

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



UNIVERSITÉ M'HAMED BOUGARA - BOUMERDES



FACULTÉ DES HYDROCARBURES ET DE LA CHIMIE

DÉPARTEMENT DE GÉOPHYSIQUE, GÉNIE PARASISMIQUE ET DE PHÉNOMÈNES
ALÉATOIRES

Mémoire de fin d'études en vue de l'obtention du diplôme de
Master en Géophysique Pétrolière

Filière : Science de la Terre et de l'Univers.

Option : Sismique, Sismologie et Méthodes de potentiel.

**Inversion sismique simultanée pour la prédiction des
hydrocarbures au niveau d'un réservoir argilo - gréseux
dans le bassin d'Illizi**

Réalisé par :

BENCHABANE Syla

Devant le jury composé de :

R.Baouche

K. Allek

MC

Professeur

Encadré par :

P^r.FERAHTIA Jalal

FHC-UMBB

FHC-UMBB

Président

Examineur

Remerciement

Au terme de ce modeste travail, j'aimerais tous d'abord exprimer toute ma gratitude à mon grand créateur, « **ALLAH** » qui m'a donné la force, la patience et la volonté pour mener à terme ce travail

Je tiens à exprimer mes profondes gratitudes tout particulièrement à mon promoteur, Monsieur **Jalal FERAHTIA**, Professeur des universités, pour m'avoir dirigé tout au long de ce travail, pour sa compréhension, sa disponibilité, sa patience, son savoir-faire, sa rigueur et son esprit critique, ainsi que pour ces conseils avisés qui m'ont été précieuses.

Ma profonde gratitude et mes sincères remerciements à mon tuteur de stage Monsieur **A.BENFATTOUM**, ingénieur en caractérisation des réservoirs au sein de l'ENAGEO, pour sa collaboration et son aide précieuse, ses conseils avisés et sa disponibilité tout au long du stage.

Je tiens aussi à remercier vivement, **Mr M.Senouci** et **Mr O.CHAIB** ingénieurs en caractérisation des réservoirs. **Mme H.KEDIDA** ingénieur en ressources non conventionnelles à l'ENAGEO, pour leurs conseils et leurs encouragements.

Je tiens également à exprimer toute ma reconnaissance à Monsieur **Farid Chegrouche**, Directeur développement et conception ENAGEO, de m'avoir mise dans d'excellentes conditions de travail.

Je remercie **Mlle Makhlouf Saida**, chef de département caractérisation des réservoirs, et **Mlle Djaidier Zina**, chef de département ressources non conventionnelles, d'avoir suivi l'élaboration de mon projet au sein de l'ENAGEO, ainsi que pour leurs disponibilités.

Je tiens à remercier aussi tous les membres de jury pour m'avoir honorée en acceptant de juger mon modeste travail et de l'enrichir par leurs propositions.

Je tiens également à exprimer mes sentiments de gratitude et de reconnaissance à ceux qui mon ont enseignés, et particulièrement à mes enseignants du département de Géophysique de la faculté des hydrocarbures et de la chimie FHC, qui tous au long de mon cursus universitaire, ils ont contribué à ma formation et mon ont guidés sur les chemins de la Géophysique.



DEDICACE

C'est avec un énorme plaisir, que Je tiens à dédier ce modeste travail à tous ceux qui me sont chers :

A celui qui aucune expression ne saurait exprimer ma gratitude et ma reconnaissance. Mon cher père qui a su m'inculquer le sens de la responsabilité, la confiance en soi et la persévérance face aux difficultés de la vie. Père cher père Rien au monde ne vaut les efforts fournis jour et nuit pour me voir grandir et réussir. Je te dois ce que je suis aujourd'hui et ce que je serai demain et je ferai toujours de mon mieux pour rester ta fierté et ne jamais te décevoir. Que dieu vous procure une longue vie plein de santé et de joie.

A l'être le plus précieux de mon existence à celle que même toutes les expressions ne suffisent pas pour la remercier. Ma chère mère qui a donné de son âme, de son cœur et de sa vie pour me voir grandir et réussir. Chère mère je n'oublierai jamais, chaque larme qui a été versée pour moi chaque minute passée avec moi chaque nuit blanche faite à cause de moi. Que dieu vous procure une longue vie plein de santé et de joie.

A mes chers frères : Syphax et Saïd pour leur soutien moral et leur encouragement et la joie qu'ils apporter à ma vie.

A mes Grands-parents

A tous mes oncles et tantes ainsi que leurs épouses, et époux

A tous mes cousins et mes cousines

A tous mes amis en Algérie et ailleurs

Sans oublier tous ceux qui m'ont aidé de prêt ou de loin pour la réalisation de ce mémoire.

BENCHABANE Syla

Merci



La liste des figures

Figure (I-1) : Variation de la densité en fonction de la saturation en eau	6
Figure (I- 2): Variation de la vitesse en fonction de la saturation en eau	8
Figure (I -3) : Line de mudrock	9
Figure (I- 4) : La relation de Gardner	11
Figure (I-5) : Les paramètres affectants la vitesse sismique	12
Figure (I -6) : a) déformation de compression, (b) déformation de tension T.	14
Figure I-7 : Relation entre le coefficient de poisson et la déformation	15
Figure (I-8) : Courbe de la variation du rapport du v_p/v_s en fonction de coefficient de poisson	16
Figure (II-1) : Problème direct et inverse ..	17
Figure(II-2) : Organigramme explicatif du processus d'inversion	18
Figure(II-3) : Le problème direct en sismique	20
Figure (II-4): Le model convolutif de la trace sismique	22
Figure (II-5): Le problème inverse en sismique.....	23
Figure (II-6): Fonction cout en sense des moindre carrées.....	25
Figure (III-1) : Phénomène de conversion de l'onde P à incidence oblique	34
Figure (III-2): Exemple d'un cross plot entre $\ln(Z_P)$ et $\ln(Z_S)$ à droit et $\ln Z_P$ et ρ à gauche	37
Figure (III -3) : Procédure algorithmes de l'inversion sismique simultanée	39
Figure (III-4): La procédure construction des modèles initiaux	44
Figure (III-5):Résultat final de l'inversion simultanée.....	44
Figure (IV-1): Situation géologique de zone d'étude	46
Figure (IV-2):Coupe géologique de la région d'étude	47
Figure (IV-3): La colonne stratigraphique de la région d'étude	50
Figure (V-1): Géométrie de la sismique et positionnement des puits, attribut de couleur Couverture	54
Figure (V-2): Les cartes en isochrones des horizons sismique, attribut de couleur colorée : temps vertical double.....	55

La liste des figures

Figure (V-3) : Données du puits A.....	56
Figure (V-4): Données du puits B et C	56
Figure (V-5): Organigrammes de déroulement de l'inversion préstack	57
Figure (V-6): Application du filtre médian sur les logs du puits A	58
Figure (V-7): Application du dispick sur le log densité du puits A	59
Figure (V-8): Exemple d'un CDP gather brut (avant pré-conditionnement).....	60
Figure (V-9): Représente le gather avant (gauche) et après (droite) trim statique	61
Figure (V-10): Spectre d'amplitude du CDP stack avant et après trim statique	62
Figure (V-11) : Application du filtre radon sur les données sismique au voisinage du puits A	62
Figure(V-12) : CDP gather avant (gauche) et après (droite) l'application du Super gather ...	63
Figure (V-13): Gather original (gauche) et gather final (droite) au niveau du puits A.	64
Figure (V-14): Passage CDP gather en Angle gather.....	65
Figure (V-15): Angle gathers, attribut de couleur: angle d'incidence au voisinage du puits A.. ..	66
Figure (V-16): Correction check-shot pour le puits A.	67
Figure V-17: Les gammes d'angles (stacks partiels), affichage de l'inline passant par le puits C	68
Figure (V-18) : Ondelettes statistiques des trois gammes (Near, Mid, Far) des puits « A », « B », « C » Représentations temporelles (haute) et spectre d'amplitude (bas).....	69
Figure (V-19) : La corrélation du puits A avec l'ondulette statistique dans la plage Intermédiaire	70
Figure (V-20): La corrélation du puits B avec l'ondulette statistique dans la plage intermédiaire	70
Figure (V-21): La corrélation du puits C avec l'ondulette statistique dans la plage intermédiaire	71
Figure (V-22) : Ondelette moyenne pour chaque gamme (proche-intermédiaire-lointaine). .	72

La liste des figures

Figure (V-23):La corrélation du puits A avec l'ondelette finale dans la plage intermédiaire	73
Figure (V-24):La corrélation du puits B avec l'ondelette finale dans la plage intermédiaire	73
Figure (V-25):La corrélation du puits C avec l'ondelette finale dans la plage intermédiaire	73
Figure (V-26):La ligne arbitraire qui passe par les trois puits, attribut de couleur temps verticale doubles	75
Figure (V-27): Modèle initial du ZP passant par les puits « A », « B », « C ».	76
Figure (V-28): Modèle initial du ZS passant par les puits « A », « B », « C ».	76
Figure (V-29): Modèle initial du ρ passant par les puits « A », « B », « C ».	77
Figure (V-30): Le cross-plot entre $\ln(ZP)$ et $\ln(ZS)$ à droite et $\ln(ZP)$ et ρ à gauche	78
Figure (V-31): Le contrôle de qualité de l'inversion simultanée au niveau du puits A.....	79
Figure (V-32): Le contrôle de qualité de l'inversion simultanée au niveau du puits B	80
Figure (V-33): Le contrôle de qualité de l'inversion simultanée au niveau du puits C	81
Figure (V-34): Modèle inverse de l'impédance acoustique de compression	83
Figure (V-35): Modèle inverse de l'impédance de cisaillement	83
Figure (V-36): Modèle inverse de densité	84
Figure (V-37): Le Modèle initial de l'impédance acoustique de compression	84
Figure (V-38): Le Modèle inverse de l'impédance acoustique de compression	85
Figure (V-39): Le Modèle inverse de λ - ρ	86
Figure (V-40): Le Modèle inverse de μ - ρ	86
Figure (V-41): Le Modèle inverse de rapport V_P/V_S	87
Figure (V-42): Le Modèle inverse du coefficient de poisson.....	87
Figure (V-43):Horizon slice, attribut d'impédance acoustique de compression ZP.....	89
Figure (V-44):Horizon slice, attribut d'impédance de cisaillement ZS	90
Figure (V-45):Horizon slice, attribut de densité	91
Figure (V-46):Horizon slice, attribut du rapport de poisson V_P/V_S	92

La liste des figures

Figure (V-47):Horizon slice, attribut .de Mu-rhu	93
Figure (V-48):Horizon slice, attribut de Lambda-rhu	94
Figure (V-49):Horizon slice, attribut coefficient de poisson	95

Liste des tableaux

Tableau I-1 : Classification des porosités selon leur qualité	4
Tableau I-2: Coefficient de Krief en fonction de la lithologie	9
Tableau I-3 : Rapport V_P/V_S en fonction de la lithologie	10
Tableau I-4 : Relation entre V et ρ dans différentes lithologies	11
Tableau I-5 : Relation entre les différents paramètres élastiques	16
Tableau V-1: les paramètres d'acquisition	53
Tableau V-2: Représentation des coefficients de corrélation de l'ondelette statistique de chaque puits dans chaque gamme	71
Tableau V-3: Représentation des coefficients de corrélation de l'ondelette final de chaque puits dans chaque gamme	74
Tableau V-4: Tableaux de résultats de l'interprétation des paramètres élastiques et acoustiques	96

Sommaire

Liste des figures	
Liste des tableaux	
Introduction générale.....	1
Problématique	2

Chapitre I : Physique des roches

I.1. La roche réservoir :.....	3
I.2. Les paramètre pétro-physiques :.....	3
2.1. La porosité :.....	3
2.2. La perméabilité :.....	4
2.3. La saturation :	5
I.3. Les paramètres acoustiques de la roche :.....	6
3.1. La densité :.....	6
3.2. La vitesse des ondes sismiques :.....	7
3.3. L'impédance acoustique :.....	12
I.4. Les paramètres élastiques de la roche :.....	12
4.1. Notion d'élasticité :.....	12
4.2. Loi de Hook :.....	13
4.3. Modules d'élasticité :	13
4.3. a. Module de Young E :.....	13
4.3. b. les paramètre de lame.....	14
4.3. c. Module d'incompressibilité K :.....	14
4.3.d. Coefficient de Poisson σ :.....	15
I.5. Relation entre les paramètres élastiques :.....	16

Chapitre II : Inversion sismique

Introduction.....	17
II.1 Définition de l'inversion.....	17
II.2 L'inversion sismique.....	18
II.3 Les type d'inversion sismique.....	19
II.4 Le problème direct.	19
4.1 Problème direct en sismique.....	19

Sommaire

4.2 Modélisation D'un phénomène Physique.....	20
4.3 La modélisation en prospection sismique	20
4.4 Le model convolutif d'une trace sismique.....	21
II.5 Le problème inverse.....	22
5.1 Le problème inverse en sismique.....	23
II.6 Le problème bien et mal posé	23
II.7 La résolution de problème inverse.....	24

Chapitre III : Inversion simultanée des données sismique avant sommation

Introduction.....	28
III.1. Inversion des données sismiques après sommation (post-stack).....	29
1.1. La méthode récursive classique (band limite)	29
1.2. Inversion colorée :.....	30
1.2. Inversion post-stack généralisée : (model based inversion).....	30
2.2.a. Méthodologie :.....	30
2.2.b. Formulation de l'inversion post-stack généralisée :	31
III.2. Inversion pre-stack simultanée des données sismiques :.....	32
2.1. Avantages de L'inversion sismique simultanée	33
2.2. Les équations de Zoeppritz :.....	33
2.2.a. Approximation d'Aki et Richards :.....	35
2.2.b. Approximation de Fatti et al :.....	35
2.3. Formulation mathématique de l'inversion simultanée.....	36
III.3. Procédure de l'inversion simultanée avant sommation	39
III.4. Données requises pour l'inversion sismique simultanée	39
4.1 Les données sismiques	39
4.2 Les données de puits	39
III.5 Corrélation et extraction d'ondelette	41
5.1 Extraction d'ondelette... ..	41
5.2 La corrélation des puits aux données sismiques	43
III.6 Construction de modèle initial.....	43
III.7 Inversion sismique 3D.....	44

Chapitre IV : Géologique de la région d'étude

IV. 1. Situation géologique et géographique:.....	45
---	----

Sommaire

1.1 situation géologique et géographique du bassin d'Ilizi.....	45
1.2 Situation géologique et géographique de la région d'étude	45
IV.2 .Aspect structural de la région :.....	46
IV.3.Aspect stratigraphique:.....	47
IV.4.Le système pétrolier dans la région :.....	51
4.1. Objectifs et réservoirs:.....	51
4.2. Roches mères :.....	51
4.3 .Les réservoirs :.....	51
4.4. Les roches couvertures :.....	52
4.5. Les types de pièges :.....	52
Chapitre V : Application sur les données réelles	
V.1 présentation est caractéristique de la région étude.....	53
1.1 Présentation des données sismiques	53
1.2 Horizons sismiques interprétés	54
1.3 Les données de puits	55
V.2 workflow de l'inversion sismique simultanée.....	57
V.3 préparation des données d'inversion	58
3.1 Édition des données de puits	58
3.2 Pré-conditionnement des données sismiques	59
V.4 Passage CDP gather-Angle gather.....	64
V.5 Corrélation et extraction d'ondelette	66
5.1 Correction Check-Shots	67
5.2 Extraction statistique d'ondelette sismique.....	67
5.3 La corrélation des données de puits aux données sismiques.....	69
5.4 La corrélation avec l'ondelette réelle	72
V.6 Construction des modèles initiaux	74
V.7 Analyses d'inversion aux puits	77
V.8 Inversion du volume sismique	82
V.9 Transformation LMR (Lambda Mu Rho)	85
V.10 Interprétation des paramètres acoustiques et élastiques	87
Conclusion	97
REFERENCES BIBLIOGRAPHIQUES	

Introduction et problématique

Introduction Générale

Au jour d'aujourd'hui, Les hydrocarbures continuent de représenter la première source d'énergie fossile dans le monde, et ce malgré l'importance grandissante des énergies renouvelables. D'où l'augmentation de la demande mondiale de pétrole avec le développement économique et celui de la technologie. Malheureusement, les découvertes de nouveaux champs devient de plus en plus rare, en effet, la plupart des champs de pétrole est de gaz semble avoir été découvert. Afin de remédier à ce problème, les compagnies pétrolières concentrent leurs efforts de recherche dans le développement de techniques aptes à découvrir des réserves encore peu exploitées, et sur l'optimisation de celles en cours d'exploitation afin de produire mieux et plus longtemps.

La sismique réflexion est de loin la méthode de prospection la plus utilisée dans l'exploration des hydrocarbures. Pendant longtemps, les sismiciens ne s'intéresser qu'à une partie de l'information sismique correspondant au temps de parcours des ondes sismiques pour l'établissement des cartes structurales. Mais cette interprétation structurale a plusieurs fois conduites à des forages infructueux (secs), ce qui a poussé les géophysiciens à développer de nouvelles techniques pouvant apporter des informations stratigraphiques permettant non seulement de minimiser les coûts en réduisant le risque, mais aussi d'augmenter le profit en optimisant la production. Ces techniques consistent à exploiter l'amplitude de réflexion sismique. Leur principe est fondé sur l'inversion des amplitudes des ondes sismiques pour l'extraction des informations lithologiques.

Cette procédure est connue sous le nom d'inversion sismique, qui fût ensuite généralisée pour être appliquée sur des données avant sommation prenant en compte les variations d'amplitudes en fonction de l'offset. Ce type d'inversion renseigne aussi bien sur la lithologie que sur le contenu en fluides, les attributs qui y résultent sont directement liés aux paramètres pétrophysiques des roches.

Actuellement l'inversion simultanée des données sismique avant sommation est la méthode la plus utilisée dans l'industrie pétrolière. Cette dernière permet d'obtenir simultanément l'impédance acoustique (Z_p), l'impédance de cisaillement (Z_s) et la densité (ρ), à partir desquels peuvent être calculés les différents paramètres élastiques de la roche. Le but de ce travail est de développer la méthodologie de l'inversion sismique simultanée et d'exploiter ses résultats pour la recherche d'une éventuelle présence d'hydrocarbures au sein du réservoir. Ce mémoire s'articule donc autour des chapitres suivants :

- Le premier chapitre est un bref rappel sur la physique de la roche.
- Le deuxième chapitre est consacré à l'étude de l'inversion sismique
- Le troisième chapitre est consacré à l'explication de l'inversion sismique simultanée et l'exposition de son application.
- Le quatrième chapitre est un exposé sur le contexte géologique de la région étudiée.
- Le cinquième chapitre a pour but d'appliquer l'inversion sismique.

Problématique

L'interprétation structurale et la géologie ont permis de mettre en évidence l'objectif pétrolier de notre région d'étude qui est l'Ordovicien (unité IV). Ce dernier est un réservoir argilo-gréseux à fort potentiel en hydrocarbures.

Dans l'étude d'exploitation menée dans la région d'Ohanet bassin d'Illizi, trois forage A, B, C ont été forés, et dont lesquels les puits A et C se sont révélés stériles, tandis que le puits B a montré la présence de gaz.

Vu que notre région est caractérisée par une géologie très complexe, l'interprétation structurale n'était pas en mesure de déterminer les différents pièges stratigraphiques et d'éviter ainsi les forages infructueux (secs). De plus, nous n'avons pas pu expliquer les résultats négatifs des puits A et C, surtout que le puits B, situé plus au Nord, a produit du gaz.

Afin de répondre à cette problématique, nous nous sommes posés les questions suivantes :

1. Quelle méthode d'interprétation on doit choisir, parmi la multitude de méthodes utilisées dans l'industrie, afin de limiter les risques de forage secs ?
2. Comment tirer, à partir de la sismique, les différents paramètres élastiques et acoustiques de la roche, et les relier ainsi à la présence d'hydrocarbures?

La réponse à ces questions est donnée par l'inversion sismique simultanée. En effet, cette dernière est un outil robuste permettant d'extraire des informations acoustiques (Z_p, Z_s, ρ) et élastiques ($\lambda, \mu, \rho, \sigma$) qui sont utilisées pour la caractérisation de réservoirs et la détection directe des hydrocarbures

Néanmoins, le succès de la méthode dépend de la qualité des données de puits et des données de la sismique. Dans notre cas, ces données sont jugées plutôt de bonne qualité, ce qui nous a permis d'avoir des résultats assez satisfaisants et concordants avec les résultats pétroliers.

Chapitre I

PHYSIQUE DES ROCHES

Dans ce chapitre nous allons nous intéresser à la physique des roches qui est un moyen permettant de comprendre et d'établir le lien entre les propriétés élastiques et les propriétés géologiques d'une roche sous les conditions de température et de pression.

La prédiction des propriétés des réservoirs pétroliers, à partir des données sismiques, est une des clés du développement et de la gestion des gisements. Avant d'illustrer le principe et la mise en œuvre de la méthode de prédiction, il est impératif de décrire sommairement les propriétés physiques d'une roche réservoir afin d'avoir accès aux informations relatives aux caractères lithologiques et pétro physiques.

I-1 La roche réservoir :

Une roche est constituée d'une phase solide nommée matrice et des pores vides remplies par des fluides. On appelle roche réservoir toute formation poreuse et perméable, qui renferme une accumulation naturelle d'hydrocarbure (huile ou gaz) limitée par une barrière aquifère et caractérisée par un système de pression unique.

I.2 les paramètres pétro- physiques :

Les paramètres pétro-physiques, sont les qualités qui conditionnent le rendement potentiel d'un réservoir.

Considérons une roche réservoir constituée d'une matrice et de pores, dont on va définir les paramètres pétro-physiques :

2.1 La porosité :

Désignée par la lettre « Φ », La Porosité donne une indication de la capacité de la roche à stocker des fluides, elle est définie comme étant le rapport du volume des pores au volume total de la roche, elle est exprimée en pourcentage comme le montre l'équation suivante :

$$\Phi = \frac{\text{volume des pores}}{\text{volume total}} * 100\% \quad (\text{I-1})$$

2.1.a. Types de porosité :

- **La porosité primaire:** C'est la porosité qui résulte des vides laissés entre les grains au cours de la sédimentation et la diagenèse.

- **La porosité secondaire** : C'est la porosité qui se forme ultérieurement après la formation et la consolidation de la roche, elle résulte de la fissuration, dissolution, recristallisation...etc.
- **La porosité totale** : C'est le rapport du volume total des vides (pores, fissures, cavités et fractures) de cette roche par rapport au volume total de l'échantillon exprimé en pourcentage.

$$\text{La Porosité Totale} = \text{La Porosité Primaire} + \text{La Porosité Secondaire} \quad (\text{I-2})$$

- **La Porosité effective (utile)** : C'est le rapport du volume des pores interconnectés dans un réservoir au volume total de l'échantillon, elle sera inférieure ou égale à la porosité totale en fonction de quantité de pores isolés dans la roche.

Du point de vue de l'ingénierie de réservoir la porosité effective qui compte et non la porosité totale.

- **La porosité résiduelle** : C'est le rapport du volume des pores non communiquant au volume total de l'échantillon exprimé en pourcentage. Tel que :

$$\Phi_{\text{totale}} = \Phi_{\text{effective}} + \Phi_{\text{résiduelle}} \quad (\text{I-3})$$

2.1. b. Classification de la porosité :

Selon les valeurs de la porosité effective on peut classifier la porosité comme suit :

La valeur de la porosité Φ en %	Qualité
$\Phi \leq 5$	Faible
$5 \leq \Phi \leq 10$	Médiocre
$10 \leq \Phi \leq 20$	Moyenne
$20 \leq \Phi \leq 30$	Bonne
$\Phi \geq 30$	Excellente

Tableau I-1 : Classification des porosités selon leur qualité.

2.2 La perméabilité :

Un milieu poreux ne permet le déplacement des fluides que dans la mesure où les pores sont reliés entre eux. On dit alors qu'il est perméable.

La perméabilité, qui est désignée par **K**, mesure la facilité avec laquelle une formation permet à un fluide de viscosité donnée de la traverser, elle est exprimée en milli darcy.

Si la formation est homogène, et n'a aucune action chimique importante sur le milieu encaissant, la perméabilité sur le milieu encaissant, la perméabilité est dite absolue (**k**). La perméabilité absolue **k** est calculée par la loi de darcy. [Serra,O , 1979]

$$Q = K \cdot \frac{\Delta P}{\Delta l} \frac{S}{\mu} \quad (I-4)$$

Q = Débit du fluide traversant la roche en cm³/s.

S= Section de passage du fluide en cm².

μ= Viscosité du fluide en centipoises.

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

K= Perméabilité de l'échantillon en darcy (d).

La loi de darcy suppose que le milieu poreux n'est traversé que par un seul fluide .or il arrive qu'un réservoir renferme plusieurs fluides (eau, huile, gaz).on doit introduire la notion de perméabilité effective et relative.

- **Perméabilité effective:** La perméabilité effective exprime la propriété d'un réservoir à se laisser traverser préférentiellement par un fluide en présence d'autres fluides. La perméabilité effective dépend non seulement de la roche elle-même, mais aussi de pourcentage respectif de chaque fluide
- **Perméabilité relative:** Elle est définie comme étant le rapport de la perméabilité effective d'un un fluide a la perméabilité absolue, cette perméabilité relative varie entre 0 à 1, on l'exprime généralement en pourcentage (%).

2.3. La saturation en eaux :

La saturation en fluide d'un échantillon de roche, est définie comme étant la fraction du volume des pores occupé par un fluide, au volume total des pores exprimé en pourcentage

$$\text{Saturation en fluide} = \frac{\text{volume de fluide}}{\text{volume des pores}} \quad (I-5)$$

Les pores des roches réservoir peuvent contenir les fluides suivant :

- Les hydrocarbures liquides (l'huile) $S_o = V_o / V_p$
- Les hydrocarbures gazeux. $S_g = V_g / V_p$
- L'eau de formation salée. $S_w = V_w / V_p$

I.3. Les paramètres acoustiques de la roche :

3.1 La densité :

Pour un milieu homogène, La densité d'une roche est définie comme étant le rapport de la masse de cette roche par unité de son volume

$$\rho = \frac{m}{v} \tag{I-6}$$

Pour un milieu rocheux rempli des fluides, la densité est liée à la nature de ces fluides et leurs saturations ce qui est exprimé par la relation de Willie :

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

ρ_b : la densité globale,

ρ_m : la densité de la matrice (*partie solide*),

ρ_f : la densité du fluide saturant.

ϕ : Porosité de la roche.

La densité du fluide est déterminée par la relation suivante :

$$\rho_f = \rho_{HC}(1-S_w) + \rho_w S_w \tag{I-8}$$

ρ_f : la densité du fluide saturant.

ρ_{HC} : la densité d'hydrocarbure.

ρ_w : la densité de l'eau de formation.

S_w : *Saturation en eau de formation.*

En substituant les deux formules précédentes, on obtient la relation suivante :

$$\rho_b = \rho(1-\phi) + (1-S_w)\phi\rho_{HC} + S_w\rho_w\phi \tag{I-9}$$

3.1.a Effet de la saturation sur la densité :

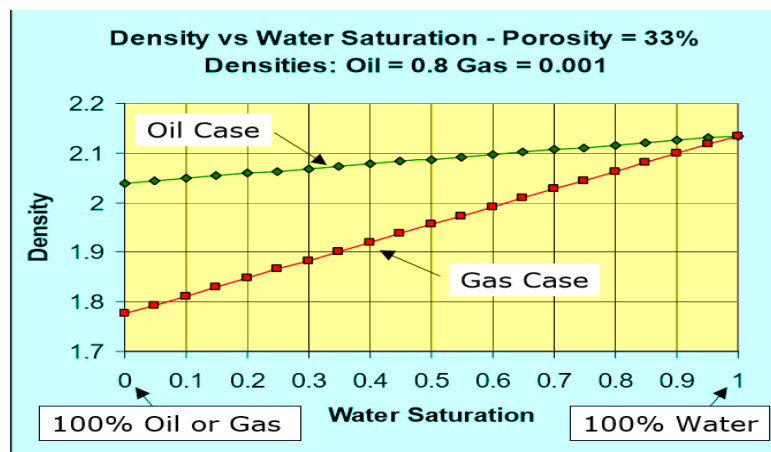


Figure (I-1): Variation de la densité en fonction de la saturation en eau. [Russell, 2006]

La figure (I-1), montre le graphe de la densité en fonction de la saturation dans deux réservoirs, l'un à gaz et l'autre à huile avec une porosité de 33%.

Nous remarquons que, la densité chute beaucoup plus rapidement dans un réservoir à gaz qu'un réservoir huile. Ce qui constitue un excellent moyen de distinction, qui jouera un rôle important dans la caractérisation des réservoirs. [Russell, 2006]

3.2 La vitesse des ondes sismiques :

Dans un milieu homogène, isotrope et élastique, deux types d'ondes peuvent se propager. L'un correspond à une variation de la dilatation, connu sous le nom d'onde de compression ou longitudinale (plus couramment onde P : observée en premier dans les enregistrements), et l'autre type correspond à une variation d'une ou plusieurs composantes de rotation, connu sous le nom d'onde de cisaillement ou transversale (plus couramment **onde S** : observée en second lieu).

On définit la vitesse sismique de propagation comme étant la vitesse avec laquelle, l'énergie ou l'impulsion sismique se déplace à travers la roche.

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

$$V_S = \sqrt{\frac{\mu}{\rho}} \quad (\text{I-10})$$

$$V_P = \sqrt{\frac{2\lambda + \mu}{\rho}} \quad (\text{I-11})$$

Et comme $\lambda = k - 2/3\mu$ on trouve que

$$V_P = \sqrt{\frac{k + \frac{4}{3}\mu}{\rho}} \quad (\text{I-12})$$

μ, λ : Sont les coefficients de Lamé

ρ : est la densité

k : est le module d'incompressibilité.

Dans le cas d'une roche poreuse, la formule de Willie montre aussi que la vitesse de propagation d'une onde sismique est liée essentiellement à sa porosité et au son contenu en fluide :

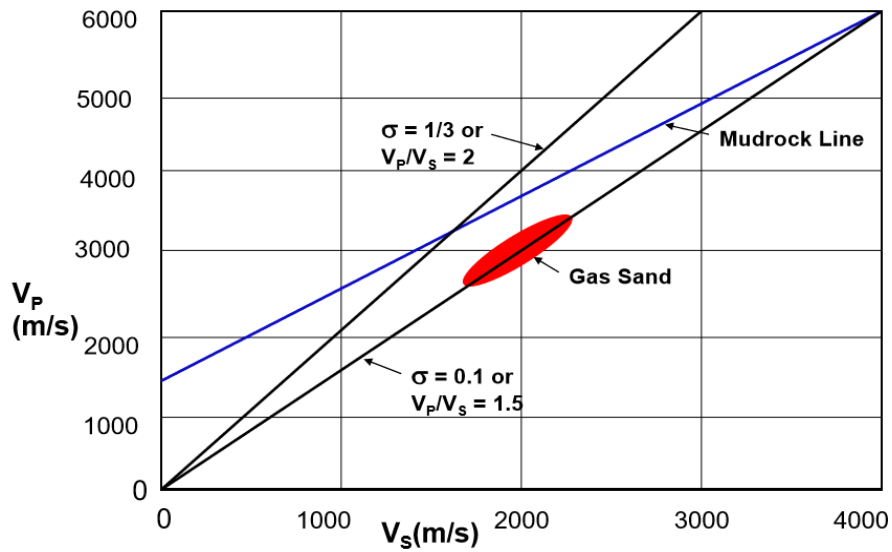


Figure (I-3):Line Mudrock (Castagna et al. (1993))

Comme son nom l'indique cette relation est valable uniquement pour les formations argileuse, c'est pour cela que Green berg et Castagna, ont poursuivi les travaux pour étendu la relation linéaire précédente pour différentes lithologies.

Grés : $V_s = 0.804V_p - 0.856$ (I-15)

Calcaire : $V_s = -0.055V_p^2 + 1.017V_p - 1.031$ (I-16)

Dolomites : $V_s = 0.583V_p - 0.867$. (I-17)

➤ **Relation de Krief :** Krief a proposé une relation non linéaire entre V_p et V_s et qui est donnée par la relation suivante :

$$V_p^2 = a \cdot V_s^2 \tag{I-18}$$

Si V_p et V_s sont mesurées en km/s, le coefficient "a" donné par Krief est résumé dans le tableau suivant : [Sherif.R.E & Geldart L.P .1982]

Lithologie	a
Sable humide	2.213
Grés à gaz	2.282
Grés argileux	2.033
Calcaires	2.872

Tableau I-2 : Coefficient de Krief en fonction de la lithologie.

3.2.2. Relation du rapport V_P/V_S :

Pickett (1963) a introduit le concept selon lequel les rapports V_P/V_S pourraient être utilisés pour identifier la lithologie. Ce concept n'a guère retenu l'attention jusqu'à ce qu'Ostrander (1982) ait vérifié que les rapports de V_P/V_S pouvaient être déduits à partir de données sismiques. Ces résultats ont été confirmés et généralisés par d'autres auteurs à partir des données de laboratoire de diagraphies. Dominici (1984) a donné les gammes suivantes du rapport V_P/V_S en fonction de la lithologie. [d'après Satinder Chopra, John P. Castagna, 2014]

Lithologie	V_P/V_S
Grés	1.59-1.76
Grés Carbonatés	1.67-1.76
Dolomite	1.78-1.84
Calcaire	1.84-1.99

Tableau I-3 : Rapport V_P/V_S en fonction de la lithologie.

Pour les fluides $\mu = 0$ et V_s aussi car les ondes S ne se propagent pas dans les fluides.

- Pour les roches consolidées (calcaire, dolomie, grés) et saturées d'eau, en général (V_P/V_S) décroît quand la porosité augmente.
- Pour les roches meubles (argile, sable) et saturées d'eau, en général (V_P/V_S) croît quand la porosité augmente.
- Pour des roches à gaz, (V_P/V_S) décroît lorsque la porosité augmente (car V_p est faible pour les gaz).

Le rapport Y ($Y=V_p/V_s$) est un outil de diagnostic important dans la détermination lithologique en sismique, car l'avantage d'utiliser les ondes combinées P et S, réside dans le fait que chacune des deux vitesses V_p et V_s dépend de :

- La matrice
- La sensibilité aux fluides

3.2.3. Relations empiriques entre vitesse et densité

De nombreuses recherches et travaux ont été effectués pour établir une relation entre la vitesse et la densité et pour savoir comment la lithologie affecte-t-elle les courbes de tendance de la vitesse et de la densité, et afin de s'appliquer dans la génération de courbes de diagraphie de puits manquantes et de diagraphies de contrôle de la qualité dans des zones douteuses

➤ **Relation Gardner (1974) :**

Une relation empirique entre la densité d'une roche sédimentaire et sa vitesse acoustique, est obtenue par Gardner et al en 1974.

$$\rho = a.V^b \tag{I-19}$$

Ou : ρ , V sont respectivement la densité de la roche et la vitesse acoustique.

b : Energie de Gardner $b = 0.25$

a : Facteur de Gardner $a = 310$ si V (m/s) et $a = 230$ si V (ft/s)

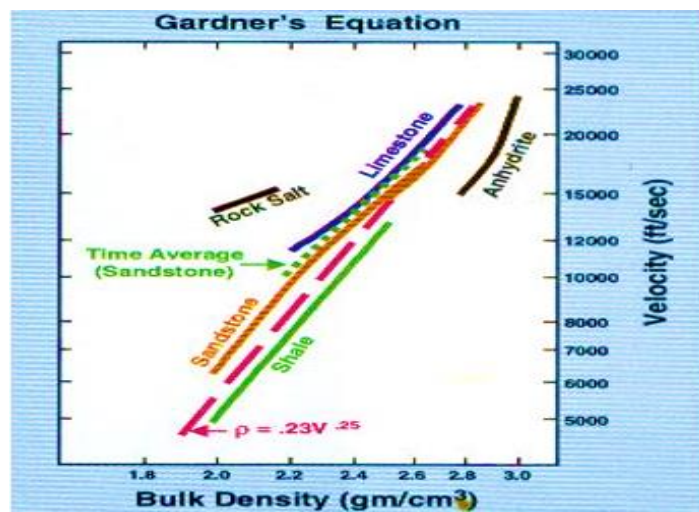


Figure (I-4): La relation de Gardner (Gardner et al, 1974).

Les études de castagna(1993) : Castagna (1993) a prolongé le travail de Gardner en développant la relation vitesse – densité pour différentes lithologies pour les lithologies illustrées dans la Figure I-4 : [d’après Satinder chopra ,John P.Castagna ,2014]

Lithologie	A	B
Grès	0.200	0.261
Argile	0.204	0.265
Calcaire	0.243	0.225
Dolomite	0.226	0.243
Anhydrite	0.600	0.160

Tableaux I-4 : Relation entre V et ρ dans différentes lithologies.

3.2.4. Les paramètres affectent les vitesses :

La vitesse de propagation ondes, est considérée, comme étant le paramètre le plus sensible de la méthode sismique, en raison du grand contraste qu'elle peut avoir dans différentes lithologies. La figure I-5, illustre quelques paramètres affectant les vitesses des ondes sismiques.

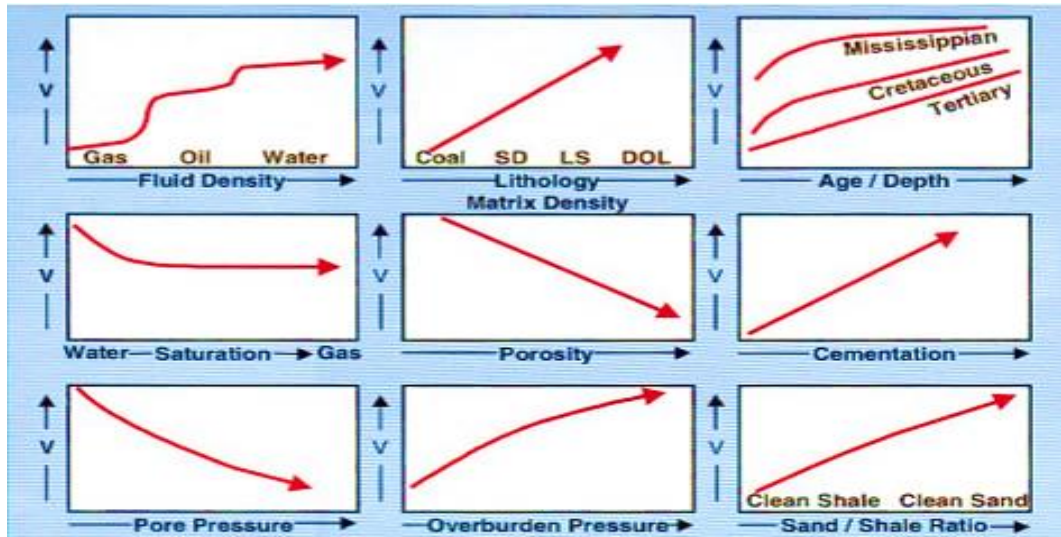


Figure (I-5) : Les paramètres affectants la vitesse sismique (Hiltermann, 2001).

3.3. Impédance acoustique :

L'impédance acoustique Z d'une couche géologique, est définie comme étant le produit de la vitesse de propagation de l'onde dans cette couche, avec sa densité.

$$Z = \rho \cdot V \quad (I-20)$$

Chaque terrain possède une impédance acoustique propre. Ainsi, la limite entre deux formations géologiques de nature différente établit une discontinuité physique où les ondes élastiques subissent essentiellement des réflexions et des réfractions.

I.4. Les paramètres élastiques de la roche :

4.1. Notion d'élasticité :

Quand un corps est soumis à l'action des forces extérieures, des contraintes s'établissent, par réaction à l'intérieur de ce corps, Aux contraintes sont associées des déformations. Dans le domaine élastique, les déformations sont entièrement réversibles : quand

les forces sont appliquées sur le corps, celui-ci change de forme, mais retrouve sa forme initiale quand les forces extérieures sont retirées, par contre dans le domaine plastique les déformations sont irréversibles.

