



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



UNIVERSITÉ M'HAMED BOUGERA DE BOUMERDES

FACULTÉ DES HYDROCARBURES ET DE LA CHIMIE
DÉPARTEMENT GÉNIE PARASISMIQUES ET PHÉNOMÈNES
ALÉATOIRES

Mémoire fin d'études

En vue de l'obtention du diplôme :

MASTER

Filière : Science et technologie des hydrocarbures.

Option : Géophysique pétrolière.

Thème :

**Caractérisation du réservoir ordovicien de la cuvette de Sbaâ
par l'Inversion sismique Simultanée Pré-stack**

Présenté par :

REZOUG Kamel Anouar

ALLALI Mohammed Amine

Sous la direction de :

Mme. AITADJEDJOU Doria (UMBB)

Mr. KLIQUI Lyes (ENAGEO)

Soutenu le 13/06/2024 Devant le jury composé de :

ALLEK Karim	Professeur	FHC UMBB	Président
FERAHTIA Jalal	Professeur	FHC UMBB	Examineur

Année universitaire : 2023-2024

Remerciements :

Nous débutons par exprimer notre reconnaissance envers « **الله** » pour avoir illuminé notre parcours et nous avoir accordé la force et la patience nécessaires pour mener à bien cette tâche.

Nous tenons à exprimer notre profonde gratitude envers notre promotrice, Madame **AITADJEDJOU Doria**, professeure à la FHC/UMBB, pour sa direction bienveillante, ses conseils éclairés et son soutien constant tout au long de notre travail.

Nous remercions également les membres du jury pour avoir honoré notre projet de leur évaluation, ainsi que nos enseignants du département génie parasismiques et phénomènes aléatoires.

Nous sommes reconnaissants envers **KLIOUI Lyes**, ingénieur géophysicien au département Inversion et caractérisation du réservoir à l'ENAGEO, pour son encadrement précieux et ses encouragements tout au long de notre stage.

Nous exprimons notre sincère appréciation envers Madame **Berour Hassina** pour son soutien indéfectible.

Nos remerciements s'étendent également à l'ensemble du personnel d'Enageo pour leur précieuse assistance et leur contribution à la disponibilité des données nécessaires à notre projet.

Enfin, nous souhaitons exprimer notre reconnaissance envers nos enseignants dont la formation et les conseils nous ont guidés tout au long de notre parcours à la FHC dans le domaine de la Géophysique.

Dédicace 01

Avec toute gratitude et reconnaissance, je dédie la récolte de 18 ans de travail, d'efforts, d'insomnie, de fatigue, de travail acharné et de diligence dans les études à :

À mes parents, aucun hommage ne pourrait être à la hauteur de l'amour dont ils ne cessent de me combler. Que Dieu leur procure bonne santé et longue vie.

À toute ma famille en témoignage de mon amour et de ma profonde admiration. Que Dieu vous protège et vous prête bonne santé et longue vie.

À tous mes amis qui sont proches de moi. Avec lesquelles j'ai partagé les meilleurs moments de ma vie et tous les amis que j'ai connus dans ma vie.

ALLALI Mohammed Amine

Dédicace 02

À mes parents, dont l'amour, le soutien et les sacrifices ont éclairé chacune de mes journées. Votre foi inébranlable en moi a été la force motrice derrière chaque défi que j'ai relevé.

À toute ma famille, mes amis, pour les moments partagés, les conseils échangés, et cette complicité qui a toujours su alléger les moments les plus éprouvants.

Et à tous ceux qui, de près ou de loin, ont cru en moi, m'ont soutenu et m'ont encouragé à poursuivre mes rêves. Cette réalisation est autant la vôtre que la mienne.

REZOUG Kamel Anouar

Table des matières :

Introduction générale :	1
I. Les propriétés physiques des roches :	4
I.1 Introduction :	4
I.2 La roche :	4
I.2.1 La roche réservoir :	4
I.2.1.1 Réservoirs Gréseux :	5
I.2.1.2 Réservoirs Carbonatés :	5
I.2.2 La porosité :	5
I.2.2.1 Nature de la porosité :	6
I.2.2.2 Types de porosité :	6
I.2.3 La perméabilité :	6
I.2.4 La saturation :	7
I.3 Les paramètres acoustiques de la roche :	7
I.3.1 La densité :	7
I.3.2 Les vitesses des ondes sismiques :	8
I.3.2.1 Définition :	8
I.3.2.2 Relation entre V_p et V_s :	9
I.3.3 L'impédance acoustique :	10
I.4 Les Caractéristiques élastiques des roches :	10
II. Traitement en amplitude préservées :	13
II.1 Introduction :	13
II.2 Définition d'une amplitude :	13
II.3 Principaux facteurs affectant les amplitudes des ondes sismiques :	14
II.3.1 Divergence sphérique :	14
II.3.2 Absorption :	15
II.3.3 Les réflexions multiples :	16
II.4 Récupération des amplitudes réelles :	17
II.4.1 Compensation de la divergence sphérique :	18
II.4.2 Compensation de l'absorption :	18
II.4.3 Etapes de traitement en amplitudes préservés :	19
III. Inversion simultanée des données sismiques avant sommation :	23
III.1 Fondements mathématiques de la théorie d'inversion :	23
III.1.1 Qu'est-ce qu'un problème inverse :	23
III.1.2 Problème bien posé et problème mal posé :	23
III.1.3 Formulation du problème inverse :	24
III.1.4 Résolution du problème inverse :	25

III.2 Inversion des données sismiques :	26
III.2.1 Définition :	26
III.2.2 Objectif :	27
III.2.3 Modèle convolutif de la trace sismique :	27
III.2.4 Problème direct et inverse en sismique :	28
III.2.4.1 Problème direct :	28
III.2.4.2 Problème inverse :	29
III.2.5 Types d'inversion sismique :	29
III.2.6 Classifications des méthodes d'inversion sismique selon la méthode utilisée :	29
III.2.6.1 L'inversion déterministe :	29
III.2.6.2 L'inversion stochastique :	30
III.2.7 Classifications des méthodes d'inversion sismique selon le type des données utilisées :	31
III.2.8 L'inversion sismique pré-stack avant sommation :	32
III.2.9 Partitionnement de l'énergie :	34
III.2.10 Les équations de Zoeppritz :	34
III.2.10.1 Approximation d'Aki et de Richards :	35
III.2.10.2 Approximation de Shuey :	35
III.2.10.3 Approximation de Fatti et al :	36
III.2.11 Résolution de l'inversion pré-stack :	36
III.2.12 Equation de l'inversion pré-stack :	39
III.2.13 Les Données requises pour l'inversion sismique :	39
III.2.14 Conclusion :	41
IV. Généralités sur la caractérisation du réservoir :	43
IV.1 Introduction :	43
IV.2 But de la caractérisation du réservoir :	43
IV.3 Evaluation pétrophysique :	44
IV.3.1 Volume d'argile :	44
IV.3.2 La porosité effective :	44
IV.3.2.1 Porosité-densité φ_d :	44
IV.3.2.2 Porosité-sonique φ_s :	44
IV.3.2.3 Porosité – neutron φ_n :	45
IV.3.2.4 Porosité totale φ_T :	45
IV.3.2.5 Porosité effectif (utile) φ_{eff} :	45
IV.3.3 La saturation S_w :	45
IV.4 Intégration des méthodes géostatistiques dans la caractérisation :	45
IV.4.1 Principe théorique de la méthode :	46

IV.4.2 Aperçu sur de la méthodologie multi-attributs (régression linéaire multivariée) :	46
IV.5 Présentation des données utilisées :	48
IV.5.1 Paramètres pétrophysiques :	48
IV.5.2 Résultats d'inversion :	48
IV.5.3 Attributs sismiques :	48
V. Contexte géologique de la région d'étude :	49
V.1 Situation géologique et géographique de la zone d'étude :	49
V.1.1 Situation géographique :	49
V.1.2 Situation géologique :	49
V.2 Aspect Structural :	50
V.3 Evolution tectonique :	51
V.4 La Lithostratigraphie :	52
V.5 Aspect pétrolier :	52
VI. Applications sur les données réelles :	55
VI.1 Introduction :	55
VI.2 Présentation des données :	55
VI.2.1 Les données sismiques :	55
VI.2.2 Les données de puits :	56
VI.2.3 Les horizons sismiques :	58
VI.3 Les étapes principales de la caractérisation du réservoir par l'inversion sismique avant sommation :	60
VI.4 Pré-conditionnement des données sismiques :	60
VI.4.1 Trim statique:	61
VI.4.2 Filtre radon :	64
VI.4.3 Filtre passe bande :	65
VI.4.4 Super gather :	66
VI.4.5 Mute :	67
VI.4.6 Angle gather :	69
VI.4.7 Résultat final de pré-conditionnement :	72
VI.5 Pré-conditionnement des données de puits :	73
VI.5.1 Génération des logs manquants :	73
VI.5.1.1 Génération du log S-wave :	73
VI.5.2 Etude de faisabilité :	75
VI.6 Corrélation et extraction de l'ondelette :	78
VI.6.1 Extraction des ondelettes :	78
VI.6.1.1 Génération des gammes d'angles :	79
VI.6.1.2 Extraction de l'ondelette statistique :	81

VI.6.2	Corrélation sismique-puits :	82
VI.6.3	Extraction de l'ondelette moyenne :	83
VI.7	La construction des modèles initiaux :	85
VI.8	Analyses d'inversion aux puits :	87
VI.9	Résultats d'inversion :	89
VI.10	Estimation des paramètres élastiques :	93
VI.11	Caractérisation du réservoir :	94
VI.12	Interprétation des résultats :	102
VI.12.1	Génération des time-slices :	103
VI.12.2	Délimitation d'une zone de prospection :	106
	Conclusion	110
	Références bibliographiques :	112

Liste des tableaux :

Tableau I.1 : Relations entre les modules élastiques. (DJEDDI, 2016).....	11
Tableau VI.1 : Les données de puits disponibles.	56

Liste des figures :

Figure I.1 : La structure de la roche.	4
Figure I.2 : Relation entre V_p et V_s	9
Figure II.1 : Amplitudes des ondes sinusoïdales.	13
Figure II.2 : Forme des rayons sismiques et fronts d'ondes dans un milieu : (a) homogène et isotrope (b) hétérogène et anisotrope. (DJEDDI, 2013).	15
Figure II.3 : Atténuation de l'onde sismique par absorption.	16
Figure II.4: Les Principaux facteurs affectant les amplitudes des ondes sismiques. (Simm & Bacon, 2014).	17
Figure II.5 : Compensation globale de l'absorption et de la divergence sphérique. (DJEDDI, 2020)	19
Figure II.6 : Séquence de traitement en amplitudes préservées.	20
Figure III.1 : Problème direct et problème inverse.	23
Figure III.2 : modèle direct et inverse.	26
Figure III.3 : Algorithme d'inversion. (Pianelo, Guérillot, & Gallouët, 2000).	27
Figure III.4 : modèle convolutif d'une trace sismique en absence de bruit.	28
Figure III.5 : Les étapes du problème direct. (DJARFOUR, 2008).	29
Figure III.6 : Les étapes du problème inverse. (DJARFOUR, 2008).	29
Figure III.7 : Work-flow de l'inversion stochastique. (S.K, et al., 2017).	31
Figure III.8 : Les types d'inversion sismique. (S.P.Maurya, 2020).	32
Figure III.9 : Work-flow de l'inversion sismique pré-stack . (S.K, et al., 2017).	33
Figure III.10 : Phénomène de conversion d'une onde incidente sur une frontière élastique. (Brian & Dan, 2006-2007).	34
Figure III.11 : Relation linéaire entre $[\ln(Z_p), l(\rho)]$ et $[\ln(Z_p), \ln(Z_s)]$	38
Figure III.12 : Exemple des données de puits nécessaires. (CGG)	41
Figure IV.1 : Modélisation du log cible. (Hampson, Schuelke, & Quirein, 2001).	47
Figure V.1 : Carte des bassins sédimentaires de la plate-forme saharienne.	49
Figure V.2 : Colonne type litho-stratigraphique de la cuvette Sbâa.	52
Figure VI.1 : Géométrie de la sismique, et positionnement des puits.	56
Figure VI.2 : Les données de puits 1 (P1).	57
Figure VI.3 : Les données de puits 2 (P2).	57
Figure VI.4 : Les données de puits 3 (P3).	58
Figure VI.5 : Cartes en isochrones au niveau des horizons.	59
Figure VI.6 : CDP-gather brut (avant pré-conditionnement).	61
Figure VI.7 : CDP gather avant et après trim statique.	62
Figure VI.8 : CDP-stack avant et après trim statique.	63
Figure VI.9 : Spectre d'amplitude avant et après trim statique.	63
Figure VI.10 : Application du filtre radon sur les données sismiques.	64
Figure VI.11 : Spectre d'amplitude avant et après l'application du filtre radon sur les données sismiques.	65
Figure VI.12 : Application du filtre passe bande sur les données sismiques.	66
Figure VI.13 : CDP gather avant et après Super gather.	67
Figure VI.14 : CDP gather avant et après le mute.	68
Figure VI.15 : Angle gather avant et après le mute.	68
Figure VI.16 : Passage CDP Gather-Angle gather.	69
Figure VI.17 : Vitesse de migration.	70
Figure VI.18 : Angle gathers, attribut de couleur : angle d'incidence.	71
Figure VI.19 : Angle gather.	71

Figure VI.20 : CDP-stack avant et après pré-conditionnement.....	72
Figure VI.21 : Spectre d'amplitude avant et après pré-conditionnement.	73
Figure VI.22 : Cross-plot V_p vs V_s dans le puits (P2).	74
Figure VI.23 : Cross-plot S wave en fonction de S wave - générer dans le puits (P2)	74
Figure VI.24 : Log S-wave généré par la relation de castagna (P3).	75
Figure VI.25 : Cross plot V_p/V_s -ratio en fonction Z_p avec V_{sh}	76
Figure VI.26 : Cross-plot P wave en fonction de S wave.....	77
Figure VI.27 : Les gammes d'angles (stacks partiels), affichage de l'INLINE passant par le puits (P2).	79
Figure VI.28 : Cross-plot angle-gather-full-stack-(P2) Vs angle-stack-NEAR.	80
Figure VI.29 : Cross-plot angle-gather-full-stack-(P2) Vs angle-stack-MID.	80
Figure VI.30 : Cross-plot angle-gather-full-stack-(P2) vs angle-stack-FAR.	81
Figure VI.31 : Ondelettes statistiques des trois gammes d'angles.	82
Figure VI.32 : Ondelette statistique extraite à partir du stack.	82
Figure VI.33 : Corrélacion du puit (P2) avec angle-stack.	83
Figure VI.34 : Les ondelettes moyennes de trois gammes.....	84
Figure VI.35 :Corrélacion des puits avec l'angle stack par l'ondelette moyenne mid	84
Figure VI.36 : Modèle initial Z_p sur la ligne arbitraire	85
Figure VI.37 : Modèle initial Z_s sur la ligne arbitraire	86
Figure VI.38 : Modèle initial Densité sur la ligne arbitraire	86
Figure VI.39 : Cross-plot $\ln(Z_s)$ vs $\ln(Z_p)$ et $\ln(D_n)$ vs $\ln(Z_p)$ dans le puits (P2).....	87
Figure VI.40 : Choix de paramètres.	87
Figure VI.41 : Analyse d'inversion au niveau de puits (P2).....	88
Figure VI.42 : Résultat d'inversion dans l'INLINE passant par le puits (P1).	89
Figure VI.43 : Résultat d'inversion dans l'INLINE passant par le puits (P2).	89
Figure VI.44 : Résultat d'inversion dans l'INLINE passant par le puits (P3).	90
Figure VI.45 : Résultat d'inversion dans l'INLINE passant par le puits (P1).	90
Figure VI.46 : Résultat d'inversion dans l'INLINE passant par le puits (P2).	91
Figure VI.47 : Résultat d'inversion dans l'INLINE passant par le puits (P3).	91
Figure VI.48 : Résultat d'inversion dans l'INLINE passant par le puits (P1).	92
Figure VI.49 : Résultat d'inversion dans l'INLINE passant par le puits (P2).	92
Figure VI.50 : Résultat d'inversion dans l'INLINE passant par le puits (P3).	93
Figure VI.51 : Lambda Rho dans l'INLINE passant par le puits (P2).	94
Figure VI.52 : Application de la loi générée par les relations multi-linéaire au niveau de trois puits (V_{sh}).	95
Figure VI.53 : Volume d'argile généré par la méthode multi-attributs dans l'INLINE passant par le puits (P1).	95
Figure VI.54 : Volume d'argile généré par la méthode multi-attributs dans l'INLINE passant par le puits (P2).	96
Figure VI.55 : Volume d'argile généré par la méthode multi-attributs dans l'INLINE passant par le puits (P3).	96
Figure VI.56 : Volume d'argile généré par la méthode multi-attributs sur la ligne arbitraire.....	97
Figure VI.57 : Application de la loi générée par les relations multi-linéaire au niveau de trois puits (φ_{eff}).....	97
Figure VI.58 : Volume de porosité effective généré par la méthode multi-attributs dans l'INLINE passant le puits (P1).	98
Figure VI.59 : Volume de porosité effective généré par la méthode multi-attributs dans l'INLINE passant le puits (P2).	98

Figure VI.60 : Volume de porosité effective généré par la méthode multi-attributs dans l'INLINE passant le puits (P3).	99
Figure VI.61 : Volume de porosité effective généré par la méthode multi-attributs sur la ligne arbitraire.	99
Figure VI.62 : Application de la loi générée par les relations multi-linéaire au niveau de trois puits (Sw).	100
Figure VI.63 : Volume de saturation en eau généré par la méthode multi-attributs dans l'INLINE passant le puits (P1).	101
Figure VI.64 : Volume de saturation en eau généré par la méthode multi-attributs qui dans l'INLINE passant par le puits (2).	101
Figure VI.65 : Volume de saturation en eau généré par la méthode multi-attributs dans l'INLINE passant par le puits (P3).	102
Figure VI.66 : Time slice, du rapport V_p/V_s	103
Figure VI.67 : Time slice, attribut d'impédance acoustique Z_p.	104
Figure VI.68 : Time slice, volume d'argile V_{sh}.	105
Figure VI.69 : Time slice, porosité effective.	105
Figure VI.70 : Time slice, saturation en eau S_w.	106
Figure VI.71 : Localisation de la zone de prospection sur le volume d'argile	107
Figure VI.72 : Localisation de la zone de prospection sur la porosité effective.	107
Figure VI.73 : Localisation de la zone de prospection sur saturation en eau.	108

Introduction

Générale

Introduction générale :

Depuis la découverte du pétrole pour la première fois dans le Sahara algérien en général, et avec la succession de découvertes de champs pétroliers dans le pays, surtout après la nationalisation des hydrocarbures en 1971, l'Algérie a réussi à récupérer sa pleine souveraineté sur les hydrocarbures, et le pétrole est devenu un pilier de l'économie nationale. Au fil des années, il est devenu nécessaire de découvrir de nouveaux champs et d'améliorer la production des champs actuels grâce à des techniques modernes et efficaces afin d'exploiter au mieux cette richesse et de préserver la position économique du pays.

L'évolution technologique dans le domaine de l'énergie et des hydrocarbures est un pilier crucial pour la découverte de nouvelles réserves et l'optimisation de l'exploitation des réserves existantes, tout en réduisant les coûts et en accroissant les profits.

Ces dernières années, on observe une rareté croissante de la découverte de nouveaux champs géants.

La plupart des réserves mondiales de pétrole sont aujourd'hui issues d'une exploitation plus efficace de champs déjà connues par des techniques de plus en plus avancées.

Il est donc essentiel d'avoir une connaissance approfondie de l'architecture interne du réservoir.

La caractérisation des réservoirs est un élément clé de l'industrie pétrolière. Cette étape est essentielle pour appréhender la géologie et la structure des formations souterraines où se trouvent les hydrocarbures. Les réservoirs pétroliers sont caractérisés afin de fournir des informations essentielles sur leur taille, leur forme, leur porosité, leur perméabilité et d'autres caractéristiques, ce qui est crucial pour planifier et mettre en place des opérations d'exploration, de forage et de production de pétrole et de gaz. Avec des méthodes comme la sismique, la tomographie électrique, la diagraphie et d'autres techniques géophysiques et géologiques sophistiquées.

L'inversion sismique joue un rôle essentiel dans la description des réservoirs dans le secteur pétrolier. Cette méthode implique l'étude des données sismiques afin de reconstruire la structure et les caractéristiques des formations géologiques souterraines où se trouvent les gisements de pétrole et de gaz. Grâce à des algorithmes avancés et des modèles

mathématiques, les ingénieurs pétroliers ont la capacité d'inverser les données sismiques afin d'évaluer des paramètres essentiels tels que la répartition de la vitesse des ondes sismiques, la densité et la porosité des roches. Il est crucial d'avoir ces données afin de saisir la géologie du réservoir, de repérer les zones de perméabilité élevée où le pétrole et le gaz pourraient être bloqués, et d'organiser de manière efficace les opérations de forage et de production.

L'objectif principal de ce travail consiste à étudier et à évaluer le réservoir ordovicien de la cuvette de Sbaâ, qui constitue notre étude. Cette recherche repose sur l'utilisation de l'inversion sismique simultanée et l'intégration des techniques géostatistiques dans la caractérisation des réservoirs, en exploitant toutes les données sismiques et pétrophysiques.

Ce travail est subdivisé en six chapitres :

- Le premier chapitre comprend des informations générales sur les concepts fondamentaux de la physique des roches.
- Le deuxième chapitre souligne l'importance de suivre une séquence de traitement appropriée pour récupérer les amplitudes réelles et les corriger de tout effet qui ne dépend pas des variations lithologiques.
- Le troisième chapitre vise à donner une explication de la théorie de l'inversion et de l'inversion sismique avant sommation.
- Nous avons abordé la caractérisation des réservoirs dans le quatrième chapitre.
- Le cinquième chapitre représente la géologie de la région d'étude.
- Dans le dernier chapitre, on présente la méthode d'application de la caractérisation du réservoir en utilisant l'inversion simultanée sur des données réelles, en exploitation et en interprétant les résultats, et nous terminons avec une conclusion.

CHAPITRE I :

Les propriétés

Physiques

Des roches

I. Les propriétés physiques des roches :

I.1 Introduction :

La prévision des caractéristiques des réservoirs pétroliers à partir des données sismiques est cruciale pour le développement et la gestion des champs pétrolifères. Avant d'exposer les principes et la mise en pratique de cette méthode, il est essentiel de présenter brièvement les propriétés physiques des roches réservoirs. Ceci permettra d'obtenir les informations nécessaires concernant leur composition lithologique et leurs propriétés pétrophysiques.

I.2 La roche :

La roche est un matériau solide qui constitue la croûte terrestre et est formée d'un assemblage de minéraux. Elle est composée de grains solides agglomérés dans une matrice, avec des vides de différentes tailles et formes, tels que les pores, les canalicules, les vacuoles et les géodes.

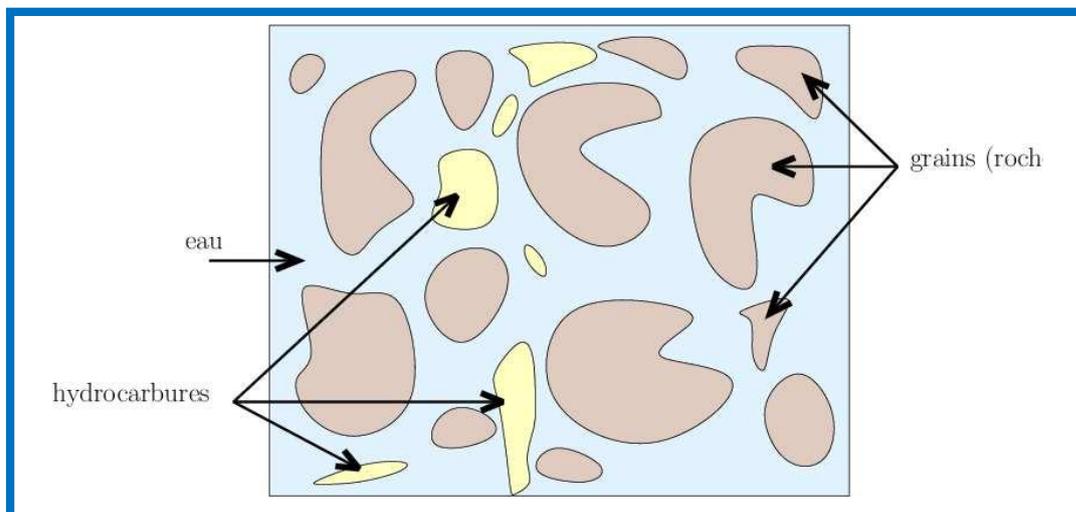


Figure I.1 : La structure de la roche.

I.2.1 La roche réservoir :

En géologie pétrolière une roche-réservoir, ou encore roche magasin, est une roche dont l'espace poreux est tel qu'une quantité importante de pétrole peut y être accumulée. Elle est donc définie par sa porosité, en particulier sa porosité utile ω ou ϕ (connexion entre les vides) et sa perméabilité k . (Biju-Duval, 1999)

Une roche réservoir est donc caractérisée par un ensemble de propriétés pétrophysiques et par les fluides qu'elle contient, elle est toujours analysée sous un double aspect : statique et dynamique. Il est classique de distinguer deux grandes catégories de réservoirs : les réservoirs détritiques terrigènes et les réservoirs carbonatés. (Biju-Duval, 1999)

I.2.1.1 Réservoirs Gréseux :

- Sont généralement créés par l'accumulation de grandes quantités de sédiments clastiques qui sont caractéristiques des environnements de dépôt tels que les chenaux fluviaux, les deltas, les plages, les lacs et les deltas sous-marins.
- Les réservoirs gréseux ont des porosités et perméabilités de dépôt contrôlées par la taille des grains, le tri et le tassement des sédiments.
- Les changements diagénétiques peuvent inclure la précipitation de minéraux argileux dans les espaces poreux, l'occlusion des pores par des ciments minéraux, ou même la création de pores supplémentaires par dissolution de certains sédiments.

I.2.1.2 Réservoirs Carbonatés :

- Sont créés dans des environnements sédimentaires marins avec peu ou pas d'apport de matériaux clastiques et généralement entre les latitudes 30° au Nord et au Sud de l'équateur.
- Les types de porosité des réservoirs carbonatés comprennent la porosité vacuolaire (pores plus gros que les grains), intergranulaire (entre les grains), et intragranulaire (dans les grains).
- Les changements diagénétiques tels que la dolomitisation, la fracturation, la dissolution et la recristallisation (rares) sont extrêmement importants car ils ont la capacité de créer une porosité secondaire très efficace. La cimentation, par contre, réduit généralement la porosité et la perméabilité.

Les principales propriétés pétrophysiques caractérisant une roche réservoir sont :

I.2.2 La porosité :

Elle est définie par le rapport du volume des espaces des vides dans la roche sur le volume total de la roche considérée :

$$\text{Porosité (\%)} = \phi = \frac{\text{volume des pores}}{\text{volume totale}} \times 100 \quad (\text{I-1})$$

I.2.2.1 Nature de la porosité :

- **Porosité faible** : si $\phi \leq 5$
- **Porosité médiocre** : si $5 \leq \phi \leq 10$
- **Porosité moyenne** : si $10 \leq \phi \leq 20$
- **Porosité bonne** : si $20 \leq \phi \leq 30$
- **Porosité excellente** : si $\phi \geq 30$

I.2.2.2 Types de porosité :

On distingue entre :

- **Porosité totale** : tout l'espace vide dans une roche.
- **Porosité effective** : le volume poreux interconnecté disponible pour les fluides libres.

I.2.3 La perméabilité :

La perméabilité est la mesure de la facilité avec laquelle un fluide peut traverser une roche ou un matériau poreux. Plus la pression exercée sur le fluide est grande, plus le taux d'écoulement est grand. Aussi, plus le fluide est visqueux, plus son écoulement est difficile à travers la roche.

La loi de Darcy :

$$Q = K \frac{S \Delta P}{\mu \Delta L} \quad (\text{I-2})$$

Q : Débit du fluide traversant la roche en $\frac{\text{cm}^3}{\text{s}}$.

S : Section de passage du fluide en cm^2 .

μ : Viscosité du fluide en centipoises.

$\frac{\Delta P}{\Delta L} = \frac{P_2 - P_1}{\Delta L}$: Gradient de pression entre les deux faces de l'échantillon en bar/cm.

K : Perméabilité de l'échantillon en Darcy.

I.2.4 La saturation :

La saturation est la mesure de la proportion des pores d'un réservoir rocheux remplis soit par des hydrocarbures, soit par de l'eau, exprimée en pourcentage.

- La saturation en eau $S_w = \frac{V_w}{V_p}$
- La saturation en huile $S_o = \frac{V_o}{V_p}$
- La saturation en gaz $S_g = \frac{V_g}{V_p}$

La connaissance des saturations en huile et gaz permet de calculer les volumes accumulés dans le réservoir. (Biju-Duval, 1999)

I.3 Les paramètres acoustiques de la roche :

I.3.1 La densité :

Généralement la densité des roches sédimentaires croît avec l'augmentation de la profondeur d'enfouissement (sous l'effet de la compaction) et diminue lorsque la porosité augmente. Sheriff & Geldart ont (1984) ont établi une relation liant la densité globale (d) à la porosité (ϕ), les densités du fluide contenu dans les vides d'une roche sédimentaires d_f et la densité de la matrice d_m :

$$d = \phi \cdot d_f + (1 - \phi) \cdot d_m \quad (\text{I-3})$$

Dans le cas de la présence des hydrocarbures :

$$d = \phi \cdot d_h + (1 - \phi) \cdot d_m + (d_e - d_h) \phi S_e \quad (\text{I-4})$$

d_h , d_e , S_e sont respectivement la densité des hydrocarbures, la densité de l'eau et la saturation en eau.

L'équation de Gardner et al (1974), est une formule expérimentale généralement utilisée :

$$d = a \cdot V^{\frac{1}{4}}; \quad a : \text{une constante positive .}$$

Cette formule est non applicable au sel, le charbon et l'anhydrite.

On peut écrire :

$$d = \phi \cdot d_f + (1 - \phi) \cdot d_m = a \cdot \sqrt[4]{vp} \quad (\text{I-5})$$

I.3.2 Les vitesses des ondes sismiques :

I.3.2.1 Définition :

En prospection sismique, on se concentre principalement sur deux types d'ondes : les ondes de compression (P) et les ondes de cisaillement (S).

- **Onde de compression (P) :** Aussi appelée onde primaire, elle se caractérise par des mouvements de compression et de dilatation dans la direction de propagation de l'onde. Les ondes P sont les premières à arriver sur un enregistrement sismique et peuvent se propager à travers les milieux solides, liquides et gazeux.
- **Onde de cisaillement (S) :** Aussi appelée onde secondaire, elle se caractérise par des mouvements de cisaillement perpendiculaires à la direction de propagation de l'onde. Les ondes S arrivent après les ondes P sur un enregistrement sismique et ne peuvent se propager que dans les milieux solides.

Pour un milieu isotrope, homogène et élastique, la vitesse de l'onde P et de l'onde S sont exprimées par les formules suivantes :

$$V_s = \sqrt{\frac{\mu}{\rho}} \quad (\text{I-6})$$

$$V_p = \sqrt{\frac{\lambda + 2\mu}{\rho}} \quad (\text{I-7})$$

et comme $\lambda = K - 2/3\mu$

$$\text{on trouve que : } V_p = \sqrt{\frac{K + \frac{4}{3}\mu}{\rho}} \quad (\text{I-8})$$

Où :

λ, μ : sont les coefficients de Lamé (N/m^2).

ρ : est la densité (g/cm^3).

K : est le module d'incompressibilité ($dynes/cm^3$).

D'une façon générale, les vitesses sismiques décroissent lorsque les porosités croissent. Par ailleurs, pour une même porosité, les terrains permettent la propagation des ondes sismiques

plus rapidement quand ils sont saturés que quand ils ne le sont pas. La mesure de la vitesse dans un terrain saturé permet d'obtenir la porosité grâce à la Loi de Wyllie, qui reste approximative, mais qui est utile pour l'estimation des porosités en général, et plus particulièrement pour l'estimation du degré de fracturation des roches consolidées :

$$\frac{1}{V_r} = \frac{\varphi}{V_f} + \frac{(1-\varphi)}{V_{ma}} \quad (\text{I-9})$$

Où :

φ : porosité [%].

V_r : vitesse mesurée dans la roche [m/s].

V_f : vitesse de propagation dans le fluide imprégnant la roche [m/s].

V_{ma} : vitesse de propagation dans la matrice [m/s].

I.3.2.2 Relation entre V_p et V_s :

- **Relation de Castagna (1985) :**

Castagna et al (1985) ont dérivés une relation qui relie la vitesse des ondes P à celle des ondes S :

$$V_p = 1.16 V_s + 1360 \quad (\text{I-10})$$

Les vitesses sont données en km/s. Il est clair que cette équation est celle d'une droite. Cette ligne s'appelle la ligne **mudrock**.

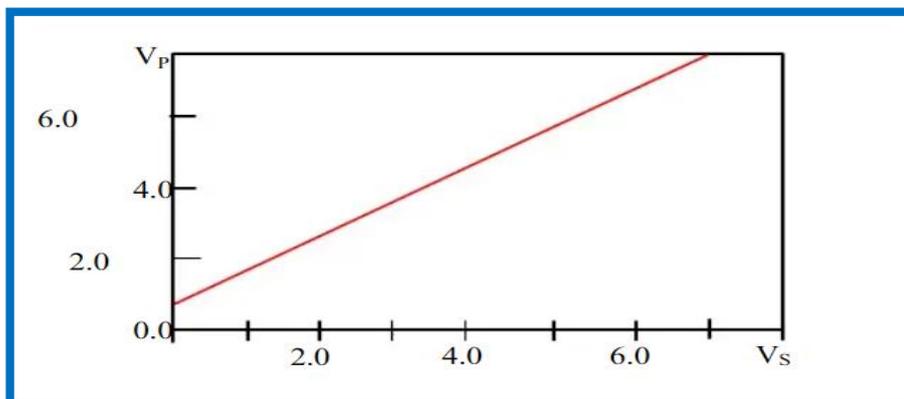


Figure I.2 : Relation entre V_p et V_s .

- **Relation du rapport V_p/V_s :**

La relation entre la vitesse des ondes primaires (V_p) et la vitesse des ondes secondaires (V_s) peut être exprimée à l'aide de la théorie élastique linéaire comme suit :

$$\frac{V_p}{V_s} = \sqrt{\frac{1-\nu}{\frac{1}{2}-\nu}} \quad (\text{I-11})$$

Dans cette équation, le coefficient de Poisson est utilisé pour caractériser la déformation latérale d'un matériau en réponse à une contrainte longitudinale. Le coefficient de Poisson, souvent noté (ν), est défini comme le rapport négatif de la contraction transversale sur l'extension longitudinale.

I.3.3 L'impédance acoustique :

Le paramètre physique qui caractérise le milieu est son impédance acoustique Z , Tout matériau dans lequel se propage une onde sismique possède une impédance acoustique. C'est l'équivalent d'une résistance en électricité.

$$Z = d \cdot V \quad (\text{I-12})$$

Z : impédance acoustique (pa.s/m).

d : la densité ou masse volumique (kg/m^3).

V : la vitesse de propagation des ondes sismiques (m/s).

Étant donné que la vitesse (pour une onde P) peut s'exprimer en fonction des constantes de Lamé (équation I-7).

L'impédance acoustique s'écrit :

$$Z = d \cdot V = \sqrt{d \cdot (\lambda + 2\mu)} \quad (\text{I-13})$$

I.4 Les Caractéristiques élastiques des roches :

La théorie de l'élasticité stipule que les solides se déforment sous contrainte, mais de manière réversible tant que les forces restent faibles. Les roches sont considérées élastiques lorsque leurs déformations sont minimales.

Les propriétés élastiques des matériaux sont régies par la loi de Robert Hooke (physicien anglais 1635-1703) qui exprime une relation de proportionnalité entre contraintes et déformations.

CHAPITRE I : LES PROPRIETES PHYSIQUES DES ROCHES

On définit un certain nombre de paramètres d'élasticité résumés dans le tableau ci-dessous :

E: module de Young (Pa).

ν : coefficient de Poisson (sans dimension).

K : module d'incompressibilité (dynes/cm²).

β : module de compressibilité (pa^{-1}).

μ : module de rigidité (N/m²).

Tableau I.1 : Relations entre les modules élastiques. (DJEDDI, 2016)

	(λ, G)	(E,G)	(K, λ)	(K,G)	(λ, ν)	(G, ν)	(E, ν)	(K, ν)	(K,E)	(M,G)
K =	$\lambda + \frac{2G}{3}$	$\frac{EG}{3(3G-E)}$			$\frac{\lambda(1+\nu)}{3\nu}$	$\frac{2G(1+2\nu)}{3(1-2\nu)}$	$\frac{E}{3(1-2\nu)}$			$M - \frac{4G}{3}$
E =	$\frac{G(3\lambda+2G)}{\lambda+G}$		$\frac{9K(K-\lambda)}{3k-\lambda}$	$\frac{9KG}{3K+G}$	$\frac{\lambda(1+\nu)(1-2\nu)}{\nu}$	$2G(1+\nu)$		$3K(1-2\nu)$		$\frac{G(3M-4G)}{M-G}$
λ =		$\frac{G(E-2G)}{3G-E}$		$K - \frac{2G}{3}$		$\frac{2G\nu}{1-2\nu}$	$\frac{E\nu}{(1+\nu)(1-2\nu)}$	$\frac{3k\nu}{1+\nu}$	$\frac{3K(3K-E)}{9K-E}$	$M - 2G$
G =			$\frac{3(K-\lambda)}{2}$		$\frac{\lambda(1-2\nu)}{2\nu}$		$\frac{E}{2(1+\nu)}$	$\frac{3K(1-2\nu)}{2(1+\nu)}$	$\frac{3KE}{9K-E}$	
ν =	$\frac{\lambda}{2(\lambda+G)}$	$\frac{E}{2G} - 1$	$\frac{\lambda}{3K-\lambda}$	$\frac{3K-2G}{2(3K+G)}$					$\frac{3KE}{9K-E}$	$\frac{M-2G}{2M-2G}$
M =	$\lambda + 2G$	$\frac{G(4G-E)}{3G-E}$	$3K - 2\lambda$	$K + \frac{4G}{3}$	$\frac{\lambda(1-\nu)}{\nu}$	$\frac{2G(1-\nu)}{1-2\nu}$	$\frac{E(1-\nu)}{(1+\nu)(1-2\nu)}$	$\frac{3k(1-2\nu)}{1+\nu}$	$\frac{3K(3k+E)}{9K-E}$	

CHAPITRE II

Traitement en

Amplitudes

Préservées

II. Traitement en amplitude préservées :

II.1 Introduction :

En sismique réflexion, seules les réflexions sont utiles pour comprendre la géométrie du sous-sol. Les autres événements sismiques doivent être éliminés car ils masquent ou déforment les réflexions primaires. Le traitement des données sismiques consiste en une série d'étapes pour convertir les données de terrain en images des structures souterraines en 2D ou 3D. Pour des résultats d'inversion sismique de qualité, il est crucial d'appliquer un traitement approprié préservant les amplitudes des réflexions et positionnant correctement les réflexions en subsurface.

II.2 Définition d'une amplitude :

L'amplitude d'une fonction périodique est la grandeur de son changement sur une période donnée (temps, espace ou espace-temps).

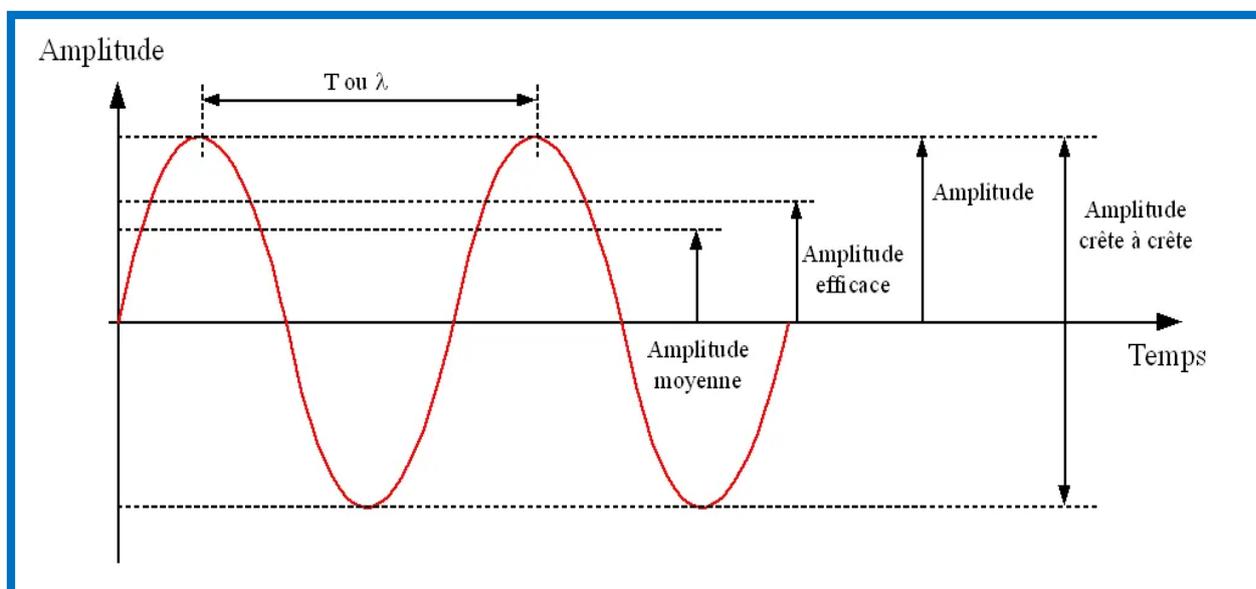


Figure II.1 : Amplitudes des ondes sinusoïdales.

Une onde sinusoïdale est caractérisée par : son amplitude, sa période, sa phase et sa fréquence fondamentale. Les amplitudes des ondes sismiques enregistrées à la surface sont proportionnelles aux coefficients de réflexion, reflétant ainsi les variations lithologiques. Cependant, ces amplitudes sont également influencées par d'autres facteurs, qui seront examinés dans ce chapitre.

II.3 Principaux facteurs affectant les amplitudes des ondes sismiques :

II.3.1 Divergence sphérique :

La divergence sphérique se produit lorsque l'intensité d'une onde sismique diminue à mesure que l'on s'éloigne de la source. C'est un aspect géométrique de la propagation des ondes sismiques.

- **Cas d'un milieu homogène et isotrope :**

La vitesse constante, les rayons sismiques sont rectilignes et le front d'onde est sphérique.

$$ER = \frac{E0}{R^2} \quad (\text{II-1})$$

L'atténuation par divergence sphérique est donc uniquement géométrique et n'occasionne aucune perte d'énergie. Le carré de l'amplitude est l'énergie $E = A^2$.

D'où :

$$Ax = \frac{A0}{x} \quad (\text{II-2})$$

(Ax et $A0$, représentent respectivement l'amplitude à une distance x de la source, et celle du signal émis par cette dernière ($X=0$)).

- **Cas d'un milieu hétérogène et anisotrope :**

Les rayons sismiques ne sont plus rectilignes mais courbés et les fronts d'onde ne sont plus sphériques (Figure II.2b)

$$\frac{Ax}{A0} = \frac{v0}{v^2_{RMS} t} \quad \text{Newman (1973)} \quad (\text{II-3})$$

$v0$: Vitesse du premier milieu.

t : Temps vertical double.

$VRMS$: Vitesse quadratique moyenne.

Avec :

$$VRMS = \frac{\sum_{i=1,n} Vi^2 \cdot ti}{\sum_{i=1,n} ti} \quad (\text{II-4})$$

Avec :

Vi : Vitesse de l'onde sismique dans la $i^{nième}$ couche.

t_i : temps du trajet vertical mis par l'onde sismique pour parcourir la $i^{nième}$ couche.

n : Nombre total de couches.

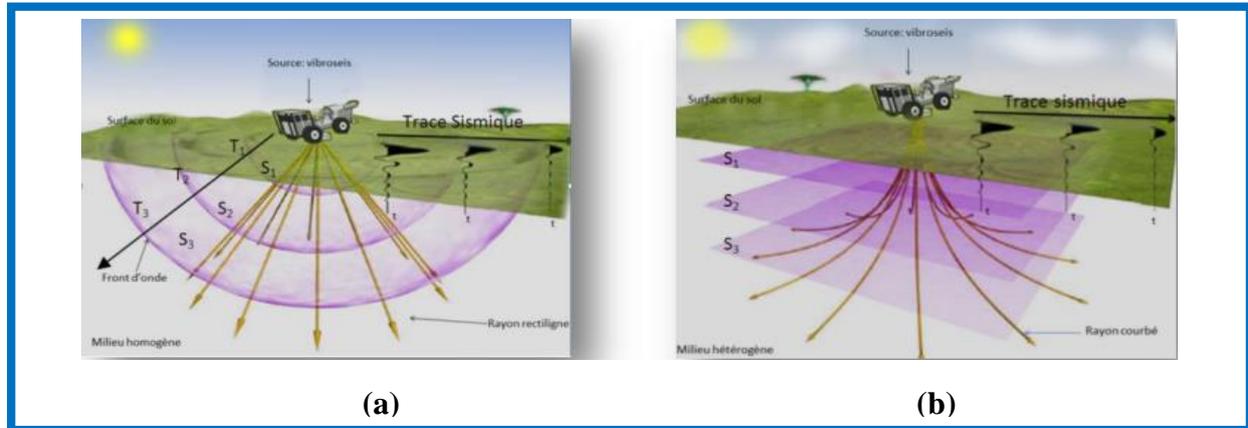


Figure II.2 : Forme des rayons sismiques et fronts d'ondes dans un milieu : (a) homogène et isotrope (b) hétérogène et anisotrope. (DJEDDI, 2013)

- Cas d'incidence arbitraire :

Lorsque le rayon incident n'est plus en incidence normale (environ 20° à 30°), la loi d'atténuation par divergence sphérique serait en fonction de l'angle d'incidence et de l'offset X . L'expression relative à l'atténuation causée par la divergence sphérique devient :

$$D = \frac{x^2 + 2x \sum_{i=1}^{n-1} h_i \tan^3 \theta_i}{\tan \theta_1} \quad (\text{II-5})$$

X : étant l'offset (distance source sismique- trace sismique).

h_i : Épaisseur de la couche i .

θ_i : angle d'incidence dans $i^{nième}$ couche.

θ_1 : angle d'incidence dans la première couche

II.3.2 Absorption :

Le sous-sol est généralement un milieu non élastique, l'onde sismique subit alors une certaine dissipation, c'est le phénomène d'absorption ou dissipation.

$$A_x = A_0 e^{-\alpha x} \quad (\text{II-6})$$

α : Etant le coefficient d'absorption Il se produit une dissipation de l'énergie par absorption, attribuée le plus souvent à des frictions entre particules du milieu.

A_x : Amplitude de l'onde à la profondeur X .

A_0 : Amplitude initiale de l'onde à la profondeur $X=0$.

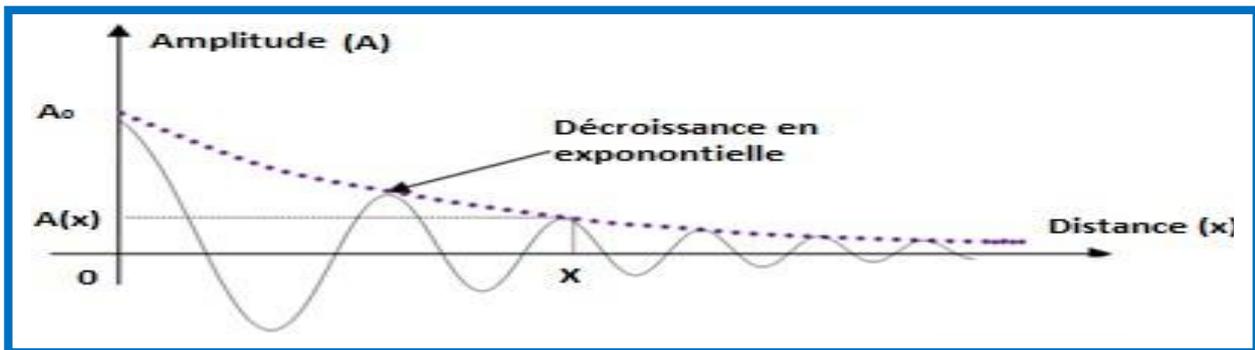


Figure II.3 : Atténuation de l'onde sismique par absorption.

II.3.3 Les réflexions multiples :

Ce sont généralement les réflexions qui au cours de leurs trajets, ont subi plus d'une réflexion. Les ondes multiples présentent souvent des énergies semblables et même des fois supérieures à celles des réflexions sismiques simples. Elles dissimulent l'information et l'interprétation qu'on essaiera d'en extraire. Il existe différents types de réflexions multiples dont les connues sont : les multiples superficiels, les multiples à l'intérieur d'une couche, les peg- leg, les fantômes, les réverbérations (singing) etc. Les ondes multiples peuvent également être classées en ondes multiples courtes et en ondes multiples longues.

- Les multiples à trajet long.
- Les multiples de court trajet.
- Les réverbérations (ou singing).

