, le krigeage ordinaire est utilisé lorsque la moyenne est supposée constante sur l'ensemble du domaine, tandis que le krigeage universel peut être utilisé lorsque la moyenne varie spatialement.
- Parmi toutes les méthodes d'interpolation, le krigeage est la seule qui repose sur une approche statistique rigoureuse, et qui permet d'obtenir une estimation précise de la variance [20].

Cependant, il est important de noter que le krigeage nécessite une bonne compréhension de la structure spatiale des données et de la modélisation géostatistique.

3.5.1.1 Fondements Mathématiques du Krigeage

Pour expliquer le krigeage de manière mathématique, supposons que nous ayons 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 voulions estimer la valeur $Z(X_0)$ à un emplacement inconnu X_0 .

L'estimation par krigeage $Z^*(X_0)$ est une combinaison linéaire des observations :

$$Z^*(X_0) = \sum_{i=1}^n \lambda_i Z(X_i) \quad (3.11)$$

Où les λ_i sont les poids de krigeage qui minimisent la variance de l'erreur d'estimation. La contrainte est que les poids doivent sommer à 1 pour un estimateur sans biais, c'est-à-dire que la moyenne des estimations par krigeage sur un grand nombre de réalisations serait égale à la véritable valeur à l'emplacement à estimer :

$$\sum_{i=1}^n \lambda_i = 1 \quad (3.12)$$

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

$$\sum_{i=1}^n \lambda_i \gamma(|X_i - X_0|) = \gamma(|X_0 - X_0|) \dots \text{ pour } i = 1, \dots, n \quad (3.13)$$

Où γ est la fonction de variogramme, qui mesure la semi-variance 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 :

$$\sum_{i=1}^n \lambda_i = 1 \quad (3.14)$$

En résolvant ce système d'équations, on obtient les poids de krigeage qui minimisent la variance de l'erreur d'estimation. L'estimation par krigeage est ensuite donnée par la combinaison linéaire des observations pondérée par ces poids [21].

Le choix du modèle de variogramme et l'ajustement des paramètres du modèle ont un impact significatif sur les estimations par krigeage.

3.5.1.2 Choix et application des différents types de Krigeage en géostatistique

Il existe plusieurs types de krigeage, chacun étant utilisé dans des situations différentes en fonction de la nature des données et des objectifs de l'analyse. Voici quelques-uns des types de krigeage les plus couramment utilisés et les situations dans lesquelles ils pourraient être les plus appropriés :

- **Krigeage ordinaire** : Il s'agit de la forme de krigeage la plus couramment utilisée. Le krigeage ordinaire suppose une moyenne constante inconnue et une structure de variogramme stationnaire. Il est utilisé lorsque les données n'ont pas de tendance définie et sont supposées être spatialement stationnaires.
- **Krigeage simple** : Semblable au krigeage ordinaire, mais il suppose une moyenne constante connue. Il est rarement utilisé en pratique, car la moyenne est rarement connue a priori. Si la moyenne de la population est connue et constante, alors le krigeage simple pourrait être utilisé.
- **Krigeage universel** : Il est utilisé lorsque la moyenne n'est pas constante mais varie avec l'emplacement selon une tendance connue. Le krigeage universel permet de modéliser cette tendance spatiale. Si vos données ont une tendance définie (par exemple, augmentent ou diminuent avec l'emplacement), le krigeage universel serait approprié.
- **Krigeage avec dérive** : C'est une extension du krigeage universel où la tendance spatiale n'est pas connue a priori, mais est estimée à partir des données. Il est utile lorsque les données présentent une tendance ou un gradient, mais que la forme spécifique de cette tendance n'est pas connue [20].

3.5.2 La simulation géostatistique

La simulation géostatistique est une technique utilisée en géostatistique qui permet de générer des représentations réalistes de phénomènes complexes pour lesquels il existe une certaine quantité de données observées et une corrélation spatiale. Elle est essentielle pour l'évaluation des réservoirs pétroliers, car elle permet d'estimer la distribution spatiale des paramètres pétrophysiques clés tels que la porosité, la saturation en eau et le volume d'argile dans les réservoirs d'hydrocarbures. Ces paramètres sont cruciaux pour évaluer le potentiel d'un réservoir à contenir et à produire du pétrole ou du gaz.

3.5.2.1 Processus de simulation géostatistique

Les étapes de la simulation géostatistique des paramètres pétrophysiques d'un réservoir pétrolier sont généralement les suivantes :

- **Collecte et analyse de données** : Les données de puits, les mesures sismiques, les échantillons de roche et d'autres informations sont collectées et analysées. Ces données sont utilisées pour calculer les paramètres pétrophysiques à différents niveaux et emplacements dans le réservoir. L'histogramme est généralement le premier outil utilisé dans l'analyse des données, car il donne un aperçu de la distribution générale des valeurs (par exemple, leur tendance centrale et leur dispersion).
- **Estimation des paramètres pétrophysiques** : En utilisant le krigeage ou d'autres méthodes pour estimer les paramètres pétrophysiques dans des emplacements non échantillonnés. Ces estimations sont généralement basées sur des mesures prises dans des puits à proximité et sur la distance entre les emplacements échantillonnés et non échantillonnés. Le krigeage utilise le variogramme pour prendre en compte la corrélation spatiale entre les valeurs.
- **Simulation non conditionnelle** : Les informations fournies par l'histogramme et le variogramme sont utilisées pour générer des réalisations possibles de la distribution spatiale des paramètres pétrophysiques. Chaque réalisation est une carte ou un modèle 3D qui respecte les statistiques fournies par l'histogramme (comme la moyenne et la variance) et la structure spatiale donnée par le variogramme.
- **Simulation conditionnelle** : les données observées dans cas, sont incorporées dans les simulations. Cela signifie que chaque réalisation est ajustée de manière à ce qu'elle soit cohérente avec les données réelles de puits et autres données observées.
- **Analyse des résultats** : Les différentes simulations conditionnelles sont analysées pour évaluer l'incertitude associée à l'estimation des paramètres pétrophysiques à des endroits non échantillonnés et pour prendre des décisions fiables sur le développement du réservoir [20].

La simulation géostatistique fournit un moyen efficace pour représenter la variabilité et l'incertitude associées aux paramètres pétrophysiques d'un réservoir pétrolier. Cela peut grandement aider à valoriser et planifier le développement du réservoir et à estimer les ressources en hydrocarbures de manière plus précise.

3.5.2.2 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 des méthodes les plus couramment utilisées :

- **Simulation par Transformée Gaussienne** : Cette méthode implique la transformation des données en une distribution normale (ou gaussienne), la réalisation de la simulation, puis la transformation inverse des résultats. Elle est utile lorsque les données suivent une distribution non normale et qu'on souhaite appliquer des méthodes qui nécessitent une distribution normale.
- **Simulation Séquentielle Gaussienne (SGS)** : Cette méthode implique la génération séquentielle des valeurs, en commençant par une valeur initiale et en ajoutant de nouvelles valeurs à la fois, en tenant compte des valeurs déjà générées. Elle est utile pour simuler des champs de variables aléatoires.
- **Simulation MultiPoints (MPS)** : Cette méthode utilise des motifs ou des structures spatiales pour guider la simulation. Elle est particulièrement utile en présence des structures complexes qu'on souhaite reproduire par simulations.
- **Simulation Cosimulée** : Cette méthode permet la simulation simultanée de plusieurs variables qui sont interdépendantes. Elle est utile lorsqu'on a plusieurs variables qui sont liées et qu'on veut conserver ces relations dans nos simulations.
- **Simulation par indicateurs** : Cette méthode est utilisée pour simuler des variables catégorielles ou binaires (comme la présence ou l'absence d'un minéral). Chaque catégorie est représentée par un indicateur et la simulation est effectuée pour chaque indicateur.

La méthode de simulation à choisir dépend des caractéristiques spécifiques des données, des objectifs de l'analyse et des ressources disponibles. Il est donc important de comprendre ces différentes méthodes et d'en savoir laquelle qui est la plus appropriée à utiliser pour chaque cas.

Dans notre cas, nous nous intéressons à la simulation gaussienne séquentielle. C'est l'une des méthodes de simulation les plus utilisées pour la modélisation des paramètres pétrophysiques d'un réservoir et cela pour les raisons suivantes :

- **Adéquation aux données pétrophysiques** : Les données pétrophysiques, comme la porosité, peuvent souvent être transformées en une distribution gaussienne, ce qui convient parfaitement à la SGS.
- **Prise en compte de la continuité spatiale** : La SGS utilise le variogramme, qui décrit comment la continuité spatiale des données change avec la distance et la direction.
- **Conditionnement par les données** : La méthode SGS est une méthode de simulation conditionnelle, ce qui signifie qu'elle respecte les valeurs des données d'observation aux emplacements où elles sont disponibles. Cela est essentiel pour garantir que le modèle de réservoir est cohérent avec les informations connues.
- **Quantification de l'incertitude** : La SGS permet de générer plusieurs scénarios possibles (simulations), reflétant ainsi l'incertitude liée à l'estimation des paramètres pétrophysiques en dehors des emplacements des puits [20].

3.5.2.3 Simulation séquentielle gaussienne

Dans le cadre de la simulation séquentielle gaussienne, le maillage d'un champ est parcouru de manière séquentielle. Pour chaque cellule du maillage, les paramètres de la distribution conditionnelle (présumée gaussienne), à savoir l'espérance et la variance, sont obtenus par krigeage. Voici les étapes clés de cette méthode :

1. Sélection d'un nœud de la grille : Un nœud du maillage est choisi de manière aléatoire pour la simulation.
2. Définition d'un ellipsoïde de recherche : Cet ellipsoïde, défini à partir des portées de variogrammes dans différentes directions, indique quels points doivent être pris en compte lors de la simulation. Il permet de limiter le nombre de points à considérer et ainsi de réduire les temps de calcul.
3. Estimation par krigeage : La valeur à cette position est estimée par krigeage.
4. 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 .

5. Une valeur est tirée de façon aléatoire de cette distribution gaussienne, d'où le terme de « simulation gaussienne ». Cette distribution normale est basée sur les résultats du krigeage pour le point en question.
6. Ajout de la valeur simulée à l'ensemble de données : La valeur simulée est ensuite ajoutée à la liste des valeurs disponibles pour être utilisée dans la simulation des nœuds suivants. Cette procédure est répétée de manière séquentielle, d'où le nom de « simulation séquentielle » [21].

3.6 Conclusion

Pour conclure, ce chapitre nous a permis d'explorer en profondeur l'importance de l'application et la valeur de la géostatistique dans le domaine pétrolier. A travers l'exposition des concepts fondamentaux, d'outils analytiques et de méthodologies spécifiques, nous avons mis en évidence et surtout saisi de manière exhaustive l'apport stratégique de la contribution de la géostatistique à construire des modèles mathématiques très rigoureux nous permettant de bien comprendre comment établir des programmes d'exploration des réservoirs pétroliers et surtout optimiser l'extraction des hydrocarbures et rentabiliser la production du champ pétrolier.

Evaluation et interprétation des paramètres pétrophysiques par Techlog

4.1 Introduction

L'évaluation et l'interprétation des paramètres pétrophysiques sont des processus fondamentaux dans l'exploration et l'exploitation pétrolière. Les caractéristiques telles que la porosité, la perméabilité, la saturation en eau et en hydrocarbures fournissent des informations essentielles sur les propriétés des formations géologiques, ce qui permet de prendre des décisions éclairées en matière d'exploration et de production. Dans le contexte des réservoirs argileux-gréseux, ces processus d'évaluation et d'interprétation deviennent particulièrement importants en raison de la complexité des interactions entre les phases fluides et solides dans ces milieux.

Techlog, une solution logicielle d'interprétation pétrophysique avancée, offre des fonctionnalités intégrées pour l'analyse, l'évaluation et l'interprétation des paramètres pétrophysiques. En offrant une gamme d'outils pour l'interprétation des données de diagraphies de puits qui peuvent être utilisées pour calculer des paramètres pétrophysiques comme la porosité, la saturation en eau et le volume d'argile.

L'objectif de ce chapitre est de fournir une vue d'ensemble détaillée de l'utilisation de Techlog dans l'évaluation et l'interprétation des paramètres pétrophysiques du réservoir série inférieure du complexe triasique argileux-gréseux du champ de Benkahla, pour cela nous avons considéré 24 puits qui fournissent des données fiables et précises avec une bonne couverture spatiale du réservoir.

4.2 Présentation du logiciel Techlog

Conçu à Montpellier en 2000 par la société TECHSIA, Techlog est un logiciel d'interprétation géologique et pétrophysique qui se spécialise dans l'analyse et l'évaluation des données de puits de forage. Devenu propriété de Schlumberger en 2009, cette plateforme se consacre à l'entretien et la commercialisation du logiciel, ce qui renforce sa position en tant que partenaire technologique essentiel pour les experts de l'industrie pétrolière et gazière à travers le monde.

Techlog se distingue par sa capacité à analyser, visualiser et interpréter une variété considérable de données de diagraphie de puits. Que ce soient des enregistrements sismiques, des images de puits, des données de diagraphie de base ou d'autres types de données géophysiques et géologiques, Techlog les assimile et les intègre en un format simplifié. Ceci facilite la prise de décisions des géoscientifiques et des ingénieurs pétroliers dans les domaines de l'exploration et de la production.

Le logiciel déploie également un ensemble robuste d'outils analytiques. Parmi ceux-ci, on trouve des modules spécifiques pour l'analyse de la lithologie, de la porosité, de la saturation, et d'autres paramètres pétrophysiques.

La figure 4.1 illustre le processus détaillé pour l'évaluation quantitative des paramètres pétrophysiques à l'aide du Logiciel Techlog

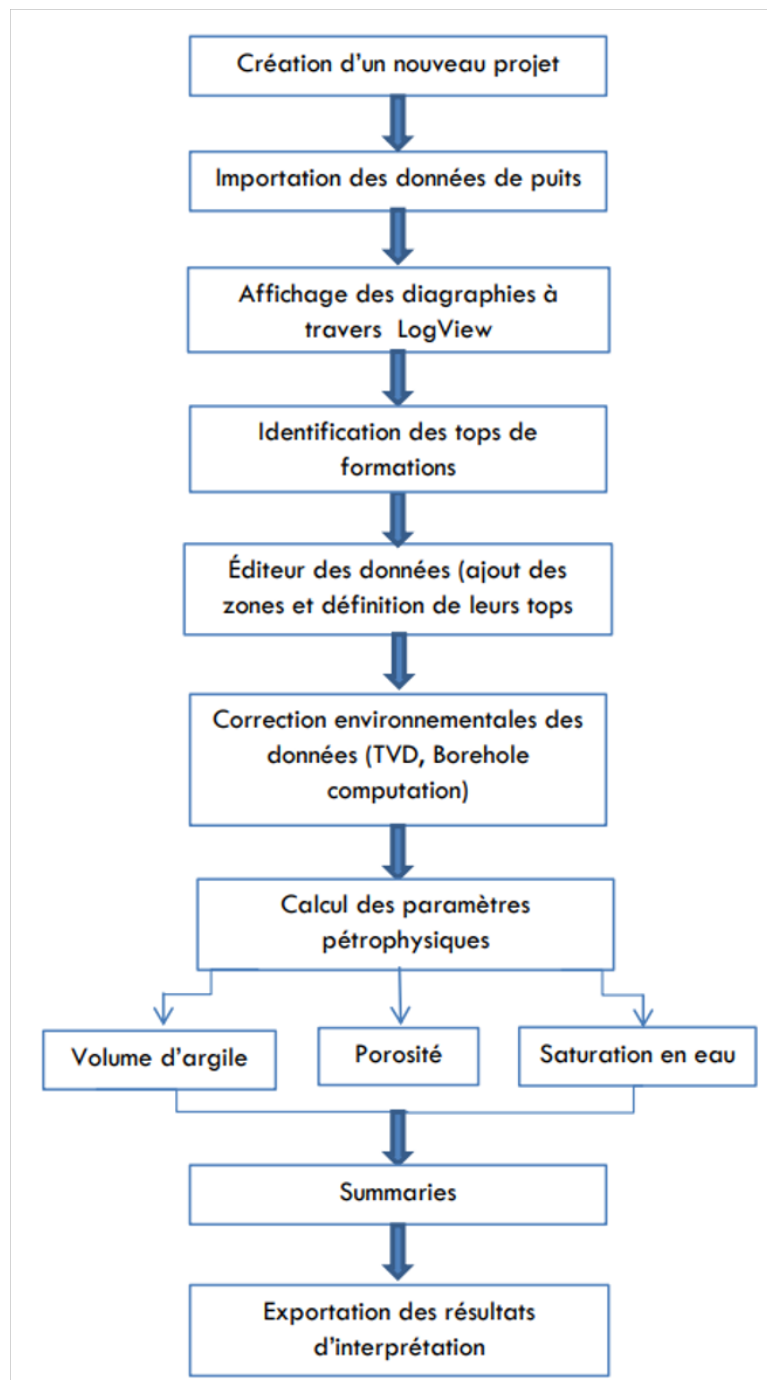


Figure 4.1: Organigramme du Processus d'Analyse Pétrophysique dans Techlog

4.3 Méthodologie

4.3.1 Données régionales nécessaires

Avant de débiter le calcul des divers paramètres pétrophysiques, il est impératif de disposer de certaines caractéristiques spécifiques liées à notre zone d'étude. Ces données sont d'une importance capitale, car elles influent directement sur l'exactitude de nos résultats et, par conséquent, sur la validité de nos interprétations.

D'après les documents Sonatrach consultés (rapports géologiques, Cement bond logging), ces données sont :

R_w	ρ_f	ρ_{ma}	ΦN_{sh}	ρ_{sh}	Δt_{ma}	Δt_f	Δt_{sh}	a	m
0,017	0,9	2,65	27%	2,68	55	189	85	0,62	2,15
<i>ohms.m</i>	<i>g/cm³</i>	<i>g/cm³</i>		<i>g/cm³</i>	<i>μs/ft</i>	<i>μs/ft</i>	<i>μs/ft</i>		

Table 4.1: Les données des paramètres régionaux (Benkahla)

Où :

- R_w : Résistivité électrique de l'eau de formation en ohms.m.
- ρ_f : densité du filtrat de boue en g/cm^3 .
- ρ_{ma} : densité de la matrice en g/cm^3 .
- ΦN_{sh} : porosité neutron d'argile en %.
- ρ_{sh} : densité d'argile en g/cm^3 .
- Δt_{ma} : temps de transit dans la matrice en $\mu s/ft$.
- Δt_f : temps de transit dans le fluide.
- Δt_{sh} : Temps de transit dans la formation qui est à 100% argileuse, exprimé en $\mu s/ft$.
- a : facteur qui dépend de la lithologie.
- m : facteur de cimentation.

Ainsi, une étape importante dans cette évaluation est la comparaison des résultats obtenus avec des valeurs seuils ou des valeurs limites, également appelées "**cut-off**". Ces valeurs limites sont utilisées pour déterminer si un réservoir peut être considéré comme

économiquement exploitable. Les cut-off utilisés pour la zone de Benkahla sont les suivants :

- **Cut-off du Vsh**

Le seuil du volume d'argile est un critère essentiel pour distinguer les bancs gréseux propices à l'exploitation. Si le Vsh dépasse une certaine limite, fixée à **40%** dans notre cas, le banc gréseux est généralement exclu de l'évaluation, car un tel niveau d'argile peut compromettre sa rentabilité. Un volume d'argile élevé peut réduire la porosité effective et la perméabilité du réservoir, augmenter la saturation en eau et conduire à des problèmes de stabilité du réservoir car elles sont plus susceptibles de se compacter.

- **Cut-off de la porosité**

Le minimum de porosité effective requise pour qu'un banc soit considéré comme ayant un potentiel d'exploitation est **7%**.

- **Cut-off de saturation en eau**

Lors de notre évaluation des horizons gréseux, ceux qui affichent une saturation en eau égale ou supérieure à **50%** sont catégorisés comme réservoirs aquifères. Ces derniers, du fait de leur forte concentration en eau, présentent un intérêt limité en matière de production d'hydrocarbures.

4.3.2 Interprétation diagraphique:

Les diagraphies différées enregistrées qui ont servi au calcul des différents paramètres pétrophysiques et leur interprétation sont les suivants :

- **Log du Gamma ray** : L'interprétation de la diagraphie gamma ray peut fournir des informations précieuses sur les types de roches et les fluides qu'elles contiennent :
 - Hautes lectures GR : Les argiles et les schistes ont généralement des teneurs élevées en éléments radioactifs et émettent donc des niveaux plus élevés de rayonnement gamma. Par conséquent, une lecture gamma ray élevée est souvent interprétée comme indicative d'une formation argileuse ou schisteuse.
 - Faibles lectures GR: Les grès et les carbonates, qui sont souvent des roches réservoirs pour le pétrole et le gaz, ont généralement des teneurs plus faibles en éléments radioactifs. Ils émettent donc des niveaux de rayonnement gamma plus faibles.
- **Log du réestivité** : La résistivité mesure la résistance d'une formation rocheuse à l'écoulement du courant électrique. Elle est généralement utilisée pour identifier les zones saturées d'hydrocarbures, car les hydrocarbures sont plus résistants à l'écoulement

du courant que l'eau.

- Hautes lectures de résistivité : Indiquent généralement la présence d'hydrocarbures. Les hydrocarbures ont une résistivité élevée car ils sont de mauvais conducteurs d'électricité.
 - Faibles lectures de résistivité : Indiquent généralement la présence d'eau. L'eau, surtout si elle est salée, est un bon conducteur d'électricité et aura donc une faible résistivité.
La résistivité nous permet aussi de déduire des informations cruciales sur la perméabilité d'une formation.
 - Lorsque les valeurs de résistivité relevées la zone lavée et la zone vierge - sont pratiquement équivalentes, on peut en déduire que le fluide de forage n'a pas significativement altéré les propriétés de la paroi du puits. Cela est souvent indicatif d'une faible perméabilité de la formation. En effet, si une formation rocheuse est peu perméable, le fluide de forage aura du mal à pénétrer dans les pores de la roche, ce qui réduit son impact sur la résistivité mesurée.
 - À l'inverse, si les valeurs de résistivité varient significativement entre la zone lavée et la zone vierge, cela suggère que le fluide de forage a réussi à pénétrer dans la roche, impactant ainsi les mesures de résistivité. C'est généralement un indicateur d'une formation rocheuse plus perméable.
- **Log de densité** : Cette diagraphie mesure la densité en masse d'une formation rocheuse. Les lectures de densité peuvent être utilisées pour estimer la porosité en supposant une densité pour les grains de roche (minéraux) et pour les fluides (habituellement de l'eau salée ou du pétrole).
 - Hautes lectures de densité : Indiquent des roches denses avec une faible porosité.
 - Faibles lectures de densité : Indiquent des roches moins denses avec une porosité plus élevée.
 - **Log de Neutron porosité** : Cette diagraphie mesure l'hydrogène dans la formation, qui est généralement associé aux fluides dans les pores. Les lectures de porosité neutron sont exprimées en pourcentage de l'ensemble du volume de la formation.
 - Faibles lectures de porosité neutron : Indiquent une faible teneur en hydrogène et donc une faible porosité.

- Hautes lectures de porosité neutron : Indiquent une forte teneur en hydrogène et donc une porosité plus élevée.

Dans une zone de réservoir potentiel, les diagraphies de densité et de porosité neutron peuvent être utilisées ensemble pour estimer la porosité et aussi pour identifier le type de fluide dans les pores.

- * Si les deux diagraphies indiquent une porosité élevée, cela indique généralement la présence d'un réservoir hydrocarbure.
- * Si la diagraphie de porosité neutron indique une porosité plus élevée que la diagraphie de densité, cela peut suggérer la présence d'hydrocarbures gazeux.
- * Si la diagraphie de porosité neutron indique une porosité inférieure à la diagraphie de densité, cela peut suggérer la présence d'eau.

4.3.3 Application sur Techlog

Pour illustrer la méthode utilisée, on donne le détail des étapes de manipulation de Techlog pour l'évaluation des paramètres pétrophysiques du puits OKP131.

1. Après création d'un nouveau projet sur Techlog, et importation des données sous format LAS (Log ASCII Standard), on peut visualiser les données (logs choisis) sous forme de courbes de diagraphies sur la fenêtre LogView.

