

REPUBLIQUE ALGERIENNE DEMOCRATIQUE ET POPULAIRE

MINISTERE DE L'ENSEIGNEMENT SUPERIEUR ET DE LA RECHERCHE
SCIENTIFIQUE



UNIVERSITE M'HAMED BOUGARA-BOUMERDES

Faculté des hydrocarbures et de la chimie



DEPARTEMENT DE GÉOPHYSIQUE GÉNIE PARASISMIQUE ET
PHÉNOMÈNES ALÉATOIRES

MEMOIRE DE FIN D'ETUDES

En vue de l'obtention du diplôme

MASTER

Spécialité : Géophysique pétrolière

Présentée par : HADDOU Naziha

Thème

**TRAITEMENT ET APPLICATIONS D'UN PROFIL
SISMIQUE VERTICAL ZÉRO-OFFSET
(CHAMPS DE RHOURDE NOUSS SUD- EST)**

Sous la direction du **Dr ALLEK Karim**

Soutenu publiquement le: 07/07/2019

Devant le jury composé de :

Dr FRAHTIA.J : Président

Dr BAOUCHE.R : Examineur

Année universitaire :2018/2019

Remerciements

En préambule de ce mémoire, je souhaite adresser ici tous mes remerciements aux personnes qui m'ont apporté leur aide et qui ont ainsi contribué à l'élaboration de ce mémoire.

Tout d'abord j'aimerais remercier mon encadreur docteur Allek Karim pour son implication et sa disponibilité.

Je tiens également à remercier l'ensemble des professeurs du département de Géophysique qui nous ont permis d'avoir une formation de qualité durant les cinq années passées au sein de la Faculté.

*Je souhaite remercier mes encadreur au niveau de l'entreprise SCHLUMBERGER, madame **HABIB Faiza**, DS NAG Solution Technical Lead BH Geophysics, et **KELKOULI mohammed**, SIS-DS NAF Solution Technical Lead Reservoir Engineering ,merci de m'avoir accordé de votre temps si précieux, je le sais, merci pour tous les outils que vous avez mis à ma disposition pour me permettre une compréhension efficace et une implication totale dans mon projet.*

*Je voudrai adresser mes remerciements à monsieur **MERABET Abdenour**, NAF Delivery Manager de m'avoir permise de vivre cette expérience.*

*Je tiens aussi à exprimer ma gratitude envers **AMRAOUI faycal**, Senior Borhole geophysicist Engineer, **DAHMAN Abdelhak**, Borhole geophysicist engineer, **ATTAR redouane**, IM&geophysics engineer, **Amira Nesrine Ihaddaden**, Reservoir engineer, **Sarra RAHOU**, Information Management Engineer, **Nabila OUGUENOUNE**, Project leader, schlumberger Geosolutions, **ZAGHEBIB Foued**, NAF Geoscience Tech Solution-Senior Geophysicist, **REZIG drifa**, geologist, **Soumia AIEM**, geologist, **Ouiza BOUMAIEL**, Geophysicist, **Abderahmane AKHAM**, Reservoir engineer, **AIDER Mohand**, Consulting Petrophysicist, **Tarik BOUDJOGHRA**, D&M NAF GM PSD Manager, **LOUALI Djedjiga**, NExT Training Coordinator & Sales Admin, NExT, pour toutes les discussions que l'on a partagées et qui m'ont été d'une aide précieuse, merci pour votre bonne humeur et sincère bonté.*

Je remercie également l'ensemble de l'équipe du segment SIS de Schlumberger, pour le soutien apporté aux stagiaires en leur donnant l'impression d'être en famille, dont je suis fière d'en avoir fait partie.

*J'exprime ma reconnaissance à monsieur **Ziyad AOUN**, NAF OFS Recruiter & University Relationship Manager, HR, et madame **HADRI Yasmine**, NAF Recruiting & Staffing Coordinator, HR, de m'avoir donné l'opportunité d'effectuer mon stage de fin d'étude au sein de l'entreprise SCHLUMBERGER.*

Dédicaces

*A la mémoire de mon cher père que dieu l'accueille dans son
vaste paradis ,*

*A toi maman, ma source d'inspiration et de courage, c'est en
toi que je puise la force d'avancer, tu es pour moi un symbole de
paix, de force et de bravoure, rien au monde ne vaudra jamais
tout l'amour que tu m'as donné.*

*Mes remerciements les plus chaleureux à mes chères sœurs
Fatima, Djamilia, Karima, Warda et Hafida pour avoir
toujours été à côté de moi et pour leur motivation fraternelle .*

*A mes chers frères, Hocine , Younes et Slimane , vous
êtes le pilier sur lequel, je le sais, je pourrai toujours me reposer,
vous êtes à vous trois mes trésors les plus précieux.*

*A mes amis qui ont cru en moi , et qui m'ont tiré vers le haut
A ma seconde famille du SEG Student Chapter, chacun
d'entre vous a eu un impact considérable sur moi .*

Table des matières

INTRODUCTION GENERALE.....	1
----------------------------	---

CHAPITRE I : GENERALITE SUR LE PROFIL SISMIQUE VERTICAL

I.1) Généralités sur la sismique de puits	3
I.2) Les différentes techniques de sismique de puits.....	4
I.3) Définition et Principe d'un profil sismique vertical (PSV).....	4
I.4) Les différentes méthodes de PSV.....	5
I.5) Mise en œuvre et matériel d'acquisition.....	8
I.6) Choix des paramètres.....	11
I.7) Les différents types d'ondes enregistrées.....	13

