

République Algérienne Démocratique et populaire
Ministère de l'enseignement supérieur et de la recherche scientifique
Ecole Nationale Polytechnique



DEPARTEMENT GENIE MINIER

Mémoire de projet de fin d'études

pour l'obtention du diplôme d'ingénieur d'état en génie minier

**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**

Elaboré par :

Issaad Abir Fatima

Hanetite Hania

Sous la direction de

Mr. CHANANE Larouci

Enseignant à l'ENP

Soutenu publiquement le 10/09/2020

Devant le **Jury** composé de :

Président : Dr.Sami YAHYAOUI - MCA

Rapporteur : Mr. CHANANE Larouci - MAA

Examineur : Dr.Rezki AKKAL - MCA

République Algérienne Démocratique et populaire
Ministère de l'enseignement supérieur et de la recherche scientifique
Ecole Nationale Polytechnique



DEPARTEMENT GENIE MINIER

Mémoire de projet de fin d'études

pour l'obtention du diplôme d'ingénieur d'état en génie minier

**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**

Elaboré par :

Issaad Abir Fatima

Hanetite Hania

Sous la direction de

Mr. CHANANE Larouci

Enseignant à l'ENP

Soutenu publiquement le 10/09/2020

Devant le **Jury** composé de :

Président : Dr.Sami YAHYAOUI - MCA

Rapporteur : Mr. CHANANE Larouci - MAA

Examineur : Dr.Rezki AKKAL - MCA

Remerciements

Avant tout, nous remercions ALLAH, le tout puissant le miséricordieux, de nous avoir donné de la santé, de la volonté et du savoir.

Nous tenons à remercier spécialement Mme.MAHYAOUI Wafa, qui fut la première à nous faire découvrir le sujet qui a guidé notre mémoire.

Nous tenons à remercier vivement toutes les personnes qui ont contribué au succès de notre travail d'ingénieur et qui nous ont aidé lors de la rédaction de ce rapport qui nous a demandé courage, endurance et surtout réflexion.

Tout d'abord, nous remercions notre encadreur Mr. CHANANE Larouci qui nous a beaucoup soutenu et qui a veillé à nous guider tout au long de la réalisation de notre projet de fin d'études.

Son écoute, ses pertinents conseils, ses orientations judicieuses et son suivi durant tout le projet nous ont permis de corriger nos erreurs, d'être méthodiques et d'acquérir des notions que nous ignorions pour bien réaliser notre recherche dans les délais.

Nous adressons aussi nos sincères remerciements à nos co-encadreurs Mr.ZIOUCHE Samir et Mr.ZEBOUDJI Fayçal, ingénieurs qui par leur riche expérience professionnelle, leur coopération, leur effort et assistance pour qu'on puisse travailler et assimiler le maximum d'informations, nous ont permis de réaliser ce travail dans les meilleures conditions.

Nous remercions chaleureusement le personnel de la division EP/RhourdeNous-Illizi :Mr.SALHI Djamel, Mr. HAMILOUD Hicham, Mr.DIFALLAH Mohamed Laarbi, Mr.ZAKHARIFMoussaab, Mr.Nabil, pour la sympathie dont ils ont fait preuve, à accepter de nous accorder de leur temps et de nous fournir des données précieuses qui ont contribué à l'enrichissement de ce mémoire.

Nous souhaitons témoigner notre profonde reconnaissance et gratitude à nos enseignants pour leur générosité, pour tous leurs efforts fournis durant nos années d'études au sein de l'école et pour leur grande patience dont ils ont fait preuve malgré leurs charges académiques et professionnelles.

Nos sincères remerciements aux membres du jury qui ont accepté d'assister à notre soutenance et d'évaluer notre travail. Enfin, nous tenons à remercier toute personne ayant participé de près ou de loin à la réalisation de notre master.

Dédicaces

A toi ma chère maman, qui as œuvré pour ma réussite par ton amour, ton éducation, ta veille, tes sentiments, et tes sacrifices durant toute mon existence. Tu es et tu resteras toujours un modèle dans cette vie, un vrai exemple de femme de principes et de valeurs.

A toi mon cher papa, quoi que je fasse ou je dise, je ne pourrai jamais te remercier pour tout ce que tu as fait pour moi. Je te remercie infiniment pour ton éducation, pour tes conseils habituels, pour ton aide morale et financière, pour tes encouragements, pour les vœux que tu souhaites être exhaussés quotidiennement.

A mes très chères sœurs Syrine et Nahla, à mon cher frère Abderrahmane, pour tous les moments inoubliables que nous avons passés ensemble, pour votre soutien, pour votre présence, pour votre réconfort et vos encouragements. Puissent nos liens fraternels se pérenniser et se consolider pour toujours. J'espère et je souhaite être digne d'exemple pour vous.

A ma chère binôme et sœur Hania et à toute sa famille. Je n'oublierai jamais nos moments de joie et de pleurs depuis notre première rencontre à l'ENP. Je te remercie sans cesse pour ta présence, ton aide et ta persévérance.

A toute ma famille, pour leur soutien et leurs prières tout au long de mon parcours universitaire.

A mes chères amies : Maroua, Lina, Sarah et Rym.

A tous mes cher(e)s ami(e)s de l'ENP, merci pour toutes les années pleines de souvenirs que nous avons passés ensemble. A tous les enseignants, les employés et tout le personnel de l'ENP.

A tous ceux que j'aime et à ceux qui m'aiment.

Je dédie cet humble travail

...Abir

Avec l'expression de ma reconnaissance, je dédie ce modeste travail accompagné d'un profond amour à la femme qui m'a arrosée de tendresse et d'espoirs, à celle qui a souffert sans me laisser souffrir, qui n'a jamais dit non à mes exigences, qui ne m'a épargné aucun effort pour me rendre heureuse et qui m'a bénie par ces prières : mon adorable mère Mouraia Nadia.

A mon support dans la vie qui m'a appris, m'a supporté et m'a dirigé vers la gloire Nessreddine mon père.

A ma très chère grand-mère, mes tantes, mes oncles, mes sœurs et toute la grande famille qui n'ont pas cessé de me conseiller, encourager et me soutenir tout au long de mes études que Dieu les protège et leur offre une longue et joyeuse vie.

A mes petits cousins et cousines qui savent toujours comment procurer la joie et le bonheur dans la famille.

A mes meilleures amies Rahima et Rachda et à toutes les chères personnes que j'ai connues dans ma vie et qui ont contribué de près ou de loin à faire de moi la personne que je suis aujourd'hui

A tous mes ami(e)s de l'ENP, avec qui j'ai passé des moments inoubliables et qui resteront toujours dans mon cœur.

Sans oublier ma binôme Issaad Fatima Abir pour son soutien moral, sa patience et sa compréhension tout au long de ce projet. Ce qu'on a enduré ensemble depuis notre premier jour à l'ENP n'a fait que grandir notre amitié. Je te souhaite tout le bonheur et la réussite.

A la mémoire de mon grand-père

J'aurais souhaité votre présence en ce moment pour partager ma joie. Vous m'avez toujours fait preuve d'amour et d'affection, vous êtes toujours présent dans mon esprit et dans mon cœur. Aussi dans ce moment de joie, vous avez toutes mes pensées. J'aimerais bien penser que là où tu es, tu serais fier de ce que j'ai pu accomplir aujourd'hui.

Que votre âme repose en paix.

...Hania

ملخص

ترتكز دراستنا على الخزان الطيني الرملي الترياسي العلوي ، كتلة رورد العذراء ، حقل روردالنصالواقع في الشمال الغربي من حوض إليزي.

في المقام الأول ، مشكلة ارتفاع مستوى المياه في ستة آبار منتجة من خلال خزان كوارتزيت الحمراء استلزمت فحص إنتاجية خزان آخر أقل عمقا " الخزان الطيني الرملي الترياسي العلوي " ، بهدف تحويل هذه الآبار ، و ذلك من خلال تفسير معطياتها البتروفيزيائية (حجم الطين ، المسامية الفعالة ، تشبع الماء والنفاذية). توصلنا فيالنهايةإلى أن ثلاثة آبار مؤهلة للتحويل.

اتضح أنه من الضروري إكمال دراستنا على نفس خزان ، بهدفتحديد المواقع الأكثر ملاءمة لإنشاء آبار منتجة جديدة ، بالاعتمادعلى النمذجة الجيوإحصائية لكل خاصية بتروفيزيائية. تؤكد النماذج أن الجزء الجنوبي الغربي والوسط من كتلة روردالعذراءيمتاز بأفضل الخصائص البتروفيزيائية.

الكلمات الدالة : الخزان الطيني الرملي الترياسي العلوي- كتلة رورد العذراء-المعطيات البتروفيزيائية- النمذجة الجيوإحصائية

Abstract

Our study focuses on the TAGS reservoir relating to the RhourdeAdra block, of the large RhourdeNouss field, located at the limit of the Illizi basin to the NW and the Berkine basin to the SW.

First, the problem of declining gas production recorded in the RhourdeAdra field despite the significant gas potential due to upwelling at six wells RA101, RA103, RA104, RA105, RA106 and RA107 producing already gas from the Hamra Quartzites reservoir, raised serious concerns about the reservoir's profitability, prompting policymakers to examine the productivity of another shallower reservoir, in this case the "TAGS", with the aim of the conversion of six wells mentioned above, while proceeding with an exhaustive interpretation of their petrophysical parameters (volume of clay, effective porosity, water saturation and permeability), where only three wells (RA104, RA105 and RA107) were qualified and retained for their strong aptitude for conversion.

Due to the high importance of the problem, it turned out to be very imperative to complete our study on the TAGS reservoir by geostatistical modeling of each petrophysical parameter with a view to allowing us to locate the area's most favorable to the establishment of new productive wells. However, all the models built affirm that the South-West and central part of the RhourdeAdra field have better petrophysical properties favorable to better productivity.

Key words : TAGS, RhourdeAdra block, petrophysical parameters, geostatistical modeling.

Résumé

Notre étude se concentre sur le réservoir TAGS relatif au bloc de RhourdeAdra, du grand champ de RhourdeNouss, situés à la limite du bassin d'illiziau NW et le bassin de Berkine au SW.

En premier lieu, le problème de baisse de production du gaz enregistré dans le champ du RhourdeAdra malgré l'important potentiel gazier en raison des remontées des eaux au niveau de six puits RA101, RA103, RA104, RA105, RA106 et RA107 produisant déjà du gaz du réservoir des Quartzites de Hamra, a suscité de sérieuses préoccupations sur la rentabilité du réservoir, ce qui a inciter les décideurs à examiner la productivité d'un autre réservoir moins profond, en l'occurrence le « TAGS », dans le but de la conversion de six puits cités plus haut, tout en procédant par une interprétation exhaustive de leurs paramètres pétrophysiques (Volume d'argile, porosité effective, saturation en eau et perméabilité), où trois puits(RA104, RA105 et RA107)seulement ont été qualifiés et retenus pour leur forte aptitude à la conversion.

En raison de la haute importance de la problématique, Il s'est avéré très impératif de compléter notre étude sur le réservoir TAGS par la modélisation géostatistique de chaque paramètrepétrophysique dans l'optique de nous permettre de localiser les zones les plus favorables à l'implantation de nouveaux puits productifs.Cependant, tous les modèles construits affirment que la partie Sud-Ouest et centrale du champ de RhourdeAdra présentent de meilleures propriétés pétrophysiques favorables à une meilleure productivité.

Mots clés : réservoir Trias Argileux Gréseux Supérieur, bloc de RhourdeAdra, paramètres pétrophysiques, modélisation géostatistique.

Table des matières

Table des figures

Table des tableaux

Table des abréviations

Introduction générale-----13

Chapitre 01 : Cadré géographique et contexte géologique de la zone d'étude

1.1	Introduction	16
1.2	Cadre géographique	16
1.2.1	Localisation	16
1.2.2	Historique de la découverte des champs d'exploitation de Rhourde Nous	18
1.3	Conditions géologiques de la zone de Rhourde Nous	18
1.3.1	Plate forme saharienne	19
1.3.2	Province orientale	19
1.3.3	Tectonique de la région	21
1.3.4	Lithostratigraphie de la région	24
1.3.4.1	Le paléozoïque	24
1.3.4.2	Le mésozoïque	26
1.3.4.3	Le cénozoïque	26
1.4	Minéralisation	27
1.5	Bloc de Rhourde Adra	27

Chapitre 02 : Notions de base sur le concept de la diagraphe différée

2.1	Introduction	29
2.2	Types de diagraphe différée	29
2.2.1	Diagraphe électrique	30
2.2.1.1	Potentiel spontané	30
2.2.1.2	Résistivité	32
2.2.2	Diagraphe nucléaire	33
2.2.2.1	Diagraphe de Gamma-ray	33
2.2.2.2	Diagraphe Neutron	35
2.2.2.3	Diagraphe de densité	36
2.2.3	Diagraphe acoustique	38
2.2.3.1	Diagraphe sonique	38
2.2.4	Diagraphe auxiliaire	39
2.2.4.1	Caliper	39
2.3	Paramètres pétrophysiques	40
2.3.1	Pétrophysique	40
2.3.2	La composition de la roche	41
2.3.2.1	La matrice	41
2.3.2.2	Les argiles	41
2.3.3	Paramètres pétrophysiques	42
2.3.3.1	Porosité	42
2.3.3.2	Perméabilité	44
2.3.3.3	Résistivité	46

2.3.3.4	Saturation	48
2.3.3.5	Volume d'argile	50
2.4	Interprétation de diagraphie (Quick-look log interpretation)	50
2.5	Conclusion	51

Chapitre 03 : Notions de base sur la géostatistique

3.1	Introduction	53
3.2	Notions de base sur la géostatistique	53
3.3	Application de l'analyse variographique dans le domaine des hydrocarbures	54
3.3.1	Définition du variogramme	54
3.3.2	Variogramme théorique	55
3.3.3	Propriétés du variogramme	56
3.3.4	Schéma théorique et ajustement du variogramme	57
3.3.5	Isotropie et anisotropie	58
3.3.5.1	Anisotropie géométrique	58
3.3.5.2	Anisotropie zonale	59
3.3.6	Directions du variogramme	59
3.3.6.1	Direction majeure	60
3.3.6.2	Direction mineure	60
3.4	Application de la simulation géostatistique dans le domaine des hydrocarbures	60
3.4.1	Définition de la simulation géostatistique (Journel, et al., 1978)	60
3.4.2	Comparaison entre la simulation et l'estimation géostatistiques	61
3.4.2.1	L'estimation (Krigage)	61
3.4.2.2	La simulation géostatistique	61
3.4.3	La simulation séquentielle	62
3.4.3.1	Principe de la simulation conditionnelle	62
3.4.4	La simulation gaussienne séquentielle	63
3.5	Conclusion	65

Chapitre 04 : Interprétation des diagraphies de puits

4.1	Introduction	67
4.2	Acquisition des diagraphies	67
4.3	Méthode d'interprétation « quick look »	68
4.4	Interprétation des diagraphies de puits	69
4.4.1	Présentation des puits étudiés	69
4.4.1.1	Rhourde Adra 101	69
4.4.1.2	Rhourde Adra 103	69
4.4.1.3	Rhourde Adra 104	70
4.4.1.4	Rhourde Adra 105	70
4.4.1.5	Rhourde Adra 106	71
4.4.1.6	Rhourde Adra 107	71
4.4.2	Paramètres d'interprétation	71

4.4.3	Interprétation pétrophysique	73
4.4.3.1	Rhourde Adra 101	73
4.4.3.2	Rhourde Adra 103	76
4.4.3.3	Rhourde Adra 104	78
4.4.3.4	Rhourde Adra 105	80
4.4.3.5	Rhourde Adra 106	82
4.4.3.6	Rhourde Adra 107	84
4.5	Conclusion	86
Chapitre 05 : Modélisation 3D du réservoir TAGS		
5.1	Introduction	88
5.2	Présentation du logiciel et méthodologie	88
5.3	Analyse variographique	93
5.3.1	Volume d'argile	93
5.3.2	Porosité effective	94
5.3.3	Saturation en eau	95
5.3.4	Perméabilité	96
5.4	Interprétation du modèle	97
5.4.1	Volume d'argile	98
5.4.2	Porosité effective	100
5.4.3	Saturation en eau	102
5.4.4	Perméabilité	104
5.5	Conclusion	106
	Conclusion générale	108
	Bibliographie	110

Table des figures

Figure 1: Localisation du bassin d'Illizi par rapport aux grands bassins sédimentaires d'Algérie (Wec, 2007)	16
Figure 2: Situation géographique de Rhourde Nous par rapport aux grands domaines géologiques Algériens (Wec, 2007)	17
Figure 3 : Situation du gisement gazier de Rhourde Nous (Sonatrach, 1991)	17
Figure 4: Distribution spatiale de la structure de la région de Rhourde-Nouss (Wec, 2007)	18
Figure 5: Carte représentant les limites des domaines structuraux du bassin d'Illizi (Wec, 2007)	19
Figure 6: Coupe géologique Nord-Sud de la province orientale (Wec, 2007)	20
Figure 7: Coupe lithostratigraphique du bassin d'Illizi (Wec, 2007)	20
Figure 8: Récapitulatif des phases tectoniques affectant la province orientale et la province Triasique (Beicip, et al., 1987)	21
Figure 9: Carte structurale montrant la structure complexe du champ de Rhourde-Adra (DeGloyer, et al., 1997)	22
Figure 10: Structures de Rhourde-Nouss Centre, Sud-Est, Sud-Ouest et celle de Rhourde-Adra (DeGloyer, et al., 1997)	23
Figure 11: Coupe lithostratigraphique type de Rhourde-Nouss (Wec, 2007)	24
Figure 12: Classification des outils de diagraphie (Par nous-mêmes)	30
Figure 13: Schéma représentant le principe de la polarisation spontanée (Meunier, 2015)	31
Figure 14: Schéma représentant le fonctionnement du latéolog et inductolog (Meunier, 2015)	33
Figure 15: Schéma représentant l'énergie émise par les principaux éléments radioactifs (Darling, 2005)	34
Figure 16: Schéma du comportement de l'outil GR en face d'un réservoir (Meunier, 2015)	34
Figure 17: Principe de la mesure Neutron (Meunier, 2015)	35
Figure 18: Schéma représentant le principe de la sonde Neutron (Meunier, 2015)	36
Figure 19: Principe de la diagraphie de densité (Meunier, 2015)	37
Figure 20: Principe du fonctionnement de la sonde sonique (Dominique)	38
Figure 21: Exemple d'un schéma d'outil Caliper à 4 bras de Schlumberger	40
Figure 22: Les argiles présentant les trois types de répartition (Oberto, 1985)	41
Figure 23: Les différentes formes de porosité (Oberto, 1985)	42
Figure 24: Schéma représentant le principe de perméabilité (Oberto, 1985)	44
Figure 25: L'invasion des formations réservoirs par le fluide de forage (Meunier, 2015)	48
Figure 26: Représentation graphique d'un variogramme expérimental (Petrel, 2017)	54
Figure 27: Représentation schématisée des points de mesure de la variable (Kechiched, 2017)	55
Figure 28: Estimation du variogramme (Kechiched, 2017)	56
Figure 29: Représentation graphique des paramètres du variogramme (Petrel, 2017)	57
Figure 30: Représentation des différents modèles de variogramme les plus répandus (Petrel, 2017)	58
Figure 32: Rose des portées d'une anisotropie géométrique (Kechiched, 2017)	59
Figure 31: Schéma d'une anisotropie géométrique (Kechiched, 2017)	58
Figure 33: schéma de variogrammes représentant une anisotropie zonale (Kechiched, 2017)	59
Figure 34: Schéma résumant la méthode de simulation gaussienne séquentielle	64
Figure 35: Schéma du fonctionnement d'un matériel de diagraphie	68
Figure 36: Logging et interprétation du puits RA-101 (Techlog, 2015)	75
Figure 37: Logging et interprétation du puits RA-103 (Techlog, 2015)	77
Figure 38: Logging et interprétation du puits RA-104 (Techlog, 2015)	79
Figure 39: Logging et interprétation du puits RA-105 (Techlog, 2015)	81

Figure 40: Logging et interprétation du puits RA-106 (Techlog, 2015).....	83
Figure 41: Logging et interprétation du puits RA-107 (Techlog, 2015).....	85
Figure 42: Représentation des 16 puits de Rhourde Adra, utilisés pour la simulation	89
Figure 43: Surface du Top du TAGS	90
Figure 44: Surface du Bottom du TAGS.....	90
Figure 45: Maillage du top, milieu et bottom du TAGS	91
Figure 46: Horizons stratigraphiques.....	91
Figure 47: Exemple d'un up-scaling des puits	92
Figure 48: Exemple d'une modélisation pétrophysique	92
Figure 49: Rose des portées pour le volume d'argile.....	93
Figure 50: Variogramme théorique directionnel du volume d'argile	94
Figure 51: Rose des portées pour la porosité effective	94
Figure 52: Variogramme théorique directionnel de la porosité effective	95
Figure 53: Rose des portées pour la saturation en eau	95
Figure 54: Variogramme théorique directionnel de la saturation en eau	96
Figure 55: Rose des portées pour la perméabilité.....	96
Figure 56: Variogramme théorique directionnel de la perméabilité.....	97
Figure 57: Histogramme du volume d'argile	98
Figure 58: Modèles illustrant la distribution spatiale du volume d'argile	99
Figure 59: Histogramme de la porosité effective	100
Figure 60: Modèles illustrant la distribution spatiale de la porosité effective.....	101
Figure 61: Histogramme de la saturation en eau	102
Figure 62: Modèles illustrant la distribution spatiale de la saturation en eau.....	103
Figure 63: Histogramme de la perméabilité.....	104
Figure 64: Modèles illustrant la distribution spatiale de la perméabilité	105

Table des tableaux

Tableau 1: Comparaison entre la simulation et l'estimation (Kechiched, 2017) -----	62
Tableau 2: Coordonnées du puits RA-101 (Fiche technique établi par Schlumberger) -----	69
Tableau 3: Coordonnées du puits RA-103 (Fiche technique établi par Schlumberger) -----	70
Tableau 4: Coordonnées du puits RA-104 (Fiche technique établi par Schlumberger) -----	70
Tableau 5: Coordonnées du puits RA-105 (Fiche technique établi par Schlumberger) -----	70
Tableau 6: Coordonnées du puits RA-106 (Fiche technique établi par Schlumberger) -----	71
Tableau 7: Coordonnées du puits RA-107 (Fiche technique établi par Schlumberger) -----	71
Tableau 8: Moyenne des paramètres petrophysiques des bancs productifs de RA-101 -----	73
Tableau 9: Moyenne des paramètres petrophysiques des bancs productifs de RA-103 -----	76
Tableau 10: Moyenne des paramètres petrophysiques des bancs productifs de RA-104 -----	78
Tableau 11: Moyenne des paramètres petrophysiques des bancs productifs de RA-105 -----	80
Tableau 12 : Moyenne des paramètres petrophysiques des bancs productifs de RA-106 -----	82
Tableau 13: Moyenne des paramètres petrophysiques des bancs productifs de RA-107 -----	84
Tableau 14: Données sur les puits du TAGS -----	89
Tableau 15: Résultats de la variographie directionnelle du volume d'argile du TAGS -----	93
Tableau 16: Résultats de la variographie directionnelle de la porosité effective du TAGS -----	94
Tableau 17: Résultats de la variographie directionnelle de la saturation en eau du TAGS -----	95
Tableau 18: Résultats de la variographie directionnelle de la perméabilité du TAGS -----	96

Table des abréviations

TAGS	Tria Argileux gréseux
T.int.	Trias intermédiaire
RN	Rhourde Nous
RA	RhourdeAdra
mV	milliVolts
PS	Potentiel Spontané
Rw	Résistibilité de l'eau
Rt	Résistivité de la zone vierge
Rxo	Résistivité de la zone lavée
Rmf	Résistivité du filtrat de boue de forage
AIT	Array Imager Tool
GR	Gamma Ray
NGS	Natural Gamma ray Spectrometry
HNGS	High Natural Gamma ray Spectrometry
CNL	Compensated Neutron Log
Nphie	Neutron Porosity(\emptyset)
FDC	Focused Density Compensated
RHOB	Bulk Density(ρ)
BHC	Borehole Compensated
FA	Fonction Aléatoire
VR	Variable Régionalisée
LAS	Log Analyst Standard

Introduction générale

Le gaz naturel représente l'une des plus importantes sources d'énergie dérivant des hydrocarbures. Toutefois, au cours des 30 dernières années, de nombreuses accumulations d'hydrocarbures ont été découvertes, reconnues et prouvées en Algérie aussi bien par SONATRACH que par les autres sociétés opératrices étrangères, qui ont effectué et enregistré 8500 Km environ de sismique réflexion postérieure à 1970, et un total de 197 forages réalisés jusqu'à nos jours. Cependant, tous ces puits de forage ont fait l'objet de 79 explorations et 118 projets de développement dans le but d'augmenter la production.

L'utilisation du gaz naturel satisfait un large éventail de besoins ; allant des besoins domestiques et ménagers à ceux des grandes industries. Hélas, comparé à d'autres sources d'énergies d'hydrocarbures telles que le pétrole, le prix au mètre cube du gaz naturel est relativement bas. Pour toutes les compagnies de production, la quantité de production du gaz naturel doit être assez élevée pour rentabiliser les coûts de production. Il serait donc impératif de jouer sur les économies d'échelle par l'implication des techniques avancées appropriées afin d'atteindre un haut débit de production à des coûts raisonnablement acceptables.

Naturellement, la plupart des réservoirs de gaz naturel sont de faible perméabilité, comme c'est le cas des réservoirs gaziers du bloc de **RhourdeAdra (Champ de RhourdeNous)**, constituant l'objet d'études de notre travail de recherche, où le débit de production est relativement bas, qui à l'instar du problème majeur de remontée des eaux souterraines affectant le réservoir de Quartzite de Hamra, ce qui implique dans une certaine condition, l'éventualité du risque d'échec de tout le projet de production dans ce réservoir.

A cet effet, un impact a été constaté sur le faible niveau d'augmentation de la production. Pour parer à cette éventualité de se produire et assurer une période d'exploitation fructueuse, le recours à une étude analytique, examinant la productivité d'un autre réservoir moins profond dont l'objectif de permettre la reconversion des puits producteurs des Quartzites de Hamra vers les puits du réservoir du TAGS dans le champ de RhourdeAdra, s'avère indispensable dans l'objectif d'atteindre un meilleur débit de production afin de rentabiliser les coûts et générer des profits. A ce propos, il s'avère très impératif de déterminer à travers les paramètres pétrophysiques (Porosité, saturation en eau, perméabilité et volume d'argile) caractérisant le réservoir « Trias Argileux Gréseux Supérieur » les raisons et les facteurs qui sont à l'origine de cette situation pouvant entraver l'augmentation du niveau de production, tout en s'appuyant sur les outils de travail suivants :

- L'utilisation de plusieurs logiciels adaptés pour le traitement des logs de forages en relation avec les données pétrophysiques du réservoir gazier,
- La construction d'un modèle tridimensionnel par la méthode simulation géostatistique du réservoir gazier du TAGS servant comme un support pour confirmer davantage les zones de projection favorables aux perforations de nouveaux puits assurant une meilleure rentabilité autour des puits pris comme référence représentant les meilleurs paramètres pétrophysiques.

L'objet d'étude de notre travail de recherche consiste en premier lieu à analyser les caractéristiques pétrophysiques du réservoir Trias Argileux Gréseux Supérieur (TAGS) constituant l'un des réservoirs les plus importants dans la région, pouvant présenter des zones plus favorables à l'implantation de nouveaux puits productifs et moins affectés par le risque de remontée du niveau d'eau.

Toutefois, avec le traitement analytique des diagraphies différées à l'aide du **logiciel Techlog**, cette étude vise essentiellement les objectifs de :

- Calculer et interpréter les paramètres pétrophysiques ;
- Caractériser et déterminer la nature des fluides imprégnant les puits étudiés;
- Déterminer l'épaisseur des bancs utiles.

Les résultats obtenus à partir des mesures diagraphiques, qui sont déterminantes dans l'évaluation de la qualité économique du réservoir, nous permettent de bien connaître les paramètres pétrophysiques (Porosité, saturation en eau, perméabilité et volume d'argile) qui conditionnent le réservoir et aussi de comparer les puits entre eux.

Cependant, ces mesures diagraphiques fournissent des informations très précises et ponctuelles limitées à l'emplacement des puits. En effet, pour compléter notre travail de recherche relatif à ce réservoir, il est fondamental de réaliser une modélisation 3D de ce réservoir restituant une meilleure représentation spatiale de la distribution des différents paramètres pétrophysiques, en faisant appel à la méthode de simulation géostatistique « Simulation Séquentielle Gaussienne » à l'aide du logiciel Pétrel.

La configuration géométrique du modèle du réservoir pétrolier joue un rôle de plus en plus prépondérant dans l'industrie pétrolière, car il est utilisé tout au long de la durée de vie d'exploitation du gisement en vue de planifier les éventuelles études complémentaires à effectuer, mais aussi, surtout pour optimiser l'implantation de nouveaux puits de production.

La méthodologie de notre travail de recherche fera l'objet d'une synthèse bibliographique technique, définissant les concepts d'études utilisés, basée sur les anciens travaux de recherches très pointus s'appuyant sur les différentes simulations illustrant la thématique de recherche. Pour cela, notre plan d'étude adopté sera consacré aux traitements des chapitres suivants :

- Le premier chapitre, Cadre géographique et contexte géologique de la zone d'étude ;
- Le deuxième chapitre, Notions de base sur le concept de la diagraphie différée ;
- Le troisième chapitre, Interprétation des données diagraphiques ;
- Le quatrième chapitre, Notions de la géostatistique ;
- Le cinquième chapitre, Réalisation du modèle 3D du réservoir cible ;
- Une conclusion générale.

Chapitre 01

**Cadre géographique
et contexte
géologique de la zone
d'étude**

1.1 Introduction

Notre Projet de fin d'études s'articule autour de la zone d'étude de RhourdeNous-Illizi, située à la limite entre les deux grands bassins de la province orientale, le bassin de Berkine au Nord et celui d'Illizi au Sud, et où le projet d'exploitation du gaz est détenu par Sonatrach.

Cette région est caractérisée par la présence de treize accumulations d'hydrocarbures, comportant une dizaine de réservoirs. Cependant, ces réservoirs se subdivisent en trois principaux groupes : le Trias, argilo-gréseux supérieur (TAGS) – le Trias intermédiaire (T.int.)- le Trias argilo-gréseux inférieur (TAGI), le Silurien (l'infra-TAGS) et l'Ordovicien. Le gaz à condensat est le fluide le plus important, faisant de cette zone d'étude la deuxième région gazière d'Algérie. L'huile est représentée principalement sous forme d'anneaux, avec des épaisseurs variant de quelques mètres à quelques dizaines de mètres.

1.2 Cadre géographique

1.2.1 Localisation

RhourdeNous, est un champ beaucoup plus gazière que pétrolifère, situé dans le bassin d'illizi qui fait partie de la province orientale, localisé à l'Est de la plateforme saharienne Algérienne (Figure 1). Il est délimité par :

- Les latitudes : 26° 30' - 29° 45' N.
- Les longitudes : 05° 00' - 09° 50' E.

Sur la carte des quartiers pétroliers, le bassin d'illizi se prolonge vers le Nord sous le bassin de Berkine, s'étalant sur une longueur de 50 Km tout au long de la frontière Libyenne couvrant ainsi une superficie de 108.424 Km².

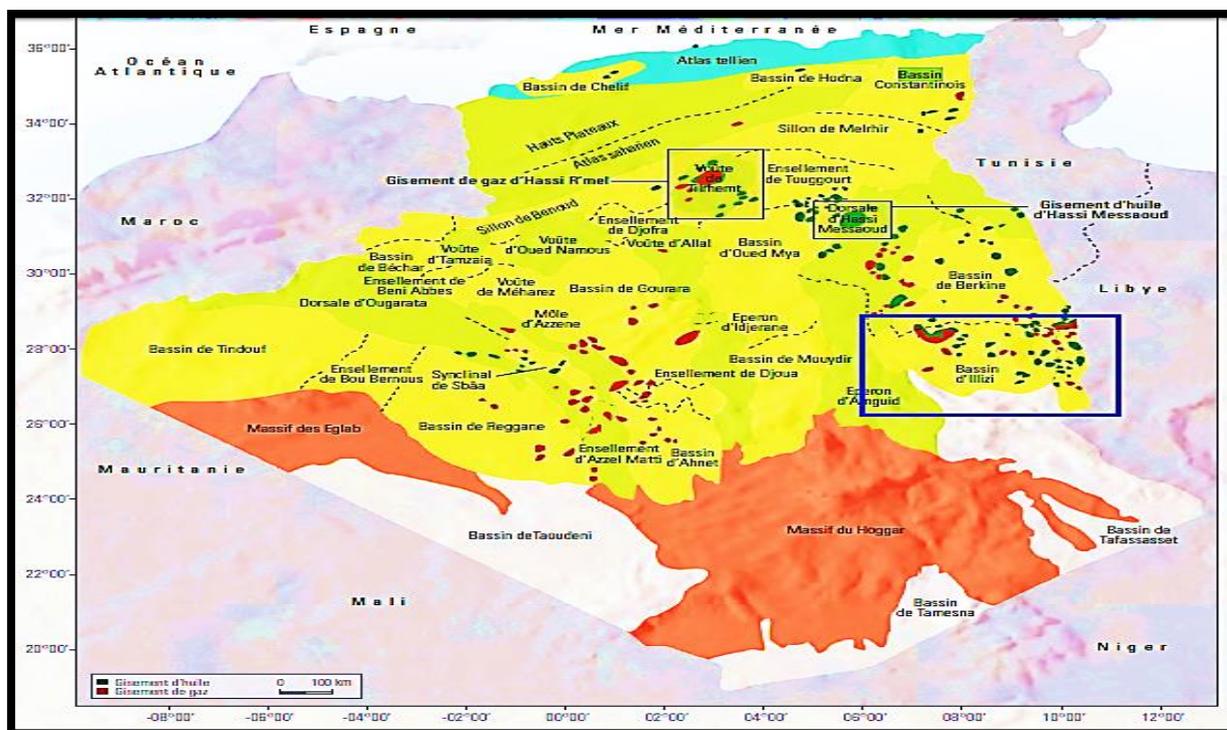


Figure 1: Localisation du bassin d'illizi par rapport aux grands bassins sédimentaires d'Algérie (Wec, 2007)

Selon la carte des domaines géologiques algériens, donnée en (Figure 2 et Figure 3), Rhourde-Nouss est localisée entre :

- Les latitudes : 29°16' et 30° Nord.
- Les longitudes : 06°24' et 07° Est.

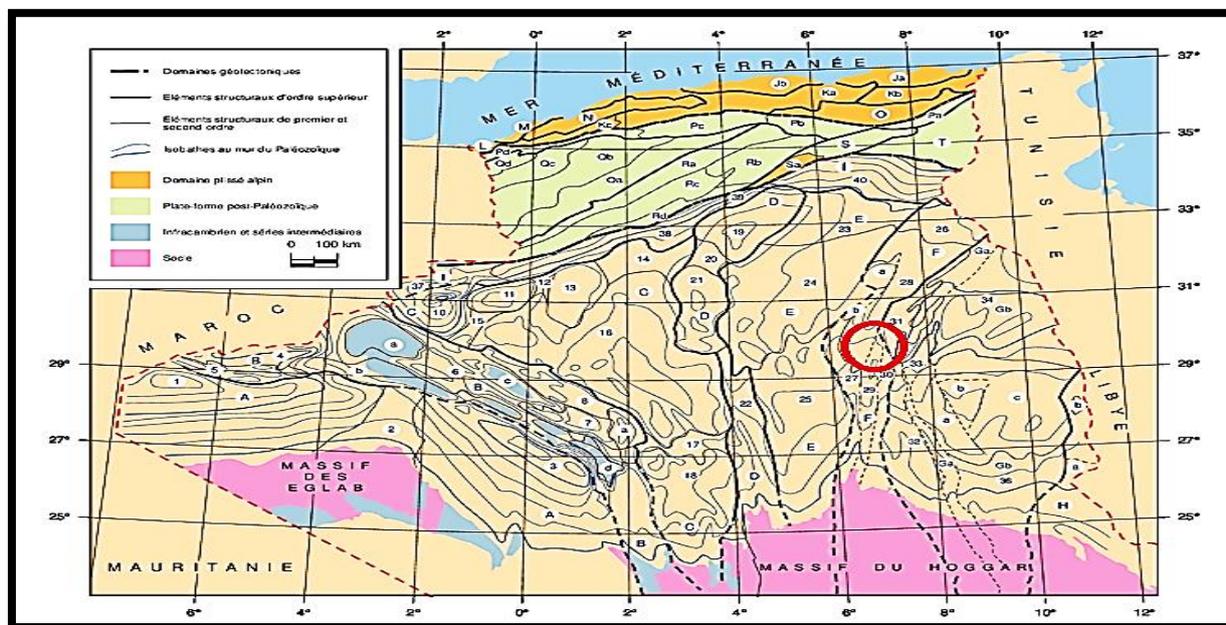


Figure 2: Situation géographique de RhourdeNouss par rapport aux grands domaines géologiques Algériens (Wec, 2007)

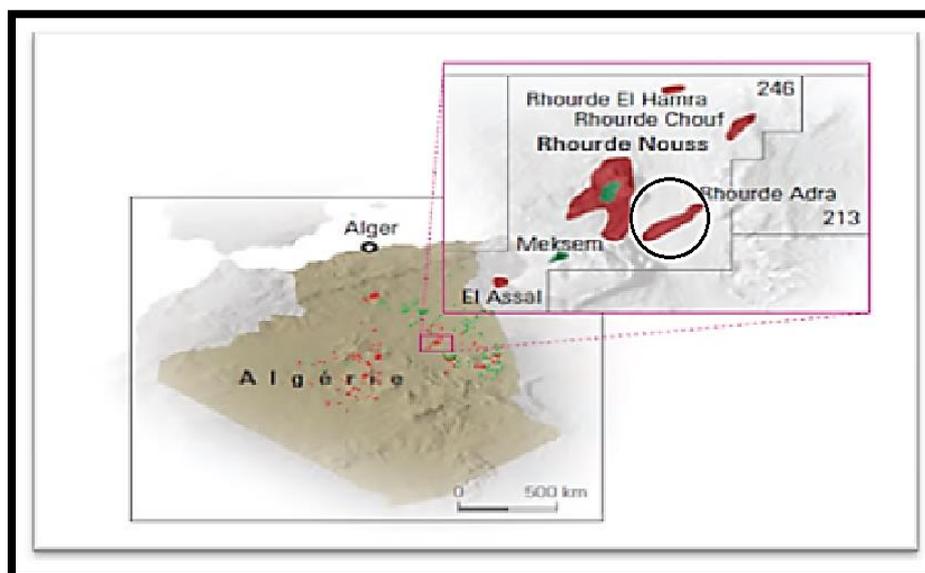


Figure 3: Situation du gisement gazier de RhourdeNouss(Sonatrach, 1991)

1.2.2 Historique de la découverte des champs d'exploitation de RhourdeNous

Les travaux de recherche sur les hydrocarbures dans cette région ont débuté en 1956 par la compagnie EL PASO France Afrique, où les travaux de forage ont fait l'objet d'un seul test qui a été effectué dans l'étage géologique du Barrémo-Néocomiens dans la structure de Hamra, et qui a servi à l'implantation du premier puits HR1.