4.2. Loi de Hooke :

Une relation entre contraintes et déformations a été énoncée en 1678 et porte le nom de la loi de Hooke (Astronome et Mathématicien Britannique). Cette loi de comportement élastique réversible est valable tant que les sollicitations subies par les matériaux restent assez faibles. La loi de Hooke s'écrit alors :

$$\sigma_i = \lambda \theta \delta + 2\mu \varepsilon_i \quad (\text{I-21})$$

δ_{ij} : Symbole de Kronecker.

$$\delta_{ij} = 1, \text{ si } i = j \text{ et } \delta_{ij} = 0 \text{ si } i \neq j$$

λ, μ : sont les constantes de Lamé.

θ : est la déformation volumique.

4.3. Modules d'élasticité :

Pour les petites déformations dans un matériau élastique (par exemple, les ondes sismiques dans la roche), la loi de Hooke stipule que la contrainte est proportionnelle à la déformation.

Les propriétés des matériaux qui obéissent à la loi de Hooke sont spécifiées par des modules d'élasticité qui sont :

4.3. a Module de Young E:

Le module de Young exprime le rapport entre contrainte et déformation lorsqu'une tige est étirée ou compressée (la tige subit un raccourcissement ou un allongement).

$$E = \frac{F/S_0}{\Delta l/l_0} \quad (\text{I-22})$$

Où:

ΔF = Force par unité de surface.

L = Longueur initiale

S_0 = Section

ΔL = Allongement ou raccourcissement.

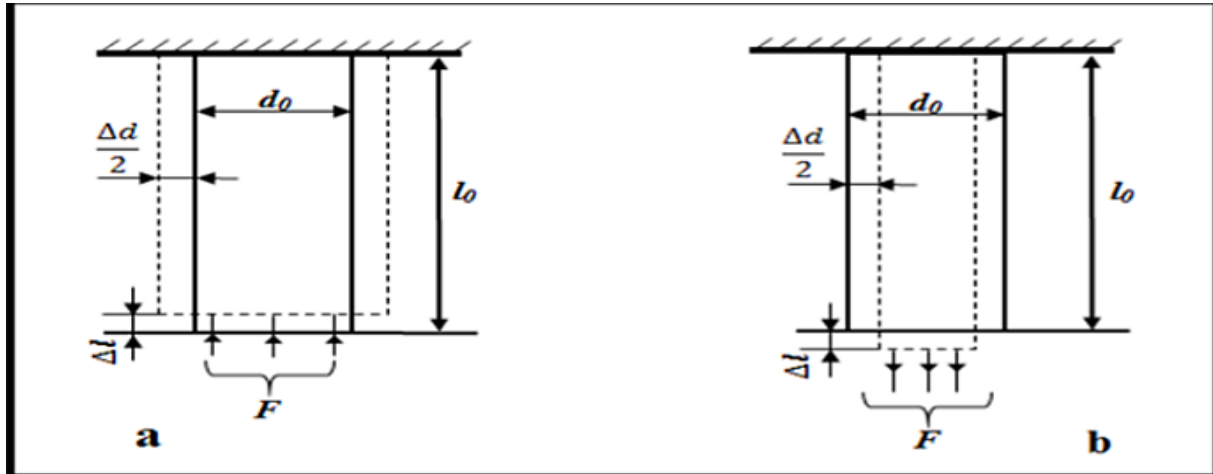


Figure (I -6) :a) déformation de compression, (b) déformation de tension T

[Sherif.R.E & Geldart L.P .1982].

4.3. b Les paramètres de lamé :

On distingue deux paramètres de lame qui sont :

- 1) **Premier paramètre de Lamé (la constante de lamé)** : La constante de Lamé λ , est une constante d'élasticité dans les matrices des contraintes :

$$\lambda = \frac{\sigma E}{(1-2\sigma)(1+\sigma)} \quad (\text{I-23})$$

Cette constante désigne parfois l'incompressibilité des fluides

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

Pour les fluides non visqueux, $\mu=0$ et par conséquent $\lambda=K$

- 2) **Module de rigidité μ :**

Le module de rigidité (appelé aussi module de cisaillement ou de Coulomb), représente la résistance des matériaux au cisaillement et est défini comme étant le rapport de la contrainte tangentielle à la déformation correspondante, pour un cisaillement pour le module s'écrit :

$$\mu = \frac{\Delta F/A}{\Delta x/x} \quad (\text{I-25})$$

Où :

ΔF = Force tangentielle.

A = Surface de cisaillement.

x = Distance entre les surfaces de cisaillement.

Δx = Déplacement de cisaillement.

Les fluides n'ont aucune résistance au cisaillement, donc $\mu = 0$.

4.3.c. Module d'incompressibilité K :

Le module d'incompressibilité exprime la résistance d'un matériau à la compression, et est défini comme étant le rapport contrainte-déformation sous une pression hydrostatique simple.

$$K = \frac{\Delta P}{\Delta V/V} \quad (I-26)$$

Où :

ΔP : Variation de pression.

V : Volume

ΔV : Variation de volume.

Le module d'incompressibilité d'une roche est influencé par les fluides de saturation. Un fluide de saturation compressible tel que le gaz causera une diminution dans le module d'incompressibilité.

4.3.d. Coefficient de Poisson σ :

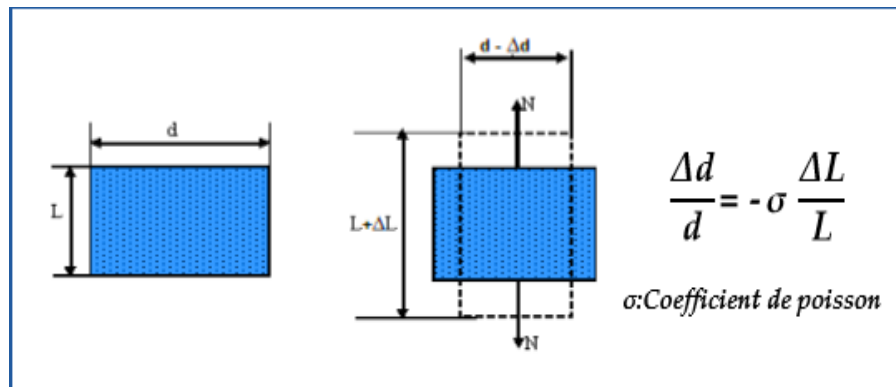
Le coefficient de Poisson est défini par le rapport entre le rétrécissement latéral et l'allongement longitudinal quand un matériau est soumis à une force de traction (dans le domaine élastique). Ainsi, il permet de caractériser le rétrécissement du matériau perpendiculairement à la direction de l'effort appliqué, le coefficient de poisson est sans unité, dans la plupart des cas il est égal à 0.25 et il s'écrit comme suit :

$$\sigma = \frac{\Delta d/d_0}{\Delta l/l_0} \quad (I-27)$$

Où :

$\Delta d/d_0$: Déformation transversale

$\Delta l/l_0$: Déformation longitudinale, dans la direction de la traction.



Figure(I-7): Relation entre le coefficient de poisson et la déformation.

[Sherif.R.E & Geldart L.P .1982]

On peut aussi exprimer le coefficient de Poisson en fonction de V_p/V_s :

$$\sigma = \frac{(\gamma)^2 - 2}{2(\gamma)^2 - 2} \quad (I-28)$$

Il est toujours inférieur ou égal à 0.50. S'il est égal à 0.50, le matériau est parfaitement incompressible. [Sherif. & Geldart L.P .1982].

La Figure (I-8) montre la variation de coefficient de poisson en fonction du rapport V_p/V_s pour plusieurs types de lithologie. On remarque que les roches saturées en gaz ont un faible coefficient de Poisson inférieur à 0.15, tandis que les roches saturées en eau ont un coefficient de Poisson supérieur à 0.4. Des mesures effectuées par Domenico en 1977 dans les sables d'Ohio ont montré que σ est de l'ordre de 0.10-0.15 pour les sables imprégnés du gaz et de l'ordre de 0.40 pour les sables imprégnés de l'eau.

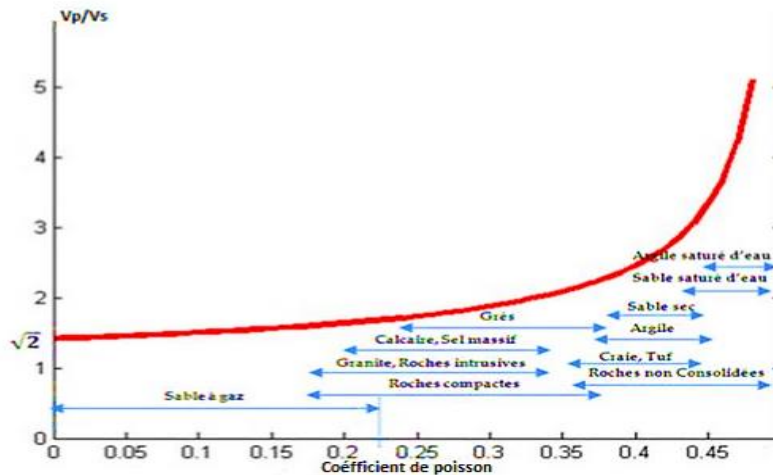


Figure (I-8): Courbe de la variation du rapport du V_p/V_s en fonction de coefficient de poisson σ [Sherif.R.E & Geldart L.P, 1982]

I.5. Relation entre les paramètres élastiques :

Le tableau I-4 exprime les différentes relations, entre les paramètres élastiques, tel que chaque paramètre peut être déterminé à partir de deux autres.

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

Tableau I-5: Relation entre les différents paramètres élastiques [Sherif.R.E & Geldart L.P.1982].

Chapitre II

INVERSION

SISMIQUE

Introduction

La théorie du problème inverse a souvent mauvaise réputation au sein de la communauté scientifique. Elle est considérée trop mathématique, déconnectée de la réalité. Pour ces raisons, beaucoup la jugent réservée à une communauté précise dont on admire les prouesses intellectuelles mais que l'on ne prend finalement pas très au sérieux dès qu'il s'agit d'applications pratiques sur des données réelles acquises sur le terrain.

En géophysique, et principalement le secteur d'exploration pétrolière où les données sismiques représentent une source importante pour l'investigation de la structure et la composition de sous-sol, L'inversion devient de plus en plus un moyen de première nécessité. Pour traiter ce problème, la communauté géophysique a mis au point un nombre de méthodes d'inversion qui prennent en considération différents types de données en entrée .Elles peuvent intervenir dans les temps de propagation, la forme d'onde et dans les amplitudes.

Une méthode d'inversion d'amplitude en sismique consiste à transformer les données sismiques de réflexion mesurées en surface en propriétés quantitatives de la roche. Elle représente actuellement un outil adéquat pour l'interprétation lithologique des réservoirs pétroliers.

II.1 Définition de l'inversion

D'après J.B. Keller deux problèmes sont dits inverses l'un de l'autre si la formulation de l'un met l'autre en cause. Cette définition comporte une part d'arbitraire, et fait jouer un rôle symétrique aux deux problèmes considérés. Une définition plus opérationnelle est qu'un problème inverse consiste à déterminer les causes connaissant les effets. Ainsi, ce problème est l'inverse de celui appelé problème direct, consistant à déduire les effets, les causes étant connues.

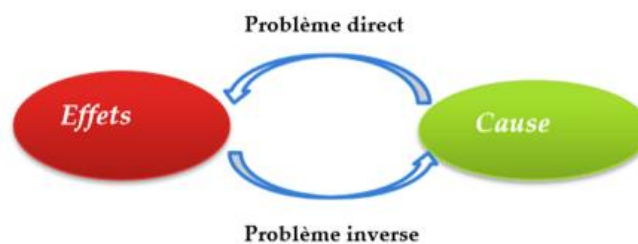


Figure (II-1) :Problème direct est inverse

II.2 Inversion sismique

En géophysique, l'inversion peut être définie comme une procédure mathématique visant à extraire des informations relatives à la structure et à la composition de l'intérieur de la terre sur la base des données acquises sur terrain. Nos observations montrent les effets des propriétés de la roche sur un phénomène physique comme le champ de gravité, le magnétisme ou la propagation des ondes.

L'inversion sismique consiste à déterminer les paramètres élastiques et acoustiques de sous-sol à partir des mesures réalisées en surface en combinant les données sismiques et celle de diagraphie.

« La technique d'inversion consiste à chercher le jeu de paramètres d'un modèle représentatif du terrain qui minimise une certaine fonction, cette optimisation de modèle peut se faire de façon itérative. On se donne d'abord un premier schéma de répartition des grandeurs à déterminer, on calcule quelle serait la réponse sismique d'un tel terrain, c'est la résolution du problème direct. Ensuite, on s'efforce de calculer les corrections à apporter au premier modèle pour obtenir un meilleur, en calculant la réponse et on continue. [TARANTOLA, 1984a], [Patrick et al, 1996] A partir de cette citation, on établit l'algorithme d'inversion qui est donné par la figure III-2 :

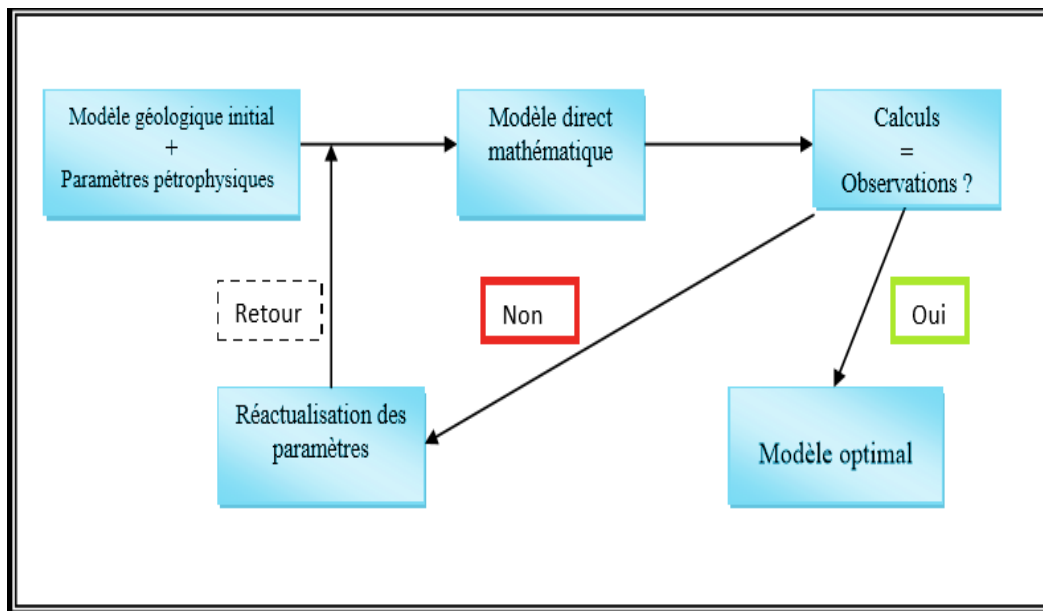


Figure (II-2) : Organigramme explicatif du processus d'inversion

Nous retenons la définition de l'inversion sismique suivante : " L'inversion des données sismiques cherche à résoudre le problème fondamental de l'exploration pétrolière qui

est la détermination de la répartition spatiale des propriétés des roches à partir des observations faites à la surface. " (Marie, J.L 1998)

II.3 Les type d'inversion sismique :

Les données sismiques acquises peuvent porter deux types d'informations : les temps d'arrivées et les amplitudes. Dans laquelle l'inversion va les traiter séparément

- L'inversion sismique des temps d'arrivées permet de déduire la forme et la profondeur des structures géométriques de la sub-surface, cette dernière est représentée par les vitesses des différentes couches, ainsi que la géométrie du réflecteur et elle est appelée inversion structurale ou tomographie.
- L'inversion des amplitudes permet d'avoir une approche directe de la lithologie et des fluides d'un réservoir à l'aide des paramètres estimés notamment les impédances acoustiques et élastiques qui disposent des informations relatives au caractère lithologique et petro physique des structures, et est appelée inversion stratigraphique, cette dernière représente l'objet de notre étude.

II.4. Le problème direct :

En général, il est plus facile de calculer l'effet d'une cause que d'estimer la cause de cet effet. On connaît en général le raisonnement mathématique ou physique à utiliser pour décrire les observations si les conditions, structure et propriétés de la terre, sont bien connues. Ce type de calcul constitue le problème direct. Le problème direct est généralement formulé par l'expression. [Albert Tarantola, 2005]

$$d = G (M) \quad (II-1)$$

Où m est la fonction décrivant les paramètres du modèle et d'un nombre fini de données, m et d sont tous deux des vecteurs. G étant un opérateur (physique, géométrie du milieu, etc.). En d'autres termes, le problème direct considère les paramètres du modèle et les transforme (à travers G) en observations, en d'autres termes modéliser l'effet en appuyant sur des hypothèses concernant la cause.

4.1 Problème direct en sismique

Le problème direct en sismique c'est la construction de la trace synthétique. Dans le problème direct on suppose que le modèle de l'impédance acoustique et l'ondelette sont connues, et la série de réflectivité est extraite du modèle de l'impédance acoustique par un simple calcul.

Le model de la trace synthétique est obtenu par la convolution de la série de réflective par L'ondelette comme ci montre dans la figure suivant [B.Russell, 2006].

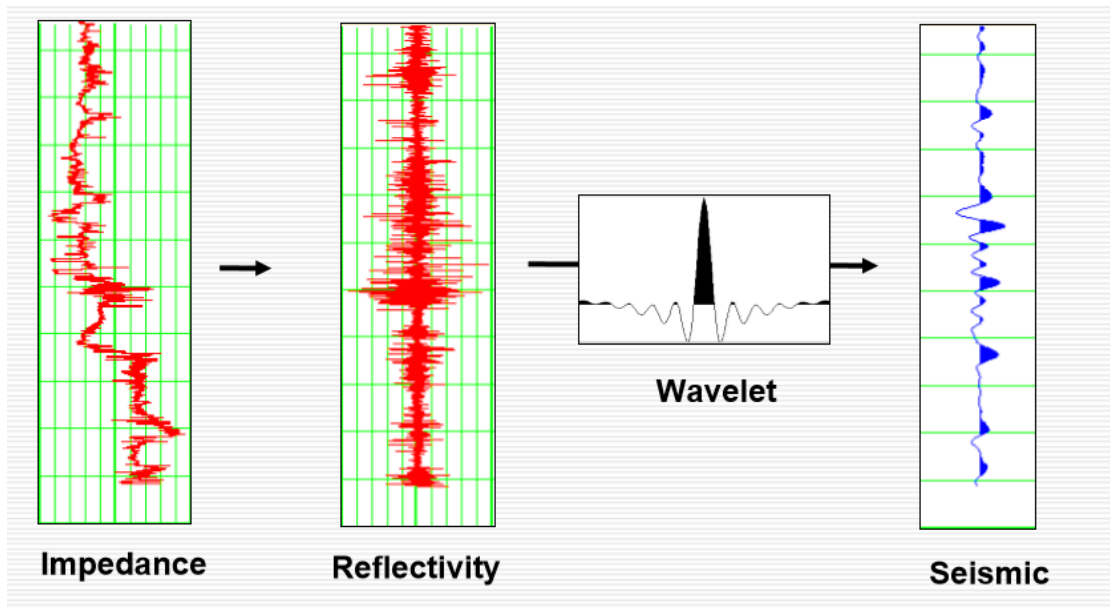


Figure (II-3) : Le Problème direct en sismique. [B. Russell, 2006].

4.2 Modélisation D'un phénomène Physique :

Modéliser un phénomène, c'est en créer une représentation virtuelle de phénomènes réels à partir d'algorithmes et de modèles mathématiques. La modélisation permet de refaire « virtuellement », et à volonté, une expérience en modifiant toutes les données opératoires et géométriques. D'une façon générale on applique ce processus soit pour valider le principe d'une méthode avant l'application soit pour vérifier la validité d'une hypothèse.

4.3 La modélisation en prospection sismique :

En prospection sismique, on cherche à modéliser l'expérience d'un tir sismique de réflexion c'est-à-dire accéder au phénomène de propagation d'une onde élastique ou acoustique dans un demi espace à partir d'une source considérée comme ponctuel. Une telle simulation permet d'obtenir l'état vibratoire de la surface de milieu en fonction de temps autrement dit le sismogramme synthétique. L'établissement de ce dernier à partir d'un modèle géologique théorique constitue la résolution de problème direct qui a pour but de comprendre quels sont les caractères sismiques qui fournissent les indices des anomalies géologiques recherchées. [G.Henry, 1997]

4.4 Le model convolutif d'une trace sismique :

Les données sismiques acquises sont généralement une section sismique 2D ou 3D. Chaque section est un enregistrement sismique composé d'un certain nombre de traces représentant la réponse du sous-sol à une excitation donnée. L'énergie d'une source sismique, caractérisée par une signature $w(t)$ dite ondelette, est émise dans le sous-sol. Cette onde va se propager pour se réfléchir à chaque interface et donner ainsi, une superposition de réflexions. [G.Henry, 1997]

La trace sismique enregistrée en sismique réflexion est le résultat de la convolution de l'ondelette émise par la réponse impulsionnelle du sous-sol (série des coefficients de réflexion), auquel s'ajoute le bruit, et s'écrit comme suit :

$$T(t) = W(t) * R(t) + B(t) \quad (\text{II-2})$$

$W(t)$: Représente l'ondelette émise.

$R(t)$: Représente la série de réflectivité.

$B(t)$: bruits additif.

Gras à ce modèle (modèle convolution) on peut comprendre comment des changements dans les propriétés des roches résultent en changements de forme, de l'ondelette, observés dans les données sismiques.

Le modèle convolutif repose sur certain nombre d'hypothèses :

- a. Le milieu géologique à une stratification horizontal
- b. La vitesse d'intervalle des couches est constante
- c. Ondelette est stationnaire.
- d. La source utilisé génère des ondes planes a incidence normale de type P.

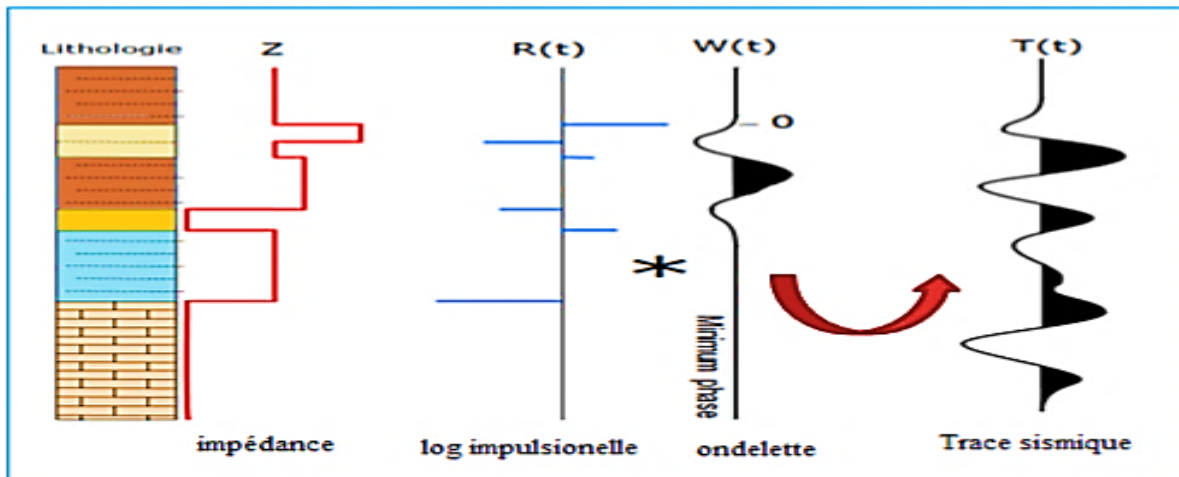


Figure (II-4) : Le model convolutif de la trace sismique.

II.5 Problème inverse :

L'objectif de problème inverse est d'améliorer la connaissance d'un projet ou d'un phénomène en utilisant l'information à son sujet. En projetant cette expression sur la plan sismique, on trouve que l'objectif de l'inversion est de retrouver des informations sur les propriétés acoustiques et élastiques caractérisant le sous-sol et on le désigne sous le nom imagerie sismique, tomographie, inversion stratigraphique et d'autres noms encore selon les variantes des méthodes. [Albert Tarantola, 2005]

Les programmes d'inversion peuvent être globaux ou partiels, suivant qu'ils prennent en compte toutes les informations sismiques enregistrées ou seulement une partie. Par exemple, à partir des traces on obtient un profil d'impédance acoustique par un programme d'inversion globale, par contre à partir des temps de parcours extraits des traces on peut obtenir une répartition de vitesse dans une série de cellules par inversion partielle. Une autre distinction est faite selon que le programme est itératif ou non. Les programmes d'inversion non itératifs font appel à un procédé mathématique quantifié de fonction de transfert et la possibilité de définir une telle fonction nécessite beaucoup d'approximation. Les programmes itératifs permettent de mieux approcher le modèle à la réalité.

Pour la prospection sismique, le problème inverse se heurte à un obstacle redoutable, l'indétermination fondamentale. Cette indétermination est le résultat de deux causes principales :

- 1) La relation non-linéaire entre la réponse sismique et les paramètres du milieu (problème mal posé). Des connaissances incertaines :
- 2) Les données d'observation contiennent des incertitudes expérimentales (erreurs de mesures).
- 3) La théorie physique de modélisation est une approximation d'une réalité encore beaucoup plus complexe (erreur de modélisation).

5.1 Problème inverse en sismique :

Le problème inverse est plus complexe, il consiste à extraire les propriétés de couches à partir des propriétés d'interfaces, c'est-à-dire à estimer les paramètres acoustiques de la roches à partir des données sismiques. [BrianRussell, 2006]

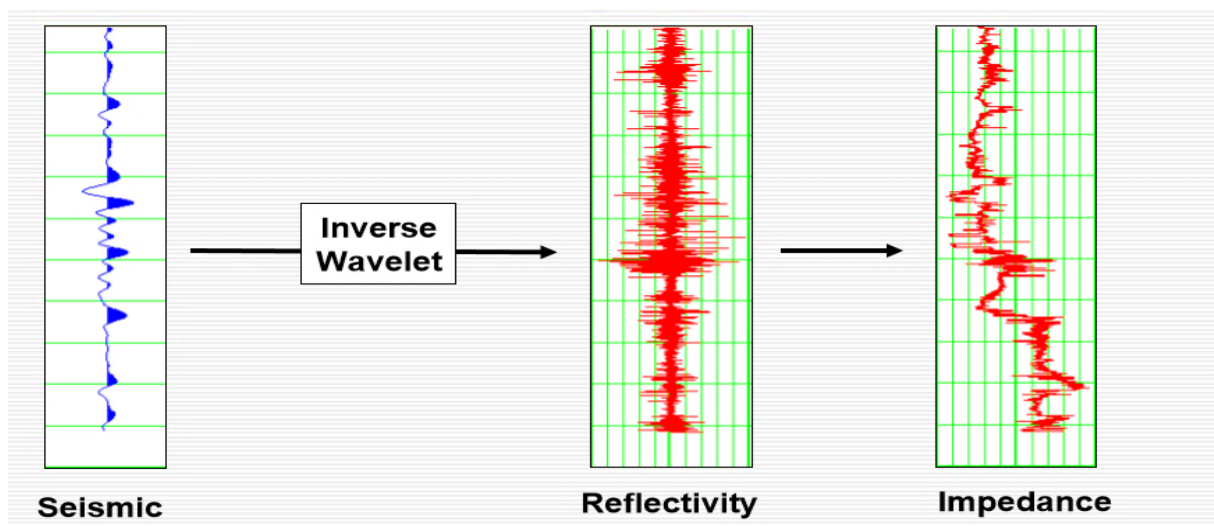


Figure (II-5) : Le problème inverse en sismique. [BrianRussell, 2006].

II.6 Le problème bien et mal posé

Le célèbre mathématicien Jacques Salomon Hadamard a introduit dès 1923 la notion de problème bien posé. Cette dernière est gouvernée par les trois critères qui suivent :

1-Critère d'existence : la solution existe.

2-Critère d'unicité : la solution doit être unique

3-Critère de stabilité : la solution dépend continûment des données, une erreur de mesure, doit avoir le même ordre de grandeur dans l'estimation des paramètres du modèle.

Les problèmes inverses ne vérifient souvent pas l'une ou l'autre de ces conditions, voire les trois ensembles, pour les raisons suivantes :

– 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 que des paramètres différents conduisent aux mêmes observations

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 réelles. [Michel KERN, 2002].

II.7 La résolution du problème inverse

Après la formulation de problème direct débattu précédemment : $d=Gm$ où m,d,G représentent respectivement en sismique le modèle du sous-sol, les données sismiques et l'opérateur mathématique qui décrit la relation entre les deux premiers termes. Le problème inverse consiste alors à estimer le modèle m à partir de la connaissance des données sismiques observées. Dans certains cas idéaux, il existe des théories qui permettent de calculer directement de G : $m = G^{-1}(d)$.

Mais celle-ci elle est peut appliquer pour inverser des données réelles, car elles sont souvent instables et sensibles aux bruits contenues dans les données observées, ainsi pour l'appliquer il faut que la matrice G doit être carrées ce qui n'ai pas le cas (il n'existe pas une matrice carrées physiquement).

Si pour cette raison la plus part des méthodes d'inversion consiste à minimiser l'écart entre les données synthétique et les données réelles. L'écart est évalué par une fonction appelée (la

fonction coût (C), suivant une norme,, généralement les moindres carrés .Cette fonction représente la différence entre les données sismiques et le model calculé.

$$C = \sum_i |e_i|^2 = \sum_i |d_i - r_i|^2 \quad \text{Est appelé critère des moindres carrés.} \quad (\text{II-3})$$

Ou :

e_i : représente l'erreur entre les données réelles et les données synthétiques ($e_i = d_i - r_i$)

d_i : Les données synthétiques

r_i : Les données réelles.

L'intérêt du critère des moindres carrés réside dans le fait que lorsque le problème est linéaire ou quasi-linéaire, la fonction coût est un paraboloïde avec un minimum unique.

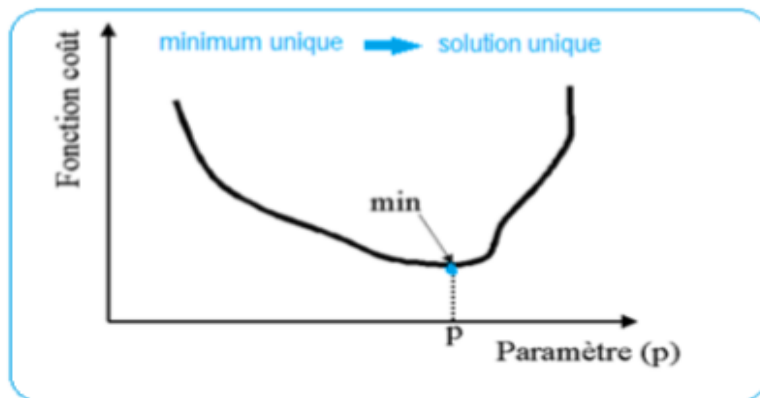


Figure (II-6): Fonction coût au sens des moindres carrés.

La minimisation de la fonction coût dépend de type de problème étudié linéaire ou non linéaire.

1. Problème linéaire : il peut résoudre en utilisant une inversion linéaire au sens des moindres carrés dont la matrice de covariance sur les données d est notée C_d et la matrice de covariance du modèle de départ (m_0) et notée C_m . dans le système $d=G(m)$ va être écrit sous la forme matricielle $d=Gm$

Pour simplifier le problème, nous supposons que les erreurs sont gaussiennes .La fonction coût est donnée par l'expression (Tarantola 1987) :

$$C(m) = (r - Gm)^T (r - Gm) C_d^{-1} + (m - m_0)^T (m - m_0) C_m^{-1} \quad (\text{II-4})$$

Le résultat de l'inversion est donné par l'expression :

$$m = m_0 + (G^T C_d^{-1} G + C_m^{-1})^{-1} G^{-1} C_d^{-1} (d - Gm) \quad (\text{II-5})$$

2. problèmes non-linéaires : la fonction coût peut avoir plusieurs minima, un minima global et des minima locaux, la mise sous forme matricielle $d = Gm$ n'est plus possible et donc il n'existe pas de solution directe, d'où la nécessité d'utiliser une méthode itérative qui, souvent, ne peut converger qu'après un grand nombre d'itérations.

La méthode plus adaptée pour minimiser la fonction cout est la méthode du gradient conjuguée

➤ **Principe de la méthode du gradient conjugué :**

Cette méthode est basée sur la génération de directions conjuguées.

Un ensemble de vecteurs non nuls $\{p_0, p_1, \dots, p_n\}$, est conjugué par rapport à une matrice symétrique, définie positive, A , si :

$$p_i^T A p_j = 0, \forall i \neq j \quad (\text{II-6})$$

Ces vecteurs sont également linéairement indépendants. considérons donc le système linéaire

$$Ax = b \quad (\text{II-7})$$

Et le problème de minimisation équivalent

$$\min \phi(x) = \min \frac{1}{2} x^T A x - b^T x \quad (\text{II-8})$$

Avec son gradient

$$\nabla \phi(x) = Ax - b = r(x) \quad (\text{II-9})$$

Etant donné un point initial $x_0 \in \mathbb{R}^n$ et un ensemble de directions conjuguées, nous générons la suite $\{x_k\}$ par

$$x_{k+1} = x_k + \alpha_k p_k \quad (\text{II-10})$$

α : Est le minimiseur de $\phi(x)$ dans la direction $x_k + \alpha_k p_k$, données par :

$$\alpha_k = - \frac{r_k^T p_k}{p_k^T A p_k} \quad (\text{II-11})$$

Nous avons le résultat suivant :

Pour tout $x_0 \in \mathbb{R}^n$, la suite $\{x_k\}$ générée par l'algorithme de direction conjuguées (II-9, II-10) converge vers la solution x du système linéaire II-7

Le problème est maintenant de calculer r les éléments de $\{p_0, p_1, \dots, p_n\}$. la méthode de gardien conjugués, arrive à génère la direction p_k en utilisant seulement le vecteur précédent p_{k-1} . chaque direction p_k est prise comme une combinaison linéaire de la direction de descente $-\nabla\phi(x_{(i)}) = b - Ax_{(i)} = -r(i)$ et la direction précédent p_{k-1}

$$p_k = r_k + \beta_k p_{k-1} \quad (\text{II-12})$$

Où le scalaire β_k est choisi pour que p_{k-1} et p_k sont orthogonaux. Imposant la condition (II-6) nous trouvons que :

$$\beta_k = \frac{r_k^T p_{k-1}}{p_{k-1}^T A p_{k-1}} \quad (\text{III-13})$$

Nous pouvons comme direction initial p_0 de descente au point initial x_0 et nous obtenons un algorithme :

$$\begin{aligned}
 &k = 0, r_0 = Ax_0 - b, p_0 = -r_0 \\
 &\text{While } r_k \neq 0 \\
 &\quad \alpha_k = \frac{r_k^T r_k}{p_k^T A p_k} \\
 &\quad x_{k+1} = x_k + \alpha_k p_k \\
 &\quad r_{k+1} = r_k + \alpha_k A p_k \quad (r_{k+1} = Ax_{k+1} - b) \\
 &\quad \beta_{k+1} = \frac{r_{k+1}^T r_{k+1}}{r_k^T r_k} \\
 &\quad p_{k+1} = -r_{k+1} + \beta_{k+1} p_k \\
 &\quad k = k + 1 \\
 &\text{END.}
 \end{aligned}$$

Chapitre III

INVERSION SIMULTANÉE DES DONNÉES SISMIQUE AVANT SOMMATION

Introduction :

Comme on a déjà vu dans le chapitre II, l'inversion sismique et notamment l'inversion stratigraphique est un exemple très connu de la famille des problèmes inverses dans l'industrie pétrolière. Elle est devenue de plus en plus un outil incontournable de sismicien soit aux cours de l'exploration ou de l'exploitation parce-qu' elle a ouvert la voie pour arriver à donner une meilleure description quantitative du réservoir à une échelle plus fine que celle atteinte par les méthodes classiques et d'une façon continue spatialement.

Le principal objectif de l'inversion stratigraphique est de transformer les amplitudes sismiques en propriétés quantitatives de la roche aptes à caractériser l'aspect lithologique et pétro-physique du réservoir. Si on considère à titre d'exemple l'impédance acoustique, on trouvera à la fin de l'inversion qu'on a estimé le Log d'impédance acoustique à chaque CDP. Alors à l'aide de l'inversion on peut savoir comment l'image de sous-sol peut apparaître si on fait un forage à chaque CDP. [L. Pianelo, D. Guérillot, T. Gallouët,2000]

En comparaison avec les amplitudes sismiques, le résultat de l'inversion montre une résolution meilleure ce qui conduit à une bonne estimation des propriétés de réservoir comme la porosité, la perméabilité. Un autre intérêt de l'inversion stratigraphique réside dans la possibilité d'ajuster les calculs de risques et des incertitudes. L'inversion stratigraphique peut être appliquée sur des données sismiques avant ou après sommation ce qui donne deux sortes d'inversion stratigraphique :

- L'inversion après _sommation (post-stack).
- L'inversion avant _sommation (prés -stack).

Traditionnellement, l'inversion est appliquée sur des données sismiques après sommation dans le but de générer l'impédance acoustique qui est utilisée généralement par les interpréteurs pour connaître la discrimination lithologique de sous-sol et mieux cartographier l'extension et l'épaisseur de réservoir. Mais l'impédance acoustique toute seule n'a pas le pouvoir de donner un accès aux informations liées à la présence et la nature du fluide ce qui donne une caractérisation incomplète du réservoir. Dans cet objectif, les géophysiciens ont intégré l'inversion des données sismiques avant sommation (Pré-stack). Qu'appelle-t-on inversion pré-stack ? Quel est son apport à l'interprétation ? Comment est-elle réalisée ? Toutes ces questions vont être discutées ci-dessous.

II.1 Inversion des données sismiques après sommation (post-stack) :

L'inversion post-stack transforme un seul volume de données sismiques en impédance acoustique grâce à l'intégration des données sismiques, des données de puits et d'une interprétation stratigraphique de base. Le volume d'impédance résultant peut être utilisé pour prédire les propriétés du réservoir. Comme son nom l'indique, l'inversion post-stack s'effectue sur des données sismiques sommées, c'est à-dire à incidence normales, ce qui implique que la réflectivité (et donc l'amplitude) n'est influencée que par les contrastes d'impédance acoustique,

Il existe plusieurs méthodes d'inversion après sommation (post-stack), dans ce travail on va voir juste 3 principale méthode.

1.1 La méthode récursive classique (band limite) :

C'est la première technique de l'inversion post-stack qui a été développée. Dans cette technique on suppose que la trace sismique représente approximativement la réflectivité. Elle permet de calculer la valeur de l'impédance acoustique d'une couche donnée, connaissant celle de la couche sus-jacente et du coefficient de réflexion de l'interface séparant les deux couches ; pour n couches, l'estimation des impédances acoustiques nécessite seulement la connaissance de celle de la première couche.

Est sont algorithme qui constitue le point de départ de l'inversion sismique est donne somme suit :

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

$$1 + r_i = \frac{Z_{n+1} + Z_n}{Z_{n+1} + Z_n} + \frac{Z_{n+1} - Z_n}{Z_{n+1} + Z_n} = \frac{2Z_{n+1}}{Z_{n+1} + Z_n} \quad (\text{III-2})$$

$$1 - r_i = \frac{Z_{n+1} + Z_n}{Z_{n+1} + Z_n} - \frac{Z_{n+1} - Z_n}{Z_{n+1} + Z_n} = \frac{2Z_n}{Z_{n+1} + Z_n} \quad (\text{III-3})$$

$$\frac{1 - r_i}{1 + r_i} = \frac{Z_n}{Z_{n+1}} \quad (\text{III-4})$$

$$Z_{n+1} = Z_n \frac{1 - r_i}{1 + r_i} \quad (\text{III-5})$$

Pour la nième couche, l'impédance acoustique s'exprime :

$$Z_n = Z_1 \prod_{i=1}^{n-1} \frac{1 - r_i}{1 + r_i} \quad (\text{III-6})$$

La formule ci-dessus est appelée, formule de l'inversion récursive discrète, et constitue le point de départ de l'inversion sismique. Elle permet de calculer la valeur de l'impédance acoustique d'une couche donnée, connaissant celle de la couche sus-jacente et du coefficient de

réflexion de l'interface séparant les deux couches ; pour n couches, l'estimation des impédances acoustiques nécessite seulement la connaissance de celle de la première couche. [Manuel strata, 2011]

Limites de la méthode :

Comme toutes les autres méthodes, la méthode d'inversion récursive a ses limites, ces dernières sont exprimées comme suit :

- Bande fréquentielle limitée : La trace sismique possède un spectre de bande fréquentielle limitée, ceci est dû à la convolution de la série de réflectivité par l'ondelette ce qui provoque des pertes dans le contenu haut et bas fréquent, cet aspect est problématique car elle ne permet pas de récupérer les impédances absolues.
- Les bruits : Comme la méthode consiste à extraire les impédances directement à partir des traces sismiques, les résultats seront fortement affectés par les bruits, aléatoires et cohérents.