CHAPITRE II : TRAITEMENT DU PSV ZERO OFFSET

II.1) Les séquences de traitement du VSP zéro offset.....	19
II.1.1) Prétraitement des données	20
II.1.2) Le pointé des temps de première arrivée.....	22
II.1.3) La séparation des ondes.....	24
II.1.3.1) Filtre médian.....	24
II.1.3.2) Filtre F-K.....	28
II.1.3.3) Filtre Radon (τ , p).....	30
II.1.3.4) Filtre somme et différence.....	34
II.1.4) Traitement d'imagerie sismique	34
II.1.4.1) la déconvolution.....	34
II.1.4.2) Horizontalisation des données montantes déconvoluées.....	37
II.1.4.3) Filtre Pass Bande.....	37
II.1.4.4) Le couloir de sommation (corridor stack).....	38
II.2) Les applications de PSV zéro offset	39
II.2.1) PSV et calage	39
II.2.1.a) Calibration du sonique.....	40
II.2.1.b) Génération du film synthétique.....	44
II.2.2) PSV et atténuation.....	44

CHAPITRE III : inversion Bayes

III.1) Généralités sur l'inversion des données sismiques.....	47
III.1.1) Qu'est-ce qu'un problème inverse ?.....	47
III.1.2) Problème bien ou mal posé ?	47

III.1.3) Formulation du problème.....	48
III.1.4) Inversion sismique	48
III.1.5) Minima local et global	50
III.2) inversion de Bayes	51
III.2.1) Introduction	51
III.2.2) Définition	52
III.2.3) Théorie de l'inversion Bayes.....	52
III.2.4) Méthode d'optimisation pour l'inversion.....	54
III.2.5) Formulation de problème directe	56
III.2.6) Erreur de données et quantification de l'incertitude des données	57
III.2.5) Modèle antérieur et quantification d'incertitude de modèle précédent.....	57

CHAPITRE IV : Contexte géologique de la région d'étude

IV.1) Introduction à la géologie de l'Algérie	60
IV.2) Présentation de la zone d'étude Rhourde Nouss (RN).....	63
IV.2.1) Géologie de Rhourde Nouss	64
IV.2.2) Réservoir TAG	68

CHAPITRE V : application sur des données réelles

V.1) Introduction	70
V.2) L'objectifs du PSV zéro offset	70
V.3) Acquisitions des données sismiques	70
V.3.1) Réalisation des travaux	70
V.3.2) Les outils d'acquisition	73
V.3.2.1) La source.....	73
V.3.2.2) la Sonde.....	74
V.3.3) Paramètres d'acquisition	75
V.4) Le PSV brut	77
V.5) Traitement du PSV zéro offset	77
V.5.1) Prétraitement	77
V.5.2) Sélection de la composante verticale Z	78
V.5.3) Pointé de temps des premières arrivées.....	78
V.5.4) Mute.....	86
V.5.5) correction statique	87
V.5.6) Récupération des amplitudes réelles	87
V.5.7) Séparation des champs d'ondes	87
V.5.8) Déconvolution	88
V.5.9) Corridor stack	88
V.6) Calibration de log sonique.....	89
V.7) Film synthétique	89

V.8) Facteur de qualité Q	89
V.9) Inversion Bayes.....	90
V.9.1) Hypothèses de l'inversion Bayes	91
V.9.2) sensibilité des Paramètres	91
V.9.3) les inputs et les outputs de l'inversion Bayes	91
V.9.4) les étapes de l'inversion Bayes.....	92
V.9.4.1) l'extraction de l'ondelette et le corridor stack_.....	92
V.9.4.2) La génération de log de l'impédance acoustique au-dessus de TD.....	93
V.9.4.3) Les paramètres de l'inversion Bayes.....	93
V.9.4.4) Les résultats de l'inversion en temps.....	94
V.9.4.5) La conversion temps profondeur des résultats de l'inversion.....	97
V.9.4.6) Les résultats en profondeur.....	97
 CONCLUSION GENERALE.....	 101
LISTES DES PLANCHES.....	103
LISTES DES FIGURES.....	125
ABREVIATIONS.....	128
BIBLIOGRAPHIE.....	130

Introduction

Au fil des décennies les hydrocarbures ne cessent de revêtir une importance capitale dans l'économie mondiale. En effet, la demande de cette source d'énergie fossile, ne cesse d'augmenter ; booster par l'émergence de nouveaux pays industrialisés connaissant de fortes croissances économiques. Pour satisfaire à cette demande les compagnies pétrolières ont concentré leurs efforts dans le développement de nouvelles techniques, servant à explorer des ressources en hydrocarbures non conventionnelles et peu exploitées, qui deviennent économiquement rentables en raison de l'augmentation de la consommation. Cela dit, en admettant que toutes les ressources facilement exploitables ont été mises en évidence par les méthodes conventionnelles d'exploration.

La sismique réflexion est la méthode géophysique la plus utilisée dans l'exploration des hydrocarbures ; elle est considérée comme le fer de lance de l'exploration pétrolière ; parmi les méthodes géophysiques, c'est la sismique réflexion qui a connu de grands développements technologiques propulsés par les grands investissements de l'industrie pétrolière. La nécessité de mieux connaître les réservoirs pour optimiser leur mise en exploitation, a conduit les géophysiciens à développer des techniques pétrolières telles qu'entre autres, la sismique de puits qui a une plus haute résolution que la sismique de surface.

On peut distinguer trois types de sismique de puits:

- Tirs en surface avec des récepteurs dans le puits (PSV)
- Tirs en puits avec récepteurs en surface (n'est pas très utilisable au risque de détruire les puits)
- Tirs dans un puits avec récepteur dans un autre puits (type de tomographie).