La poursuite des travaux de forage dans cette même structure a permis, en 1958, de forer les puits HR2. Ce dernier a donné du gaz dans les réservoirs du Trias Gréseux et l'Ordovicien. Dès lors, les travaux ont été poursuivis vers l'Ouest avec la mise en évidence, en 1959, de la structure de Ramade Nord qui a malheureusement fourni des résultats négatifs.

Par la suite, il a été jugé très judicieux d'orienter les recherches vers le Nord-Est, où la structure de Rhourde- Nous a été mise amplement en évidence. En 1962, le sondage RN1 dont la profondeur est de 2100m, s'est soldé par la présence du gaz dans le Trias et le Gothlandien. A partir de cette découverte, plusieurs autres puits ont été forés dans toute la région comme il est illustré dans (Figure 4).

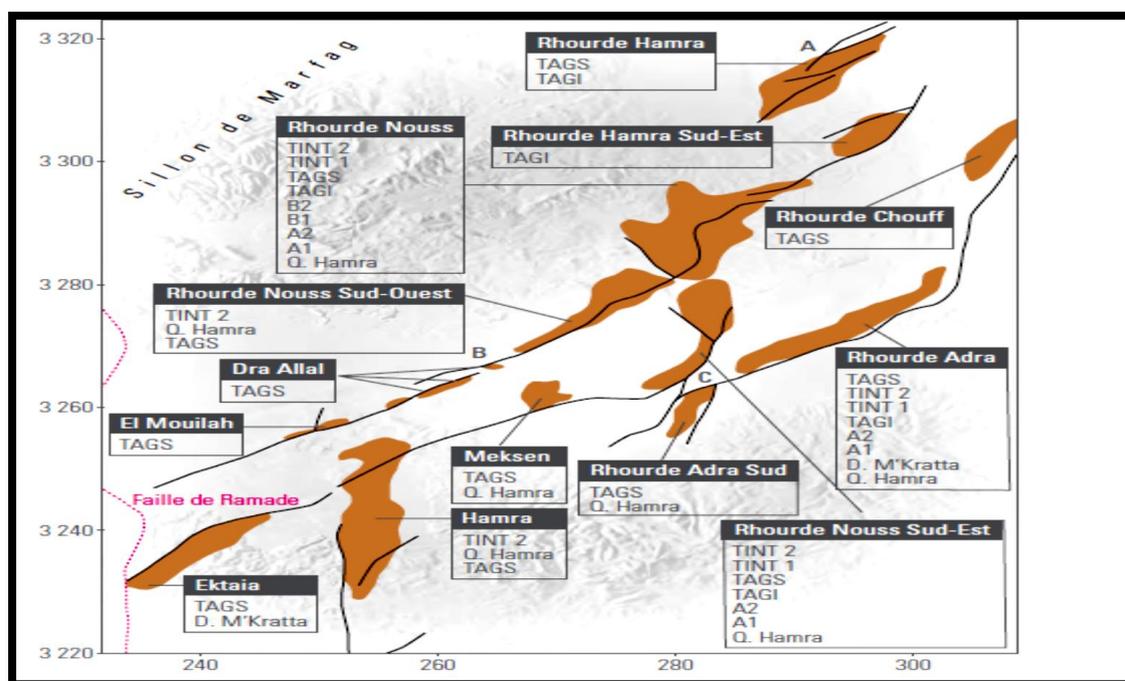


Figure 4: Distribution spatiale de la structure de la région de Rhourde-Nouss(Wec, 2007)

1.3 Conditions géologiques de la zone de RhourdeNouss

Il est fondamental d'introduire la géologie de notre zone d'étude, champ de Rhourde-Nouss, qui s'inscrit dans le cadre de la géologie régionale de la province orientale, située à l'Est de la plateforme saharienne, tout en établissant plus de détails sur le contexte géologique du bassin d'Illizi en relation avec celui du champ de Rhourde-Nouss.

La région de Rhourde-Nouss se situe en bordure Sud du bassin triasique et culmine sur le horst de l'ensemble Rhourde-Nouss ;Essaoui Mellane, constituant une extension du môle d'Amguid El-Biod vers l'Est(Figure 5), et dont la limite entre ces ensembles est identifiée par la faille de

Ramade, qui a un rejet de 2000m. Rhourde-Nouss se situe au Nord-Ouest du bassin d'Illizi, au Sud-Ouest du bassin de Berkine et au Sud-Est du sillon de Marfag.

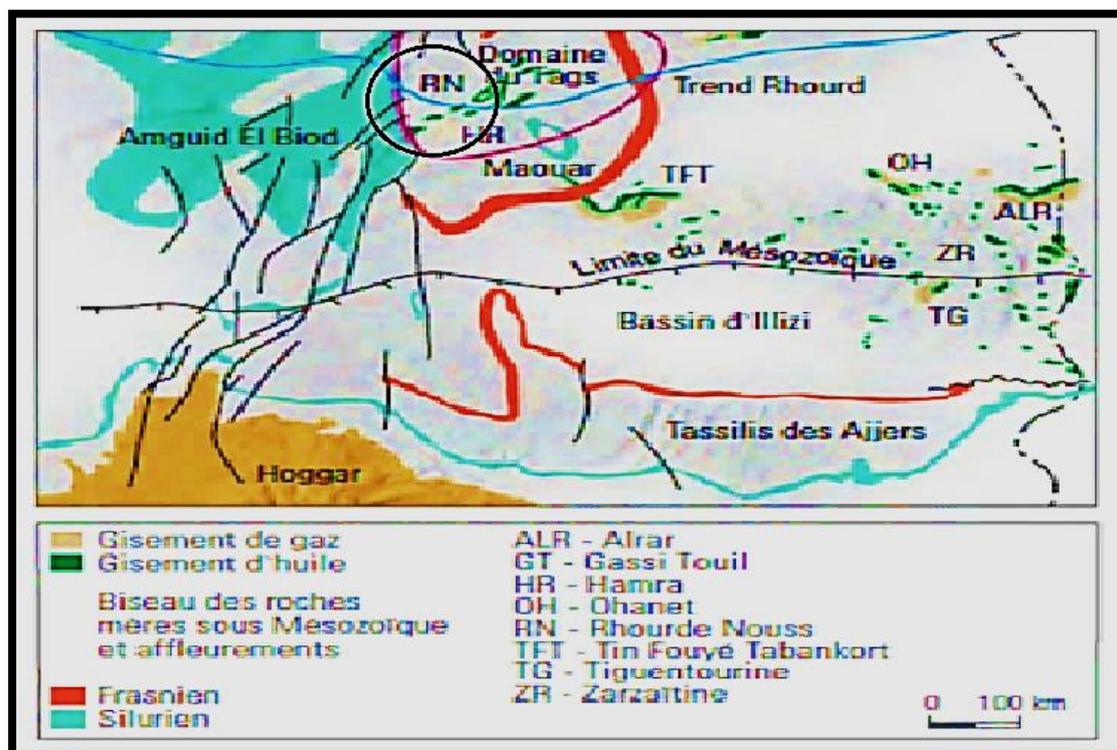


Figure 5: Carte représentant les limites des domaines structuraux du bassin d'illizi (Wec, 2007)

1.3.1 Plate forme saharienne

La plateforme saharienne couvre une très grande partie du territoire Algérien, située au Sud de la cassure atlasique. Sa lithostratigraphie est caractérisée en dominance par une puissante couverture sédimentaire du paléozoïque, qui repose en discordance sur le socle précambrien, elle est structurée en plusieurs bassins sédimentaires, séparés par des zones hautes (dorsale, éperon, môle et voûte), où trois provinces sont distinguées : province occidentale, triasique et orientale dans laquelle est circonscrit le champ d'étude de Rhourde-Nouss, situé majoritairement dans le NW du bassin sédimentaire d'illizi.

1.3.2 Province orientale

La province orientale, située à l'Est de la plateforme saharienne, se compose principalement de deux grands bassins d'illizi et de Berkine, séparés par le môle d'Ahara (Figure 6). Elle abrite une très importante réserve d'hydrocarbures, à dominance gazière dans le bassin d'illizi et pétrolière dans celui de Berkine.

Le bassin d'illizi, est limité à l'Ouest par le môle d'Amguid-El Biod et à l'Est par le môle de Tihembokaux frontières libyennes.

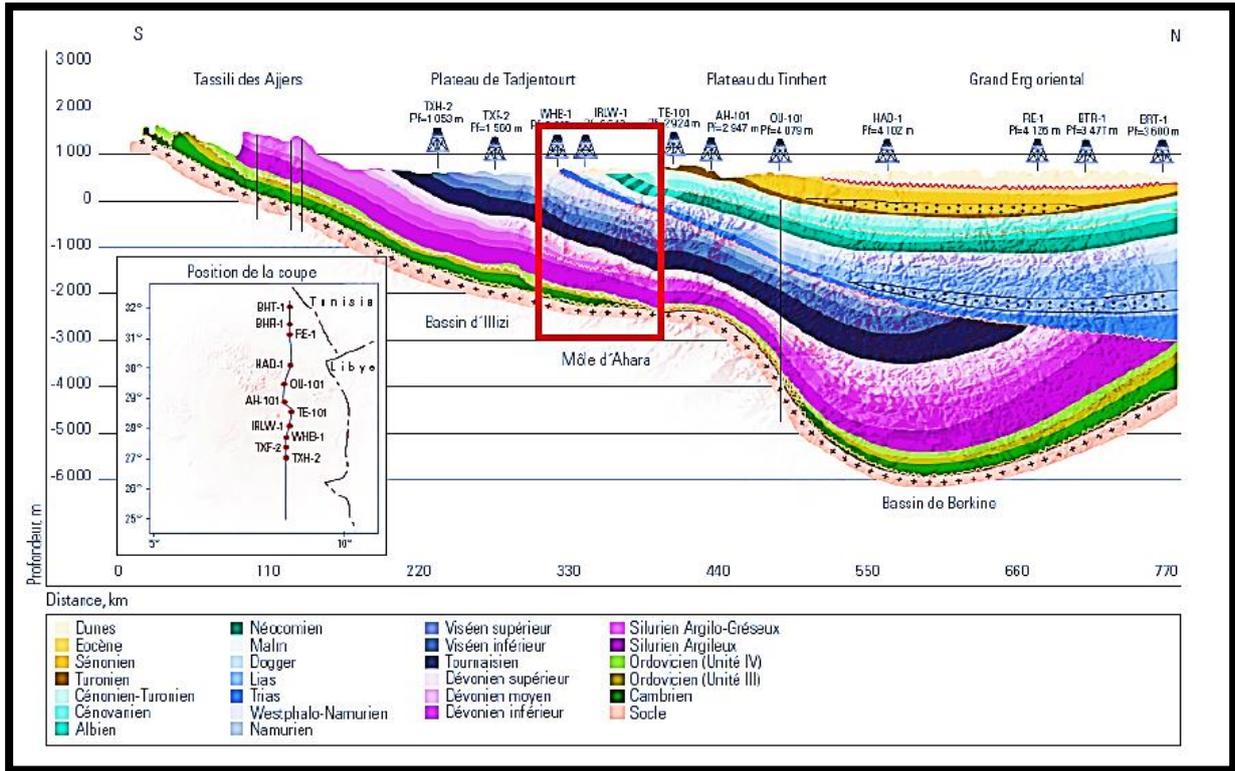


Figure 6: Coupe géologique Nord-Sud de la province orientale (Wec, 2007)

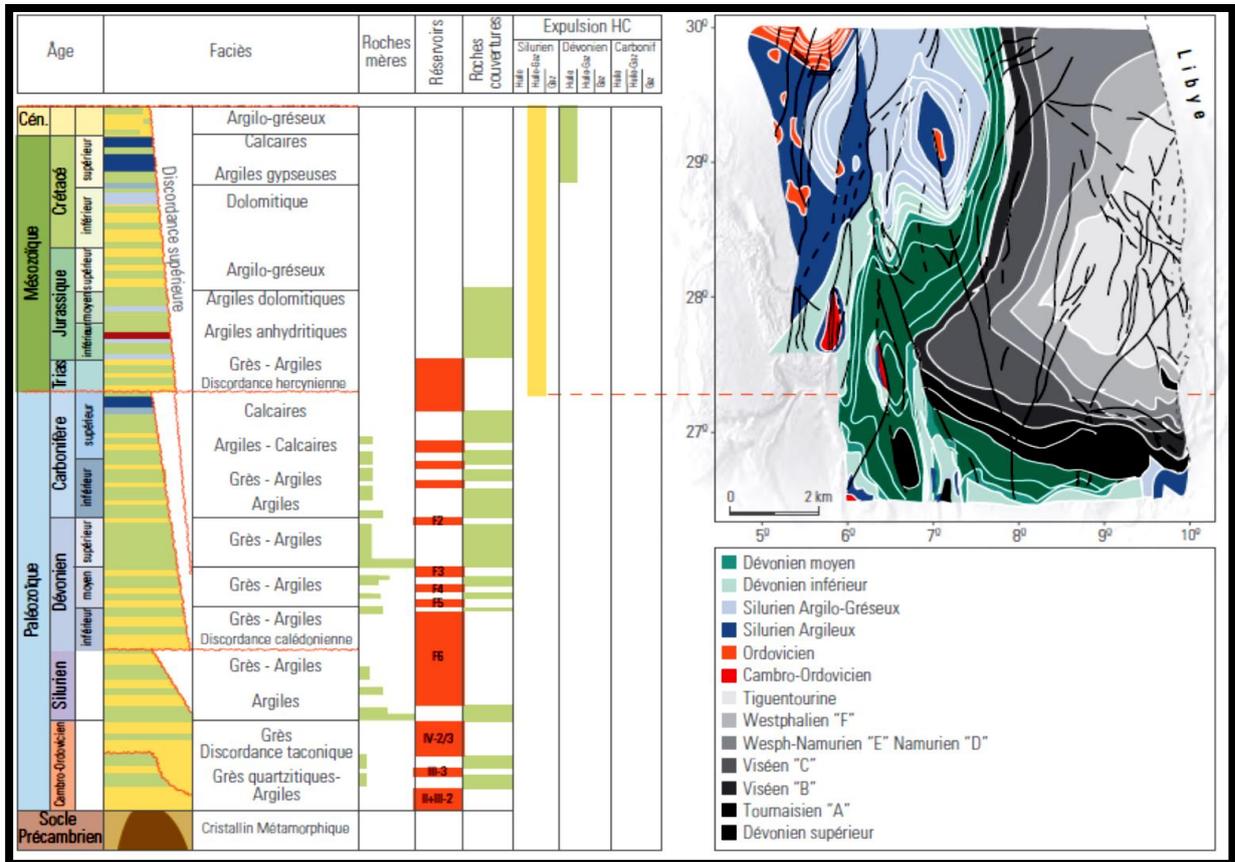


Figure 7: Coupe lithostratigraphique du bassin d'Illizi(Wec, 2007)

La coupe lithostratigraphique (Figure 7), montrant toute la profondeur du bassin d'Ilizi, qui évolue depuis le Précambrien jusqu'au début du cénozoïque, structuré selon les sondages géophysiques, sur une épaisseur de plus de 3000m. Cependant, les réservoirs d'hydrocarbures, sont largement confinés dans les étages géologiques du paléozoïque et relativement dans ceux du Trias et Jurassique.

1.3.3 Tectonique de la région

L'histoire structurale de la région de Rhourde-Nouss, a une relation directe avec celle du môle d'Amguid El-Biod, qui a subi de grandes transformations structurales à travers les différents âges géologiques, et a façonné à son tour une bonne partie de la plateforme saharienne. Il a été caractérisé par une grande mobilité et a été fortement rejoué lors des différentes phases tectoniques, notamment au cours de la phase autrichienne du Crétacé (Figure 8).

ERE	EPOQUE	PHASES	DIRECTION DES PHASES	EFFETS SUR LES JEUX DE FAILLES
CENOZOIQUE	NEOGENE MIOCENE	ALPINE TARDIVE TERTIAIRE TARDIVE N.O 60	 N60°	Jeu en compression
	PALEOGENE EOCENE	ALPINE MOYENNE EOCENE N. 160	 N160°	Jeu en compression sur les accidents N-S et création de nouvelles structures
MESOZOIQUE	CRETACE	PHASE AUTRICHIENNE (ALPINE PRECOCE)	 N90°	Jeu en inverse sur les accidents N-S
	JURASSIQUE			
	TRIAS			
PALEOZOIQUE	PERMIEN	PHASE HERCYNIENNE TARDIVE	 N120°	Jeu inverse sur les failles NE-SO
	CARBONIFERE VISIEN	PHASE HERCYNIENNE PRECOCE	 N040°	Jeu inverse sur les failles NO-SE
		PHASE FRASNIENNE	 NO-SE	Jeu en failles normales sur les failles NE-SO (variation de faciès et d'épaisseur) (volcanisme)
	DEVONIEN Supérieur Moyen Inférieur	PHASE CALEDONIENNE	 E-O ? ?	Jeu en inverse sur les failles N-S (érosion sur les môles subméridiens)
	SILURIEN			
	ORDOVICIEN	PHASE PANAFRICAINE	 E-O	Tectonique cassante, réseau NE-SO et NO-SE
750 – 550 Ma				

Figure 8: Récapitulatif des phases tectoniques affectant la province orientale et la province Triasique (Beicip, et al., 1987)

Deux directions structurales dominantes et majeures sont identifiées dans la région par un système de failles inverses dérivant d'une tectonique compressive, dont :

- La direction N-S qui correspond à l'orientation de la faille de Ramadeet de la structure de Hamra au Sud ;
- La direction NE-SW conjuguée à la direction NW-SE qui dominent largement, et identifiées par une série d'accidents dans tout le bassin d'Illizi pour se prolonger jusqu'au bassin de Berkine.

Ces deux directions majeures, se retrouvent dans la zone d'étude où l'orientation N-S est observée sur les anticlinaux de **RhourdeAdra-Sud et Nord**, Rhourde-Nouss SE, tandis que les structures de Draa-Allal, Rhourde- Nouss SW sont associées aux accidents NE-SW conjuguées à ceux de NW-SE.

Quant à la structure très accusée de Rhourde-Nouss Centre, elle se situe à l'intersection d'accidents orientés suivant les deux directions, ce qui explique clairement son ampleur de fermeture structurale exceptionnelle développant ainsi des pièges structuraux de plus de 1 000 m. Toutefois, la (Figure 9) montre avec évidence le type de complexité structurale affectant tout le champ gazier de RhourdeNouss.

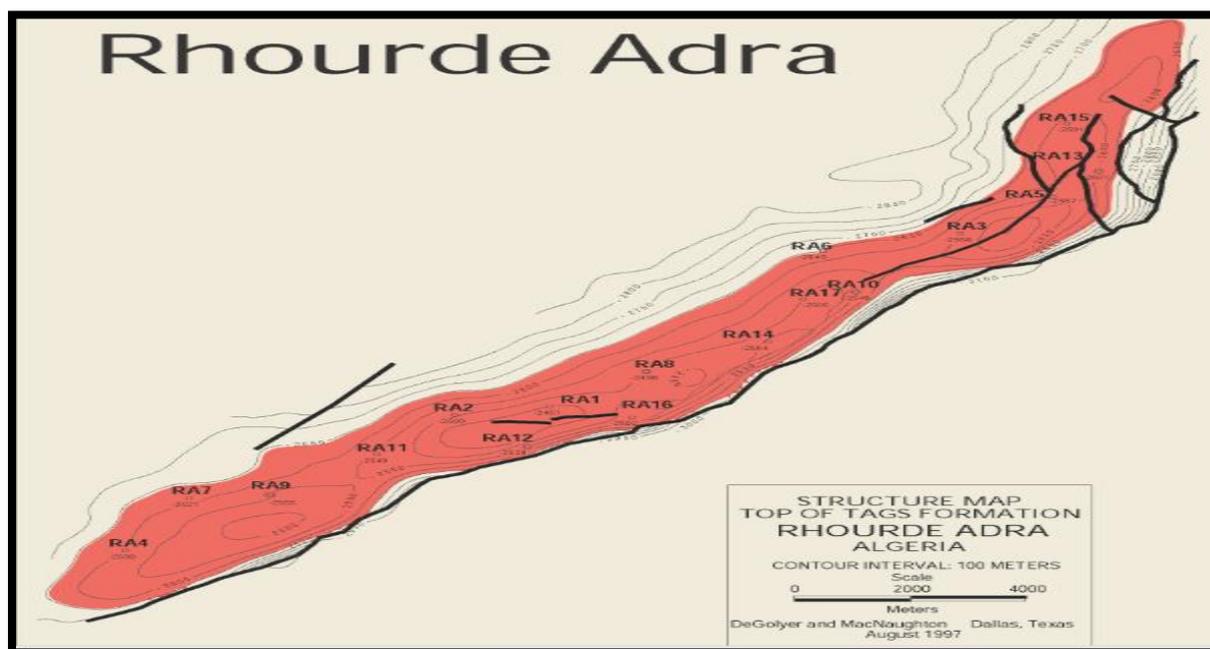


Figure 9: Carte structurale montrant la structure complexe du champ de Rhourde-Adra(DeGolyer, et al., 1997)

Au cours du Tertiaire, d'importantes déformations de phase atlasique ont affecté tout le secteur, en particulier le long de l'axe NE-SW de Rhourde-Adra. Les accidents subméridiens qui ont joué en décrochement sénestre, ont été à l'origine de la modification de la géométrie des pièges structuraux d'âge crétacé (Figure 10).

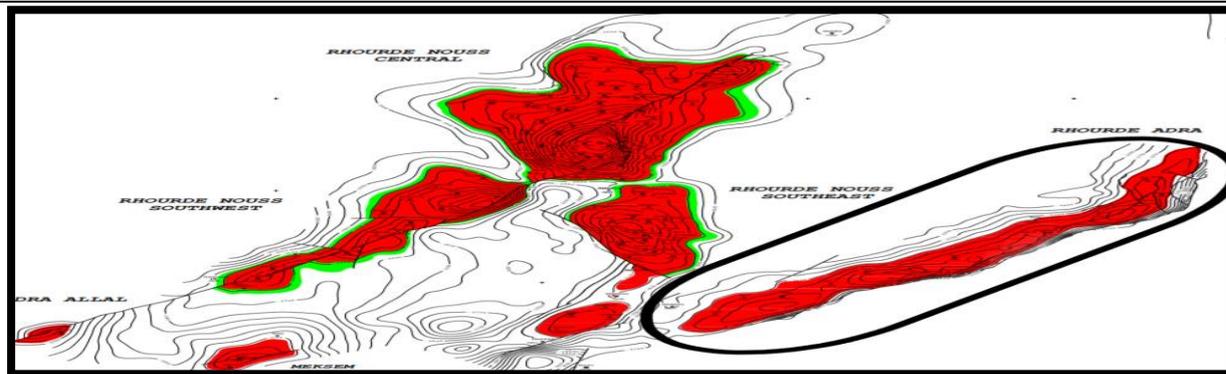


Figure 10: Structures de Rhourde-Nouss Centre, Sud-Est, Sud-Ouest et celle de Rhourde-Adra(DeGloyer, et al., 1997)

Il est vérifié que le potentiel du système pétrolier principal est lié à l'association des roches mères du Silurien inférieur argileux, et un système pétrolier secondaire associé au réservoir profond des quartzites de Hamra de l'ordovicien moyen.

Les gisements de Rhourde-Nouss produisent de l'huile et du gaz riche en condensat à partir de réservoirs situés à différents intervalles de profondeur. La (Figure 11) montre le nombre important de réservoirs appartenant à la même structure, répartis dans un complexe sédimentaire épais de 2000 m environ.

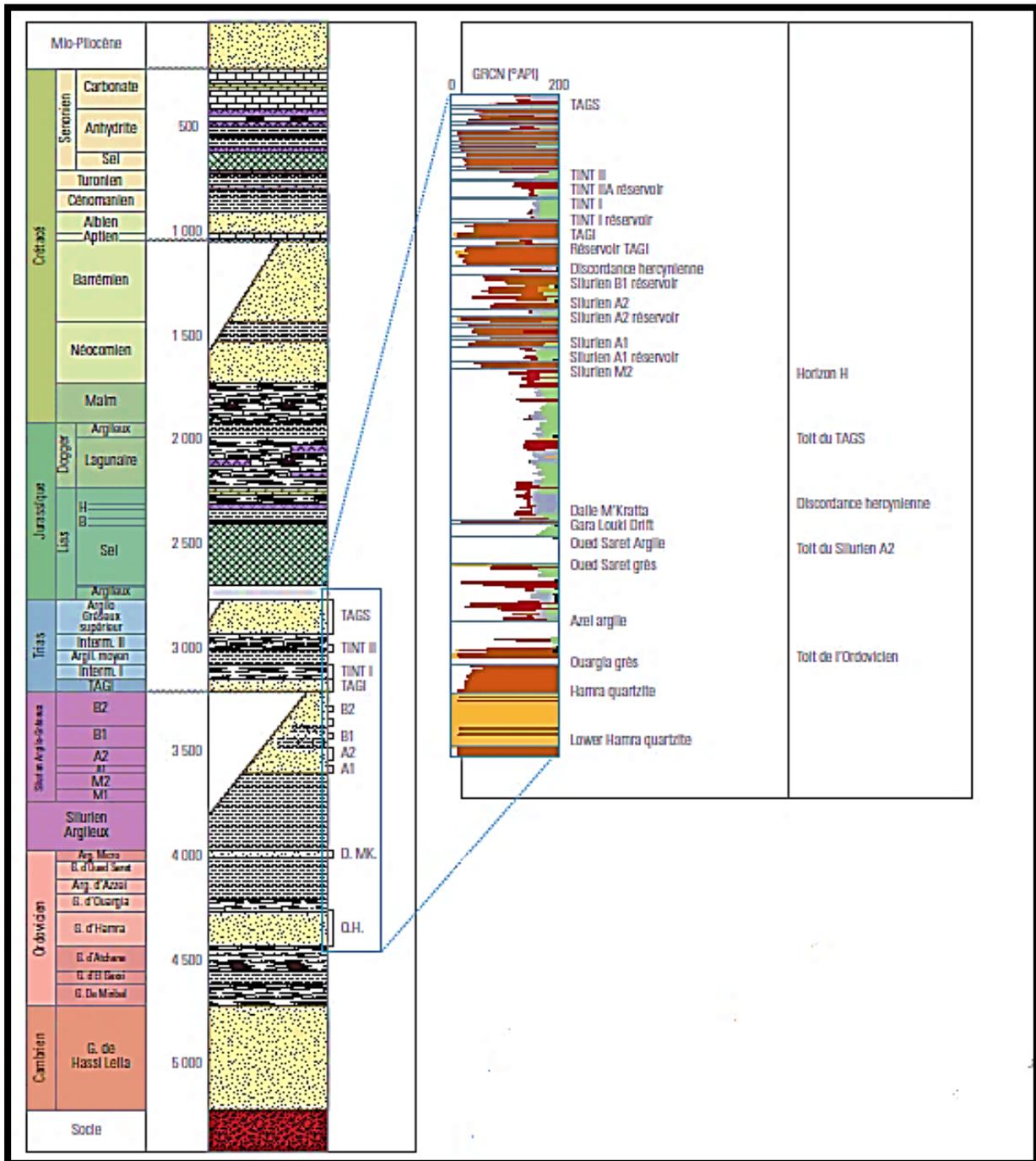


Figure 11: Coupe lithostratigraphique type de Rhourde-Nouss(Wec, 2007)

1.3.4 Lithostratigraphie de la région

1.3.4.1 Le paléozoïque

- Le **Cambrien** : Son épaisseur varie de 200 à 250m. Il correspond aux grès de Hassi-Messaoud, et est essentiellement formé de quartzites très fines à grossières avec de fines laminations d'argile noire micacée et silteuse.
- L'**Ordovicien** : Son épaisseur varie de 800 à 1100m. Il débute par une épaisse séquence argilo-gréseuse comprenant les formations suivantes :

- La **zone des alternances** : C'est une alternance de grès fins quartzitiques et d'argile noire silteuse, d'une épaisseur allant de 100 à 150m.
- Les **argiles d'El Gassi** : Epaisées de 70 à 130m, ce sont des argiles noires silteuses micacées.
- Les **grès d'El Atchane** : C'est une alternance d'argiles silteuses et de grès fins sur une épaisseur variant de 60 à 80m.
- Les **Quartzites de Hamra** : C'est une importante formation constituée de quartzites et de grès quartzitiques translucides à gris-clair fins à moyens avec quelques laminations d'argile noire. Son épaisseur varie de 200 à 250m
- Les **grès d'Ouargla** : Cette formation dont l'épaisseur varie de 70 à 120m, débute par des grès quartzitiques gris-beige, très fins, légèrement argileux surmontés par des argiles silteuses.
- Les **argiles d'Azzel** : Epaisées de 60 à 70m, ce sont des argiles noires silteuses et micacées avec des traces de pyrite, admettant quelques intercalations de grès moyens à grossiers.
- Les **grès d'Oued Saret** : C'est une alternance de grès gris-clair à quartzitiques et d'argiles noires silteuses micacées sur une épaisseur variant de 20 à 80m.
- La **Dalle de M'Kratra** : Est la dernière formation de l'Ordovicien formée de grès quartzitiques, mal classés, de couleur gris-foncé dont l'épaisseur régionale varie de 4 à 25m.
- Le **Silurien** : Est formé d'une épaisse série argileuse à sa base, surmontée par un ensemble argileux gréseux. Cet ensemble constitue une excellente roche mère qui a contribué à la mise en place d'une grande partie des hydrocarbures de la région.
- Le **silurien argileux** : Epais de 150 à 240m, il constitue la roche mère de la région, et est constitué d'argiles gris-noires micacées légèrement silteuses.
- Le **silurien argileux gréseux** : Il est subdivisé de bas en haut en 6 unités :
 - **Unité M1** : C'est une intercalation d'argile gris-foncé et de grés fins sur une épaisseur de 10 à 60 m.
 - **Unité M2** : Son épaisseur varie de 30 à 120m. Elle est constituée d'argile semblable à celle de l'unité M1 où s'intercalent rarement de fines passées de grés clair, fin à moyen.
 - **Unité A1** : Son épaisseur varie de 30 à 120m. Elle est constituée d'argile gris-clair, fin à moyens, et d'argiles gris-foncé, silteuse et micacée, riche en faune (Graptolites, Lamellibranches, Brachiopodes).
 - **Unité A2** : Son épaisseur varie de 5 à 120m. Elle est constituée d'argile gris-foncé à noire, silto-sableuse, de grés gris-clair à gris-foncé, fins à moyens, avec des traces de lamellibranches et de Brachiopodes.
 - **Unité B1** : Son épaisseur peut aller jusqu'à 150m. Elle est constituée d'argile gris-foncé, silto-sableuse où s'intercalent quelques bancs gréseux. Il y'a aussi présence de Lamellibranches, Gastéropodes et divers débris organiques. Cette unité est parfois partiellement érodée.
 - **Unité B2** : Son épaisseur varie de 0 à 200 m. Dernier terme de silurien, elle n'est présente que sur les 2/3 de la région, et est constituée d'alternances des grés gris-clair à brunâtre, fin à moyen, glauconieux et d'argile gris-foncé, indurée et micacée. A noter des traces de débris

organiques et de Lamellibranches. La rapide variabilité de son épaisseur est due aux séquences de l'érosion hercynienne.

1.3.4.2 Le mésozoïque

Les séries mésozoïques sont transgressives et discordantes sur les terrains paléozoïques.

- Le **Trias** : Subdivisé en cinq unités qui sont de bas en haut : TAGI, Tint-I, TAM, Tint-II et enfin le TAGS.
- **TAGI** : *Trias Argileux Gréseux Inférieur*, épais de 0 à 70m, c'est le premier terme du Mésozoïque, il débute par des conglomérats à sa base, surmontés par une alternance de grès fins à moyens et d'argile silteuse résultants d'un système fluviatile anastomosé.
- **T.int-I** : Trias Intermédiaire-I, épais de 0 à 70m, c'est une alternance d'argile gris-verdâtre, silteuse, et de grès fins à moyens, gris à gris-beige, à extension latérale limitée, déposés en système fluviatile méandriforme.
- **TAM** : Trias Argileux Moyen, épais de 20 à 40m, c'est essentiellement une argile rouge violacée, sableuse, indurée avec quelques passées de grès gris-clair à brun, moyen à fin.
- **T.int-II** : Trias intermédiaire-II, épais de 50 à 80m, c'est une alternance d'argile rouge silteuse à sableuse et de grès gris-brun à beige, fin à grossier.
- **TAGS** : Trias Argilo-Gréseux Supérieur, dont l'épaisseur varie de 150 à 200m, représente le dernier terme du Trias. C'est un ensemble argilo-gréseux avec une prédominance de grès moyens à grossiers, qui présentent de bonnes porosités ainsi que de bonnes perméabilités. Il assure aussi une bonne continuité latérale de ce dépôt.
- Le **Jurassique** : Composé du Lias, du Dogger et du Malm, est largement développé dans la région.
 - **Lias** : Est subdivisé en trois ensembles lithologiques distincts qui sont :
 - Lias argileux : Epais de 40 à 60m, essentiellement formé d'argile rouge tendre. **Il représente la couverture du réservoir TAGS.**
 - **Lias Salifère** : Epais de 100 à 500m, constitué de sel translucide et quelques rares passées d'argile.
 - **Lias Argilo-Dolomitique** : Epais de 60 à 100 m, il présente deux bancs repères : - l'horizon-B dolomitique et argileux et - l'horizon-H anhydritique, constituant un excellent repère sismique.
 - **Dogger** et **Malm** : l'épaisseur de l'ensemble varie de 300 à 500m ; il est essentiellement gréseux avec intercalation d'argile.
- Le **Crétacé** : Est présent avec tous ses étages, allant du Néocomien au Sénonien.

1.3.4.3 Le cénozoïque

Les séries cénozoïques ne sont représentées que par le Mio-Pliocène dont l'épaisseur est d'environ 300m.

L'épaisse série de recouvrement supra-Trias, d'environ 2000m, n'a montré aucune accumulation d'hydrocarbures. Elle joue cependant un rôle important dans l'enfouissement des séries sous-jacentes d'intérêt pétrolier.

1.4 Minéralisation

Le système pétrolier principal est validé comme étant lié à l'association des roches mères du Silurien Inférieur, des pièges de fortes amplitudes générés par les mouvements dits autrichiens, des réservoirs du Trias et du Silurien Argilo-Gréseux et de l'excellente couverture de l'ensemble, constituée par les évaporites du Lias. Les pièges sont supposés avoir mis en place les migrations latérales de longue distance, provenant de l'Ouest et du Nord, et probablement, verticalement à travers les failles.

Le réservoir du TAGS, qui constitue le principal réservoir de Rhourde-Nouss, a une épaisseur qui varie entre 100 et 200 m.

Du point de vue du potentiel pétrolier, le réservoir du TAGS se subdivise en trois ensembles :

- La partie basale, constituée du grès et d'argile à la base.
- Le réservoir principal, à dépôt de mode fluviatile en tresses, est la partie la plus productive du réservoir, avec les meilleures caractéristiques des paramètres pétrophysiques et les meilleures saturations en hydrocarbures.
- La partie sommitale, est la partie la plus argileuse et généralement la moins intéressante du point de vue des caractéristiques pétrophysiques du réservoir.

1.5 Bloc de RhourdeAdra

D'orientation Nord-Est/Sud-Ouest, le champ de RhourdeAdra a été découvert deux années après de celui de RhourdeNouss (1964). Il est limité au Nord par RhourdeChouff, au Sud par RhourdeAdra Sud et à l'Ouest par RhourdeNouss SE (fig. 4). Il s'agit d'un champ de gaz dont le réservoir principal se situe dans le Trias **Argilo-Gréseux Supérieur (TAGS)**. Les faciès appartenant au Trias **Argilo-Gréseux Inférieur (TAGI)** et au Trias **Gréseux Intermédiaire (TGI)** sont des réservoirs à faible production de gaz.

