

N° Ordre/FHC/UMBB/2022.

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



UNIVERSITÉ M'HAMED BOUGARA DE BOUMERDES

Faculté des Hydrocarbures et de la Chimie

Département de Géophysique Génie Parasismique et Phénomènes Aléatoires



Mémoire de fin d'études
En vue de l'obtention du diplôme :

MASTER

Présenté par :

MESLEM Sabah

HAMMADI Sabrina

Filière : Hydrocarbures

Option : Géophysique pétrolière

Thème

**Caractérisation du réservoir triasique du bassin d'Oued Mya par
la technique d'Inversion Simultanée Pré-stack**

Suivis par :

- **Pr. ELADJ Said (FHC-UMBB)**
- **Mr. KEBIR Mouad (ENAGEO)**

Devant le jury :

FERAHTIA Jalal	Professeur	UMBB	Président
ALIOUANE Leila	Professeur	UMBB	Examineur
BAOUCHE Rafik	MCA	UMBB	Examineur

Année Universitaire : 2021/2022

Remerciements :

Nous tenons tout d'abord à remercier Dieu le tout puissant et miséricordieux, qui nous a donné

la force, la patience et le courage d'accomplir ce modeste travail. " الحمد لله "

En second lieu nous tenons à exprimer nos plus vifs remerciements à notre encadreur le professeur **Mr S. Eladj** pour ses précieux conseils et son orientation tout au long

de la réalisation de ce mémoire.

Aussi, nous tenons à remercier énormément notre encadreur au sein de l'entreprise nationale

de géophysique ENAGEO Boumerdes **Mr M. Kebir** pour avoir dirigé ce travail,

pour son suivi, son aide et sa disponibilité tout au long de notre stage.

Merci également à **Mr A.Ould Larbi**, ingénieur en caractérisation des réservoirs à l'ENAGEO

pour avoir eu la patience de répondre à nos questions, et pour ses conseils.

Merci aussi à **Mr F.Chegrouche**, directeur développement et conception ENAGEO Boumerdes

et à **Mme S. Makhlouf**, chef de département de caractérisation des réservoirs, de nous

avoir mis dans d'excellentes conditions de travail.

Un grand et spécial Merci à **Mr R.Hachemi**, **Mr A.Ghout** et **Mr Ch.Merzougui**, ingénieur en géophysique ENAGEO Hassi Messaoud, pour leurs conseils, leurs encouragements et orientations.

Nous tenons également à remercier les membres de jury pour nous avoir fait

l'honneur d'évaluer ce travail.

Enfin, nous exprimons toute notre gratitude à l'ensemble des enseignants du département de

géophysique de la faculté des hydrocarbures et de la chimie, d'avoir contribué à notre

formation durant notre cursus.

Merci à tous ceux qui nous ont aidés, de près ou de loin, pendant ce mémoire.

Dédicace :

Nous avons le grand plaisir de dédier ce modeste travail

À nos très chers parents pour leur amour et leurs sacrifices

À nos grands-parents

À nos frères et nos sœurs pour leur encouragement et leur soutien

À tous nos amis sans particularité

À tous membre du club SEC Student Chapter

À tous ce qui comptent pour nous

Sabrina et Sabah

Table des matières :

Liste des tableaux

Liste des figures

Introduction générale :1

CHAPITRE I : NOTIONS DE BASE4

I.1. Notion du système pétrolier :4

I.1-1. Genèse et migration des hydrocarbures :5

I.1-2. Les trois roches composent un système pétrolier :7

I.1-3 Les réservoirs pétroliers :8

I.2. Les paramètres acoustiques des roches :9

I.3. Les paramètres pétrophysiques :13

La porosité :13

La perméabilité :14

La saturation :15

I.4. Les paramètres élastiques :15

Introduction :15

Théorie d'élasticité :15

La loi de Hooke : (Relation contrainte-déformation) :17

Les modules élastiques :18

I.5. Les attributs sismiques :21

Définition :21

L'amplitude instantanée :21

La fréquence instantanée :22

La phase instantanée :22

I.6. Traitement en amplitudes préservées :22

I.6.1. Définition :23

I.6.2. Facteurs affectants l'amplitude sismique :23

A- Les facteurs endogènes (dépendants du sous-sol) :24

B- Les facteurs exogènes (indépendants du sous-sol) :27

I.6.3. Récupération des amplitudes réelles :28

 ➤ **Correction de la divergence sphérique :**28

 ➤ **Correction d'absorption :**28

I.6.4. Séquence de traitement en amplitude préservées :29

CHAPITRE II : THEORIE DE L'INVERSION ET SON APPLICATION EN SISMIQUE :31

II.1. Introduction :31

II.2. Généralités sur l'inversion :31

II.2-1. Qu'est-ce qu'un problème inverse :31

II.2-2. Problème bien posé et problème mal posé :31

II.2-3. Formulation du problème inverse :32

II.2-4. Résolution du problème inverse :.....33

 L'optimisation :34

 Fonction coût :34

 La régularisation :34

II.3. L'inversion sismique :35

 II.3-1. Définition et objectif :35

 II.3-2. Problème direct et inverse en sismique :35

 • Problème direct :35

 • Problème inverse:36

 II.3-3. Types d'inversion sismique :37

 II.3-3.1. Classifications des méthodes d'inversion selon la méthode utilisée:.....37

 • L'inversion déterministe :37

 • L'inversion stochastique :38

 II.3-3.2 Classifications des méthodes d'inversion selon le type de données utilisées :38

 • L'inversion après sommation (post-stack):.....38

 • L'inversion avant sommation (pré-stack):.....39

II. 4. L'inversion sismique avant sommation (pré-stack) :39

 II. 4-1. Définition et avantages :39

 II.4-2. Formulation mathématique de l'inversion simultanée avant sommation :.....40

 Les équations de Zoeppritz :.....40

 A) Approximation d'Aki et de Richards :40

 B) Approximation de Shuey :41

 C) Approximation de Fatti et al :41

 II.4-3. Résolution de l'inversion pré-stack :42

 II.4-4. Equation de l'inversion pré-stack :44

 II.4-5. Conclusion :45

Chapitre III : CARACTÉRISATION DES RÉSERVOIRS PÉTROLIERS48

III.1. Introduction :48

III.2. Définition et objectifs :48

III.3. Intégration des méthodes géostatistiques dans la caractérisation:49

 III.3-1 Introduction :49

 III.3-2 Principe théorique de la méthode :49

 III.3-3 Aperçu sur de la méthodologie multi-attributs (régression linéaire multi-variée) :49

III.3-4 L’algorithme ‘StepWise Regression’ :	51
III.4. Détermination des paramètres pétrophysiques :	52
1/Calcul de volume d’argile :	53
2/Estimation de la porosité :	54
3/Estimation de la saturation de l’eau S_w :	56
Chapitre IV : GEOLOGIE DE LA REGION D’ETUDE	62
IV.1 Présentation du bassin Oued Mya :	62
➤ Situation géographique du bassin d’Oued Mya :	62
IV.2 Présentation de la région d’étude :	63
IV.2-1 Situation géographique de la zone d’étude :	63
IV.2-2 Cadre géologique :	64
➤ IV.2-2.1 Aspect structural :	64
➤ IV.2-2.2 Aspect stratigraphique :	65
❖ Paléozoïque :	66
➤ Silurien :	67
❖ Mésozoïque :	67
➤ Crétacé :	69
❖ Cénozoïque :	70
IV– 3 Intérêt pétrolier de la région :	70
➤ Roche mère :	70
➤ Roches réservoirs :	71
➤ Roches couvertures :	72
➤ Types de pièges :	73
➤ Objectif pétrolier :	73
Chapitre V : APPLICATION SUR DES DONNEES REELLES	75
L’Objectif de l’étude :	75
V.1 Workflow de la caractérisation du réservoir par l’inversion avant sommation :	76
V.2 Présentation des données :	77
2-1 Les données de puits :	77
2-2 Les données sismiques :	79
2-3 Les horizons sismiques :	80
V.3 Pré-conditionnement des données requises :	81
A- Pré-conditionnement des données de puits :	81
➤ Edition des logs :	82
➤ Génération des logs manquants :	82
➤ Etude de faisabilité des paramètres élastiques :	89

B-	Pré-conditionnement des données sismiques :	91
➤	Corrections statiques résiduelles :	91
➤	Filtre Passe Bande :	92
➤	Radon :	93
➤	Transformation CDP gathers :	95
➤	Subdivision de la plage d'angle en 3 domaines	96
V.4	Corrélation et Extraction de l'ondelette :	97
➤	Extraction des ondelettes statistiques :	97
➤	Corrélation entre les données de puits et les données sismiques (extraction de spectre de phase de l'ondelette) :	98
V.5	Construction des modèles initiaux :	101
V.6	Analyse d'inversion au niveau de chaque puits :	103
V.8	Contrôle de qualité de l'inversion :	106
V.7	Inversion sur tout le volume :	106
V.9	Estimation des paramètres élastiques :	109
V.10	Caractérisation du réservoir triasique :	111
V.10-1	Génération des volumes d'argile, volume de porosité effective et saturation :	113
➤	Volume d'argile par la méthode Multi-Attribut :	113
➤	la porosité effective et la saturation	118
V.10-2	Etablissement des horizons slice :	121
V.10-3	Interprétation des résultats et localisation de la zone prospective :	122
➤	Les paramètres acoustiques :	122
➤	Les paramètres élastiques :	123
➤	Les paramètres pétro-physiques :	125
➤	Volume d'argile :	126
➤	Porosité effective :	126
➤	Saturation en eau :	126
V.10-4	Délimitation d'une zone prospective :	126
	Conclusion générale :	129
	Références bibliographiques :	131

Liste des tableaux :

Tableau IV-1 : Coordonnées géographiques de la zone d'étude 63

Tableau IV-2 : Les résultats pétroliers des tests et des diagraphies des quelques forages... 73

Tableau V-3 : Les données de puits disponibles. 77

Tableau V-4 : Les paramètres pétrophysiques disponibles..... 77

Tableau V.5 : Les tests de Trim statique..... 92

Tableau V-6 : Les tests du filtre Radon 93

Liste des figures :

Figure I.1: Système pétrolier	4
Figure I.2: Formation des hydrocarbures.....	6
Figure I.3 : Les roches composent un système pétrolier.	8
Figure I.4 : Relation Vp-Vs pour les quatre lithologies (Castagna 1992).....	10
Figure I.5 : Relation Vitesse- densité Gardner et al 1974).....	12
Figure I.6 : Tenseur de contrainte	16
Figure I.7 : Coefficient de Poisson	19
Figure I.8 : Relation entre Vp/Vs et Poisson (Russel 2004).....	20
Figure I.9: L'amplitude d'une onde sismique.....	23
Figure I.10: Atténuation l'onde sismique par effet d'absorption.....	26
Figure I.11: Les multiples (CGGVeritas University).....	27
Figure I.12: Chaîne de traitement en amplitudes préservées	29
Figure II.1: Problème direct et problème inverse	31
Figure II.2: Algorithme d'inversion sismique (Pianelo et al 2000)	35
Figure II.3: Problème direct en sismique (CGG Veritas Company).....	36
Figure II.4: Problème inverse en sismique (CGG Veritas Company)	36
Figure II.5: Méthodes d'inversion sismique (Maurya et al 2020)	37
Figure II.6: Relation linéaire entre $[\ln(ZP), \ln(\rho)]$ et $[\ln(ZP),$	44
Figure II.7: Organigramme de l'inversion simultanée.....	46
Figure III.1: Modèle d'interpolation géostatistique	Erreur ! Signet non défini.
Figure III.2: Modélisation de log cible (Hampson 2001).....	50
Figure III.3: Principe de fonctionnement de l'algorithme 'Stepwise Regression'.....	52
Figure III.4: Le volume d'Argile au niveau du réservoir T1 dans les quatre puits	54
Figure III.5: La porosité au niveau du réservoir T1 dans trois puits	56
Figure III.6: La saturation en eau au niveau du réservoir T1 dans trois puits	57
Figure III.7: Evaluation pétrophysique au niveau du puits 'CYC-1'	58
Figure III.8: Evaluation pétrophysique au niveau du puits 'NAT-2'	59
Figure III.9: Evaluation pétrophysique au niveau du puits 'TRI 1 BIS'	60
Figure IV.1 : Situation géographique du bassin d'Oued Mya.	63
Figure IV.2 : Coupe géologiques nord-sud dans le bassin d'oued Mya (wec2007).....	64
Figure IV.3 : Colonne stratigraphique du bassin d'Oued Mya.	66
Figure IV.4 : Corrélacion diagraphique entre les puits aux niveaux des réservoirs.	73
Figure V.1 : Workflow de caractérisation du réservoir.	76
Figure V.2 : Positionnement des puits sur la surface sismique.	77
Figure V.3 : Données de puit TRI IBIS.....	78
Figure V.4 : Les données de puits ATH-1, NAT-2 et CYC-1.....	79
Figure V.5 : CDP gather brut.	80
Figure V.6 : Les horizons sismiques.....	81
Figure V.7 : A : application du dispking sur densité.	82
Figure V.8 : Cross plot Vp versus Vs au niveau des puits NAT-2&CYC-1.	83
Figure V.9 : Cross plot Vp versus Vs au niveau des puits NAT-2 & CYC-1 pour les grès et les argiles	84
Figure V.10 : Corrélacion S wave original & S wave généré dans les puits ATH-1, NAT-2 et CYC-1.....	85
Figure V.11 : S wave généré dans les quatres puits.....	85
Figure V.12 : Les données d'entrainements des quatres puits.	86
Figure V.13 : Génération de log densité Rho B par la relation multilinéaire.	87
Figure V.14 : Génération de log densité Rho B par partie.	88

<i>Figure V.15 : Cross plot du densité original Vs densité généré.</i>	89
<i>Figure V.16 : Cross plot Vp/Vs versus Poisson et la projection des zones sélectionnées sur la base du cross plot dans ATH-1.</i>	90
<i>Figure V.17 : Cross plot N-Phie Vs Rho B et la projection des zones sélectionnées dans puit TRI 1 BIS.</i>	90
<i>Figure V.18 : La ligne arbitraire utilisée dans l'inversion.</i>	91
<i>Figure V.19 : CDP avant Trim Statique et après Trim Statique.</i>	92
<i>Figure V.20 : QC Trim statique (représente spectre d'amplitude avant trim stat et après trim stat).</i>	Erreur ! Signet non défini.
<i>Figure V.21 : Application du filtre Radon sur les données sismiques.</i>	94
<i>Figure V.22 : Spectre d'amplitude avant appliquer le filtre Radon et après Radon.</i>	94
<i>Figure V.23 CDP gathers, attribut de couleur : Angle d'incidence.</i>	96
<i>Figure V.24 : Angle gather.</i>	96
<i>Figure V.25 : Les ondelettes statistiques des quatres puits.</i>	98
<i>Figure V.26 : Corrélacion des trois gammes puit TRI 1 BIS.</i>	100
<i>Figure V.27 : Les ondelettes moyennes des trois gammes.</i>	101
<i>Figure V.28 : Modèles initiaux Zp, Zs passant par les quatres puits.</i>	102
<i>Figure V.29 : Modèle initial de densité passant par les quatres puits.</i>	103
<i>Figure V.30 : Représente la comparaison entre la trace sismique réelle & la trace synthétique et l'erreur calculée.</i>	104
<i>Figure V.31 : Analyse d'inversion au niveau de puit TRI 1 BIS.</i>	104
<i>Figure V.32 : Analyse d'inversion aux niveaux des puits ATH-1, NAT-2 et CYC-1.</i>	105
<i>Figure V.33 : QC de l'inversion sismique au niveau du puit TRI 1 BIS.</i>	106
<i>Figure V.34 : Résultats d'inversion Zp, Zs et densité sur la ligne arbitraire passant par les quatres puits.</i>	107
<i>Figure V.35 : Résultats d'inversion Vp, Vs et rapport Vp/Vs sur la ligne arbitraire passant par les quatres puits.</i>	108
<i>Figure V.36 : Résultats d'inversion : Coefficient de poisson et Mu Rho sur la ligne arbitraire passant par les quatres puits.</i>	110
<i>Figure V.37 : Résultats d'inversion Lambda Rho sur la ligne arbitraire passant par les quatres puits.</i>	111
<i>Figure V.38 : Principe de fonctionnement du module EMERGE.</i>	112
<i>Figure V.39 : Les données d'entraînement de puit ATH-1.</i>	113
<i>Figure V.40 : Les données d'entraînement de puit CYC-1.</i>	113
<i>Figure V.41 : Les données d'entraînement de puit NAT-2.</i>	114
<i>Figure V.42 : Les données d'entraînement de puit TRI 1 BIS.</i>	114
<i>Figure V.43 : Les attributs faite par l'algorithme stepwise regression pour générer le volume d'argile.</i>	115
<i>Figure V.44 : Evaluation de l'erreur d'entraînement et l'erreur de validation.</i>	116
<i>Figure V.45 : Application de la loi générée par la régression multi-attributs au niveau des quatres puits.</i>	117
<i>Figure V.46 : Validation de la loi multilinéaire au niveau des quatres puits.</i>	118
<i>Figure V.47 : Volume d'argile généré par la méthode multi-attributs.</i>	118
<i>Figure V.48 : Validation de la loi multilinéaire au niveau des quatres puits.</i>	119
<i>Figure V.49 : Volume de porosité effective généré par la méthode Multi-attributs.</i>	119
<i>Figure V.50 : Validation de la loi multilinéaire au niveau des quatres puits.</i>	120
<i>Figure V.51 : Volume de la saturation en eau générée par la méthode Multi-attributs.</i>	120
<i>Figure V.52 : Les attributs générés.</i>	121
<i>Figure V.53 : Les horizons slices Zp, Zs et densité.</i>	122

<i>Figure V.54 : Les horizons slices Vp/Vs, poisson, et Mu Rho.</i>	123
<i>Figure V.55 : Horizon slice Lambda Rho.</i>	124
<i>Figure V.56 : Les horizons slice Vsh, Phie et Sw.</i>	125
<i>Figure V.57 : Localisation de la zone prospecte sur volume d'argile.</i>	127
<i>Figure V.58 : Localisation de la zone prospecte sur volume de porosité effective.</i>	127
<i>Figure V.59 : Localisation de la zone prospecte sur volume de saturation.</i>	128
<i>Figure V.60 : Les paramètres pétrophysiques de la zone prospecte.</i>	128

Introduction générale

Introduction générale :

Le pétrole est une matière stratégique, la demande mondiale sur cette matière ne cesse d'augmenter grâce à l'interdépendance grandissante des nations en énergie. Cela nécessite la découverte de nouveaux gisements et l'exploitation des réserves existants par des méthodes plus efficaces.

Les progrès de la technologie pour accéder à de nouvelles réserves, mieux exploiter les réserves disponibles et réduire les coûts vont permettre d'optimiser la récupération des réserves d'hydrocarbures et de prolonger durablement l'approvisionnement mondial.

Les études récentes montrent que les trois quarts des ressources en hydrocarbures encore disponibles ne seront probablement pas ramenées à la surface. Elles resteront enfouies dans le sous-sol, si l'on n'arrive pas à améliorer le mode d'extraction.

La caractérisation des réservoirs est l'étape clé dans le développement, la surveillance et la gestion des réserves, l'optimisation de la production, et la réduction des risques, par la proposition des zones de prospections bien définies. Le premier objectif de la caractérisation des réservoirs est de fournir un modèle géologique en exploitant les données disponibles. Ce modèle peut être utilisé pour prédire la distribution des paramètres physiques des formations réservoirs et leur contenu en fluide dans tout le champ.

De nos jours l'inversion sismique est largement utilisée dans la caractérisation des réservoirs, en raison de l'intérêt économique qui s'attache à sa solution. L'inversion des données sismiques avant sommation a pour but de mettre en évidence les différentes lithologies et ainsi, de mieux cerner le réservoir. Il s'agit de déterminer les propriétés élastiques du sous-sol (densité, vitesses de propagation des ondes élastiques) à partir de mesures en surfaces.

Le but principal de ce travail est de développer et caractériser le réservoir Triasique dans le bassin d'Oued M'ya qui est notre cas d'étude. Cette étude est basée sur l'inversion sismique simultanée et l'intégration des méthodes géostatistiques dans la caractérisation de réservoir, en utilisant l'ensemble des données sismiques et pétrophysiques.

Ce travail est subdivisé en cinq chapitres :

- Le premier chapitre englobe des généralités sur les notions de base du système pétrolier, de la physique des roches et de traitement en amplitude préservée.

- Le deuxième chapitre a pour but d'expliquer la théorie de l'inversion et l'inversion sismique avant sommation.
- Le troisième chapitre est un rappel sur la caractérisation des réservoirs pétroliers par les méthodes géostatistiques.
- Le quatrième chapitre représente la géologie de la région d'étude (situation géologique, situation géographique et intérêt pétrolier).
- Le cinquième chapitre est consacré à la caractérisation de notre réservoir objectif en combinons les résultats de l'inversion sismique avant sommation avec les résultats de l'analyse pétrophysique, pour arriver à la fin à proposer des zones prospectives.

Chapitre I : Notions de Base

CHAPITRE I : NOTIONS DE BASE

Ce chapitre représente des généralités théoriques sur les notions citées dans la partie pratique. Ceci nous permet de mieux comprendre les éléments du système pétrolier, ainsi que les relations existant entre les propriétés physiques des roches et leurs réponses sismiques.

I.1. Notion du système pétrolier :

Un système pétrolier est un système géologique qui englobe la roche mère et tout ce qui peut être en relation avec les hydrocarbures. Il inclut toutes les structures (éléments) et processus géologiques essentiels à l'accumulation d'hydrocarbures. Ces éléments et processus doivent apparaître simultanément dans le temps et dans l'espace de manière à ce que la matière organique contenue dans la roche mère soit convertie en une accumulation d'hydrocarbures.

Les éléments essentiels incluent :

- Une roche mère.
- Une roche réservoir.
- Une roche couverture.
- Un recouvrement (couverture sédimentaire)

Les deux processus majeurs sont :

- Formation de piège.
- Formation, migration, et accumulation d'hydrocarbures.

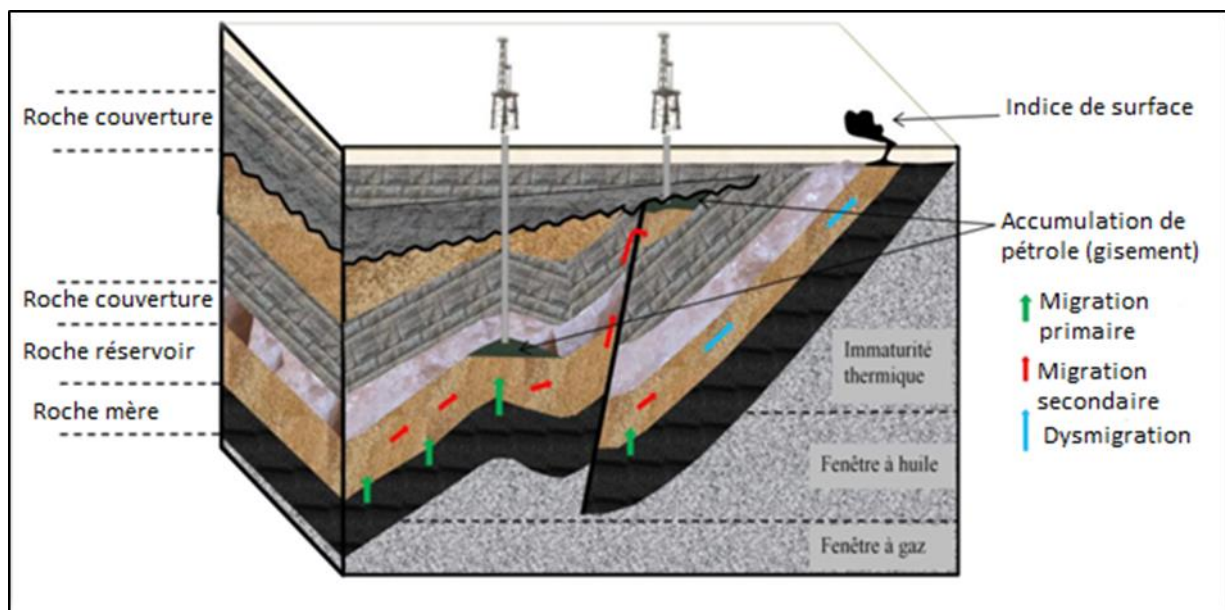


Figure I.1: Système pétrolier

Plusieurs auteurs ont définis ces éléments et ces processus géologiques différemment. Du point de vue géologie pétrolière, Gluyas et Swarbrick (2004), définissent les « magic five ingredients » sans lesquels un bassin ne peut pas constituer une province pétrolière, ces ingrédients magiques sont les suivant : la roche mère, la roche couverture, le piège, la roche réservoir et le timing. Allen (1990) définis ces éléments d'un point de vue analyse des bassins sédimentaires et d'apport à l'enjeu pétrolier comme suit : l'accumulation du pétrole, la roche réservoir, la roche couverture, le piège, le moment critique. Enfin, selon Magoon et Dow (1994), les composants d'un système pétrolier sont comme suit : une roche mère (active), les chemins de migration, le piège qui est défini par sa géométrie, par la roche réservoir et la roche couverture et le timing. [1]

I.1-1. Genèse et migration des hydrocarbures :

Dans les profondeurs de la terre, le pétrole et le gaz naturel sont les résultats d'une transformation de la matière organique. Ces matières organiques sont constituées très souvent de micro-algues et de micro-organismes qui se déposent au milieu aquatique notamment au fond des mères. Leur genèse s'étale sur des millions d'années et nécessite des conditions de pression et de température particulières.

Lors du dépôt et de l'enfouissement de sédiments, la plupart de ces matières sont notamment détruites, par oxydation. La partie qui subsiste contient une substance intermédiaire appelé kérogène qui par suite de l'enfouissement progressif des sédiments provoquant une importante compression et une forte montée en température durant des temps très longs va se transformer en hydrocarbures par craquage thermique.

Le kérogène est donc soumis à des pressions et des températures géothermiques de plus en plus élevés, augmentant d'environ 3°C tous les 100 mètres. A une température supérieure à 60°C, ce qui correspond à un enfouissement d'environ 1500 à 2000 mètres, le kérogène subit un craquage thermique appelé également « pyrolyse ». Cette transformation chimique élimine l'azote et l'oxygène résiduels pour laisser de l'eau, du CO₂ et des hydrocarbures, molécules exclusivement composées de carbone et d'hydrogène. Le mélange d'hydrocarbures liquides est appelé pétrole brute.

Des hydrocarbures sous forme gazeuse (méthane) sont également générés lors de la transformation du kérogène. La proportion de gaz au sein de la roche mère s'avère d'autant plus élevée que la durée et la température de transformation du kérogène sont importantes : entre 60°C et 120°C (entre 2000 à 3000 mètres de profondeur), le kérogène produit principalement

du pétrole et une faible quantité du gaz. A partir de 120° C (soit 3000 mètres), la production de pétrole) à partir du kérogène devient insignifiante. Les hydrocarbures liquides présents dans la roche mère sont à leur tour transformés en molécules de gaz sous l'effet de la température et de la pression. Au-delà de 150°C (soit un enfouissement supérieur à 4000 mètres), il ne se forme plus du gaz. [2]

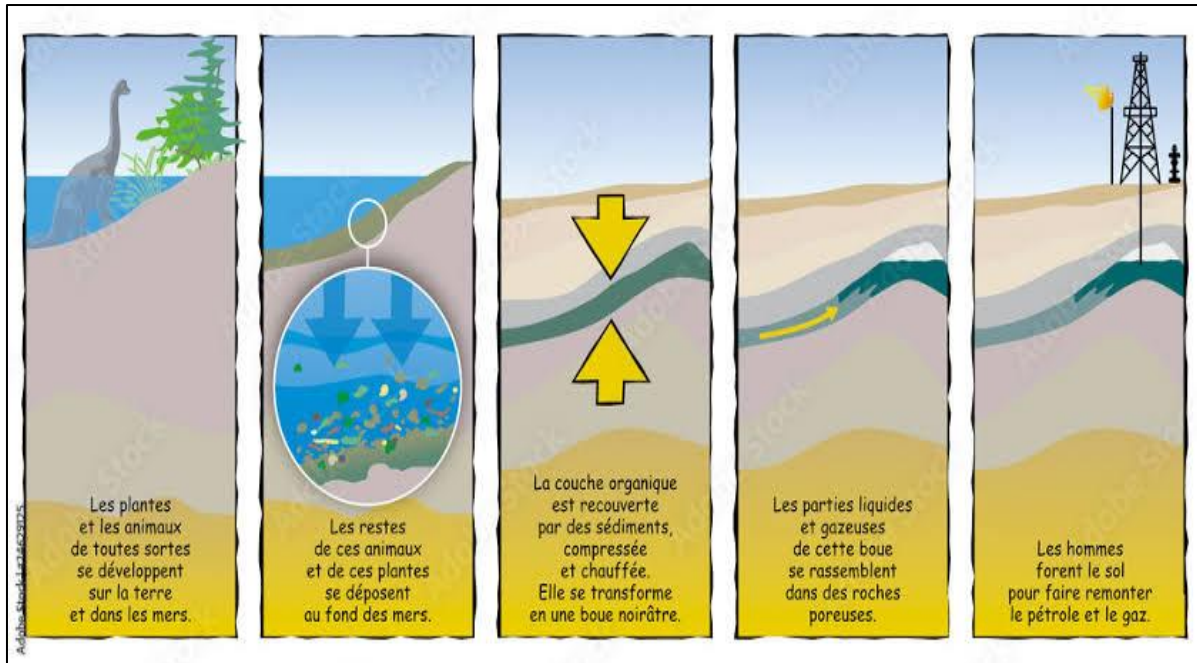


Figure I.2: Formation des hydrocarbures

Migration :

Nés d'une roche mère, les hydrocarbures migrent puis se concentrent dans une roche réservoir, en sont très généralement expulsés vers des zones à pression faible. Cela signifie que, concernant les argiles, la roche mère était encore perméable à l'époque de la migration. On distingue deux migrations successives.

- Migration primaire: les hydrocarbures sont expulsés à l'extérieur de la roche mère vers un milieu adjacent plus poreux, où les fluides peuvent se déplacer. Au départ du processus ce sont essentiellement les forces liées à l'enfouissement et à la compaction qui provoquent cette expulsion, laquelle peut être latérale .
- Migration secondaire : elle a lieu depuis le voisinage de la roche mère jusqu'à réservoir où les hydrocarbures seront piégés. Ce cheminement vers le haut peut se faire dans un (ou plusieurs) réservoir(s) par des failles, zones de fissures, etc. Le cheminement se fait vers le haut parce que les masses spécifiques du gaz et d'huile sont plus faibles que celle de l'eau. Sous l'effet de la gravité les hydrocarbures remontent donc naturellement vers la surface.

Cependant, les mécanismes de la migration sont encore assez mal connus. Le gaz se déplacerait par percolation ou en solution dans l'eau. L'huile, peu soluble dans l'eau, circulerait en phase constituée, ceci étant d'abord provoqué par la compaction et ensuite par la pesanteur. [3]

I.1-2. Les trois roches composent un système pétrolier :

- Roche mère (source rock) : C'est une roche source dans laquelle l'huile et le gaz se forment. C'est l'élément principal dans la formation des hydrocarbures, il s'agit d'une roche source contenant une forte concentration de matière organique ayant partiellement ou totalement généré des hydrocarbures à partir du kérogène.

Il est important de connaître la composition de la roche mère, de comprendre son fonctionnement actuel et antérieur, de déterminer sa maturité et d'évaluer son potentiel pétrolier et sa porosité. [1]

- Roche réservoir (reservoir rock) : La roche-réservoir se définit comme une roche où les hydrocarbures s'accumulent. En géologie pétrolière, la roche réservoir est l'une des trois composantes d'un système pétrolier, avec la roche mère et la roche couverture. On distingue :

- les réservoirs conventionnels, qui présentent une haute perméabilité (généralement des grès ou des calcaires)
- les réservoirs non conventionnels, à la perméabilité faible (principalement des shales et des mudstones).

Les principales roches réservoirs sont constituées de grès et/ ou de carbonates. Ce sont des roches sédimentaires c'est-à-dire formées à partir de sédiments constitués en surface à partir de débris (minéraux, animaux ou végétaux) ou des précipitations physiques.

La qualité des roches réservoirs et leur classification dépendent des valeurs de leur porosité et de leur perméabilité.

- Roche couverture (seal rock) : Une roche couverture est une roche imperméable située au-dessus de la roche réservoir formant une barrière, et qui a pour rôle de bloquer la migration des hydrocarbures et kérogènes dans leur ascension vers la surface au sein d'un piège géologique.

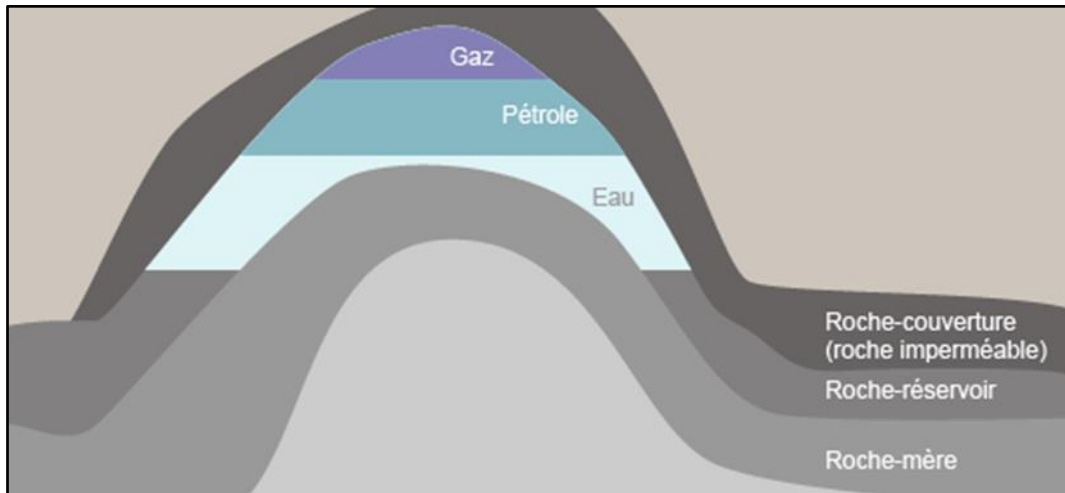


Figure I.3: Les roches composent un système pétrolier

I.1-3 Les réservoirs pétroliers :

Définition :

Un réservoir est une formation du sous-sol, poreuse et perméable, renfermant une accumulation naturelle, individuelle et séparée, d'hydrocarbures (huile et/ou gaz) limité par une barrière de roche imperméable et souvent par une barrière aquifère, et qui est caractérisée par un système de pression naturelle unique. Un réservoir peut contenir soit de l'huile, soit du gaz, soit encore les deux fluides superposés. [3]

L'ingénierie du réservoir pétrolier :

Un réservoir pétrolier est une formation rocheuse perméable dont l'espace poreux est partiellement saturé par des hydrocarbures (huile, gaz). Au terme d'une migration depuis la zone de formation des hydrocarbures, appelée roche mère, ceux-ci viennent se piéger dans le réservoir en raison de l'imperméabilité des couches supérieures limitant ce dernier ou du piège formé par la disposition des couches stratigraphiques. Le fluide saturant les pores interconnectés possède une liberté de mouvement par rapport au solide environnant.

La physique associée aux milieux poreux est décrite par Mavko et al. 2003, qui parlent des relations théoriques et empiriques entre la physique des roches, et les données sismiques.

Pendant toute la durée de l'étude d'un champ pétrolier, les caractéristiques du réservoir sont continuellement estimées et synthétisées dans un modèle qui nous permet de reproduire le comportement du réservoir réel et d'anticiper son comportement futur. Ainsi, les spécialistes sont capables de déterminer à quel moment de la vie du champ il faut, par exemple, installer un

puits d'injection pour réactiver la déplétion du réservoir, ou encore combien de temps le champ pourra encore être exploité. [4]

I.2. Les paramètres acoustiques des roches :

La vitesse :

Les déformations des matériaux se font en compression (ondes P), et en cisaillement (ondes S). Les ondes **P** et **S** sont considérées comme des signaux utiles où par leur comportement (réflexion, réfraction etc.), on peut tirer des informations utiles sur la profondeur des indicatrices, leurs vitesses et des autres informations physiques.

Donc :

Si le mouvement de l'onde est dans la direction de propagation ($d = \pm p$), l'onde est définie comme longitudinale (Ondes P) qui a pour vitesse V_p : [5]

$$V_p = \sqrt{\frac{\lambda + 2\mu}{\rho}} \quad (\text{I-1})$$

Cette vitesse peut aussi s'exprimer en fonction du coefficient d'incompressibilité **K** :

$$V_p = \sqrt{\frac{k + \frac{4}{3}\mu}{\rho}} \quad (\text{I-2})$$

Dans le cas d'un mouvement perpendiculaire à la direction de propagation ($d.p = 0$), il s'agit d'une onde transversale (Ondes S) et ayant pour vitesse V_s : [5]

$$V_s = \sqrt{\frac{\mu}{\rho}} \quad (\text{I-3})$$

Avec :

K : Le module d'incompressibilité.

λ : le coefficient de Lamé.

μ : le module de cisaillement.

ρ : La densité.

Les vitesses sismiques dépendent des propriétés élastiques et des densités du milieu.

Relation entre V_p et V_s :

Il existe une forte dépendance lithologique, qui permet de prédire la vitesse de cisaillement (V_s) à partir de celle de compression (V_p).

Castagna et al (1985) ont établis une relation reliant la vitesse des ondes P à celle des ondes S :

$$V_p = 1.16V_s + 1.36 \quad (V_p \text{ et } V_s \text{ sont données en km/s.}) \quad \text{(I-4)}$$

Cette relation s'appelle la ligne mudrock (mudrock line). Et elle est valable dans les roches sédimentaires saturées en eau.

Diverses relations empiriques ont été proposées. Greenberg et Castagna (1992) ont décrits une méthode utile permet de prédire la vitesse V_s à partir de vitesse V_p en utilisant quatre relations V_p/V_s pour quatre lithologies :

Grès : $V_s = 0.80416V_p - 0.85588$

Argiles : $V_s = 0.76969V_p - 0.86735$

Calcaires : $V_s = -0.05508V_p^2 + 1.01677V_p - 1.03049$

Dolomites: $V_s = 0.58321V_p - 0.07775$ [6]

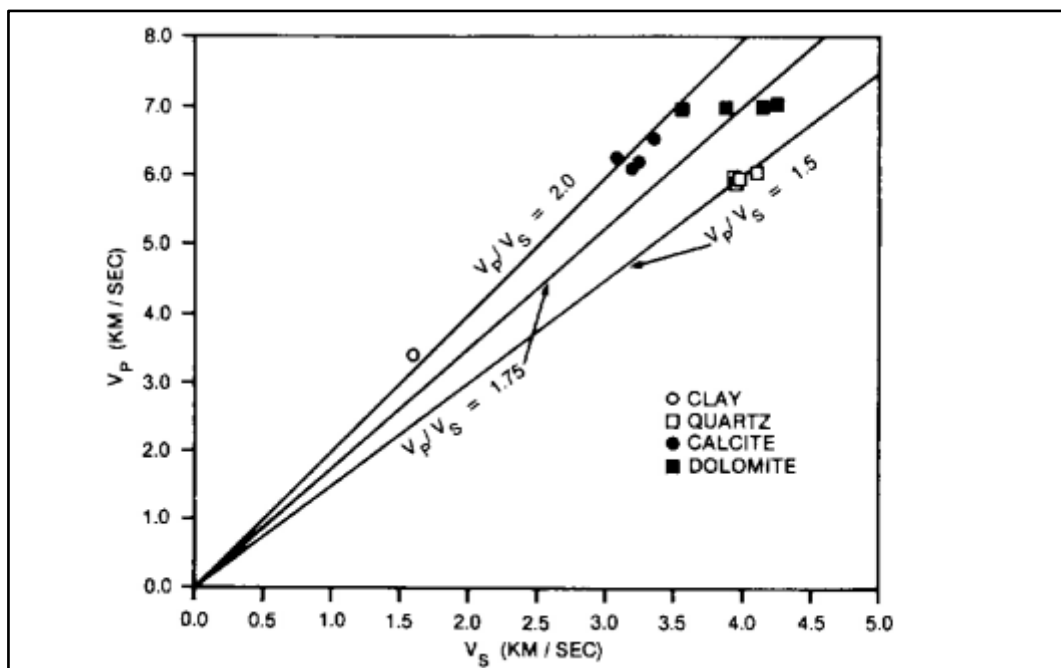


Figure I.4: Relation V_p/V_s pour les quatre lithologies (Castagna 1992)

Les facteurs affectants les vitesses :

Les travaux approfondis relatifs aux vitesses de propagation des ondes sismiques dans les roches sédimentaires ont montré un certain nombre de facteurs qui agissent sur la variation du paramètre vitesse. Il s'agit de :

La lithologie

La porosité

L'âge géologique

La pression

La profondeur

La température

La densité etc... [7]

Il est nécessaire de connaître les vitesses sismiques pour calculer les paramètres géologiques (les profondeurs des interfaces géologiques et le pendage des couches), et faire des hypothèses sur la nature géologique des couches.

La densité :

La densité d'une roche c'est le rapport de sa masse par unité de son volume totale.

$$\rho = \frac{\text{Masse de la roche}}{\text{Volume totale}} \quad (\text{I-5})$$

Relation Vitesse-Densité (Formule de Gardner) :

Gardner et al (1974), ont établis une relation empirique entre la densité ρ d'une roche sédimentaire et sa vitesse acoustique V , qui s'écrit comme suit :

$$\rho = a.V^b \quad (\text{I-6})$$

Avec:

ρ : la densité

V : la vitesse acoustique

a et b sont des constantes : $a=0.310$ et $b=0.25$

Quelques années après, Castagna (1993) a utilisé la relation de Gardner pour développer la relation vitesse densité pour les lithologies suivantes :

Grés : $\rho = 0.200 \times V^{0.261}$

Argiles : $\rho = 0.204 \times V^{0.265}$

Calcaires : $\rho = 0.243 \times V^{0.225}$

Dolomites : $\rho = 0.226 \times V^{0.243}$

Anhydrites : $\rho = 0.600 \times V^{0.160}$

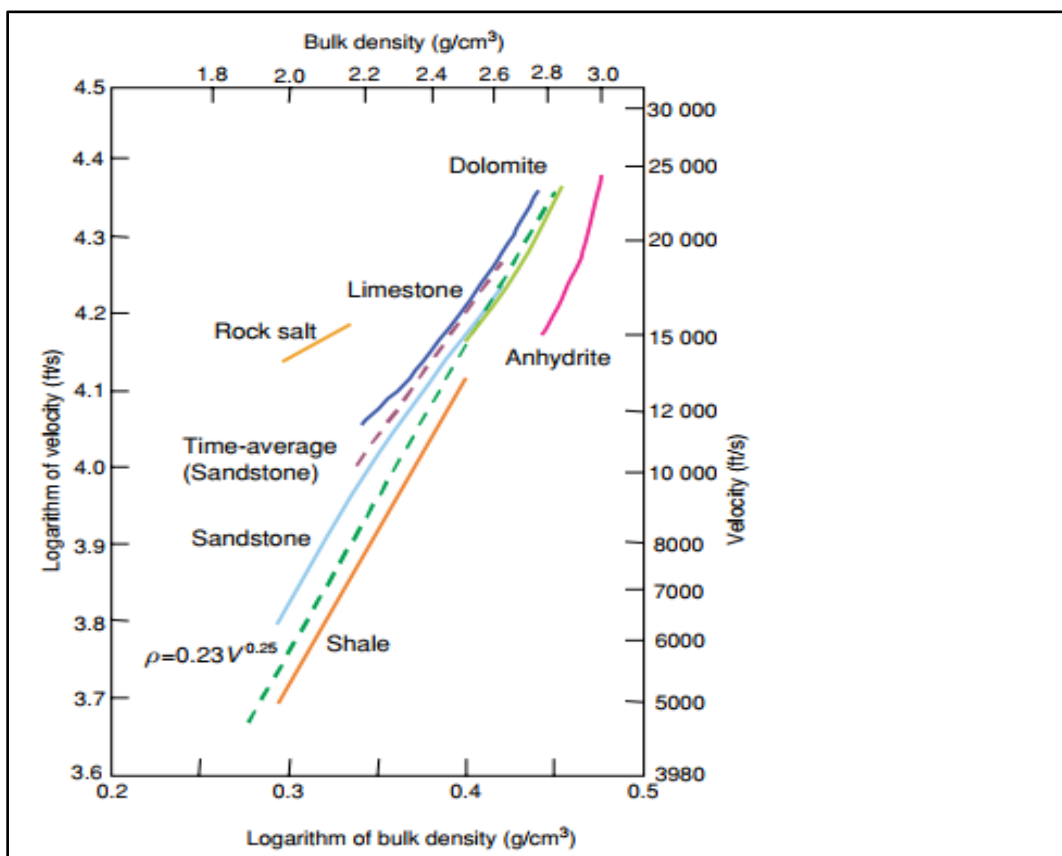


Figure I.5 : Relation Vitesse-densité (Gardner et al 1974)

Relation Densité-Porosité (Formule de Wyllie) :

Pour une roche saturée par deux fluides, la formule de **WYLLIE** s'écrit comme suit :

$$\rho_b = (1 - \phi)\rho_m + \rho_f \phi \tag{I-7}$$

Avec :

ρ_b : Densité globale de la roche

ρ_m : Densité de la matrice

ρ_f : Densité de fluide

ϕ : Porosité de la roche

La densité globale de la roche dépend, de la densité de sa matrice, et de celle des fluides saturants :

$$\rho_b = (1 - \phi)\rho_m + \phi S_w \rho_w + \rho_{sh}(1 - S_w)\phi \quad (\text{I-8})$$

L'impédance acoustique :

La propagation des ondes dans une roche est quantifiée par son impédance acoustique Z . Elle est égale au produit de sa masse volumique ρ par la vitesse de propagation de l'onde sismique V :

$$Z = \rho \cdot V \quad (\text{I-9})$$

L'impédance acoustique d'un milieu pour une onde acoustique caractérise la résistance du milieu au passage de cette onde. Cette propriété est utilisée en géosciences dans les techniques géophysiques de prospection sismique qui permettent d'imager le sous-sol de la terre jusqu'à quelques kilomètres de profondeur.

I.3. Les paramètres pétrophysiques :

La porosité :

C'est définie comme le rapport du volume des pores (vides) sur le volume total de la roche. Elle peut exprimer la capacité de la roche à contenir des hydrocarbures.

$$\phi = \frac{\text{Volume des pores}}{\text{Volume total de la roche}} \times 100 \quad (\text{en pourcentage \%}) \quad (\text{I-10})$$

Types de la porosité :

- La porosité soit formée au moment de la formation de la roche (primaire) ou résultante de processus de dissolution ou de dolomitisation (secondaire).
 - A. Porosité inter-granulaire ou primaire : elle se forme au même temps que la roche, et dépend de la forme, de la taille, et du classement des éléments solides
 - B. Porosité de dissolution ou secondaire : porosité créée après la sédimentation (fractures, dissolution, mutation minéralogique...).
- Et on distingue entre :
 - A. La porosité totale : qui correspondant à tous les pores, reliés ou non entre eux, et la porosité résiduelle qui ne tient compte que des pores isolés.

$$\Phi_{totale} = \Phi_{résiduelle} + \Phi_{effective} \quad (\text{I-11})$$

- B. La porosité effective : qui est le rapport entre le volume des pores reliés entre eux et le volume total de la roche.

La porosité effective des roches varie entre 1% et 40 %, elle est :

- **Faible** si : $\phi \leq 5\%$
- **Médiocre** si : $5\% \leq \phi \leq 10\%$
- **Moyenne** si : $10\% \leq \phi \leq 20\%$
- **Bonne** si : $20\% \leq \phi \leq 30\%$
- **Excellente** si : $\phi \geq 30\%$

La perméabilité :

La perméabilité d'une roche poreuse correspond à son aptitude à se laisser traverser par un fluide (liquide ou gaz).

L'unité de mesure de la perméabilité (**K**) est le **darcy** et ses sous multiples.

La Loi de Darcy permet de relier un débit à un gradient de pression appliqué au fluide grâce à un paramètre caractéristique du milieu traversé : la perméabilité **K**.

La loi de Darcy (Henry Darcy, 1856) s'exprime par :

$$Q = \frac{KS \Delta P}{\mu \Delta x} \quad (\text{I-12})$$

Avec :

Q : le débit du fluide, en **cm³/S**.

S : la section, en **cm²**.

K : la perméabilité, en **Darcy**.

μ : la viscosité du fluide, en **Centipoise**.

ΔP/Δx : le gradient de pression, en **Bar/cm**.

La saturation :

La saturation en fluide d'un échantillon de roche est le rapport du volume occupé par le fluide au volume total des pores. Elle s'exprime en pourcentage.

La connaissance des volumes d'huile et de gaz en place dans un gisement est nécessite la connaissance des saturations en tout point, ou au moins une approche satisfaisante. [3]

Il existe plusieurs types de saturation qui peuvent intervenir :

$$S_w = V_w/V_p : \text{saturation en eau} \quad (\text{I-13})$$

$$S_h = V_h/V_p : \text{saturation en huile.} \quad (\text{I-14})$$

$$S_g = V_g/V_p : \text{saturation en gaz.} \quad (\text{I-15})$$

$$\text{Avec : } V_w + V_h + V_g = V_p \quad (\text{I-16})$$

$$\text{Et } S_w + S_h + S_g = 100 \% \quad (\text{I-17})$$

I.4. Les paramètres élastiques :

Introduction :

Les méthodes sismiques reposent sur le principe de la propagation des ondes sismiques dans un milieu élastique. Ces ondes se propagent dans les matériaux avec des vitesses qui dépendent de leurs propriétés élastiques et de leurs densités. Pour démontrer la nature de cette dépendance, on définit deux concepts importants, la contrainte et la déformation (stress et strain en anglais). Les relations entre contrainte et déformation pour un matériau particulier permettent de décrire les propriétés élastiques de ce matériau, ainsi que les caractéristiques (tel que la vitesse) des ondes qui s'y propagent. [8]

Théorie d'élasticité :

On considérera le cas d'une onde se propageant dans un milieu élastique, homogène et isotrope. La propagation des ondes dépend donc des propriétés ou constantes élastiques du milieu (et de leur distribution). Par ailleurs, sous l'action d'une contrainte, un matériau se déforme.

L'élasticité :

C'est propriété qu'a un corps, après avoir été déformé par une charge, de reprendre sa forme initiale lorsque la charge est enlevée.

Les contraintes :

La contrainte est définie comme une force par unité de surface. Ainsi quand une force est appliquée sur un corps, la contrainte est le rapport de la force à la surface sur laquelle la force est appliquée. [9]

Si la force varie d'un point à un autre, la contrainte varie aussi.

On distingue deux types de contraintes

- Les contraintes normales σ : Si la force est perpendiculaire à la surface.
- Les contraintes de cisaillement τ : Quand la force est tangentielle à l'élément de surface.