En plus du carottage sismique utilisé lors des anciennes études, Le PSV s'est imposée comme étant un moyen incontournable dans le calage de la sismique de surface à l'aplomb de la location du puits, ce qui permet une bonne identification des horizons ou interfaces sismiques, c'est aussi un outil puissant pour estimer l'atténuation d'amplitude des ondes sismiques et il est un support important de l'interprétation structural et stratigraphique de la sismique de surface.

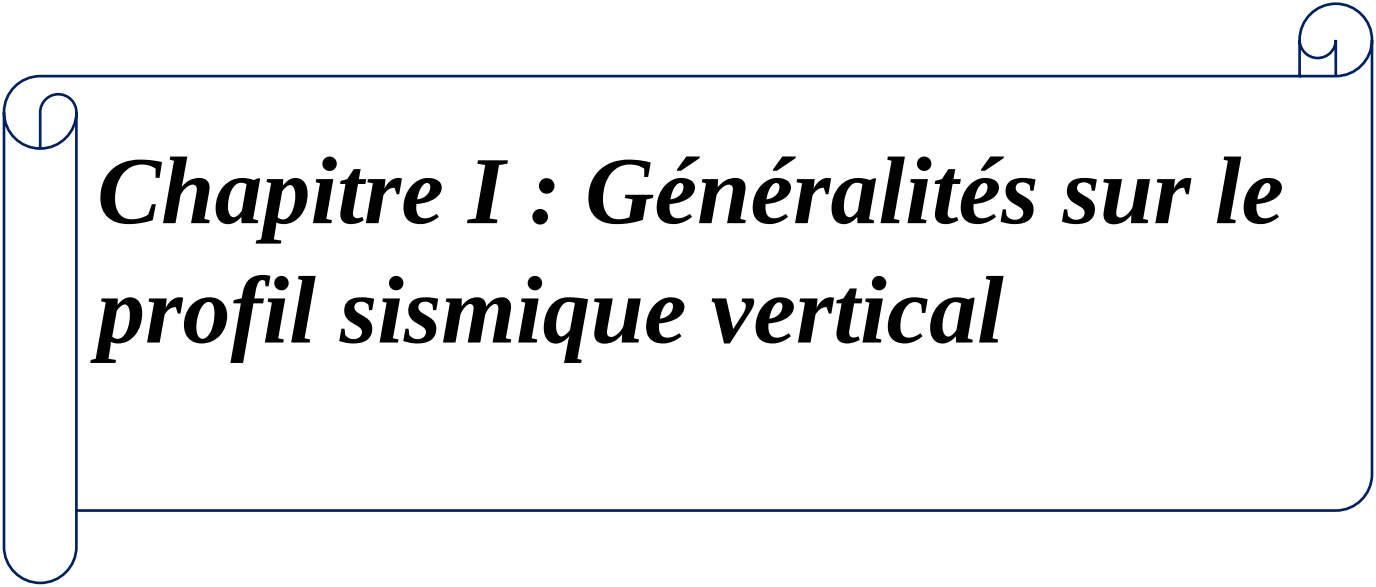
Dans l'industrie pétrolière, on s'efforce à tous les stades de l'exploration pétrolière de minimiser les coûts économiques associés aux risques de forage incertain. L'une de ces tentatives est l'inversion de profil sismique vertical (PSV) qui, parmi toutes les mesures de diagraphe de puits, est la seule mesure dotée d'attributs de données sismiques prévisionnelles qui pourraient être cartographiés à mesure que le forage progresse. L'objectif principal de l'inversion VSP est de prévoir les propriétés acoustiques (impédance acoustique, vitesse et densité) au niveau du puits, afin d'optimiser le processus de forage en réduisant les incertitudes, qui sont les prévisions de forage (profondeur des objectifs) et les zones de surpression. Cela ajoutera essentiellement une valeur à l'ensemble du processus de forage, y compris la sécurité, la durée de la mobilisation des appareils de forage et ainsi le coût.

Introduction

L'objectif principal de notre travail est la réalisation d'une séquence de traitement complète d'un PSV zéro offset et les différentes applications du PSV par l'utilisation du logiciel Vista de la compagnie Schlumberger, qui est un nouveau produit de Schlumberger et j'étais la première qui a manipulé avec ce software, il a donné de très bons résultats comparant aux autres logiciels de traitement de PSV tel que Geoframe.

Cette étude s'articule autour des chapitres suivants :

- Le premier chapitre représente des notions de base et des généralités sur l'enregistrement PSV (acquisition, mise en œuvre).
- Le deuxième chapitre est consacré aux étapes de traitement d'un PSV zéro offset, et les différentes applications du PSV.
- Le troisième chapitre consiste à étudier la théorie de l'inversion Bayes du PSV.
- Le quatrième chapitre est un bref exposé sur le contexte géologique de la région d'étude.
- Le cinquième chapitre consiste à détailler et expliquer la méthodologie de traitement et l'inversion du PSV sur des données réelles.

A decorative blue line border that forms a scroll-like frame around the chapter title. It starts with a scroll-up on the left, goes right, then down on the right, and ends with a scroll-down on the left.

Chapitre I : Généralités sur le profil sismique vertical

I.1) Généralités sur la sismique de puits

Introduction

La prospection pétrolière reste de loin, le domaine particulier de l'utilisation des techniques géophysiques et spécialement les méthodes sismiques qui diffèrent selon leur mise en œuvre et leur objectifs recherchés, à savoir :

La sismique réfraction : cette technique est basée sur l'exploitation des ondes réfractées qui prennent naissance dans des conditions spécifiques (à partir d'un certain angle d'incidence critique) et la position de source-géophones disposées en surface (long dispositif), selon une configuration déterminée à l'avance.