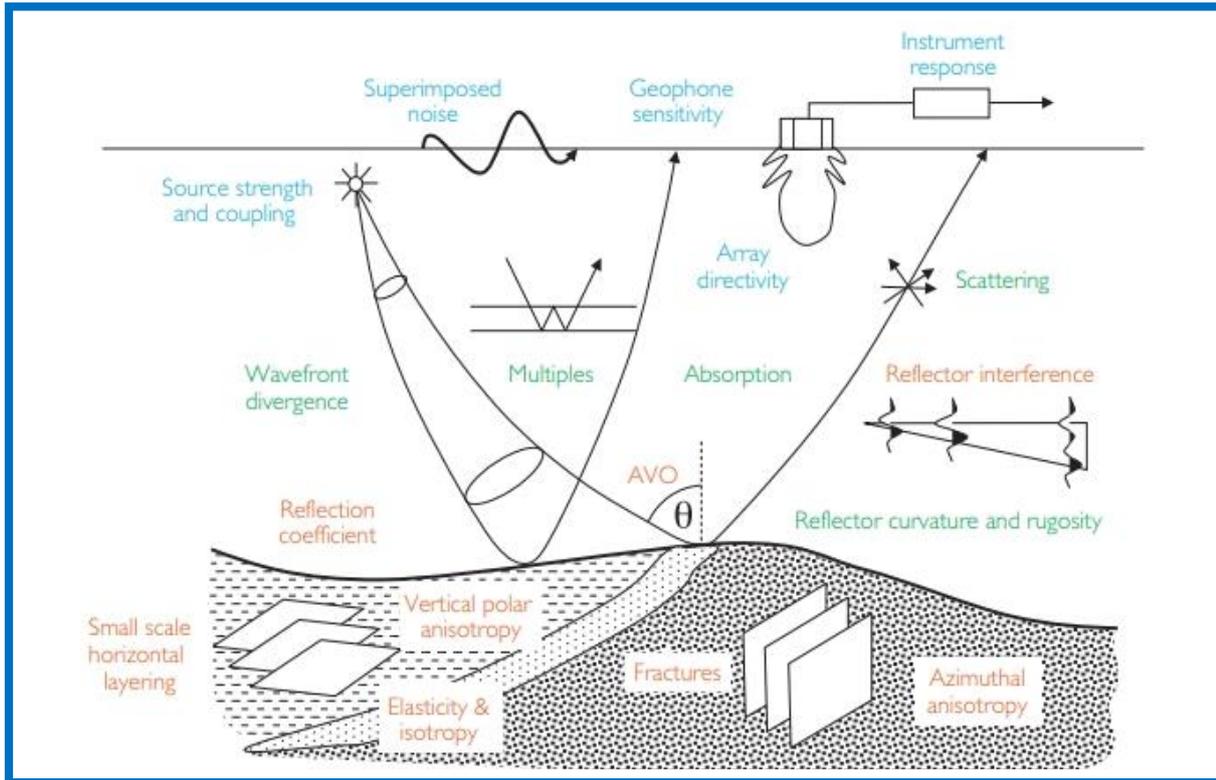


Figure II.4: Les Principaux facteurs affectant les amplitudes des ondes sismiques. (Simm & Bacon, 2014)

II.4 Récupération des amplitudes réelles :

Un traitement sismique adéquat garantit des résultats d'inversion de qualité en préservant ou en restaurant les amplitudes vraies des traces, organisées sous forme de collections Common mid point. Cela implique de positionner correctement les réflexions en subsurface et de garantir une qualité de données suffisante pour que les amplitudes des réflexions contiennent les informations essentielles sur les coefficients de réflexion. C'est le traitement en amplitude préservées, il vise à éliminer les effets des facteurs non pertinents liés à la variation de la réflectivité avec l'offset au niveau des horizons, ce qui peut altérer les amplitudes des réflexions sismiques. Parmi les techniques de traitements, celles qui améliorent beaucoup plus la qualité des données sismiques pour une bonne inversion sont :

- La compensation de la divergence sphérique
- L'absorption.

Il est à noter aussi que le traitement en amplitudes préservées est un traitement classique qui n'utilise ni une égalisation dynamique ni une normalisation. Pour cela on se limite à décrire les étapes supplémentaires seulement.

II.4.1 Compensation de la divergence sphérique :

Elle consiste à compenser les variations des amplitudes des ondes sismiques dues à l'expansion de leur front d'onde en fonction du temps.

Selon l'expression (II-3) dans un milieu considéré homogène et isotrope.

La correction peut être faite en multipliant l'amplitude du signal sismique (trace sismique) par le temps de parcours t en l'absence d'information sur la loi de vitesse $V=f(t)$.

Dans un milieu hétérogène et anisotrope, la compensation des amplitudes est effectuée par l'expression de Newman (1973) :

$$C_{ds} = \frac{t}{v_0} V^2 r m c. (t) \text{ (cas de rayons courbés).}$$

Cas d'incidence arbitraire :

$$D_{ds}(x,\theta) = \frac{x^2 + 2x \sum_{i=1}^n h_i \tan^3 \theta_i}{\tan \theta_1} \quad (\text{II-7})$$

II.4.2 Compensation de l'absorption :

L'atténuation due à l'absorption de l'amplitude de l'onde sismique à partir de la source sismique peut être exprimée par la formule :

$$A_x = A_0 \cdot e^{-ax} \quad (\text{II-8})$$

il suffit de compenser cet effet par une loi du type e^{+bt} .

En résumé : la récupération des amplitudes vraies se fera en appliquant une correction globale composée d'une correction due à la divergence sphérique et la seconde due à l'atténuation par absorption de la forme (b , a et n sont des constantes pour une région, déterminées par des essais) :

$$\text{Correction totale} = a \cdot t^n \cdot e^{+bt} \quad (\text{II-9})$$

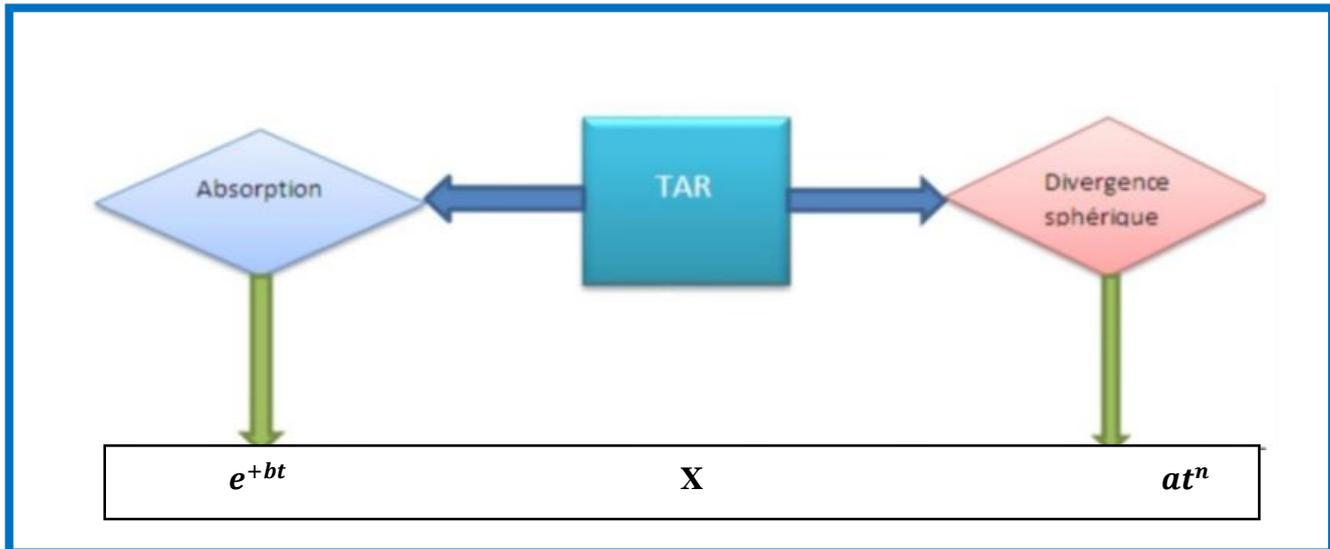


Figure II.5 : Compensation globale de l'absorption et de la divergence sphérique. (DJEDDI, 2020)

II.4.3 Etapes de traitement en amplitudes préservés :

La séquence de traitement recommandée pour une inversion sismique consiste à :

- Corriger l'effet des facteurs affectant les amplitudes et qui ne sont pas dû à la lithologie.
- Améliorer le rapport Signal/Bruit.
- Améliorer la résolution.
- Repositionner les évènements à leur place.

Après avoir subi la séquence de traitement qui suivent, les variations d'amplitudes dans les traces sismiques, ne sont liées qu'aux variations lithologiques, ainsi les résultats d'inversions seront proches de la réalité géologique.

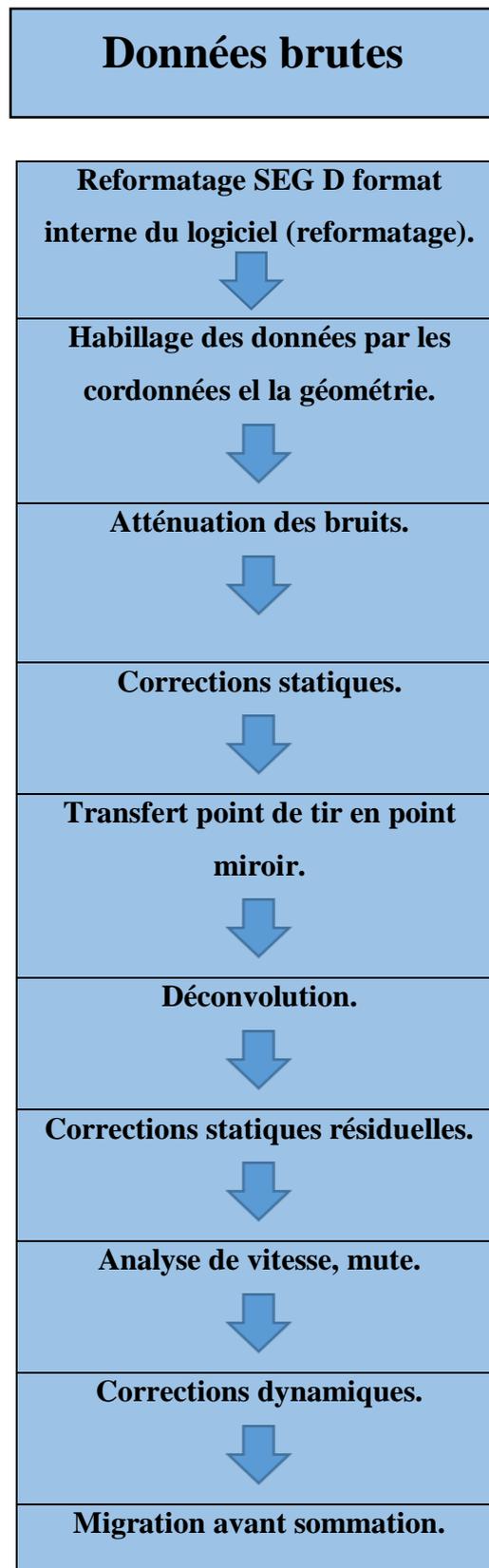


Figure II.6 : Séquence de traitement en amplitudes préservées.

On va expliquer ces étapes brièvement :

- **Le reformatage** La conversion du format de la bande magnétique terrain (SEG-Y, SEG-D ... etc.) vers un format adapté aux différentes interfaces de traitement (Géo vecteur, Oméga...)
- **Habillage et géométrie** : Après avoir reformaté les données géométriques, il est nécessaire d'introduire ces données dans un logiciel afin de définir les profils de la zone étudiée et d'obtenir le plan de position utilisé lors de la situation sismique.
- **Atténuation des bruits** : Améliorer le rapport signal sur bruit (S/B) permet de repérer et de supprimer les bruits sans altérer le signal utile, même pour les bruits difficiles à éliminer.
- **Les corrections statiques** : corrections des traces et points de tirs pour les remettre sur un même plan appelée DP. Cette correction a pour but d'enlever l'effet de la zone d'altérée noté WZ (weathered zone) et de l'altimétrie. (BENHAMA, 2010-2011)
- **La Déconvolution** : Amélioration de la résolution par contraction de l'ondelette-atténuation des multiples. (BENHAMA, 2010-2011)
- **Corrections statiques résiduelles** : Améliorer l'addition dans la trace somme et les analyses de vitesse en mettant en phase les signaux avant leur addition, sans modifier la position des horizons, permet de corriger les imprécisions des corrections statiques initiales.
- **L'analyse de vitesse** : Ajuster la vitesse pour trouver l'équation d'hyperbole qui correspond le mieux aux signaux de réflexion. La vitesse idéale est celle qui permet d'obtenir la corrélation ou l'amplitude maximale après l'addition des traces, ce qui permet d'optimiser la somme des traces après correction dynamique.
- **Le mute** : Élimination des parties de traces ayant un mauvais rapport signal sur bruit (onde aérienne, ground roll). (BENHAMA, 2010-2011)
- **Corrections dynamiques** :(Normal Move Out) : Correction pour enlever l'effet d'obliquité. (BENHAMA, 2010-2011)
- **La migration avant sommation** : L'objectif est de remettre les horizons dans leur position spatiale adéquate, de corriger l'effet de pendage (DMO) et de réduire l'énergie diffractée afin d'améliorer la résolution des structures géologiques dans l'image sismique.

CHAPITRE III

Inversion simultanée des données sismiques avant sommation

III. Inversion simultanée des données sismiques avant sommation :

III.1 Fondements mathématiques de la théorie d'inversion :

III.1.1 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, 2005)

En d'autres termes, Keller affirme que deux problèmes sont dits inverses l'un de l'autre si la formulation de l'un met en cause l'autre. Le problème opposé réside dans la recherche des causes qui connaissent les conséquences. Il s'agit donc de l'opposé de celui connu sous le nom de problème direct, qui consiste à déduire les conséquences, les causes étant connues.

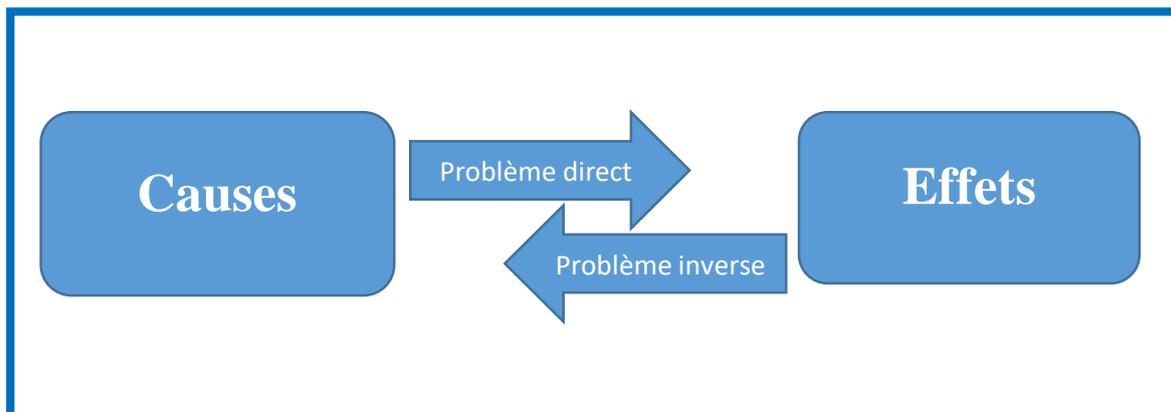


Figure III.1 : Problème direct et problème inverse.

III.1.2 Problème bien posé et problème mal posé :

Hadamard a introduit dès 1923 la notion de problème bien posé. Il s'agit d'un problème dont :

- La solution existe.
- Elle est unique.
- Elle dépend continûment des données.

Ces notions doivent être précisées par le choix des espace (et des topologies) dans lesquels les données et la solution évoluent. Selon Hadamard, seul un problème bien posé pouvait modéliser correctement un phénomène physique. Les problèmes inverses ne vérifient souvent pas l'une ou l'autre de ces conditions.

- 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 (et nous le verrons sur des exemples) que 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 a 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 n réelles z. Un problème qui n'est pas bien posé au sens de la définition ci-dessus est dit mal posé.

III.1.3 Formulation du problème inverse :

Le problème inverse est de trouver des paramètres inconnus m_j d'un modèle à partir des données d_i , en utilisant une relation qui les lie. Il est possible de le reformuler mathématiquement de la manière suivante :

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

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

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

Avec :

G_{ij} : L'opérateur (la matrice) linéaire qui représente la relation mathématique entre les paramètres de modèle **m_j** et les données **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. (Tarantola, 2005)

III.1.4 Résolution du problème inverse :

Généralement, la résolution d'un problème inverse passe par trois étapes essentielles : (Tarantola, 2005)

- La paramétrisation du système.
- La modélisation directe.
- La modélisation inverse.
- **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 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 :

$$\Phi = (\mathbf{d} - \mathbf{Gm})^T \cdot (\mathbf{d} - \mathbf{Gm}) \quad \text{(III-3)}$$

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

$$\hat{\mathbf{m}} = (\mathbf{G}^T \mathbf{G})^{-1} \cdot \mathbf{G}^T \mathbf{d} \quad \text{(III-4)}$$

- **La régularisation :**

Parmi les méthodes utilisées pour la résolution d'un problème inverse, il y a la méthode de la régularisation. Cette méthode consiste 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.

III.2 Inversion des données sismiques :

III.2.1 Définition :

Dans le cas de l'inversion sismique, le modèle de paramètres est formé par les paramètres élastiques des roches, tels que les vitesses, la densité, l'impédance ou la porosité, et la perturbation est causée par une onde sismique. Les méthodes d'inversion sismique sont basées sur le modèle de convolution de la trace sismique figure (III.2).

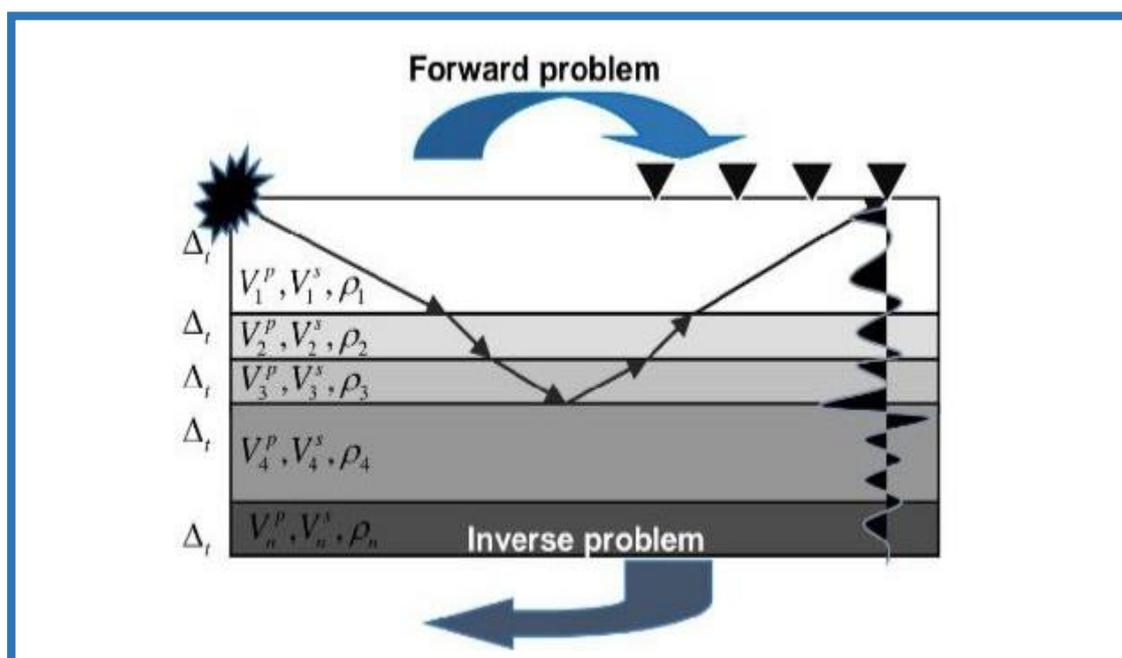


Figure III.2 : modèle direct et inverse.

III.2.2 Objectif :

L'inversion sismique permet la transformation des données sismiques en propriétés quantitatives des roches, contribuant à la description de la qualité d'un réservoir (figure III.3).

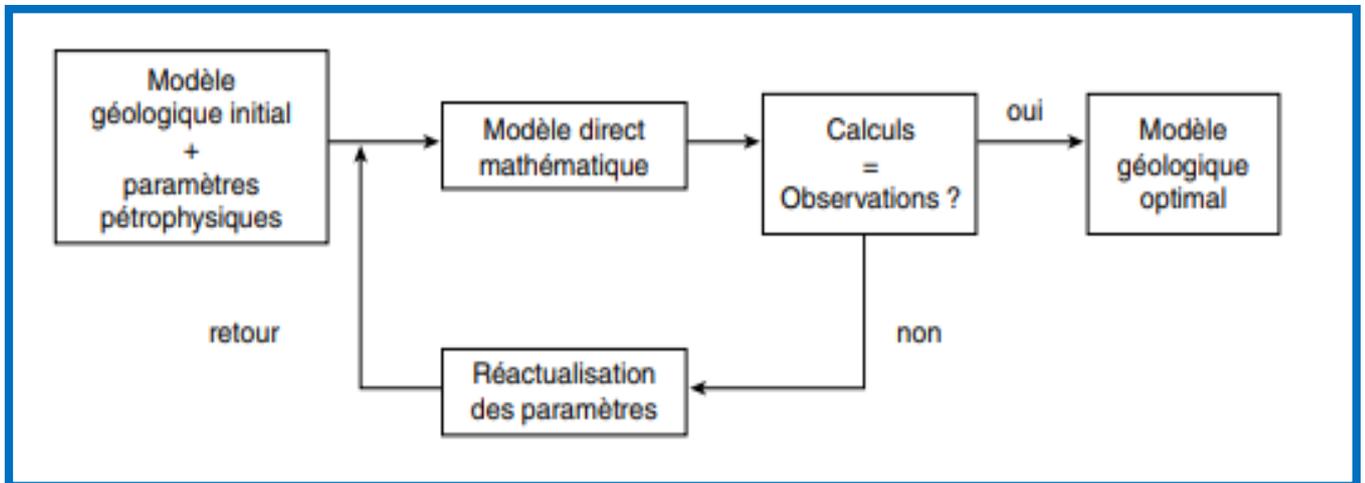


Figure III.3 : Algorithme d'inversion. (Pianelo, Guérillot, & Gallouët, 2000)

III.2.3 Modèle convolutif de la trace sismique :

Le modèle convolutif de la trace sismique est défini par la relation suivante :

$$T(t) = w(t) * r(t) + B(t) \quad \text{(III-5)}$$

Où $T(t)$ est la trace sismique, qui est égale à la convolution d'une ondelette $w(t)$ à bande limitée avec la série de réflectivité $r(t)$ et l'ajout de bruit aléatoire n qui pourrait être dans la sismique enregistrée. Selon Yilmaz (1987), ce modèle suppose :

- La Terre est constituée de couches horizontales à vitesse constante.
- La source produit une onde plane de compression, qui rencontre les limites des couches à incidence normale.
- La forme d'onde source est stationnaire, cela signifie qu'elle n'a pas de perte d'amplitude par propagation ou absorption.
- L'ondelette générée par la source est connue.

Le signal enregistré est proche de la réponse impulsionnelle du milieu si l'ondelette $w(t)$ est proche d'une impulsion de Dirac et si la composante bruit est négligeable. Pour une incidence normale la réflectivité est exprimée comme suit :

$$(t) = \frac{Z_{n+1} - Z_n}{Z_{n+1} + Z_n} \quad \text{(III-6)}$$

Tel que Z représente l'impédance acoustique : $Z = V \cdot \rho$

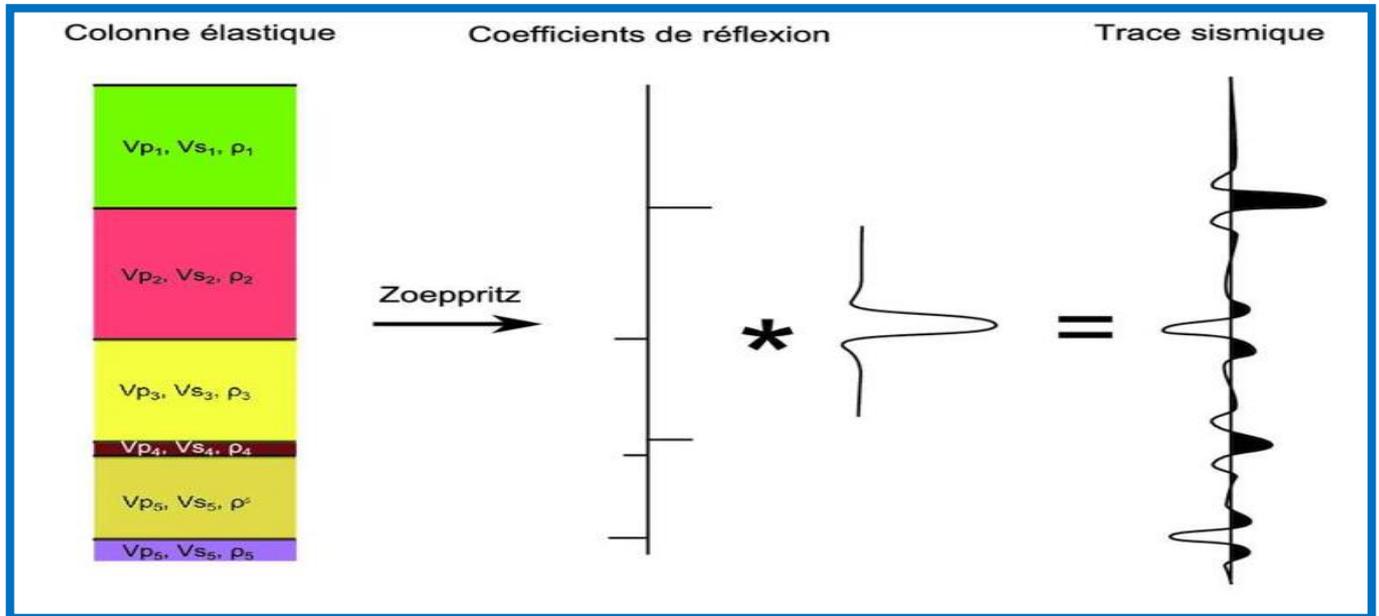


Figure III.4 : modèle convolutif d'une trace sismique en absence de bruit.

III.2.4 Problème direct et inverse en sismique :

En ce qui concerne l'inversion des données sismiques, les défis, qu'ils soient directs ou inverses, peuvent être expliqués en utilisant le modèle de convolution de la trace sismique et se pose comme suite :

III.2.4.1 Problème direct :

La collecte des données sismiques sur le terrain pose un défi direct où le signal émis et la série des coefficients de réflexion du sous-sol sont les données d'entrée. En effectuant une convolution simple entre ces deux éléments, on obtient la trace sismique, en supposant que le bruit est négligeable

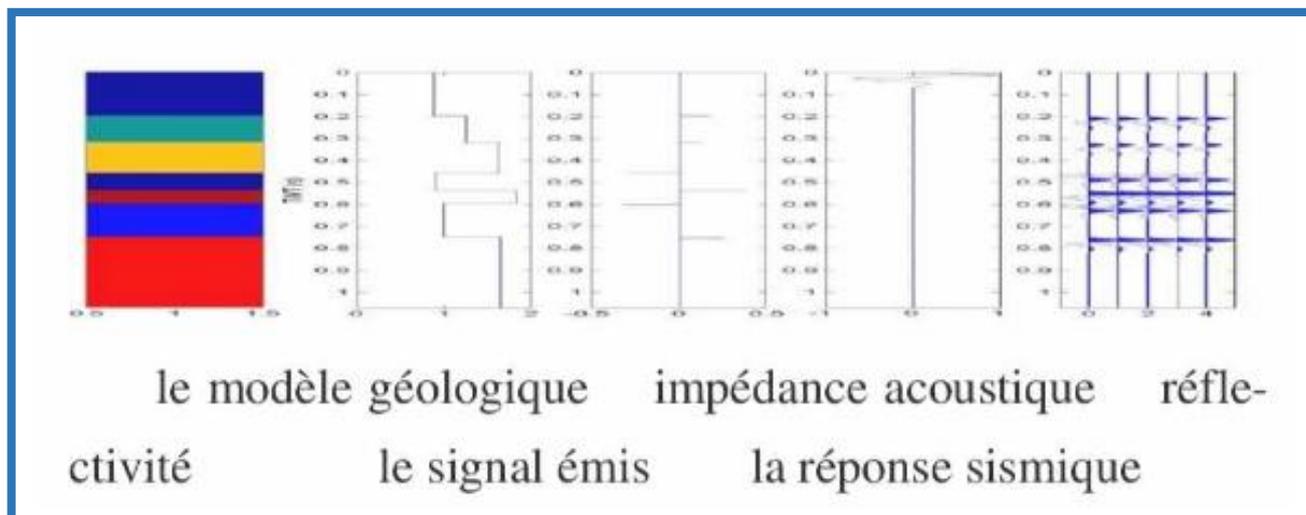


Figure III.5 : Les étapes du problème direct. (DJARFOUR, 2008)

III.2.4.2 Problème inverse :

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

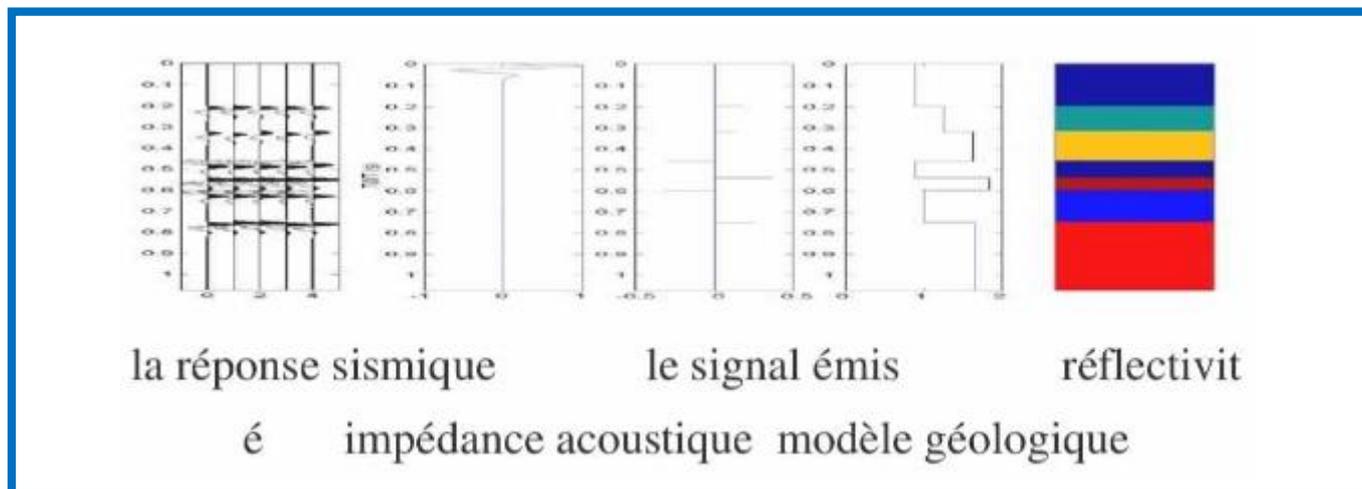


Figure III.6 : Les étapes du problème inverse. (DJARFOUR, 2008)

III.2.6 Classifications des méthodes d'inversion sismique selon la méthode utilisée :

III.2.6.1 L'inversion déterministe :

L'inversion déterministe est une technique d'optimisation qui vise à améliorer de manière itérative un modèle particulier, dans le but de maximiser la fonction de densité de

probabilité et donc de minimiser la différence du modèle avec le modèle réel. À chaque itération, le modèle est perturbé jusqu'à ce qu'une différence proche de zéro soit obtenue. Pour les données post-stack, l'inversion déterministe pourrait être regroupée en trois catégories : classique, récursive ou limitée en bande, à pointe éparse et basée sur le modèle. (S.P. Maurya, 2020)

III.2.6.2 L'inversion stochastique :

La méthode d'inversion stochastique sismique génère des sorties équiprobables des propriétés pétrophysiques, telles que l'impédance acoustique, dans le but principal de quantifier l'incertitude de ces propriétés. Le modèle initial de chaque réalisation est obtenu grâce à une simulation stochastique conditionnée aux données des puits et aux modèles de distribution spatiale.

Le fait qu'il existe des sorties équiprobables implique que différentes réalisations donnent des solutions acceptables à la convolution de la série de réflectivité avec une ondelette par rapport au sismique observé. Une méthodologie stochastique exige toutes les solutions possibles et acceptables pour l'impédance acoustique et la moyenne entre toutes les solutions est considérée comme la valeur attendue d'une variable donnée. Dans cette approche, des itérations sont effectuées jusqu'à ce que le coefficient de corrélation atteigne la valeur désirée.

En résumé, cette méthode a minimisé les différences entre les traces sismiques synthétiques désignées par convolution avec l'ondelette et le sismique réel. Une fois les résultats équiprobables obtenus, ils peuvent être analysés statistiquement pour calculer la variance et estimer les incertitudes et les probabilités figure (III.7). (S.P. Maurya, 2020)

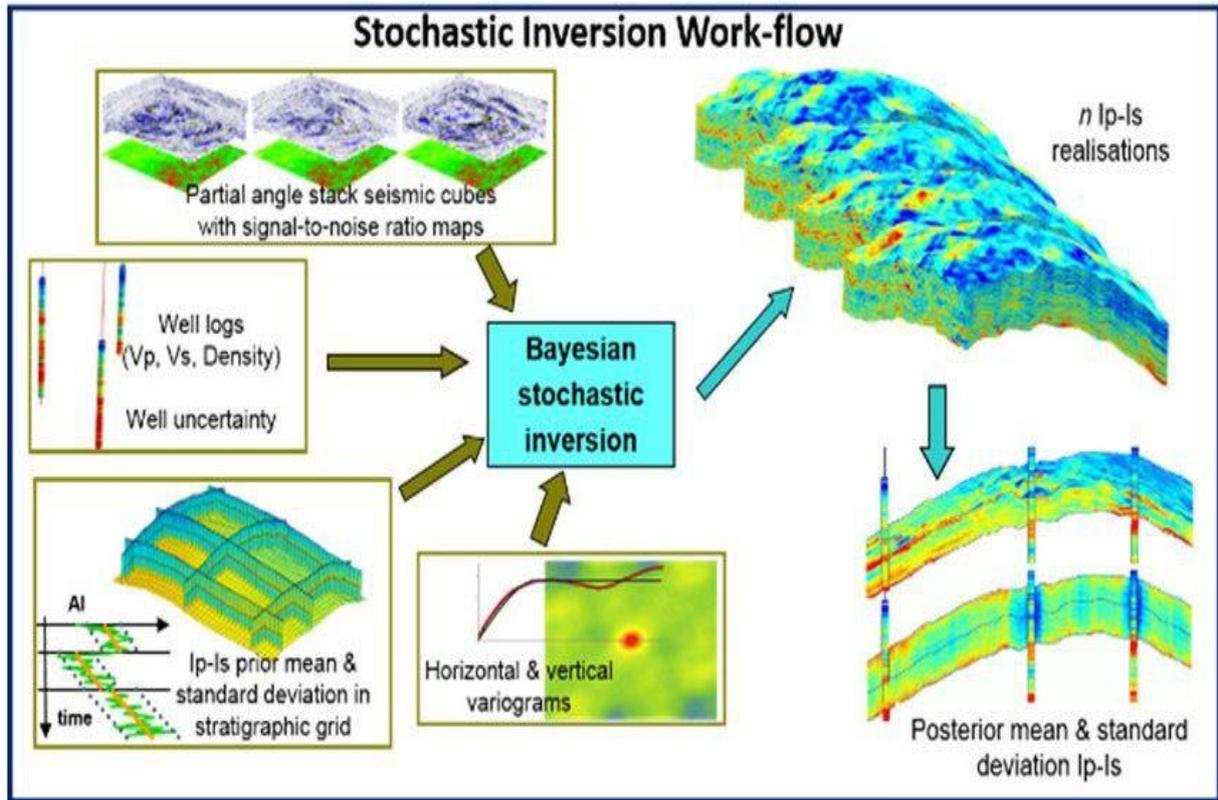


Figure III.7 : Work-flow de l'inversion stochastique. (S.K, et al., 2017).

III.2.7 Classifications des méthodes d'inversion sismique selon le type des données
utilisées :

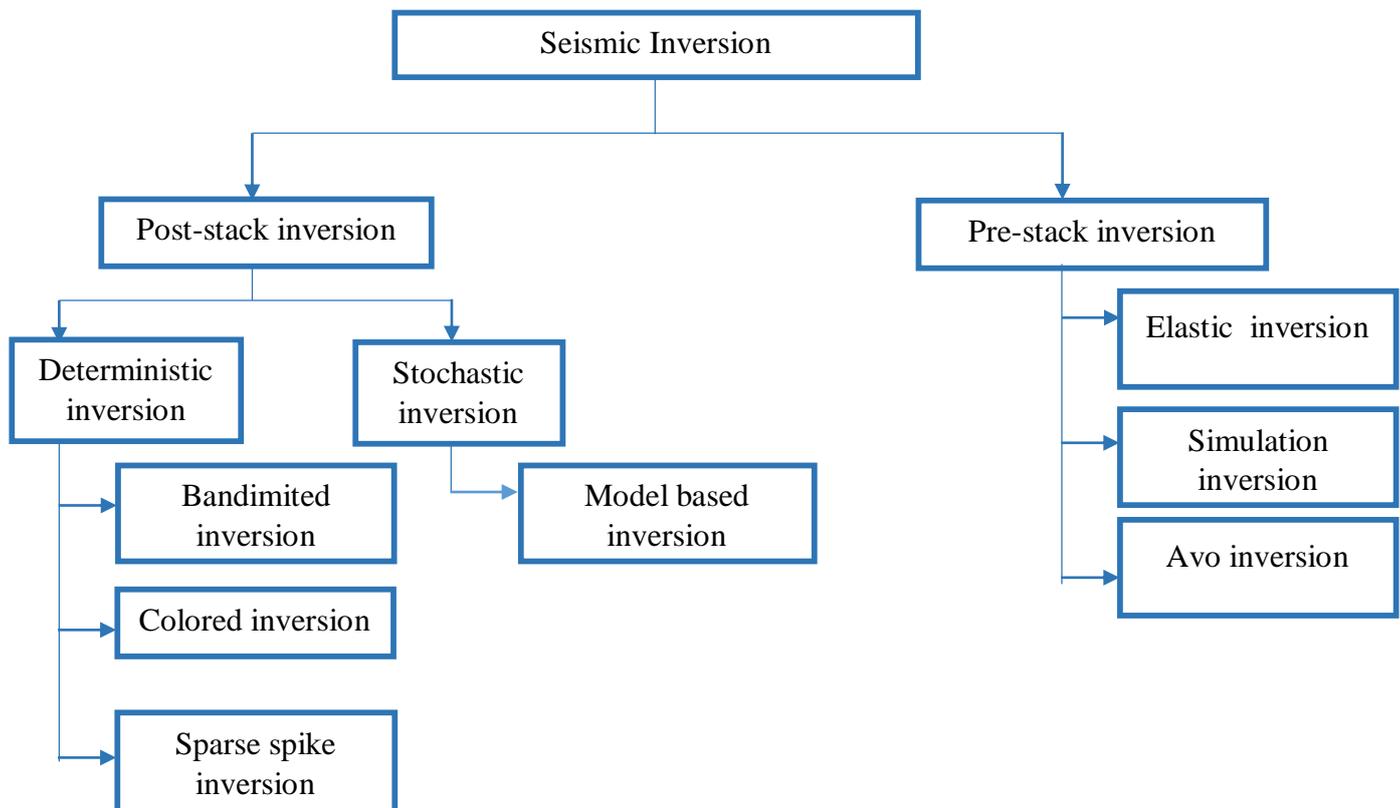


Figure III.8 : : Les types d'inversion sismique. (S.P.Maurya, 2020).

Les techniques d'inversion sismique peuvent être divisées en deux grandes catégories : les méthodes d'inversion post-stack et pré-stack. La première approche, la plus couramment utilisée, consiste à éliminer l'effet de l'ondelette des données sismiques pour produire une image haute résolution du sous-sol. La deuxième approche repose sur la construction de modèles à partir des données de diagraphie de puits, sismiques et géologiques. Cela génère également une image haute résolution du sous-sol à partir de laquelle les propriétés du réservoir sont calculées. Une estimation fiable des propriétés du réservoir est cruciale dans le processus de prise de décision lors de la phase de développement. Ces méthodes d'inversion sont ensuite divisées en sous-parties. Nous allons utiliser la pré-stack pour les raisons citées.

III.2.8 L'inversion sismique pré-stack avant sommation :

Cette méthode permet d'estimer les propriétés élastiques du sous-sol, comme la vitesse des ondes S des couches souterraines, sensibles à la saturation en fluide. Elle transforme les données sismiques (collectées par angles/décalages) en volumes d'impédance P, d'impédance S et de densité en intégrant des données de puits et des informations d'horizon provenant des données sismiques. L'impédance P et le rapport V_p/V_s sont fiables en fonction de la profondeur

CHAPITRE III : INVERSION SIMULTANEE DES DONNEES SISMIQUES AVANT SOMMATION

cible et de la configuration d'acquisition, et peuvent être utilisés pour prédire les propriétés du réservoir loin du puits figure (III.9).

Parmi les avantages de cette méthode, on trouve :

- L'impédance P, l'impédance S et la densité donnent des propriétés de couche, tandis que les données sismiques sont une propriété d'interface.
- Résolution améliorée des couches souterraines grâce à la réduction des effets de l'ondelette, du tuning et des lobes latéraux.
- L'impédance acoustique peut être directement comparée aux mesures de diaggraphie de puits qui sont à leur tour liées aux propriétés du réservoir.
- Comparé à d'autres techniques d'inversion (par exemple, l'inversion post-stack), les données offrent des informations supplémentaires pour distinguer entre la lithologie et les effets des fluides.

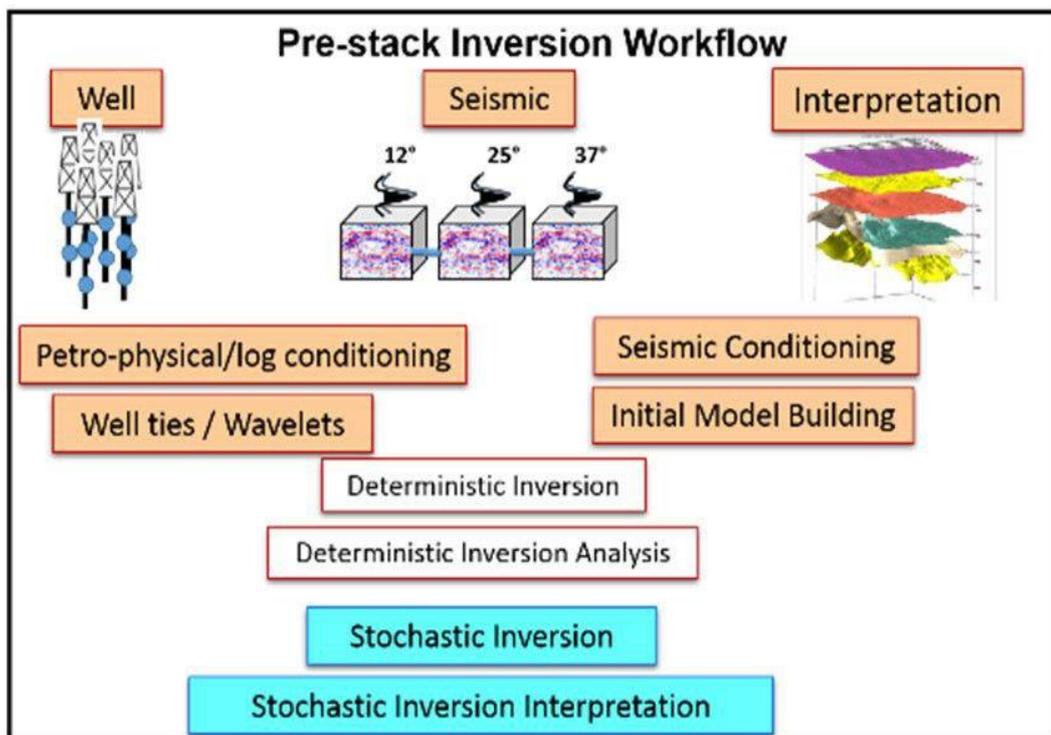


Figure III.9 : Work-flow de l'inversion sismique pré-stack . (S.K, et al., 2017)

III.2.9 Partitionnement de l'énergie :

Avant de commencer l'inversion simultanée avant sommation, il est essentiel de saisir comment les ondes sismiques se comportent lorsqu'elles rencontrent des interfaces entre deux milieux avec des propriétés physiques différentes. Lorsqu'une onde acoustique se propage dans le sous-sol et rencontre une interface entre deux milieux élastiques distincts, elle peut se réfléchir et se transmettre sous certaines conditions, produisant des ondes réfléchies et transmises P et S.

La relation angulaire entre les différentes ondes est exprimée par la loi de Snell-Descartes :

$$\frac{\sin \theta_1}{V_{p1}} = \frac{\sin \theta_2}{V_{p2}} = \frac{\sin \phi_1}{V_{s1}} = \frac{\sin \phi_2}{V_{s2}} \quad (\text{III-7})$$

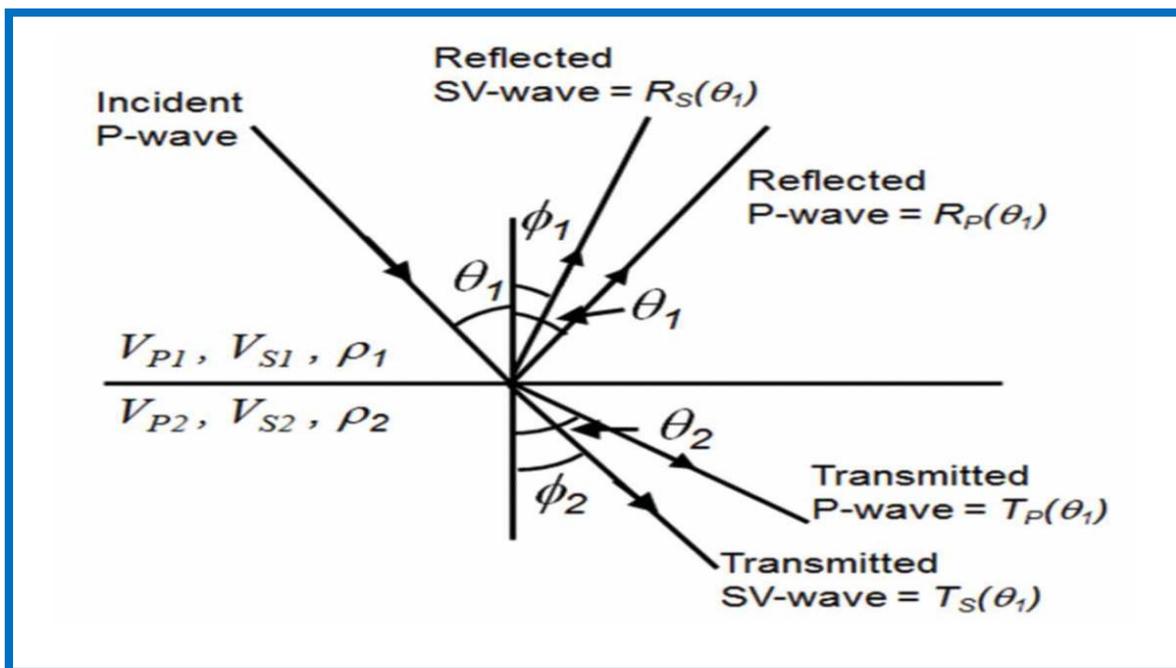


Figure III.10 : Phénomène de conversion d'une onde incidente sur une frontière élastique. (Brian & Dan, 2006-2007)

La distribution de l'énergie incidente selon les différentes ondes est fortement influencée par l'angle d'incidence et les caractéristiques physiques des deux milieux.

III.2.10 Les équations de Zoeppritz :

Dans la méthode d'inversion pré-stack, on analyse les données avant sommation, ce qui inclut l'effet de l'offset. Cette approche se concentre sur l'incidence normale, où les coefficients

de réflexion dépendent des vitesses des ondes S et P, de la densité, ainsi que des angles d'incidence et de transmission. Pour décrire ces relations, on peut également utiliser les équations de Zoeppritz et leurs approximations. Equation (III 8), ci-dessous :

$$\begin{bmatrix} \sin \theta_1 \\ \cos \theta_1 \\ \sin 2\theta_1 \\ \sin 2\varphi_1 \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} -\sin \theta_1 \\ \cos \theta_1 \\ \sin 2\theta_1 \\ -\cos 2\varphi_1 \end{bmatrix} \begin{bmatrix} -\cos \varphi_1 \\ -\sin \varphi_1 \\ \cos 2\varphi_1 \\ V_{p1}/V_{s1} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \sin \theta_2 \\ \cos \theta_2 \\ \sin 2\theta_2 \\ \rho_2/\rho_1 V_{p2}/V_{s1} \cos 2\varphi_2 \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \cos \varphi_2 \\ -\sin \varphi_2 \\ \cos 2\varphi_2 \\ -\rho_2/\rho_1 V_{s2}/V_{p1} \sin 2\varphi_2 \end{bmatrix} \begin{bmatrix} R_{pp} \\ R_{ps} \\ T_{pp} \\ T_{ps} \end{bmatrix}$$

(III-8)

Les équations de Zoeppritz sont complexes et ne fournissent pas toujours une compréhension intuitive des relations entre les amplitudes et les paramètres physiques des couches. Pour simplifier, des approximations empiriques ou semi-empiriques sont utilisées pour estimer les amplitudes réfléchies en fonction de ces paramètres :

III.2.10.1 Approximation d'Aki et de Richards :

Aki et Richards (1980) ont simplifié les équations de Zoeppritz en une formule à trois termes, qui dépendent de la vitesse des ondes P, de la densité et de la vitesse des ondes S :

$$\mathbf{R}(\theta) = \mathbf{A} + \mathbf{B} \sin^2 \theta + \mathbf{C} \sin^2 \theta \tan^2 \theta \quad \text{(III-9)}$$

Où :

$$\mathbf{A} = \frac{1}{2} \left(\frac{\Delta V_p}{V_p} + \frac{\Delta \rho}{\rho} \right)$$

$$\mathbf{B} = \frac{\Delta V_p}{2V_p} - 4 \left(\frac{V_s}{V_p} \right)^2 \left(\frac{\Delta V_s}{V_s} \right) - 2 \left(\frac{V_s}{V_p} \right)^2 \left(\frac{\Delta \rho}{\rho} \right)$$

$$\mathbf{C} = \frac{1}{2} \frac{\Delta V_p}{V_p}$$

Où :

$$V_p = \frac{V_{p1} + V_{p2}}{2}, \quad V_s = \frac{V_{s1} + V_{s2}}{2}, \quad \rho = \frac{\rho_1 + \rho_2}{2}, \quad \left(\frac{V_s}{V_p} \right)^2 = \frac{\left(\frac{V_{s1}}{V_{p1}} \right)^2 + \left(\frac{V_{s2}}{V_{p2}} \right)^2}{2}$$

III.2.10.2 Approximation de Shuey :

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

$$R(\theta) = R_0 + \left[A_0 R_0 + \frac{\Delta\sigma}{(1-\sigma)^2} \right] \sin^2 \theta + \frac{1}{2} \frac{\Delta Vp}{Vp} (\tan^2 \theta - \sin^2 \theta) \quad (\text{III-10})$$

Où :

$$R_0 = \frac{1}{2} \left(\frac{\Delta Vp}{Vp} + \frac{\Delta\sigma}{\sigma} \right), A_0 = B_0 - 2(1+B_0) \left(\frac{1-2\sigma}{1-\sigma} \right), B_0 = \frac{\Delta Vp}{Vp} / \left(\frac{\Delta Vp}{Vp} + \frac{\Delta p}{p} \right)$$

III.2.10.3 Approximation de Fatti et al :

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

$$R(\theta) = C_1 R_p + C_2 R_s + C_3 R_d \quad (\text{III-11})$$

Avec :

$$R_p = \frac{1}{2} \left[\frac{\Delta Vp}{Vp} + \frac{\Delta\rho}{\rho} \right]$$

$$R_s = \frac{1}{2} \left[\frac{\Delta Vs}{Vs} + \frac{\Delta\rho}{\rho} \right]$$

$$R_d = \frac{\Delta\rho}{\rho}$$

$$C_1 = 1 + \tan^2 \theta$$

$$C_2 = -8\gamma^2 \sin^2 \theta$$

$$\gamma = \frac{Vp}{Vs}$$

$$C_3 = -\frac{1}{2} \tan^2 \theta + 2\gamma^2 \sin^2 \theta$$

III.2.11 Résolution de l'inversion pré-stack :

$$R_{pi} = \left[\left(\frac{1}{2} L_{pi+1} - L_{pi} \right) \right] \quad (\text{III-12})$$

Pour une réflectivité de N échantillons, on peut exprimer l'équation (III-12) sous la forme matricielle comme suit :

$$\begin{bmatrix} \mathbf{R}_{p1} \\ \mathbf{R}_{p2} \\ \vdots \\ \mathbf{R}_{pN} \end{bmatrix} = \frac{1}{2} \begin{bmatrix} -1 & \mathbf{1} & \mathbf{0} & \cdots \\ \mathbf{0} & -1 & \mathbf{1} & \vdots \\ \mathbf{0} & \mathbf{0} & -1 & \vdots \\ \vdots & \vdots & \vdots & \ddots \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \mathbf{L}_{p1} \\ \mathbf{L}_{p2} \\ \vdots \\ \mathbf{L}_{pN} \end{bmatrix} \quad (\text{III-13})$$

Où :

$$\mathbf{L}_{pi} = \ln \mathbf{Z}_{pi} \quad (\text{III-14})$$

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 :

$$\begin{bmatrix} \mathbf{T}_1 \\ \mathbf{T}_2 \\ \vdots \\ \mathbf{T}_N \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \mathbf{W}_1 & \mathbf{0} & \mathbf{0} & \cdots \\ \mathbf{W}_2 & \mathbf{W}_1 & \mathbf{1} & \vdots \\ \mathbf{W}_3 & \mathbf{W}_2 & \mathbf{W}_1 & \vdots \\ \vdots & \vdots & \vdots & \ddots \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \mathbf{R}_{p1} \\ \mathbf{R}_{p2} \\ \vdots \\ \mathbf{R}_N \end{bmatrix} \quad (\text{III-15})$$

Où :

T_i : représente le $i^{\text{ème}}$ échantillon de la trace sismique.