Chapitre 02

**Notions de base sur le
concept de la
diagraphie différée**

2.1 Introduction

Les diagraphies et la géophysique constituent les méthodes de base qui sont mises en œuvre à l'intérieur d'un forage, et auxquelles on fait fondamentalement recours pour identifier et reconnaître la structure du sous-sol inhérent au terrain géologique faisant objet de notre région d'étude. Elles permettent en effet l'enregistrement en continu des paramètres physiques et pétrophysiques en fonction de la profondeur. Les outils utilisés peuvent être centrés au puits ou appliqués contre la paroi du trou. Les outils ont des profondeurs d'investigation et des pouvoirs de résolution très variables. (Bouache, 2018)

C'est en 1927, qu'a été réalisé le premier enregistrement de diagraphie par les frères **Conrad et Marcel SCHLUMBERGER**. (Bouache, 2018)

L'enregistrement des paramètres est effectué pendant la remontée de la sonde dans le puits (*ouvert ou tubé*), ainsi on distingue trois types de diagraphies :

- Diagraphies Instantanées (*LoggingWhileDrilling*) : réalisées pendant le forage,
- Diagraphies Différées (*WirelineLogging*) : enregistrées lors d'un arrêt ou en fin de forage,
- Diagraphies Différées SUKLine : réalisées en production. (Bouache, 2018)

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 qu'on ne peut plus ignorer de nos jours pour une synthèse géologique. (Bouache, 2018)

Dans ce deuxième 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.

2.2 Types de diagraphie différée

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 principales informations recueillies de ces diagraphie sont essentiellement : (Bouache, 2018)

- 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 boue de forage ;
- Les paramètres géométriques (diamètre du sondage ainsi que la déviation et l'azimut) ;

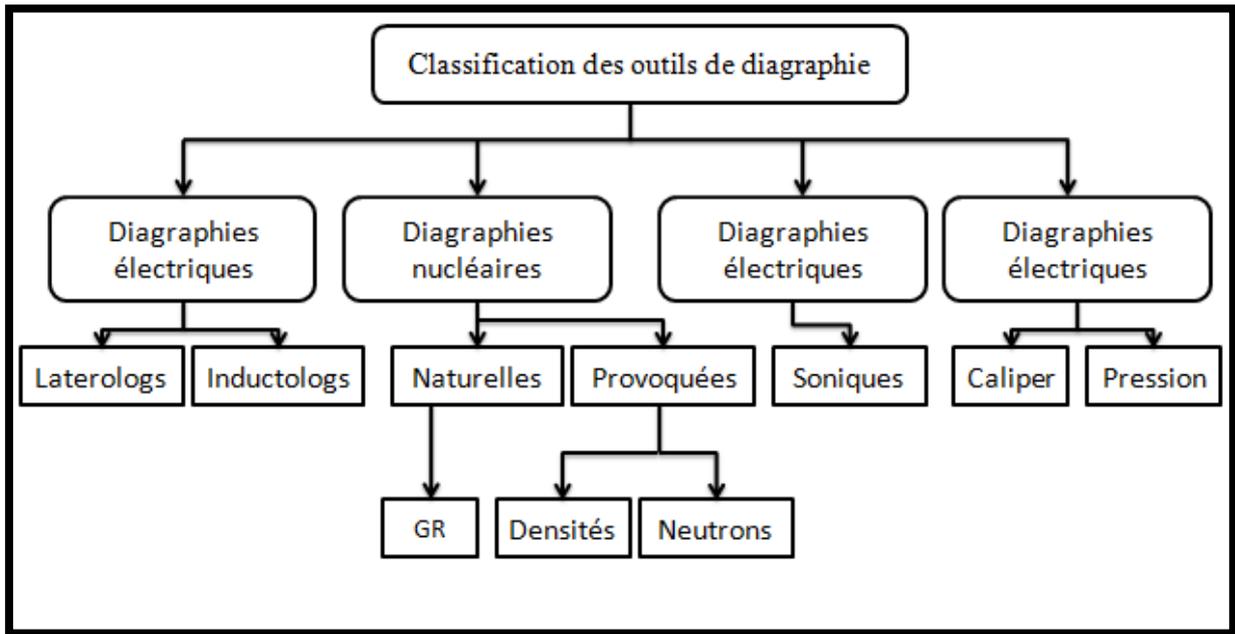


Figure 12: Classification des outils de diagraphie (Par nous-mêmes)

2.2.1 Diagraphie électrique

2.2.1.1 Potentiel spontané

a. Principe

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 crée entre l'eau de la formation et la boue de forage par les formations perméables ou non. Il dépend de la salinité de l'eau de la formation, du filtrat et de la teneur en argile(Figure 13). Le potentiel spontané est exprimé en *millivolts (mV)*.(Bouache, 2018)

b. Outil

Sur le terrain, la mesure de 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. On notera que cette méthode nous renseigne uniquement sur l'existence ou non d'une circulation hydraulique superficielle, mais ne nous permet pas d'identifier à quelle profondeur elle a lieu. Il s'agit toutefois d'un outil très puissant, lorsque l'on souhaite répertorier l'ensemble des chenaux d'écoulement préférentiel existant à l'endroit d'une zone d'étude.(Bouache, 2018)

En règle générale, les mesures de **PS** sont superposées aux profils de résistivité électrique.(Bouache, 2018)

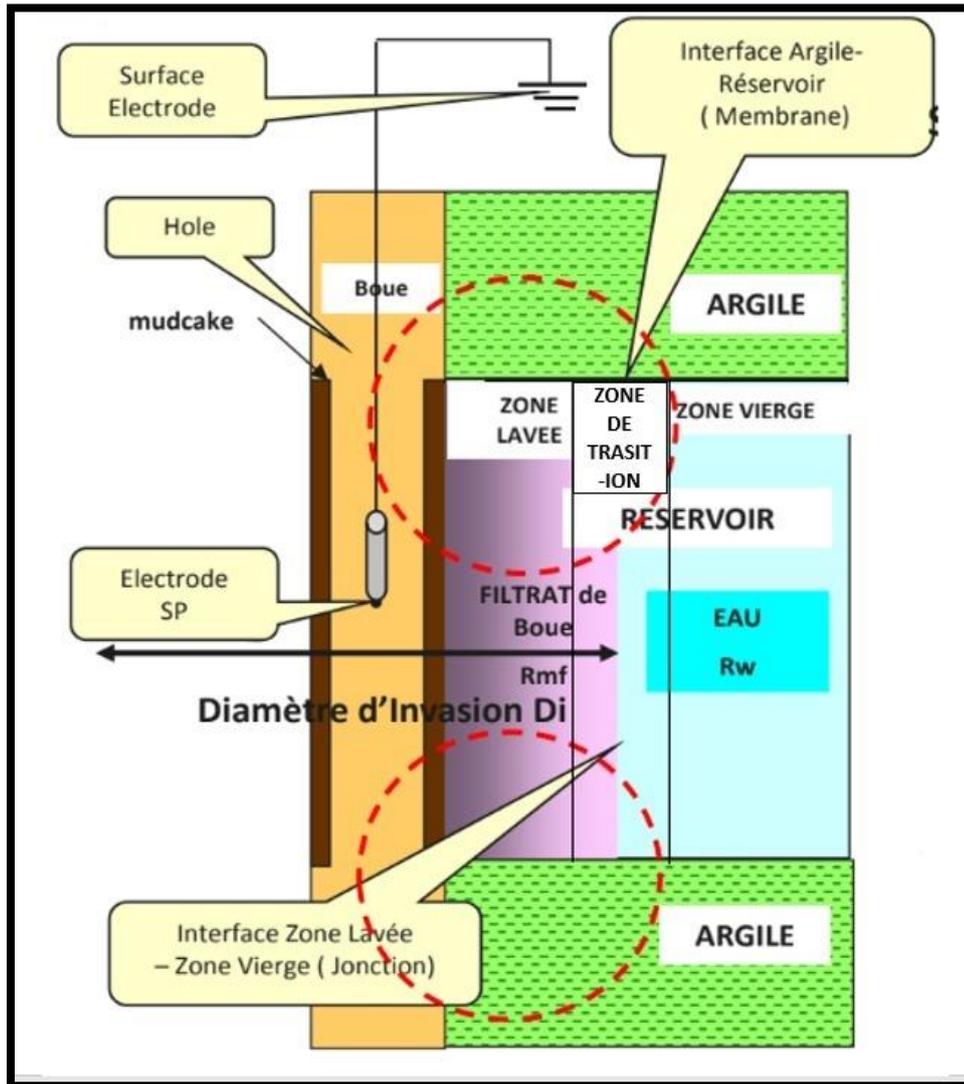


Figure 13: Schéma représentant le principe de la polarisation spontanée (Meunier, 2015)

c. Application

Le potentiel spontané permet selon (Bouache, 2018) de :

- Mettre en évidence les bancs poreux et perméables ;
- Localiser certains niveaux imperméables ;
- Calculer le pourcentage d'argile contenue dans la roche réservoir ;
- Calculer la résistivité de l'eau d'imbibition R_w , ce qui permet d'obtenir la salinité et donc 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) (Bouache, 2018).

2.2.1.2 Résistivité

a. Principe

Le principe de cette diagraphie est de mesurer le degré d'opposition d'une couche au passage d'un courant électrique. La résistivité d'une formation est un paramètre de base qui exprime son contenu en fluide (eau, hydrocarbure) en relation avec la porosité de la roche, et qui est aussi fonction de la salinité de l'eau de la formation, de la teneur en argile en rapport avec sa résistivité du fait que les formations perméables sont envahies par le filtrat de boue de forage. La valeur de la résistivité aux abords immédiats du sondage n'est pas représentative de la résistivité réelle de la formation telle qu'elle était avant le forage.

D'autre part, la mesure de la résistivité ($\Omega \cdot m$) de la zone envahie permet une évaluation de la mobilité des hydrocarbures. (Radhi, 2016)

b. Outil

Les outils de résistivité sont destinés à donner des informations sur la saturation en eau à partir de la connaissance de la résistivité de cette dernière et de la porosité de la formation. Les outils traditionnels sont très sensibles aux conditions du trou.

D'autre part, l'influence importante des formations adjacentes ne peut être négligée tant que la formation intéressante n'est pas plus épaisse que l'espacement de 5 fois au moins.

Il a donc fallu développer des systèmes d'outils où l'influence des couches adjacentes est considérablement diminuée. Ce sont donc 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 la résistivité de la zone vierge R_t . Les résistivités les plus utilisées sont celles qui sont focalisées. Pour cela deux groupes sont définis selon (Bouache, 2018):

- Les **latérologs**, utilisant une boue salée : Ces outils ne sont utilisés qu'en présence de boue conductrice. Les dispositifs de mesure sont constitués d'un système d'électrodes émettrices, d'un système d'électrodes réceptrices et d'un système d'électrodes de focalisation du courant à pénétrer latéralement dans la formation.
Les outils à système radial ayant un grand rayon d'investigation, fournissent une mesure proche de celle de la zone vierge R_t (Figure 14).
Les outils ayant un faible rayon d'investigation, ne donnent que des mesures de la résistivité de la zone lavée R_{xo} .
- Les **inductologs**, utilisant une boue douce ou non conductrice : Ces outils sont destinés aux mesures de résistivité dans le cas d'une boue de forage non conductrice (*huile*). Ils comportent des bobines émettrices qui engendrent un courant électromagnétique, ce dernier se propage dans les formations en induisant un courant secondaire dit « *courant de Foucault* », ce champ électromagnétique est mesuré par une bobine réceptrice (Figure 14). L'outil le plus récent de la série des outils à induction est l'**AIT (ArrayImagerTool)**.

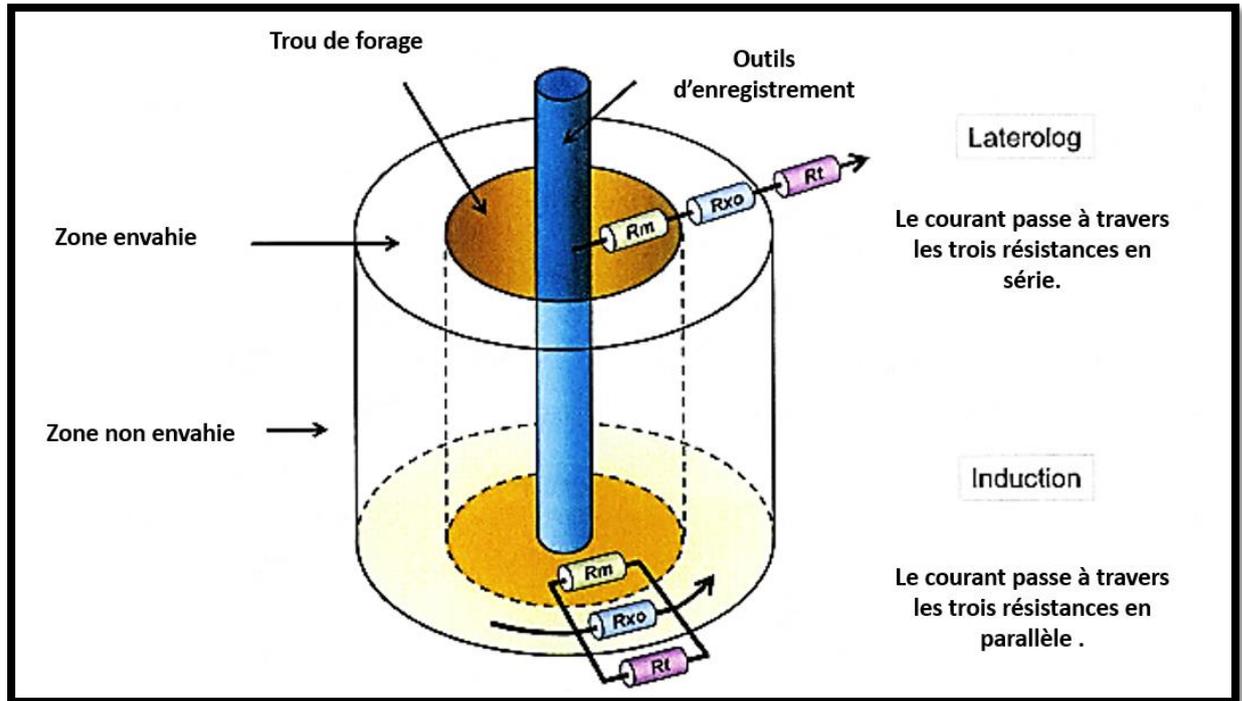


Figure 14: Schéma représentant le fonctionnement du latéolog et inductolog (Meunier, 2015)

c. Utilisation

Ce type de diagraphie électrique a pour but d'après (Radhi, 2016):

- La détermination de la lithologie et les milieux de dépôts ;
- Le calcul de la porosité ;
- La détermination de la saturation en eau.

2.2.2 Diagraphie nucléaire

2.2.2.1 Diagraphie de Gamma-ray

a. Principe

L'outil Gamma-Ray mesure l'intensité du rayonnement Gamma émis spontanément des formations géologiques, cette radioactivité naturelle est due à la désintégration de certains éléments contenus dans la composition chimique de certains minéraux des roches. Dans les roches sédimentaires, trois éléments contribuent à la radioactivité gamma (K, Th, U) (Figure 15). Notons que, les réflexions données par les diagrammes des rayons gamma sont en fonction non seulement de la radioactivité des formations, mais aussi de celle de la densité de la boue de forage, du diamètre du trou de forage et de l'existence du tubage. L'utilisation des abaques de Schlumberger permet de réaliser les corrections nécessaires. (Darling, 2005)

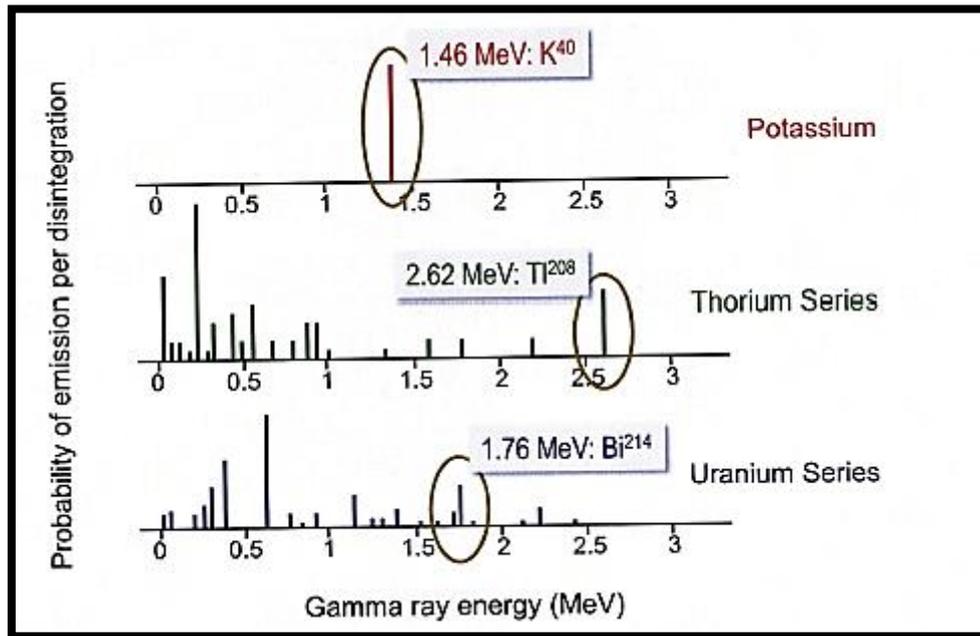


Figure 15: Schéma représentant l'énergie émise par les principaux éléments radioactifs(Darling, 2005)

b. Outil

Il existe plusieurs outils de gamma-ray, parmi eux NGS (Natural Gamma Spectrometry)(Figure16) et le HNGS (qui a pour fonction d'enlever l'effet de la Baryte). On peut en effet, mesurer tout l'éventail des émissions gammas produites par la formation ou par un choix convenable de fenêtres d'énergie (**Potassium** : 1360KeV à 1560KeV, **Uranium** : 1660KeV à 1860KeV, **Thorium** : 2410KeV à 2810KeV),pour faire une discrimination entre le rayonnement dû au potassium, thorium ou à l'uranium, on parle dans ce cas précis de spectrométrie-gamma.(Darling, 2005)

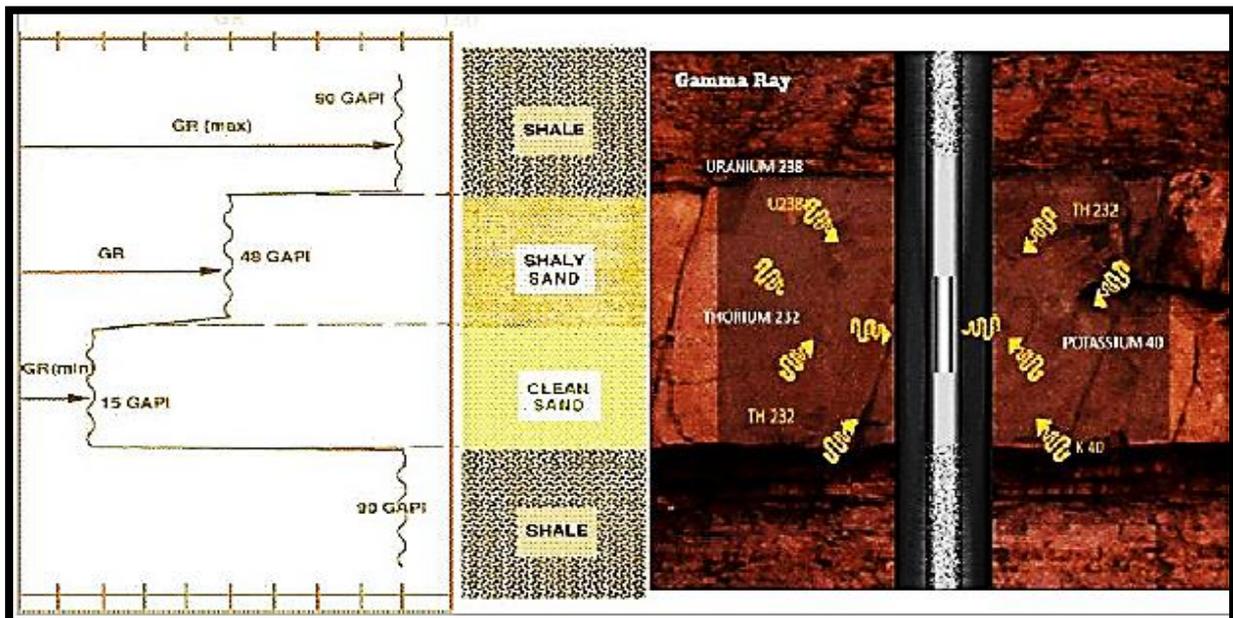


Figure 16: Schéma du comportement de l'outil GR en face d'un réservoir (Meunier, 2015)

c. Utilisation

La diagraphie de Gamma-Ray permet d'après (Radhi, 2016) :

- D'apporter des informations lithologiques.
- De mettre bien en évidence les niveaux d'argiles constituant souvent les limites des réservoirs dans le sous-sol.
- Les corrélations entre sondages et la détection de discordances.
- D'enregistrer pour les formations sédimentaires une radioactivité importante dans les formations argileuses qui renferment du potassium (illite spécialement), les sels de potassium et les formations riches en matière organique pouvant concentrer de l'uranium.

2.2.2.2 Diagraphie Neutron

a. Principe

Le CNL(Compensated Neutron Log), mesure l'attitude d'une formation à ralentir les neutrons rapides émis par une source placée sur l'outil(Figure 17) ; suite à leur collision avec les noyaux d'hydrogène(le Neutron), la réponse de l'outil est fonction de la teneur d'hydrogène, porosité et du type de fluide contenu dans la formation. La principale information recueillie de cette diagraphie est la porosité.(Bouache, 2018)

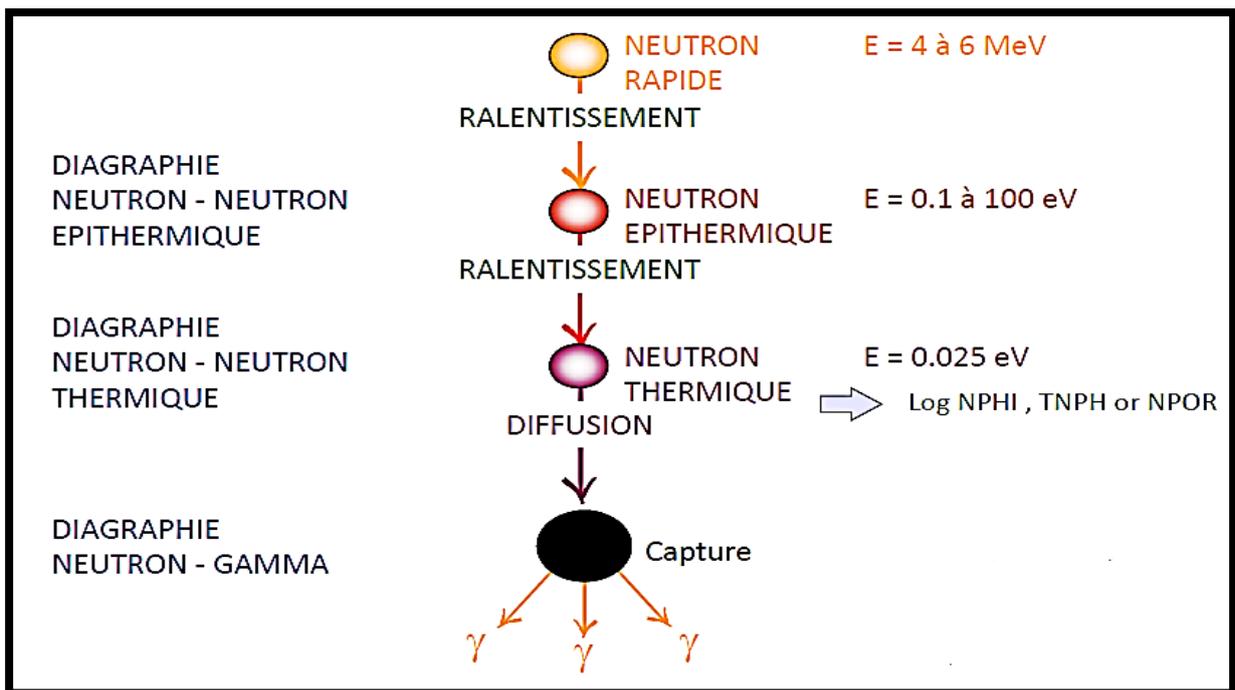


Figure 17: Principe de la mesure Neutron(Meunier, 2015)

b. Outil

Il enregistre les neutrons thermiques, mais pour diminuer les effets de trou, il comprend deux détecteurs(Figure 18), où le rapport des taux de comptage des deux capteurs est directement traduit en indice hydrogène-neutron (porosité neutron).(Bouache, 2018)

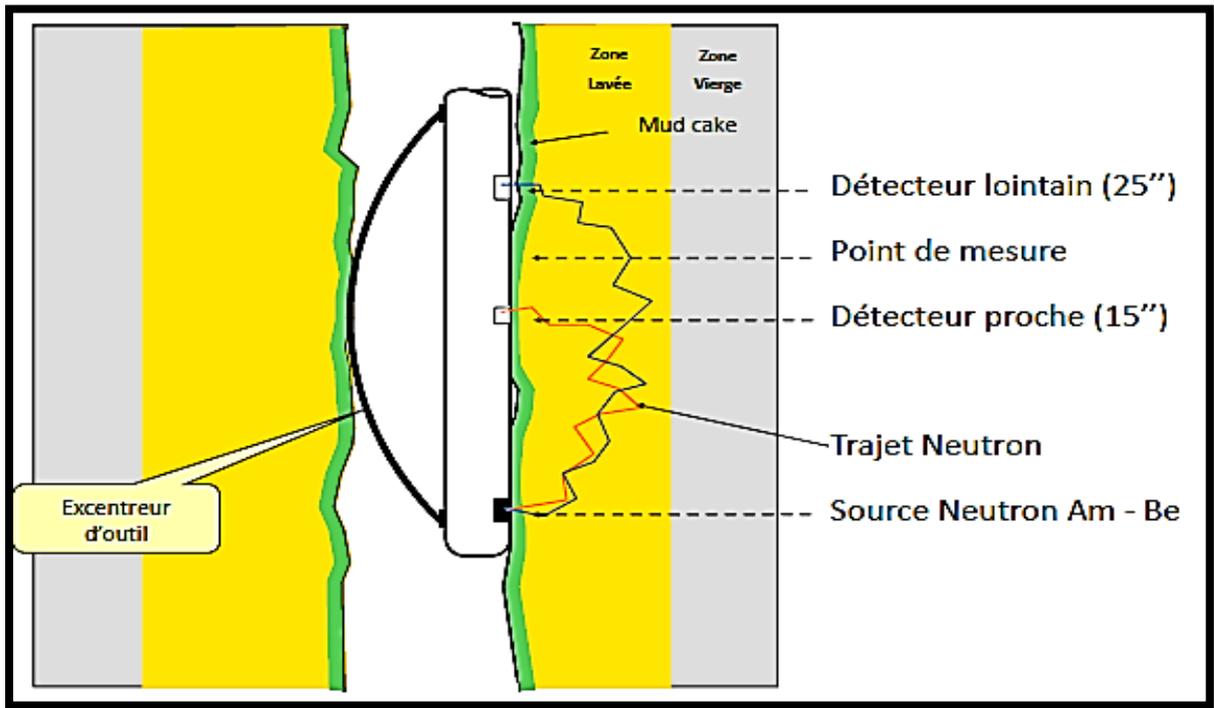


Figure 18: Schéma représentant le principe de la sonde Neutron (Meunier, 2015)

c. Utilisation

La diagraphie de Neutron permet selon (Radhi, 2016) de :

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

2.2.2.3 Diagraphie de densité

a. Principe

C'est une diagraphie nucléaire provoquée qui utilise des sources radioactives pour l'émission des rayons gamma.

On soumet la formation à un rayonnement gamma qui entre en collision avec la matière, et produit trois types d'interaction (Figure 19) avec une perte d'énergie qui sont :

- Production Paire.
- Effets Compton.
- Effets photo électrique.

Les sources de rayonnement gamma les plus utilisés sont: Cobalt 60, Césium 137.

C'est l'effet Compton et l'effet photoélectrique de faible énergie qui intéressent les diagraphies de densité. Le premier, permet de mesurer la densité globale de la formation et le deuxième de mesurer le coefficient d'absorption photoélectrique.

L'outil densité mesure l'intensité du rayonnement gamma diffusé, 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.

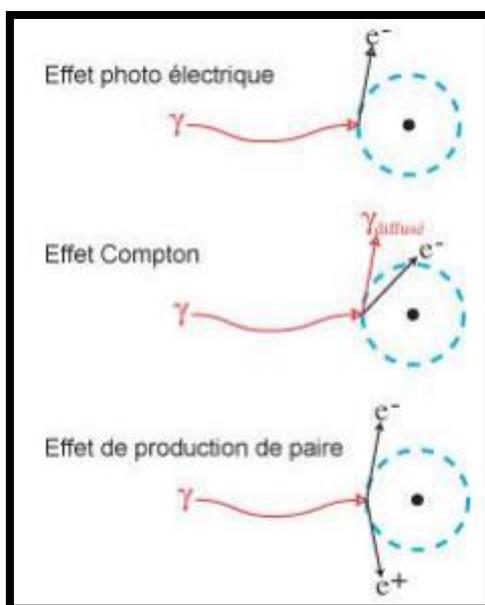


Figure 19: Principe de la diagraphie de densité (Meunier, 2015)

b. Outil

Le **FDC** (Focused Density Compensated), mesure la densité de la formation par interaction des rayons gammas avec le milieu. Cette densité est fonction du type de roche, de porosité et des fluides qu'elles renferme. Elle est convertie en porosité équivalente sur les diagrammes de (RHOB).

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

c. Application

L'application de diagraphie de densité permet :

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

2.2.3 Diaggraphie acoustique

2.2.3.1 Diaggraphie sonique

a. Principe

La diaggraphie sonique **BHC**(BoreholeCompensated), mesure le temps de propagation d'ondes acoustiques(de compression) dans la formation(*Figure 20*). Ce dernier est d'une part proportionnel à la vitesse et d'autre part, est fonction du type de la roche, de sa porosité et de son degré de compaction (Dominique).Les principales informations tirées de cette diaggraphie sont :

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

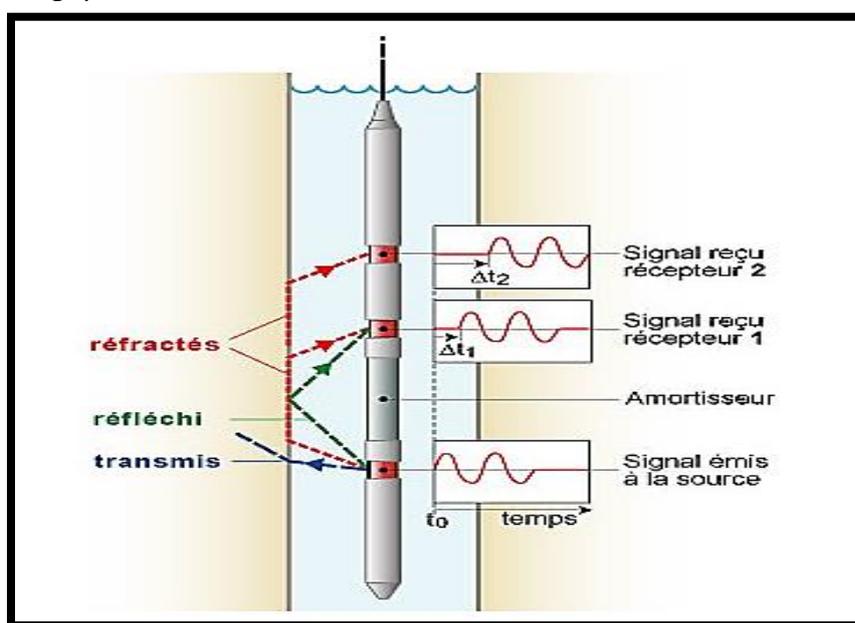


Figure 20: Principe du fonctionnement de la sonde sonique(Dominique)

b. Outil

Le log acoustique BHC(BoreholeCompensated Digital ArrayAcoustic log), présente les données de mesure de la vitesse du son dans les formations traversées par le puits de forage. L'intervalle de temps entre l'arrivée des impulsions acoustiques à des récepteurs finies espacés dans l'instrument est mesuré puis enregistré en microsecondesparpiéd(ou microsecondes par mètre).

La porosité peut être calculée lorsque la valeur de la durée du trajet acoustique de la matrice de formation est connue.(Darling, 2005)

c. Utilisation

La diaggraphie sonique permet selon (Radhi, 2016)de :

- Déterminer les propriétés mécaniques de la formation ;
- Analyser les fractures ;

- Vérifier la cimentation ;
- Corréler la lithologie d'un sondage à l'autre.

2.2.4 Diagraphie auxiliaire

2.2.4.1 Caliper

a. Principe

Les dispositifs caliper, font partie intégrante de la plupart des outils de diagraphie standard, car la mesure de l'axe de forage est un paramètre extrêmement utile pour la correction de l'environnement (Trou de forage), l'interprétation quantitative et le calcul du volume de ciment.

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 bras du caliper indiquent un diamètre plus grand que le petit axe, mais inférieur à l'axe long.(Radhi, 2016)

b. Outil

La mesure du diamètre du trou est réalisée à l'aide de deux bras symétriques articulés et reliés à un curseur d'un potentiomètre (*Figure 21*). Les variations du diamètre du trou avec la profondeur se traduisent par des déplacements latéraux des bras et par conséquent par des variations de résistance.

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

Toutefois, le log du caliper enregistré, est une échelle variant entre 6 et 16 inches. (Bouache, 2018)

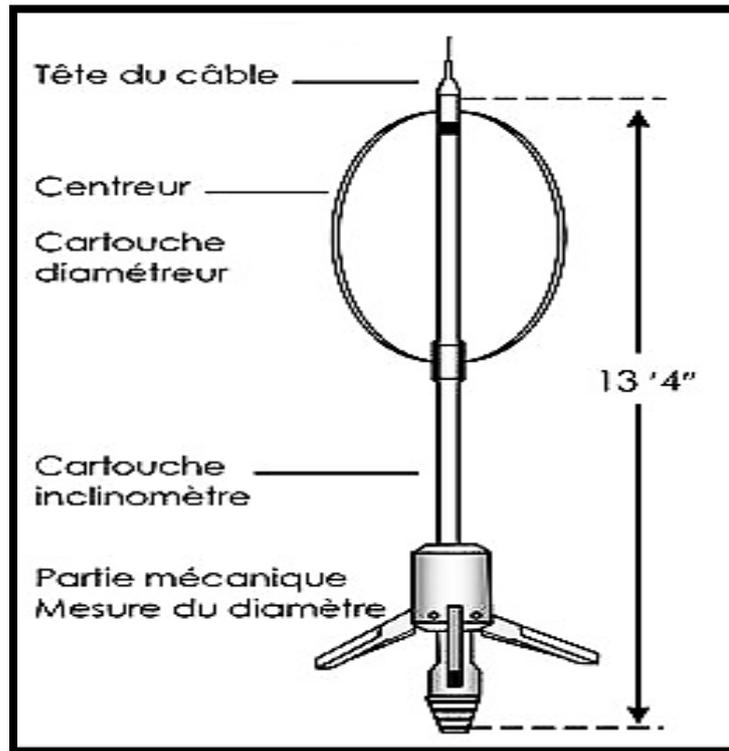


Figure 21: Exemple d'un schéma d'outil Caliper à 4 bras de Schlumberger
(Dominique)

c. Application

D'après (Radhi, 2016), l'enregistrement du caliper permet :

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

2.3 Paramètres pétrophysiques

2.3.1 Pétrophysique

La Pétrophysique est la discipline qui étudie les propriétés physiques et chimiques des roches en termes de porosité, perméabilité et mécanismes de drainage des fluides saturant les milieux poreux.

L'apport particulier de la pétrophysique réside dans une meilleure estimation des réserves d'hydrocarbures et la compréhension du comportement dynamique des réservoirs.

2.3.2 La composition de la roche

2.3.2.1 La matrice

Une roche sédimentaire est constituée de grains consolidés formant la matrice et de pores qui contiennent les fluides. La matrice lie les grains entre eux. En absence de la matrice, la roche est meuble. En diagraphie, le terme matrice est utilisé pour désigner la partie solide de la roche. Le volume poreux d'une roche est généralement très hétérogène. Les pores présentent des formes irrégulières et sont plus ou moins reliés entre eux par des canicules étroites et tortueuses. (Oberto, 1985)

On distingue trois types de matrices selon (Oberto, 1985) :

- **Matrice simple** : Elle est dite simple lorsque ses grains et le ciment qui les relie sont de même nature minéralogique (exemple : *Calcaire lithographique, Quartzite, ...*).
- **Matrice complexe** : Elle est dite complexe quand ses éléments ont une composition minéralogique variable ou lorsque le ciment est de nature différente (exemple : *grès, conglomérat, ...*).
- **Matrice Propre** : Elle est dite propre, si elle ne renferme pas d'argile non plus de ciment.

2.3.2.2 Les argiles

Selon leur mode de répartition dans la roche, on distingue trois types d'argiles (Figure 22) (Oberto, 1985) :

- **Argiles laminées** : Elles correspondent aux argiles détritiques finement litées entre deux couches de réservoir gréseux ou carbonaté.
- **Argiles structurales** : Elles se présentent sous forme de grains ou de modules jouant le même rôle que les autres grains de la matrice.
- **Argiles dispersées** : Elles correspondent à la catégorie des argiles qui adhèrent aux grains ou occupent partiellement les pores.