Soit un cube élémentaire à l'intérieur d'un corps soumis à des contraintes agissent sur les faces de ce cube :

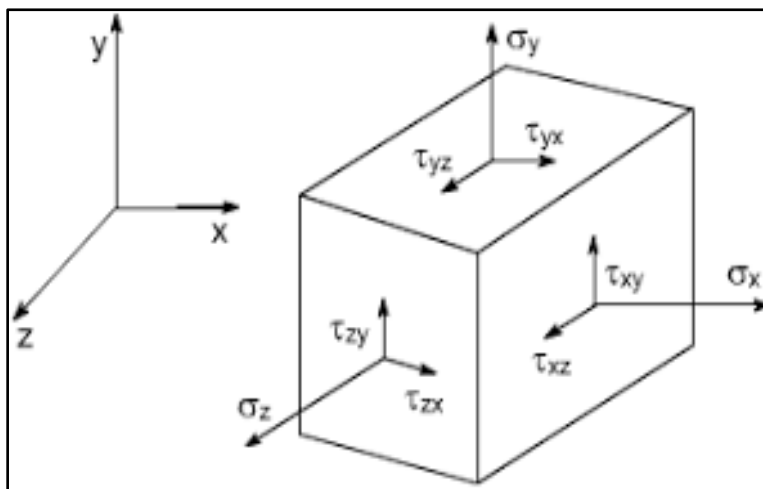


Figure I.6 : Tenseur de contrainte

Le tenseur de contrainte composé de neuf composantes comprenant trois composants normaux et six composants de cisaillement, rassemblées dans une matrice notée (τ) :

$$\tau_{ij} = \begin{pmatrix} \sigma_{xx} & \tau_{xy} & \tau_{xz} \\ \tau_{yx} & \sigma_{yy} & \tau_{yz} \\ \tau_{zx} & \tau_{zy} & \sigma_{zz} \end{pmatrix}$$

Déformations :

Quand un corps élastique est soumis à des contraintes, il change de forme et de dimensions. Ces changements sont appelés déformations.

Les déformations sont des déplacements par unité de longueur causées par les contraintes. La relation entre déformation et contrainte est souvent linéaire et la transmission des ondes sismiques dans le sous-sol est permise par cette propriété élastique des roches.

Le tenseur représentant la déformation s'écrit :

$$\epsilon_{ij} = \begin{pmatrix} \epsilon_{xx} & \epsilon_{xy} & \epsilon_{xz} \\ \epsilon_{yx} & \epsilon_{yy} & \epsilon_{yz} \\ \epsilon_{zx} & \epsilon_{zy} & \epsilon_{zz} \end{pmatrix}$$

La loi de Hooke : (Relation contrainte-déformation) :

La relation entre contraintes et déformations a été énoncée en 1678 et porte le nom de la loi de Hooke. Cette loi de comportement élastique réversible est valable tant que les sollicitations subies par les matériaux restent assez faibles. [7]

La loi de Hooke s'écrit :

$$\sigma_{ij} = \Delta\lambda\delta_{ij} + \mu\epsilon_{ij} \tag{I-18}$$

Avec :

σ = La contrainte

ϵ = La déformation

Δ = La dilatation volumique

λ et μ = les coefficients de Lamé

δ = Le symbole de Kronecker, tel que : $\delta = \begin{cases} 1 & \text{si } i = j \\ 0 & \text{si } i \neq j \end{cases}$

Les modules élastiques :

Ce sont des coefficients intrinsèques à chaque type de matériau qui permettent de faire le lien entre la contrainte au taux de déformation d'un milieu soumis respectivement à une compression ou à un cisaillement. Ces paramètres sont :

Module de Young (E) :

C'est la constante de proportionnalité entre la contrainte qu'un matériau subit et sa déformation unitaire. C'est une constante propre à chaque matériau.

$$E = \frac{F/S}{\Delta L/L} = \frac{\mu(3\lambda+2\mu)}{\lambda+\mu} \quad (\text{I-19})$$

Tel que :

F/S : Contrainte (force par unité de surface)

$\Delta L/L$: Déformation

Module de cisaillement :

Nommé aussi module de rigidité, il représente la résistance des matériaux au cisaillement, est défini comme étant le rapport de la contrainte tangentielle à la déformation correspondante. Il s'écrit comme suit :

$$\mu = \frac{\Delta F/A}{\Delta x/x} \quad (\text{I-20})$$

Module d'incompressibilité :

C'est la différence de pression hydrostatique sur la dilatation volumique :

$$K = \frac{\Delta P}{\Delta V/V} \quad (\text{I-21})$$

Coefficient de Lamé :

C'est un constant relie le module de Young par le coefficient de Poisson :

$$\lambda = \frac{\sigma E}{(1+\sigma)(1-2\sigma)} \quad (\text{I-22})$$

Coefficient de Poisson :

Le coefficient de poisson exprime la déformation latérale d'un matériau élastique en fonction de l'extension longitudinale. On ne connaît pas de milieu qui rétrécit quand on appuie sur lui verticalement. Plus le milieu est rigide, plus le coefficient de poisson est petit. Il est compris entre **0.1** et **0.5** : [10]

$$\sigma = \frac{\Delta D/D}{\Delta L/L} \quad (\text{I-23})$$

Avec :

$\Delta D/D$: Déformation latérale

$\Delta L/L$: Déformation longitudinale

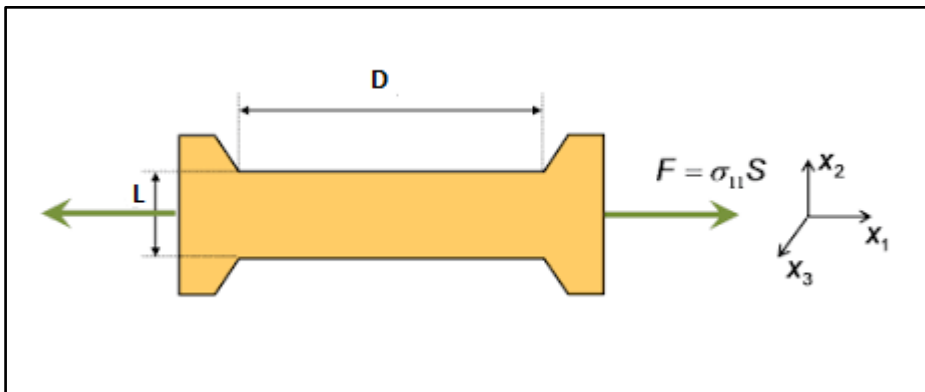


Figure I.7 : Coefficient de Poisson

La figure 8 montre la variation du coefficient de poisson en fonction du rapport V_p/V_s dans des roches saturées en gaz et des roches saturées en eau pour trois essais effectués. On constate que les roches saturées en gaz ont un faible coefficient de poisson (entre 0.1 et 0.24) par rapport aux roches saturées en eau (entre 0.28 à 0.35) dans les trois essais.

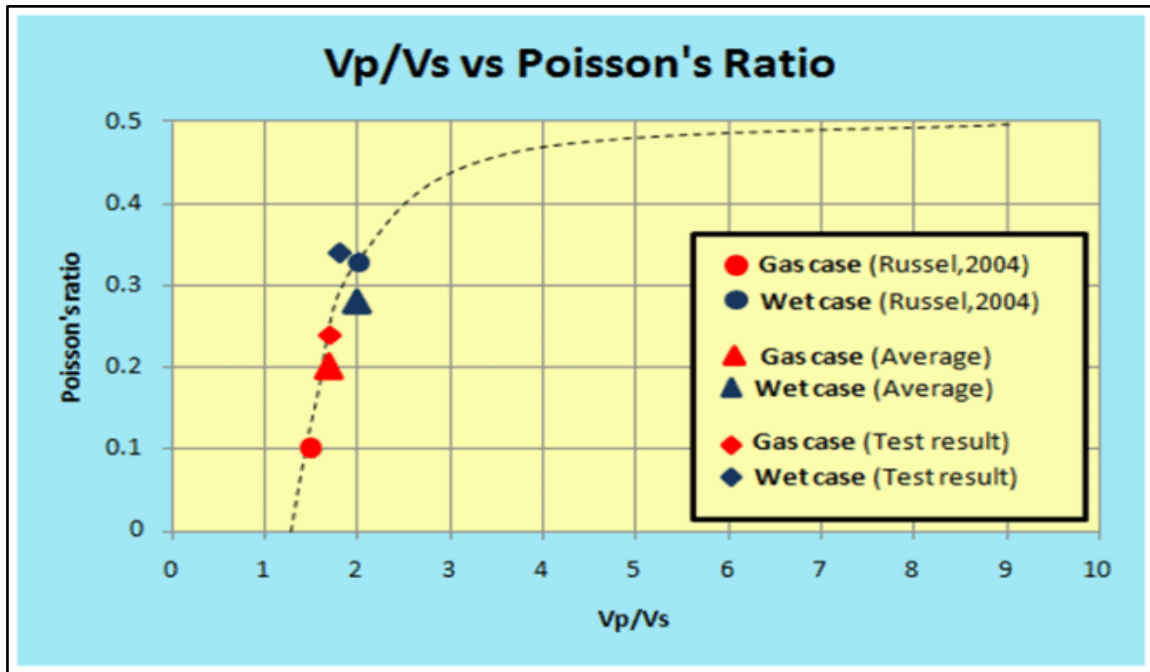


Figure I.8: Relation entre Vp/Vs et Poisson (Russel 2004)

Relation entre les modules élastiques :

Les propriétés élastiques des matériaux homogènes, isotropes et linéaires sont déterminées de manière unique par deux modules quelconques parmi ceux-ci. Ainsi, on peut déterminer chacun à partir de deux d'entre eux en utilisant les formules suivantes :

$$E = \frac{\mu(3\lambda+2\mu)}{(\lambda+\mu)} = \frac{(9K\mu)}{(3K+\mu)} \quad (\text{I-24})$$

$$\mu = \frac{3(K-\lambda)}{2} = \frac{E}{2(1+\sigma)} \quad (\text{I-25})$$

$$K = \frac{(3\lambda+2\mu)}{3} = \frac{E}{3(1-2\sigma)} \quad (\text{I-26})$$

$$\lambda = \frac{(3K-2\mu)}{3} = \frac{\sigma E}{(1+\sigma)(1-2\sigma)} \quad (\text{I-27})$$

$$\sigma = \frac{\lambda}{2(\lambda+\mu)} = \frac{(3K-2\mu)}{(6K+2\mu)} \quad (\text{I-28})$$

I.5. Les attributs sismiques :

Définition :

On appelle attribut sismique toute information, qualitative, ou quantitative, mesurée, calculée ou déduite à partir des données sismiques (Taner 1997), représentant ainsi tous les paramètres de la trace complexe, les configurations géométriques des événements sismiques et leurs variations spatiales. Ainsi, ils sont liés aux informations de base des données sismiques : temps, amplitude, fréquence, phase.

Les attributs sismiques, s'ils sont correctement calibrés aux données de puits, peuvent être un outil très puissant de caractérisation des réservoirs. Ils offrent des représentations alternatives aux données sismiques et mettent ainsi en relief les caractéristiques pétro-physiques et géologiques des paramètres étudiés.

Ces attributs ont été classifiés d'une façon qui permet d'exprimer au mieux leur utilité en sismique, sont de nature : géométrique, géophysique, ou mathématique.

En s'intéressant à l'analyse de trois attributs de base : amplitude instantanée, fréquence instantanée et phase instantanée. Ce type d'attributs montre les propriétés des ondes sismiques et des ondelettes. Ils doivent être inversés ou interprétés pour obtenir des informations géologiques.

L'amplitude instantanée :

Soit une trace complexe $T_A(t)$, l'amplitude instantanée appelée aussi enveloppe d'amplitude, est définie comme le module de la trace complexe et s'écrit comme suit :

$$A(t) = \sqrt{x^2(t) + y^2(t)} \quad (\text{I-29})$$

L'amplitude instantanée est l'attribut particulièrement important attachée directement aux conditions géologiques, elle représente une mesure des amplitudes indépendamment de la polarité (phase).

L'amplitude d'un réflecteur varie avec l'épaisseur de la couche qui engendre la réflexion, sa composition et son contenu en fluide. Dans certains cas favorables des anomalies d'amplitudes manipulées avec précautions pourraient être des indicateurs directs de réservoirs à hydrocarbures (bright spots) et les contacts gaz-huile donnent des anomalies d'amplitudes appelées flat spot.

La fréquence instantanée :

La fréquence instantanée est un autre attribut qui peut être attaché directement aux conditions géologiques et qui est représentée par la variation de la phase dans le temps :

$$f(t) = \frac{1}{2\pi} \frac{d\varphi(t)}{dt} \quad (\text{I-30})$$

Les anomalies de fréquence provoquées par la présence des hydrocarbures sont souvent traduites par une chute de fréquence immédiatement au-dessous du réservoir.

La fréquence instantanée comme un attribut peut être un indicateur :

- de la présence des hydrocarbures (des anomalies de basses fréquences).
- de limite d'unités sédimentaires ou structurales comme les failles.
- de zones de fractures (zones à basses fréquences).
- du rapport argile/ grès.
- des réflexions chaotiques.

La phase instantanée :

La phase instantanée est l'attribut indépendant de l'amplitude instantanée. Elle est définie comme l'argument de la trace complexe :

$$\varphi(t) = \arctan \left(\frac{y(t)}{x(t)} \right) \quad (\text{I-31})$$

Cet attribut sismique est également un attribut physique, et peut être :

- un bon indicateur de la continuité latérale et des discontinuités.
- un indicateur des réflexions horizontales qui résultent du contact gaz-eau ou gaz-huile (Flat-spot).
- utilisé pour le calcul de la vitesse de phase.
- utilisé pour le calcul de la fréquence instantanée et l'accélération.
- identifié les limites de séquences.
- il permet d'affiner les éléments structuraux et de détailler les éléments stratigraphiques.

I.6. Traitement en amplitudes préservées :

I.6.1. Définition :

En physique classique, on nomme amplitude la mesure scalaire (une coordonnée) d'un nombre positif caractérisant l'ampleur des variations d'une grandeur. Le plus souvent il s'agit de l'écart maximal par rapport à la valeur médian. Cette définition diffère de langage courant, dans lequel l'amplitude désigne généralement l'écart entre les valeurs extrêmes d'une grandeur.

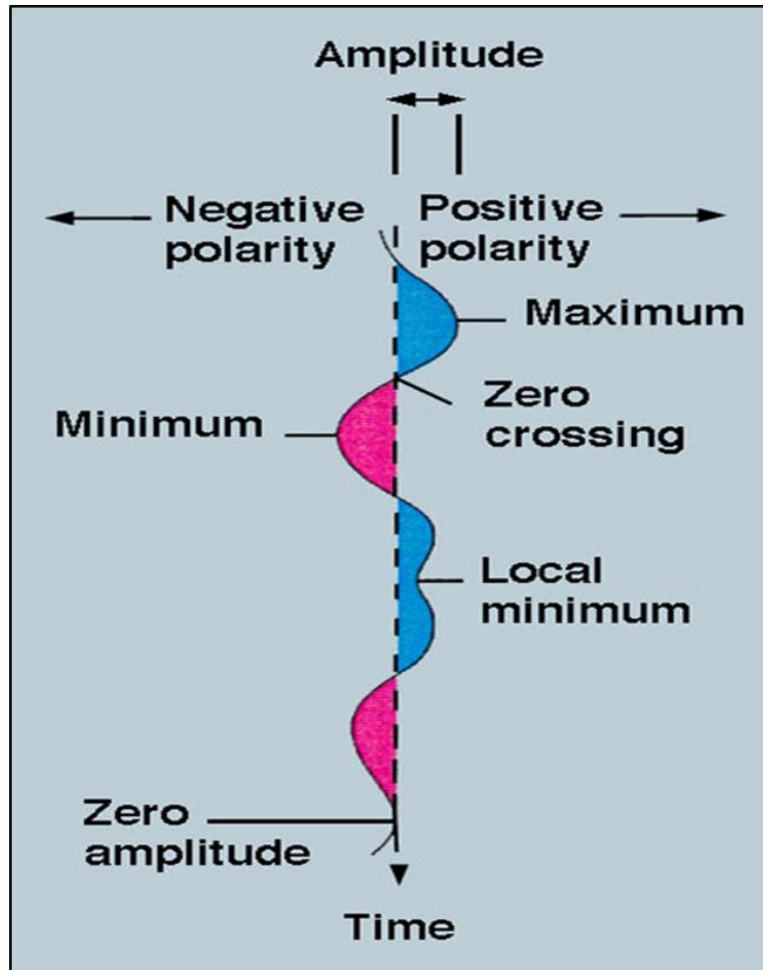


Figure I.9 : L'amplitude d'une onde sismique

I.6.2. Facteurs affectants l'amplitude sismique :

La technique d'inversion sismique nécessite une étape de traitement spéciale dite traitement en amplitudes préservées (réelles), avec une séquence qui se diffère à celui du traitement classique. Cette étape est très importante car les amplitudes sismiques sont affectées par plusieurs facteurs.

Les principaux facteurs qui causent l'atténuation des amplitudes sismiques peuvent être groupés en deux catégories :

A- Les facteurs endogènes (dépendants du sous-sol) :

Les facteurs endogènes découlent des paramètres endogènes propres au modèle géologique du sous-sol et qui proviennent de : la divergence sphérique, l'absorption, l'effet de transmission, la diffraction, l'interférence des ondes multiples, l'effet du pendage, l'effet de l'anisotropie et bien d'autres facteurs. [7]

➤ **La divergence sphérique :**

La divergence sphérique est un phénomène purement géométrique (ne provoque aucune perte d'énergie), est définie comme la décroissance de l'intensité de l'onde sismique, dû à la redistribution de l'énergie en fonction de la surface occupée par le front d'onde. [11]

- Dans un milieu homogène et isotrope la vitesse est constante, les rayons sismiques sont rectilignes et les fronts d'ondes sont sphériques, l'énergie par unité de surface diminue proportionnellement à l'inverse du carré de la distance parcourue R :

$$E_R = \frac{E_0}{R^2} \quad (\text{I-32})$$

E_0 : Energie initiale émise

E_R : Énergie recueillie à la distance R

L'amplitude est inversement proportionnelle à la distance parcourue :

$$\frac{A_R}{A_0} = \frac{1}{R} = \frac{1}{V \cdot t} \quad (\text{I-33})$$

A_0 : Amplitude de signal émis par la source

A_R : Amplitude de l'onde à la distance R

V : Vitesse moyenne de l'onde sismique

- Dans un milieu hétérogène et anisotrope, les rayons sismiques sont courbés et les fronts d'onde ne sont pas sphériques. Pour le cas d'une stratification horizontale et à incidence normale, d'après Newman (1973) l'amplitude de l'onde sismique est inversement proportionnelle à $(V^2_{RMS} \cdot t)$:

$$\frac{A_X}{A_R} = \frac{V_0}{V^2_{RMS} \cdot t} \quad (\text{I-34})$$

Où :

V_0 : Vitesse du premier milieu.

t : Temps vertical double.

V_{RMS} : Vitesse quadratique moyenne.

$$\text{Avec : } V_{RMS} = \sqrt{\frac{\sum_{i=1}^n V_i^2 t_i}{\sum_{i=1}^n t_i}} \quad (\text{I-35})$$

➤ **L'absorption :**

L'absorption d'énergie est l'une des origines essentielles de l'atténuation affectant les ondes sismiques au cours de leur propagation. C'est la transformation de l'énergie sismique en chaleur. Elle est produite par les terrains parcourus par les ondes sismiques qui ne sont pas parfaitement élastiques.

Le sol n'est pas parfaitement élastique, donc il n'y a pas conversion d'énergie au cours de la propagation : l'absorption correspondante dépend de la fréquence, appauvrissant le spectre du côté des hautes fréquences suivant la loi :

$$A_x = A_0 e^{-\alpha x} \quad (\text{I-36})$$

Où :

A_0 : Amplitude initiale de l'onde (au point de la source sismique)

A_x : Amplitude de l'onde sismique à la profondeur x

α : Coefficient d'absorption du milieu (en Naper/m), il est proportionnel à la fréquence

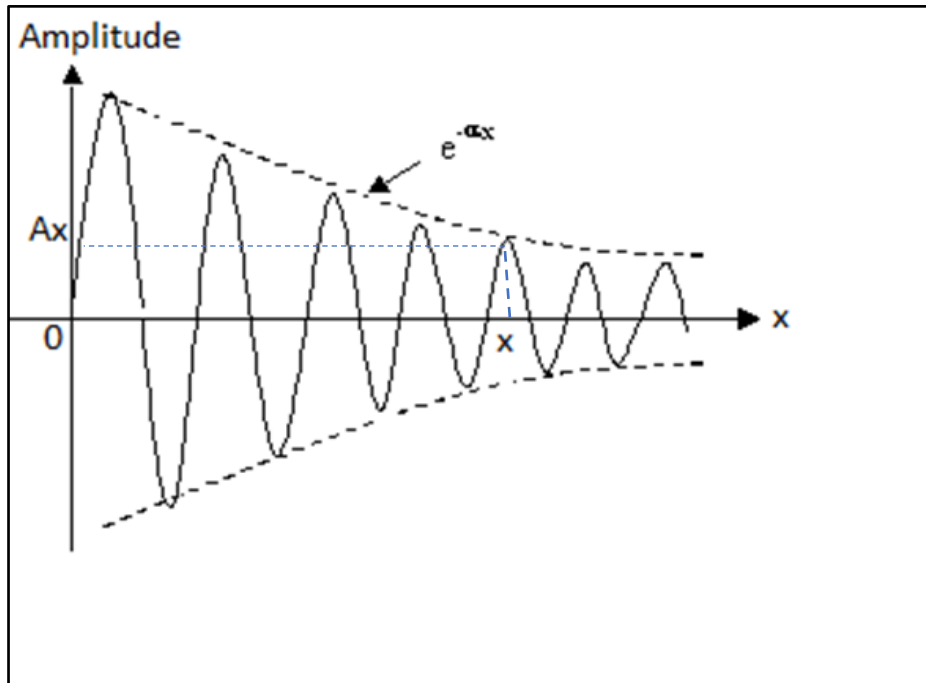


Figure I.10 : Atténuation l'onde sismique par effet d'absorption

➤ **L'effet de transmission :**

Lorsque l'onde sismique atteint l'interface de discontinuité, une partie de son énergie est réfléchi, tandis que l'autre partie est transmise au second milieu.

Le coefficient de transmission de l'onde réfléchi en incidence normale T est donné par :

$$T = \frac{A_T}{A_0} = \frac{\text{Amplitude de l'onde transmise}}{\text{Amplitude de l'onde incidente}} \quad (\text{I-37})$$

$$\text{Ainsi : } T = 1 - R \quad (\text{I-38})$$

R : C'est le coefficient de réflexion.

A incidence normale, l'amplitude de l'onde réfléchi sur une interface n donnée arrivant en surface est égale à :

$$A_n = A_0 R_n \prod_{i=1}^{n-1} (1 - R_i^2) \quad (\text{I-39})$$

A_n : L'amplitude de l'onde réfléchi arrivant en surface

A_0 : L'amplitude de l'onde incidente

R_i : Le coefficient de réflexion au niveau de l'interface i

Le produit : $\prod_{i=1}^{n-1} (1 - R_i^2)$ présente les pertes par transmission.

➤ **Les multiples :**

Sont des réflexions qui se réfléchissent plusieurs fois dans les interfaces. Les multiples viennent perturber les réflexions simples, confondre une arrivée primaire et modifier leurs amplitudes plutôt que de former un signal distinct.

Elles sont regroupées en deux types : multiples à long trajet, et multiples à cours trajet.

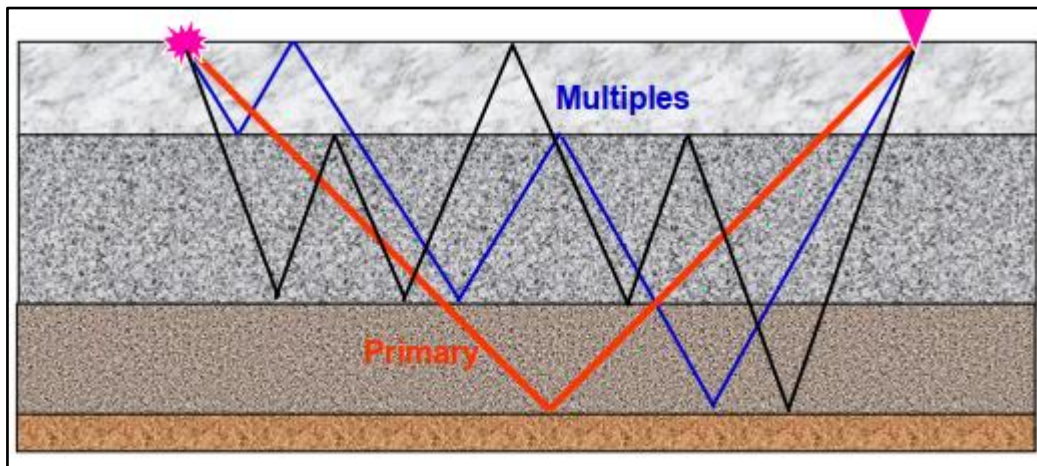


Figure I.11: Les multiples (CGGVeritas University)

On trouve aussi **les réverbérations (singing)**, qui sont des multiples qui se créent dans la couche supérieure, généralement la tranche d'eau.

Ils résultent d'interférences constructives entre les réflexions causées par le fond de la mer et par la surface. [12]

➤ **L'effet de la zone altérée :**

La zone altérée (WZ), c'est la couche superficielle de sol, est un milieu hétérogène, altéré et peu consolidé dont les pores contiennent beaucoup d'air. Elle se caractérise par une épaisseur très variable, une faible vitesse de propagation et un facteur d'absorption important. Elle introduit par conséquent des retards de temps et des déformations de l'ondelette, et génère des bruits spécifiques (ondes de surfaces ou ground-roll).

B- Les facteurs exogènes (indépendants du sous-sol) :

Les facteurs exogènes ne renferment pas d'information provenant de la sub-surface, sont :

- l'angle d'émergence.
- l'effet tuning.
- le mauvais couplage géophone-sol et source-sol.
- les divers bruits, les problèmes instrumentaux.

- la directivité des nappes d'émission et de réception etc.

I.6.3. Récupération des amplitudes réelles :

Afin de parvenir à des amplitudes des signaux sismiques qui soient représentatives des coefficients de réflexion, il est nécessaire d'appliquer des corrections pour compenser les atténuations dues à la divergence sphériques et l'absorption :

➤ Correction de la divergence sphérique :

La correction de la divergence sphérique peut être effectuée en multipliant l'amplitude du signal sismique (trace sismique) par le temps de parcours t (en absence d'information sur la loi de vitesse).

On applique donc une loi empirique du type $a \cdot t^n$

a : Constante.

t : Temps de parcours de l'onde sismique.

n : Exposant compris entre 1 et 2.

Pour retrouver les amplitudes réelles du signal sismique affectées par l'effet de la divergence sphérique, il faut multiplier les amplitudes de chaque trace sismique par $(a \cdot t^n)$

D'où:

$$T_C(t) = T(t) \cdot a \cdot t^n \quad (\text{I-40})$$

T_C : Trace sismique corrigée.

T : Trace sismique avant correction.

➤ Correction d'absorption :

On sait que l'atténuation due à l'absorption de l'amplitude de l'onde sismique est de forme exponentielle. Pour la compenser on applique la loi : $e^{\alpha f n t}$

D'où :

$$T_C(t) = T(t) \cdot e^{\alpha f n t} \quad (\text{I-41})$$

Avec :

t : Le temps de parcours de l'onde.

α : Le facteur d'absorption.

f : La fréquence.

n : Facteur déterminé par des essais.

La correction globale composée de la correction due à la divergence sphérique et celle due à l'atténuation par absorption permet la récupération des amplitudes vraies donnée par :

$$T_c(t) = T(t) \cdot e^{\alpha f n t} \cdot a \cdot t^n \quad (\text{I-42})$$

I.6.4. Séquence de traitement en amplitude préservées :

Le traitement en amplitudes préservées pour une inversion sismique se fait selon la chaîne suivante :

- Récupération des amplitudes réelles par correction de l'effet des facteurs affectant les amplitudes.
- Amélioration de rapport Signal/Bruit.
- Amélioration de résolution sismique.
- Rendre les évènements à leurs positions exactes par la migration.

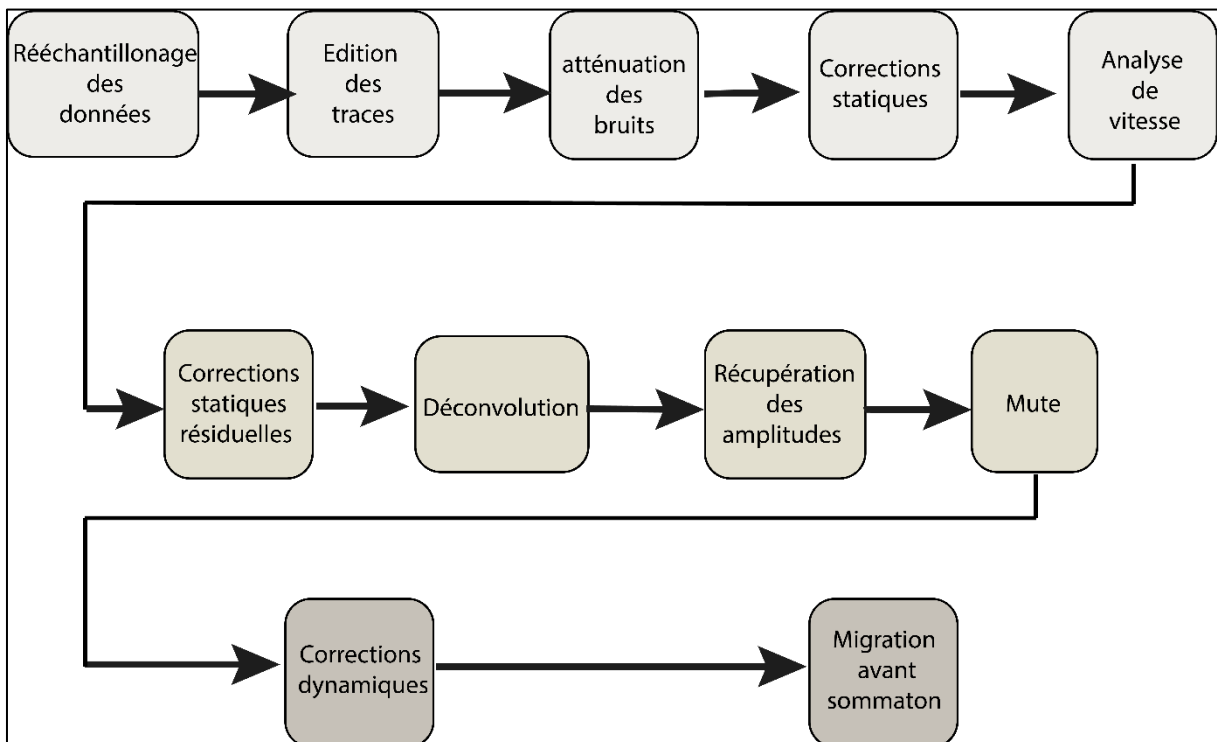


Figure I.12 : Chaîne de traitement en amplitudes préservées

**Chapitre II : Théorie de l'inversion et son
application en sismique**

CHAPITRE II : THEORIE DE L'INVERSION ET SON APLICATION EN SISMIQUE :

II.1. Introduction :

L'appréhension de la structure interne de la Terre à partir de données collectées en surface demeure sans doute le souci constant de la plupart des géophysiciens. C'est dans ce contexte typique que s'est initialement développée la théorie du problème inverse, visant à interpréter, voire caractériser au mieux les problèmes géophysiques ainsi posés. Au cours de ces dernières années, plusieurs techniques ont été élaborées pour la résolution du problème inverse. La plupart de ces techniques cherchent à traiter son caractère mal posé qui pose en lui-même de sérieux problèmes de stabilité et de convergence. [13]

II.2. Généralités sur l'inversion :

II.2-1. Qu'est-ce qu'un problème inverse :

Un problème inverse est une situation grâce auquel on cherche à déterminer les causes d'un phénomène à partir des observations de ses effets. (Tarantola 1987)

Autrement dit, la technique d'inversion consiste à deviner l'ensemble des paramètres d'un modèle inaccessible à la mesure à partir des grandeurs mesurables.

Ce problème est l'inverse de celui appelé problème direct, qui consiste à prédire des données (sortie/réponse) en se basant sur un modèle physique ou mathématique (système) ayant un certain nombre de paramètres de modèle (entrée).

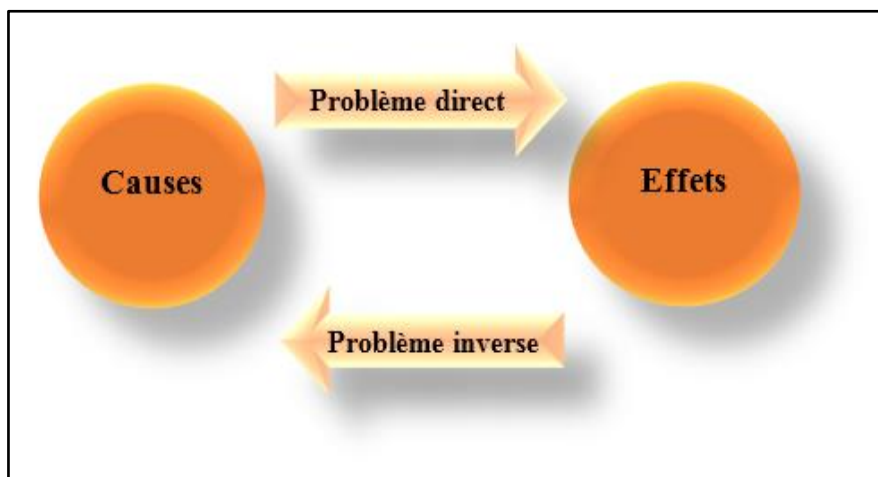


Figure II.1: Problème direct et problème inverse

II.2-2. Problème bien posé et problème mal posé :

Quand on parle du problème inverse, les deux termes : mal et bien posé interviennent automatiquement.

Au sens d'Hadamard (1923), un problème bien posé il s'agit d'un problème dont :

La solution existe.

Elle est unique.

Et elle dépend de façon continue des données.

Le problème est mal posé si l'une des conditions précédentes n'est pas satisfaite.

En pratique, les problèmes inverses ne vérifient souvent pas l'une ou l'autre de ces conditions, ils sont mal posés, car :

- Un modèle physique étant fixé, les données expérimentales dont on dispose sont en général bruitées, et rien ne garantit que de telles données proviennent de ce modèle, même pour un autre jeu de paramètres.
- Si une solution existe, il est parfaitement concevable, (des paramètres différents conduisent aux mêmes observations).
- Le fait que la solution d'un problème inverse puisse ne pas exister n'est pas une difficulté sérieuse. Il est habituellement possible de rétablir l'existence en relaxant la notion de solution (procédé classique en mathématique).
- La non-unicité est un problème plus sérieux. Si un problème a plusieurs solutions, il faut un moyen de choisir entre elles. Pour cela, il faut disposer d'informations supplémentaires (une information à priori).
- Le manque de continuité est sans doute le plus problématique, en particulier en vue d'une résolution approchée ou numérique. Cela veut dire qu'il ne sera pas possible (indépendamment de la méthode numérique) d'approcher de façon satisfaisante la solution du problème inverse, puisque les données disponibles seront bruitées donc proches, mais différentes, des données réelles. [14]

II.2-3. Formulation du problème inverse :

Le problème inverse consiste à déterminer des paramètres inconnus \mathbf{m}_j d'un modèle à partir des données \mathbf{d}_i , en se basant sur une relation liant les deux. Il peut se reformuler mathématiquement comme suit :

$$\mathbf{d}_i = \mathbf{G}_{ij}(\mathbf{m}_j) \quad (\text{II-1})$$

Si cette relation (fonction) est linéaire, le problème peut s'écrire sous forme matricielle comme suit :

$$\mathbf{d}_i = \mathbf{G}_{ij} \cdot \mathbf{m}_j \quad (\text{II-2})$$

Avec :

\mathbf{G}_{ij} : L'opérateur (la matrice) linéaire qui représente la relation mathématique entre les paramètres de modèle \mathbf{m}_j et les données \mathbf{d}_i .

Données de problème inverse :

Trois types d'informations (données) sont nécessaires pour la résolution d'un problème inverse, elles sont :

- **L'information réelle :** c'est l'ensemble des valeurs des paramètres observables obtenus en réalisant des mesures au cours des expériences. Ils sont caractérisés par des incertitudes expérimentales (l'effet de bruits par exemple).
- **L'information synthétique :**
Est une information acquise en modélisation directe, elle prédite à partir d'un modèle synthétique (supposé idéale). Mais en réalité ces données ne sont pas identiques aux données réelles.
- **L'information à priori :**
On appelle information à priori tous types d'information que l'on peut obtenir indépendamment des données de mesures. En raison de la non-unicité du problème inverse, il faut rendre explicite toute information à priori disponible sur les paramètres du modèle. [15]

II.2-4. Résolution du problème inverse :

Généralement, la résolution d'un problème inverse passe par trois étapes essentielles : [15]

- La paramétrisation du système.

- La modélisation directe.
- La modélisation inverse.

On commence par une étape initiale de paramétrisation du problème, suivi de la modélisation du phénomène à étudier, ce qui conduit à la construction d'un modèle initial. Celui-ci sera utilisé pour initier l'algorithme d'inversion. Cette étape dite « problème directe » décrit comment les paramètres de modèle se traduisent en effets observables expérimentalement. Ensuite à partir des mesures obtenues sur le phénomène réel. La démarche va consister à approximer au mieux les paramètres permettant de rendre compte de ces mesures. Cette étape est dite « problème inverse ». [16]

L'optimisation :

La plupart des problèmes inverses ont une multitude des solutions (non-unicité), c'est-à-dire plusieurs modèles peuvent correspondre aux données mesurées. Il est donc important non seulement de trouver un modèle mais également qu'il soit optimal parmi les solutions trouvées, c'est-à-dire d'estimer l'incertitude sur le modèle.

Fonction coût :

La résolution du problème inverse se résume à minimiser la fonction coût qui est l'écart entre les données mesurées et celles prédites. La meilleure approche pour obtenir une solution unique c'est la minimisation au sens des moindres carrés:

$$\Phi = (\mathbf{d} - \mathbf{G}\mathbf{m})^T \cdot (\mathbf{d} - \mathbf{G}\mathbf{m}) \quad (\text{II-3})$$

La solution générale de problème inverse au sens des moindres carrés est donné par :

$$\tilde{\mathbf{m}} = (\mathbf{G}^T \mathbf{G})^{-1} \mathbf{G}^T \mathbf{d} \quad (\text{II-4})$$

La régularisation :

Les méthodes utilisées pour la résolution d'un problème inverse sont appelées méthodes de régularisation.

Ces méthodes consistent à introduire dans le problème une information à priori sur la solution recherchée. La régularisation est basée sur le fait que les observations à elles seules ne suffisent pas pour l'obtention d'une solution acceptable et qu'il faut donc introduire des informations supplémentaires sur la régularité du modèle.

II.3. L'inversion sismique :

II.3-1. Définition et objectif :

L'inversion sismique est une technique mathématique qui consiste à créer un modèle géologique de sous-sol (déterminer les paramètres acoustiques et élastiques des roches), en utilisant les données sismiques comme données d'entrée et les données de puits comme contrôles.

L'objectif principal de l'inversion sismique est la transformation des données sismiques en des propriétés des roches décrivant quantitativement le réservoir. Contrairement aux amplitudes sismiques, les résultats de l'inversion montrent une résolution plus élevée. Cela facilite à son tour une meilleure estimation des propriétés du réservoir tel que la porosité, en plus de l'amélioration des résultats de l'interprétation. [17]

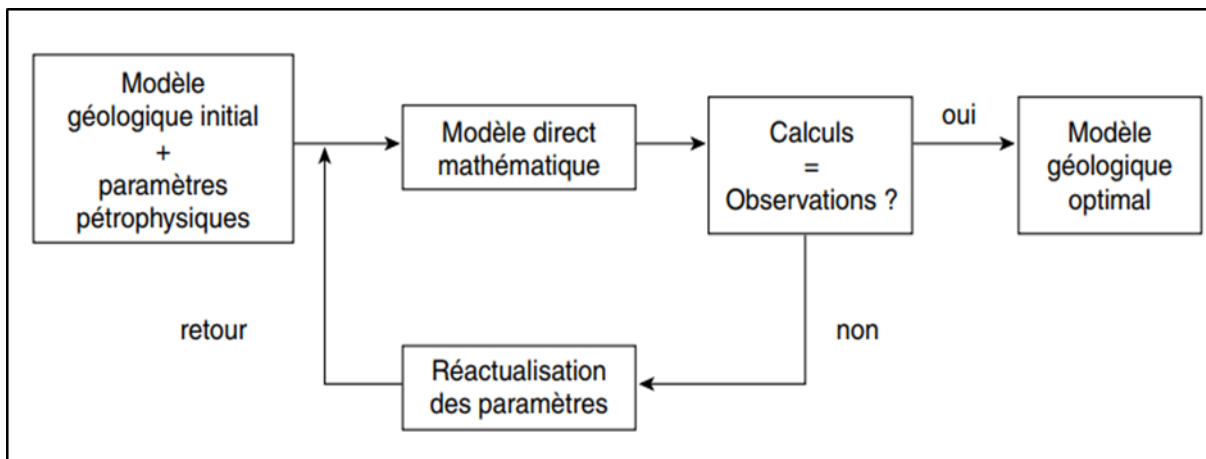


Figure II.2: Algorithme d'inversion sismique [18]

II.3-2. Problème direct et inverse en sismique :

- **Problème direct :**

L'enregistrement des données sismiques sur terrain est un problème direct où les données d'entrée sont le signal émis et la série des coefficients de réflexion représentant le sous-sol.

La convolution entre ces deux derniers permet l'obtention de la trace sismique, en négligeant le bruit. La trace sismique s'écrit comme suit :

$$T(t) = W(t) * R(t) + B(t) \quad \text{(II-5)}$$

R(t): La série de réflectivité

W(t): L'ondelette émise

B(t): Le bruit

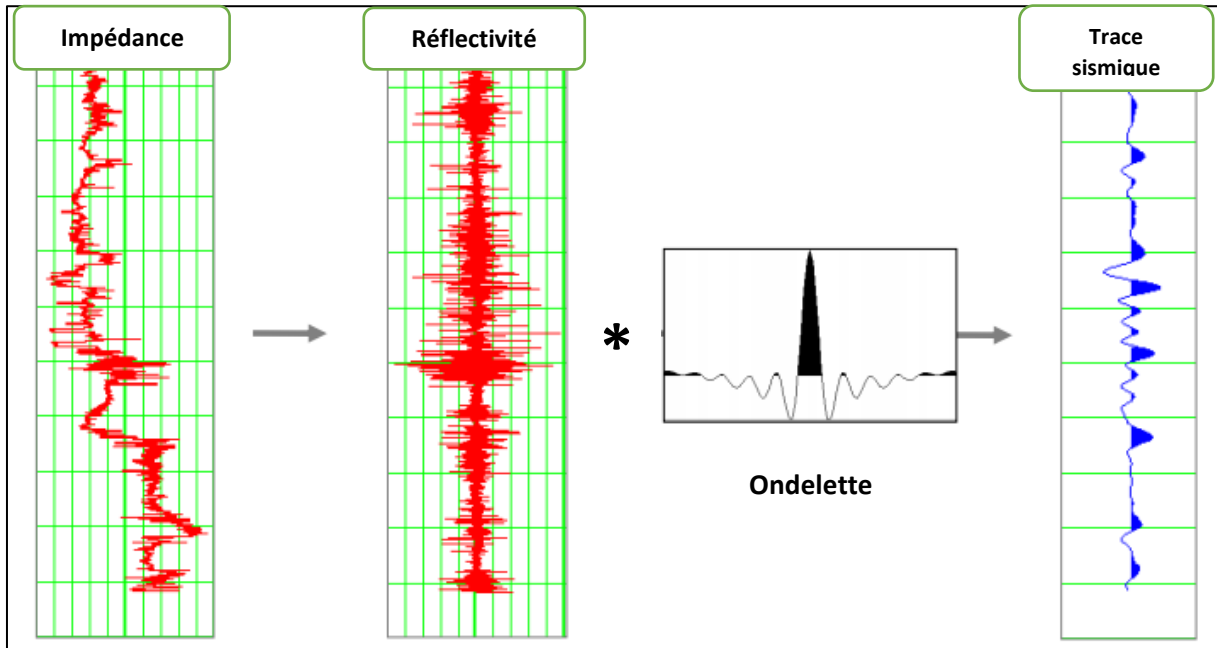


Figure II.3: Problème direct en sismique (CGG Veritas Company)

- **Problème inverse:**

L'inversion sismique est une modélisation inverse où les données d'entrée sont les traces sismiques et celles de sortie sont les paramètres acoustiques des couches souterraines.

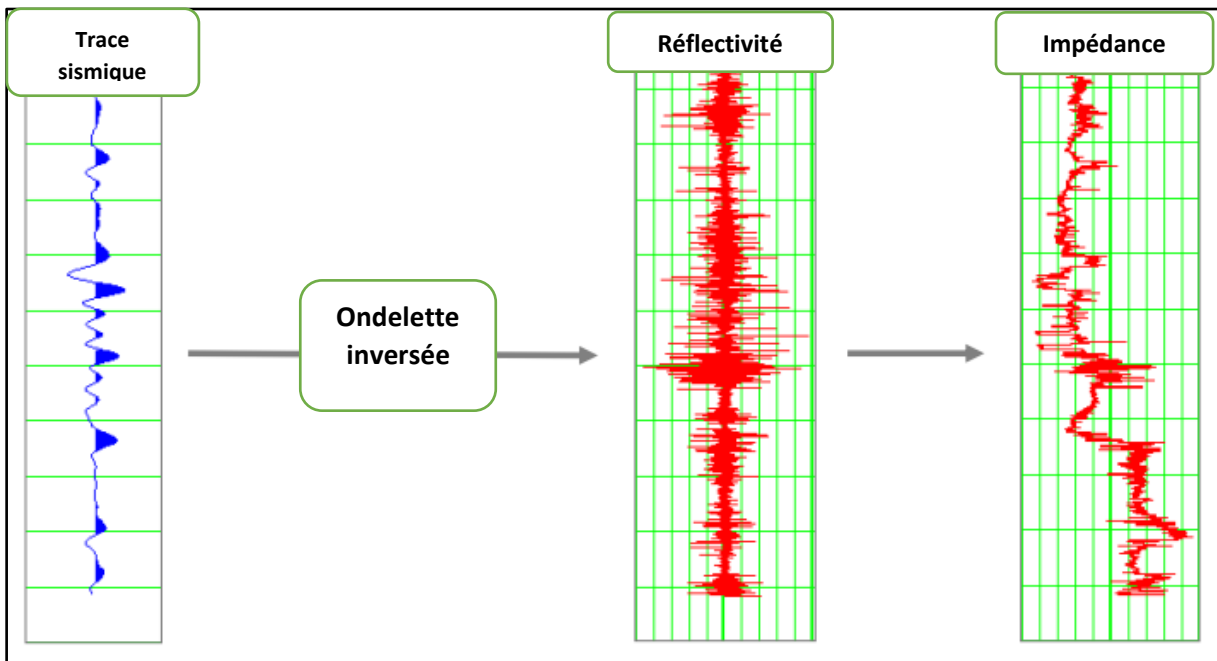


Figure II.4 : Problème inverse en sismique (CGG Veritas Company)

II.3-3. Types d'inversion sismique :

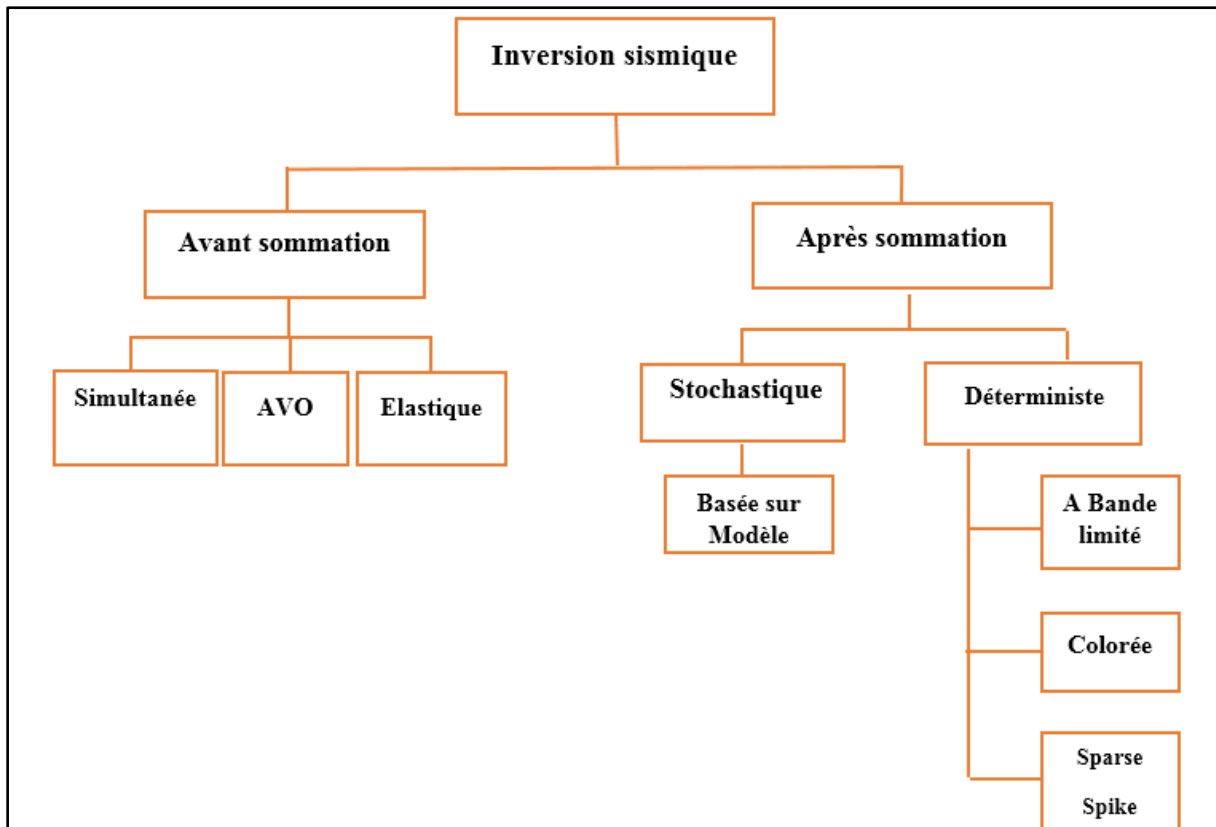


Figure II.5 : Méthodes d'inversion sismique (Maurya et al 2020)

II.3-3.1. Classifications des méthodes d'inversion selon la méthode utilisée:

L'inversion sismique peut être déterministe ou stochastique. Dans le premier cas on obtient un seul modèle d'impédance, alors que dans le second on obtient plusieurs réalisations des propriétés physiques.