W_i : représente le $i^{\text{ème}}$ terme d'une ondelette sismique extraite.

La combinaison des équations (III-13) et (III-15) donne le modèle direct qui relie la trace sismique au logarithme de P impédance :

$$\mathbf{T} = \frac{1}{2} \mathbf{W D L}_p \quad (\text{III-16})$$

Où :

W : représente la matrice d'ondelettes donnée dans l'équation (III-15).

D : représente la matrice dérivée donnée dans l'équation (III-13).

Pour résoudre l'équation (III-16) on construit un modèle d'impédance de prédiction initiale puis on fait des itérations vers une solution en utilisant la méthode du gradient conjugué.

Pour un angle de trace donnée T (θ) on peut étendre la trace de zéro offset (ou angle) donnée dans l'équation (III -16) en la combinant avec l'équation (III-11) et (III-15) pour obtenir l'équation suivante :

$$\mathbf{T}(\theta) = \frac{1}{2} C_1 \mathbf{W}(\theta) \mathbf{D}L_p + \frac{1}{2} C_2 \mathbf{W}(\theta) \mathbf{D}L_s + \frac{1}{2} C_3 \mathbf{W}(\theta) \mathbf{D}L_d \quad (\text{III-17})$$

Où :

$$L_s = \ln Z_s$$

$$L_d = \ln \rho$$

L'ondulette dépend maintenant de l'angle, l'équation (III-17) 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 .

Parce que nous avons affaire à l'impédance plutôt qu'à vitesse, et avons pris des logarithmes différents de ceux donnés par Simmons et Backus (1996) et sont donnés par :

$$\ln(Z_s) = k \ln(Z_p) + kc + \Delta L_s \quad (\text{III-18})$$

$$\ln(ZD) = m \ln(Z_p) + mc + \Delta L_d \quad (\text{III-19})$$

Autrement dit, nous cherchons des écarts par rapport à un ajustement linéaire dans l'espace logarithmique. Ceci est illustré dans la figure (III.11).

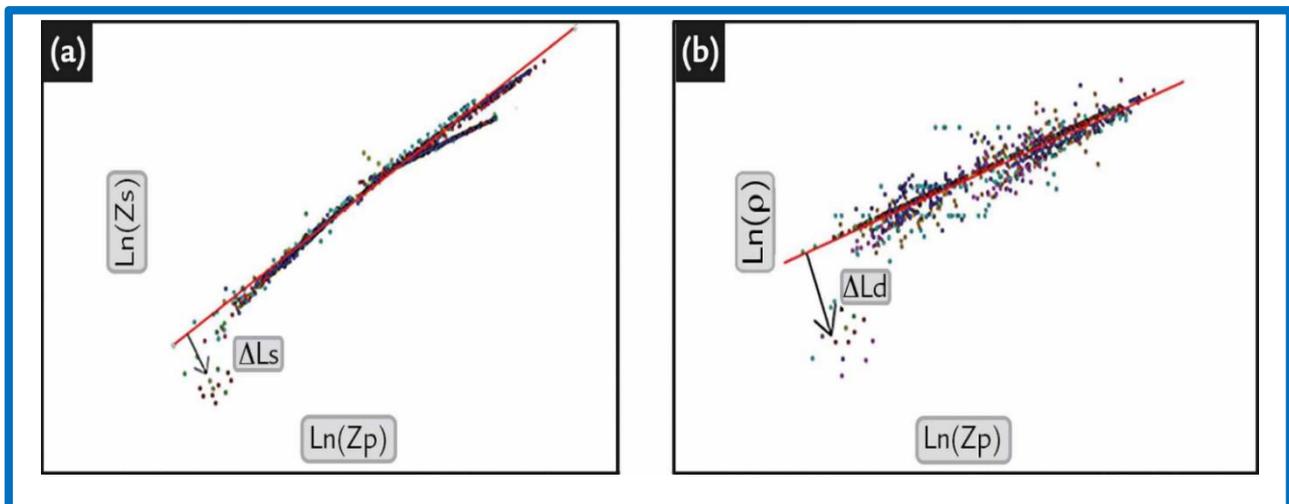


Figure III.11 : Relation linéaire entre $[\ln(Z_p), \ln(\rho)]$ et $[\ln(Z_p), \ln(Z_s)]$.

La figure (III.11) représente un cross-plot entre $\ln(Z_p)$ et $\ln(\rho)$, et un autre entre $\ln(Z_p)$ et $\ln(Z_s)$, montrant que ρ et Z_s sont linéairement liés à Z_p . Et les valeurs de ΔL_s et ΔL_d indiquent les écarts par rapport à la tendance de fond en cas d'anomalies des fluides.

III.2.12 Equation de l'inversion pré-stack :

La combinaison des deux équations (III-17) et (III-19) permet d'obtenir l'équation de l'inversion simultanée :

$$(\theta) = C_1 W(\theta) L_p + C_2 W(\theta) D \Delta L_s + C_3 W(\theta) D \Delta L_d \quad \text{(III-20)}$$

Où :

$$C_1 = \frac{1}{2} C_1 + \frac{1}{2} K C_2 + m C_3$$

$$C_2 = \frac{1}{2} C_2$$

$$C_3 = C_3$$

Si l'équation (III-20) 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 :

$$[L_p \Delta L_s \Delta L_d]^T = [\ln(Z_{p0}) \mathbf{0} \mathbf{0}]^T \quad \text{(III-21)}$$

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.

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

$$Z_p = e^{L_p} \quad \text{(III-22)}$$

$$Z_s = e^{(K L_p + K_c + \Delta L_s)} \quad \text{(III-23)}$$

$$\rho = e^{(m L_p + m_c + \Delta L_d)} \quad \text{(III-24)}$$

III.2.13 Les Données requises pour l'inversion sismique :

- **Les données sismiques :**

Les données sismiques jouent un rôle crucial. Elles doivent être traitées en amplitude préservée, migrées en temps et collectées sous forme d'angle gather pour optimiser le processus d'inversion. Les données sont généralement enregistrées sous forme de fonction d'offset ou d'angle d'incidence pour une analyse plus précise.

- **Les données de puits :**

Les données de puits sont utilisées comme point de départ et de contrôle dans l'inversion sismique, en combinant les données sismiques avec les informations directes des forages d'exploration (données de puits). Pour améliorer la précision de la prédiction des caractéristiques du sous-sol.

Les données de puits utilisées sont :

- 1. Log sonique :**

Le log sonique (CCV – sonic log) est une technique de diagrapie de vitesse qui permet de mesurer la vitesse instantanée (c'est-à-dire la vitesse d'une couche très mince) de propagation des ondes sismiques dans les roches traversées par un forage (puits). (Mabrouk D., 2013).

- 2. Log de densité :**

Il fournit des informations sur la densité des roches traversées à différentes profondeurs.

- 3. Check shot :**

Le check shot est une technique utilisée pour élaborer un modèle de vitesse. Elle implique le placement de géophones à l'intérieur d'un puits, tandis qu'une source sismique en surface émet un signal. Les temps mesurés aux différentes profondeurs sont représentés par rapport à la profondeur, permettant de calculer les vitesses des ondes sismiques dans le sous-sol.

CHAPITRE III : INVERSION SIMULTANEE DES DONNEES SISMIQUES AVANT SOMMATION

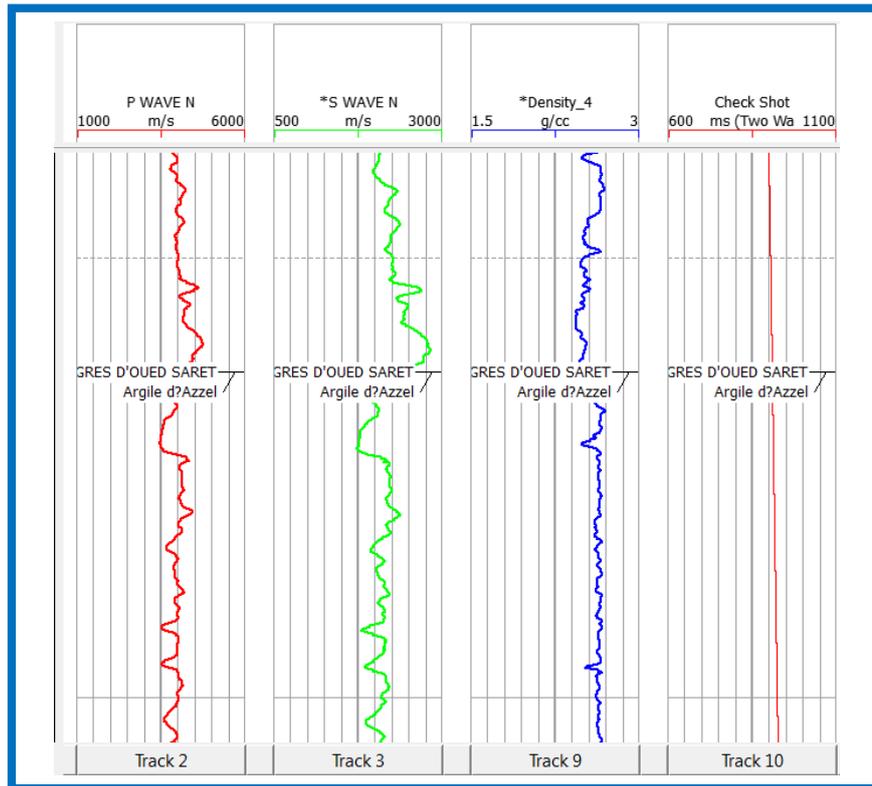


Figure III.12 : Exemple des données de puits nécessaires. (CGG)

III.2.14 Conclusion :

L'inversion simultanée des données sismiques avant sommation passe par plusieurs étapes qui sont :

- Préparation des données (sismique et puits).
- Extraction des ondelettes.
- La construction de modèle initial (basse fréquence).
- Le contrôle des paramètres d'inversion.
- Evaluation des résultats d'inversion.

CHAPITRE IV

Généralités sur

La caractérisation

Du réservoir

IV. Généralités sur la caractérisation du réservoir :

IV.1 Introduction :

La description d'un réservoir consiste à analyser et décrire les caractéristiques physiques et chimiques d'un réservoir. Cela implique de saisir les caractéristiques des roches et des fluides, la structure du réservoir et la distribution des fluides à l'intérieur de celui-ci. Le modèle de réservoir est élaboré à partir des informations collectées lors de la caractérisation du réservoir, qui est ensuite utilisé pour élaborer une stratégie de développement.

La caractérisation des réservoirs consiste à intégrer des données issues de plusieurs disciplines : (géophysique, géologie, forage, production) afin de décrire le réservoir de manière qualitative et quantitative. Les géophysiciens utilisent principalement des données sismiques inversées pour caractériser les réservoirs.

IV.2 But de la caractérisation du réservoir :

La caractérisation d'un réservoir pétrolier permet de :

- Définir précisément le réservoir (un modèle du réservoir) : pour comprendre la géologie et la structure du réservoir.
- Prendre des décisions stratégiques de forage : pour maximiser les chances de succès et réduire les coûts d'exploration.
- Améliorer et optimiser la production d'hydrocarbures.

Pour définir précisément le réservoir nous devons définir les paramètres pétrophysiques suivante :

- Le volume d'argile.
- La porosité effective.
- La saturation en eau.

Donc il est essentiel d'effectuer une évaluation pétrophysique, en utilisant les diagraphies enregistrées dans le puits pour déterminer les paramètres pétrophysiques.

IV.3 Evaluation pétrophysique :

IV.3.1 Volume d'argile :

La détermination du volume d'argile (mesure de la proportion de roche argileuse dans le réservoir) est primordiale car elle permet d'identifier si le réservoir est argileux ou propre.

$$V_{sh} = \frac{CGR_{Lu} - CGR_{min}}{CGR_{max} - CGR_{min}} \quad (IV-1)$$

IV.3.2 La porosité effective :

La détermination de la porosité effective à partir des logs soniques, neutron et densité.

IV.3.2.1 Porosité-densité φ_d :

Elle est calculée par la loi suivante :

$$\varphi_d = \frac{\rho_{ma} - \rho_b}{\rho_{ma} - \rho_f} \quad (IV-2)$$

Avec :

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

ρ_{ma} : Densité de la matrice.

ρ_f : Densité des fluides.

φ_d : Porosité donnée par les outils de densité.

La densité de matrice ρ_{ma} :

- Grés=2.65 g/cm³.
- Calcaire=2.71 g/cm³.
- Dolomie=2.87 g/cm³.
- Argile de 2.7 à 3 g/cm³.

IV.3.2.2 Porosité-sonique φ_s :

Elle est calculée par la loi suivante :

$$\varphi_s = \frac{\Delta T_b - \Delta T_{ma}}{\Delta T_f - \Delta T_{ma}} \quad (IV-3)$$

Avec :

ΔT_b : Temps de parcours de l'onde sonique en face du niveau étudié.

$\Delta T_{ma} = 55\mu s/ft$: Temps de parcours de l'onde sonique dans la matrice.

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

IV.3.2.3 Porosité – neutron φ_n :

La porosité neutron est lue directement sur le log.

IV.3.2.4 Porosité totale φ_T :

Elle est donnée par l'expression suivante :

$$\varphi_T = \frac{\varphi_n + \varphi_s + \varphi_d}{3} \quad (\text{IV-4})$$

IV.3.2.5 Porosité effectif (utile) φ_{eff} :

$$\varphi_{eff} = \varphi_T - V_{sh} * \varphi_{sh} \quad (\text{IV-5})$$

IV.3.3 La saturation S_w :

On a déjà défini la saturation en eau dans le chapitre des propriétés physiques des roches.

Les types de réservoirs selon le remplage des pores sont :

- Réservoir aquifère : $S_w = 100\%$ d'eau.
- Mélange d'eau et d'hydrocarbures : $S_o = 1 - S_w$.
- Réservoir à hydrocarbures : $S_w < 50\%$.
- Réservoir à eau : $S_w > 50\%$.

IV.4 Intégration des méthodes géostatistiques dans la caractérisation :

Lorsqu'on utilise les données sismiques pour décrire le réservoir, il est essentiel de lier les caractéristiques des roches aux caractéristiques sismiques. L'analyse sismique des réservoirs repose principalement sur deux types de données : les diagraphies et les données sismiques. Les liens découverts dans les puits entre les caractéristiques élastiques, calculées par l'inversion sismique avant sommation, et les caractéristiques pétro-physiques sont exploités afin de convertir les résultats de l'inversion en volumes pétro-physiques, ce qui permet de générer un

modèle réservoir. La méthode utilisée pour générer le modèle réservoir est basée sur l'analyse statistique, qui consiste à établir une relation au niveau des puits et à l'appliquer à tous les autres endroits du volume sismique.

IV.4.1 Principe théorique de la méthode :

Les méthodes mathématiques utilisées dans la géostatistique permettent de comprendre les phénomènes et de les représenter spatialement à partir de données géo référencées. En analysant les données à partir desquelles les phénomènes sont modélisés, on peut notamment, Elles sont interpolées, c'est-à-dire prédisent une variable en un point non mesuré. Elle offre aussi une certaine incertitude de l'interpolation au niveau local. Pour notre projet, nous avons employé la méthode statistique multi-attributs pour évaluer le volume d'argile, la saturation en eau et la porosité effective.

IV.4.2 Aperçu sur de la méthodologie multi-attributs (régression linéaire multivariée) :

Les méthodes statistiques multi variables semblent particulièrement appropriées pour ce genre de problème, car elles offrent la possibilité de synthétiser l'ensemble de l'information, de mettre en évidence ses caractéristiques principales, et cela peut éventuellement être comparé à une information préétablie. Multiple indique que les attributs sont employés en groupe, à la différence du Single attribute (attribut unique) où les attributs sont employés individuellement. Il est relativement facile d'étendre l'analyse linéaire traditionnelle à plusieurs attributs (régression linéaire multivariée). (Fournier, 1990)

En supposant que nous possédons trois caractéristiques sismiques, chaque échantillon du log cible est représenté comme une combinaison linéaire d'échantillons d'attributs simultanément. Tel qu'illustré dans la figure (IV.1).

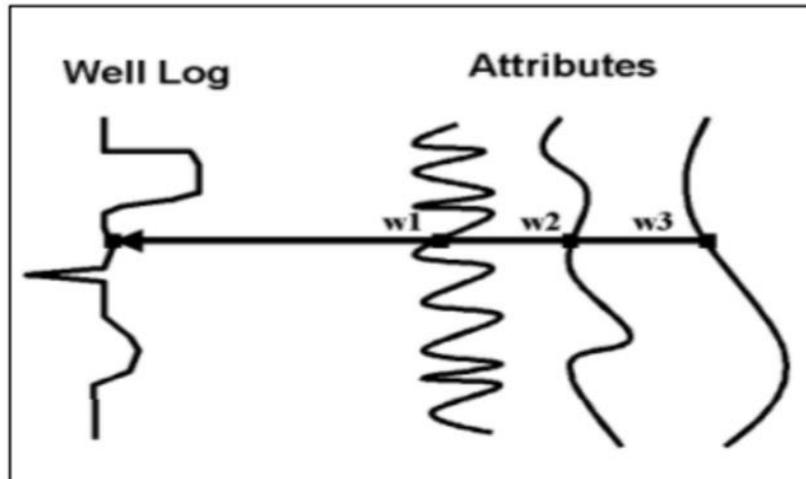


Figure IV.1 : Modélisation du log cible. (Hampson, Schuelke, & Quirein, 2001)

À chaque échantillon, le log cible est représenté par l'équation linéaire suivante :

$$L_N = \omega_0 + \omega_1 A_{1N} + \omega_2 A_{2N} + \omega_3 A_{3N} \quad (\text{IV-6})$$

Accompagné de :

L : log à prédire.

A : attribut utilisé .

ω : poids (weights).

IV.5 Présentation des données utilisées :

Pour atteindre l'objectif final, à savoir évaluer les volumes de, la saturation en eau (S_w), la porosité effectif (φ_{eff}) et le volume d'argile (V_{sh}), on utilise les caractéristiques sismiques ainsi que les résultats obtenus lors de l'inversion des données sismiques.

- Paramètres pétrophysiques.
- Résultats d'inversion.
- Attributs sismiques.

IV.5.1 Paramètres pétrophysiques :

Les paramètres (V_m , φ_{eff} , S_w) obtenus lors de l'évaluation pétrophysique serviront de log cible pour la calibration chaque puits. Les résultats de l'entraînement sont ensuite appliqués au volume sismique.

IV.5.2 Résultats d'inversion :

Les attributs externes représentés par les résultats d'inversions appliquées sur les données sismiques sont l'impédance acoustique Z_p et Z_s , ainsi que la densité ρ .

IV.5.3 Attributs sismiques :

Les attributs sismiques désignent toutes les données sismiques mesurables ou dérivées qui peuvent apporter des renseignements supplémentaires sur la géologie du sous-sol.

CHAPITRE V

Contexte géologique de la région d'étude

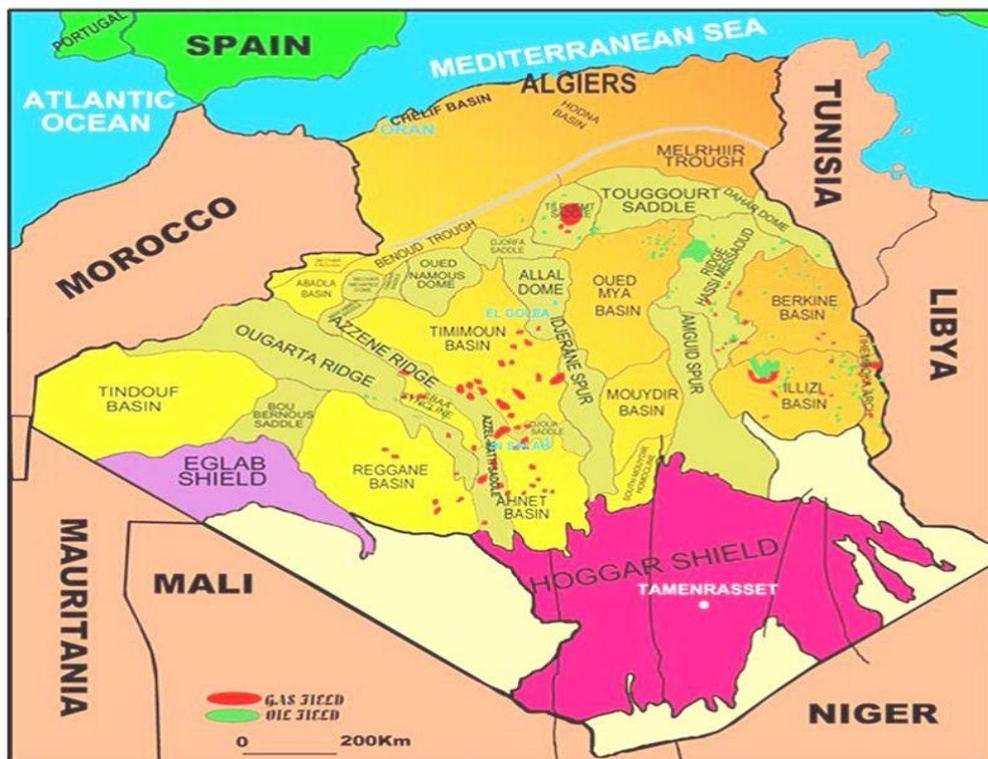
V. Contexte géologique de la région d'étude :

V.1 Situation géologique et géographique de la zone d'étude :

V.1.1 Situation géographique :

La cuvette de Sbâa est située dans la province centre-occidentale au Sud-Ouest du Sahara algérien, dont les latitudes 29° et 27° Nord et les longitudes 1° Est et 1° Ouest, d'une superficie de 32683 km².

Il est limité au Sud-Ouest par la chaîne d'Ougarta, au Sud par la zone haute de Bled El Mass, au Nord-Est par le bassin de Timimoune et à l'Est par le bassin de l'Ahnet et la voûte d'Azzene. (Voir figure V. 1)



Carte des bassins sédimentaires de la Plate-forme Saharienne

Figure V.1 : Carte des bassins sédimentaires de la plate-forme saharienne.

V.1.2 Situation géologique :

La cuvette de Sbâa est représentée comme un sillon étroit orienté Nord-ouest Sud qui est allongé sur environ 60 km de longueur bordant la partie sud-ouest du bassin Timimoune au

Sahara occidental. La région représente une dépression dans laquelle apparaissent plusieurs structures anticlinales associées à des failles, le plus souvent inverses, d'orientation Nord-Ouest/Sud-Est à Est-Ouest. Du point de vue structural, la cuvette de Sbâa est le résultat de la superposition de plusieurs événements tectoniques hérités de la phase panafricaine qui a découpé le socle précambrien par des accidents subméridiens.

Elle est remplie essentiellement de dépôts paléozoïques qui s'étalent du Cambro-Ordovicien au Namurien. Leurs épaisseurs, relativement peu importantes par rapport au reste du bassin Timimoune, sont de l'ordre de 3000 m. Cette série est recouverte par des dépôts méso-cénozoïques dont l'épaisseur ne dépasse pas la centaine de mètres.

La phase hercynienne majeure reconnue à l'échelle de la plateforme est marquée dans la Cuvette de Sbâa par une érosion différentielle évidente au Nord-Ouest, où elle affecte le substratum, et est moins accusée au centre, où elle atteint le carbonifère supérieur seulement.

V.2 Aspect Structural :

Le sillon de Sbâa s'apparente à un demi-graben d'orientation NW-SE (direction ougartienne), le flanc SW butant sur les chaînes d'Ougarta a un pendage assez doux, par contre celui de la partie Nord orientale s'élève brutalement jusqu'à l'aplomb du seuil de Gourara, de la rive d'In Belbel et de la voûte d'Azzene.

La partie la plus profonde de ce demi-graben se situe au pied de ce dernier ensemble structural surélevé (Indriss 1988).

Cet ensemble se caractérise par un réseau de failles très développé dans toute la région avec différentes directions.

Une direction Nord-Ouest-Sud-Est (direction ougartienne) qui délimite les ensembles structuraux de Gourara et d'In Belbel.

Une direction méridienne à subméridienne qui existe essentiellement dans la limite méridionale du bassin de Timimoun et la voûte d'Azzene.

Une direction Est-Ouest est développée dans le sillon de Sbâa, compliquant son architecture.

Dans l'ensemble du réseau, il existe des failles normales et des failles inverses, particulièrement dans le sillon de Sbâa. Des rejets variables, ils sont relativement faibles au

niveau des failles Nord-Sud et Est-Ouest, mais très importants pour celles d'orientation ougartienne (surtout dans la région de Bouhadid et au Nord de la voûte d'Azzene).

V.3 Evolution tectonique

Le secteur d'étude est fortement fracturé et déformé suite aux nombreux évènements tectoniques qu'a connus la région durant les différentes étapes de son histoire géologique.

La cuvette de Sbâa correspond à un sillon intra cratonique marqué par de nombreuses failles inverses et des plis contre faille.

Le sillon de Sbâa, comme toutes les autres structures du Sud-Ouest algérien, a subi de nombreuses phases tectoniques :

1. La phase panafricaine :

Est une très importante phase de déformation caractérisée par un réseau des failles profondes subméridiennes responsables de la structuration de la plateforme saharienne.

2. La phase calédonienne :

Est une phase érosive fini-ordovicienne. Cette phase marquée par des soulèvements régionaux et une phase de glaciation.

3. La phase hercynienne :

Les mouvements de l'orogénèse hercynienne sont les principaux responsables de la déformation et de la structuration, débuté au Dévonien et s'est terminé au Permien. La succession des différents événements métamorphiques et magmatiques et sédimentaire régional, associé à deux épisodes :

Après l'orogénèse hercynienne une période de non-dépôt est marquée par l'absence du trias et du jurassique inférieur suivi par une importante phase d'érosion et d'aplanissement des reliefs du Crétacé inférieur. Cette période est caractérisée par des arrivées détritiques massives.

La phase hercynienne majeure reconnue à l'échelle de la plateforme, par une érosion différentielle évidente au Nord-Ouest, où elle affecte le substratum et moins accusée au centre, où elle atteint le carbonifère supérieur seulement.

V.4 La Lithostratigraphie :

Elle est essentiellement constituée par des formations argilo-gréseuses paléozoïque allant du cambro-ordovicien au Namurien, surmonté par des terrains mésozoïques peu épais. (voir figure V.2).

AGE		EPAISSEUR	LITHOLOGIE		
CENOZOIQUE		400 m	Couverture détritique (sables) et argiles elle forme le continentale intercalaire		
MEZOZOIQUE	CRETACE	CONTINENTALE			
		INTERCALAIRE			
PALEOZOIQUE	CARBONIFERE	SUP	Namurien	90 m	Argiles brun-rouge moyen à grossier mal classés à grès noirs silteus, micacé pyriteuse fossilifère
		INF	Viséen	300 m	Siltstones, argilites, grès, lentilles de calcaires biogénique
			Tournaisien	100 m	Grès gris claire fins, freable à myenselecieux à silicaux carbonaté, micacé pyritaux avec des passages d'argiles noire
	DEVONNIEN	SUP	Strunien	400 m	Argiles grès foncées indurées, silteuses, micacées, avec des passées de grès dins siliceux à silico-argileux vers le sommet
			Famennien		
			Frasnien		
		Moy	Givetien	20 m	Grès fins, seltstones à intercalation de calcaires
			Couvinien	80 m	Argilo-carbonaté
		INF	Emsien	700 m	Argilo-gréseuse épaisse ou les grès sont gris claires à sombres, fins à moyens, parfois grossiers silico-argileux parfois quartziques et pyriteux
	Siegenien				
	Gedinien				
	SILURIEN	Moy - Sup	Pridolien	665-466 m	Argile à graptolite, argiles radioactive, argile grès foncé à inoir induré siltause et micacé avec intercalation de calcaire et grès
			Ludlovien		
		Moy	Ludlovien		
			Wenlockien		
	ORDOVICIEN	SUP	Ashgillien	500 m	Argiles verts, siltstone, grès très fins, lentilles de calcaires
			Caradocien		
Moy		Llandeiloien			
		Llanvirn			
		Arenig			
SUP	Tremadoc				
Combo-ordovicien			Grès gris claire à blancs à grains fins à moyen par fois silico-clastiques mal classée à ciment siliceux à silico-quartzitique dure , pyriteux avec intercalation d'argile gris induré silteuses et micacés		
INFRACAMBRIEN			Grès brunes à gris-vert quartzitique et ferrugineux		
PRE-CAMBRIEN			Grauwackes, arénites, conglomérats		

Figure V.2 : Colonne type litho-stratigraphique de la cuvette Sbâa.

V.5 Aspect pétrolier :

La cuvette de Sbâa est connue pour son intérêt économique et pétrolier. De nombreuses Structures ont été découvertes renfermant de l'huile, du gaz et du condensat. Les principaux objectifs réservoirs sont :

- Les grès Cambro-ordoviens qui sont généralement des gisements à gaz.
- Les grès du Strunien-Tournaisien (Grès de Sbâa), gisements à huile, qui font la

Particularité de cette cuvette.

Les mouvements post hercyniens ont joué un rôle moteur dans la migration et la mise en place des hydrocarbures.

- **Roche mère** : les études géochimiques réalisées récemment sur les différents sondages de sillon de sbâa montrent que les principales roches mères génératrices d'hydrocarbures sont liées aux argiles siluriennes, qui se caractérisent par une forte radioactivité, possèdent de bonnes teneurs de COT allant (0.2 - 7%).
- **Roche couverture** : la couverture des réservoirs ordoviciens (unité IV) est assurée par les argiles du Silurien, qui joue en même temps le rôle de la roche mère pour cette unité, pour le Cambrien zone des alternances et les grés d'El Atchanes, leur couverture est assurée respectivement par les argiles d'El Gassi et les argiles de l'Ordovicien supérieur quand celles-ci sont préservées de l'érosion tectonique.
- **Roche réservoir** : L'objectif principal est le réservoir cambro-ordovicien, dont l'unité IV représenté par des dépôts glacières, constitue la meilleure unité réservoir producteur d'huile et de gaz.

Chapitre VI

Applications sur

Les données réelles

VI. Applications sur les données réelles :

VI.1 Introduction :

L'objectif principal de ce chapitre est l'application pratique de la méthode d'inversion sismique simultanée sur des données réelles. Cela est motivé par plusieurs raisons.

Le but de ce chapitre est de mettre en œuvre la méthode d'inversion sismique simultanée sur des données réelles. Cela est motivé par les points suivants :

1. La décomposition des étapes de l'inversion simultanée des données sismiques.
2. La détection du niveau du réservoir aux puits et la délimitation de son extension dans le volume sismique sont réalisées à partir de l'interprétation des résultats d'inversion.
3. Déterminer les caractéristiques et la présence des fluides dans le réservoir en analysant les paramètres acoustiques et élastiques issus de l'inversion.

L'application a été développée au sein de l'Entreprise Nationale de Géophysique (ENAGEO-BOUMERDES) en utilisant le logiciel Hampson-Russell (HRS-9) de la société CGG Veritas.

VI.2 Présentation des données :

VI.2.1 Les données sismiques :

Les données sismiques utilisées dans cette étude sont des données pré-stack (CDP gather) traitées en amplitudes préservées, représentent des données réelles acquises lors d'une campagne sismique 3D.

CHAPITRE VI : APPLICATIONS SUR LES DONNEES REELLES

La figure (VI.1) représente la géométrie de la sismique et le positionnement des puits.

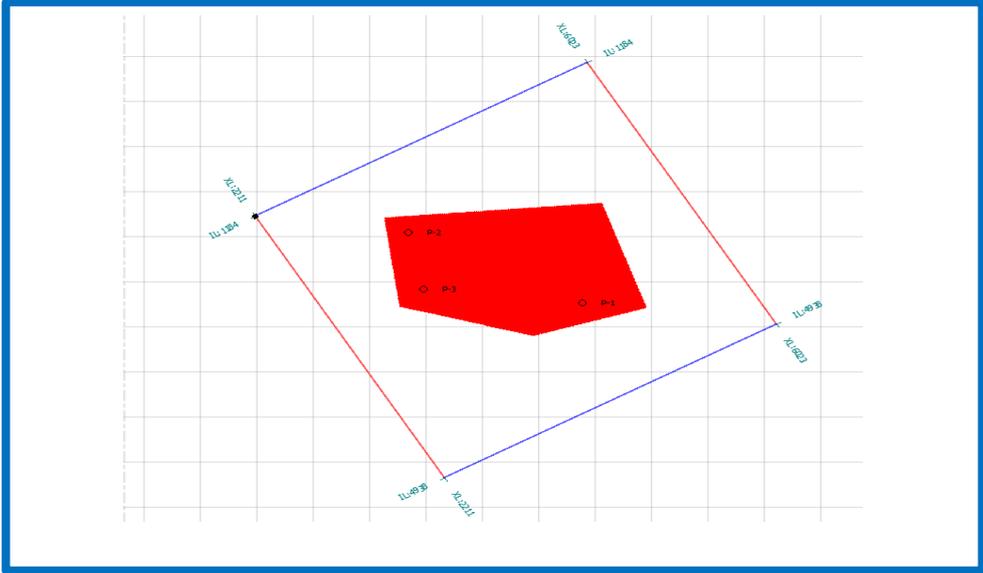


Figure VI.1 : Géométrie de la sismique, et positionnement des puits.

VI.2.2 Les données de puits :

Dans notre région d'étude, il y a 3 puits chaque puits présente plusieurs enregistrements. Le tableau suivant représente toutes les données de puits disponibles :

Tableau VI.1 : Les données de puits disponibles.

Nom du puits	Caliper	P-wave	S-wave	densité	GR	VSH	PHIE	Sw
P-1	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓
P-2	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓
P-3	✓	✓	X	✓	✓	✓	✓	✓

Les figures suivantes représentent toutes les enregistrements de puits disponibles :

CHAPITRE VI : APPLICATIONS SUR LES DONNEES REELLES

La figure (VI.2) représente les données de puit (P1).

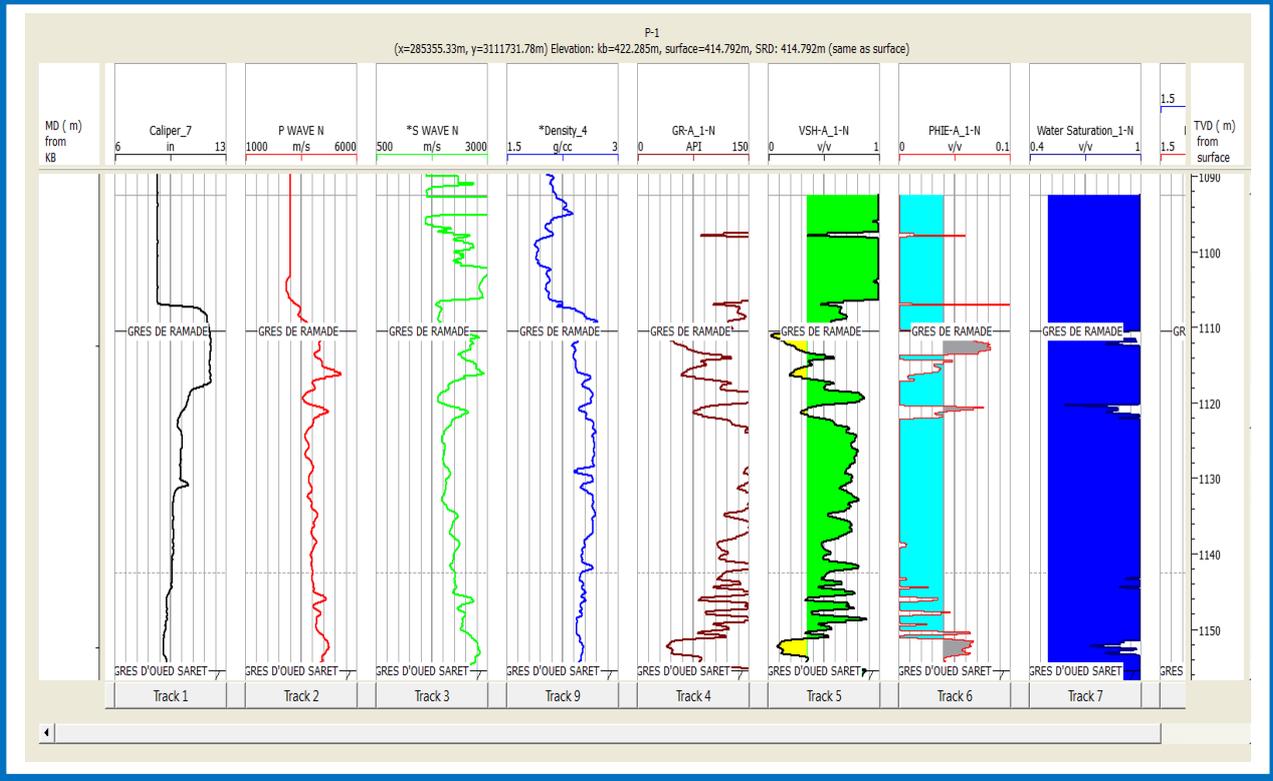


Figure VI.2 : Les données de puits 1 (P1).

La figure (VI.3) représente les données de puit (P2).

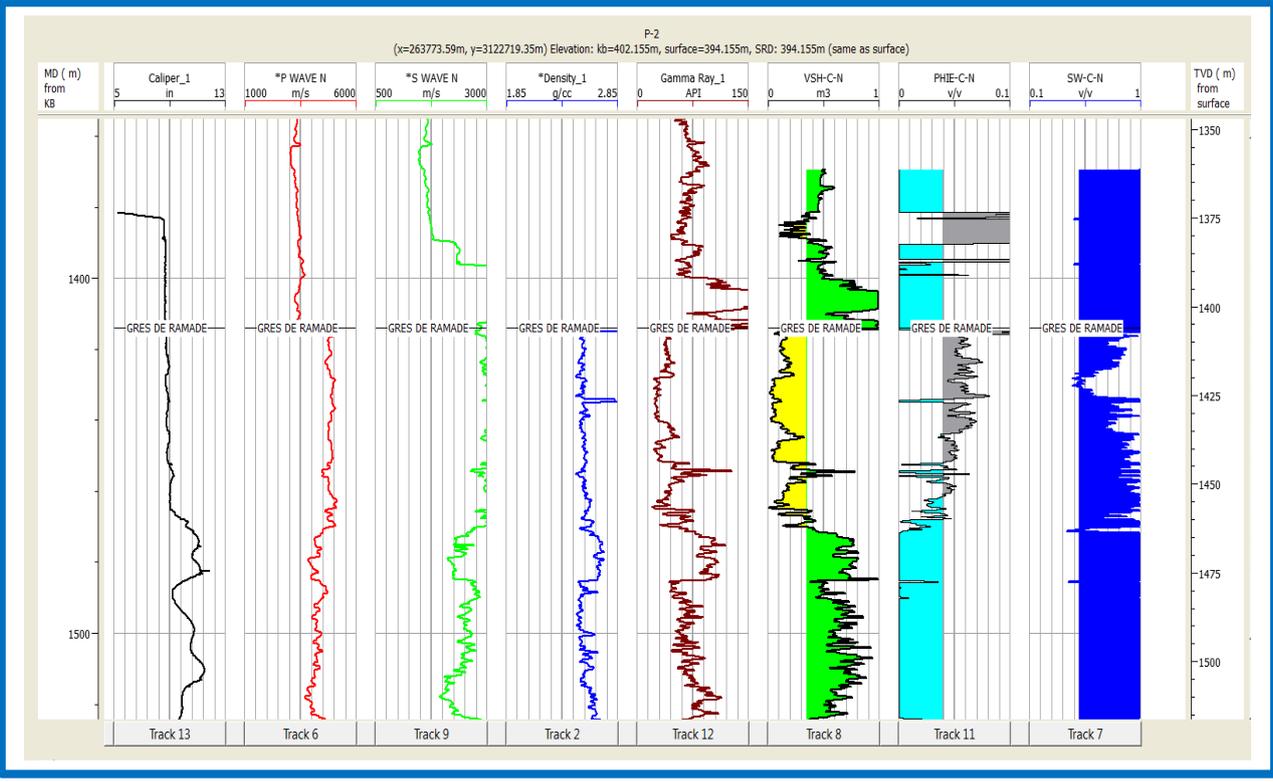


Figure VI.3 : Les données de puits 2 (P2).

CHAPITRE VI : APPLICATIONS SUR LES DONNEES REELLES

La figure (VI.4) représente les données de puit (P3).

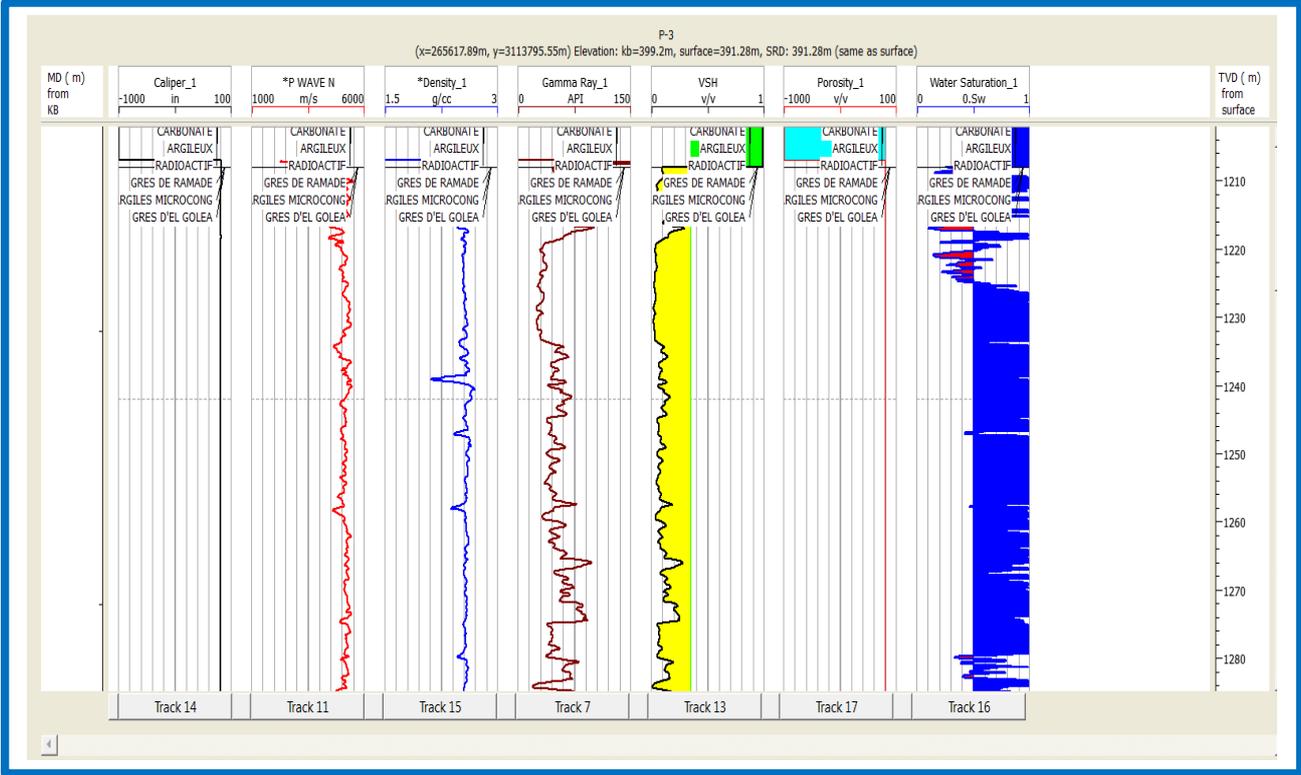


Figure VI.4 : Les données de puits 3 (P3).

VI.2.3 Les horizons sismiques :

L'interprétation structurale a permis de déterminer les horizons sismiques clés nécessaires à l'établissement du modèle initial. La représentation graphique de ces horizons est illustrée dans la figure (VI.5)

CHAPITRE VI : APPLICATIONS SUR LES DONNEES REELLES

La figure (VI.5) représente les horizons sismiques (cambrien, ordovicien).

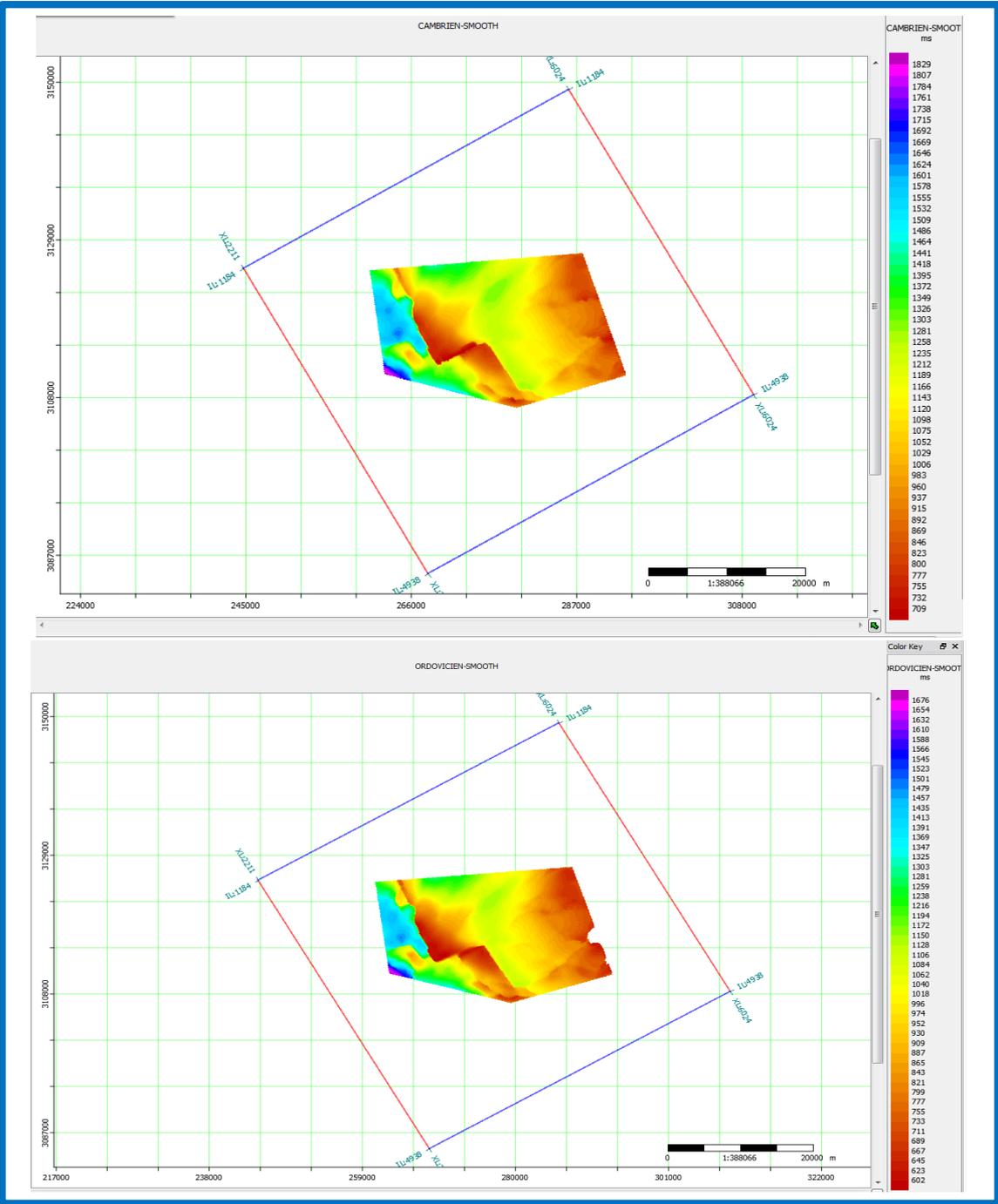


Figure VI.5 : Cartes en isochrones au niveau des horizons.