- **La sismique réflexion** : cette technique est similaire à la précédente, sauf qu'elle exploite les ondes réfléchies et un échelon de source-géophones disposé en surface. Cette technique fournit une image de sous-sol à 2 ou 3 dimensions. Elle est pratiquement le seul moyen d'obtenir une information sismique continue entre puits, lorsque les puits sont espacés de plusieurs kilomètres.
- **La sismique de puits** : cette technique diffère des autres par sa mise en œuvre particulière car elle est réalisée dans un puits. La sismique de puits est utilisée pour une meilleure connaissance du gisement en phase d'exploration, mais peut être également utilisée en phase d'exploitation en sismique répétitive, pour l'étude de l'évolution du gisement au cours du temps (le monitoring).

On peut distinguer trois types de sismique de puits : tirs en surface avec récepteurs dans le puits (Profil Sismique Vertical), tirs en puits avec récepteur en surface, et tir dans un puits avec récepteur dans un autre puits.

La technique des tirs en surface comprend, le profil sismique vertical zéro offset, le profil sismique vertical à offset, et la ballade sismique (walkaway).

Le profil sismique vertical (PSV) est une technique de la sismique de puits, pour laquelle un signal est émis à la surface du sol et enregistré par un ou plusieurs géophones, situés successivement à différentes profondeurs dans le puits.

Le profil sismique vertical doit être considéré comme une diagraphie acoustique aux fréquences sismiques, dont la résolution latérale est limitée au diamètre de la première zone de Fresnel. L'investigation latérale est égale à la résolution latérale, dans la mesure où les pendages sont faibles ou lorsque le puits est foré perpendiculairement aux couches. [6]

I.2) Les différentes techniques de sismique de puits

Selon la disposition du couple source- récepteurs, On distingue trois types de mise en œuvre de la sismique de puits :

- Tir dans le puits avec récepteurs dans un autre puits.
- Tir dans le puits avec récepteurs en surface (reverse PSV).
- Tir en surface avec récepteurs dans le puits (PSV).

I.2.1) La sismique de puits à puits

Dans ce cas, l'émission du signal source est faite dans un puits tandis que la réception se fait dans un autre puits adjacent, la propagation des ondes émises est extrêmement complexe du fait qu'il existe des trajets directs, des réflexions et des réfractions ainsi que les multiples dans les couches au-dessus et au-dessous de la source et du récepteur.

La sismique de puits à puits peut fournir des images des formations entre les puits sous forme de sections en sismique réflexion. Considérée comme la tomographie, elle est utilisée dans les champs en développement et aussi dans le domaine minier ou de génie civil.

I.2.2) Tirs en puits

Dans ce type, l'émission du signal est faite dans le puits et la réception en surface. Le dispositif de réception est un ensemble des géophones disposés en ligne ou en nappe.

Cette mise en œuvre permet d'obtenir un ensemble de PSO en deux ou en trois dimensions et en un temps minimal d'occupation de puits, ce qui est déterminant pour l'étude des réservoirs.

I.2.3) Tir en surface : On distingue cinq principales méthodes d'enregistrement PSV :

- Le PSV à offset nul ou PSV classique.
- Le PSV avec offset ou PSO (profil sismique oblique).
- Le PSV walkaway (ballade sismique ou ensemble de PSO)
- Le PSV walkaway azimutal.
- Le PSV walkaround.

I.3) Définition et Principe d'un profil sismique vertical (PSV)

Le profil sismique vertical (PSV) consiste à émettre un signal à la surface du sol et enregistrer des arrivées sismiques dans un puits par un ou plusieurs géophones, situés à différentes profondeurs.

Le PSV sert fondamentalement à enregistrer et analyser l'ensemble du champ d'ondes sismiques en fonction de la profondeur du sondage.

C'est donc l'enregistrement que l'on obtiendrait en descendant un dispositif sismographique dans un forage profond et en tirant en surface. Les signaux réfléchis et transmis arrivent au géophone, sont détectés dans le puits sous forme d'une superposition complexe d'ondes descendantes et ascendantes. [6]

Et parmi les principales applications du profil sismique vertical on cite :

- La corrélation avec la profondeur de la sismique réflexion.
- La mesure des vitesses des ondes P et S.
- La prévision des zones compactées.
- L'identification des réflexions primaires et multiples.
- L'estimation du pendage des réflecteurs.
- La localisation des plans de faille.
- La corrélation entre les arrivées réfléchies P et S.
- L'obtention d'une sismique de détail au voisinage du puits.
- L'identification des zones à forte perméabilité et des zones fracturées.
- Les mesures d'anisotropie.
- L'estimation de facteur de qualité Q (facteur d'absorption).
- L'estimation de la vitesse sous la TD (la profondeur totale du puits ou le fond du puits) par inversion .
- Prédiction des réflecteurs situés en dessous du puits.

Le PSV permet également d'accéder à certains paramètres lithologiques comme l'impédance acoustique, le rapport V_p/V_s qui fournit le coefficient de poisson et l'atténuation.