1.2 L'inversion colorée :

Inversion colorée a été introduite par Lancaster et Whitcombe (2000). Dans cette méthode, l'inversion peut être représentée approximativement comme un processus de convolution (filtrage). Il utilise simplement un opérateur (O) dans le domaine fréquentiel pour transformer directement les traces sismiques (S) en impédance (Z): [Manuel du logiciel strata ,2011]

$$Z = O * S \quad (\text{III-7})$$

1.3 Inversion après –sommation base sur un modèle :

En géophysique, les problèmes inverses sont souvent mal posés, notamment en sismique. L'extraction des paramètres acoustiques directement à partir des données sismiques (inversion récursive) devient compliquée dans la mesure où les données sont bruitées la solution n'est donc pas unique, et peut ne pas refléter la réalité géologique, il est nécessaire cependant de reposer le problème d'inversion sismique autrement. [Manuel du logiciel strata, 2011]

1.3. a Méthodologie :

Hampson et Russel (1991), ont décrit une méthode intitulée 'model based inversion' pour l'inversion des données sismiques sommées, Cette méthode consiste à estimer les paramètres acoustiques du sous-sol de manière itérative en utilisant l'inversion linéaire généralisée.

Elle consiste à calculer la réponse sismique d'un modèle initial à partir d'une ondelette ensuite la comparer aux données mesurées. L'écart sera calculé au sens des moindres carrées, en fonction de cet écart, une perturbation du modèle sera appliquée. Le procédé est répété jusqu'à

la minimisation de l'écart (fonction coût), et donc la convergence vers le modèle qui justifie le mieux les données mesurées.

La mise en œuvre de cette inversion nécessite :

- Une bonne connaissance de l'ondelette sismique.
- Un modèle de départ proche de la réalité.

Les méthodes d'extraction de l'ondelette, et construction du modèle initial seront abordées à la fin du chapitre.

1.3.b. Formulation de l'inversion après –sommation généralisée :

Comme nous la vout vue précédemment, l'inversion après –sommation s'effectue sur des données sommées, c'est à-dire à incidence normales, ce qui implique que la réflectivité (et donc l'amplitude) n'est influencée que par les contrastes d'impédance acoustique due elle s'exprime comme suit :

$$R_{pi} = \frac{Z_{pi+1} - Z_{pi}}{Z_{pi+1} + Z_{pi}} \tag{III-8}$$

Pour de faibles contrastes d'impédances acoustiques, on écrit :

$$R_{pi} \approx \frac{1}{2} \frac{\Delta Z_{pi}}{Z_{pi}} \tag{III-9}$$

$$R_{pi} \approx \frac{1}{2} \Delta \ln(Z_{pi}) \tag{III-10}$$

$$R_{pi} \approx \frac{1}{2} [\ln(Z_{pi+1}) - \ln(Z_{pi})] \tag{III-11}$$

$$R_{pi} \approx \frac{1}{2} [L_{pi+1} - L_{pi}] \tag{III-12}$$

Où : $L_{pi} = \ln Z_{pi} . \tag{III-13}$

Si on considère une réflectivité de N échantillons, l'équation (IV-12) peut exprimer sous la forme matricielle suivante :

$$\begin{bmatrix} R_{p1} \\ R_{p2} \\ \vdots \\ R_{pn} \end{bmatrix} = \frac{1}{2} \begin{bmatrix} -1 & 1 & 0 & \dots \\ 0 & -1 & 1 & \ddots \\ 0 & 0 & -1 & \ddots \\ 0 & 0 & \ddots & \ddots \end{bmatrix} \begin{bmatrix} L_{p1} \\ L_{p2} \\ \vdots \\ L_{pn} \end{bmatrix} \tag{III-14}$$

$$R_{pi} = \frac{1}{2} D L_{pi} \tag{III-15}$$

Où : D représente la matrice dérivative

Si on représente la trace sismique (T) comme la convolution de l'ondelette avec la réflectivité, le résultat sera écrit sous la forme matricielle suivante:

$$\begin{bmatrix} T_1 \\ T_2 \\ \vdots \\ T_n \end{bmatrix} = \frac{1}{2} \begin{bmatrix} W_1 & 0 & 0 & \dots \\ W_2 & W_1 & 0 & \ddots \\ W_3 & W_2 & W_1 & \ddots \\ \vdots & \vdots & \vdots & \ddots \end{bmatrix} \begin{bmatrix} R_{p1} \\ R_{p2} \\ \vdots \\ R_{pn} \end{bmatrix} \quad (\text{III-16})$$

Où :

T_i : Echantillon de la trace.

W_i : Echantillon de l'ondelette.

R_i : Echantillon de réflectivité.

$$T = \frac{1}{2} DWL_p \quad (\text{III-17})$$

Si on décide d'inverse cette l'équation à l'aide d'une technique d'inversion matricielle standard pour l'estimation de L_p en connaissons T et W , on aura affaire a deux problèmes :

-La matrice d'inversion n'est pas stable.

- Elle ne permet pas de récupérer la composante basse fréquence des impédances acoustiques.

Une autre stratégie qui est mieux adaptée à notre équation consiste en la construction d'un modèle initial et de suivre un chemin itératif vers la solution à l'aide de méthode de gradient conjugué. [D. P. Hampson, B. H. Russell, B. Bankhead, 2006]

III.2 Inversion simultanée des données sismiques avant –sommation :

Durant les dernières décennies, l'inversion sismique avant-sommation a été introduite dans l'industrie pétrolière et elle est actuellement un moyen clés pour la caractérisation des réservoirs grâce à sa fiabilité. Une multitude de nouvelles techniques d'inversion de pré-stack , ont été mises au point, chacune d'entre elles apportant un léger changement dans la façon d'extraire les informations sur la lithologiques et les fluides à partir des données sismiques pre-stack. Ces méthodes sont lambda-murho (LMR), l'inversion simultanée avant sommation (pre-stack) et l'élasticité élastique étendue (Extended Elastic Impedance) (EEI). [J. Pendrel ,2001]

Dans notre travail nous allons nous intéresser sur l'inversion simultanée avant somation (pré-stack) ((elle est appelé l'inversion simultanée car les impédances P et S sont calculées en même temps que la densité)) émerge de la nécessité d'extraire plus d'informations des données sismiques pour résoudre les problèmes géologiques qui ne sont pas résolus par l'inversion post-stack. Elle et considérée comme la méthode ultime qui combine les données AVO avec les techniques d'inversion sismique (Goffey, 2013). [B.Russell, 2014]

L'objectif de l'inversion simultanée est d'extraire Z_P , Z_S , et ρ , à partir des données sismiques non sommées (CDP ou Angle gathers), comme son nom l'indique elle inverse les amplitudes en fonction de l'offset (AVO) pour estimer simultanément les trois paramètres cités. A partir des paramètres résultant de l'inversion simultanée, on pourra générer d'autres attributs tels que le rapport VP/VS, le coefficient de Poisson et les paramètres de Lamé, à partir desquels tous les autres paramètres élastiques peuvent être calculés.

2.1 Avantages de L'inversion sismique simultanée :

- Les sorties de l'inversion sont des paramètres de couches alors que les données sismiques d'entrée sont des propriétés des interfaces.
- La réduction de l'effet de l'ondelette (phénomène de tuning) et améliorer de la résolution.
- Les sorties sont des propriétés physiques de la roche qui peuvent être directement comparées aux données de puits ce qui permet de faire un lien directe avec les propriétés de réservoir. En comparaison avec l'inversion après-sommation, l'inversion avant sommation peut donner des prédictions quantitatives sur la lithologie et le contenu en fluide.
- L'interprétation stratigraphique peut être améliorée car l'interprétation dans le domaine des impédances est souvent plus facile que dans le domaine sismique.

Lorsqu'on travaille dans le domaine pre-stack, l'incidence devient oblique, et le coefficient de réflexion sera fonction de Z_P , Z_S , et ρ , en plus de l'angle d'incidence θ , et il est représenté par les équations de Zoeppritz .

Afin de mieux comprendre le déroulement de l'inversion simultanée et comment on obtient l'impédance acoustique (Z_p), l'impédance d'onde de cisaillement (Z_s) et la densité. - On va aborder le coté mathématique

Avant toute chose on doit parler des équations de [Knott, et Zoeppritz,] pour mieux comprendre les approximations qui dérivent de ces dernières

2.2 Les équations de Zoeppritz :

Avant d'entamer les équations de Zoeppritz, il est nécessaire de mentionner d'abord les phénomènes de réflexion et de transmission associés à l'arrivée d'une énergie sur une interface. Séparant deux milieux caractérisés respectivement par des vitesses longitudinales V_p et des vitesses transversales V_s et des densités ρ différentes. Considérons une incidence oblique d'une onde de compression P, sur une interface séparant deux milieux homogènes et isotropes, de propriétés physiques différentes. Cette onde donnera naissance à deux ondes P et S réfléchies,

et deux autres transmises. Ce phénomène est appelé conversion d'onde et est illustré sur la figure suivante. [D'après Satinder Chopra, JhonP.Castagna, 2014]

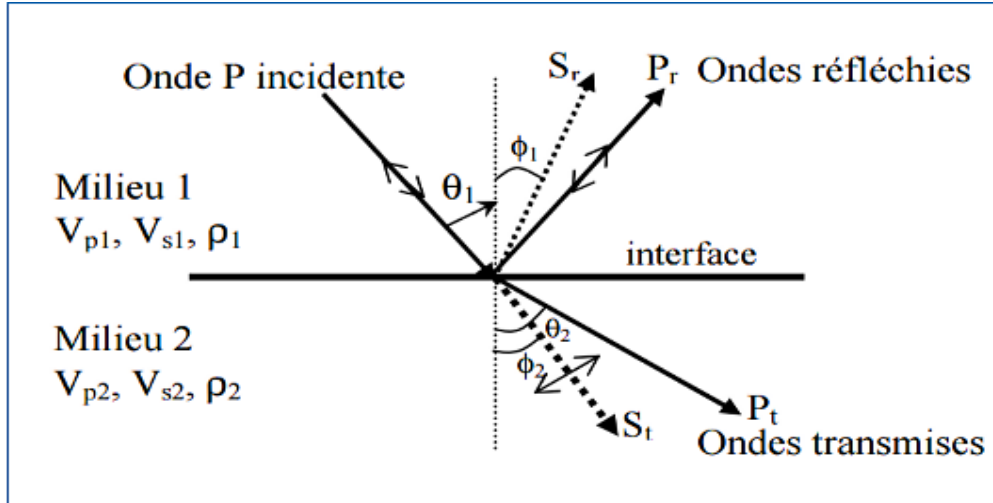


Figure (III- 1): Phénomène de conversion de l'onde P à incidence oblique

[M.Lavegne, 1986]

Les angles définis sur la figure ci-dessus sont liés par la loi de Snell-Descartes comme suit:

$$P = \frac{\sin\theta_1}{V_{p1}} = \frac{\sin\theta_2}{V_{p2}} = \frac{\sin\phi_1}{V_{p1}} = \frac{\sin\phi_2}{V_{p2}} \quad (III-18)$$

[Knott, 1899] et [Zoeppritz, 1919] invoquent la continuité du déplacement et de la pression comme condition aux limites pour exprimer les coefficients de réflexion et de transmission en fonction de l'angle d'incidence et des propriétés physiques des deux milieux (V_p , V_s et ρ). Ces paramètres sont dépendants de la lithologie et de la porosité de la roche, ainsi que du fluide contenu dans les pores. Les équations de [Knott, 1899] et [Zoeppritz, 1919] comprennent quatre inconnus qui sont les coefficients de réflexion et de transmission des ondes P et S à partir de ces conditions aux limites tout en respectant les équations de l'astrodynamique. Cela nous permettra d'introduire et d'utiliser différentes approximations de ces équations :

$$\begin{bmatrix} R_P(\theta_1) \\ R_S(\theta_1) \\ T_P(\theta_1) \\ T_S(\theta_1) \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} -\sin\theta_1 & -\cos\phi_2 & \sin\theta_2 & \cos\phi_2 \\ \cos\theta_1 & -\sin\phi_1 & \cos\theta_2 & -\sin\phi_2 \\ \sin_2\theta_1 & \frac{V_{P1}}{V_{S1}} \cos_2\phi_1 & \frac{\rho_2 V_{S2}^2 V_{P1}}{\rho_1 V_{S1}^2 V_{P2}} \cos_2\phi_1 & \frac{\rho_2 V_{S2} V_{P1}}{\rho_1 V_{S1}^2} \cos_2\phi_2 \\ -\cos_2\phi_1 & \frac{V_{S1}}{V_{P1}} \sin_2\phi_1 & \frac{\rho_2 V_{P2}}{\rho_1 V_{P1}} \cos_2\phi_2 & -\frac{\rho_2 V_{S2}}{\rho_1 V_{P1}} \sin_2\phi_2 \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \sin\theta_1 \\ \cos\theta_1 \\ \sin_2\theta_1 \\ \cos_2\phi_1 \end{bmatrix} \quad (III - 19)$$

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

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

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

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

Les équations de Zoeppritz ne permettent pas de comprendre le lien entre les amplitudes et les différents paramètres physiques, pour cela, des approximations de ces équations ont été établies, parmi celles-ci, nous allons en citer celles qui seront utiliser pour notre étude. [D'après Satinder Chopra, JhonP.Castagna, 2014]

2.2.a Approximation d'Aki et Richards

Les équations de Zoeppritz sont hautement non-linéaires en ce qui concerne les vitesses et les densités (Spratt et al, 1993). A partir de la description matricielle des équations de Zoeppritz, Aki et Richards (1980) ont tiré une formule qui comporte trois termes, le premier terme implique la vitesse des ondes P, la seconde impliquant la densité, et le troisième impliquant la vitesse des ondes S.

$$R_{PP}(\theta) = \frac{1}{2} \left(1 - 4 \frac{V_S^2}{V_P^2} \sin^2 \theta \right) \frac{\Delta \rho}{\rho} + \frac{1}{2 \cos^2 \theta} \frac{\Delta V_P}{V_P} - \left(4 \frac{V_S^2}{V_P^2} \sin^2 \theta \right) \frac{\Delta V_S}{V_S} \quad (\text{III-20})$$

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

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

$$\Delta \rho = \rho_2 - \rho_1 \qquad \rho = \frac{\rho_2 + \rho_1}{2}$$

V_P , V_S , ρ : sont représentés par la moyenne des deux milieux. θ est représenté par la moyenne entre l'angle d'incidence et de transmission.

Pour : ≈ 0

$$R(0) = \frac{1}{2} \left(\frac{\Delta V_P}{V_P} + \frac{\Delta \rho}{\rho} \right) \quad (\text{III-21})$$

La quantité III-21 représente le coefficient de réflexion à incidence normale

2.2.b Approximation de Fatti et al :

Fatti et al ont réarrangé l'équation d'Aki et Richards, de la manière suivante :

$$R_{PP}(\theta) = C_1 R_P + C_2 R_S + C_3 R_D \quad (\text{III-22})$$

Tel que :

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

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

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

$$\gamma = \frac{V_S}{V_P}$$

La formule de Fatti et al est plus stable que celle d'Aki et Richards car elle est paramétrisée sur les impédances et non par les vitesses. C'est pour cela qu'on l'utilise en inversion simultanée. Ces approximations qui représentent des linéarisations des équations de Zoeppritz, permettent de comprendre le lien entre les variations d'amplitudes en fonction de l'angle d'incidence, et la distribution spatiale des paramètres physiques. [Dr. Brian Russell, 2006].

2.3. Formulation mathématique de l'inversion simultanée avant sommation (près stack) :

Hampson et Russell (2005) ont combiné plusieurs études (Simons and Backus 1996) (Buland and Omre 2003) et ont posé le problème de l'inversion simultanée en admettant les hypothèses suivantes :

- La réflectivité est fonction de l'angle d'incidence et est exprimée par l'équation de Fatti et al.
- Il existe une relation linéaire entre le logarithme d'impédance P et celui de l'impédance S
- Il existe une relation linéaire entre le logarithme d'impédance P et celui de la densité ρ

La théorie de l'inversion après-sommation peut être étendue à l'inversion avant sommation où l'angle d'incidence est différent de zéro et la réflectivité est une fonction de R_P , R_S et R_D

On a montré que

$$R_P \approx \frac{1}{2} DL_P \quad (\text{III-23})$$

Alors :

$$R_S \approx \frac{1}{2} DL_S \quad (\text{III-24})$$

$$R_D \approx DL_D \quad (\text{III-25})$$

On sait que la fonction de réflectivité est exprimée comme suit :

$$R_{PP}(\theta) = C_1 R_P + C_2 R_S + C_3 R_D \quad (\text{III-26})$$

On a montré que la trace à incidence normale est exprimée par :

$$T = \frac{1}{2} DWL_P \quad (\text{III-27})$$

T_i : Echantillon de la trace.

W_i : Echantillon de l'ondelette.

En combinant les deux formules précédentes on obtient

$$T(\theta) = \frac{1}{2} C_1 W(\theta) DL_P + \frac{1}{2} C_2 W(\theta) DL_S + \frac{1}{2} C_3 W(\theta) DL_D \quad (III-28)$$

Où $L_S = \ln Z_S$ et $L_D = \ln \rho$.

Notez que l'ondulette dépend maintenant de l'angle.

Hampson et Russel ont émis l'hypothèse que le logarithme de Z_P est lié linéairement au logarithme de Z_S et à celui de Z_D par les relations empiriques suivantes :

$$\ln(Z_S) = K \ln(Z_P) + K_C \quad (III-29)$$

$$\ln(Z_D) = m \ln(Z_P) + m_C \quad (III-30)$$

Ces relations linéaires représentent la tendance régionale de la distribution des paramètres. Elles seront utilisées pour régulariser l'algorithme d'inversion, mais elles ne sont pas valable dans les zones à hydrocarbures, Hampson Russel ont proposé de rajouter des incertitudes correspondant à des anomalies d'hydrocarbures à ces équation :

$$\ln(Z_S) = K \ln(Z_P) + K_C + \Delta L_S \quad (III-31)$$

$$\ln(Z_D) = m \ln(Z_P) + m_C + \Delta L_D \quad (III-32)$$

$\Delta L_S, \Delta L_D$ Représentent l'effet de la présence d'un fluide différent de l'eau donc ils sont nul pour une formation mouillée.

Ces relations représentent une information conditionnelle à posteriori, elles donnent plus de stabilité au système, et permettent d'éviter le problème d'équivalence

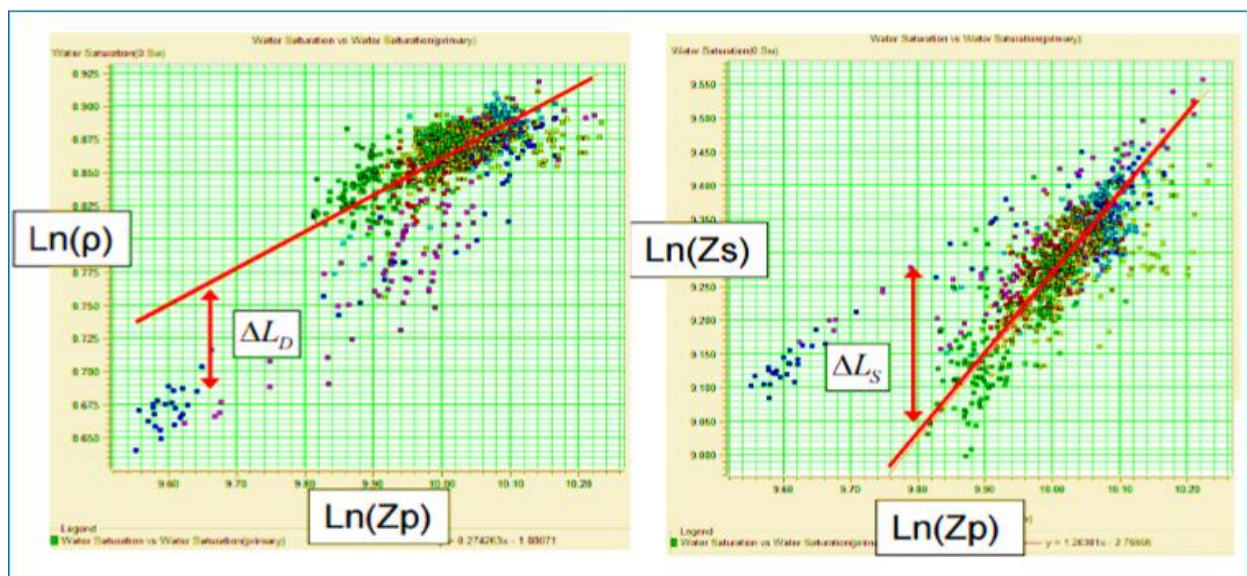


Figure (III-2) : Exemple d'un cross plot entre $\ln(Z_P)$ et $\ln(Z_S)$ à droite et $\ln Z_P$ et ρ à gauche [D. P. Hampson, B. H. Russell, B. Bankhead, 2006].

Si on applique l'opérateur de dérivation sur ces équations, on aura :

$$DL_S = KDL_P + \Delta L_S \quad (\text{III-33})$$

$$DL_S = KDL_P + \Delta L_S \quad (\text{III-34})$$

Maintenant, on effectue la substitution des équations dans l'équation (IV-19) pour avoir :

$$T(\theta) = \frac{C_1}{2} W_\theta DL_P + \frac{C_2}{2} W_\theta (KDL_P + D\Delta L_S) + C_3 W_\theta (mDL_P + D\Delta L_D) \quad (\text{III-35})$$

Après arrangement des termes, on aura :

$$T(\theta) = \left(\frac{C_1}{2} + \frac{C_2}{2} K + C_3 m \right) W_\theta (DL_P) + \frac{C_2}{2} (D\Delta L_S) + C_3 W_\theta (D\Delta L_D) \quad (\text{III-36})$$

Et finalement on simplifie les constantes pour avoir l'équation de l'inversion simultanée :

$$T(\theta) = \check{C}_1 W_\theta (DL_P) + \check{C}_2 (D\Delta L_S) + \check{C}_3 W_\theta (D\Delta L_D) \quad (\text{III-37})$$

Où :

$$\check{C}_1 = \frac{C_1}{2} + \frac{C_2}{2} K + C_3 m$$

$$\check{C}_2 = \frac{C_2}{2}$$

$$\check{C}_3 = C_3$$

Cette équation peut être implémentée sous la forme matricielle comme suit

$$\begin{bmatrix} T_{\theta 1} \\ \vdots \\ T_{\theta i} \\ \vdots \\ T_{\theta n} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \check{C}_1 W_{\theta 1} D & \check{C}_2 W_{\theta 1} D & \check{C}_3 W_{\theta 1} D \\ \vdots & \vdots & \vdots \\ \check{C}_1 W_{\theta i} D & \check{C}_2 W_{\theta i} D & \check{C}_3 W_{\theta i} D \\ \vdots & \vdots & \vdots \\ \check{C}_1 W_{\theta n} D & \check{C}_2 W_{\theta n} D & \check{C}_3 W_{\theta n} D \end{bmatrix} \begin{bmatrix} L_P \\ \Delta L_S \\ \Delta L_D \end{bmatrix} \quad (\text{III-38})$$

Pour la résolution de ce système, Hampson et Russel ont proposé une approche pratique consistant à initialiser la solution $[L_P \ \Delta L_S \ \Delta L_D]^T = [\ln(Z_p) \ 0 \ 0]^T$ où représente l'impédance acoustique de modèle initial, ensuite on procède par itérations vers la solution réelle en utilisant la méthode du gradient conjugué [D. P. Hampson, B. H. Russell, B. Bankhead, 2006]

Enfin on calcule les valeurs de Z_P, Z_S, ρ :

$$Z_P = \text{Exp}(L_P) . \quad (\text{III-39})$$

$$Z_S = \text{Exp}(KL_P + K_C + \Delta L_S) . \quad (\text{III-40})$$

$$\rho = \text{Exp}(mL_P + m_C + \Delta L_D) . \quad (\text{III-41})$$

III.3 Procédure de l'inversion simultanée avant sommation :

Le processus d'inversion qui consiste dans un premier temps à calculer la réponse synthétique ou bien la réponse sismique d'un modèle initial à partir des relations linéarisées du coefficient de réflexion en fonction de l'angle d'incidence (approximations de Fatti et al) convolé par une ondelette (fonction de l'angle), ensuite, on calcule la différence entre la réponse synthétique et la réponse réelle (fonction coût) qu'on essaye de minimiser en modifiant les paramètres de modèle initiale d'une façon itérative en utilisant la méthode du gradient conjugué jusqu'à avoir la valeur optimale de cet écart qui correspond aux paramètres du modèle réel comme illustré dans la figure. (Figure III-3) [Manuel du logiciel strata, 2012]

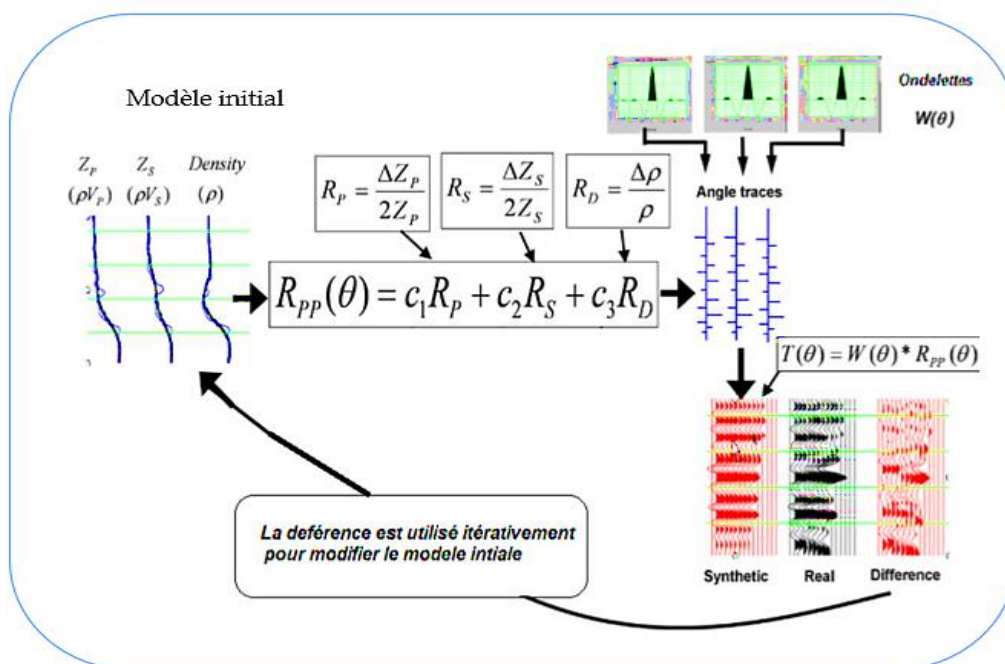


Figure (III-3) : Procédure algorithmique de l'inversion sismique simultanée

[Manuel du logiciel strata, 2012]

III.4 Données requises pour l'inversion sismique simultanée :

4.1 Les données sismiques :

L'inversion sismique avant-sommation utilise les données sismiques traitées en amplitude préservées, migrées en temps et collectées sous forme d'angle gather car ils peuvent aider à fructifier l'inversion. Généralement les données sismiques sont enregistrées comme une fonction d'offset où d'angle d'incidence.

4.2 Les données de puits :

A côté des données sismiques en entrée d'inversion sismique simultanée, on trouve les données De puits qui sont utilisées d'une part comme un point de départ et d'autre part comme un moyen de contrôle pour assure une bonne inversion.

Les données de puits utilisés sont :

4.2.1 Le carottage sismique :

Le principe consiste à mesurer le temps de propagation d'une onde sismique entre la surface du sol et une profondeur donnée. A cet effet, il suffit, idéalement de descendre un sismographe dans un puits à la profondeur voulue, puis créer un ébranlement en surface. Le temps qui sépare l'instant de l'ébranlement de celui où le signal arrive au sismographe est le temps cherché (éventuellement corrigé pour tenir compte de l'obliquité du trajet). Le principal avantage du carottage sismique est que l'enregistrement se fait jusqu'à la surface du sol. D'autre part, Les données peuvent ensuite être corrélées aux données sismiques de surface en corrigeant le Log sonique et en générant un sismogramme synthétique pour confirmer ou modifier les interprétations sismiques.

4.2.2 Le log densité :

Il représente un l'enregistrement en fonction de la profondeur de la variation de la densité. Diagraphie de densité.

4.2.3 Le log sonique (DT):

Le log sonique est un enregistrement en fonction de la profondeur du temps nécessaire à une onde acoustique P pour parcourir la distance émetteur -récepteur. Le temps de parcours ΔT ($\mu\text{s}/\text{ft}$) est connu comme étant le temps de transit, ou bien la lenteur, qui représente l'inverse de la vitesse de l'onde acoustique P.

4.2.4 Le log sonique shear -wave (DTS) :

Il représente un enregistrement en fonction de la profondeur du temps de propagation de l'onde de cisaillement S pour parcourir la distance émetteur -récepteur. Le temps de parcours ΔT ($\mu\text{s}/\text{ft}$) est connu comme étant le temps de transit, ou bien la lenteur, qui représente l'inverse de la vitesse de l'onde S.

4.3 Génération des logs manquants :

Pour faire une inversion simultanée il faut dispose des trois logs DT, DTS et Densité. Dans la pratique on a souvent affaire à l'absence du log s-wave , (DTS) ou bien du log densité Pour cela plusieurs méthode on était mise on point par la génération de ces logs.

4.3.1 Génération du log S-wave :

On utilise deux méthodes pour générer le log S-wave , l'équation de castagna et une relation multilinéaire.

a) Equation de castagna :

C'est une relation linéaire empirique qui relie V_S et V_P .

$$V_P = aV_S + b \quad (\text{II-42})$$

Il suffit de déterminer les constantes a et b en utilisant un cross-plot $V_P - V_S$. La pente de la droite de régression est le coefficient "a". Tandis que l'intercepté est "b".

b) Equation multilinéaire:

Le principe de cette méthode est de déterminer une relation entre la vitesse des ondes S et les autres paramètres pétro physiques tel que : V_P , Densité, Résistivité et Gamma Ray.

Les coefficients de cette équation sont déterminés par calibration dans les autres puits

4.3.2 Génération du log densité :

On utilise deux méthodes pour générer le log de densité : l'équation de Gardner et une relation multilinéaire.

a) Equation de Gardner

C'est une relation empirique qui relie ρ et V_P :

$$\rho = a \times V_P^b \quad (\text{II-43})$$

On introduit le logarithme afin d'obtenir une régression linéaire. Ensuite, Il suffit de déterminer les constantes a et b en utilisant un cross-plot P-wave vs Densité.

b) Equation multilinéaire:

Le principe de cette méthode est de déterminer une relation entre la vitesse des ondes S et les autres paramètres pétro-physiques tel que : V_P , Densité, Résistivité et Gamma Ray.

Les coefficients de cette équation sont déterminés par calibration dans les autres puits.

Une fois les trois logs (V_P, V_S et ρ) déterminés, on peut les combiner pour avoir d'autre logs comme l'impédance acoustique. Les diagraphies donnent une mesure continue ce qui permet d'avoir des paramètres des tranches d'épaisseurs très petites donc précises. Mais l'enregistrement ne commence pas par la surface. Pour pallier à cet inconvénient on utilise le carottage sismique.

III.5 Corrélation et extraction d'ondelette :

Après avoir préparés les données de puits et les données sismique on procède au calage.

5.1 Extraction d'ondelette :

L'ondelette sismique représente le lien entre la réponse sismique et les paramètres du sous-sol. Elle alors constitue le point commun entre le chemin inverse et direct. L'inversion étudiée est dite déterministe car elle se repose sur le fait que l'ondelette sismique est supposée connue. La réussite de toute inversion sismique est toujours conditionnée par une estimation précise de l'ondelette.

En inversion sismique avant sommation, le fait de dire que l'ondelette est constante spatialement n'est plus respecté. Elle devient dépendante de l'angle d'incidence, en effet elle est calculée pour plusieurs plages d'angles d'incidence : Proche, intermédiaire, éloigné (Near, Middle, Far).

L'ondelette sismique est un signal physique qui est caractérisé par son spectre d'amplitude et spectre de phase.

Par conséquent l'extraction d'ondelette est constitué par deux stades :

- Détermination de spectre d'amplitude
- Détermination de spectre de phase

Les données sismiques sont utilisées pour définir le spectre d'amplitude par un processus d'estimation statistique. Ce dernier est appliqué sous les conditions suivant :

- L'ondelette est à phase minimale.
- La forme d'onde est stationnaire dans la fenêtre d'extraction.
- La série des coefficients de réflexion est aléatoire : ce qui implique que le sismogramme possède les caractéristiques de l'ondelette sismique.
- L'autocorrélation du signal correspond à son spectre de puissance.
- La composante de bruit est négligeable.

Parmi les méthodes statistiques d'extraction, on va développer par la suite celle de l'autocorrélation.

La fonction d'autocorrélation de la trace sismique $T(t) = w(t) * r(t)$ sans multiple est donnée par :

Comme la série des coefficients de réflexion $r(t)$ est supposée blanche, et suit une loi Gaussienne de moyenne nulle et de variance σ^2 , on obtient une fonction d'autocorrélation :

$$\phi_{TT} = E[T(t).T(t+\tau)] \quad \text{(III-44)}$$

$$\phi_{TT} = E[W(t)*r(t).W(t+\tau)*r(t+\tau)] \quad \text{(III-45)}$$

$$\phi_{TT} = [W(t).W(t+\tau) * [r(t).r(t)]] \quad \text{(III-46)}$$

$$\Phi_{TT}(t) = \Phi_{WW}(t) * \Phi_{rr}(t) \quad (\text{III-47})$$

Comme la série des coefficients de réflexion $r(t)$ suit une loi gaussienne de moyenne nulle et de variance σ^2 , on obtient une fonction d'autocorrélation :

$$\Phi_{TT}(t) = \sigma^2 \Phi_{WW}(t) \quad (\text{III-48})$$

De plus, comme la transformée de Fourier de l'autocorrélation d'un signal est égale au spectre de puissance de celui-ci, alors on aura :

$$\text{TF}(\Phi_{TT}(t)) = \sigma^2 |W(v)| \quad (\text{III-49})$$

Avec $|W(v)|$ est le spectre d'amplitude de l'ondelette.

Une fois, le spectre d'amplitude déterminé, on passe à un deuxième stade d'extraction qui est Réservé à l'estimation de la phase réelle de l'ondelette sismique. Pour cela, on a recours aux données de puits car les données sismiques toutes seules sont insuffisantes.

L'une des méthodes permettant d'extraire le spectre de phase, est celle de la phase constante. Elle consiste à construire une trace synthétique au niveau du puits, à partir de l'ondelette statistique et des données de puits, on appliquera ensuite une rotation de phase pour laquelle il y aura une correspondance maximale du synthétique avec le trace réelle. Cette méthode nécessite une bonne corrélation sismique-puits tel que les décalages en temps sont seulement dus à l'ondelette (avant l'application de la rotation de phase).

5.2 La corrélation des puits aux données sismiques :

La corrélation est une étape cruciale dans l'interprétation et l'inversion sismique .Elle consiste en une comparaison entre la trace sismique réelle et synthétique au niveau de puits. Cette dernière est obtenue à partir la convolution de l'ondelette sismique estimée précédemment et la série de réflectivité calculée en utilisant les informations des diagraphies (sonique et densité).

III.6 Construction de modèle initial :

La résolution du problème d'inversion sismique par des méthodes itératives exige la connaissance d'un modèle initial qui décrit la distribution spatiale des paramètres du sous-sol (Z_p, Z_s, ρ). Ces paramètres sont souvent souhaitables d'être les plus proches de ceux du modèle géologique réel. Pour y arriver, on utilise une combinaison des données de puits qui possèdent les vrais paramètres à sa verticale et les horizons sismiques qui définissent les limites entre les diverses couches. Ainsi la construction du modèle géologique est effectuée par interpolation et extrapolation des données de puits suivant les horizons de l'interprétation structurale. Un filtre coupe bas sera ensuite appliqué (figure III-4).

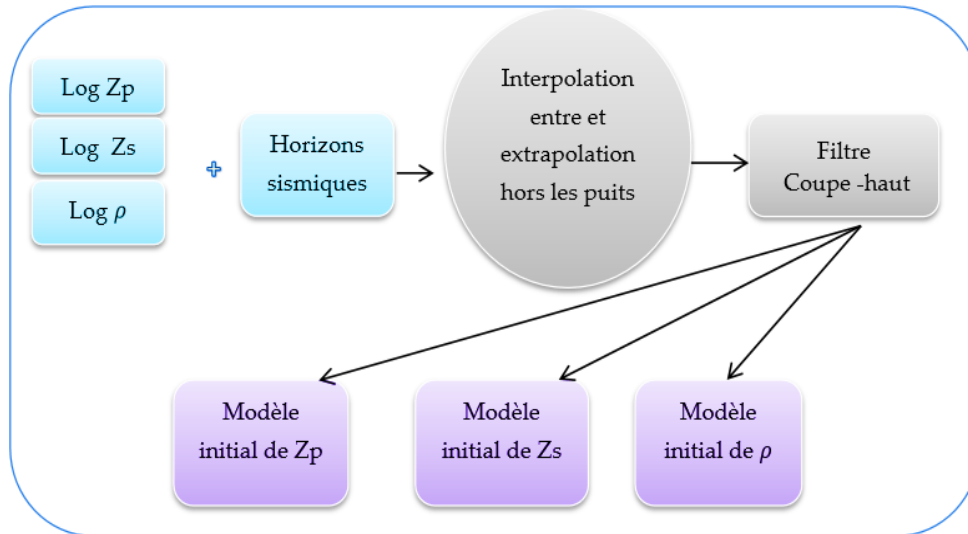


Figure (III- 4): La procédure construction des modèles initiaux.

En l’inversion sismique simultanée, on a besoin de faire trois modèles initiaux : modèle d’impédance acoustique Z_P , un modèle d’impédance de cisaillement Z_S , et un modèle de densité ρ .

III.7 Inversion sismique 3D :

Finalement on arrive au lancement de l’inversion des données sismiques. Cette étape requiert la connaissance de certains paramètres qui conditionnent la qualité d’inversion comme le nombre d’itérations .Ces paramètres peuvent être estimés sur la base de tests et pour les effectuer on revient toujours aux données de puits qui sont aptes à vérifier la validité des paramètres choisis.

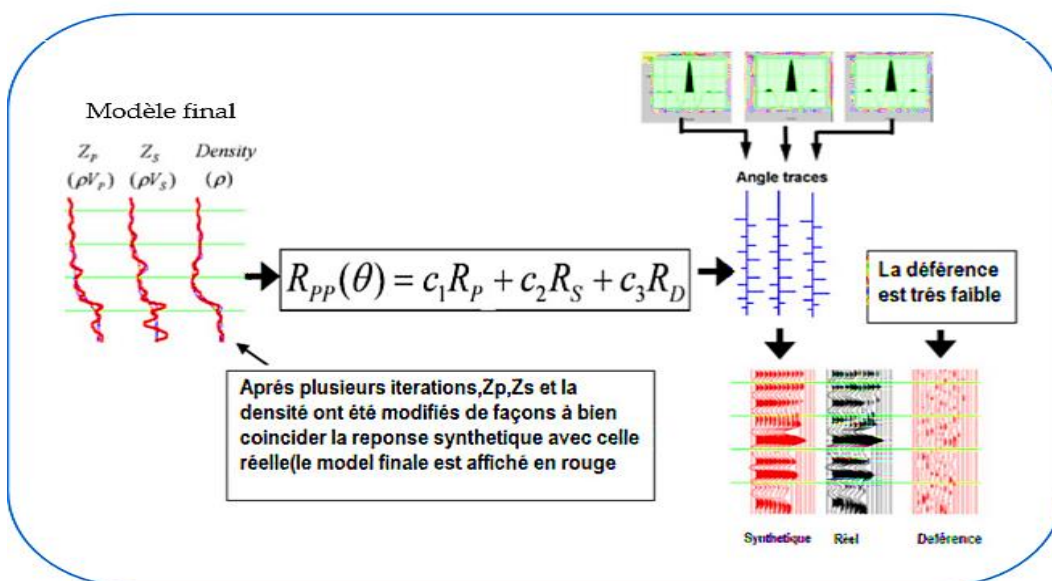


Figure (III-5) : Résultat final d’inversion simultanée [Manuel du logiciel strata, 2012]

Chapitre IV

Géologie de la région d'étude

Le bassin d'illizi couvre environ une surface de l'ordre de 100 000 km². Il représente l'une des plus grandes provinces pétro-gazifières de l'Algérie, est renferme les plus grands gisements du pétrole et de gaz reconnus dans la plateforme saharienne est l'un des plus grands gisements se situe dans notre région d'étude D'Ohanet.