VI.3 Les étapes principales de la caractérisation du réservoir par l'inversion sismique avant sommation :

1. Préparation des données :

- **Les données de puits :** Les logs (V_p , V_s , d...), les logs pétrophysiques (V_{sh} , S_w ...), tops, check shots
- **Les données sismiques :** CDP Gathers, les horizons sismiques.

2. Pré-conditionnement : On a deux types de pré-conditionnement :

- **Pré-conditionnement des données sismiques :** trim statique, filtre radon, filtre pass bande, super gather, mute, angle gather.
- **Pré-conditionnement des données de puits :** Génération des logs manquants, étude de faisabilité.

3. Corrélacion et Extraction de l'ondelette :

Extraction des ondelettes statistiques (spectre d'amplitude) (Near-Mid-Far), corrélation des données de puits aux données sismiques (extraire le spectre de phase), extraction des ondelettes moyennes (Near-Mid-Far).

4. Inversion sismique pré-stack :

Construction des modèles initiaux ($Z_p, Z_s, \rho, V_p/V_s$), analyse de l'inversion au niveau de puits, inversion du volume sismique ($Z_p, Z_s, \rho, V_p/V_s$), estimer les paramètres élastiques ($\sigma, \mu\rho, \lambda\rho$).

5. Caractérisation du réservoir :

Estimation des volumes pétrophysiques : les modules ($V_{sh}, \varphi_{eff}, S_w$), établissement horizon-Slice, interprétation des résultats et localisation de la zone prospective.

VI.4 Pré-conditionnement des données sismiques :

Le pré-conditionnement des données sismiques englobe un ensemble de traitements spécialisés visant à optimiser l'alignement temporel et à améliorer la qualité des données sismiques. Cette qualité se traduit notamment par un rapport signal/bruit relativement faible avant la sommation des données. Les procédures de pré-conditionnement varient d'une étude à l'autre en fonction des objectifs spécifiques et de la qualité des données sismiques disponibles.

L'analyse des données sismiques met en évidence deux observations essentielles :

- Un mauvais alignement des événements sismiques.
- La présence de bruits aléatoires.

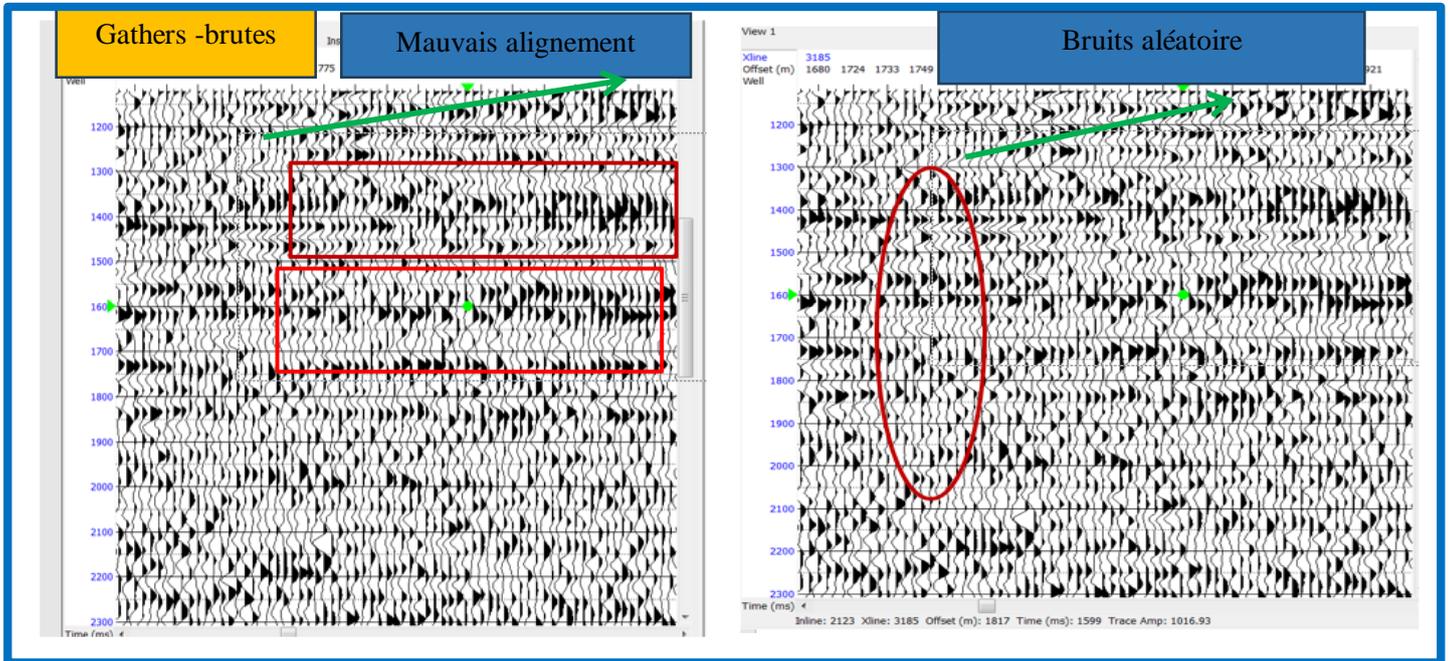


Figure VI.6 : : CDP-gather brut (avant pré-conditionnement).

La figure (VI.6) représente CDP-gather brut (avant pré-conditionnement).

- Pour résoudre ces problèmes on a appliqué :
 1. Trim statique.
 2. Filtre radon.
 3. Filtre passe bande.
 4. Super gather.
 5. Mute.
 6. Angle gather.

VI.4.1 Trim statique:

Ce procédé implique l'application d'une correction statique résiduelle pour améliorer l'alignement des événements. On détermine une fenêtre dans laquelle les traces sont

CHAPITRE VI : APPLICATIONS SUR LES DONNEES REELLES

agrégées pour former une trace de référence. Ensuite, toutes les traces sont ajustées (shiftées) selon un seuil préétabli afin de mieux correspondre à cette référence.

Les paramètres choisis sont :

- Longueur de la fenêtre : 24 ms.
- Pas de glissement de la fenêtre : 12 ms.
- Shift maximal : 8 ms.

La figure (VI.7) représente CDP gather avant et après le trim statique.

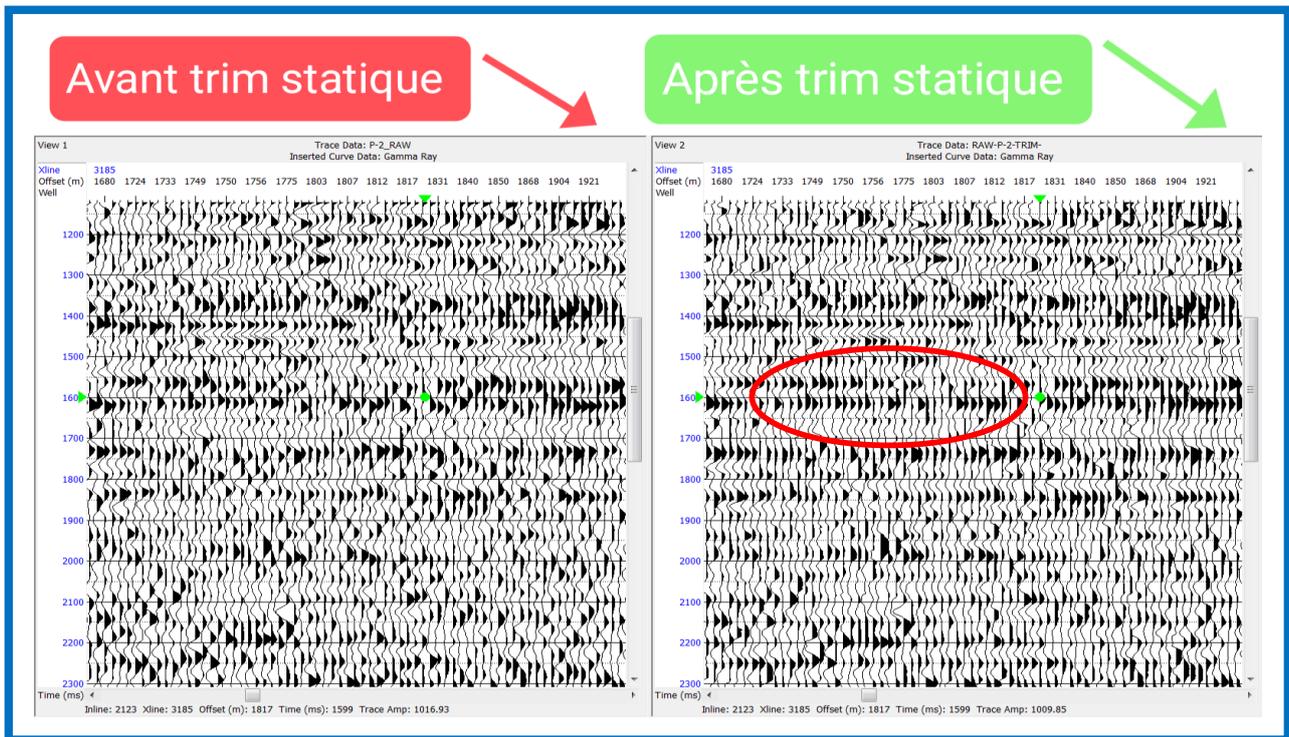


Figure VI.7 : CDP gather avant et après trim statique.

La figure (VI.8) représente CDP-gather avant et après le trim statique.

CHAPITRE VI : APPLICATIONS SUR LES DONNEES REELLES

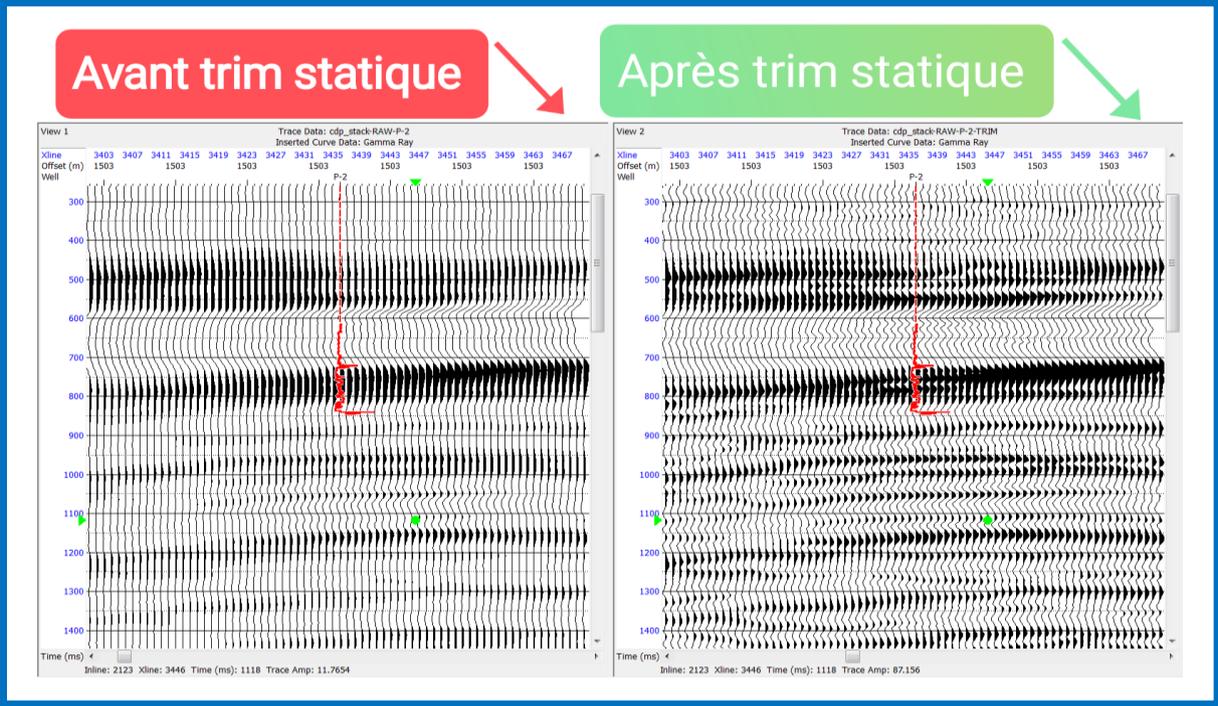


Figure VI.8 : CDP-stack avant et après trim statique.

La figure (VI.9) représente le spectre d'amplitude des données sismiques avant et après le trim statique.

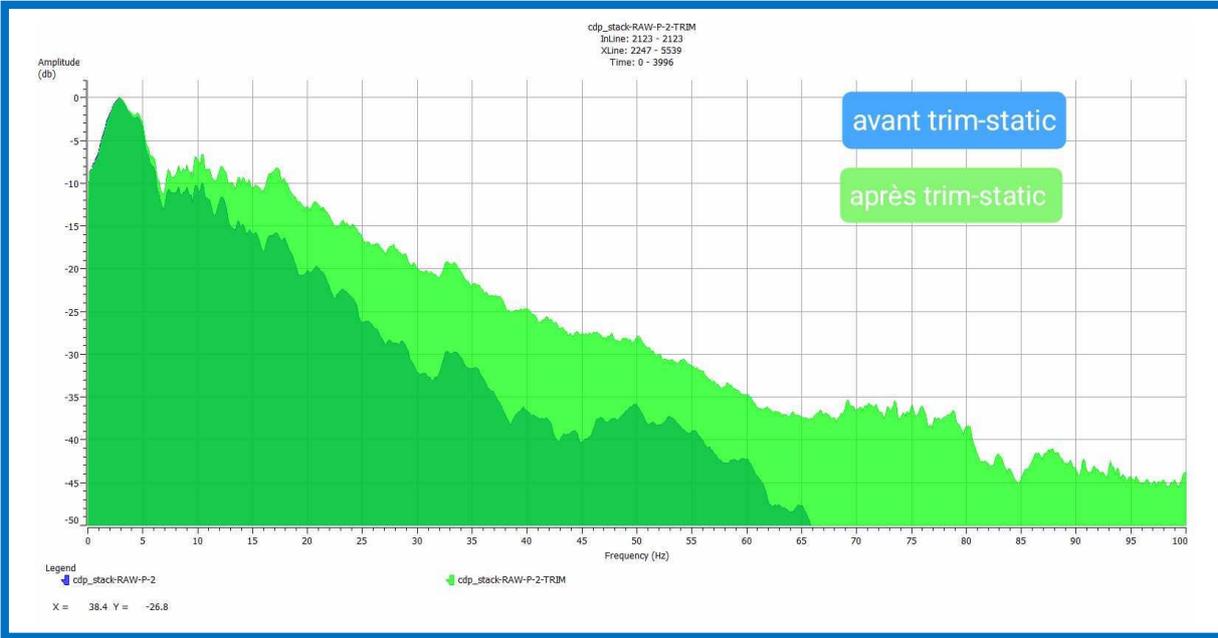


Figure VI.9 : Spectre d'amplitude avant et après trim statique.

VI.4.2 Filtre radon :

Cet outil est employé pour supprimer les bruits aléatoires en introduisant des paramètres spécifiques afin de créer un modèle de bruit. Ce modèle est ensuite soustrait du modèle sismique original.

Le paramètre de ce filtre est :

- Le rapport signal / bruit : 0.6.

La figure (VI.10) représente l'application du filtre radon sur les données sismiques.

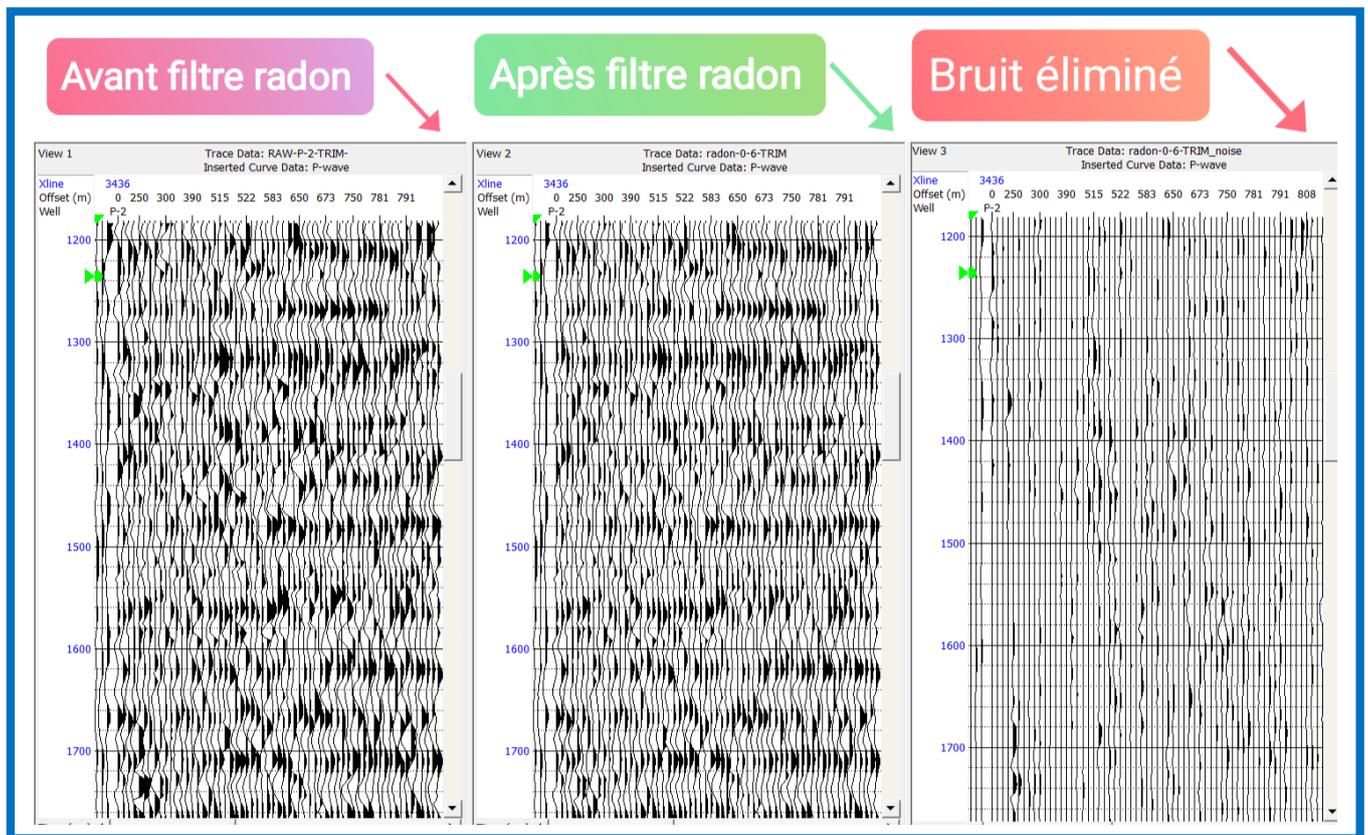


Figure VI.10 : Application du filtre radon sur les données sismiques.

La figure (VI.11) représente le spectre d'amplitude avant et après l'application du filtre radon sur les données sismiques.

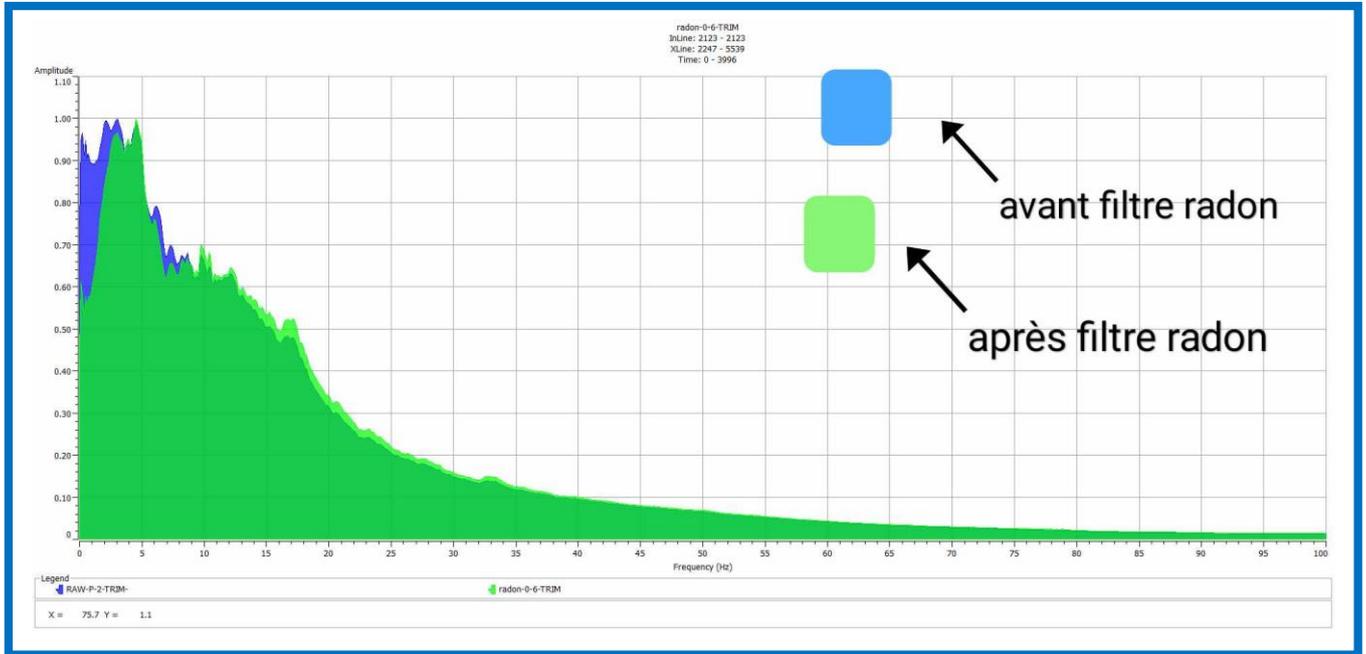


Figure VI.11 : Spectre d'amplitude avant et après l'application du filtre radon sur les données sismiques.

VI.4.3 Filtre passe bande :

Le filtre passe-bande est employé afin de diminuer le bruit et de supprimer les fréquences indésirables.

Ce filtre est caractérisé par les quatre points fréquentiels :

- Low Cut:5.
- High Cut:60.
- High pass:50.
- Low pass :10.

La figure (VI.12) représente l'application du filtre passe bande sur les données sismiques.

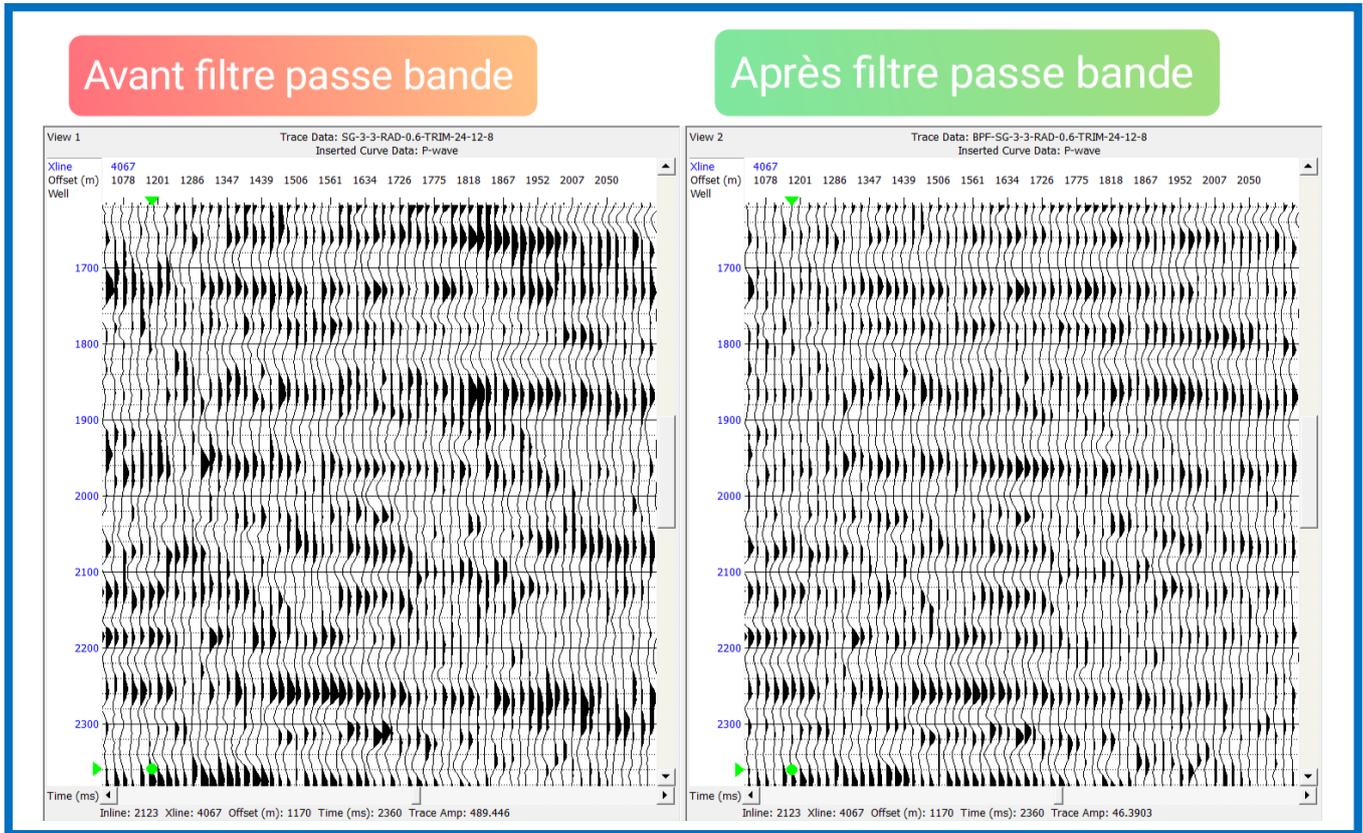


Figure VI.12 : Application du filtre passe bande sur les données sismiques.

VI.4.4 Super gather :

Le super-gather, ou sommation des offsets, représente un outil robuste pour réduire les bruits aléatoires. Ce processus implique la division des enregistrements CDP en plusieurs super-gathers, puis l'amélioration du rapport signal/bruit par la sommation des traces à l'intérieur de chaque super-gather. Cette approche permet d'améliorer la qualité des données sismiques avant la sommation, tout en réduisant la taille du volume sismique et en préservant les variations d'amplitude en fonction de l'offset.

Les paramètres choisis sont :

- (3 traces par INLINE) × (3 traces par XLINE).

La figure (VI.13) représente CDP gather avant et après Super gather.

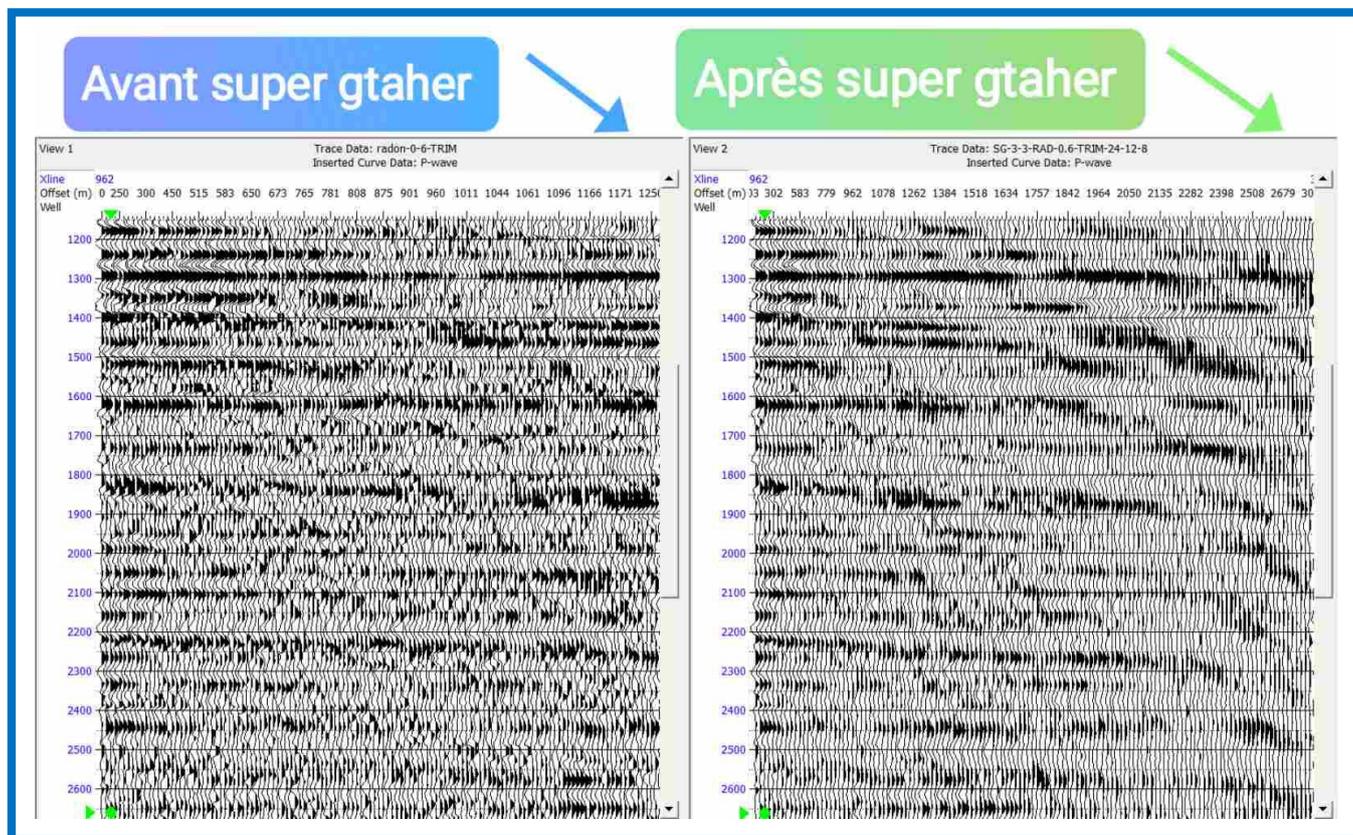


Figure VI.13 : CDP gather avant et après Super gather.

VI.4.5 Mute :

C'est la mise à zéro des échantillons dans une zone bien déterminée. Il est utilisé pour supprimer une partie du signal non utile qui altère le rapport S/B.

CHAPITRE VI : APPLICATIONS SUR LES DONNEES REELLES

La figure (VI.14) représente CDP gather avant et après le mute.

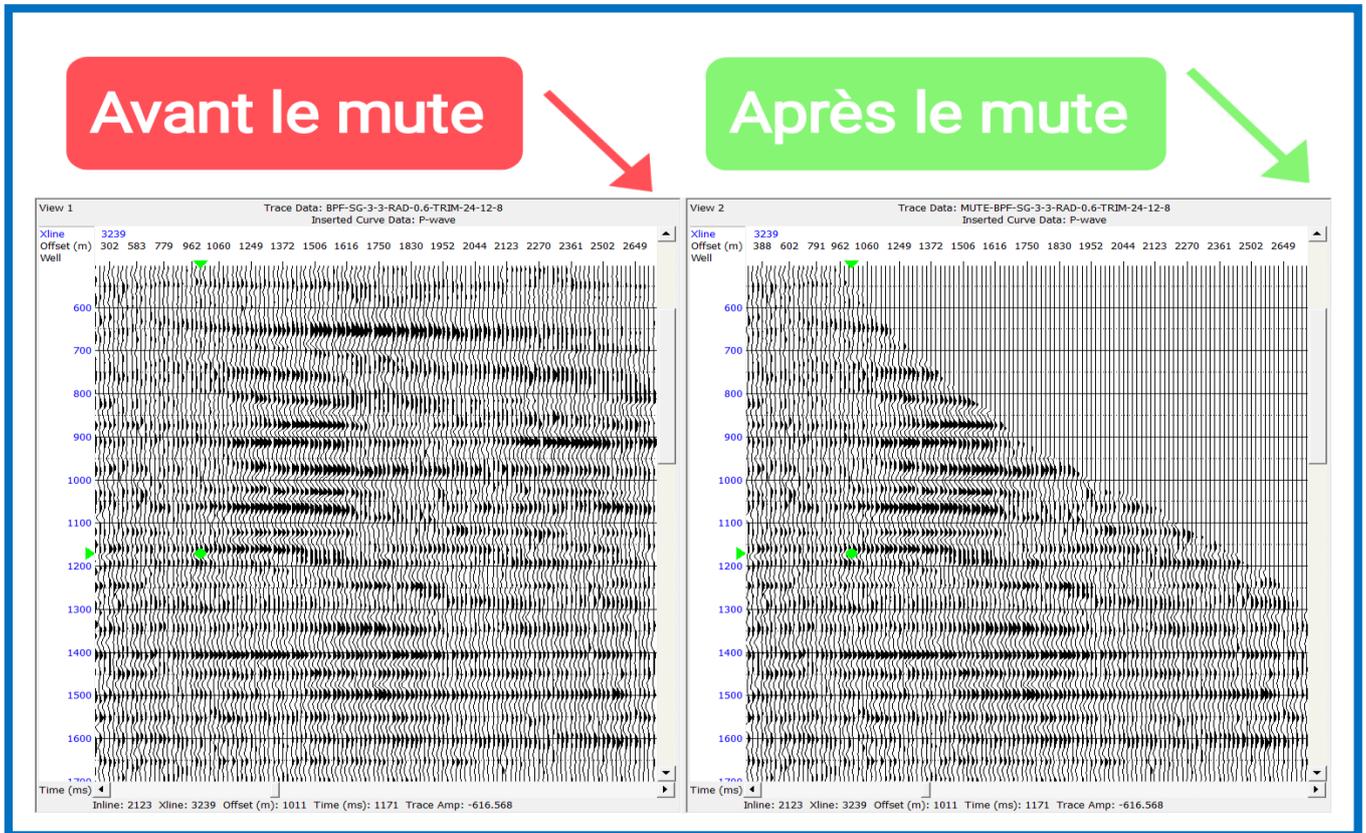


Figure VI.14 : CDP gather avant et après le mute.

La figure (VI.15) représente angle gather avant et après le mute.

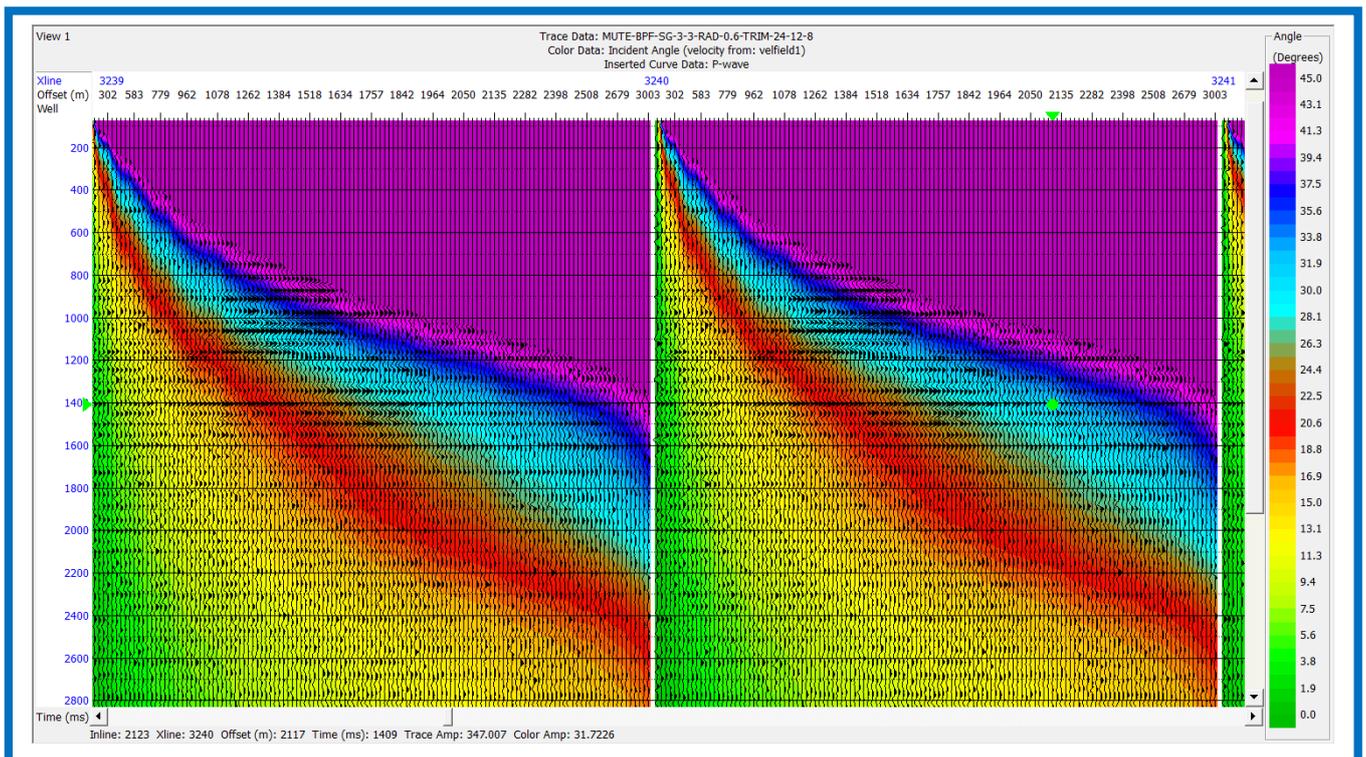


Figure VI.15 : Angle gather avant et après le mute.

VI.4.6 Angle gather :

- **Passage CDP gather –Angle gather:**

Selon la version de Fatti et Al de l'approximation d'Aki et Richards, l'inversion pré-stack simultanée des données sismiques est basée sur la variation de la réflectivité en fonction de l'angle d'incidence. Cependant, nos données sismiques sont fonction de l'offset, ce qui nécessite la conversion des CDP-gathers en Angle-gathers.

La figure (VI.16) représente le Passage CDP Gather-Angle gather.

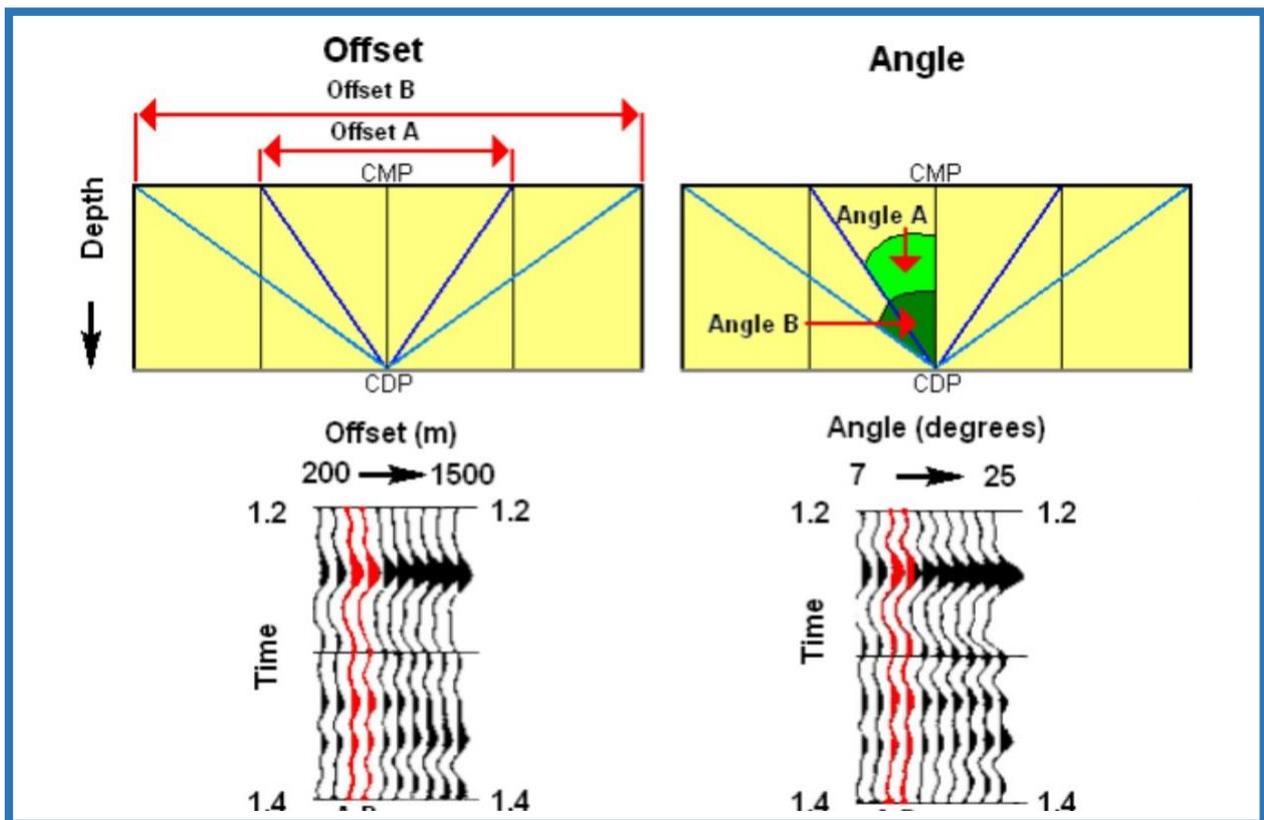


Figure VI.16 : Passage CDP Gather-Angle gather.

La relation entre offset et angle d'incidence est donnée comme suit :

$$\tan \theta = \frac{X}{2d}$$

Avec :

X : offset(m).

θ : Angle d'incidence (°).

d : Profondeur(m).

CHAPITRE VI : APPLICATIONS SUR LES DONNEES REELLES

$$d = \frac{V_{RMC} t_0}{2d}$$

V_{RMC} : Vitesse quadratique moyenne(km/s).

t_0 : Temps vertical double(ms).

La loi de vitesse utilisée pour le passage CDP gather-Angle gather est celle utilisée lors de la correction dynamique (NMO).

La figure (VI.17) représente la vitesse de migration.

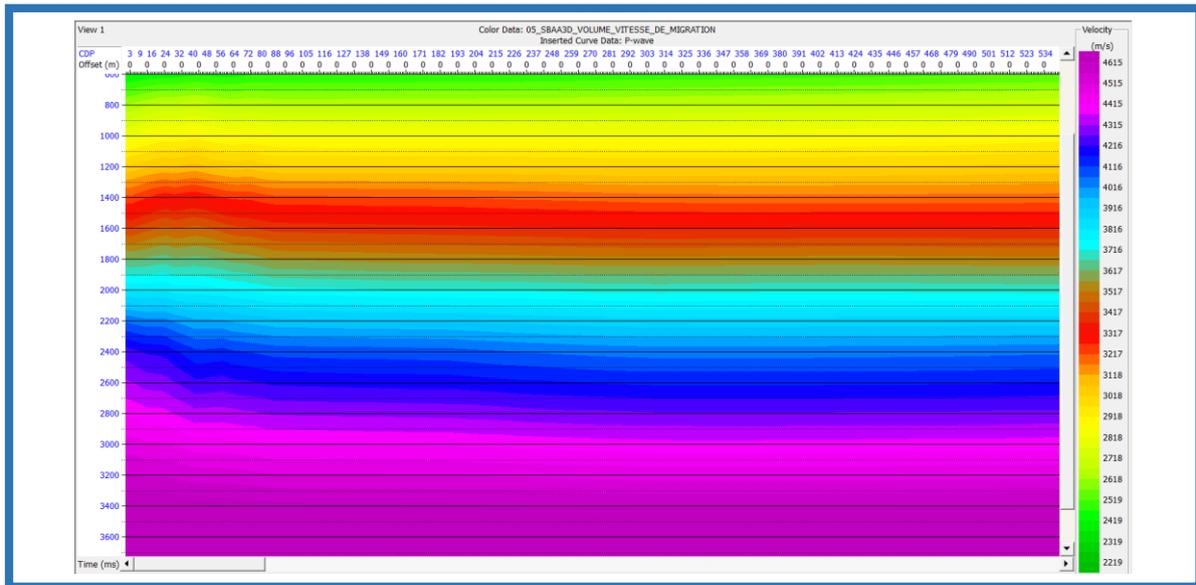


Figure VI.17 : Vitesse de migration.

Enfin, les données sismiques sont obtenues en fonction de l'angle d'incidence :

CHAPITRE VI : APPLICATIONS SUR LES DONNEES REELLES

La figure (VI.18) représente les données sismiques en fonction de l'angle d'incidence.

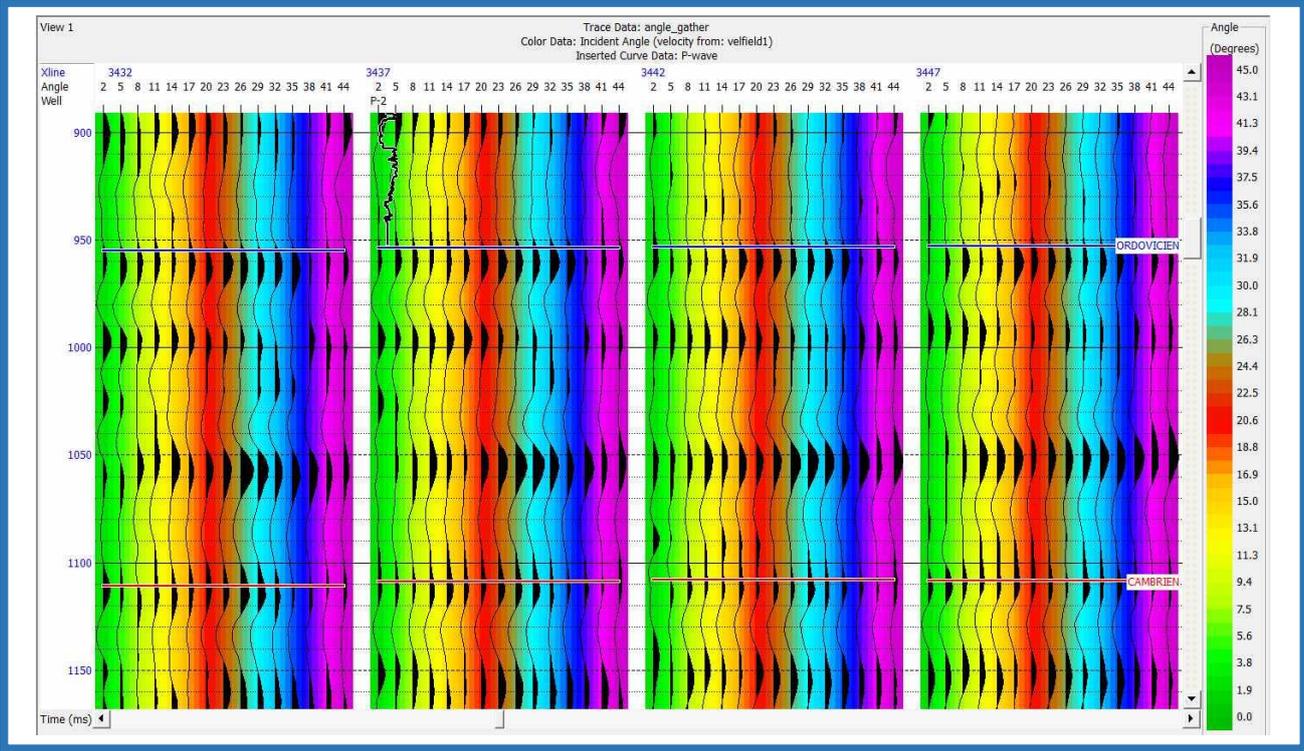


Figure VI.18 : Angle gathers, attribut de couleur : angle d'incidence.

La figure (VI.19) représente angle gather.

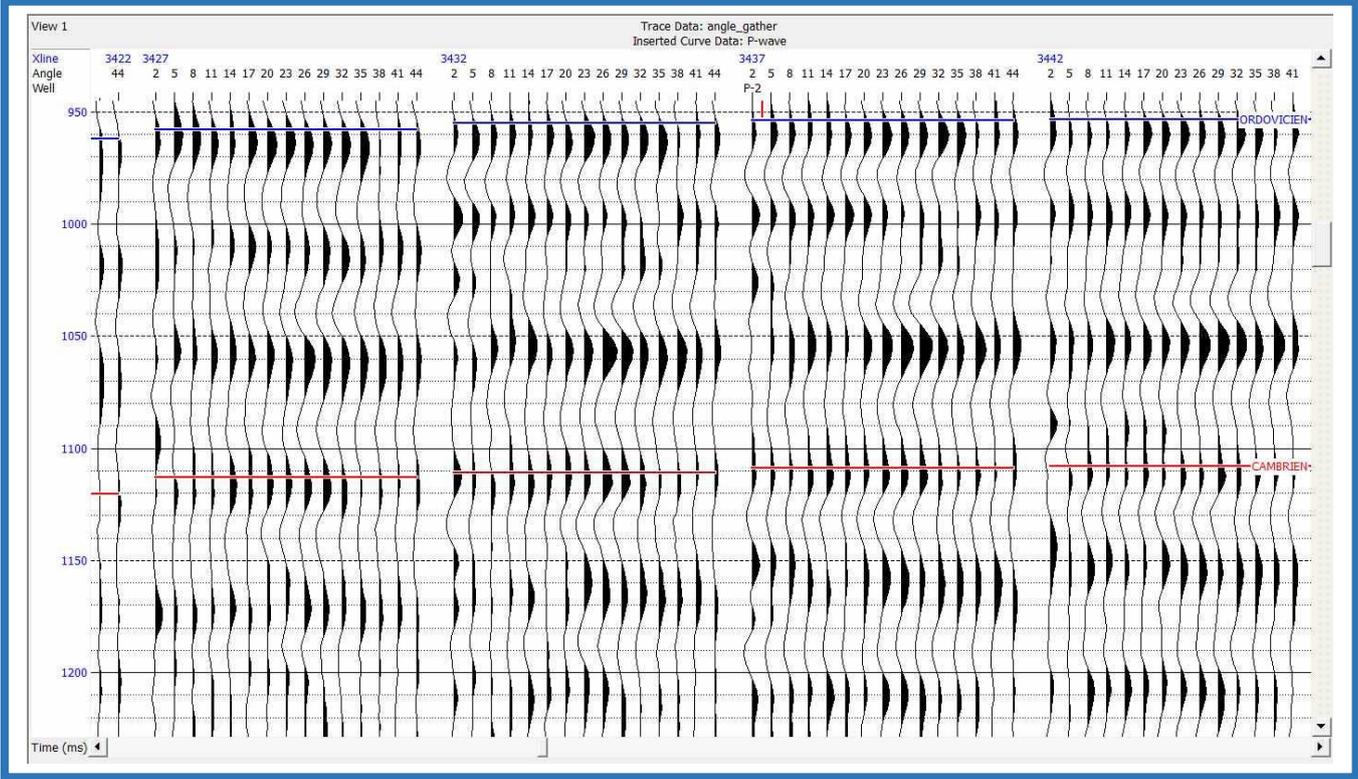


Figure VI.19 : Angle gather.