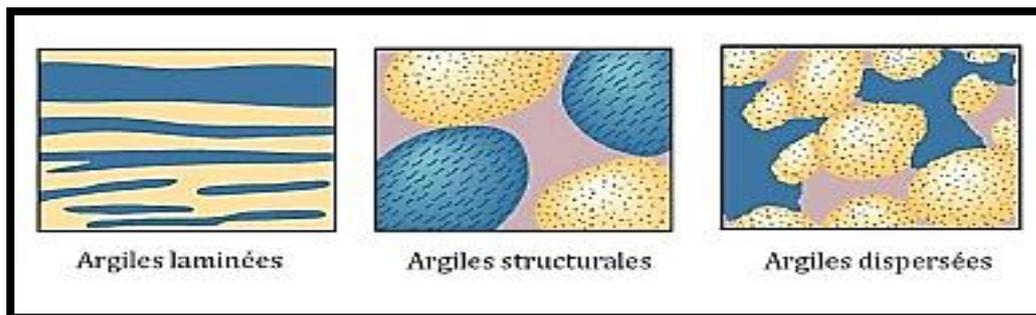


Figure 22: Les argiles présentant les trois types de répartition (Oberto, 1985)

2.3.3 Paramètres pétrophysiques

2.3.3.1 Porosité

La porosité est définie comme étant le rapport du volume total des vides V_v sur le volume total de la roche V_r . Elle est exprimée en pourcentage %, désignée par la lettre « ϕ » et elle dépend de la distribution et de la taille des grains. (Oberto, 1985)

$$\phi(\%) = \frac{V_v}{V_r} \times 100$$

a. Types de porosité

Les types de porosité sont selon (Les diagraphies différées "Interprétation pétrophysique", 2013) :

- **Porosité totale**

C'est le rapport du volume total des vides (*pores, fissures, cavités et fractures*) existants parmi les grains minéraux de la roche sur le volume total de celle-ci.

- **Porosité primaire (inter granulaire ou inter cristalline)**

Elle correspond aux vides existant entre les grains (ou *particules*). Elle dépend largement de la forme et du classement des éléments solides.

- **Porosité secondaire**

C'est une porosité de cavité produite par dissolution chimique, ou une porosité de fissure et de fracture que subit la roche sous l'action des contraintes provoquées par la tectonique.

- **Porosité connectée**

Elle est égale au pourcentage du volume des vides reliés entre eux dans la roche par rapport au volume total des pores qui ne sont pas connectés dans la roche où les fluides ne peuvent y circuler. Cette porosité peut être très inférieure à la porosité totale.

- **Porosité effective**

La porosité effective représente la porosité accessible aux fluides libres à l'exception de la porosité non connectée et de l'espace occupé par l'eau d'absorption et celle liée aux argiles.

C'est le rapport du volume des pores qui sont reliés entre eux (*pores connexes*) au volume total

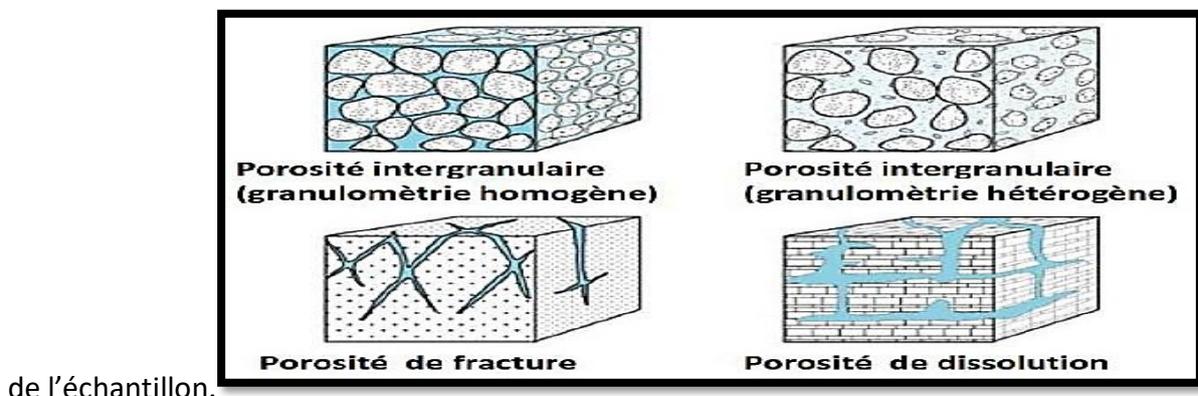


Figure 23: Les différentes formes de porosité (Oberto, 1985)

b. Méthodes de calcul**• Porosité sonique**

Elle est calculée à partir de la relation suivante d'après (Les diagraphies différées "Interprétation pétrophysique", 2013):

$$\phi_s = \frac{\Delta T_{lu} - \Delta T_{ma}}{\Delta T_f - \Delta T_{ma}}$$

Tel que :

ΔT_{lu} : Temps de parcours de l'onde sonique en face des niveaux étudiés.

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

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

Cette porosité doit être corrigée de l'effet d'argile par la formule suivante :

$$\phi_{sc} = \phi_s - V_{sh} * \phi_{ssh}$$

Tel que :

ϕ_{ssh} : Porosité sonique des argiles.

• Porosité Neutron

Elle est directement lue sur les logs neutron et doit être corrigée de l'effet d'argile par la relation suivante d'après (Les diagraphies différées "Interprétation pétrophysique", 2013):

$$\phi_{nc} = \phi_n - V_{sh} * \phi_{nsh}$$

ϕ_{nsh} : Porosité Neutron lue en face des argiles.

• Porosité densité

La porosité densité de la formation est donnée par d'après (Les diagraphies différées "Interprétation pétrophysique", 2013) :

$$\phi_D = \frac{\rho_d - \rho_{ma}}{\rho_f - \rho_{ma}}$$

ρ_d : Densité globale lue en face du niveau étudié donnée en (g/cc).

ρ_{ma} : Densité de la matrice.

ρ_f : Densité de fluide.

La porosité de densité doit être corrigée de l'effet de l'argile par la formule :

$$\phi_{Dc} = \phi_D - V_{sh} * \phi_{Dsh}$$

2.3.3.2 Perméabilité

La perméabilité (**k**) est l'aptitude d'une roche à laisser circuler les fluides dans sa structure (Figure 24). Elle est définie par la loi de Darcy suivante d'après (Les diagraphies différées "Interprétation pétrophysique", 2013) :

$$Q = \frac{K}{\mu} \times \frac{A}{L} \times (P_1 - P_2)$$

Q : débit en cm^3/s

K : perméabilité en millidarcys (**md**)

μ : viscosité dynamique du fluide en centipoise (1 **cP** = 1 **mPa.s**)

A : section de l'échantillon en cm^2

L : longueur de l'échantillon en **cm**

P1 : Pression d'entrée en atmosphère

P2 : Pression de sortie en atmosphère.

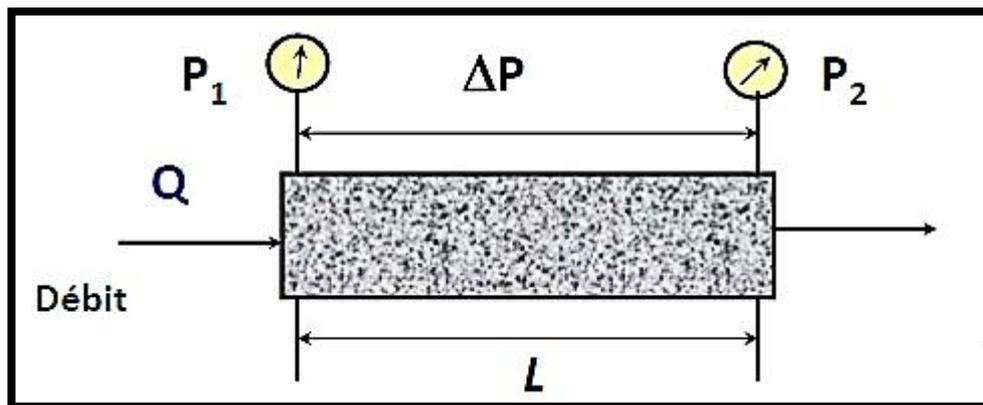


Figure 24: Schéma représentant le principe de perméabilité (Oberto, 1985)

a. Types de perméabilité

Selon (Les diagraphies différées "Interprétation pétrophysique", 2013) les types de perméabilités sont:

- **Perméabilité spécifique ou absolue K_a**

C'est la perméabilité mesurée avec un seul fluide présent dans la formation, par exemple : la perméabilité à l'air, la perméabilité à l'eau, la perméabilité à l'huile.

- **Perméabilité effective K_e**

Quand plusieurs fluides sont présents à la fois dans la formation, la perméabilité à chacun de ces fluides est inférieure à sa perméabilité absolue.

Elle dépend donc des saturations relatives de ce fluide et des autres fluides sans tenir compte de la saturation irréductible (*nonmobile*).

$$K_e(hc) < K_a(hc)$$

$$K_e(w) < K_a(w)$$

$K_e(hc)$: perméabilité effective des hydrocarbures

$K_a(hc)$: perméabilité absolue des hydrocarbures

$K_e(w)$: perméabilité effective de l'eau

$K_a(w)$: perméabilité absolue de l'eau.

- **Perméabilité relative K_r**

C'est le rapport de la perméabilité effective sur la perméabilité absolue ou spécifique. La perméabilité relative à un fluide donné est fonction directe de la saturation de ce fluide dans la roche et s'exprime en pourcentage du déplacement d'un fluide par rapport à l'autre.

Pour l'eau :

$$K_r(h) = \frac{K_e(w)}{K_a(w)}$$

Pour l'huile :

$$K_r(h) = \frac{K_e(h)}{K_a(h)}$$

Pour le gaz :

$$K_r(g) = \frac{K_e(g)}{K_a(g)}$$

La perméabilité relative est toujours inférieure à **1** car **$K_a > K_e$** .

b. Méthodes de calcul

La perméabilité est calculée à partir de la porosité suivant les formules suivantes :

- **Perméabilité de Timur**

Wyllie et Rose (1950) ont créé une équation généralisée pour estimer la valeur intrinsèque de perméabilité des roches en utilisant la porosité effective et la saturation en eau. L'une des formules les plus courantes utilisant l'équation de Wyllie-Rose est Timur modèle.

Timur (1968) a utilisé 155 carottes de grès des différentes zones pétrolifères des États-Unis et a estimé la perméabilité des roches pour l'huile de gravité moyenne lors d'études en laboratoire. Le modèle de perméabilité de Timur utilise l'équation de Wyllie-Rose avec trois constantes a, b et c. Cette équation n'est valable que pour les formations à saturation en eau irréductible.

La perméabilité de Timur est une mesure de laboratoire et donne de bons résultats uniquement pour les champs pétrolifères.

D'après le livre de Dewan, les résultats des modèles de perméabilité utilisant l'équation de Wyllie-Rose doivent être corrigés pour les réservoirs à gaz en multipliant les résultats des modèles de perméabilité pour l'huile par la densité du gaz (supposée être 0,3 g/cm³) ce qui donnera de meilleurs résultats pour les réservoirs à gaz. (Dewan, 1983)

La formule pour les réservoirs à huile est la suivante : $K_{oil} = \left(100 * \frac{\phi_e^{2.25}}{S_{we}}\right)^2$

La formule corrigée pour les réservoirs à gaz : $K_{gaz} = K_{oil} * \rho_{gaz}$

Sachant que :

ϕ_e : Porosité effective ;

S_{we} : Saturation en eau ;

ρ_{gaz} : Densité du gaz.

- **Perméabilité de Morris-Biggs**

Un autre modèle de perméabilité est l'équation de Morris-Biggs Gas. Morris et Biggs (1967) ont présenté l'équation de perméabilité pour les réservoirs de pétrole et de gaz en utilisant l'équation de WyllieRose. (Morris, et al., 1967)

Contrairement au modèle de Timur, le modèle Morris-Biggs donne l'équation de perméabilité pour les champs de gaz et n'a pas besoin d'être corrigée.

La formule est : $K = 6241 * \frac{\phi_e^6}{S_{w^2}}$

ϕ_e : Porosité effective ;

S_{we} : Saturation en eau.

- **Perméabilité de Coates-Denno**

Comme les modèles Timur et Morris-Biggs, le modèle Coates-Denno (1981) incluait la porosité et la saturation en eau pour calculer la perméabilité absolue de la formation. Une autre similitude de la perméabilité Coates-Denno au modèle de Timur est que la perméabilité absolue doit être corrigée du pétrole au gaz. (Coates, et al., 1981)

Le calcul se fait suivant la relation : $K_{oil} = 100 * \left(\phi^2 * \frac{1-S_{we}}{S_{we}}\right)^2$

La perméabilité corrigée est donnée par la relation : $K_{gaz} = K_{oil} * \rho_{gaz}$

Tel que :

ϕ_e : Porosité effective ;

S_{we} : Saturation en eau ;

ρ_{gaz} : Densité du gaz.

2.3.3.3 Résistivité

Dans le cas le plus général, les formations forées contiennent des fluides (eau et pétrole) qu'il est important de les maintenir en place afin d'éviter leur remontée et leur venue en surface.

Pour cela, la boue de forage, en phase liquide, exerce une pression hydrostatique supérieure à la pression des formations et des fluides qu'elles contiennent. (Meunier, 2015)

Dans ces conditions, il se produit dans la formation, une filtration de la phase liquide et des substances dissoutes pour former un filtrat. Les particules dispersées, elles, s'accumulent sur la paroi du trou, formant le dépôt de boue appelé par le «gâteau de boue» ou «mud-cake». (Meunier, 2015)

La composition, l'épaisseur et la perméabilité du mud-cake dépendent surtout de la nature de la boue. L'épaisseur du mud-cake varie en général entre 1/8" et 1" (3 mm à 2.54 cm). Ce mud-cake a une faible perméabilité et c'est lui qui conditionne en partie la filtration pour envahir la formation, et petit à petit la filtration va diminuer puis stopper pour empêcher toute circulation de fluide entre le trou de forage et la formation.

Le filtrat, lui, envahit la formation, perturbe la répartition des fluides en place, et ses caractéristiques physiques contribuent à modifier celles des formations. (Meunier, 2015)

La (Figure 25), montre la représentation schématique de l'invasion d'une formation par le filtrat de boue où :

- La boue de résistivité **R_m** remplit le trou de forage.
- La filtration a laissé un mud-cake de résistivité **R_{mc}**.
- Le filtrat de boue, phase aqueuse de résistivité **R_{mf}**, a sur une certaine distance foulé toute l'eau de formation créant la zone lavée. Cette zone a pour résistivité **R_{xo}** qui s'exprime en notations habituelles de la zone envahie par la relation suivante :

$$R_{xo} = \left(\frac{R_{mf}}{\phi^2 \times S_{xo}^2} \right)$$

- Puis la quantité de filtrat diminue jusqu'à ce que l'on retrouve dans la zone vierge où la saturation complète les pores par l'eau de formation dont la résistivité **R_w** contribue à donner à la formation sa propre résistivité **R_t**. La valeur de **R_t** est donnée par la relation suivante :

$$R_t = \left(\frac{R_w}{\phi^2 \times S_w^2} \right)$$

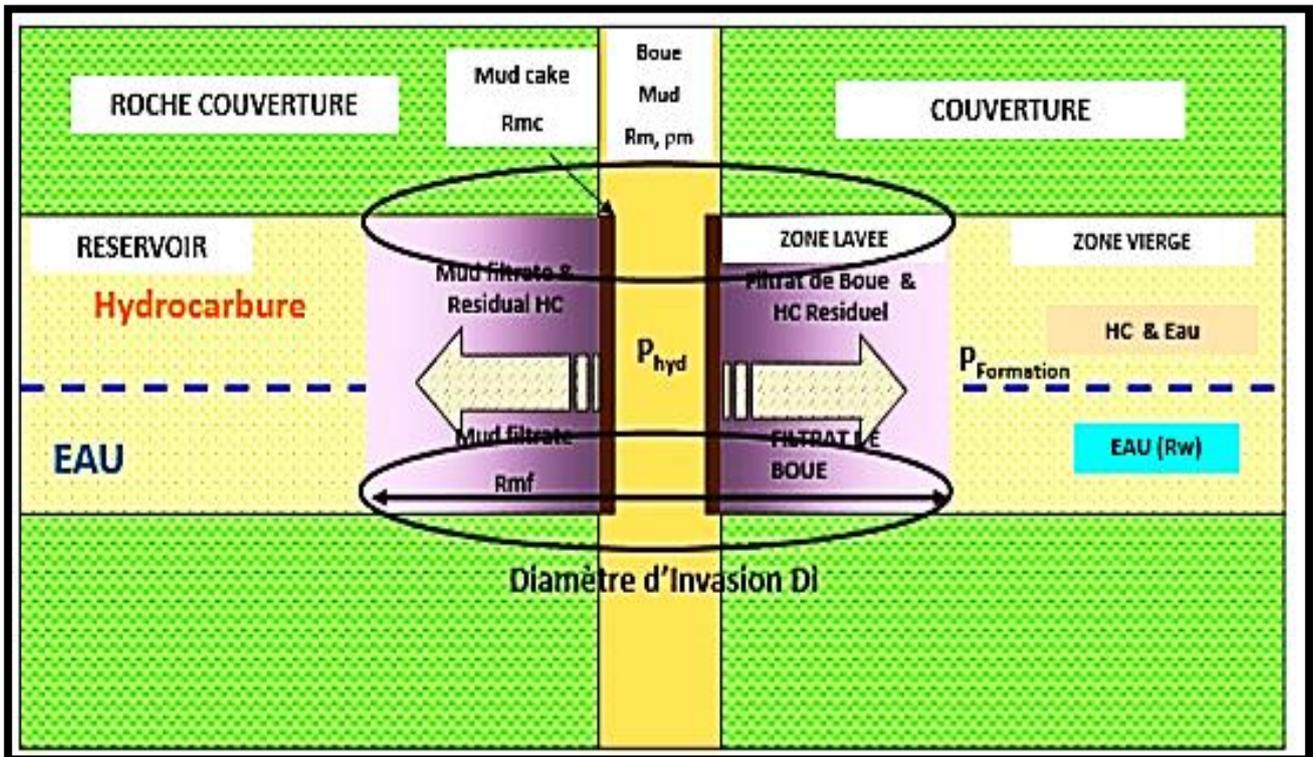


Figure 25: L'invasion des formations réservoirs par le fluide de forage (Meunier, 2015)

2.3.3.4 Saturation

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

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

On peut distinguer la nature d'un gisement par le fluide qu'il contient, par exemple :

Un gisement **d'huile** est un réservoir saturé en huile.

Un gisement de **gaz** est un réservoir saturé en gaz.

Un aquifère est un réservoir saturé en **eau**.

Le réservoir est dit **sec** si aucun fluide autre que l'air ne le sature.

a. Types de saturation

Les types de saturation sont :

- **Saturation en eau de la zone vierge**

$$S_w = \frac{V_w}{V_{Ps}}$$

- **Saturation en huile**

$$S_{Hc} = \frac{V_{Hc}}{V_{Ps}}$$

- **Saturation en gaz**

$$SG = \frac{VG}{VPs}$$

Avec :

$$Sw + SHc + SG = 100\%$$

Et :

$$Vw + VHc + VG = VPs$$

Tel que :

Vw= Volume de l'eau.

VHc= Volume d'hydrocarbure.

VG= Volume de gaz.

VPs= Volume des pores saturés.

Sw = Saturation en eau.

Sh= Saturation en huile.

Sg= Saturation en gaz.

- **b. Méthodes de calculs**

La saturation est calculée suivant la formule **d'Archie**, dans le cas d'une formation propre où le volume d'argile est **Vsh<10%** :

$$(Sw)^n = \frac{(Sw)^2}{Rt}$$

Avec : n=2

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

- **Cas des argiles laminées**

$$Sw = \sqrt{\left(\frac{1}{Rt} - \frac{Vsh}{Rsh}\right) \left(\frac{F \cdot Rw}{1 - Vsh}\right)}$$

- **Cas des argiles structurales**

$$\frac{1}{Rt} = \frac{Vsh}{Rsh} Sw + \frac{Sw^2}{F \cdot Rw(1 - Vsh)}$$

Avec : $F = \frac{a}{\phi^m}$

- **Cas des argiles dispersées**

$$Sw = \frac{\sqrt{\left(\frac{a \cdot Rw}{\phi^m \cdot Rt}\right) + \left(\frac{q^2}{4}\right) - \left(\frac{q}{2}\right)}}{1 - q}$$

Tel que :

F : Facteur de formation ;

A : Constante liée à la nature de la roche ;

M : Facteur de cimentation ;

Rw : Résistivité de l'eau de formation ;

R_t : Résistivité de la zone vierge ;

R_{sh} : Résistivité des argiles ;

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

Ø_z : Porosité de la matrice sableuse, inclut tout l'espace occupé par les fluides et les argiles ;

Q : pourcentage de la porosité.

2.3.3.5 Volume d'argile

C'est le pourcentage volumique d'argile. Il peut être calculé à l'aide des réponses de la courbe de rayon-gamma (GR), en utilisant la relation suivante :

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

GR_{lue} = Valeur GR du banc donné *lue* directement sur le log (IAP) ;

GR_{min} = Valeur GR *minimum* du même banc (IAP) ;

GR_{max} = Valeur GR *maximum* du même banc (IAP).

2.4 Interprétation de diagrapie (Quick-look log interpretation)

La méthode **Quick-look** permet une interprétation géologique et pétrophysique qualitative et rapide des diagraphies, et permet aussi de mettre en évidence sur terrain les types de réservoirs, de déterminer leur contenu en fluide, les contacts **huile/gaz** **huile/eau**, les saturations et leurs lithologies.

Elle consiste :

- A mettre en évidence les réservoirs en éliminant les bancs argileux et compacts en se servant surtout du Gamma-Ray et du caliper ;
- A comparer les courbes **R_t** et **R_{xo}** dans les zones réservoirs,
- A mettre en évidence le contact **eau/hydrocarbures (R_{xo}/R_t)** parallèles dans la zone à eau, séparation des deux courbes dans la zone à hydrocarbures),
- A calculer la saturation en eau à partir de réglettes,
- A comparer le log de Neutron-Densité sur des échelles compatibles (généralement les enregistrements sont faits sur une échelle à compatibilité calcaire) pour déterminer la localisation des contacts **gaz/huile** et **huile/eau** et la lithologie des réservoirs.

Cette méthode est très rapide, elle fournit des résultats de bonne qualité dans le cas de réservoirs propres.

Pour obtenir une interprétation plus complète et exhaustive, on s'appuie sur un traitement informatique par l'utilisation des logiciels appropriés où on tient compte de nombreux paramètres (influence de la boue, pourcentage d'argiles, influence du diamètre du trou, des caves...).

2.5 Conclusion

Les caractéristiques pétrophysiques sont les principaux paramètres contrôlant un réservoir. Cependant, certaines propriétés sont fondamentalement considérées telles que celles qui sont en relation directe avec les fluides dont l'impact reste primordial. Elles permettent d'avoir une estimation optimale de la capacité d'un fluide à circuler dans un milieu poreux. Cette circulation est fonction de la phase solide (*type de sédiment*) et surtout de la géométrie des pores.

Chapitre 03

Notions de la géostatistique

3.1 Introduction

Le néologisme "*géostatistique*" a été inventé par *Georges Matheron* en 1962.

Le préfixe "*géo*" fait référence au domaine des sciences de la Terre, qui est historiquement celui où la géostatistique s'est développée. Les champs d'application actuels concernent des domaines très variés. (Matheron, 1971)

Le suffixe ou la désinence "*statistique*" se réfère à l'utilisation de méthodes probabilistes.

La géostatistique est connue depuis plus de 40 ans dans les mines d'or du Witwatersrand en Afrique du Sud où Daniel Krige proposa une correction statistique à la manière traditionnelle d'estimer la teneur d'un bloc de minerai à partir d'un nombre limité d'échantillons pris autour du bloc à exploiter. La théorie a été formulée 10 ans plus tard par *Georges Matheron* qui introduisit un outil graphique appelé "le *variogramme*" pour analyser la continuité spatiale des teneurs et une méthode d'estimation appelée "le *krigeage*" utilisant un formalisme mathématique basé sur le variogramme. (Xavier, et al., 2001)

L'avenir de la géostatistique semble brillant et très prometteur vérifiant ainsi sa fiabilité et sa faisabilité sur terrain. Avec toutes les expériences et les développements des trente dernières années, la géostatistique est devenue une meilleure alternative aux méthodes géométriques traditionnelles de l'estimation des gisements. D'autres disciplines utilisant les données spatialement distribuées (pétrole, environnement, hydrologie, océanographie, foresterie, pollution,...) ont commencé à l'adopter largement.

3.2 Notions de basesur la géostatistique

Matheron (1971), définit la géostatistique de la façon suivante : "*la géostatistique est l'application du formalisme des fonctions aléatoires à la reconnaissance et à l'estimation des phénomènes naturels*". (Matheron, 1971)

Une fonction aléatoire (F.A) $Z(\mathbf{x})$ est un ensemble de variables aléatoires $Z(\mathbf{x}_i)$, définie en chaque point \mathbf{x}_i du gisement \mathbf{G} :

$$Z(\mathbf{x}) = \{Z(\mathbf{x}_i), \forall \mathbf{x}_i \in \mathbf{G}\}$$

Un phénomène minéralisé peut être caractérisé par la répartition dans l'espace d'un certain nombre de grandeurs mesurables, que nous appelons "**variables régionalisées**" (**V.R.**).

Ces variables ont une structure d'auto-corrélation qui dépend du module et de la direction du vecteur séparant deux points de mesure. Mathématiquement, une variable régionalisée est une fonction du point \mathbf{x} (New directions in geostatistics, 2000). Cette fonction est généralement irrégulière et montre deux aspects complémentaires (Matheron, 1971):

- Un aspect aléatoire qui explique les irrégularités locales;
- Un aspect structuré qui reflète les tendances du phénomène à grande échelle.

Si au point \mathbf{x}_i de l'espace, la V.R. de $z(\mathbf{x}_i)$ est considéré comme valeur unique (valeur vraie) alors la géostatistique étudiera la corrélation spatiale de la **V.R.** et la structure de cette variable dans l'espace. C'est la **géostatistique transitive** (Chauvet, 1999).

Le choix constitutif de la **géostatistique minière** consiste à interpréter chaque valeur de la variable régionalisée $z(x)$ comme une réalisation particulière d'une variable aléatoire $Z(x_i)$ implanté au point x_i , donc plusieurs réalisations sont possibles. C'est la **géostatistique intrinsèque**.

Ce choix constitutif fondamental conduit à des solutions cohérentes et acceptables pour divers problèmes pratiques miniers posés, tel que le problème de l'estimation des réserves locales et récupérables.

3.3 Application de l'analyse variographique dans le domaine des hydrocarbures

3.3.1 Définition du variogramme

Un variogramme expérimental est un graphique de la variabilité en termes de semi-variance par rapport à la distance de séparation dans une direction spécifique (*Figure 26*). Il s'agit d'un paramètre clé utilisé par la plupart des algorithmes de modélisation géostatistique des propriétés pour décrire les variations naturelles de la propriété.

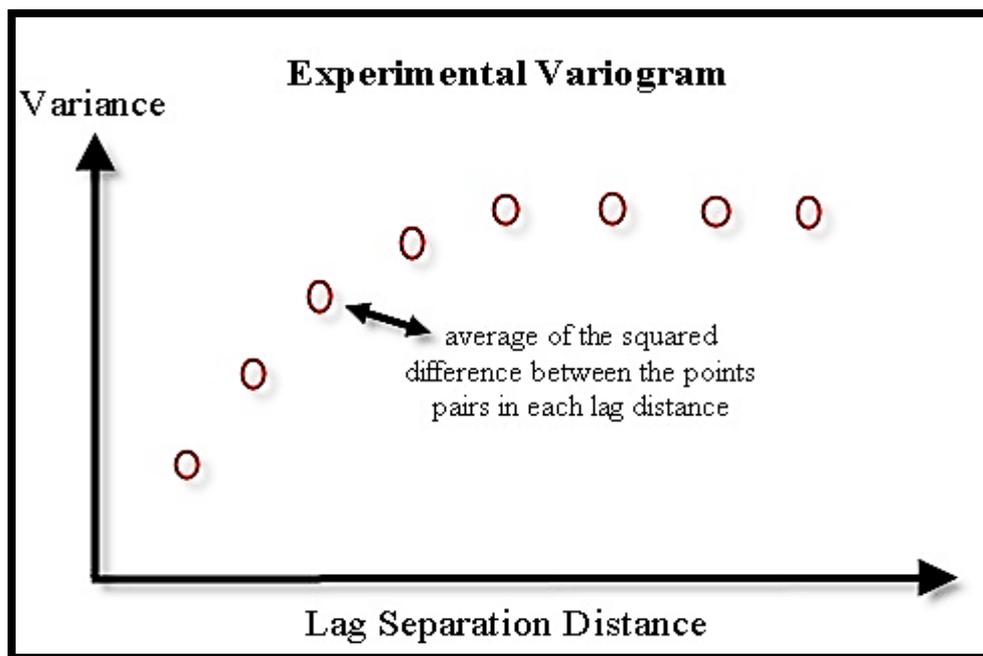


Figure 26: Représentation graphique d'un variogramme expérimental (Petrel, 2017)

L'analyse du variogramme comprend les étapes clés suivantes:

- Déterminer les directions de l'analyse du variogramme (généralement trois directions orthogonales l'une à l'autre: verticale, majeure et mineure).

Pour chaque direction:

- Calculer un variogramme expérimental.

-

- Créer un modèle de variogramme « Variogramme théorique » adapté au variogramme expérimental.

Toutefois, soit deux variables aléatoires, $z(\mathbf{x})$ et $z(\mathbf{x}+\mathbf{h})$ mesurées en 2 points " \mathbf{x} " et " $\mathbf{x}+\mathbf{h}$ " (Figure 27) la variabilité entre ces deux points se caractérise par une fonction notée $2\gamma(\mathbf{x},\mathbf{h})$ appelée variogramme (Journel, et al., 1978).

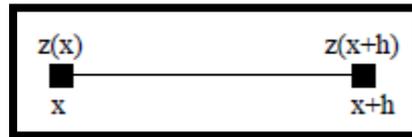


Figure 27: Représentation schématique des points de mesure de la variable (Kechiched, 2017)

Lors du calcul des variogrammes expérimentaux, une recherche est effectuée pour toutes les paires de données dans la direction spécifiée séparées par des distances données. Un cône de recherche définit l'emplacement recherché dans l'espace **3D** pour calculer le variogramme expérimental.

Seul un variogramme théorique peut être utilisé par tous les algorithmes de modélisation de propriétés.

3.3.2 Variogramme théorique

Le variogramme théorique est défini comme étant l'espérance quadratique de la variable aléatoire $[z(\mathbf{x})-z(\mathbf{x}+\mathbf{h})]$ (Marcotte, 2003)

Soit:

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

En général, le variogramme $\gamma(\mathbf{x},\mathbf{h})$ (ou *semi-variogramme*) est une fonction à la fois du point \mathbf{x} et du vecteur \mathbf{h} (Figure 28) mais l'estimation de ce variogramme nécessite plusieurs réalisations, or en pratique, on ne dispose que d'une seule réalisation.

Soit le couple $[z(\mathbf{x}),z(\mathbf{x}+\mathbf{h})]$ de mesures effectuées aux points \mathbf{x} et $\mathbf{x}+\mathbf{h}$, d'où l'introduction de l'hypothèse intrinsèque: le variogramme ne dépend que du vecteur \mathbf{h} en module et en direction et non du point \mathbf{x} . En admettant cette hypothèse, le variogramme sera estimé par la formule :

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

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

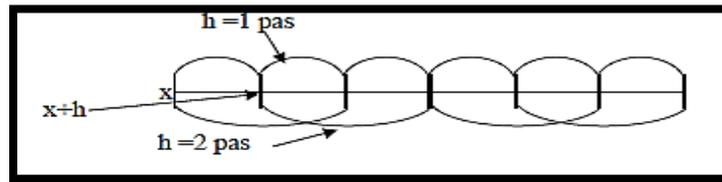


Figure 28: Estimation du variogramme(Kechiched, 2017)

3.3.3 Propriétés du variogramme

Un variogramme directionnel est un variogramme ayant une direction fixe θ , en partant de l'origine $\mathbf{h} = \mathbf{0}$, $\gamma(\mathbf{x}, \mathbf{h}) = 0$.

Trois paramètres décrivent le variogramme expérimental (Figure 29):

- Le **pallier** est caractérisé par l'atteinte d'un plateau où $\gamma(\mathbf{h})$ devient constant avec l'évolution de \mathbf{h} .
- La **portée** est la valeur de \mathbf{h} pour laquelle $\gamma(\mathbf{h})$ atteint le pallier. Elle peut aussi ne pas exister. Au-delà de la portée, les observations sont trop différentes et ne partagent pas de relations entre elles.

Par ailleurs, la portée est très utile pour fixer l'intervalle optimal d'échantillonnage car les échantillons prélevés à une distance inférieure à la portée sont spatialement dépendants.

Cette portée n'est pas forcément la même dans toutes les directions de l'espace. Elle permet donc de détecter une éventuelle anisotropie ou isotropie dans la structure de la minéralisation.

La moitié de la portée du variogramme est un bon indicateur de la distance d'échantillonnage entre les observations à respecter.

- La **pépite** représente la valeur de $\gamma(\mathbf{h})$ pour $\mathbf{h}=\mathbf{0}$. Elle traduit l'erreur de mesures liée aux mesures manuelles, capteurs piétons ou embarquées, et la variabilité présente à une distance inférieure à l'intervalle d'échantillonnage. Le pallier partiel **C1** représente l'amplitude de variation de la variable d'intérêt. Plus le pallier partiel est important par rapport à l'effet pépite, plus la structure spatiale de la parcelle est forte.

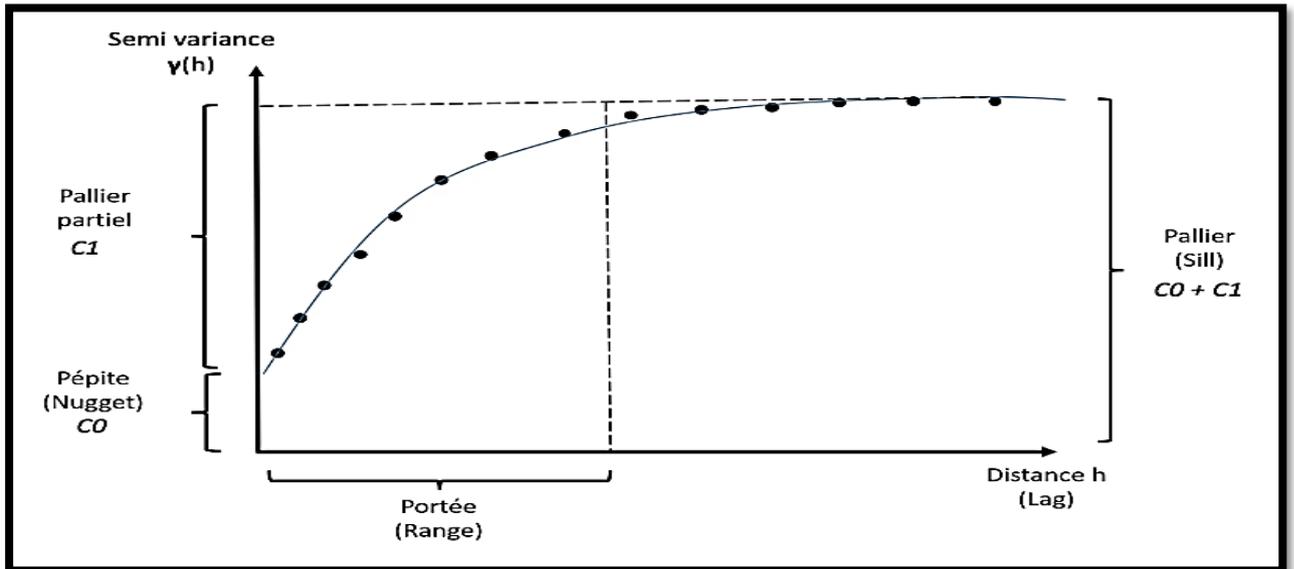


Figure 29: Représentation graphique des paramètres du variogramme (Petrel, 2017)

3.3.4 Schéma théorique et ajustement du variogramme

Une fois le variogramme expérimental est calculé, il faut alors déterminer un modèle mathématique qui lui correspond et qui doit être opérationnel et simple à l'emploi : C'est l'ajustement du variogramme expérimental. Les schémas théoriques d'usage courant sont classés en schémas à palier et schémas sans palier (Figure 30).

a. Schéma à palier

➤ Un comportement linéaire à l'origine

- Schéma sphérique : $\gamma(\mathbf{h}) = \left(\frac{3\mathbf{h}}{2a}\right) - \left(\frac{\mathbf{h}^3}{2a^3}\right) \dots \forall \mathbf{h} \in [0, a]$

$$\gamma(\mathbf{h}) = 1 \dots \text{pour} \dots \mathbf{h} \geq a$$

- Schéma exponentiel : $\gamma(\mathbf{h}) = 1 - e^{-\frac{\mathbf{h}}{a}} \dots \forall \mathbf{h} \geq 0$

➤ Un comportement parabolique à l'origine

- Schéma gaussien : $\gamma(\mathbf{h}) = 1 - e^{-\frac{\mathbf{h}^2}{a}}$

b. Schéma sans palier

- Schéma en puissance : $\gamma(\mathbf{h}) = \mathbf{h}^\lambda \dots \forall \mathbf{h} > 0; 0 < \lambda < 2$
- Schéma logarithmique : $\gamma(\mathbf{h}) = a \cdot \log(\mathbf{h}) \dots \forall \mathbf{h} > 0; a = \text{constant} > 0$

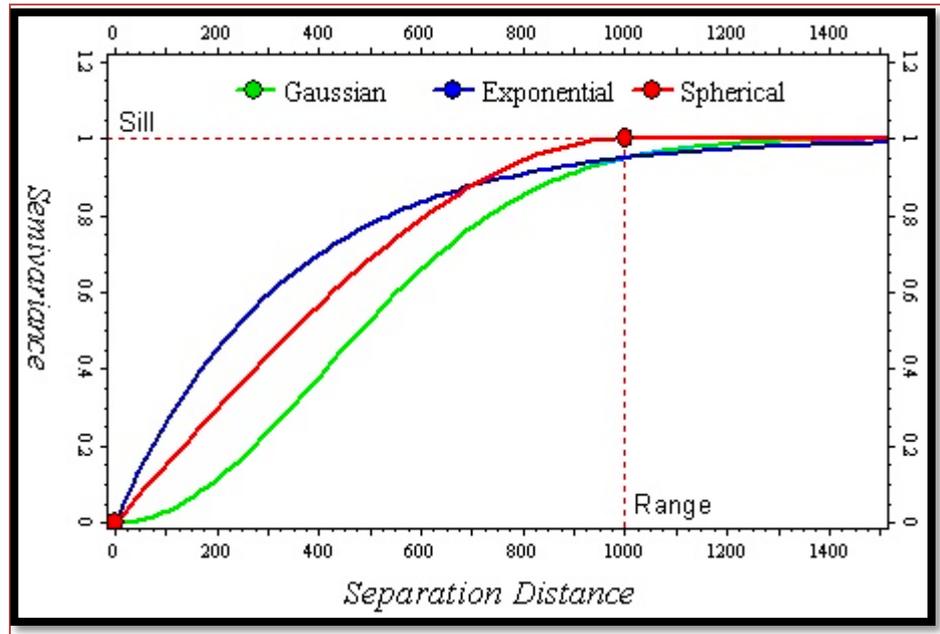


Figure 30: Représentation des différents modèles de variogramme les plus répandus (Petrel, 2017)

3.3.5 Isotropie et anisotropie

Le calcul des variogrammes directionnels lorsque les données sont réparties en deux directions **2D**, permet de connaître si la structure de la variabilité est la même dans les différentes directions où non. Les variogrammes présentant les mêmes allures (de *paliers*, de *portées* et *effet de pépité*), on parle de phénomènes **d'isotropie**, sinon le phénomène est dit **anisotrope**.