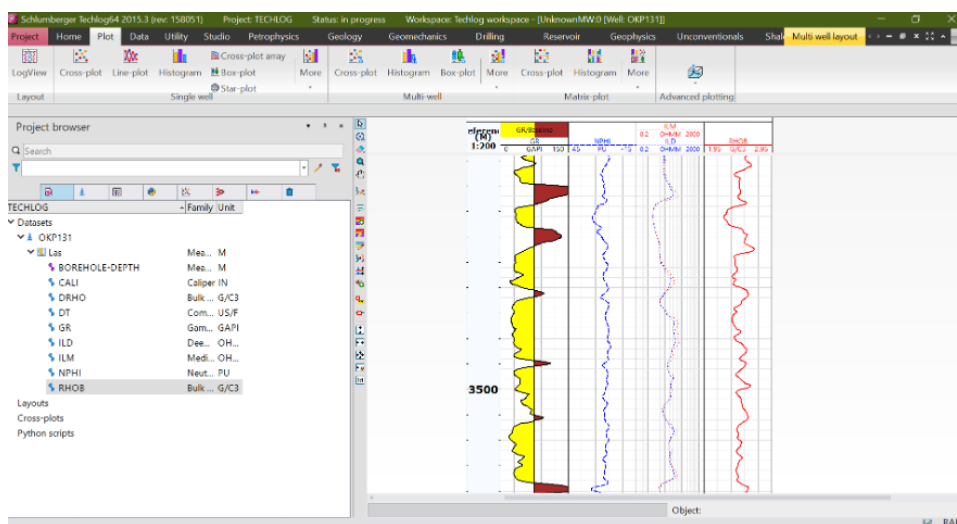


Figure 4.2: LogView du puits OKP131 (Techlog 2015).

2. Identification des tops de formation en utilisant le log du Gamma Ray et création des trois zones de formations : Andésites, série inférieure et dévonien inférieur et définition de leurs limites qui sont basées sur les tops déjà identifiés.

Toit de la série inférieure : 3473,66m.

Mur de la série inférieure : 3521,72m.

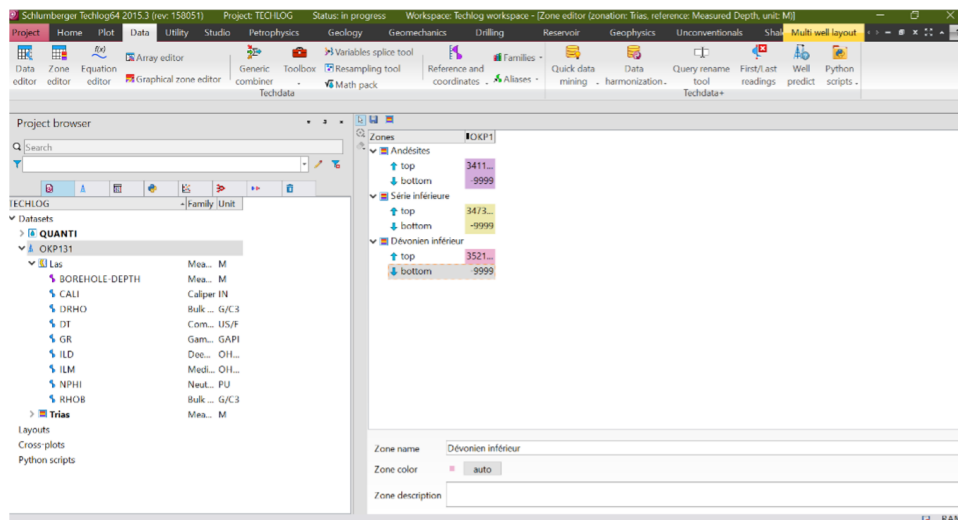


Figure 4.3: Création et topping des formations du puits OKP131 (Techlog 2015).

3. Corrections environnementales : elles se réfèrent aux ajustements qui sont faits aux mesures de diagraphie pour tenir compte des effets de l'environnement de puits, c'est-à-dire des facteurs qui peuvent affecter la mesure mais qui ne sont pas liés à la formation rocheuse elle-même que l'on cherche à caractériser. Par exemple, la taille et la forme du puits, la présence de boue de forage, la pression et la température peuvent toutes affecter les mesures de diagraphie

- L'étape de "TVD computation" ou le calcul de la profondeur verticale vraie (True Vertical Depth ou TVD) est une phase importante lors de l'évaluation des paramètres pétrophysiques d'un puits en utilisant Techlog. La TVD est la profondeur verticale mesurée depuis la surface jusqu'à un point précis dans le puits. Cette mesure diffère de la profondeur mesurée (Measured Depth ou MD) qui est la longueur totale de la trajectoire de forage depuis la surface jusqu'à un point dans le puits. La conversion de la profondeur mesurée en profondeur verticale vraie est une étape essentielle en géologie de réservoir et en évaluation de puits, surtout pour les puits déviés et horizontaux. Cette conversion permet d'avoir une meilleure interprétation des données de diagraphie en alignant les données sur une échelle de profondeur commune qui reflète leur emplacement vertical réel en introduisant la hauteur de la table et le niveau du sol.
- L'étape de "Borehole Computation" ou calcul du forage est un processus dans Techlog consiste à analyser et à calculer les dimensions et les caractéristiques du trou de forage en introduisant TVD, la température, la pression et résistivité électrique de l'eau de formation. Ensuite on définit le toit et le mur de la zone

d'étude, dans notre cas c'est la série inférieure.

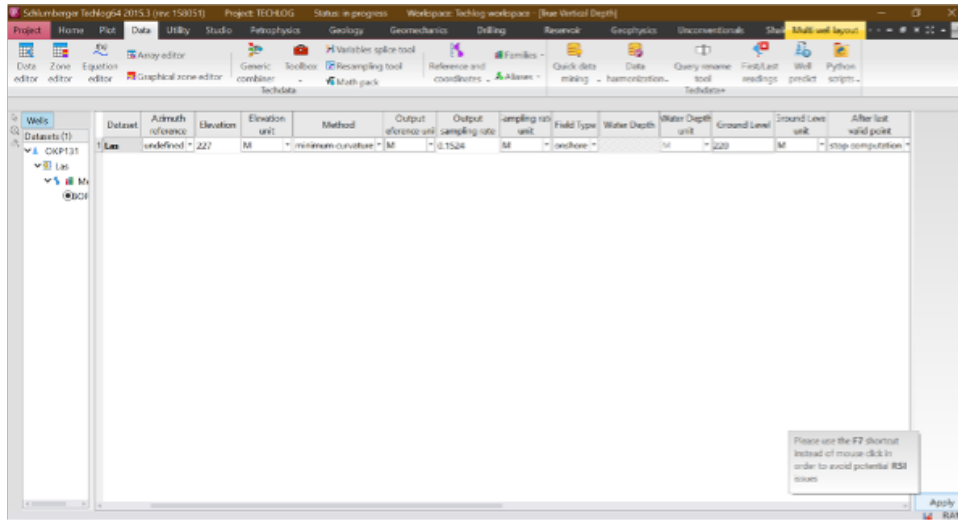


Figure 4.4: Calcul de TVD du puits OKP131 (Techlog 2015).

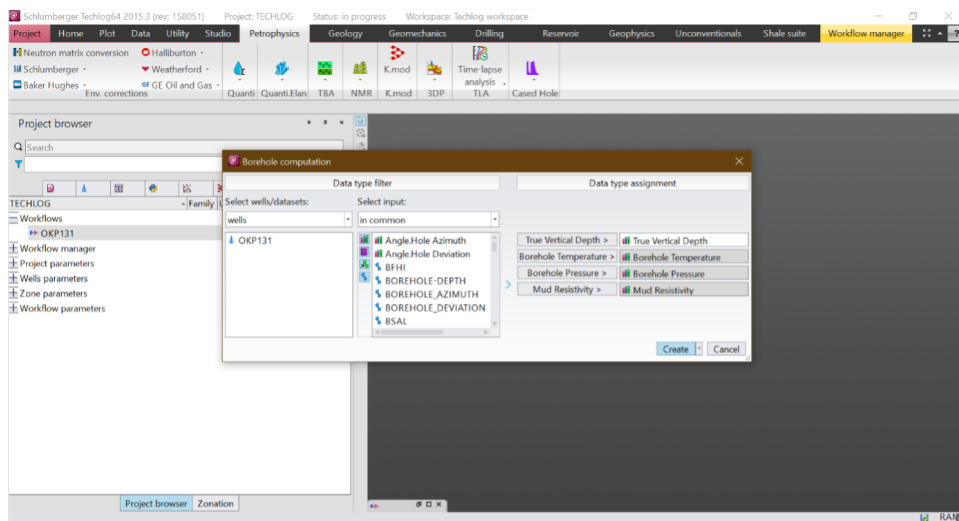


Figure 4.5: Borehole computation du puits OKP131 (Techlog 2015).

4. Calcul des paramètres pétrophysiques :

- **Volume d'argile** : Nous avons utilisé pour le calcul du volume d'argile la méthode combinée par rayon gamma par la relation (II.1)

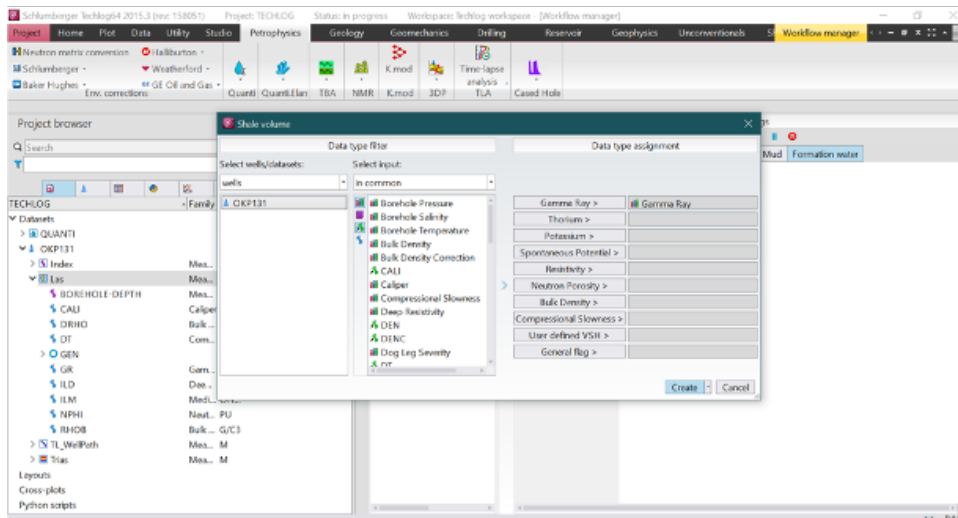


Figure 4.6: Calcul de volume d'argile pour le puits OKP131 (Techlog 2015).

- **Porosité effective** : Nous avons utilisé la méthode Neutron-Density pour le calcul de la porosité effective
 - La porosité de densité est calculée par la relation (II.8) Cette estimation doit être corrigée de l'effet d'argiles pour un niveau qui n'est pas purement gréseux. On détermine alors la porosité densité corrigée de l'effet d'argiles par la relation (II.9)
 - La porosité Neutron : Lue directement à partir du log et corrigée de l'effet d'argiles par la relation (II.4)
 - La porosité effective est ensuite calculée en utilisant la moyenne géométrique des porosités de densité et de neutron.

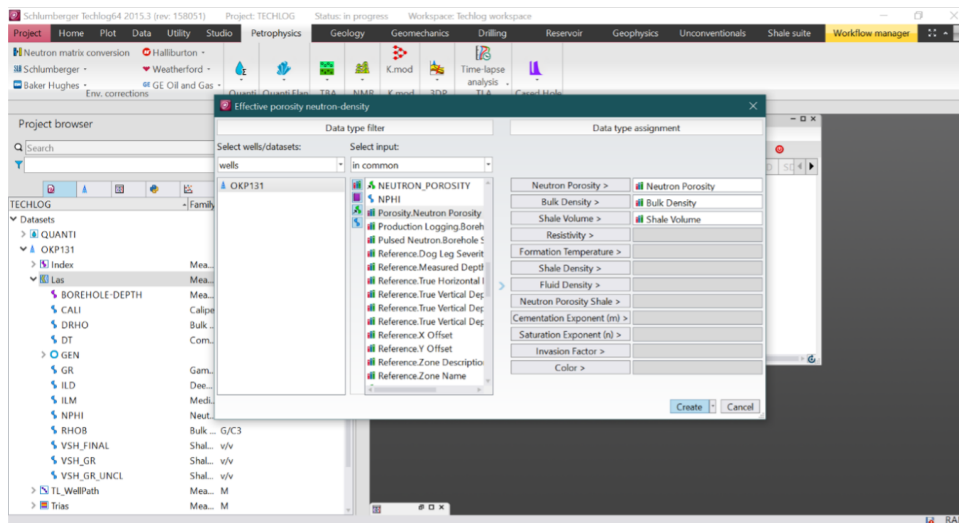


Figure 4.7: Calcul de la porosité effective du puits OKP131 (Techlog 2015).

- **Saturation en eau** : Nous avons utilisé la formule d'Archie pour le calcul de la saturation en eau selon (II.22).

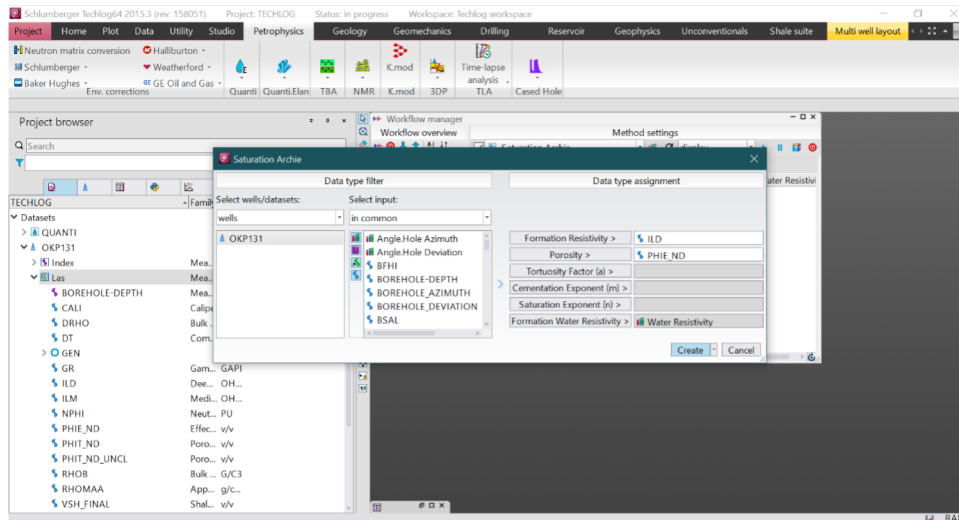


Figure 4.8: Calcul de la saturation en eau du puits OKP131 (Techlog 2015).

- **Summaries** : Cette étape est utilisée pour produire un résumé des résultats d'évaluation pétrophysique (Vsh moyen, Porosité moyenne, Saturation en eau moyenne), présentant les principales caractéristiques de la série inférieure et la détermination des bancs utiles, en introduisant les valeurs de Cut-off pour les 3 paramètres calculés.

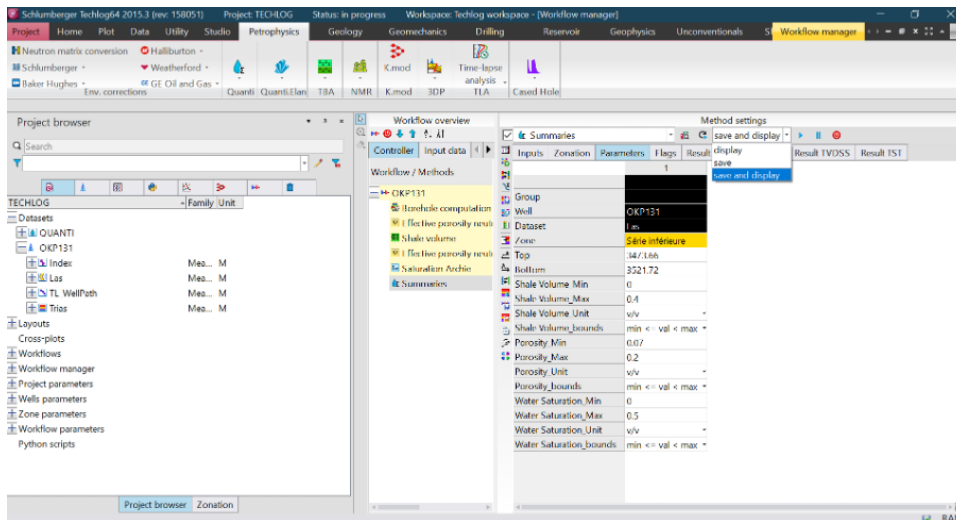


Figure 4.9: Etablissement des cut-off pour Vsh, Porosité et Sw

La figure 4.10 montre l'épaisseur des bancs gréseux qui ont un volume des argiles inférieur à 40% (Rock Net), l'épaisseur des bancs gréseux qui ont un volume des argiles inférieur à 40 et une porosité supérieure à 7% (Reservoir Net) et l'épaisseur des hydrocarbures (Pay Net). Le Pay Net vérifie, en plus des conditions précédentes, une saturation en eau inférieure ou égal à 50% ainsi que les moyennes des paramètres pétrophysiques de chaque type de bancs. Le Rock correspond à un banc gréseux propre, le Reservoir à un banc gréseux propre et poreux et le Pay à un banc gréseux propre, poreux et non saturé en eau.

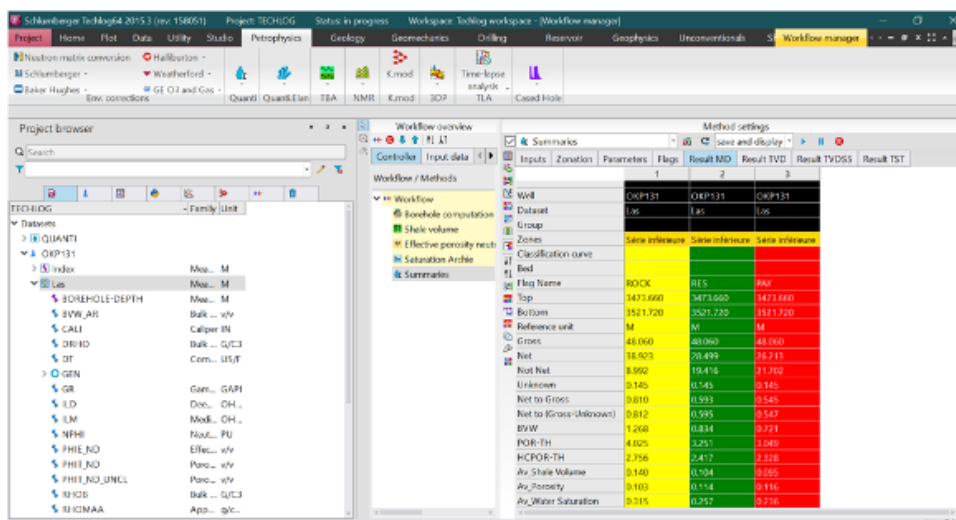


Figure 4.10: Valeurs moyennes des paramètres pétrophysiques selon les cut-off

Les résultats sont présentés dans la figure 4.11 qui montre les résultats de l'interprétation du puits OKP131

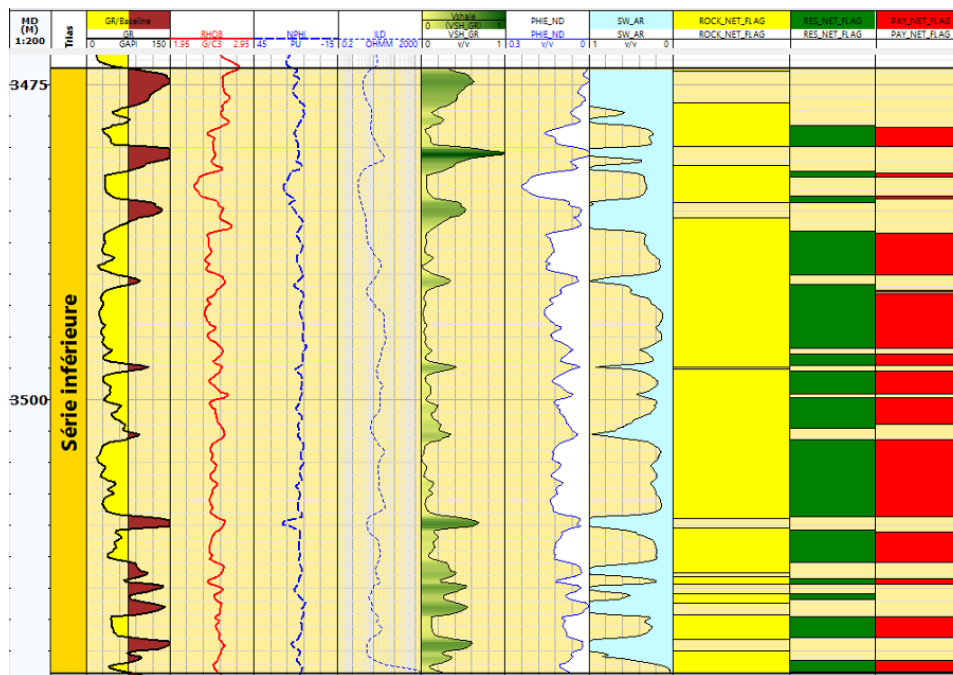


Figure 4.11: Loggings et interprétation du puits OKP131 (Techlog 2015).

Les résultats obtenus des unités gréseuses de la série inférieure au niveau de ce puits sont récapitulés dans le tableau 4.2 :

Bed	Top (m)	Bottom (m)	Net (m)	Volume d'argile moyen (%)	Porosité effective moyenne (%)	Saturation en eau moyenne (%)
Bed n°1	3478.377	3479.901	1.524	9.40	12.60	27.20
Bed n°2	3482.035	3482.340	0.305	10.70	17.20	38.90
Bed n°3	3483.864	3484.016	0.152	12.40	18.20	38.90
Bed n°4	3486.759	3490.112	3.353	6.70	13.80	25.10
Bed n°5	3491.331	3491.484	0.152	7.60	10.20	49.20
Bed n°6	3491.636	3495.903	4.267	4.10	12.80	19.10
Bed n°7	3496.360	3497.275	0.914	9.30	8.90	26.90
Bed n°8	3497.732	3499.561	1.829	10.10	10.20	24.30
Bed n°9	3499.865	3501.999	2.134	14.20	10.00	28.30
Bed n°10	3503.219	3509.314	6.096	7.30	11.80	20.10
Bed n°11	3510.534	3512.972	2.438	14.90	11.30	24.60
Bed n°12	3514.191	3514.648	0.457	25.20	10.40	24.20
Bed n°13	3517.239	3518.916	1.676	13.00	8.70	29.90
Bed n°14	3520.744	3521.659	0.914	18.40	9.10	17.20

Table 4.2: Résultats d'interprétation du puits 131

L'épaisseur de la série inférieure du puits OKP13 est d'environ 48m. L'épaisseur des bancs gréseux est de 26,211m, cela représente environ 55% de l'épaisseur totale de la série (48 mètres), ce qui suggère un bon potentiel de stockage des hydrocarbures. Pour les valeurs moyennes des paramètres pétrophysiques, les formules suivantes sont utilisées :

$$\Phi_{moy} = \frac{\sum h_u \times \Phi}{\sum h_u} \quad (4.1)$$

$$V_{sh,moy} = \frac{\sum h_u \times V_{sh}}{\sum h_u} \quad (4.2)$$

$$S_{w,moy} = \frac{\sum h_u \times S_w}{\sum h_u} \quad (4.3)$$

Où :

- Φ_{moy} : porosité effective moyenne.
- h_u : épaisseur utile de chaque banc.
- Φ : porosité effective de chaque banc.
- $V_{sh,moy}$: moyenne du volume d'argile.
- V_{sh} : volume d'argile de chaque banc.
- $S_{w,moy}$: moyenne de la saturation en eau.
- S_w : saturation en eau de chaque banc.
- La moyenne de la porosité effective : 11,60%, cette valeur est considérée comme modérément bonne pour un réservoir gréseux. Cette porosité indique un potentiel relativement bon pour le stockage des hydrocarbures.
- La moyenne du volume d'argile : 9,5%, cette valeur est relativement faible, ce qui est bon pour la qualité du réservoir.
- La moyenne de la saturation en eau : 23,6%, une valeur assez faible, ce qui indique que la majorité des pores dans le réservoir sont occupées par des hydrocarbures plutôt que par de l'eau.

Selon ces données, ce puits semble présenter de bonnes conditions pour la production d'hydrocarbures, avec une quantité significative de bancs gréseux, une porosité modérément bonne, un faible volume d'argile et une faible saturation en eau.