VI.4.7 Résultat final de pré-conditionnement :

La figure (VI.20) représente le résultat final de pré-conditionnement. (CDP-stack avant et après pré-conditionnement.

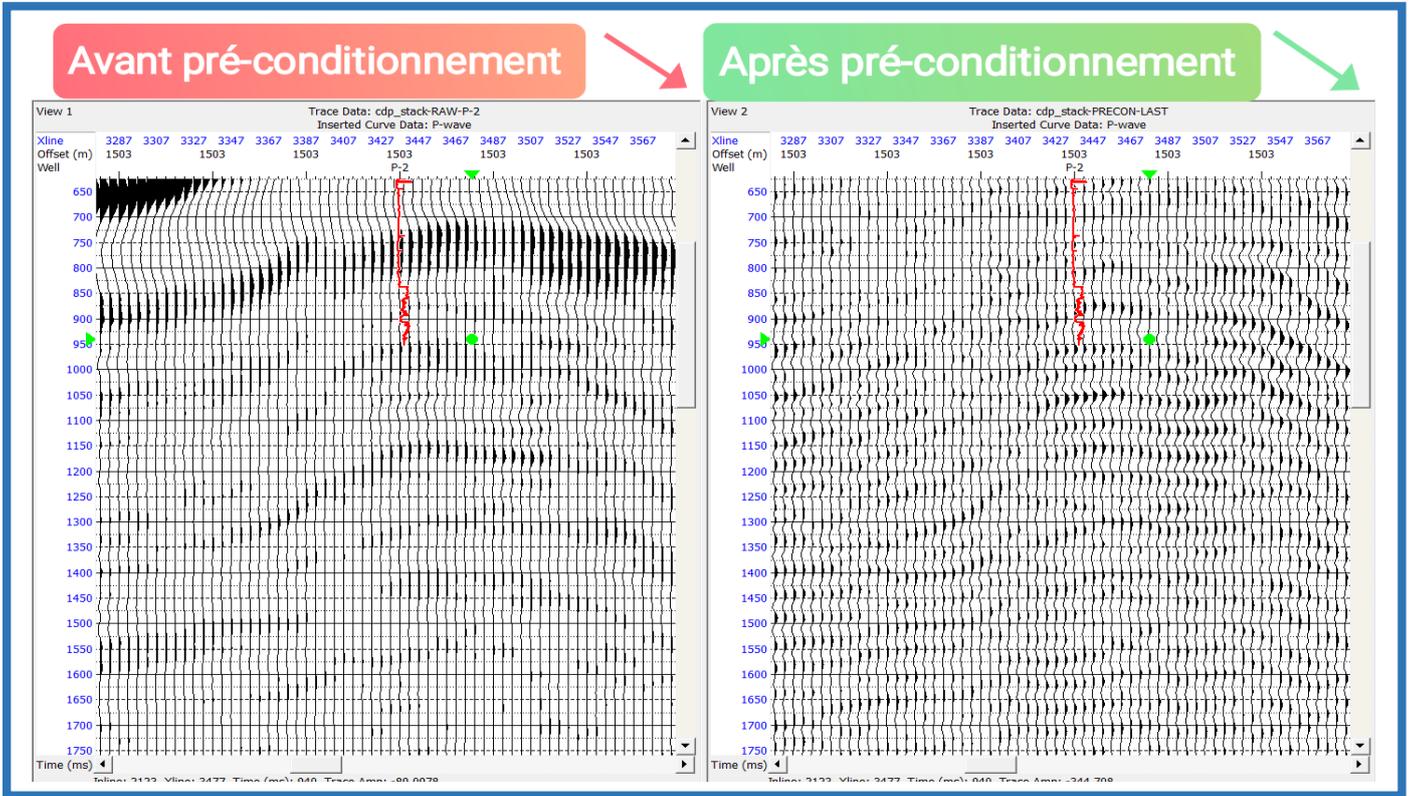


Figure VI.20 : CDP-stack avant et après pré-conditionnement.

La figure (VI.21) représente le résultat final de Spectre d'amplitude avant et après pré-conditionnement.

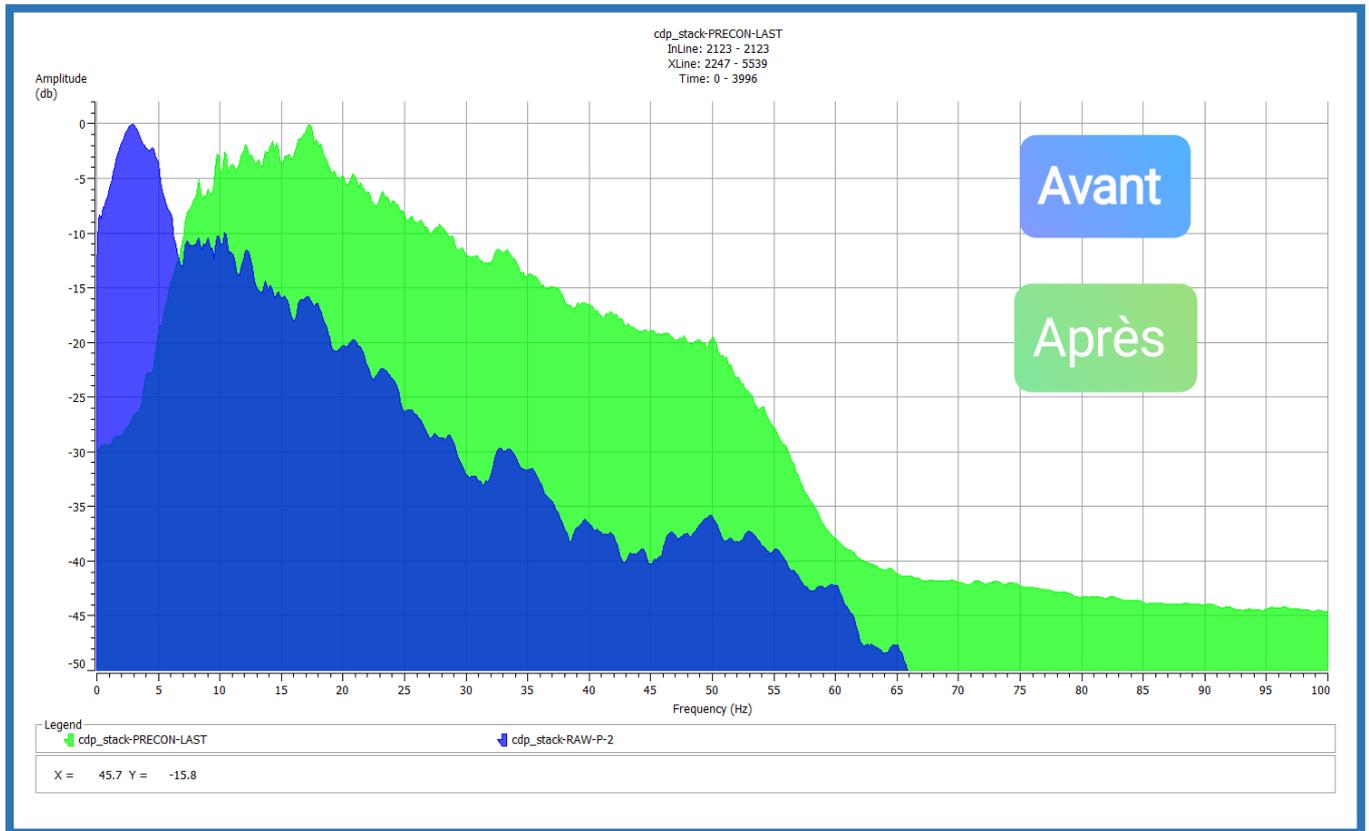


Figure VI.21 : Spectre d'amplitude avant et après pré-conditionnement.

VI.5 Pré-conditionnement des données de puits :

VI.5.1 Génération des logs manquants :

Les 3 logs nécessaires pour la création des modèles initiaux de l'inversion sont :

- Log P wave.
- Log S wave.
- Densité.

Il est constaté l'absence de log S- wave dans le puit 3 figure.

VI.5.1.1 Génération du log S-wave :

- Equation de Castagna :

$$V_s = aV_p + b \quad (VI-1)$$

CHAPITRE VI : APPLICATIONS SUR LES DONNEES REELLES

Pour trouver les constantes a et b, il suffit d'utiliser un cross-plot V_p - V_s . La pente de la droite de régression représente le coefficient "a", tandis que l'intercept correspond à "b".

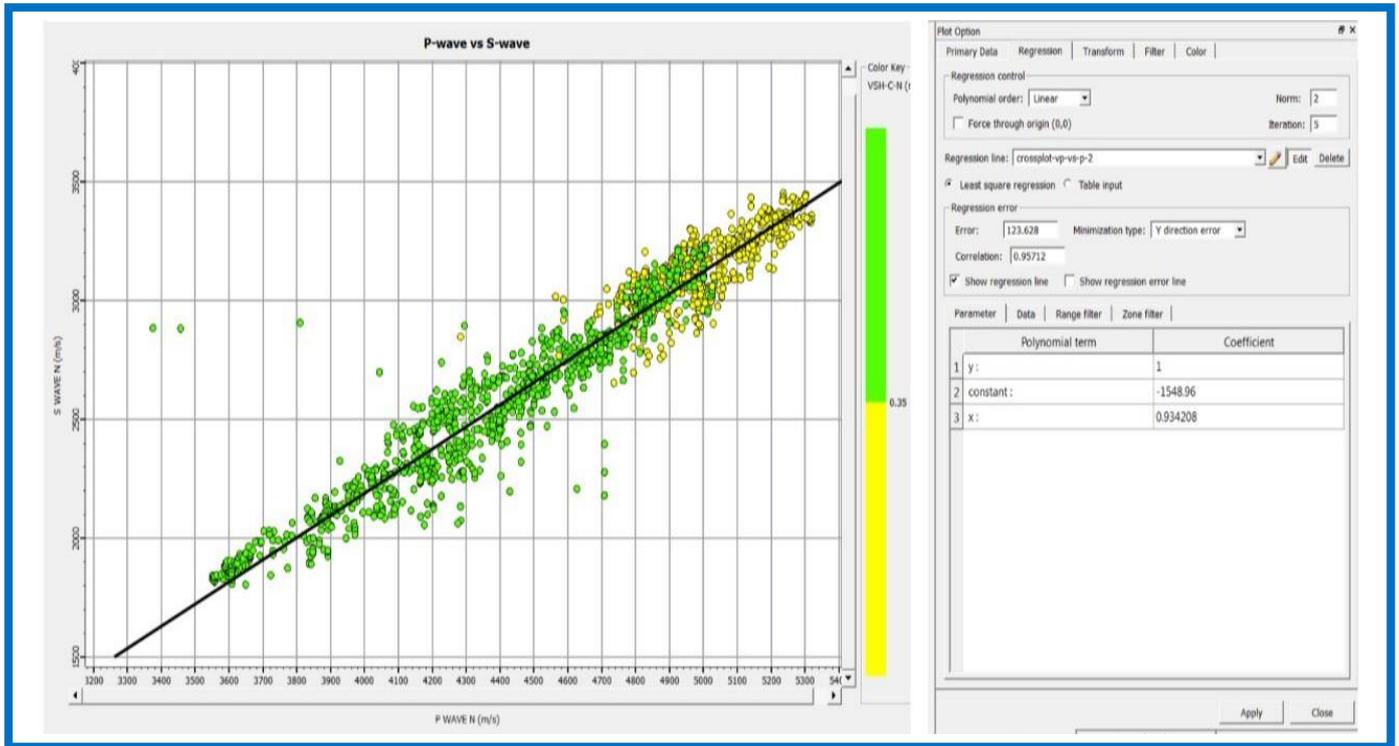


Figure VI.22 : Cross-plot V_p vs V_s dans le puits (P2).

D'après la droite de régression représentée dans la figure (VI.22) on détermine la valeur de a et b.

$a = 0.934208$ et $b = -1548.96$.

Donc l'équation finale sera :

$$V_s = 0.934208 V_p + (-1548.96).$$

D'après la figure (VI.23), nous constatons une corrélation de 95 %.

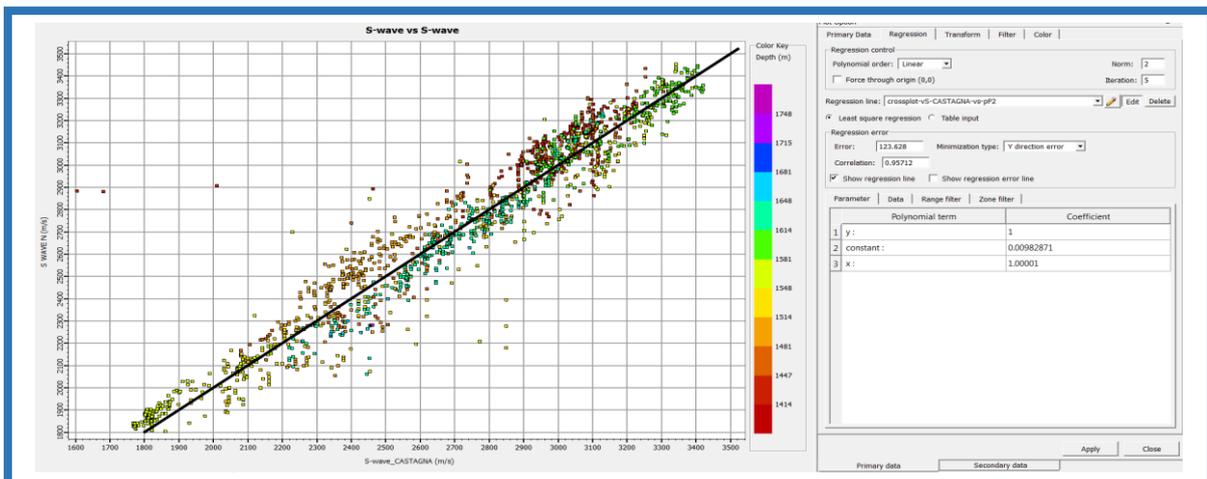


Figure VI.23 : Cross-plot S wave en fonction de S wave - générer dans le puits (P2) .

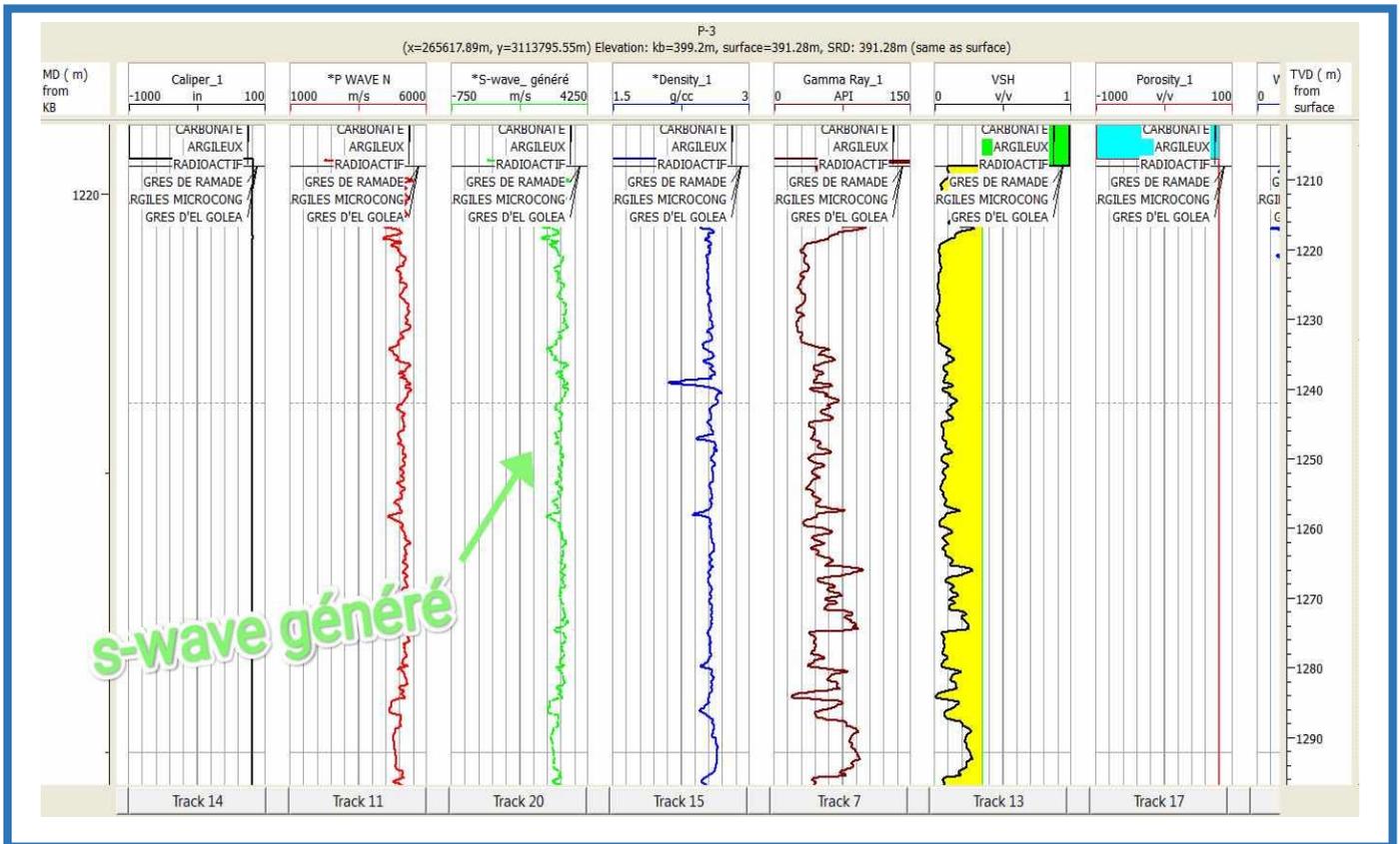


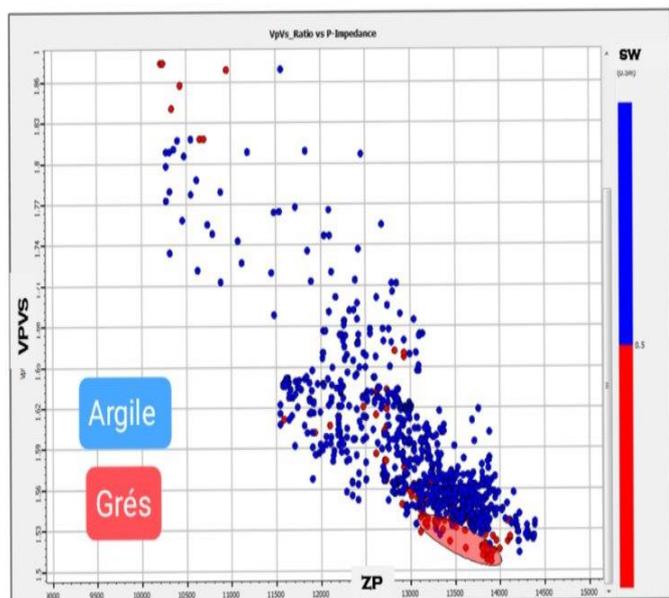
Figure VI.24 : Log S-wave généré par la relation de castagna (P3).

VI.5.2 Etude de faisabilité :

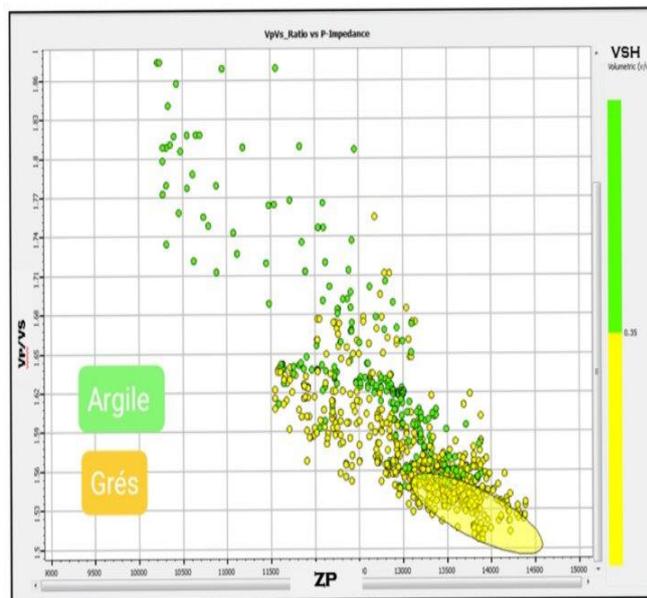
L'étude de faisabilité est une étape primordiale dans notre projet qui a pour but de juger si la technique d'inversion est faisable ou non. Cette étude est appliquée avant de commencer l'inversion sismique avant sommation.

La phase initiale de l'étude de faisabilité est rapide mais cruciale, et elle peut parfois être difficile. Il est crucial d'appliquer l'inversion sismique. L'objectif de cette recherche vise à évaluer la capacité de la différenciation lithologique (grès-argile).

L'étude de faisabilité a été réalisée en choisissant le volume d'argile et la saturation en eau comme critères de couleur. Et on a obtenu des résultats satisfaisants en ce qui concerne la classification lithologique.



	Val min	Val max
VpVs-Ratio	1,5	1,65
Impédance Ip	13000	14500



	Val min	Val max
VpVs-Ratio	1,5	1,65
Impédance Ip	13000	14500

Figure VI.25 : Cross plot VpVs-ratio en fonction Zp avec Vsh.

Cross plot figure (VI.25) VpVs-ratio en fonction Zp avec Vsh et Sw comme attributs de couleur, deux intervalles sont identifiés.

- Premier intervalle (argile) : Vp-Vs-ratio varie entre 1.68 et 1.86 alors que Zp varie entre 9000 et 12000.
- Deuxième intervalle (grés) : Vp-Vs ratio varie entre 1.5 et 1.65 alors que Zp varie entre 13000 et 14500.

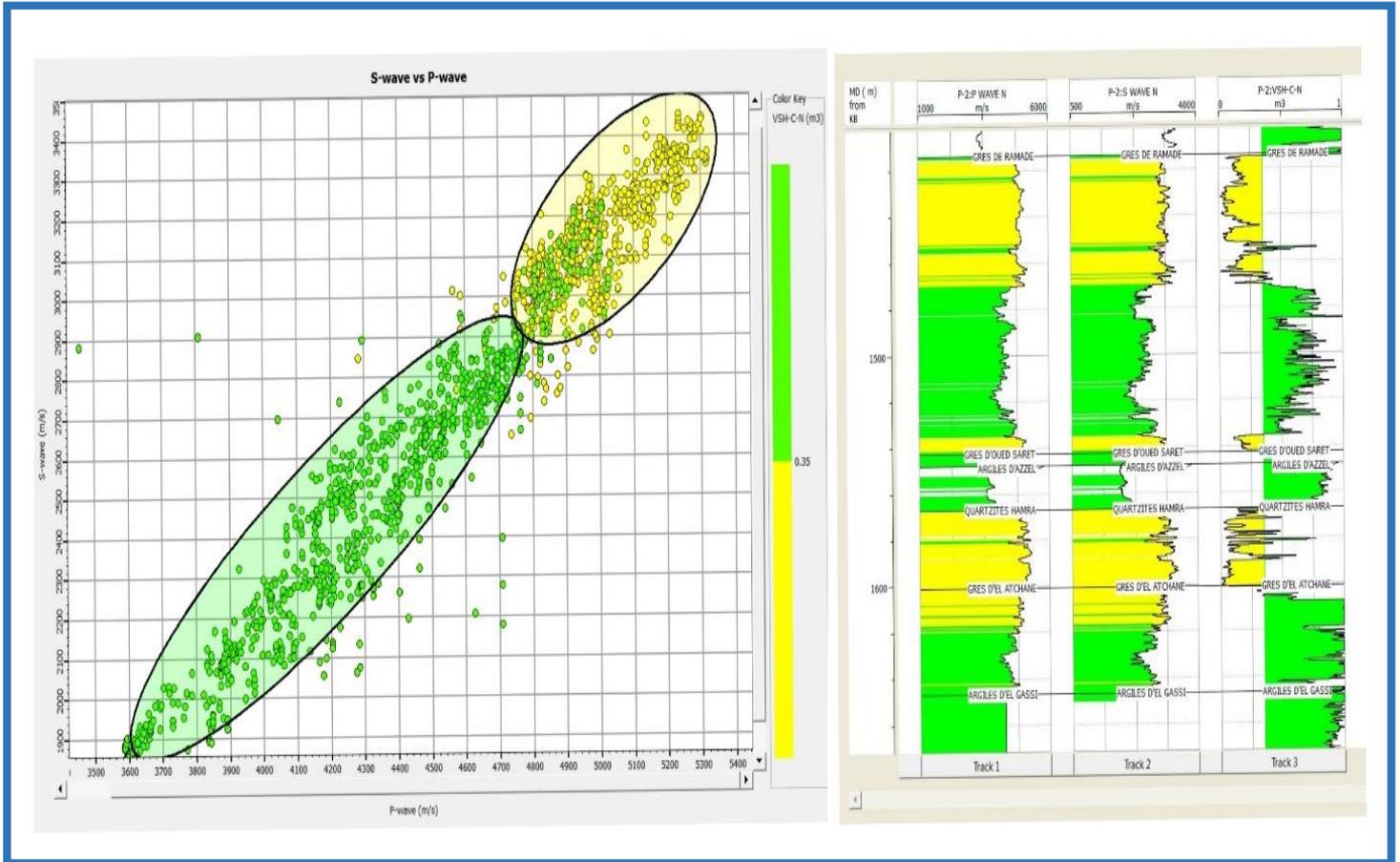


Figure VI.26 : Cross-plot P wave en fonction de S wave.

La figure (VI.26) montre une distinction entre l'argile et le grés par l'utilisation de cross-plot P wave en fonction de S wave.

- Dans l'argile, P wave varie entre 3500 et 4700, alors que S wave varie entre 1900 et 3000.
- Dans le grés P wave varie entre 4900 et 5300 alors que S wave varie entre 3100 et 3400.

VI.6 Corrélation et extraction de l'ondelette :

L'inversion sismique vise à ajuster les paramètres physiques pour réduire la différence entre les réponses synthétiques et les observations réelles. Pour concentrer cet ajustement sur les paramètres du modèle, il est crucial de caractériser ou d'idéaliser les autres variables telles que l'ondelette sismique et la corrélation temps-profondeur des données de puits utilisées dans la construction initiale du modèle.

VI.6.1 Extraction des ondelettes :

La variation de l'ondelette spatiale dépend de l'angle d'incidence, il est donc essentiel de tenir compte de ces variations lors de la construction du synthétique pour l'inversion. Dans cette optique, nous allons diviser les données sismiques en trois gammes d'angles. Ensuite, nous extrairons une ondelette pour chaque gamme d'angle, ces ondelettes seront utilisées pour effectuer l'inversion, tandis que la précédente a été extraite uniquement pour effectuer la corrélation.

VI.6.1.1 Génération des gammes d'angles :

Les 3 gammes ont été divisées comme suit :

- Near angle stack [2 -15°].
- Middle angle stack [15-30°].
- Far angle stack [30-40°].

La figure (VI.27) représente les trois gammes d'angles stacks.

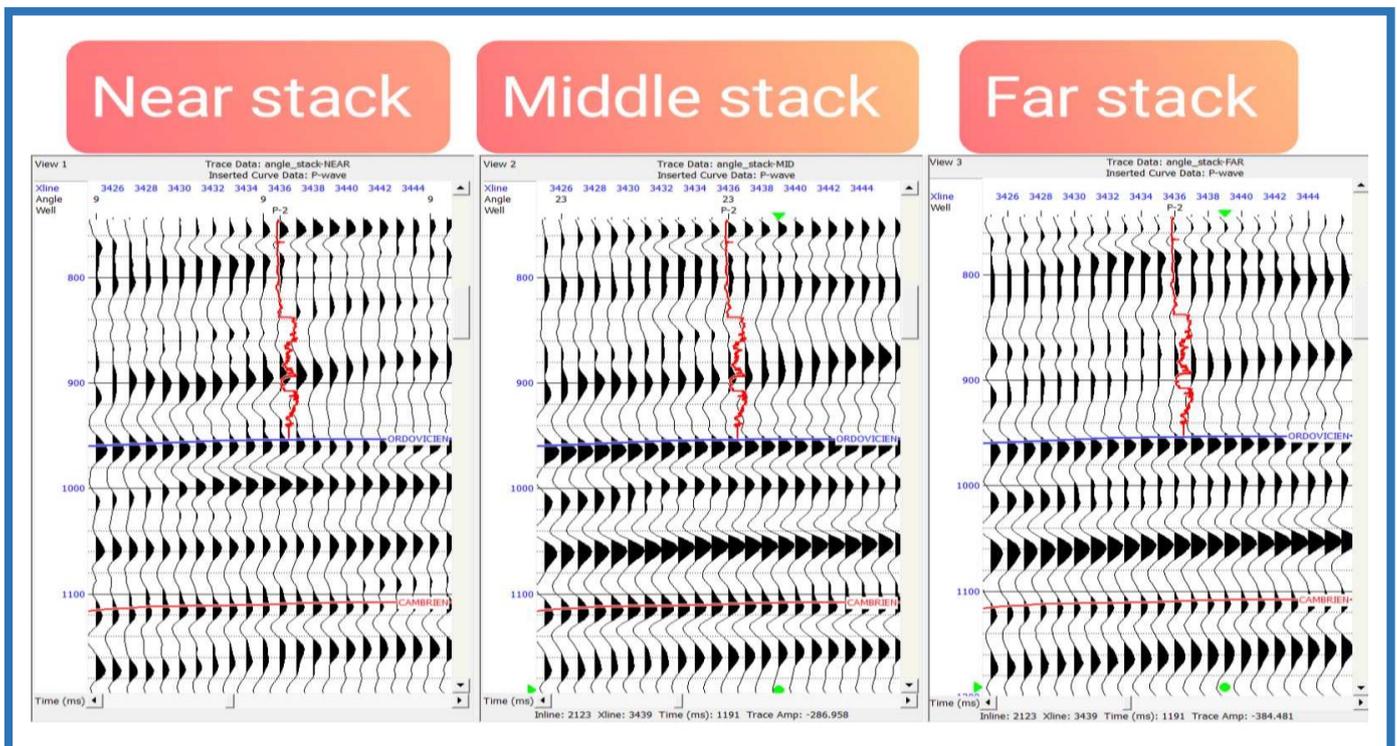


Figure VI.27 : Les gammes d'angles (stacks partiels), affichage de l'INLINE passant par le puits (P2).

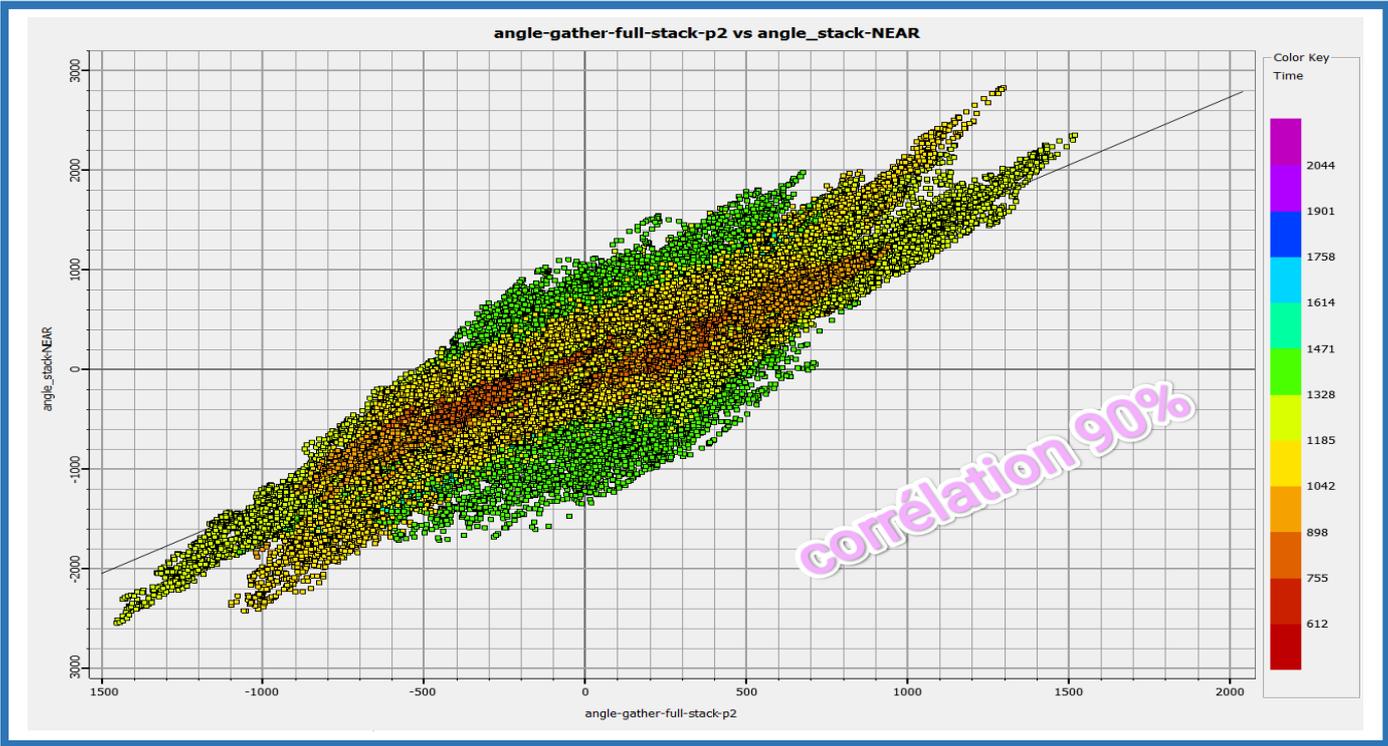


Figure VI.28 : Cross-plot angle-gather-full-stack-(P2) Vs angle-stack-NEAR.

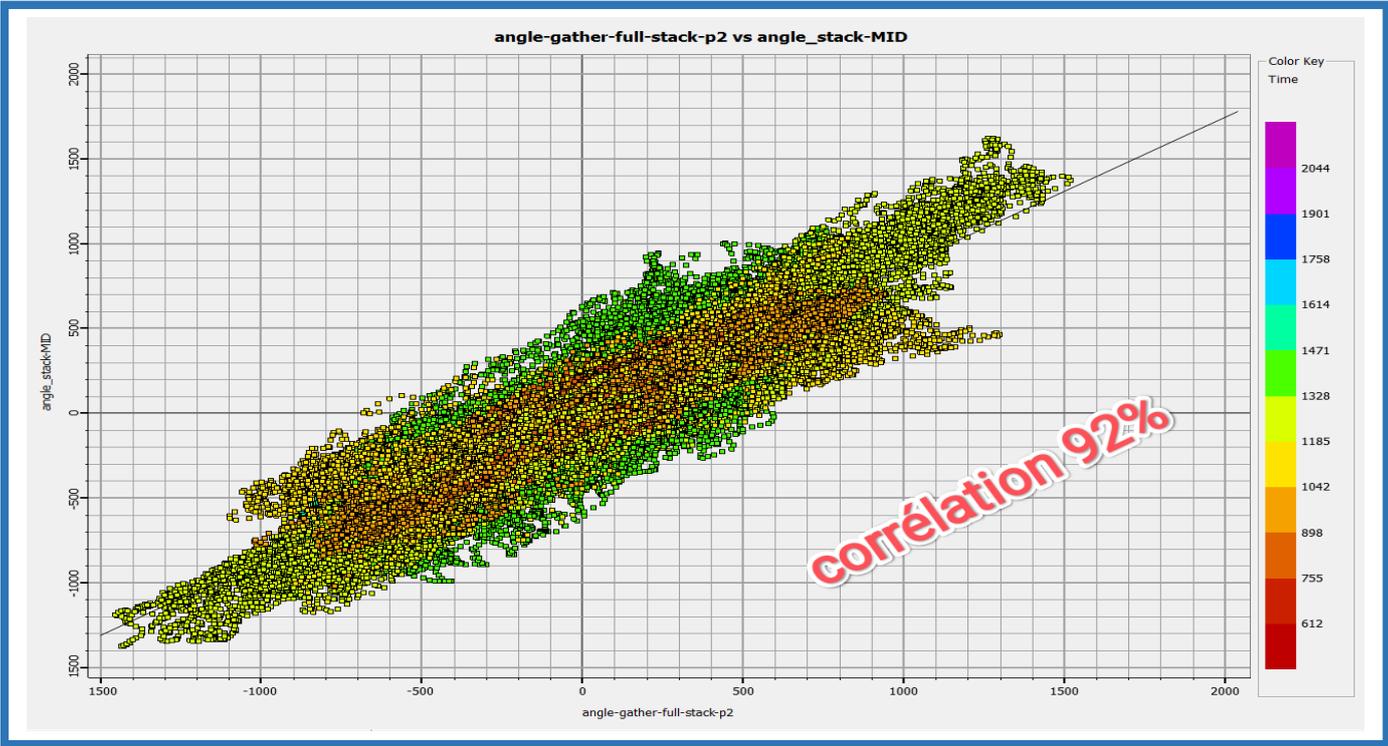


Figure VI.29 : Cross-plot angle-gather-full-stack-(P2) Vs angle-stack-MID.

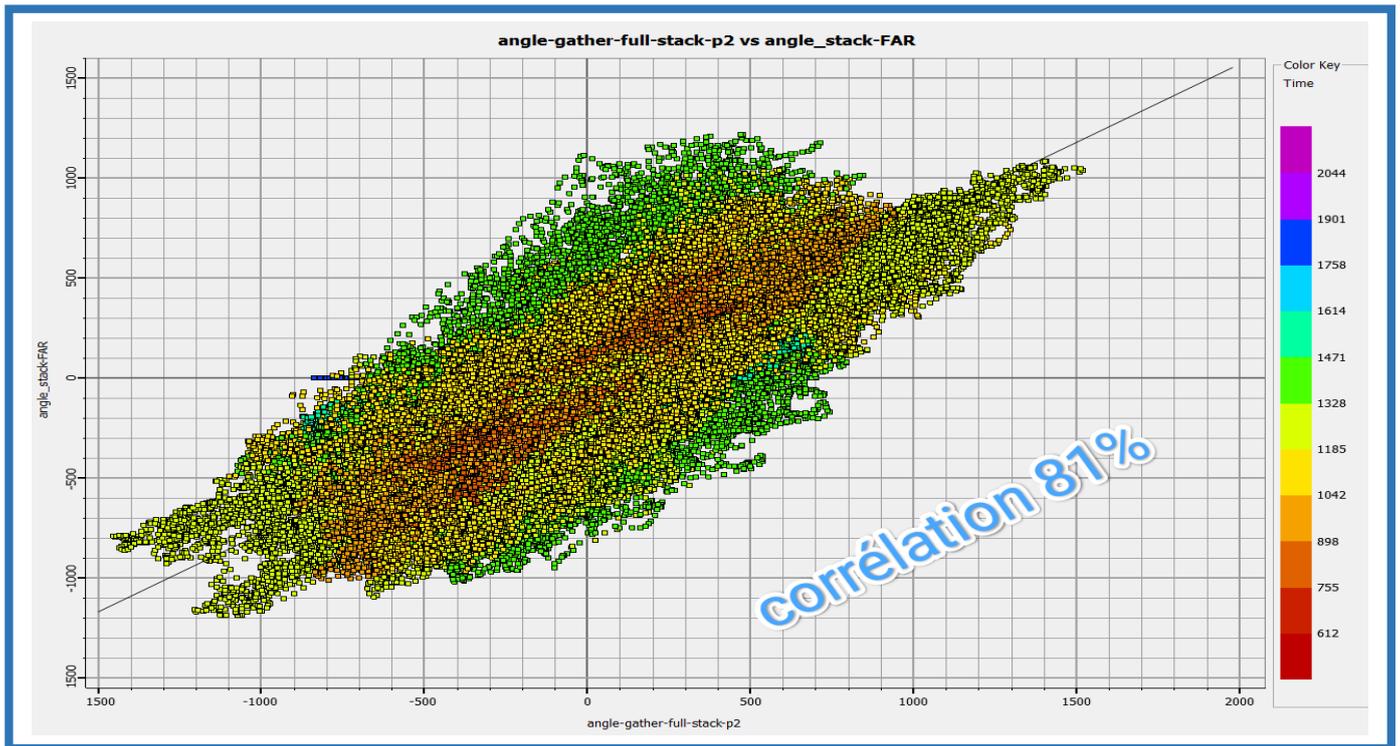


Figure VI.30 : Cross-plot angle-gather-full-stack-(P2) vs angle-stack-FAR.

Comme n'importe quel signal en physique, l'ondelette sismique est définie par deux paramètres :

- Spectre d'amplitude.
- Spectre de phase.

Les ondelettes seront donc extraites en deux étapes :

- Extraction de l'ondelette statistique.
- Extraction du spectre de phase.

VI.6.1.2 Extraction de l'ondelette statistique :

Cette approche permet d'obtenir le spectre d'amplitude des ondelettes en utilisant l'autocorrélation des données sismiques supposées à phase nulle.

CHAPITRE VI : APPLICATIONS SUR LES DONNEES REELLES

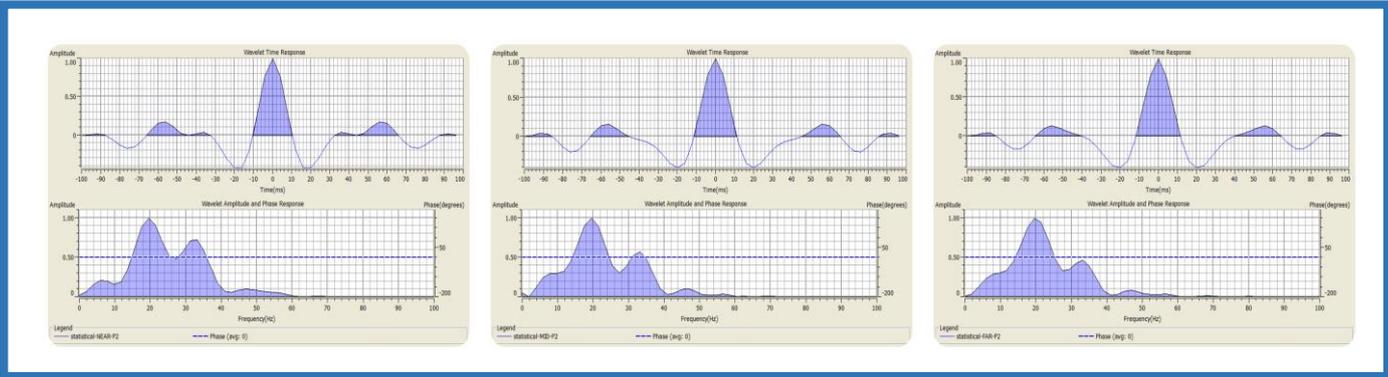


Figure VI.31 : Ondelettes statistiques des trois gammes d'angles.

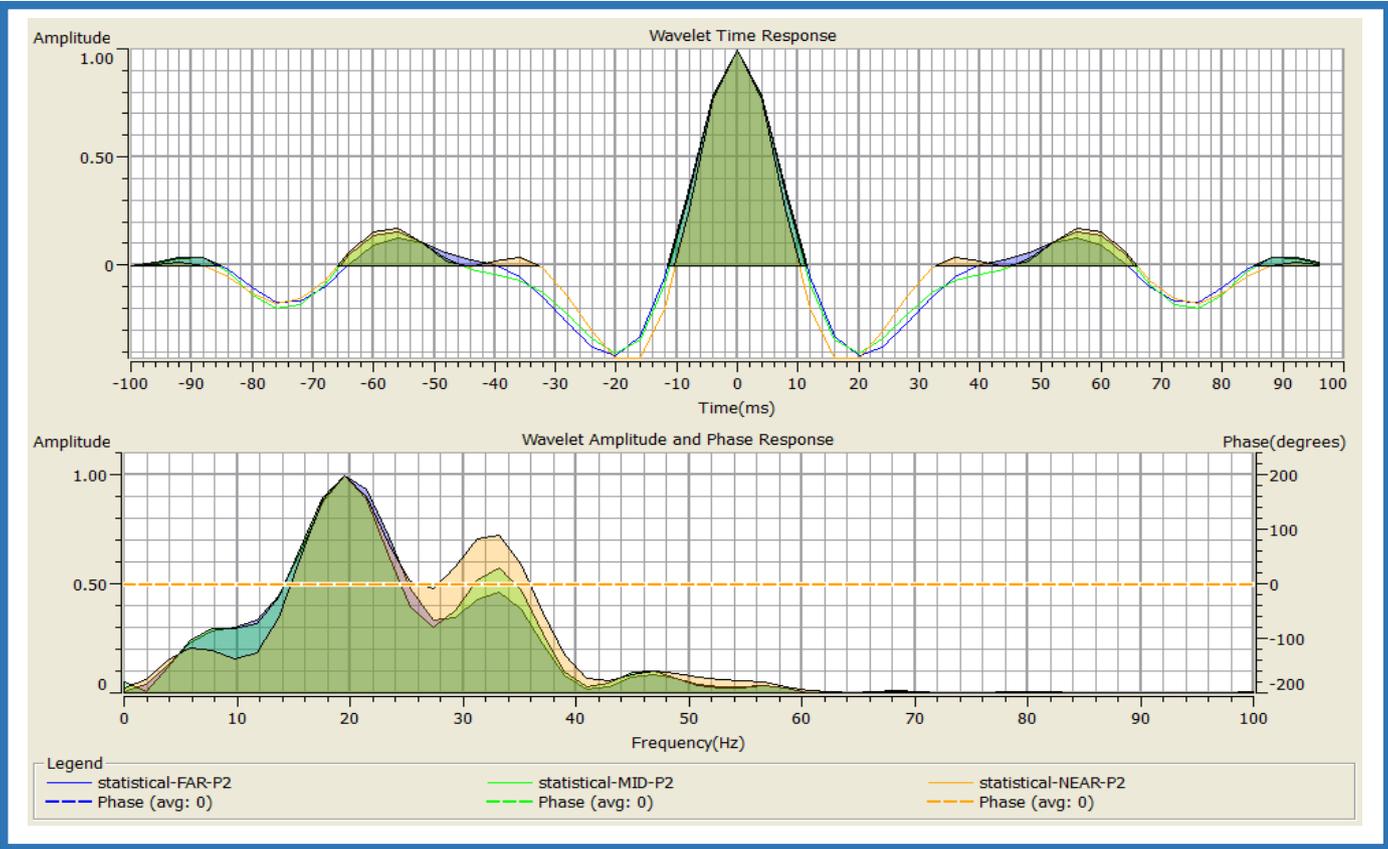


Figure VI.32 : Ondelette statistique extraite à partir du stack.

L'objectif de la corrélation est de corriger manuellement la table de conversion temps-profondeur, préalablement obtenue à partir du check shot. Pour cela, on effectue un calage entre les données sismiques autour du puits, en utilisant une trace synthétique construite à partir de la convolution de l'ondelette statistique extraite des données sismiques, ainsi que la série de réflectivité calculée à partir des logs. En effectuant des shifts manuels, il est possible de repérer

CHAPITRE VI : APPLICATIONS SUR LES DONNEES REELLES

les événements sismiques dans le synthétique et de les comparer à la trace composite. On réalise La corrélation pour chaque puits par l'utilisation des données sismiques sommées, ce qui nécessite l'utilisation d'un stack des angles gathers, et nous obtenons une ondelette statistique pour ce dernier.

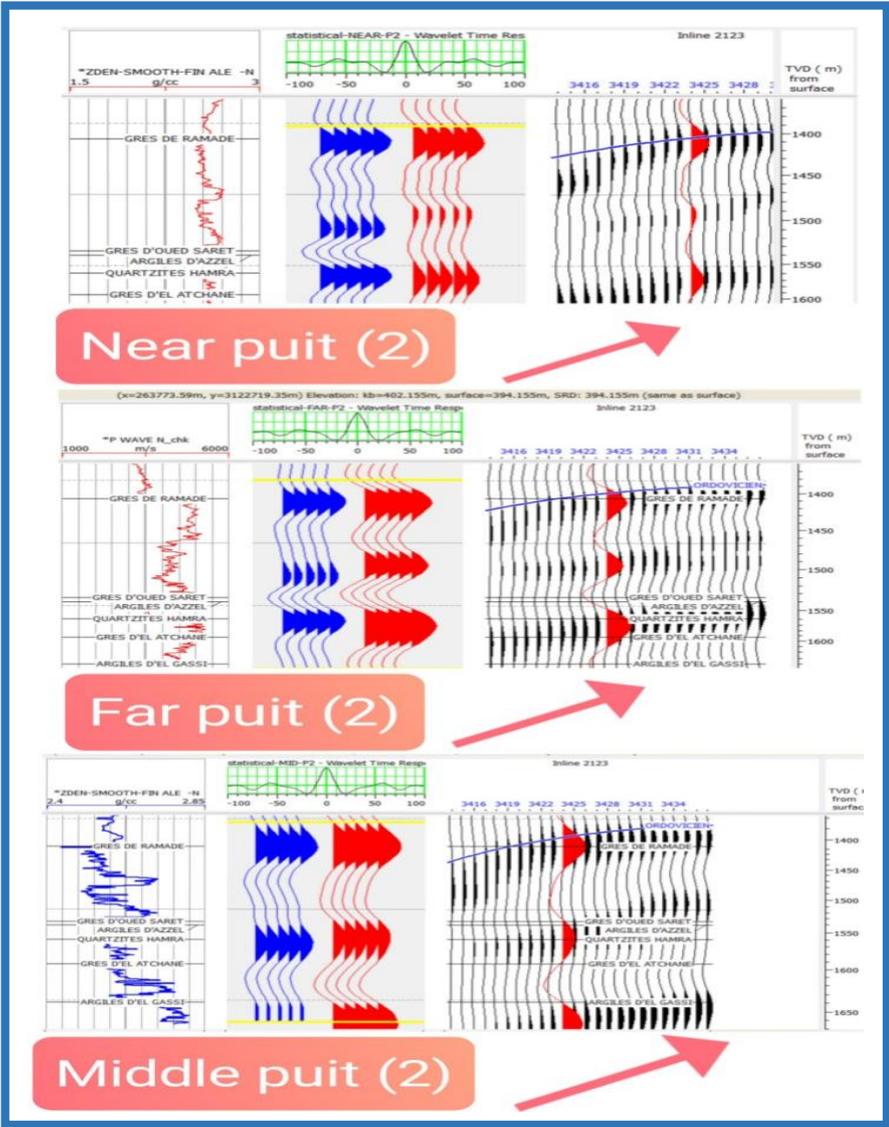


Figure VI.33 : Corrélation du puit (P2) avec angle-stack.