I.4) Les différentes méthodes de PSV

I.4.1) Profil sismique à offset nul (PSV zéro offset)

Dans ce type de dispositif. La source est proche de la tête de puits (faible offset), le trajet de l'onde est plus au moins vertical (faible angle d'incidence), dans le cas d'un puits dévié, la source occupe des positions variables de telle sorte à préserver le couple émetteur-récepteur sur la même verticale. (Figure I.1)

Hypothèses faites pour le cas d'un PSV zéro offset :

- Le sous-sol est constitué de roches homogènes et isotropes.
- Le déport est faible (trajets verticaux).
- Les réflecteurs sont plans et horizontaux.
- On suppose que le puits est vertical.
- L'onde émise en surface atteint les réflecteurs sous une incidence normale.
- On ne considère que les ondes de compression (ondes P).

D'après ces hypothèses, on peut noter que pour le cas d'un puits vertical, les points miroirs des ondes réfléchies enregistrées par toutes les positions de la sonde seront localisés sur la verticale de puits. [1]

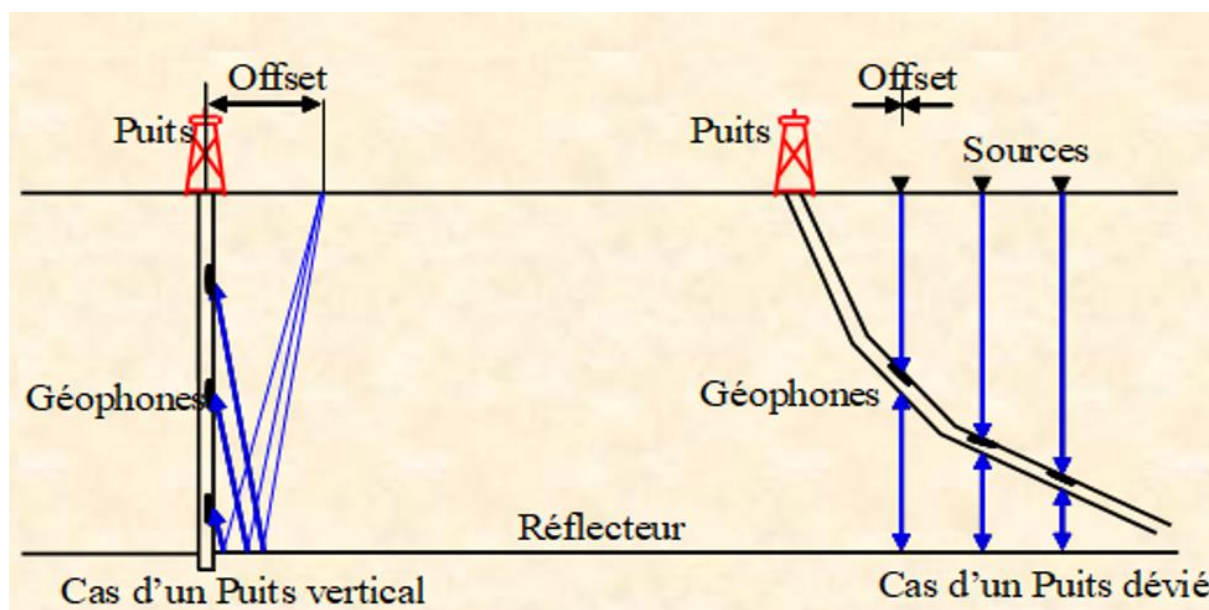


Figure I.1 : profil sismique à offset nul

I.4.2) Profil sismique oblique (PSO)

Le profil sismique oblique (PSO) consiste à déporter la source par rapport au puits, le PSO (offset PSV) est donc un PSV avec un offset plus important, pour que les hypothèses d'incidence quasi verticale soient vérifiées, un design pour le choix de l'offset est effectué. L'image obtenue après traitement est alors une section sismique en couverture simple

L'utilisation d'un offset important nous conduit à enregistrer les ondes de cisaillement (S), qu'on peut exploiter pour calculer la vitesse des ondes S . (Figure I.2)