L'anisotropie est due à des phénomènes génétiques où à des données hétérogènes. Généralement, deux anisotropies sont distinguées.

3.3.5.1 Anisotropie géométrique

Il y a anisotropie géométrique quand les variogrammes présentent la même variabilité globale et en particulier le palier mais ont des portées différentes (Figure 31).

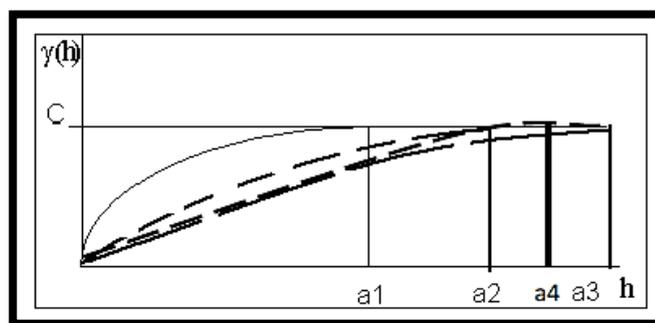


Figure 31: Schéma d'une anisotropie géométrique (Kechiched, 2017)

L'établissement des roses de portées permet l'étude de l'anisotropie en projetant les portées sur une rose. Ce rasage permet aussi l'identification du sens de la continuité du phénomène étudié (*grande portée*). Cependant la direction d'aplatissement de l'ellipse représente la direction de la variabilité rapide (*Figure 32*).

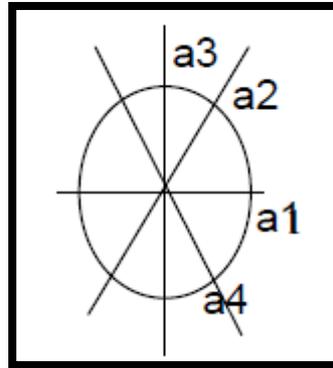


Figure 32: Rose des portées d'une anisotropie géométrique(Kechiched, 2017)

3.3.5.2 Anisotropie zonale

Cette anisotropie est la plus fréquente, et elle est manifestée par des variogrammes de portées et de paliers différents. Elle correspond généralement à une anisotropie génétique(*Figure 33*).

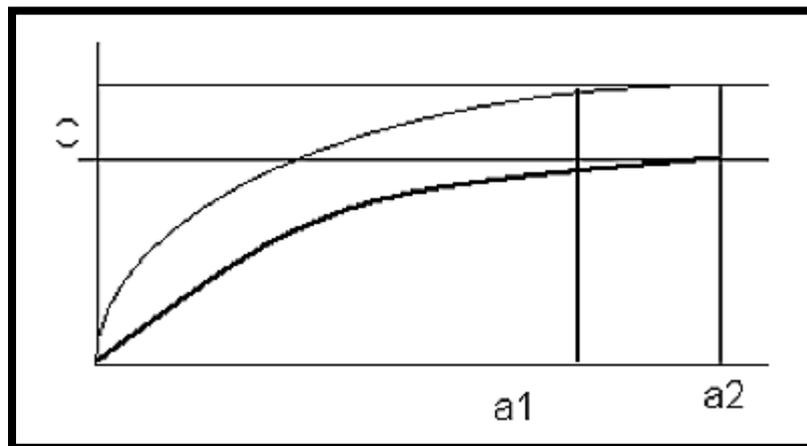


Figure 33: schéma de variogrammes représentant une anisotropie zonale(Kechiched, 2017)

3.3.6 Directions du variogramme

Les variogrammes doivent être calculés dans plusieurs directions différentes car les données géologiques sont généralement anisotropes (*au moins entre les directions verticale et horizontale*).

Celles-ci sont généralement choisies comme directions majeure et mineure dans le plan horizontal et dans la direction verticale. La direction majeure ne suit pas nécessairement les couches géologiques.

3.3.6.1 Direction majeure

La direction principale définit la direction dans laquelle les points d'échantillonnage ont la corrélation la plus forte. L'angle azimutal de cette direction principale peut être modifié de manière interactive en éditant la direction dans le cône de recherche. L'angle azimut est spécifié comme l'angle dans le sens des aiguilles d'une montre à partir du nord géographique (*endegrés*).

3.3.6.2 Direction mineure

Il s'agit de la direction de recherche mineure et perpendiculaire à la direction principale.

3.4 Application de la simulation géostatistique dans le domaine des hydrocarbures

3.4.1 Définition de la simulation géostatistique (Journel, et al., 1978)

Considérant par exemple la variable teneur vraie $z_o(\mathbf{x})$ en un point \mathbf{x} du gisement. Le modèle probabiliste proposé par la géostatistique consiste à interpréter la répartition spatiale de cette teneur comme une réalisation particulière d'une fonction aléatoire (**F.A.**), $\mathbf{Z}(\mathbf{x})$ caractérisée par ses 2 moments (*histogramme* et *variogramme*), ceux-ci étant estimés à partir des données expérimentales

Ce modèle est adapté aux problèmes pratiques de détermination de diverses dispersions de teneurs puisque l'on démontre que ces dispersions sont caractérisées pour l'essentiel par ces deux premiers moments de la fonction aléatoire $\mathbf{Z}(\mathbf{x})$.

Une simulation consiste à tirer une autre réalisation $\mathbf{z}_s(\mathbf{x})$ de cette fonction aléatoire. Les deux réalisations ; réelle $\mathbf{z}_o(\mathbf{x})$ et simulée $\mathbf{z}_s(\mathbf{x})$ sont différentes mais proviennent d'une même fonction aléatoire de $\mathbf{Z}(\mathbf{x})$, dont les deux premiers moments sont fixés.

On peut donc, pour l'étude des dispersions des teneurs, travailler indifféremment sur le gisement simulé $\{\mathbf{z}_s(\mathbf{x})\}$ ou sur le gisement réel $\{\mathbf{z}_o(\mathbf{x})\}$. Le gisement simulé présente l'avantage d'être connu en tous points et non pas seulement aux seuls points d'implantation des sondages expérimentaux.

- **Conditionnalisation**

Une **F.A.** $\mathbf{Z}(\mathbf{x})$ possède une infinité de réalisations possibles $\{\mathbf{z}_s(\mathbf{x})\}$. On choisira parmi cette infinité de simulation $\{\mathbf{z}_s(\mathbf{x})\}$ pour retrouver les données expérimentales aux points d'implantation \mathbf{x}_i des sondages, c'est-à-dire vérifiant : $\mathbf{z}_s(\mathbf{x}_i) = \mathbf{z}_o(\mathbf{x}_i)$, pour chaque sondage i .

C'est la conditionnalisation par les données expérimentales, identifiées par les gisements simulés et gisements réels qui présenteront aux mêmes endroits les mêmes concentrations de données riches ou de données pauvres.

3.4.2 Comparaison entre la simulation et l'estimation géostatistiques

Les gisements simulés passent par les données expérimentales et présentent les mêmes caractéristiques de dispersions que les gisements réels. On peut donc se demander en quoi ces simulations diffèrent d'une estimation ?

3.4.2.1 L'estimation (Krigage)

Jusqu'à la fin des années 1980, les méthodes géostatistiques étaient essentiellement vues comme un moyen de décrire les variations spatiales à partir d'un variogramme et de prédire les valeurs des propriétés aux points non échantillonnés par krigeage (Vieira *et al.* 1983 ; Tringmaret *al.*, 1985).

- **Définition du krigeage**

Le krigeage est, en géostatistique, la méthode d'estimation linéaire garantissant le minimum de variance. Le krigeage réalise l'interpolation spatiale d'une variable régionalisée par calcul de l'espérance mathématique d'une variable aléatoire, utilisant l'interprétation et la modélisation du variogramme expérimental. C'est le meilleur estimateur linéaire non-biaisé ; il se fonde sur une méthode objective. Il tient compte non seulement de la distance entre les données et le point d'estimation, mais également des distances entre les données deux-à-deux.

Le krigeage, ou estimation, est un nom générique adopté par la communauté des géostatisticiens pour décrire une famille d'algorithmes de régression par moindres carrés. Il existe de nombreuses méthodes de krigeage : simple, ordinaire, universel, ou avec tendance, cokrigeage, krigeage avec dérive externe, *etc.*

Le krigeage a tendance à lisser (*sous-estimer*) la variabilité spatiale de la propriété modélisée (Goovaerts, 1999).

En résumé, une estimation choisira en chaque point \mathbf{x} à fournir un estimateur $\mathbf{z}^*_o(\mathbf{x})$ aussi proche que possible de la teneur vraie inconnue $\mathbf{z}_o(\mathbf{x})$. Mais ces estimateurs $\{\mathbf{z}^*_o(\mathbf{x})\}$ n'ont aucune tendance à reproduire les dispersions vraies $\mathbf{z}_o(\mathbf{x})$; bien au contraire, les estimateurs lisent les dispersions vraies. Le gisement estimé $\{\mathbf{z}^*_o(\mathbf{x})\}$ représente une base biaisée dans le mauvais sens pour l'étude des dispersions qui nous intéressent.

3.4.2.2 La simulation géostatistique

Contrairement à l'estimation, les méthodes de simulation stochastique ne minimisent pas la variance de l'erreur, mais se concentrent sur la reproduction des propriétés statistiques, notamment la moyenne, la variance et le variogramme (*Tableau 1*). La simulation stochastique est préférée au krigeage pour les applications où la variabilité spatiale de la propriété doit être préservée.

Alors, la simulation $\{z_s(\mathbf{x})\}$ retrouve les deux premiers moments expérimentaux des données réelles $\{z_o(\mathbf{x})\}$. C'est-à-dire identifier les principales caractéristiques de dispersions des teneurs vraies.

En contrepartie, en chaque point \mathbf{x} , la valeur simulée $z_s(\mathbf{x})$ n'est pas le meilleur estimateur de la $z_o(\mathbf{x})$ que l'on puisse former. Les objectifs de l'estimation et de la simulation ne sont pas en général compatibles, et une simulation ne serait dispensée des frais de reconnaissance nécessaires à une bonne estimation (*Tableau 13*).

<i>Caractéristiques à reproduire</i>	<i>Estimation</i>	<i>Simulation</i>
Histogramme	Non	Oui
Variogramme	Non	Non
Variance de l'estimation	Minimale	Pas forcément la plus petite

Tableau 1: Comparaison entre la simulation et l'estimation (Kechiched, 2017)

3.4.3 La simulation séquentielle

Une méthode de **simulation conditionnelle** vise les mêmes objectifs que la simulation non-conditionnelle mais en plus, elle doit assurer que chaque réalisation soit compatible avec les valeurs observées aux points d'échantillons. Ainsi, si on simule une valeur en un point coïncidant avec une observation, il faut que la valeur simulée soit égale à la valeur réellement observée (Marcotte, 2003)

3.4.3.1 Principe de la simulation conditionnelle

Considérons en chaque point \mathbf{x} , la teneur réelle $z_o(\mathbf{x})$ est son estimateur de krigeage $z^*_{ok}(\mathbf{x})$ déduit de l'information possible :

$$I : \{z_o(x_i); x_i \in I\}$$

Ces deux valeurs diffèrent par une erreur inconnue : $z_o(\mathbf{x}) = z^*_{ok}(\mathbf{x}) + [z_o(\mathbf{x}) - z^*_{ok}(\mathbf{x})]$

Soit en termes de fonctions aléatoires : $Z_o(\mathbf{x}) = Z^*_k(\mathbf{x}) + [Z_o(\mathbf{x}) - Z^*_k(\mathbf{x})]$

L'estimateur $z^*_k(\mathbf{x})$ étant un krigeage, les deux F.A de krigeage $Z^*_k(\mathbf{x})$ et erreur de krigeage $[Z(\mathbf{x}) - Z^*_k(\mathbf{x})]$ sont orthogonales (propriété de krigeage).

Pour simuler $z_o(\mathbf{x})$, il suffit donc d'ajouter à $z^*_{ok}(\mathbf{x})$ une réalisation quelconque d'une erreur indépendante de z^*_k et isomorphe à l'erreur vraie $[Z(\mathbf{x}) - Z^*_k(\mathbf{x})]$. Pour cela :

On considère une F.AZ_s(**x**) indépendante de Z(**x**) et isomorphe à Z(**x**). Sur toute réalisation z_s(**x**) de Z_s(**x**), la procédure de krigeage z*_{sk}(**x**) appliquée sur la même configuration de données disponibles {z_s(**x**_i), **x**_i ∈ I} conduit aux décompositions analogues:

$$z_o(\mathbf{x}) = z^*_{sk}(\mathbf{x}) + [z_o(\mathbf{x}) - z^*_{sk}(\mathbf{x})]$$

$$\text{Soit : } Z_s(\mathbf{x}) = Z^*_{sk}(\mathbf{x}) + [Z_s(\mathbf{x}) - Z^*_{sk}(\mathbf{x})]$$

On remarque alors le deuxième membre de l'erreur vraie inconnue : [Z_o(**x**) - Z*_{ok}(**x**)] par l'erreur simulée connue [Z_s(**x**) - Z*_{sk}(**x**)].

$$\text{On obtient alors la réalisation connue : } z_{sc}(\mathbf{x}) = z^*_{ok}(\mathbf{x}) + [z_s(\mathbf{x}) - z^*_{sk}(\mathbf{x})]$$

$$\text{Correspondant à la fonction aléatoire : } Z_{sc}(\mathbf{x}) = Z^*_{ok}(\mathbf{x}) + [Z_s(\mathbf{x}) - Z^*_{sk}(\mathbf{x})]$$

Dans une simulation séquentielle, au lieu de modéliser la fonction de répartition conditionnelle à **N**-points, on calcule une fonction de répartition conditionnelle à un point sur chaque nœud visité selon une séquence aléatoire. Pour s'assurer de reproduire le variogramme, chaque fonction de répartition conditionnelle est conditionnée non seulement aux données disponibles, mais aussi aux points déjà simulés.

Dans notre cas, nous nous intéressons à la simulation gaussienne séquentielle.

3.4.4 La simulation gaussienne séquentielle

Lors de la simulation séquentielle Gaussienne (Desbarats, 1996 ; Deutsch et Journel, 1998), la grille est parcourue séquentiellement. Pour une maille donnée, l'espérance et la variance de la loi conditionnelle (supposée Gaussienne) sont obtenues par krigeage.

La méthode gaussienne séquentielle est la plus utilisée dans la simulation statique des réservoirs. Selon (Kedzierski, 2007), les étapes de cette méthode de simulation sont :

- Choisir (aléatoirement) un nœud de la grille,
- Définir un ellipsoïde de recherche indiquant quels points sont à prendre en compte dans la simulation. L'ellipsoïde de recherche est défini à partir du variogramme, et plus précisément

à partir des portées de variogrammes dans différentes directions. Il permet de réduire le nombre de points à prendre en compte et par conséquent de réduire les temps de calcul.

- kriger la valeur à cette position,
- A partir de l'estimation du krigeage z* et de la variance d'estimation σe^2 , construire une loi gaussienne de moyenne z* et de variance σe^2 .

- Tirer aléatoirement une valeur dans cette distribution (*Monte-Carlo*) ; cette simulation est dite gaussienne car le tirage de Monte-Carlo se fait dans une loi gaussienne. Cette loi normale est construite à partir des résultats du krigeage au point considéré.
- Ajouter la valeur simulée à la liste des valeurs disponibles, on dit que cette simulation qu'elle est séquentielle car on ajoute les valeurs simulées à la liste des valeurs disponibles pour l'étape suivante (manière séquentielle).

Les étapes de la simulation gaussienne séquentielle sont résumées sur le schéma de la (Figure 34).

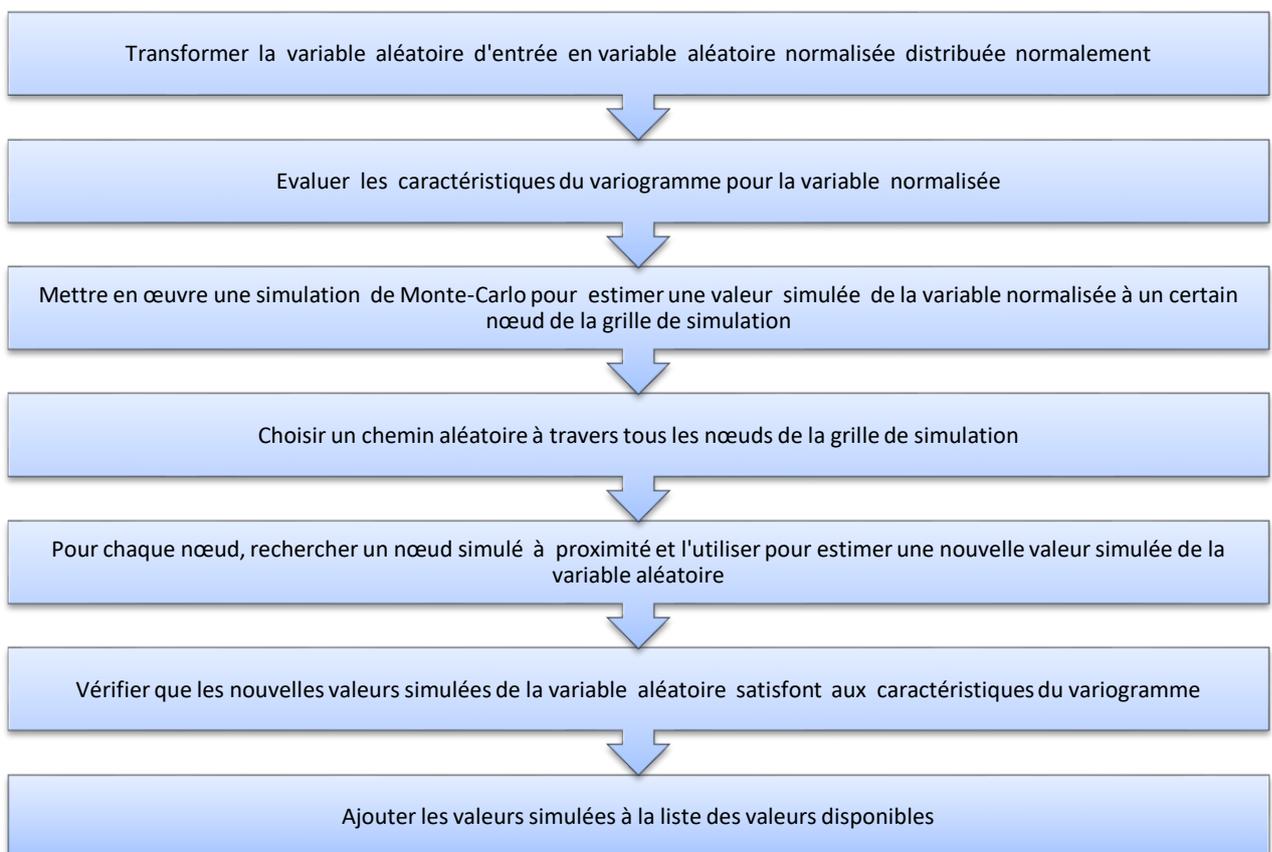


Figure 34: Schéma résumant la méthode de simulation gaussienne séquentielle

3.5 Conclusion

En raison de son caractère exhaustif, la simulation géostatistique séquentielle est bien acceptée dans l'industrie pétrolière comme méthode de caractérisation des réservoirs hétérogènes. Elle est souvent préférable aux approches d'interpolation traditionnelles, en partie, parce qu'elle saisit le caractère hétérogène observé dans de nombreux réservoirs pétroliers et fournit des estimations plus précises des réserves d'hydrocarbures.

Les méthodes de simulation géostatistique séquentielle au même titre que la simulation séquentielle gaussienne préserve la variance observée dans les données, et pas uniquement la valeur moyenne, comme en interpolation. Leur approche stochastique permet le calcul de nombreuses solutions (réalisations) également probables, qui peuvent être post-traitées pour quantifier et évaluer l'incertitude. Pour cela, notre choix a été dirigé vers la simulation gaussienne qui est largement répandue dans le domaine d'hydrocarbures.

Chapitre 04

Interprétation des diagraphies de puits

4.1 Introduction

Lorsque l'on a repéré un réservoir potentiel souterrain par des méthodes de surfaces géologiques et géophysiques, on procède par l'étude de caractérisation de ses qualités pétrophysiques à travers les diagraphies différées.

Dans ce chapitre, nous allons nous intéresser à l'interprétation et la caractérisation des données diagraphiques tout en s'appuyant sur l'analyse des propriétés pétrophysiques de six puits **gaziers** producteurs actuellement à partir des Quartzites de Hamra, bien répartis sur le champ d'étude de **Rhourde Adra**. L'intervalle chronostratigraphique concerné se limite aux dépôts du réservoir **Trias Argilo-Gréseux Supérieur** (TAGS).

Le traitement des données est effectué par le logiciel **Techlog** qui est le mieux adapté et recommandé en raison de son caractère indispensable aux calculs et réalisation des courbes et l'interprétation des diagraphies.

Ainsi, les résultats obtenus permettent de définir les qualités qui conditionnent le rendement potentiel d'un réservoir gazier qui sont principalement :

- Le volume d'argile,
- La porosité effective,
- Le taux de saturation,
- La perméabilité,
- Les différents fluides qu'il renferme (huile, gaz, eau).

4.2 Acquisition des diagraphies

Dans le cas des mesures au bout d'un câble, le matériel mis en œuvre doit permettre d'obtenir des résultats corrects dans des conditions extrêmement difficiles, à très grandes profondeurs (jusqu'à 3000 m environ) et, par conséquent, à des températures et pressions très élevées.

Ce matériel comprend un camion-laboratoire parfaitement autonome, équipé électriquement et mécaniquement, comportant un treuil de grande capacité (de 8 à 9 km de câble), un treuil auxiliaire, un ensemble de tableaux de commande, d'instruments de contrôle, et d'appareils d'enregistrement photographique et numérique, un dispositif de mesure de profondeur, un générateur de courant, une chambre noire pour le développement du diagramme enregistré sur film (la diagraphie), une tireuse sur papier, enfin, un ordinateur de bord.

Le câble est composé en général de sept conducteurs isolés protégés par une armature de fils d'acier. Les sondes, plus ou moins complexes, sont couplées à une cartouche qui contient un appareillage électronique. L'ensemble sonde-cartouche doit être capable de supporter à la fois les chocs et les très hautes températures et pressions (*Figure 35*).

La mesure se fait pendant la remontée de la sonde, avec une vitesse d'enregistrement adaptée en fonction de chaque outil utilisé.

En effet, les diagraphies différées sont des enregistrements continus des paramètres physiques qui peuvent être naturel ou provoqué. La mesure se présente sous forme d'une courbe qui montre les variations du paramètre physique en fonction de la profondeur.

Les outils utilisés peuvent être centrés dans le puits ou appliqués contre la paroi du trou, dont chaque outil a des profondeurs d'investigation et des pouvoirs de résolution très variables. Les mesures sont influencées par l'état du puits, la nature de la boue et les formations traversées.

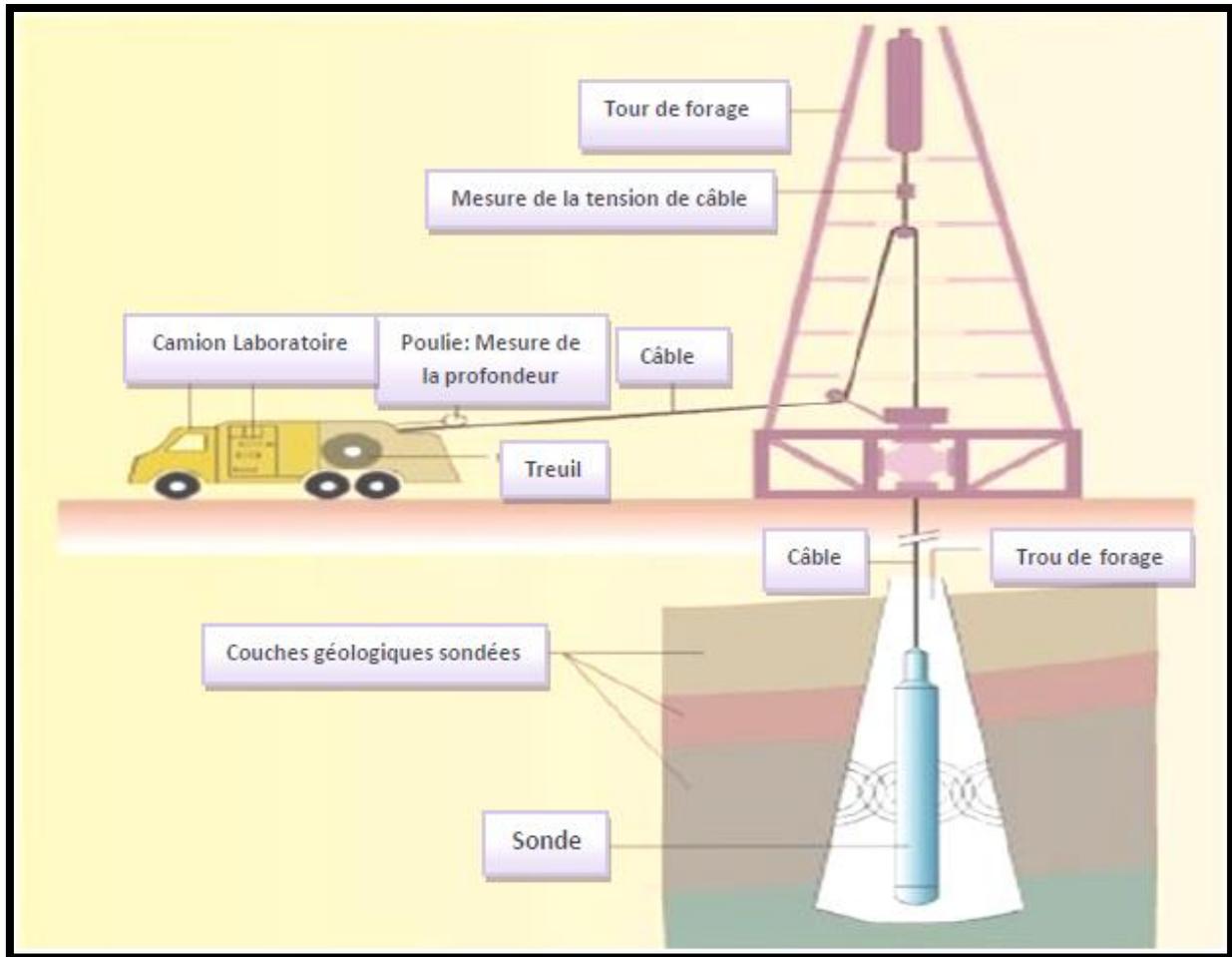


Figure 35: Schéma du fonctionnement d'un matériel de diagraphie

4.3 Méthode d'interprétation « quick look »

- Le caliper mesure le diamètre du trou. C'est un moyen permettant d'avoir une idée sur l'état des parois du puits. Sa superposition avec le bit size indique que les parois sont stables et bien maintenues.
Or, lorsque ses valeurs présentent des perturbations, veut dire qu'une érosion des parois ou des formations éboulantes ont eu lieu. On dit que c'est une cavité.
- Lorsque les valeurs de résistivité au niveau des trois zones (zone lavée, zone de transition et zone vierge) sont presque identiques, cela implique que les parois du puits n'ont pas été affectées par la boue de forage.
Ainsi, si la résistivité est élevée, il s'agira probablement des grés. Sinon, c'est des argiles.

- Le GR est un indice de radioactivité. Dans le cas où sa valeur est élevée (présence des éléments radioactifs), on a tendance à dire qu'il s'agit des argiles. Dans certains cas, on peut avoir des grès radioactifs.

Si la valeur est relativement basse, il s'agit des grès (ou autres formations qui ne sont pas présentes dans la zone d'étude).

Afin de trancher, on vérifie le Neutron- Densité.

- Les digraphies Neutron et densité doivent être simultanément interprétées.

Comme déjà vu précédemment, elles servent à déterminer à la fois la porosité et la densité de la formation.

Le Neutron donne directement la porosité des formations. Il est très sensible à la présence de gaz et d'argiles dans les formations. Le log densité donne la densité de la formation. La combinaison de ces deux logs permet de déterminer le contact huile / gaz ou eau / gaz. Tel que, dans le cas où ces deux logs sont très rapprochés, cette formation représente probablement des grès.

4.4 Interprétation des digraphies de puits

4.4.1 Présentation des puits étudiés

4.4.1.1 RhourdeAdra 101

RA-101 est un puits de développement attribué aux réservoirs *ordoviens* de la **région** de *RhourdeNouss*, il a été foré particulièrement dans la **structure** RhourdeAdra, l'objectif principal a été atteint dans les Grès de Ouargla, les Quartzites de Hamra et les Grès d'El Atchane.

RA-101 se trouve à environ 500 m au Sud-Est de RA-11, à 3.2 Kms au Sud Ouest de RA-01 et à 5 Kms au Nord-Est de RA-04.

Au niveau de RA-101, le T.A.G.S est situé entre 2813m et 2919m.

Coordonnées cartésiennes(m)			
Dérivant d'un système permettant de déterminer la position d'un point dans un espace affine (droite, plan, espace à 3 dimensions) par rapport à des repères définis précédemment, ce point permet de calculer les surfaces et les volumes.			
X	Y	Z sol	Ztable
291 115.16	3 269 515.08	266.743	276
Coordonnées géographiques			
Latitudes		Longitude	
29° 32' 24.6 " N		06° 50' 39.9" E	

Tableau 2: Coordonnées du puits RA-101 (Fiche technique établit par Schlumberger)

4.4.1.2 RhourdeAdra 103

RA 103 est un puits de développement dédié aux réservoirs ordoviens de la région de RhourdeNouss, il a été foré dans la structure RhourdeAdra, il a atteint les Grès de Ouargla, les Quartzites de Hamra et les Grès d'El Atchane comme objectif principal.

Il permet l'optimisation du développement des réservoirs Ordoviciens dans la région de RhourdeNous.

Au niveau de RA-103, le T.A.G.S est situé entre 2830m et 2933m.

Coordonnées cartésiennes(m)			
X	Y	Z sol	Ztable
302 200.04	3 278 099.97	273	284
Coordonnées géographiques			
Latitudes		Longitude	
29° 32' 24.6 " N		06° 50' 39.9" E	

Tableau 3: Coordonnées du puits RA-103 (Fiche technique établi par Schlumberger)

4.4.1.3 RhourdeAdra 104

RA104 est un puits de développement, il est foré comme producteur dans les réservoirs Ordoviciens de la région de RhourdeNous (Grès d'Ouargla, les Quartzites de Hamra et les Grès d'El Atchane comme objectif principal).

Au niveau de RA-104, le T.A.G.S est situé entre 2764m et 2860m.

Coordonnées cartésiennes(m)			
X	Y	Z sol	Ztable
297 290.03	3 273 550.15	283.91	294
Coordonnées géographiques			
Latitudes		Longitude	
29° 34' 39.28 " N		06° 54' 26.46 " E	

Tableau 4: Coordonnées du puits RA-104 (Fiche technique établi par Schlumberger)

4.4.1.4 RhourdeAdra 105

RA 105 est un puits de développement dédié aux réservoirs ordoviciens de la région de RhourdeNous, il a été foré dans la structure RhourdeAdra, il a atteint les Grès de Ouargla, les Quartzites de Hamra et les Grès d'El Atchane comme objectif principal.

Il permet l'optimisation du développement des réservoirs Ordoviciens dans la région de RhourdeNous.

Au niveau de RA-105, le T.A.G.S est situé entre 2775m et 2882m.

Coordonnées cartésiennes(m)			
X	Y	Z sol	Ztable
295610,17	3271 935,7	279,74	294
Coordonnées géographiques			
Latitudes		Longitude	
29° 32' 24.6 " N		06° 50' 39.9" E	

Tableau 5: Coordonnées du puitRA-105 (Fiche technique établi par Schlumberger)

4.4.1.5 RhourdeAdra 106

RA 106 est un puits de développement dédié aux réservoirs ordoviciens de la région de RhourdeNous, il sera foré dans la structure RhourdeAdra, il atteindra les Grès de Ouargla, les Quartzites de Hamra et les Grès d'El Atchane comme objectif principal.

Au niveau de RA-106, le T.A.G.S est situé entre 2896m et 2986m.

Coordonnées cartésiennes(m)			
X	Y	Z sol	Ztable
298 749.88	3 275 900.06	267.094	277
Coordonnées géographiques			
Latitudes		Longitude	
29° 32' 24.6 " N		06° 50' 39.9" E	

Tableau 6: Coordonnées du puits RA-106 (Fiche technique établi par Schlumberger)

4.4.1.6 RhourdeAdra 107

Au niveau de RA-107, le T.A.G.S est situé entre 2708m et 2813m.

Coordonnées cartésiennes(m)			
X	Y	Z sol	Ztable
294 109.002	3 270 936.006	271.5	280
Coordonnées géographiques			
Latitudes		Longitude	
29° 33' 12.53 " N		06° 52' 30.09 " N	

Tableau 7: Coordonnées du puits RA-107 (Fiche technique établi par Schlumberger)

4.4.2 Paramètres d'interprétation

Le log diagraphique a été présenté par logiciel Techlog à partir de fichier LAS (Log Analyst Standard) des informations géologiques en profondeur; l'interprétation diagraphique se fait par l'intervient de certains paramètres pétrophysiques très importants, parmi ces paramètres Gamma Ray (GR), Caliper(Cal), Résistivité (AT), porosité densité(RHOB), porosité neutron (Nphi) et porosité sonique (Δt).

- **Résistivité de l'eau de formation** : la résistivité de l'eau de formation utilisée pour l'interprétation est estimée à partir de la salinité régionale ($S=250g/l$ à 140°), $R_w=0.018 \Omega m$.
- **Facteurs lithologiques et de cimentations** : $a=1$, $m=n=2$
- **Volume d'argile (Vsh)** : calculé à partir de Gamma Ray corrigé par la formule de Stieber suivante :

$$Vsh(\text{Linéaire}) = \frac{GR_{lue} - GR_{min}}{GR_{max} - GR_{min}}$$

$$Vsh(\text{Stieber}) = \frac{Vsh(\text{Linéaire})}{3 - 2 * Vsh(\text{Linéaire})}$$

- **Porosité effective (PHIE)** : la porosité effective est calculée en utilisant les courbes de diagraphie NPHIE, RHOB corrigées des effets d'argile. La porosité effective dérive de la porosité totale. Elle est calculée selon les équations suivantes comme ci-dessus.

On commence par calculer la porosité totale $\phi T = \frac{\rho_{ma} - \rho_B}{\rho_{ma} - \rho_f}$

On calcule ensuite la porosité corrigée par effet d'argile $\phi T_{sh} = \frac{\rho_{ma} - \rho_{sh}}{\rho_{ma} - \rho_f}$

Et enfin, la porosité effective : $\phi E = \phi T - (\phi T_{sh} * Vsh)$

Sachant que :

ρ_{ma} : Densité du log lue à la matrice (100% grés)

ρ_B : Densité lue dans la zone d'intérêt

ρ_f : Densité du fluide utilisée lorsque la correction HC n'est pas activée

ρ_{sh} : Densité du log lue aux argiles (100% argile)

Vsh : Volume d'argile

- **Saturation en eau de formation** : Calculée à partir de la formule de Simondoux suivante : L'équation de Simandoux modifiée est une extension de l'équation des roches argileuse. L'équation de Simandoux de 1963 a été l'un des premiers modèles à intégrer et à corriger avec succès l'excès de conductivité dans la matrice dû à la présence d'argiles dispersées (l'équation d'Archie de 1942 surestime la quantité de saturation en eau s'il y a des argiles). L'équation de Simandoux modifiée peut être déduite de l'équation d'Archie réécrite en termes de vraie conductivité profonde en champ lointain ($1 / R_t$, l'inverse de la résistivité):

$\frac{1}{R_t} = \frac{\phi^m}{a * R_w} * S_w^n$ C'est l'équation d'Archie dans le cas d'une formation propre.