- **L'inversion déterministe :**

Les inversions déterministes sont relativement simples à générer et sont basées sur la minimisation de l'erreur entre une trace sismique modélisée itérativement et la trace sismique réelle. Ce type d'inversion obtient une solution minimisée du problème inverse, représentant une meilleure estimation dans les limites imposées par la bande passante des données. Cela signifie effectivement que dans les zones où la géologie est stratifiée sur une échelle beaucoup inférieure à la longueur d'onde sismique. L'inversion résultante sera probablement inappropriée pour une interprétation quantitative. Malheureusement, cette échelle est importante dans la plupart des réservoirs. [19]

- **L'inversion stochastique :**

L'inversion stochastique utilise la géostatistique pour générer de multiples réalisations d'impédance à l'échelle du modèle réservoir. Chaque réalisation est mathématiquement correcte et représente une réponse à une possibilité géologique probable et elles peuvent être transformées en propriété de réservoir (en utilisant des relations de physique des roches). [19]

II.3-3.2 Classifications des méthodes d'inversion selon le type de données utilisées :

Dans le passé, l'inversion est appliquée sur des données sismiques après sommation dans le but de générer l'impédance acoustique qui est utilisée pour connaître la discrimination lithologique de sous-sol et mieux cartographier l'extension et l'épaisseur de réservoir.

Mais avec l'impédance acoustique toute seule on ne peut pas arriver aux informations liées à la présence et la nature du fluide ce qui donne une caractérisation incomplète du réservoir. Dans cet objectif, les géophysiciens ont intégré l'inversion des données sismiques avant sommation (Pré-stack).

- **L'inversion après sommation (post-stack):**

Ce type d'inversion a pour but d'obtenir le volume de l'impédance acoustique en utilisant les données sismiques d'après sommation (post-stack), les données de puits et celles de l'interprétation stratigraphique.

Ce volume d'impédance résultant peut être utilisé pour prédire les propriétés du réservoir à l'écart du puits. (Russell and Hampson 1991)

Certains des avantages de l'inversion post-stack sont mentionnés ci-dessous : [20]

- Comme l'impédance acoustique est une propriété de couche, d'où l'interprétation stratigraphique est plus facile sur les données d'impédance que sur les données sismiques.
- Amélioration de la résolution de couches souterraines, par la réduction des effets d'ondelettes.
- L'impédance acoustique peut être directement comparée aux mesures de diagraphie et permet un lien avec les propriétés du réservoir.
- La porosité peut être liée à l'impédance acoustique. Par l'utilisation de méthodes géostatistiques ce volume d'impédance peut être transformé en volume de porosité dans le réservoir.

- Elle prend moins de temps que l'inversion pré-stack.

L'inversion sismique après sommation regroupe plusieurs méthodes d'inversion (inversion récursive, inversion colorée, inversion basé sur un modèle et l'inversion sparse-spike).

- **L'inversion avant sommation (pré-stack):**

Elle sera détaillée dans ce qui suit :

II. 4. L'inversion sismique avant sommation (pré-stack) :

II. 4-1. Définition et avantages :

L'inversion pré-stack permet d'estimer les propriétés élastiques sensibles à la saturation des fluides. Elle a pour but de transformer les amplitudes des données sismiques avant sommation (offset ou angle gather) pour extraire l'impédance acoustique (Z_P), l'impédance d'onde de cisaillement (Z_S) et la densité en intégrant les données de puits. Une fois que les volumes : Z_P , Z_S , et densité ont été créés, il devient facile d'estimer les volumes élastiques (rapport V_P/V_S , le coefficient de Poisson σ , $\Lambda\rho$ et $\mu\rho$...) tout dépend de l'objectif de l'étude.

Elle est appelé aussi l'inversion simultanée car les impédances P et S sont calculées en même temps que la densité.

Les méthodes les plus courantes dans cette catégorie d'inversion sont : l'inversion simultanée, l'inversion d'impédance élastique et l'inversion AVO.

Les avantages de l'inversion Sismique pré-stack sont nombreux, parmi elles on cite : [20]

- L'impédance P, l'impédance S et la densité donnent des propriétés de couche, alors que les données sismiques sont une propriété d'interface.
- Amélioration de la résolution des couches souterraines en raison de la réduction des effets d'ondelettes.
- L'impédance acoustique peut être directement comparée aux mesures à proximité de puits qui sont à leur tour liés aux propriétés du réservoir.
- Comparativement à d'autres techniques d'inversion (par exemple l'inversion post-stack), les données offrent des informations supplémentaires pour séparer les effets de la lithologie et des fluides.

II.4-2. Formulation mathématique de l'inversion simultanée avant sommation :

Le principal problème dans l'inversion pré-stack est de déduire une relation mathématique qui permet d'estimer les paramètres acoustiques (Z_p , Z_s et densité), à partir desquels on peut estimer les propriétés lithologiques et le contenu en fluide.

Les équations de Zoeppritz :

Dans la méthode d'inversion pré-stack, on travaille sur des données non sommées, ce qui signifie la présence de l'effet de l'offset. On est plus dans un domaine d'incidence normal, dans ce cas les coefficients de réflexion sont en fonction de V_s, V_p , la densité et l'angle d'incidence et de transmission. On utilise les équations de Zoeppritz et ces différentes approximations pour décrire les relations qu'ils existent entre ces paramètres.

Les équations de [Knott, 1899] et [Zoeppritz, 1919] comprennent quatre inconnus qui sont les coefficients de réflexion et de transmission des ondes P et S, ils s'écrivent comme suit : [21]

$$\begin{bmatrix} R_P(\theta_1) \\ R_S(\theta_1) \\ T_P(\theta_1) \\ T_S(\theta_1) \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} -\sin \theta_1 & -\cos \phi_2 & \sin \theta_2 & \cos \phi_2 \\ \cos \theta_1 & -\sin \phi_1 & \cos \theta_2 & -\sin \phi_2 \\ \sin 2\theta_1 & \frac{V_{P1}}{V_{S1}} \cos 2\phi_1 & \frac{\rho_2 V_{S2} V_{P1}}{\rho_1 V_{S1} V_{P2}} \cos 2\phi_1 & \frac{\rho_2 V_{S2} V_{P1}}{\rho_1 V_{S1}^2} \cos 2\phi_2 \\ -\cos 2\phi_1 & \frac{V_{S1}}{V_{P1}} \sin 2\phi_1 & \frac{\rho_2 V_{P2}}{\rho_1 V_{P1}} \cos 2\phi_2 & -\frac{\rho_2 V_{S2}}{\rho_1 V_{P1}} \sin 2\phi_2 \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \sin \theta_1 \\ \cos \theta_1 \\ \sin 2\theta_1 \\ \cos 2\phi_1 \end{bmatrix} \quad (\text{II-6})$$

Où :

R_P, T_P : Amplitudes des ondes P réfléchies et transmises respectivement.

R_S, T_S : Amplitudes des ondes S réfléchies et transmises respectivement.

θ_1, θ_2 : Angles de transmission et de réflexion de l'onde.

ϕ_1, ϕ_2 : Angles de transmission et de réflexion de l'onde.

Les équations de Zoeppritz sont très complexes, et ils ne permettent pas de comprendre le lien existant entre les amplitudes et les différents paramètres physiques des couches. C'est pour cette raison que plusieurs approximations de ces équations ont été établies, parmi elles on cite :

A) Approximation d'Aki et de Richards :

Aki et Richards (1980) ont dérivé une formule simplifiée à partir des équations de Zoeppritz, cette formule est écrite en trois termes : la vitesse des ondes P, la densité, et la vitesse des ondes S (II-7) : [22]

$$R(\theta) = a \frac{\Delta V_P}{V_P} + b \frac{\Delta \rho}{\rho} + c \frac{\Delta V_S}{V_S} \quad (\text{II-7})$$

Les coefficients a , b et c dépendant de l'angle d'incidence θ

Cette équation peut être réarrangée comme suit :

$$R(\theta) = \frac{1}{2} \left(1 - 4 \frac{V_S^2}{V_P^2} \sin^2 \theta \right) \frac{\Delta \rho}{\rho} + \left(\frac{1}{2 \cos^2 \theta} \right) \frac{\Delta V_P}{V_P} - \left(4 \frac{V_S^2}{V_P^2} \sin^2 \theta \right) \frac{\Delta V_S}{V_S} \quad (\text{II-8})$$

Où :

$$V_S = \frac{V_{S1} + V_{S2}}{2}$$

$$V_P = \frac{V_{P1} + V_{P2}}{2}$$

$$\rho = \frac{\rho_1 + \rho_2}{2}$$

B) Approximation de Shuey :

Shuey (1985) reprend l'approximation d'Aki et de Richards (1980) en introduisant le coefficient de Poisson :

$$R(\theta) = R_P + \left[R_P A_0 + \frac{\Delta \sigma}{(1-\sigma)^2} \right] \sin^2 \theta + \frac{\Delta V_P}{2V_P} (\tan^{-2} \theta - \sin^2 \theta) \quad (\text{II-9})$$

C) Approximation de Fatti et al :

Fatti et al (1995) ont également réarrangé l'équation d'Aki et Richards de la manière suivante :

$$R(\theta) = C_1 R_P + C_2 R_S + C_3 R_D \quad (\text{II-10})$$

Avec :

$$R_P = \frac{1}{2} \left[\frac{\Delta V_P}{V_P} + \frac{\Delta \rho}{\rho} \right] \quad (\text{II-11})$$

$$R_S = \frac{1}{2} \left[\frac{\Delta V_S}{V_S} + \frac{\Delta \rho}{\rho} \right] \quad (\text{II-12})$$

$$R_D = \frac{\Delta \rho}{\rho} \quad (\text{II-13})$$

$$C_1 = 1 + \tan^2 \theta \quad (\text{II-14})$$

$$C_2 = -8\gamma^2 \sin^2 \theta \quad (\text{II-15})$$

$$\gamma = \frac{V_P}{V_S} \quad (\text{II-16})$$

$$C_3 = -\frac{1}{2} \tan^2 \theta + 2\gamma^2 \sin^2 \theta \quad (\text{II-17})$$

II.4-3. Résolution de l'inversion pré-stack :

Le but de l'inversion sismique pré-stack est d'obtenir des estimations fiables de la vitesse des ondes P (V_P), de la vitesse des ondes S (V_S) et de la densité (ρ) à partir desquelles on peut prédire le contenu en fluide et les propriétés lithologiques du sous-sol. Ce problème a été discuté par plusieurs auteurs : Simmons et Backus (1996), Aki et Richards (2002), Richards and Frasier (1976), et Buland et Omre (2003).

Tout d'abord on va présenter les principes de l'inversion post-stack basée sur un modèle (Russell et Hampson, 1991). Nous pouvons dire que l'approximation de la petite réflectivité pour la réflectivité de l'onde P est donnée par : [23]

$$R_{pi} = \left[\left(\frac{1}{2} L_{pi+1} - L_{pi} \right) \right] \quad (\text{II-18})$$

Pour une réflectivité de N échantillons, on peut exprimer l'équation (II-18) sous la forme matricielle comme suit:

$$\begin{bmatrix} R_{p1} \\ R_{p2} \\ \vdots \\ R_{pN} \end{bmatrix} = \frac{1}{2} \begin{bmatrix} -1 & 1 & 0 & \dots \\ 0 & -1 & 1 & \ddots \\ 0 & 0 & -1 & \ddots \\ \vdots & \ddots & \ddots & \ddots \end{bmatrix} \begin{bmatrix} L_{p1} \\ L_{p2} \\ \vdots \\ L_{pN} \end{bmatrix} \quad (\text{II-19})$$

Où :

$$L_{pi} = \ln Z_{pi} \quad (\text{II-20})$$

$$L_{pi} = \ln Z_{pi} \quad (\text{II-21})$$

La trace sismique est la convolution de l'ondelette sismique avec la réflectivité de la Terre, nous pouvons écrire le résultat sous forme de matricielle comme suit : [23]

$$\begin{bmatrix} T_1 \\ T_2 \\ \vdots \\ T_N \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} w_1 & 0 & 0 & \dots \\ w_2 & w_1 & 0 & \ddots \\ w_3 & w_2 & w_1 & \ddots \\ \vdots & \ddots & \ddots & \ddots \end{bmatrix} \begin{bmatrix} R_{p1} \\ R_{p2} \\ \vdots \\ R_N \end{bmatrix} \quad (\text{II-22})$$

Où : T_i représente le i ème échantillon de la trace sismique.

w_i : représente le i ème terme d'une ondelette sismique extraite.

La combinaison des équations (II-19) et (II-22) donne le modèle direct qui relie la trace sismique au logarithme de P impédance :

$$T = \frac{1}{2} W D L_p \quad (\text{II-23})$$

Où : W représente la matrice d'ondelettes donnée dans l'équation (II-22).

D : représente la matrice dérivée donnée dans l'équation (II-19). Pour résoudre l'équation (II-23) on construit un modèle d'impédance de prédiction initiale puis fait des itérations vers une solution en utilisant la méthode du gradient conjugué.

Pour un angle de trace donnée $T(\theta)$ on peut étendre la trace de zéro offset (ou angle) donnée dans l'équation (II-23) en la combinant avec l'équation (II-10) et (II-19) pour obtenir l'équation suivante :

$$T(\theta) = \frac{1}{2} C_1 W(\theta) D L_p + \frac{1}{2} C_2 W(\theta) D L_s + \frac{1}{2} C_3 W(\theta) D L_D \quad (\text{II-24})$$

Où :

$$L_s = \ln Z_s \quad (\text{II-25})$$

$$L_D = \ln \rho \quad (\text{II-26})$$

L'ondelette dépend maintenant de l'angle, l'équation (II-24) pourrait être utilisée pour l'inversion, sauf qu'elle ignore le fait qu'il existe une relation entre L_p et L_s et entre L_p et L_D .

Pour résoudre le problème d'absence de relation entre les impédances prises par l'équation (II-24). Russell et Hampson ont effectué dans ce sujet diverses études qui ont permis de trouver les relations linéaires suivantes :

$$\ln(Z_s) = k \ln(Z_p) + k_c + \Delta L_s \quad (\text{II-27})$$

$$\ln(Z_D) = m \ln(Z_p) + m_c + \Delta L_D \quad (\text{II-28})$$

Donc nous cherchons des écarts par rapport à un ajustement linéaire dans l'espace logarithmique. Comme montre la figure (II.6) :

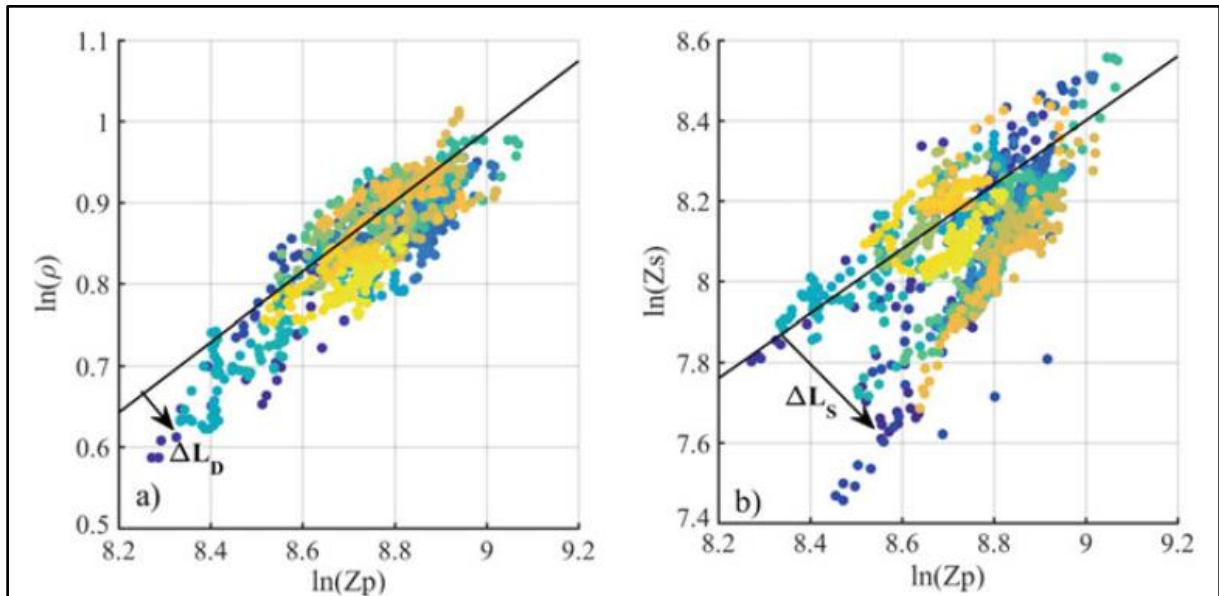


Figure II.6 : Relation linéaire entre $[\ln(Z_p), \ln(\rho)]$ et $[\ln(Z_p), \ln(Z_s)]$ (Maurya et al 2020)

La figure (II.6) représente un cross-plot entre $\ln(Z_p)$ et $\ln(\rho)$, et un autre entre $\ln(Z_p)$ et $\ln(Z_s)$, montrant que Z_s et ρ sont linéairement liés à Z_p . Et les valeurs de ΔL_D et ΔL_S indiquent les écarts par rapport à la tendance de fond en cas d'anomalies des fluides.

II.4-4. Equation de l'inversion pré-stack :

La combinaison des deux équations (II-24) et (II-28) permet d'obtenir l'équation de l'inversion simultanée : [23]

$$T(\theta) = C_1 W(\theta) L_P + C_2 W(\theta) D \Delta L_S + C_3 W(\theta) D \Delta L_D \quad (\text{II-29})$$

Où :

$$C_1 = \frac{1}{2} c_1 + \frac{1}{2} k c_2 + m c_3 \quad (\text{II-30})$$

$$C_2 = \frac{1}{2} c_2 \quad (\text{II-31})$$

$$C_3 = c_3 \quad (\text{II-32})$$

Si l'équation (II-29) est résolue par des méthodes d'inversion de matrice, nous rencontrons à nouveau le problème que le contenu basse fréquence ne peut pas être résolu. Une approche pratique consiste à initialiser la solution :

$$[L_P \ \Delta L_S \ \Delta L_D]^T = [\ln(Z_{P0}) \ 0 \ 0]^T \quad (\text{II-33})$$

Où : Z_{p0} : Représente l'impédance acoustique de modèle initial et ensuite on procède des itérations vers la solution réelle en utilisant la méthode de gradient conjugué. [23]

Finalement on calcule les valeurs de Z_p, Z_s et ρ :

$$Z_p = e^{L_p} \quad (\text{II-34})$$

$$Z_s = e^{(kL_p + k_c + \Delta L_s)} \quad (\text{II-35})$$

$$\rho = e^{(mL_p + m_c + \Delta L_D)} \quad (\text{II-36})$$

II.4-5. Conclusion :

L'inversion simultanée consiste en cinq approches majeures comprenant la préparation des données, l'estimation des ondelettes, la construction de modèle basse fréquence, le contrôle des paramètres d'inversion et l'analyse des résultats. Si des données de haute qualité sont préparées, l'étape la plus importante c'est l'estimation des ondelettes et de la liaison sismique du puits, car la relation temps-profondeur raisonnable et les ondelettes de haute qualité ont un effet significatif sur le modèle basse fréquence et le résultat de l'inversion. [24]

La **figure (II.7)** montre l'organigramme de la technique d'inversion simultanée avant sommation :

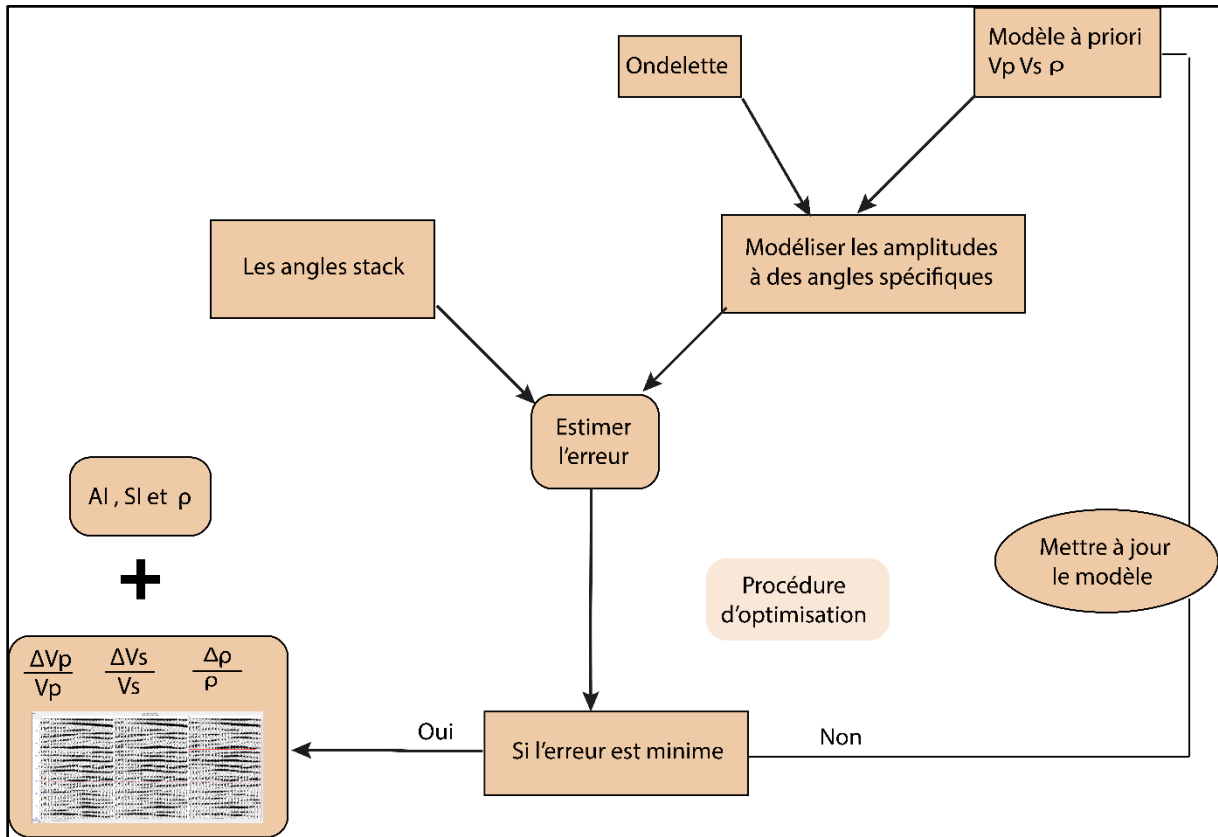


Figure II.7 : Organigramme de l'inversion simultanée

Chapitre III : caractérisation des réservoirs pétroliers

Chapitre III : CARACTÉRISATION DES RÉSERVOIRS PÉTROLIERS

III.1. Introduction :

Actuellement, la plupart des réserves mondiales de pétrole proviennent d'une meilleure exploitation de champs déjà connus par des méthodes sophistiquées, car la découverte de nouveaux gisements devient de plus en plus rare ces dernières années. Les chercheurs sont donc en quête de nouvelles approches pour connaître en détail l'architecture interne et les caractéristiques de ces réserves.

La caractérisation des réservoirs consiste à décrire la nature des roches qui contiennent des hydrocarbures (type, épaisseur). Elle se base sur l'expertise de l'ingénierie réservoir, de la géologie et de la géophysique dont les données doivent être intégrées dans la description du réservoir. La caractérisation réservoir est basée sur le modèle développé lors de la synthèse de toutes les données disponibles. [19]

Elle nécessite l'intégration de plusieurs processus, telles que la litho-sismique, la géo-modélisation, la géostatistique, l'utilisation des algorithmes évolutionnaires et la pétrophysique etc... Il faut donc pouvoir trier l'information sismique et intégrer des connaissances géologiques à priori (données de puits, par exemple).

III.2. Définition et objectifs :

La caractérisation des réservoirs pétroliers c'est la discipline centrée sur la compréhension de l'architecture et de tous les mécanismes physiques du réservoir en déduisant ses différentes propriétés et créant un modèle réservoir.

Elle permet de :

- Créer des propriétés à l'échelle réservoir, conditionnées aux puits, tout en respectant une fonction coût basée sur la comparaison des données sismiques réelles et issues de ces réalisations.
- Générer les modèles des volumes pétro-physiques pour une meilleure interprétation quantitative, et par la suite une bonne localisation des nouveaux forages.
- Optimiser la production du pétrole et réduire les risques.

III.3. Intégration des méthodes géostatistiques dans la caractérisation:

III.3-1 Introduction :

L'utilisation des données sismiques pour la description du réservoir nécessite de relier les propriétés des roches aux attributs sismiques. Les travaux de caractérisation sismique de réservoirs s'appuient essentiellement sur deux types de données : les diagraphies et les données sismiques. Les relations observées dans les puits entre les propriétés élastiques, estimées par l'inversion sismique avant sommation et les propriétés pétro-physiques, sont utilisées pour convertir les résultats de l'inversion en volumes pétro-physiques et donc la génération d'un modèle réservoir.

La proche développée pour générer le modèle réservoir c'est l'analyse statistique basée sur la détermination d'une relation au niveau des puits et l'extrapoler à tous les autres emplacements du volume sismique.

III.3-2 Principe théorique de la méthode :

La géostatistique est l'étude des variables régionalisées, à la frontière entre les mathématiques et les sciences de la terre. Son principal domaine d'utilisation a historiquement été l'estimation des gisements miniers, mais son domaine d'application actuel est beaucoup plus large et tout phénomène spatialisé peut être étudié en utilisant la géostatistique. De nos jours elle est très utilisée dans l'industrie pétrolière, surtout avec les besoins en caractérisation des réservoirs pétroliers.

La géostatistique regroupe un ensemble de méthodes mathématiques qui permet, à partir de données géo-référencées, de comprendre les phénomènes et de les représenter spatialement. L'analyse des données à partir de laquelle sont modélisés les phénomènes permet notamment, leur interpolation, c'est-à-dire la prédiction d'une variable en un point non mesuré. Elle permet également de fournir un niveau d'incertitude de l'interpolation au niveau local.

Dans notre cas d'étude, on a utilisé la méthode statistique multi-attributs afin d'estimer les trois volumes pétrophysiques V_{sh} , $\Phi_{effective}$ et S_w .

III.3-3 Aperçu sur de la méthodologie multi-attributs (régression linéaire multi-variée) :

Les méthodes statistiques multi-variables apparaissent particulièrement adaptées à ce type de problème puisqu'elles permettent une synthèse de la totalité de l'information, la mise en

évidence de ses traits majeurs et ceci éventuellement par rapport à une information pré-déterminée. [25]

On désigne par ‘multi-attribut’ l’utilisation des attributs dans des groupes, au contraire de ‘single-attribut’ qui désigne l’utilisation des attributs individuellement.

L’extension de l’analyse linéaire conventionnelle vers l’analyse de plusieurs attributs (régression linéaire multi-variée) est simple.

Supposons que chaque échantillon du log cible est modélisé comme une combinaison linéaire d’échantillons d’attributs en même temps. Comme montre la figure suivante : [26]

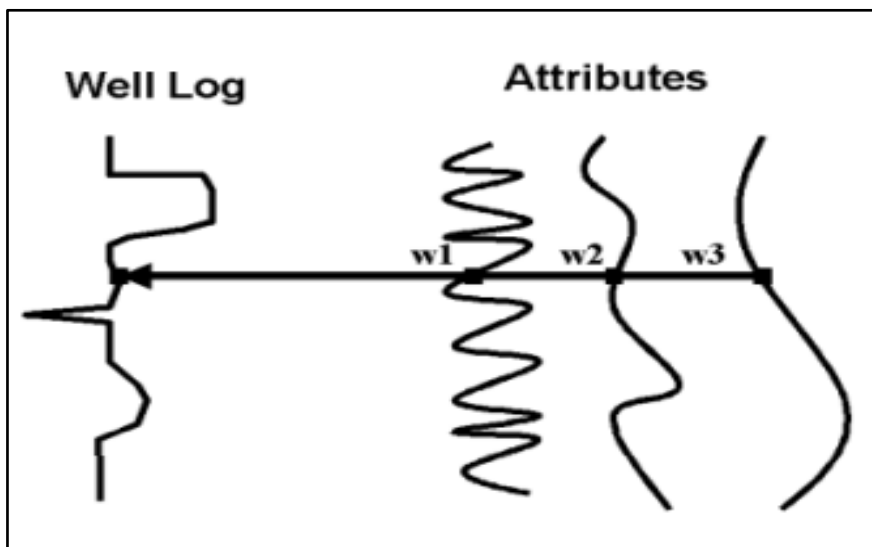


Figure III.2: Modélisation de log cible (Hampson 2001)

A chaque échantillon la modélisation de log cible se fait par l’équation linéaire suivante :

$$L_N = \omega_0 + \omega_1 A_1(t) + \omega_2 A_2(t) + \dots + \omega_n A_n(t) \quad (\text{III-1})$$

Avec :

L : Log cible.

$A(t)$: Attribut utilisé.

ω = Poids (weights).

On peut écrire cette équation en série d’équations linéaires comme suit :

$$L_1 = \omega_0 + \omega_1 A_{11}(t) + \omega_2 A_{12}(t) + \dots + \omega_n A_{1n}(t)$$

$$\begin{aligned}
 L_2 &= \omega_0 + \omega_1 A_{21}(t) + \omega_2 A_{22}(t) + \dots + \omega_n A_{2n}(t) \\
 &\dots \\
 L_n &= \omega_0 + \omega_1 A_{n1}(t) + \omega_2 A_{n2}(t) + \dots + \omega_n A_{nn}(t) \quad (\text{III-2})
 \end{aligned}$$

Ces équations peuvent être écrites sous forme matricielle comme suit :

$$\begin{bmatrix} L_1 \\ L_2 \\ \vdots \\ L_n \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} 1 & A_{11} & A_{12} & \dots & A_{1n} \\ 1 & A_{21} & A_{22} & \dots & A_{2n} \\ \vdots & \vdots & \vdots & \dots & \vdots \\ 1 & A_{n1} & A_{n2} & \dots & A_{nn} \end{bmatrix} \cdot \begin{bmatrix} \omega_0 \\ \omega_1 \\ \omega_2 \\ \vdots \\ \omega_n \end{bmatrix} \quad (\text{III-3})$$

Où :

L : La matrice contenant les valeurs connues du log.

A : La matrice contenant les valeurs d'attribut.

ω : La matrice des poids (weights) inconnus.

La résolution de cette équation donnée en minimisant l'erreur quadratique moyenne de prédiction : [26]

$$\omega = [A^T \quad A]^{-1} A^T L \quad (\text{III-4})$$

III.3-4 L'algorithme 'StepWise Regression' :

Le processus 'Stepwise regression' est un algorithme qui permet de sélectionner le groupe d'attributs le plus optimale. L'hypothèse de cette procédure est la suivante: si la meilleure combinaison de **M** attributs est déjà connue, alors cherchant la meilleure combinaison d'attributs **M+1** inclut les attributs **M** précédents. Evidemment, les coefficients calculés précédemment doivent être redérivés. Ce processus est détaillé dans les étapes suivantes :

Tout d'abord, il faut trouver le meilleur attribut par recherche exhaustive. Pour chaque attribut de la liste, cette recherche consiste à trouver les meilleurs attributs **M** parmi une liste totale de **N** attributs pour une longueur d'opérateur **L**. Une procédure évidente consiste à essayer toutes les combinaisons d'attributs **M**. Pour chaque combinaison, les poids optimaux sont dérivés en

utilisant la matrice ci-dessus. La combinaison avec l'erreur de prédiction la plus faible est ensuite sélectionnée.

Deuxièmement, trouvez la meilleure paire d'attributs, en supposant que le premier membre est attribut1. Pour chaque autre attribut de la liste, formez toutes les paires.

Pour chaque paire, résolvez les coefficients optimaux et calculez l'erreur de prédiction. La meilleure paire est celle avec l'erreur de prédiction la plus faible. Appelez ce deuxième attribut du meilleur attribut paire2.

Troisièmement, trouvez le meilleur triplet d'attributs, en supposant que les deux premiers membres sont attribut1 et attribut2. Pour chaque autre attribut de la liste, formez tous comme dans la deuxième étape. Le meilleur triplet est celui qui a l'erreur de prédiction la plus faible. Appelez ce troisième attribut du meilleur attribut triplet3. Après cela on cherche le quadruplet et ainsi de suite. [26]

Les étapes et le fonctionnement de l'algorithme 'Stepwise Regression' sont illustrés dans la figure suivante :

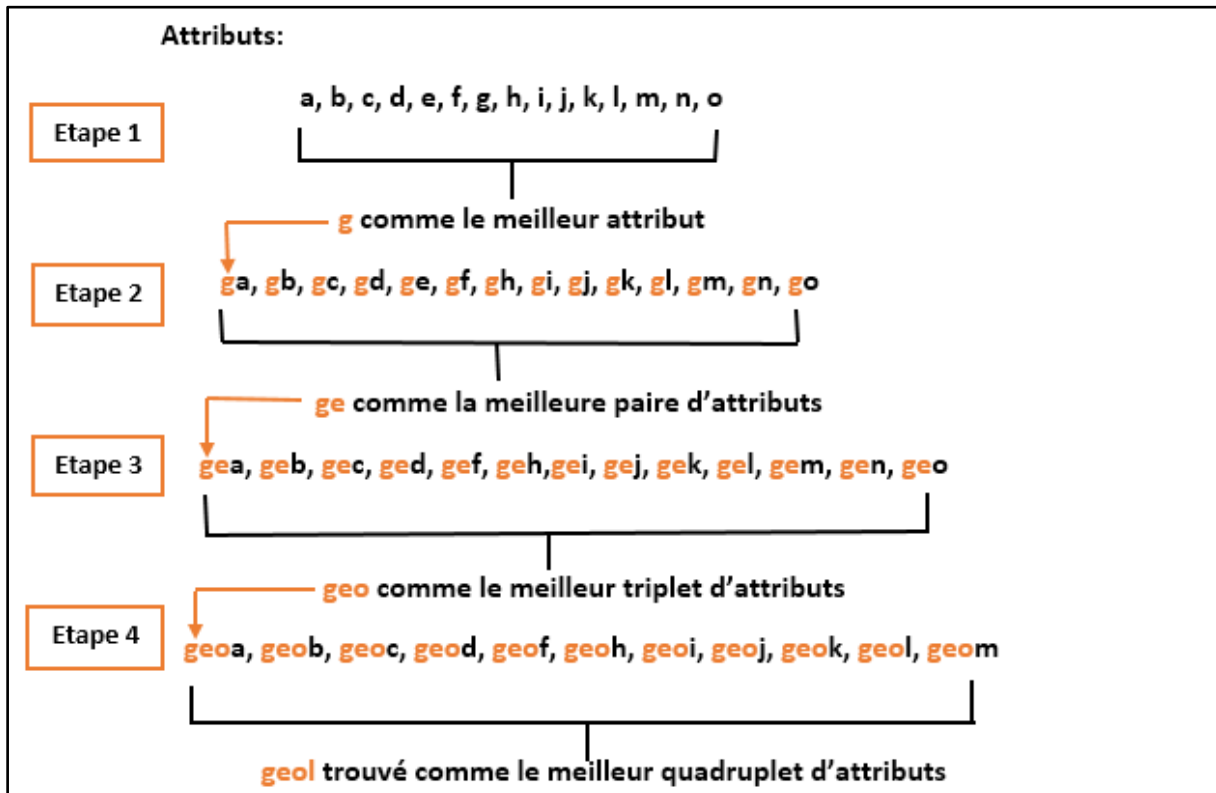


Figure III.3: Principe de fonctionnement de l'algorithme 'Stepwise Regression'

III.4. Détermination des paramètres pétrophysiques :

Comme mentionnée précédemment, la caractérisation sismique de réservoirs s'appuie essentiellement sur deux types de données : les diagraphies et les données sismiques.

L'exploitation des diagraphies au niveau des puits a permis de calculer les trois paramètres pétro-physiques : le volume d'argile V_{sh} , la porosité effective Φ_{eff} et la saturation en eau S_w .

Dans notre étude les données de l'évaluation pétrophysique (logs V_{sh} , Φ_{eff} , et S_w) ont été prises comme des données prêtes à utiliser.

Les puits qui contiennent tous les logs pétrophysiques sont les trois puits nommés : 'NAT-2', 'CYC-1', et 'TRI 1 BIS'.

1/Calcul de volume d'argile :

Le calcul du volume d'argiles est très important, car il permet de séparer les formations propres et argileuses. Il nécessite la détermination d'un $V_{sh\ Cuttof}$ qui est la limite séparant les deux lithologies (Dans notre cas d'étude on a pris ($V_{sh\ Cuttof} = 45\%$))

Beaucoup de méthodes peuvent estimer le volume d'argile, les plus souvent utilisées sont :

Le log de Gamma Ray en utilisant la formule :

$$V_{sh} = \frac{GR_{log} - GR_{min}}{GR_{max} - GR_{min}} \cdot 100\% \quad (III-5)$$

Le log de polarisation spontanée en utilisant la formule :

$$V_{sh} = \frac{SP_{log} - SP_{min}}{SP_{max} - SP_{min}} \cdot 100\% \quad (III-6)$$

Soit par l'utilisation du gamma-ray corrigé d'effet d'uranium qui n'est pas nécessairement associé aux argiles mais c'est un indicateur principal de la matière organique.

$$V_{sh} = \frac{CGR_{log} - CGR_{min}}{CGR_{max} - CGR_{min}} \cdot 100\% \quad (III-7)$$

L'application de la loi de Gamma Ray a donné le résultat affiché sur la figure (III.4) :

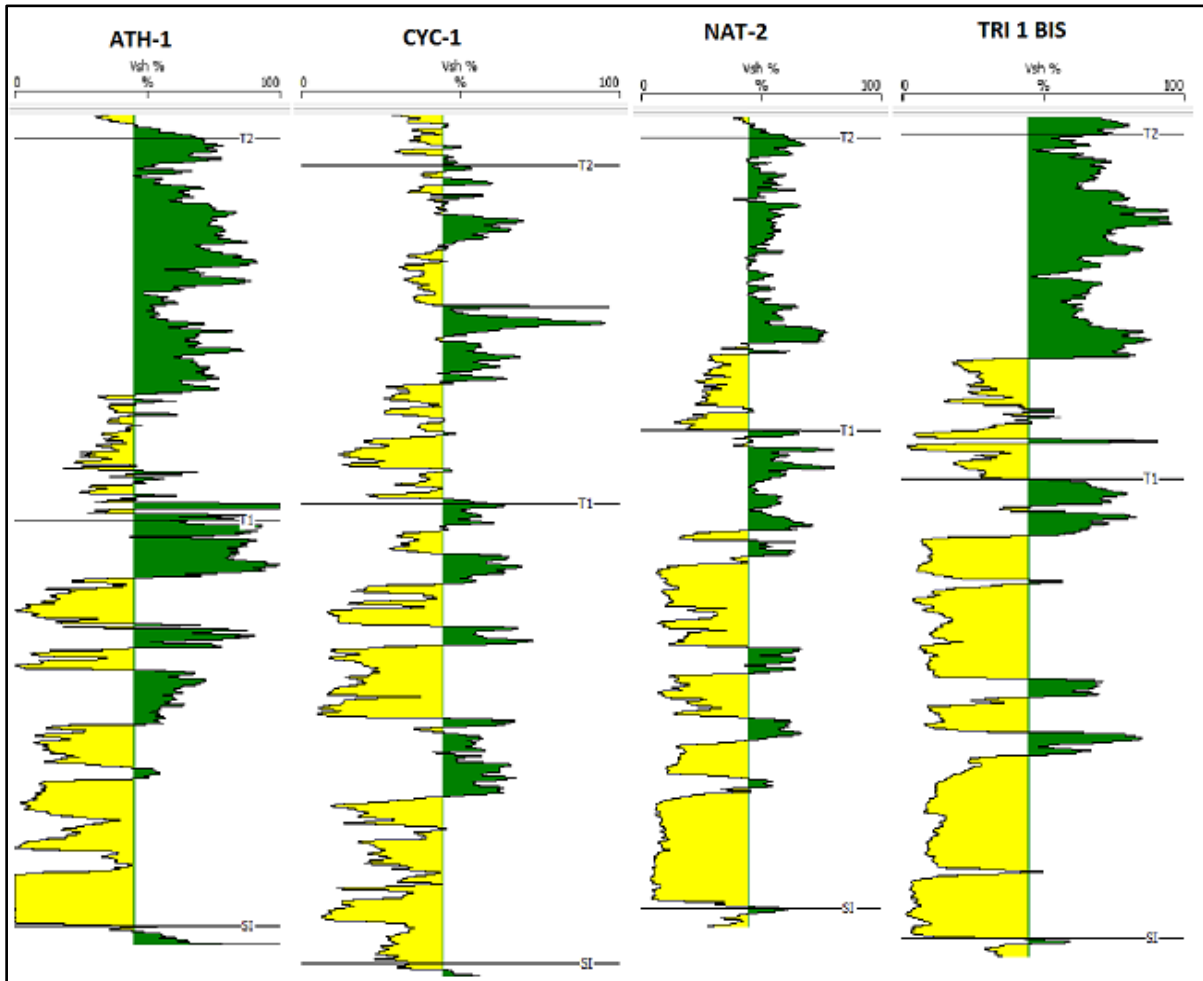


Figure III.4: Le volume d'Argile au niveau du réservoir T1 dans les quatre puits

On constate au niveau de quatre puits, des bancs plus ou moins propres (gréseux) au niveau du réservoir objectif (T1), ces bancs sont entrecoupés par des bancs minces des argiles, ce qui signifie que le réservoir T1 est un réservoir argileux gréseux

2/Estimation de la porosité :

La porosité peut être déterminée en utilisant les trois méthodes suivantes :

Log de Densité :

On détermine la porosité densité à l'aide de la loi suivante :

$$\Phi_D = \frac{\rho_b - \rho_m}{\rho_f - \rho_m} \tag{III-8}$$

Avec :

Φ_D : Porosité donné par le log de densité.

ρ_b : Densité globale lue en face du niveau étudié.

ρ_m : Densité de la matrice.

ρ_f : Densité des fluides.

Log de porosité neutron :

Le log neutron donne directement la porosité neutron Φ_N .

Log de porosité sonique :

La détermination de la porosité sonique à partir des enregistrements acoustiques se fait à l'aide de la formule (III-9) :

$$\Phi_S = \frac{\Delta T_{log} - \Delta T_m}{\Delta T_f - \Delta T_m} \quad \text{(III-9)}$$

Avec :

ΔT_{log} : Temps de parcours de l'onde sonique en face du niveau étudié.

ΔT_m : Temps de parcours de l'onde sonique dans la matrice.

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

La combinaison des trois lois de porosité permet une meilleure estimation de la porosité totale:

$$\Phi_{Totale} = \frac{\Phi_D + \Phi_N + \Phi_S}{3} \quad \text{(III-10)}$$

La porosité effective doit être corrigée de l'effet d'argile comme suit :

$$\Phi_{eff} = \Phi_{Totale} - V_{sh} \times \Phi_{sh} \quad \text{(III-11)}$$

Sachant que : La porosité shale Φ_{sh} est lue directement sur le log de la porosité totale en face d'un banc d'argile suffisamment épais, avec moins de cavité et le plus proche de réservoir.

L'affichage suivant (**Figure III.5**) montre la porosité effective au niveau du réservoir **T1** :

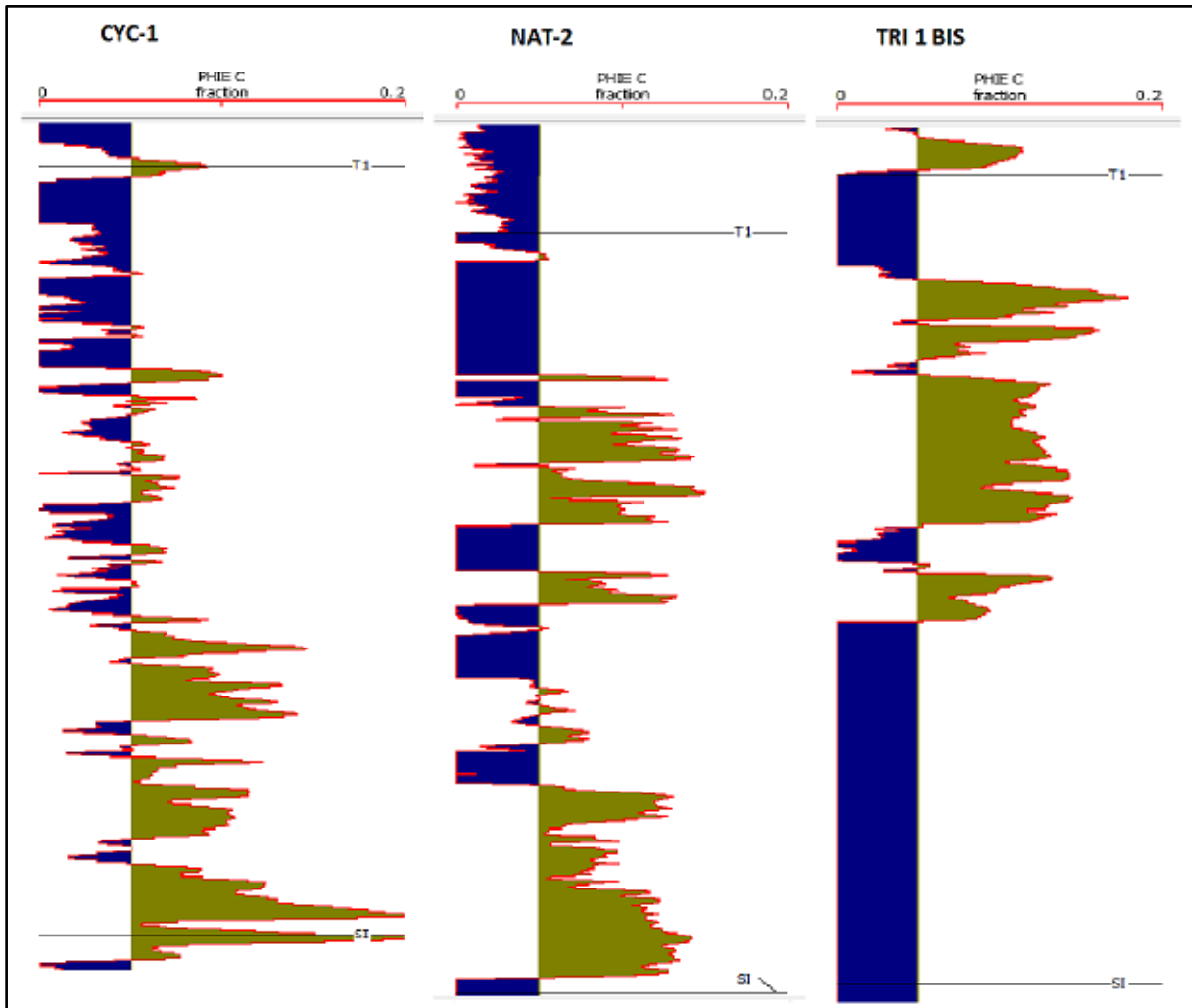


Figure III.5: La porosité au niveau du réservoir T1 dans trois puits

Le réservoir T1 est argileux gréseux, c'est facile de remarquer que les bancs gréseux se caractérisent par des porosités effectives moyennes entre (5 % et 20 %), tandis que les bancs argileux ont des porosités effectives faibles (moins de 5%).

3/Estimation de la saturation de l'eau S_w :

La connaissance des volumes d'huile et de gaz en place dans un gisement est nécessite la connaissance des saturations. La saturation constitue le principal paramètre de l'évaluation pétro-physique du fait qu'elle renseigne sur le potentiel pétrolier du réservoir.

Notre réservoir est argileux gréseux, donc l'estimer de la saturation en eau a été fait à l'aide de la formule de 'Simondoux' :

$$\frac{S_w^n}{F.R_w} + \frac{V_{sh}.S_w}{R_h} = \frac{1}{R_t} \quad \text{(III-12)}$$

La saturation en eau au niveau des trois puits est représentée dans l’affichage de la figure (III.6) :

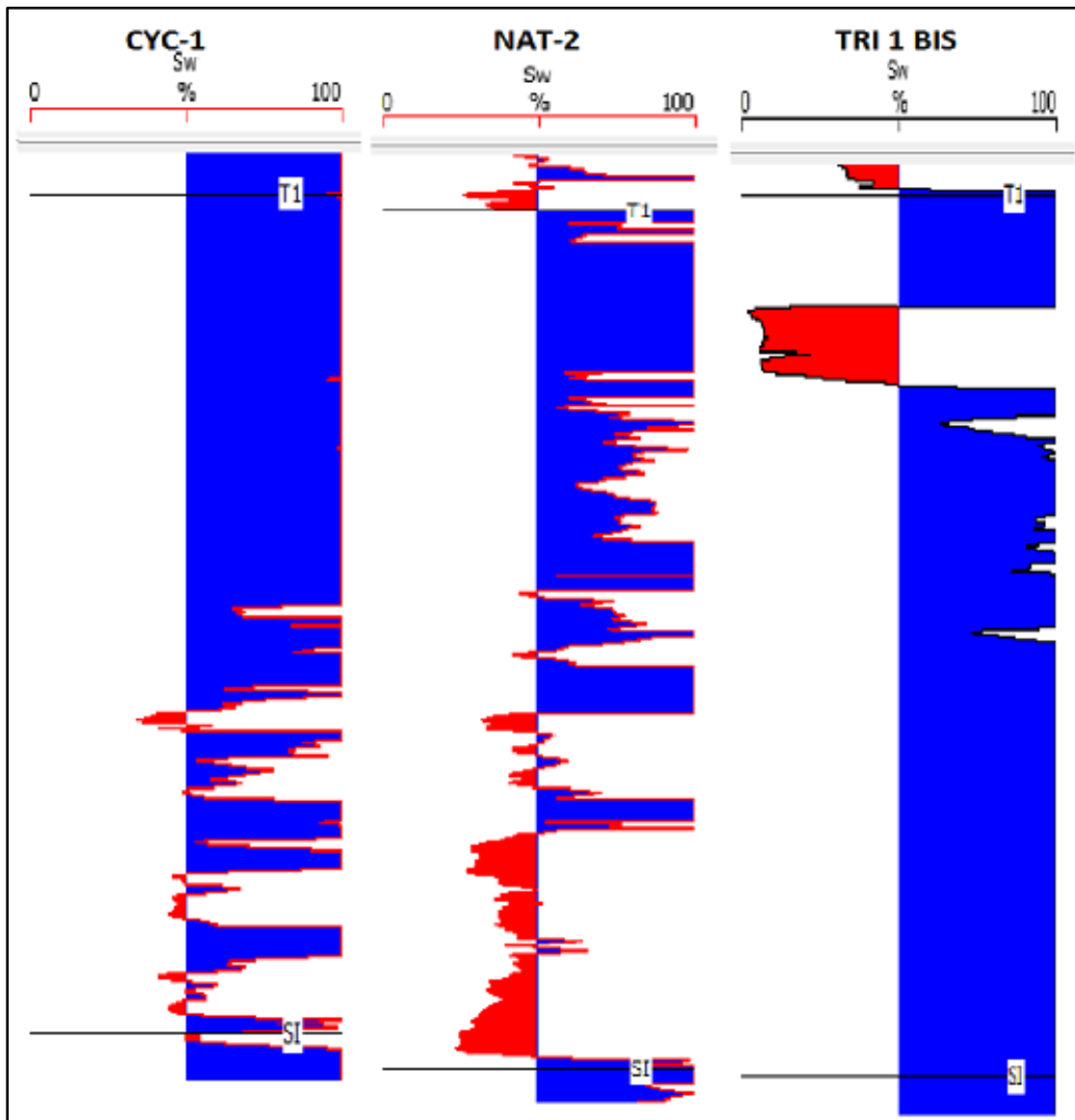


Figure III.6: La saturation en eau au niveau du réservoir T1 dans trois puits

Au niveau de deux puits ‘NAT-2’ et ‘TRI 1 BIS’ des bancs gréseux du réservoir T1 montre des saturations en eau inférieurs au Sw_{cutoff} (50%), les bancs qui restent ont des saturations en eau supérieur à Sw_{cutoff} . Tandis que au niveau du puits ‘CYC-1’, ce réservoir est caractérisé par des saturations supérieurs à Sw_{cutoff} , est une formation aquifère.