Les résultats d'interprétation des différentes diagraphies, pour l'ensemble des puits de Benkahla, sont représentés dans le tableau 4.3:

Puits	Situation	Epaisseur de la série inférieure (m)	Epaisseur utile (m)	Volume d'argile (%)	Porosité effective (%)	Saturation en eau (%)
OKP131	Nord	48,06	26,21	9,50	11,60	23,60
OKP13	Nord	44,99	10,67	4,00	10,50	25,30
OKP15	Nord	53,00	24,54	16,00	14,90	23,20
OKP20	Nord	50,00	12,04	15,60	10,00	34,50
OKP24b	Nord	43,00	23,78	11,40	11,30	26,40
OKP32	Nord	47,00	8,69	10,00	11,80	24,50
BKHP1	Centre	30,90	6,86	12,50	10,80	39,10
OKP01	Centre	46,18	4,57	10,60	12,40	41,90
OKP22	Centre	46,00	21,64	11,90	15,10	34,00
OKP70	Centre	30,00	25,76	11,60	14,50	15,70
OKS58	Centre	26,00	21,5	7,40	13,10	19,60
OKT17	Centre	27,00	3,50	7,50	12,40	36,70
OKT36	Centre	33,00	14,50	13,90	12,00	40,30
OKS27	Sud	45,00	4,88	8,60	11,60	37,60
OKS33	Sud	48,50	11,43	8,60	11,10	30,90
OKS34	Sud	26,00	8,23	11,70	12,00	34,60
OKS35	Sud	44,64	7,93	9,80	12,20	35,50
OKS36	Sud	50,00	16,46	15,20	11,50	33,10
OKS37	Sud	41,18	5,34	8,70	10,00	29,30
OKS39	Sud	37,31	5,94	11,60	12,50	29,90
OKS42	Sud	37,48	4,12	7,30	10,80	24,80
OKS45	Sud	41,62	13,41	5,70	10,10	31,80
OKS54	Sud	54,00	17,37	21,70	11,40	23,10
OKS64	Sud	17,28	7,32	13,50	11,70	40,10

Table 4.3: Résultats d'interprétation de la série inférieure des puits considérés

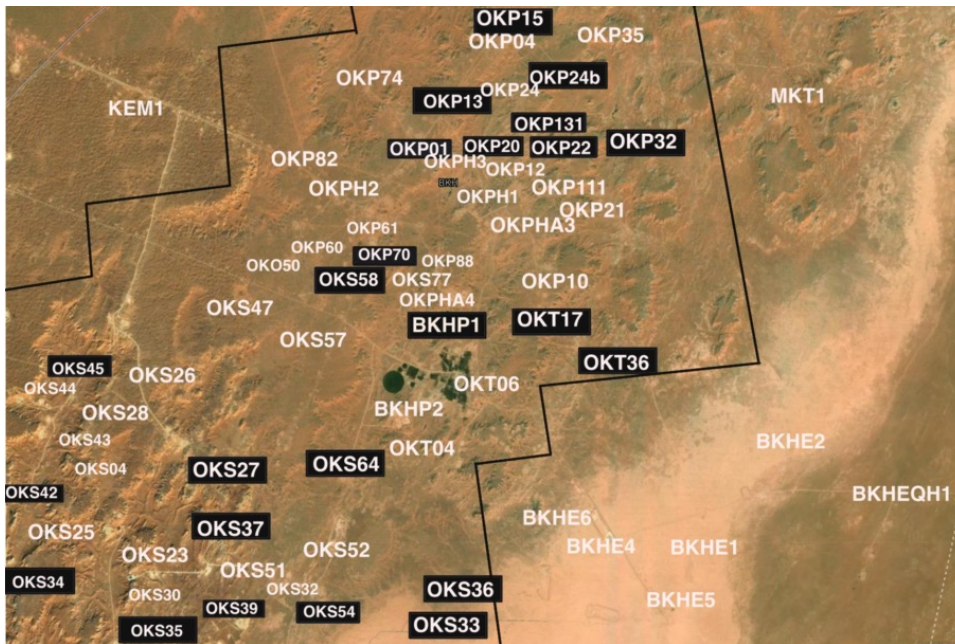


Figure 4.12: Position des 24 puits considérés.

4.4 Conclusion

D'après les caractéristiques pétrophysiques calculées (porosité, la saturation en eau, le volume d'argile et l'épaisseur utile), voici une interprétation du potentiel de ce réservoir :

- Puits avec une porosité élevée, une saturation en eau faible et un faible volume d'argile (Puits OKP131, OKP15, OKP24b, OKP70, OKS58) : Ces puits ont une porosité élevée, ce qui suggère qu'ils ont une grande capacité à stocker des hydrocarbures. De plus, la saturation en eau est faible, indiquant que la plupart des pores sont occupés par des hydrocarbures plutôt que par de l'eau. Le volume d'argile est faible, ce qui suggère une bonne perméabilité. Ces puits pourraient donc avoir un potentiel élevé pour la production d'hydrocarbures.
- Puits avec une porosité modérée, une saturation en eau élevée et un volume d'argile moyen à élevé (Puits OKP20, BKHP1, OKP01, OKP22, OKP36, OKS27, OKS34, OKS35, OKS36, OKS64) : Ces puits ont une porosité modérée, mais une saturation en eau élevée, ce qui pourrait signifier que les pores sont principalement remplis d'eau plutôt que d'hydrocarbures. De plus, un volume d'argile plus élevé pourrait indiquer une perméabilité réduite. Cela pourrait rendre ces puits moins intéressants pour la production d'hydrocarbures.
- Puits avec une porosité modérée, une saturation en eau modérée et un faible volume d'argile (Puits OKP13, OKP32, OKP17, OKS33, OKS37, OKS39, OKS42, OKS45,

OXS54) : Ces puits ont une porosité et une saturation en eau modérées, ce qui suggère qu'ils contiennent une quantité modérée d'hydrocarbures. Le volume d'argile faible est favorable à la perméabilité. Ces puits pourraient donc offrir une production modérée.

- Ces données seront introduites et utilisées par Petrel pour générer un modèle 3D des paramètres pétrophysiques. Ce modèle servira non seulement à prédire le comportement du réservoir, mais aussi à guider la sélection de sites pour de nouveaux forages. L'implantation de ces forages sera stratégiquement positionnée à proximité des puits productifs existants qui ont démontré des performances pétrophysiques supérieures. Cette approche méthodique vise à optimiser la production d'hydrocarbures dans le champ de Benkahkla.

CHAPITRE 5

Modélisation 3D des paramètres pétrophysiques

5.1 Introduction

Face à la double exigence d'une extraction efficace des réserves pétrolières et d'une optimisation de la production, l'industrie pétrolière moderne se tourne de plus en plus vers la modélisation numérique. Le champ de Benkahla en est un exemple éloquent, où l'adoption de cette technologie se révèle non seulement nécessaire, mais également incontournable. En effet, cette approche novatrice devient essentielle pour répondre aux impératifs d'une exploitation à la fois plus durable et plus efficace. Ainsi, cet outil facilite une exploration plus précise, une extraction optimale et une gestion efficace des réserves pétrolières.

Suite à l'analyse et à l'interprétation des paramètres pétrophysiques réalisées avec Techlog, notre travail progresse vers la modélisation de ces données dans un environnement tridimensionnel, en utilisant le logiciel Petrel conçu pour la modélisation des réservoirs. Cet outil puissant offre une visualisation plus précise des structures géologiques souterraines et permet de visualiser la répartition spatiale des propriétés pétrophysiques du réservoir.

Au cours de ce chapitre, nous nous concentrerons sur la méthode de modélisation du réservoir, qui s'appuie sur la simulation gaussienne séquentielle. Cette méthode qui s'inscrit dans le cadre d'une statistique à deux points utilisant un variogramme pour décrire la corrélation entre les points du réservoir en fonction de leur distance relative, fournissant ainsi un outil efficace pour prédire la distribution des paramètres pétrophysiques.

Dans ce chapitre, nous aspirons à démontrer comment la modélisation 3D des paramètres pétrophysiques peut jouer un rôle déterminant dans l'optimisation de l'exploitation des ressources pétrolières en discutant son application pour l'identification des sites optimaux favorables à l'implantation de nouveaux puits dans le champ de benkahla.

5.2 Présentation du logiciel Petrel

Petrel est une plateforme logicielle hautement performante largement adoptée dans le secteur de l'exploration et de la production pétrolière, conçu par Schlumberger.

Il est largement utilisé dans l'industrie pétrolière pour visualiser, construire et gérer les modèles géologiques et pétrophysiques, et pour simuler l'écoulement des fluides dans les réservoirs à l'aide des modèles robustes et fiables.

La flexibilité et l'intégrité de Petrel permettent une visualisation détaillée des résultats de la simulation de réservoir, facilitant ainsi la compréhension de la distribution des paramètres pétrophysiques.

5.3 Méthodologie

La modélisation 3D des paramètres pétrophysiques tels que la porosité, la saturation en eau et le volume d'argile requiert une approche méthodique pour garantir l'exactitude des résultats et leur pertinence pour les opérations pétrolières. En cette optique, nous avons choisi 24 puits (représentés sur la figure 5.1) préalablement interprétés en détail via Techlog, constituant ainsi la fondation solide de notre simulation géostatistique.

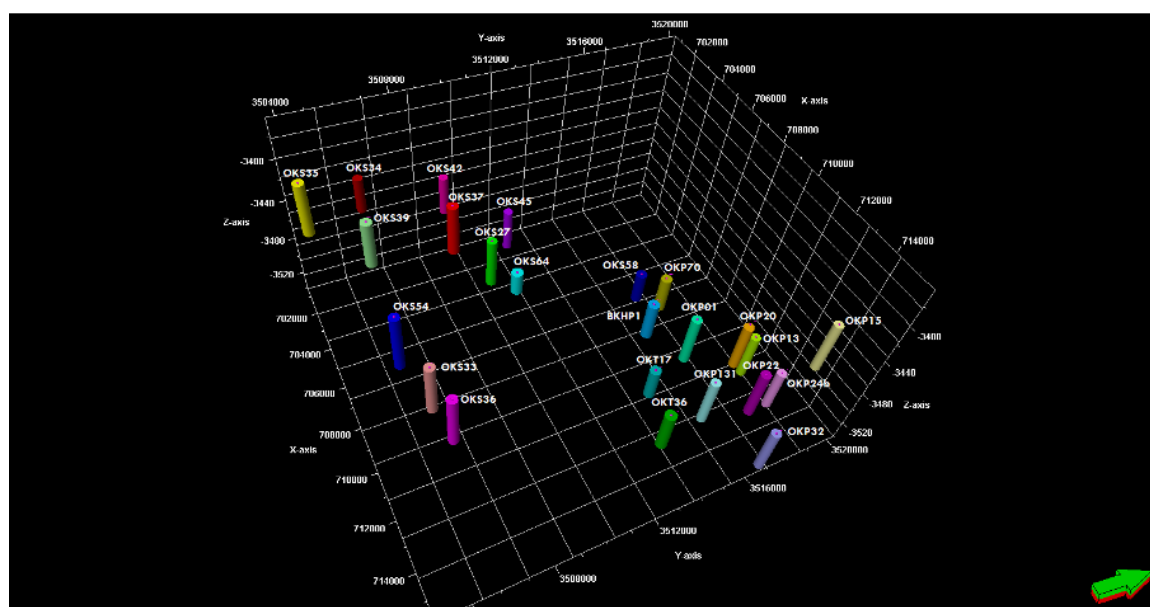


Figure 5.1: Représentation des 24 puits choisis de Benkahla (Petrel 2017)

La figure 5.2 illustre les étapes à suivre pour réaliser une modélisation 3D sur Petrel.

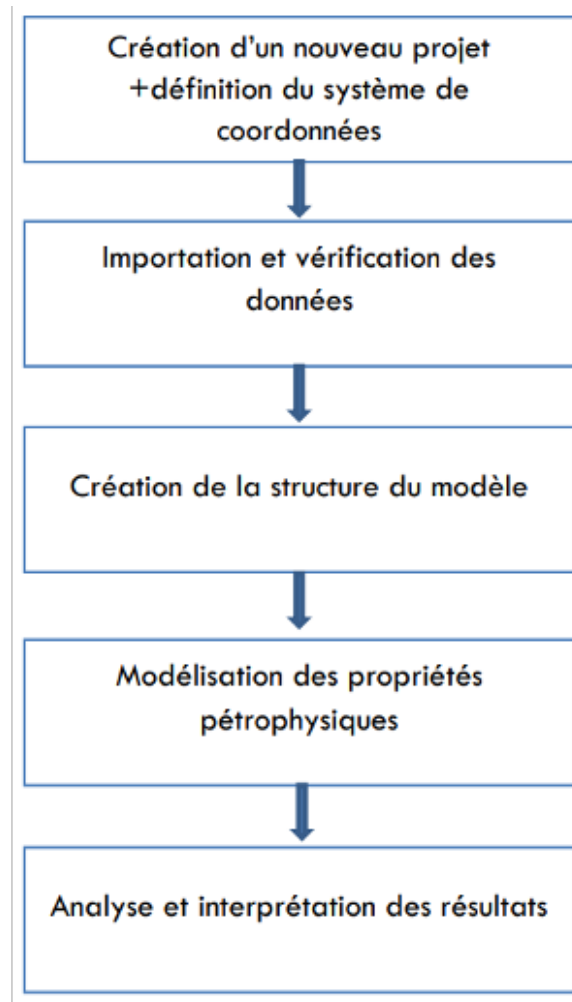


Figure 5.2: Processus de la modélisation 3D des paramètres pétrophysiques en utilisant Petrel

Nous avons suivi ce processus pour réaliser notre modèle 3D des paramètres pétrophysiques du réservoir de la série inférieure du champ Benkahla, les étapes détaillées de ce que nous avons fait sont les suivantes :

5.3.1 Données nécessaires

1. **Définition du système de coordonnées** : Cette étape initiale implique la mise en place du cadre de travail dans le logiciel Petrel. Le système de coordonnées approprié doit être défini pour assurer une modélisation précise. Dans notre cas le système de coordonnées utilisé est le WGS84_UTM zone 31.

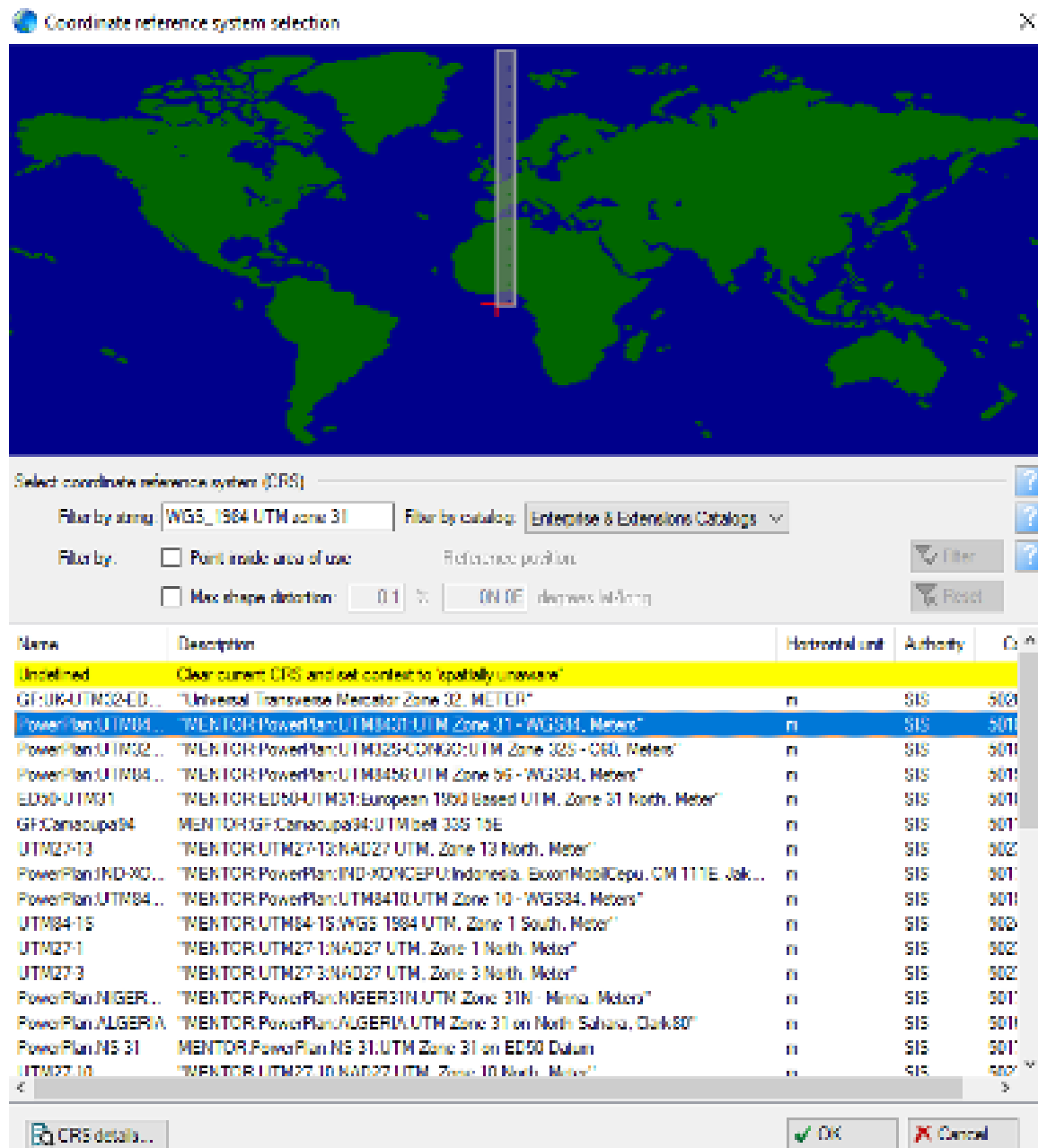


Figure 5.3: Définition de système de coordonnées sur Petrel pour le champ Benkahla

2. **Organisation et importation des données** : C'est la première étape fondamentale qui implique la collecte, l'organisation et l'importation des données nécessaires pour la modélisation.

Les données utilisées comprennent le :

- **Wellhead** : qui comprend la position 3D (x,y,z) de chaque puits et la profondeur le long de son trajet (MD).

- **Well tops** : qui donne les limites supérieures et inférieures de la série inférieure (où est situé notre réservoir) au niveau de chaque puits
- **Welltrajectory** : qui représente les angles d'azimut et d'inclinaison des puits.
- **well log** : qui fournit les données sur le volume d'argile, la porosité, et la saturation en eau le long du trajet du puits et qui exporté du Techlog.

3. Vérification des données :

- **Well logs** : L'importance des géostatistiques dans le processus d'analyse des données de puits se manifeste dès cette étape. En effet, ces méthodes statistiques avancées sont employées pour rectifier les éventuelles valeurs aberrantes ou erronées, issues soit d'erreurs matérielles, soit de fautes d'interprétation par les géophysiciens. Cela est réalisé grâce à des techniques d'interpolation, qui permettent de substituer ces valeurs incorrectes par des valeurs qui s'alignent de manière plus logique et cohérente avec les données environnantes. De cette manière, les géostatistiques contribuent à assurer la fiabilité et la précision des données de puits, constituant une base solide et fidèle pour les étapes subséquentes d'analyse et de modélisation.
- **Wells tops** : C'est une étape cruciale de l'analyse des données de puits. Pour ce faire, nous procédons par l'affichage des puits sélectionnés dans une fenêtre spécifique appelée "well sections window". Cette fenêtre offre une vue détaillée des différentes couches géologiques traversées par le puits, permettant ainsi de repérer visuellement les "well tops". L'utilisation de cette fenêtre est essentielle pour garantir que les données importées sont correctement alignées et présentent une cohérence géologique.

5.3.2 Modélisation structurale

Construction du modèle 3D en utilisant les données importées. Cette étape implique:

1. **Création du polygone** : pour délimiter notre zone d'intérêt.
2. **Création des surfaces** : L'outil de modélisation structurale de Petrel est utilisé pour créer les surfaces qui définissent les limites supérieures et inférieures de chaque couche ou formation de réservoir. Nous avons créé la surface qui définit la limite supérieure et qui correspond au top de la série inférieure et la deuxième surface qui définit la limite inférieure et qui correspond au top du Dévonien inférieur et ce pour délimiter notre zone du réservoir.

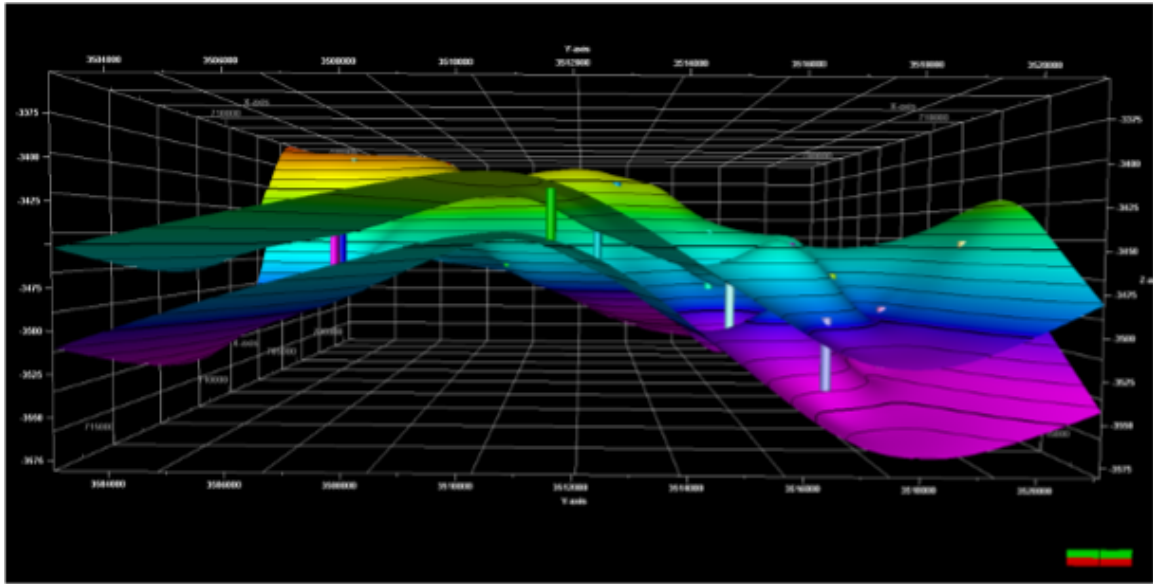


Figure 5.4: Création des surfaces de la limite supérieure et la limite inférieure de la série inférieure du champ de Benkahla (Petrel 2017).

- 3. Création d'une grille simple :** Cette étape consiste à générer un réseau de mailles qui forment le squelette de la modélisation 3D.

Ces mailles sont créées aux limites supérieures, intermédiaires, et inférieures du réservoir tout en définissant les paramètres de la grille tels que la taille des cellules de la grille et la zone que nous voulons que la grille recouvre. Dans notre cas, nous avons créé une grille de cellules de 50m x 50m.

- 4. Insertion des horizons dans la grille :** Cette étape consiste à insérer les horizons stratigraphiques dans la grille.

Les horizons représentent les limites stratigraphiques majeures, généralement des changements dans la lithologie ou des discontinuités dans le dépôt des sédiments. En les insérant dans la grille, nous définissons la structure de notre modèle de réservoir, y compris les différentes couches et leur agencement spatial.

- 5. Délimitation des couches (Layering) :** Cette étape consiste à définir l'épaisseur et l'orientation des couches entre les horizons de la grille 3D.

Ces couches définissent les cellules de la grille 3D auxquelles sont attribués des attributs lors de la modélisation des propriétés en utilisant l'outil "Layering" dans le module Structural Modeling. Dans notre cas, nous avons choisi lors de la création des couches

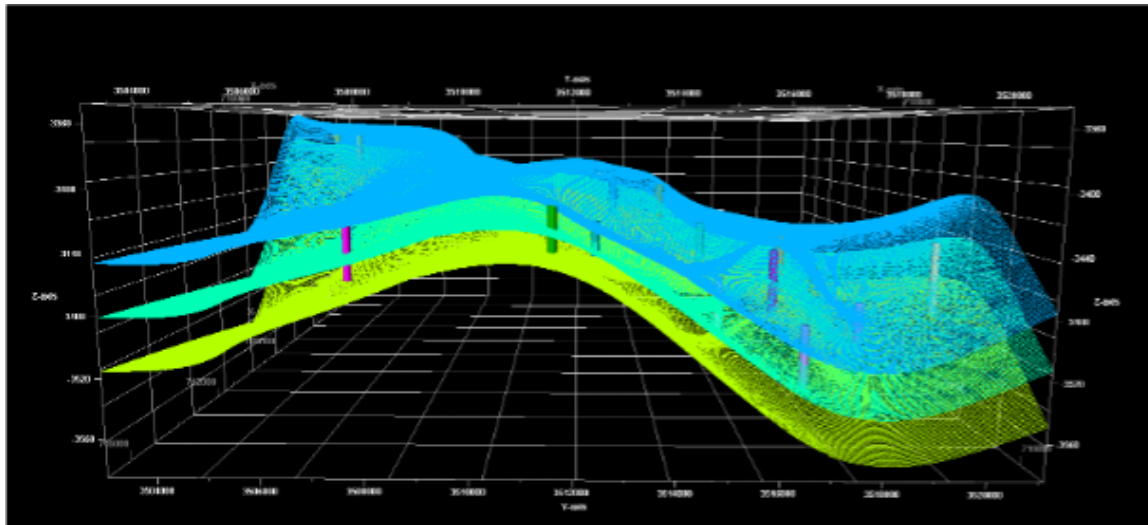


Figure 5.5: Création de la grille simple (Petrel 2017).

(layering) pour la grille 3D, l'option "Proportional" qui permet de diviser chaque horizon en un nombre défini de couches, chacune ayant une épaisseur proportionnelle à l'épaisseur totale de l'horizon.