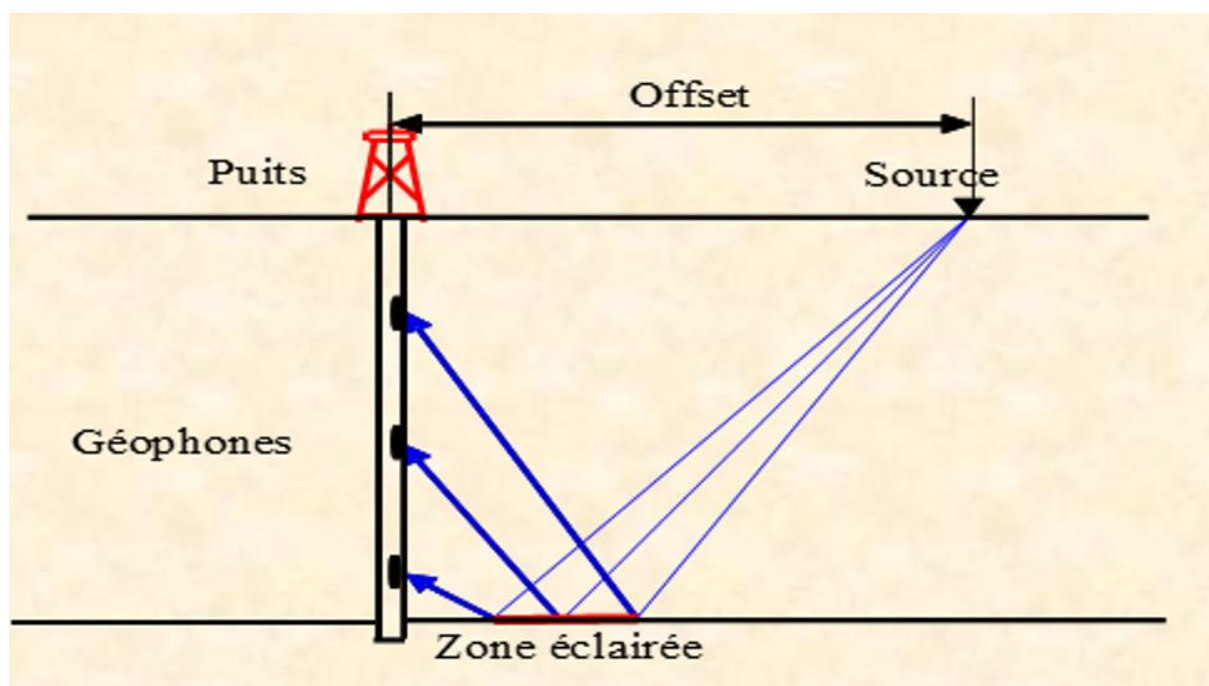


Figure I.2 : Profil sismique oblique PSO

On note ses applications importantes

- Le pouvoir de résolution latérale : les points miroirs couvrent une zone d'extension latérale égale à la demi distance, puits-émetteur.
- Il permet un enregistrement d'onde P et S.
- Étude d'anisotropie de vitesse à l'aide de la composante horizontale détectée.
- Connaissance des événements sous le fond du puits.
- Détail sur le plan de fluctuation et l'estimation/ou caractérisation du réservoir

I.4.3) Profil sismique à offset variable (walkaway)

La ballade sismique ou le Walkaway est un ensemble de PSO à offsets variables. La source occupant successivement plusieurs positions correspondant à des déports croissants par rapport à la tête de puits. (Figure I.3)

Dans la mise en œuvre d'une ballade sismique, le nombre de géophone est généralement réduit par rapport à celui utilisé en PSV à offset nul (Classique).

Les résultats du profil sismique à offset variable sont deux sections (onde P et S) en couverture multiple de faible degré caractérisée par une haute résolution (très bon rapport signal / bruit).

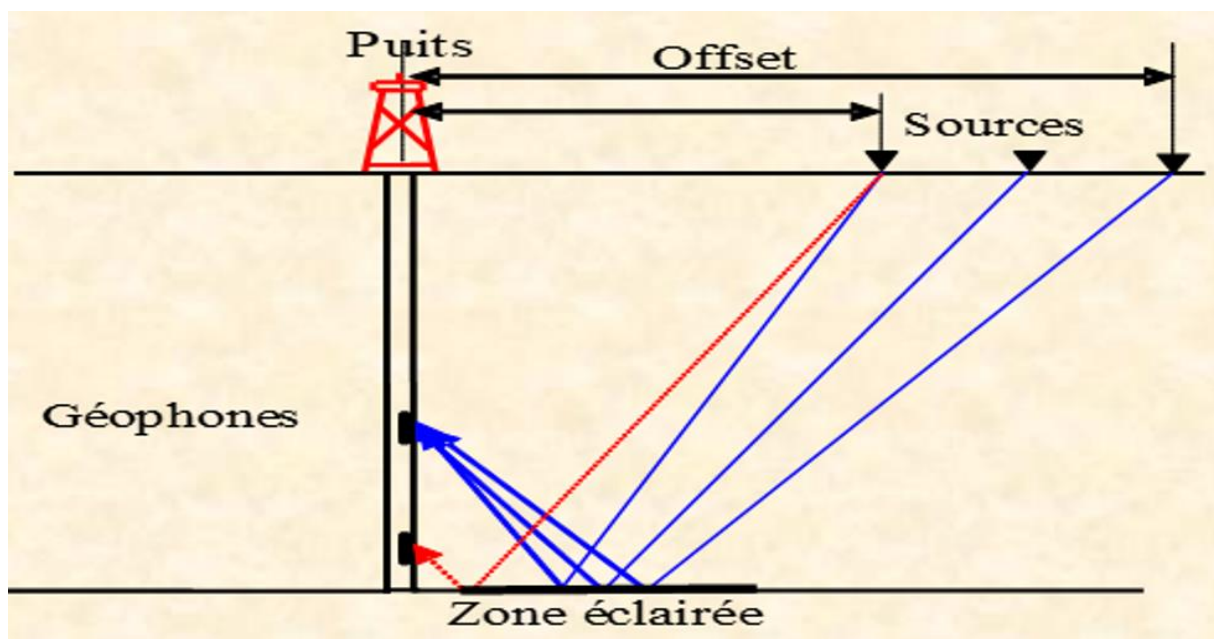


Figure I.3 : Ballade sismique (walkaway)

- **Applications du walkaway :**
 - Localisation des failles.
 - Détermination des pendages
 - Etude stratigraphique des réservoirs.
 - Prédiction des réflecteurs situés en dessous du puits.

I.4.4) Le PSV walkaway azimuthal

C'est un cas spécial de PSV walkaway, on peut le définir comme étant un ensemble de PSV walkaway. Cette technique est obtenue en orientant le profil des sources suivant différents azimuts par rapport à la gueule du trou. Le PSV walkaway azimuthal sert à détecter les failles et les fractures selon un angle azimuthal bien précis.

I.4.5) Le PSV walkaround

La source se déplace tout autour du puits en gardant le même offset comme le PSV, le walkaround a pour objectif, l'étude de l'anisotropie et la localisation des fractures autour de puits et donnant une pseudo image 3D au voisinage du puits.