Les figures (III.7), (III.8), (III.9) montrent les paramètres pétrophysiques calculées à partir de diagraphies disponibles à chaque puits. Les colonnes 1, 2, 3 et 4 sur les affichages

représentent le volume d'argile (V_{sh}), la porosité effective ($Phie$), la porosité effective conditionnée ($PhieC$) et la saturation en eau S_w respectivement :

Puits 'CYC-1' :

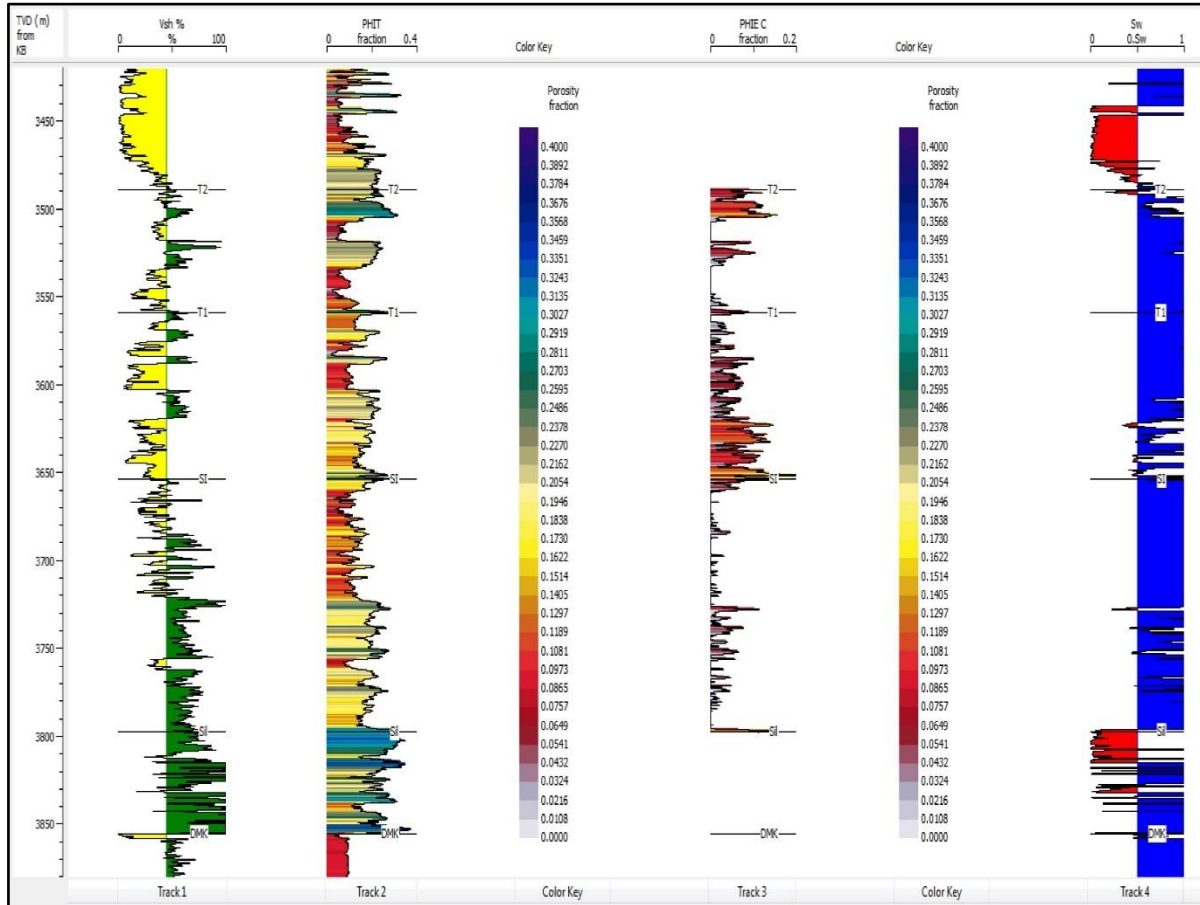


Figure III.7: Evaluation pétrophysique au niveau du puits 'CYC-1'

Puits 'NAT-2' :

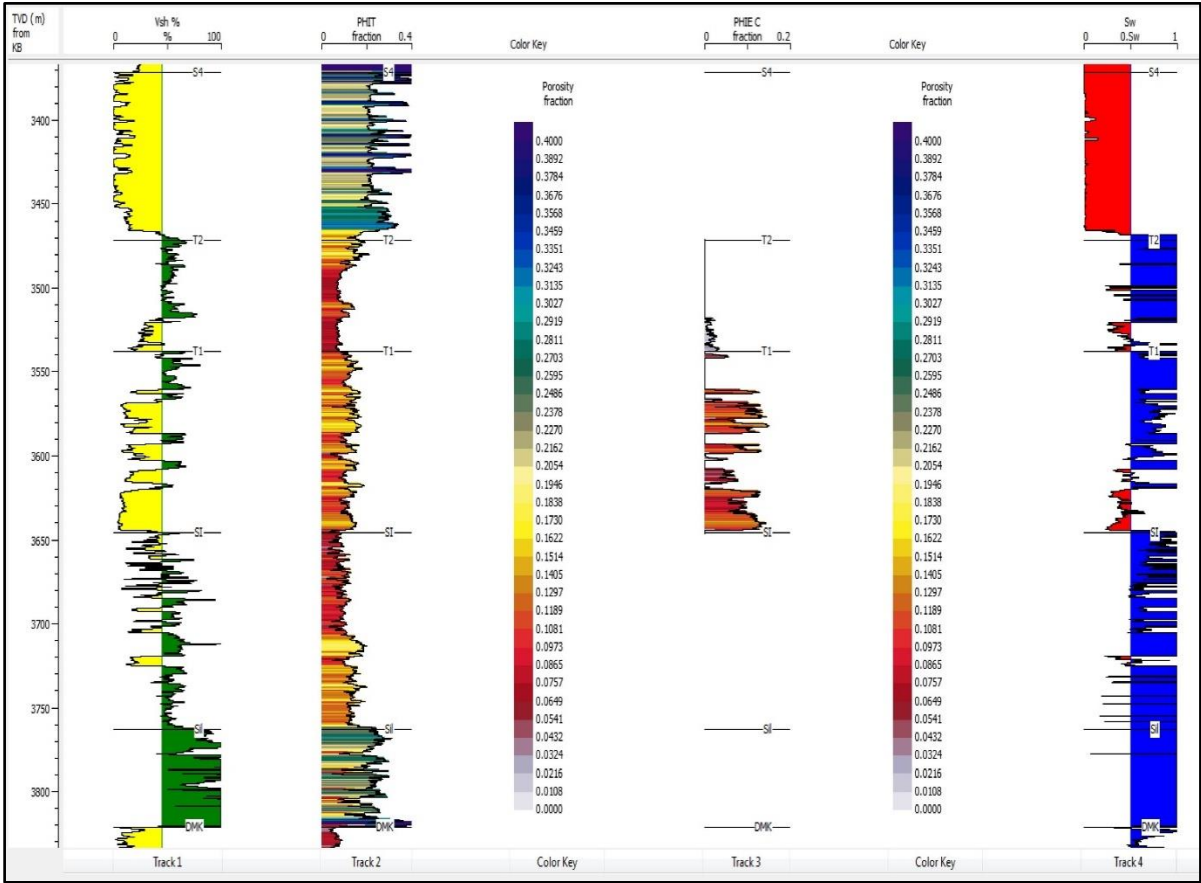


Figure III.8: Evaluation pétrophysique au niveau du puits 'NAT-2'

Puits 'TRI 1 BIS' :

CHAPITRE III : CARACTERISATION DES RESERVOIRS PETROLIERS

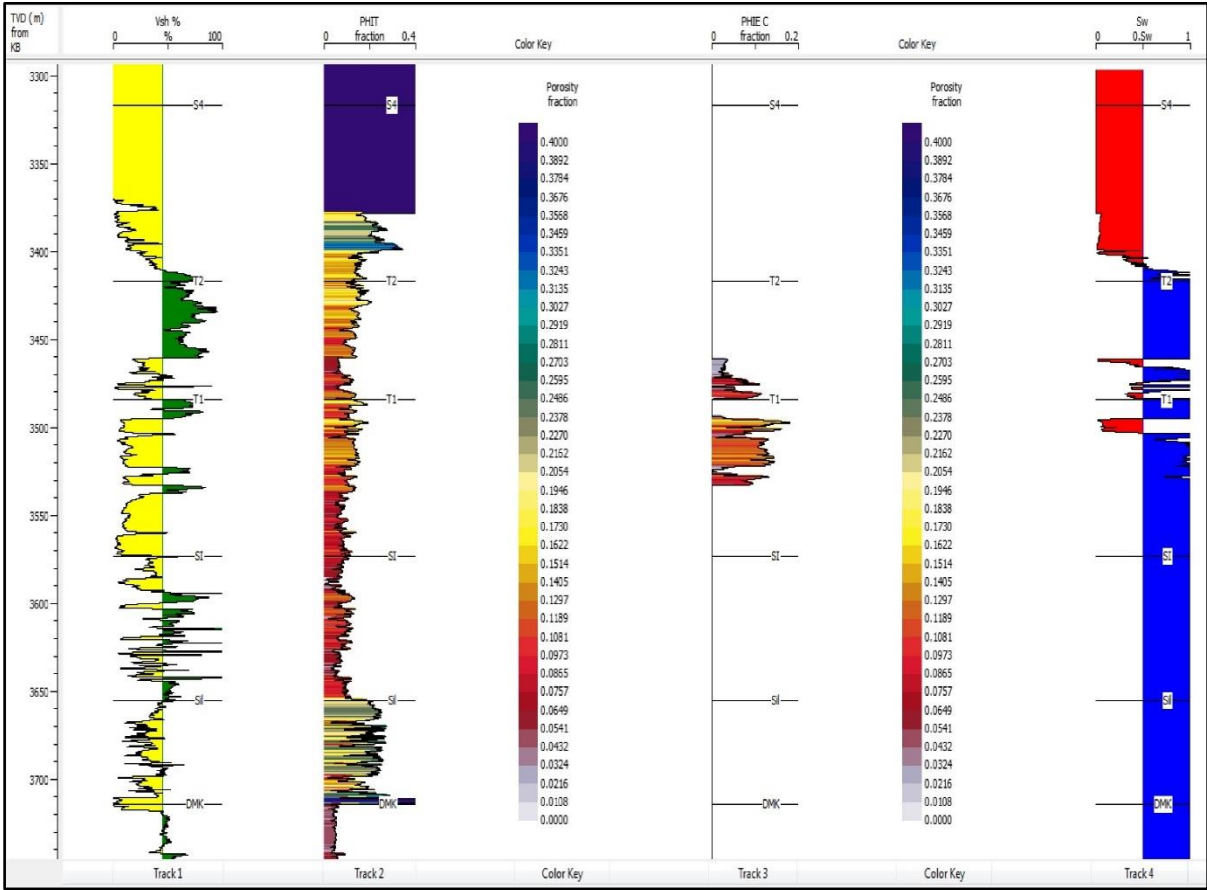


Figure III.9: Evaluation pétrophysique au niveau du puits 'TRI 1 BIS'

Chapitre IV : Géologie de la région d'étude

Chapitre IV : GEOLOGIE DE LA REGION D'ETUDE

IV.1 Présentation du bassin Oued Mya :

Ce bassin est situé au nord de la plate-forme saharienne et à environ 600 km au sud d'Alger. Il fait partie des bassins les plus riches d'Algérie et renferme plusieurs gisements d'huile et de gaz dans les grès du Trias, qui constituent le principal objectif pétrolier. C'est un bassin intracratonique dans lequel se développent les séries types de la province triasique (une mince section miopliocène (0 à 400 m) et une épaisse série mésozoïque pouvant dépasser :4000m).

Cette dernière s'épaissit vers le NE du bassin et repose en discordance angulaire sur des formations paléozoïques fortement affectées par l'érosion hercynienne. Le bassin est limité par :

- Le haut structural Djemaa- Touggourt au nord.
- Le bassin du Mouydir au sud.
- Le haut structural d'Amguid-Messaoud à l'est.
- La voûte d'Allal à l'ouest.

➤ Situation géographique du bassin d'Oued Mya :

Oued Mya s'étend sur une superficie d'environ 87000km² (**figure IV-1**), il englobe les blocs suivants 438, 425, 422,437, 436, 420, 419, 418, 417,416 et 318

Il est délimité par les coordonnées suivantes :

- Latitude : 31°15' et 33°00'Nord.
- Longitude : 3°30' et 6°15' Est.

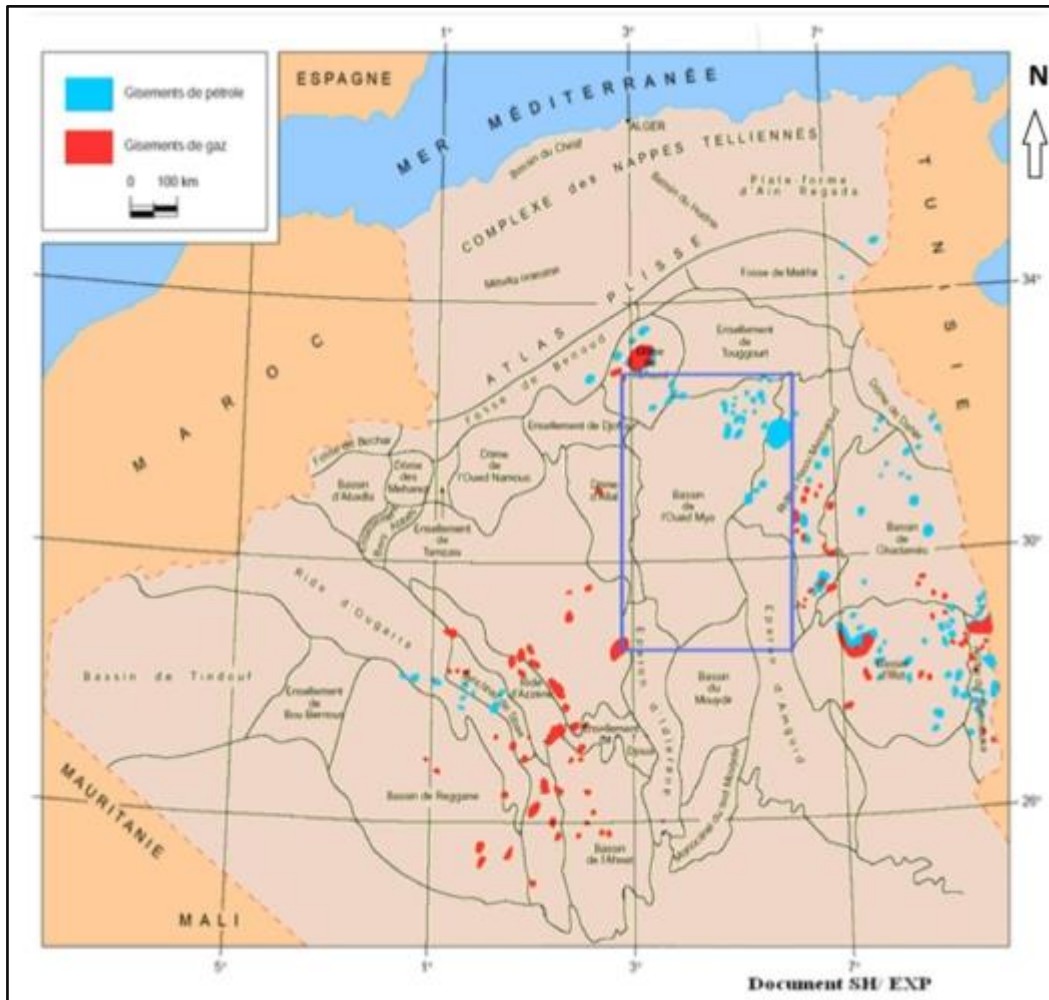


Figure IV.1 : Situation géographique du bassin d'Oued Mya (Document SH/EXP).

IV.2 Présentation de la région d'étude :

IV.2-1 Situation géographique de la zone d'étude :

La région d'étude englobe le Nord-Ouest du Périmètre El M'zaid et le tronçon Nord-Est de la parcelle de Zelfana, Et l'ensemble appartient à l'Est du bassin de Oued.

La zone d'étude couvre une superficie totale 42 km². Ces limites géographiques sont :

Coordonnées géographiques	Coordonnées UTM
Latitudes 31°30' et 31°60' Nord	X =696300 à 687100
Longitudes 4°50' et 5°35'	Y=3741200 à 3953000

Tableau IV-1 : Coordonnées géographiques de la zone d'étude

IV.2-2 Cadre géologique :

➤ **IV.2-2.1 Aspect structural :**

La configuration de la région fait partie des bassins triasiques sahariens, qui constituent un sous bassin de type intra-cratonique de la plateforme saharienne.

La subsidence guidée par l'héritage structural pré-mésozoïque est accentuée par des dépôts sédimentaires importants, qui sont répartis sur une vaste superficie. On retrace ici les grandes étapes tectoniques influençant sur la sédimentation et la structuration, dont l'évolution comporte deux étapes importantes :

- La couverture sédimentaire d'âge Paléozoïque inférieur pré hercynienne.
- La création d'un bassin au Trias et son évolution, jusqu'au Cénozoïque.

Ces deux étapes principales conduisent à considérer l'existence de deux mégacycles sédimentaires, le Paléozoïque et le Mésozoïque séparés par la discordance Hercynienne.

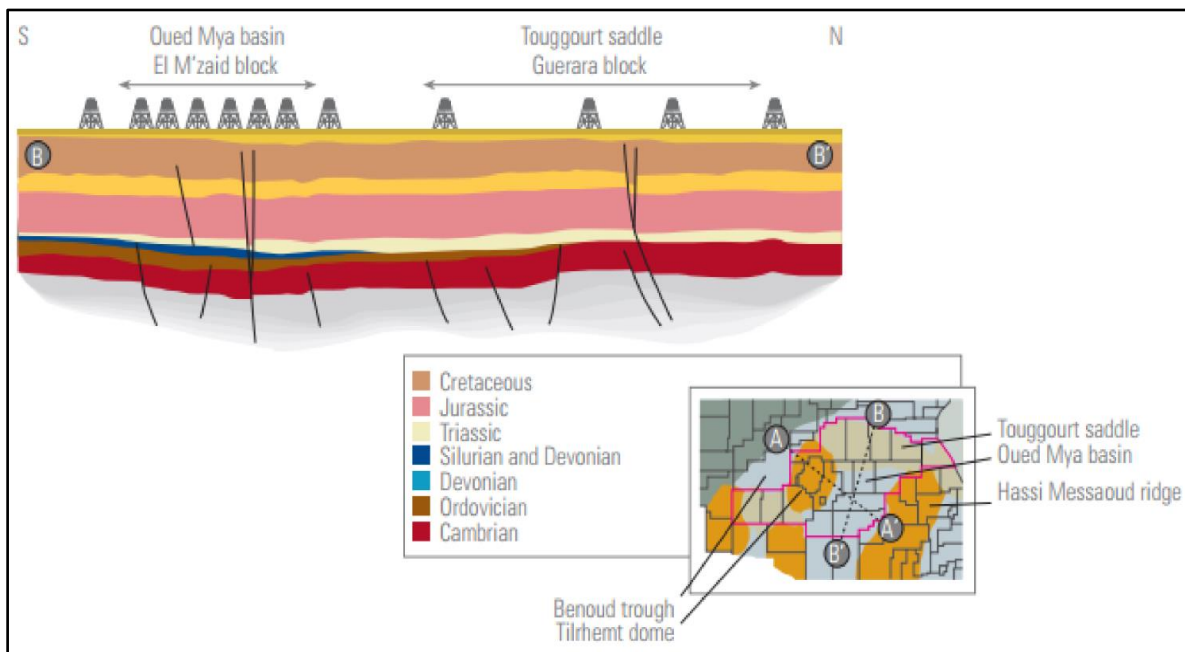


Figure IV.2 : Coupe géologiques nord-sud dans le bassin d'oued Mya (WEC 2007).

Avant la mise en place des premiers dépôts mésozoïques, la plateforme saharienne a subi des mouvements hercyniens dont la phase majeure est (post-stéphanienne) correspondant à une compression de direction N 120°.

La préservation des principales roches mères siluriennes dans le bassin d'Oued Mya est l'un des faits les plus marquants de ces déformations.

Pendant le Trias deux phénomènes existaient, un épaississement des couches et des

variations des faciès sont observables du Sud-Ouest vers le Nord-Est.

Ces épaisissements et ces variations de faciès traduisent

- Un enfoncement du bassin vers le Nord-Est.
- Des variations d'épaisseur le long des failles Nord– Sud
- Individualisent des dépôt-centres orientés Nord-Est – Sud –Ouest.

Dans la dépression de l'Oued Mya le stade paroxysmal se situe à l'âge Hettangien, La puissance actuelle des sédiments varie de 0 à 500m. Au Trias supérieur, débute une phase de Rifting continental caractérisé par le rejoué d'accidents anciens en failles normales à rejet important et moins important allant de (15 à 90m), permettant par conséquent le piégeage des hydrocarbures, ainsi que la création d'un système de zonage local.

L'intérêt pétrolier majeur dans la région est lié à la présence des réservoirs du Trias, toutefois la compréhension des résultats pétroliers obtenus pour l'exploration doit être recherchée dans l'évolution paléozoïque de ce bassin.

➤ IV.2-2.2 Aspect stratigraphique :

La fiche stratigraphique nous permettant d'identifier et de localiser les différentes formations traversées par le forage et de déterminer les horizons à carter. Parmi les avantages de la stratigraphie donne une meilleure compréhension de l'évolution géologique et une meilleure interprétation diagraphique.

Dans ce bassin, la sédimentation est essentiellement d'âge paléozoïques souvent érodés jusqu'à l'Ordovicien et le cambrien.

Le mésozoïque, discordant sur le paléozoïque, est présent du trias au crétacé.

Le cénozoïque est représenté par une mince série détritique du mio-pliocène.

La série litho-stratigraphique se résume ainsi :

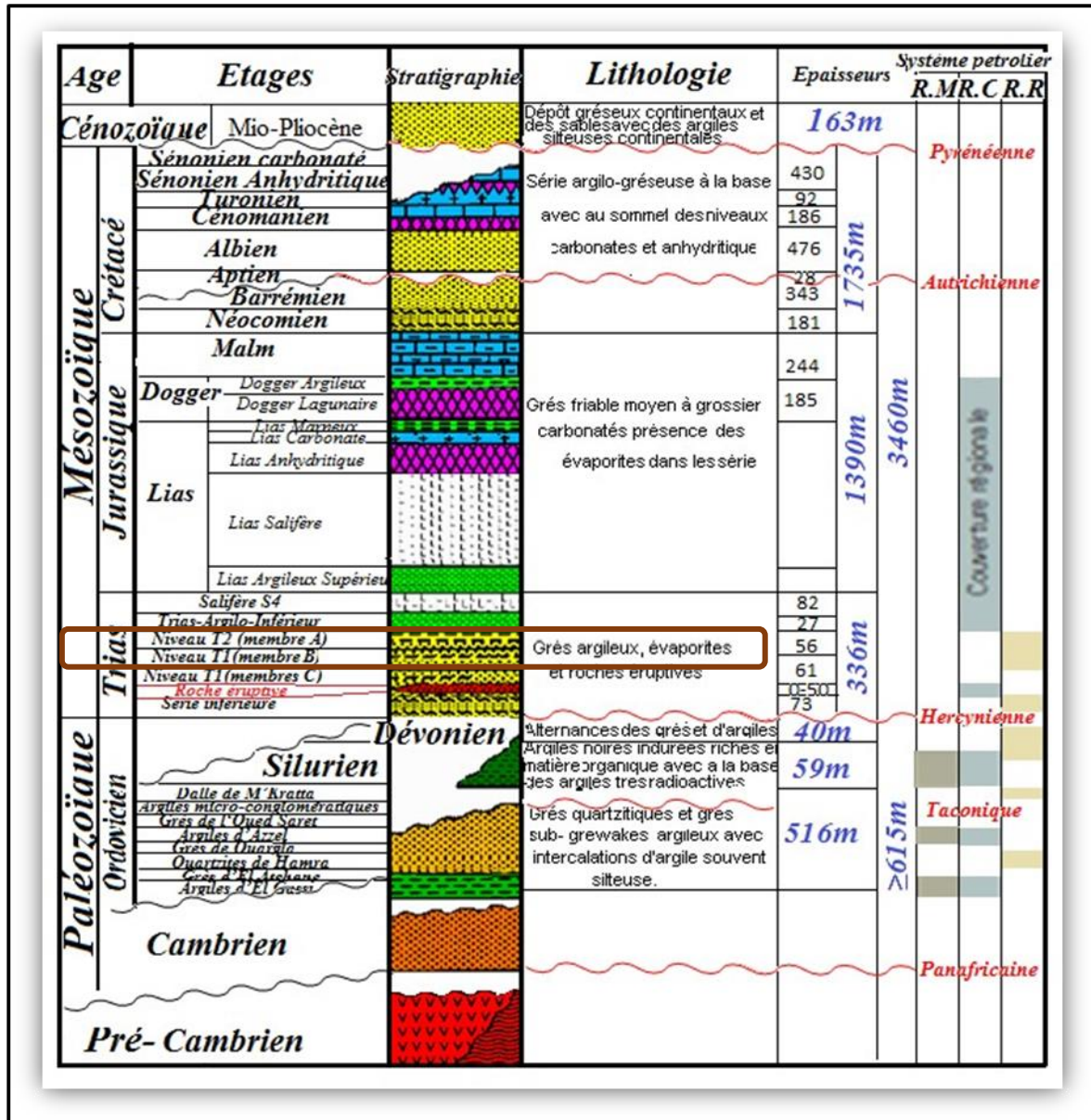


Figure IV.3 : Colonne stratigraphique du bassin d'Oued Mya.

❖ Paléozoïque :

En se basant sur la discrimination lithologique des puits DG-1 et HEZ-1 forés dans la région, le paléozoïque est représenté par le système allant de l'ordovicien jusqu'au dévonien inférieur.

Le paléozoïque inférieur est très développé, représenté par une couche terrigène de l'ordovicien, sédiments argileux du silurien, et les dépôts grés-argileux et argilo-carbonate du dévonien inférieur et/ou moyen. Quant au paléozoïque supérieur il n'est pas développé dans la région.

➤ **Ordovicien :**

Représente environ 516 m des sédiments dans la région, ces dépôts de l'ordovicien se sont faits selon trois cycles sédimentaires dont le troisième est peu développé.

Ordovicien inférieur représenté par :

- Argiles d'El Gassi
- Grès d'El Atchane
- Quartzites de Hamra
- Grès d'Ouargla

Ordovicien moyen représenté par :

- Argiles d'Azzel
- Grès de l'Oued Saret

Ordovicien supérieur représenté par :

- Argiles micro-conglomératiques
- Dalle de M'Kratta

➤ **Silurien :**

Il s'agit d'une épaisse série argileuse à la base dont l'extension est en rapport avec la transgression de la mer silurienne. Ce sont des argiles schisteuses noires radioactives, pyriteuses et fossilifères. Vers le sommet le silurien est marqué par des apports détritiques de plus en plus croissants assurant ainsi une continuité avec les dépôts de même nature du dévonien inférieur.

➤ **Dévonien :**

Il est fortement affecté par l'érosion hercynienne et seul un ensemble argilo-gréseux du Dévonien inférieur est épargné par cette érosion dans l'axe de la dépression où il est représenté par la partie inférieure (Gedinnien-Siegénien) qui est caractérisée par des barres marines gréseux, des argiles et des Silstones.

❖ **Mésozoïque :**

Constitue le maximum d'épaisseur sédimentaire dans la région environ 3460 m, il s'étale du trias jusqu'au crétacé.

➤ **Trias :**

Il est assez développé dans la région où l'épaisseur moyenne est d'environ 336m qui correspond à un ensemble détritico-azoïque, recouvert par les dépôts évapo-ritiques du Trias salifère S4.

Délimité à la base par la discordance hercynienne et au sommet par la base d'un repère dolomitique (D2).

- **Série inférieure :**

Elle est représentée par une alternance d'argile silteuse et de grès fins à grossiers et conglomératiques. Ils se sont déposés dans un environnement fluviatile à réseau en tresse, et évoluent vers dépôts de type méandrique, avec une influence marine qui se fait sentir par des niveaux de plus en plus carbonatés. L'épaisseur totale de la série inférieure est en moyenne de 73 m (variant de 67m à plus de 90 m).

- **Les roches éruptives :**

L'épaisseur moyenne dans la région est d'environ 37m.

- **Niveau T1 (membres C et B) :**

L'épaisseur totale des niveaux T1 est en moyenne de l'ordre de 50 m où elle peut dépasser les 81m. Ce niveau est représenté par :

- **Trias T1C :** Zone Argileuse formé d'Argile brun-rouge à verte indurée silteuse et micacée.
- **Trias Grès T1 B :** Grès fin à moyen, parfois grossier à ciment siliceux, compact induré, fines passées d'argiles brun-rouge à verte, indurée silteuse et micacée. Légers suintements d'eau salée à travers fissures.
- **Trias T1B :** Zone Argileuse.

- **Niveau T2 (membre A) :**

Epaisseur moyen environ 56m représente par :

- **Trias GrésT2A :** Grès très fin à ciment argilo-siliceux, légèrement micacé, induré Passée d'argile.
- **Trias T2A :** Zone Silteuse, compact avec des passées d'argile légèrement micacée ; présentent parfois des surfaces de frictions.

- **Trias-Argilo-Inférieur :**

C'est une couche argileuse silteuse, légèrement salifère avec des Passées de sel massif au sommet. Épaisseur moyenne d'environ 27 m.

- **Le salifère S4 :**

Sels massifs incolores avec des fines passées d'argiles, à épaisseur moyenne d'environ 82m.

➤ **Jurassique :**

L'intervalle Jurassique est de 1390 m d'épaisseur dans la région. il est formé par :

- **Lias :**

Son épaisseur est de 961 m environ, représenté dans la région par les unités lithologiques qui sont de bas en haut :

- **Lias argileux supérieur :** épaisseur moyen 88m.
- **Lias salifère :** formé par des argiles tendres parfois silteuses et de sel épaisseur moyen 565m.
- **Lias anhydritique :** anhydrite amorphe très minces, épaisseur moyen 212 m.
- **Lias carbonaté :** présente environ 50 m de calcaire et calcaire fin (calcilutite), semi-dure à tendre avec des passées de dolomie cryptocristallines.
- **Lias marneux :** formé d'une série de marnes gypseuses (**46m**), ces derniers admettent à leur base quelques intercalations de calcaire

- **Le Dogger :**

Son épaisseur est de l'ordre de 185m comprend :

- **Dogger lagunaire :** Il est composé de marnes et d'argiles avec des intercalations d'anhydrites.
- **Dogger argileux :** il est formé d'argiles grises, parfois siliceuses.

- **Malm :**

Constitué d'argiles rouges, tendres à plastiques parfois sableuses à passées des dolomies beiges cristallines dures, son épaisseur peut atteindre les 244m.

➤ **Crétacé :**

Il est sur toute l'étendue du bassin avec une épaisseur moyenne dans la région d'environ 1735m subdivision du bas vers le haut est comme suit :

- **Néocomien** : alternance de marne, dolomitique et d'argile feuilletée semi-durée Son épaisseur est de l'ordre de 181 m.
- **Barrémien** : Il est constitué de grès, très grossier à fins passées d'argiles silteuse son épaisseur est de l'ordre de 343 m.
- **Aptien** : C'est une série carbonatée et dolomitique issue d'un dépôt marin sur une grande étendue.

Elle est constituée d'une couche d'épaisseur comprise entre 25 à 35 m qui est facilement reconnue.

- **Albien** : C'est un ensemble de grès et d'argiles silteuse de 476m d'épaisseur, comportant quelques intercalations dolomitiques.
- **Cénomanién** : C'est une alternance de grès et d'argiles dolomitiques accompagnées d'une présence d'anhydrite, son épaisseur moyenne est de 186m.
- **Turonien** : ce sont des dépôts marin carbonaté constitué de calcaire fin (calcilutite) recristallise, et légèrement dolomitique son épaisseur moyenne 92m.
- **Sénonien** : Il est constitué d'une alternance d'anhydrites, d'argiles, et des calcaires dolomitiques son épaisseur moyenne et d'environ 430m, composé de :
 - ° **Sénonien Anhydritique** : à base constitué essentiellement d'anhydrites et de carbonates dont l'épaisseur est de 125m d'environ.
 - ° **Sénonien carbonaté** : au sommet caractérisé par une dominance de carbonate, dont l'épaisseur moyenne est de 305m.

❖ **Cénozoïque** :

Il est généralement représenté par les dépôts détritiques du l'éocène et Mio-Pliocène sur une épaisseur de 163 m environ.

Constitué d'alternance de grès roux et beiges à ciment calcaire, et de calcaire gréseux roux avec passées de sables blancs peu consolidés. Cette formation géologique repose en discordance alpine sur le Mésozoïque.

IV– 3 Intérêt pétrolier de la région :

➤ **Roche mère :**

Dans la dépression de l'Oued Mya, la roche mère du Silurien présente actuellement un degré de maturation favorable à la génération d'huile. Son degré de maturation est plus élevé (zone à gaz) à l'ouest de Hassi R'Mel et au nord du môle Talemzane, où son

enfouissement augmente vers le sillon sud Atlasique. La configuration actuelle du bassin et l'extension de la roche mère du Silurien ont été extrêmement favorables à l'alimentation des réservoirs sus-jacents (Trias et localement Dévonien Inférieur) dans la dépression de L'oued Mya. A L'ouest, le gisement de Hassi R'Mel, à proximité immédiate du biseau du Silurien a pu être alimenté, étant donné sa configuration structurale très favorable.

La roche mère principale, dans le périmètre El M'zaid est constituée par :

- Les argiles à graptolithes radioactives d'âge silurien : forment la roche mère principale dans le bassin d'Oued Mya ; très riches en matière organique et actuellement en phase à huile (depuis le Crétacé supérieur). Elle atteint la phase à gaz dans certaines zones très enfouies.
- Les argiles Ordoviciennes : Constituent des roches mères secondaires. L'alimentation des réservoirs en hydrocarbures se fait par migration verticale le long des failles et/ou par migration latérale le long des drains perméables.

➤ **Roches réservoirs :**

○ **Les réservoirs principaux :**

Sont constitués par les grès fluviatiles du trias : Ont été déposés dans un environnement fluviatile de type braided à influence tidale et éolienne.

Ce type de dépôt se caractérise par de rapides variations de faciès et d'épaisseurs, difficiles à prévoir. Aussi ces niveaux réservoirs présentent parfois un ciment salifère réduisant ou obturant complètement la porosité.

Ce phénomène est particulièrement observé dans la partie supérieure du réservoir T2A, qui est souvent très compacte.

- **L'unité série inférieure :** La qualité réservoir de cette unité est contrôlée par les faciès sédimentaires et leurs caractéristiques texturales (taille des grains et les taux de ciments) qui sont les facteurs principaux contrôlant la perméabilité. Les grès de la série inférieure ont subi les effets d'une activité dia- génétique intense (pression- dissolution).
- **Unité T1 :** Vue les bons résultats pétroliers des puits ATH-1 et TRI 1 Bis. Ce niveau demeura l'objectif principal dans cette zone.
- **Unité T2 :** Ce réservoir montre des caractéristiques pétro-physiques très médiocres (bancs gréseux à ciment salifère).

Les grès quartzitiques de l'unité quartzites de Hamra : Manque des données concernant le grès

de l'unité quartzites de Hamra.

○ **Les réservoirs secondaires sont :**

- **Les grès quartzitiques de l'Ordovicien dalle de M'Kratta:** Objectifs pétroliers secondaires ils sont constitués par des grès quartzitiques, dont la qualité réservoir est liée à la diagenèse et au développement de la fracturation. Ils ont présenté de bons indices d'huile dans la région notamment au niveau du puits HEZ-1.
- **Les grès du Dévonien inférieur :** Ce réservoir présentant un variant de point de vue lithologique, il soit plus argileux ou bien avéré tight (puits ATH-1).

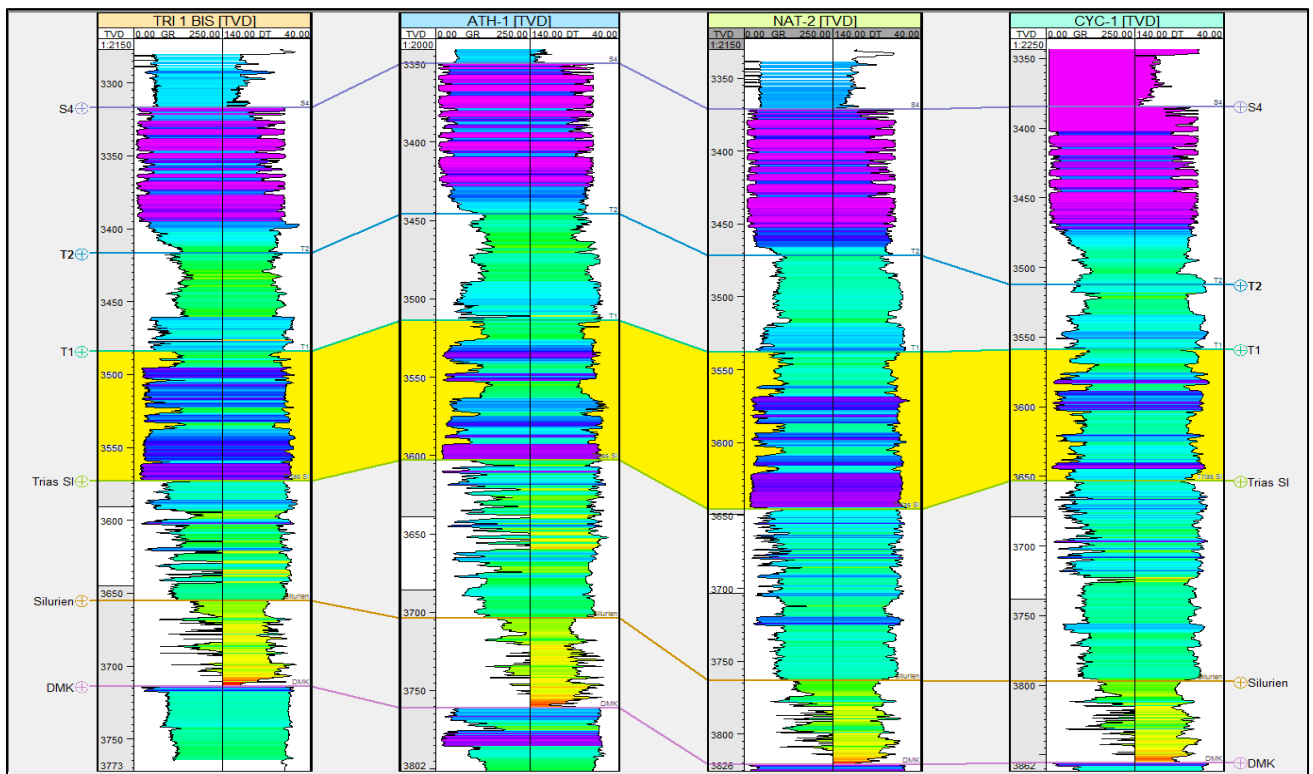


Figure IV.4 : Corrélation diagraphique entre les puits aux niveaux des réservoirs.

➤ **Roches couvertures :**

La couverture est assurée par les roches éruptives pour le réservoir série inférieure et les argiles sus-jacentes, le réservoir Dévonien Inférieur par les argiles sus-jacentes. Tandis que la couverture du réservoir Ordovicien (Dalle de M'kratta est assurée respectivement par les argiles du Silurien et les argiles d'Azzel

➤ **Types de pièges :**

Il est de type structural (Structures de faible amplitude), mixte ou purement stratigraphique (biseau et point bar des réservoirs de la série inférieure et du T 1). L'alimentation des réservoirs se fait verticalement à l'aide des failles et/ou latéralement le long des drains, constitués par les niveaux réservoirs. (SONATRACH et SCHLUMBERGER, 2007)

➤ **Objectif pétrolier :**

Du point de vue pétrolier le périmètre El M'zaid II nord se trouve dans un environnement pétrolier très favorable. Plusieurs puits ont été à l'origine de la découverte d'importants gisements, productifs d'huile et gaz dans le bloc 438 dans les réservoirs triasiques T2A et T1B. Et les réservoirs de l'ordovicien. Cependant plusieurs autres puits d'exploration ou d'extension ont été négatifs.

Les principales raisons de ces résultats négatifs sont l'absence ou la médiocrité des qualités réservoir des objectifs pétroliers traversés, ou alors l'absence de fermeture structurale. Les résultats pétroliers des tests et des diagraphies des quelques forages enregistrés dans la région sont récapitulés dans le tableau qui suit :

puits	Profondeur (m)	Réservoir	résultats
CYC-1	4371	T2	/
		T1	/
ATH-1	3841	T2	/
		T1	14.32m ³ /h d'huile et 1366.7m ³ /h de gaz.
NAT-2	3911	T1	/
		S/	/
TRI 1 BIS	3775	T2	/
		T1	28.98 m ³ /h d'huile et 4103.98 m ³ /h de gaz

Tableau IV-2 : Les résultats pétroliers des tests et des diagraphies des quelques forages.

Chapitre V : Application sur des données réelles

Chapitre V : APPLICATION SUR DES DONNEES REELLES

Dans ce chapitre sera exposé l'enchaînement de la caractérisation du réservoir triasique du bassin d'Oued M'ya par la technique d'inversion sismique simultanée avant sommation. Ce travail a été effectué durant notre stage au niveau de l'Entreprise National de Géophysique (Enageo Boumerdes) sur le logiciel Hampson Rusell HRS du CGG Veritas.

L'Objectif de l'étude :

Après collection et chargement des données nécessaires, on a défini les objectifs suivants :

- 1-** Préparation des données utilisées, génération des logs manquants et étude de faisabilité.
- 2-** Détermination des paramètres acoustiques et élastiques, en réalisant les différentes étapes de l'inversion sismique avant sommation.
- 3-** Caractérisation du réservoir en estimant les trois volumes pétro-physiques (V_{sh} , $Phie$ et Sw) dans le réservoir à partir des paramètres élastiques et acoustiques obtenus par l'inversion, les paramètres pétro-physiques issus de l'évaluation pétro-physique, et des attributs sismiques.

V.1 Workflow de la caractérisation du réservoir par l'inversion avant sommation :

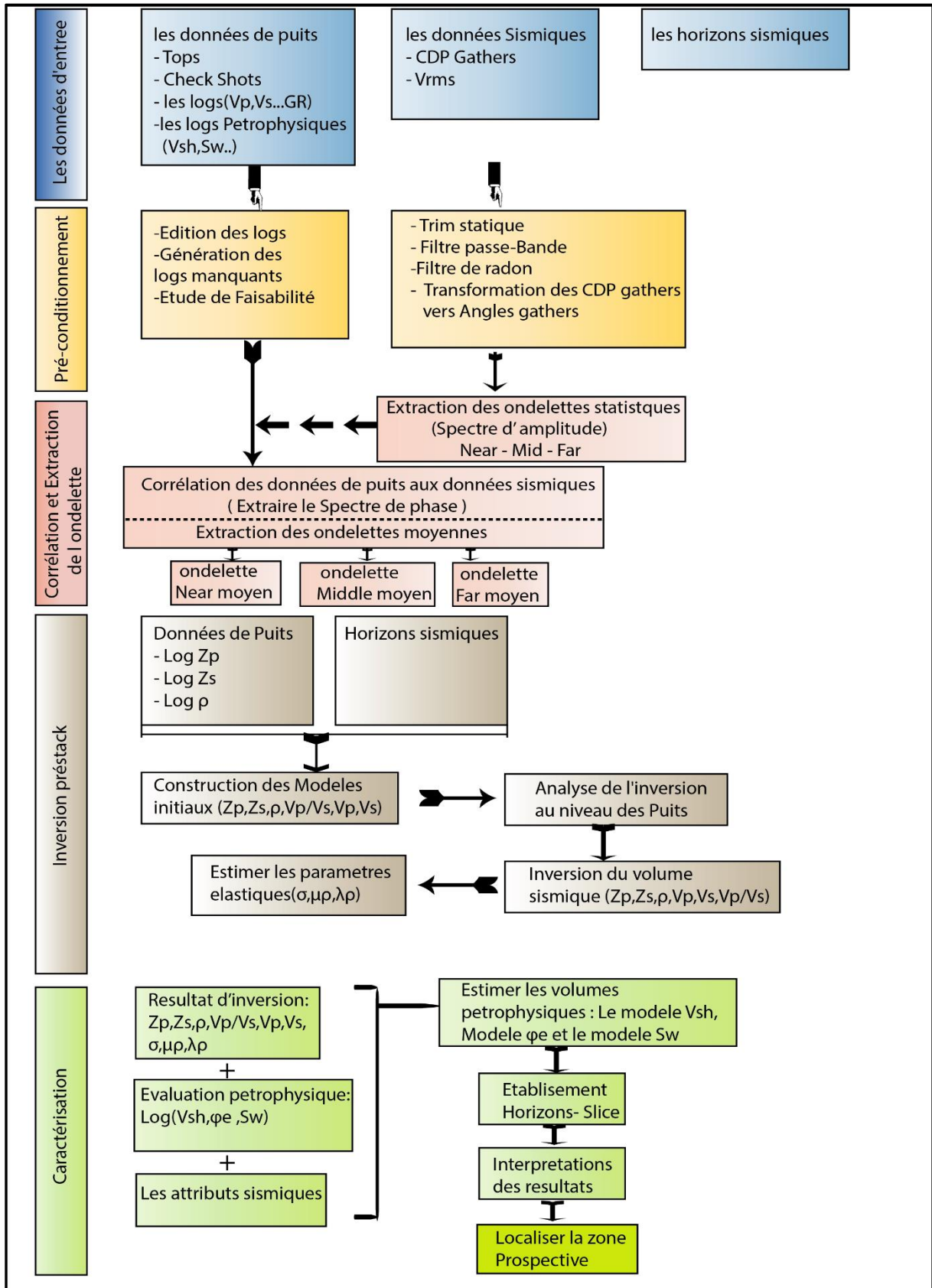


Figure V.1 : Workflow de caractérisation du réservoir.

V.2 Présentation des données :

2-1 Les données de puits :

Dans notre région d'étude, il y a 4 puits (**figures V.2**) chaque puits présente plusieurs enregistrements (**figures V.3, V.4**) :

La figure V-2 représente le plan de position des quatres puits.

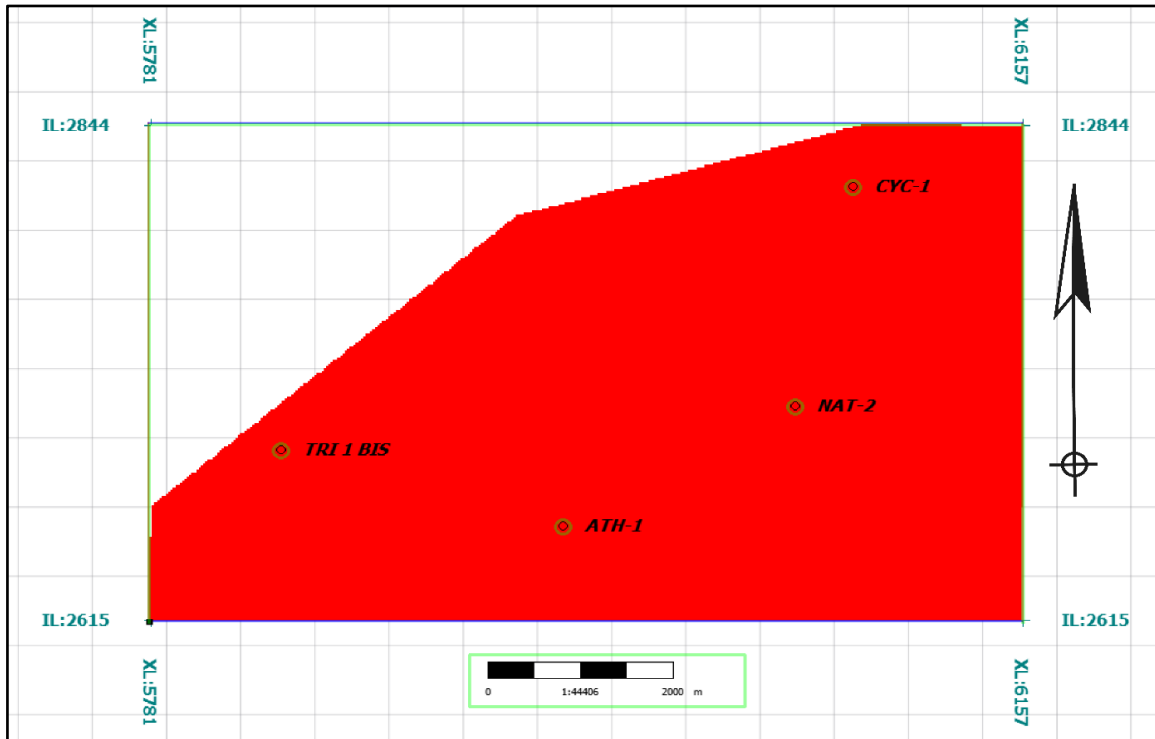


Figure V.2 : Positionnement des puits sur la surface sismique.

Les deux tableaux qui suivent représentent toutes les données de puits disponibles :

Puits	GR	Caliper	Check shot	DTC	DTS	R10	R90	RhoB
ATH 1	Oui	Oui	Oui	Oui	Oui	Oui	Oui	Non
TRI 1BIS	Oui	Oui	Oui	Oui	Non	Oui	Oui	Oui
NAT 2	Oui	Oui	Oui	Oui	Oui	Oui	Oui	Oui
CYC 1	Oui	Oui	Oui	Oui	Oui	Oui	Oui	Oui

Tableau V-3 : Les données de puits disponibles.

Puits	V _{sh}	Sw	ϕ_t	ϕ_e
ATH 1	Non	Non	Non	Non
TRI 1 BIS	Oui	Oui	Oui	Oui
NAT 2	Oui	Oui	Oui	Oui
CYC 1	Oui	Oui	Oui	Oui

Tableau V-4 : Les paramètres pétrophysiques disponibles.