Avec le nombre de couches = 40. Cette option est très utile lors de la modélisation des réservoirs où les propriétés pétrophysiques peuvent changer significativement avec la profondeur.

Ainsi, en choisissant 40 couches, nous pouvons obtenir une bonne résolution pour capturer ces variations.

Néanmoins, choisir un grand nombre de couches peut rendre le modèle plus complexe et peut augmenter le temps de calcul pour les simulations ultérieures. Par conséquent, nous avons choisi un nombre de couches qui offre un bon équilibre entre la résolution et la complexité du modèle.

5.3.3 Modélisation pétrophysique

Cette étape consiste à attribuer les valeurs de propriétés pétrophysiques à chaque cellule de la grille 3D.

Petrel propose plusieurs méthodes géostatistiques pour modéliser la distribution des propriétés pétrophysiques dans un modèle de réservoir. Dans ce cas, l'algorithme de simulation gaussienne séquentielle a été utilisé.

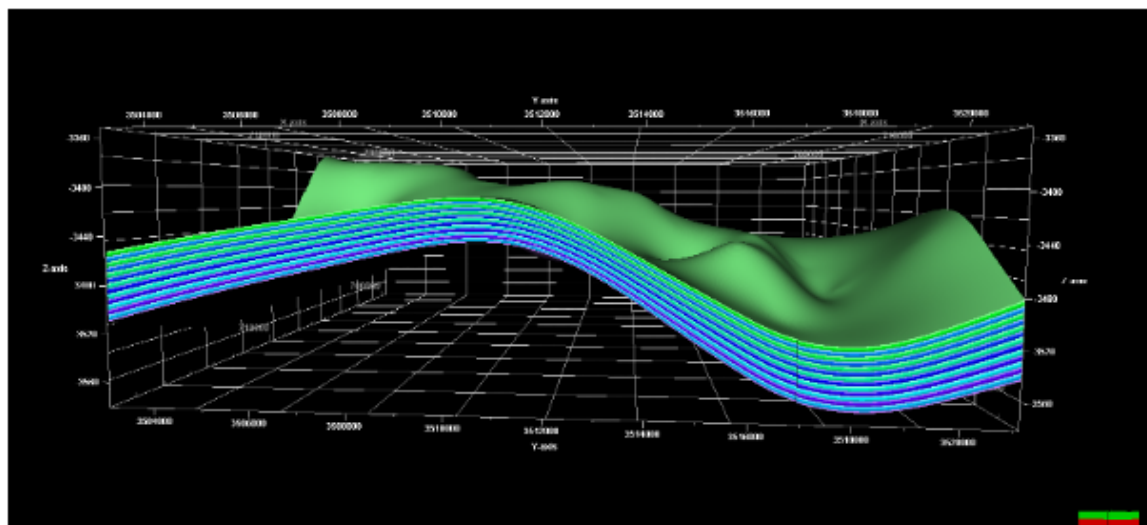


Figure 5.6: Délimitation des couches (Petrel 2017).

1. **Mise à l'échelle des loggings de puits (Well Log Upscaling)** : L'upscale des loggings de puits permet de calculer la moyenne des valeurs des cellules de la grille 3D traversées par les puits.

Cela donne à chaque cellule une valeur de logging mise à l'échelle comme montre la **figure 5.7**, cette valeur servira de point de départ pour la modélisation.

Nous avons fait un upscaling arithmétique qui est effectué en prenant simplement la moyenne arithmétique des valeurs mesurées à l'échelle fine.

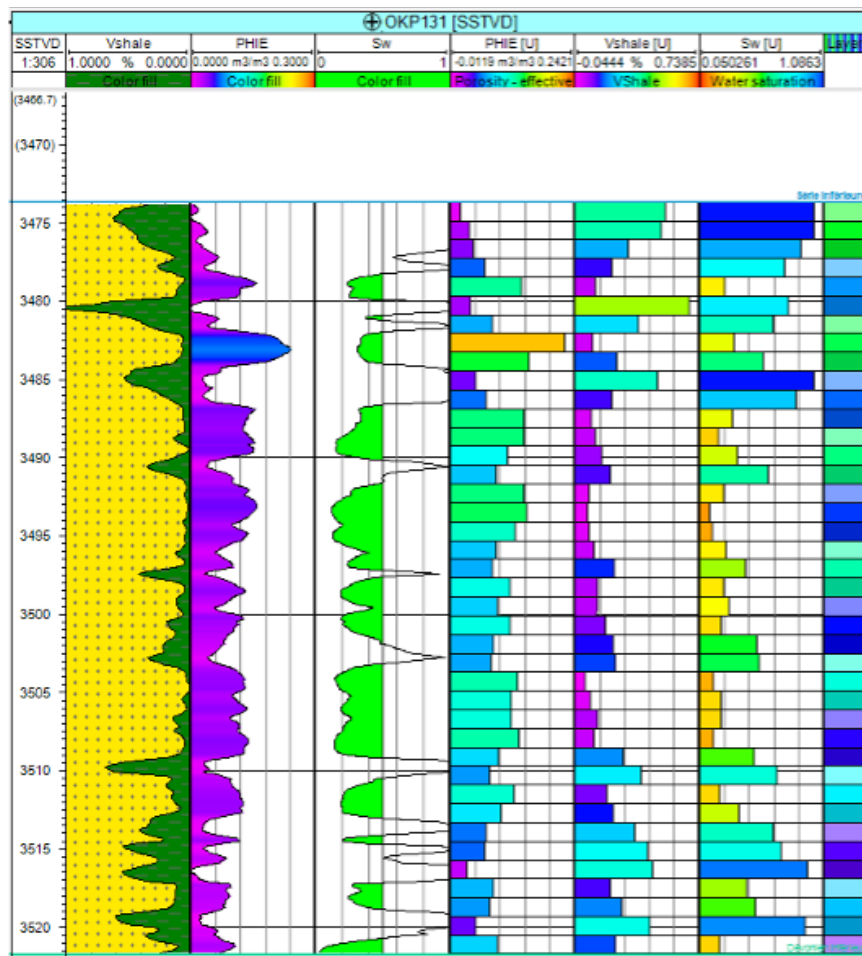


Figure 5.7: Valeurs upscaled des loggings de porosité, volume d'argile et saturation en eau pour le puits OKP131 (Petrel 2017).

2. **Analyse variographique** : L'analyse variographique est utilisée pour déterminer la continuité spatiale des données. Elle est fondamentale pour la simulation séquentielle gaussienne, car elle fournit une mesure de la corrélation spatiale des données.

- **Calcul du variogramme expérimental** : On calcule les demi-variances entre toutes les paires de points d'échantillonnage en fonction de la distance et de la direction.

Pour cela, il est nécessaire de déterminer les paramètres variographiques, tels que la distance de lag, le nombre de lags et l'angle de tolérance de la manière suivante:

– **Dans la direction verticale :**

- * La distance de lag correspond à la distance séparant deux points dans l'espace pour le calcul de la semivariance dans un variogramme, il est généralement plus petite car les propriétés pétrophysiques changent généralement plus rapidement avec la profondeur. Par conséquent, nous avons utilisé une distance de lag correspondant à l'épaisseur de la résolution des données de puits qui est de 1m.
- * Le nombre de lags qui est le nombre d'intervalles dans lesquels la distance entre les paires de points est divisée lors du calcul du variogramme, il est choisi de manière à couvrir une distance égale à la hauteur totale de la série inférieure dans notre champ qui est en moyenne 40m. Donc il est déterminé en divisant la hauteur totale par la distance de lag choisie. Dans notre cas, il est de 40.
- * L'angle de tolérance définit l'angle autour de la direction pour laquelle les paires de points sont considérées comme étant dans cette direction. Il n'est pas pertinent dans le cas d'une direction verticale, car il n'y a pas d'angle à considérer - c'est une direction unidimensionnelle. Par conséquent, l'angle de tolérance est généralement fixé à 90 degrés ou ignoré.

– **Dans la direction majeure :**

- * La distance de lag est choisie de manière à refléter l'hypothèse que les données sont plus corrélées dans cette direction. Elle est comme une fraction (1/2 ou 1/3) de la plus grande distance entre les échantillons dans la direction étudiée.
- * Le nombre de lags qui couvre à peu près la plus grande distance entre nos points de données dans la direction majeure sans conduire à des estimations de variogramme avec beaucoup de variabilité est 6.
- * L'angle de tolérance dans cette direction devrait être assez étroit pour refléter la continuité spatiale dans cette direction. Un angle de tolérance trop large pourrait incorporer des données qui ne sont pas vraiment alignées dans la direction majeure, ce qui pourrait brouiller les caractéristiques spatiales que nous essayons de modéliser. Par contre, un angle trop étroit pourrait exclure des données utiles. Nous avons pris un angle de 15 degrés comme point de départ, et nous avons fait des ajustements

basés sur les résultats de nos modèles.

– **Dans la direction mineure :**

- * La distance de lag pour cette direction est choisie de manière à bien représenter l'échelle de la structure spatiale dans nos données. Nous avons commencé par une distance de lag qui est une fraction (1/2 ou 1/3) de la distance moyenne entre nos points de données dans cette direction et nous avons effectué des ajustements basés sur les résultats de nos modèles.
- * Le nombre de lags dans cette direction pourrait être moins que dans la direction majeure, car la direction mineure est souvent moins étendue.
- * L'angle de tolérance dans cette direction est généralement être plus grand que celui de la direction majeure, puisque nous voulons prendre en compte la variabilité spatiale dans une direction plus large. Nous avons pris un angle de 30 degrés comme point de départ, et nous avons fait des ajustements basés sur les résultats de nos modèles.

Les paramètres choisis pour chaque analyse variographique des paramètres sont résumés dans le tableau (5.1) :

	Direction verticale			Direction majeure			Direction mineure		
Param. variog Param. pétro	Distance Lag	Nombre Lags	Angle de tol- erance	Distance Lag	Nombre Lags	Angle de tol- erance	Distance Lag	Nombre Lags	Angle de tol- erance
Porosité effective	1	40	90	2897,7	6	21	1090,7	5	46
Saturation en eau	1	40	90	2884,3	7	23,4	1350	6	47,1
Volume d'argile	1	40	90	2000	7	21	1400	7	37,3

Table 5.1: Choix des paramètres variographique (Petrel 2017)

- **Choix d'un modèle théorique :** Petrel offre une variété de modèles théoriques pour le variogramme, tels que le modèle exponentiel, le modèle gaussien, le modèle sphérique, etc. Dans notre cas nous avons choisi le modèle sphérique qui correspond le mieux à la tendance observée dans les données.
- **Ajuster et valider les paramètres du modèle:** Les principaux paramètres d'un variogramme sont la portée, l'effet de pépite et le sill. Nous avons Ajusté ces paramètres jusqu'à ce que la courbe théorique corresponde le mieux possible à la courbe expérimentale.

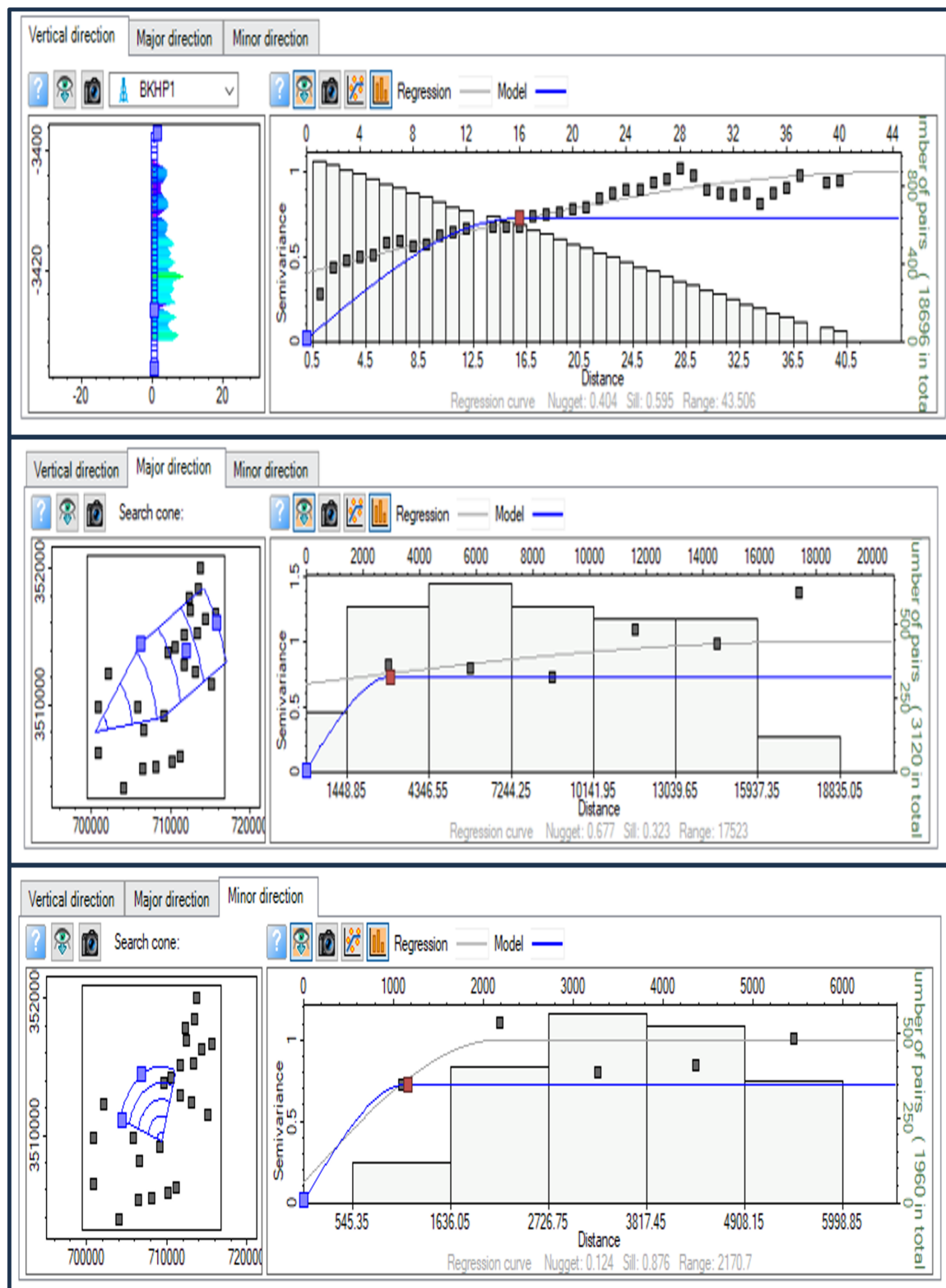


Figure 5.8: Variogrammes directionnels de la porosité effective (Petrel 2017).

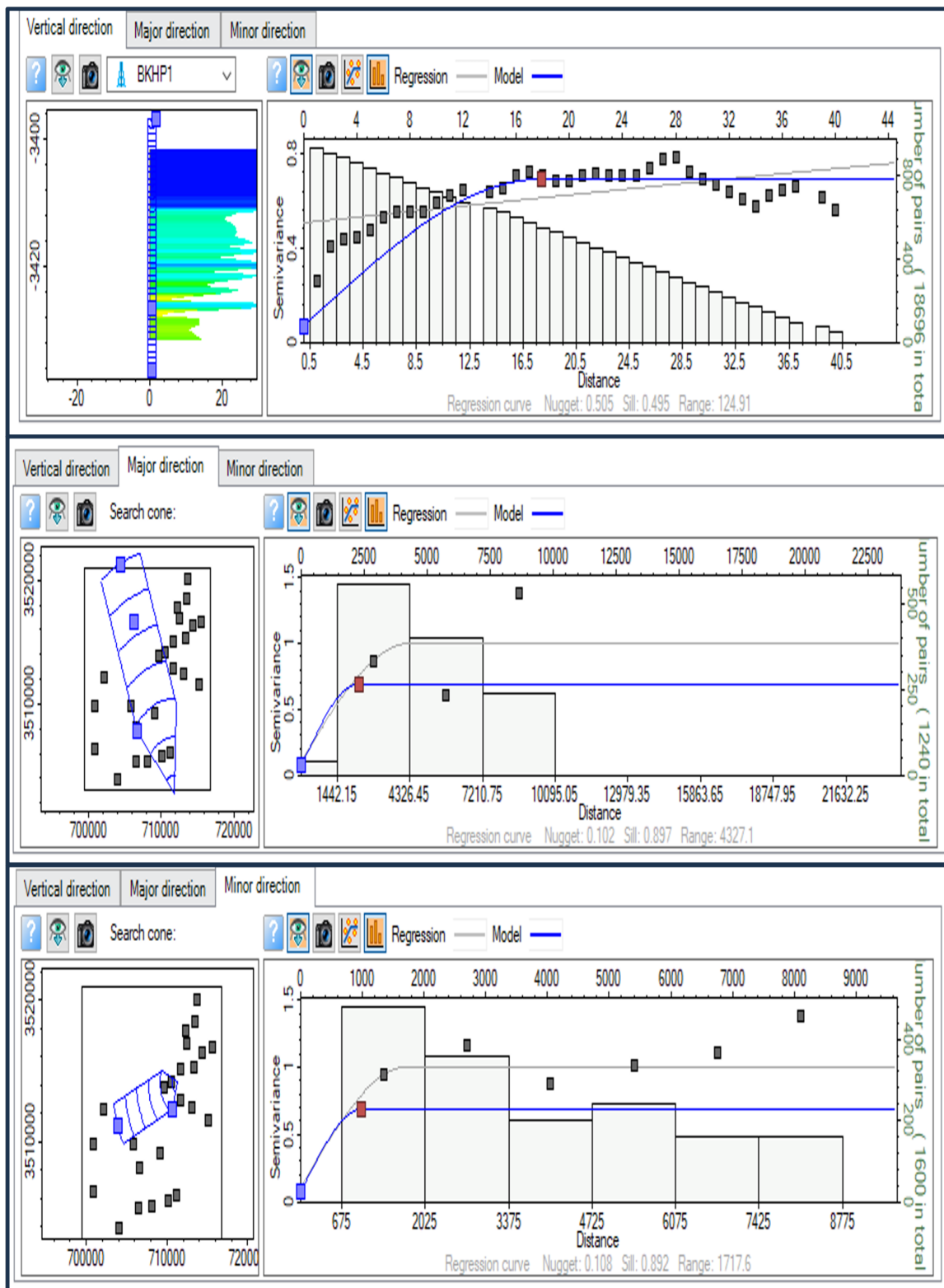


Figure 5.9: Variogrammes directionnels de la saturation en eau (Petrel 2017).

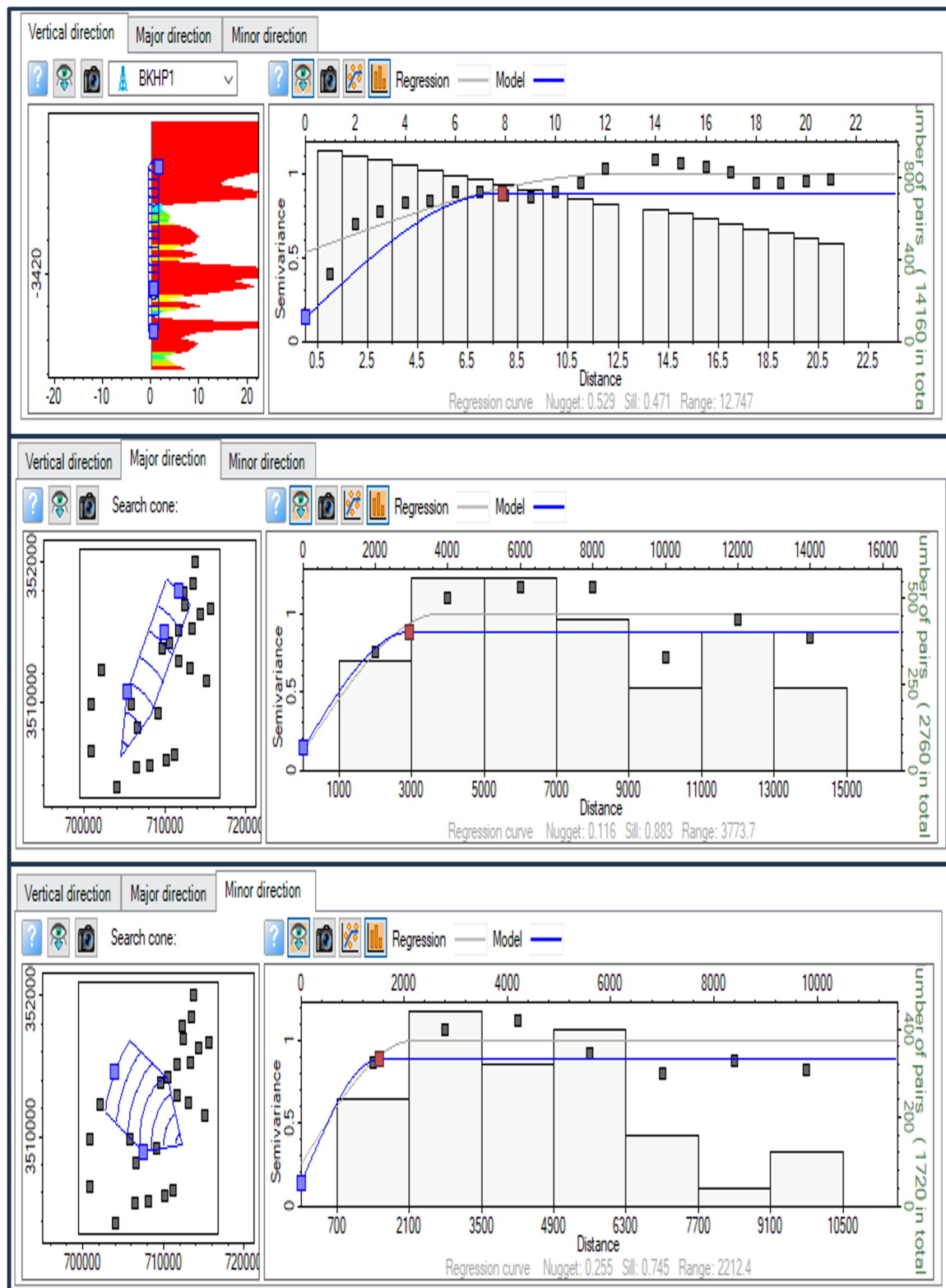


Figure 5.10: Variogrammes directionnels du volume d'argile (Petrel 2017).

- **Lancement de la simulation** : Une fois que tout est configuré, nous lançons la simulation.

L'algorithme SGS va parcourir chaque cellule de la grille de simulation et attribuer une valeur basée sur les valeurs des cellules déjà simulées et les informations de nos logs de puits, tout en respectant les caractéristiques spatiales définies par nos variogrammes théoriques.

5.3.4 Analyse et interprétation des résultats

1. Visualisation des modèles 3D et cartes de moyenne en 2D de la distribution des paramètres pétrophysiques:

Les modèles 3D des paramètres pétrophysiques et les cartes moyennes en 2D sont deux outils cruciaux en géostatistique pour l'analyse et la modélisation des réservoirs pétroliers.

Les modèles 3D sont construits par l'utilisation la technique de simulation gaussienne séquentielle, ils fournissent une représentation tridimensionnelle détaillée de la distribution des paramètres pétrophysiques qui sont extrêmement utiles pour comprendre la distribution spatiale et la variabilité des paramètres pétrophysiques.

D'autre part, les cartes moyennes en 2D sont des représentations bidimensionnelles de la distribution moyenne de ces paramètres sur une certaine profondeur ou couche du réservoir. Elles sont créées en prenant la moyenne des valeurs de paramètres estimées à partir du modèle 3D sur la profondeur de la série inférieure. Ces cartes peuvent aider à identifier les zones présentant les meilleurs caractéristiques pétrophysiques.