IV. 1 Situation géologique et géographique.

1.1 Situation géologique et géographique du bassin d'illizi :

Le bassin d'illizi, située dans la partie sud-est du Sahara algérien. Il s'étend sur 100 000 km² présentant une longueur Nord-Sud d'environ 700 km et une largeur Est-Ouest qui dépasse 300 km. Il est délimité par les coordonnées géographiques suivantes :

- longitudes 6°E et 10°E
- La latitude 29° 45'00'' N et 26° 30'00''N

Le bassin d'illizi appartient à la province orientale. Il est limité par le môle d'ahara au Nord qui le sépare du bassin de Berkine, Tihemboka à l'Est, d'Amguid- El Bouda à l'Ouest et le massif cristallin, métamorphique du Hoggar au Sud. [Smaine ZEROUG et al, 2007]

1.2 Situation géologique et géographique de la zone d'étude :

La région d'étude se localise dans les Périmètre Ohanet du bassin d'illizi sur les nœuds des champs productifs d'huile et de gaz.

Cette zone est limitée au Nord par le môle d'Ahara, à l'Ouest par le périmètre de Gara Tesselit, à l'Est par la frontière Algéro-Libyenne et au Sud par les périmètres de Bourarhet et In Amenas. Cette région est limitée Géographiquement par les latitudes 28° 35' 35'' à 28° 44'' 47'' Nord et les longitudes 8° 52' 37'' à 9° 00' 00'' Est

Dans son ensemble, la structure de la région est traversé par des accidents subméridiens, pour la plupart panafricains (600 Ma). Les plus importants accidents régionaux sont:

- Subméridiens (Nord-Sud) ; tel que l'axe du Fadnoun,
- Un réseau de failles de rejet plus au moins important de direction NW-SE apparait au Nord-Est et sur le plateau de Tinrhert.
- Cette direction des failles devient presque Est-Ouest sur le môle d'Ahara.

L'image structurale de cette zone est la conséquence des différentes phases tectoniques qu'ont affectées le bassin et particulièrement la phase hercynienne qui est à l'origine de la présence des nombreux faisceaux d'anticlinaux.

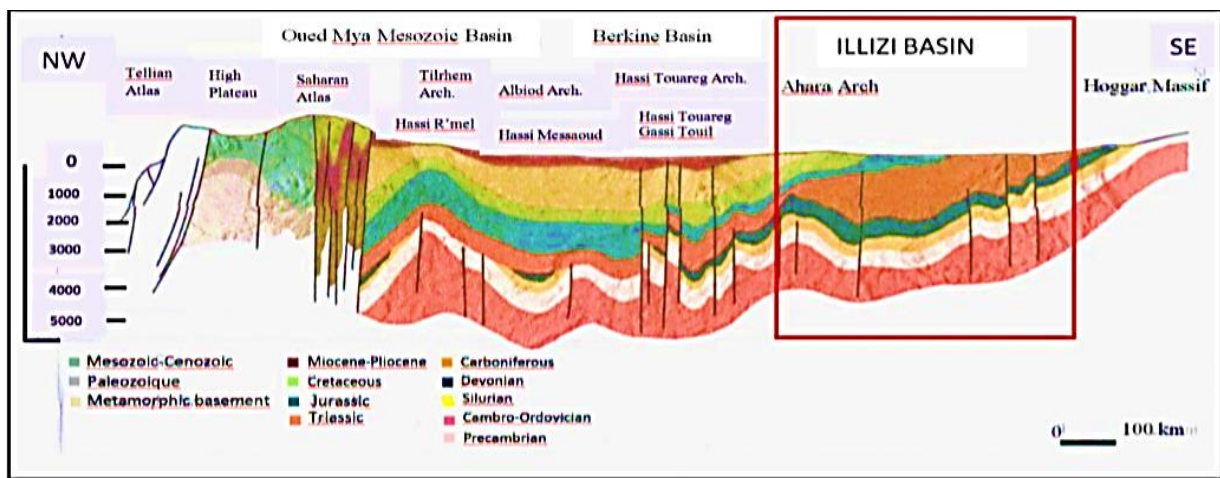


Figure (IV-2) : Coupe géologique de la région d'étude.

IV.3 Aspect stratigraphique:

La stratigraphie du champ d'Ohanet est caractérisée par des dépôts paléozoïque et mésozoïque. Le Paléozoïque, discordant sur le socle métamorphique, est composé des dépôts allant de cambrien au Carbonifère. Les dépôts du Mésozoïque reposent en discordance sur les différents termes du Paléozoïque et sont constitués par le Trias, le Jurassique et le Crétacé.

3.1 Socle:

Il est constitué par des roches magmatiques et métamorphisées, altérées parfois à aspect lité, et à élément de quartz blanc translucide et vert pâle à aspect vitreux. Présence d'argile schisteuse, noire et gris-verdâtre, avec traces de pyrite.

3.2 Paléozoïque :

La série paléozoïque représente la couverture du socle précambrien. Le passage Protérozoïque-Paléozoïque correspond à une transgression marine. Les premiers dépôts sont en faible discordance cartographique sur le Néo protérozoïque terminal.

D'une manière générale, le Paléozoïque du domaine saharien se dépose dans un environnement de plate-forme marine peu profonde située à la marge Nord du craton ouest-africain.

Le contexte géodynamique est celui d'une marge passive en extension. Dans la zone d'étude l'épaisseur totale de la série paléozoïque dépasse les 2352.16 m.

IL est constitué par des alternances des grès et d'argile, avec des niveaux carbonatés dans les séries du Carbonifère

a) **Cambrien:**

Les dépôts cambriens reposent en discordance sur les roches plissées infracambriennes, Et précambriennes qui constituant le socle.

Ils sont régionalement représentés par des grès grossiers et des quartzites à passées conglomératiques, à stratifications obliques ou entrecroisées, typiques de systèmes fluviaux en tresses.

Le cambrien ce il existe dans la région représente des faibles épaisseurs, et correspondent à l'unité II.

b) **Ordovicien:**

Il repose en concordance avec cambrien ou en légère discordance sur le socle, il est surmonté à son tour par des formations argileuses de silurien.

Cette limite supérieure coïncide avec la base des argiles à graptolites radioactive de couleur noirs d'Ashgill-liandovien, qui souligné une surface d'émersion et un changement brusque de faciès.

Les dépôts Ordovicien caractérisé par des séries gréseux-argileuses avec des épaisseurs importantes. Forme par l'unité III et /ou uniquement l'unité IV du l'ordovicien supérieur, qui repose directement sur le Socle Précambrien.

Trois membres litho-stratigraphiquement sont bien distincts:

- ✚ Ensemble argilo gréseux à Tigilites de l'unité III.
- ✚ Argile noire très finement micacée et pyriteuse, avec des grès divers (fin siliceux à quartzitique compact, fin à assez fin argilo-siliceux), et grès gris clair fin à ciment calcaire. Avec passées argilo-gréseuses à tubulures.
- ✚ Niveau conglomératique à éléments d'argile noire et d'argile sidéritique et présence de pyrite, correspondent à l'unité IV.

c) Silurien:

On distingue deux ensembles:

- ✚ Silurien argileux: Il s'agit essentiellement d'argiles de couleur grise-sombre à noire.
- ✚ Silurien argilo-gréseux : Ce sont des argiles à la base, surmonté d'une série argilo-gréseuse régressive, cette formation correspond au réservoir F6.

d) Dévonien :

Le passage du silurien argileux au dévonien gréseux se fait par le biais d'une série de dépôts argilo-gréseux datée du lochkovien, et dénommée "zone de passage", elle fait partie de réservoirs F6.

Il correspond à un cycle sédimentaire complet représenté par des formations détritiques (Unité C) à la base suivie d'épaisses séries argileuses et s'achève par une autre formation détritique, clôturant ainsi le cycle.

Dévonien inférieur et moyen : les réservoirs F3 et F5 sont absents dans la région vu l'influence des mouvements du môle de la Tihemboka, laissant le F4 et la série argileuse de l'emsien qui repose directement sur les unités C3, C2 et C1.

Dévonien supérieur: représenté par le réservoir F2 et une série argileuse (Famménien/Frasnien) montrent des faciès liés à un environnement de type marin peu profond.

Les épaisseurs moyen de dévonien dans la région est d'environ 300 m, et il renferme les unités réservoirs F6, F4, F2 .

e) Carbonifère

Le carbonifère dans la région est essentiellement détritique. Il comprend cinq formations qui sont de bas en haut:

- **Tournaisien** : Il est constitué d'argile à intercalations de calcaire et de degrés.
- **Viséen (B +C)**: Il est constitué d'une alternance argilo- gréseuses ou s'intercalent des niveaux carbonatés.
- **Namurien** : Alternances de bancs de grés fins à très fin, argilo- siliceux ou faiblement calcaire zoogénie.
- **Westphalien**: Il est composé d'une série marneuse à bancs de calcaires dolomitique et oolithique, cette formation présente des débris végétaux
- **Tiguentourine**: Il est composée d'argile plastiques finement sableuse renferment des intercalations de calcaire dolomitique ou de dolomie.

3.3 Mésozoïque:

Il est séparé du paléozoïque par la discordance angulaire hercynienne, et constitue essentiellement par la formation de Zarzaitine (Jurassique-Trias). Et de Taouratine (Crétacé), mais affleure en surface par des formations argilo-sableuses d'In Akamil Akamil.

	Etage	Sous-Etage	Litho-Stratigraphie	Lithologies	Epaisseur (m)	Système pétrolier					
						RR	RC	RM			
Mésozoïque	Crétacé	Albo-Vraconien	In Akamil	Sables et argiles avec rares dolomies	273						
		Albien	Taouratine supérieur & moyen								
		Aptien	Taouratine inférieur			Argiles plastiques avec intercalations de sables moyen.	Discordance Autrichienne				
		Barrémien									
		Neocomien									
	Jurassique	Malm	Zarzaitine supérieur		Alternance de Sables et des argiles et de calcaire dolomitique.	243					
		Dogger									
	Trias	Keuper	Zarzaitine inférieur		Sables intercalé d'argiles et de dolomie	181					
		Stephano-Autunien	Tiguentourine				Discordance Hercynienne				
	Carbonifère	Westphalien	Westphalien	Westphalien	Grès argileux-siliceux avec des passées de calcaire gréseux	1353					
Namurien			Namurien								
Namurien		F,E&D									
Viséen		C&B									
Tourmaisien		A									
Paléozoïque	Dévonien supérieur	Strunien	Réservoir F2	Grès avec des niveaux argileux	305						
		Frasnien	Argiles	Argiles avec rares passées de calcaires		Discordance Frasnienne					
		Emsien	Réservoir F4	Grès gris blanc, fin argileux							
	Dévonien inférieur	Pragian	Unité C	Argiles gris clair à rares fines passées de calcaires et des grès	Discordance Calédonienne						
		Lochkovien	Unité B	Ensembles grés-argileux, siliceux avec de rares débris de charbon pouvant alterner avec des niveaux argileux							
		Pridolien	Unité A	Complexe grés-argileux constitué par des grès gris clair à ciment kaolinifère							
	Silurien	Ludlowien	Unité M2	Grès gris clair fin à grossier siliceux avec passées d'argiles	353						
		Ludlowien	Unité M1	Ensembles argilo-gréseux, ciment siliceux à tendance quartzique							
		Wenlockien	Silurien-argileux	Ensembles grés-argileux à ciment kaolinifère à fines passées d'argiles							
		Llandoverien		Argiles noires, schisteuses, siliceuses micacées avec quelques fines intercalations gréseuses ou argilo-gréseux							
Ordovicien	Ashgill	Unité IV	Ensembles grés-argileux formé par des grès fin à ciment siliceux, qui s'alterne avec des argiles noires micacées	273	Discordance Taconique						
	Caradoc	Unité III	Grès gris beige à gris sombres fin à très fin, argilo-siliceux intercalés par des argiles moyennement consolidé								
	Llanymyrran										
Cambrien	Arenig	Unité II	Grès gris blanc, fin à grossier et micro-conglomératique argilo-siliceux à silico-quartzitique avec quelque passées d'argiles	69	Discordance Panafricaine						
	Tremadoc										
Pre-Cambrien		SoCLE	Roches métamorphiques altérées								

Figure (IV-3): La colonne stratigraphique de la région d'étude [Smaine ZEROUG et al, 2007].

IV.4 Le système pétrolier dans la région

4.1 Objectifs et réservoirs:

Au niveau du périmètre Tinherth, L'exploration de l'Ordovicien dans la région Trig - Taouratine et In Akamil a débuté en 1959 par le forage d'un puits qui a montré l'existence d'un potentiel en hydrocarbure. D'autres découvertes ont été réalisées juste après, et tous les réservoirs Paléozoïques sont considérés par la suite comme des objectifs pétroliers.

Cet objectif a été exploré dans le périmètre de TINHERT par plusieurs puits récemment forés, et qui sont révélés des bons débits de gaz et de condensat.

4.2 Roches mères :

Dans le bassin d'Ilizi et d'après les études géochimiques, toutes les argiles paléozoïques ont généré des hydrocarbures, nous retiendrons les plus importantes :

- ✚ Les argiles du silurien argileux.
- ✚ Les argiles du silurien argilo-gréseux.
- ✚ Les argiles du dévonien moyen à supérieur.
- ✚ Les argiles de l'ordovicien : des études plus récentes ont également montré que ces argiles ont généré des hydrocarbures.

Deux périodes de génération et des expulsions sont connues à l'échelle du bassin d'Ilizi

- ✚ La roche mère silurienne : du Carbonifère à l'actuel.
- ✚ La roche mère Frasnienne : du Crétacé à l'actuel.

4.3 Les réservoirs :

4.3.1 Les réservoirs Cambro – Ordovicien :

Vu la complexité géologique de la région, et la variation lithologique due à la présence de paléo-vallée, au l'influence de la discordance de ravinement à met en contact direct l'unité IV et le socle dans quelques puits.

Au bien un interfluve avec une séquence cambro-ordovicienne complète (unités IV, III et II) dans certains puits ce qui est traduit par changement brutal des faciès.

Et afin d'expliquer les résultats pétroliers qui sont parfois non concluants des descriptions des carottes sont effectué au (2017) pour décrire les unités des réservoirs Cambro – ordovicien, est qui ont montres :

- Une partie sommitale de l'Ordovicienne (unité IV-3) qui peut être argileuse au niveau certaine puits (ex puits A).

➤ Grès de l'unité IV-2 ce elle existe montre des bonne caractéristiques pétro-physiques.

➤ Une partie basale constituée par l'unité IV-1 ou unité II présente de bonnes caractéristiques pétro-physiques ce pendant ces grès montrent des fractures horizontales colmatées par des argiles donnant un cheminement de gaz à travers le tampon d'eau.

Dans l'ensemble ces niveaux réservoirs sont caractérisés par des séries argilo- gréseuses avec des épaisseurs très importantes, Mais les résultats pétroliers restent assez

Encourageantes.

Les meilleurs grès réservoirs munis de bonnes caractéristiques petro-physiques ayant produit du gaz dans la région sont développés au fond et suivant les axes des paléo vallées.

Les grès supérieurs de l'unité IV-3 (Complexe glaciaire) ont une extension latérale plus larges néanmoins, ils sont compact (tight) leurs propriétés pétro-physiques sont faibles mais peuvent localement s'améliorer.[Smaine ZEROUG et al, 2007]

4.4 Les roches Couvertures :

Les argiles de l'Ordovicien qui couvrent parfois l'unité II du cambrien, l'unité III-2 et l'unité III-3.

- Les argiles de la base du Silurien assurent la couverture des réservoirs du complexe terminal,

Les argiles silurien supérieur, elles couvrent les unités inférieures du F6 ;

- Les argiles intercalées du dévonien inférieur et du dévonien moyen, couvrent les unités C du réservoir F6.

- Les argiles du dévonien supérieur couvrent le réservoir F4 dont l'importance est localisée à L'est du périmètre Tinrhert.

- Les argiles du Carbonifère couvrent le réservoir F2.

4.5 Types de pièges :

Les piégeages des hydrocarbures dans la région sont souvent de type structural qui correspond à des anticlinaux réguliers associés aux failles d'orientation Nord -Sud, NW-SE et WNW- ESE.

Néanmoins un autre type de piégeage (changement de faciès) pourrait être mis en évidence au niveau du périmètre, Il s'agit d'un piégeage mixte (structural et stratigraphique) en relation avec les divers paléo environnements des dépôts du dévonien et de l'ordovicien.

Chapitre V

Application sur les données réelles

Ce chapitre a pour but d'appliquer la méthode de l'inversion sismique simultanée avant sommation sur des données réelles, qui s'appuie sur deux étapes importantes:

- Description des différentes étapes de l'inversion sismique simultanée
- interprétation des paramètres petro -physiques consacrée à :
 - Cartographier la répartition lithologique de réservoir
 - Chercher une éventuelle présence du fluide contenu dans le réservoir.

Cette étude a été menée au sein de l'Entreprise Nationale de Géophysique (ENAGEO-BOUMERDES) à l'aide du logiciel « Hampson-Russelle » (HRS-9) de la compagnie CGG Veritas.

V.1. Présentation et caractéristiques de l'étude :

L'objectif de cette étude est de chercher un potentiel en hydrocarbure dans un réservoir et de délimiter son extension. Pour répondre à cette question, on a recours à l'inversion sismique simultanée. On s'intéresse au réservoir Ordovicien, plus précisément l'unité IV, de la région d'Ohanet du bassin d'Illizi. L'interprétation structurale des données sismiques acquises sur cette zone a mis en évidence la présence de plusieurs pièges structuraux et plusieurs puits ont été forés et l'un des puits a révélé l'existence de Gaz.

1.1 Présentation des données sismiques :

Les données sismiques réelles utilisées sont des données d'avant sommation qui sont préparées selon une séquence de traitement en amplitudes préservées. Ils sont issus d'une compagnie sismique 3D, dans la région d'Ohanet bassin d'Illizi.

Paramétré	Valeur
Nombre Inline	475
Nombre Xline	463
Nombre de trace	219925
Direction des Xline	-90°

Tableau V-1 : les paramètres d'acquisition.

La géométrie d'acquisition est illustrée dans la figure (V-1) :

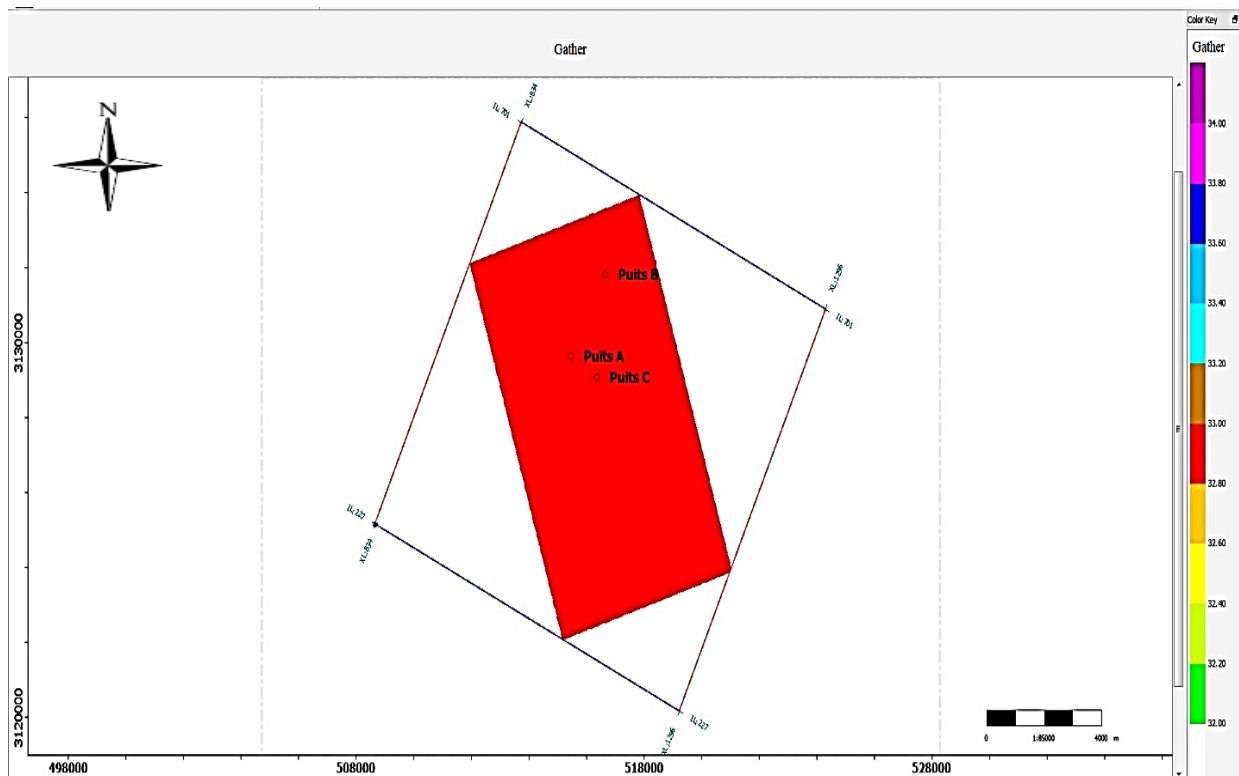


Figure (V-1) : Géométrie de la sismique et positionnement des puits, attribut de couleur : couverture.

1.2 Horizons sismiques interprétés :

L'interprétation structurale a permis d'identifier les horizons sismiques qui son indispensable pour la construction du modèle initial. Dans notre cas on dispose de 2 horizons sismiques important qui sont :

- Ordovicien unité IV
- Le socle.

L'horizon Ordo_ IV représente l'objectif pétrolier de cette étude. Les cartes en isochrones sont représentées dans la figure (V-2) :

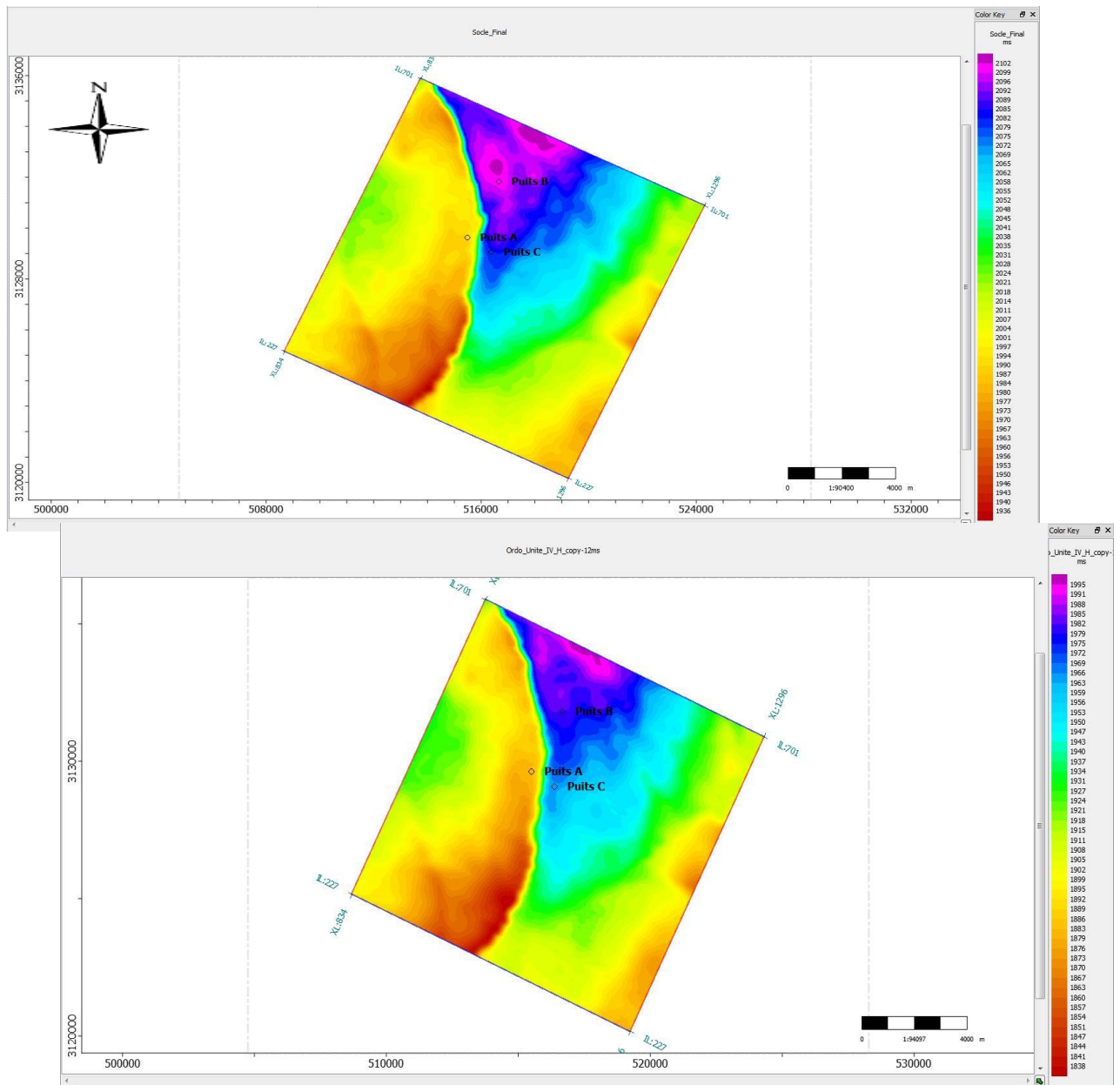


Figure (V-2) : Les cartes en isochrones des horizons sismique, attribut de couleur colorée : temps vertical double ms.

1.3 Les données de puits :

Dans cette étude nous disposant de 3 puits (puits A, puits B, puits C) sur la zone d'étude comme indiqué par la figure (V-1). Notons que le puits B a produit du gaz, ce qui confirme le potentiel pétrolier de la région, et qui va servir de point de calibration lors de l'interprétation finale .Chaque puits contient les enregistrements suivants : on note que le log DTS a été gènére par la loi de castagna au niveau du puits B.

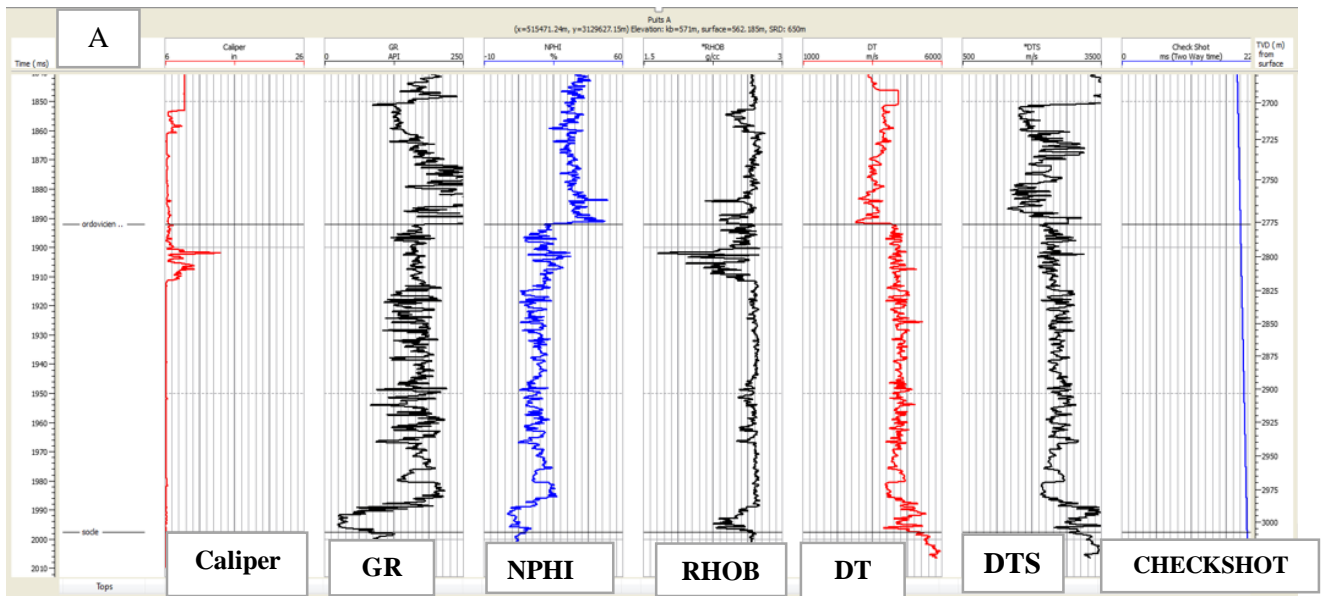
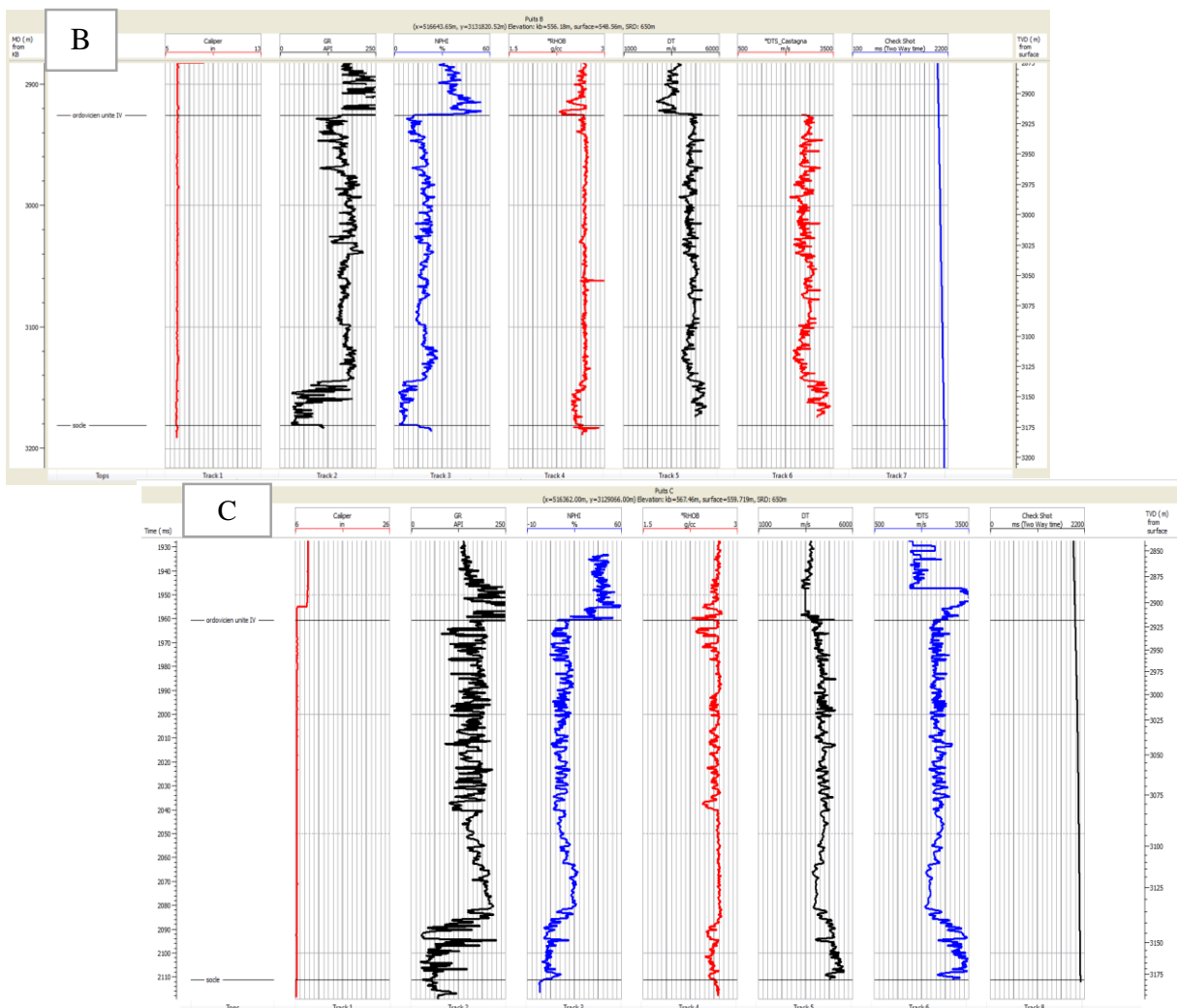


Figure (V-3): Données de puits « A ».



Figure(V-4) : Données du puits « B » et « C ».

V-2 Déroulement(Workflow) de l'inversion simultanée :

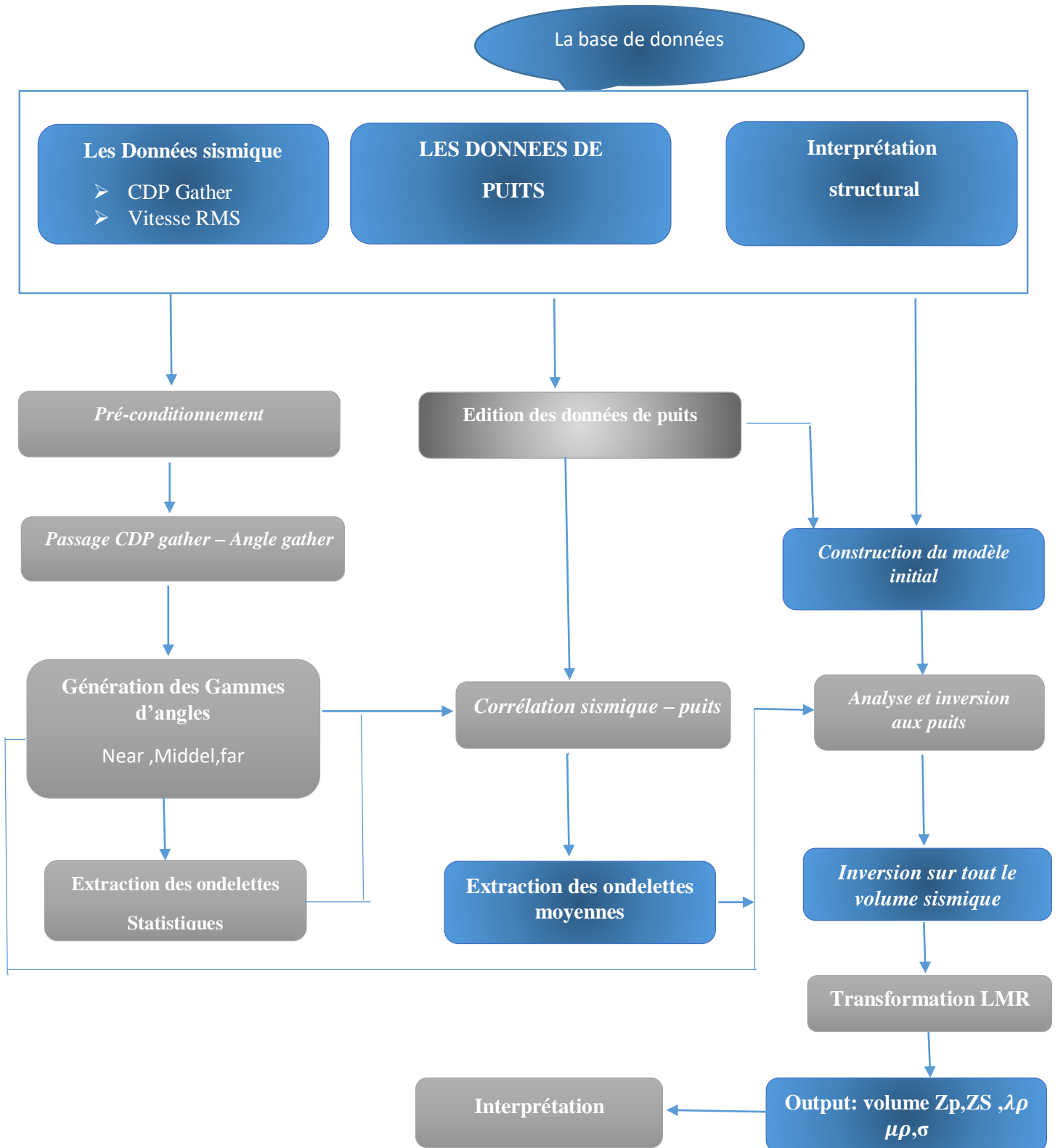


Figure (V-5) : Organigrammes de déroulement de l'inversion avant sommation.

V. 3 Préparation des données d'inversion sismique simultanée:

D'après notre étude sur l'inversion sismique, nous savons que c'est un processus non-unique ce que signifie sa sensibilité à la présence de bruits. Des précautions doivent donc être prises sur l'entrée (données) de base de l'inversion. Un pré-conditionnement des données sismiques, et une édition des données de puits, sont des conditions préalables pour l'inversion sismique

3.1 Édition des données de puits

3.1.1 Le lissage (Smooth) en utilisant le filtre médian : On applique le filtre médian sur tous les logs des différents puits pour éliminer les bruits haut fréquents (HF) qui peuvent causer des erreurs dans l'interprétation. Après avoir effectué plusieurs tests, Nous avons choisis une taille de fenêtre optimale qui est de 7.

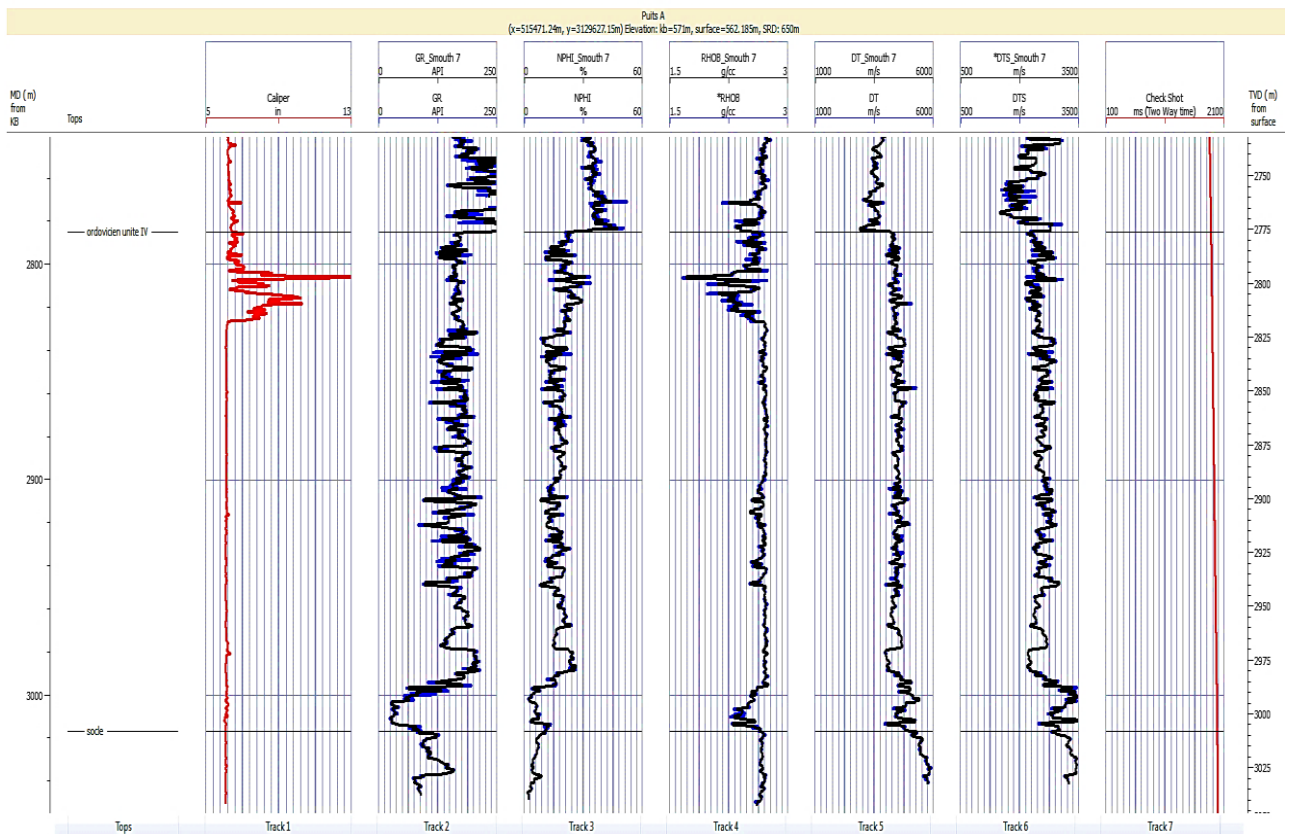


Figure (V-6) : Application du filtre médian sur les logs du puits A.