$\frac{1}{R_t} \geq \frac{\phi^m}{a * R_w} * S_w^n$ Si la formation est argileuse ($Vsh \geq 0$), la conductivité profonde ($1 / R_t$) doit être supérieure à la conductivité Archie car les argiles transmettent de l'électricité.

$\frac{1}{R_t} \# \frac{\phi^m}{a * R_w} * S_w^n + x$ L'excès de conductivité peut être ajusté avec un terme de correction positif.

$\frac{1}{R_t} = \frac{\phi^m}{a * R_w} * S_w^n + \frac{Vsh}{Rsh} * S_w$ Cette correction de terme extra peut maintenant être

modélisée comme une fonction $x = f(Rsh, Vsh, S_w)$. Bardon et Pied (1969) ont estimé que x

devrait augmenter proportionnellement à la conductivité du schiste ($1 / Rsh$) et au volume de schiste (VSH). Ils ont donc proposé: $x \approx Vsh \cdot SW \cdot (1 / Rsh)$. Cela conduit à l'équation de Simandoux modifiée en termes de conductivité:

$$\frac{1}{Rt} = \left(\frac{\phi m Sw^n}{aRw(1 - Vcl)} \right) + \left(\frac{VclSw}{Rcl} \right)$$

- **Perméabilité** : La perméabilité est calculée par la relation de Timur suivante :

$$k = \left(\frac{100 * \phi^{2.25}}{Swe} \right)^2$$

- **NetPay** : C'est la hauteur utile (supérieure à 1m) imprégnée en hydrocarbure calculée à partir des différents cut-off de porosité, de saturation ainsi que du volume d'argile appliqués sur la région.

Cut-off Vsh = 35%

Cut-off porosité = 6%

Cut-off saturation = 35%

4.4.3 Interprétation pétrophysique

En suivant les étapes d'interprétation citées ci-dessus, on obtient pour chaque puits étudié plusieurs bancs de grès poreux, productifs de gaz, appelés Bed. Ces niveaux sont différents en termes d'épaisseur et de caractéristiques pétrophysiques (Volume d'argile, porosité effective, saturation en eau et perméabilité).

4.4.3.1 RhourdeAdra 101

Le puits RA-101 présente quatre bancs productifs de gaz au niveau du TAGS (Figure 36), dont leurs caractéristiques pétrophysiques sont résumées dans le tableau suivant. (Tableau 8)

RA-101							
Bed	Top(m)	Bottom(m)	Net(m)	Volume d'argile moyen(%)	Porosité effective moyenne(%)	Saturation en eau moyenne(%)	Perméabilité (mD)
Bed n°1	2837.383	2838.907	1.524	5.7	12.9	44.0	5.343
Bed n°2	2842.108	2843.327	1.219	3.6	12.0	36.1	6.793
Bed n°3	2846.984	2849.423	2.438	2.2	12.9	31.5	11.218
Bed n°4	2861.920	2863.596	1.676	1.7	11.0	39.9	3.532

Tableau 8: Moyenne des paramètres petrophysiques des bancs productifs de RA-101

Le réservoir de TAGS est à gaz, dont :

- Le total Net est de: **6.857** m.
- La moyenne du volume d'argiles est de : 3.3 %
- La moyenne de la porosité est de : 12.2%
- La moyenne de la saturation en eau est de : 37.87%
- La perméabilité moyenne est de : 6.158%

L'épaisseur du TAGS du puits RA-101 est d'environ **105m**, dont **6.857m** présentent des formations propres (gréseuses) à **96.7%**, soit **6.5%** de l'épaisseur totale du réservoir.

Les résultats de calcul obtenus par le logiciel, montrent que la porosité effective des bancs varie entre **11%** et **12.9%** des valeurs qui, sont jugées faibles et relativement acceptables pour les quatre bancs en rapport avec les normes établies par l'**American Petroleum Institut**, (Wec, 2007) où la porosité est jugée :

- **Haute** au-dessus de **18%**,
- **Moyenne** entre **18%** et **12%**,
- **Faible** de **12%** à **6%**,
- Et enfin **très faible** en dessous de **6%**.

Quant à la saturation en eau, on a enregistré la valeur la plus élevée de **44%** au niveau du seul premier banc et la valeur la plus basse de **31.5%** au troisième banc.

La perméabilité, étant le paramètre crucial dans ce cas (après avoir enregistré de bons résultats pour les autres paramètres), donne des valeurs très basses variant entre **3%** et **6%** enregistrées respectivement au niveau du quatrième, premier et deuxième Banc, alors qu'elle atteint sa valeur la plus élevée de **11.218%** au niveau du troisième Banc.

Le banc 3, constitue le banc le plus recommandé aux perforations en raison de ses propriétés pétrophysiques acceptables et relativement bonnes.

4.4.3.2 RhourdeAdra 103

Le puits RA-103 présente quatre bancs productifs de gaz au niveau du TAGS (Figure 37), dont leurs caractéristiques pétrophysiques sont résumées dans le tableau suivant (Tableau 9).

RA-103							
Bed	Top(m)	Bottom(m)	Net(m)	Volume d'argile moyen(%)	Porosité effective moyenne(%)	Saturation en eau moyenne(%)	Perméabilité (mD)
Bed n°1	2867.254	2869.083	1.829	3.8	13.2	46.6	4.45
Bed n°2	2879.293	2880.512	1.219	4.0	9.5	44.3	1.67
Bed n°3	2881.427	2883.865	2.438	5.0	11.2	34.7	5.036

Tableau 9: Moyenne des paramètres pétrophysiques des bancs productifs de RA-103

Le réservoir de TAGS est à gaz, dont :

- Le total Net est de: 5.486 m.
- La moyenne du volume d'argiles est de :4.426%
- La moyenne de la porosité est de : 11.3%
- La moyenne de la saturation en eau est de : 41.86%
- La perméabilité moyenne est de : 3.345%

L'épaisseur du TAGS du puits RA-103 est d'environ 85m, dont 5.846 m présentent des formations propres (gréseuses) à 95.574% (faible teneur d'argilosité), soit 6.5% de l'épaisseur totale du réservoir.

Les résultats affichés sur le tableau ci-dessus, montrent que la porosité effective des bancs est assez bonne, avec une valeur maximale de 13.2% et une valeur minimale de 9.5 %. Concernant la saturation en eau, on a enregistré des valeurs très élevées, supérieures à 46% en face des deuxième et troisième bancs.

La perméabilité présente des valeurs très faibles avec un maximum de 5% pour le troisième banc.

Le calcul des paramètres pétrophysiques infirme la possibilité de production de gaz au niveau du TAGS du RA-103 suite aux valeurs médiocres enregistrées.

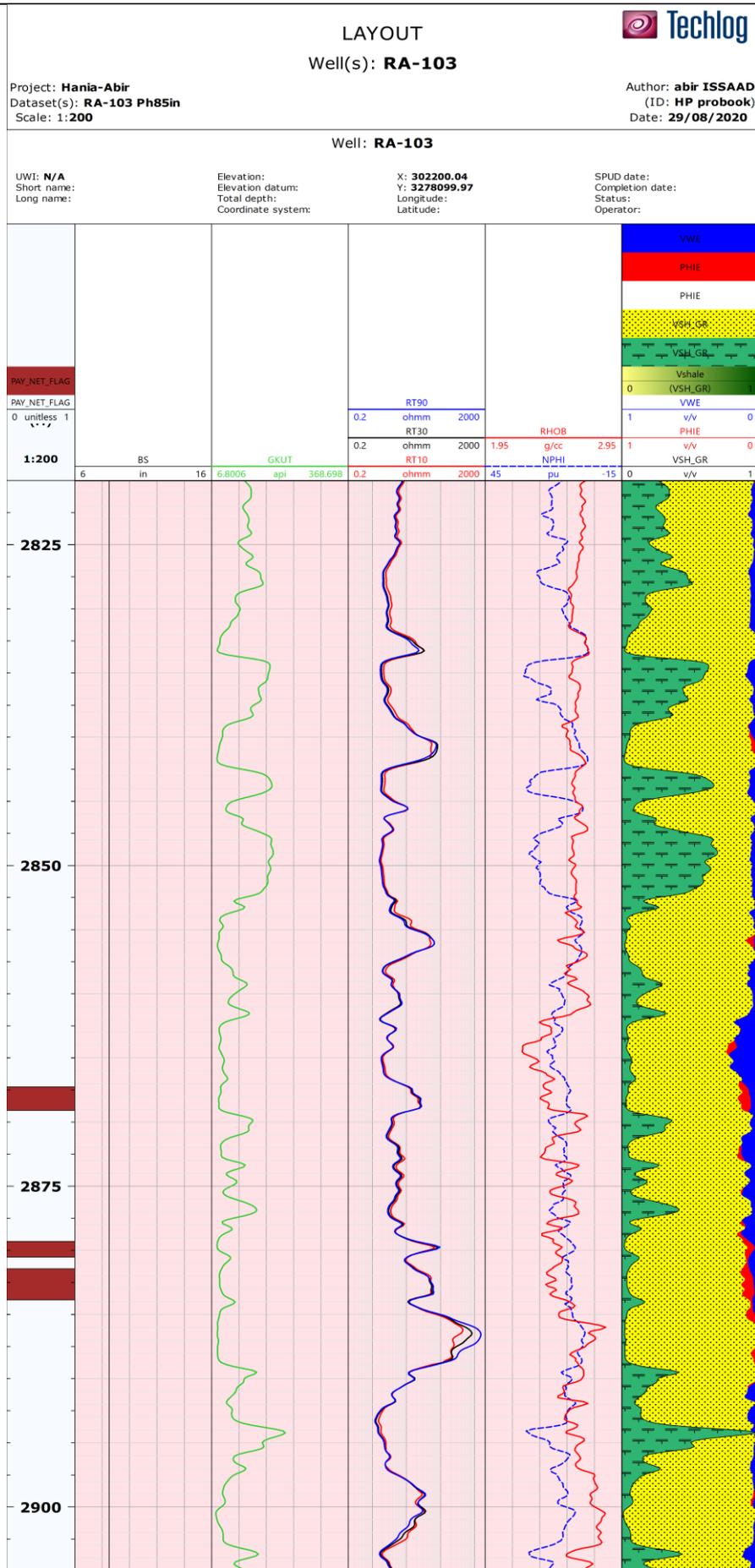


Figure 37: Logging et interprétation du puits RA-103 (Techlog, 2015)

4.4.3.3 RhourdeAdra 104

Le puits RA-104 présente quatre bancs productifs de gaz au niveau du TAGS (Figure 38), dont leurs caractéristiques pétrophysiques sont résumées dans le tableau suivant (Tableau 10).

RA-104							
Bed	Top(m)	Bottom(m)	Net(m)	Volume d'argile moyen(%)	Porosité effective moyenne(%)	Saturation en eau moyenne(%)	Perméabilité (mD)
Bed n°1	2818.790	2820.924	2.134	5.9	12.7	33.9	7.02
Bed n°2	2852.014	2857.957	5.944	4.4	16.3	26.2	41.923
Bed n°3	2858.872	2860.700	1.829	2.4	17.2	38.3	21.265
Bed n°4	2899.715	2904.439	4.724	5.7	16.2	26.4	36.447

Tableau 10: Moyenne des paramètres petrophysiques des bancs productifs de RA-104

Le réservoir de TAGS est à gaz, dont :

- Le total Net est de: 14.631 m.
- La moyenne du volume d'argiles est de : 4.6%
- La moyenne de la porosité est de : 15.6 %
- La moyenne de la saturation en eau est de : 31.2%
- La perméabilité moyenne est de : 26.664%

L'épaisseur du TAGS du puits RA-104 est d'environ 108m, dont 14.631m présentent des formations propres (gréseuses) à 95.4%, soit 13.5% de l'épaisseur totale du réservoir.

Les résultats de calcul obtenus par le logiciel montrent que la porosité effective des bancs varie entre 12.7% et 17.2%, des valeurs qui sont jugées élevées pour les quatre bancs. Quant à la saturation en eau, on a enregistré des valeurs acceptables pour les quatre puits, inférieures à 40%, où le deuxième banc présente la valeur la moins élevée 26.4%.

A l'exception du premier banc, on remarque de bonnes à très bonnes valeurs de perméabilité atteignant un maximum de 41.923mD au niveau du deuxième banc.

N.B : Notons en substance, selon les normes API (American Petroleum Institute) que la norme limite des valeurs de perméabilité à l'écoulement sont nettement supérieures à 0,1 millidarcy pour les puits productifs de gaz conventionnel, où 1mD est l'équivalent de 1cm³/seconde.

Les beds 2, 3 et 4, présentent les meilleures qualités de propriétés pétrophysiques, ce qu'il fait qu'ils sont très recommandés pour la perforation.

4.4.3.4 RhourdeAdra105

Le puits RA-105 présente trois bancs productifs de gaz au niveau du TAGS (Figure 39), dont leurs caractéristiques pétrophysiques sont résumées dans le tableau suivant (Tableau 11).

RA-105							
Bed	Top(m)	Bottom(m)	Net(m)	Volume d'argile moyen(%)	Porosité effective moyenne(%)	Saturation en eau moyenne(%)	Perméabilité (mD)
Bed n°1	2807.056	2811.323	4.267	2.1	15.8	23.1	130.25
Bed n°2	2829.763	2836.012	6.248	2.1	11.6	22.6	53.137
Bed n°3	2840.279	2842.717	2.438	2.6	10.5	27.3	26.88

Tableau 11: Moyenne des paramètres pétrophysiques des bancs productifs de RA-105

Le réservoir de TAGS est à gaz, dont :

- Le total Net est de: 12.953 m.
- La moyenne du volume d'argiles est de : 2.266 %
- La moyenne de la porosité est de : 12.633%
- La moyenne de la saturation en eau est de : 24.333%
- La perméabilité moyenne est de : 57.086%

L'épaisseur du TAGS du puits RA-105 est d'environ 105m, dont 12.954m présentent des formations propres (gréseuses) à 97.734%, soit 12.3% de l'épaisseur totale du réservoir.

Les résultats de calcul obtenus par le logiciel montrent que la porosité effective des bancs varie entre 10.5% et 15.8%, des valeurs jugées acceptables pour les trois bancs. Quant à la saturation en eau, le tableau affiche des valeurs satisfaisantes, nettement inférieures à 30% (d'où l'équivalent de 70% de gaz).

Les trois bancs ont enregistré des valeurs très élevées de perméabilité, allant d'un minimum de 26.88mD au niveau du troisième banc à un maximum de 103,25mD au premier banc.

Cependant, les caractéristiques pétrophysiques des Beds 1, 2 et 3 favorisent ouvertement la perforation pour la production du gaz.

4.4.3.5 RhourdeAdra 106

Le puits RA-106 présente trois bancs productifs de gaz au niveau du TAGS (Figure 40), dont leurs caractéristiques pétrophysiques sont résumées dans le tableau suivant (Tableau 12).

RA-106							
Bed	Top(m)	Bottom(m)	Net(m)	Volume d'argile moyen(%)	Porosité effective moyenne(%)	Saturation en eau moyenne(%)	Perméabilité (m)
Bed n°1	2915.564	2916.784	1.219	22.8	7.8	49.2	0.185
Bed n°2	2917.088	2919.375	2.286	21.9	11.8	48.2	2.672
Bed n°3	2921.051	2922.575	1.524	3.9	8.8	43.7	0.294
Bed n°4	2927.604	2928.976	1.372	2.8	11.8	48.0	1.874

Tableau 12: Moyenne des paramètres petrophysiques des bancs productifs de RA-106

Le réservoir du TAGS est à gaz, dont :

- Le total Net est de : 6.401 m
- La moyenne du volume d'argiles est de : 12.85 %
- La moyenne de la porosité est de : 11.8 %
- La moyenne de la saturation en eau est de : 47 %
- La perméabilité moyenne est de : 1.26 %

L'épaisseur du TAGS du puits RA-106 est d'environ 90m, dont 6.401m présentent des formations propres (gréseuses) à 87.15%, soit 5.23% de l'épaisseur totale du réservoir.

D'après les résultats du calcul de la porosité effective des quatre bancs, on constate que les valeurs sont moyennes telles qu'elles sont comprises entre une valeur maximale de 11.8% pour le deuxième et quatrième banc et une valeur minimale de 7.8% pour le premier banc. Quant à la saturation en eau, les teneurs sont plus ou moins élevées, allant de 43.7% pour le troisième banc à 49.2% pour le premier banc.

Pour la perméabilité, on a enregistré de très faibles valeurs fluctuant entre 0.185% au niveau du premier banc et 2.672% au niveau du deuxième banc.

Les quatre bancs de ce puits RA-106 présentent des propriétés pétrophysiques très défavorables, donc sont loin d'être recommandés pour la perforation étant donné qu'ils répondent très faiblement aux normes des puits producteurs de gaz.

Le puits RA-106 présente de très faibles paramètres pétrophysiques. Et donc les bancs présents au niveau de ce puits ne répondent pas aux normes et ne sont pas recommandés à la perforation.

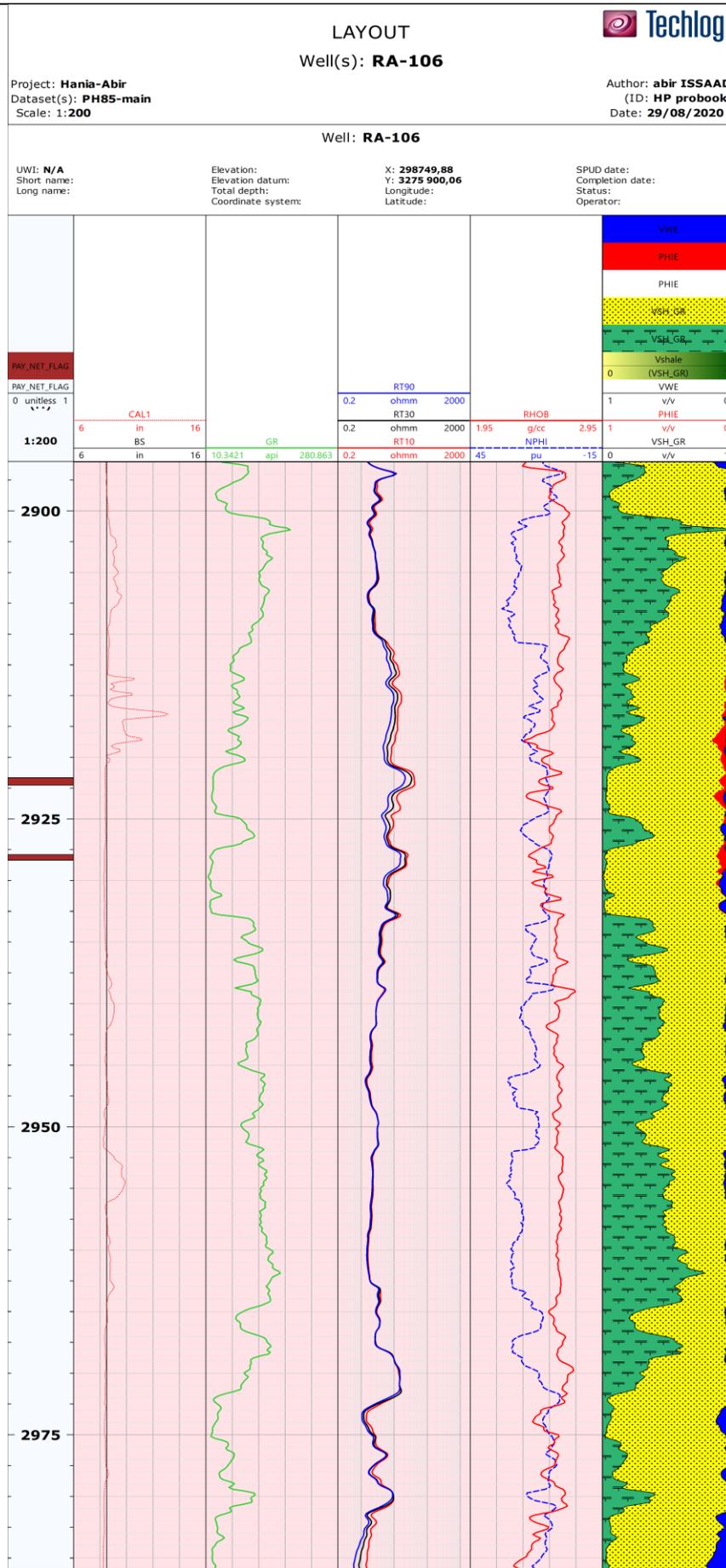


Figure 40: Logging et interprétation du puits RA-106 (Techlog, 2015)

4.4.3.6 RhourdeAdra 107

Le puits RA-107 présente trois bancs productifs de gaz au niveau du TAGS (Figure 41), dont leurs caractéristiques pétrophysiques sont résumées dans le tableau suivant (Tableau 12).

RA-107							
Bed	Top(m)	Bottom(m)	Net(m)	Volume d'argile moyen(%)	Porosité effective moyenne(%)	Saturation en eau moyenne(%)	Perméabilité (mD)
Bed n°1	2788.463	2792.273	3.810	1.8	13.0	29.0	12.166
Bed n°2	2811.323	2813.152	1.677	1.4	14.2	32.4	15.45

Tableau 13: Moyenne des paramètres petrophysiques des bancs productifs de RA-107

Le réservoir du TAGS est à gaz, dont :

- Le total Net est de : 5.487 m
- La moyenne du volume d'argiles est de : 1.6%
- La moyenne de la porosité est de : 13.6 %
- La moyenne de la saturation en eau est de : 30.7 %
- La perméabilité moyenne est de : 13.808 %

L'épaisseur du TAGS du puits RA-107 est d'environ 105m, dont 5.487m présentent des formations propres (gréseuses) à 98.4%, soit 5.23% de l'épaisseur totale du réservoir.

La porosité effective de ce puits est de 13% pour le premier banc et de 14.2% pour le deuxième banc, teneurs jugées admissibles pour les deux bancs. Quant à la saturation en eau, elle est faible, donc présentant de bons teneurs avec respectivement 29% pour le premier banc et 32.4% pour le deuxième banc.

Par rapport à la perméabilité, les valeurs enregistrées sont relativement bonnes pour le premier et deuxième banc, respectivement de 12.166% et 15.45%.

Les 2 bancs du puits 107 présentent des résultats acceptables et sont donc tous les deux fortement recommandés aux perforations pour la production du gaz.

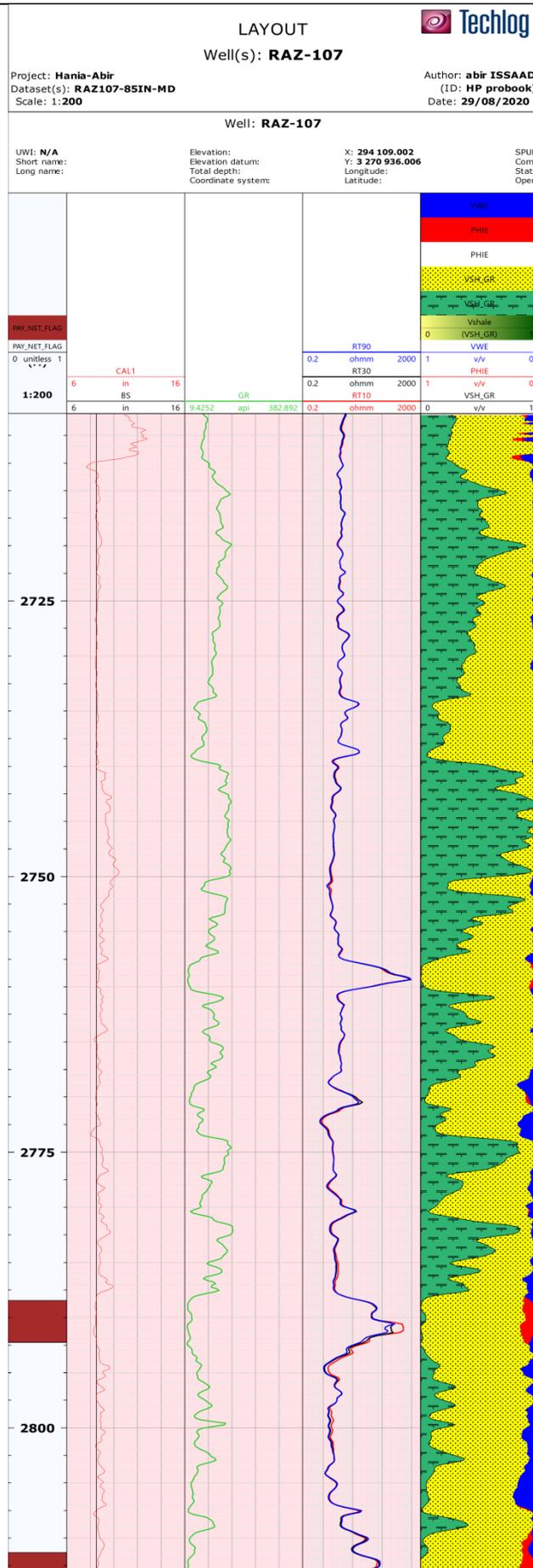


Figure 41: Logging et interprétation du puits RA-107(Techlog, 2015)

4.5 Conclusion

L'étude des paramètres pétrophysiques au niveau du réservoir TAGS dans la région de RhourdeAdra à l'aide du logiciel Techlog a permis d'établir la relation entre les propriétés de ces paramètres et la productivité du gaz à partir du réservoir en question.

Les puits RA-104, RA-105 et RA-107 présentent les meilleures caractéristiques pétrophysiques sur l'ensemble des six puits, produisant du gaz à partir des Quartzites de Hamra, étudiés au niveau du réservoir TAGS en raison des faibles valeurs du volume d'argile <6%, une Porosité effective moyenne $\geq 11\%$, une Saturation en eau moyenne autour de 30% et des valeurs élevées jugées très satisfaisantes et favorables à la production du gaz.

Quant aux puits RA-101 et RA-103 enregistrent de valeurs acceptables ; mais jugées moins bonnes en rapport avec les teneurs relativement bonnes de la porosité effective moyenne <13%, et les valeurs élevées de saturation eau moyenne > 34%, et les faibles pourcentages de perméabilité jugée médiocres, ne favorisant pas un écoulement satisfaisant pour la production du gaz.

Cependant, le puits RA-106, il développe des conditions pétrophysiques très défavorables, avec des valeurs de volume d'argile moyen relativement moyennes à très élevées, une porosité effective moyenne <12%, une saturation en eau moyenne élevée >43% et une très faible perméabilité <2.6mD, le qualifiant comme étant impropre à la perforation et à la production du gaz.

A la lumière de ces interprétations, les puits RA-101 et RA-103 sont jugés très faiblement productifs, et le puits RA-106 développe d'ores et déjà un caractère non productif de gaz, et de surcroît, les trois puits ne peuvent être recommandés à la conversion des Quartzites de Hamra vers le TAGS.

Par contre, l'interprétation des résultats obtenus au niveau des puits, RA-104, RA-105 et RA-107 a montré un énorme intérêt gazier avec des épaisseurs utiles cumulées allant d'un minimum de 5.487m pour le puits RA-107 à un maximum de 14.63 m pour le puits RA-104.

Chapitre 05

Modélisation 3D du réservoir TAGS

5.1 Introduction

L'objectif principal du développement dans le domaine des hydrocarbures vise l'extraction la plus complète des réserves avec une rentabilité économique maximale. Des technologies très pointues sont utilisées pour atteindre cet objectif au maximum et améliorer le taux de récupération de ces ressources. L'une de ces technologies-clés utilisées s'appuie fondamentalement sur la modélisation numérique.

Dans ce chapitre, nous avons développé un modèle de réservoir issu de la méthode de **simulation stochastique** qui s'inscrit dans le cadre d'une statistique à deux points « **Simulation gaussienne séquentielle** ». Elle repose sur un variogramme qui rend compte des corrélations entre deux points du réservoir selon la distance qui les sépare. Le recours au variogramme est pratique et simple.

Après une brève présentation du logiciel utilisé « **Petrel** » ainsi que les étapes suivies pour la conception du modèle, nous avons illustré dans un premier lieu les résultats de l'analyse variographique des propriétés continues (**Volume d'argile, porosité effective, saturation en eau, perméabilité**), puis nous avons mis en œuvre la modélisation du réservoir gazifière du Trias Argileux Gréseux Supérieur du champ de RhourdeAdra.

5.2 Présentation du logiciel et méthodologie

Pour représenter de façon réelle la distribution des paramètres pétrophysiques de RhourdeAdra, nous allons créer un modèle par la simulation gaussienne séquentielle. Ce modèle permet de formaliser des images mentales pour un environnement en trois dimensions.

En effet, la compagnie de service pétrolière SCHLUMBERGER a développé un logiciel de grande performance appelé Petrel. Il s'agit donc d'une plateforme logicielle utilisée dans le secteur de l'exploration et de la production de l'industrie pétrolière. Il permet à l'utilisateur d'interpréter les données sismiques, d'effectuer une bonne corrélation, de construire des modèles de réservoir, de visualiser les résultats de simulation de réservoir, de calculer les volumes, de produire des cartes et de concevoir des stratégies de développement pour maximiser l'exploitation des réservoirs. Le risque et l'incertitude peuvent être évalués tout au long de la vie du réservoir.

Ainsi, pour un meilleur résultat de simulation géostatistique, on s'est basé fondamentalement sur les six puits producteurs à partir du réservoir des Quartzites de Hamra qui remonte à l'étage géologique de l'Ordovicien au paléozoïque (RA-101, RA-103, RA-104, RA-105, RA-106, RA-107) et qui ont fait l'objet d'une interprétation plus ou moins exhaustive dans le chapitre précédent, nous avons opté pour une meilleure corrélation par l'utilisation de dix autres puits (RA-02, RA-05, RA-06, RA-07, RA-08, RA-09, RA-11, RA-12, RA-14, RA-16) du réservoir du TAGS qui remontent au Trias, début du mésozoïque, représentés sur la (Figure 42).

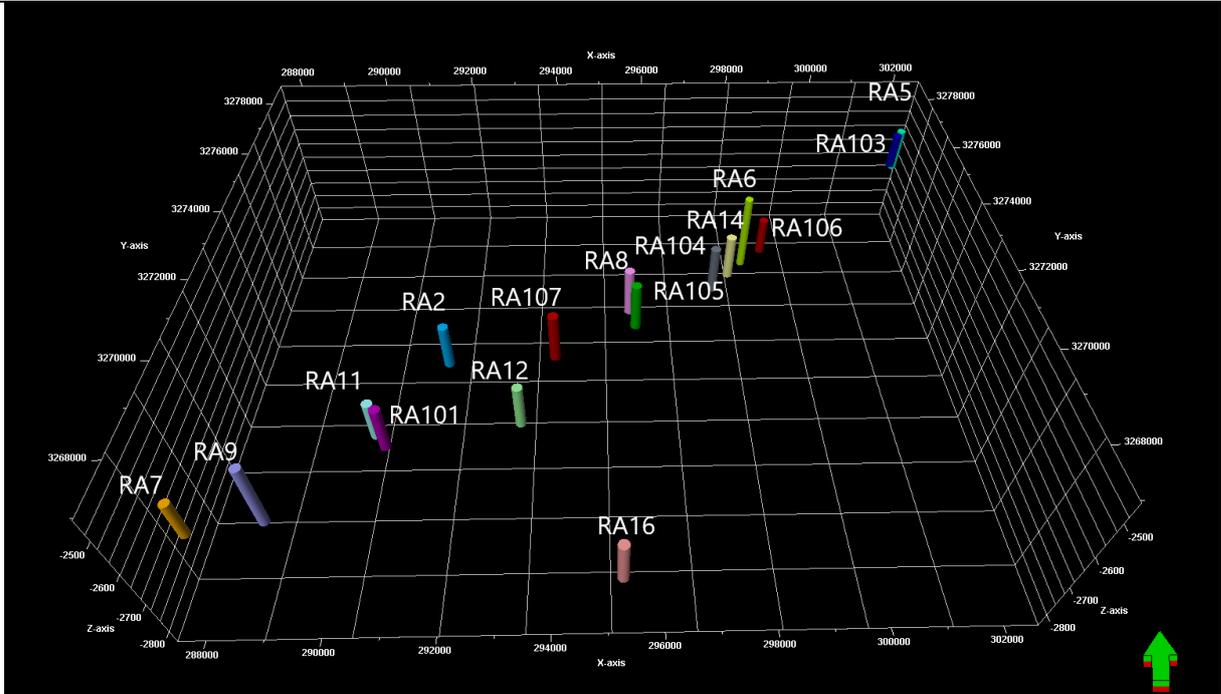


Figure 42: Représentation des 16 puits de RhourdeAdra, utilisés pour la simulation

Le tableau suivant résume la situation et le type des puits du TAGS.

Puits	Situation	Type	Puits	Situation	Type
RA-02	RA Centre	Producteur	RA-09	RA Sud-Ouest	Producteur
RA-05	RA Nord-Est	Producteur	RA-11	RA Centre	Injecteur
RA-06	RA Sud	Fermé (aquifère)	RA-12	RA Centre	Producteur
RA-07	RA Sud-Ouest	Fermé (aquifère)	RA-14	RA Centre	Injecteur
RA-08	RA Centre	Producteur	RA-16	RA Centre	Producteur

Tableau 14: Données sur les puits du TAGS

En effet, la réalisation du modèle nécessite le passage par plusieurs étapes qu'on cite ci-dessous :

- Import des données : L'organisation des données est la base de la simulation. Les données préparées pour ce modèle géologique 3D incluent le :
 - wellhead : Comprend la position de chacun des 16 puits en 3 dimensions et la profondeur mesurée le long du trajet du puits.
 - well tops : Donnant le top et le bottom du réservoir TAGS au niveau de chaque puits.
 - welltrajectory : Représente les angles de l'azimut et l'inclinaison des puits.
 - well log : Les données couvrant les valeurs du volume d'argile, porosité, saturation en eau et perméabilité le long du trajet du puits.
- Création des surfaces : Deux surfaces se créent, dont la première est au niveau du top(Figure 43) et la deuxième au bottom des puits(Figure 44).

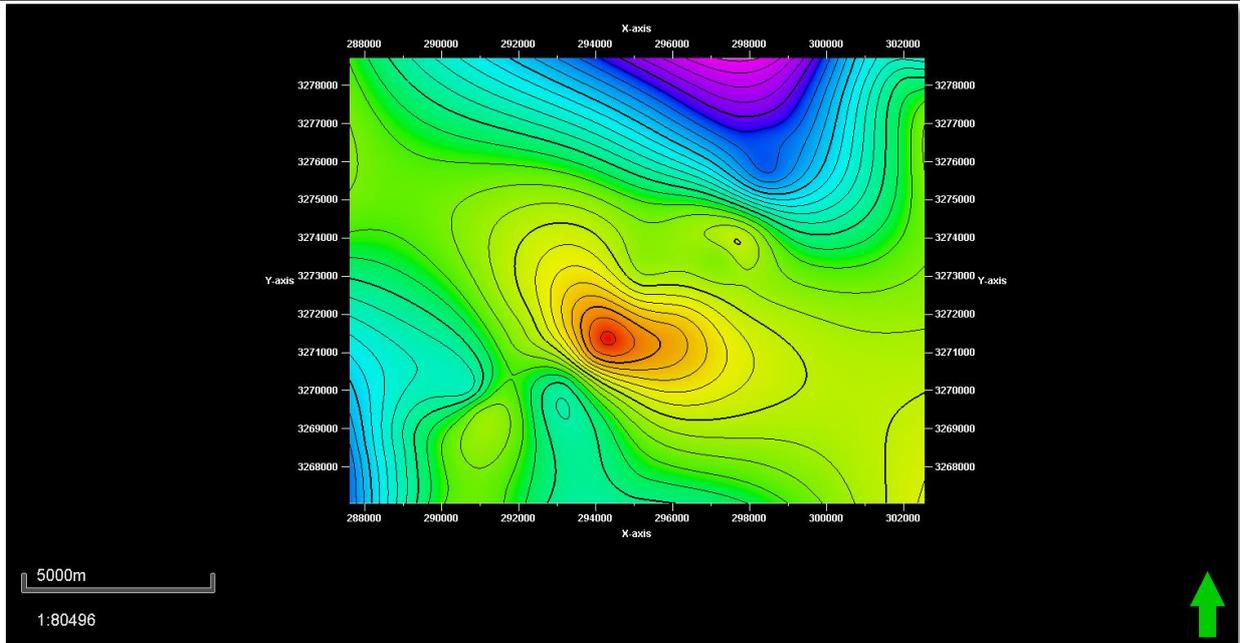


Figure 43: Surface du Top du TAGS

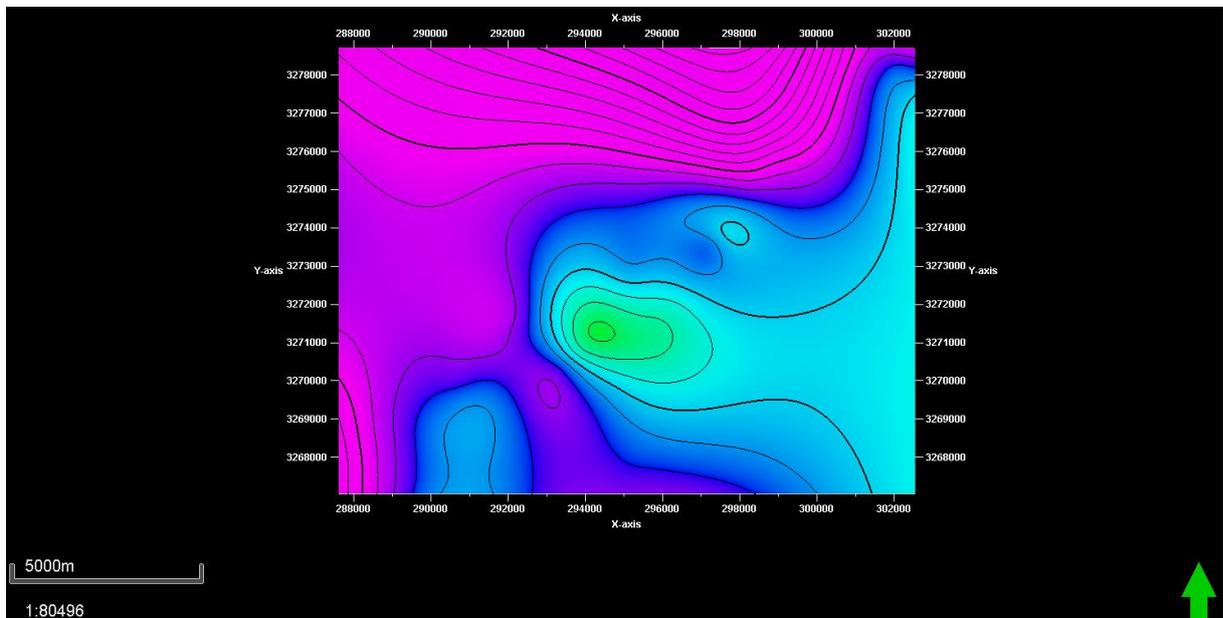


Figure 44: Surface du Bottom du TAGS

- PillarGridding (Maillage des piliers): C'est le processus de formation du squelette par la génération d'un réseau de mailles au top, au milieu et au bottom(Figure 45).