Les figures suivantes illustrent le modèle 3D et la carte de moyenne en 2D de chaque paramètre :

- Porosité effective :

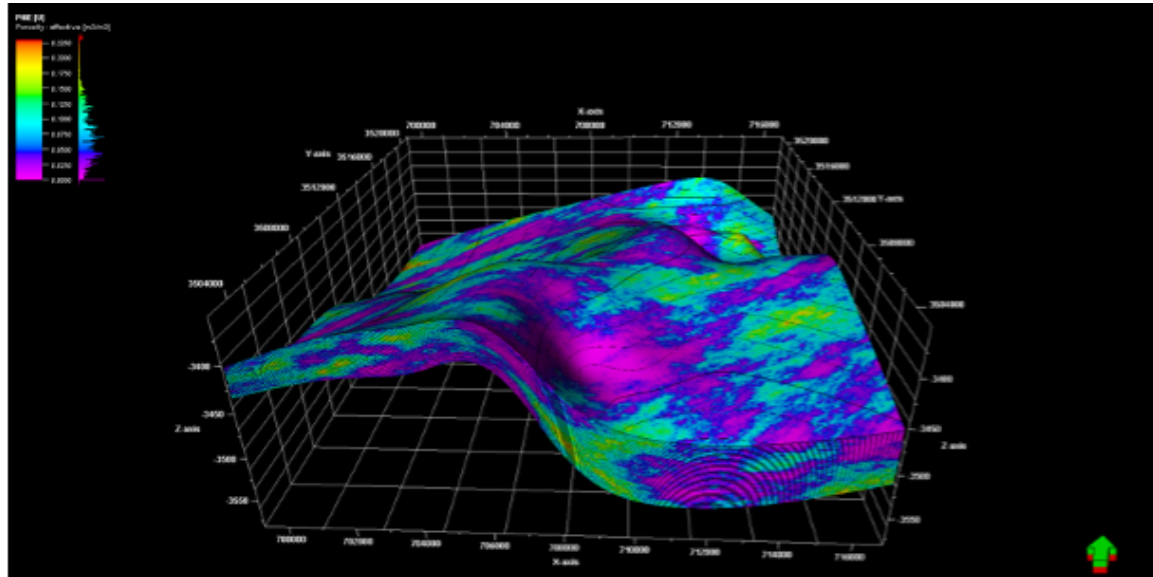


Figure 5.11: Modèle 3D illustrant la distribution spatiale de la porosité effective (Petrel 2017).

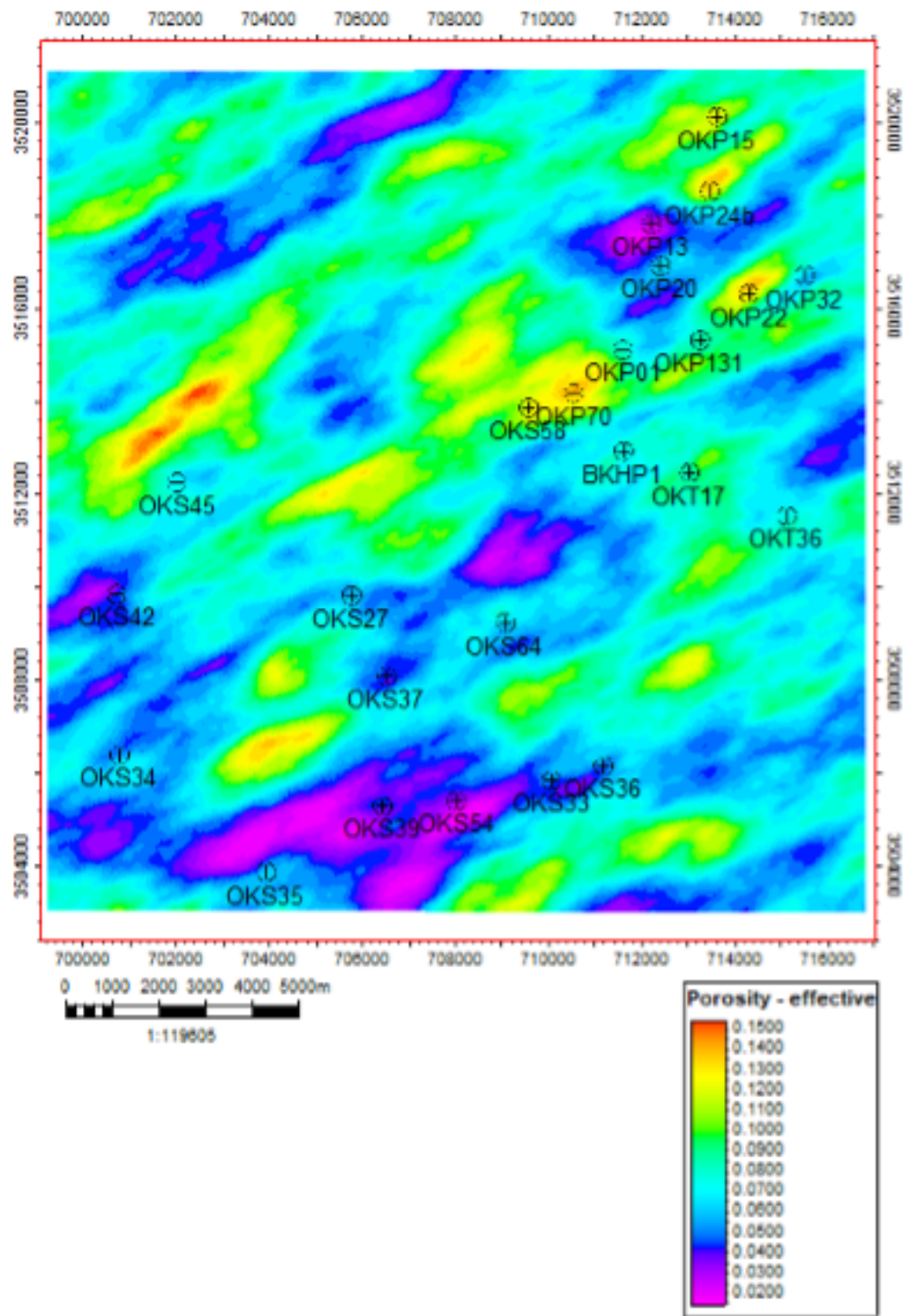


Figure 5.12: Carte de moyenne de la porosité effective (Petrel 2017).



- Saturation en eau :

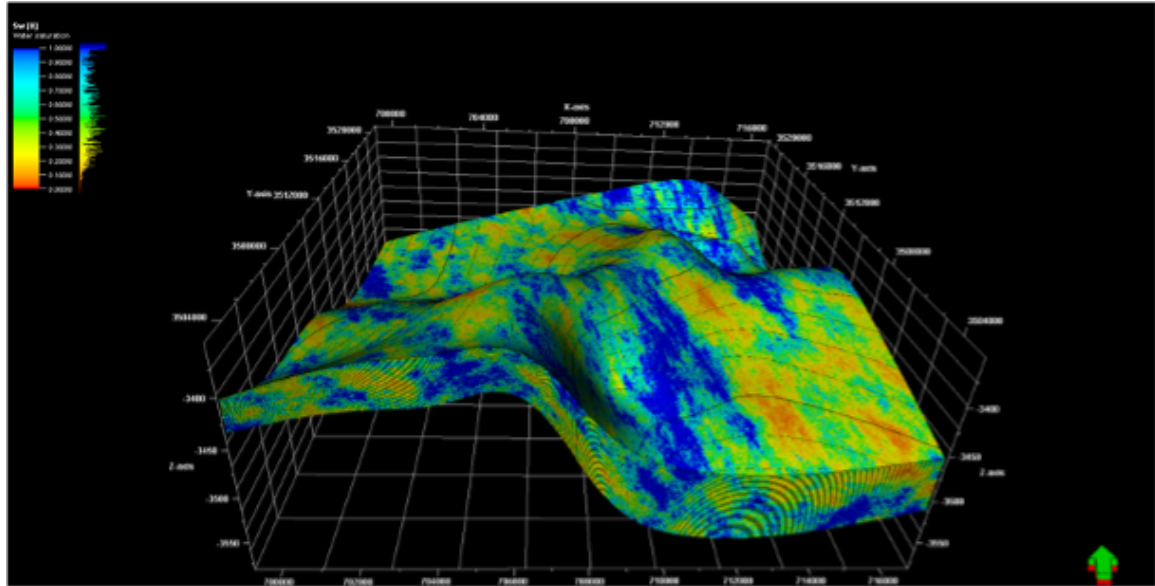


Figure 5.13: Modèle 3D illustrant la distribution spatiale de la saturation en eau (Petrel 2017).

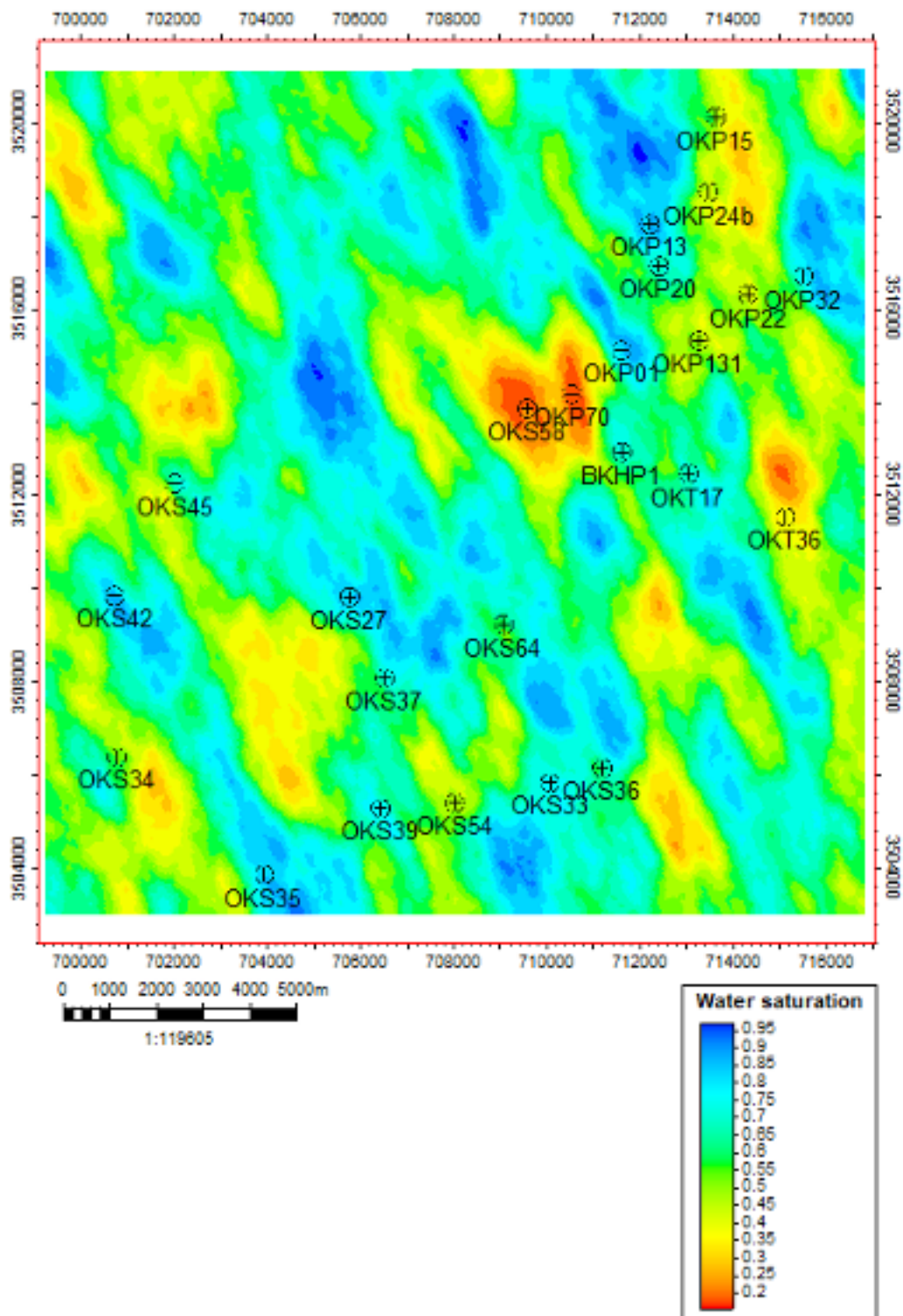


Figure 5.14: Carte de moyenne de la saturation en eau (Petrel 2017).

- Volume d'argile :

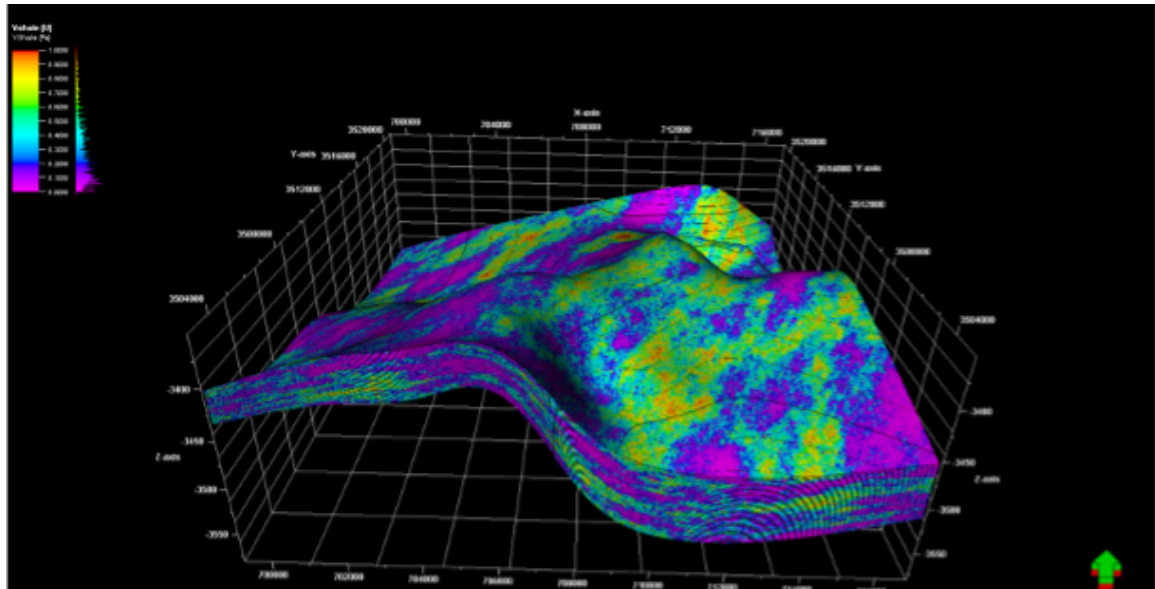


Figure 5.15: Modèle 3D illustrant la distribution spatiale du volume d'argile (Petrel 2017).

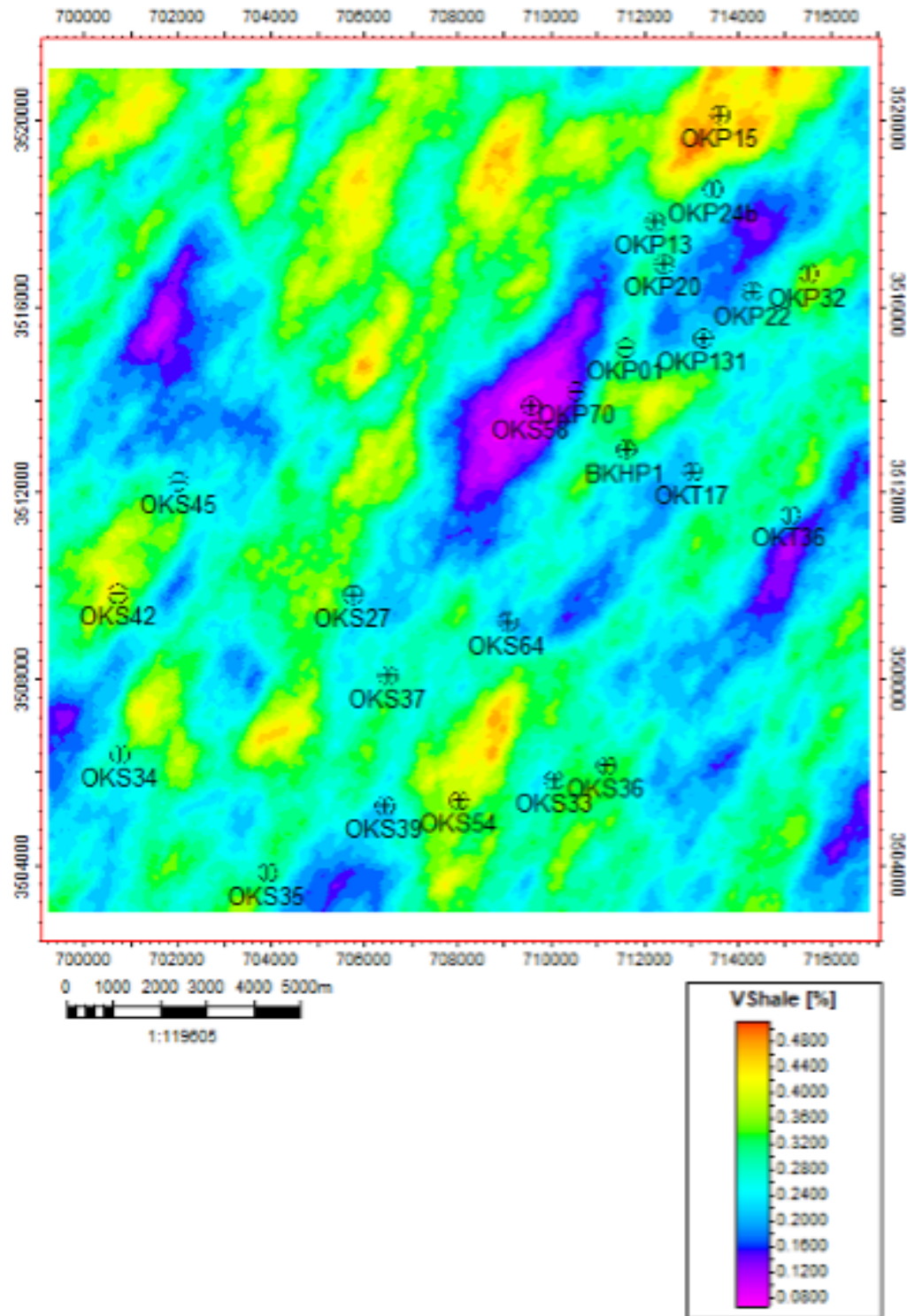


Figure 5.16: Carte de moyenne du volume d'argile (Petrel 2017).

2. Interprétation de modèles 3D et de cartes de moyenne en 2D :

C'est une étape critique pour l'identification des zones de réservoirs pétroliers propices à l'implantation de nouveaux puits de forage destinés à la production. Cette tâche s'appuie sur la lecture et l'analyse de ces représentations pour repérer les zones avec les valeurs les plus favorables des paramètres pétrophysiques. Dans notre cas d'étude, ces zones semblent se situer dans une direction Nord-Est/Sud-Ouest (NE-SW).

Pour confirmer et affiner davantage cette interprétation, deux coupes de section 2D le long de cette direction ont été réalisées. En inspectant ces sections, on peut obtenir une meilleure idée de la continuité et de la cohérence des zones identifiées de haute qualité .

- **Section 1:** La première coupe de section a été réalisée en utilisant les données provenant des puits suivants: OKP32, OKP22, OKP131, OKP70, OKS58, OKS45 elle est illustrée sur les figures (5.17),(5.18),(5.19).

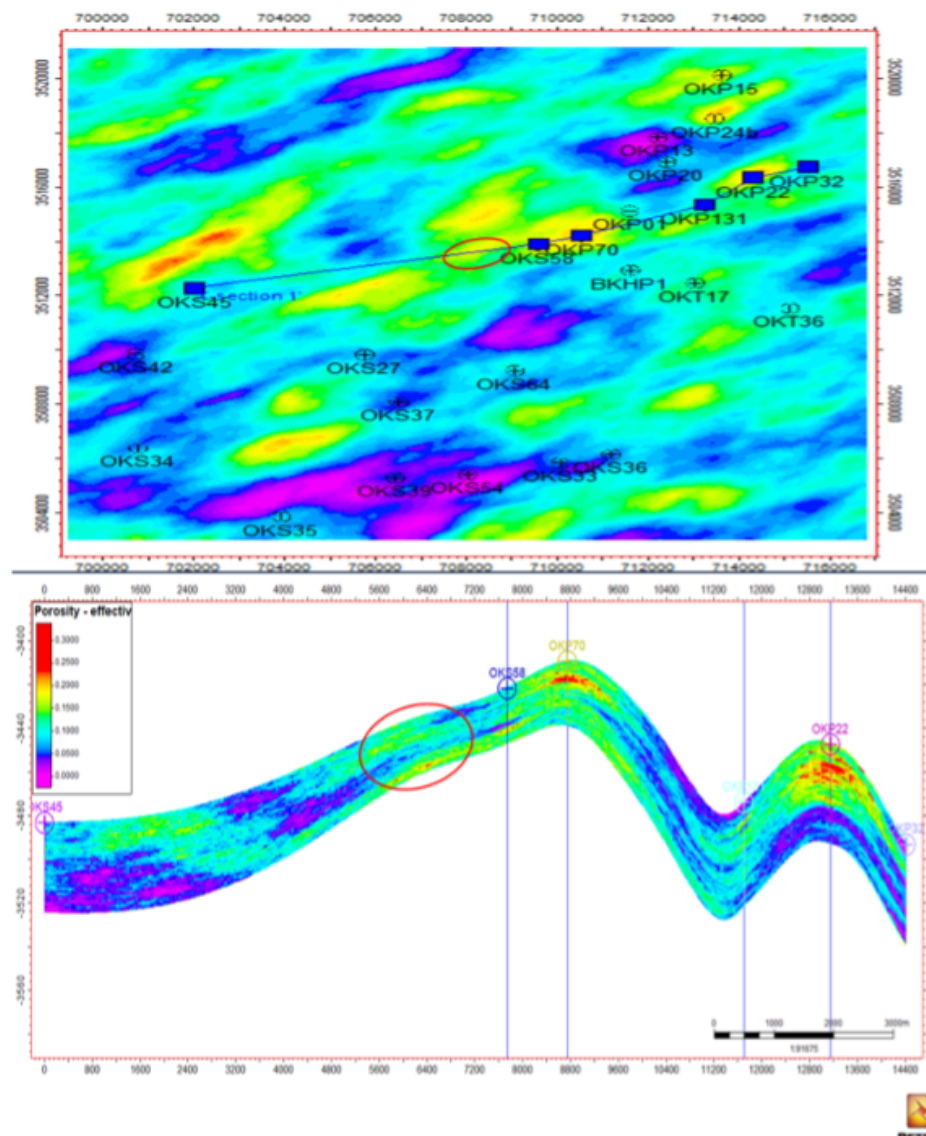


Figure 5.17: Coupe de section 1 sur le modèle de porosité effective (Petrel 2017).

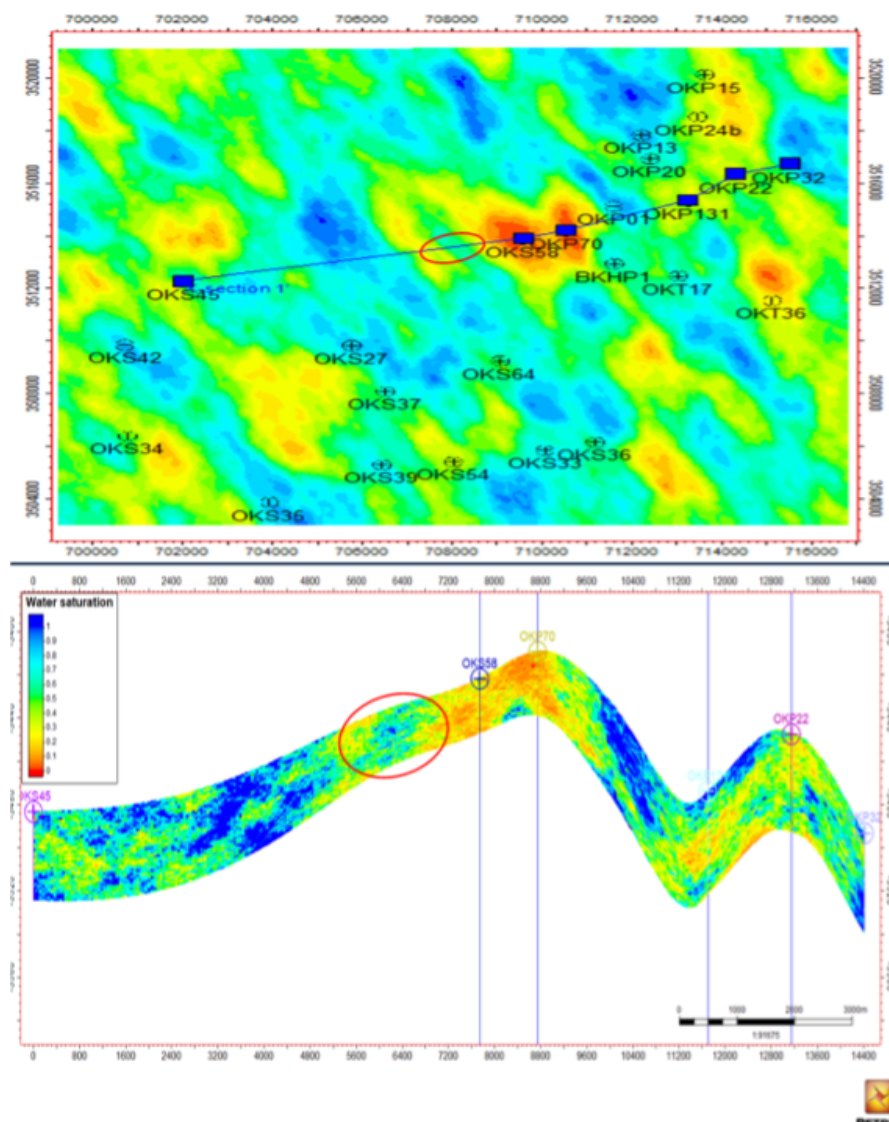


Figure 5.18: Coupe de section 1 sur le modèle de saturation en eau (Petrel 2017).