- Les logs après le lissage.
- Les logs originaux.

En comparant les logs avant et après le lissage dans la Figure (V-6), on note une bonne atténuation des bruits haut fréquents (HF).

3.1.2 Elimination des pics (Dispiké) : Cette étape consiste à éliminer manuellement les pics aberrants (Spike) contenus dans les logs, ces pics peuvent provoquer des anomalies fictives et conduire à une mauvaise interprétation, ils proviennent généralement des break-out au niveau du puits.

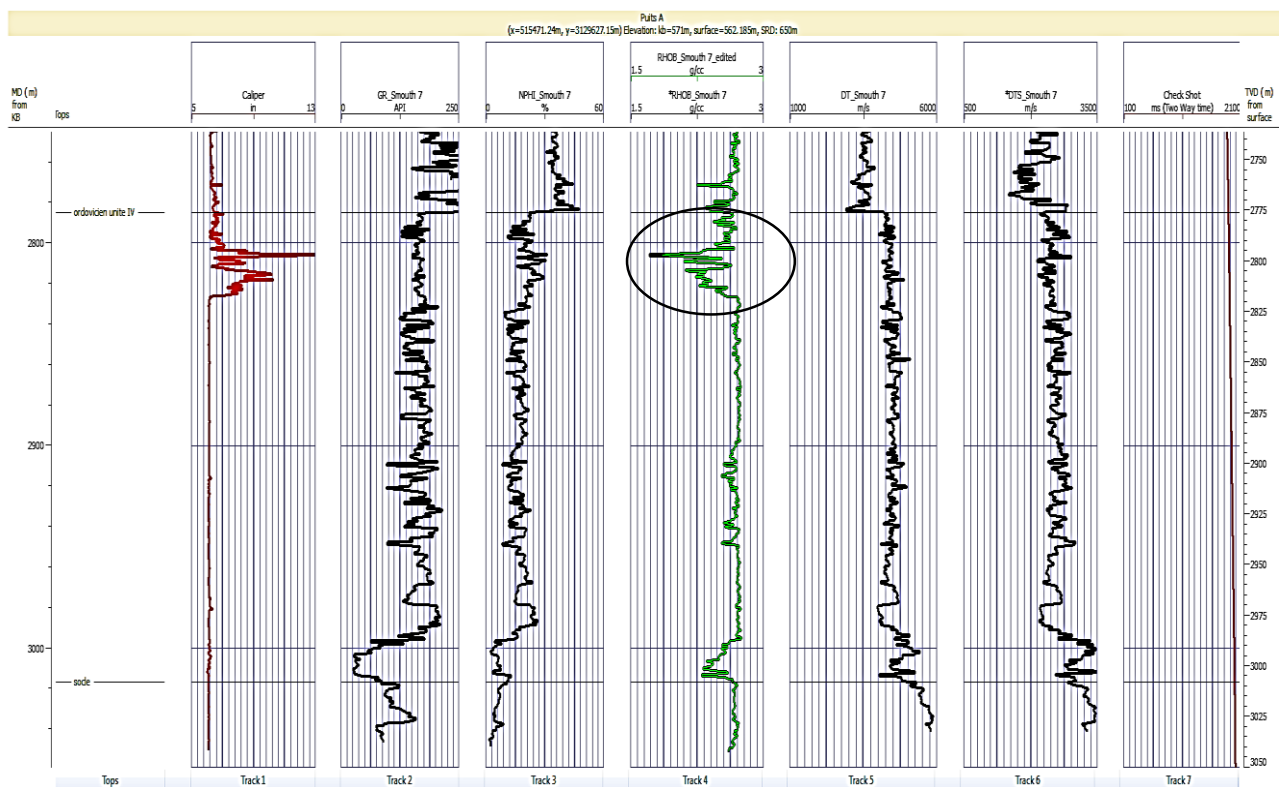


Figure (V- 7): Application du despiké sur le log densité du puits A.

- Les logs après le lissage.
- Les logs après l'élimination des pics m'annuellement.

En remarque que les logs lissés ne contiennent pas de pic aberrant, à l'exception du log densité smooth qui est affecté par l'effet de cavité, et pour cela on éliminer ce pic aberrant manuellement sur le log densité.

3.2. Pré-conditionnement des données sismiques :

Les données sismiques non sommées, sont souvent de moins bonne qualité que les données sommées, car la sommation (stack) est le meilleur filtre à bruits. Afin d'améliorer la

qualité des CDP gathers, on effectue un pré-conditionnement des données sismiques. Ce dernier consiste à effectuer une série de traitements particuliers, dans le but d'ajuster l'alignement des événements sismiques, et d'atténuer les bruits aléatoires et d'améliorer ainsi, le rapport Signal/Bruit (SNR).

La figure (V-8), représente les CDP gather, qui se trouvent au voisinage du puits A. On remarque :

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

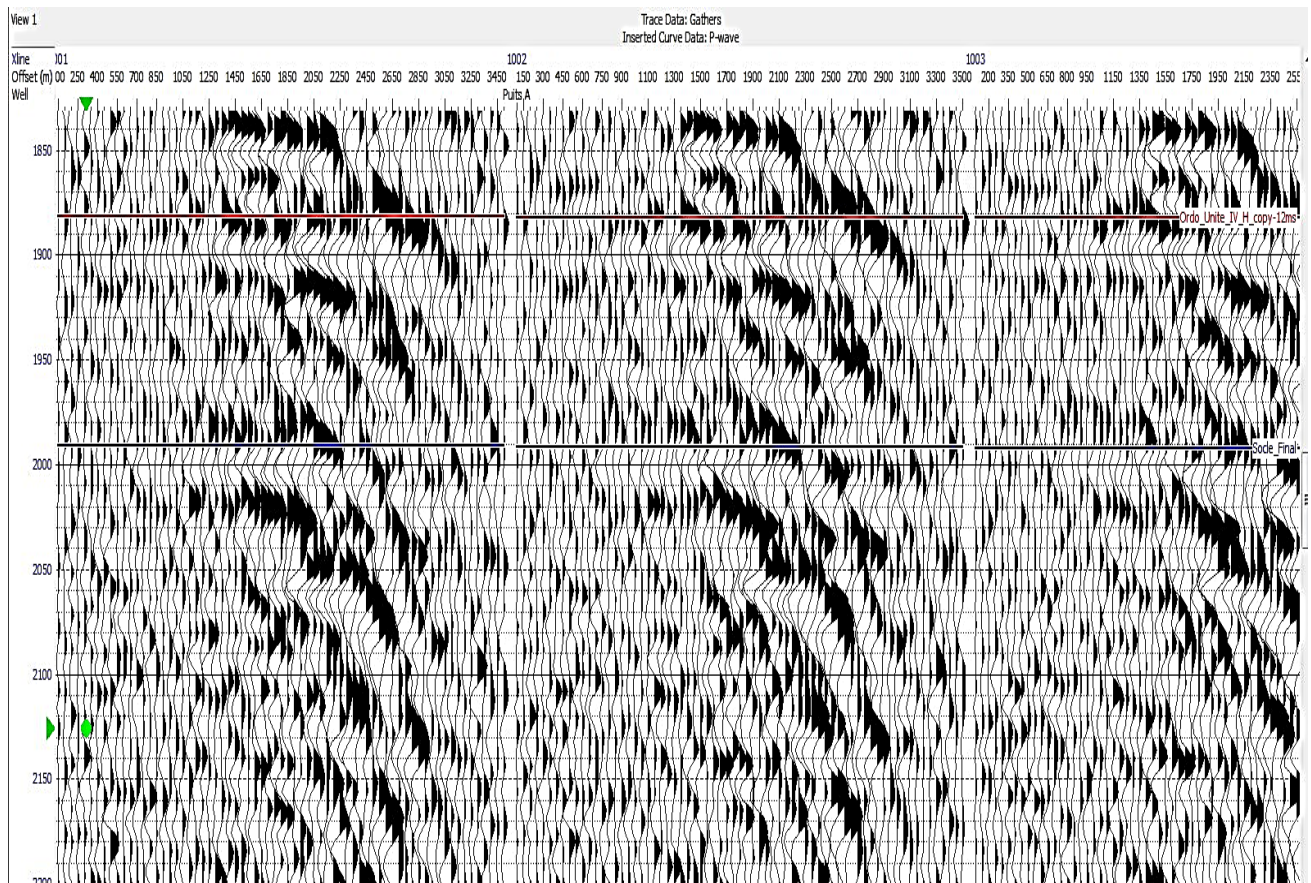


Figure (V-8) : Exemple d'un CDP-Gather brut (avant pré-conditionnement).

Pour améliorer la qualité de nos CDP gathers, on applique la chaîne d'opérations suivantes :

- Correction statique résiduelle (Trim static).
- Le filtre radon
- Super gather

3.2.1. Correction statique résiduelle (Trim static): Consiste à appliquer une correction statique résiduelle afin d'améliorer l'alignement des événements. On choisit une fenêtre dans laquelle les traces seront sommées donnant naissance à une trace de référence, l'ensemble des traces seront "shiftées" selon un seuil prédéfini afin de correspondre au maximum à la trace de référence. Après plusieurs essais on a choisis les paramètres suivants :

- Longueur de la fenêtre : 25 ms
- Pas de glissement de la fenêtre : 25 ms.
- Shiftmaximal:8ms.

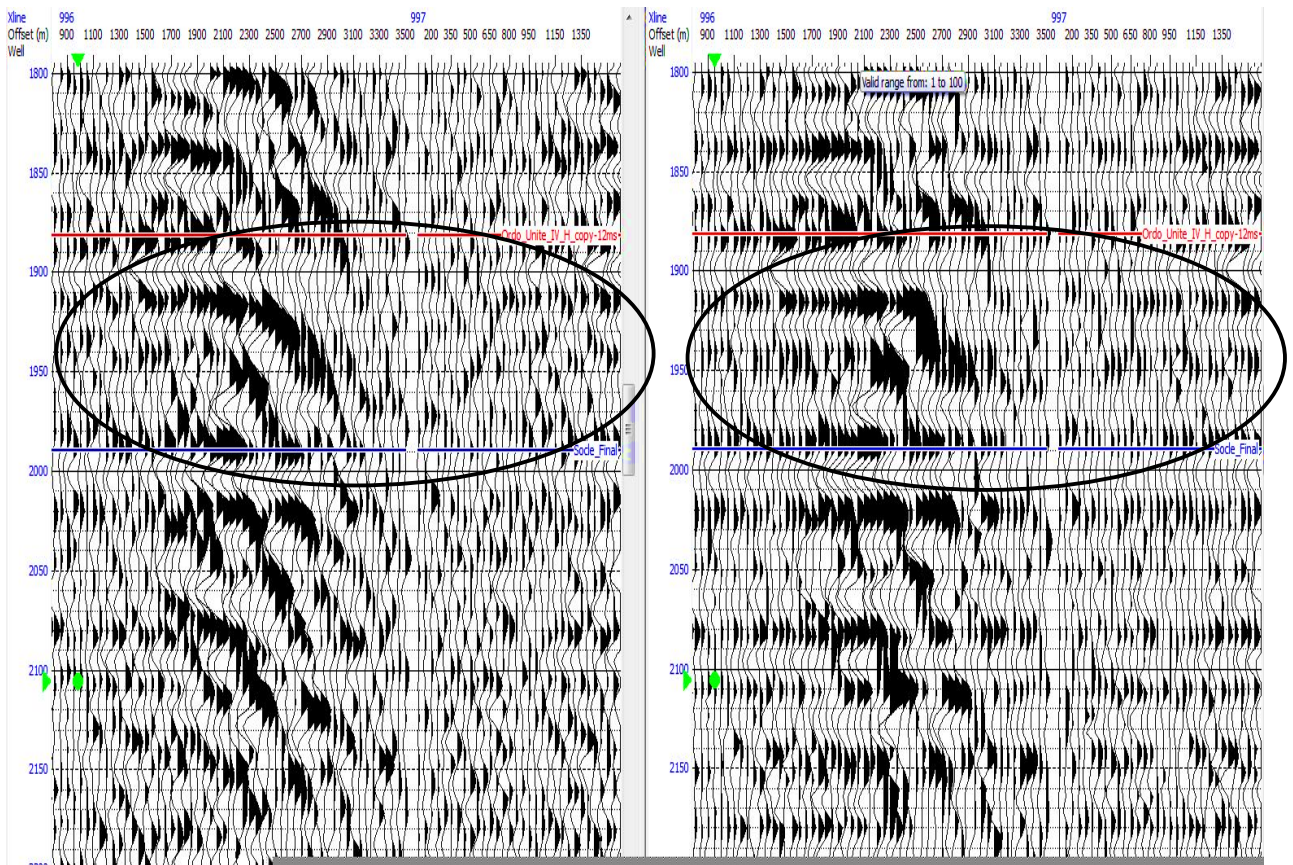


Figure (V-9): CDP gather avant (gauche) et après (droite) application du Trim static.

En comparant le CDP gather avant et après la correction statique résiduelle (trim statique) sur la figure (V-9), on note une amélioration de l'alignement des événements, mais pour mieux comparer, on calcule le spectre d'amplitude pour le CDP stack avant et après Correction statique résiduelle (trim static) figure (V-10), où l'on observe une nette amélioration des amplitudes.

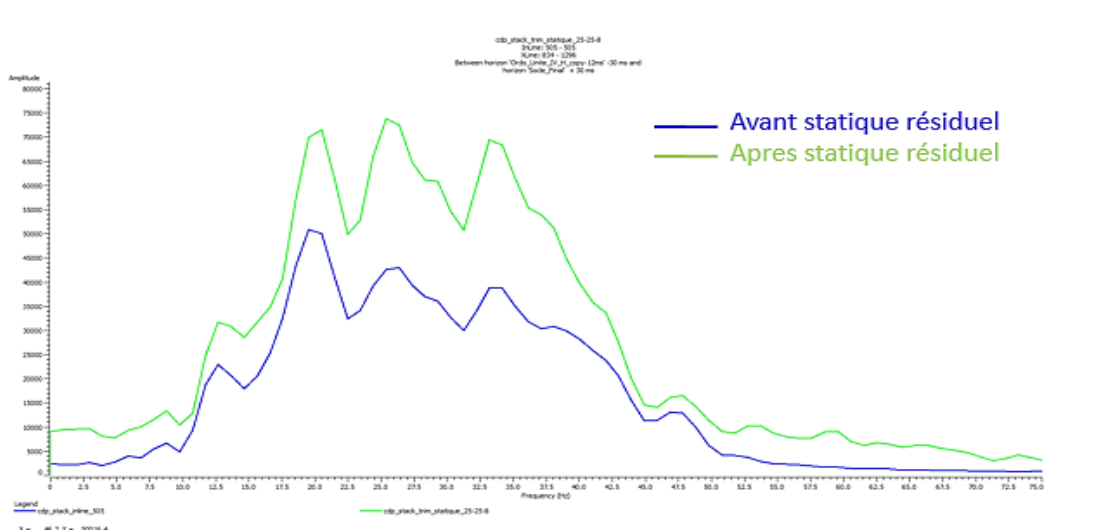


Figure (V-10): Spectre d'amplitude du CDP Stack avant (bleu) et après (vert) trim statique.

3.2.2. Filtre radon : C'est un filtrage de modélisation qui consiste à créer un modèle de bruit qui va être soustrait du modèle sismique original. Il est utilisé pour éliminer les bruits aléatoires en introduisant des paramètres bien choisis. Après plusieurs tests, nous avons choisi les paramètres suivants : la fréquence maximale 65 Hz. Et Le niveau de bruit désiré dans la trace de sortie finale (rapport S/B désiré) = 0.5 on a obtenu le résultat suivant qui est illustre dans la figure :

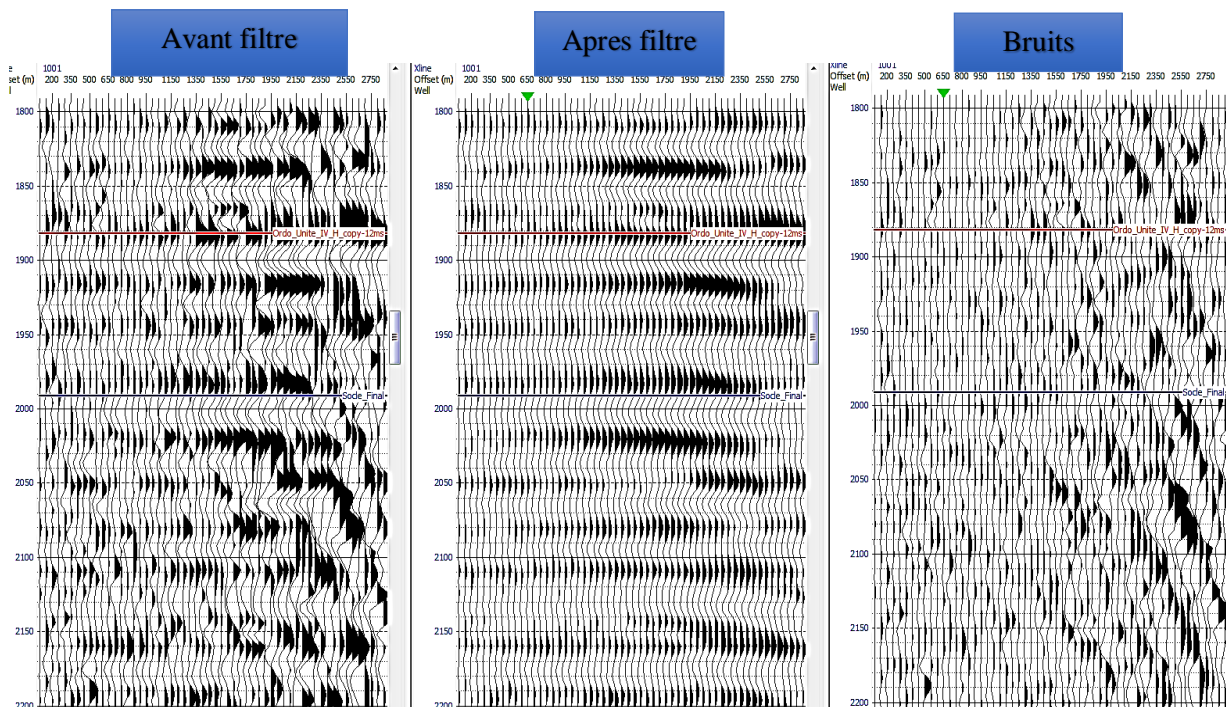


Figure (V-11) : Application du filtre radon sur les données sismiques au voisinage du puits A.

D'après l'analyse la figure (V-11), on remarque une bonne atténuation des bruits ce qui a conduit à une meilleure représentation des événements sismiques

3.2.3. Super Gather :

Le super gather appelé aussi common offset stack (COS), est un outil robuste pour l'atténuation des bruits aléatoires et l'amélioration du rapport signal sur bruit SNB.

Le processus de super gather analyse un sous-ensemble de vos regroupements (gather) et calcule un nombre de «super-gather», dans lequel chaque trace représente une gamme d'offsets. Par conséquent, il forme des CDP moyens pour améliorer la relation signal / bruit, en recueillant les CDP adjacents et en les ajoutant ensemble. Notez que ceci est pour les données de pré-stack seulement.

Dans notre étude on a choisi une Fenêtre de sommation glissante 5(Xline's)×5(Inline's), nombre d'offset finale 69, bin size =50

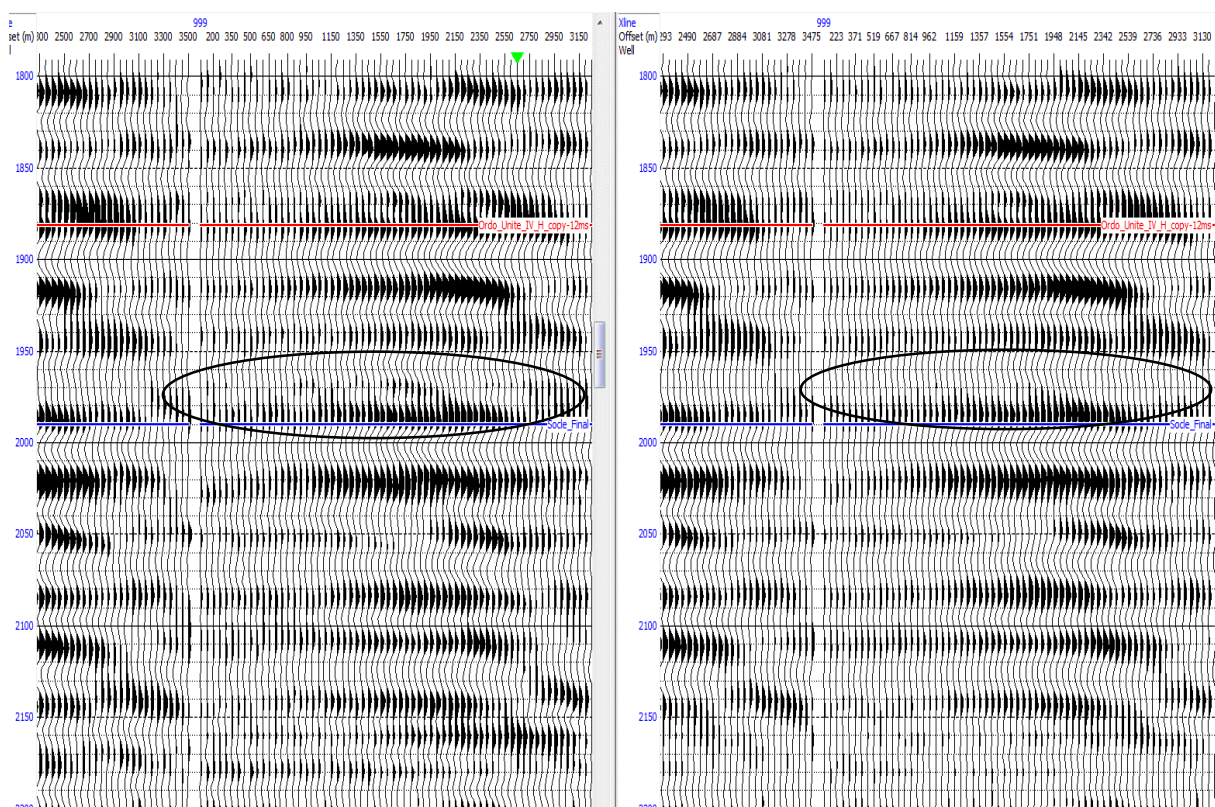


Figure (V-12) : CDP gather avant (gauche) et après (droite) l'application du Super gather.

Comme on peut l'observer sur cette figure (V-12), on a obtenu un alignement idéal des évènements sismiques et avec bonne atténuation des bruits.

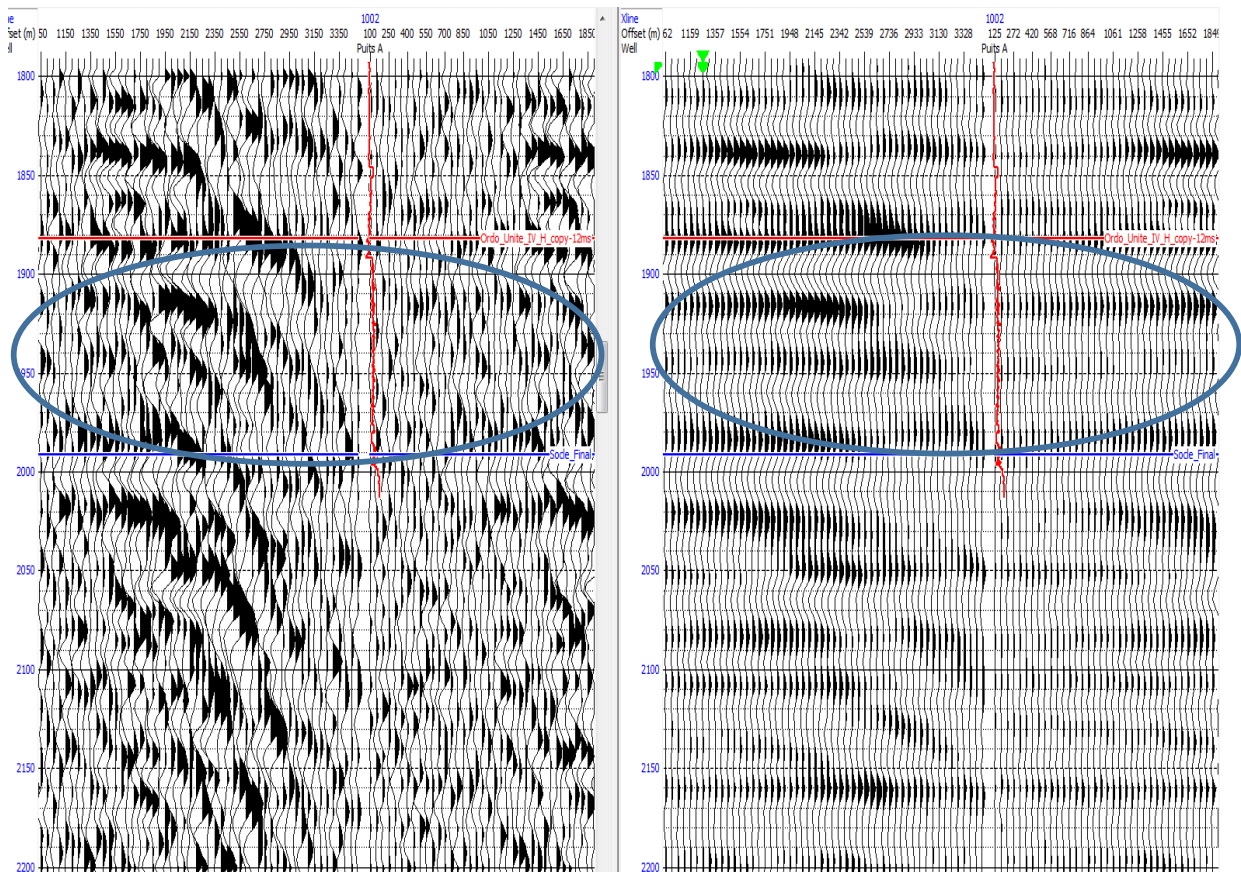


Figure (V-13) : Gather original (gauche) et gather final (droite) au niveau du puits A.

En comparant le gather original avant le pré- conditionnement (Fig. (V-13) gauche) avec le gather final après le pré-conditionnement (Fig. (V-13) droite), on observe une diminution du niveau de bruit, et un bon alignement dans la zone d'intérêt, qui permet de mieux visualiser l'effet de la variation de l'amplitude en fonction de l'offset.

V.4 Passage CDP gather-Angle gather:

L'inversion simultanée des données sismiques avant sommation, est basée sur la version de Fatti et al de l'approximation d'Aki et Richards. Cette dernière exprime la variation de la réflectivité en fonction de l'angle d'incidence, alors que nos données sismiques sont en fonction de l'offset, il est donc nécessaire de convertir les CDP-gathers en angle-gathers.

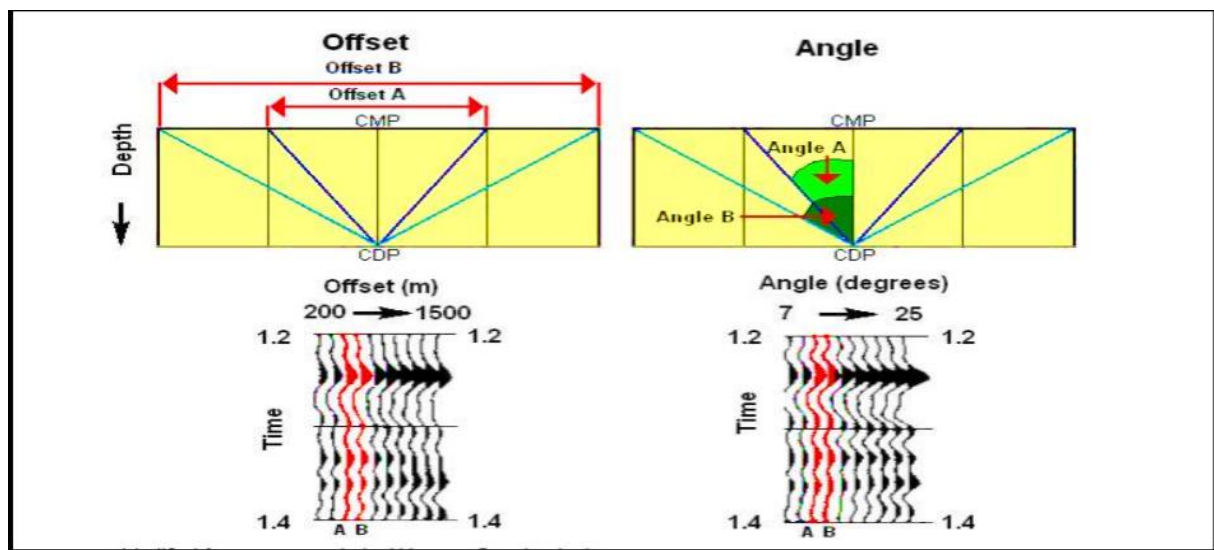


Figure (V-14): Passage CDP gather en Angle gather.

Le processus d'angle gathers nous permet de convertir l'ensemble des CDP gather définis dans le domaine des offsets vers le domaine des angles d'incidence. Ceci met en correspondance chaque échantillon d'entrée avec son angle d'incidence correspondant.

Parmi les méthodes qui définissent la relation entre l'offset X et l'angle θ , on trouve la méthode de Ray straight :

$$\tan\theta = \frac{X}{2d} \quad (V-1)$$

Tel que :

X : offset

θ : angle d'incidence

d : profondeur

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

t_0 : temps verticale double

V_{RMS} : vitesse Rms

Avant de l'appliquer, Le passage CDP gather-angle gather nécessite une loi de vitesse, qui est celle appliquée lors de la correction dynamique (NMO). Cette vitesse est déterminée lors de l'étape de traitement.

Après avoir introduit la loi de vitesse, on obtient alors les données sismiques en fonction de l'angle d'incidence. Comme illustrer dans la figure (V-15) :

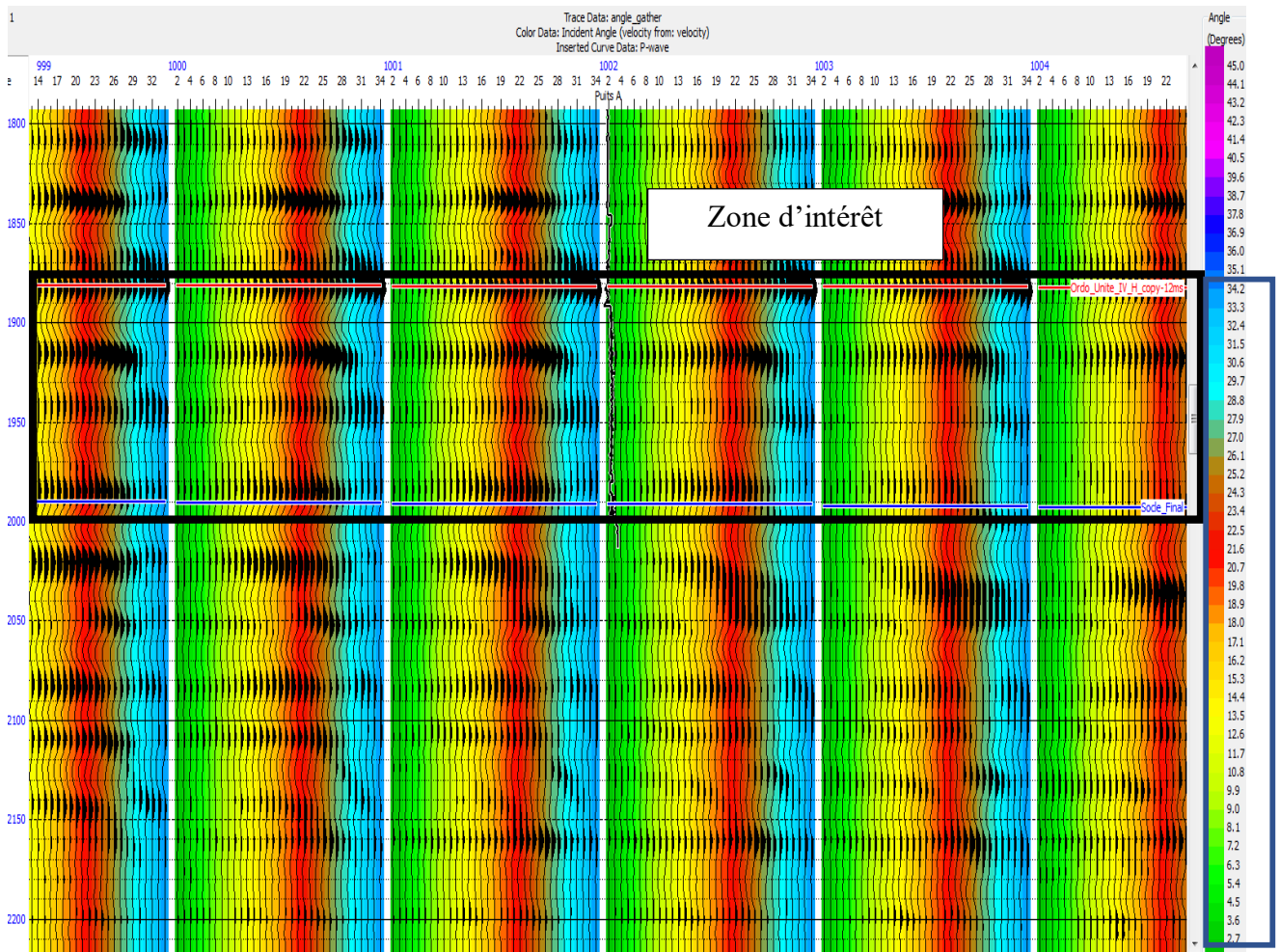


Figure (V-15) : Angle gathers, attribut de couleur: angle d'incidence au voisinage du puits A.

D'après l'analyse de cette figure, nous avons délimité les angles d'incidences entre $[2^\circ - 34^\circ]$.

V.5. Corrélation et extraction d'ondelette:

L'inversion sismique est un jeu des paramètres physiques destiné à minimiser l'écart quantitatif entre les réponses synthétiques et réelles .Afin d'ajuster ce jeu uniquement sur les paramètres du modèle, il s'avère très nécessaire de préciser ou bien d'idéaliser les autres paramètres qui peuvent affectent la réponse synthétique comme l'ondelette sismique et la relation temps-profondeur des données de puits qui interviennent dans la construction du modèle initial.

5.1. Correction Check-Shots :

Le carottage sismique mesure le temps des ondes directes à partir de la surface jusqu'aux différentes profondeurs dans un puits.

Le but de cette correction est :

- Compléter le manque d'information dans les logs de diagraphie c.-à-d. de déterminer les valeurs de début de la surface jusqu'à la sonde de mesure
- Corriger la table de conversion temps -profondeur.

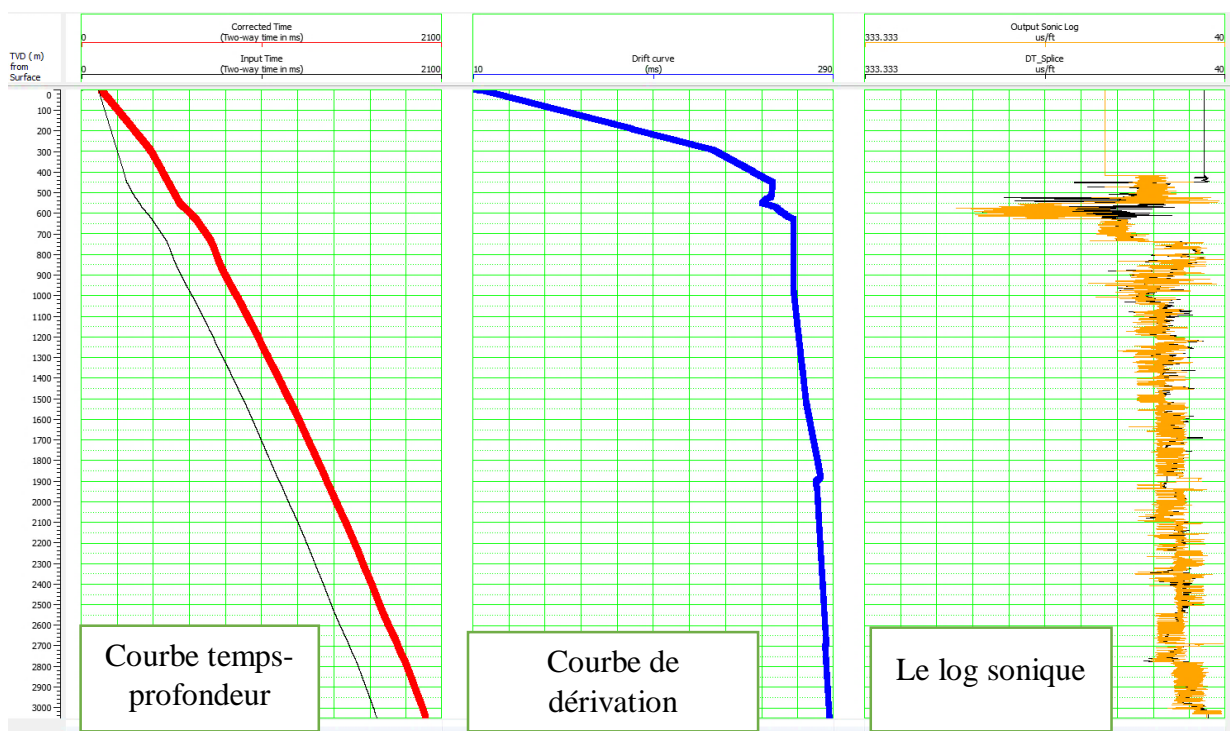


Figure (V-16) : Correction check-shot pour le puits A.

- Courbe d'entrer de temps.
- Courbe de correction.
- Courbe temps profondeur après la correction.

5.2 Extraction statistique d'ondelette sismique :

L'ondelette varie spatialement en fonction de l'angle d'incidence, il est donc nécessaire de prendre en compte ces variations dans la construction du synthétique pour l'inversion, pour

cela nous allons subdiviser les données sismiques en trois gammes d'angles et les sommer partiellement, nous allons ensuite extraire une ondelette pour chaque gamme d'angle.

5.2.1 Génération des gammes d'angles :

Les gammes d'angles ont été choisies comme suit :

- Near angle stack [2° -14°].
- Middle angle stack [12°-25°].
- Far angle stack [23°-34°].