Notons que la présence d’hydrocarbure et sa nature dans la région a été confirmé par les **DST** comme suit :

ATH 1 a produit [huile (11-13 m³/h), Gaz (1000-1200 m³/h)].

TRI 1 BIS a produit [huile (17-19 m³/h), Gaz (2000-3500 m³/h)].

CYC 1 [formation aquifère].

Sachant que les **DST (drill stem test)** : tests en cours de forage sont généralement réalisés dans les puits d’exploration ou de délimitation (délimitation du champ). Ils peuvent être définies comme la mise en production temporaire d’un réservoir susceptible de contenir des hydrocarbures, afin de définir ses caractéristiques et ceux de l’effluent qu’il contient.

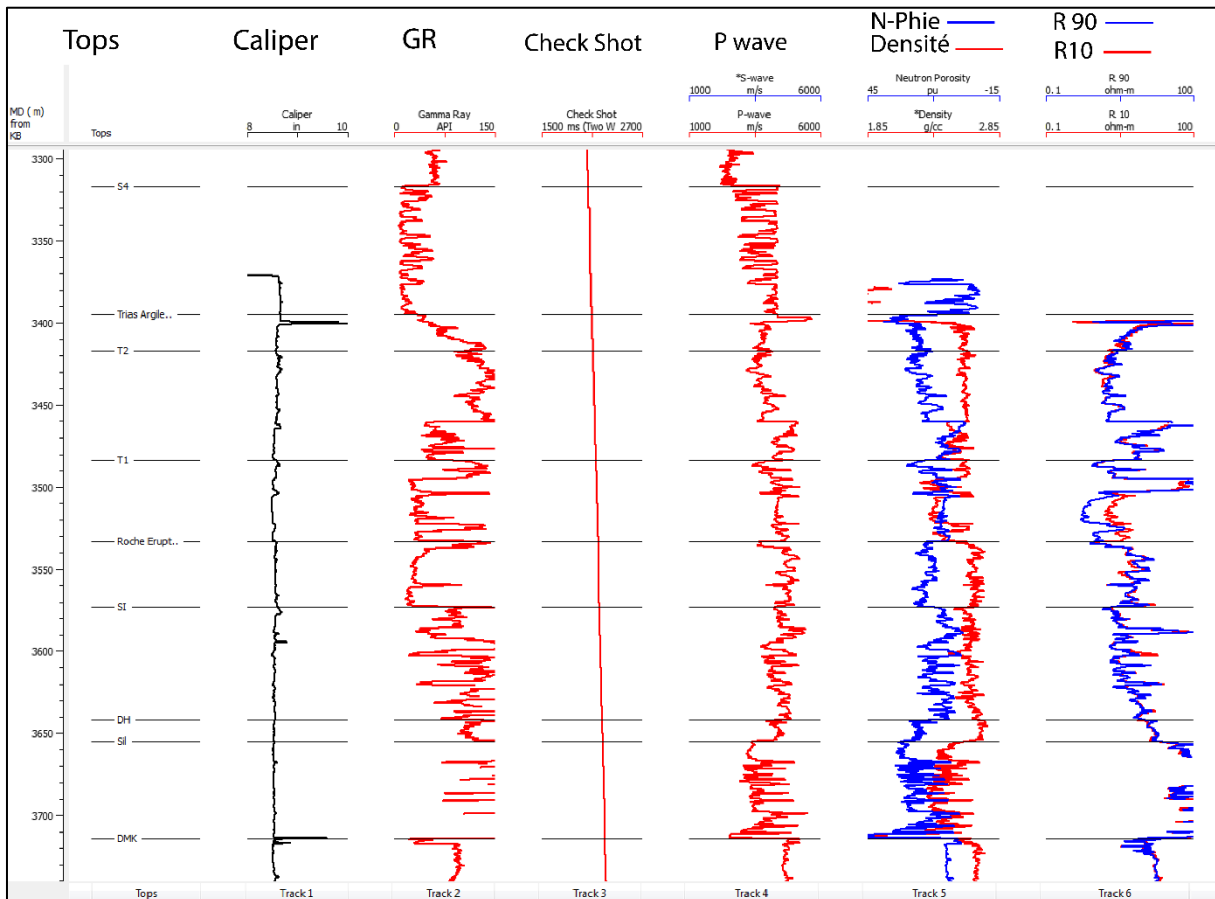


Figure V.3 : Données de puit TRI 1BIS.

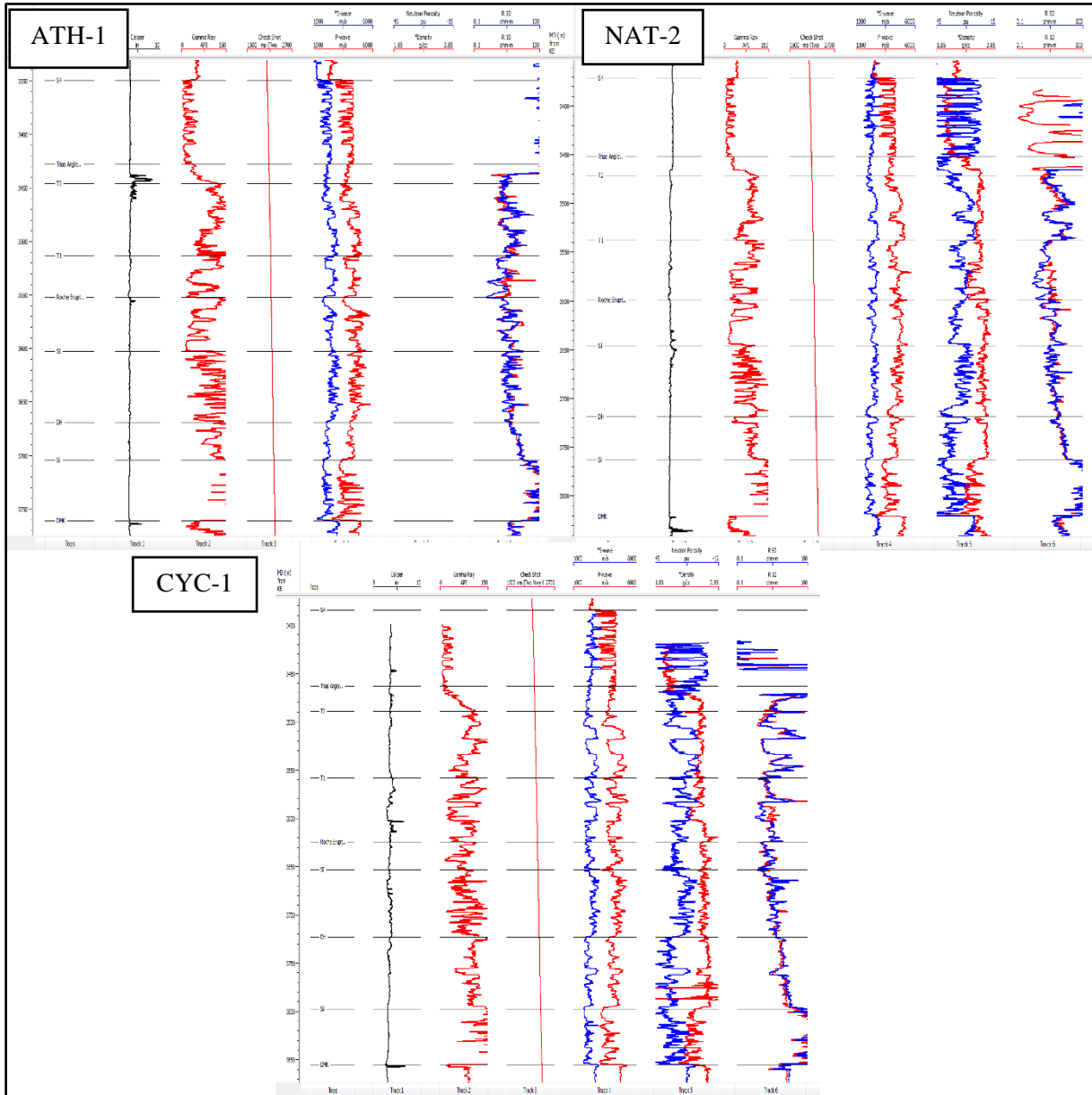


Figure V.4 : Les données de puits ATH-1, NAT-2 et CYC-1.

2-2 Les données sismiques :

Les données sismiques utilisées dans cette étude sont des données pré-stack (CDP gather) traitées en amplitudes préservées (**figure V.5**) et le volume des vitesses RMS, Ces données sont acquises lors d'une campagne sismique 3D.

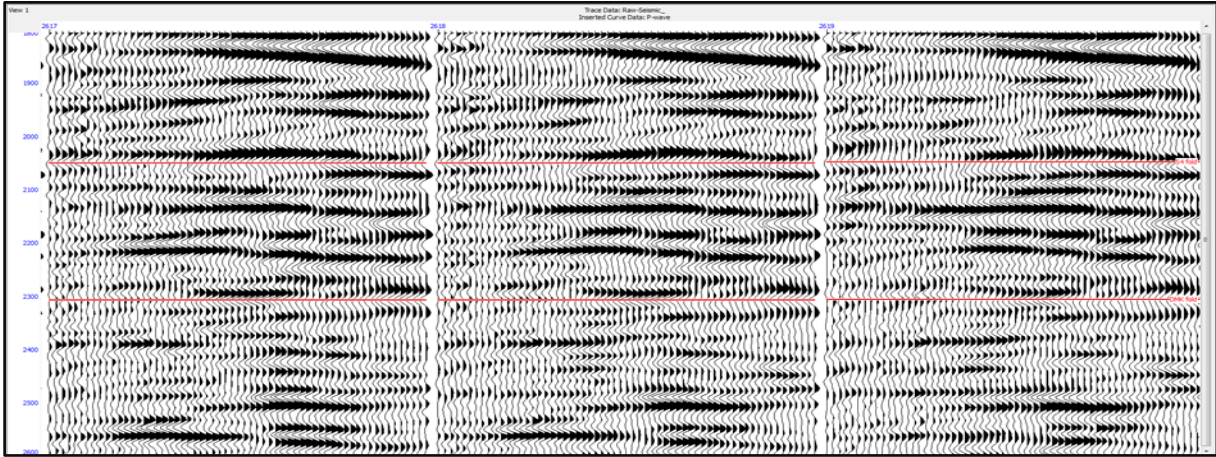


Figure V.5 : CDP gather brut.

Figure (V.5) représente des CDP gathers. Les fichiers de ces données en format SEG-Y ont été chargés dans le logiciel Hampson Russel.

2-3 Les horizons sismiques :

Avant de faire la caractérisation par l'inversion pré-stack, il est indispensable d'importer les horizons sismiques (**figures V.6**) à partir de l'interprétation structurale, pour construire le modèle structural qui est considéré comme un squelette du modèle de réservoir.

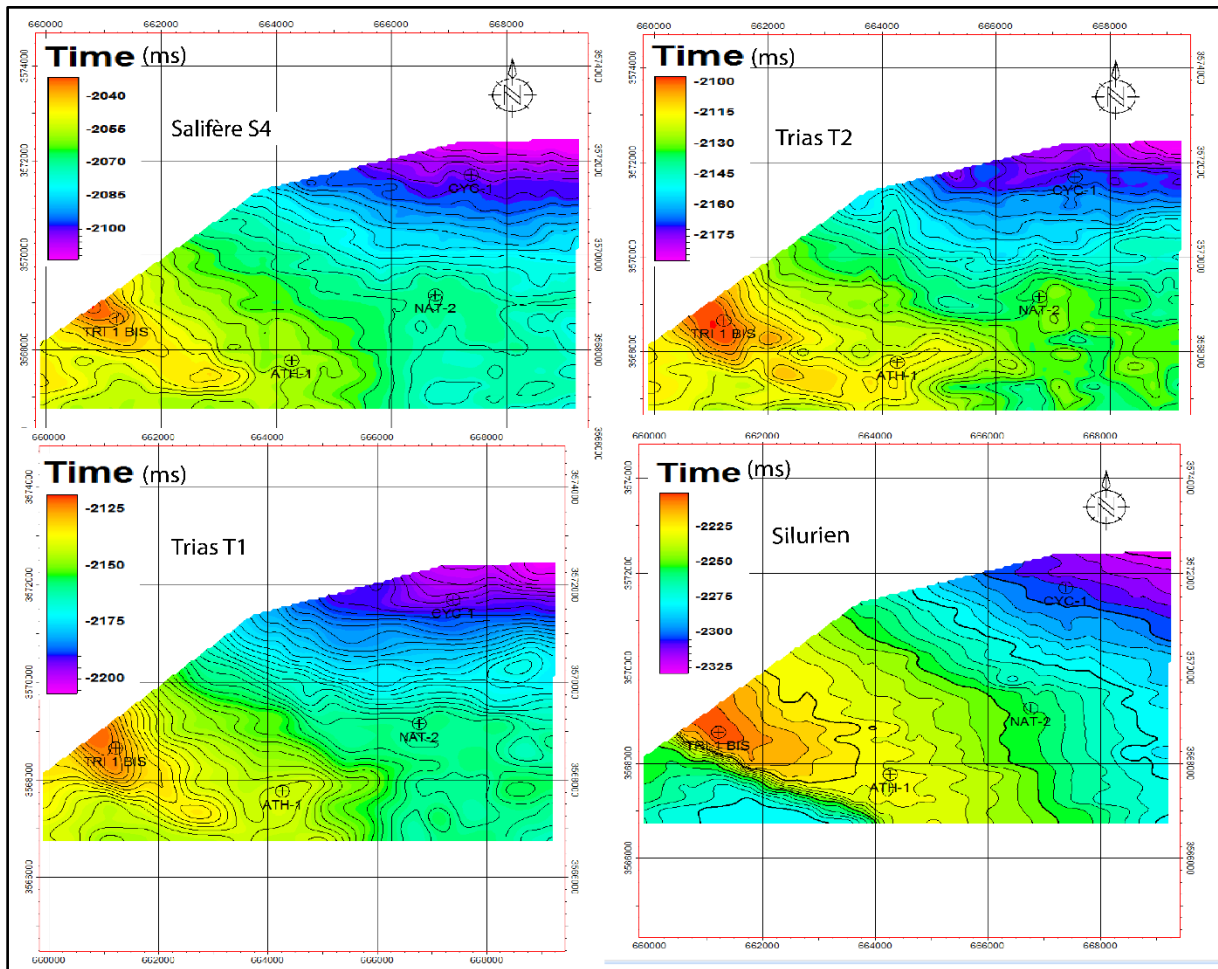


Figure V.6 : Cartes en isochrones au niveau des horizons

La **figure (V.6)** représente les horizons sismiques (Salifère S4, Trias T2, Trias T1 et Silurien) sont obtenus à partir de l'interprétation structurale.

V.3 Pré-conditionnement des données requises :

Pour une meilleure caractérisation quantitative du réservoir avec une meilleure résolution, il est important d'affirmer un bon déroulement du processus de l'inversion sismique. Donc il faut d'abord préparer les différentes données sismiques et de puits en atténuant certains bruits qui n'ont pas été corrigés pendant le traitement.

A- Pré-conditionnement des données de puits :

Le conditionnement des données de puits comprend :

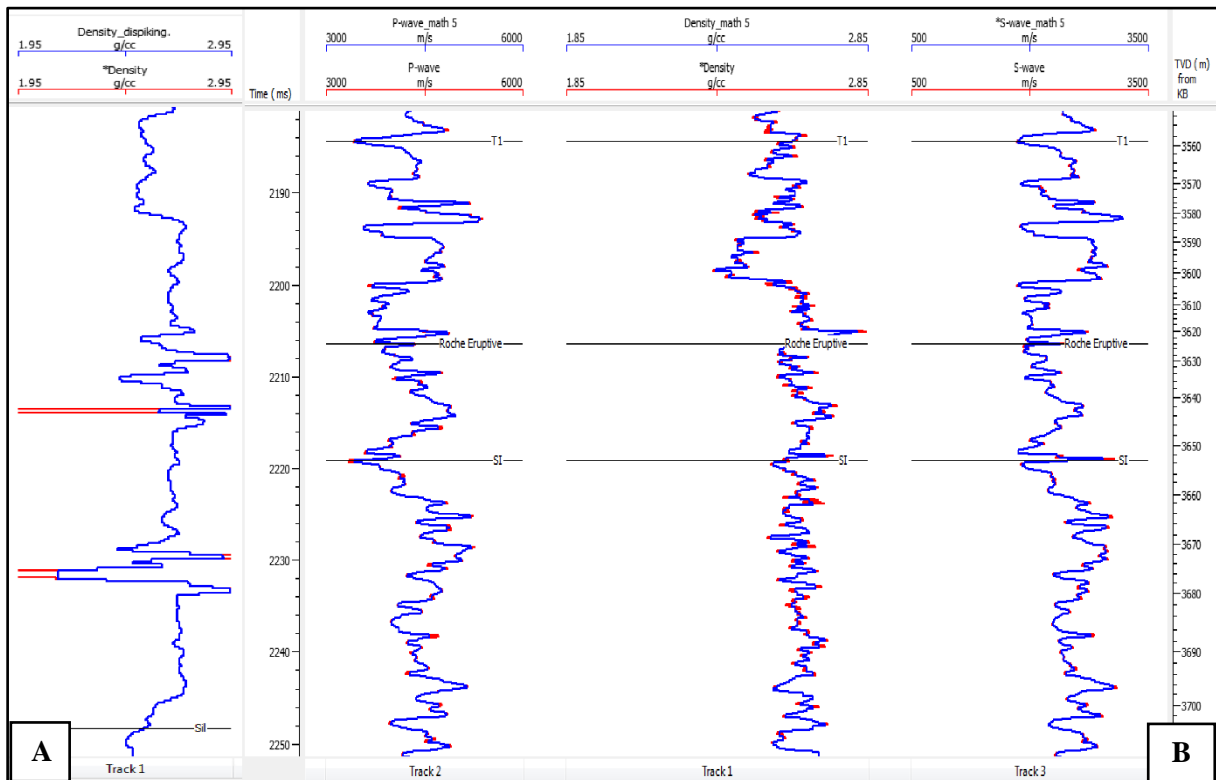
- Edition des logs
- Génération des logs manquants
- Etude de faisabilité

➤ **Edition des logs :**

Cette étape consiste à :

- Supprimer les pics aberrants (**figure V.8-A**) (dispiking).
- Faire un lissage (Smooth) : en appliquant un filtre médian (**figure V.8-B**) sur les trois logs (Pwave, S wave et densité), afin de diminuer la résolution des enregistrements. Le filtre médian permet de lisser les courbes tout en s’assurant à ne pas toucher aux événements utiles et visibles sur les logs. Pour éviter les erreurs dans l’interprétation.

On a appliqué un lissage de dimension égale à 5



— Logs avant édition. — Logs après édition.

Figure V.7 : A : application du dispiking sur densité.

B : application du filtre médian sur P wave, S wave et densité.

Figure (V.7) : A : montre l’effet de dispiking sur le log de densité. Nous voyons l’élimination des pics aberrants.

B : montre l’effet du filtre médian sur les trois logs (P wave, S wave et densité) on constate la disparition des hautes résolutions.

➤ **Génération des logs manquants :**

La première étape de l’algorithme de l’inversion est la construction des modèles initiaux ; et la réalisation de ces modèles exige la présence des enregistrement diagraphiques (P-Wave, S-Wave, et densité).

En absence de ces enregistrements (mesures), il est nécessaire de les générer afin de pouvoir utiliser tous les puits dans l’inversion.

➤ **Génération du log de vitesse des ondes S au niveau du puits TRI 1 BIS :**

Pour générer le log Vs au niveau du puit **TRI 1 BIS** on a utilisé la relation de castagna calibré, en suivant les étapes suivantes :

- Etablir un cross plot (**Vp versus Vs**) au niveau des puits (NAT-2 & CYC-1) (**figure V.8**) et (**figure V.9**) : ce cross plot a été réalisé en décomposant les logs en parties (pour avoir des bons résultats)
 - Trias argileux – Roche éruptive
 - Roche éruptive – SI
 - SI – DH
 - DH – DMK

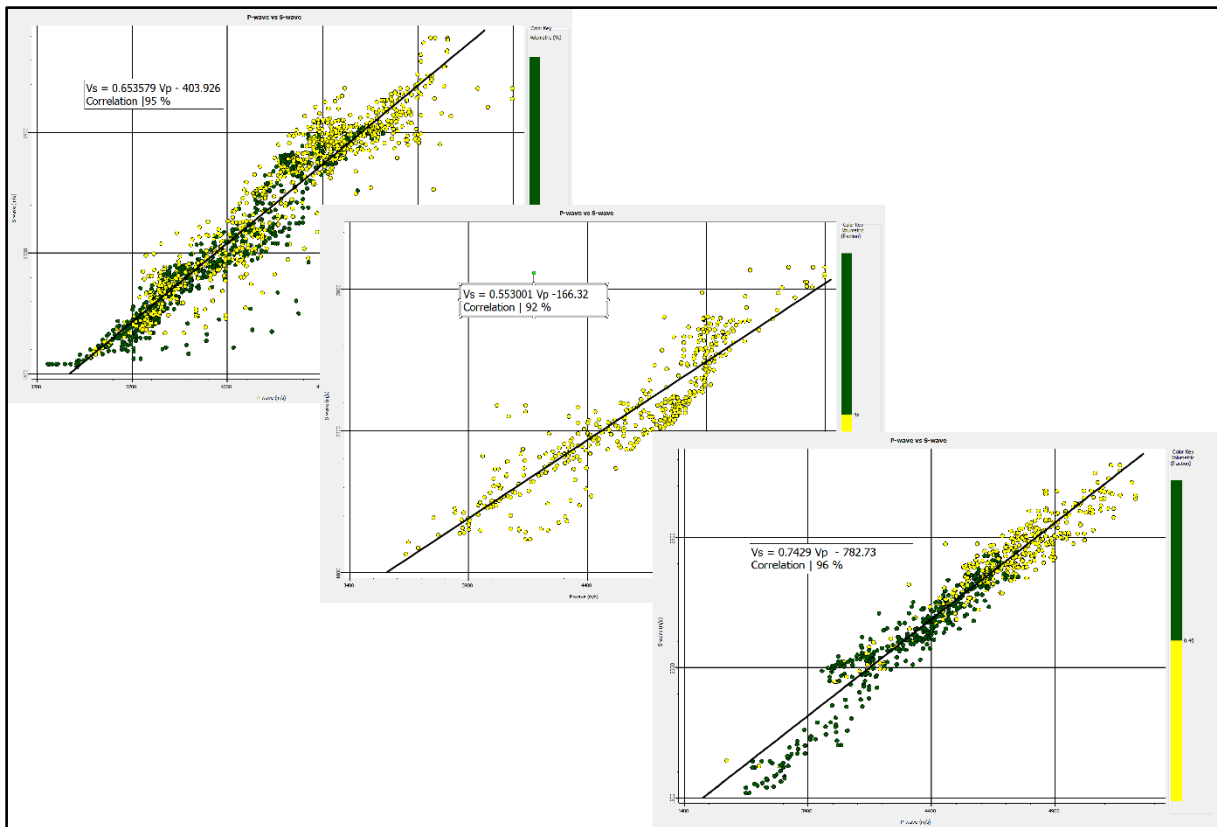


Figure V.8 : Cross plot Vs versus Vp au niveau des puits NAT-2& CYC-1.

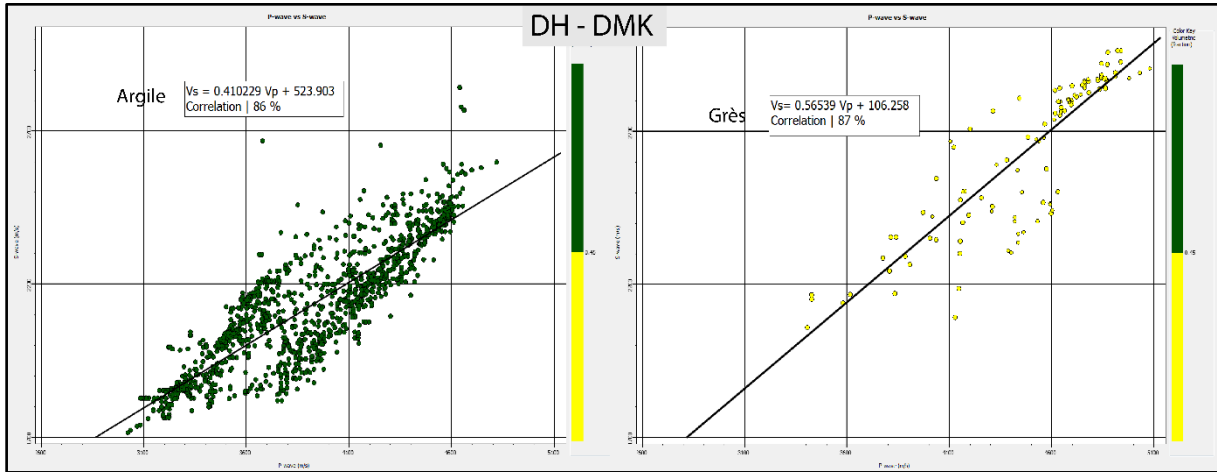


Figure V.9 : Cross plot Vs versus Vp au niveau des puits NAT-2 & CYC-1 pour les grès et les argiles

- Définition des équations linéaires de la forme : $Vs = a * Vp + b$ **(V-1)**
- Générer les phases du log Vs (par partie), et les relier à l'aide de module splice afin d'obtenir log Vs.
- Contrôler la qualité du log Vs estimé avec les logs Vs originaux (**figure V.10**), et analyser les cross plot entre le log généré par la loi et le log mesuré au niveau des trois puits (**ATH-1, NAT-2 et CYC-1**).

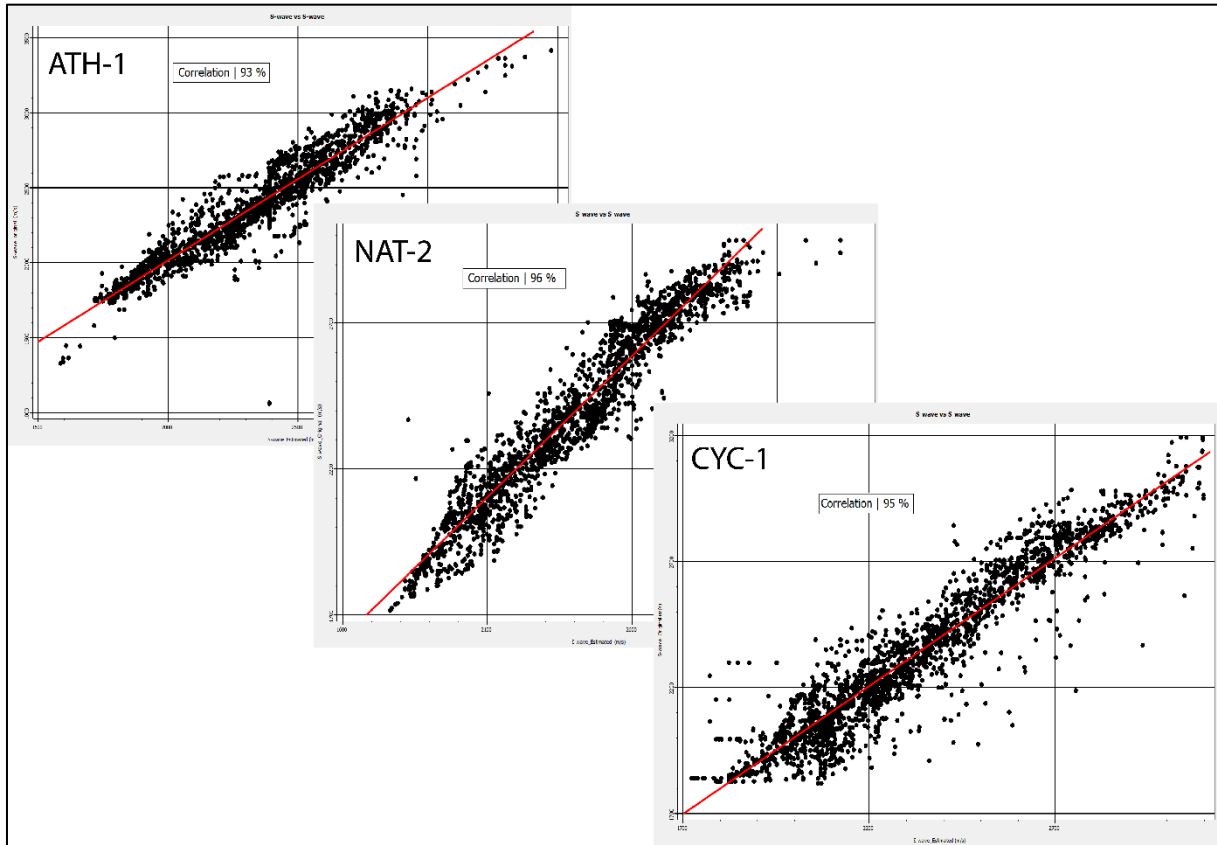


Figure V.10 : Corrélation S wave original & S wave généré dans les puits ATH-1, NAT-2 et CYC-1.

La Figure (V.10) indique la bonne corrélation entre log Vs estimé et logs Vs originaux où la corrélation variée entre 93% et 96%.

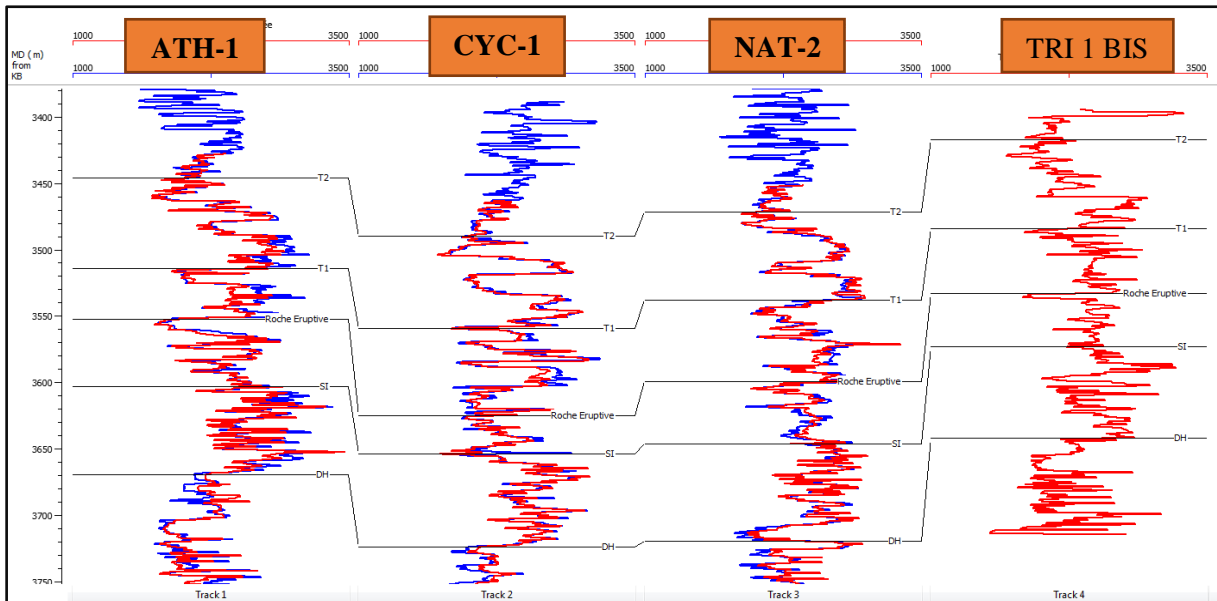


Figure V.11 : S wave généré dans les quatres puits.

— S wave généré. — S wave original.

La figure (V.11) : montre le log S wave généré dans les quatres puits.

➤ **Génération du log de densité au niveau du puits ATH 1 :**

Pour générer le log RhoB ‘enregistrement de densité ‘ on a essayé d'utiliser deux méthodes :

- **Équation de Gardner** $\rho = a * Vp^b$ (V-2)

Dans notre cas, l'équation de **Gardner** a donné une faible corrélation, ce qui rend la détermination des coefficients **a** et **b** dans l'équation de Gardner impossible.

- **Équation multilinéaire ‘module Emerge’ :**

Module Emerge permet de générer le log de la densité en déterminant une relation multilinéaire entre la densité et les autres enregistrements (Vp, GR, et Rt) communs entre les trois puits (TRI 1 BIS, CYC-1, NAT-2)

$$\rho = f(Vp, GR, Rt)$$

Génération du log RhoB :

Tout d'abord on importe les données d'entraînements des quatres puits **figure (V.12)**

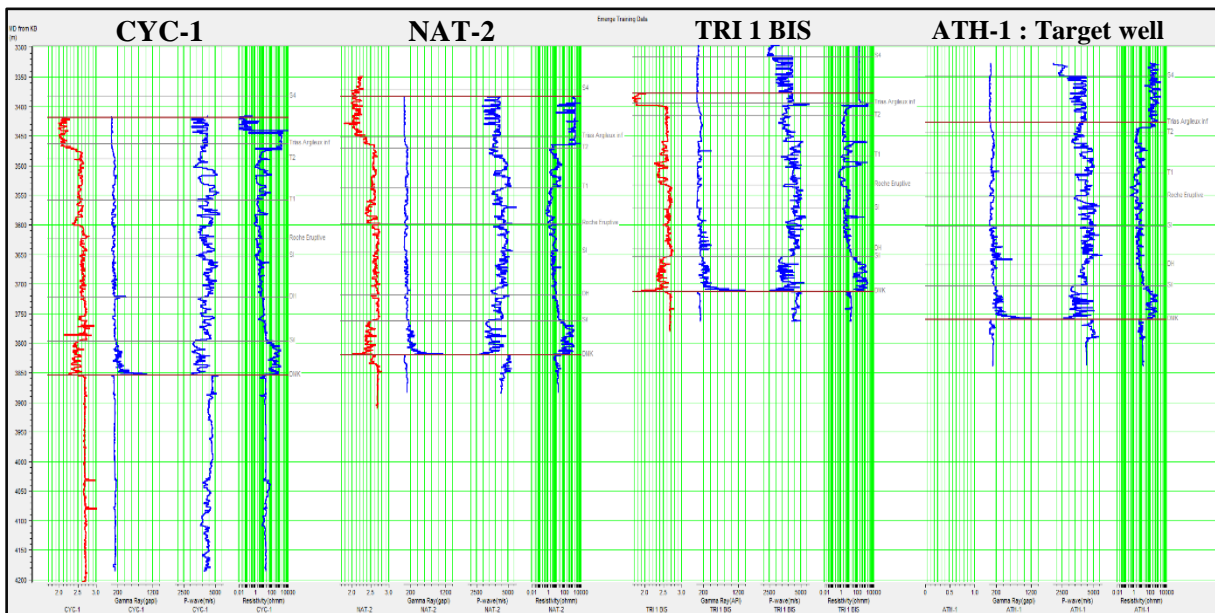


Figure V.12 : Les données d'entraînements des quatres puits.

On a essayé de générer tout le log de densité complet par le module émerge (**figure V.13**), mais il nous donne une mauvaise corrélation (Corrélation = 58%).

C'est pour ça qu'on l'a généré par partie afin d'arriver à des bons résultats. On effectue un Splice pour relier les différentes phases de log (figure V.14).

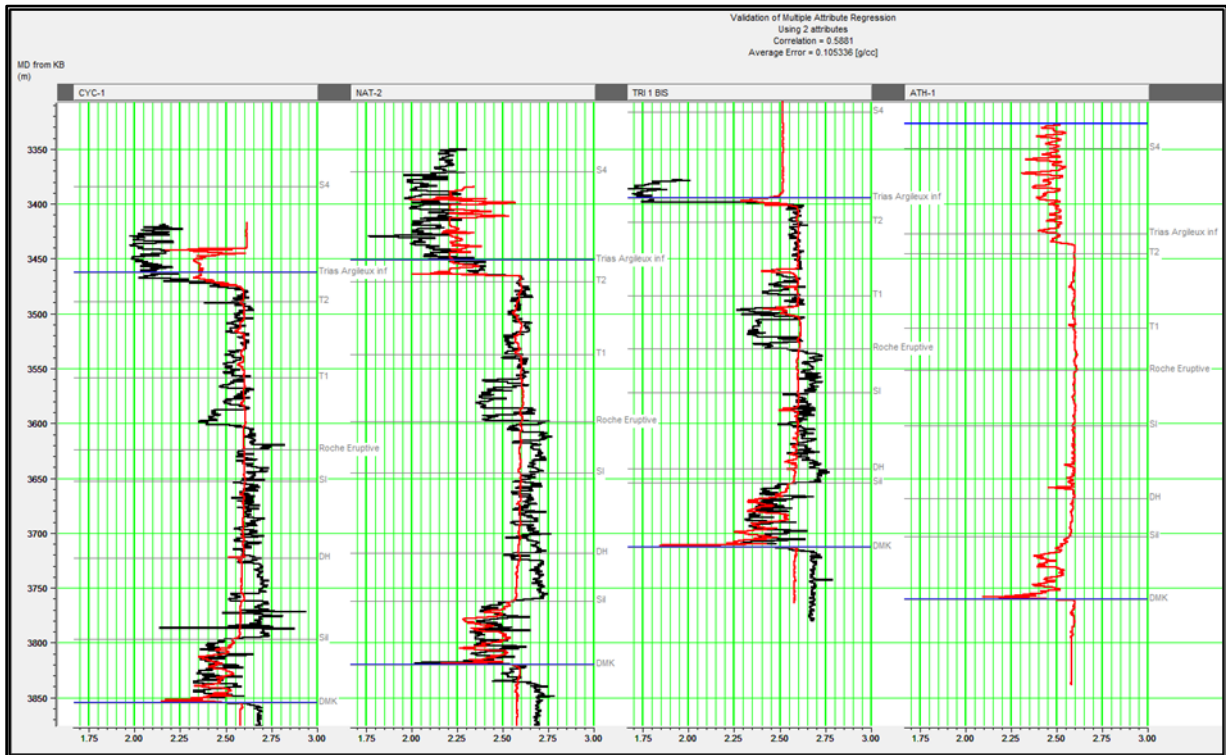


Figure V.13 : Génération de log densité Rho B par la relation multilinéaire.

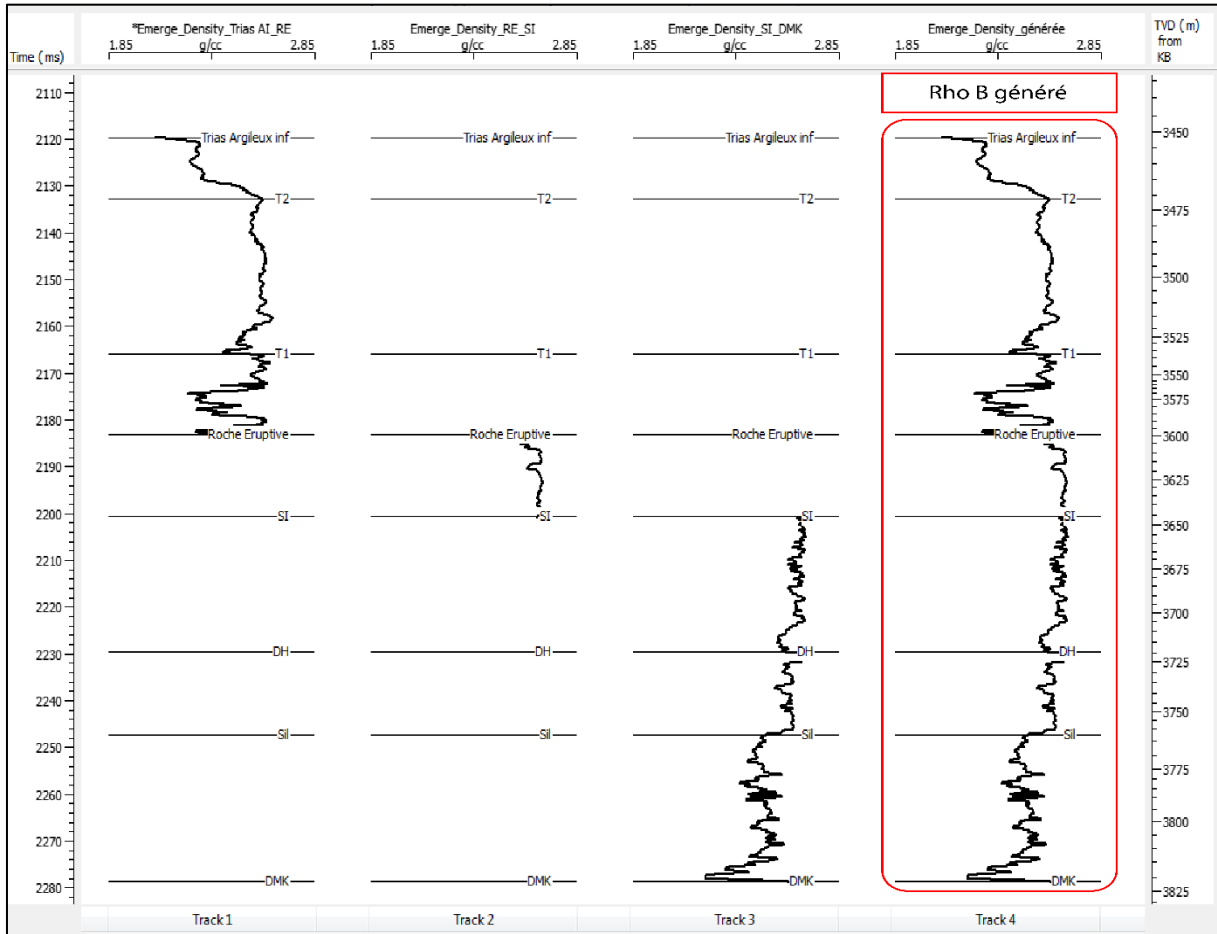


Figure V.14 : Génération de log densité Rho B par partie.

On fait un test de fiabilité (figure V.15) dans les puits où le log densité donnée. Dans le but de comparer les logs originaux avec le log RhoB généré (analyse de cross plot).

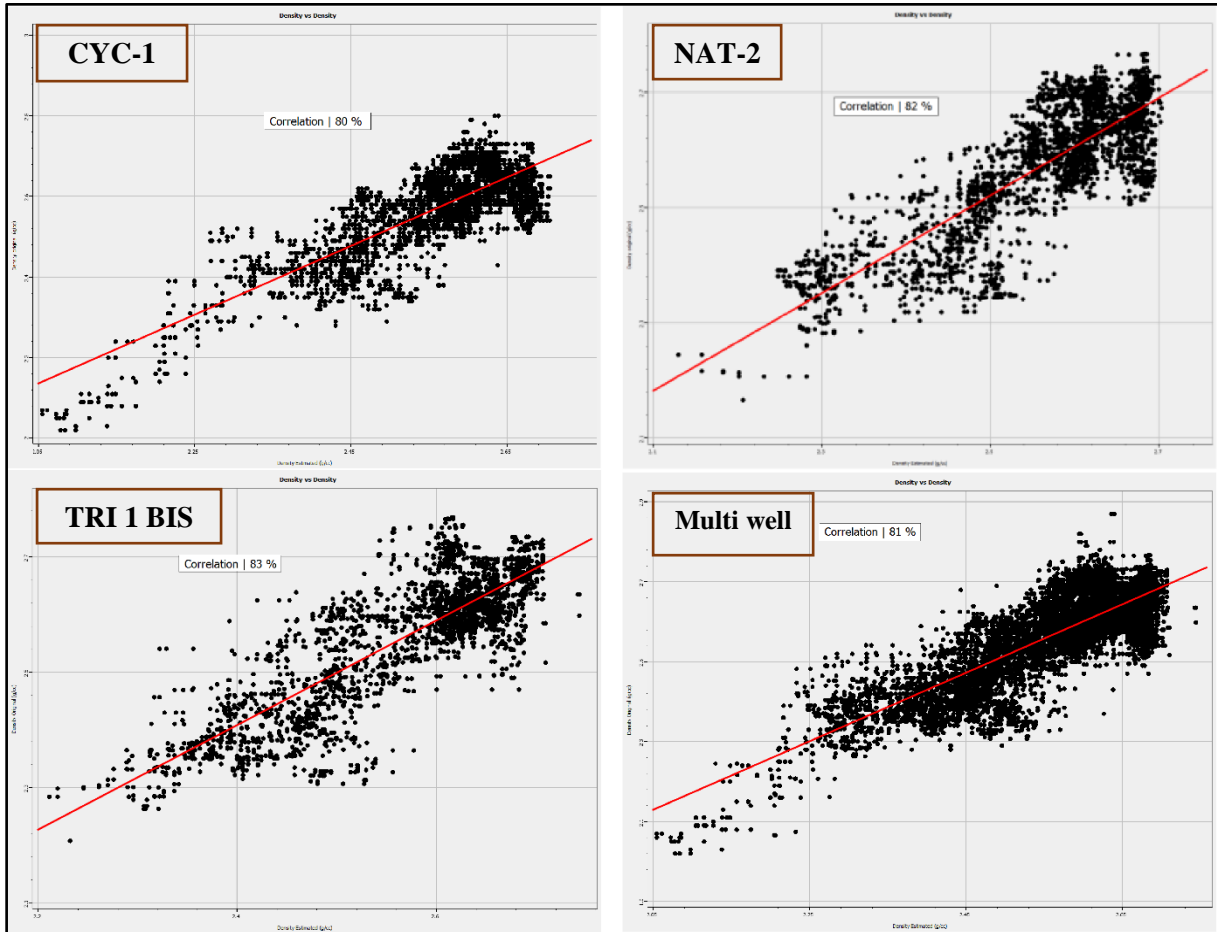


Figure V.15 : Cross plot du densité original Vs densité généré.

La Figure (V.15) : montre analyse de cross plot, on constate qu'il y a une bonne corrélation entre les deux logs : RhoB original et RhoB généré. Donc on peut dire que l'enregistrement de densité générée dans le puits ATH-1 est fiable.

➤ **Etude de faisabilité des paramètres élastiques :**

Avant d'entamer l'inversion sismique simultanée, on doit faire une étude de faisabilité qui a pour objet d'évaluer si la technique d'inversion est faisable ou non.

L'étude de faisabilité c'est une évaluation initiale rapide mais importante et qui peut être parfois décisive quant à l'application de l'inversion sismique. Le but de cette étude est le pouvoir de discrimination lithologique (grès- argile)

Dans le cadre de cette étude, nous avons réalisé une étude de faisabilité aux niveaux des deux puits (ATH-1 (figure V.16) et TRI 1 BIS (figure V.17)), en choisissant le volume d'argile comme attribut de couleur. Et elle donne des bons résultats en termes de classification lithologique :

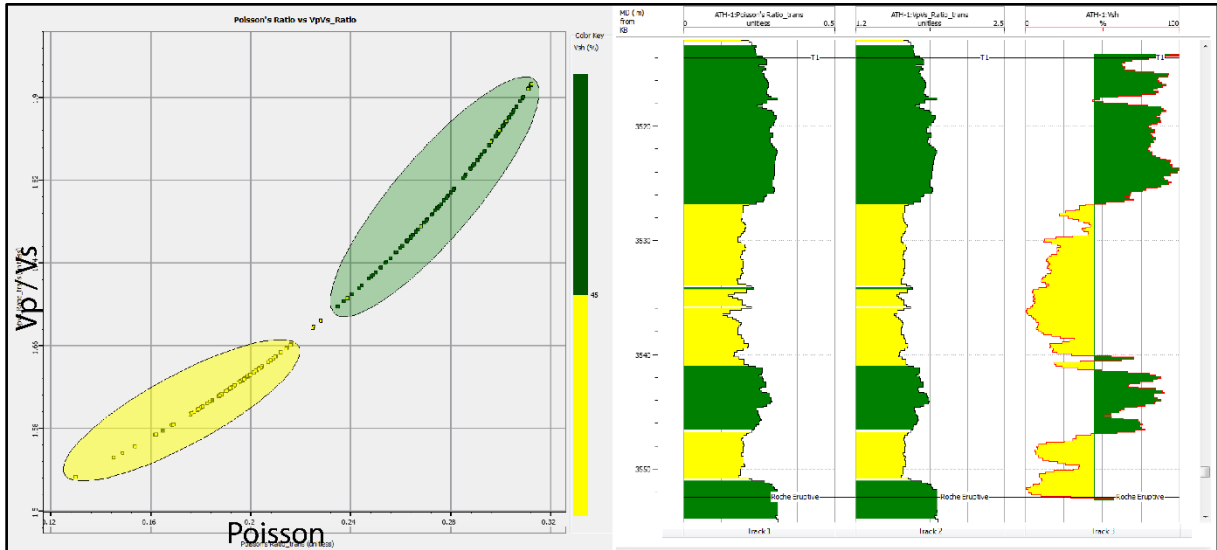


Figure V.16 : Cross plot Vp/Vs versus Poisson et la projection des zones sélectionnées sur la base du cross plot dans ATH-1.

On peut également discriminer entre les grès et les argiles en utilisant les deux paramètres rapport Vp/Vs et le coefficient de poisson (**figure V.16**). Pour les grès le coefficient de poisson varie entre 0.13 et 0.22, et pour les argiles il varie entre 0.23 et 0.31. Tandis que le rapport Vp/Vs varie entre 1.54 et 1.66 (les grès), et entre 1.70 et 1.92 (les argiles).

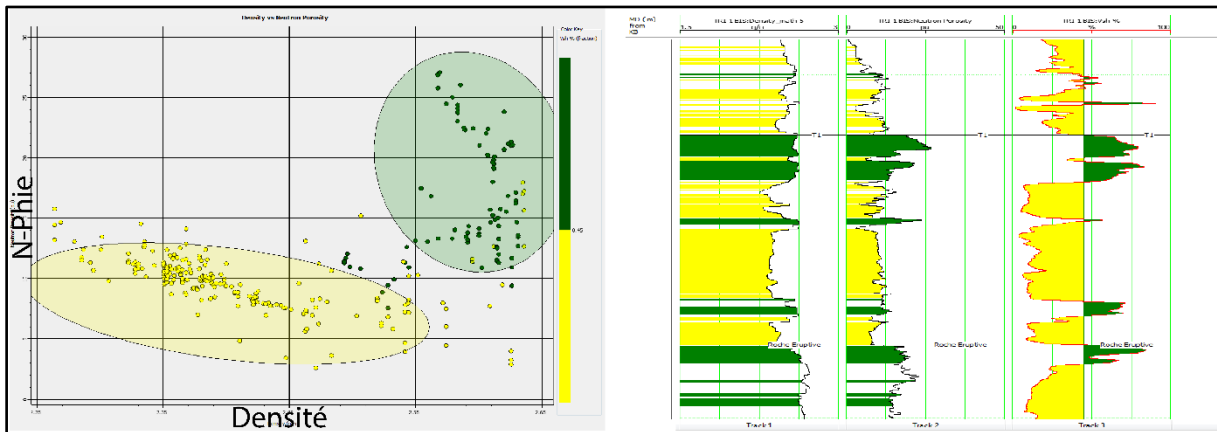


Figure V.17 : Cross plot N-Phie Vs Rho B et la projection des zones sélectionnées dans puit TRI 1 BIS.