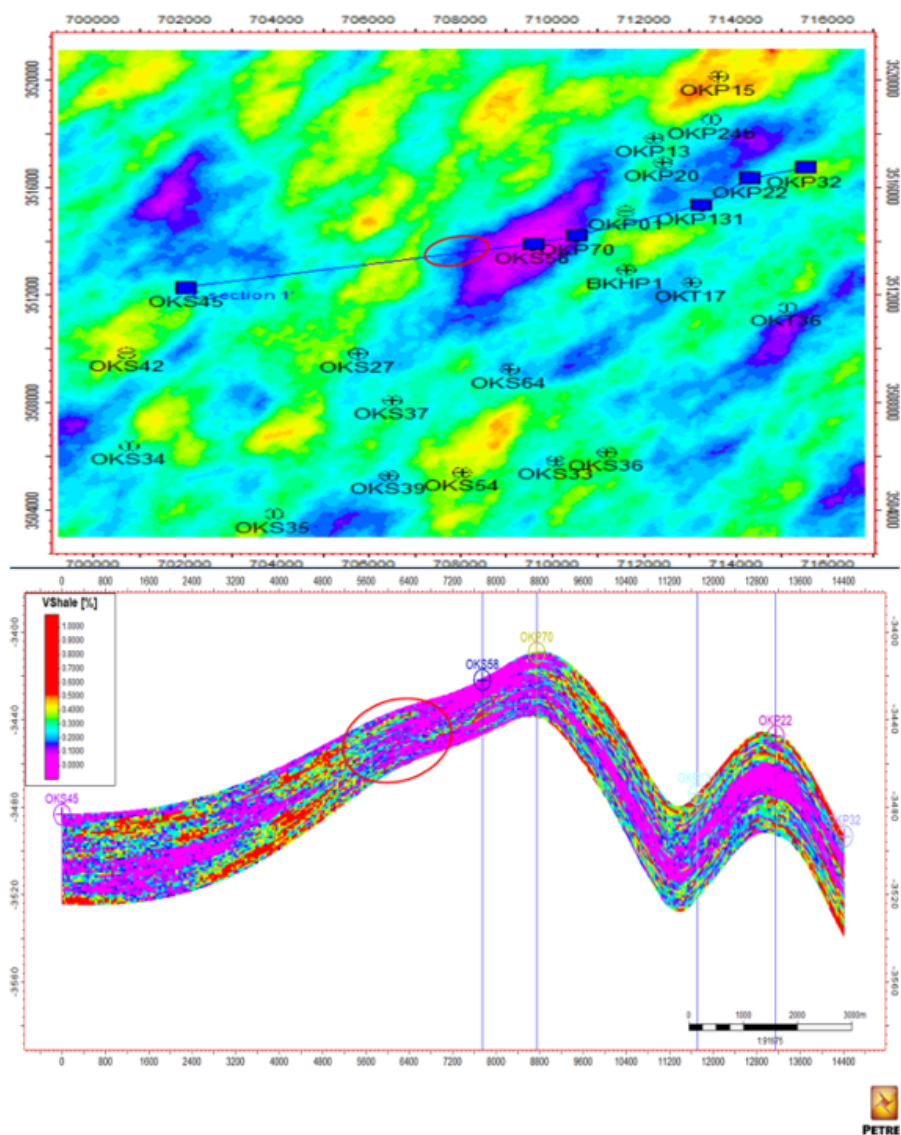


Figure 5.19: Coupe de section 1 sur le modèle du volume d'argile (Petrel 2017).

Après avoir analysé les coupes de sections sur les modèles des trois paramètres pétrophysiques, nous avons identifié une zone présentant des caractéristiques particulièrement favorables (zone encerclée). Cette zone affiche une porosité effective attrayante oscillant entre 12% et 15%, une saturation en eau modérée de 15% à 35%, ainsi qu'un volume d'argile relativement faible, compris entre 7% et 14%. Ces observations concordent parfaitement avec nos prévisions basées sur les cartes de moyennes et le modèle 3D, confirmant ainsi la pertinence de notre choix initial pour cette zone.

- **Section 2** : elle est réalisée le long des puits OKP20 et OKS45, les résultats sont illustrés dans les figures (5.20), (5.21), (5.22)

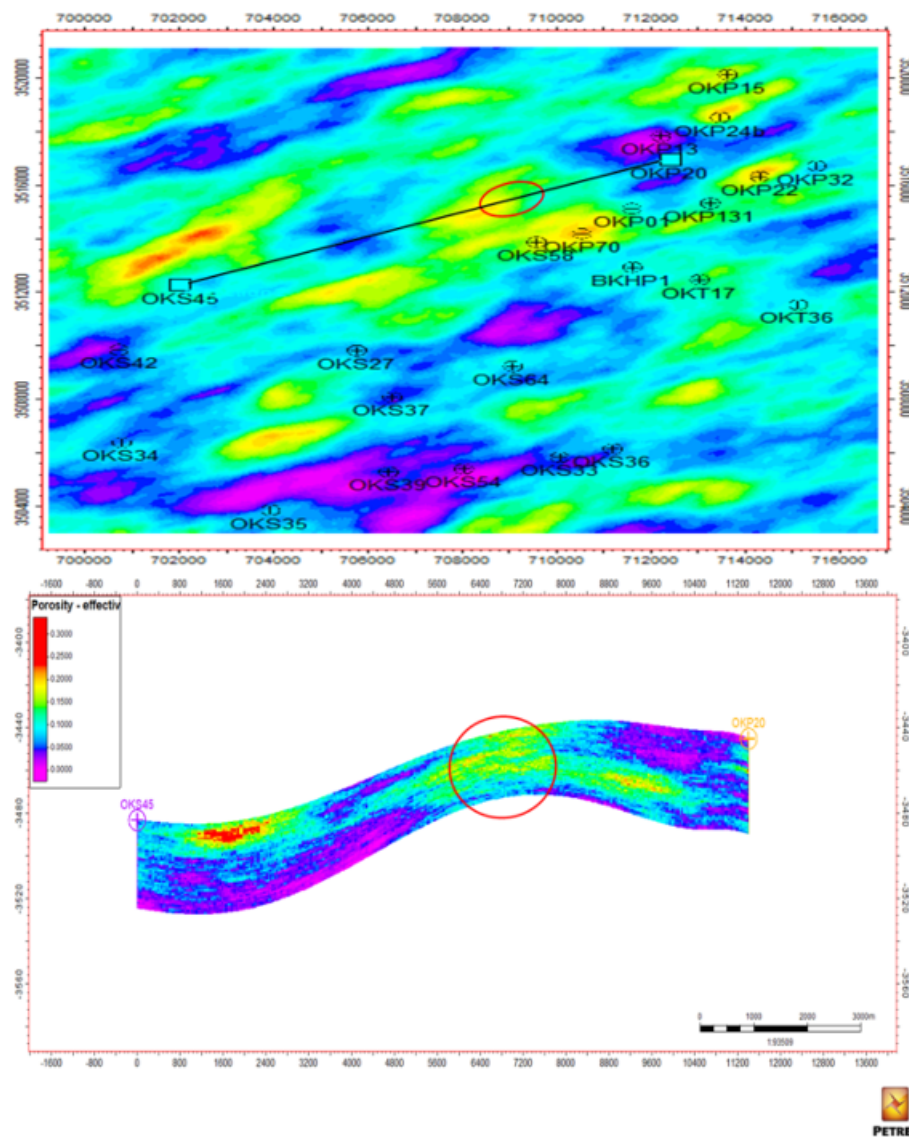


Figure 5.20: Coupe de section 2 sur le modèle de la porosité effective (Petrel 2017).

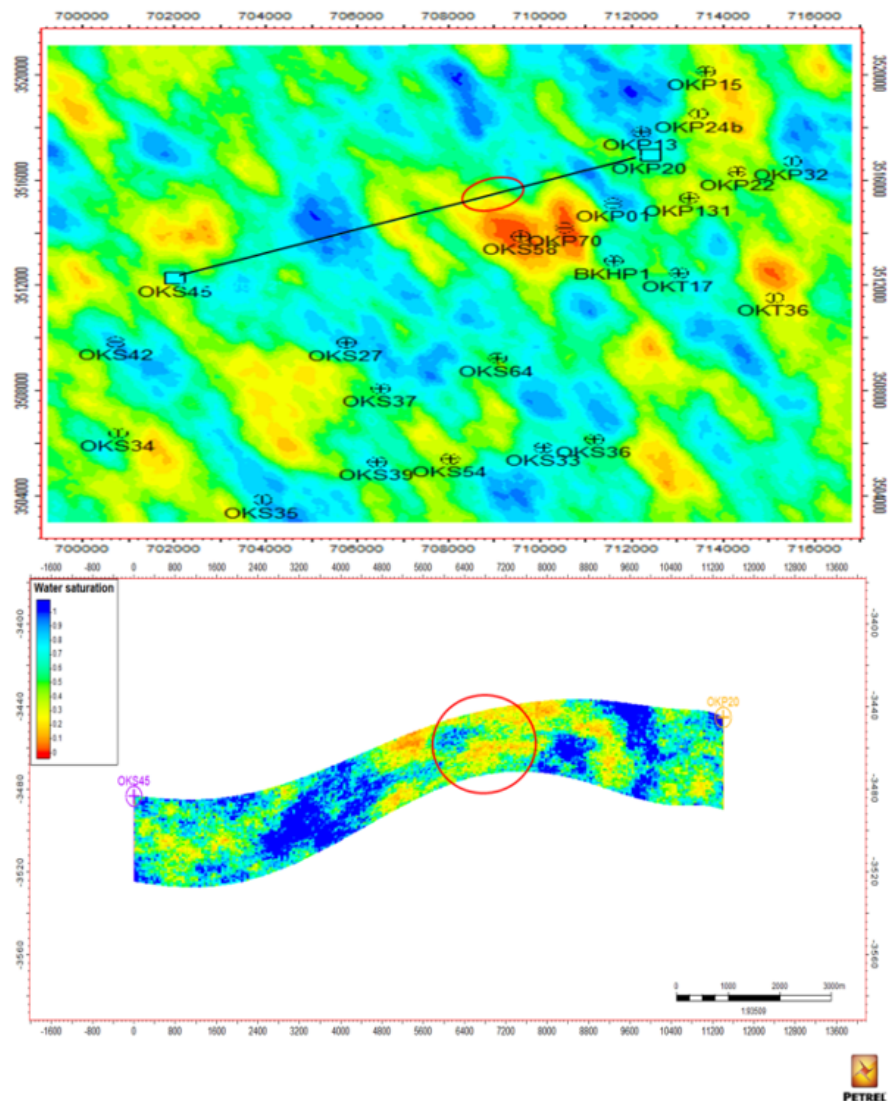


Figure 5.21: Coupe de section 2 sur le modèle de la saturation en eau (Petrel 2017)

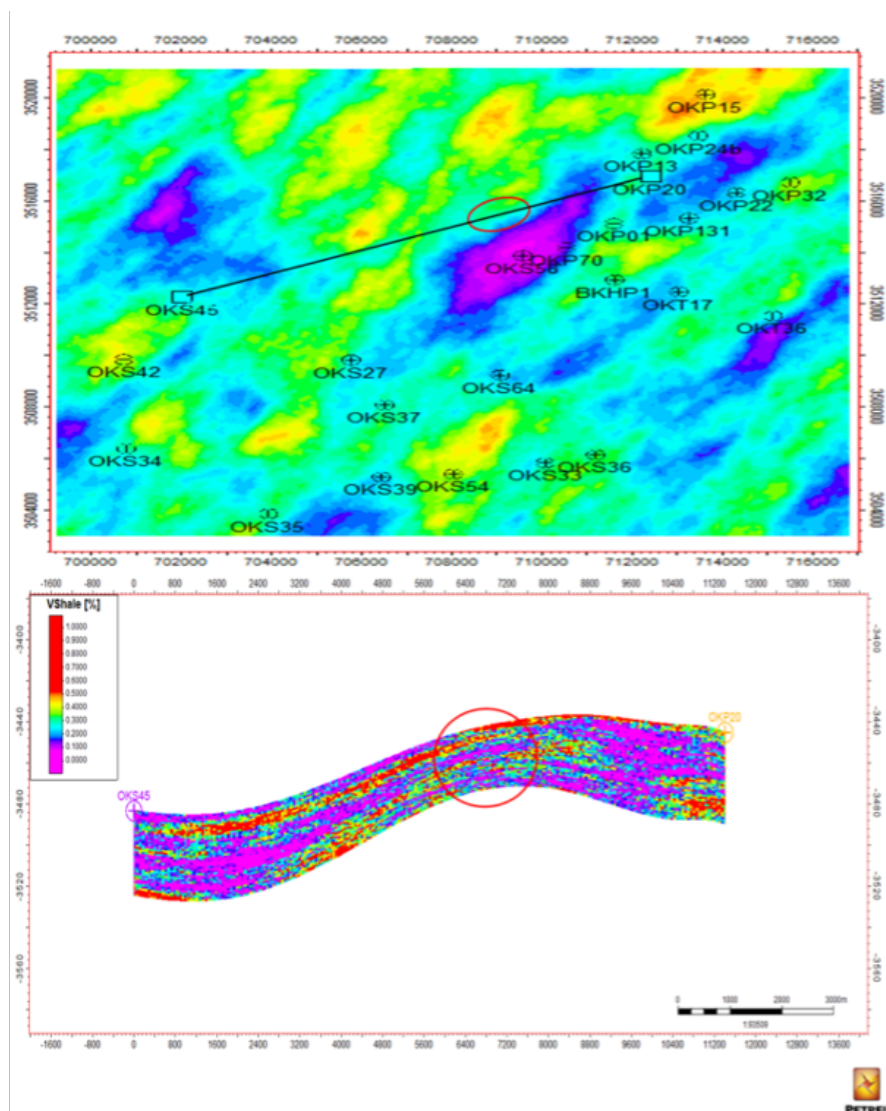


Figure 5.22: Coupe de section 2 sur le modèle du volume d'argile (Petrel 2017).

Suite à une analyse approfondie des coupes de section 2 sur les modèles des trois paramètres pétrophysiques, une zone particulière a été identifiée (encerclé) pour ses propriétés prometteuses. Les caractéristiques pétrophysiques de cette zone se distinguent par une porosité effective variant de 11% à 14%, une saturation en eau oscillant entre 30% et 40%, et un volume d'argile relativement élevé se situant entre 25% et 35%.

5.4 Conclusion

L'intégration de la géostatistique et de la simulation gaussienne séquentielle dans l'analyse et la modélisation des paramètres pétrophysiques a permis d'identifier en toute évidence deux zones d'intérêt pour l'exploitation du champ de Benkahla.

La première zone, caractérisée par une porosité effective oscillant entre 12% et 15%, une saturation en eau modérée de 15% à 35%, et un volume d'argile relativement faible entre 7% et 14%, offrant des conditions particulièrement favorables. Ces paramètres, en concordance avec nos prévisions basées sur les cartes de moyennes et le modèle 3D, attestent du bon potentiel de cette zone pour une exploitation optimisée.

La deuxième zone, bien que présentant des propriétés prometteuses, révèle des conditions légèrement moins idéales. Avec une porosité effective variant de 11% à 14%, une saturation en eau un peu plus importante oscillant entre 30% et 40%, et un volume d'argile plus élevé se situant entre 25% et 35%, cette zone pourrait nécessiter une stratégie d'exploitation différente pour maximiser sa productivité.

Dans l'ensemble, ces deux zones offrent des opportunités d'exploitation distinctes et intéressantes. Il pourrait être judicieux d'explorer d'abord la première zone en raison de ses paramètres pétrophysiques plus favorables. Par la suite, la deuxième zone pourrait être exploitée en adaptant les méthodes de production aux conditions spécifiques de cette zone, notamment sa saturation en eau plus élevée et son volume d'argile plus important.

La proximité des puits productifs existants autour de ces zones, peut en fait offrir beaucoup d'avantages. Par exemple, l'infrastructure nécessaire pour l'exploitation pétrolière (routes, pipelines, installations de traitement, etc.) pourrait déjà être en place, ce qui favoriserait de réduire les coûts de mise en place de nouveaux puits de forage productifs. De plus, les données recueillies à partir des puits existants peuvent fournir des informations précieuses pour affiner davantage l'interprétation des paramètres pétrophysiques et optimiser la localisation et l'implantation des nouveaux puits de forage destinés à assurer un meilleur niveau de production.

Cependant, il est également important de considérer le risque d'interférence entre puits. Si les nouveaux puits sont forés trop près des puits existants, ils pourraient potentielle-

ment drainer le même volume de réservoir, ce qui pourrait réduire l'efficacité globale de la production. Pour éviter ce risque, une planification minutieuse associée à une modélisation du réservoir aussi détaillée que possible doivent être effectuées pour déterminer judicieusement les emplacements optimaux des nouveaux puits de forage productifs.

En résumé, l'apport de la géostatistique et de la simulation gaussienne séquentielle a été plus qu'essentiel dans l'identification de nouvelles zones optimales pour l'implantation de nouveaux puits productifs, tout en s'appuyant sur l'évaluation des paramètres pétrophysiques du réservoir d'une manière beaucoup plus précise et fiable dans l'objectif de faciliter lucidement la meilleure prise de décision possible pour l'optimisation de la production.

Conclusion Générale

Le champ de Benkahla, situé dans la dépression du bassin d'Oued Mya, au centre de la province triasique algérienne, est l'une des zones les plus explorées de ce bassin. Son attrait pétrolier majeur réside dans la présence des réservoirs du complexe Triasique, En l'occurrence, le réservoir de la série inférieure constituant l'objet d'étude de réservoir d'intérêt.

Dans le cadre du projet d'optimisation de la production de pétrole du champ de Benkahla, une étude approfondie a été menée pour comprendre avec précision les propriétés pétrophysiques du réservoir de la Série Inférieure du complexe triasique argileux gréseux. L'approche géostatistique a été adoptée pour optimiser la production de pétrole, notamment en choisissant des zones d'implantation de nouveaux forages à proximité des puits productifs existants présentant de meilleures performances pétrophysiques.

Pour ce faire, une évaluation et une interprétation minutieuses des diagraphies ont été réalisées. Ces analyses permettent une meilleure compréhension de la composition, de la porosité, de la saturation en eau, du volume d'argile et d'autres propriétés des roches réservoirs. Vingt-quatre puits productifs, bien répartis dans le champ, ont été sélectionnés pour cette étude. L'analyse de leurs caractéristiques pétrophysiques a révélé un potentiel de production distinct pour chaque puits, soulignant ainsi le rôle crucial du champ de Benkahla dans la production pétrolière régionale.

L'interprétation des résultats obtenus avec le logiciel Techlog a permis d'identifier les puits développant les meilleurs paramètres pétrophysiques de ceux qui sont moins intéressants pour la production d'hydrocarbures, ainsi que ceux qui pourraient offrir une production modérée. Cette analyse est complétée par une modélisation 3D sur petrel pour mieux comprendre la distribution de ses paramètres pétrophysiques.

La modélisation tridimensionnelle des données, effectuée à l'aide du logiciel Petrel, a fourni une représentation visuelle précise des structures géologiques souterraines et de la distribution spatiale des propriétés pétrophysiques du réservoir. Cette visualisation améliorée a facilité une compréhension plus profonde de la configuration du réservoir, permettant de localiser et prévoir plus précisément les meilleures zones d'accumulation d'hydrocarbures et leurs caractéristiques.

La géostatistique, avec l'application spécifique de la simulation séquentielle gaussienne, a joué un rôle central dans la modélisation du champ de Benkahla. En effet, cette méthode statistique, en permettant d'estimer la distribution spatiale de variables continues, a grandement facilité l'évaluation précise des variations spatiales des paramètres pétro-

physiques. Elle a également pris en compte les interactions spatiales entre ces paramètres et les incertitudes qui y sont associées. L'élaboration de modèles 3D des trois paramètres pétrophysiques clés, ainsi que leur carte moyenne en 2D et la coupe de section, a rendu possible l'identification des zones présentant les paramètres pétrophysiques les plus prometteurs.

Grâce à l'intégration de la géostatistique et de la simulation gaussienne séquentielle, deux zones d'intérêt pour l'exploitation du champ de Benkahla ont été repérées et mises en évidence. La première zone, caractérisée par une bonne porosité effective, une saturation en eau modérée et un volume d'argile relativement faible, présente des conditions particulièrement favorables à l'exploitation. Ces paramètres correspondent bien aux prévisions établies à partir des cartes de moyennes et du modèle 3D, attestant du bon potentiel de cette zone.

La seconde zone, bien que prometteuse, présente des conditions légèrement moins idéales avec une bonne porosité effective entre une saturation en eau légèrement plus élevée et un volume d'argile plus important. Cette zone nécessitera probablement une stratégie d'exploitation différente en vue de maximiser sa productivité.

La proximité de ces zones par rapport aux puits productifs existants offre plusieurs avantages. Les infrastructures existantes peuvent réduire les coûts de mise en place de nouveaux puits, et les données collectées à partir des puits existants peuvent aider à affiner l'interprétation des paramètres pétrophysiques. Cependant, le risque d'interférence entre les puits doit être pris en compte. De nouveaux forages trop proches des puits existants pourraient entraîner un drainage du même volume de réservoir, réduisant ainsi l'efficacité globale de la production.

En somme, la géostatistique joue un rôle crucial dans la modélisation des paramètres pétrophysiques du réservoir. Elle fournit des outils méthodologiques, dont la simulation séquentielle gaussienne, permettant une évaluation rigoureuse et une représentation plus précise des variations spatiales de ces paramètres ce qui permet d'identifier les nouvelles zones optimales pour l'implantation de nouveaux puits productifs. En procédant par une évaluation aussi précise et fiable que possible des paramètres pétrophysiques du réservoir, dans l'objectif de faciliter lucidement la meilleure prise de décision possible pour l'optimisation de la production

Grâce à l'apport inestimable de la géostatistique, nous pouvons exploiter efficacement les données de puits, les échantillons de roche et d'autres informations importantes pour déduire les caractéristiques non observées inhérentes au réservoir, ce qui a été amplement démontré le long de ce travail

Le domaine pétrolier, un champ d'application où l'exactitude et la précision sont d'une importance capitale. Les avancées futures dans ce domaine devraient continuer à se concentrer aussi bien sur l'amélioration des techniques d'exploitation existantes que sur le développement de nouvelles méthodes pour affiner davantage la modélisation des réservoirs pétroliers.

References

- [1] WEC Algérie. La géologie pétrolière de l'algérie. *Sonatrach et Schlumberger.*, 2007.
- [2] BEICIP. Etude des accumulations de berkaoui et de benkahla. page TOME 1, 1992.
- [3] Sonatrach. Géologie d'algérie. *Contribution de SONATRACH, Division Exploration, Centre de Recherche et Développement et Division Petroleum Engineering et Développement et Division Petroleum Engineering et Development*, pages 7–38p., 1995.
- [4] BEICIP-FRANLAB. Plan de développement et optimisation de haoud berkaoui – benkahla. *Sonatrach*, 2012.
- [5] SH/Data Control Division. Present mining territory perimeters. 2005.
- [6] SH/HBK. Rapport géologique du champ pétrolier de benkahla. *Inédit, Sonatrach.*, 2017.
- [7] A. BOUDJEMA. Evolution structurale du bassin pétrolier - triasique - du sahara nord orientale (algérie). *Thèse de doctorat. Université de Paris XI -Orsay.*, 1987.
- [8] J. THOUVENIN. Etude - laboratoire du permo-trias, 2ème partie sédimentologie et réservoir. 1968.
- [9] MEBROUKI N. Etude géologique de l'extension de la zone de benkahla : le model géologique du gisement. *Mémoire de fin d'étude. Université de KASDI MERBAH Ouargla.*, 1968.
- [10] L. ALIOUANE. Cours de se diagraphies différées. *Université de Boumerdes.*, 2017.
- [11] Rafi Bouache. Cours. aperçu sur les diagraphies différées. *Université de Boumerdes.*, 2018.
- [12] D. Chapellier. Diagraphies aquifères. *Cours de géophysique. Université de Lausanne, Institut français du pétrole.*, 2009.