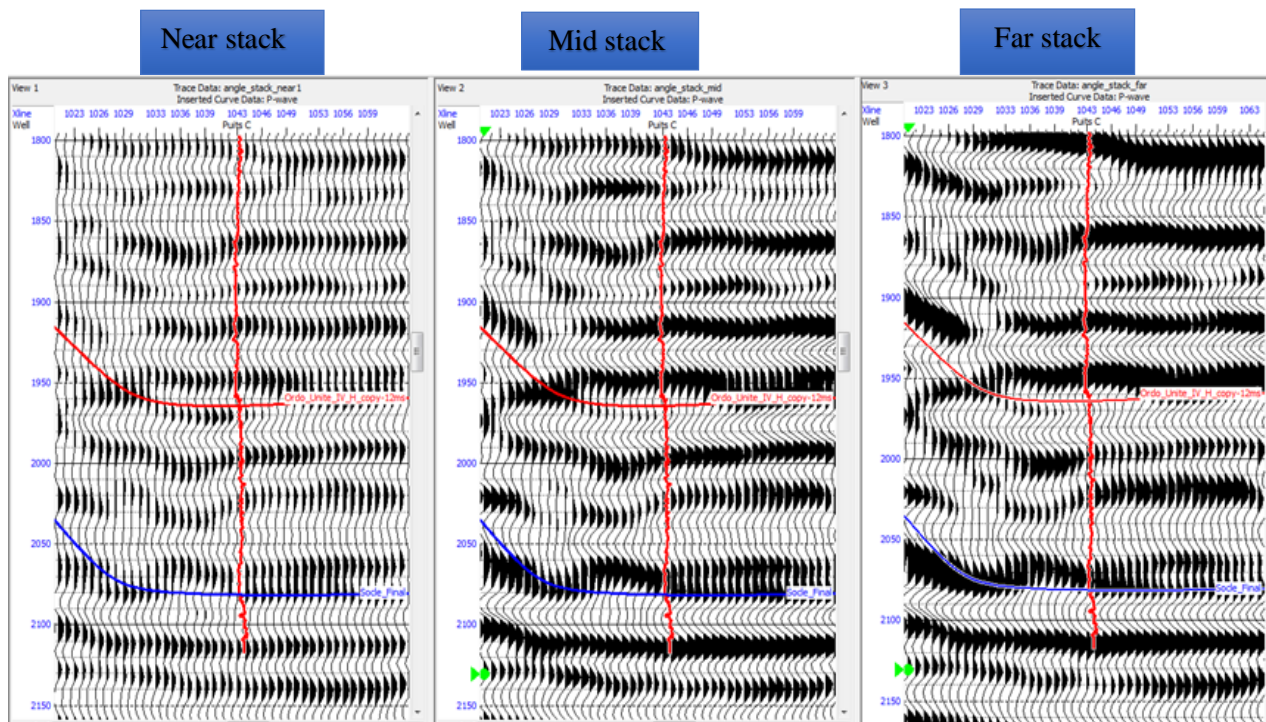


Figure (V-17) : Les gammes d'angles (stacks partiels), affichage de l'ineline passant par le puits C.

Comme tout signal en physique, l'ondelette sismique est caractérisée par deux paramètres qui sont les suivants :

- Spectre d'amplitude.
- Spectre de phase.

L'extraction des ondelettes passera donc par deux stades :

- Extraction statistique de l'ondelette : permet d'obtenir le spectre d'amplitude à partir des données de la sismique uniquement.
- Extraction du spectre de phase : permet d'estimer le spectre de phase de l'ondelette à partir des données de puits

5.2.2 Extraction statistique de l'ondelette :

Cette méthode permet d'extraire le spectre d'amplitude des ondelettes à partir de l'autocorrélation des données sismiques pour chaque puits et pour chaque gamme d'angle. Ces ondelettes sont supposées à phase nulle.

Les paramètres d'extraction statistique des ondelettes sont les suivants :

- Fenêtre d'extraction entre deux horizons : Ordovicien IV - 100 ms et le socle +100 ms
- Longueur de l'ondelette : 100 ms. Taper : 25 ms

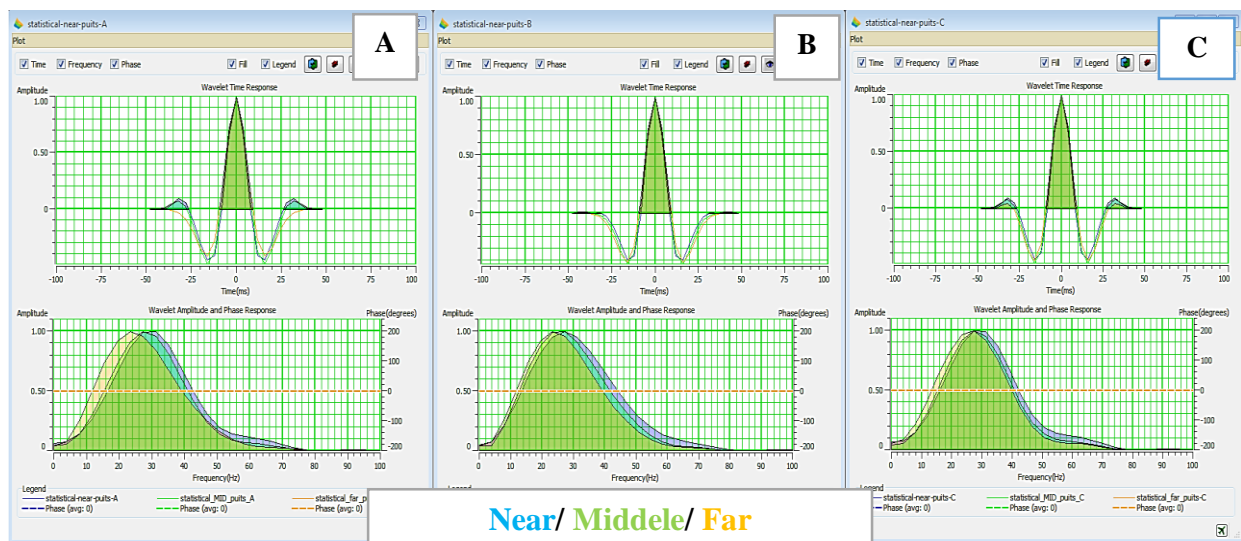


Figure (V-18): Ondelettes statistiques des trois gammes (Near, Mid, Far) des puits « A », « B », « C ». Représentation temporelle (haut) et spectre d'amplitude (bas).

Ainsi les ondelettes obtenues disposent d'un spectre d'amplitude de phase nulle identique à celui des données sismiques inclus dans la fenêtre d'analyse.

5.3 La corrélation des données de puits aux données sismiques : Après l'estimation statistique des ondelettes, on passe à la phase de corrélation qui a pour objectif de corriger manuellement la table de conversion temps-profondeur, obtenue précédemment à partir du

check shot et de ramener la phase réelles de l'ondelette, pour cela, on effectue un calage entre les données sismiques aux alentours du puits, avec une trace synthétique construite à partir de la convolution de l'ondelette statistique avec la série de réflectivité calculée à partir des logs.

Cette opération consiste à identifier les événements sismiques dans le synthétique et de les faire correspondre avec la trace composite (moyenne des traces sismiques aux alentours du puits) en appliquant des stretch/squre (compresser/delatter) les logs afin de les correspondre aux données sismiques. La corrélation se fait pour chaque gamme d'angles et chaque puits les résultats sont représentés sur les figures (V-19 20 et 21) :

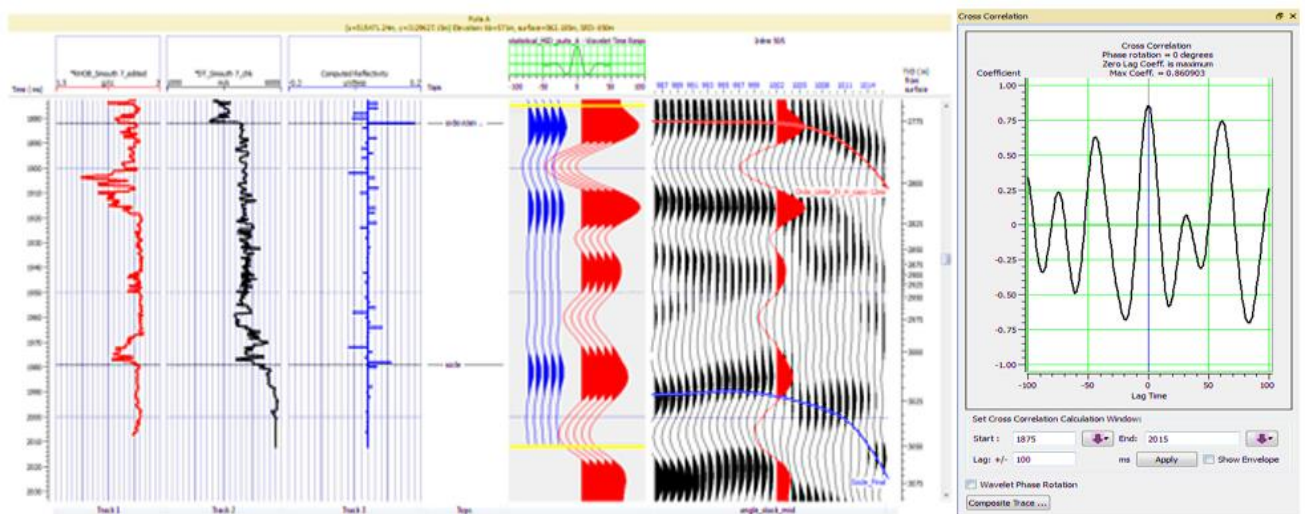


Figure (V-19):La corrélation du puits A avec l'ondelette statistique dans la plage intermédiaire.

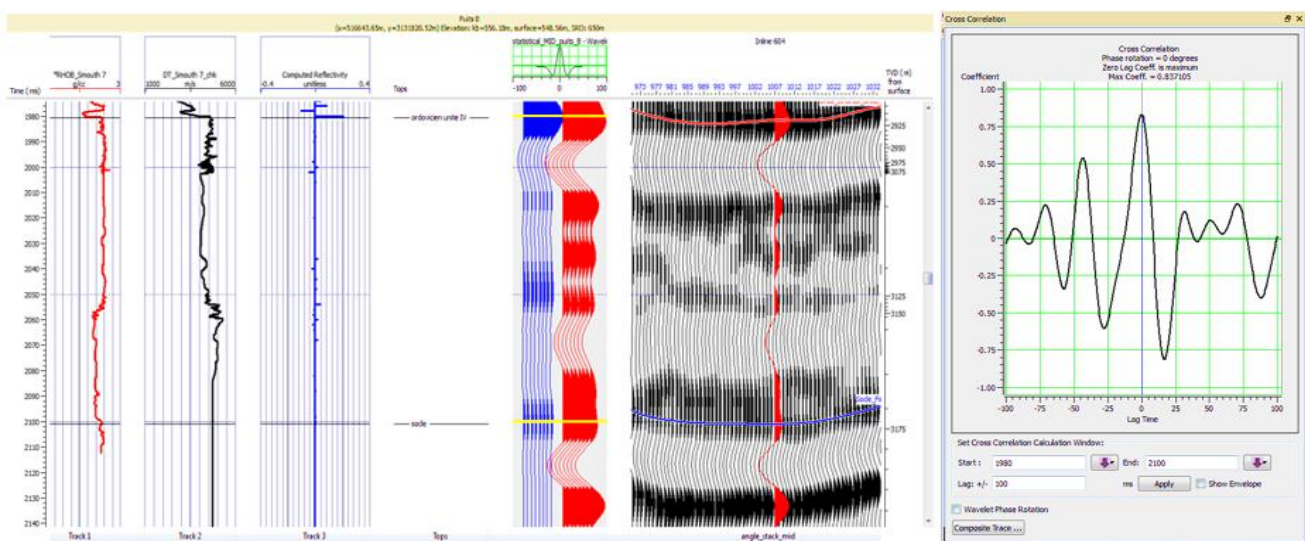


Figure (V-20):La corrélation du puits B avec l'ondelette statistique dans la plage intermédiaire.

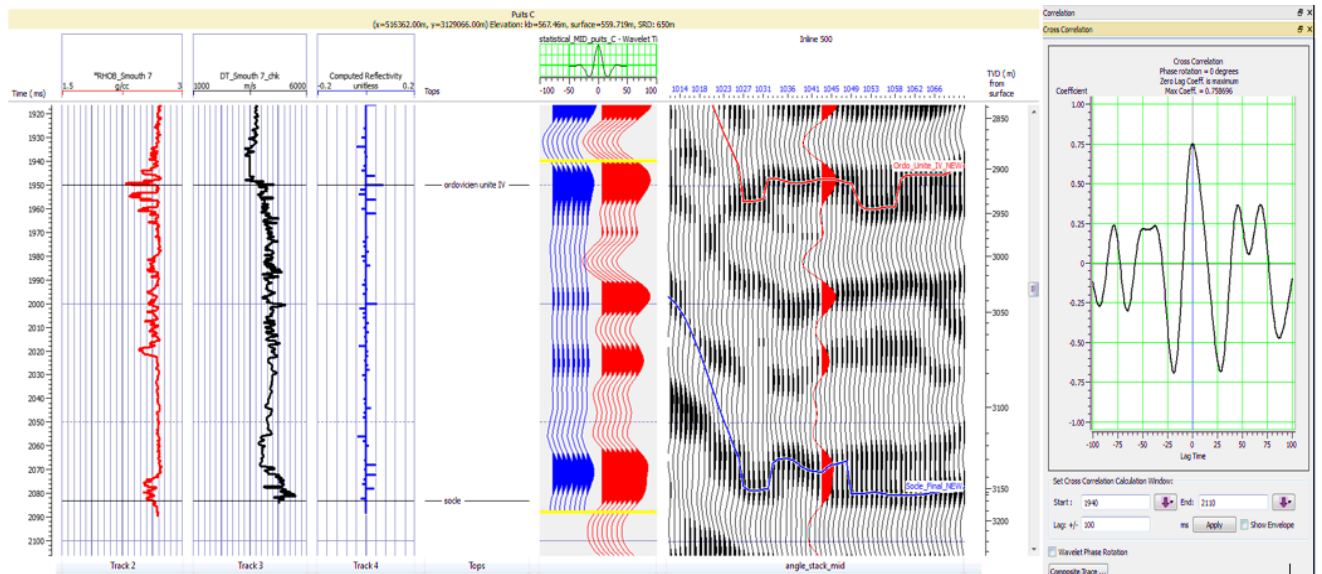


Figure (V-21): corrélation du puits C avec l'ondelette statistique dans la plage intermédiaire.

En ce qui concerne la corrélation statistique des autres plages (Range limited stack) proche et lointaine, on suit le même processus que la première plage.

Gammes d'angles	Proche			Intermédiaire			Lointaine		
Puits	A	B	C	A	B	C	A	B	C
Coefficient de corrélation	0.746	0.707	0.674	0.860	0.837	0.758	0.692	0.683	0.659

Tableau V -2 : Représentation des coefficients de corrélation de l'ondelette statistique de chaque puits dans chaque gamme.

Les faibles valeurs de corrélation dans la gamme d'angles proche sont dû au grand roll, tandis que les faible corrélations dans les gammes d'angles lointaine sont dû aux bruits bas fréquent de traitements (correction NMO/ stretch) est en note que les corrélations sont bonne dans les gammes d'angles intermédiaire.

Une fois le processus de corrélation terminé et la relation temps-profondeur des données de puits corrigée, on entame la dernière étape qui est réservée à l'extraction des ondelettes réelles pour les trois gammes d'angles. La figure (V-22) illustre les résultats obtenus :

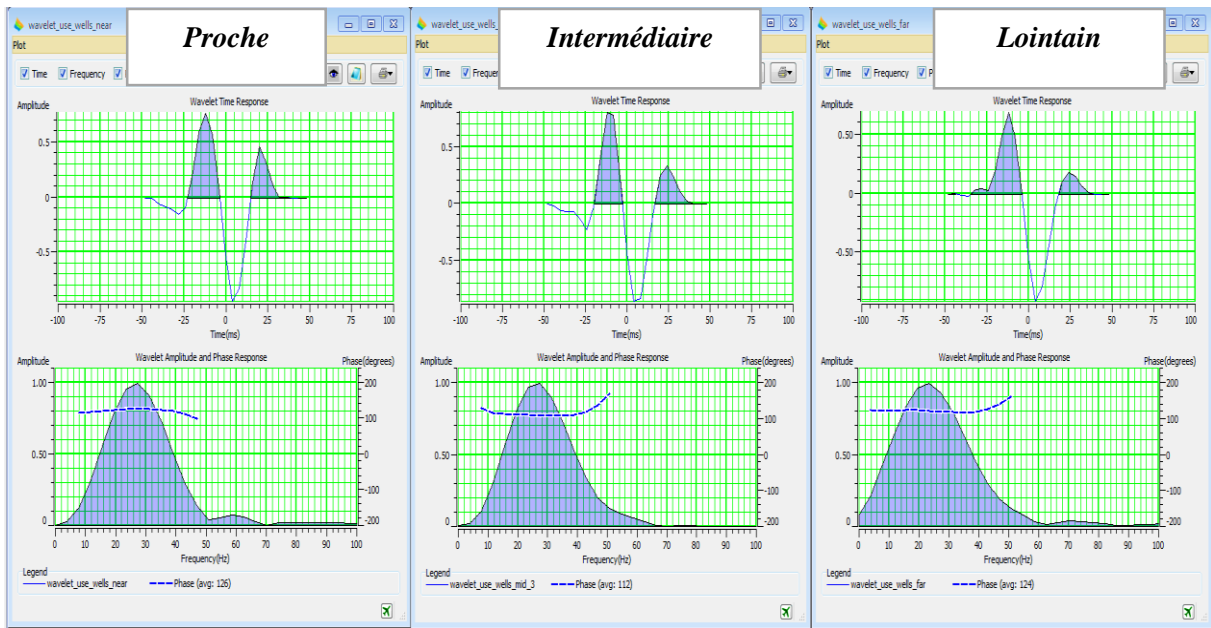


Figure (V-22) : Ondelette moyenne pour chaque gamme (proche-intermédiaire-lointaine).

Les phases obtenues pour les ondelettes sont comme suit :

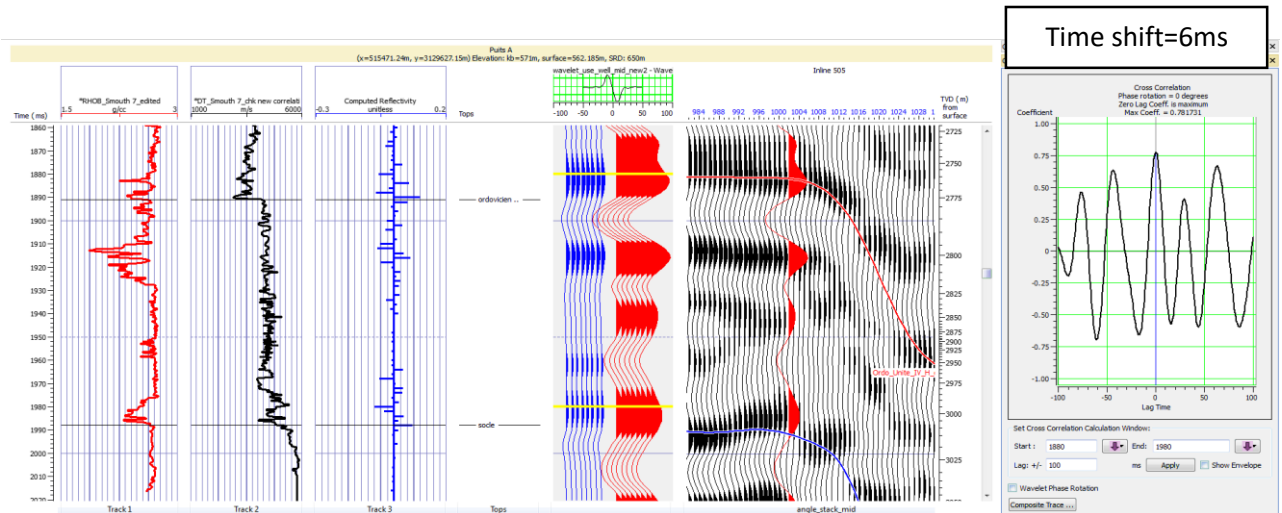
Near (proche): 126°.

Middle (Intermédiaire): 112°.

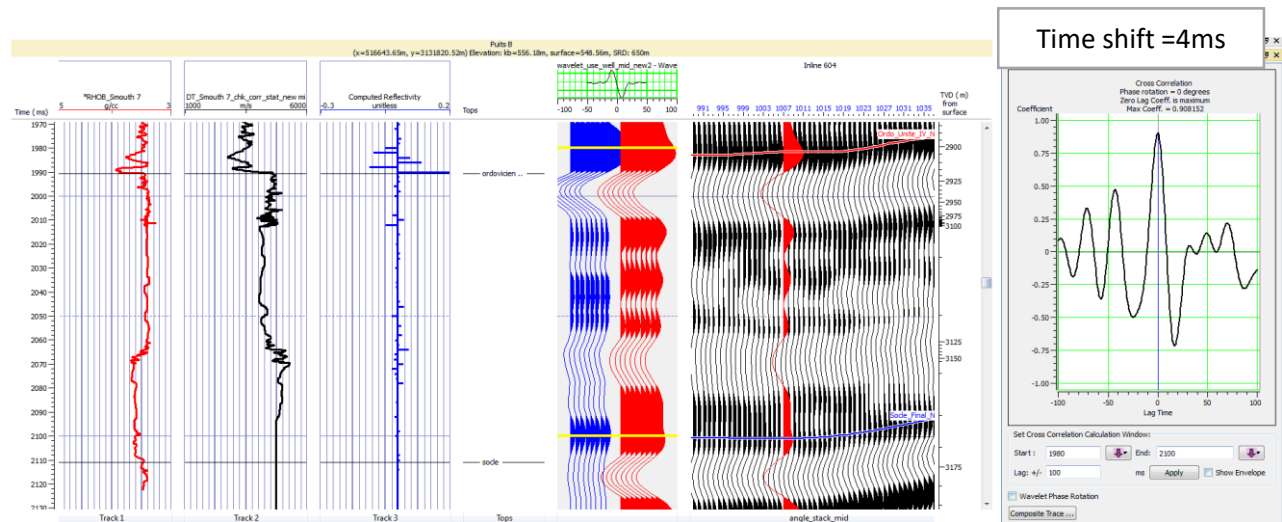
Far (lointain) :124°

5.4 La corrélation avec l'ondelette réelle :

Après avoir obtenu l'amplitude et la phase réelle de l'ondelette, on refait la corrélation avec l'ondelette finale pour corriger la table temps profondeur qui va nous servir dans la construction des modelés initiaux (Z_P, Z_S, ρ), cette fois si en appliquant des shifts manuels uniquement . Les résultats sont illustrés dans les figures V-24-25 et 26 :



Figure(V-23):La corrélation du puits A avec l’ondelette finale dans la plage intermédiaire.



Figure(V-24) : La corrélation du puits B avec l’ondelette finale dans la plage intermédiaire.

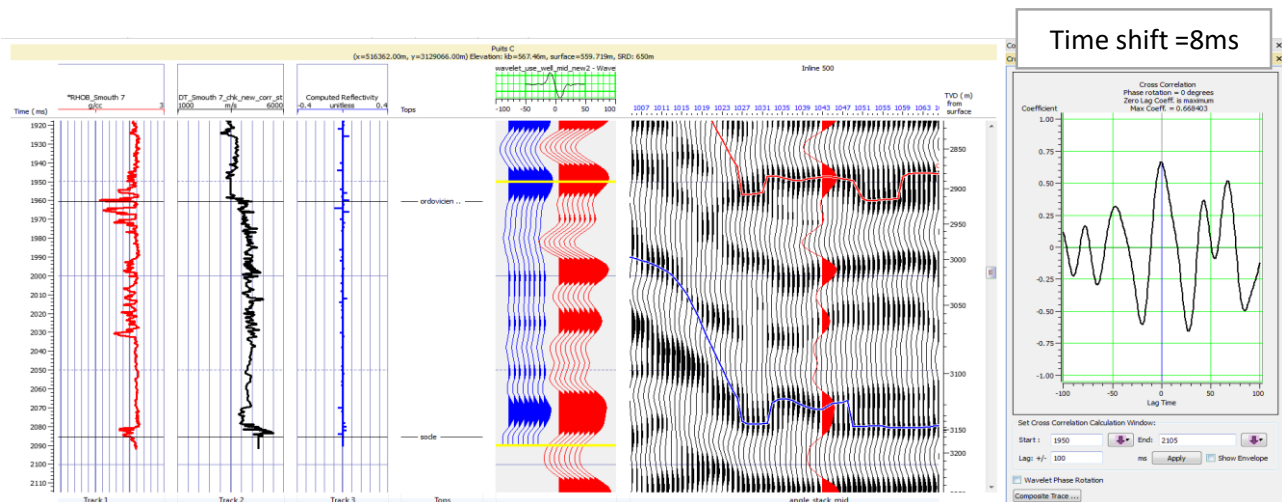


Figure (V-25) : La corrélation du puits C avec l’ondelette finale dans la plage intermédiaire.

En ce qui concerne la corrélation Use-Well des autres sommes en gamme d'angle limité (proche et lointaine), on suit le même processus que la première somme

Et on représente les résultats sur les résultats dans le tableau V-3 :

Gammes d'angles	PROCHE			Intermédiaire			Lointaine			
	Puits	A	B	C	A	B	C	A	B	C
Coefficient de corrélation		0.862	0.804	0.678	0.782	0.908	0.668	0.759	0.778	0.674

Tableau V -3 : Représentation des coefficients de corrélation de l'ondelette final de chaque puits dans chaque gamme.

En note que cette corrélation nous a donnée des times shift petite, et des taux de corrélation relativement bon. Ce qui confirme qu'on a bien estimé les paramètres d'ondelette, et pour ce qui concerne le niveau du puits C, les taux de corrélation relativement faibles sont probablement dus à la mauvaise qualité des enregistrements des diagrapies.

V.6 Construction des modèles initiaux :

La résolution du problème inverse en sismique consiste à minimiser l'écart entre les données sismiques et les données synthétiques appelé fonction coût. Cette dernière sera minimisée de manière itérative, ce qui nécessite un modèle de départ. Ce modèle doit être impérativement proche de la réalité et donc, basé sur une information à priori, dans notre cas le modèle initial est construit par interpolation des données de puits suivant les horizons de l'interprétation structurale. On appliquera ensuite un filtrage passe bas de 10Hz, 15 Hz, afin de récupérer les basses fréquences perdues dans la sismique pour préserver la composante de basse fréquence et supprimer l'hétérogénéité des logs des puits aux fréquences sismiques.

L'interpolation des données de puits s'effectue avec la méthode de l'inverse des distances, et qui s'écrit de la manière suivante :

$$L_{OUT} = \sum_{i=1}^n W_i \times L_i \tag{V-2}$$

Tel que :

$$W_i = \frac{\frac{1}{d_i^2}}{\sum_{i=1}^n \frac{1}{d_i^2}} \tag{V-3}$$

Avec :

L_{OUT} : Valeur du modèle à un point quelconque.

L_i : Valeur du log au niveau du puits.

w_i : Poids de chaque puits dans l'interpolation

N : Nombre de puits.

Les puits utilisés :

➤ A.

➤ B.

➤ C.

Les horizons utilisés :

➤ Ordovicien.

➤ Socle.

On crée une ligne arbitraire qui passe par les 3 puits, comme c'est montré par la figure (V-26) :

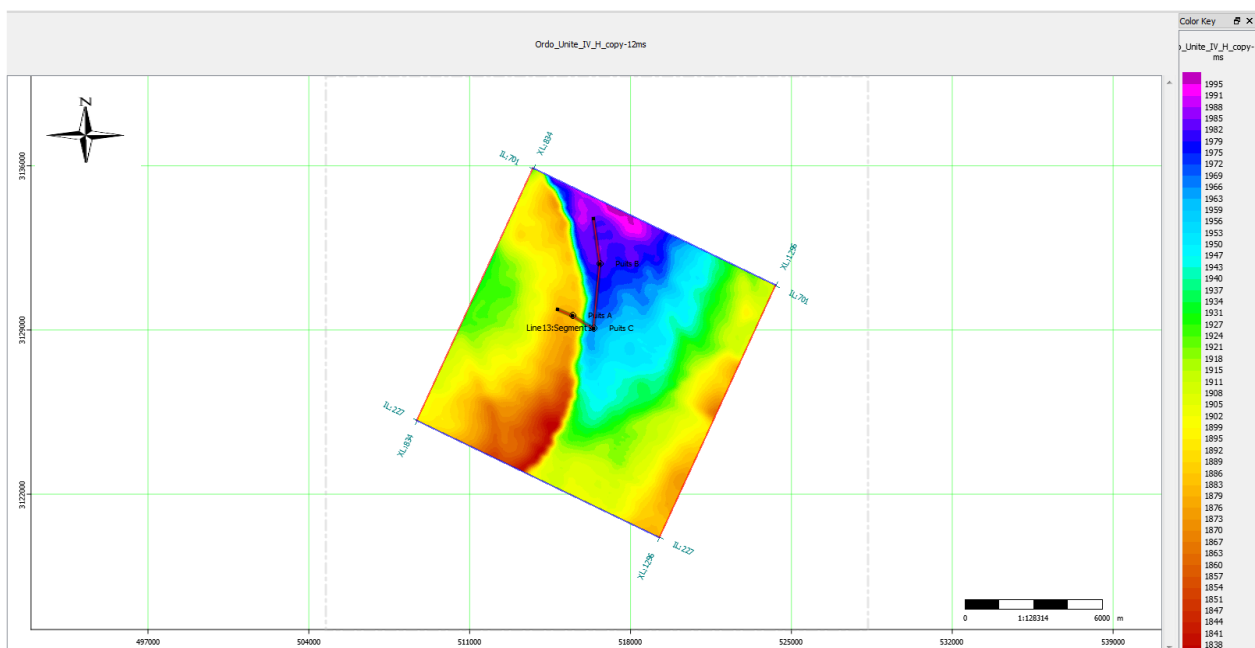
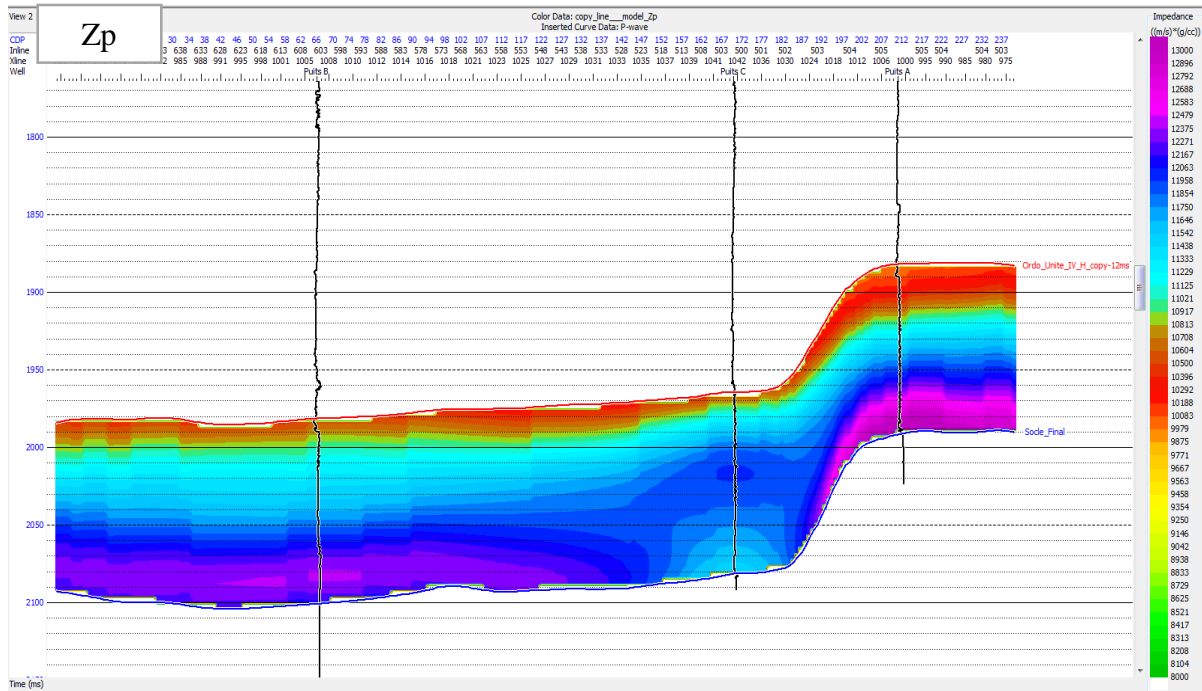


Figure (V-26) : La ligne arbitraire qui passe par les trois puits, attribut de couleur : temps vertical doubles.



Figure(V-27) : Modèle initial Z_p passant par les puits « A », « B », « C ».

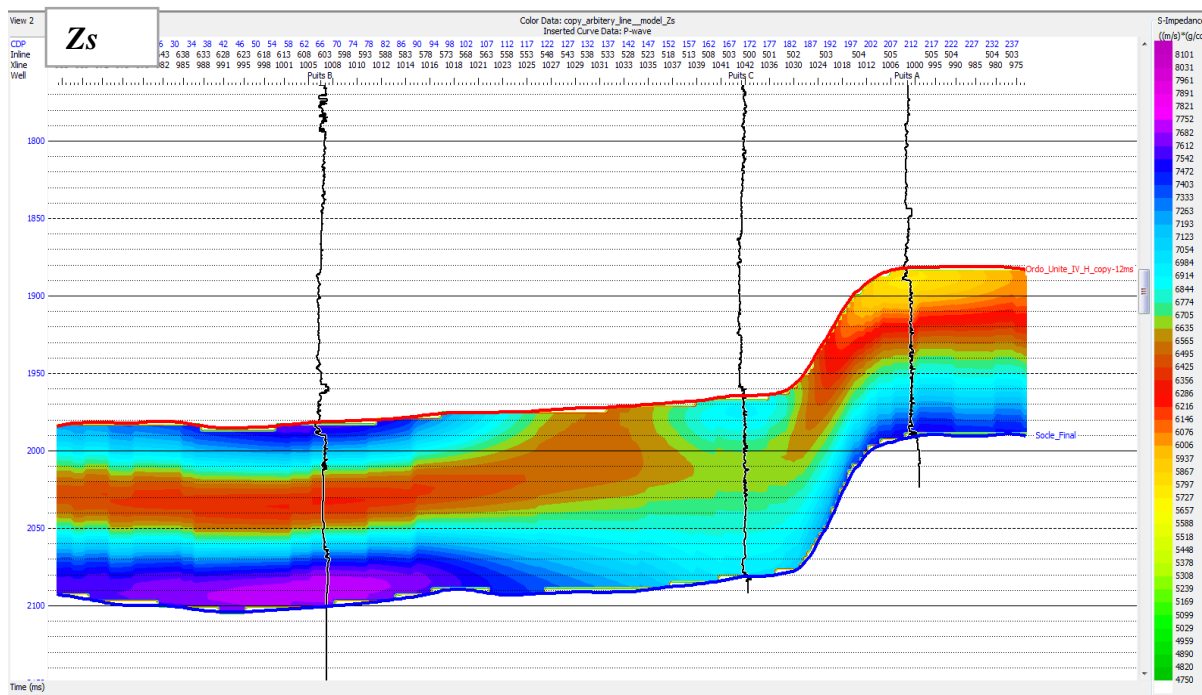


Figure (V-28) : Modèle initial Z_s passant par les puits « A », « B », « C ».

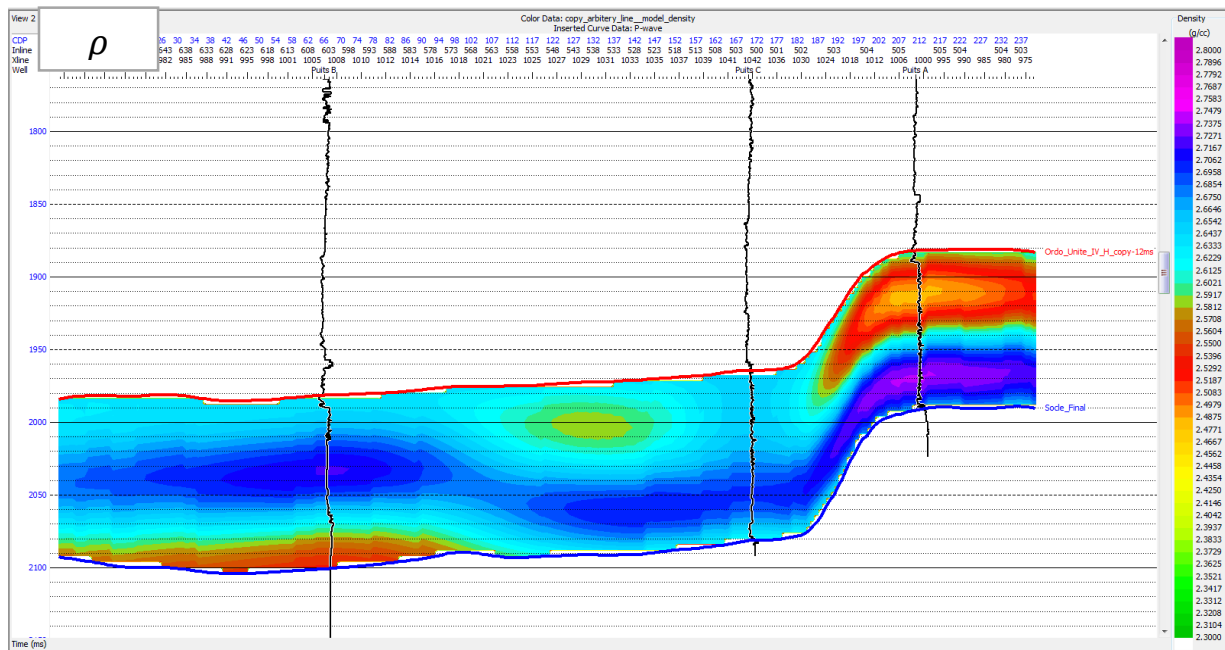


Figure (V- 29): Modèle initial ρ passant par les puits « A », »B », « C ».

Les figures (V-27 a V-29) montrent que Les modèles initiaux présentent une certaine continuité des impédances acoustique Z_P et Z_S et densité, avec des couches d'épaisseur plus ou moins égale. Cela démontre que les modèles initiaux sont bas fréquents.

On remarque les valeur de l'impédance acoustique Z_P varie aux alentours de 10083-12688 (m/s.g/cc) au niveaux du puits A , et 10083-12063(m/s.g/cc) au niveaux du puits B, et enfin entre 10083-12792 (m/s.g/cc) dans le puits C .

Les modèles initiaux sont le point de départ de l'algorithme d'inversion, les erreurs de la modélisation posent un problème de la vitesse de convergence de celle-ci. Dans le cas d'un modèle initial erroné on arrive à la solution en un nombre d'itération assez grand, c'est pour cette raison qu'on effectue une analyse des paramètres de l'inversion.

V.7 Analyses d'inversion aux puits :

Après avoir construit les modèles initiaux, à partir desquels sera estimée la réflectivité, qui sera convolutive par une ondelette pour chaque angle d'incidence, on lance l'algorithme d'inversion au niveau des puits. Ce dernier perturbe le modèle afin de minimiser l'écart entre la sismique et le film synthétique par la méthode du gradient conjugué. L'intérêt de lancer d'abord l'inversion aux puits :

➤ Pré- conditionnement de l’algorithme du gradient conjugué, et détermination du nombre d’itération nécessaire pour la convergence.

➤ contrôle de qualité (QC) de l’inversion, en calculant la corrélation entre les paramètres inversés au niveau du puits avec et les logs enregistrés.

Après plusieurs analyses, on a remarqué que :

- l’algorithme converge après 49 itérations.
- La fenêtre d’inversion entre les deux horizons (ordo unité IV-100ms, Socle+100ms) .