I.4.6) Etude à proximité d'un dôme de sel

Les enregistrements sont réalisés dans des puits adjacents aux dômes de sel, avec la source placée immédiatement au-dessus du dôme de sel. Connaissant la position des géophones et de la source, la vitesse des ondes dans le sel et dans les couches sédimentaires et la distance au sommet du dôme de sel, une inversion du temps de parcours peut être réalisée pour déterminer les positions des points où les rayons sismiques quittent le dôme de sel, ceci permet la construction d'un profil du dôme de sel qui peut être utilisé pour déterminer la distance latérale du puits jusqu'au dôme de sel et aussi pour identifier les pièges potentiels le long du flanc du sel. (Figure I.4) [6]

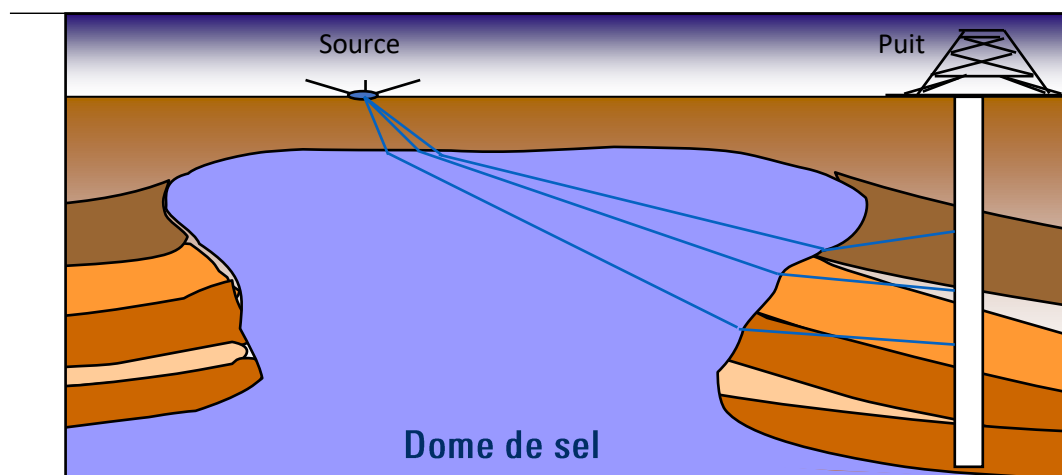


Figure I.4 : Etude d'un dôme de sel

I.5) Mise en œuvre et matériel d'acquisition

La mise en œuvre d'un PSV consiste à faire descendre un ensemble de géophone (sonde) dans le puits, et placer la source à un offset donné en surface. Les matériels utilisés dans la chaîne d'acquisition sont:

- ❖ Un puits.
- ❖ Un câble et un treuil.
- ❖ Une source sismique.
- ❖ Un système de réception.
- ❖ Une sonde signature.
- ❖ Un laboratoire d'enregistrement des données sismiques.

I.5.1) Le puits

Le puits peut avoir quelques milliers de mètres de profondeur. En raison des considérations faites sur les ondes de tube, le géophysicien préfère utiliser un puits parfaitement cimenté et tubé avec un tubage unique sur toute la colonne du puits ou un puits non tubé (open hole) , à toute autre configuration de puits. Un puits parfaitement cimenté et tubé doit en principe rendre constant le couplage du géophone de puits avec la formation et limiter les bruits de tubages. Mais la réalité pratique et toute autre et nous sommes parfois contraint de tirer un PSV avec plusieurs tubage (parfois même mal cimentés) ; le recours à plusieurs runs d'enregistrement avec la zone d'intérêt non tubée (no cimentée) se fait pour parer à cette situation.

I.5.2) Le câble

Le câble utilisé généralement est de type classique à sept conducteurs utilisés par les diagraphistes. Son rôle consiste à assurer la descente et la remontée de la sonde dans le puits, et à garantir la liaison électrique entre le système de réception et le laboratoire d'enregistrement. Il permet aussi de mesurer la profondeur de la sonde dans le puits.

I.5.3) La source sismique

Etant donné que le but du **PSV** est le calage de la sismique de surface, dans le cas où il n'est pas possible d'utiliser la même source, d'autres sources sismiques peuvent alors être utilisées, à savoir la dynamite, l'air gun, le water gun, la chute de poids, le vibreur...etc.

Les sources utilisées lors de l'enregistrement **PSV** doivent avoir les caractéristiques suivantes :

- Emettre une énergie suffisante pour avoir un bon rapport signal sur bruit au niveau de l'objectif géologique le plus profond.
- Doit avoir un spectre large et plat pour obtenir une bonne résolution verticale.
- Source ponctuelle pour avoir une bonne résolution et la même signature pour tous les tirs.
- Une signature avec un premier départ propre pour obtenir un pointé précis du temps de la première arrivée.
- Cycle de tir court pour pouvoir sommer plusieurs tirs en une même cote en minimisant le temps d'immobilisation de la sonde à une cote donnée.

I.5.4) Le système de réception

Le système de réception peut être un géophone ou un hydrophone. Il doit être conçu pour minimiser les effets des ondes de tube et assurer le meilleur couplage avec la formation. Il doit être couplé à la paroi du puits par un système d'ancrage, qui lui permet de capter fidèlement le mouvement des particules du sous-sol dans une bande passante suffisamment large (figure I.5). [6]