-
- [13] Toby. Darling. Well logging and formation evaluation. *Texas : Elsevier.*, 2005.
- [14] ABDERRAHMANI, CHEKKAL, and KORDJANI. Caractérisation pétrophysique du champ pétrolier de hassi messaoud par l'utilisation de la plateforme techlog. *Mémoire de fin d'étude. Université de KASDI MERBAH Ouargla.*, 2019.
- [15] Meunier. Well logging and interpretation training. *Boumerdès*, 2015.
- [16] O. SERRA. Diagraphies différées bases de l'interprétation. *Mémoire 1, Service techniques Schlumberger. Paris.*, page TOME 1, 1979.
- [17] Hanetite Issaad. 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 de fin d'étude. Ecole Nationale Polytechnique d'Alger*, 2020.
- [18] Abbas Radhi. Cased hole logging basics. *Missan*, 2016.
- [19] O. SERRA. Diagraphies différées : base de l'interprétation des données diagraphiques. (1ère édition) ; *ELF. Aquitaine - France.*, 1985.
- [20] Y. Méneroux. Cours au mastère spécialisé désigéo. introduction à la géostatistique : Variographie, krigeage, interpolation et simulation. *Ecole Nationale des Sciences géographiques*, 2019.
- [21] Rabah Kechiched. Application de la géostatistique au domaine des hydrocarbures. *Université Kasdi Merbah Ouargla.*, 2017.
- [22] Marcotte. Géostatistique minière. *Lorraine, France.*, 2003.
-

Résultats d'interprétation des diagraphies des puits

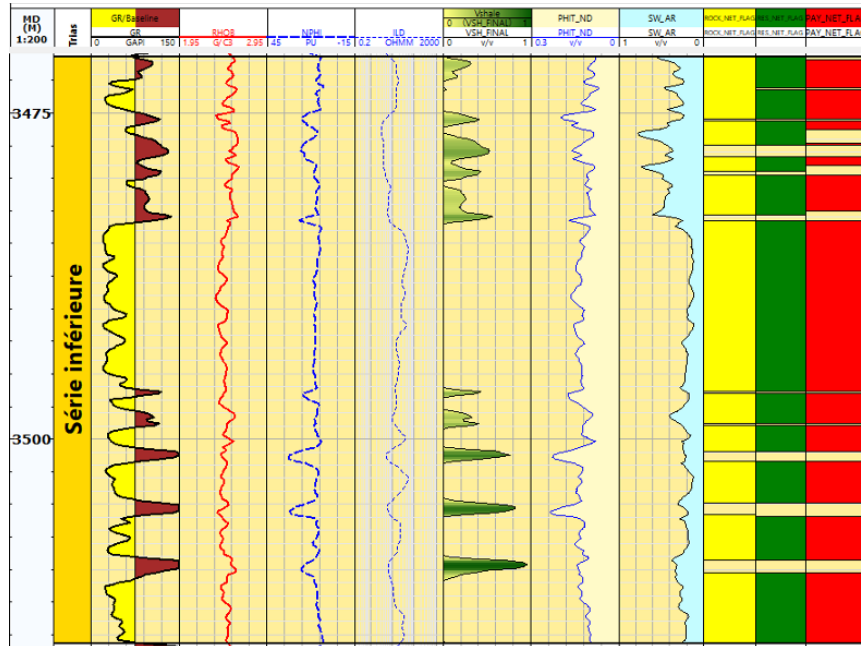


Figure A.1: Loggings et interprétation du puits OKP13.

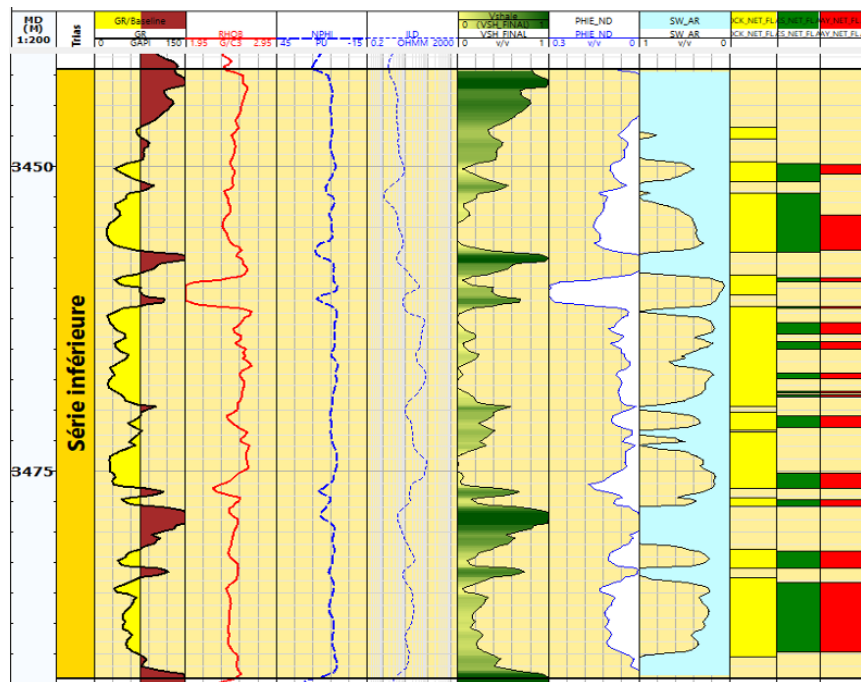


Figure A.2: Loggings et interprétation du puits OKP20.

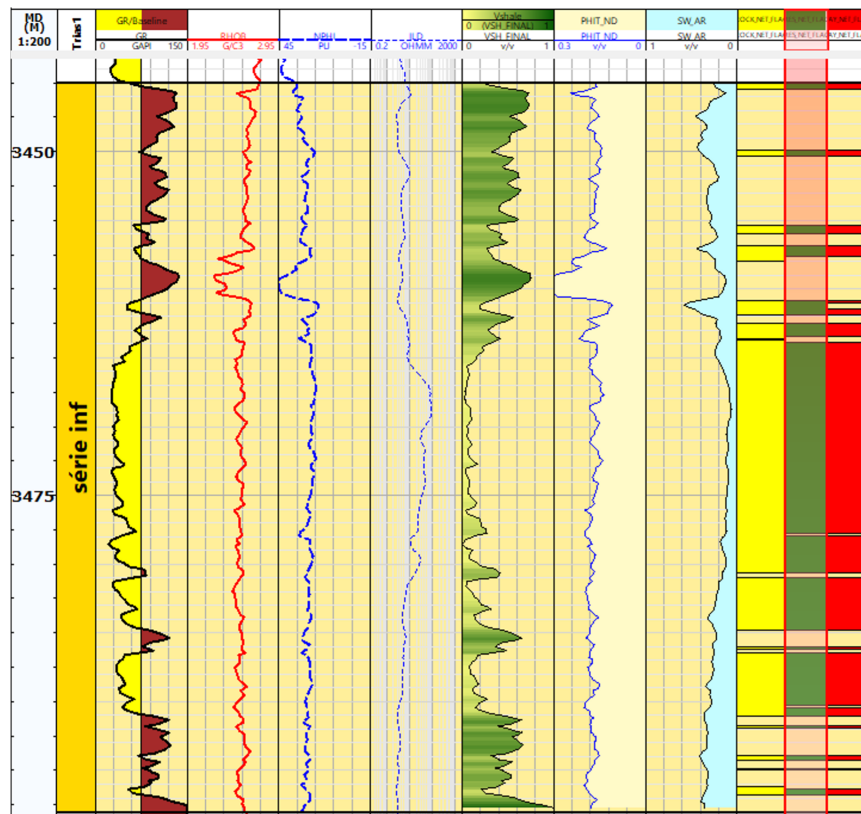


Figure A.3: Loggings et interprétation du puits OKP15.

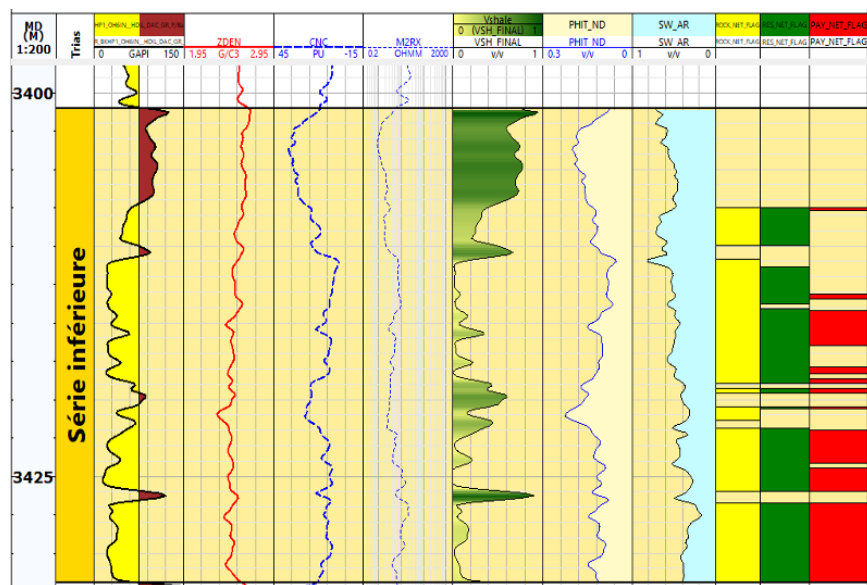


Figure A.4: Loggings et interprétation du puits BKHP1.

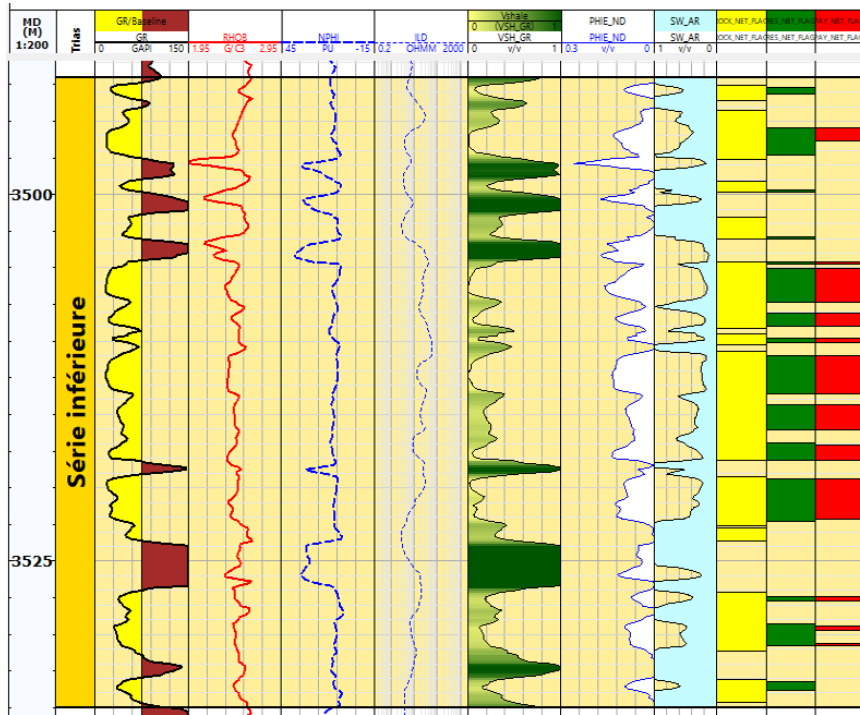


Figure A.5: Loggings et interprétation du puits OKP24b.

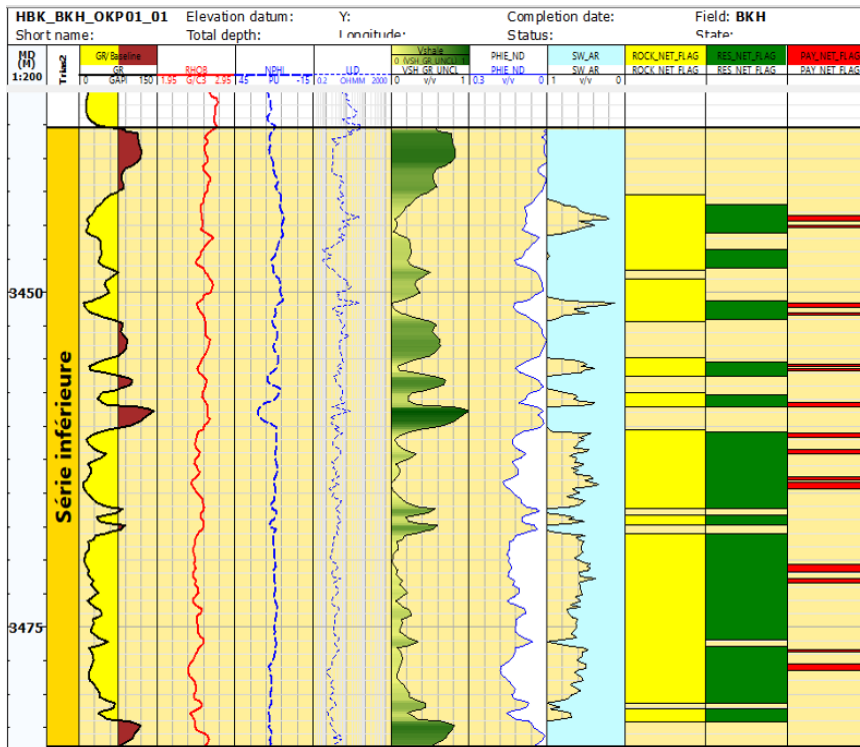


Figure A.6: Loggings et interprétation du puits OKP01.

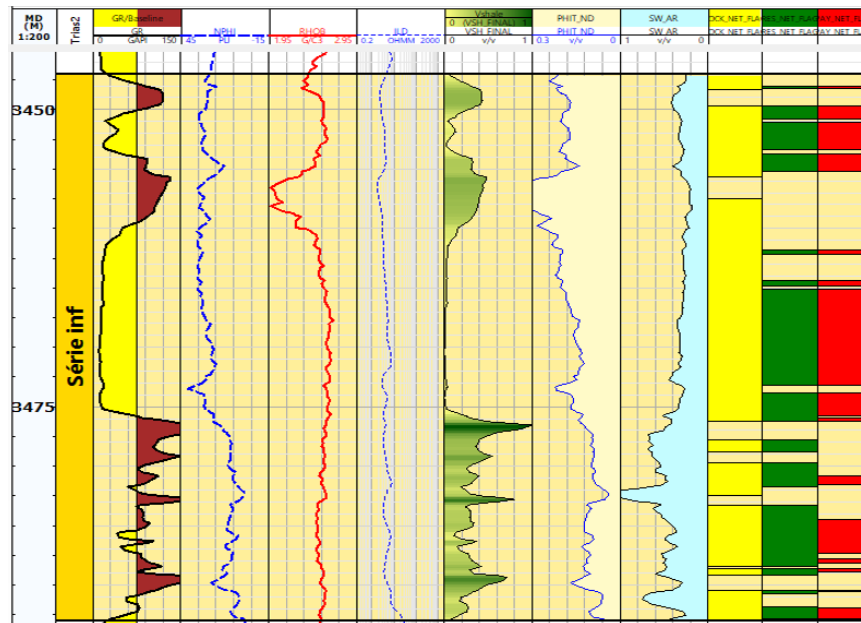


Figure A.7: Loggings et interprétation du puits OKP22.

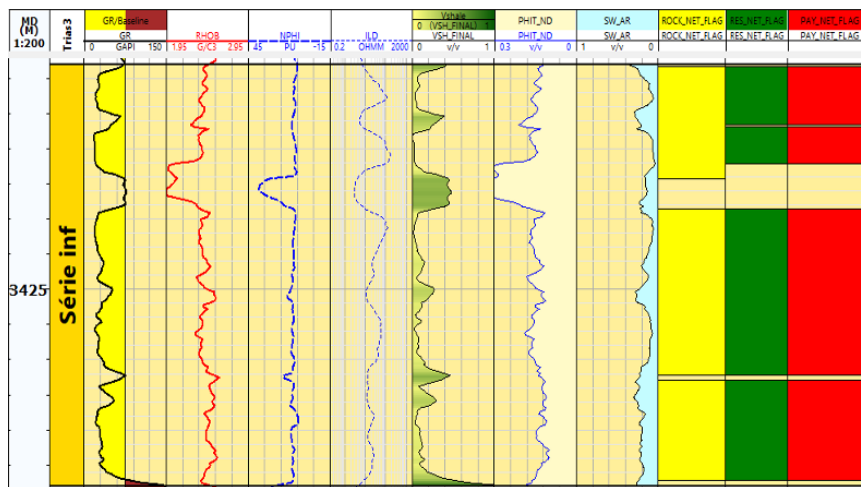


Figure A.8: Loggings et interprétation du puits OKP70.

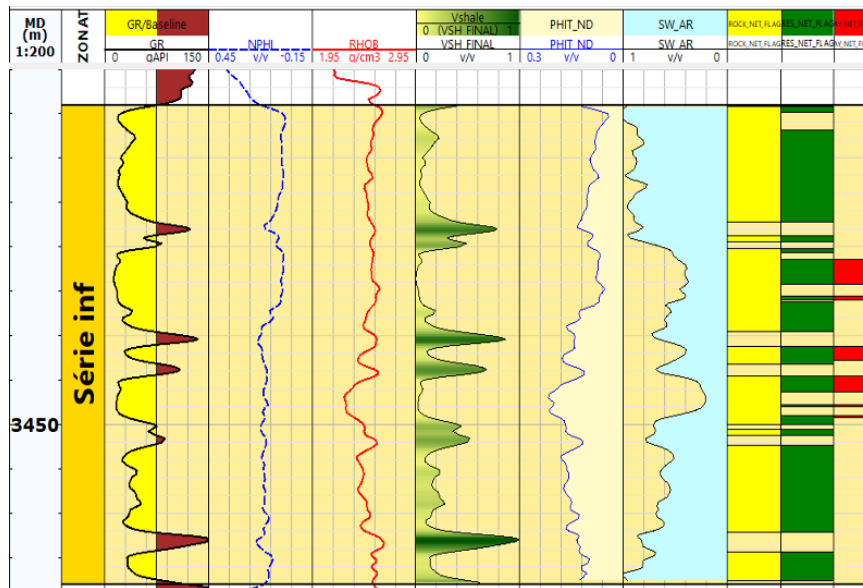


Figure A.9: Loggings et interprétation du puits OKT17.

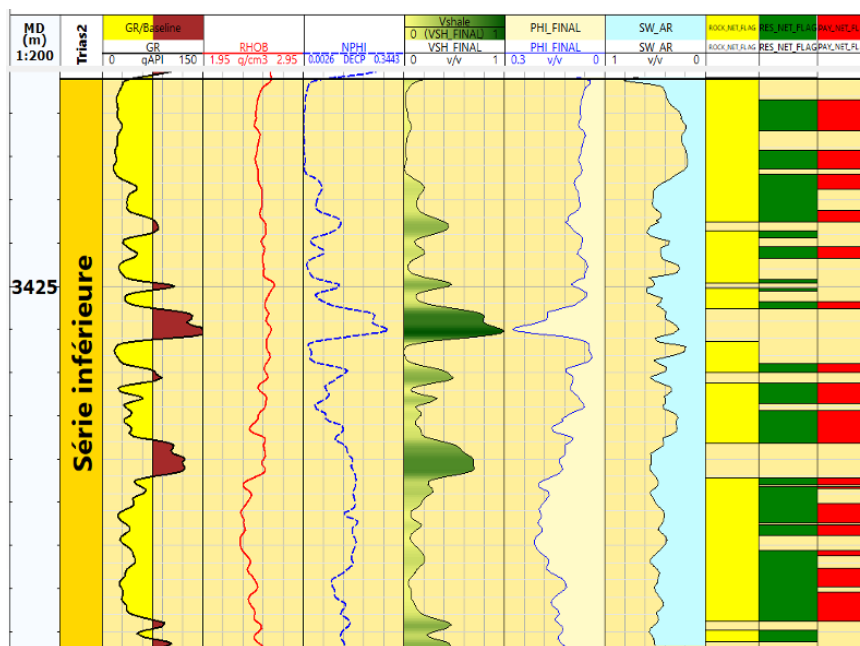


Figure A.10: Loggings et interprétation du puits OKT36.

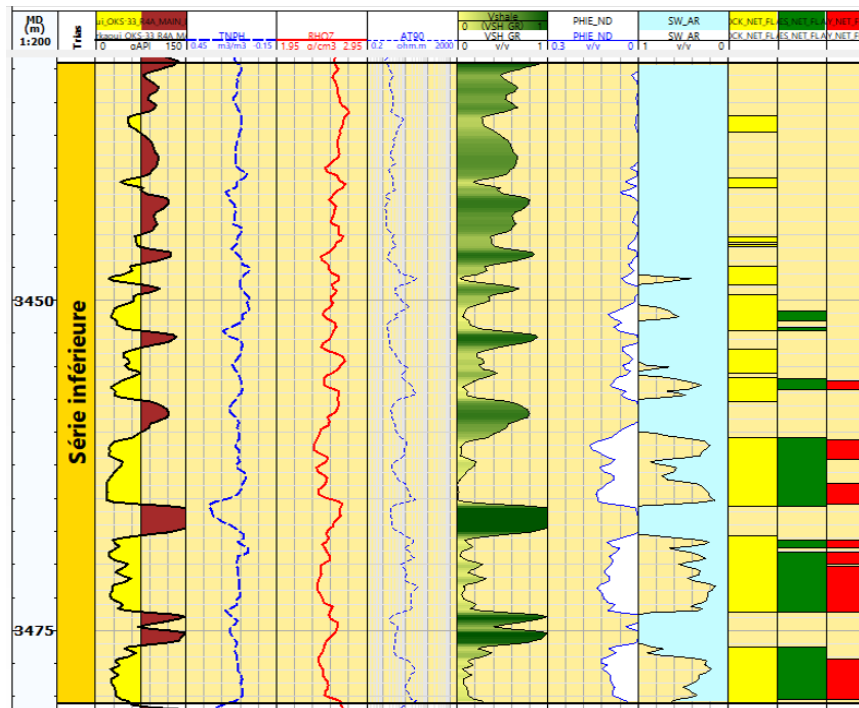


Figure A.11: Loggings et interprétation du puits OKS33.

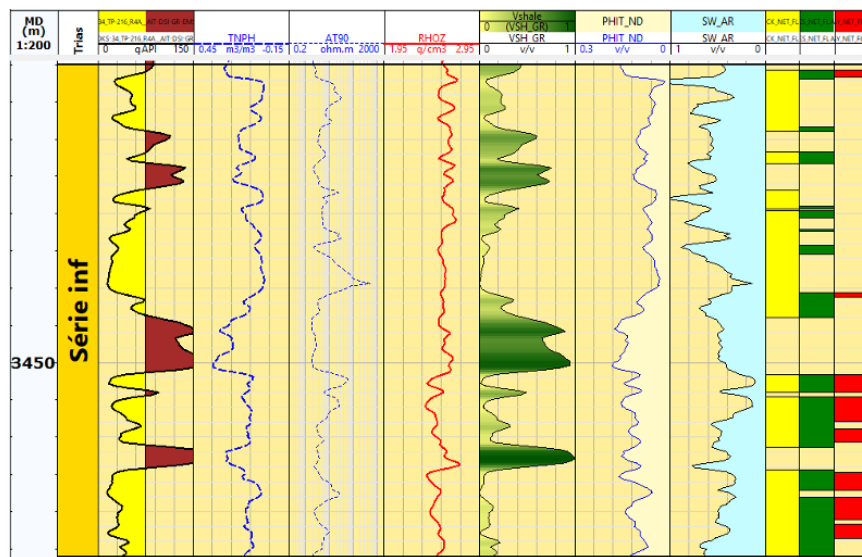


Figure A.12: Loggings et interprétation du puits OKS34.

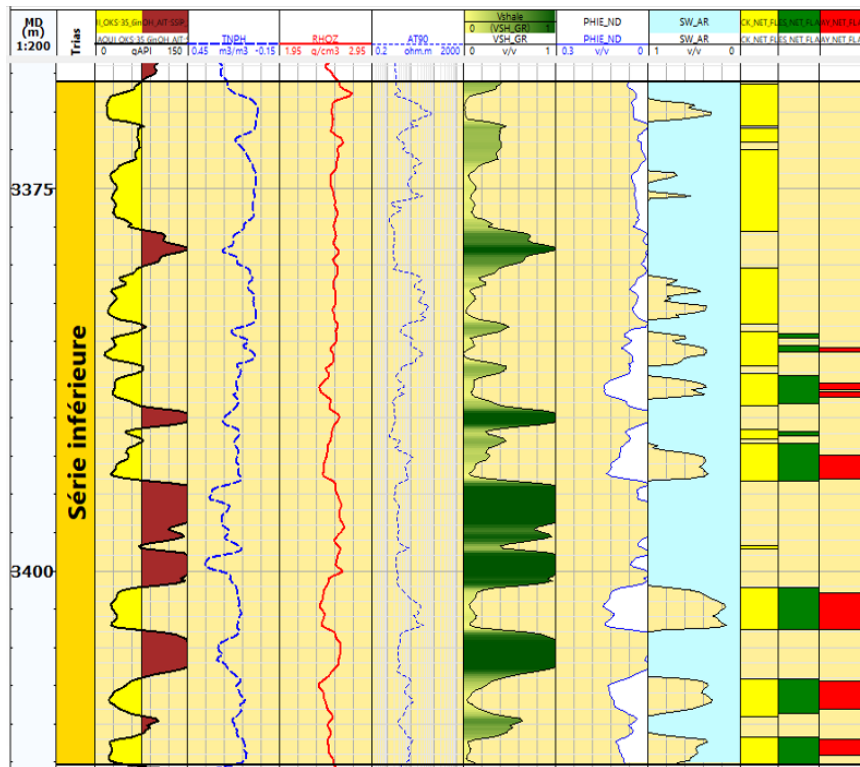


Figure A.13: Loggings et interprétation du puits OKS35.