Cross plot (**figure V.17**) (N-Phie en fonction de Densité) : la densité permet de discriminer entre les deux lithologies, on distingue deux intervalles :

Premier intervalle dont la densité varie entre [2.24 et 2.54 g/cc] : sont des grès.

Deuxième intervalle dont la densité varie entre [2.54 et 2.65 g/cc] : sont des argiles.

Les porosités à leur tour ont permis une bonne discrimination entre grès et argile. Pour les grès la porosité varie entre 3 (pu) et 12 (pu). Pour les argiles elle varie entre 11 (pu) et 29 (pu).

B- Pré-conditionnement des données sismiques :

Le pré-conditionnement des données sismiques sera d'abord tester sur une ligne arbitraire passant par les quatres puits, après sur tout le volume sismique.

La (Figure V.18) représente cette ligne arbitraire :

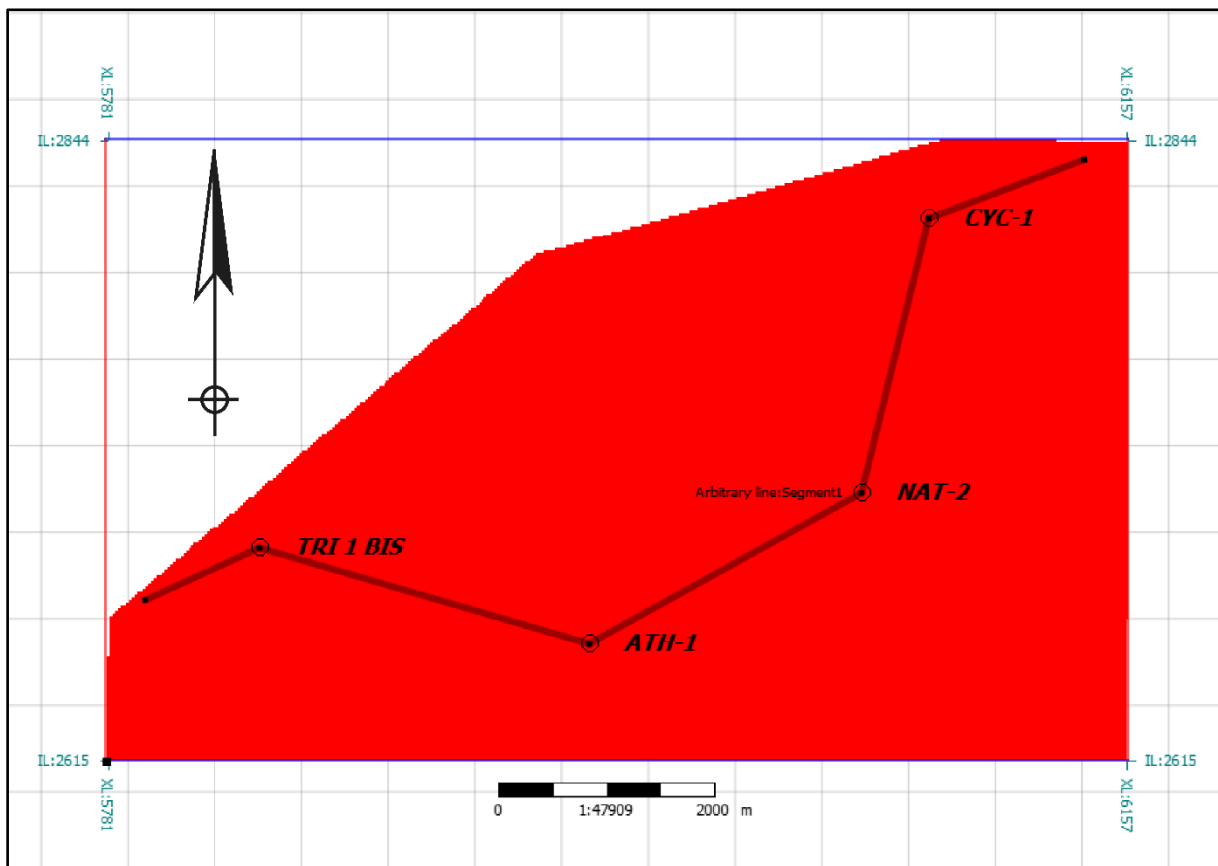


Figure V.18 : La ligne arbitraire utilisée dans l'inversion.

Le conditionnement des données sismiques passe par :

➤ **Corrections statiques résiduelles :**

Une correction statique résiduelle à temps variant a été appliquée pour corriger les problèmes des correction NMO sur les données sismiques avant sommation, autrement dit améliorer l'alignement des événements sismiques. Ce processus se déroule en choisissant une fenêtre dans laquelle les traces seront sommées donnant naissance à une trace de référence.

L'ensemble des traces seront "Shiftées" selon un seuil prédéfini afin de correspondre au maximum à la référence.

On a essayé plusieurs tests sur la ligne arbitraire, et on a choisis le 4eme test :

Test	Longueur de fenêtre	Pas de glissement de la fenêtre	Shift maximal
1	100	50	16
2	80	40	8
3	100	100	4
4	50	25	8

Tableau V.5 : Les tests de Trim statique.

La (figure V.19) montre l'alignement des événements sismiques après avoir utilisé les paramètres de test 4 :

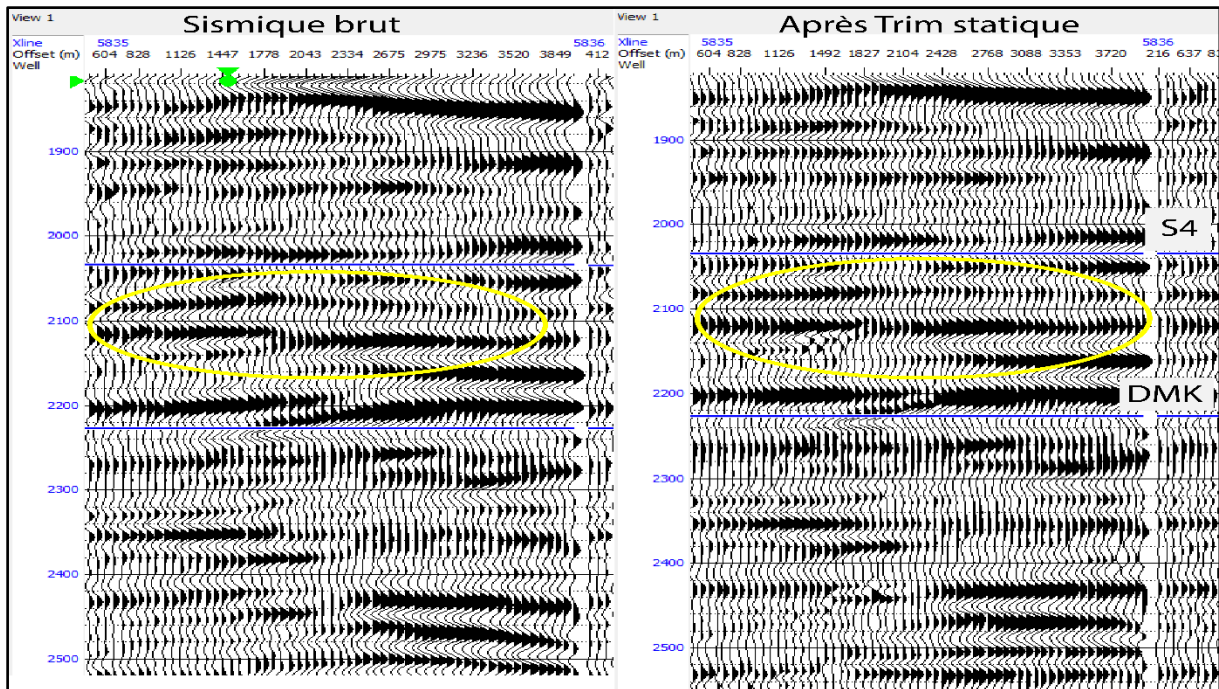


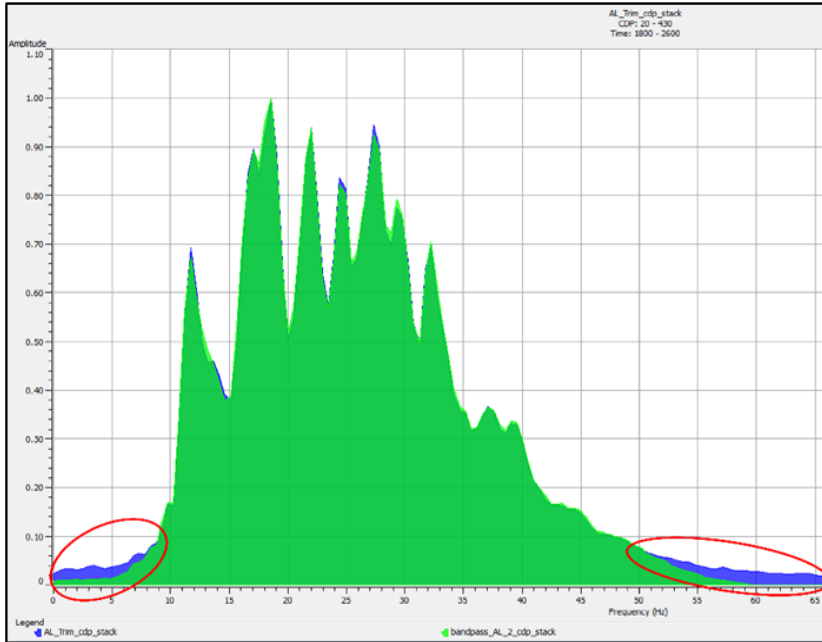
Figure V.19 : CDP avant Trim Statique et après Trim Statique.

➤ **Filtre Passe Bande :**

Est un filtre permet d'atténuer les fréquences en dehors de la bande fréquentielle sismique, qui sont considérés comme des bruits. Ce filtre est caractérisé par les quatre points fréquentiels : Low Cut, High Cut, High pass, et Low pass.

La gamme fréquentielle de ce filtre : (5-10/55-60) Hz.

○ **QC filtre passe bande :**



La **figure(V.20)** : montre le spectre d'amplitude des données sismiques avant et après l'application du filtre passe bande. On voit bien l'effet de ce filtre qui est l'atténuation des bas et hautes fréquences.

Figure V.20 : QC du filtre Passe Bande (spectre d'amplitude avant et après le filtre Passe Bande).

➤ **Filtre Radon :**

C'est un filtre utilisé pour atténuer les bruits aléatoires et distinguer le signal utile. La soustraction des bruits se fait par les étapes suivantes :

- Création d'un modèle de données primaires.
- Utiliser le modèle pour estimer les bruits.
- Soustraire le bruit des données d'entrée.

Les paramètres de ce filtre sont :

- Low Delta-T and High Delta-T :

La différence en temps entre la parabole à offset zéro et à quelques "far" offset.

- Desired Noise/Signal Ratio :

C'est la quantité de bruit désiré au final.

Après plusieurs essais effectués, on a choisi le 4eme :

Test	Low Delta-T	High Delta-T	T max Offset	Desired Noise/signal Ratio
1	-30	200	4498	0.6
2	-10	100	4498	0.6
3	-10	100	4498	0.1
4	-10	100	4498	0.4

Tableau V-6 : Les tests du filtre Radon

La (figure V.21) montre l'alignement des événements sismiques après avoir utilisé les paramètres de test 4 :

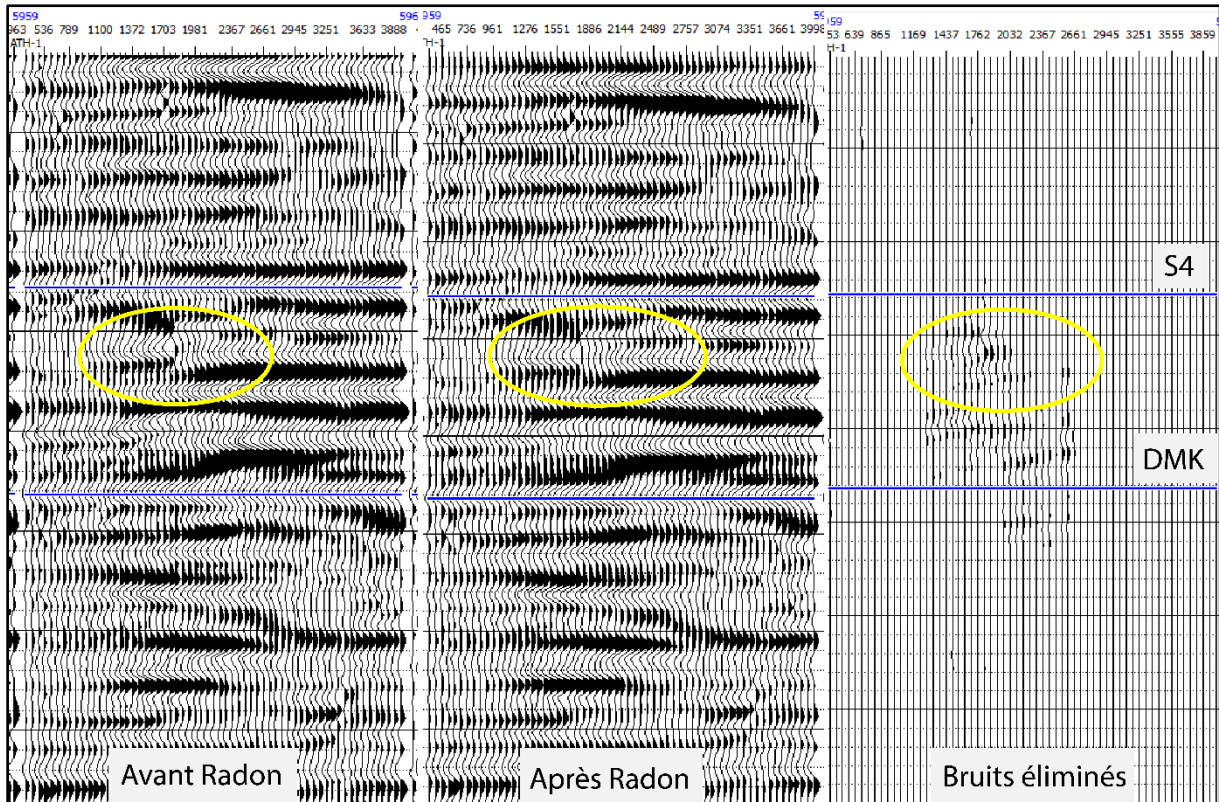


Figure V.21 : Application du filtre Radon sur les données sismiques.

○ QC du filtre Radon :

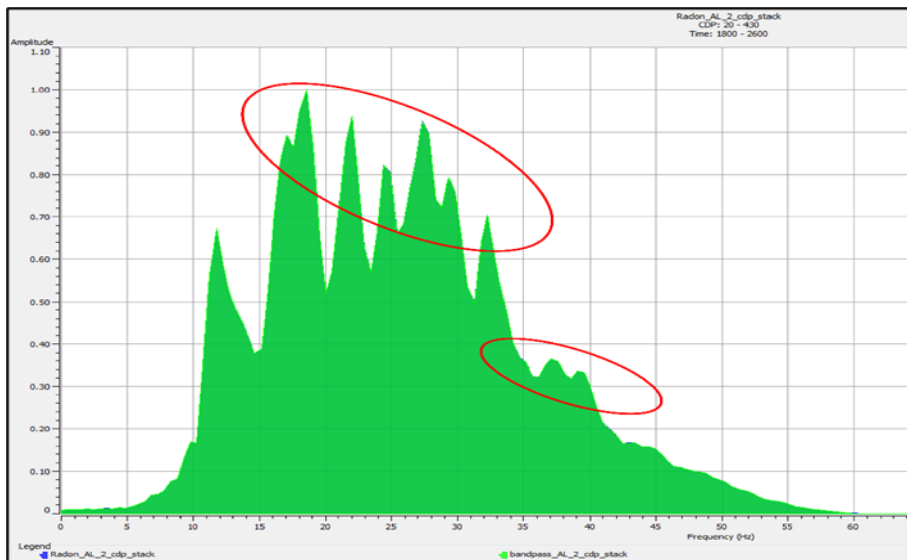


Figure V.22 : Spectre d'amplitude avant appliquer le filtre Radon et après Radon.

La **figure (V.22)** montre le spectre d'amplitude des données sismiques avant et après l'application du filtre radon. Nous voyons qu'il a une bonne correspondance entre le spectre d'amplitude avant et après l'application de filtre Radon, cela signifie que les amplitudes utiles n'ont pas affecté.

➤ **Transformation CDP gathers :**

Afin d'effectuer l'inversion pré-stack il est indispensable de convertir CDP gathers en Angles gathers.

La conversion Offset-to-angle se fait à l'aide de la relation géométrique :

$$\text{Tang } \Theta = \frac{x}{2d} \quad (\text{V-3})$$

Tel que :

X : offset.

Θ : angle d'incidence.

d : profondeur.

$$d = \frac{V_{rms} t_0}{2} \quad (\text{V-4})$$

V_{rms} : vitesse quadratique moyenne.

t_0 : temps verticale double.

Le passage CDP gather-angle gather nécessite une loi de vitesse, la vitesse utilisée est celle appliquée lors de la correction dynamique (NMO).

Après avoir introduit la loi de vitesse, on obtient alors les données sismiques en fonction de l'angle d'incidence :

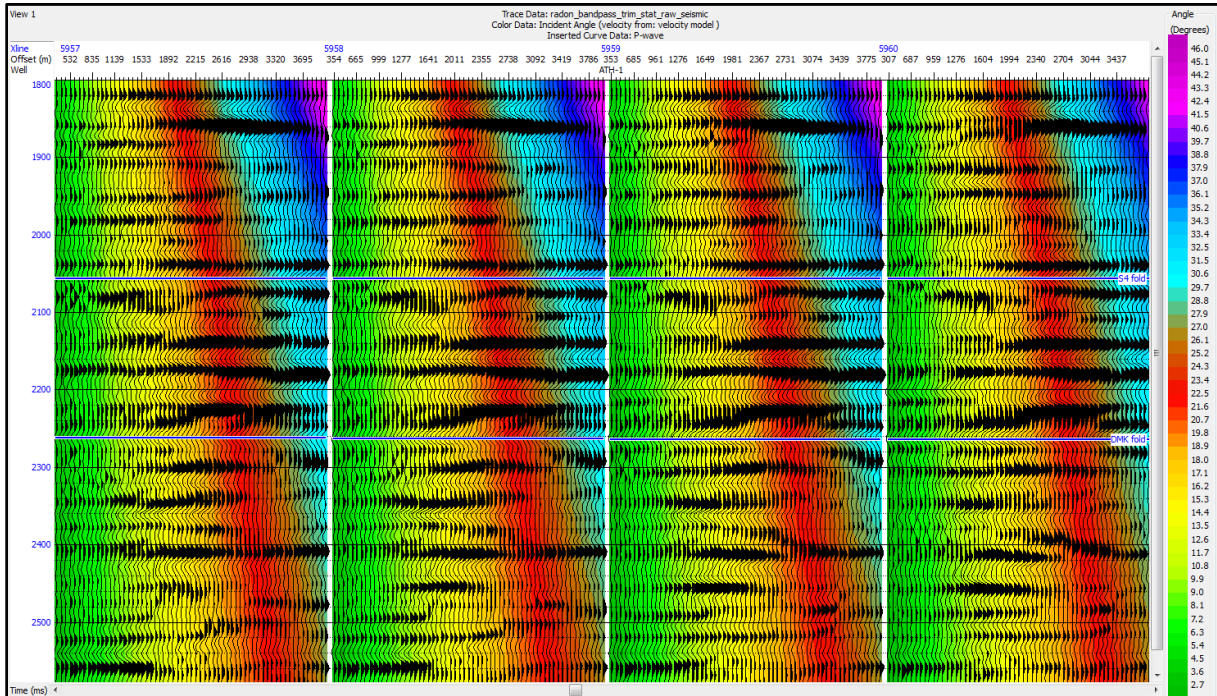


Figure V.23 : CDP gathers, attribut de couleur : Angle d'incidence.

La Figure (V.23) Représente les données sismiques en fonction de l'angle d'incidence

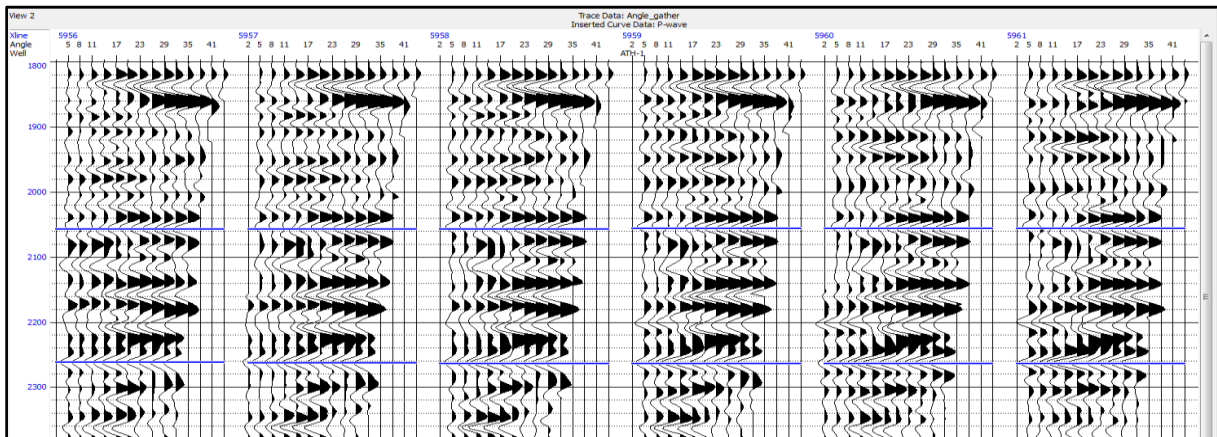


Figure V.24 : Angle gather.

➤ **Subdivision de la plage d'angle en 3 domaines**

Après l'analyse des angles gathers (**figure V.24**), la plage des angles d'incidence qui est

[2-32°] est divisée en trois gammes :

[2-14°] angle stack **Near**.

[12-22°] angle stack **Middle**.

[20-32°] angle stack **Far**.

V.4 Corrélacion et Extraction de l'ondelette :

L'inversion sismique pré-stack dépend essentiellement de l'estimation précise de l'ondelette, parce que cette dernière est considérée comme la quantité qui relie la réponse enregistrée et les paramètres du sous-sol.

Parmi les méthodes d'extraction de l'ondelette qu'il existe, on peut citer :

- La méthode statistique
- La méthode des moindres carrées
- La méthode de la phase constante
- La méthode de Roy White (méthode déterministe).

Concernant notre étude, on a utilisé : la méthode statistique.

➤ **Extraction des ondelettes statistiques :**

La méthode statistique qui se base sur les données sismiques pour obtenir le spectre d'amplitude de l'ondelette, En effectuant l'autocorrélation de la trace sismique au voisinage de chaque puits.

Les trois ondelettes statistiques obtenues pour les quatre puits sont montrées dans la (**figure V.25**) suivante :

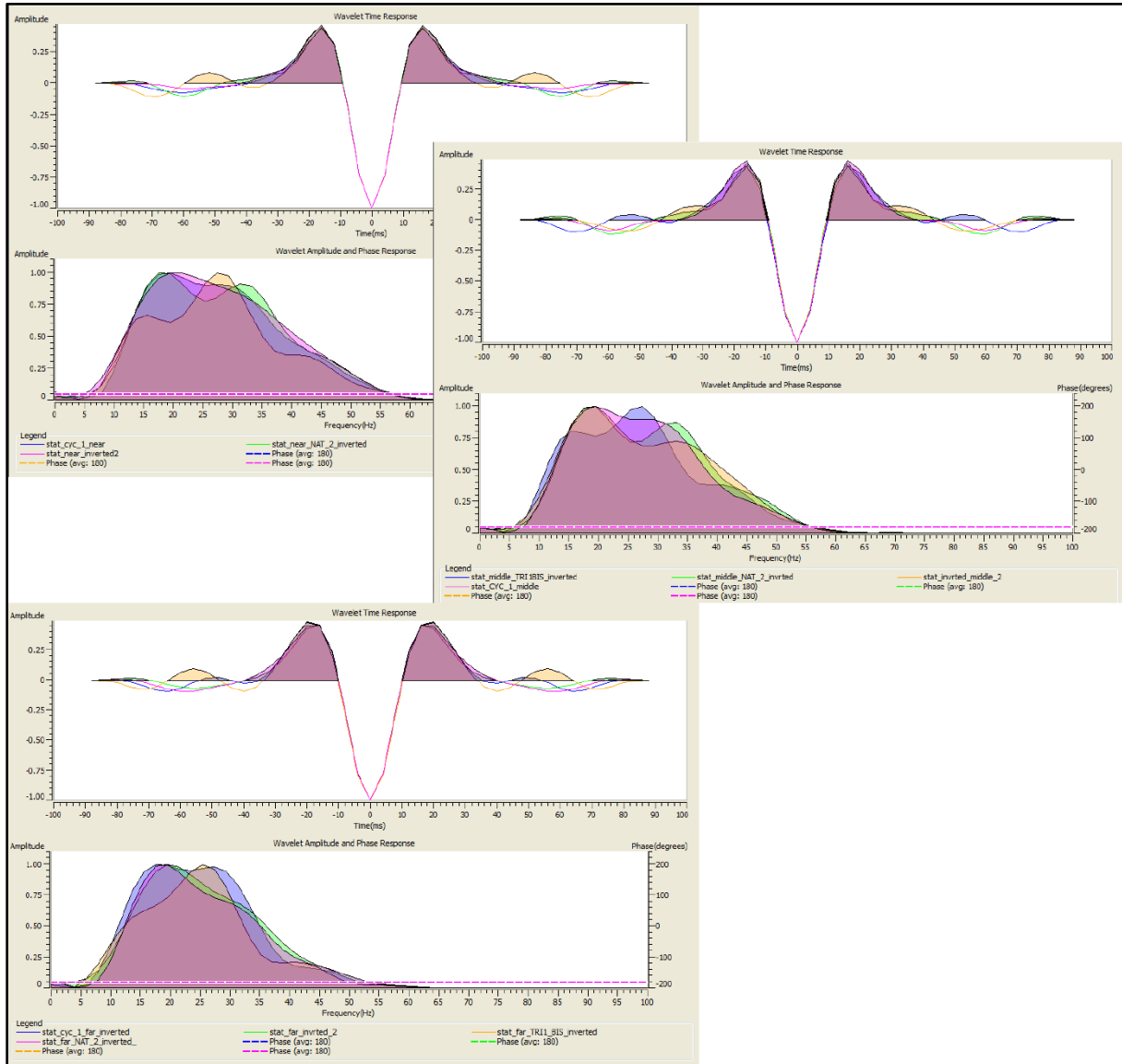


Figure V.25 : Les ondelettes statistiques des quatres puits.

➤ **Corrélation entre les données de puits et les données sismiques (extraction de spectre de phase de l'ondelette) :**

Après l'extraction de spectre d'amplitude de l'ondelette, le spectre de phase reste toujours nul. Donc, on doit le tirer en effectuant la corrélation entre les données sismiques et les données de puits pour chaque puit et chaque gamme d'angle d'incidence.

Le concept de la corrélation (**le calage**) est la mesure de degré de ressemblance entre la trace synthétique calculée (résultant de la convolution entre la série de réflectivité avec l'ondelette statistique extraite dans l'étape précédente), et la trace sismique réelle.

Il faut noter que, la série de réflectivité utilisée pour construire la trace synthétique est calculée en utilisant les données de puits (log densité et log sonique) pour calculer l'impédance acoustique.

Pour réaliser une trace synthétique on est besoin d'un log sonique calibré à l'aide des enregistrements de VSP (check-shots) pour les raisons suivantes :

- Les temps enregistrés par le sonique ne sont pas des temps doubles, donc les vitesses estimées sont des vitesses instantanées.
- L'enregistrement du log sonique est réalisé seulement dans la partie où se trouve l'objectif, par conséquent le log doit être complété en surface par l'enregistrements des check-shots.
- Le phénomène de dispersion d'ondes, en d'autres termes la bande fréquentielle du log sonique est très supérieure à celle de la sismique.

Les principaux buts de la corrélation (**le calage**) des données de puits aux données sismiques sont :

Identification des horizons sismiques correspondants à des événements géologique.

Estimation des ondelettes nécessaires pour l'inversion.

Correction de la table de conversion temps profondeur et en suite, ramener les horizons et les tops au même niveau.

La corrélation est réalisée pour chaque gamme d'angles et chaque puits comme (**figures V.26**) suivantes montrent :

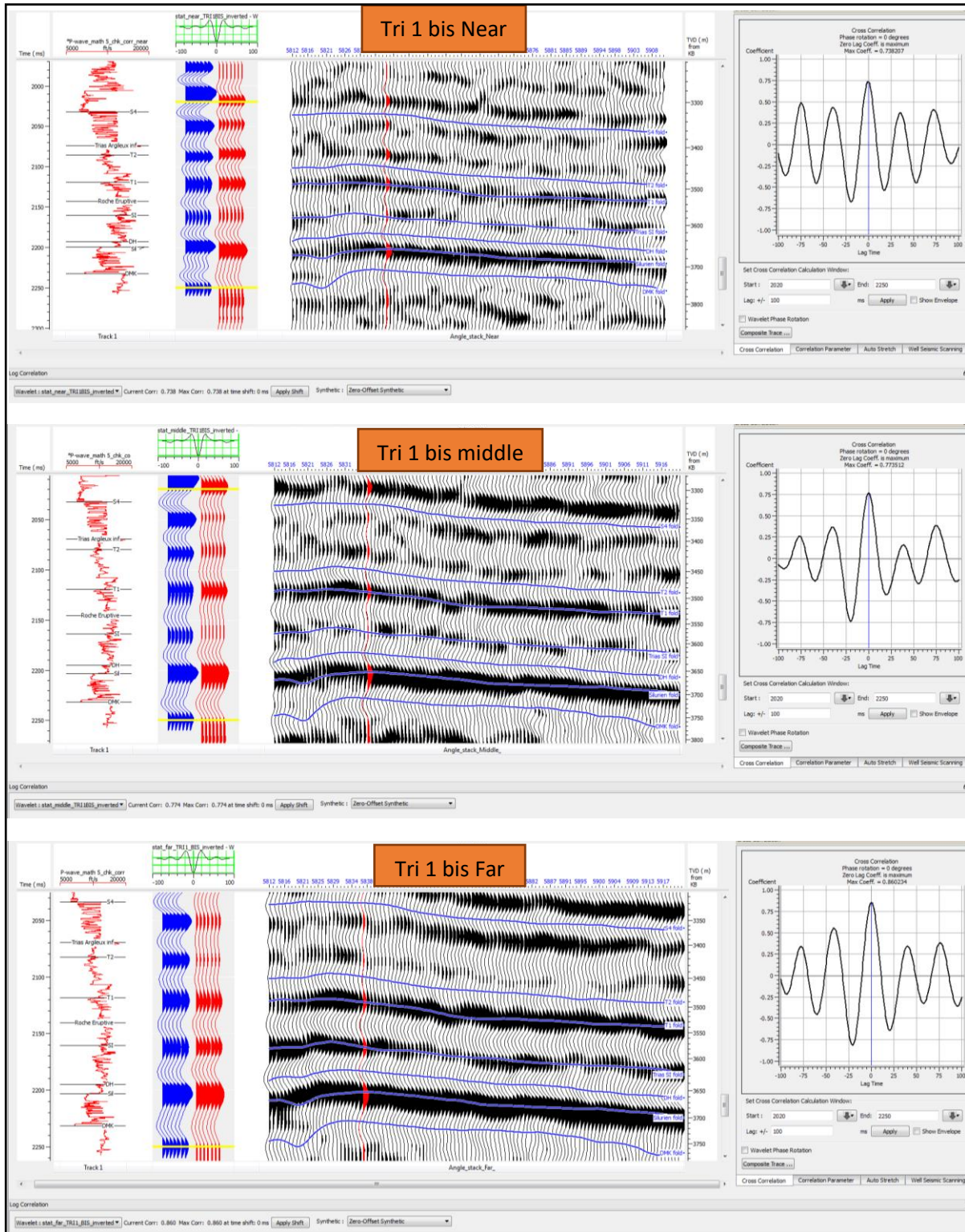


Figure V.26 : Corrélation des trois gammes puit TRI 1 BIS.

Après cette corrélation et l'obtention des bons résultats, il ne reste que l'extraction des ondelettes moyennes (**figure V.27**) qui seront utilisées dans l'inversion, pour chaque gamme d'angle on obtient :

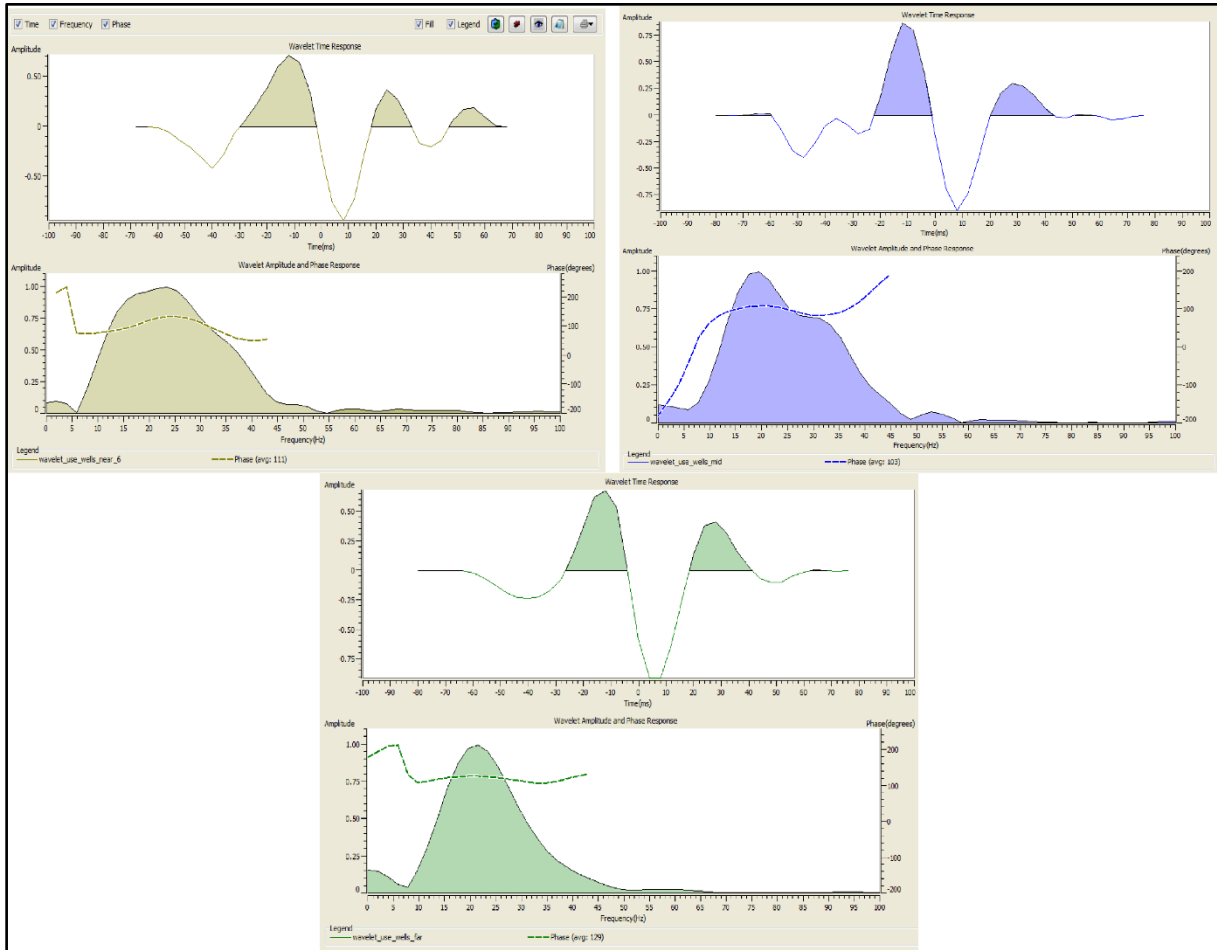


Figure V.27 : Les ondelettes moyennes des trois gammes.

La (Figure V.27) Représente les ondelettes moyennes pour chaque gamme. Les phases des ondelettes obtenues sont :

Near = 111°.

Middle = 103°.

Far = 129°.

V.5 Construction des modèles initiaux :

Les modèles initiaux bas fréquents sont le point de départ de l’algorithme d’inversion. Puisque la résolution du problème inverse en sismique consiste à minimiser la fonction coût c’est-à-dire l’écart entre les données réelles et les données synthétiques de manière itérative.

La construction du modèle initiale s’effectuer par une interpolation et extrapolation des enregistrements de puits (P wave, S wave et densité) qui possèdent les vrais paramètres à sa verticale. En se basant sur les horizons sismiques on définit les limites entre les diverses couches du modèle géologique.

Ces modèles initiaux doivent être bas fréquents afin de récupérer les évènements basses fréquences manquants qui ne sont pas enregistrées par les géophones dans l'acquisition ou bien perdues lors du filtrage des puits. Et pour éviter d'insérer des évènements hauts fréquents qui risquent de fausser notre interprétation des résultats final d'inversion.

Les modèles initiaux sont représentés dans les (figures V.28 et V.29).

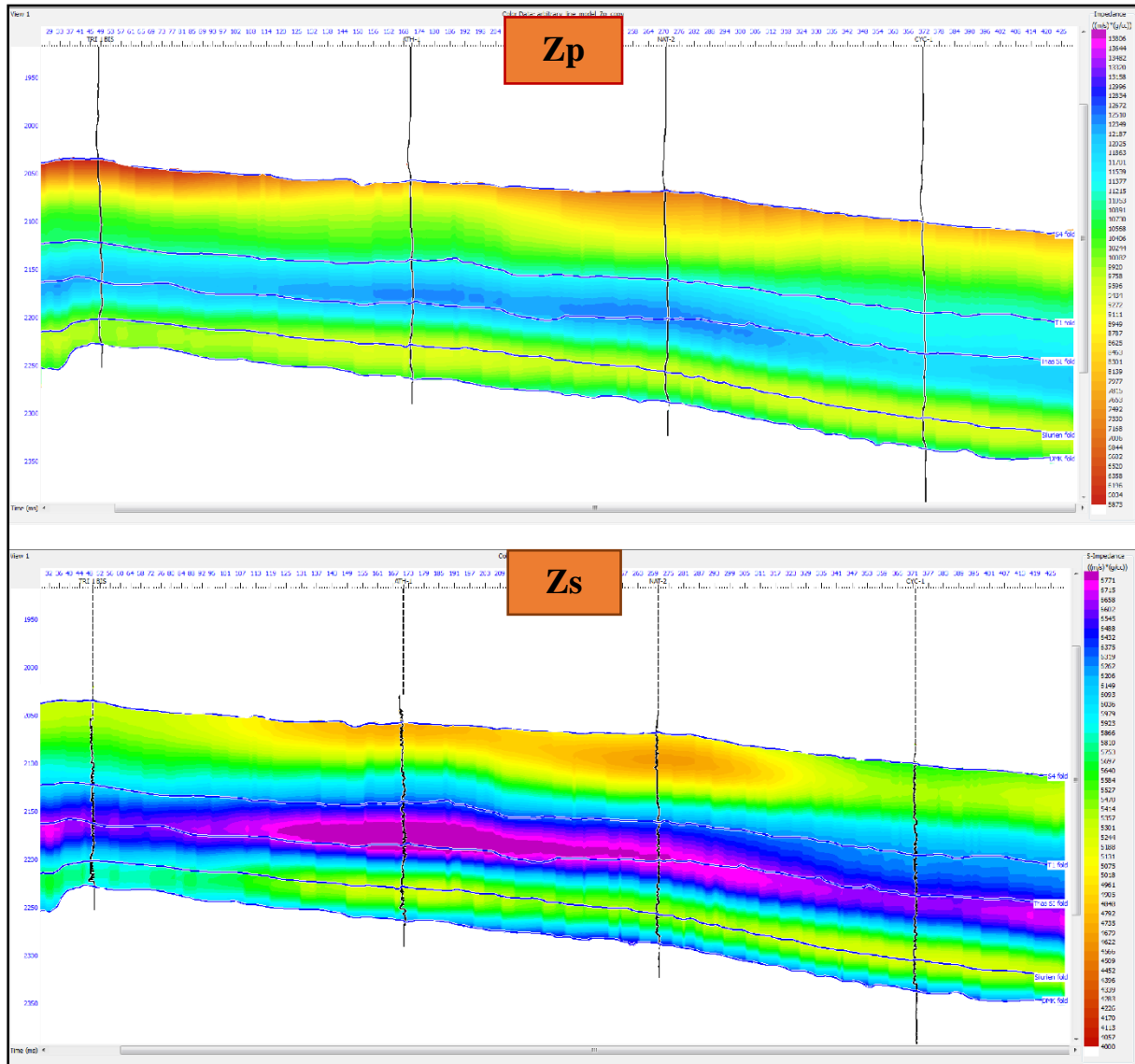


Figure V.28 : Modèles initiaux Z_p , Z_s passant par les quatres puits.

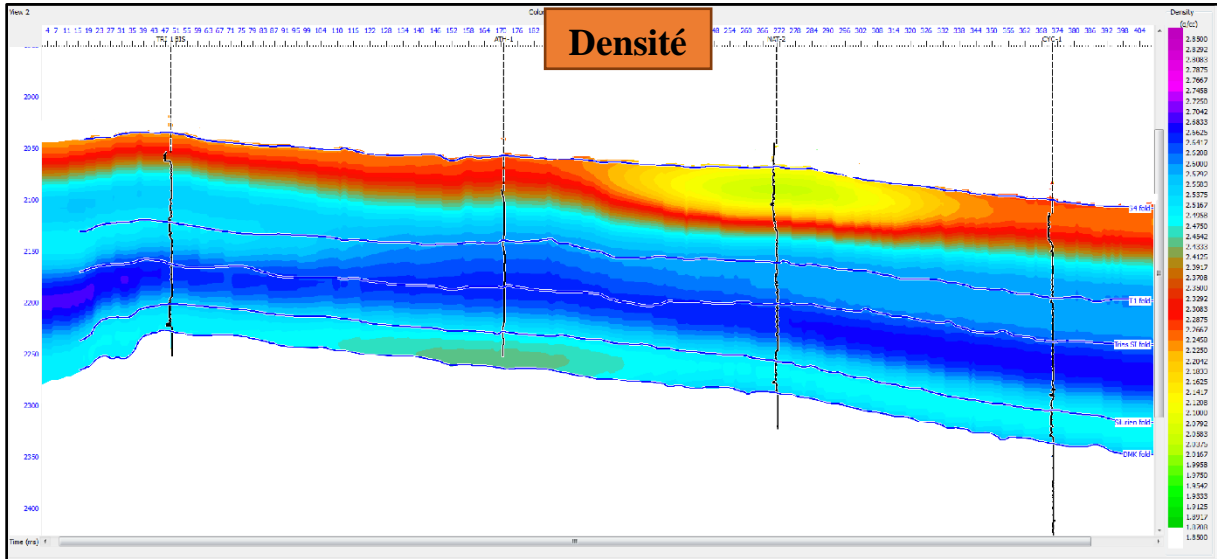


Figure V.29 : Modèle initial de densité passant par les quatres puits.

V.6 Analyse d'inversion au niveau de chaque puits :

Avant d'effectuer l'algorithme d'inversion sur tout le volume sismique. En entame l'analyse d'inversion aux niveaux des puits (**figures V.31 et V.32**) afin d'affirmer de l'efficacité de cet algorithme. Car à la base de cette vérification qu'on va inverser le volume sismique, une erreur dans les paramètres de l'inversion au niveau des puits mène alors à une inversion erronée.

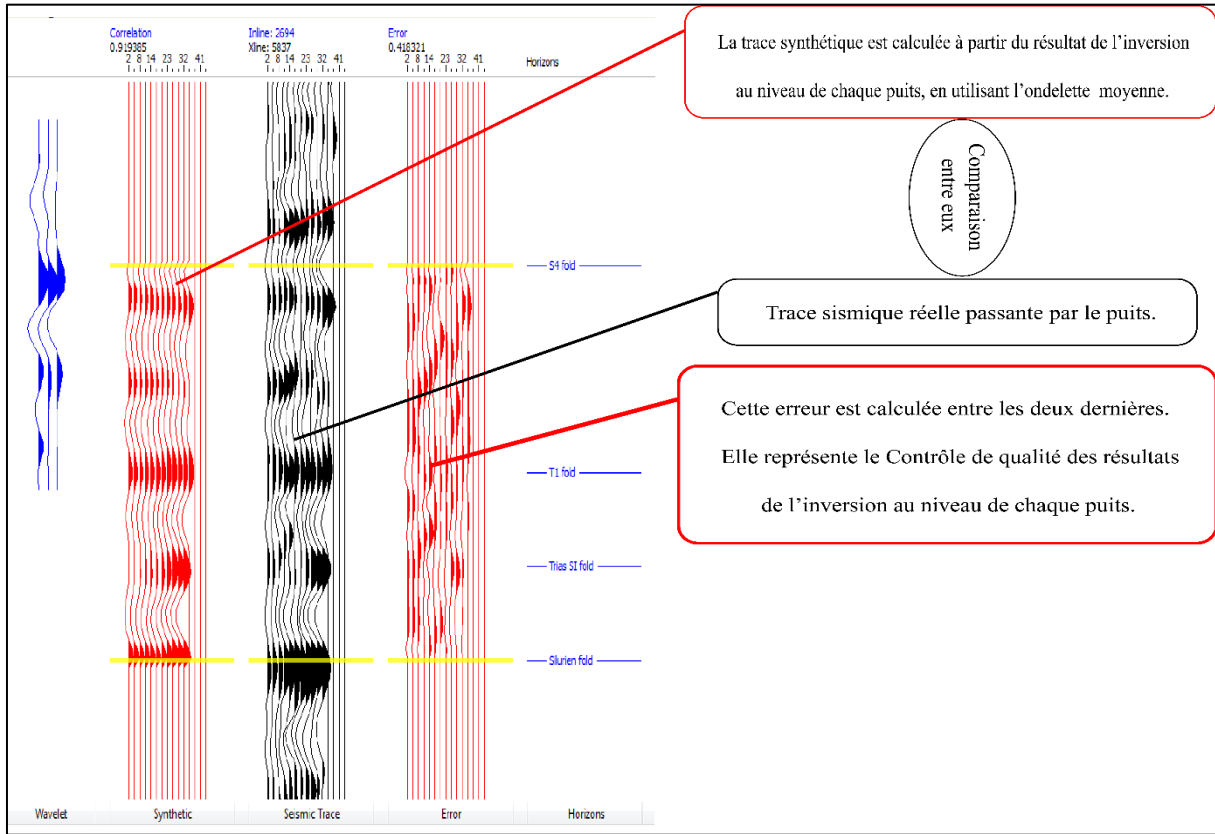
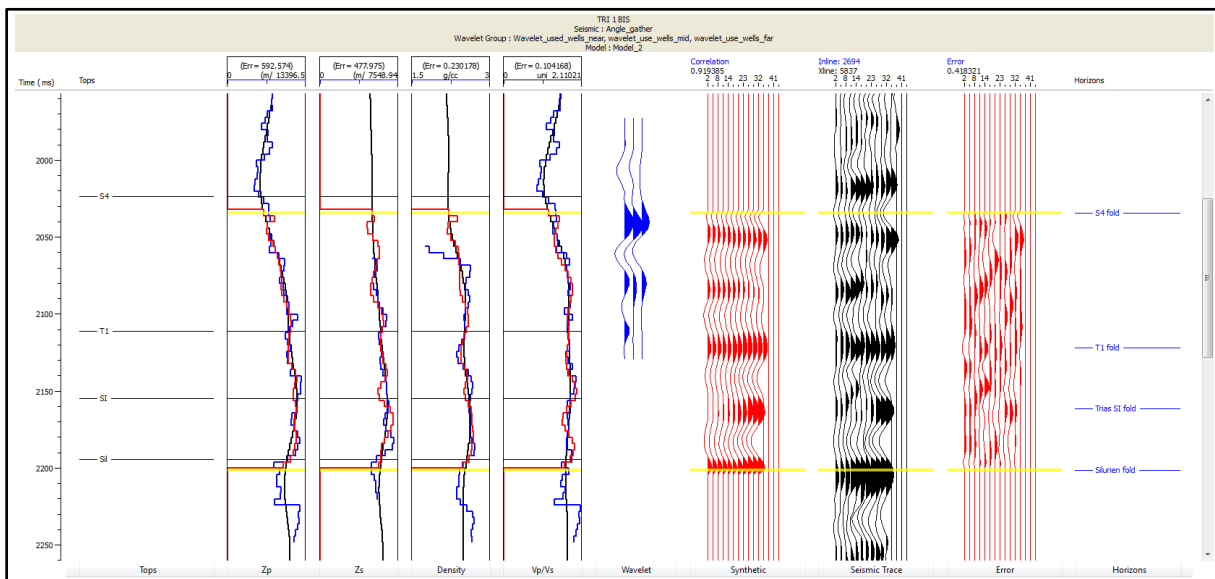


Figure V.30 : Comparaison entre la trace sismique réelle & la trace synthétique.

Après plusieurs analyses, on a choisi :

- Nombre d'itérations : 33.
- La fenêtre d'inversion entre les deux horizons (S4 et Silurien).



Log original

Résultats d'inversion

Figure V.31 : Analyse d'inversion au niveau de puit TRI 1 BIS.