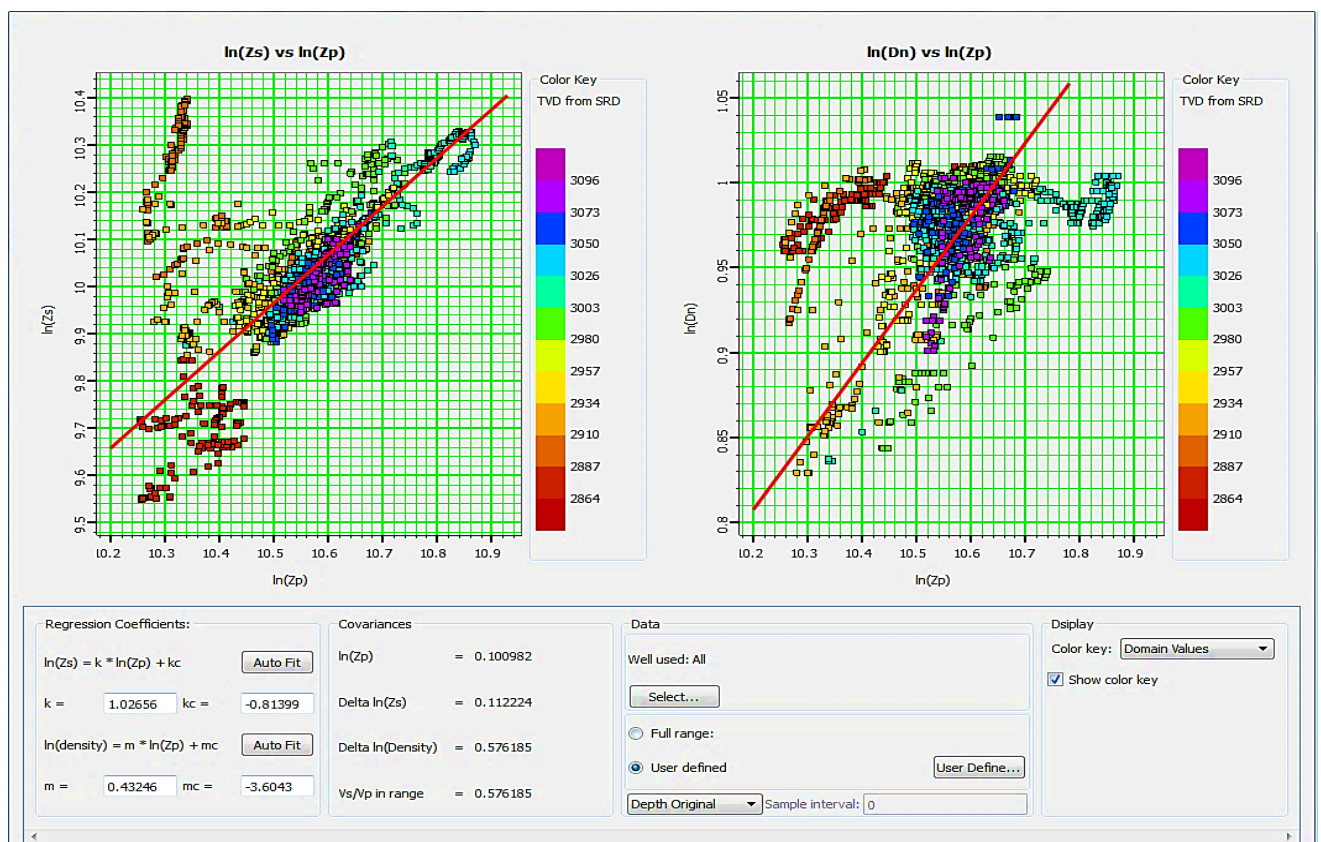
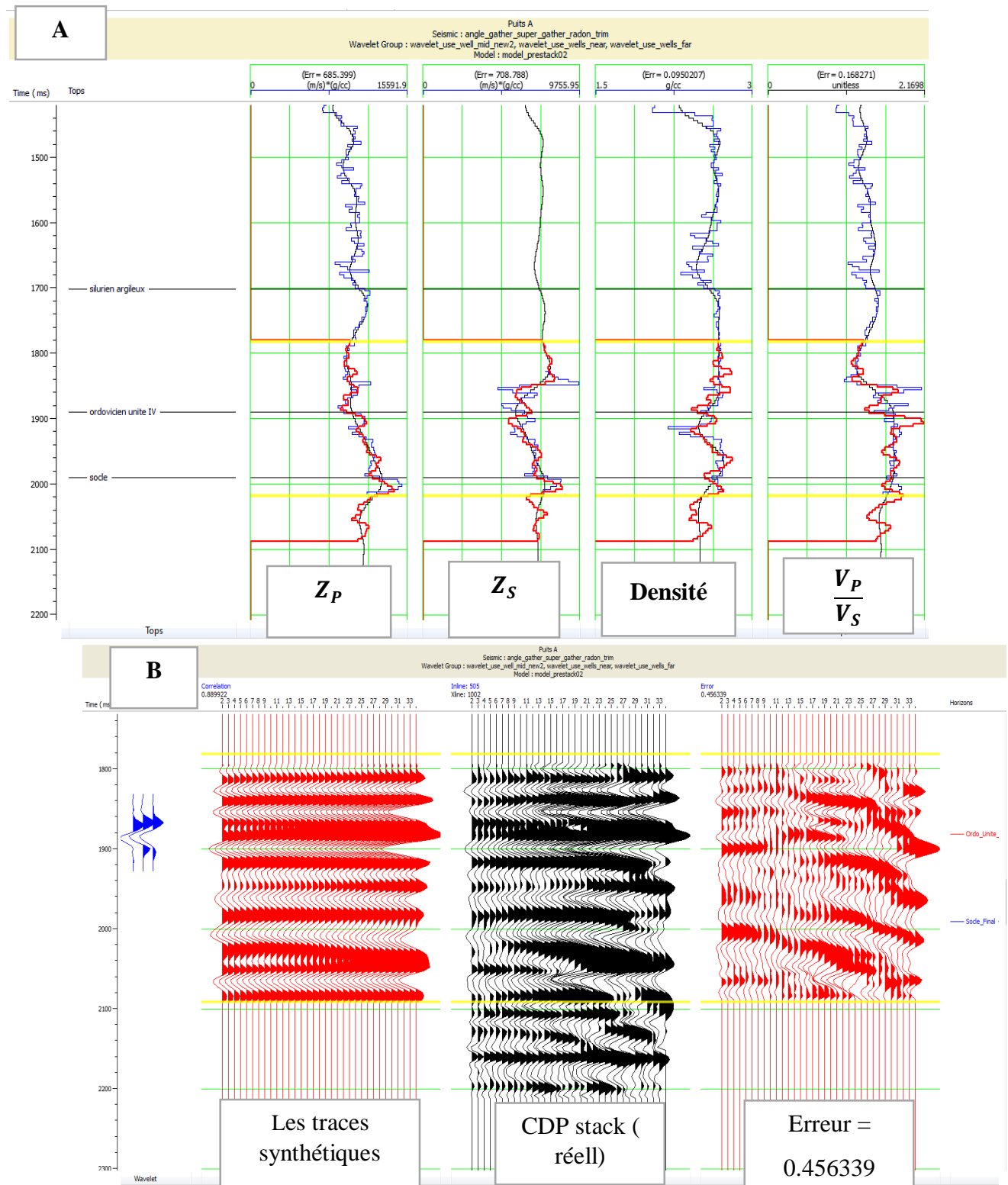


Figure (V-30) : Le cross-plot entre Ln (Z_P) et Ln (Z_S) à droite et ln Z_P et ρ à gauche.



Figure(V-32): Le contrôle de qualité de l'inversion simultanée au niveau du puits A.

- Les logs de puits originaux.
- Les logs de puits inversé.
- Les logs du modèle initial.

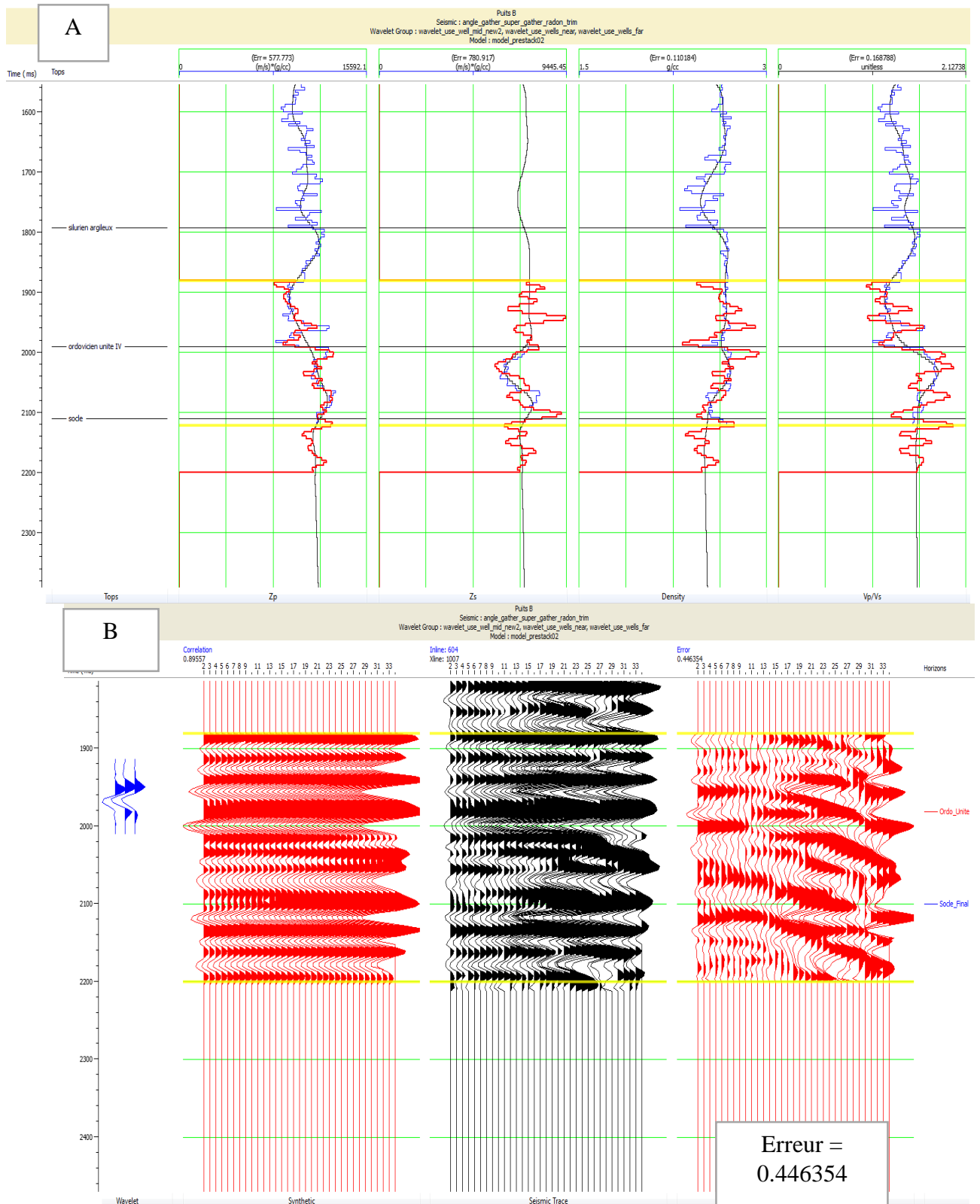


Figure (V-32): Le contrôle de qualité de l'inversion simultanée au niveau du puits B.

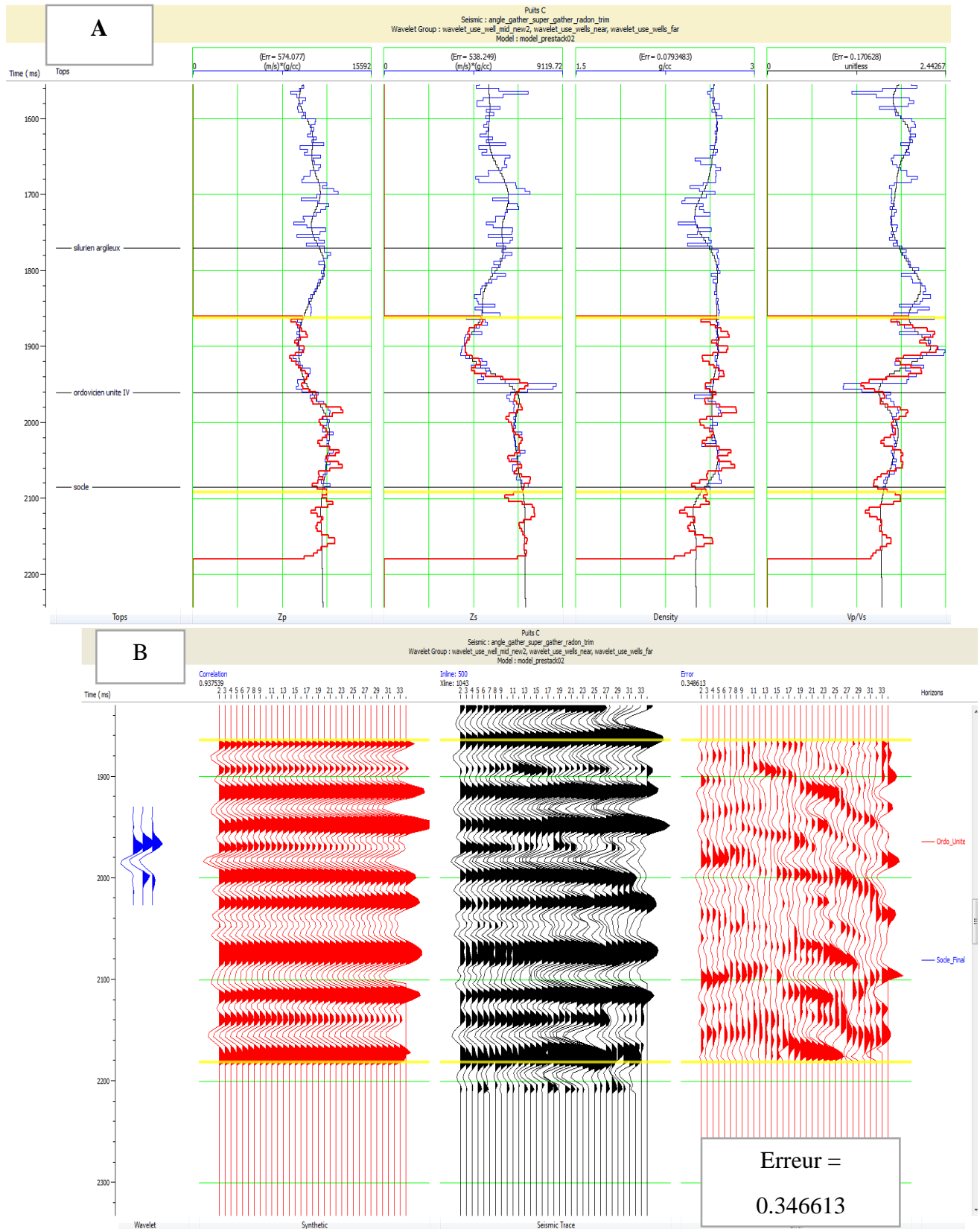


Figure (V-33) : Le contrôle de qualité de l'inversion simultanée au niveau du puits C.

- a) Les figures (A V-31 a A V-33), de gauche a droit l'écran affiche les résultats de l'inversion (en rouge) recouvrant les logs de puits originaux (en bleu), ceux en noir sont la base fréquence des logs (modèle initial). On observe une correspondance entre les logs de puits inverser et les logs de puits originaux avec des taux d'erreurs Faible.
- b) Les figures (B V-31 a B V -33), représente Les traces synthétiques calculées à partir de cette inversion (en rouge), suivie par le CDP_Stack original (en noir), l'erreur qui est la différence entre les deux résultats précédents.

On note que au niveau de puits A on a obtenus un taux de corrélation de 0.8899 avec un taux d'erreur de 0.456339

Pour le puits B la corrélation et de 0.8957et un taux d'erreur de l'ordre de 0. 446354

Et en enfin au niveau de puits C on a obtenus une corrélation de 0.9375

Est un taux d'erreur de 0. 346613.

On analysont ces resultat on conclue que le taux de correlation est éleve au niveaux de tous les puits est les erreurs sont faible ce la confirme que notre inversion simultnée des données sismiques avant sommation est correcte.

V.8 Inversion du volume sismique :

Après la réalisation de toutes les étapes précédentes, on arrive au dernier point dans le chemin d'inversion sismique simultanée qui est réservé au lancement de l'algorithme d'inversion sur l'ensemble du volume sismique.

Les résultats obtenus sont trois volumes d'impédance P (Z_p), d'impédance S (Z_s), et de densité.

On affiche les résultats selon la ligne arbitraire qui passe par les puits « A », « B », « C »,

Comme illustré dans les figures (V-34, 35 et 36) :

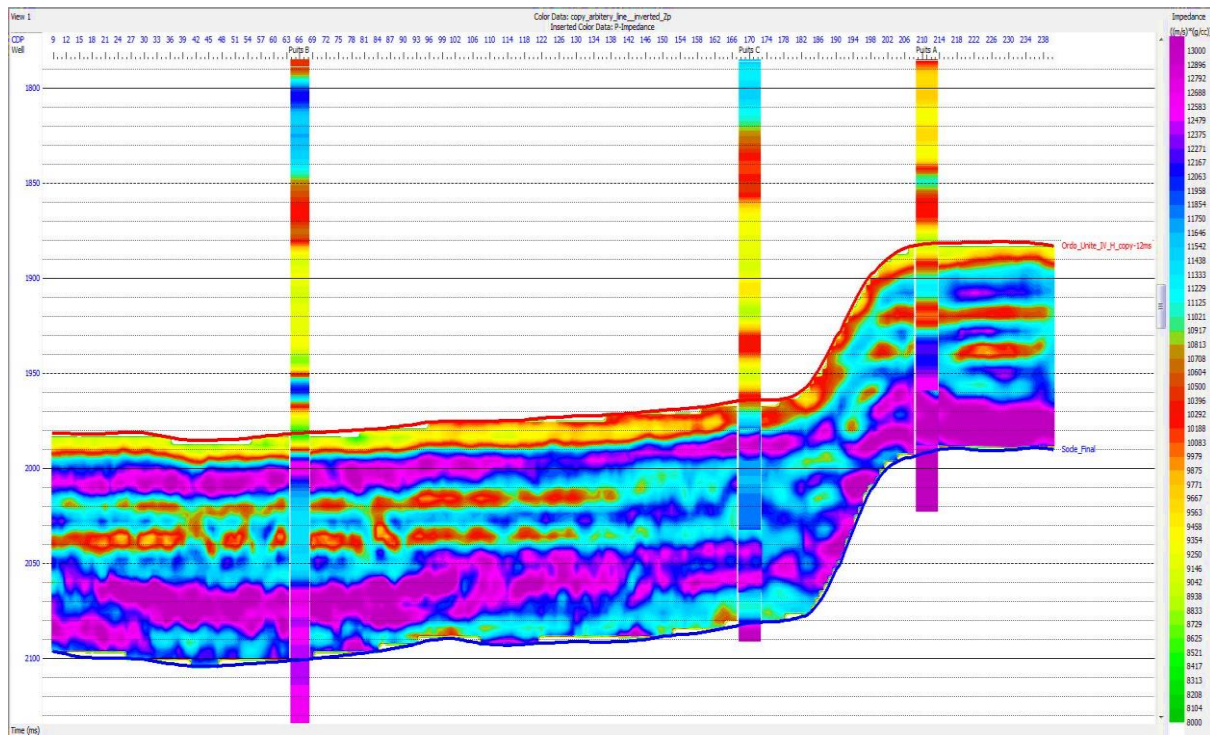


Figure (V-34) : Modèle inversé de l'impédance acoustique de compression Z_p .

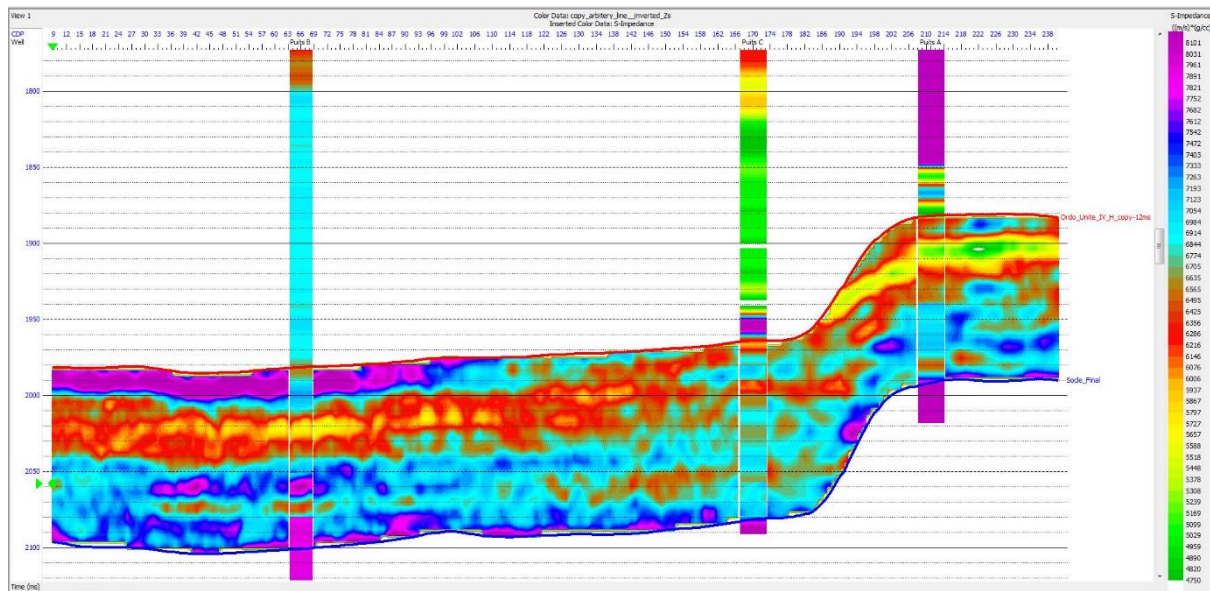


Figure (V-35) : Modèle inversé de l'impédance de cisaillement Z_s .

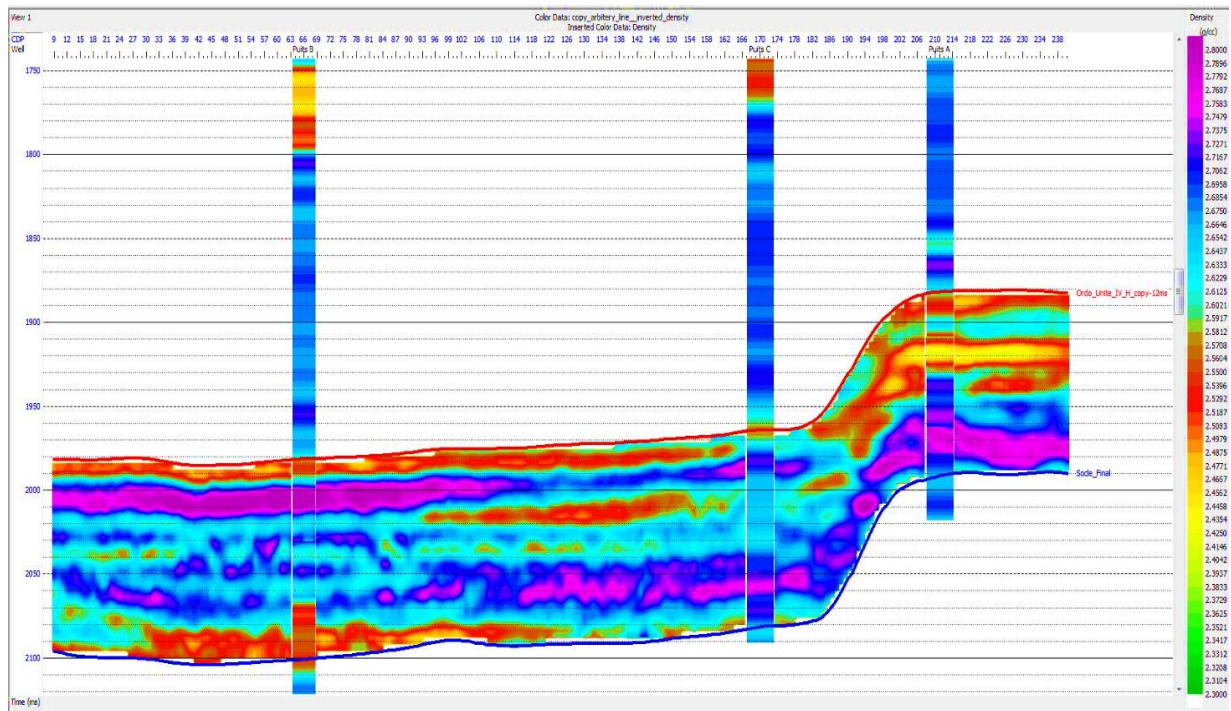


Figure (V- 36): Modèle inversé de la densité.

D’après les figures (V-34 à V-36), on remarque que les valeurs des modèles inverser au niveau des puits coïncident avec les valeurs réelles sur les logs des puits. Cela veut dire que notre inversion simultanée (une généralisation de l’inversion base sur un modèle) est bonne.

8.1 Comparaison entre les modelés inverse et les modèles initiaux :

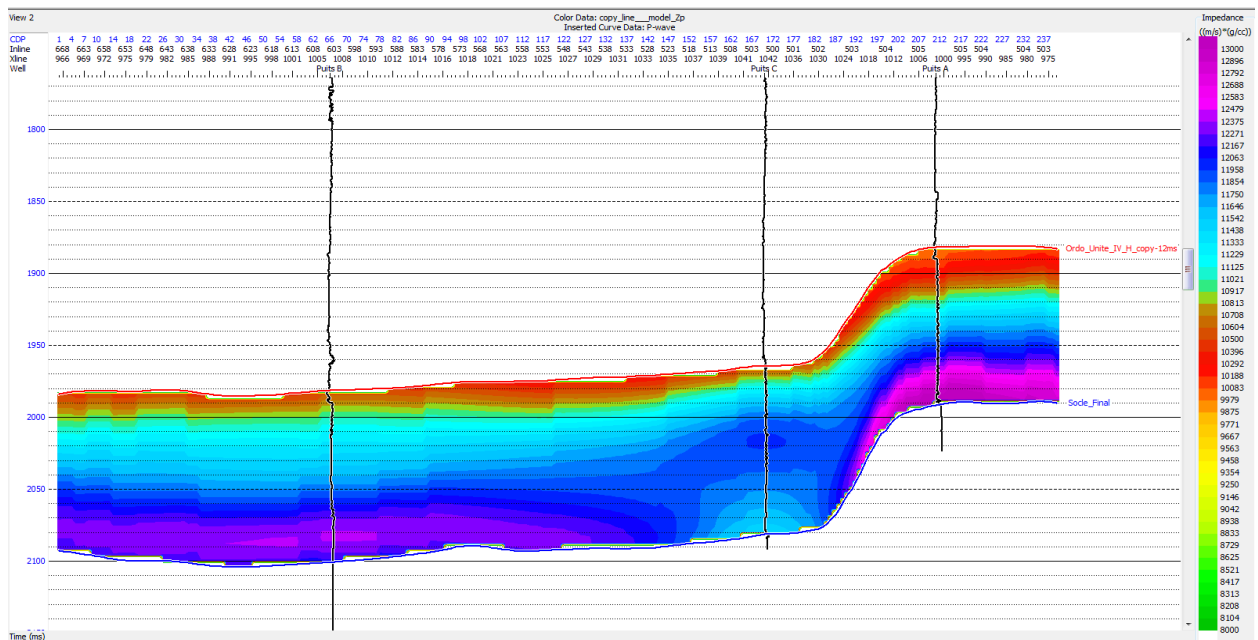


Figure (V-37) : Modèle initial de l’impédance acoustique de compression Z_p .

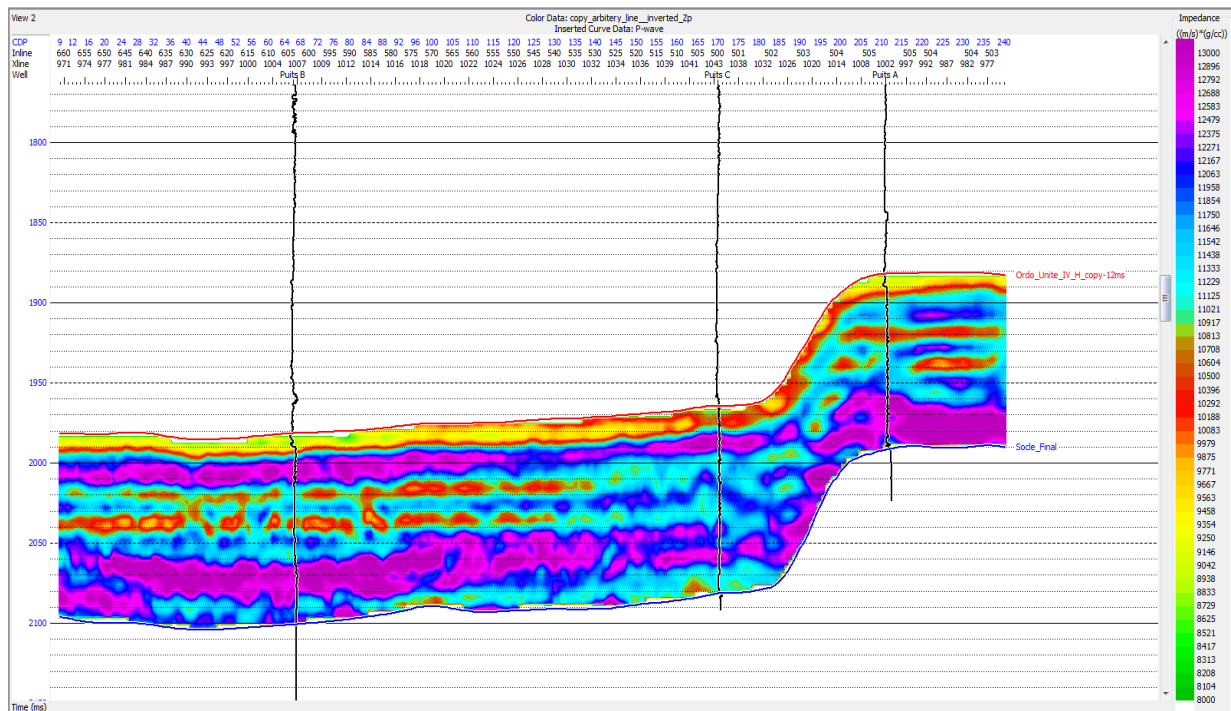


Figure (V-38) : Modèle inversé de l'impédance acoustique de compression Z_P .

En comparant le modèle inverse d'impédance acoustique Z_P , avec son modèle initial, on observe que le model inverse contient plus d'information est plus de détail que les modèles initiaux, est ce qui enrichi les connaissances sur le réservoir est raffine l'interprétation.

Et c'est la même chose pour les autres attributs (Z_S, ρ).

V.9 Transformation LMR (Lambda-Mu-Rho) :

À partir des paramètres Z_P et Z_S issus de l'inversion, on peut générer les deux coefficients élastiques de Lamé (λ, μ) par l'application des formules suivantes :

On a :

$$V_S = \sqrt{\frac{\mu}{\rho}} \longrightarrow \mu = V_S^2 \rho$$

Comme :

$$Z_S = V_S \rho \longrightarrow \mu \rho = Z_S^2$$

On a aussi :

$$V_P = \sqrt{\frac{\lambda + 2\mu}{\rho}} \quad \longrightarrow \quad \lambda = V_P^2 \rho - 2\mu$$

Comme :

$$Z_P = V_P \rho \quad \longrightarrow \quad \lambda \rho = Z_P^2 - 2Z_S^2$$

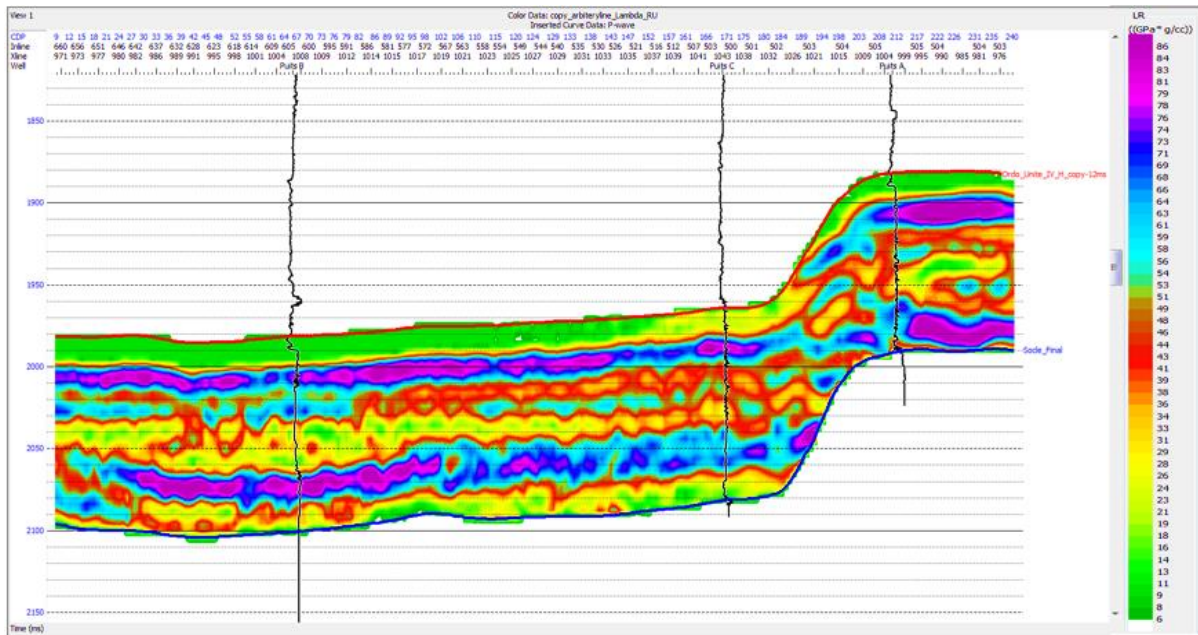


Figure (V-39): Modèle inversé de Lambda-rho.

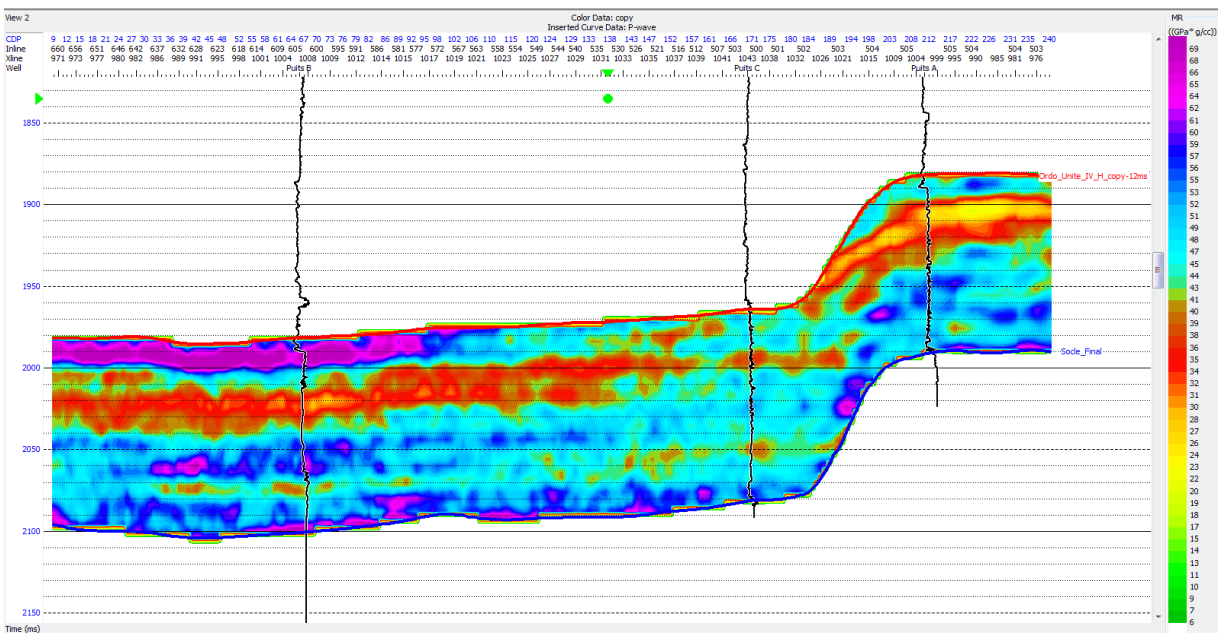


Figure (V-40) : Modèle inversé de Mu-rho.

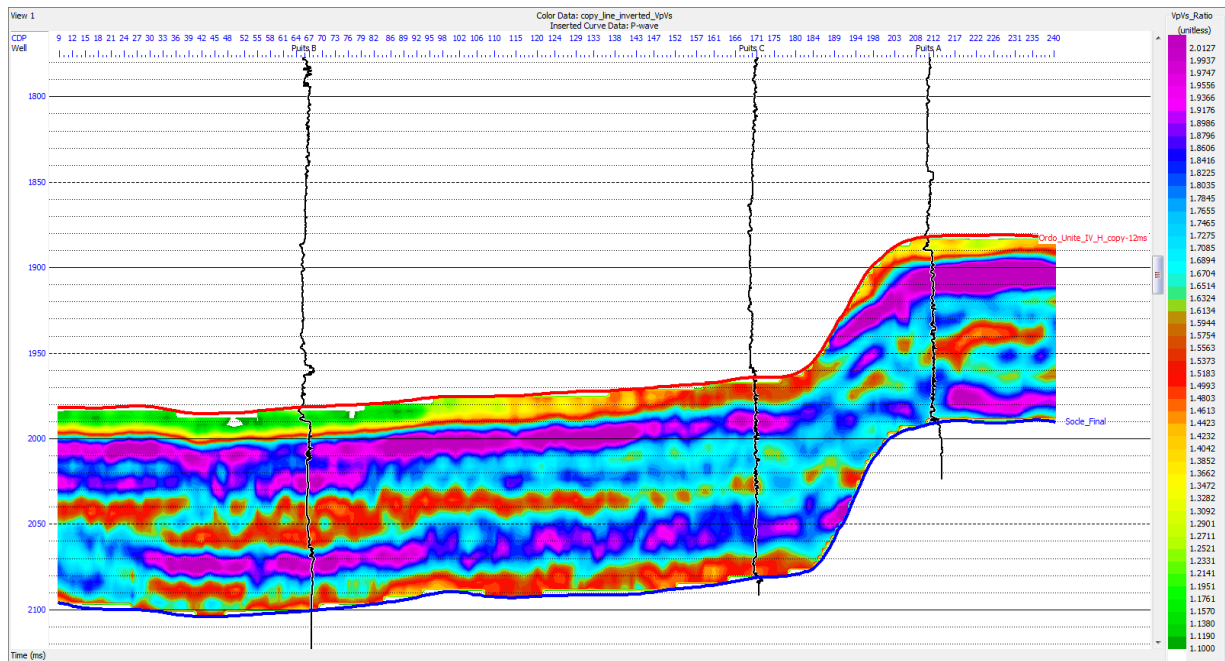


Figure (V-41): Modèle inversé du rapport $\frac{V_P}{V_S}$.

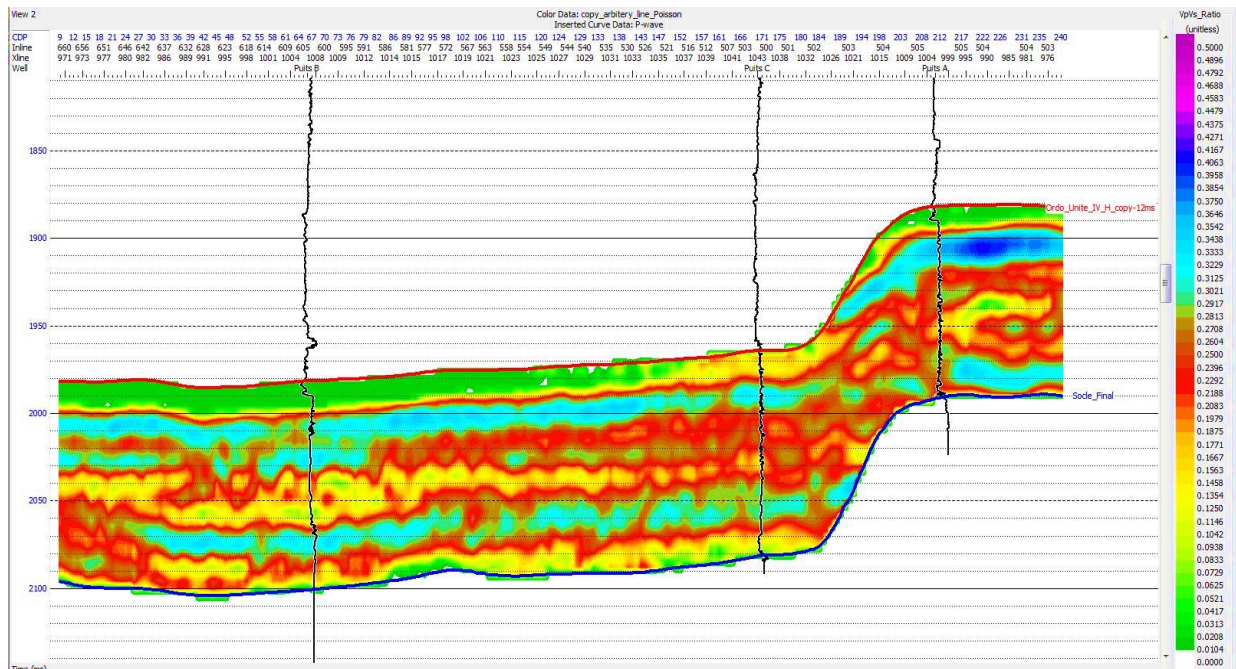


Figure (V-42): Modèle inversé du coefficient de poisson.