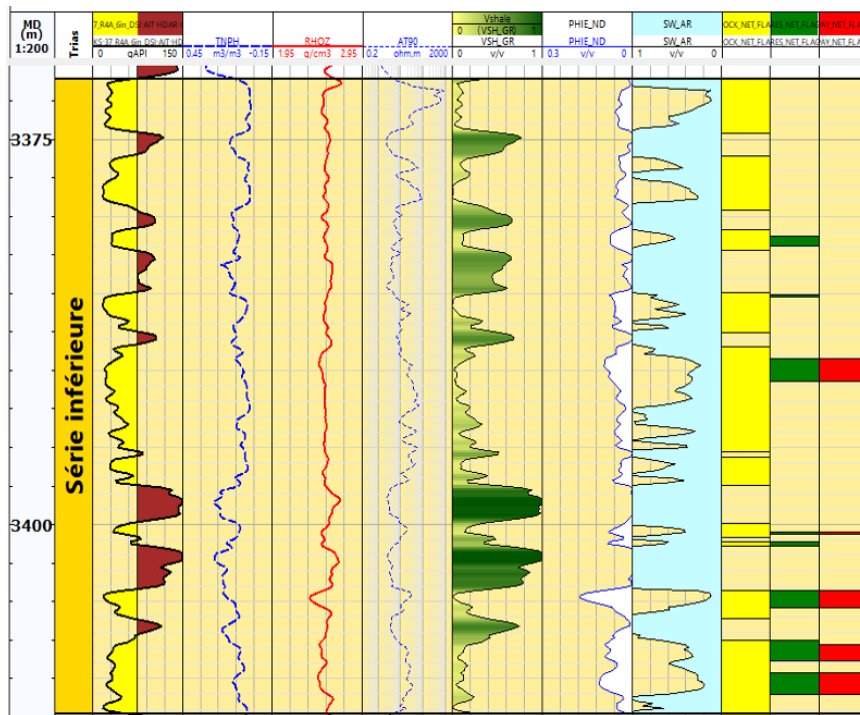


Figure A.14: Loggings et interprétation du puits OKS37.

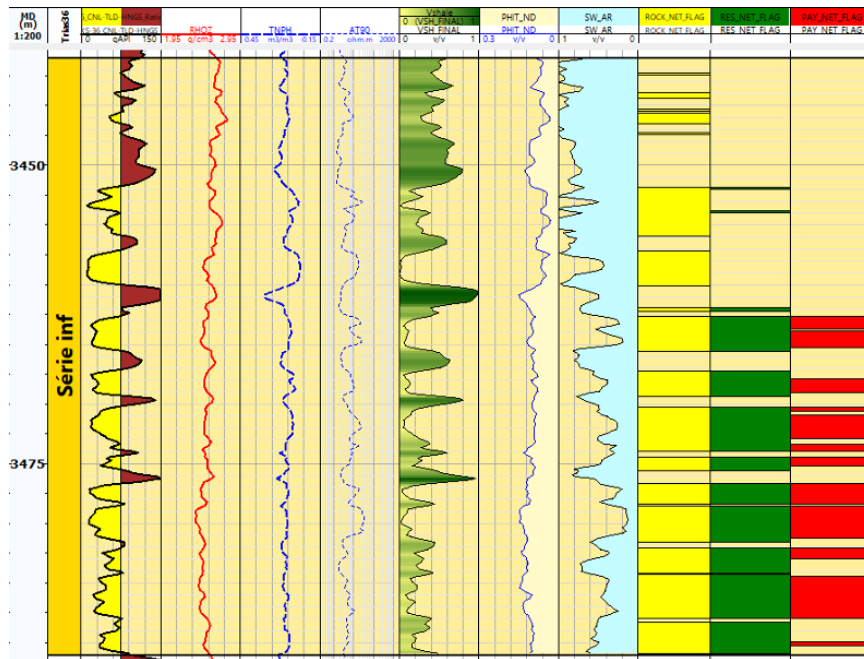


Figure A.15: Loggings et interprétation du puits OKS36.

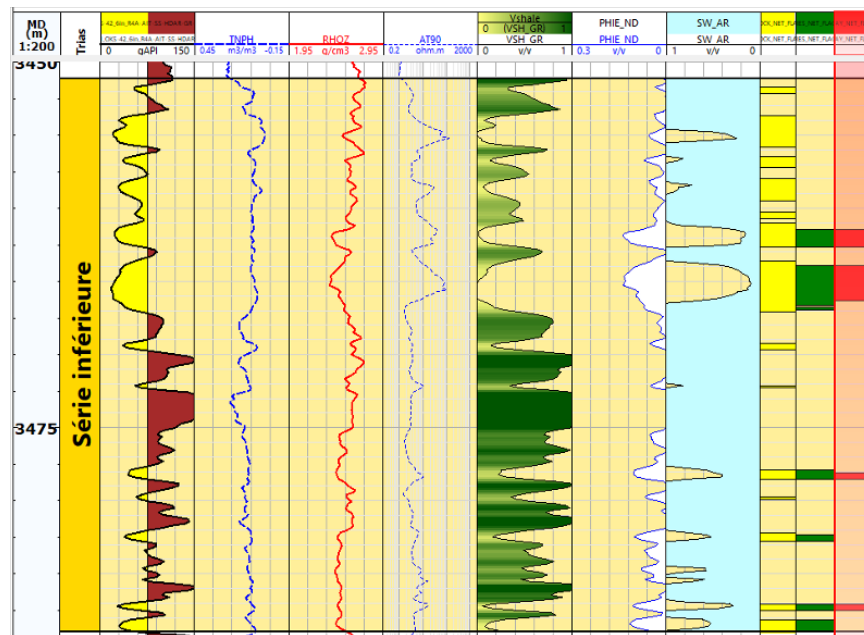


Figure A.16: Loggings et interprétation du puits OKS42.

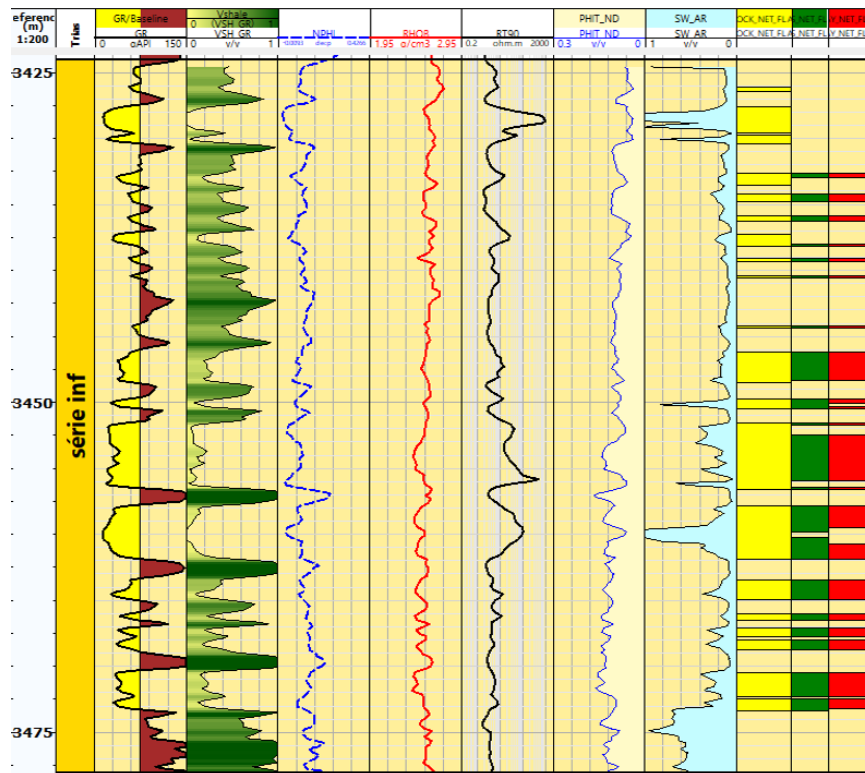


Figure A.17: Loggings et interprétation du puits OKS54.

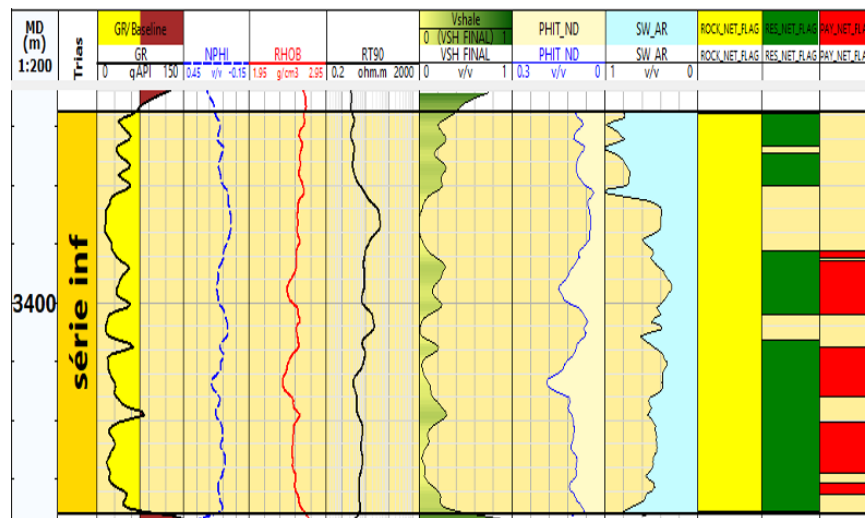


Figure A.18: Loggings et interprétation du puits OKS64.

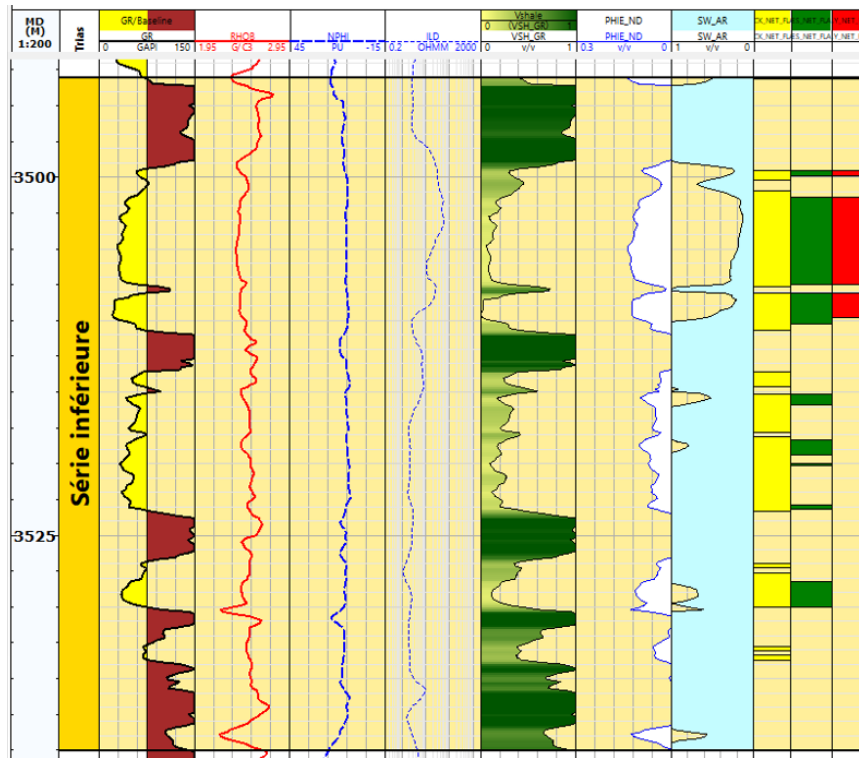


Figure A.19: Loggings et interprétation du puits OKP32.

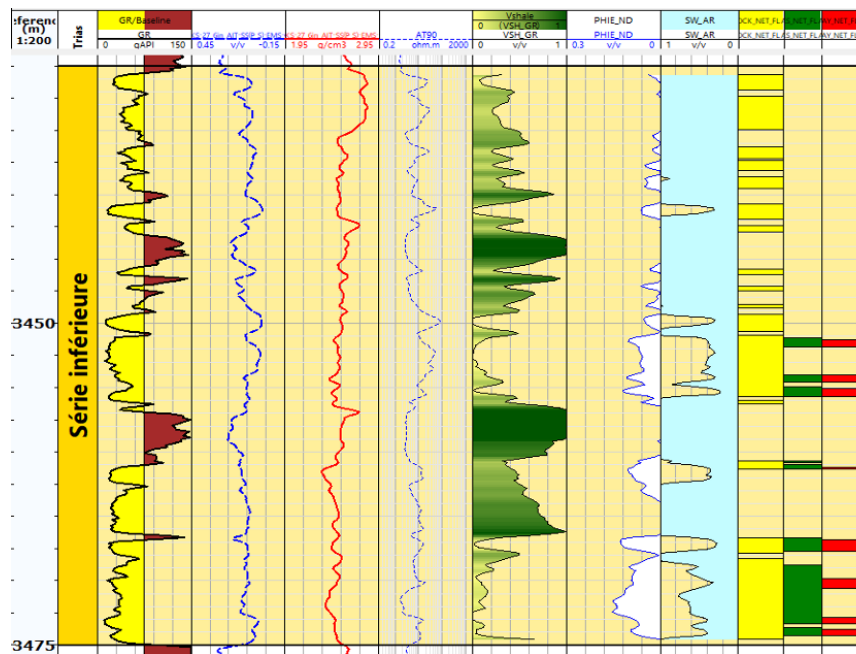


Figure A.20: Loggings et interprétation du puits OKS27.

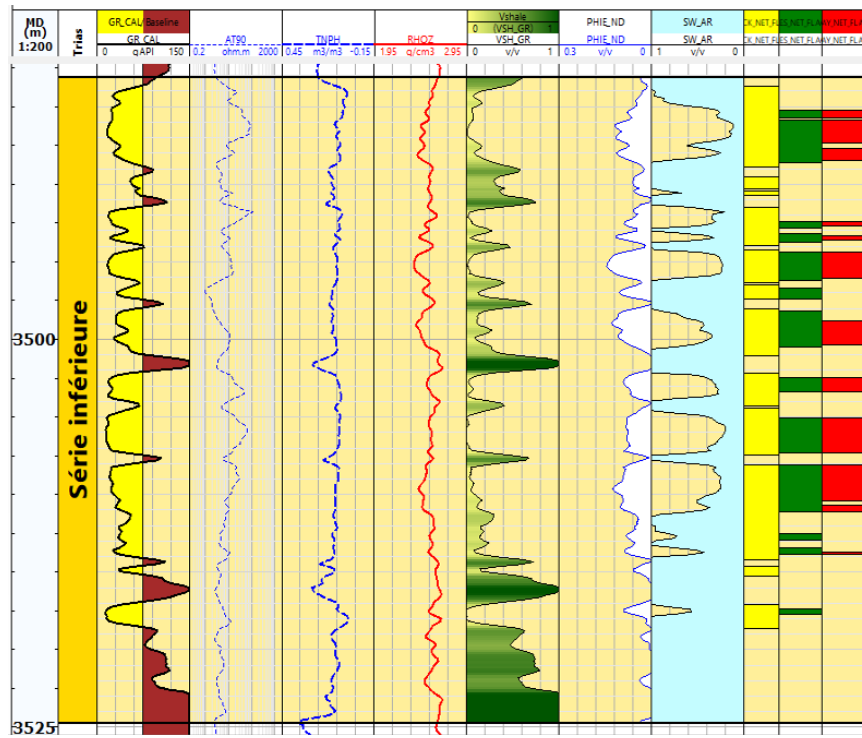


Figure A.21: Loggings et interprétation du puits OKS45.

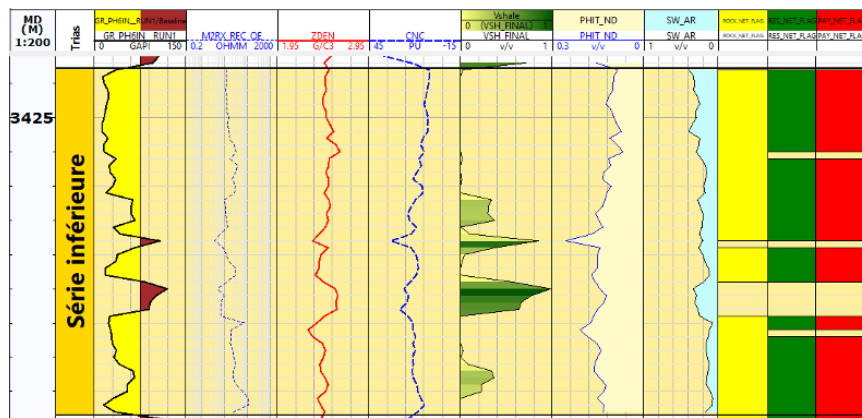


Figure A.22: Loggings et interprétation du puits OKS58.

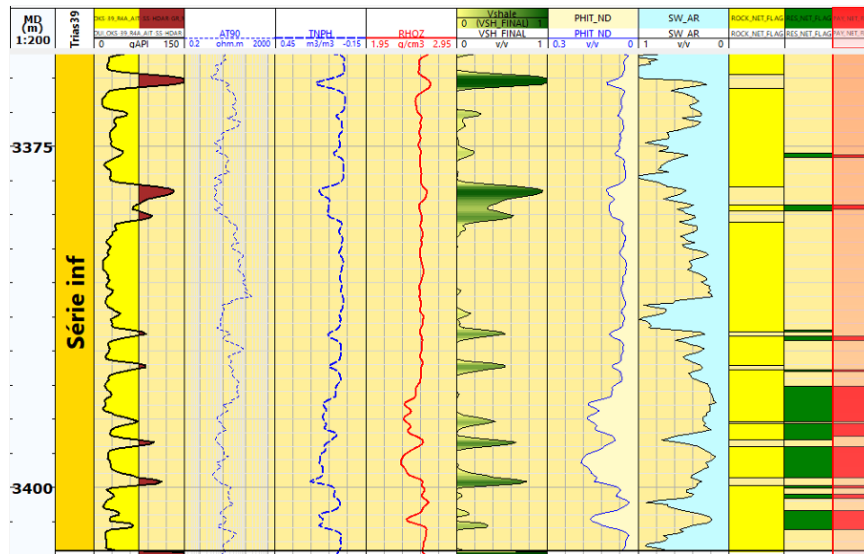


Figure A.23: Loggings et interprétation du puits OKS39.

Paramètres variographiques

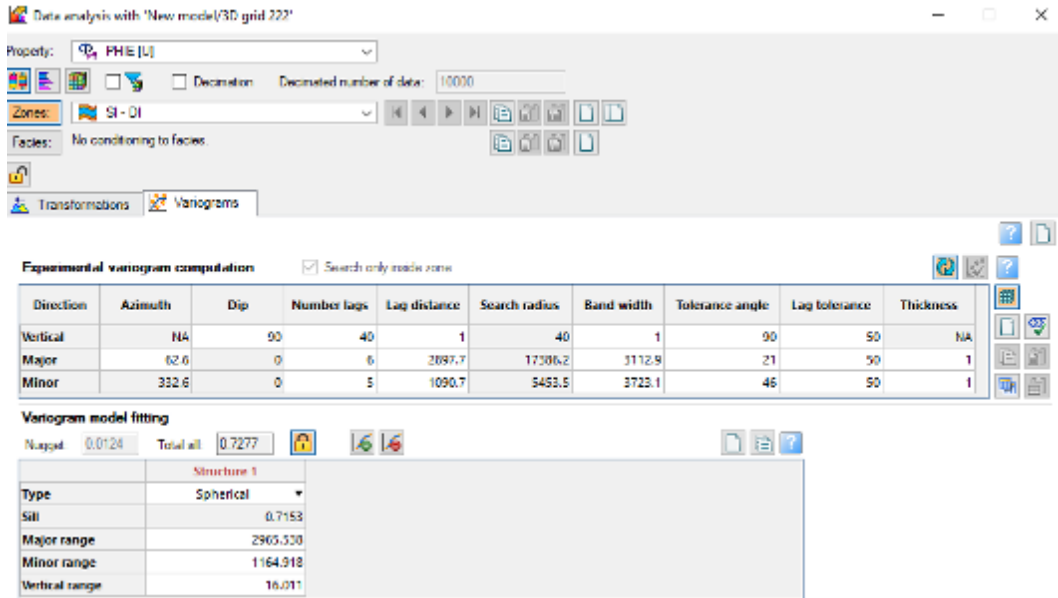


Figure B.1: Choix des paramètres variographiques pour le variogramme de la porosité effective.

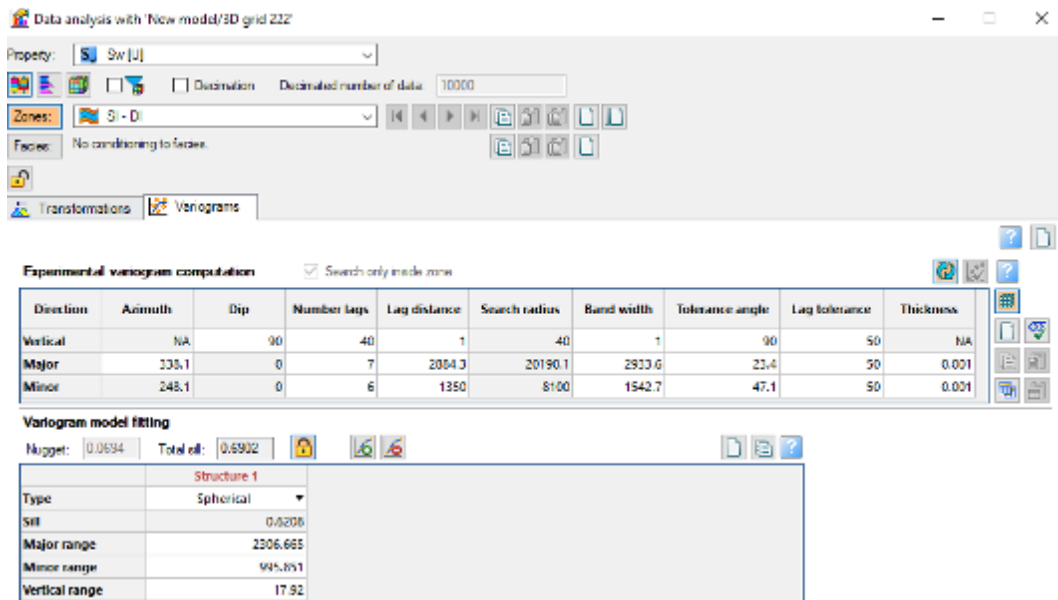


Figure B.2: Choix des paramètres variographiques pour le variogramme de la saturation en eau.

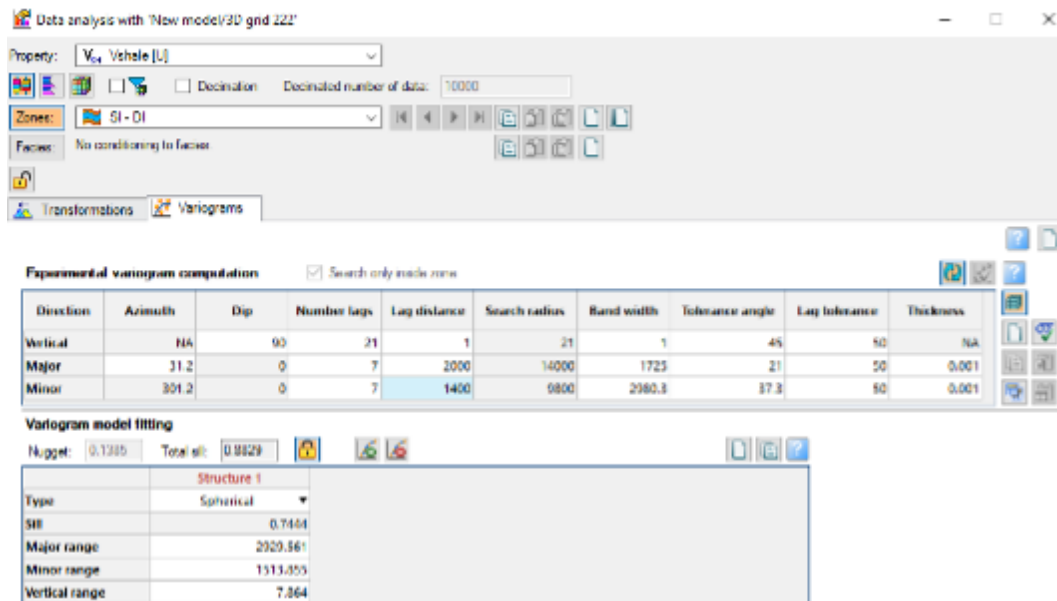


Figure B.3: Choix des paramètres variographiques pour le variogramme du volume d'argile.