VI.6.3 Extraction de l'ondelette moyenne :

Cette étape consiste en l'extraction des ondelettes moyennes pour chaque stack partiel. Cette L'extraction a besoin d'abord d'une corrélation optimale afin d'obtenir la phase réelle de l'ondelette. Les ondelettes peuvent changer d'une trace à une autre et en fonction du temps, ce qui veut dire que La procédure de l'extraction de l'ondelette, c'est la détermination d'un ensemble d'ondelettes pour Chaque section sismique.

CHAPITRE VI : APPLICATIONS SUR LES DONNEES REELLES

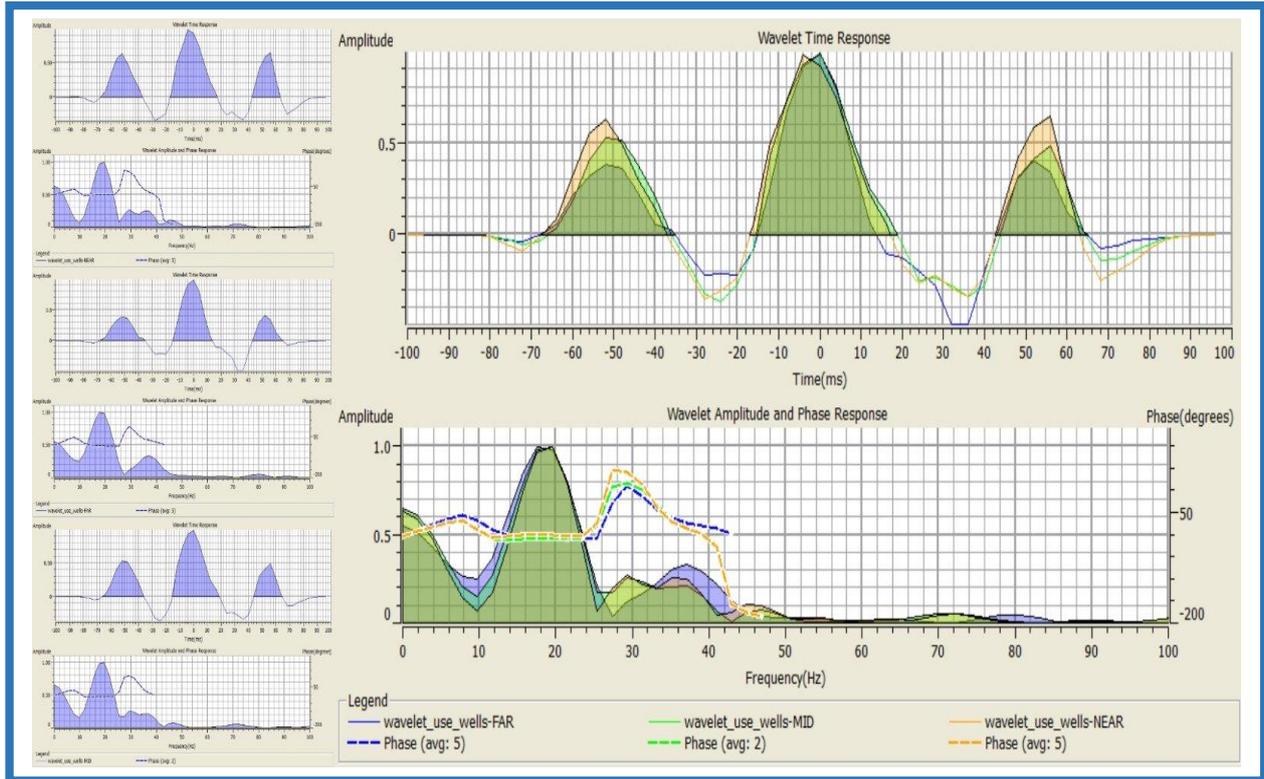


Figure VI.34 : Les ondelettes moyennes de trois gammes.

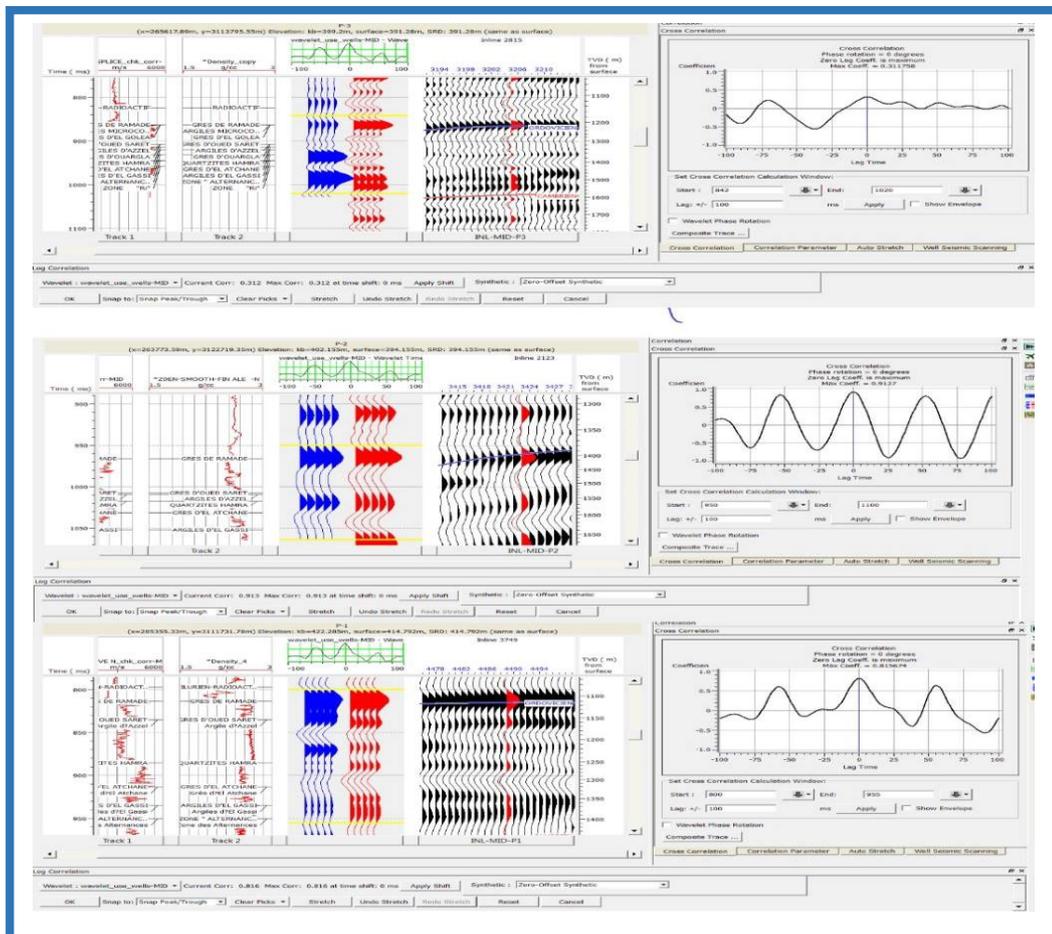


Figure VI.35 : Corrélation des puits avec l'angle stack par l'ondelette moyenne mid .

VI.7 La construction des modèles initiaux :

Il est nécessaire de créer un modèle initial. Toutefois, dans cette situation, il serait nécessaire que le modèle intègre les impédances des ondes P et S. Les diagraphies P-wave, S-wave et densité dans les puits ont été utilisées pour élaborer le modèle. Les logs d'impédance S et P ont été générés à partir de ces données, puis interpolés entre les puits afin de créer les modèles en utilisant des horizons comme référence structurelle pour l'interpolation.

Il est nécessaire d'utiliser des modèles initiaux à basse fréquence pour récupérer les événements de basse fréquence manquants qui ne sont pas enregistrés par les géophones lors de l'acquisition ou qui sont perdus lors du filtrage des puits. Et afin de ne pas inclure des événements hauts fréquents qui pourraient altérer notre interprétation des résultats finals d'inversion.

Les modèles initiaux Z_p , Z_s , densité passant par les trois puits sont représentés dans les figures suivants :

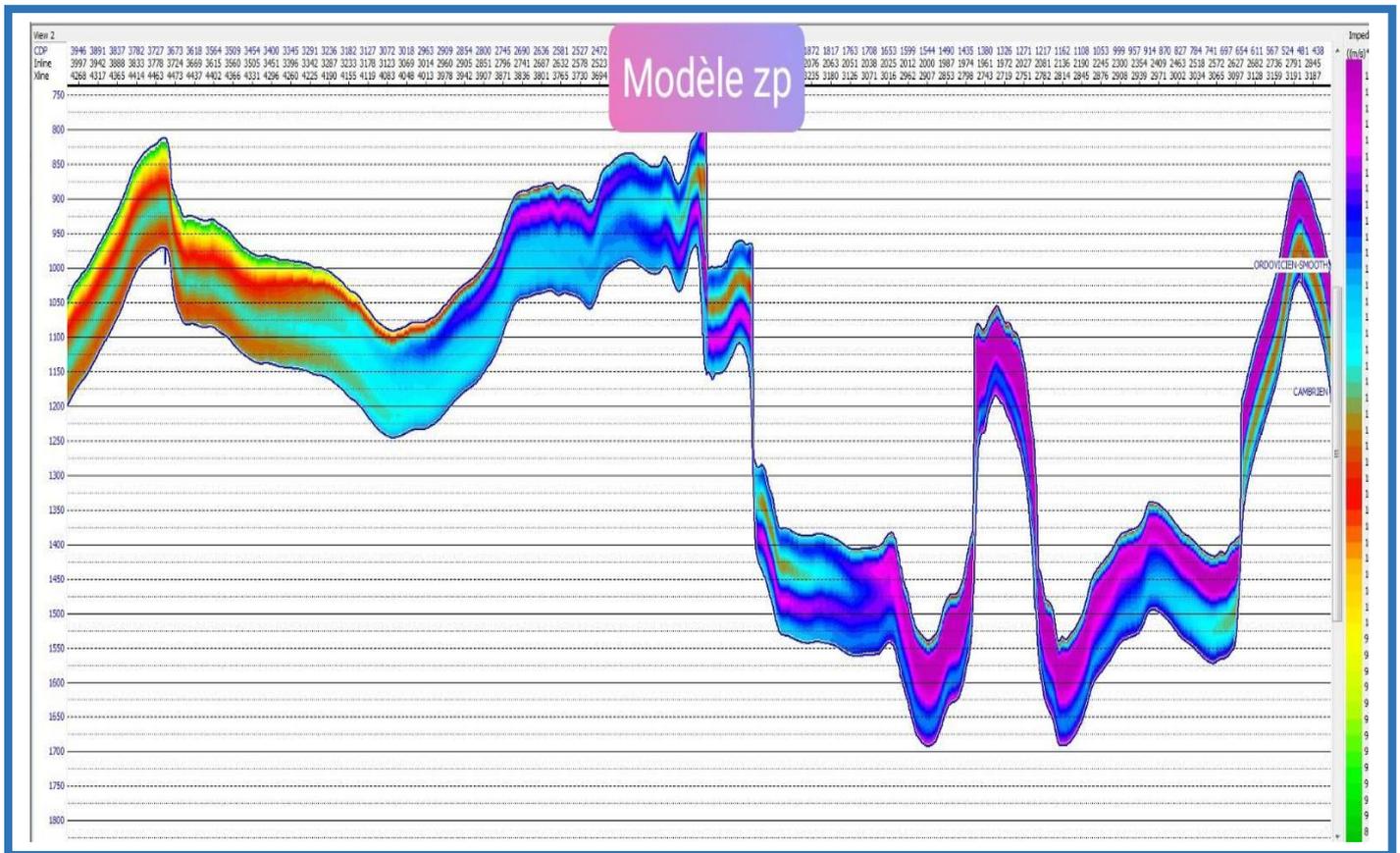


Figure VI.36 : Modèle initial Z_p sur la ligne arbitraire .

CHAPITRE VI : APPLICATIONS SUR LES DONNEES REELLES

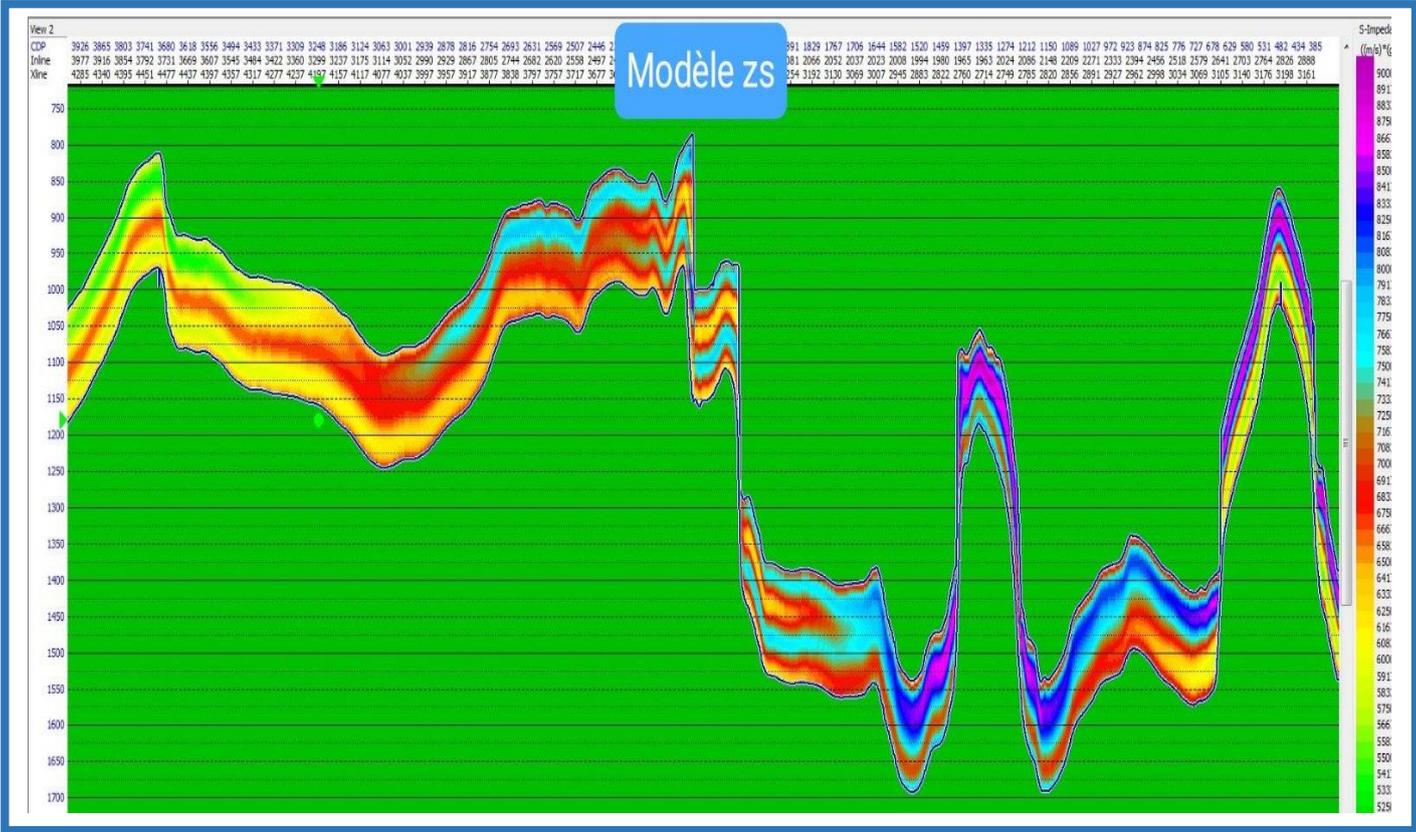


Figure VI.37 : Modèle initial Zs sur la ligne arbitraire .

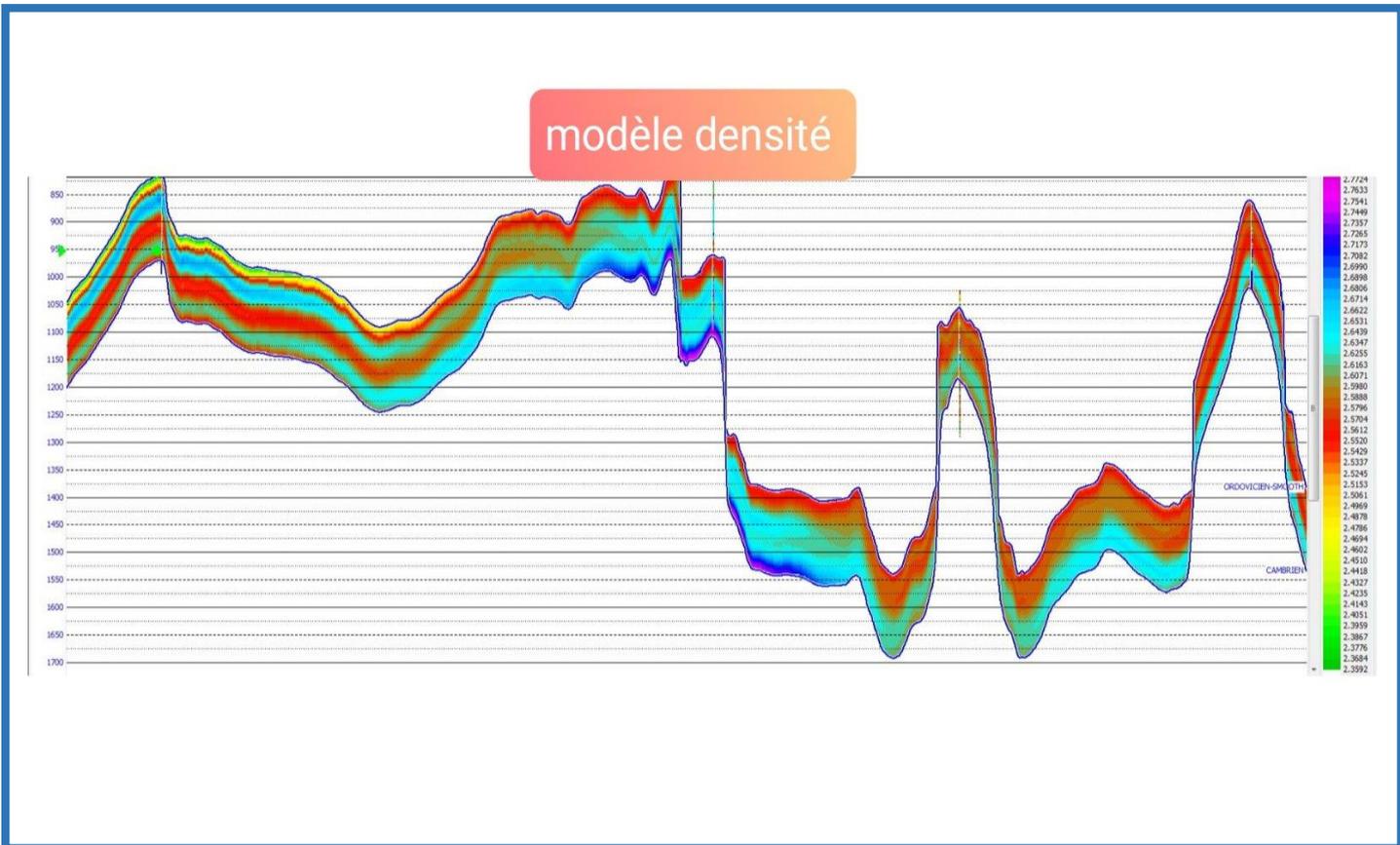


Figure VI.38 : Modèle initial Densité sur la ligne arbitraire .

VI.8 Analyses d'inversion aux puits :

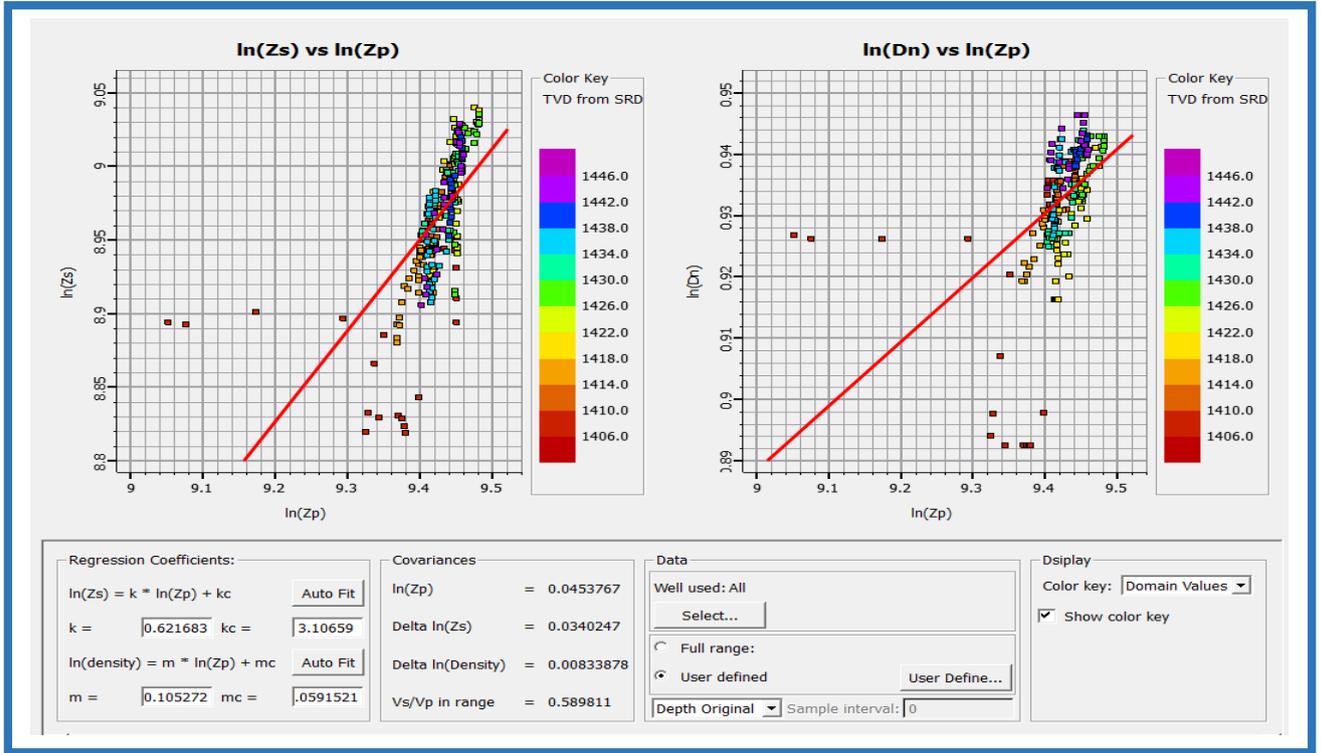


Figure VI.39 : Cross-plot ln (Zs) vs ln (Zp) et ln (Dn) vs ln (Zp) dans le puits (P2).

D'après plusieurs tests faits, les paramètres qui ont été choisis sont montrés sur la figure (VI.40).

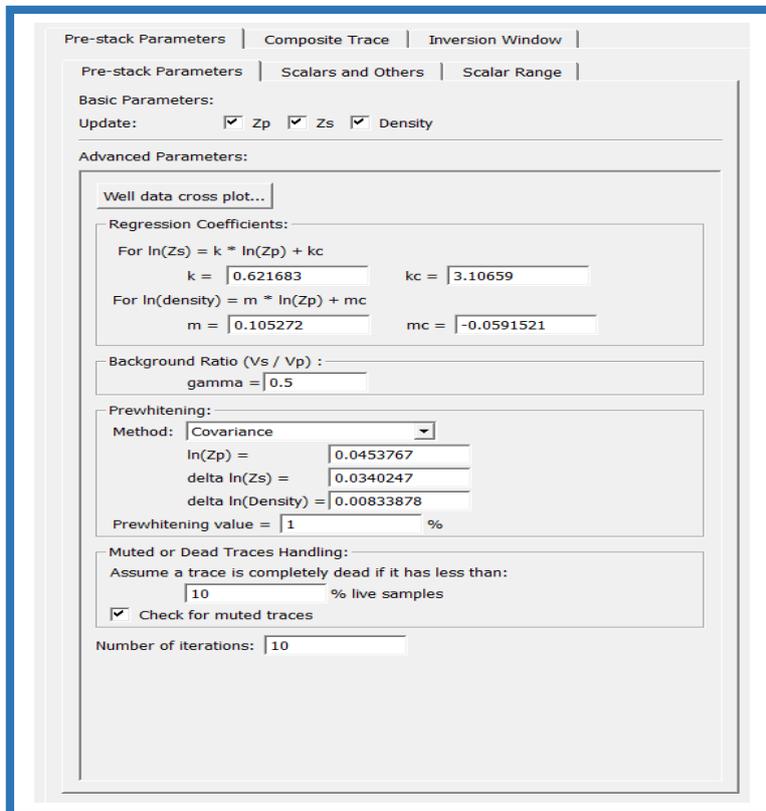


Figure VI.40 : Choix de paramètres.

Avant de réaliser l'inversion de l'algorithme sur l'ensemble du volume sismique. En commençant l'étude de l'inversion aux niveaux des puits, nous souhaitons démontrer l'efficacité de cela. Puisque l'inversion du volume sismique est basée sur une vérification, une erreur dans les paramètres d'inversion au niveau des puits entraîne une inversion incorrecte.

Le lancement de l'inversion aux puits en premier a deux principaux intérêts :

- Détermination du nombre d'itérations requises pour la convergence.
- Évaluation de la qualité (QC) de l'inversion en calculant la corrélation entre les attributs inversés au niveau du puits et les logs enregistrés.

Après diverses analyses, on a trouvé :

- Après 20 itérations, l'algorithme converge.
- La corrélation des résultats d'inversion aux puits est d'environ 87% avec les enregistrements de logs.
- L'erreur obtenue environ 49% à cause de bruit.

La figure (VI.41) représente analyse d'inversion au niveau de puits P2.

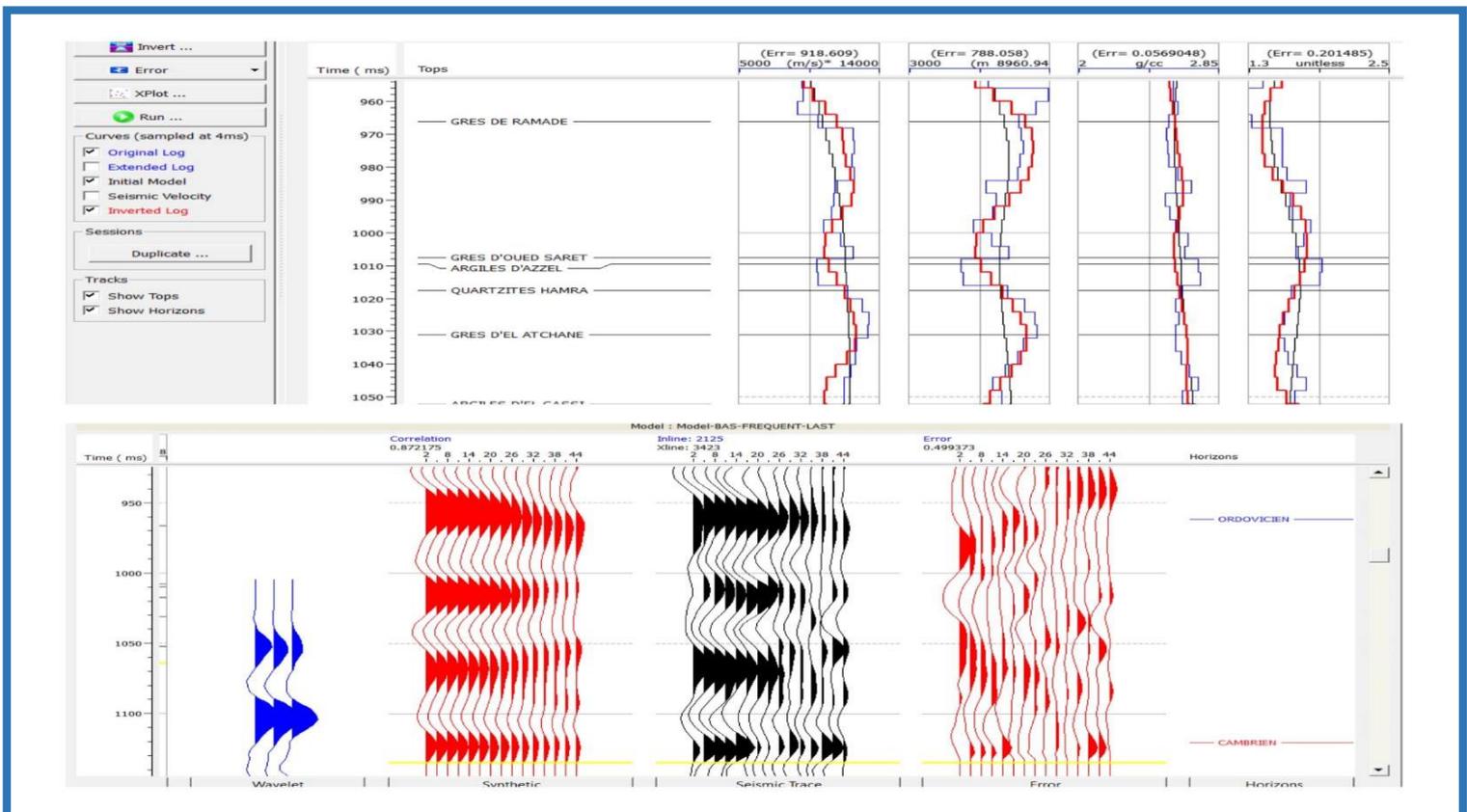


Figure VI.41 : Analyse d'inversion au niveau de puits (P2).

VI.9 Résultats d'inversion :

Voilà les résultats finaux d'inversion sismique sur les trois puits :

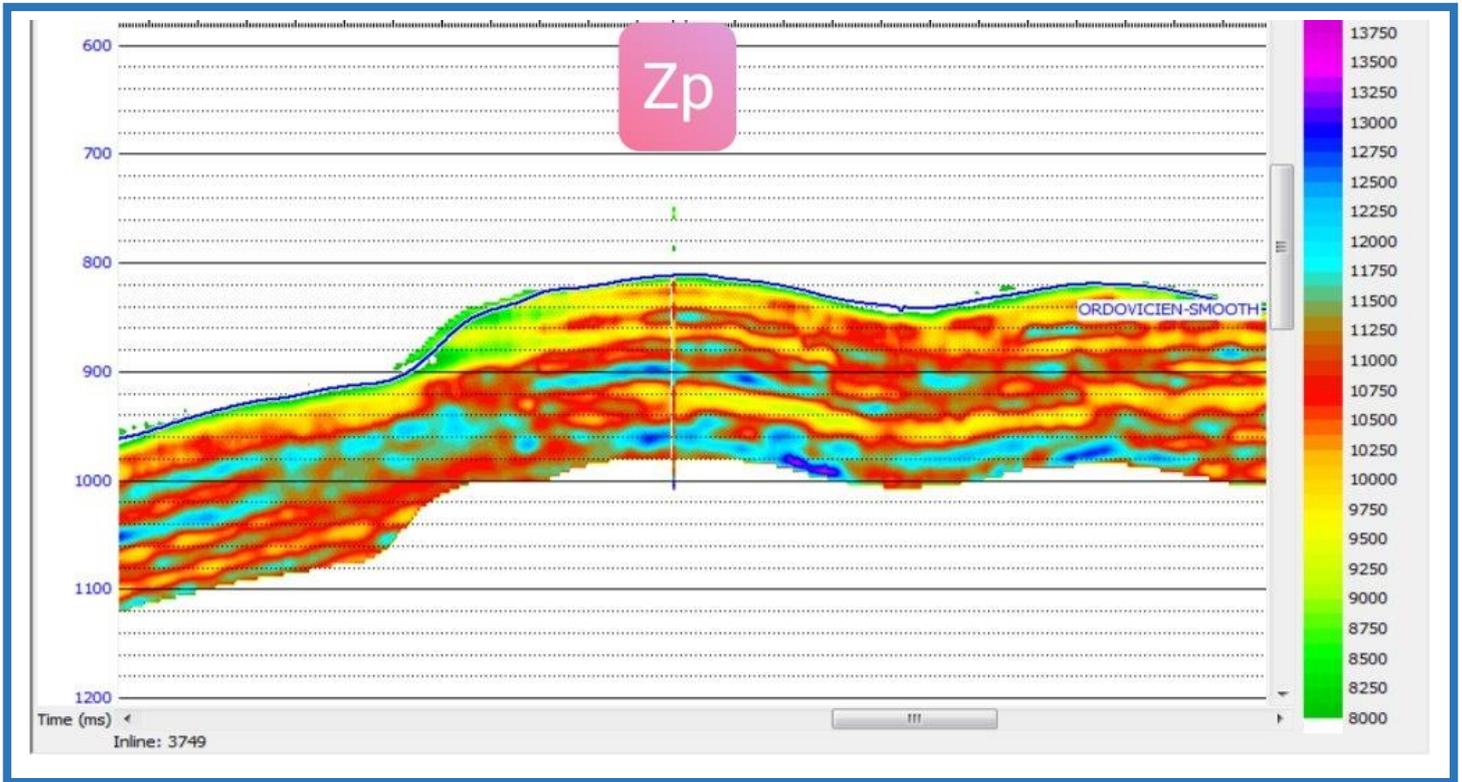


Figure VI.42 : Résultat d'inversion dans l'INLINE passant par le puits (P1).

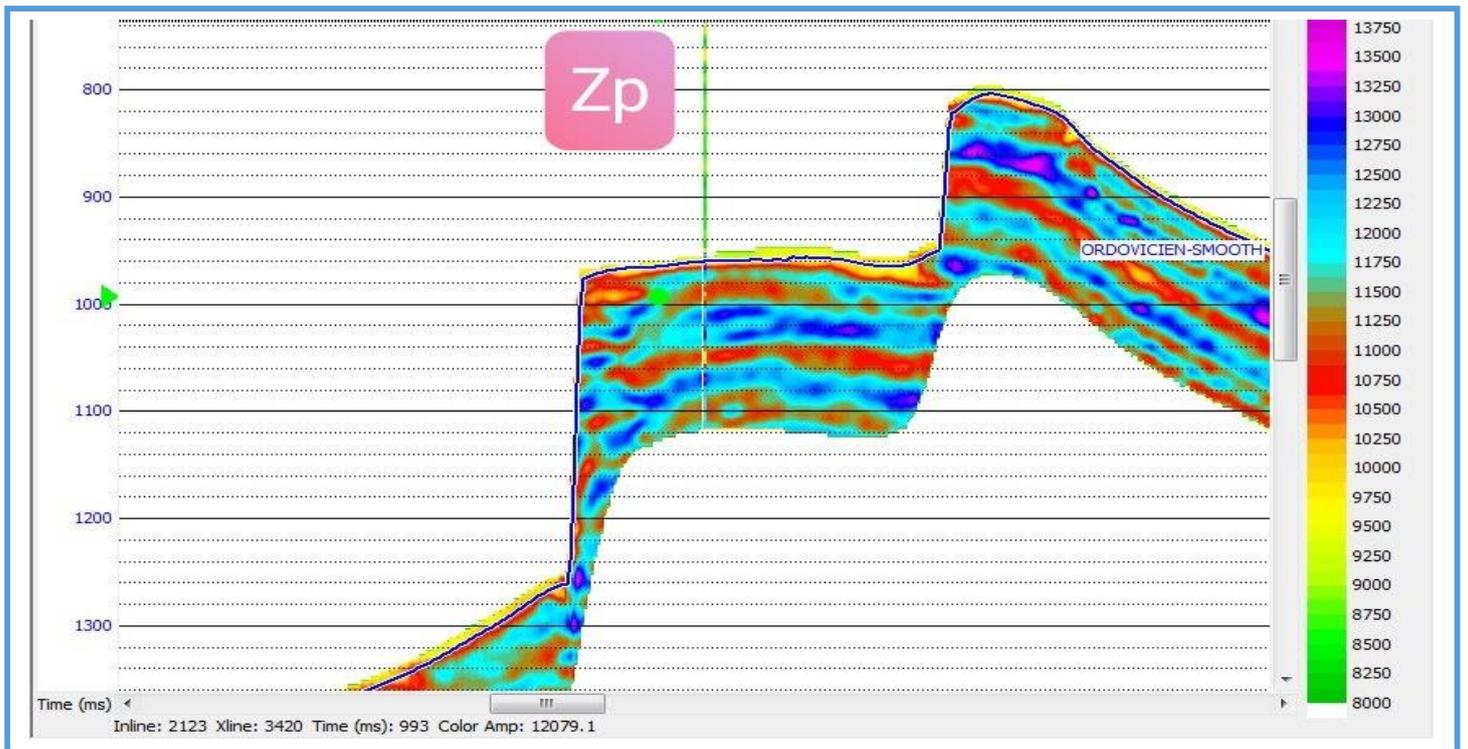


Figure VI.43 : Résultat d'inversion dans l'INLINE passant par le puits (P2).

CHAPITRE VI : APPLICATIONS SUR LES DONNEES REELLES

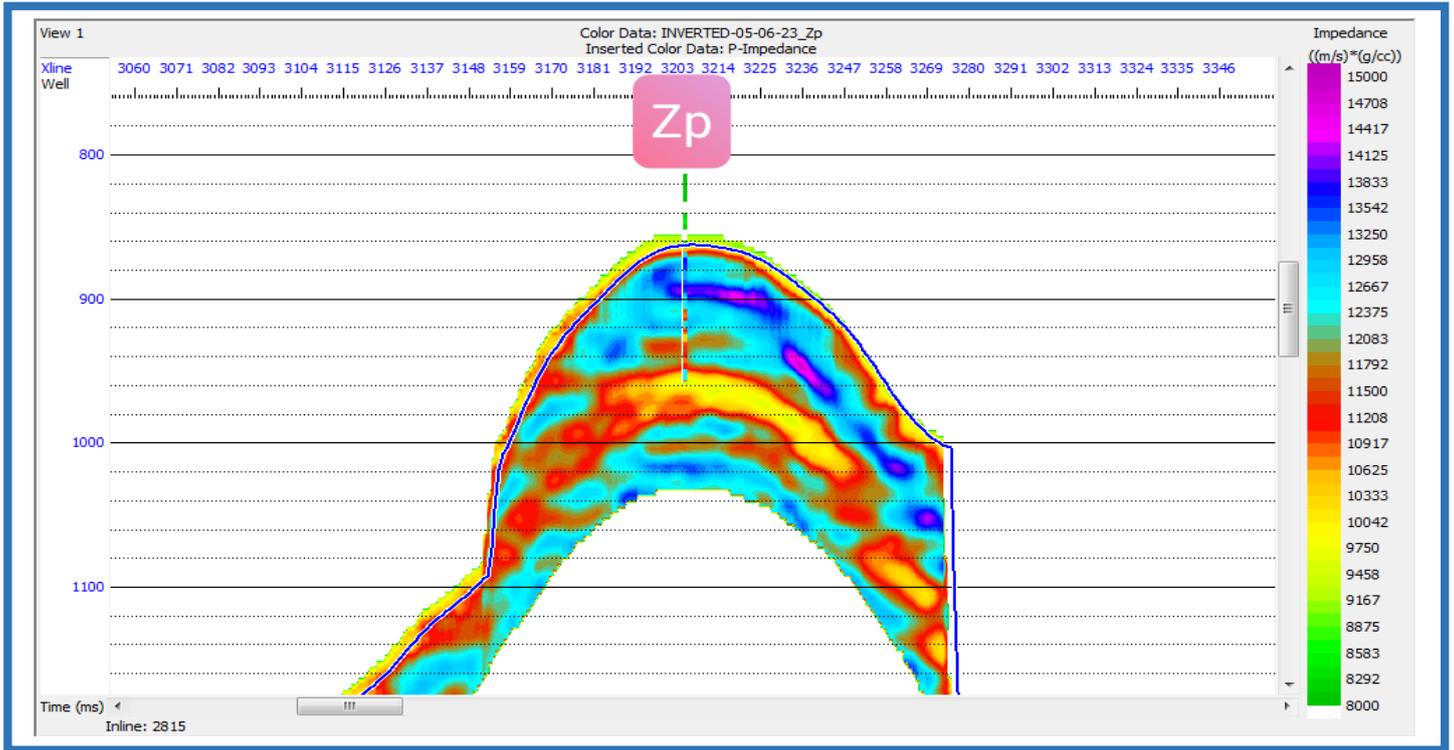


Figure VI.44 : Résultat d'inversion dans l'INLINE passant par le puits (P3).

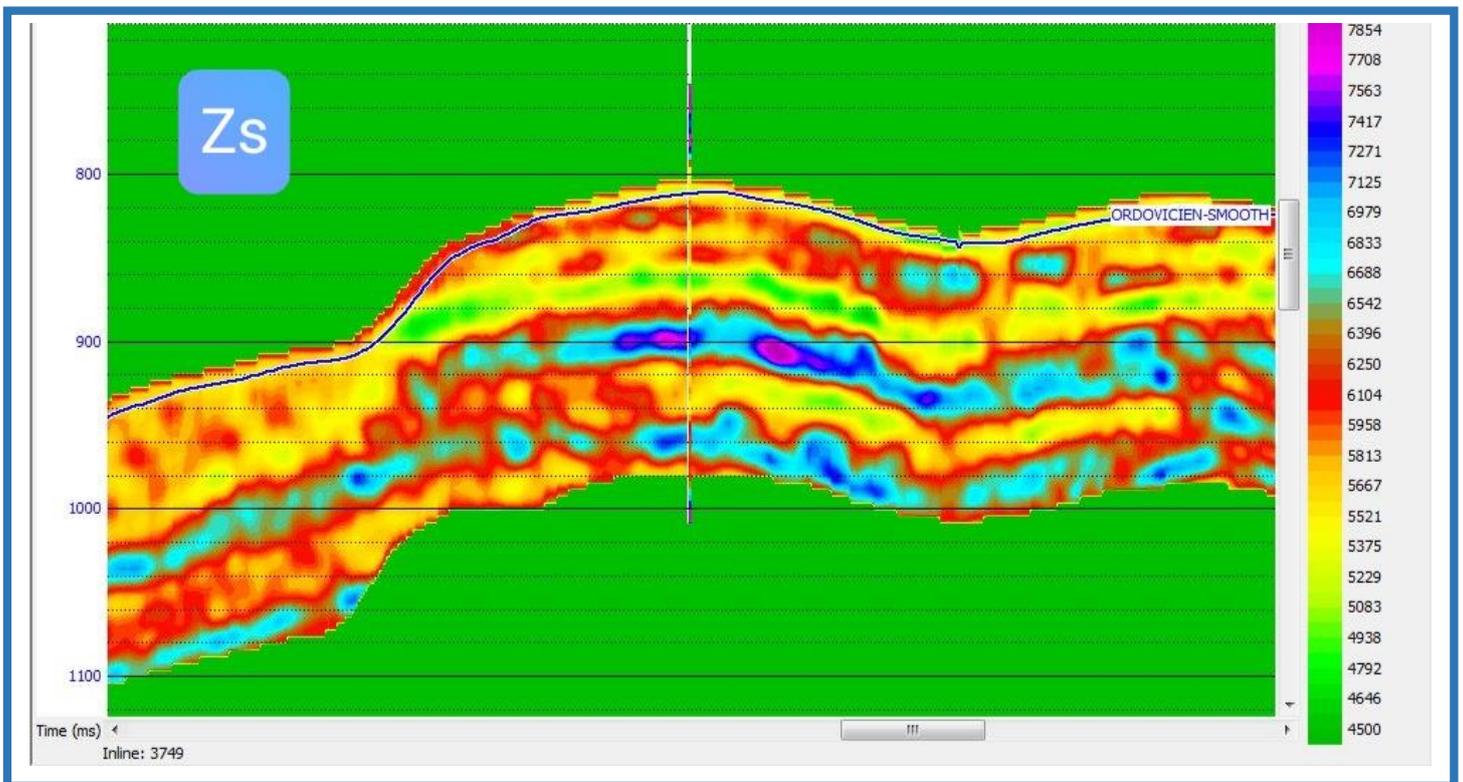


Figure VI.45 : Résultat d'inversion dans l'INLINE passant par le puits (P1).

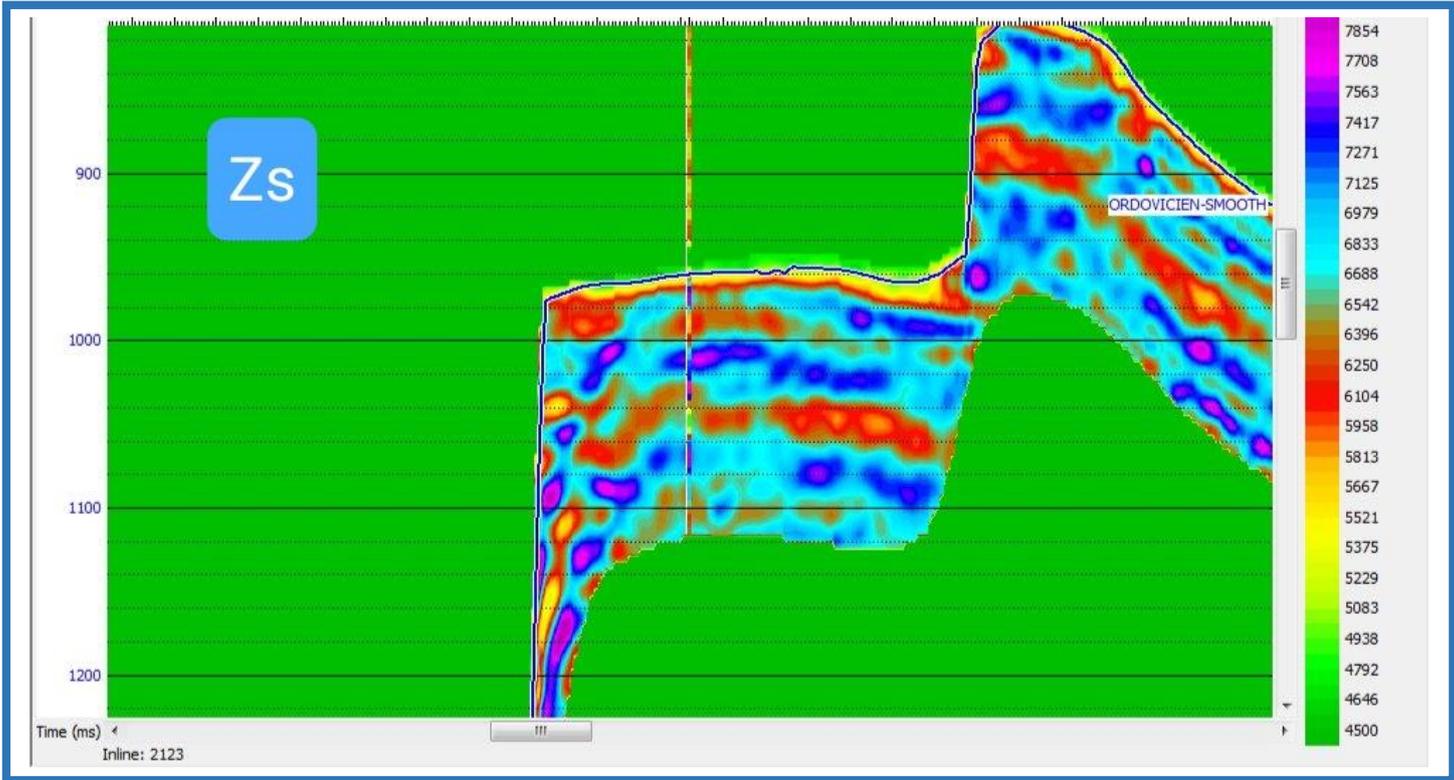


Figure VI.46 : Résultat d'inversion dans l'INLINE passant par le puits (P2).

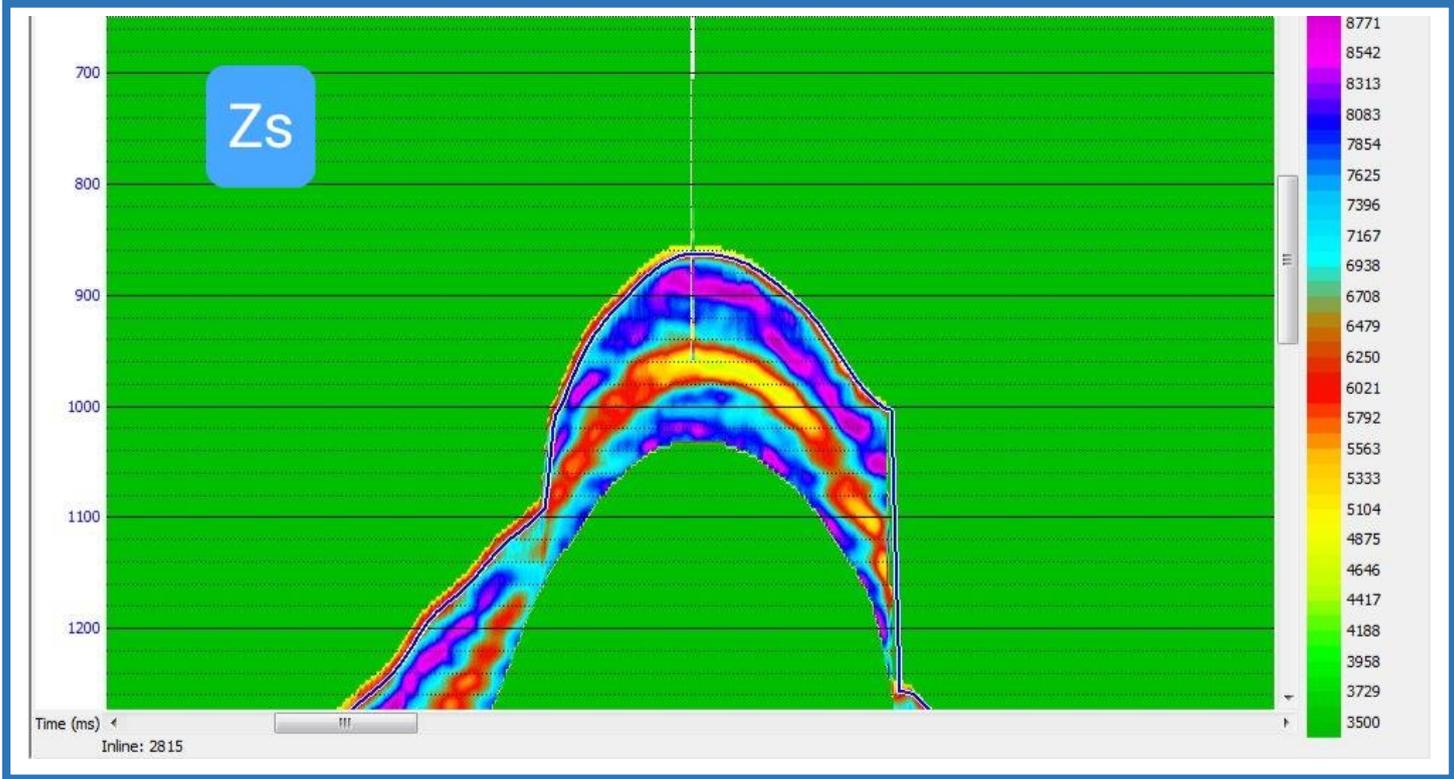


Figure VI.47 : Résultat d'inversion dans l'INLINE passant par le puits (P3).