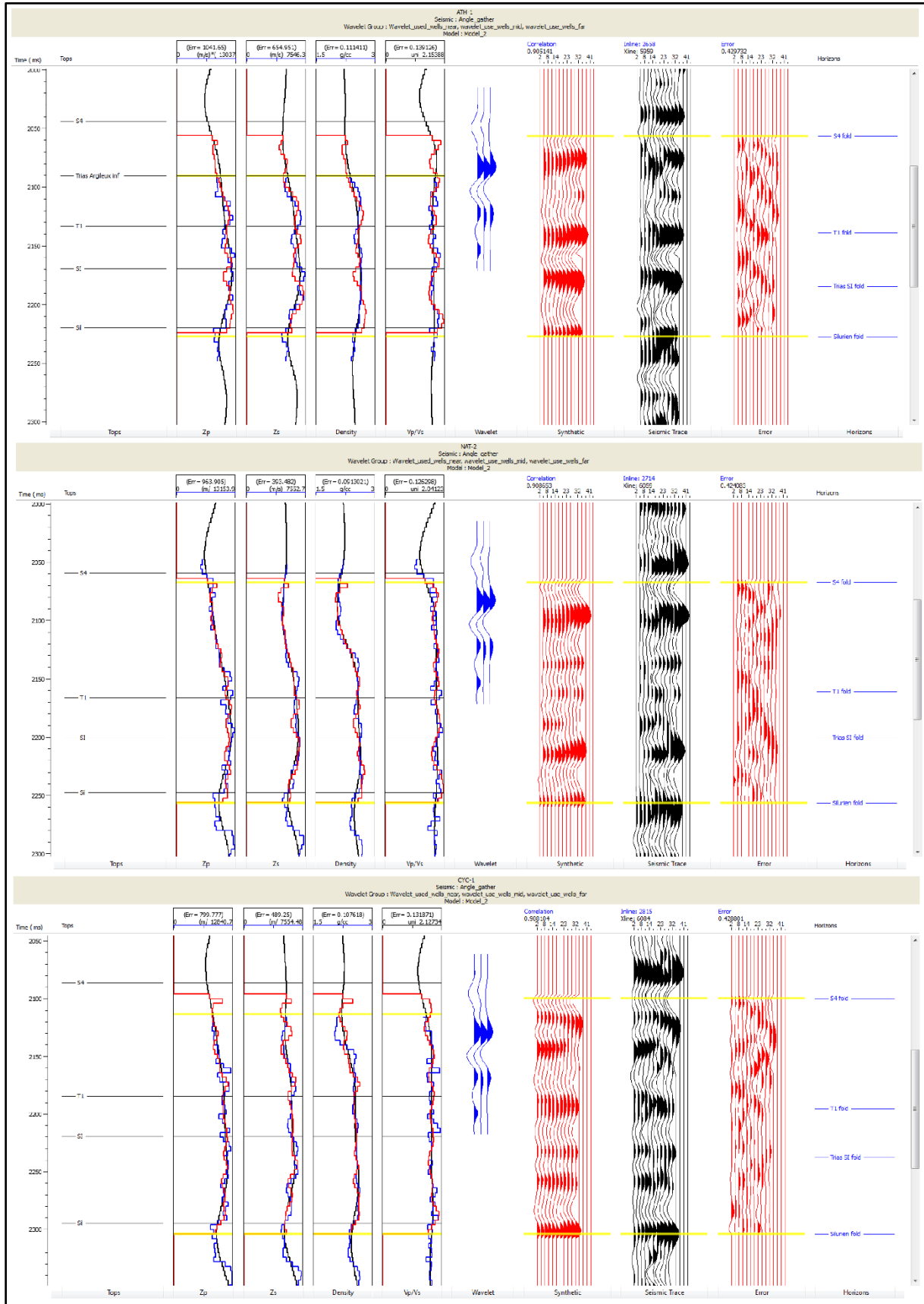


Figure V.32 : Analyse d'inversion aux niveaux des puits ATH-1, NAT-2 et CYC-1.

V.8 Contrôle de qualité de l'inversion :

Pour évaluer les résultats de l'inversion sur le volume sismique, nous avons effectué un contrôle qualité aux niveaux des puits ATH-1, NAT-2, TRI 1 BIS, et CYC-1.

Le processus de ce contrôle consiste à comparer les logs des différents attributs mesurés : l'impédance acoustique des ondes P (Z_p), des ondes S (Z_s), le log de densité et le rapport V_p/V_s avec les logs résultants de l'inversion des mêmes paramètres réalisées sur le volume sismique. Également comparer les traces sismiques synthétiques issues de l'inversion avec les traces sismiques correspondantes des données sismiques au niveau des puits. Cette comparaison a été traduit comme suit (figures V.33).

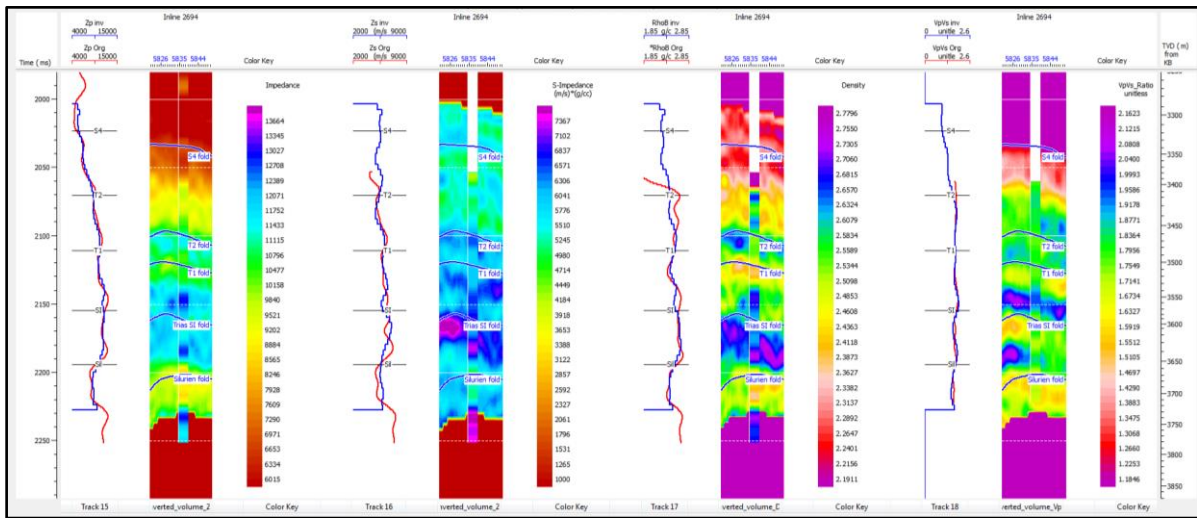


Figure V.33 : QC de l'inversion sismique au niveau du puit TRI 1 BIS.

V.7 Inversion sur tout le volume :

Après analyser les paramètres de l'inversion et valider la bonne qualité des résultats de l'inversion au niveau de chaque puits, on arrive à la dernière étape dans l'enchaînement de l'inversion sismique simultanée qui consiste à lancer l'algorithme de l'inversion sur tout le volume sismique (figures V.34 et V.35).

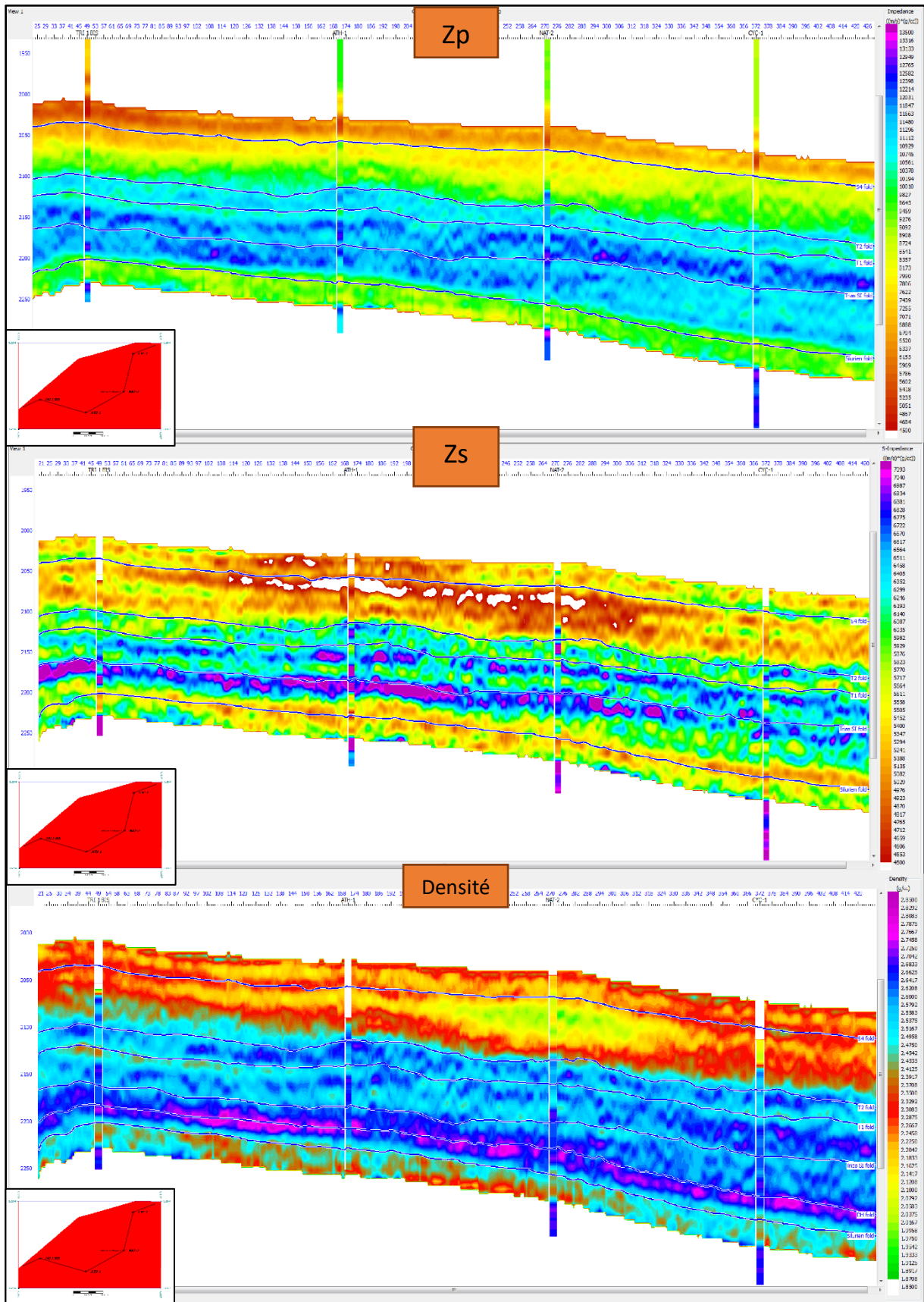


Figure V.34 : Résultats d'inversion Z_p , Z_s et densité sur la ligne arbitraire passant par les quatres puits.

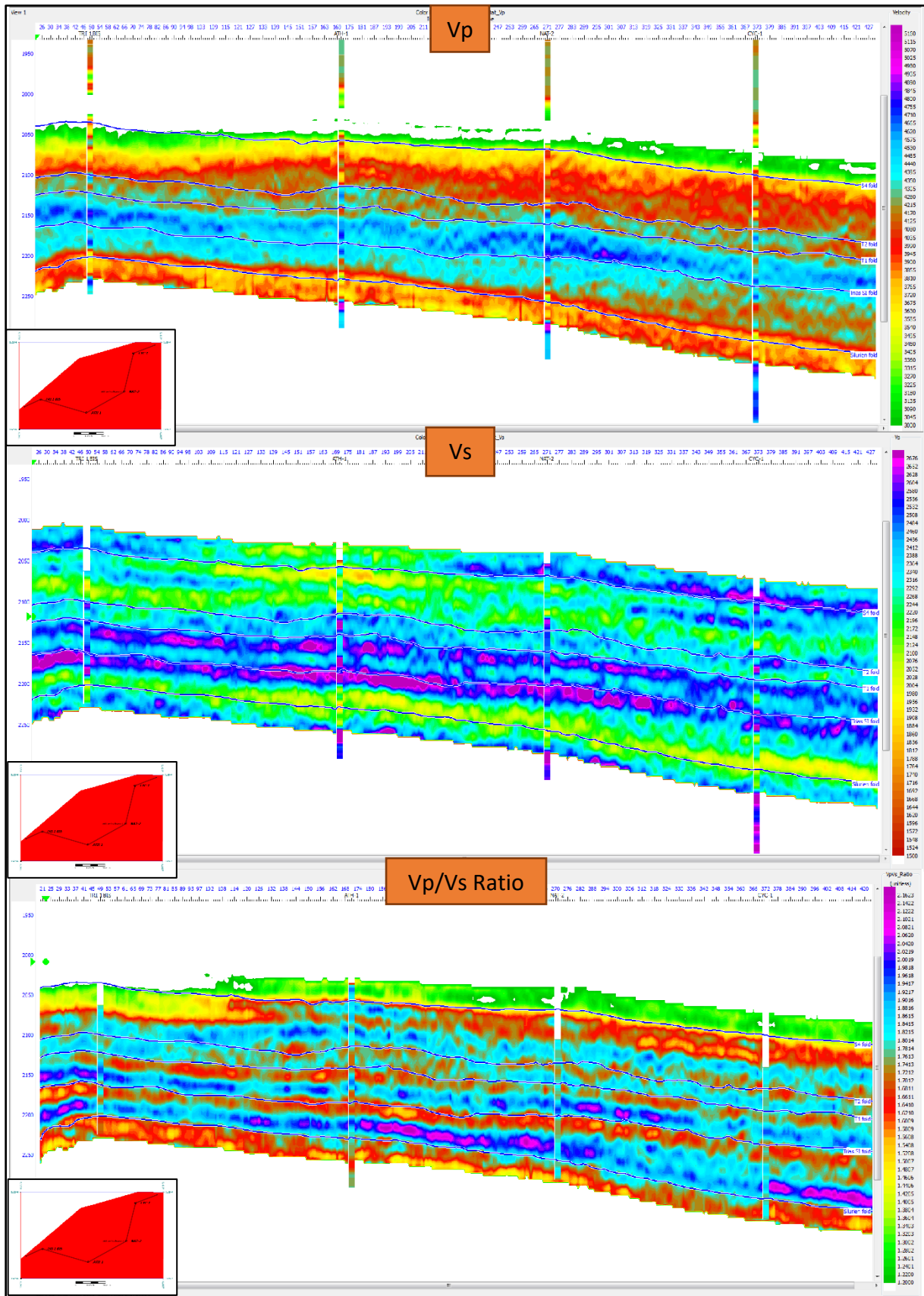


Figure V.35 : Résultats d'inversion Vp, Vs et rapport Vp/Vs sur la ligne arbitraire passant par les quatres puits.

V.9 Estimation des paramètres élastiques :

Le principal but de l'inversion pré-stack c'est la détermination de la distribution spatiale des paramètres élastiques (coefficient de poisson σ , Mu Rho, et λ Rho).

A partir des résultats de l'inversion Z_p , Z_s et densité ρ ; on peut les générer par l'application des formules suivantes :

$$\sigma = \frac{1/2\left(\frac{V_p}{V_s}\right)^2 - 1}{\left(\frac{V_p}{V_s}\right)^2 - 1} \quad (\text{V-5})$$

$$\mu\rho = Z_s^2. \quad (\text{V-6})$$

$$\lambda\rho = Z_p^2 - 2Z_s^2. \quad (\text{V-7})$$

Les résultats obtenus sont représentés sur la ligne arbitraire qui passe par tous les puits (**Figure V.36 et V.37**).

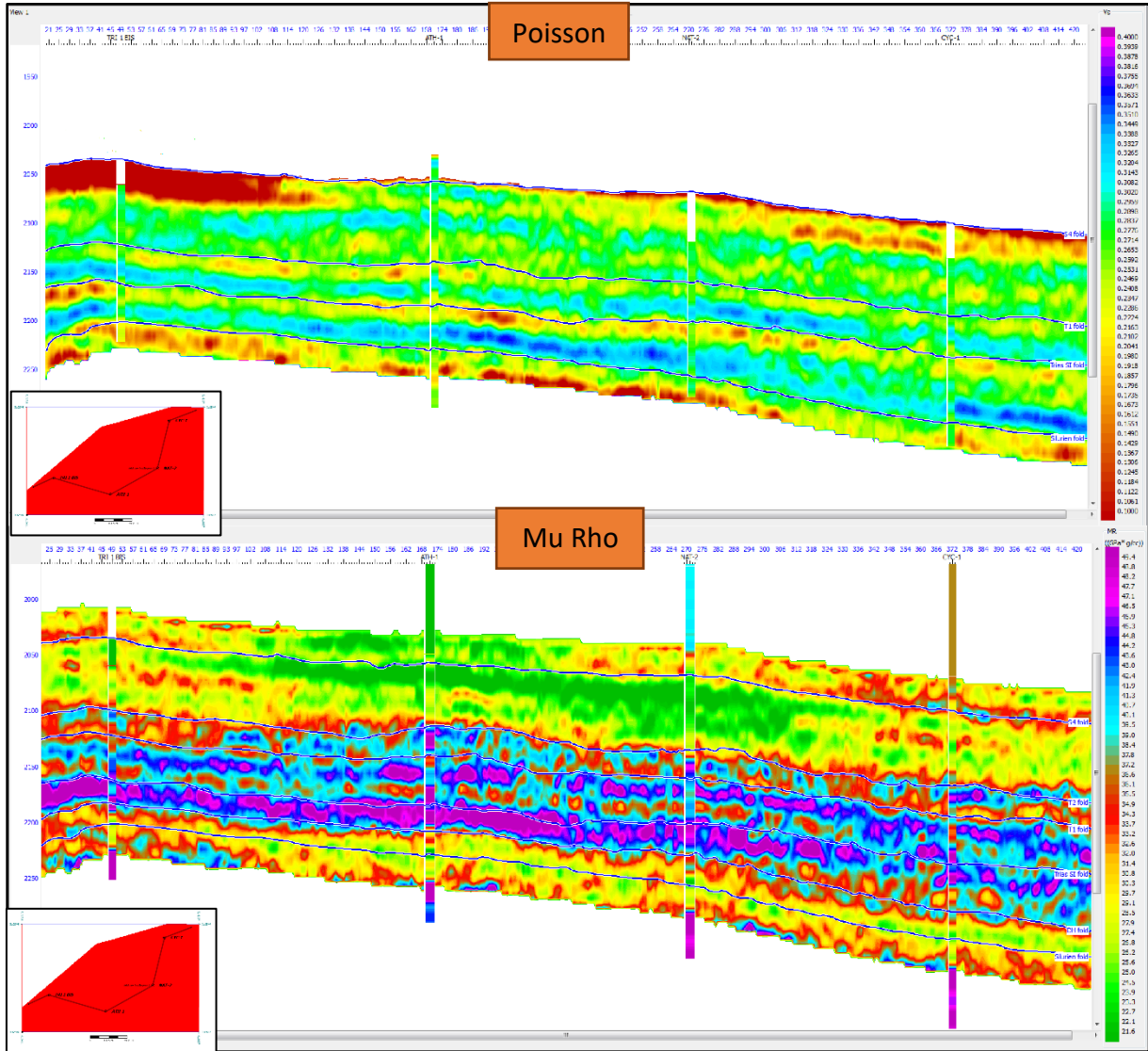


Figure V.36 : Résultats d'inversion : Coefficient de poisson et Mu Rho sur la ligne arbitraire passante par les quatres puits.

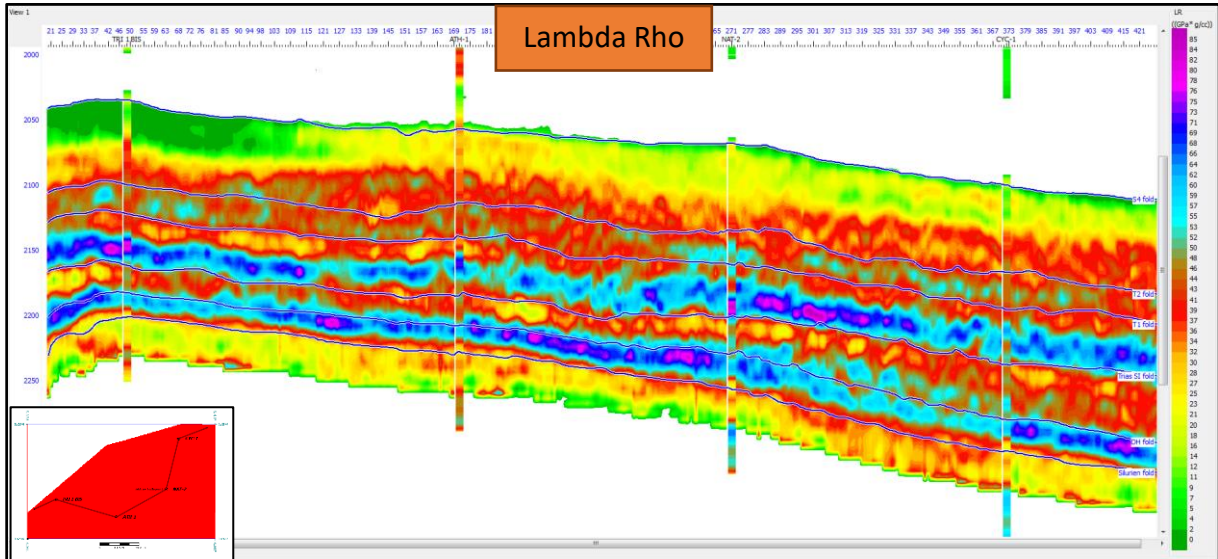


Figure V.37 : Résultats d'inversion Lambda Rho sur la ligne arbitraire passant par les quatre puits.

V.10 Caractérisation du réservoir triasique :

La caractérisation sismique des réservoirs consiste à prédire les paramètres pétro-physique du réservoir, la lithologie et le contenu en fluide (V_{sh} , $Phie$ et Sw), à l'aide des outputs de l'inversion simultanées pré-stack, les paramètres pétro-physiques (logs), et les attributs sismiques.

Pour atteindre les résultats voulus on utilise la méthode de la régression multilinéaire (module Emerge).

Emerge est un module de prédiction dans le logiciel Hampson-Russell. Ce module permet de prédire les volumes des différentes propriétés de la roche tels que : V_{sh} , porosité effective, et Sw ...etc. à l'aide des diagraphies et d'attributs internes issus des données sismiques et les attributs externes issus des résultats d'inversion. Sachant que ce module requies des données bien conditionnées.

Workflow (**figure V.38**) de génération des volumes pétro-physique par module Emerge.

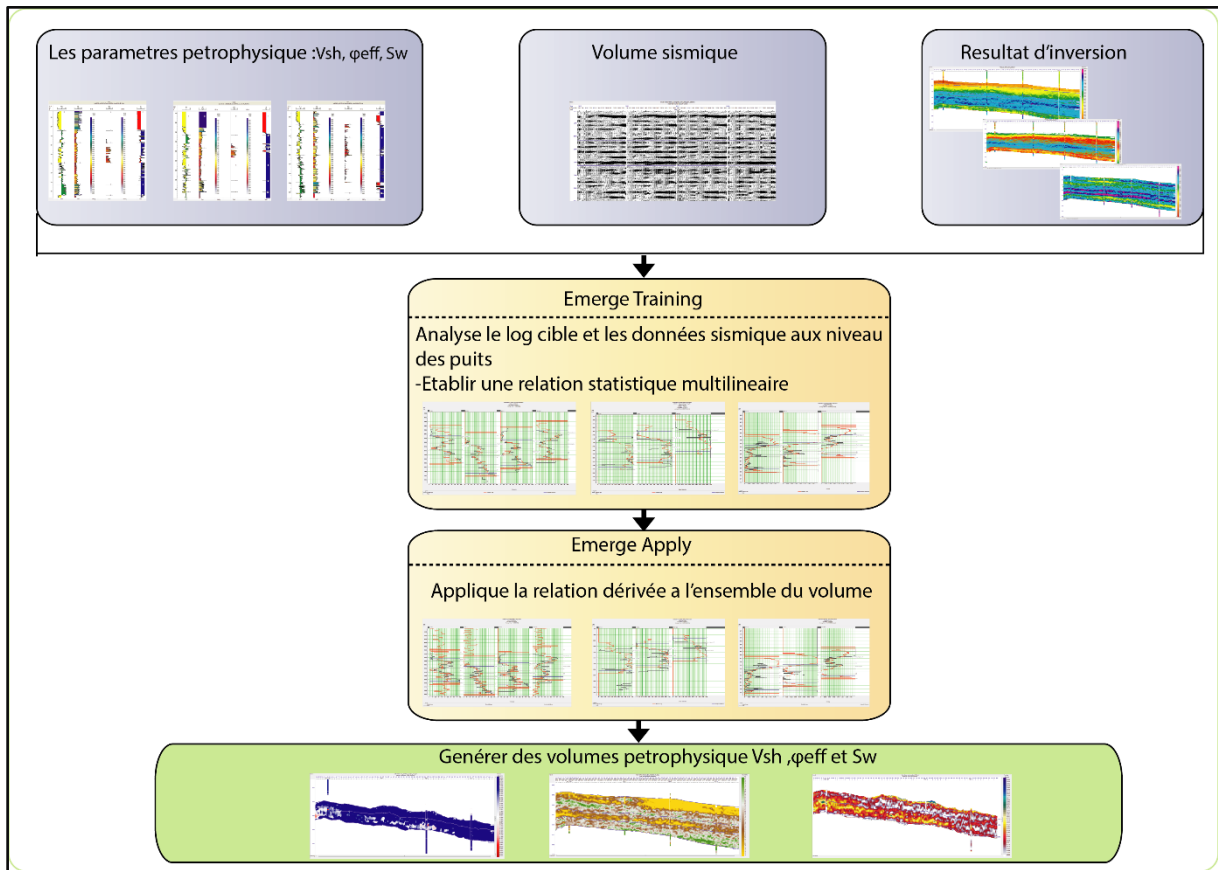


Figure V.38 : Principe de fonctionnement du module EMERGE.

V.10-1 Génération des volumes d'argile, volume de porosité effective et saturation :

➤ **Volume d'argile par la méthode Multi-Attribut :**

Tout d'abord, on importe les données d'entraînements des 4 puits ATH-1, NAT-2, TRI 1 BIS et CYC-1, dans notre module Emerge training (figures V.39, V.40, V.41, et V.42). Afin d'établir une liste d'attributs qui converge vers l'erreur de prédiction la plus optimale en utilisant le processus de stepwise regression.

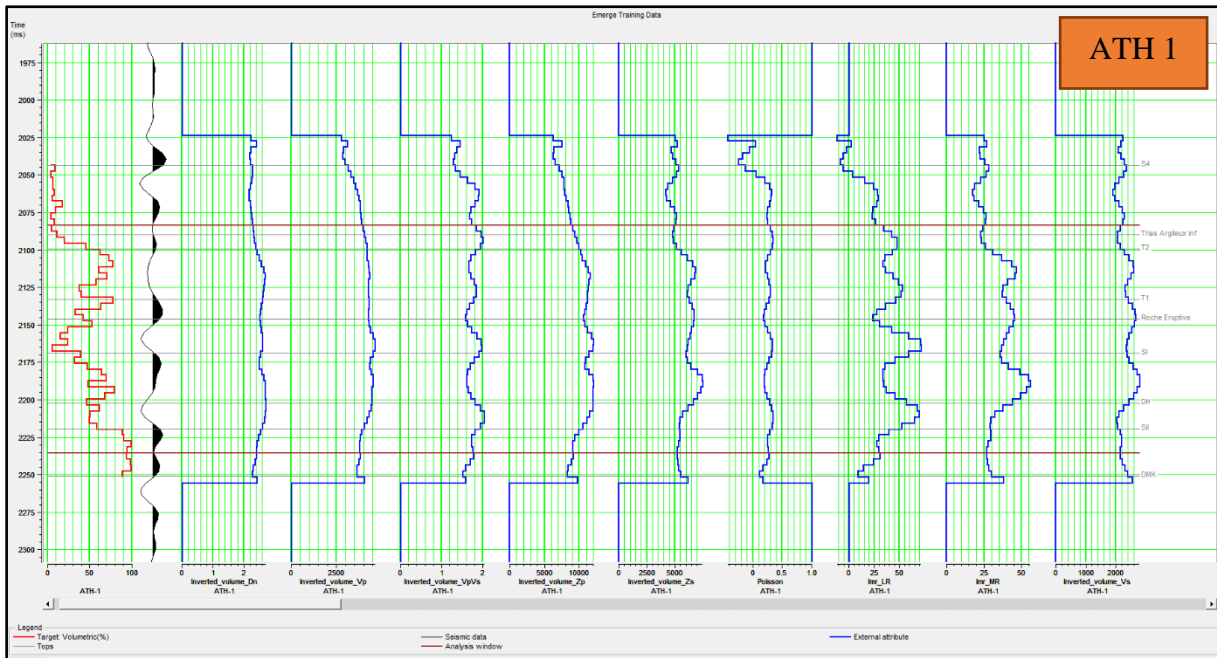


Figure V.39 : Les données d'entraînement de puit ATH-1.

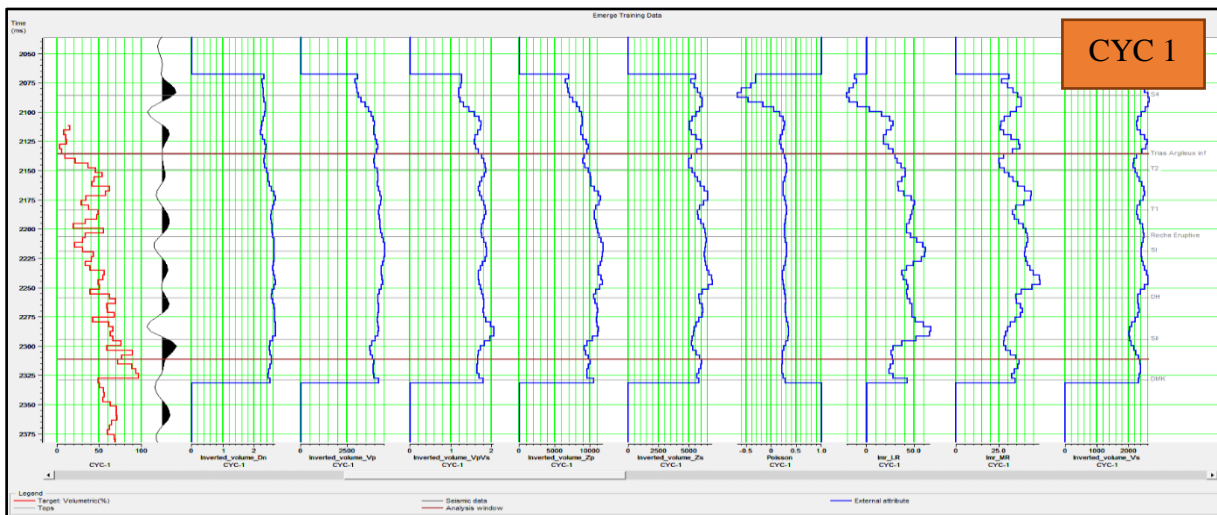


Figure V.40 : Les données d'entraînement de puit CYC-1.

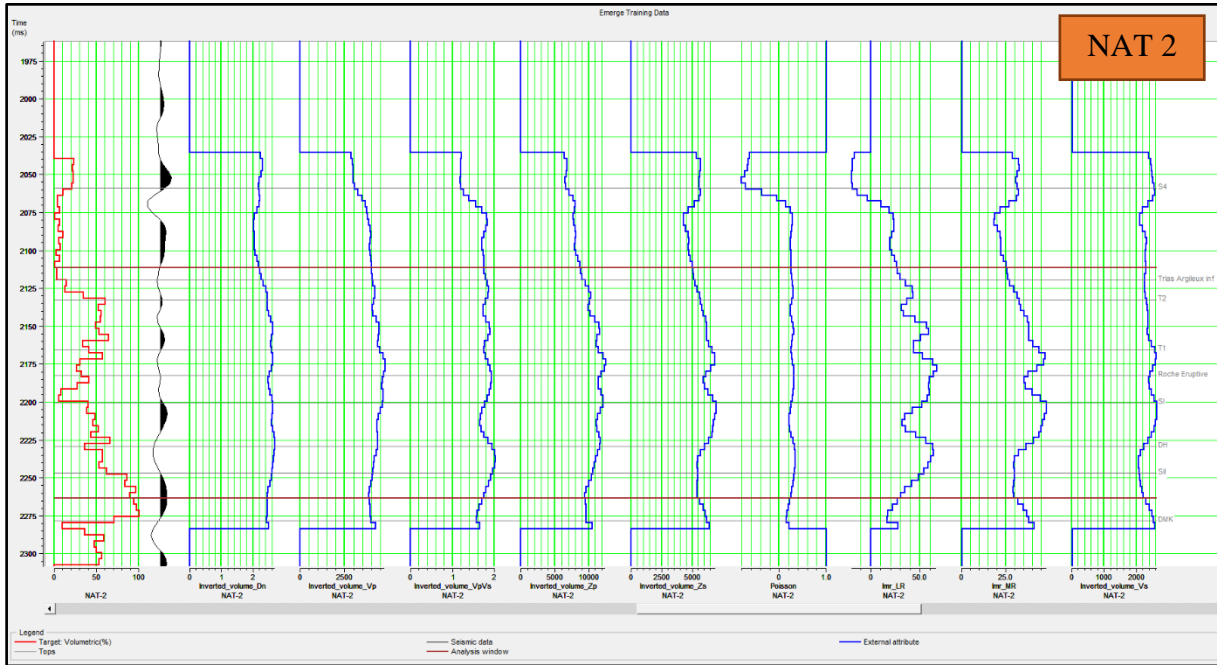


Figure V.41 : Les données d'entrainement de puit NAT-2.

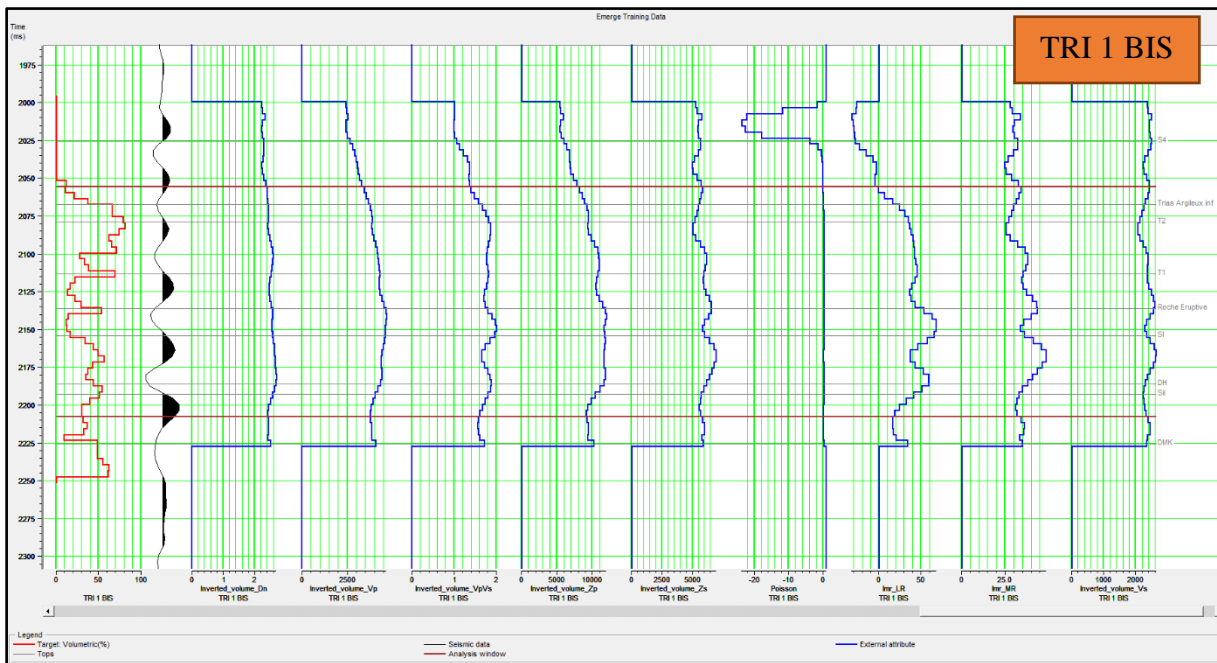


Figure V.42 : Les données d'entrainement de puit TRI 1 BIS.

On définit un nombre d'attributs à utiliser qui est de 20 (figure V.43), et l'algorithme 'stepwise regression' commence à les trier par ordre décroissant.

	Target	Final Attribute	Training Error	Validation Error
1	Volumetric	1 / (Inverted_volume_Vs)	17.589897	19.111880
2	Volumetric	(lmr_MR)**2	14.728092	17.347239
3	Volumetric	(lmr_LR)**2	13.457097	16.233806
4	Volumetric	Filter 45/50-55/60	12.753883	15.668720
5	Volumetric	Amplitude Envelope	11.947169	15.383229
6	Volumetric	1 / (Inverted_volume_Dn)	11.279120	14.695605
7	Volumetric	Amplitude Weighted Cosine Phase	10.731011	14.529484
8	Volumetric	Filter 55/60-65/70	10.390448	14.388971
9	Volumetric	Cosine Instantaneous Phase	10.082315	14.202434
10	Volumetric	Average Frequency	9.786967	14.769650
11	Volumetric	Instantaneous Phase	9.569378	15.335100
12	Volumetric	Amplitude Weighted Phase	9.018942	14.888739
13	Volumetric	(Inverted_volume_VpVs)**2	8.657206	15.510402
14	Volumetric	1 / (Poisson)	8.364799	112.423558
15	Volumetric	Second Derivative	8.133670	111.611964
16	Volumetric	Apparent Polarity	7.921591	104.126258
17	Volumetric	Integrated Absolute Amplitude	7.737748	140.286419
18	Volumetric	Filter 25/30-35/40	7.475816	138.936769
19	Volumetric	(Inverted_volume_Zp)**2	7.373470	124.147724
20	Volumetric	(Inverted_volume_Vp)**2	7.253627	128.788804

Figure V.43 : Les attributs faite par l'algorithme stepwise regression pour générer le volume d'argile.

La décroissance de l'erreur d'entraînement montre que l'erreur de prédiction diminue avec l'augmentation du nombre d'attributs, pour connaître le nombre d'attributs à choisir qui définit notre relation multilinéaire. On fait l'évaluation de l'erreur de validation en fonction du nombre d'attributs comme indiqué (**Figure V.44**).

On constate que les deux courbes suivent une descente en fonction du nombre d'attributs jusqu'à l'attribut numéro **11** où on remarque que la courbe de la validation de l'erreur (en rouge) commence à remonter alors que la courbe de l'erreur de prédiction (en noir) continue à descendre. C'est pourquoi on a choisi 11 attributs, où la loi de prédiction devient locale.

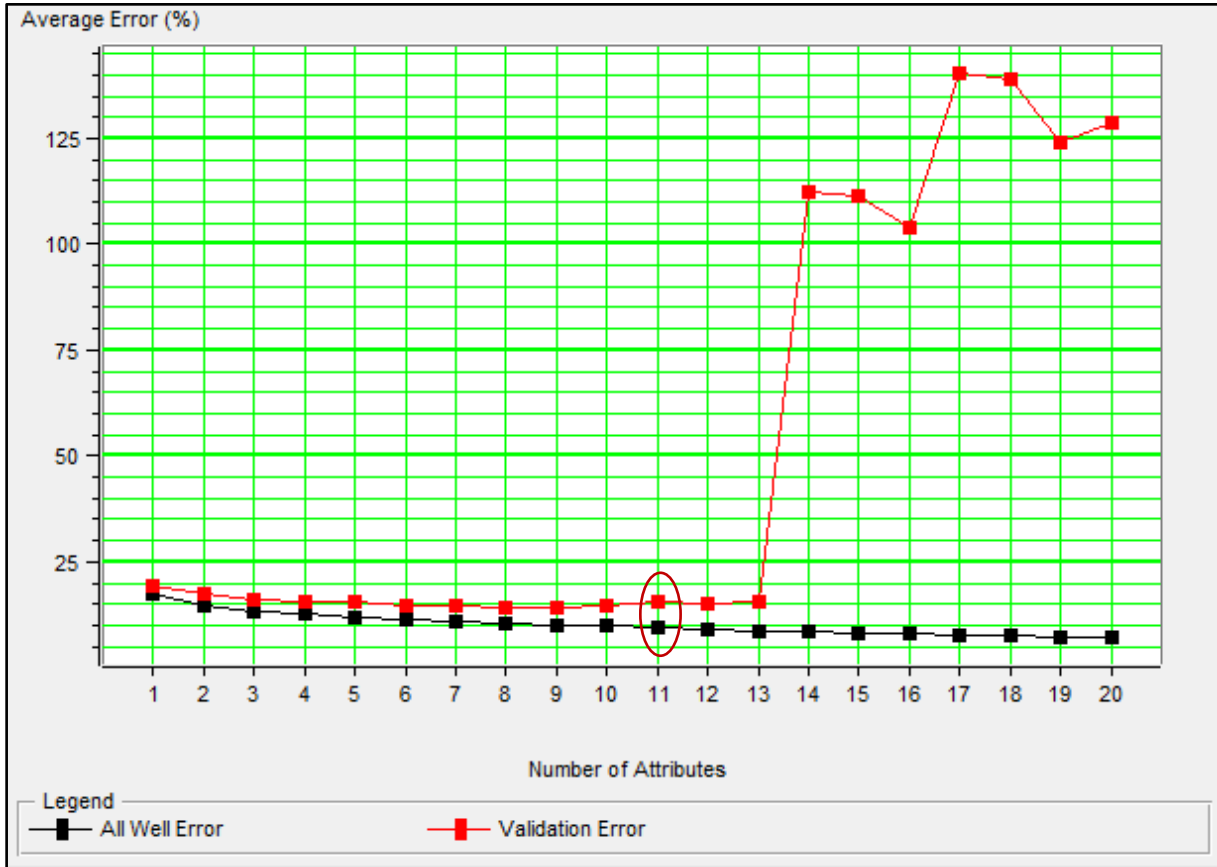


Figure V.44 : Evaluation de l'erreur d'entrainement et l'erreur de validation.

Pour vérifier la fiabilité de notre relation issue de la transformation multi-attributs on fait une application au niveau des quatre puits, afin de générer un log Vsh et le comparer ensuite avec le log Vsh original (**figure V.45**).

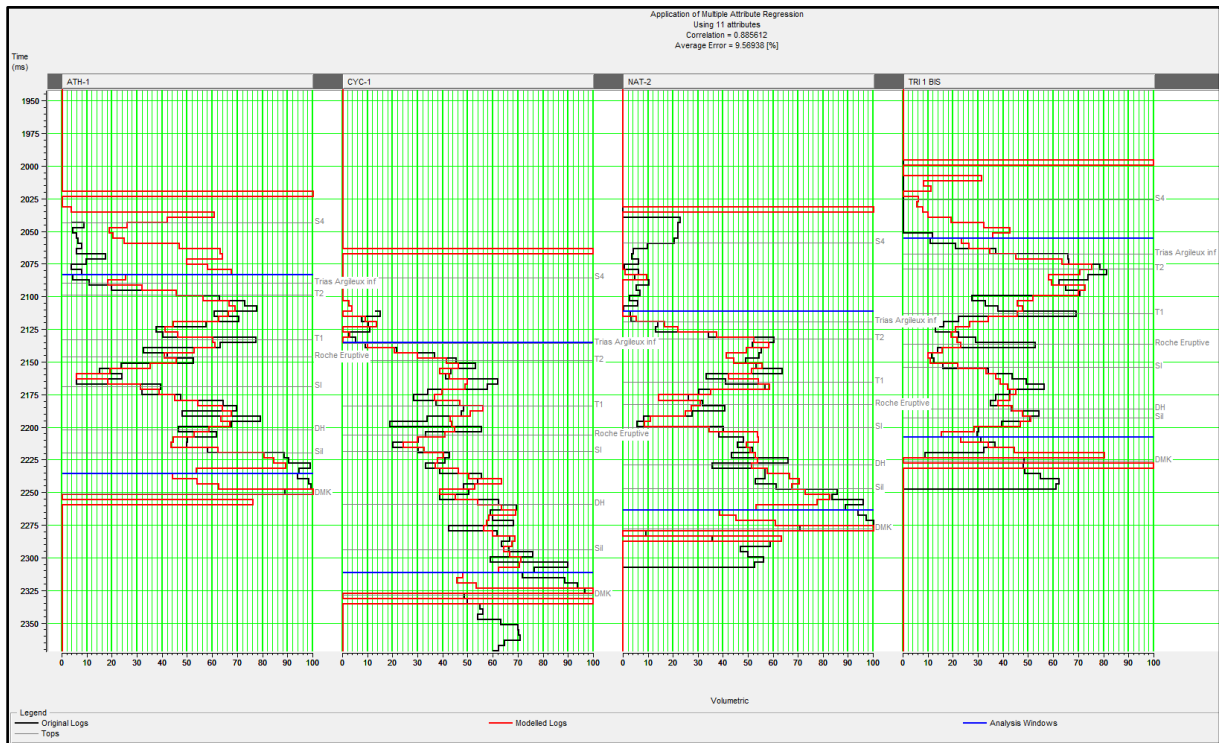


Figure V.45 : Application de la loi générée par la régression multi-attributs au niveau des quatre puits.

On obtient une forte corrélation de **88.5 %** entre log modélisés et ceux originaux avec une faible erreur quadratique moyenne de **9%**.

Pour valider notre relation, on utilise une cross-validation au niveau de volume sismique. La validation montre le résultat de la prédiction au niveau de chaque puits (**figure V.46**). Les quatre puits montrent très peu de changement par rapport à l'application tandis que la corrélation est diminuée **70%**, ainsi qu'une légère augmentation de l'erreur de **15%**.

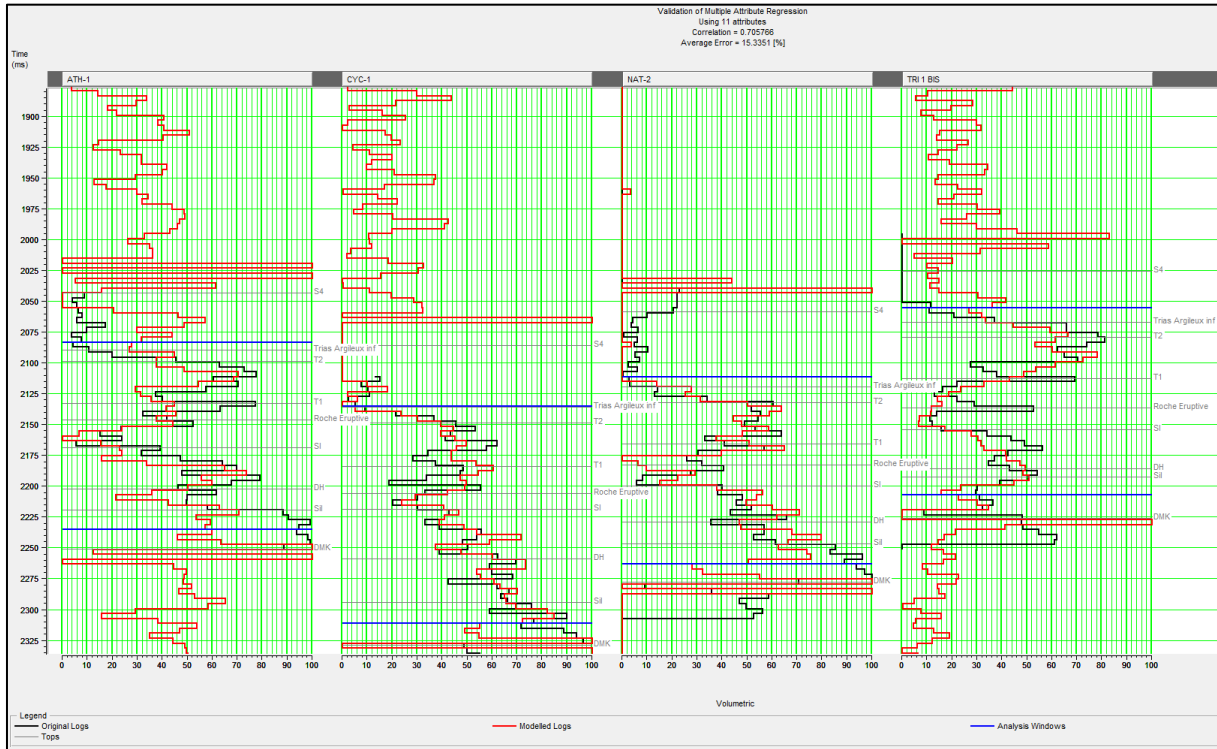


Figure V.46 : Validation de la loi multilinéaire au niveau des quatres puits.

Après la validation des résultats ; la distribution du volume de Vsh est illustrée dans la (figure V.47) suivante sur la ligne arbitraire qui passe par les quatres puits.

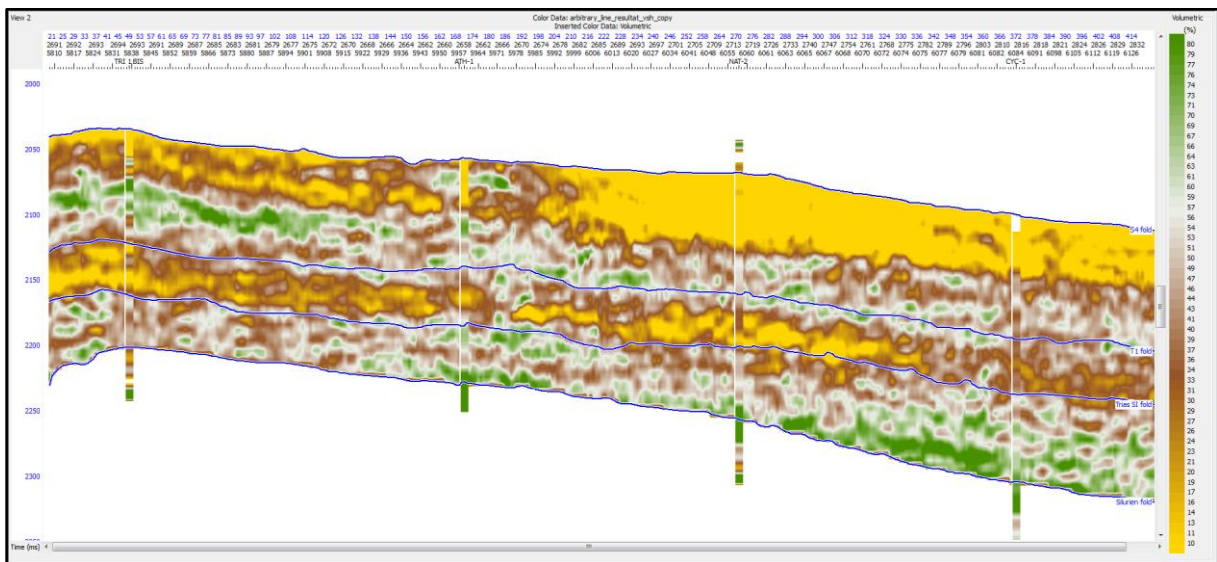


Figure V.47 : Volume d'argile généré par la méthode multi-attributs.

- On génère la **porosité effective** (figure V.48 et V.49) et la **saturation** (figure V.50 et V.51) par la même procédure de la génération de **Volume d'argile**, comme on a fait auparavant.