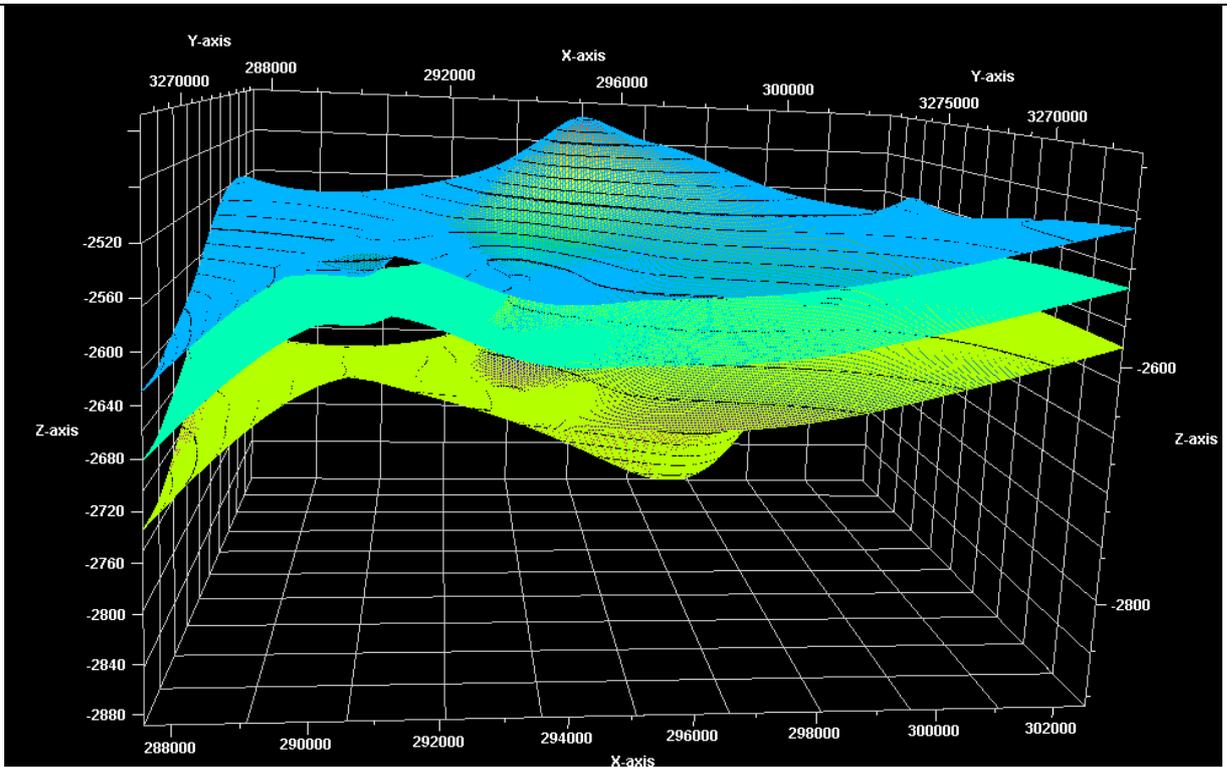


Figure 45: Maillage du top, milieu et bottom du TAGS

- Création des horizons : Consiste à insérer les horizons stratigraphiques dans la grille des piliers(Figure 46).

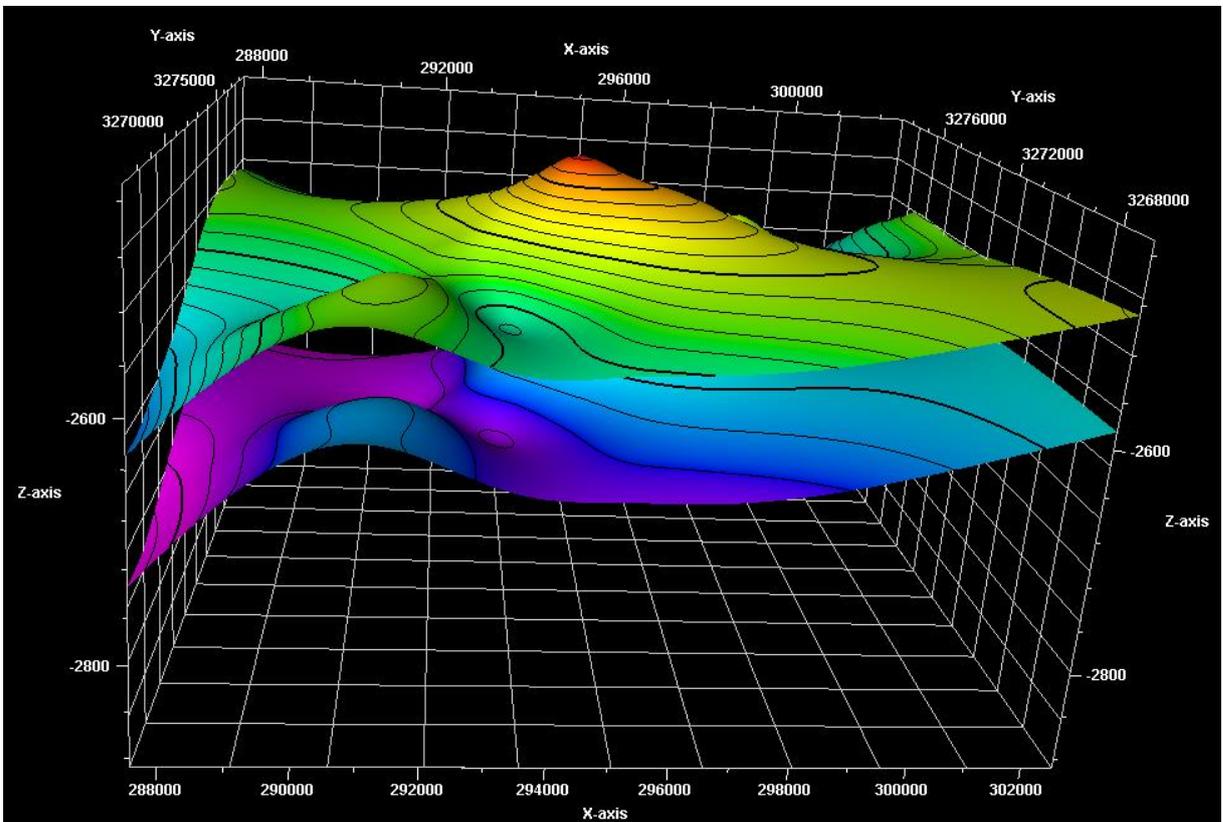


Figure 46: Horizons stratigraphiques

- Layering : La dernière étape de la construction de la structure cadre consiste à définir l'épaisseur et l'orientation du couches entre les horizons de la maille 3D. Ces couches en conjonction avec les piliers définissent les cellules de la grille 3D à laquelle sont attribués des attributs lors de la modélisation des propriétés.
- Well log up scaling : Le processus du up scaling (mise à l'échelle) des loggings de puits calcule la moyenne des valeurs des cellules de la grille 3D qui sont pénétrées par les puits. Chaque cellule obtient une valeur par logging mis à l'échelle. Ces cellules sont ensuite utilisées comme point de départ pour la modélisation (Figure 47).

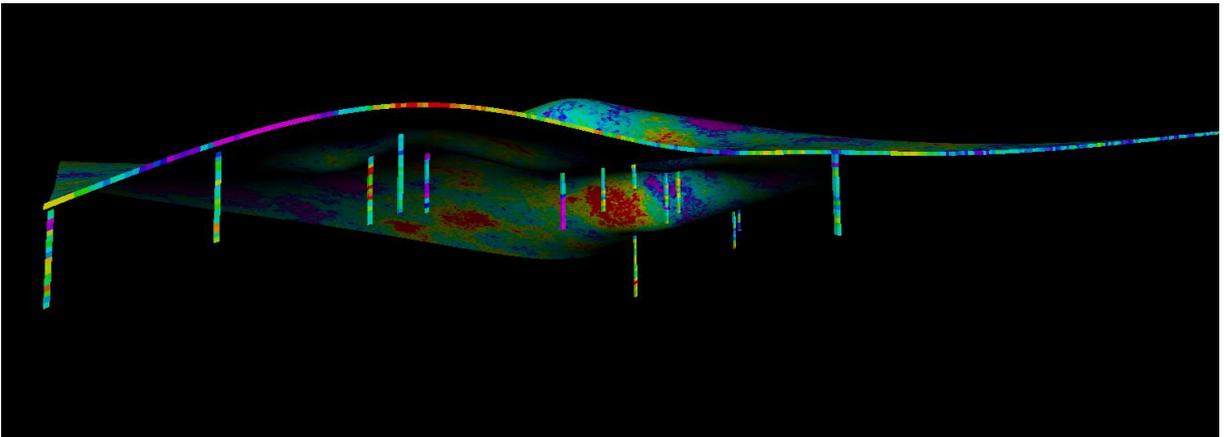


Figure 47: Exemple d'un up-scaling des puits

- Modélisation pétrophysique : La modélisation des propriétés pétrophysiques 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 notre cas, l'algorithme de simulation gaussienne séquentielle a été utilisé comme méthode statistique qui correspond à la quantité des données disponibles (Figure 48).

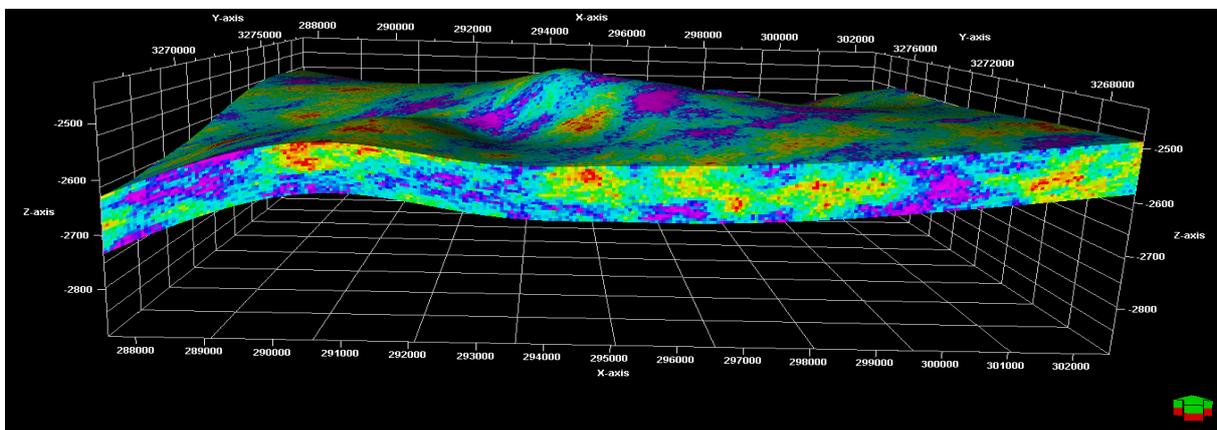


Figure 48: Exemple d'une modélisation pétrophysique

5.3 Analyse variographique

Les variogrammes expérimentaux directionnels ont été calculés par le logiciel "Petrel" dans les différentes directions (Direction verticale, majeure et mineure) avec une tolérance qui ne dépasse pas 22.5°. Dans notre étude, les variogrammes expérimentaux directionnels du volume d'argile, porosité, saturation en eau et perméabilité ont été calculés et ajustés par des schémas de régionalisation sphériques à portée (a), effets de pépites (Co) et palier(C).

L'ensemble des résultats obtenus pour chaque paramètre est présenté en tableau de synthèse (Tableau 15, 16, 17, 18).

Ainsi, le coefficient d'anisotropie qui est défini comme étant le rapport de la portée du petit axe sur la portée du grand axe a été calculé pour chaque paramètre petrophysique :

$$\text{Coe. Anisotropie} = \frac{\text{Portéemineure}}{\text{Portémajeure}}$$

5.3.1 Volume d'argile

	Direction verticale (0°)			Direction majeure (60°)			Direction mineure (150°)		
Paramètre (unité)	Portée(a)	Effet de pépites(Co)	Palier	Portée(a)	Effet de pépites(Co)	Palier	Portée(a)	Effet de pépites(Co)	Palier
Volume d'argile(%)	34,051	0	0,9731	1726.812	0	0,9731	1246,28	0	0,9731

Tableau 15: Résultats de la variographie directionnelle du volume d'argile du TAGS

La rose de portées a été tracée à l'aide des résultats du (Tableau 15). Elle montre que l'axe d'isotropie est de direction 60° (Grand Axe), tandis que l'axe d'anisotropie est de direction 150° (petit axe). Le coefficient d'anisotropie est de 0.7217 traduisant une faible anisotropie (Figure 49).

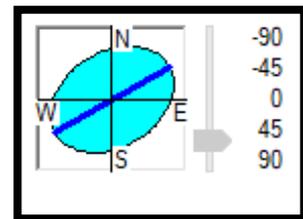


Figure 49: Rose des portées pour le volume d'argile

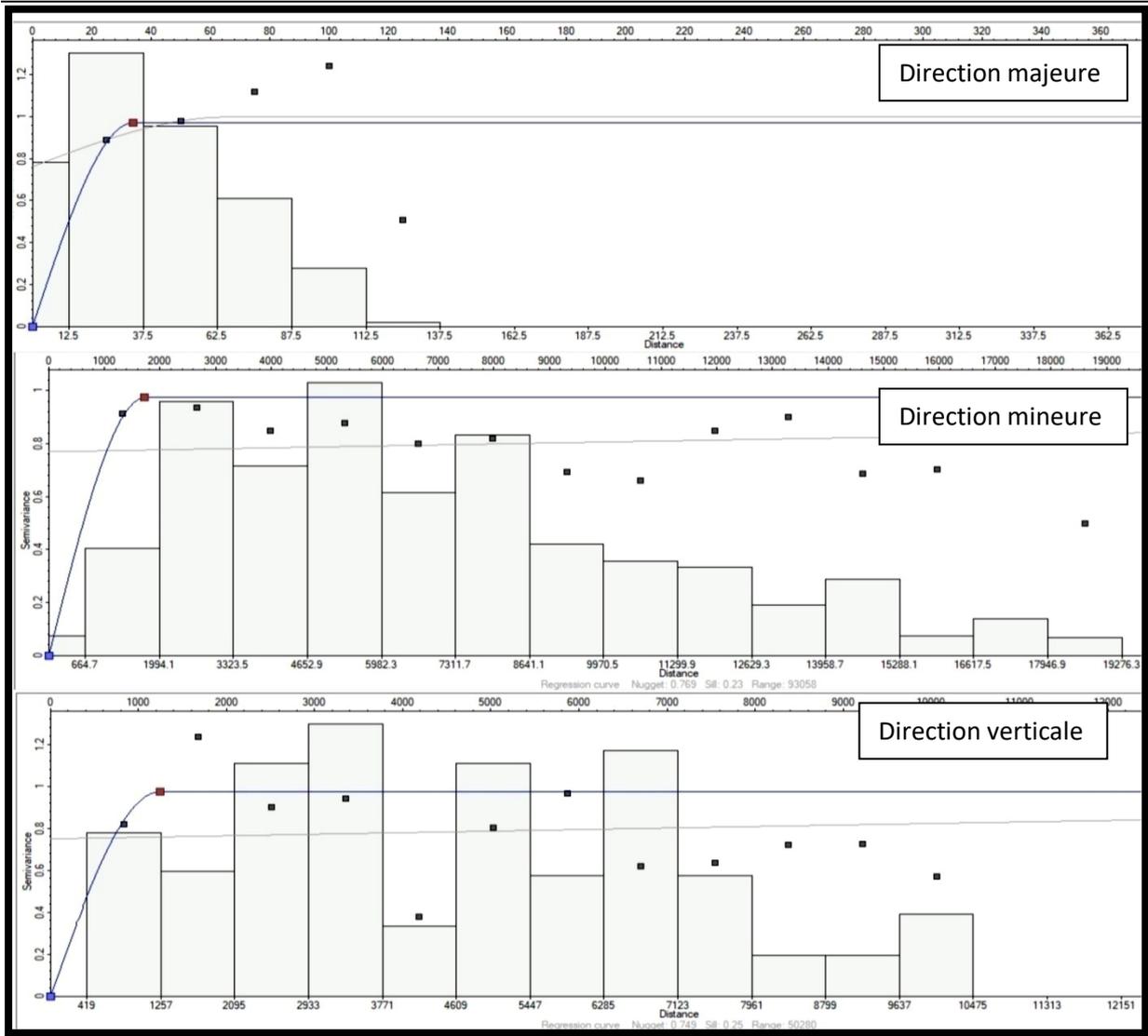


Figure 50: Variogramméthorique directionnel du volume d'argile

5.3.2 Porosité effective

	Direction verticale (0°)			Direction majeure (110°)			Direction mineure (200°)		
Paramètre(unité)	Portée(a)	Effet de pépites(Co)	Palier	Portée(a)	Effet de pépites(Co)	Palier	Portée(a)	Effet de pépites(Co)	Palier
Porosité effective(%)	57,308	0,0589	0,9357	3033,002	0,0589	0,9357	1659,507	0,0589	0,9357

Tableau 16: Résultats de la variographie directionnelle de la porosité effective du TAGS

La rose de portées a été tracée à l'aide des résultats du (Tableau 16). Elle montre que l'axe d'isotropie est de direction 110° (Grand Axe), tandis que l'axe d'anisotropie est de direction 200° (petit axe). Le coefficient d'anisotropie est de 0.547 traduisant une anisotropie(Figure 52).

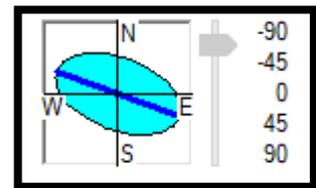


Figure 51: Rose des portées pour la porosité effective

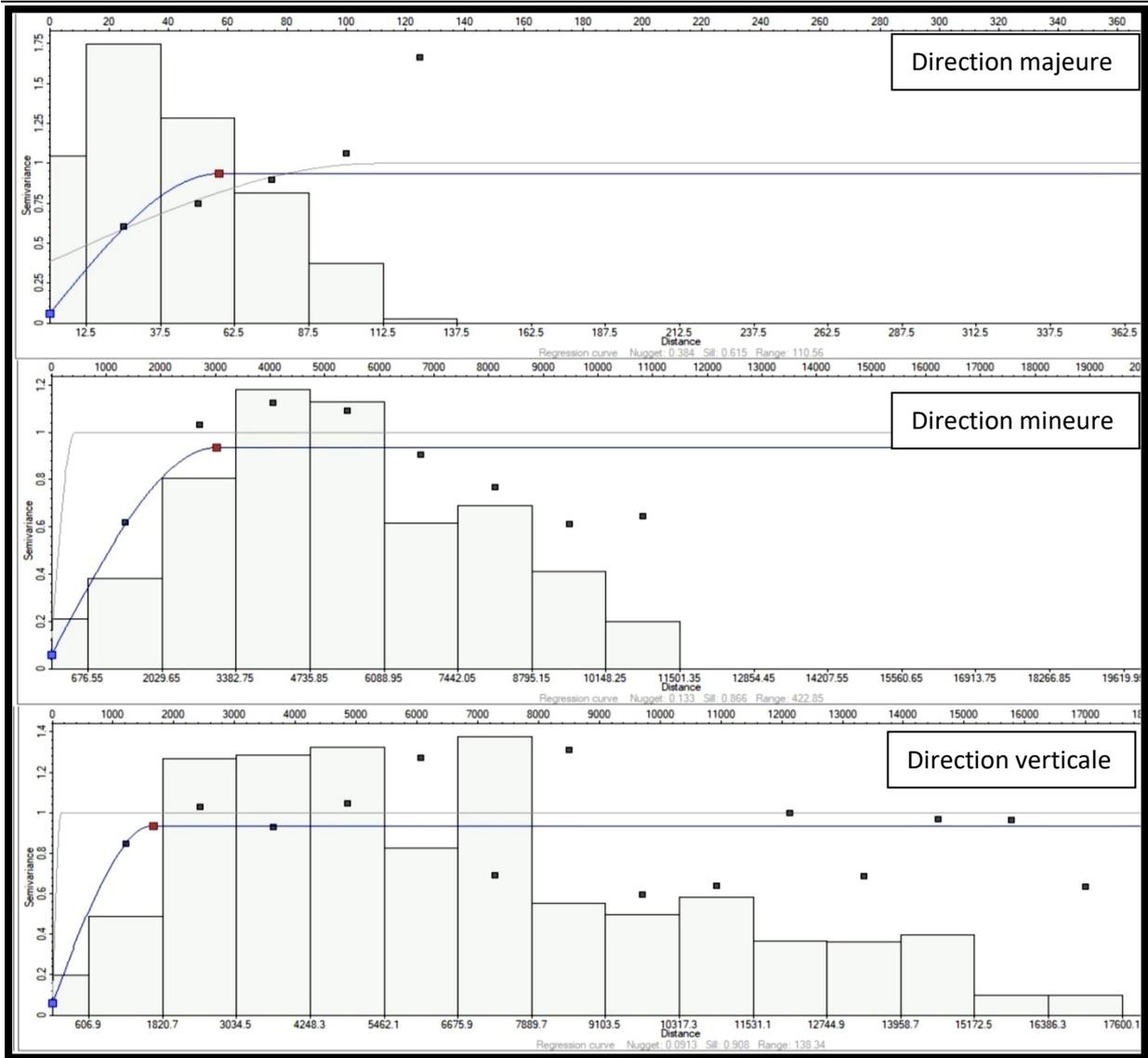


Figure 52: Variogramme théorique directionnel de la porosité effective

5.3.3 Saturation en eau

Paramètre(unité)	Direction verticale(0°)			Direction majeure (150°)			Direction mineure (240°)		
	Portée(a)	Effet de pépites(Co)	Palier	Portée(a)	Effet de pépites(Co)	Palier	Portée(a)	Effet de pépites(Co)	Palier
Saturation en eau(%)	33,341	0,1114	1,0768	2620,737	0,1114	1,0768	1322,556	0,1114	1,0768

Tableau 17: Résultats de la variographie directionnelle de la saturation en eau du TAGS

La rose de portées a été tracée à l'aide des résultats du Tableau (Tableau 15). Elle montre que l'axe d'isotropie est de direction 150° (Grand Axe), tandis que l'axe d'anisotropie est de direction 240° (petit axe). Le coefficient d'anisotropie est de 0,505 traduisant une anisotropie(Figure 53).

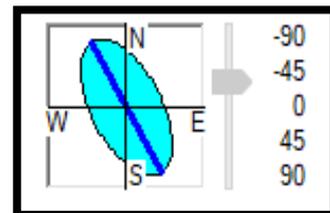


Figure 53: Rose des portées pour la saturation en eau

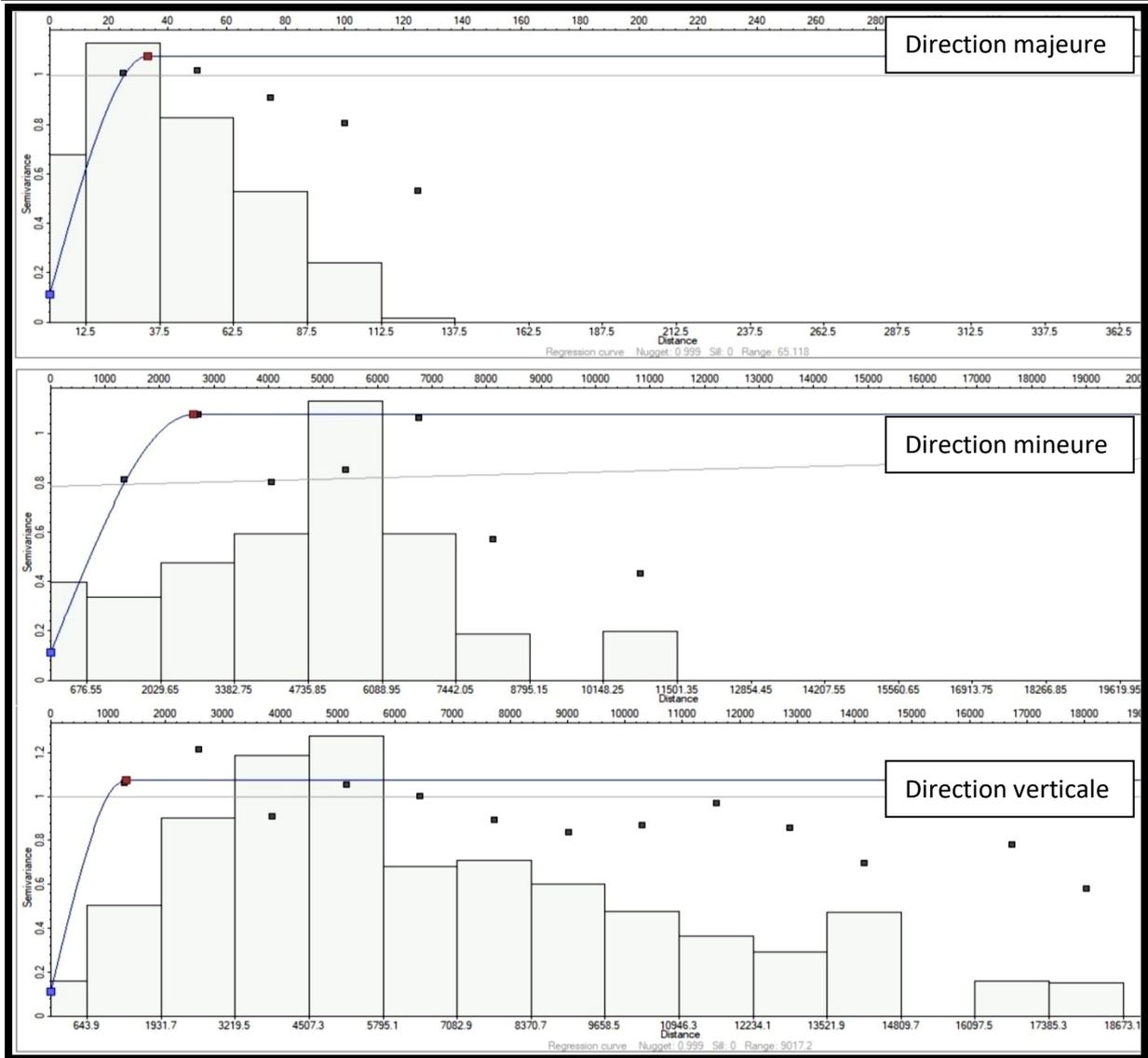


Figure 54: Variogramme théorique directionnel de la saturation en eau

5.3.4 Perméabilité

Paramètre(unité)	Direction verticale(0°)			Direction majeure (150°)			Direction mineure (60°)		
	Portée(a)	Effet de pépites(Co)	Palier	Portée(a)	Effet de pépites(Co)	Palier	Portée(a)	Effet de pépites(Co)	Palier
Perméabilité (mD)	40,034	0	0,9846	2004,243	0	0,9846	1550,206	0	0,9846

Tableau 18: Résultats de la variographie directionnelle de la perméabilité du TAGS

La rose de portées a été tracée à l'aide des résultats du (Tableau 46). Elle montre que l'axe d'isotropie est de direction 60° (Grand Axe), tandis que l'axe d'anisotropie est de direction 150° (petit axe). Le coefficient d'anisotropie est de 0,773 traduisant une faible anisotropie(Figure 55).

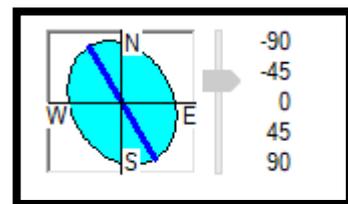


Figure 55: Rose des portées pour la perméabilité

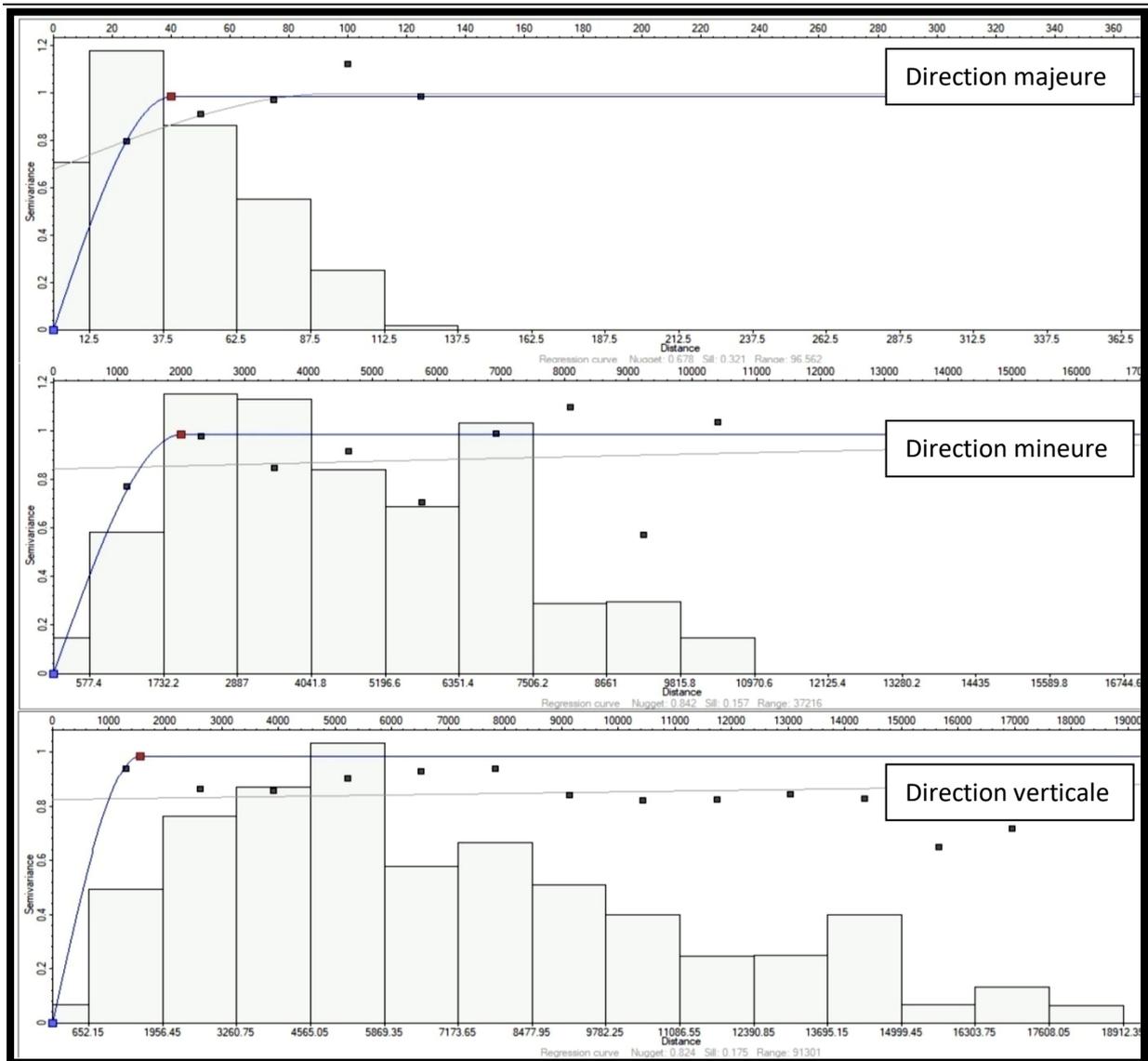


Figure 56: Variogramme théorique directionnel de la perméabilité

5.4 Interprétation du modèle

Après avoir procédé aux opérations suscitées, un *output* des résultats de la simulation gaussienne séquentielle sera généré. Ces résultats sont visualisés en modèles 3D. L'application de cette simulation sur les données pétrophysiques acquises de 16 puits de RhourdeAdra est présentée ci-dessous.

5.4.1 Volume d'argile

Le réservoir Trias Argileux Gréseux supérieur, comme son nom l'indique, présente des argiles fortement développées dont leur volume varie relativement d'une direction à l'autre.

D'après l'histogramme (Figure 57), environ 53% du réservoir est constitué de formations gréseuses relativement impropres (entre 20% et 100 % d'argile).

Tandis que 30% du réservoir atteint 10% d'argile avec une prédominance des grés (90%). Il s'agit donc des grés approximativement propres.

Finalement les grés propres couvrent 17% du réservoir TAGS (Figure 58).

Etant donné que l'argilosité constitue un paramètre important pour la définition du faciès, néanmoins sa teneur favorise en rapport avec l'ensemble de la constitution du réservoir TAGS, une prédominance des corps gréseux.