CHAPITRE VI : APPLICATIONS SUR LES DONNEES REELLES

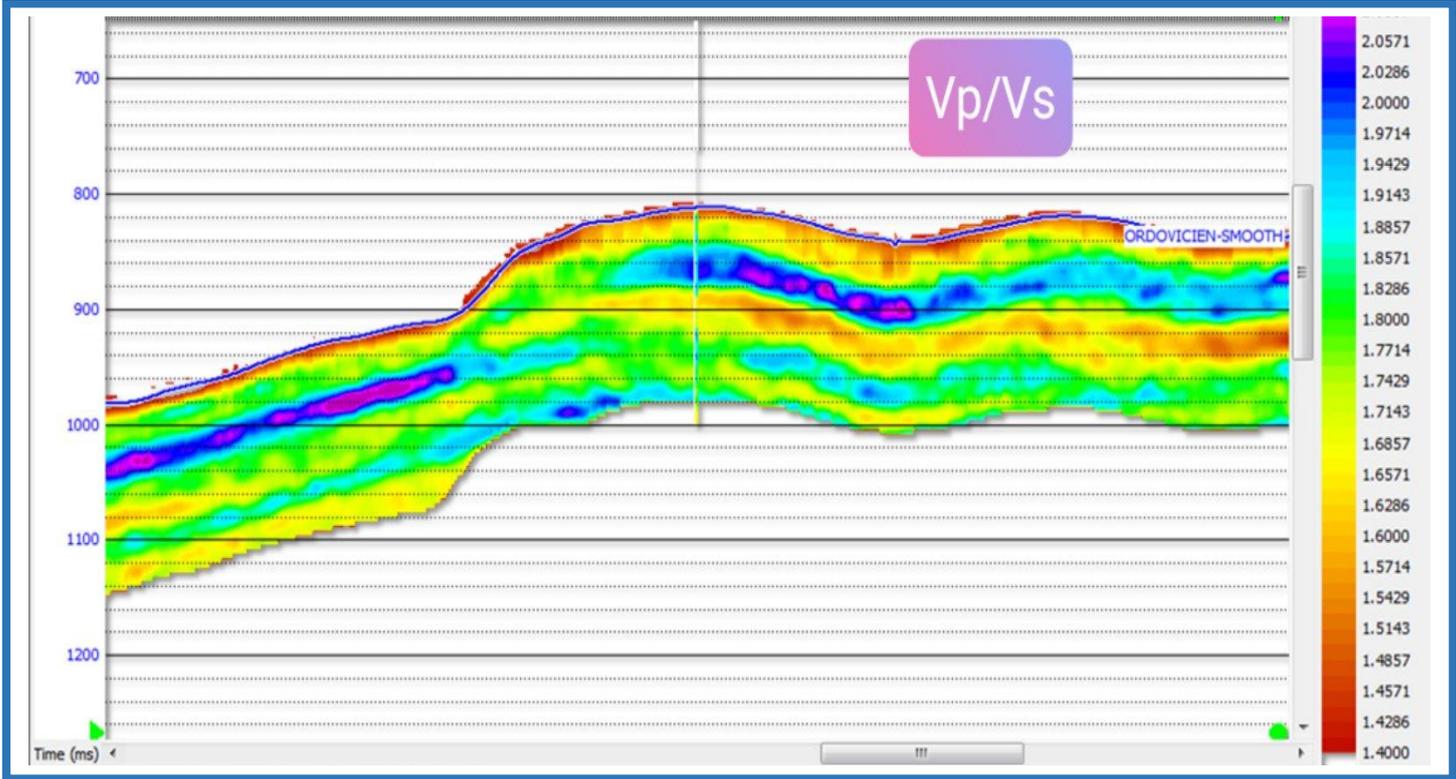


Figure VI.48 : Résultat d'inversion dans l'INLINE passant par le puits (P1).

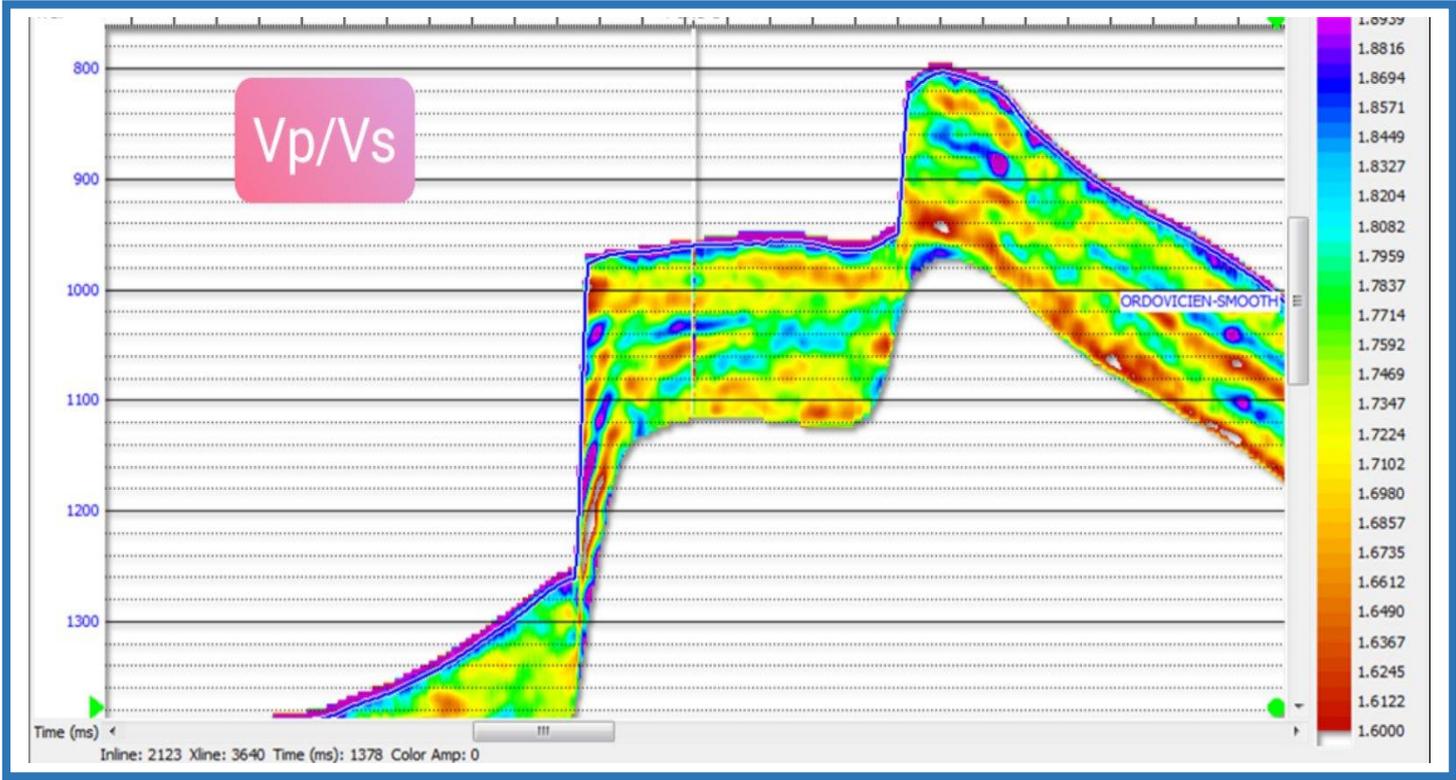


Figure VI.49 : Résultat d'inversion dans l'INLINE passant par le puits (P2).

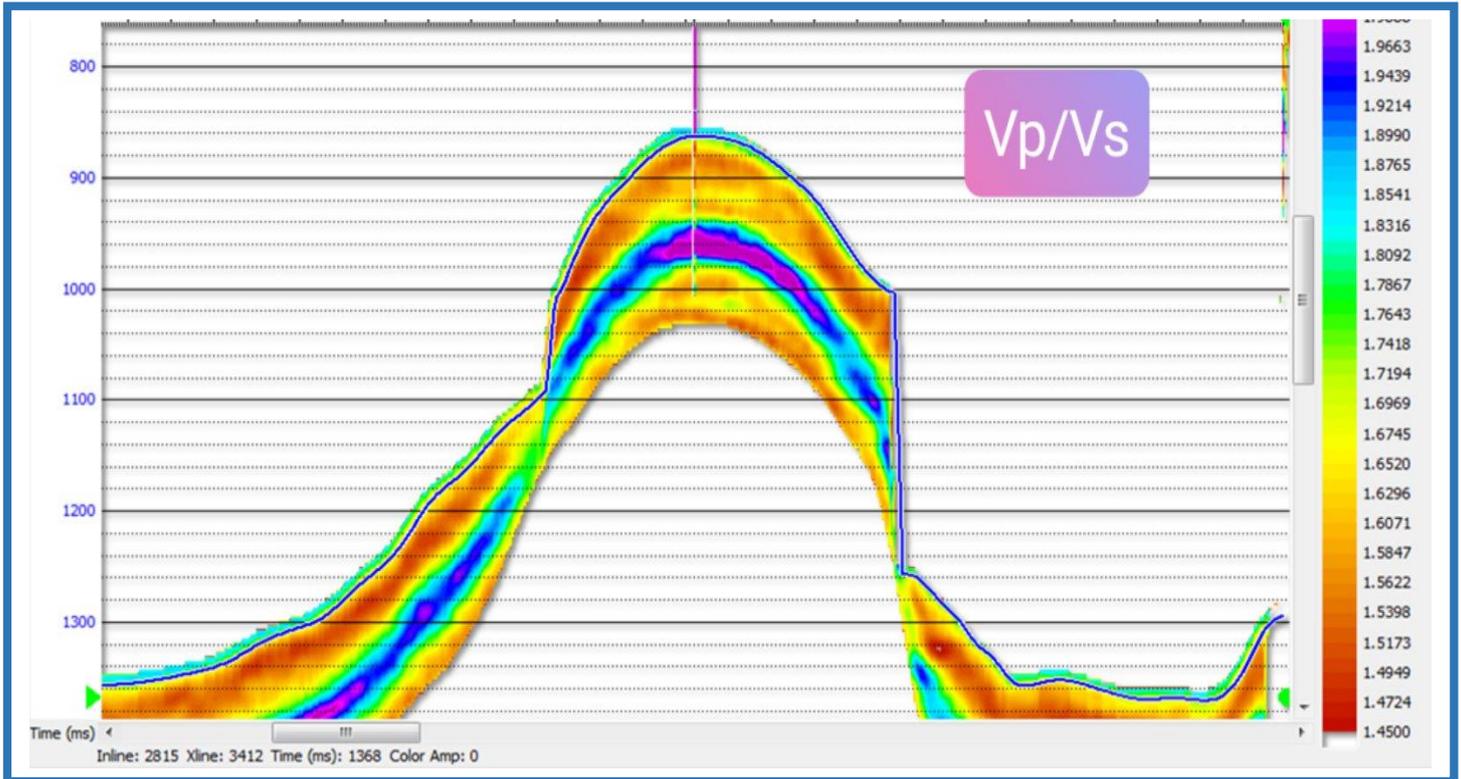


Figure VI.50 : Résultat d'inversion dans l'INLINE passant par le puits (P3).

VI.10 Estimation des paramètres élastiques :

L'inversion pré-stack vise principalement à évaluer la répartition spatiale des paramètres élastiques (coefficient de poisson σ , Mu Rho et λ Rho).

En utilisant les résultats de l'inversion Z_p , Z_s et densité ρ , il est possible de les obtenir en utilisant les formules suivantes :

$$\sigma = \frac{1/2(\frac{V_p}{V_s})^2 - 1}{(\frac{V_p}{V_s})^2 - 1} \tag{VI-2}$$

$$\mu\rho = Z_s^2$$

$$\lambda\rho = Z_p^2 - 2 Z_s^2$$

Voilà un exemple de Lambda Rho dans l'INLINE passant par le puits P2 :

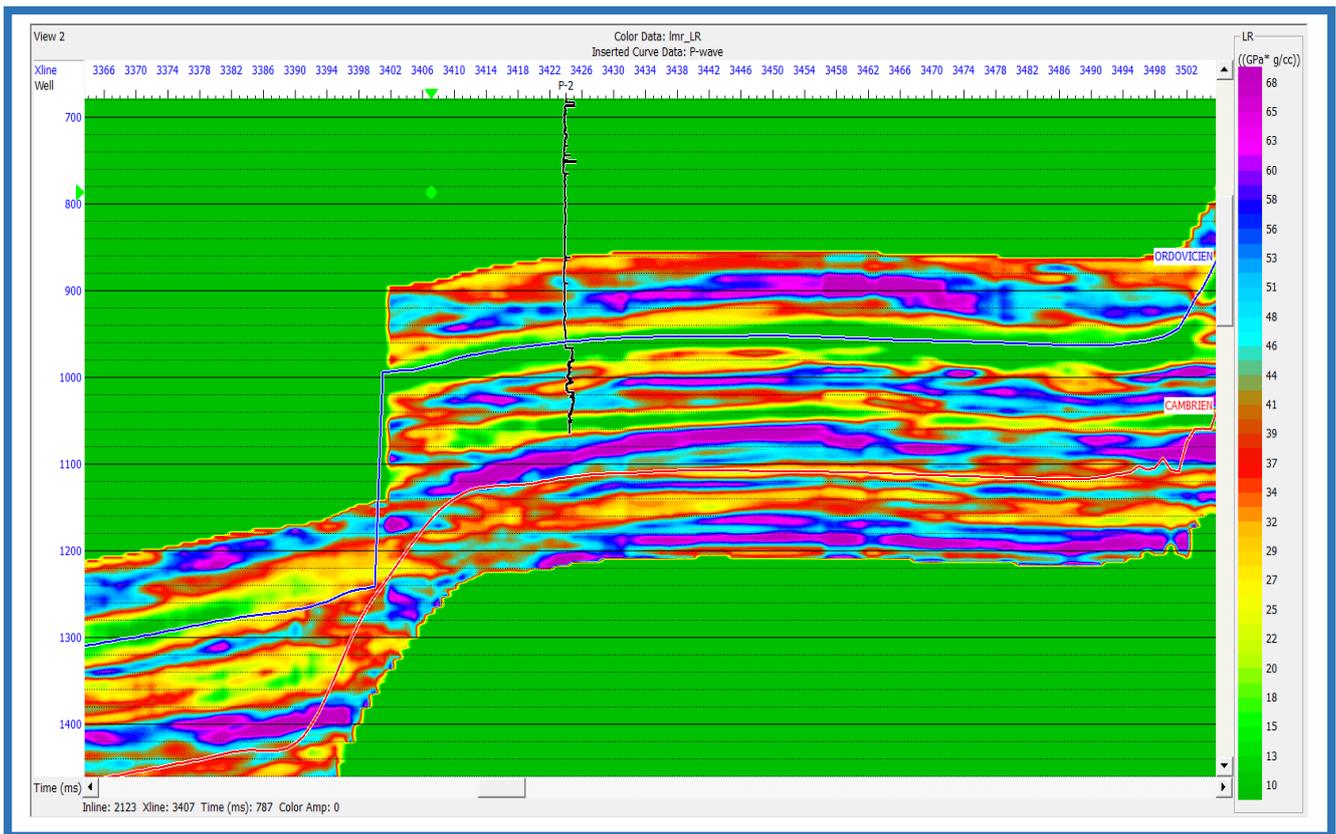


Figure VI.51 : Lambda Rho dans l'INLINE passant par le puits (P2).

VI.11 Caractérisation du réservoir :

La méthode géostatistique est utilisée dans cette section pour générer les volumes pétrophysiques (le volume d'argile (V_{sh}), la porosité effective (φ_{eff}) et la saturation en eau (S_w)) en tant que données d'entrée pour les résultats de l'inversion et l'analyse des données pétrophysiques (Logs). En plus des attributs sismiques.

La méthode de la régression multilinéaire (Module Emerge) est utilisée pour obtenir les résultats souhaités.

Ces résultats sont les résultats définitifs des modèles des paramètres pétrophysiques :

CHAPITRE VI : APPLICATIONS SUR LES DONNEES REELLES

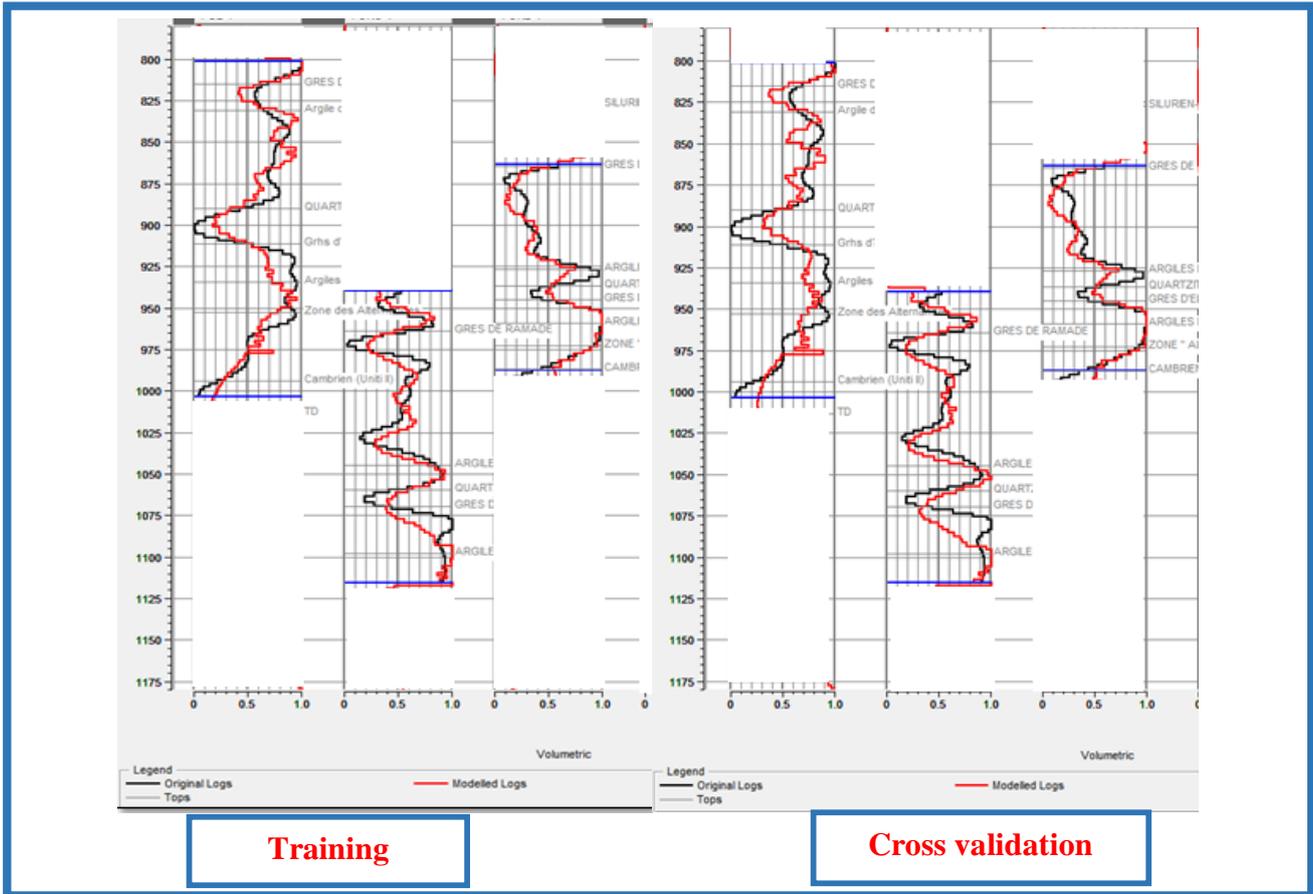


Figure VI.52 : Application de la loi générée par les relations multi-linéaire au niveau de trois puits (Vsh).

D'après la figure (VI.52), nous constatons une corrélation de 90% et une validation de 85%.

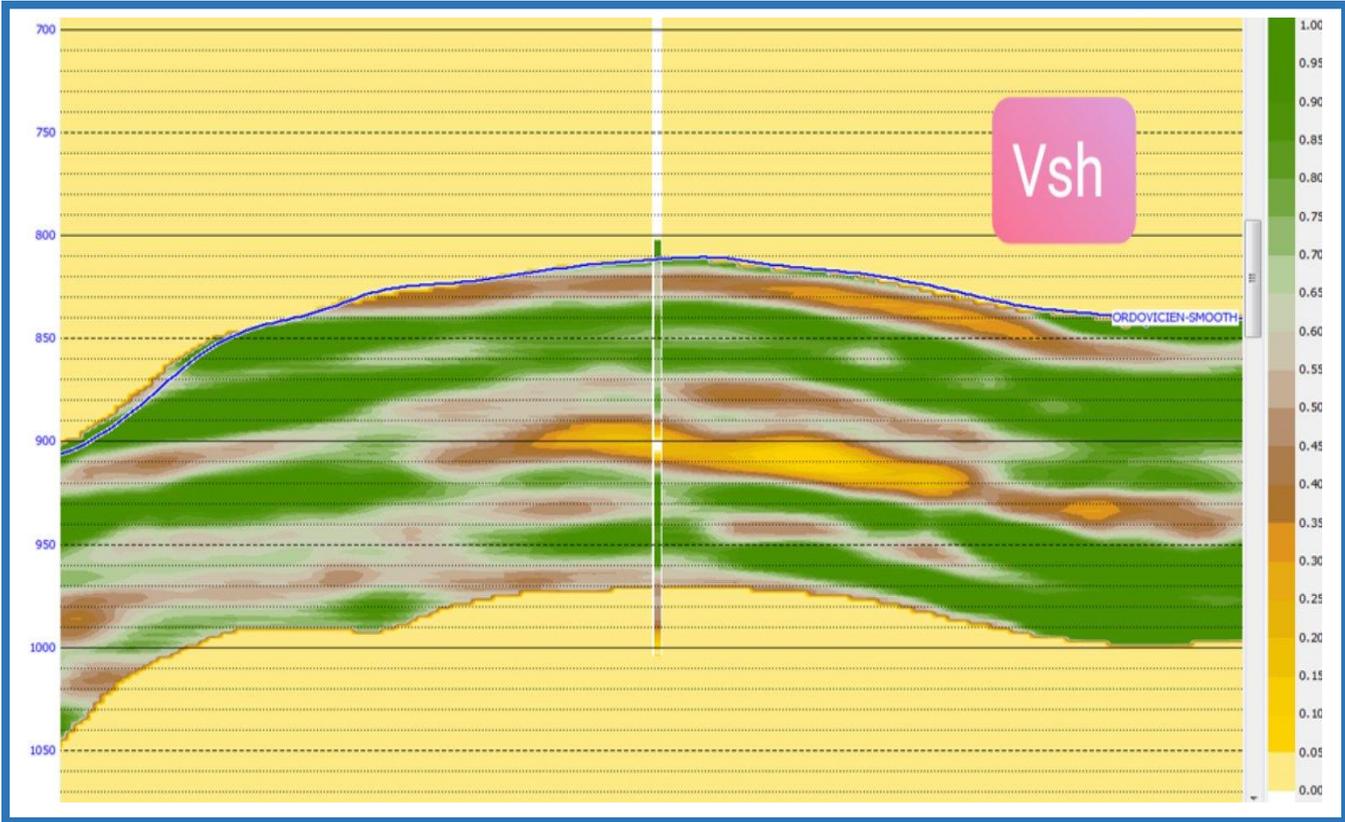


Figure VI.53 : Volume d'argile généré par la méthode multi-attributs dans l'INLINE passant par le puits (P1).

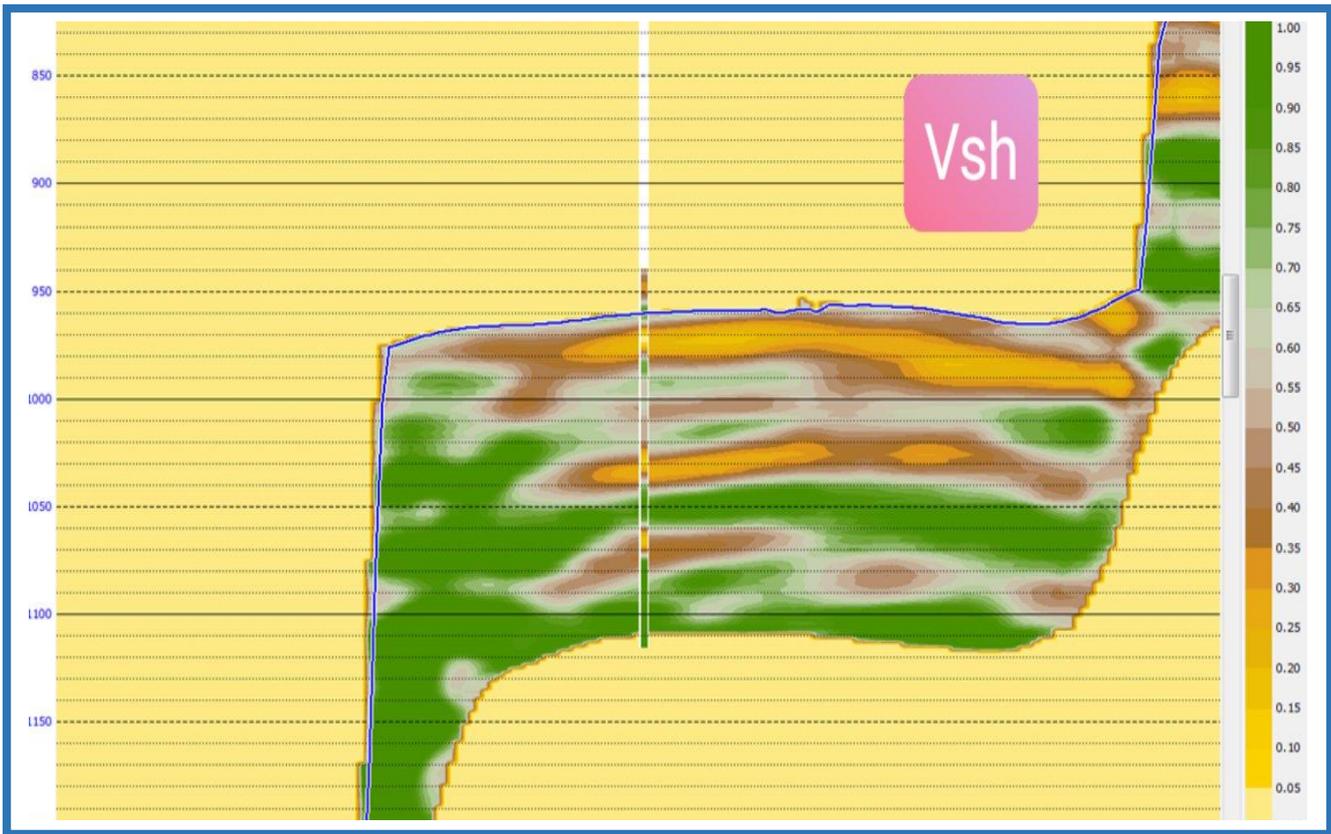


Figure VI.54 : Volume d'argile généré par la méthode multi-attributs dans l'INLINE passant par le puits (P2).

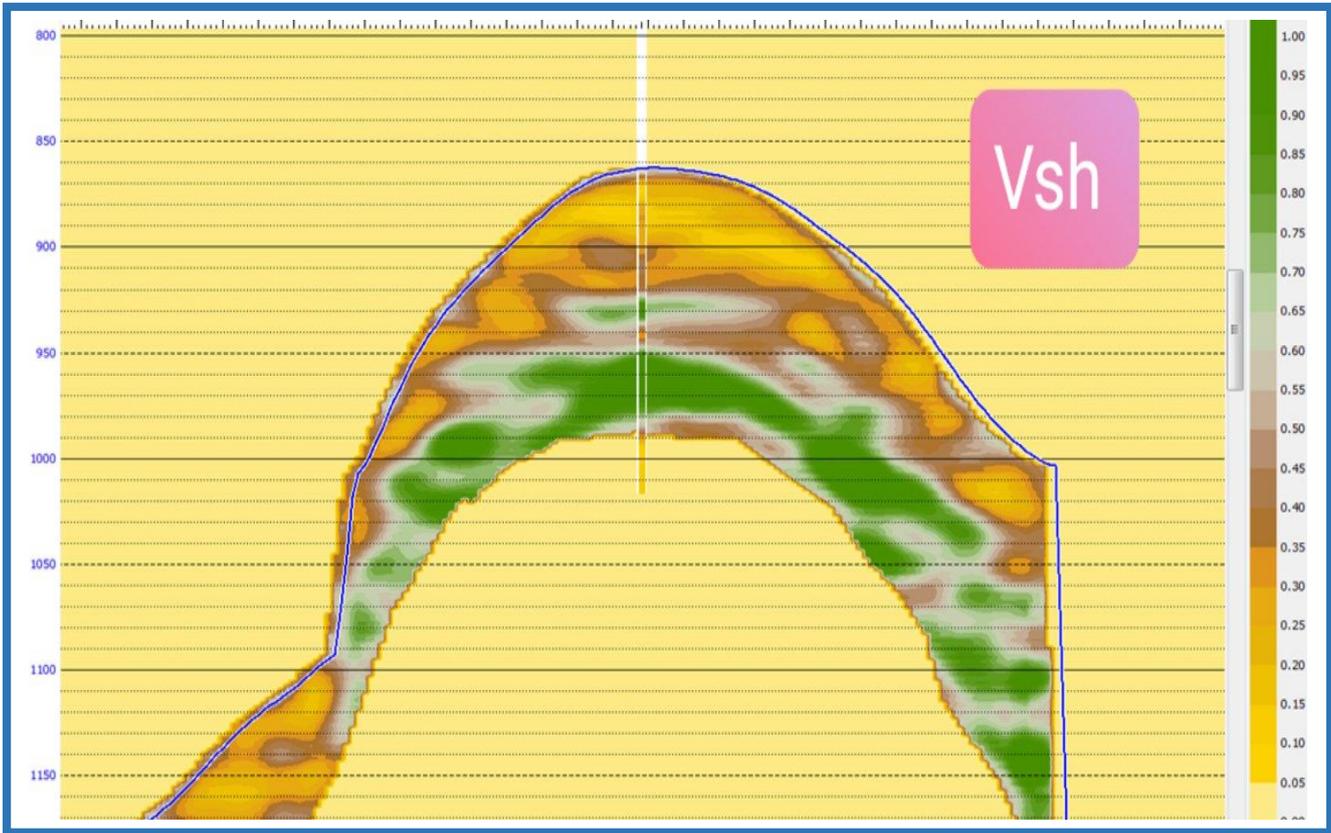


Figure VI.55 : Volume d'argile généré par la méthode multi-attributs dans l'INLINE passant par le puits (P3).

CHAPITRE VI : APPLICATIONS SUR LES DONNEES REELLES

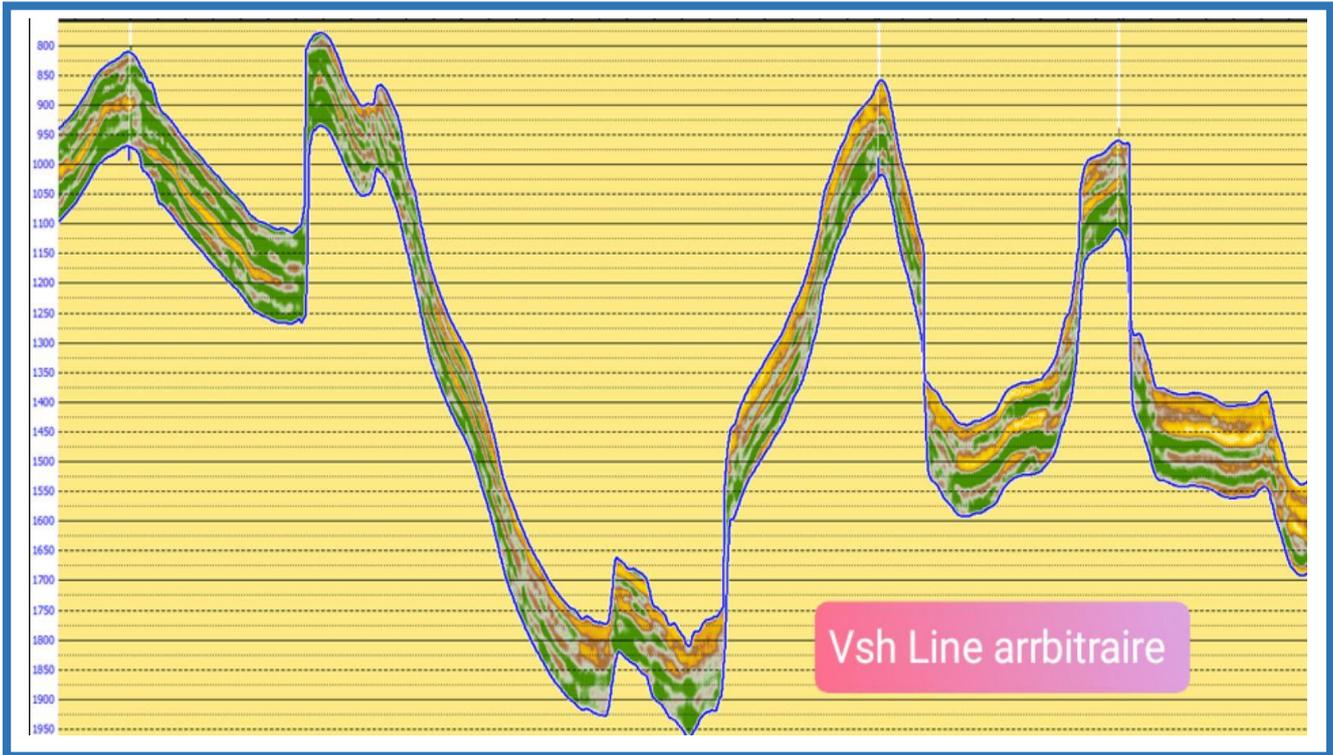


Figure VI.56 : Volume d'argile généré par la méthode multi-attributs sur la ligne arbitraire.

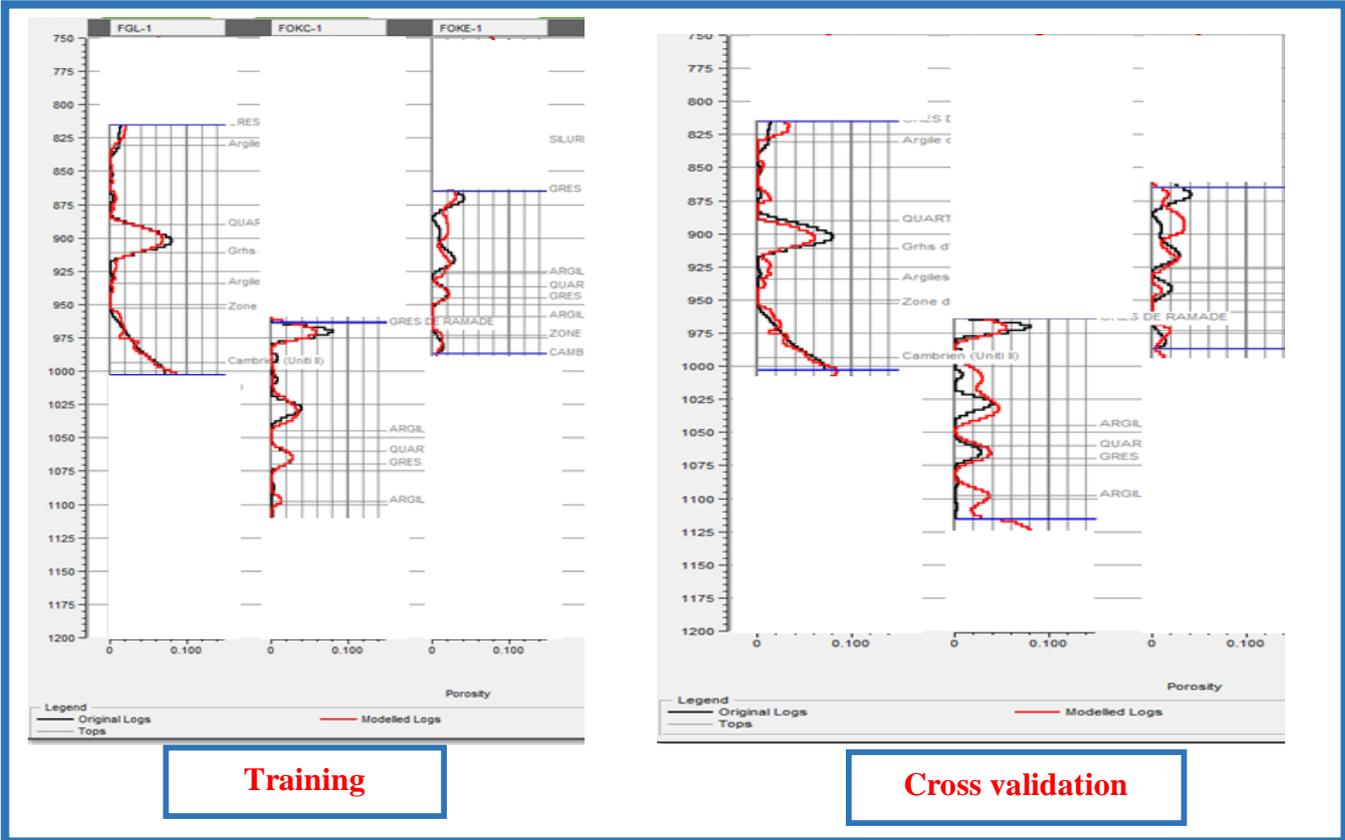


Figure VI.57 : Application de la loi générée par les relations multi-linéaire au niveau de trois puits (ϕ_{eff}).

CHAPITRE VI : APPLICATIONS SUR LES DONNEES REELLES

D'après la figure (VI.57), nous constatons une corrélation de 93% et une validation de 72%.

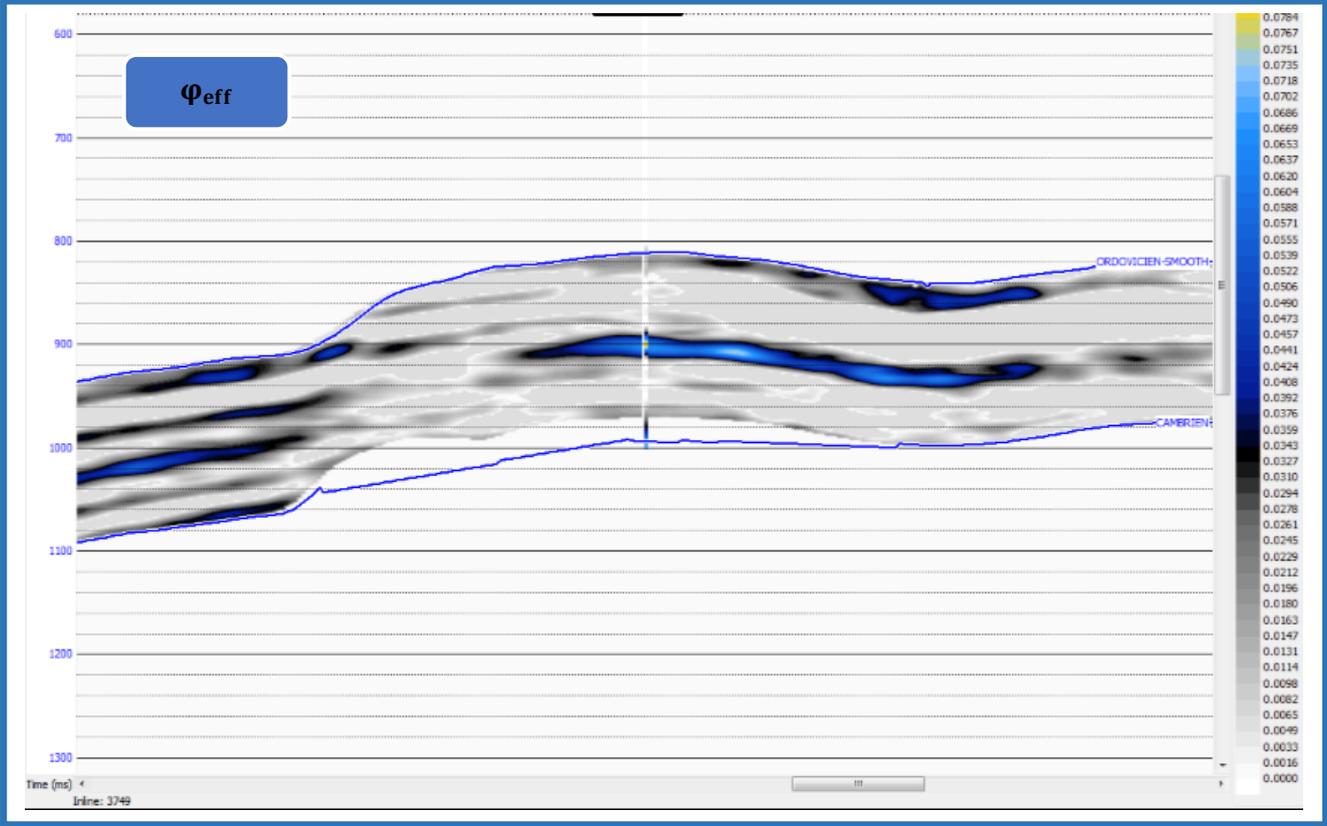


Figure VI.58 : Volume de porosité effective généré par la méthode multi-attributs dans l'INLINE passant le puits (P1).

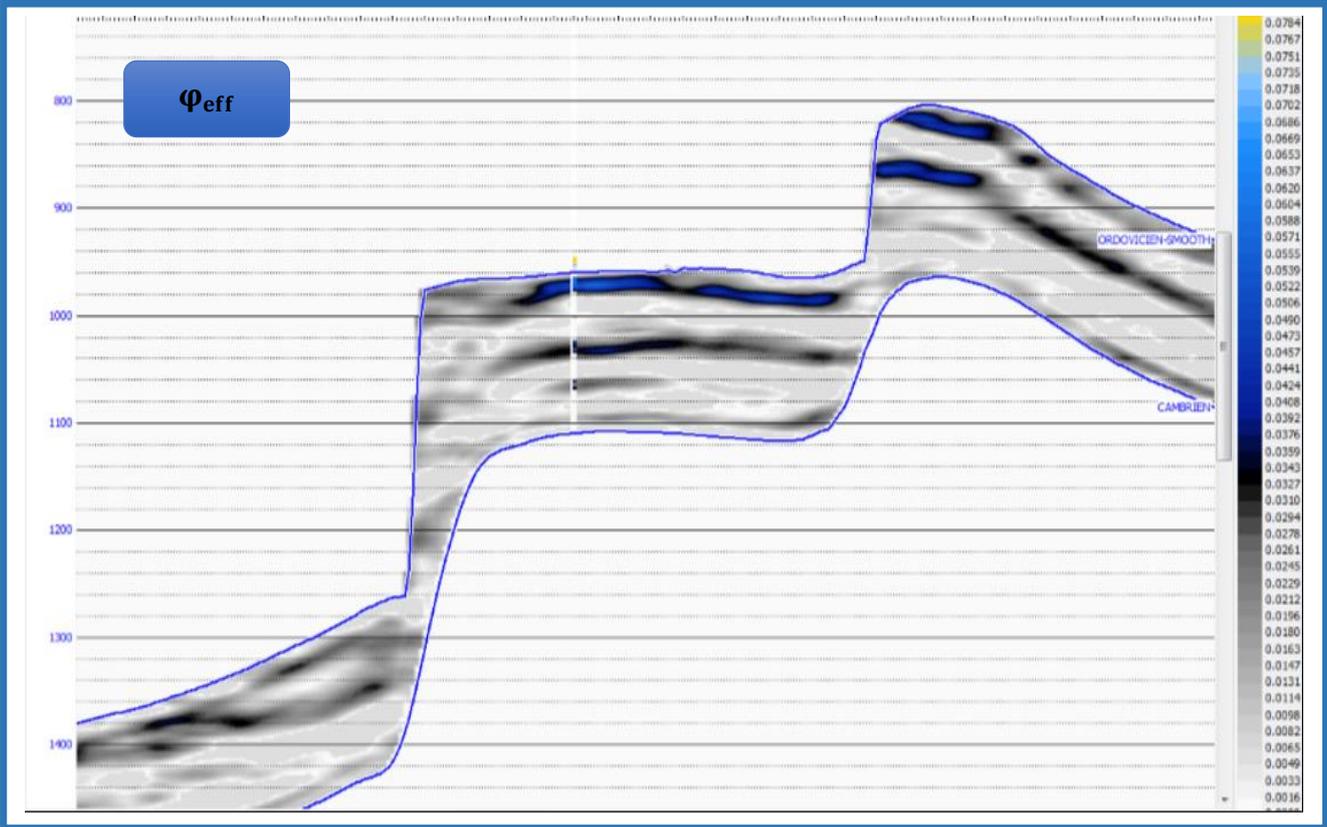


Figure VI.59 : Volume de porosité effective généré par la méthode multi-attributs dans l'INLINE passant le puits (P2).

CHAPITRE VI : APPLICATIONS SUR LES DONNEES REELLES

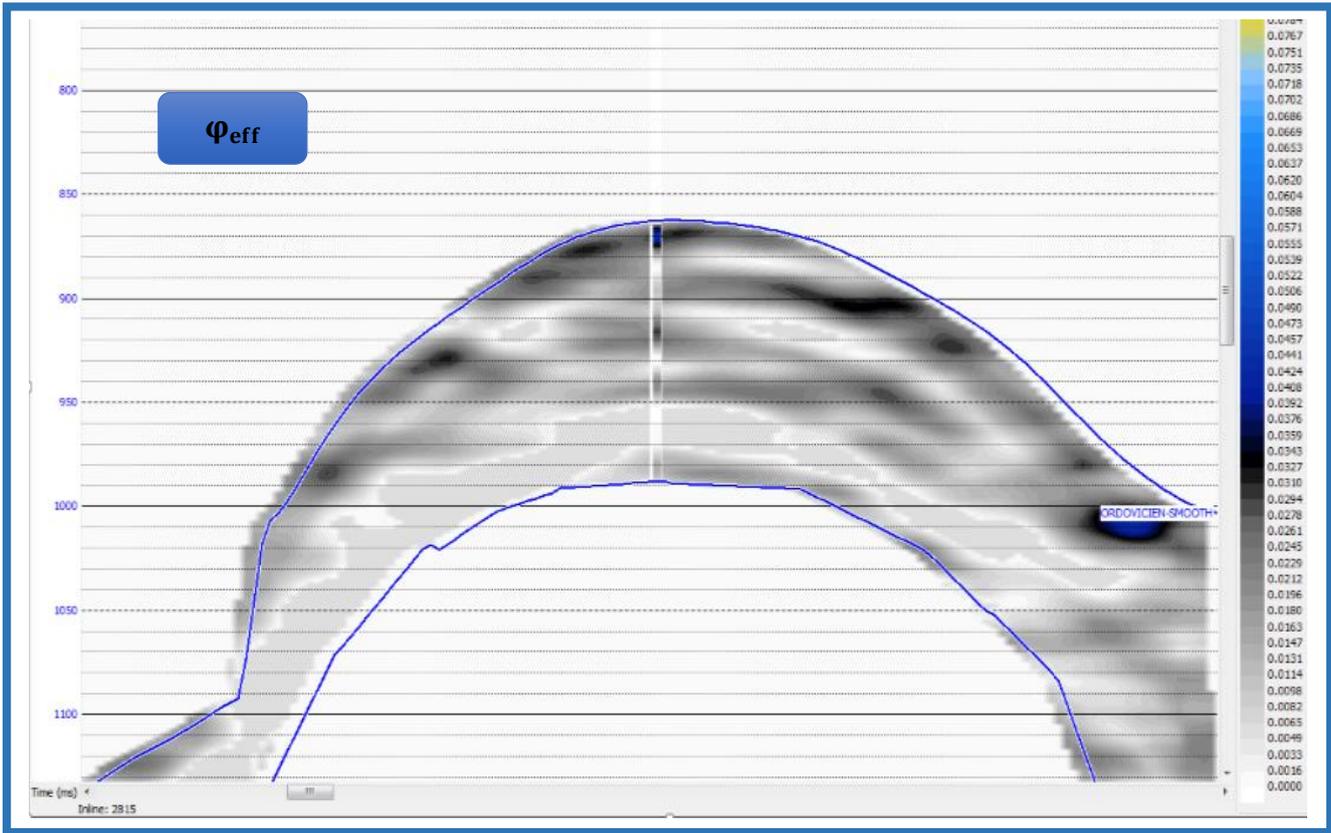


Figure VI.60 : Volume de porosité effective généré par la méthode multi-attributs dans l'INLINE passant le puits (P3).