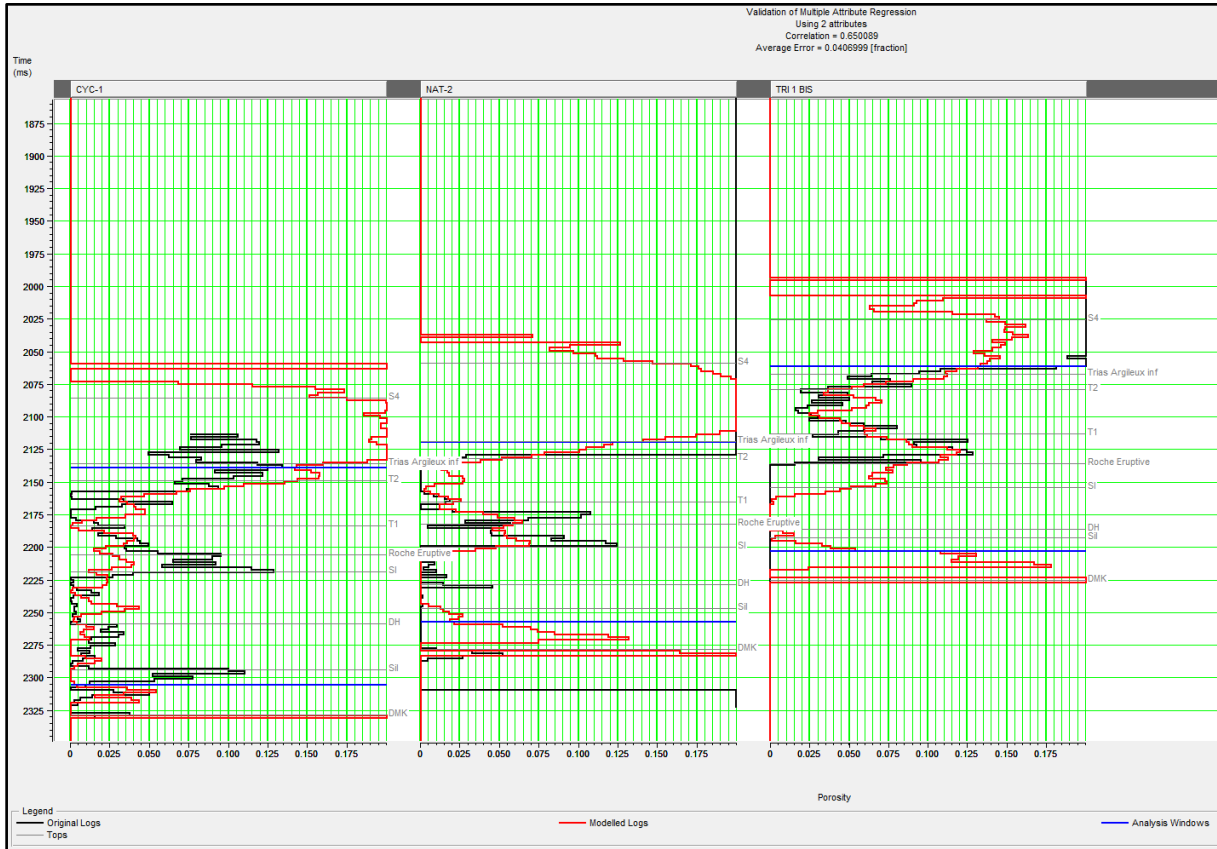


Figure V.48 : Validation de la loi multilinéaire au niveau des quatres puits.

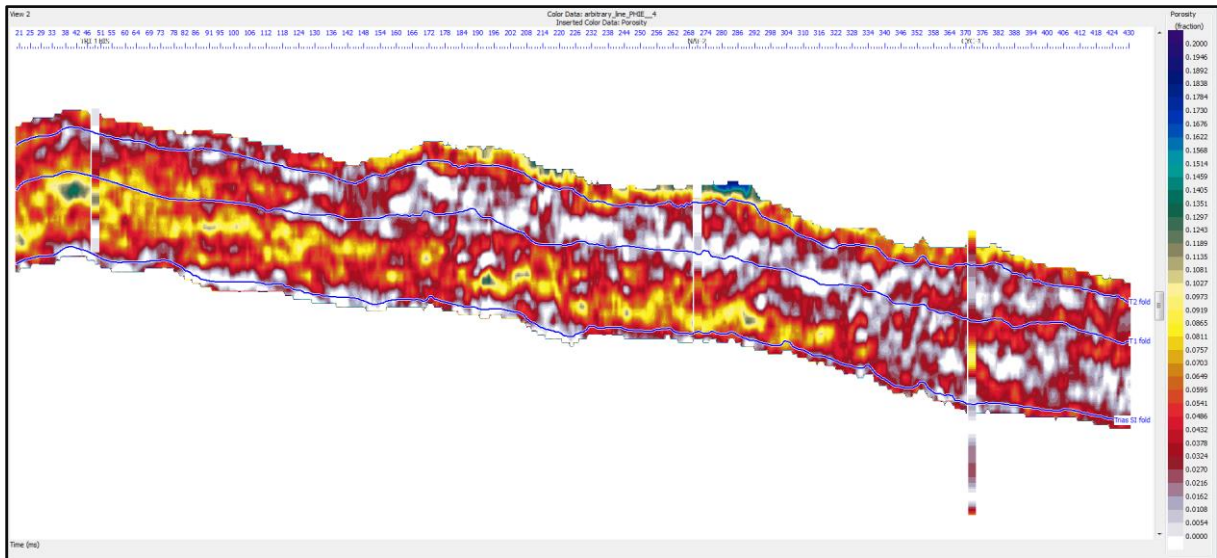


Figure V.49 : Volume de porosité effective généré par la méthode Multi-attributs.

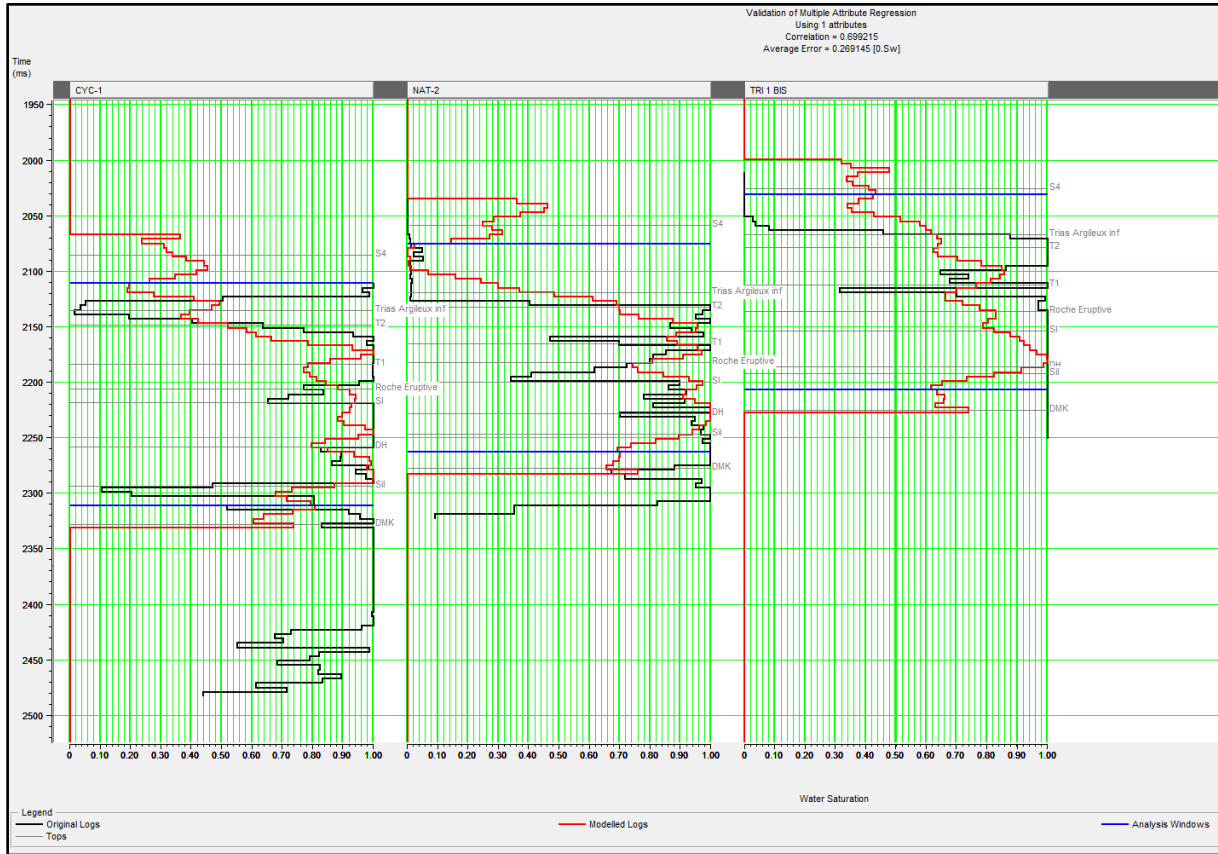


Figure V.50 : Validation de la loi multilinéaire au niveau des quatre puits.

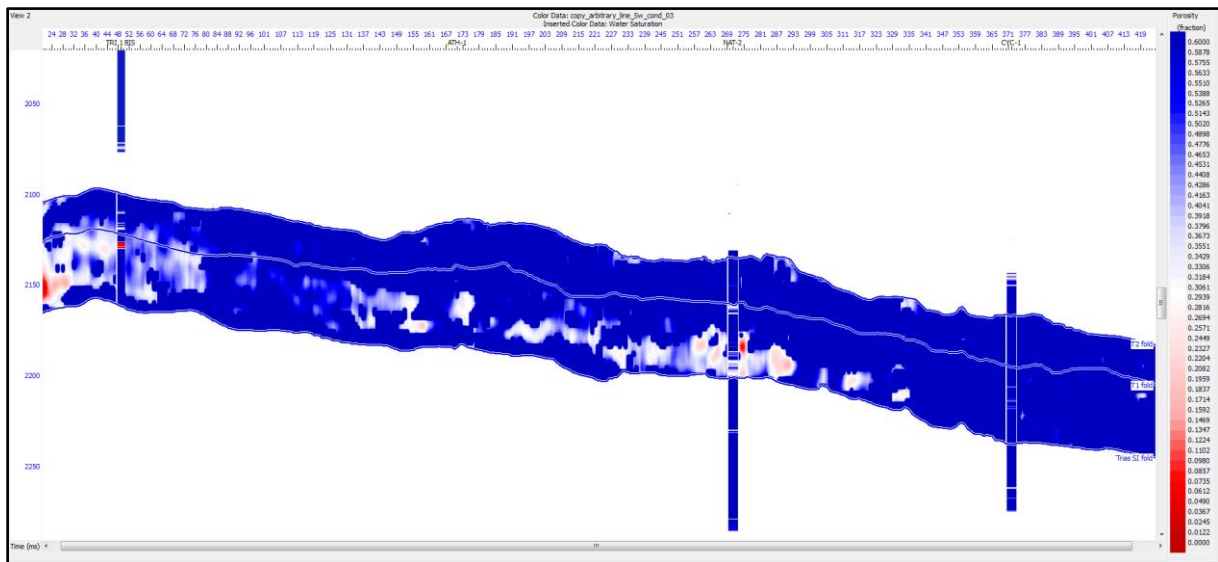


Figure V.51 : Volume de la saturation en eau générée par la méthode Multi-attributs.

Après la génération de tous les paramètres acoustique, élastiques, et pétro-physiques on passe à l'étape de l'interprétation des résultats. Cette étape est subdivisée en deux parties qualitative et quantitative afin de :

∴ Identifier la lithologie

:: Déterminer la distribution spatiale des corps gréseux et définir leur contenu en fluides.

Ce qui permettra de localiser la zone prospective.

Cette interprétation est basée sur la combinaison de tous les attributs pour montrer la variation spatiale des paramètres élastiques et pétro-physiques.

L'analyse des paramètres se base sur les éléments suivants :

- ∴ Etablissement des horizons slice au niveau de toit de réservoir.
- ∴ La comparaison entre le comportement de chaque paramètre.
- ∴ La combinaison entre les paramètres sensibles à la présence des fluides.

V.10-2 Etablissement des horizons slice :

Il s'agit d'une coupe en temps du volume sismique pour chaque attribut obtenu suivant l'horizon objectif triasique T1 +9 ms correspondant au toit du réservoir.

Les horizons slice nous permettent d'analyser la distribution spatiale de chaque paramètre à l'échelle de notre zone d'intérêt.

La caractérisation du réservoir triasique T1 a été fait par la génération de dix attributs des différents types (**figure V.52**) :

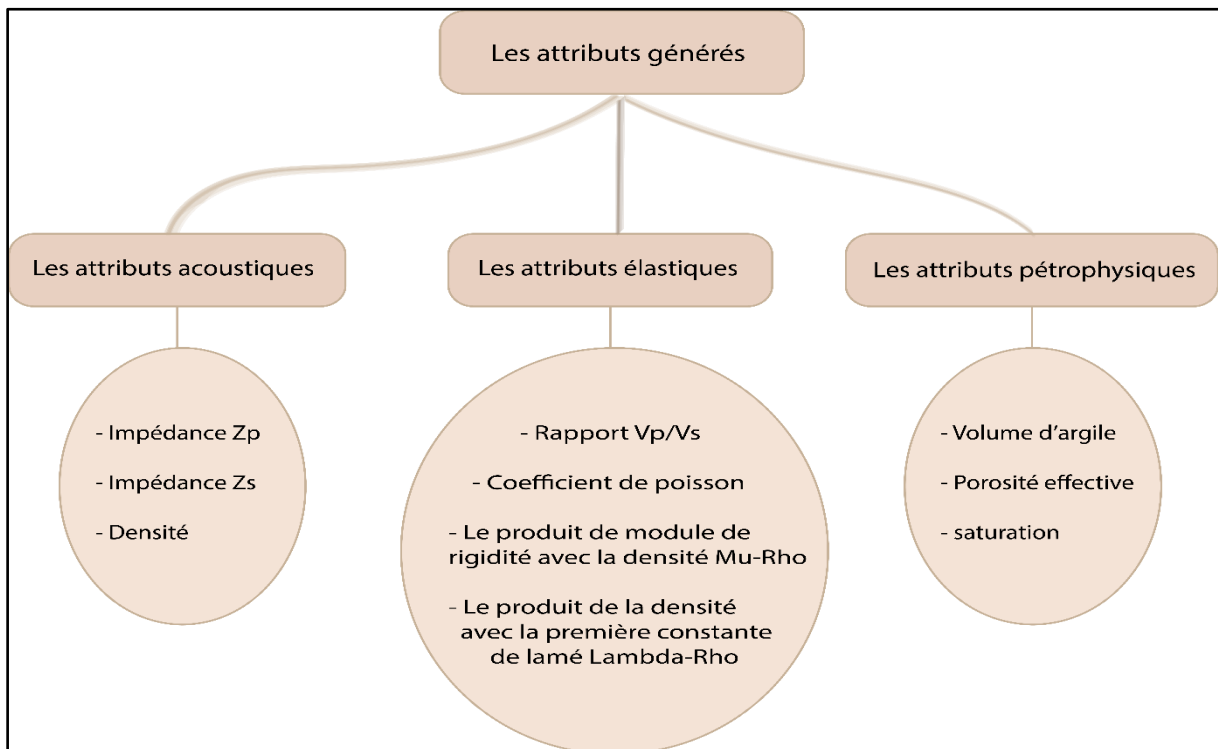


Figure V.52 : Les attributs générés.

V.10-3 Interprétation des résultats et localisation de la zone prospective :

➤ Les paramètres acoustiques :

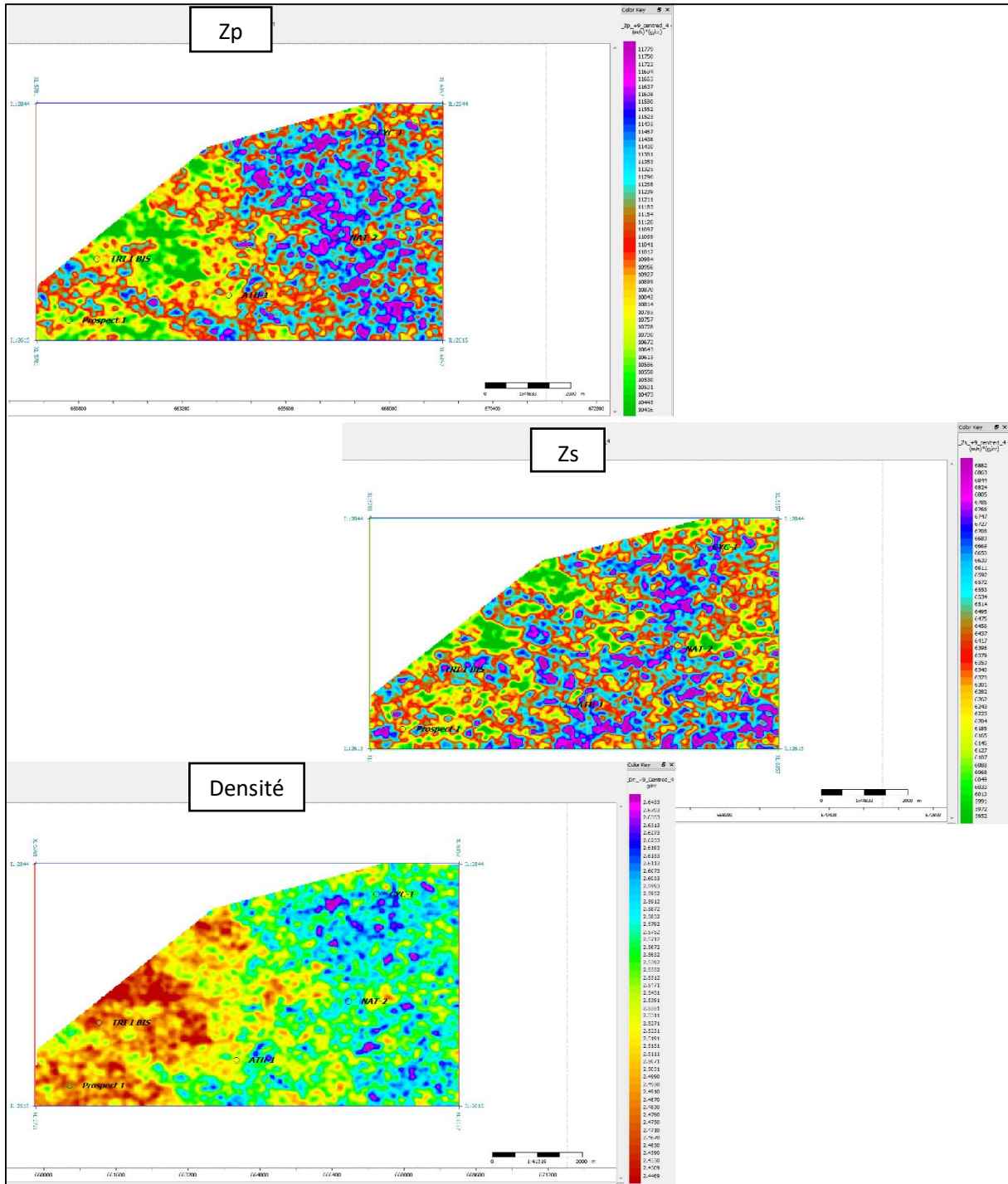


Figure V.53 : Les horizons slices Zp, Zs et densité.

La (figure V.53) Représente la distribution des trois paramètres acoustiques (Zp, Zs et Densité) On remarque au niveau du puits TRI 1 BIS (qui a produit d'huile /gaz) une chute des

trois paramètres [$Z_p = 10835.1$, $Z_s = 6379.45$ et $Rho B = 2.48$] cette variation est proportionnelle. Cela signifie soit un changement lithologique ou une présence de fluide.

➤ **Les paramètres élastiques :**

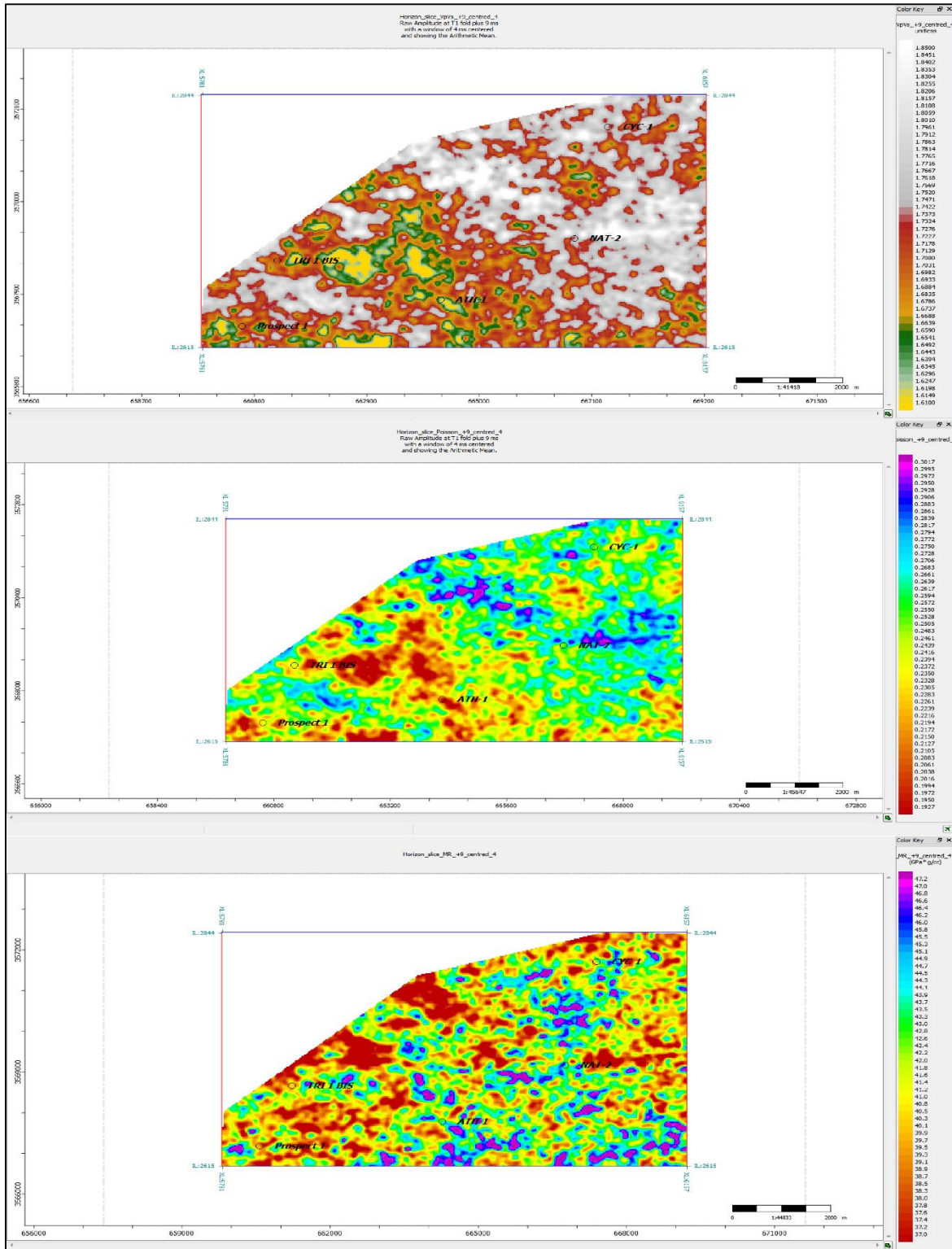


Figure V.54 : Les horizons slices Vp/Vs, poisson, et Mu Rho.

La (figure V.54) Représente la distribution des paramètres élastiques (rapport V_p/V_s , poisson, μ rho).

Les deux paramètres rapport V_p/V_s et poisson montrent des valeurs faibles au niveau du puit TRI 1 BIS [$V_p/V_s = 1.71$, $\sigma = 0.23$], qui peut correspondre à l'existence de gaz.

Le paramètre μ Rho montre une faible valeur égale à 40.22 au niveau du puit TRI 1 BIS. Cela indique que la lithologie est moins rigide.

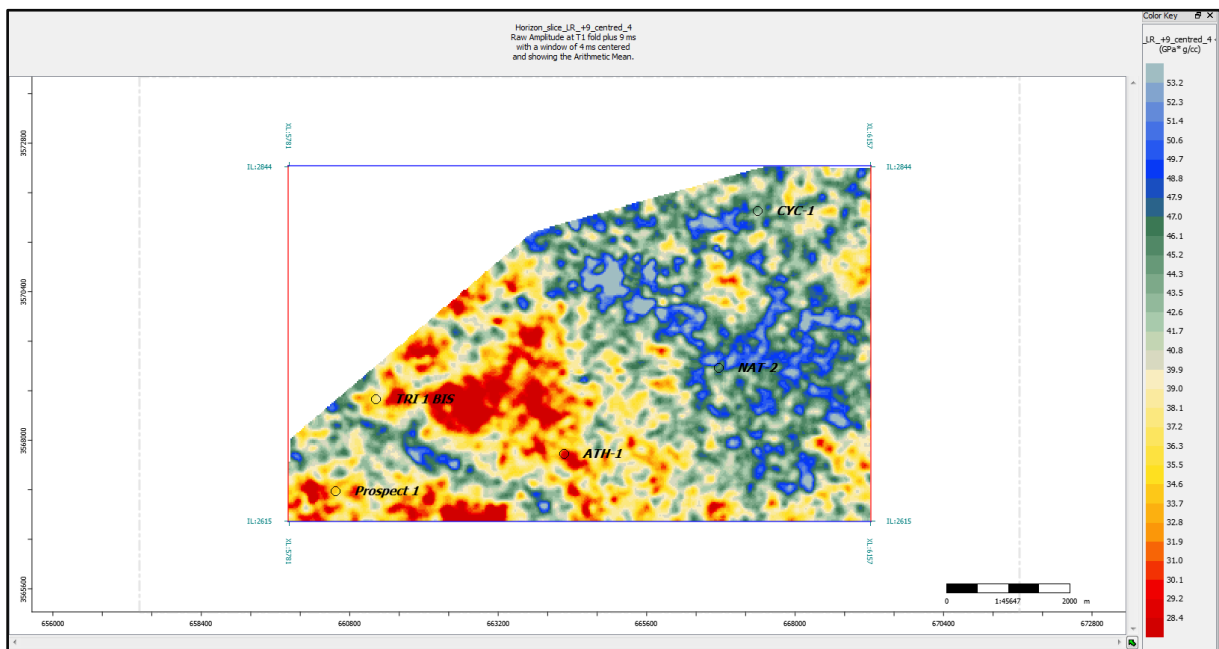


Figure V.55 : Horizon slice Lambda Rho.

Le paramètre Lambda Rho (figure V-54) au niveau du puit TRI 1 BIS a une faible valeur égale à 36.9, ce qui correspond à une accumulation du gaz.

➤ Les paramètres pétro-physiques :

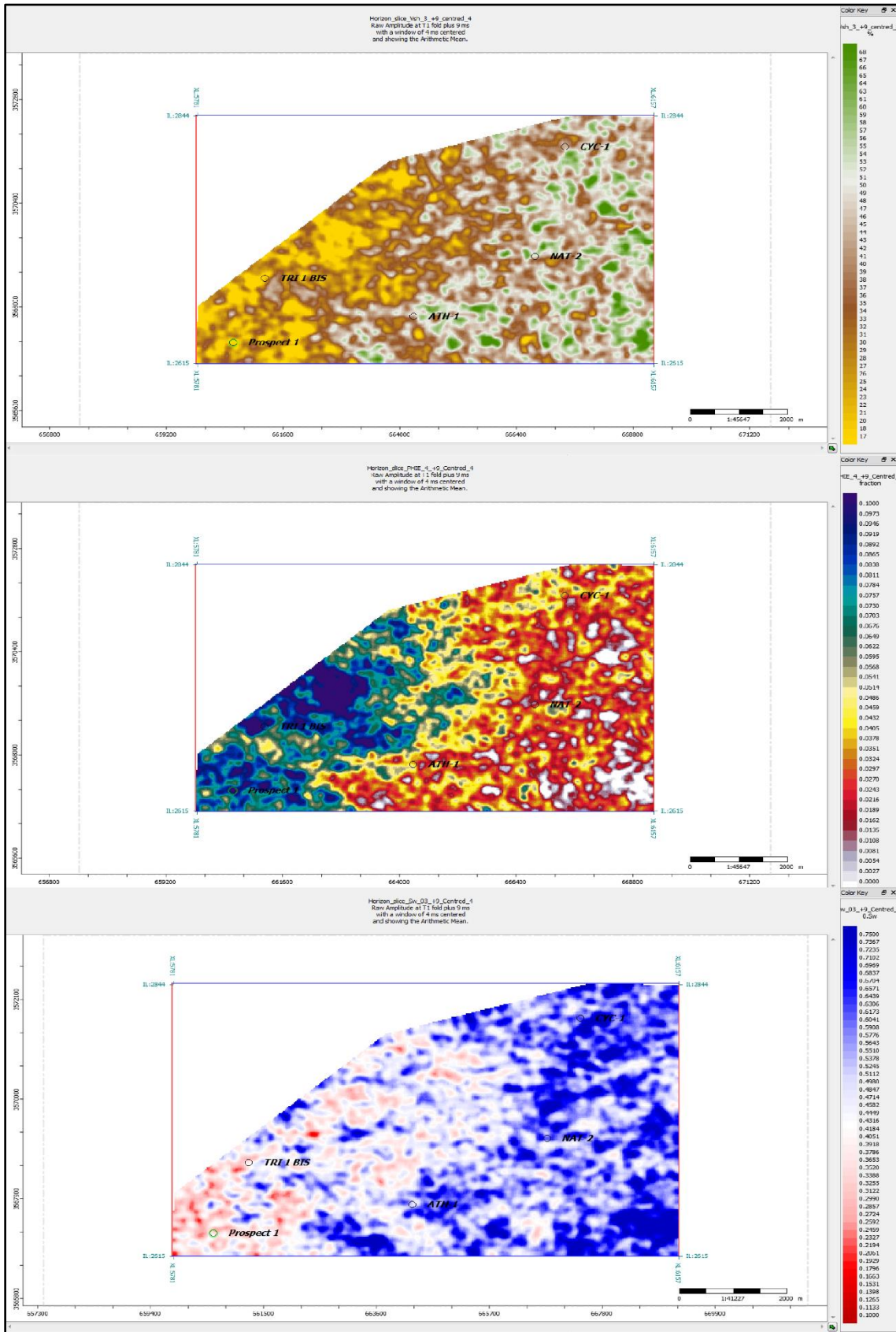


Figure V.56 : Les horizons slice Vsh, Phie et Sw.

➤ **Volume d'argile :**

A partir de volume d'argile estimé, on peut séparer les formations gréseuses et celles argileuses. (**Figure V.56**) Au niveau du puits TRI 1 BIS (qui est productif), le volume d'argile est très faible (20 %) : est une formation gréseuse. Le puit ATH-1(productif aussi) est de lithologie gréseuse également ($V_{sh} = 43\%$). Tandis que les deux puits NAT-2 et CYC-1 (aquifère) ont un volume d'argile supérieur à V_{sh} cutoff, sont des formations argileuses.

➤ **Porosité effective :**

En analysant les résultats de la porosité effective représentés sur l'horizon slice au niveau de puits TRI 1 BIS (**Figure V.56**), on déduit à ce niveau-là que la porosité a une valeur moyenne (9.46 %), ce qui confirme la présence de fluide. Contrairement aux autres puits qui ont des porosités faibles (varient entre 1.35 % et 3.78 %).

➤ **Saturation en eau :**

La saturation en eau c'est celle qui renseigne le potentiel pétrolier. Au niveau de puits TRI 1 BIS on trouve une faible saturation (elle est de l'ordre de 33.8 %). L'ATH-1 se caractérise par une valeur inférieure au Cut off (à peu près 44.4 %). Tandis que les deux puits restants CYC-1 et NAT-2 montrent des valeurs de saturation plus au moins grandes, ce qui confirme encore une fois la nature lithologique de ces deux puits.

L'interprétation des résultats obtenus (résultats d'inversion + résultats de la caractérisation) a permis de :

- Confirmer les résultats du DST au niveau des puits étudiée.
- Conclure que la zone où se trouve le puits **TRI 1 BIS** est une zone productive.
- Proposer une zone à forer qui a les mêmes propriétés du la zone où se trouve le puits **TRI 1 BIS**.

V.10-4 Délimitation d'une zone prospective :

A partir de l'interprétation de la distribution des paramètres élastiques, acoustiques et petro-physiques, sur le volume sismique on est arrivé à proposer une zone probable à contenir des hydrocarbures.

Cette zone ayant de bonnes caractéristiques en termes de lithologie et de qualité réservoir. Elle se caractérise par un volume d'argile de 11 %, une porosité de 11%, et une saturation de 38%.

Elle est délimitée en rouge sur les (figures V.57, V.58, V.59, et V.60) qui suivent :

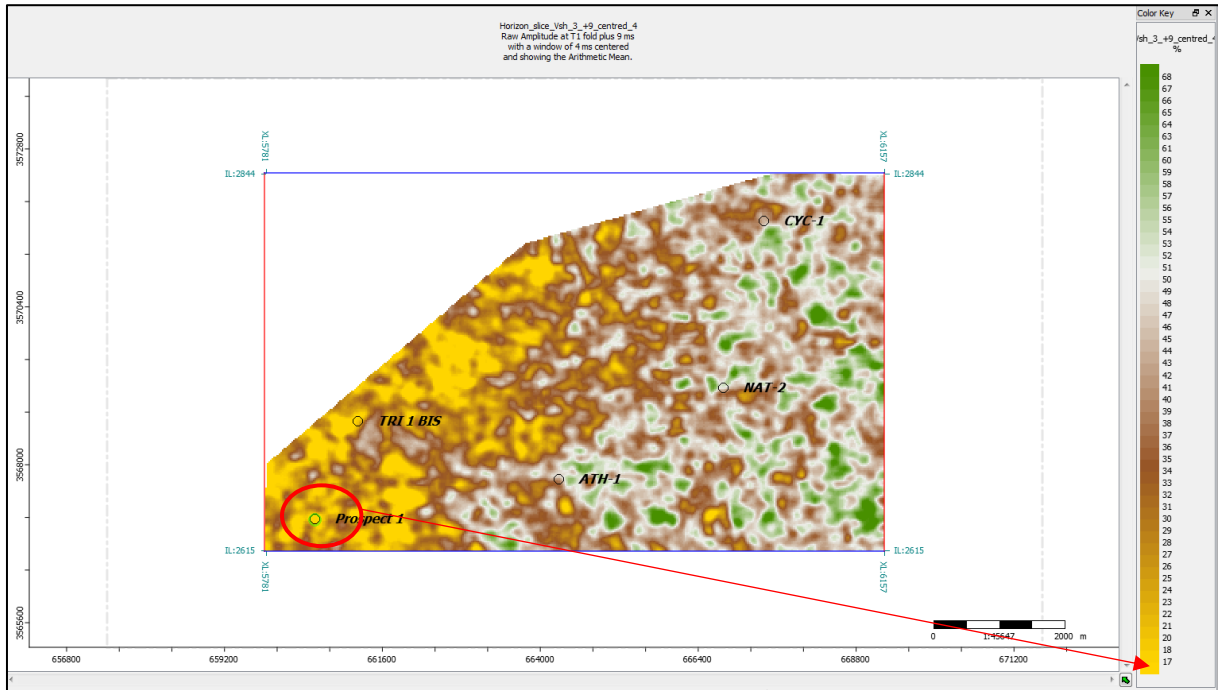


Figure V.57 : Localisation de la zone prospective sur volume d'argile.

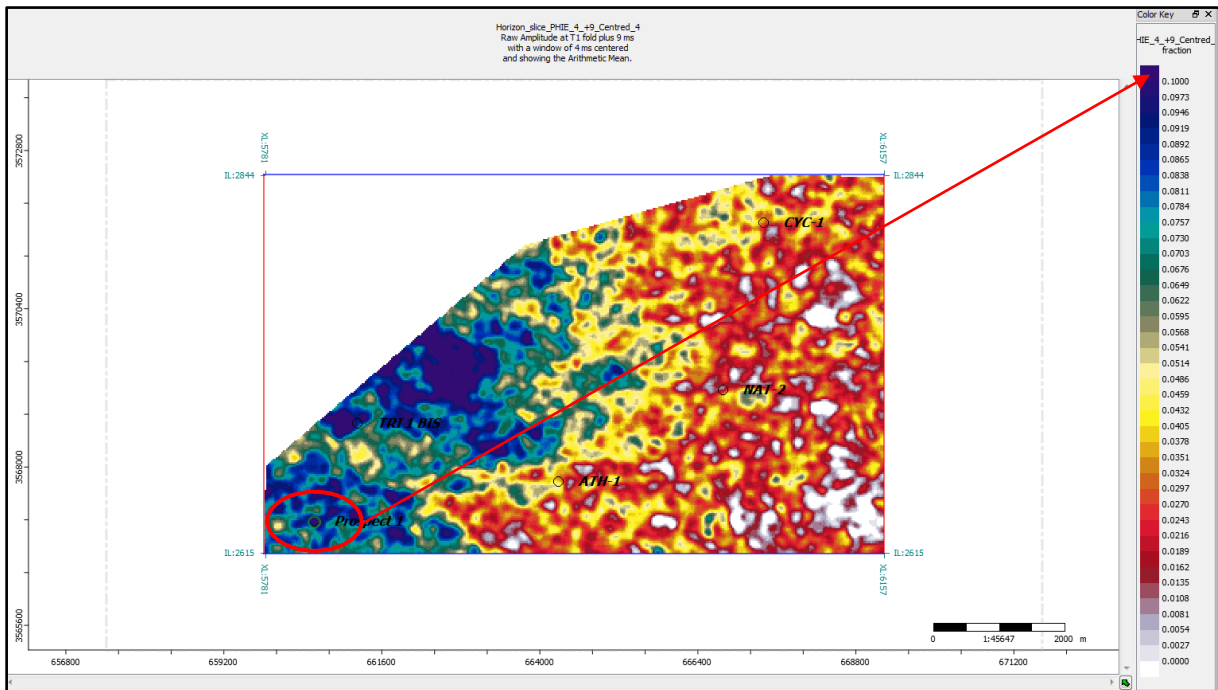


Figure V.58 : Localisation de la zone prospective sur volume de porosité effective.

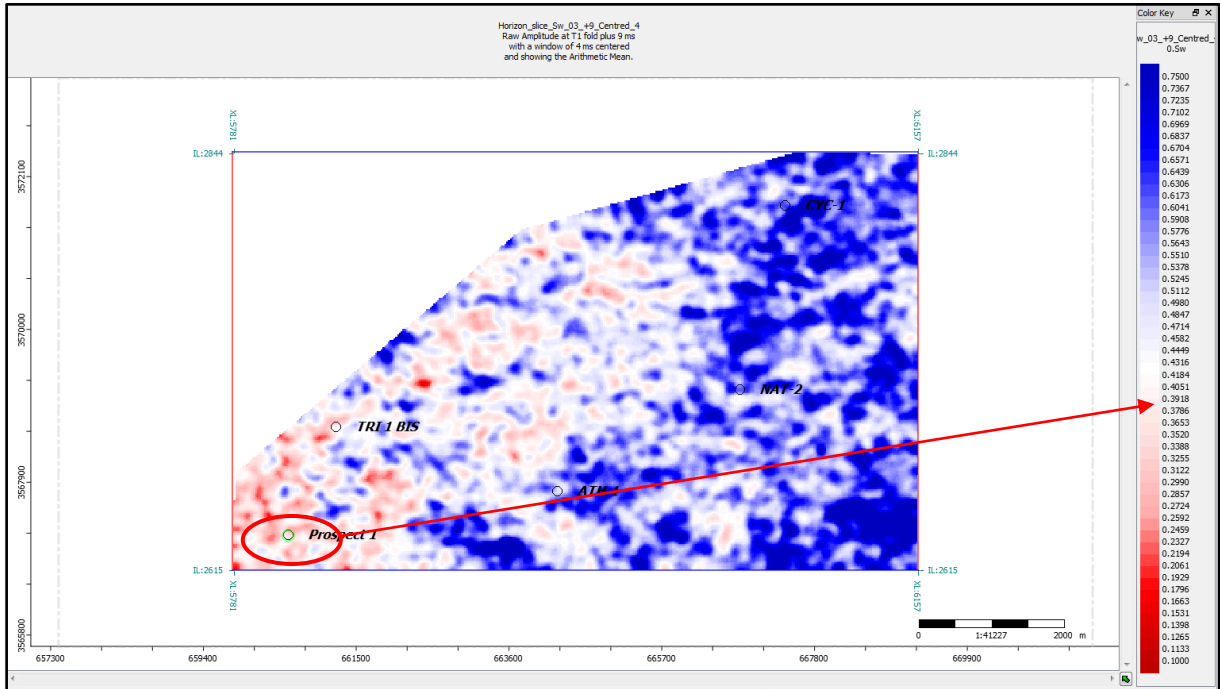


Figure V.59 : Localisation de la zone prospecte sur volume de saturation.

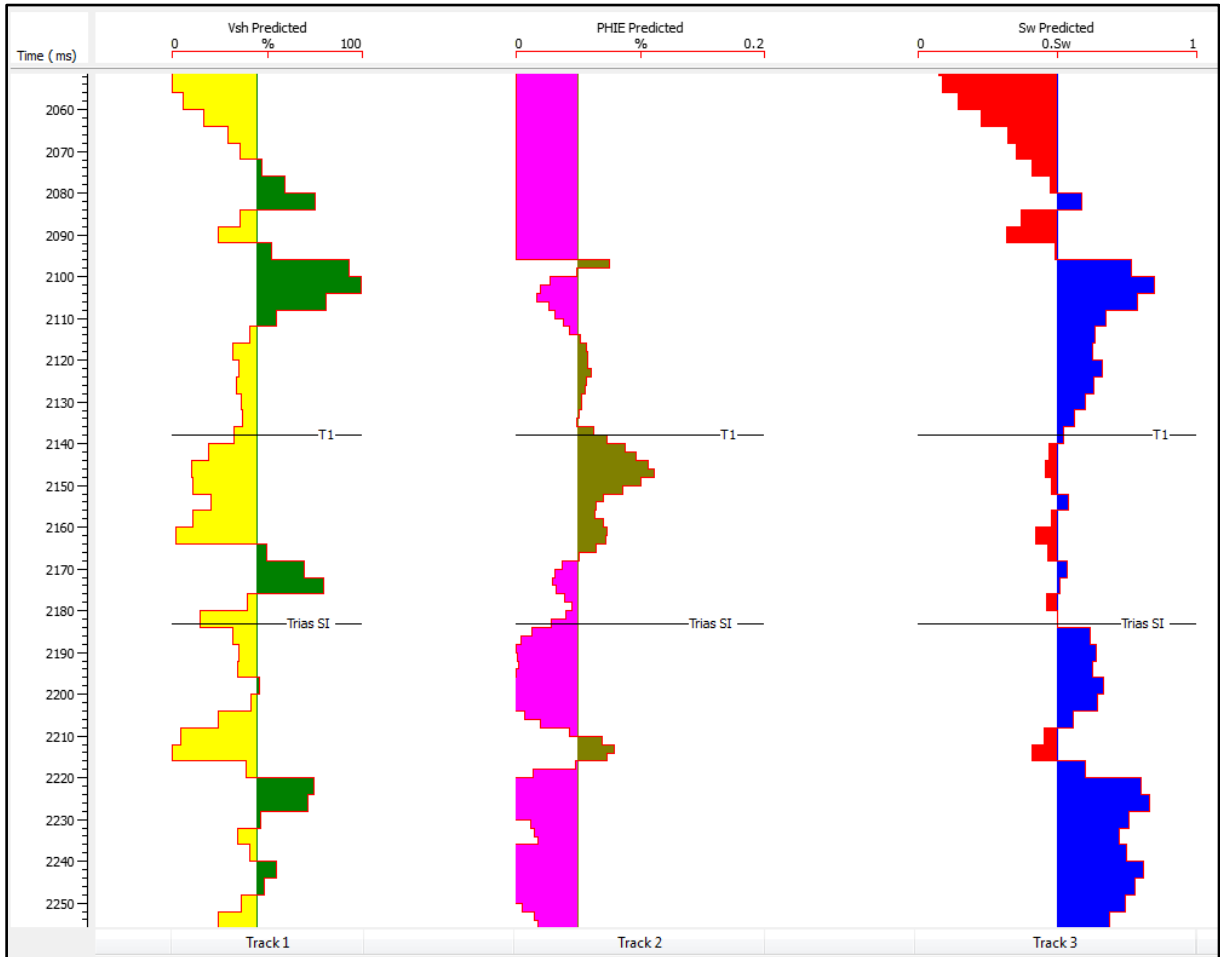


Figure V.60 : Les paramètres pétrophysiques de la zone prospecte.

Conclusion générale :

Le travail réalisé dans ce projet de fin d'études visait à caractériser le réservoir triasique de bassin d'Oued Mya, par la technique d'inversion sismique simultanée en termes de classification lithologique et qualité réservoir.

Afin de réaliser une bonne caractérisation et garantir la réussite de ce processus, on a passé par plusieurs étapes qui sont aussi importantes les unes que les autres. Ces étapes sont résumées comme suit :

Le pré-conditionnement des données utilisées en éliminant certains bruits indésirables afin de préparer ces données et améliorer leur qualité pour le processus de l'inversion.

L'extraction des ondelettes sismiques qui sont le lien direct entre la réponse sismique enregistrée et les paramètres du sous-sol.

L'inversion pré-stack qui a pour but de transformer les amplitudes des données sismiques avant sommation (offset ou angle gather) pour extraire les propriétés acoustiques et élastiques de sous-sol : (impédance acoustique (Z_p), impédance d'onde de cisaillement (Z_s), densité, coefficient de poisson, rapport V_p/V_s , $\lambda\rho$ et $\mu\rho$), en intégrant les données de puits.

L'inversion a été effectuée après l'analyse des résultats d'inversion pour évaluer la fiabilité de cet algorithme.

La méthode géostatistique multi attributs offre une distribution spatiale des propriétés pétrophysiques du réservoir, cela est dû à l'intégration des données sismiques et pétrophysiques.

Finalement l'interprétation de tous les volumes générés nous a permis de caractériser la zone d'intérêt (réservoir T1), confirmer les résultats du DST au niveau des puits et proposer une zone prospective dans la région d'El M'zaid du bassin d'Oued Mya. Cela en se basant sur les bonnes caractéristiques de cette zone (un volume d'argile de **11 %**, une porosité de **11%**, et une saturation de **38 %**).

Références bibliographiques :

- [1] **Kh. Chadouli.** Caractérisation pétrographique appliquée à la modélisation pétrolière : étude de cas. Sciences de la Terre. Université de Lorraine, 2013. Français
- [2] <https://www.planete-energies.com/fr>
- [3] **R. Cossé.** Technique d'exploitation pétrolière : Le gisement. Institut français du pétrole. Editions Technip, Paris 1988.
- [4] **A. Neau.** Caractérisation des réservoirs pétroliers par les données sismiques, avec l'aide de la géo-modélisation. Géophysique. Université de Pau et des Pays de l'Adour, 2009. Français.
- [5] **A. EgretEAU.** Etude des variations de l'amplitude de la réflectivité du sous-sol après imagerie sismique en profondeur. Sciences of the Universe [physics]. École Nationale Supérieure des Mines de Paris, 2005. English.
- [6] **M. Bacon, R. Simm et T. Redshaw.** 3-D Seismic interpretation. Cambridge University Press 2003.
- [7] <https://djeddinabrouk.fr.gd>
- [8] **M. Chouteau et B. Giroux.** Géophysique appliquée II GLQ3202, méthodes sismiques. Ecole polytechnique de Montréal 2006.
- [9] **R-E. Sheriff, L-P. Geldart.** Exploration seismology. Cambridge University Press. Second Edition 1995.
- [10] **J-L Marie et al.** Géophysique de gisement et de génie civil. Editions Technip 1998.
- [11] **B. Giroux.** GEO1303 Méthodes sismiques : Les ondes sismiques. Institut national de la recherche scientifique. Centre Eau Terre Environnement 2019.
- [12] **G. Henrey.** Sismique réflexion : principes et développements. Edition Technips, 1997.
- [13] **N. Djarfour.** Inversion des données sismiques par les réseaux de neurones artificiels : application du réseau à fonction de base radiale et du réseau récurrent d'Elman. Thèse doctorat. Université de Boumerdes 2008.
- [14] **M. Kern.** Problèmes inverses : Aspects numériques. Ecole supérieure d'ingénieurs, Léonard de Vinci, 2002.
- [15] **A. Tarantola.** Inverse Problem Theory and Methods for Model Parameter Estimation. SIAM, 2005.
- [16] **B. Zeghag.** Inversion simultanées des données sismiques 3D : Application à la caractérisation des réservoirs triasiques de Ghardaïa. Thèse de Magistère, Université Boumerdes 2015/ 2016.

- [17] **J. Pendrel.** Seismic Inversion: The best Tool for Reservoir Characterization. VOL.26, SEG Recorder, 2001.
- [18] **L. Pianelo, D. Guérillot et G. Thierry.** Inversion simultanée des données sismiques et des données de production. Oil & Gas Science and Technology - Revue de L'IFP, 2000.
- [19] **R. Kettab.** Caractérisation des réservoirs par les méthodes géostatistiques. Thèse de Doctorat. Université de Boumerdes, 2020.
- [20] **S-P. Maurya, N-P. Singh et K-H. Singh.** Seismic Inversion Methods: A Practical Approach. Springer, 2020.
- [21] **R-A. Cataldo, E-P. Leite.** Simultaneous Prestack seismic inversion in a carbonate reservoir, REM, Int. Eng. J. vol.71 no.1 Ouro Preto, 2018.
- [22] **S. Chopra, J.Castagna.** AVO: Investigations in geophysics series No.16. SEG, 2014.
- [23] **D-P. Hampson.** Simultaneous Inversion of Pre-stack Seismic Data. SEG Technical Program Expanded Abstracts, Janvier 2005
- [24] **L. Zhishui.** Complex lithological reservoir prediction through pre-stack simultaneous inversion: A case study from the Leijia Area in Liaohe Oil-field, China. SEG Technical Program Expanded Abstracts, 2012.
- [25] **F. Fournier.** Application de l'analyse des données à l'exploration pétrolière : Caractérisation des faciès sismiques par analyse statistiques multi-variables. Thèse de Doctorat. Institut national polytechnique de Lorraine, 1990.
- [26] **D-P. Hampson, J-S. Schuelke et J-A. Quirein.** Use of multi-attribute transforms to predict log properties from seismic data. GEOPHYSICS, 2001.

Résumé :

L'implantation de nouveaux puits, l'estimation des réserves en hydrocarbures en place et la simulation de l'exploitation du prospect réel, nécessitent la caractérisation de ces réserves en créant des modèles réservoir.

Les données sismiques seules ne suffisent pas pour modéliser les réservoirs. Ces données sont utilisées que pour la description de l'architecture externe des réservoirs et non pour la description des faciès. C'est pour tout cela que l'on a besoin d'ajouter des informations a priori. Ces informations sont les données de puits.

Les données utilisées dans cette application sont des données réelles fournies par la Sonatrach-Exploration. La zone d'étude est située dans le bassin d'Oued M'ya.

La caractérisation de notre réservoir objectif (Trias) du bassin d'Oued M'ya a nécessité deux étapes principales :

_La première étape consiste à inverser les paramètres élastiques qui sont : la densité, les vitesses V_P et V_S , l'impédance des ondes de compression Z_P , et l'impédance des ondes de cisaillement Z_S , pour obtenir les volumes sismiques et déduire les paramètres élastiques (coefficient de poisson, V_P/V_S , $\lambda\rho$ et $\mu\rho$) qui font la relation entre la physique des roches réservoirs et leurs réponses sismiques.

La deuxième étape se résume dans l'intégration de la méthode statistique 'régression linéaire multi-variée' afin de prédire les modèles pétrophysiques (V{sh} , $Phie$ et S_w) à partir des attributs issus de l'inversion des données sismiques et les données pétro-physiques. Tout cela a pour but de définir la lithologie du réservoir et son contenu en fluide.

Mots clés : Caractérisation de réservoir, Inversion sismique pré-stack, méthode géostatistique, attributs sismiques, paramètres pétrophysiques, bassin d'Oued M'ya, réservoir triasique.