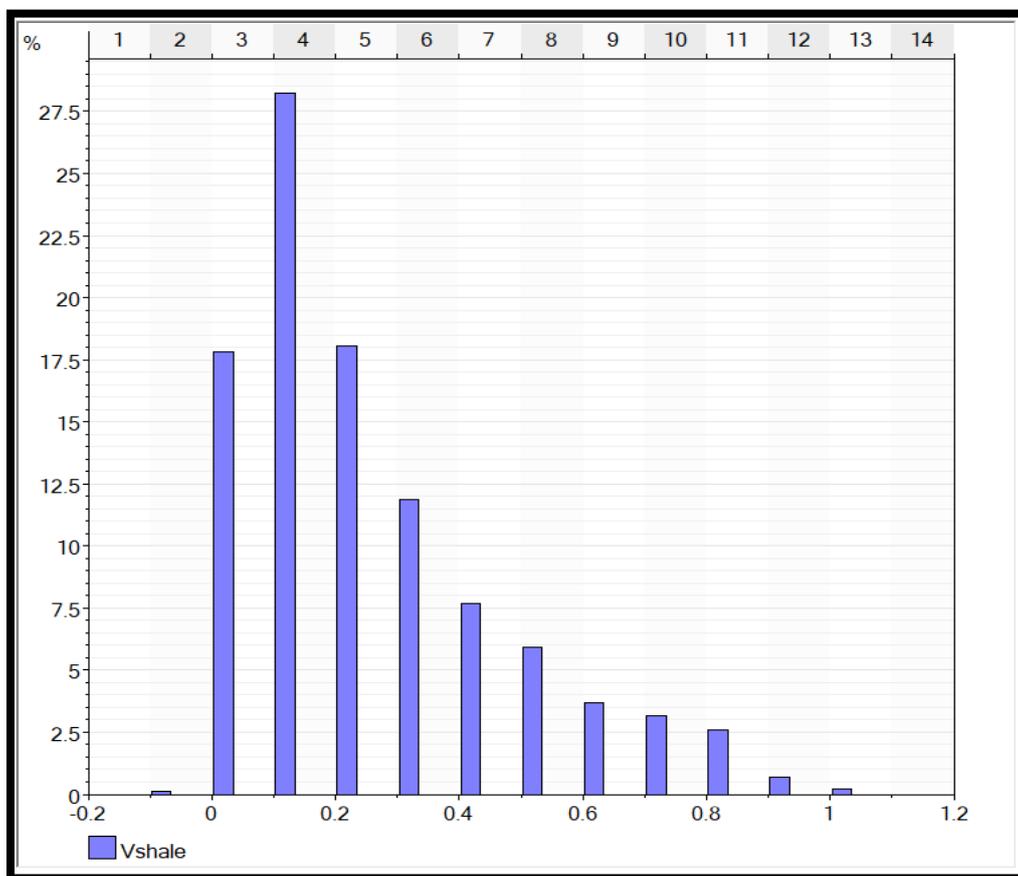


Figure 57: Histogramme du volume d'argile

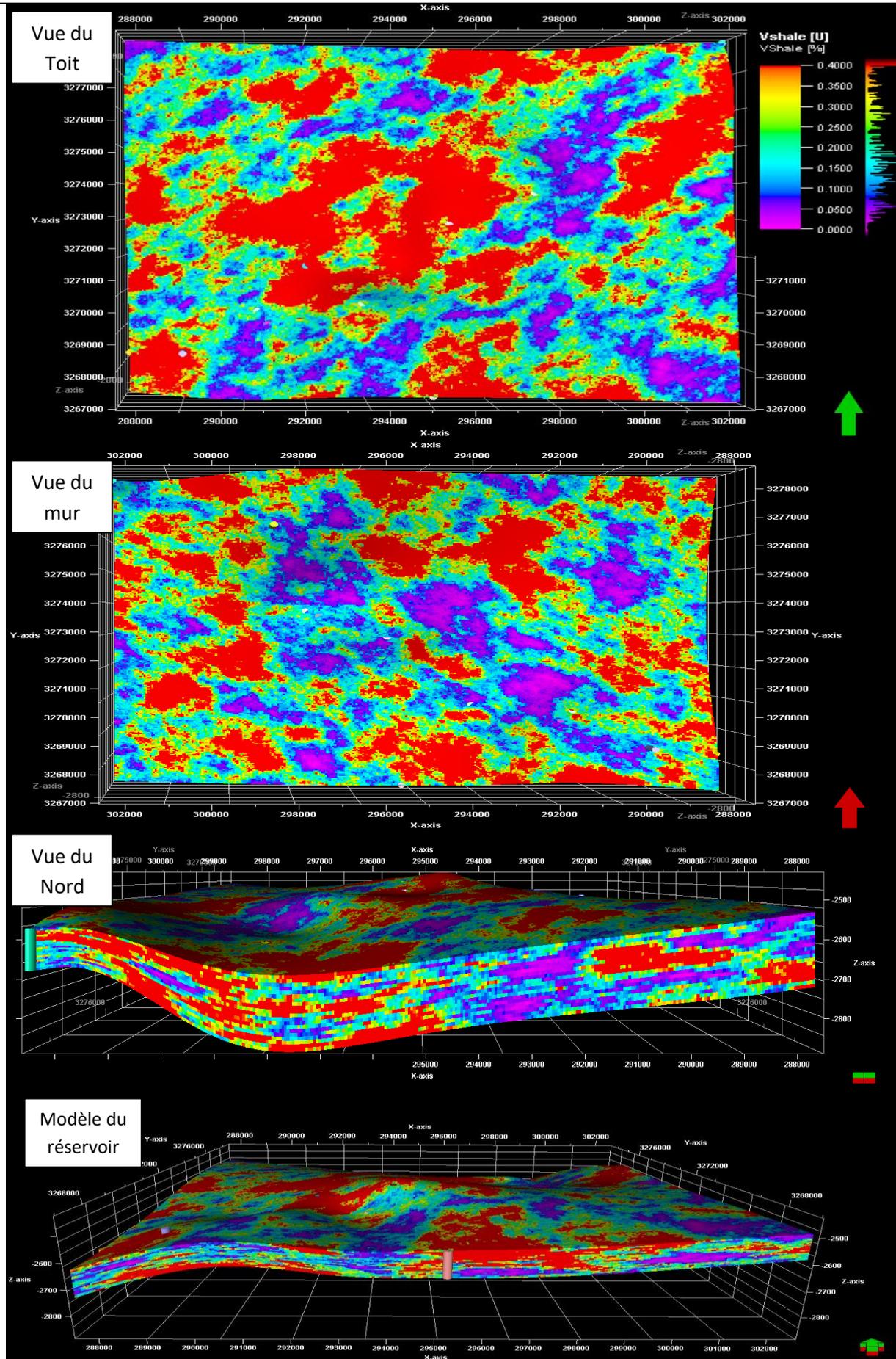


Figure 58: Modèles illustrant la distribution spatiale du volume d'argile

5.4.2 Porosité effective

A partir du modèle illustrant la distribution spatiale de la porosité effective, on observe que la partie régnant dans le réservoir est caractérisée par une porosité effective élevée (*Figure 56*). L'histogramme (*Figure 59*) montre que 57% du réservoir marque une porosité effective supérieure à 8%.

En outre, une porosité très basse inférieure à 8% touche environ 43% du réservoir.

La porosité effective présente une continuité suivant la direction NW-SE (*Figure 60*), or la distribution des argiles est continue suivant la direction NE-SO, perpendiculairement à celle de la, porosité effective, ce qui traduit une très bonne et meilleure porosité effective dans la direction de sa continuité au niveau des grés.

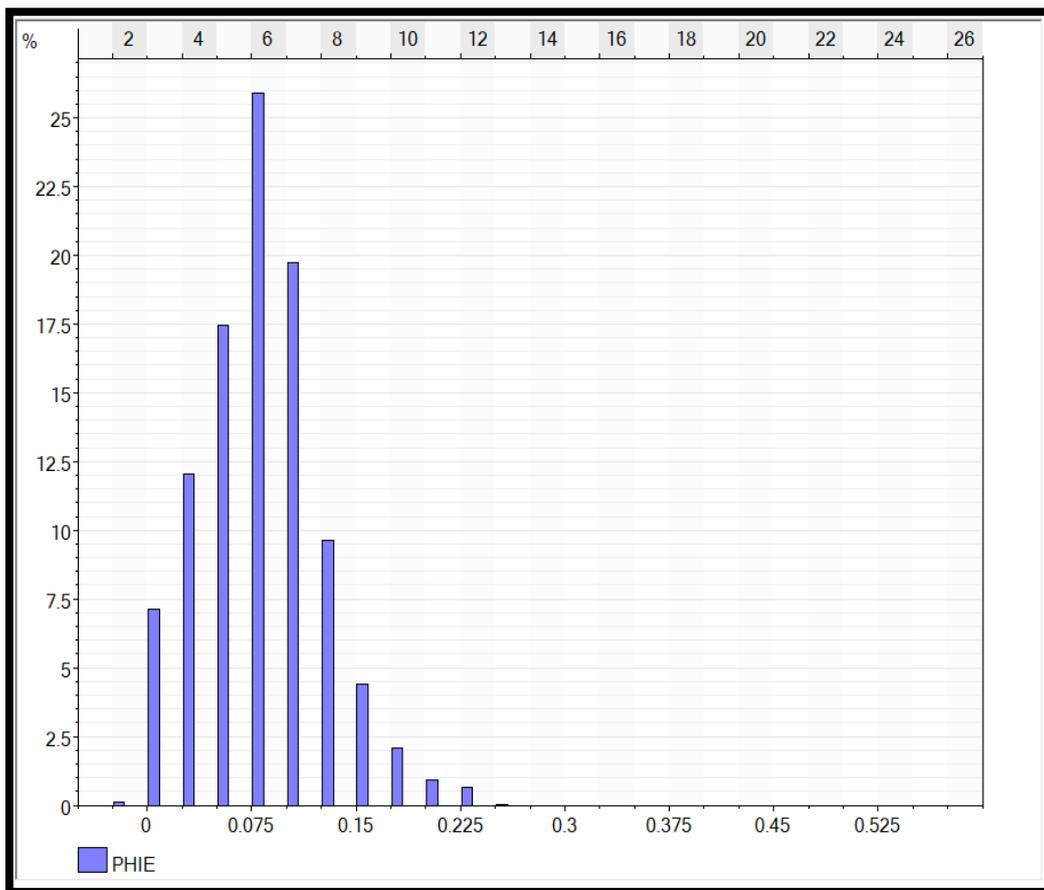


Figure 59: Histogramme de la porosité effective

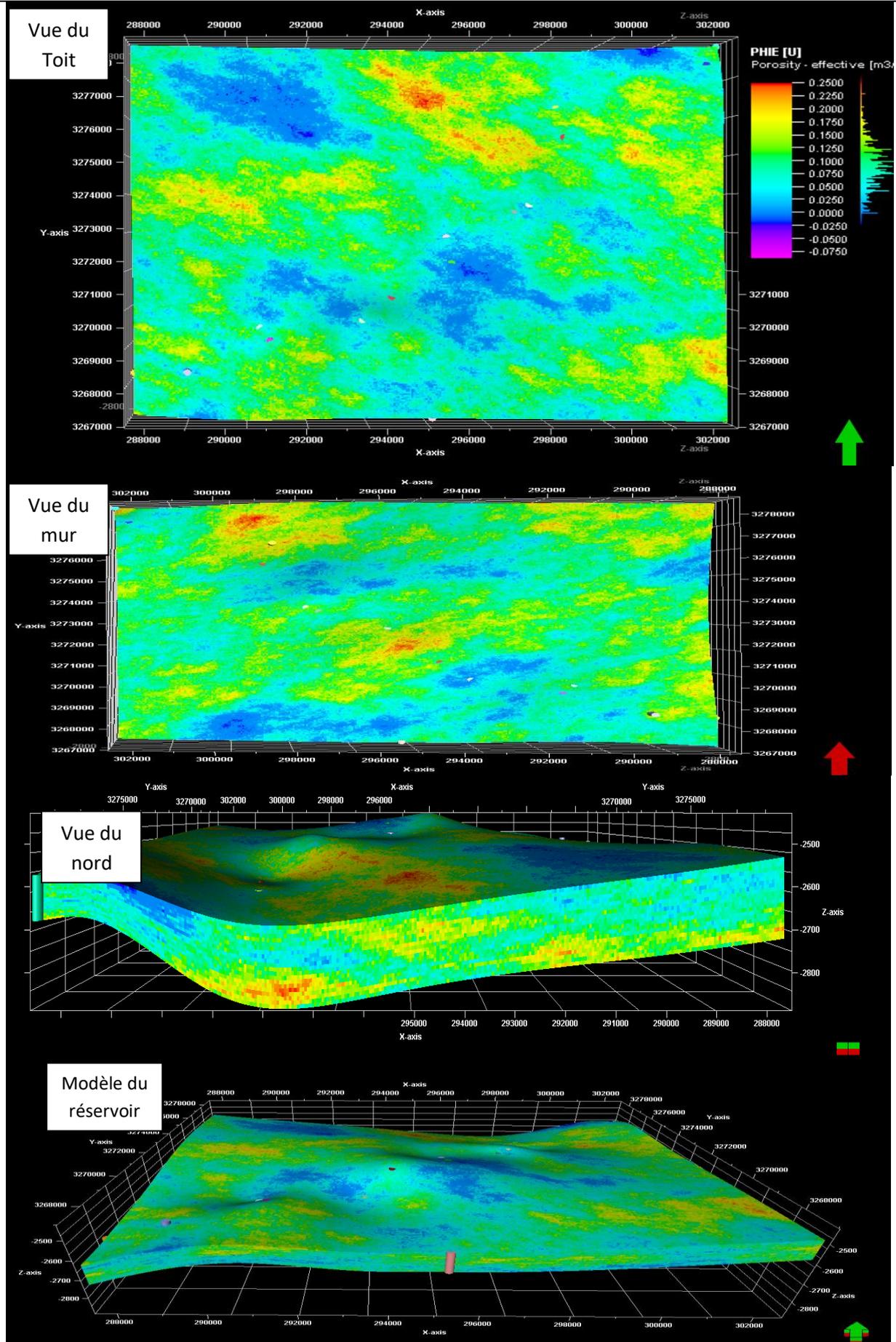


Figure 60: Modèles illustrant la distribution spatiale de la porosité effective

5.4.3 Saturation en eau

Le modèle de saturation en eau montre une assez importante présence des eaux dont elles couvrent d'après l'histogramme (Figure 61) environ 68% du réservoir TAGS suite aux argiles poreuses saturées en eau.

Le volume d'eau est relativement bas dans la zone Sud-Est et Nord de RhourdeAdra (Figure 62), ce qui indique une présence primordiale d'hydrocarbures dans la dite direction.

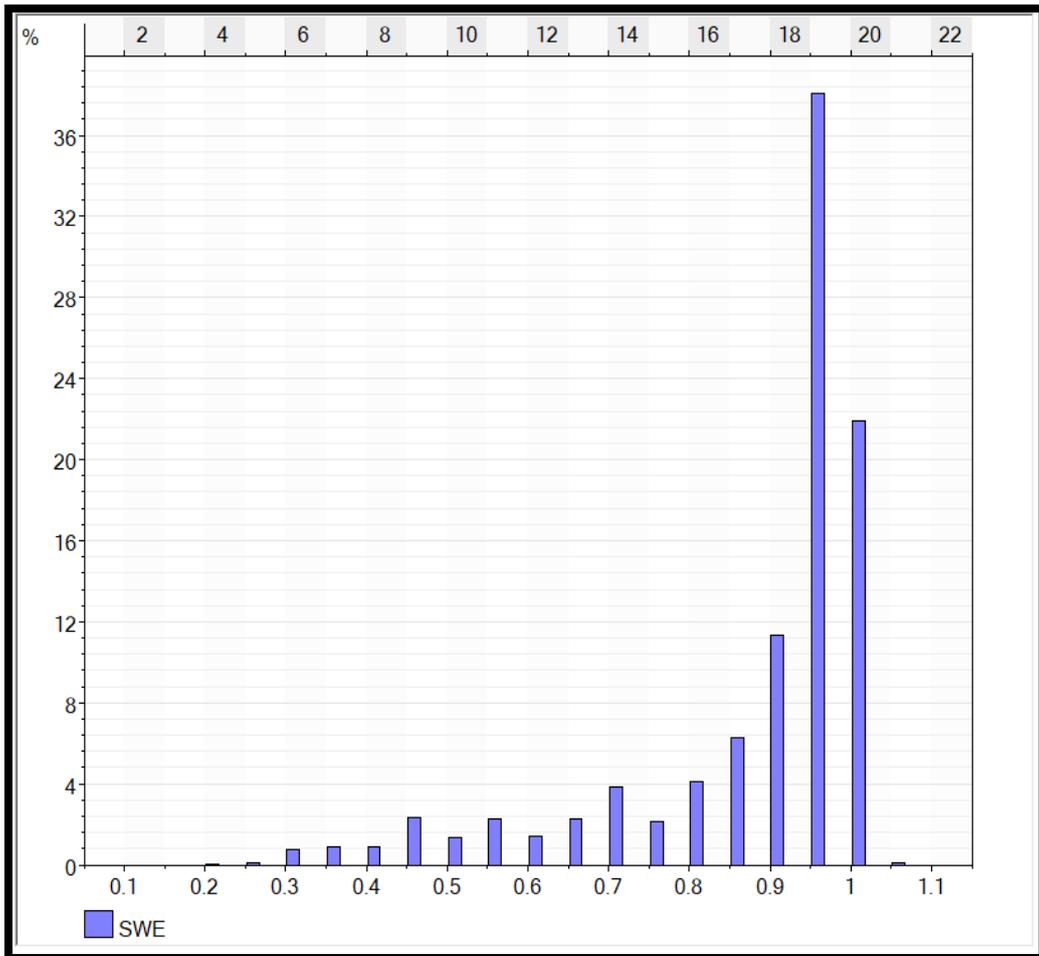


Figure 61: Histogramme de la saturation en eau

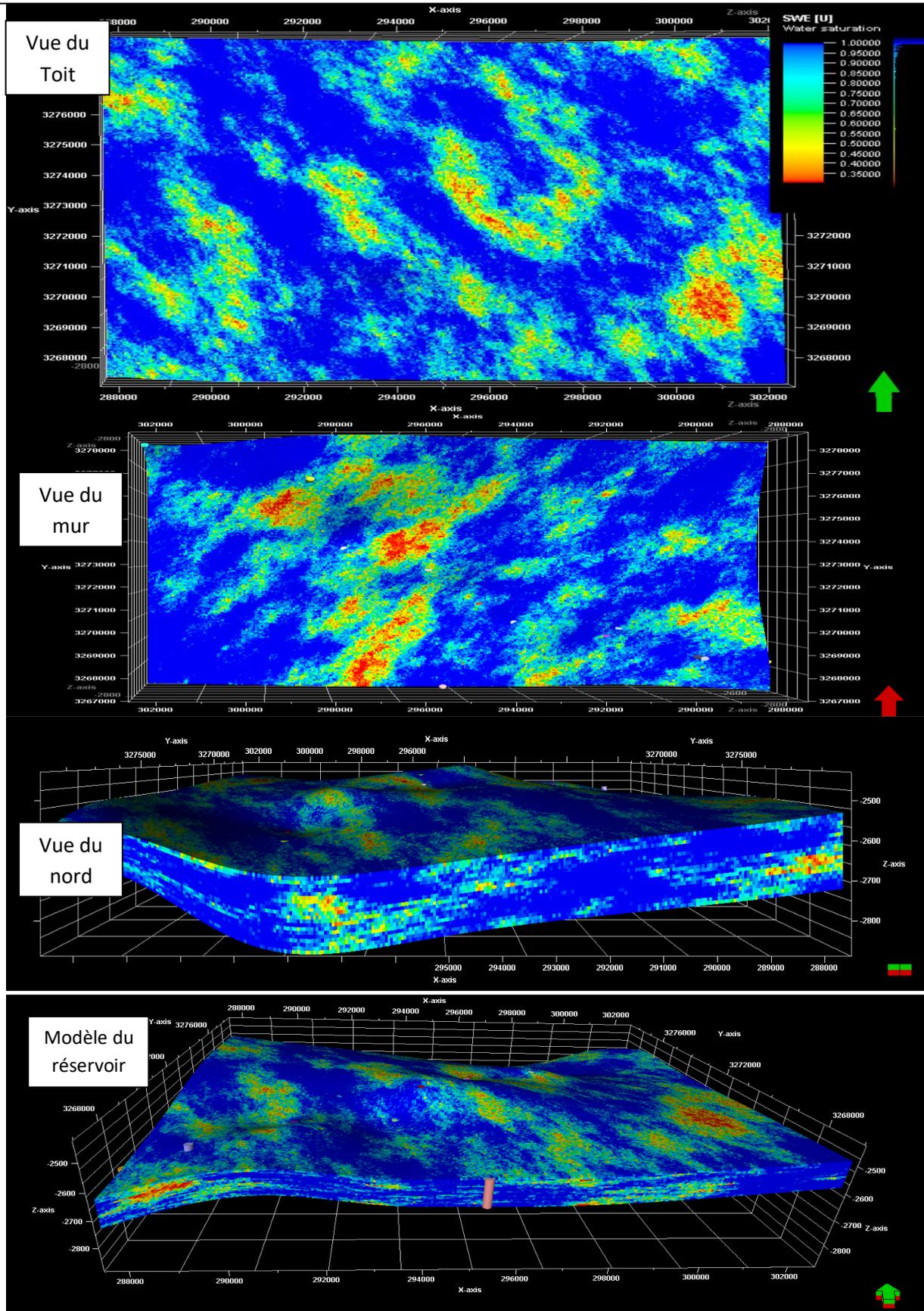


Figure 62: Modèles illustrant la distribution spatiale de la saturation en eau

5.4.4 Perméabilité

Environ 65 % du modèle de la perméabilité dans la zone d'étude montre des valeurs très faibles strictement inférieures à 1 mD. D'autre part, dans le reste du réservoir elle augmente jusqu'à 60 mD (Figure 63).

Cependant, la perméabilité est isotrope suivant la direction NO-SE par contre le volume d'argile est isotrope suivant la direction NE-SO (Figure 64), ce qui révèle que la perméabilité diminue au niveau des formations plus ou moins argileuses et augmente au niveau des formations propres gréseuses présentant un potentiel d'hydrocarbure.

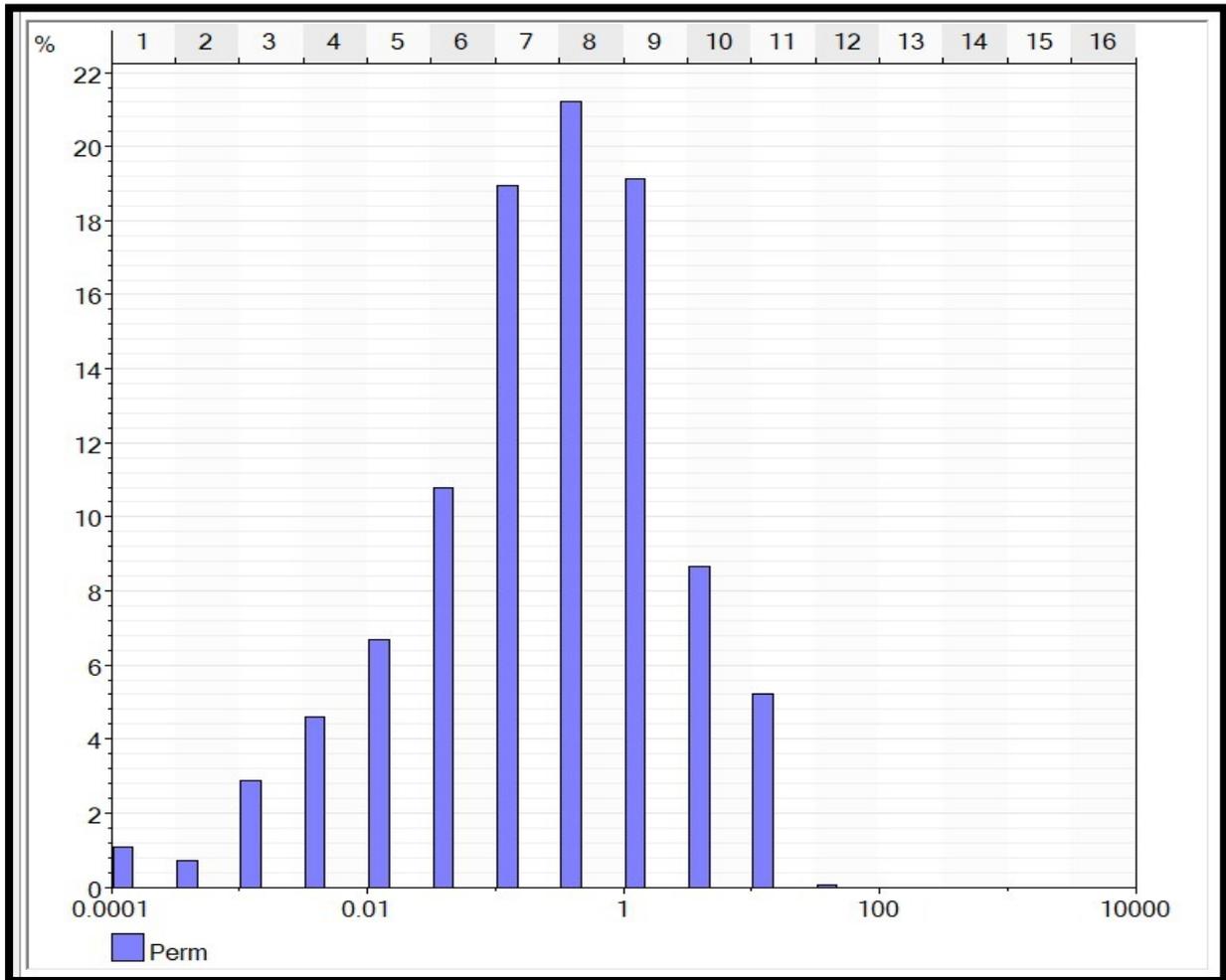


Figure 63: Histogramme de la perméabilité

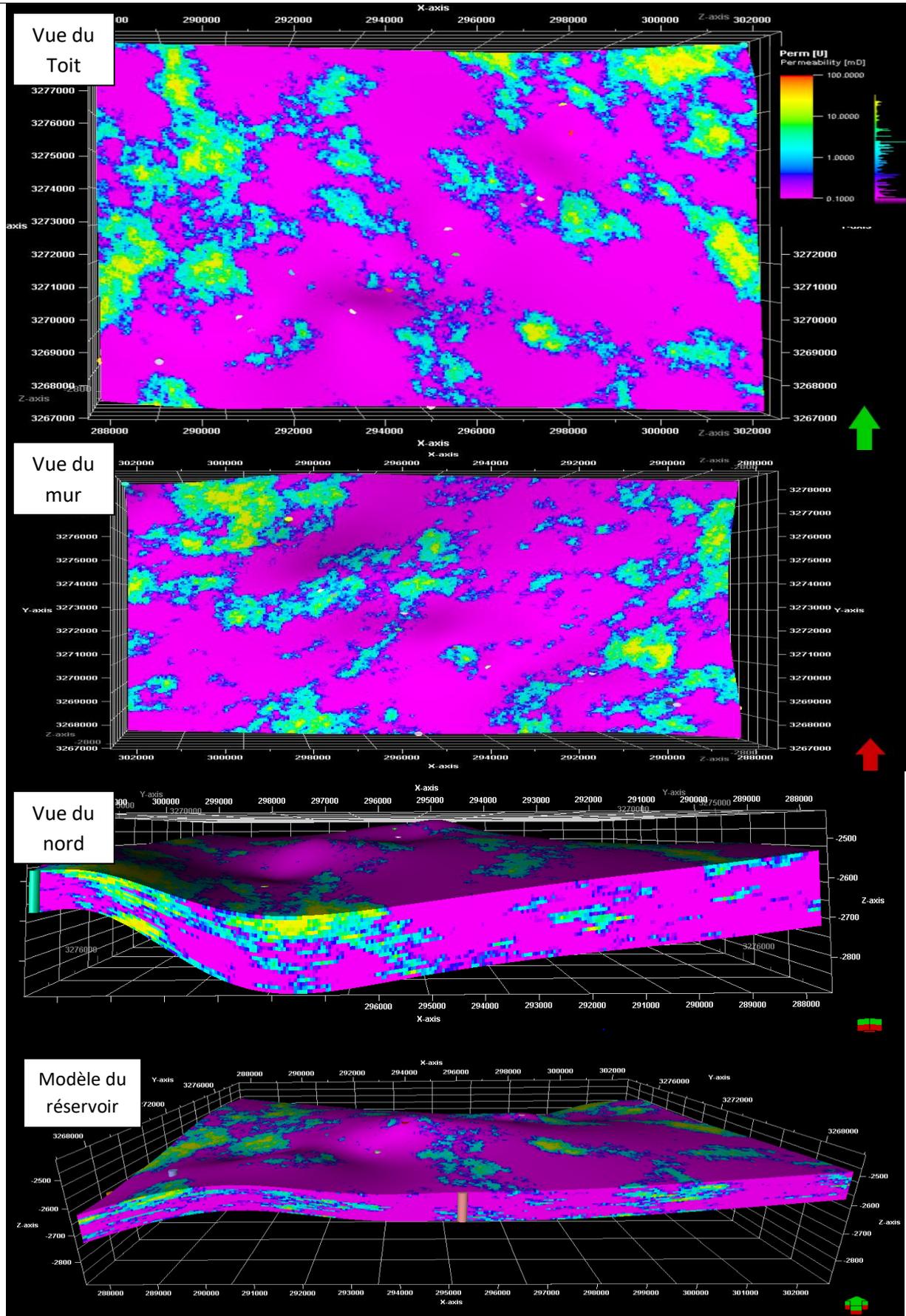


Figure 64: Modèles illustrant la distribution spatiale de la perméabilité

5.5 Conclusion

L'objectif principal de ce chapitre est de mettre en évidence l'évolution et le comportement des caractéristiques pétrophysiques (Volume d'argile, porosité effective, saturation en eau et perméabilité) à partir des résultats de signaux diagraphiques, tout en s'appuyant sur la méthode gaussienne séquentielle. Ceci est fondamental pour l'évaluation de leurs aptitudes de nature à favoriser une exploitation optimale du réservoir TAGS présentant une constitution pétrographique à dominance gréseuse constituant les séries inférieures du Mésozoïque, comportant un pourcentage d'argile pouvant défavoriser par endroit les propriétés pétrophysiques à assurer une meilleure circulation des fluides dans cette formation gréseuse.

Cependant, l'analyse variographique, illustre clairement que les paramètres pétrophysiques contrôlant la répartition des hydrocarbures accusent une corrélation plus ou moins évidente et perceptible, avec un coefficient d'anisotropie relativement faible qui est de 0.7, entre les teneurs du volume d'argile qui diminuent contre l'accroissement des valeurs de la perméabilité et inversement réciproque, clairement illustrées par les valeurs indicatives calculées par le logiciel Techlog au niveau des six puits présentés dans le chapitre précédent. On note cependant, que malgré ce faible coefficient d'anisotropie, il implique une dépendance mutuelle de ces deux derniers paramètres, l'un par rapport à l'autre. Tandis que la porosité effective et la saturation en eau accusent aussi un coefficient d'anisotropie moyen qui est de 0.5, montrant une corrélation qui n'est pas évidente entre les taux des deux propriétés pétrophysiques de porosité effective et la saturation en eau, ce qui évoque que les argiles sont quasiment saturées en eau.

La modélisation géostatistique, montre avec évidence que la distribution spatiale des paramètres pétrophysiques du réservoir TAGS établie une parfaite relation entre la tendance générale de l'isotrope de la perméabilité selon la direction **NW-SE** orientée dans la même direction de la distribution spatiale de la porosité effective, par contre la distribution spatiale du volume d'argile est isotrope suivant la direction **NE-SW**, ce qui révèle que la perméabilité diminue majoritairement au niveau des formations plus ou moins argileuses et augmente au niveau des formations gréseuses propres favorisant l'accumulation d'un important potentiel d'hydrocarbure gazeux.

L'élaboration du modèle 3D montre que le volume d'argile et la saturation en eau atteignent leurs valeurs maximales dans les secteurs Nord et NW du réservoir, ce qui confirme l'absence de la formation gréseuse propre dans les limites de ces zones. A l'inverse, on constate une nette dominance de la formation gréseuse dans toute la région du Sud du réservoir.

A l'opposé, la perméabilité et la porosité effective distribuées spatialement dans la même direction du NW-SE de la région dont la perméabilité atteint **60mD** dans les zones où la porosité effective dépasse 10%.

Ainsi, les résultats de la modélisation géostatistique ont permis de localiser les secteurs les plus favorables à l'accumulation d'un important potentiel d'hydrocarbures. Toutefois, les parties Nord-Est, centre, et Sud-Ouest du réservoir TAGS du champ de Rhourde Adrad développent

majoritairement de bonnes propriétés pétrophysiques, ce qui confirme le bon emplacement de la plupart des 16 puits utilisés pour la production gazière.

Toutefois, on note que la **partie Sud** aux alentours du puits producteur **RA16**, et la partie Sud-Ouest, respectivement au voisinage des puits producteurs et injecteurs, **RA9** et **RA11**, et aussi la partie centrale du réservoir du champ de RhourdeAdra, à proximité des puits producteurs **104**, **105**, **107**, **RA2**, **RA8** et **RA12**, **mérite** assurément une attention toute particulière, en raison de ce qu'elle enregistre comme valeurs relativement élevées en rapport avec de bonnes propriétés pétrophysiques favorables à l'implantation de nouveaux puits producteurs de gaz.

Conclusion générale

L'objet d'étude de ce travail de recherche a été concentré sur le réservoir TAGS (Trias Argilo-Gréseux Supérieur) formant les étages géologiques des séries inférieures du mésozoïque, dont l'épaisseur varie de 150 à 200m, du champ gazier de Rhourde-Adra faisant partie du champ de Rhourde-Nouss, situés à la limite entre le SW du bassin de Berkine et le NW du bassin d'Illizi.

L'objectif de ce travail de recherche tend à étudier la possibilité de la reconversion d'un ensemble de puits producteurs du gaz à partir du réservoir des Quartzites de Hamra (appartenant aux étages géologiques de l'ordovicien formant les séries inférieures du paléozoïque) vers le TAGS en raison d'une part, d'une importante remontée d'eau responsable de la diminution de la production gazière, et d'autre part, d'évaluer le potentiel gazier de ce réservoir au niveau de tout le bloc de Rhourde-Adra. Toutefois, une étude pluridisciplinaire basée sur la caractérisation pétrophysiques du TAGS a été réalisée. En effet, le volume d'argile, la porosité effective, la saturation en eau et la perméabilité ont permis d'avoir une estimation optimale sur le comportement des fluides du couple eau/gaz dans un milieu plus au moins poreux du TAGS.

A la lumière de la compilation des interprétations des résultats de diagraphie différée obtenus à l'aide du logiciel Techlog, les puits RA-101 et RA-103 sont jugés très faiblement productifs, et le puits RA-106 développe d'ores et déjà un caractère de non productif de gaz, et de surcroît, les trois puits ne peuvent être nullement recommandés à la reconversion depuis les Quartzites de Hamra vers le TAGS.

Par contre, l'interprétation diagraphique des résultats obtenus au niveau des puits RA-104, RA-105 et RA-107 a montré un énorme intérêt gazier avec des épaisseurs utiles cumulées allant d'un minimum de 5.487m pour le puits RA-107 à un maximum de 14.63 m pour le puits RA-104.

Etant donné que les résultats obtenus sont limités aux seuls six puits étudiés, produisant du gaz à partir des Quartzites de Hamra, il était très indispensable de mettre en évidence l'évolution et le comportement des propriétés pétrophysiques de l'ensemble du réservoir TAGS à partir des résultats obtenus des signaux diagraphiques, tout en s'appuyant sur la méthode gaussienne séquentielle qui vise à proposer une variable régionalisée reproduisant un phénomène (ou processus) désiré, et en tout en respectant les deux premiers moments du processus, histogramme et variogramme. Cette méthode est bien validée dans l'industrie pétrolière comme étant une méthode de caractérisation des réservoirs hétérogènes.

Dans notre cas d'étude, Les variogrammes expérimentaux ont été calculés et ajustés à l'aide des modèles sphériques, à travers l'utilisation du logiciel développé par SCHLUMBERGER-Petrel permettant de visualiser les résultats de simulation du réservoir. Cependant, l'analyse variographique, illustre clairement à travers un coefficient d'anisotropie relativement faible une corrélation plus ou moins évidente et perceptible, entre le volume d'argile qui diminue contre l'accroissement des valeurs de la perméabilité et inversement réciproque. Tandis que la porosité effective et la saturation en eau accusent aussi un faible coefficient d'anisotropie montrant cependant une corrélation qui n'est pas évidente mais latente entre ces deux paramètres.

Ainsi, les résultats de la modélisation géostatistique ont permis de localiser les secteurs les plus favorables à l'accumulation d'un important potentiel d'hydrocarbures. Toutefois, les parties Nord-Est, centre, et Sud-Ouest du réservoir TAGS du champ de Rhourde-Adra développent

majoritairement de bonnes propriétés pétrophysiques, ce qui confirme la bonne implantation de la plupart des 16 puits utilisés et exploités pour la production gazière.

Toutefois, on note que la partie Sud aux alentours du puits producteur RA16 du TAGS, et la partie Sud-Ouest, respectivement au voisinage des puits producteurs et injecteurs, RA9 et RA11 du TAGS, et aussi la partie centrale du réservoir du champ de RhourdeAdra, à proximité des puits producteurs 104, 105, 107 des Quartzite de Hamra, RA2, RA8 et RA12 du TAGS, méritent assurément une attention toute particulière, en raison de ce qu'elle enregistre comme valeurs relativement élevées en rapport avec de meilleures propriétés pétrophysiques favorables à l'implantation de nouveaux puits producteurs de gaz.

Nous souhaitons que ce présent travail de recherche constitue une esquisse, un support et un cadre de recherche porteur et prometteur pour les futurs Projets de Fin d'Études qui seront consacrés à la problématique de cette thématique de recherche visant à développer au mieux la production des hydrocarbures.

Bibliographie

1. **Beicip et Boudjemaa**, "Algérie" s.n., 1987.
2. **Bouache, Rafi**, " Aperçu sur les diagraphies différées ". [En ligne] 2018. <http://dlibrary.univ-boumerdes.dz:8080/handle/123456789/5058>.
3. **Chauvet**, " *Aide mémoire de géostatistique linéaire application du domaine minier* ",Ecole des mines, Paris s.n., 1999. p. 14.
4. **Coates, George et Sanne, Denoo**, "*The Producibility Answer Product* ",1981.
5. **Darling, Toby**, "*Well logging and formation evaluation* ",Texas : Elsevier, 2005.
6. **DeGloyer et Naughton, Mac**, "*Structural map (Top of TAGS Formation of Rhourde Adra)*",Texas : s.n., 1997.
7. **Dewan, John**, "*Essentials of modern open-hole log interpretation*", Oklahoma : PennWell books, 1983. p. 361.
8. **Dominique, Chapellier**, " Diagraphies de pétrole", [En ligne] <https://www-ig.unil.ch/>.
9. **Journel et Huijbregts**, "*Mining geostatistics*", London,Uk : s.n., 1978. p. 600.
10. **Kechiched, Rabah**, "*Application de la géostatistique au domaine des hydrocarbures*",Université Kasdi Merbah Ouargla. Ouargla : s.n., 2017. p. 103.
11. **Kedzierski**, "*Révisions de géostatistiques* ",2007.
12. **Institut Algérien du Pétrole**, "*Les diagraphies différés "Interprétation pétrophysique"*". 2013. p. 145.
13. **Marcotte**, "*Géostatistique minière* ", Lorraine, France : s.n., 2003.
14. **Matheron**, "*La théorie des variables régionalisées et ces applications* ", Paris : s.n., 1971. pp. 439-468.
15. **Meunier, Michel**, "*Well logging and interpretation Training* ", Boumerdes : s.n., 2015.
16. **Morris et Biggs**, "*Using Log-Derived Values of Water Saturation and porosity*",Schlumberger Well services. Colorado : s.n., 1967. p. 26.
17. **Ploner et Dutter**, "*New directions in geostatistics*" , 499-509, Vienne : Elsevier, 2000.
18. **Oberto, Serra**, "*Diagraphies différées" Bases de l'interprétation" Tome 2*, Etats Unis : Elf Exploration Product, 1985.
19. **Radhi, Abbas**, " Cased Hole logging basics ", Missan : s.n., 2016, p. 31.
20. **Sonatrach, 1991**.
21. **Wec. 2007**, "*Algérie WEC*" , Etats Unis : Wetmore Printing Company, Houston, 2007.
22. **Xavier et Emery**, "*Géostatistiques linéaire* ", Ecole des mines de Paris. Paris : s.n., 2001. p. 405.