V.10 Interprétation des paramètres acoustiques et élastiques :

Une fois les paramètres acoustiques et élastiques du modèle obtenus, ces derniers seront interprétés qualitativement dans le but de :

- Déterminer le caractère géologique des variations des différents paramètres.

➤ Identifier et caractériser un réservoir, tout en confirmant la présence de fluides dans ce dernier, et en déterminer l'extension.

➤ Proposer des forages de façon à optimiser la production.

L'interprétation est basée sur la combinaison de tous les attributs et qui sont les suivants :

➤ Impédance acoustique Z_P .

➤ Impédance de cisaillement Z_S .

➤ Densité ρ .

➤ Module de rigidité μ .

➤ Constante de Lamé λ .

➤ Rapport de Poisson $\frac{V_P}{V_S}$.

➤ Module d'incompressibilité K .

➤ Coefficient de Poisson σ .

10.1 Génération des Horizon -slices :

Il s'agit d'une coupe en temps du cube sismique pour chaque attribut obtenu après inversion, les coupes étant obtenues à leur tour suivant l'horizon socle-4ms correspondant à notre objective (réservoir).

Nous allons donc générer un slice pour chaque attribut, afin d'en étudier les variations au niveau réservoir.

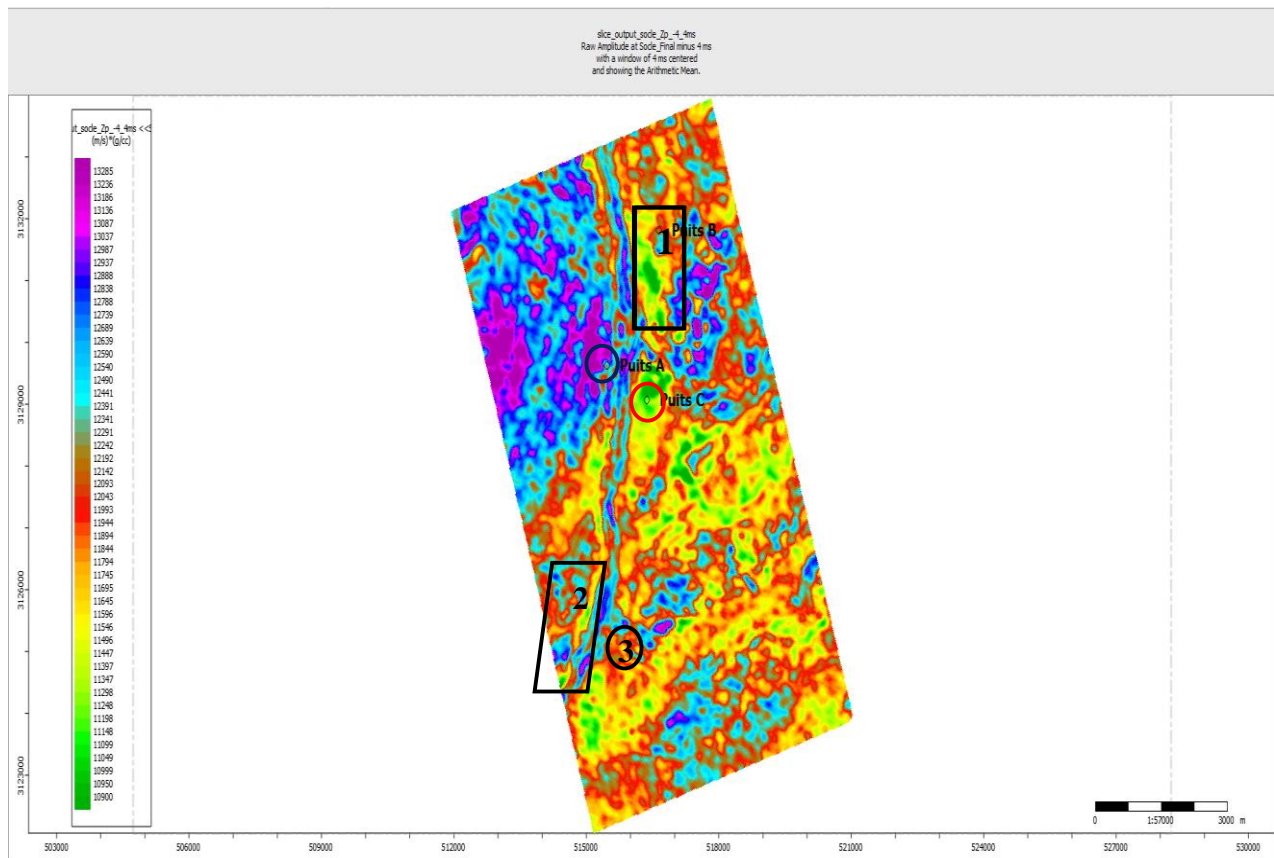
10.1. A. Impédance acoustique Z_p :

Figure (V-43): Horizon slice, attribut d'impédance acoustique de compression Z_p .

La figure (V-43), illustre les variations d'impédances acoustiques au niveau de l'horizon socle-4ms (niveau de notre réservoir).

Les valeurs de l'impédance Z_p varient entre 11000 et 13000 m/s.g/cc

On note une impédance acoustique de compression Z_p élevé au niveau du puits A (12639-12937m/s.g/cc), c'est ce qui montre que cette zone est compacte.

On remarque une chute de l'impédance acoustique Z_p dans les zones 1, 2 et 3 et au niveau du puits C, ce qui peut être dû à:

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

La seconde hypothèse sera confirmée ou démentie en étudiant les variations des autres attributs.

10.1.b Impédance de cisaillement Z_S

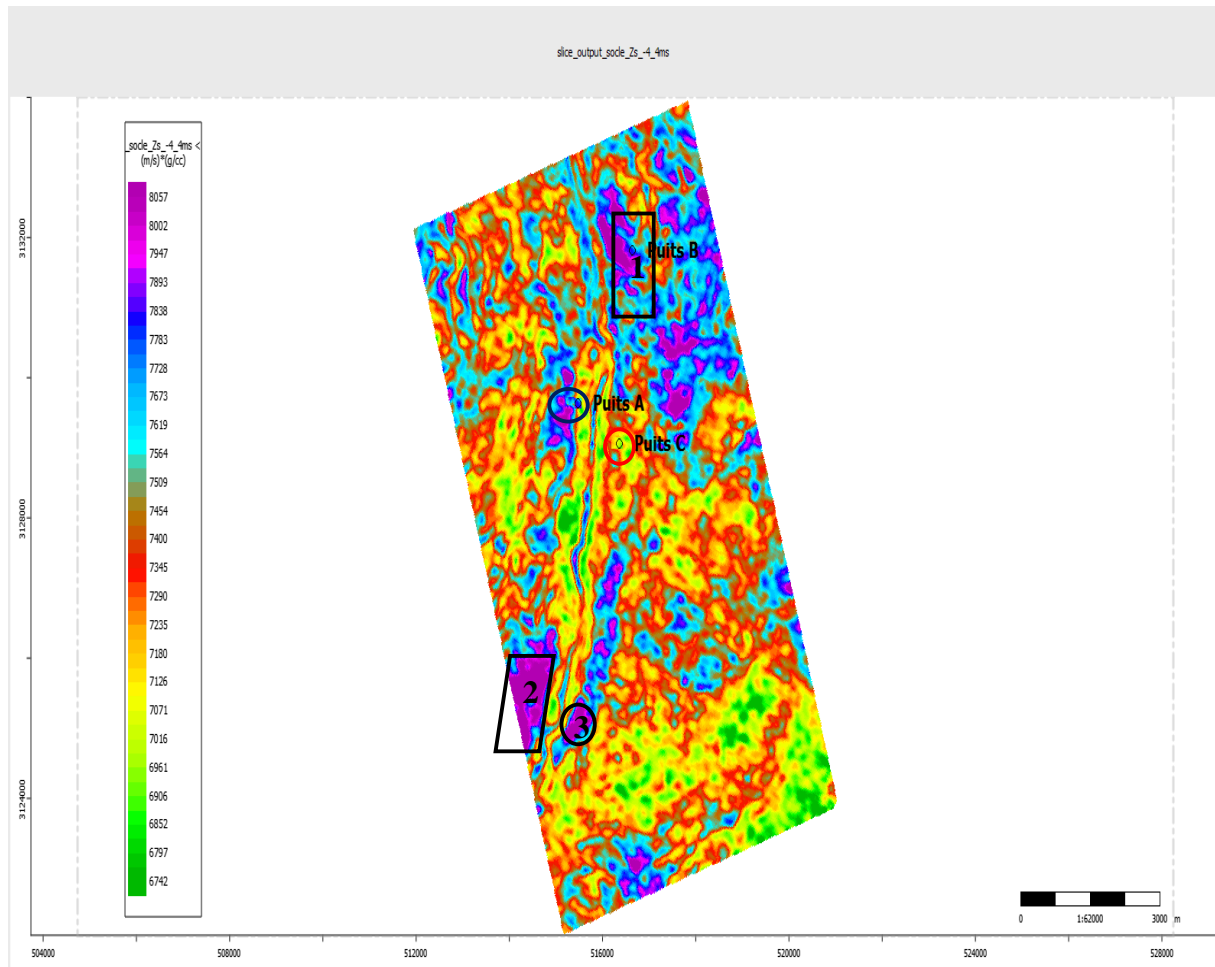


Figure (V-44) : Horizon slice, attribut d'impédance de cisaillement Z_S .

La figure (V-44), illustre les variations d'impédances de cisaillement au niveau de l'horizon Socle -4 ms (niveau réservoir), on remarque que L'impédance Z_S varie entre 6700 et 8000 m/s.g/cc. Cela confirme que notre région à ce niveau est compacte.

On note une l'impédance de cisaillement élevé au niveau du puits A, et qui varie de la même façon que son impédance de compression Z_P , ce qui indique une variation de la lithologie.

On note une Augmentation de l'impédance dans les zones 1 ,2 et 3. Cette variation n'est pas de même ordre de grandeur que celle de l'impédance Z_P .

Comparativement à l'impédance Z_P , l'impédance d'onde de cisaillement Z_S est insensible à

la présence de fluide .Ainsi on constate que cette déferérence est dû essentiellement à la présence de fluide dans le réservoir.

En revanche en observe au niveau du puits C que La chute de l'impédance de cisaillement Z_S est du même ordre de grandeur que la diminution de l'impédance acoustique Z_P , ce qui est probablement engendré par un changement lithologique.

10.1.c Densité ρ :

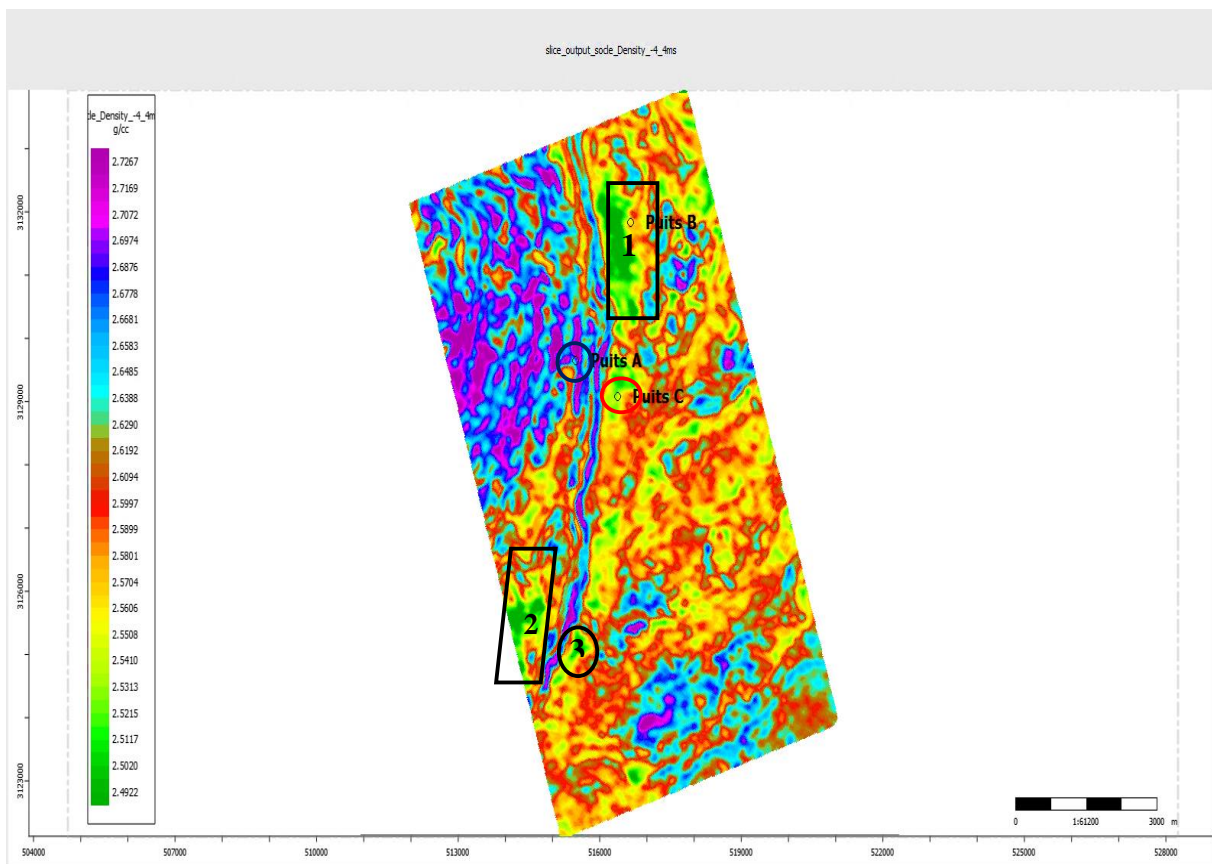


Figure (V-45) : Horizon slice, attribut de densité.

La figure (V-45), illustre les variations de densité au niveau de Socle – 4 ms (niveau réservoir). On remarque une forte densité au niveau du puits A qui confirme que cette zone est compacte.

On note une forte diminution de la densité dans les zones 1,2 et 3 qui varient aux alentours de 2.4-2.53 g/cc, et qui est probablement dû à une présence de fluide.

On observe une chute de densité au niveau du puits C qui indique une lithologie moins compacte.

10.1.d Rapport de Poisson $\frac{V_P}{V_S}$:

Le rapport $\frac{V_P}{V_S}$ est un bon indicateur de fluides, une diminution de ce dernier correspond à une présence de fluide, car contrairement à l'onde P, l'onde S ne se propage pas dans les fluides, et elle est seulement influencée par la matrice.

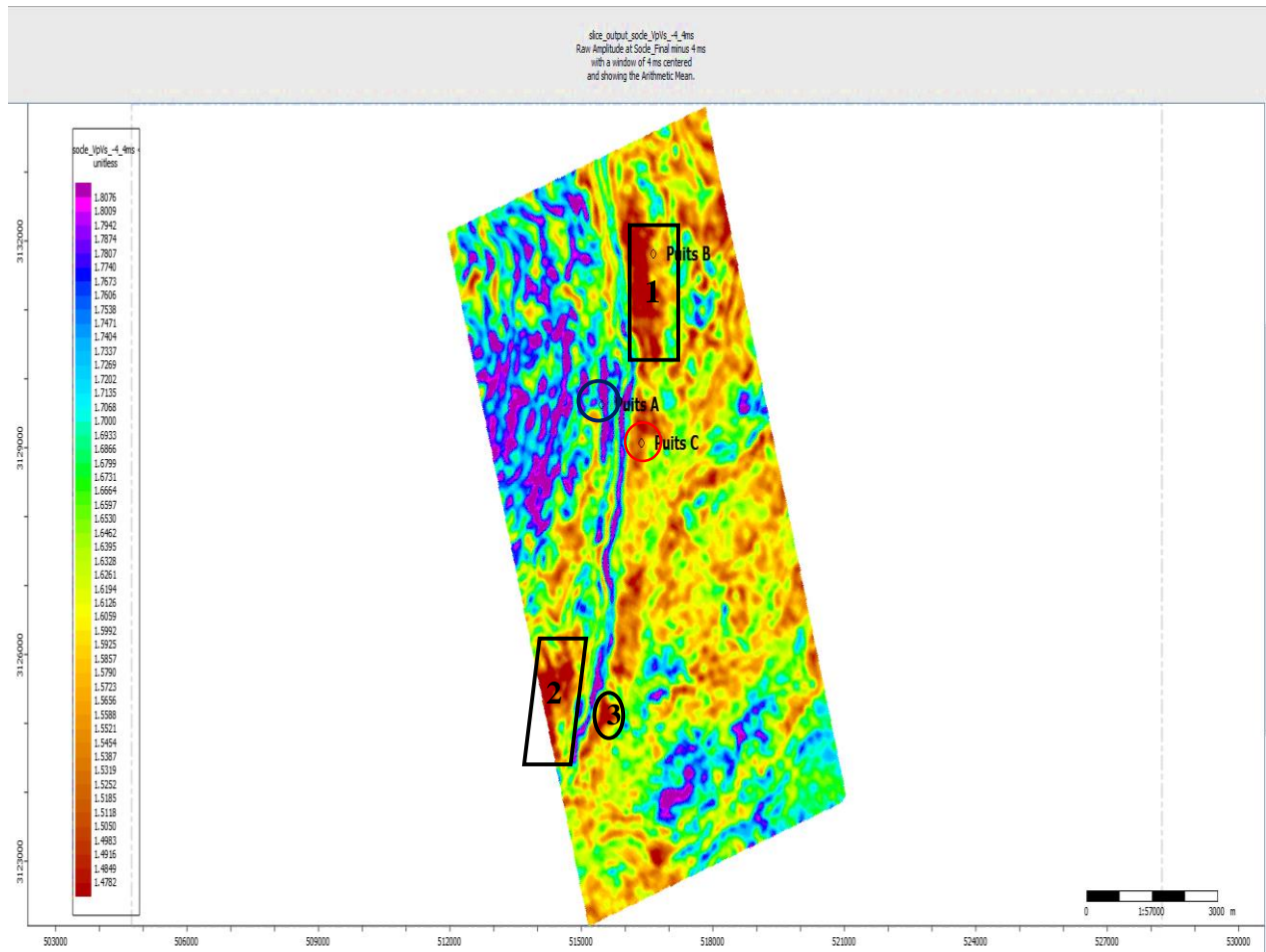


Figure (V-46) : Horizon slice, attribut du rapport de poisson $\frac{V_P}{V_S}$.

La figure (V-46), illustre les variations du rapport de Poisson $\frac{V_P}{V_S}$, au niveau du réservoir (Socle-4ms). On remarque un faible rapport dans les zones 1, 2 et 3. D'après la distribution des couleurs le rapport $\frac{V_P}{V_S}$ de ces zones présentent des valeurs qui varient autour de 1.5, et qui est généralement associée à la présence des accumulations des gaz.

Au niveau du puits C on a un faible rapport $\frac{V_P}{V_S}$ qui est du la variation lithologique et non à la présence de fluide.

Au niveau de puits A on observe un rapport de poisson $\frac{V_P}{V_S}$ élevé qui confirme que le puits A est compact et probablement sec.

10.1. e Mu-rho:

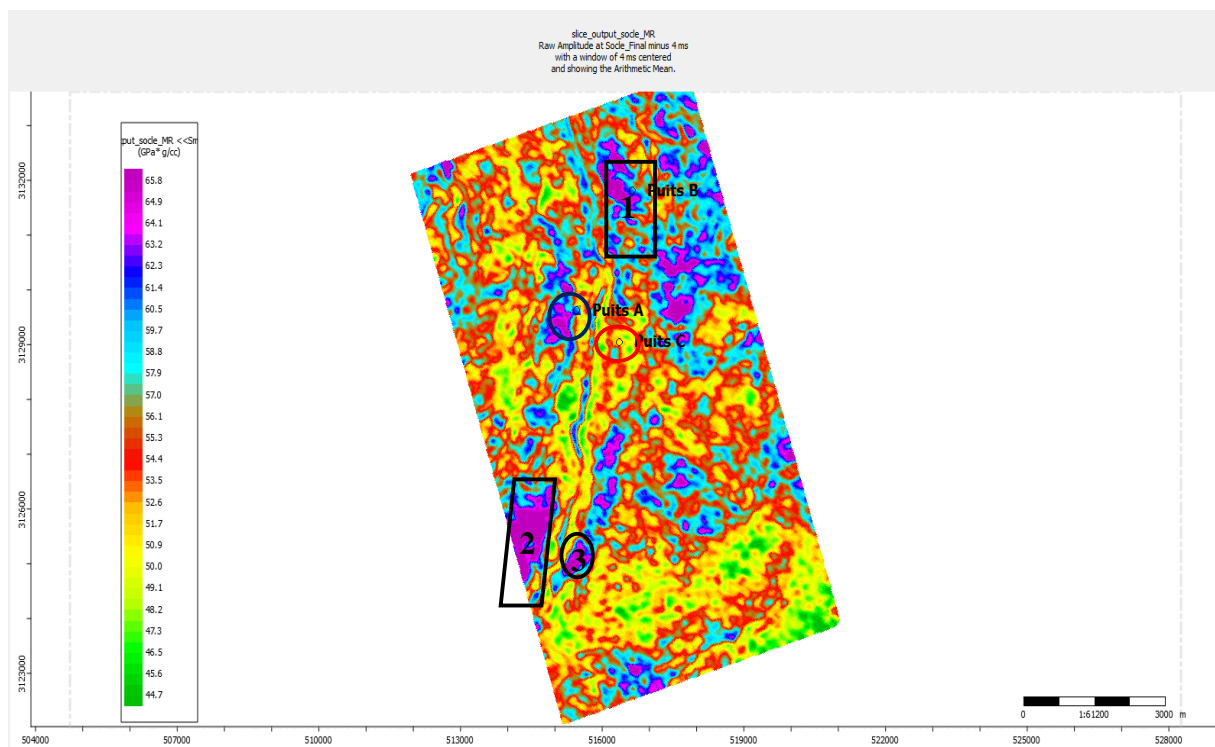


Figure (V-47): Horizon slice, attribut de Mu-rho.

La figure (V-47), correspond aux variations du module de rigidité dans le niveau de notre objectif, ce module $\mu\rho$ est la mesure de la rigidité de la matrice de la roche, de forte valeur indiquent une lithologie rigide (compacte). MU-rho n'est pas influencé par les fluides présents dans les pores, c'est donc l'un des meilleurs indicateurs de lithologie.

On note de fortes valeurs (62.3- 65.8Gpa .g/cc) du MU-rho dans les zones 1, 2 et 3 et au niveau de puits A cela confirme que notre région est compacte.

On note une faible valeur de $\mu\rho$ au niveau du puits C, cela confirme que la matrice de la roche est moins rigide dû à la chute de densité, d'impédances acoustique de compression et de cisaillements.

10.1. f Lambda-Rho :

Le module élastique lambda est un indicateur de compressibilité des formations, il n'est pas influence par la lithologie, donc c'est l'un des meilleur indicateur de présence de fluides. Généralement il prend des valeurs très faibles dans les fluides (eau, gaz, huile) du fait que les fluides sont compressibles.

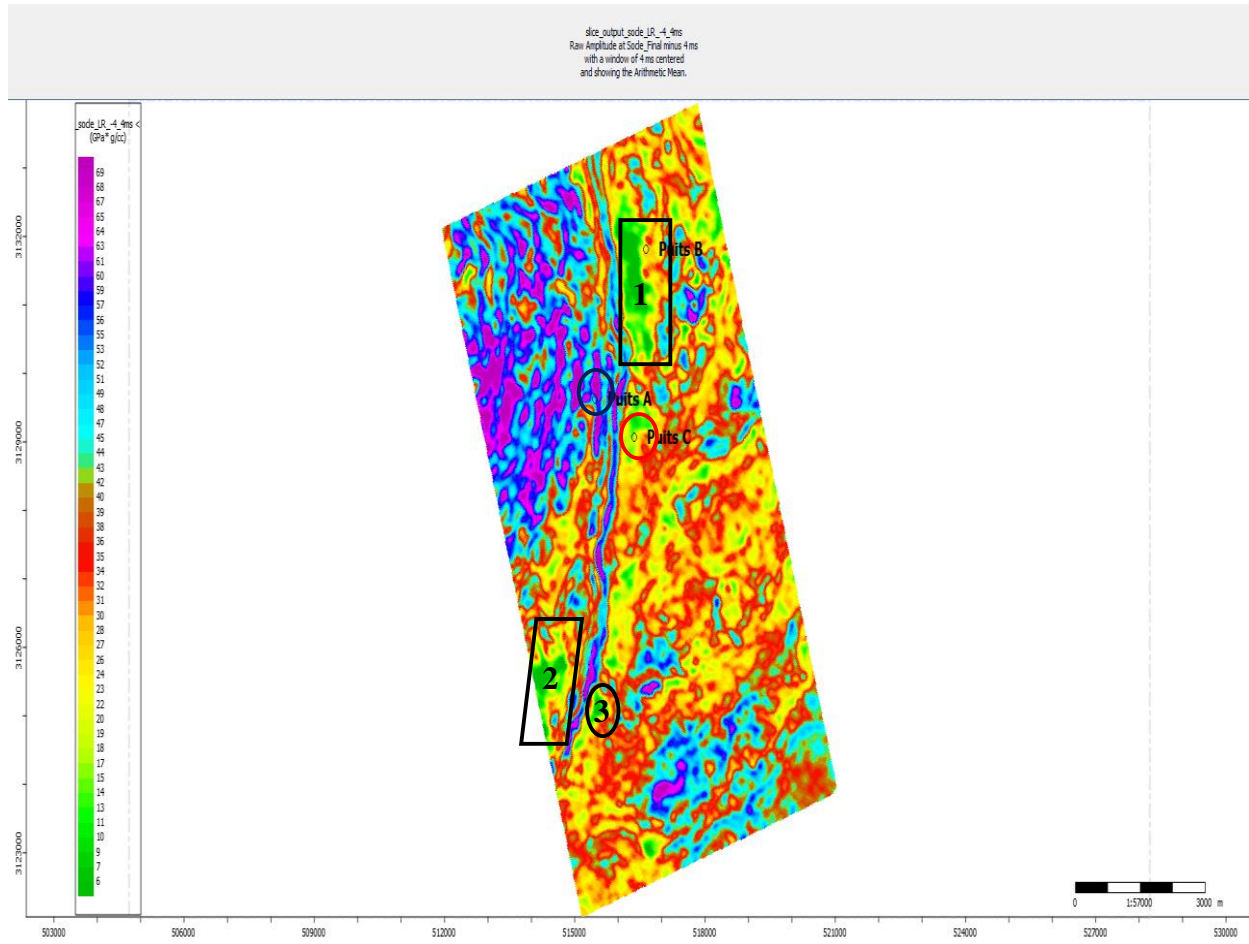


Figure (V-48): Horizon slice, attribut de Lambda-Rho.

La figure (V- 48), illustre les variations du module au niveau objectif. Ce paramètre est un indicateur de compressibilité des formations. Généralement il prend des valeurs très faibles dans les zones à gaz du fait de la faible densité du gaz. On observe de très faibles valeurs (9-20 Gpa .g/cc) dans les zones 1,2 et 3 est qui sont synonyme de présence de fluide, ce qui indique une présence de gaz, ce dernier étant un fluide qui résiste peu à la compression (fortement compressible).

On note de forte valeur du Lambda-rho au niveau du puits A, qui confirme que le puits est sec.

On note des faibles valeurs du Lambda –rho au niveau du puits C qui est du à la variation lithologique

10.1. g Coefficient de poisson

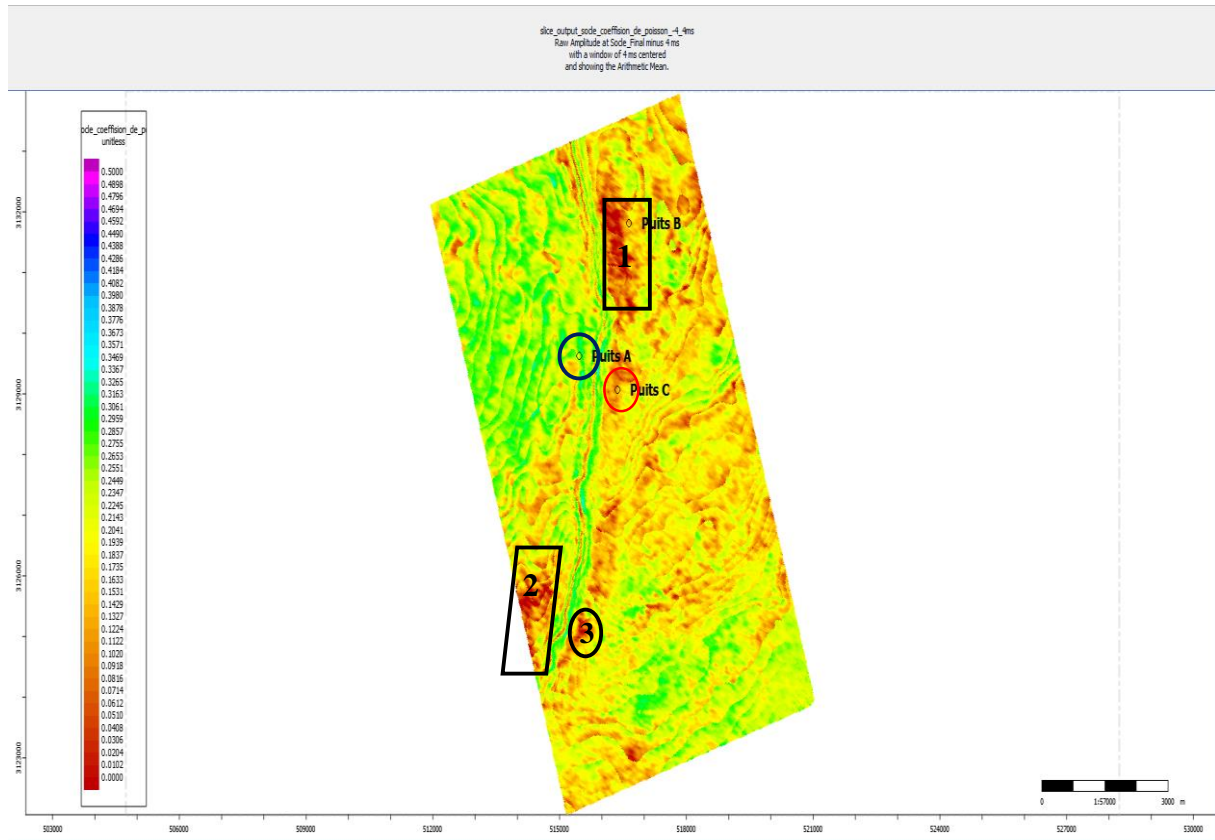


Figure (V- 49) : Horizon slice, attribut du coefficient de poisson.

La figure (V- 49), illustre les variations du coefficient de Poisson au niveau de l’objectif. On remarque de très faibles valeurs d’incompressibilité dans les zones 1,2 et 3 est c’est ce qui confirme la présence de fluide, et comme sa grandeur est inférieure à 0.2 et proche de 0.1 (0.06-0.16), elle correspond à la présence de gaz.

Au niveau du puits A est caractériser par un coefficient de poisson élevé (0.2245-0.3061) qui confirme que le puits est sec.

Au niveau du puits C on a un coefficient de poisson qui varie de 0.16 à 0.21.

Le tableau suivant récapitule de l'interprétation des résultats :

Zone	Z_p (m/s).(g/cc)	Z_s (m/s).(g/cc)	Densité g/cc	V_p/V_s _____	MR Gpa.(g/cc)	LR Gpa.g/cc	Poisso n	Interpretation
Zones 1,2 et 3	11049-11397	7838-8057	2.49-2.53	1.48-1.53	62.3-65.8	9-20	0.06-0.16	Présence de gaz
	↘	↗	↘	↘	↗	↘	↘	
Au niveau du puits A	12639-12937	7673-7947	2.68-2.71	1.76-1.8	52.7-56.1	57-69	0.22-0.31	Puits sec
	↗	↗	↗	↗	↗	↗	↗	
Au niveau du puits C	10900-11243	6797-7126	2.51-2.56	1.53-1.58	47.3-51.7	17-23	0.16-0.21	Variation lithologique
	↘	↘	↘	↘	↘	↘	↘	

Tableau V-4 : Tableaux de résultats de l'interprétation des paramètres élastiques et acoustiques.

Le tableau (V-4) montre que les zones 1, 2 et 3 présentent toutes les caractéristiques des zones à gaz, à savoir un chute d'impédance acoustique de compression Z_p , et de faibles densité et de Lambda-rho avec un coefficient de poisson inférieure a 0.2 et proche de 0.1.

Au niveau du puits A, il présente des fortes valeurs d'impédance acoustique de compression Z_p et de forte densité et de Lambda-rho, avec un coefficient poisson supérieure a 0.2 ce qui montre que la zone est compacte et sec (aucune présence de fluide).

En revanche au niveau du puits C, il présente des chute d'impédance acoustique de compression Z_p et de cisaillement Z_s avec des faibles densités et de Mu-rho qui est dû probablement a une variation lithologique.

**Conclusion
générale
Et
Recommandation**

Conclusion Générale

La réalisation de ce projet de fin d'études a permis de mieux appréhender la méthode d'inversion simultanée des données sismiques avant sommation et de démontrer la place primordiale qu'elle occupe dans l'industrie pétrolière. Cette technique constitue un outil robuste pour la caractérisation des réservoirs. Elle permet non seulement de minimiser le risque sur les forages, mais aussi d'optimiser la production afin de développer au mieux les réserves exploitées.

Dans le cadre de notre étude, la méthode d'inversion simultanée des données sismique avant sommation a été exécutée dans but le de recherche d'éventuelle présence d'hydrocarbures au niveau de l'Ordovicien unité IV dans le bassin d'Illizi, et d'avoir une classification en terme de lithologique et contenue en fluide.

La fiabilité de notre inversion est approuvée par le fait que les valeurs des modèles inversés aux niveaux des puits coïncident avec les valeurs réelles sur les logs des puits. L'élément clef qui nous a permis d'avoir une inversion crédible est la bonne estimation de l'ondelette sismique qui constitue le lien direct entre la lithologie et la réponse sismique.

L'étude conjointe de différents attributs d'inversion nous mène à interprète les zones 1,2 et 3 comme étant des zones susceptibles de contenir de gaz, car elles sont caractérisées par de très faibles valeurs d'impédances acoustiques Z_p (11049-11397 m/s.g/cc), avec de forte impédance de cisaillements (7839-80057 Gpa.g/cc), ce qui montre l'existence de fluide, et les faibles valeurs de densité (2.49-2.53 g/cc), et coefficients d'incompressibilité (9-20 Gpa.g/cc) viennent renforcer cette hypothèse, et les valeurs de coefficients de poisson qui varient entre 0.06 à 0.16 démontre l'existence de gaz dans ces zones (1,2,3).

De plus notre interprétation est confirmée par le fait que le puits B implanté dans la zone 1 ait produit effectivement du gaz, cela nous permet d'étendre notre interprétation aux zones 2 et 3 qui présentent des similitudes au niveau de tous les attributs avec la zone 1 qui contient le puits B.

L'interprétation des horizons slice de tous les attributs d'inversion, on aussi permit de démontrer que aux niveaux des puits A et le puits C sont sec et correspond à des variations lithologique (changement de facies), et cela confirme les résultats pétroliers de la région, car les puits A et C sont belle est bien sec.

Ainsi, l'interprétation des résultats d'inversion (paramètres acoustiques et élastiques), nous ont permis de déterminer la présence de fluides dans le réservoir, et de délimiter leur extension.

Conclusion Générale

L'inversion simultanée s'est révélé un outil puissant et efficace lors de l'interprétation stratigraphique.

Recommandation :

Des forages peuvent être proposés au niveau des zones 2 et 3, ces derniers ont de bonnes chances de produire du gaz. Mais pour une étude plus profonde il est recommandé d'intégrer des autres techniques d'investigation en géologie et en géophysique, notamment la caractérisation des réservoirs qui permis d'estimer les paramètres petrophysique, tel que volume d'argile, la porosité et la saturation en eau sur tout le volume sismique, à partir des attributs d'inversion simultanée par le biais de l'utilisation des réseaux de neurones, afin de minimisé le pourcentage d'erreur et les risques.

REFERENCES BIBLIOGRAPHIQUES

A .Tarantola, 1984, Linearized inversion of seismic reflection data: Geophys. Prosp, 32, 998, 1015.

Albert Tarantola, 2005. Inverse problem theory and methods for model parameters estimation, SIAM

Brian Russell, 2006-07, The old and the new in seismic inversion, CSEG Distinguished CGG Veritas Hampson-Russell

B.Russell, 2014, Seismic Reservoir Characterization and Pre-stack Inversion in Resource Shale Plays, Search and Discovery Article #41467 Hampson-Russell, A CGG Company, Calgary, AB, Canada

D. P. Hampson, B. H. Russell, B. Bankhead, 2006, Simultaneous Inversion of Pre-stack Seismic Data, GEOHORIZONS

Georges Henry, 1997, Sismique réflexion : principes et développements, Edition Technip

J. Pendrel, Jan 2001, Seismic Inversion – The Best Tool for Reservoir Characterization, Jason Geosystems Canada, VOL. 26 No. 01.

L. Pianelo, D. Guérillot, T. Gallouët, 2000, Inversion simultanée des données sismiques et des données de production, Oil & Gas Science and Technology – Rev. IFP, Vol. 55, No. 3, pp. 235-248

M.Lavegne, 1986, Méthodes sismiques » Edition Technip

Michel KERN, 2002, Problèmes inverses, cours, école supérieure d'ingénieurs Léonard de Vinci.

Satinder Chopra, JhonP.Castagna, 2014: AVO, Rocco Detomo Jr., volume editor, Tulsa, Oklahoma, U.S.A.

Serra. O, 1979, Diagraphies Différées - Bases de l'interprétation. Tome 1 : Acquisition des données diagraphiques. Bull. Cent. Rech. Explor. Prod.

Sherif.R.E & Geldart L.P, 1982, Prospection sismique .Exploration seismology vol.1

Zeroug, Bounoua et al, « Well Evaluation Conference Algeria 2007 », Sonatrach et

Schlumberger, Houston Texas USA, Décembre 2007, p. 536.

« Sedimentology, diagenesis and seismic modelling of reservoir units in the illizi basin,

Algeria », **Robertson Research International Limited**, United Kingdom, Septembre 2000,

Volume 1, 2 et 3, p.1190.

Autre documents utiliser:

Frazer Barclay et al, 2008, Seismic inversion: Reading between the lines, spring

Lawal², Mar-Apr. 2014, petro physical analysis of among hydrocarbon field fluid and lithofacies using Well Log Data, Volume 2, Issue 2 Ver. I, PP 86-96. Nigeria.

Manuel du logiciel strata, Février 2011. Hampson Russel. CCG Veritas Company.

Manuel du logiciel strata, juin 2012 : Hampson Russel. CCG Vertas compagny .

Sonny Inichinbia¹, Peter O. Sule², Aminu L. Ahmed², Halidu Hamza² and Kolawole M.