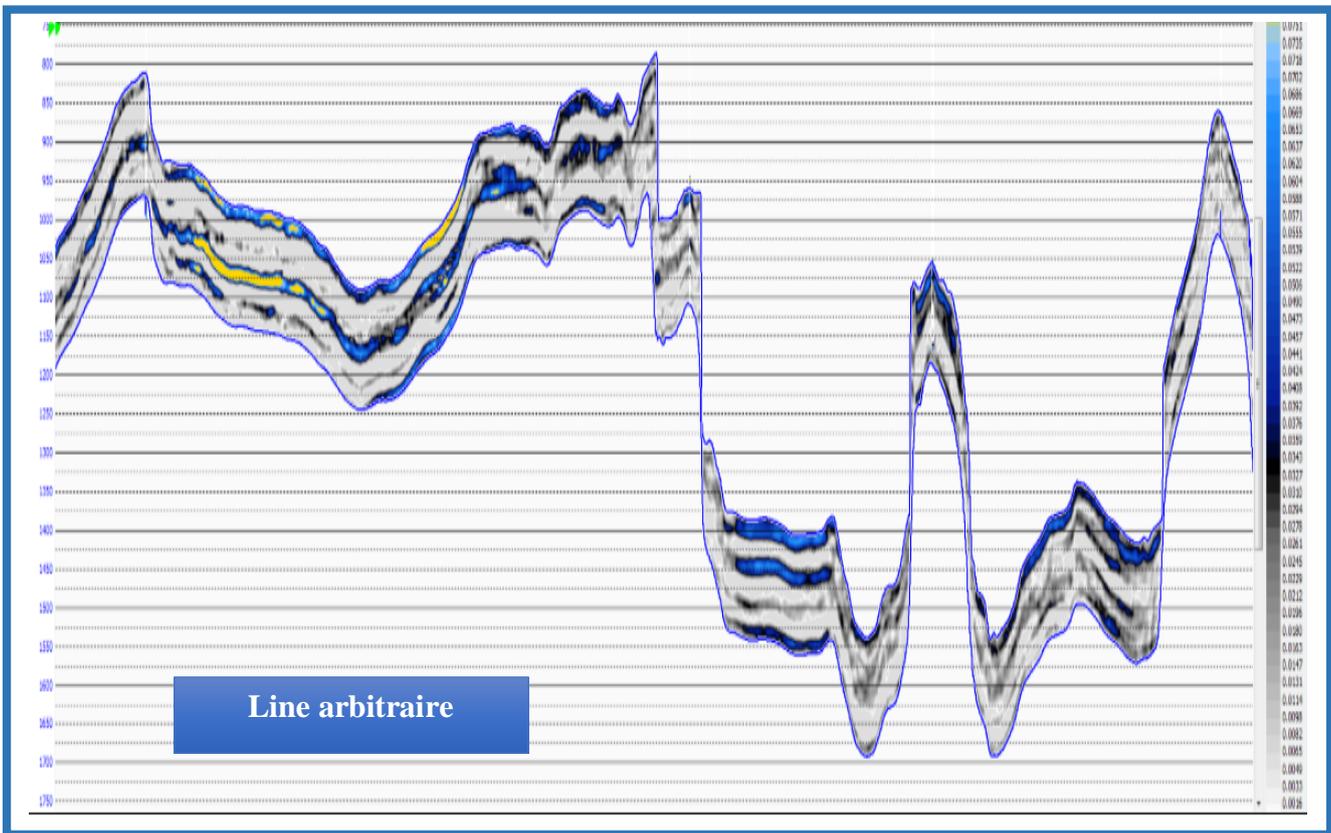


Figure VI.61 : Volume de porosité effective généré par la méthode multi-attributs sur la ligne arbitraire.

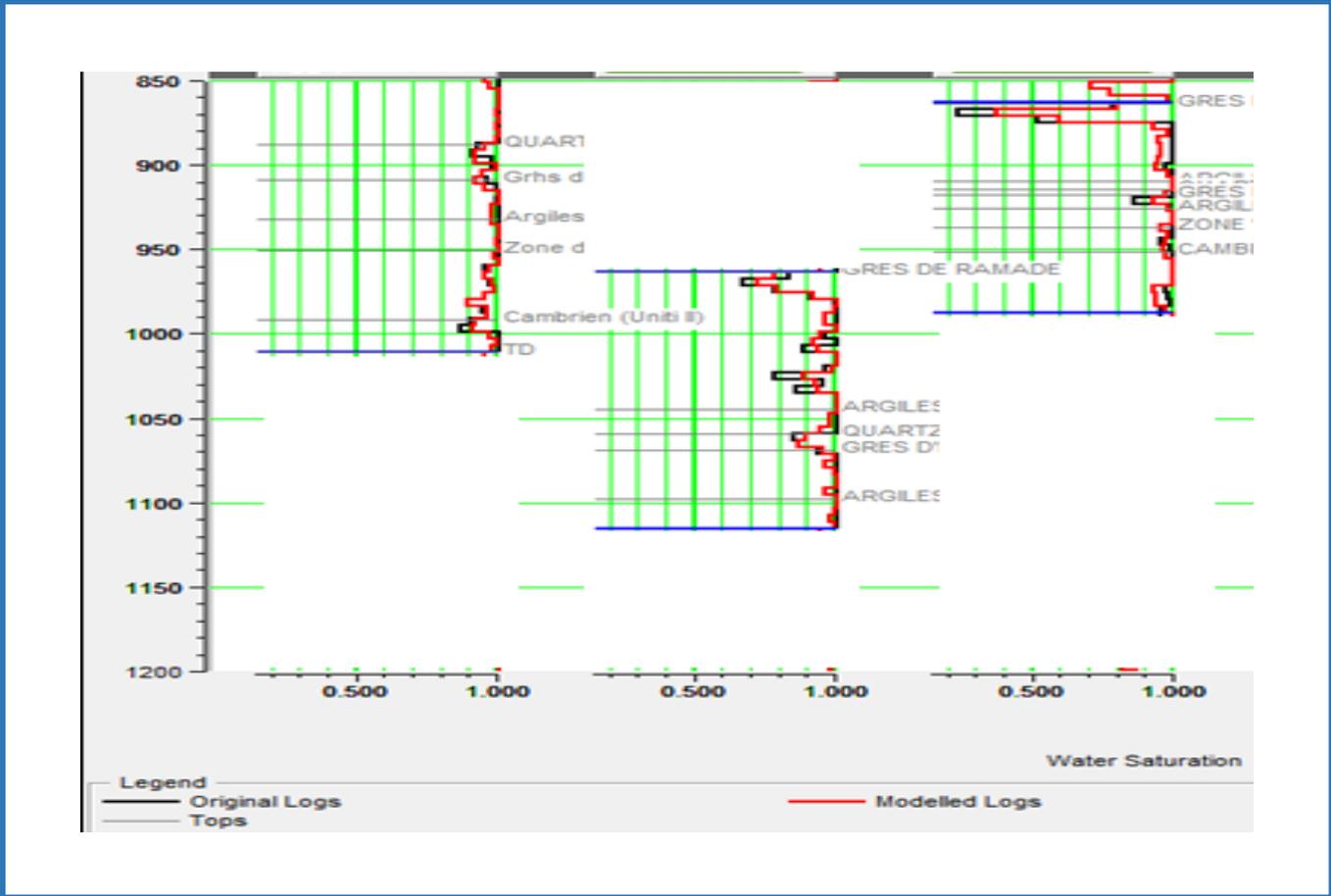


Figure VI.62 : Application de la loi générée par les relations multi-linéaire au niveau de trois puits (Sw).

D'après la figure (VI.56), nous constatons une corrélation de 91%.

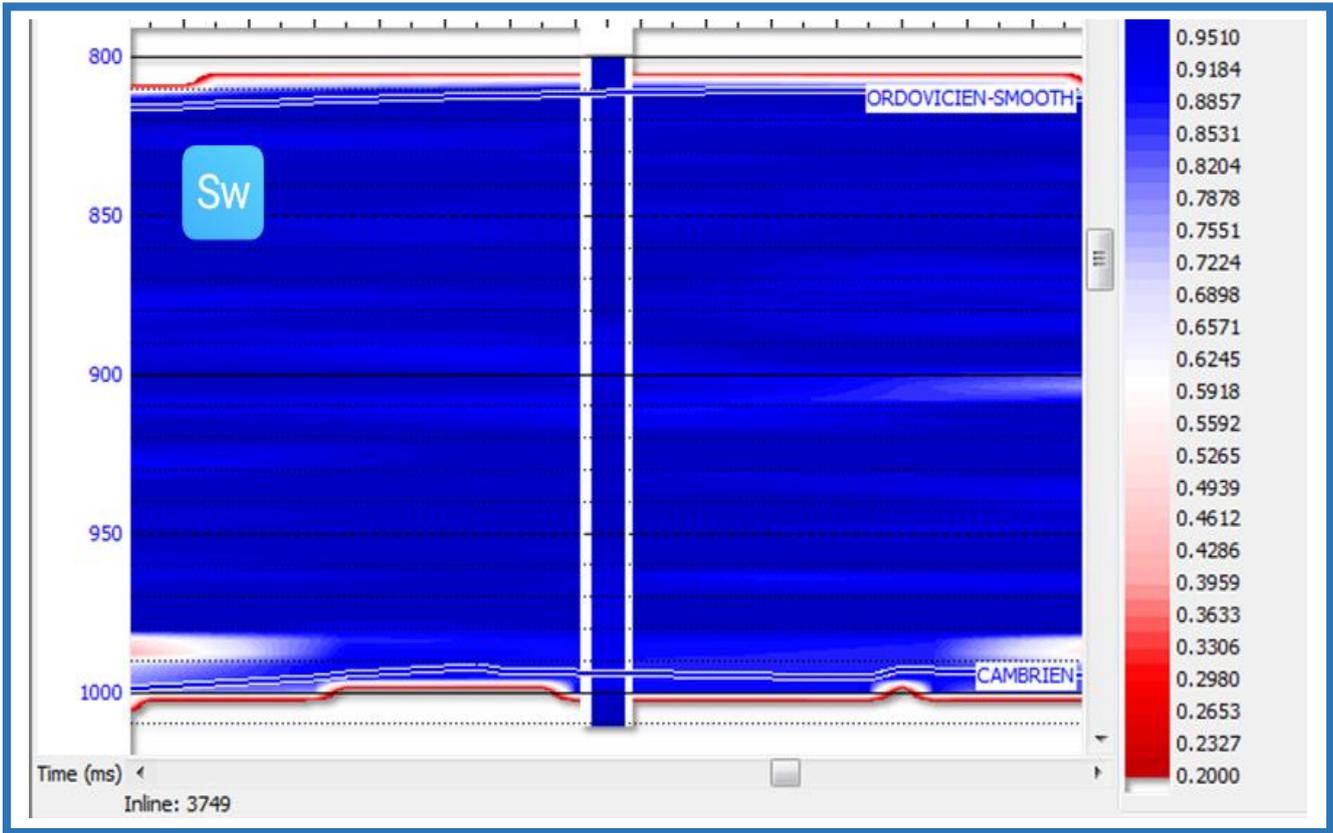


Figure VI.63 : Volume de saturation en eau généré par la méthode multi-attributs dans l'INLINE passant le puits (P1).

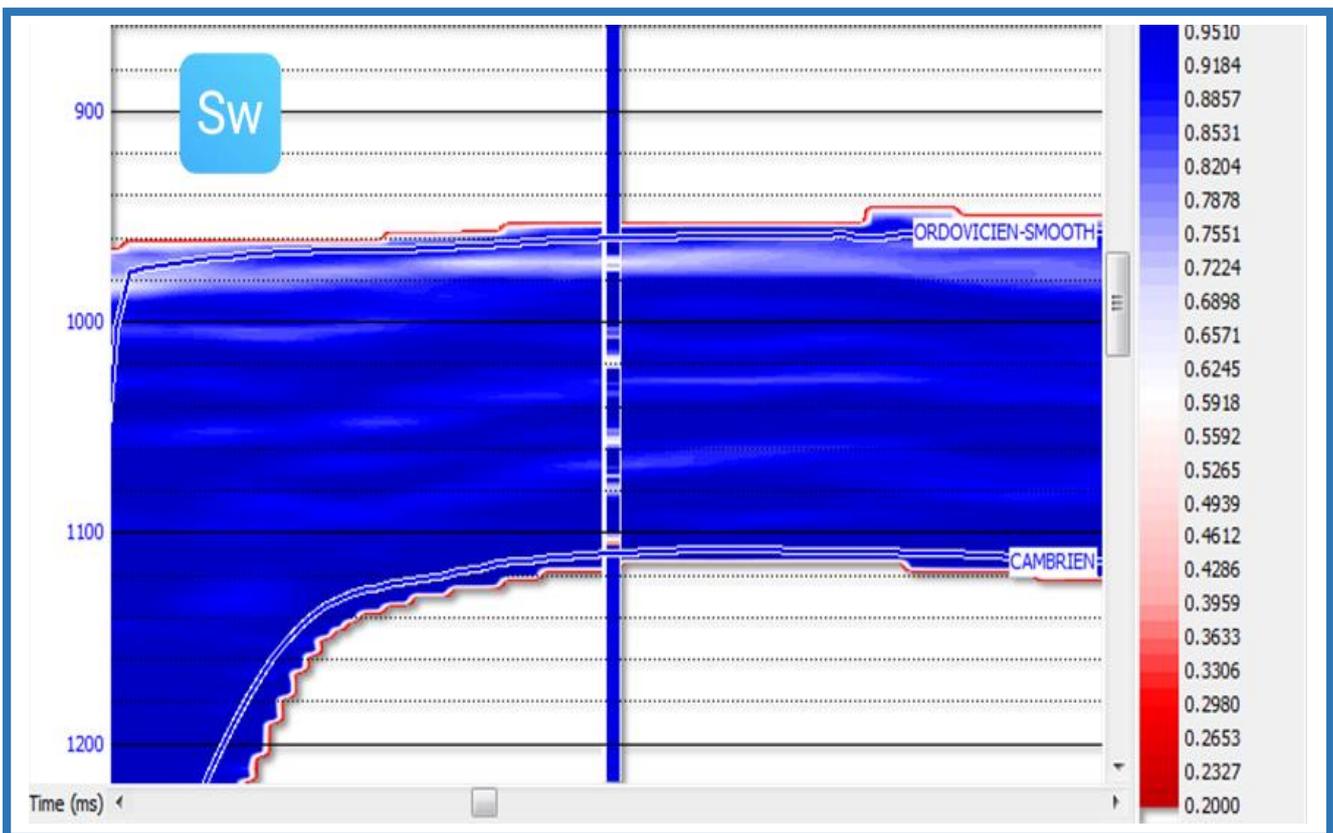


Figure VI.64 : Volume de saturation en eau généré par la méthode multi-attributs qui dans l'INLINE passant par le puits (2).

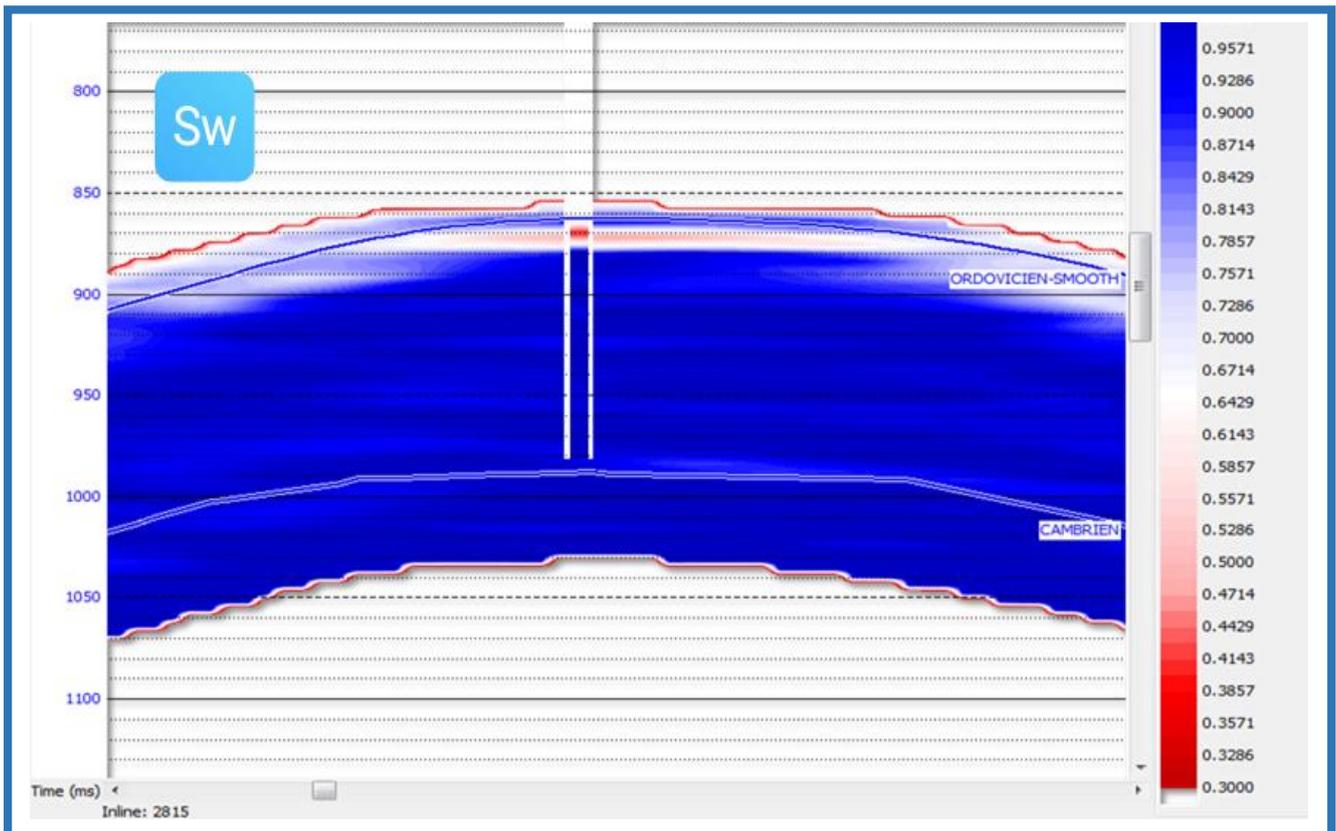


Figure VI.65 : Volume de saturation en eau généré par la méthode multi-attributs dans l'INLINE passant par le puits (P3).

Une fois que nous avons évalué tous les paramètres pétrophysiques, nous passons à l'interprétation des résultats, qui implique d'analyser de manière qualitative et quantitative la géologie en relation avec les différents paramètres physiques et le contenu en fluide, afin de cartographier le réservoir et de repérer et délimiter les zones à hydrocarbures.

Cette interprétation repose sur l'association de tous les éléments.

Ainsi, une fois que les paramètres acoustiques et élastiques du modèle ont été obtenus grâce à l'inversion et les paramètres pétrophysiques ont été obtenus grâce à la caractérisation, ces derniers serviront à :

- Évaluer la nature géologique des changements des divers paramètres.
- Déterminer et analyser un réservoir, en vérifiant la présence de fluides dans celui-ci, et en mesurant son dimensions.
- Proposer des forages afin d'améliorer la productivité.

VI.12.1 Génération des time-slices :

Les times slice nous donnent la possibilité de visualiser la répartition spatiale de chaque paramètre à l'échelle de notre zone d'étude.

Notre interprétation finale repose sur la combinaison de différents attributs et la caractérisation du réservoir ordovicienne dans notre zone d'étude a été effectuée en générant des time-slices de cinq attributs :

Les attributs acoustiques et élastiques :

- V_p/V_s .
- Z_p .

Les attributs pétrophysiques :

- V_{sh} .
- φ_{eff} .
- Sw .

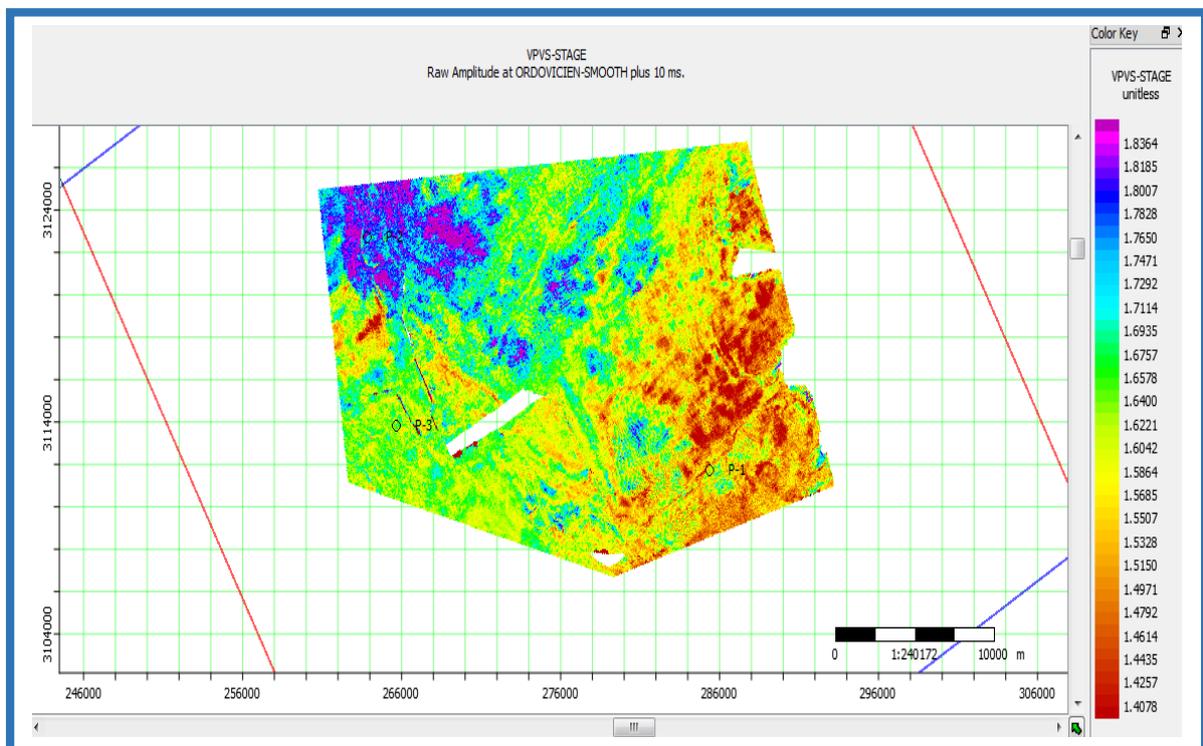


Figure VI.66 : Time slice, du rapport V_p/V_s

La figure (VI.66) montre les variations du rapport V_p/V_s au niveau de l'horizon ordovicien T1 +10 ms. Une baisse du rapport V_p/V_s est un indicateur fiable de la présence de fluides, car l'onde S ne se propage pas dans ces dernières.

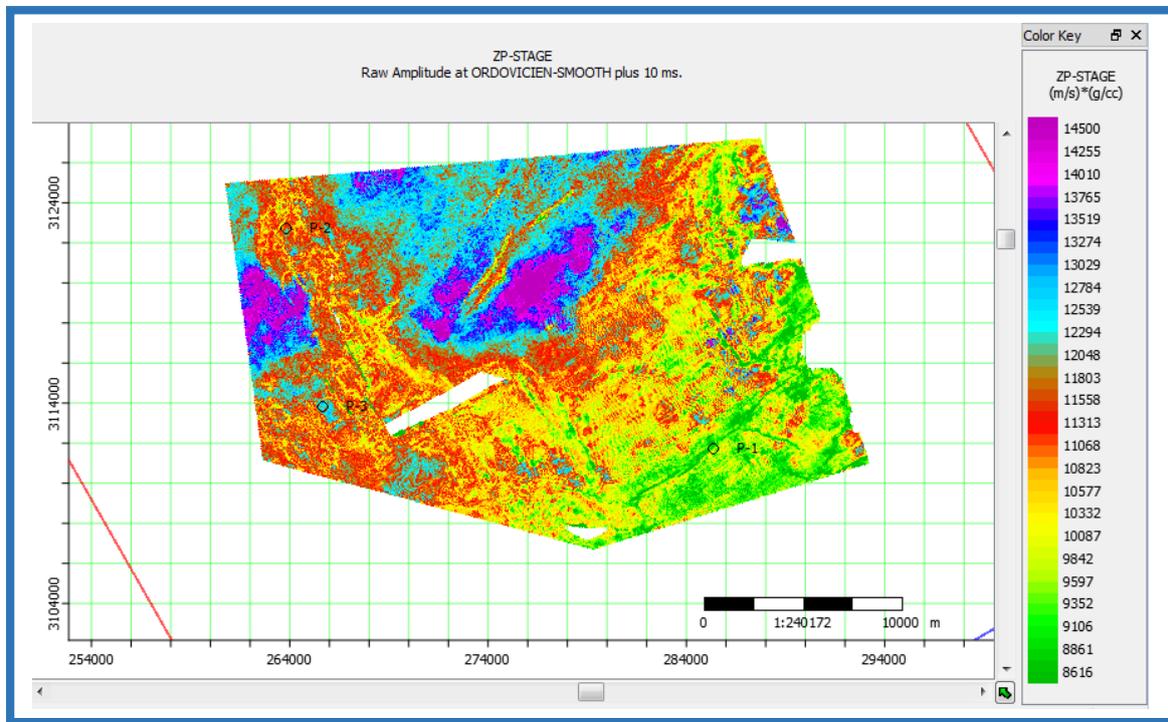


Figure VI.67 : Time slice, attribut d'impédance acoustique Z_p .

Les variations des impédances acoustiques au niveau de l'horizon ordovicien T1 +10 ms sont illustrées dans la figure (VI.67). Par les variations des impédances on peut prédire des évènements stratigraphiques :

- Un changement des faciès lithologiques associé à une forte porosité.
- Une présence de fluide.

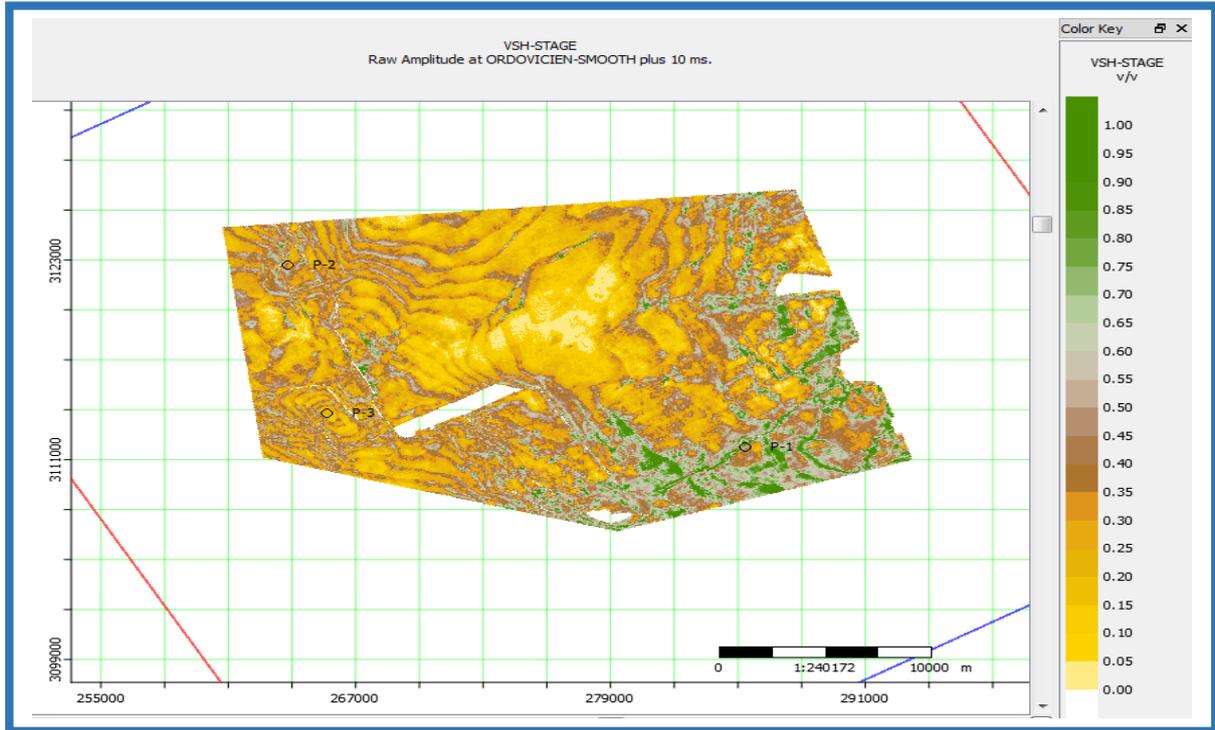


Figure VI.68 : Time slice, volume d'argile Vsh.

La figure (VI.68) montre les variations du volume d'argile Vsh au niveau de l'horizon ordovicien T1 +10 ms. En fonction du volume d'argile produit, on peut distinguer les zones gréseuses (VSH inférieur à 35 %) et les zones argileuses (VSH > 35 %).

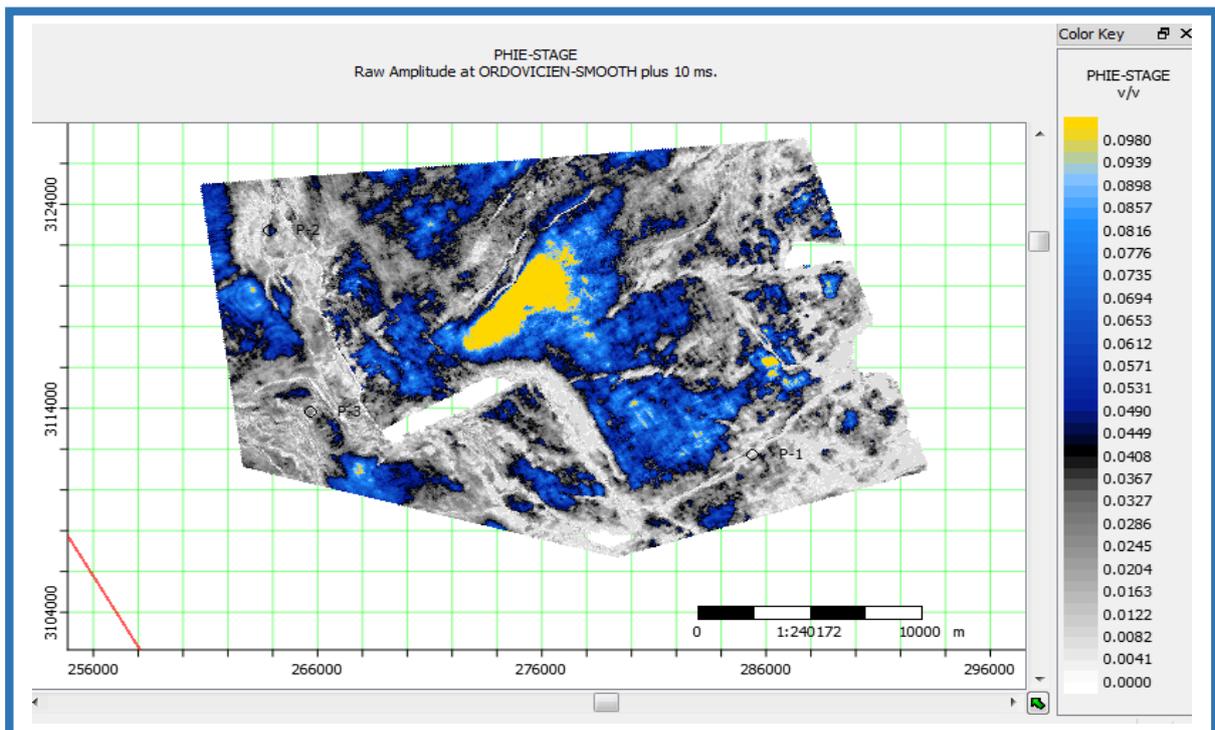


Figure VI.69 : Time slice, porosité effective.

La figure (VI.69) montre les variations de porosité effective φ_{eff} au niveau de l'horizon ordovicien T1 +10 ms. Identifie les zones compactes et les zones peu compactes, ainsi que les zones poreuses de la région d'étude.

Selon la porosité effective, on peut identifier les zones poreuses ($\varphi_{\text{eff}} > 4\%$) et les zones non poreuses ($\varphi_{\text{eff}} < 4\%$).

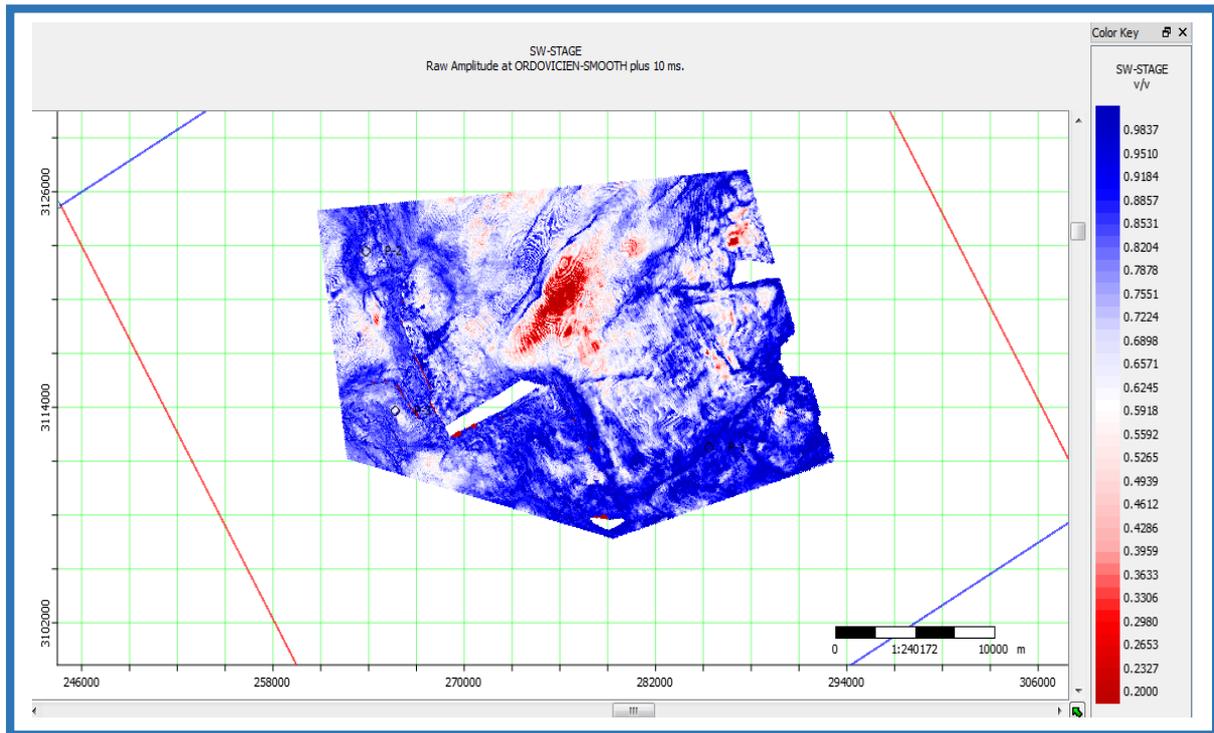


Figure VI.70 : Time slice, saturation en eau Sw.

La figure (VI.70) montre les variations de la saturation en eau Sw au niveau de l'horizon ordovicien T1 +10 ms. Les valeurs élevées sont caractérisées par la présence d'eau ($Sw > 50\%$), tandis que les valeurs basses ($Sw < 50\%$) sont caractérisés par la présence d'hydrocarbures.

VI.12.2 Délimitation d'une zone de prospection :

Après l'interprétation de la distribution des attributs acoustiques, élastiques et pétrophysiques à l'échelle de notre zone d'étude, nous avons identifié une zone qui pourrait contenir des hydrocarbures.

La zone présente de bonnes caractéristiques en ce qui concerne la lithologie et la qualité des réservoirs. Sa composition est marquée par un taux d'argile de 12 %, une porosité de 10 % et une saturation de 36 %.

CHAPITRE VI : APPLICATIONS SUR LES DONNEES REELLES

Donc nous proposons un forage dans cette zone qui est délimitée en rouge dans les figures (VI.71, VI.72, VI.73) qui suivent :

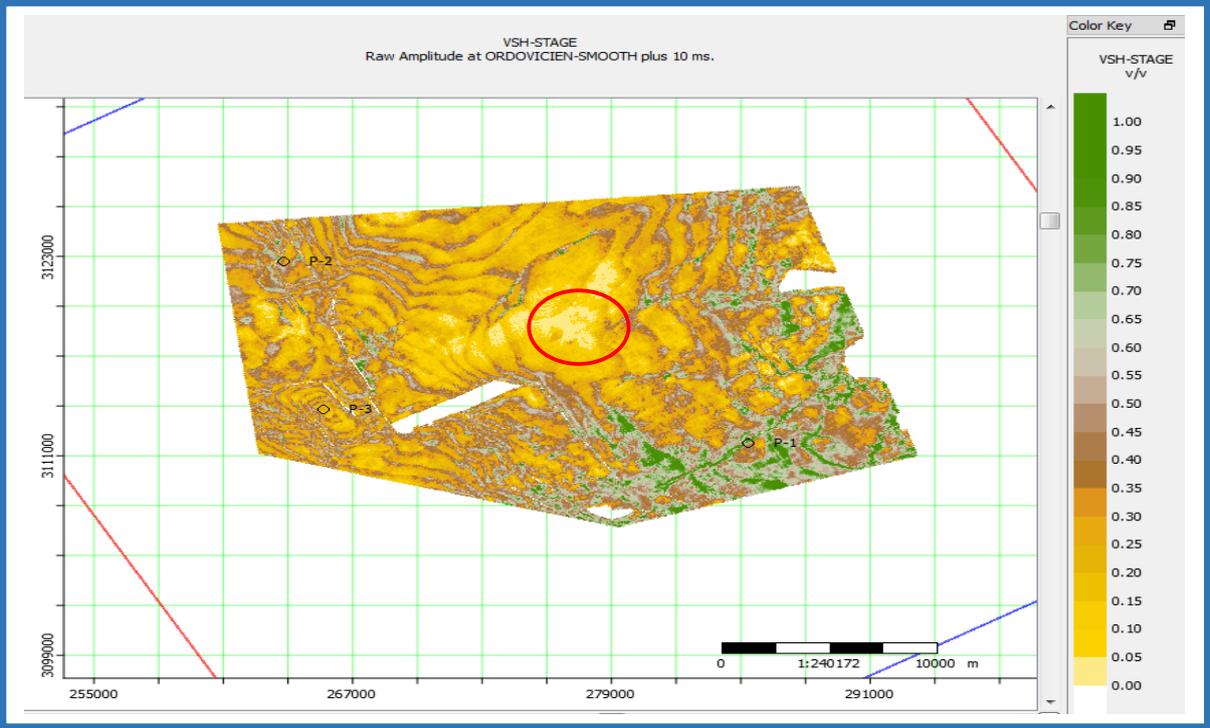


Figure VI.71 : Localisation de la zone de prospection sur le volume d'argile .

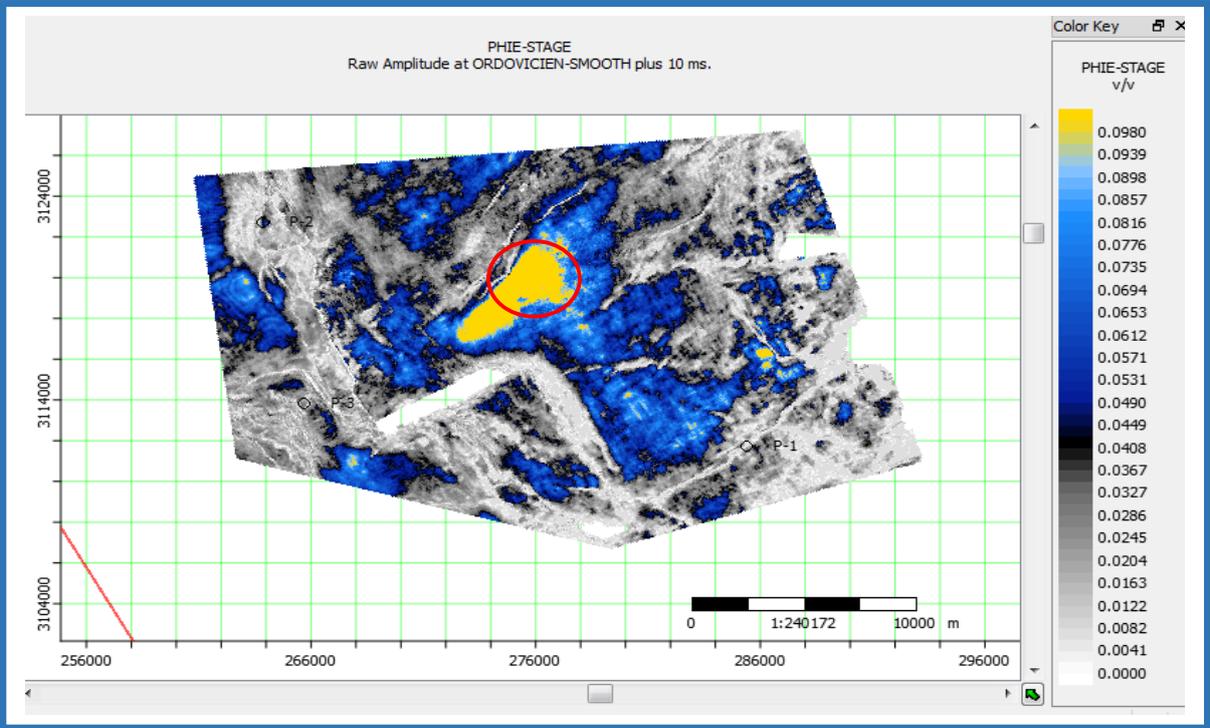


Figure VI.72 : Localisation de la zone de prospection sur la porosité effective.

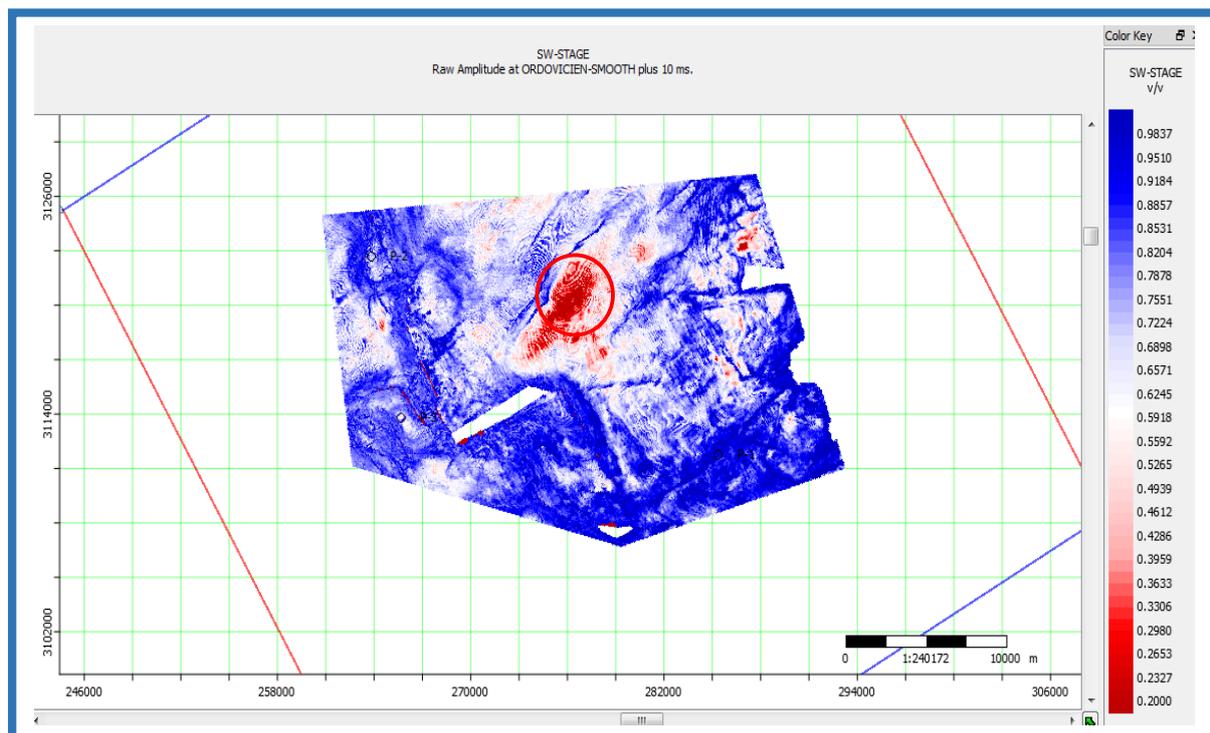


Figure VI.73 : Localisation de la zone de prospection sur saturation en eau.

Conclusion Générale

Conclusion

L'objectif de cette étude de fin d'études consistait à décrire le réservoir ordovicien de la cuvette de Sbaâ en utilisant l'inversion sismique simultanée pré-stack, dans le but d'améliorer la production de ce réservoir en effectuant de nouveaux forages afin d'optimiser les coûts.

Afin d'atteindre l'objectif recherché (une interprétation optimale), nous avons procédé à plusieurs étapes, qui sont les suivantes :

Réalisation d'une préparation préalable des données utilisées, nous avons garanti une préparation appropriée. Afin d'optimiser leur performance pour le processus d'inversion.

L'extraction des ondelettes sismiques, qui établissent un lien direct entre la réponse sismique enregistrée et les caractéristiques du sous-sol.

L'inversion pré-stack qui a suivi plusieurs étapes : construction des modèles initiaux (Z_p , Z_s , ρ , V_p/V_s), analyse de l'inversion au niveau des puits, inversion du volume sismique (Z_p , Z_s , ρ , V_p/V_s), estimation des paramètres élastiques (σ , $\mu\rho$, $\lambda\rho$).

La caractérisation du réservoir qui passe également par plusieurs étapes : estimation des volumes pétrophysiques : les modules (V_{sh} , ϕ_{eff} , S_w), établissement Horizon-Slice, interprétation des résultats Localisation de la zone prospective.

En fin de compte, les résultats de l'étude étaient comme suit :

La région d'étude possède de bonnes caractéristiques en ce qui concerne la lithologie et la qualité des réservoirs. Elle est constituée d'un taux d'argile de 12 %, d'une porosité de 10 % et d'une saturation de 36 %.

Références bibliographiques

Références bibliographiques :

- Aki, K., & Richards, P. (2002). *Quantitative Seismology, 2nd*. W.H. Freeman and company.
- Badis, Z. (2015/2016). Inversion simultanée des données sismiques 3D-Application à la caractérisation des réservoirs triasiques de Ghardaïa Mémoire de Magister. UNIVERSITE M'HAMED BOUGARA-BOUMERDES.
- BENHAMA, A. (2010-2011). cours de traitement sismique -I ère partie (Ingénieurs Géophysiciens-Groupe SH-DP). INSTITUT ALGERIEN DU PETROLE.
- Biju-Duval, B. (1999). *Géologie sédimentaire BASSINS ENVIRONNEMENTS DE DÉPÔTS FORMATION DU PÉTROLE*. PARIS: EDITIONS TECHNIP.
- Brian, R., & Dan, H. (2006-2007). The old and the new in seismic inversion.
- Castagna, J., Batzle, M., & Eastwood, R. (1985). *Relationships between compressional-wave and shear-wave velocities in clastic silicate rocks 50*. Geophysics.
- Chapellier, D., & Mari, J.-L. (2000). PRINCIPE DE BASE cours online de géophysique Université de lausanne-Institut Français du pétrole.
- DJARFOUR, N. (2008). 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 DE DOCTORAT. UNIVERSITE M'HAMED BOUGARA DE BOUMERDES .
- DJEDDI, M. (2013). COURS DE SISMIQUE DE PUITES. 13pp, 10 figures .Laboratoire de Physique de la terre. Université M'Hamed Bougara Boumerdes -Algérie.
- DJEDDI, M. (2013). Divergence sphérique et absorption des ondes sismiques .11pp, 6 figures. Laboratoire de Physique de la Terre, Université M'Hamed Bougara Boumerdes -Algérie.
- DJEDDI, M. (2016). Cours de prospection sismique (Comportement élastique des roches). Département de Géophysique de la FHC. Université M'Hamed Bougara de Boumerdes Algérie.
- DJEDDI, M. (2020). Traitement Numérique du Signal Sismique Réflexion (partie II). Département de Géophysique, Génie Parasismique et Phénomènes Aléatoires- Faculté des Hydrocarbures et de la Chimie. Université M'Hamed Bougara de Boumerdes (UMBB)-Algérie.
- Fournier, F. (1990). 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.
- Gardner, G., Gardner, L., & Gregory, A. (1974). *Formation velocity and density -the diagnostic basics for stratigraphic traps 50* (Vol. 2085-2095). Geophysics.

- Hampson, D., Russel, B., & Bankhead. (2005). *Simultaneous Inversion of Pre-stack Seismic Data*. Society of Exploration Geophysicists.
- Hampson, D.-P., Schuelke, J.-S., & Quirein, J.-A. (2001). *Use of multi-attribute transforms to predict log properties from seismic data*. GEOPHYSICS.
- HENRY, G. (1994). *GÉOPHYSIQUE DES BASSINS SÉDIMENTAIRES*. PARIS: ÉDITIONS TECHNIP.
- Pianelo, L., Guérillot, D., & Gallouët, T. (2000). Inversion simultanée des données sismiques et des données de production. *Oil & Gas Science and Technology - Revue d'IFP Energies nouvelles*.
- R.E.SHERIFF. (1975). *Factors affecting seismic amplitudes*.
- S.K, M., Paritoch, C., P, V., Ashish, K., Tanmaya, B., Babita, T., . . . CGG, M. (2017). Stochastic seismic inversion for static reservoir modeling. JAIPUR.
- S.P.Maurya, N. (2020). *Seismic Inversion Methods:A pratical Approach*. Springer Geophysics.
- Shuey, R. T. (1985). *A simplification of the Zoeppritz equations*. *Geophysics*, 50 ,609-614.
- Simm, R., & Bacon, M. (2014). *Sesmic Amplitude An Interpreter's Handbook*. CAMBRIDGE: Hardback.
- Simmons, J., & Backus, M. (1996). *Waveform-based AVO inversion and AVO prediction-error*. *Geophysics*, 61,1575-1588.
- Tarantola, A. (2005). *Inverse Problem Theory and Methods for Model Parameter Estimation*. Paris: siam.
- Yao, W., & Yan, F. W. (13 February 2023). Quantitative evaluation of gas hydrate reservoir by AVO attributes analysis based on the Brekhovskikh equation. China.
- YILMAZ, O. (1987). *SEISMIC DATA ANALYSIS : Processing, inversion and interpretation of seismic data*. (Vol. I). United States of America: INVESTIGATIONS IN GEOPHYSICS NO.10.
- Zoeppritz, K. (1919). *Erdbebenwellen VIII B.Über Reflexion und Durchgang seismischer Wellen durch Unstetigkeitsflächen*. *Göttinger Nachrichten* ,I,66–84.
- (s.d.). Récupéré sur <https://labophyt.univ-boumerdes.dz/>
- (s.d.). Récupéré sur <https://fastercapital.com/>
- (s.d.). Récupéré sur <https://djeddimaabrouk.fr.gd/>