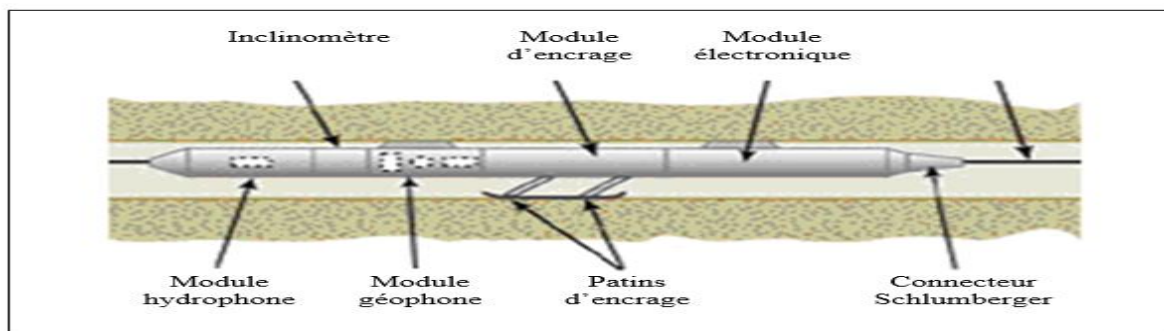


Figure I.5 : système de réception

I.5.5) La sonde signature

Une sonde signature est ancrée à un coté fixe dans un puits peu profond foré à proximité du puits où se fait l'enregistrement.

Cette sonde sert à enregistrer la signature de la source à chaque tir de façon à évaluer la répétitivité de la source, à compenser les dispersions de TB (Time Break) et caler les amplitudes.

La sonde peut être remplacée par trois géophones mono composantes, un vertical et deux autres horizontaux maintenus sous forme trirectangle au voisinage de l'émission.

I.5.6) Le laboratoire d'enregistrement des données sismiques

Le laboratoire d'enregistrement doit avoir des performances comparables à celles du laboratoire utilisé en sismique de surface.

Il doit avoir une grande dynamique d'enregistrement et permettre des pas d'échantillonnage en temps fins (inférieur à 1ms), tout en évitant le phénomène d'aliasing (FigureI.6)

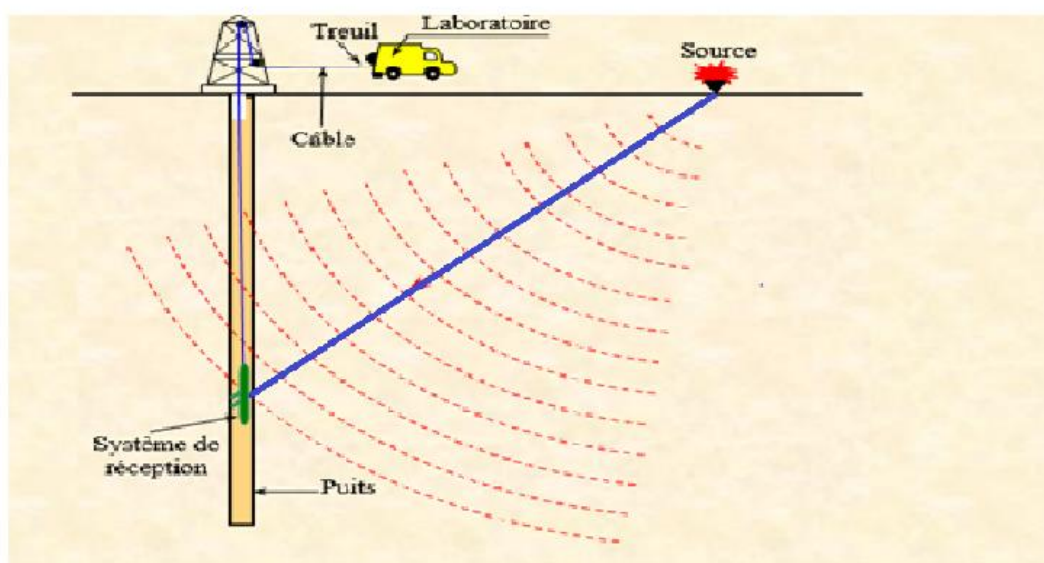


Figure I.6 : Mise en œuvre d'un PSV

I.6) Choix des paramètres

I.6.1) choix du pas d'échantillonnage

Le pas d'échantillonnage que ce soit en temps ou en profondeur doit être choisi de manière à éviter le phénomène d'aliasing.

➤ **Echantillonnage temporel**

Pour un bon choix du pas d'échantillonnage en temps. La relation suivante doit être vérifiée :

$$\Delta t \leq \frac{1}{2F_{\max}} \quad (2 \text{ échantillons/période}) \quad , \text{ On peut diminuer le pas d'échantillonnage :}$$

$$\Delta t \leq \frac{1}{4F_{\max}} \quad (4 \text{ échantillons/période})$$

Δt : pas d'échantillonnage temporel.

$F_{\max}$: Fréquence maximale du signal.

➤ **Echantillonnage en profondeur(spatial)**

Pour le pas d'échantillonnage spatial, la distance minimale ΔZ entre deux niveaux d'enregistrement consécutifs doit être choisi en respectant le théorème d'échantillonnage.

$$\Delta Z \leq \frac{\lambda_{\min}}{2} \quad \text{avec} \quad \lambda_{\min} \leq \frac{V_{\min}}{F_{\max}}$$

$$\text{D'où : } \Delta Z \leq \frac{V_{\min}}{2F_{\max}}$$

ΔZ : pas d'échantillonnage spatial.

$V_{\min}$: La Vitesse minimale entre deux côtes consécutives.

$\lambda_{\min}$: La longueur d'onde

$F_{\max}$: Fréquence maximale du signal [1]

I.6.2) Choix de l'offset

PSV à offset nul

L'offset est choisi de telle sorte que le couple émetteur-récepteur soit sur la même verticale, c'est à dire l'émetteur placé le plus proche possible de la gueule de puits. Et dans le cas d'un puits dévié, l'offset est choisi variable de façon à préserver le couple émetteur-récepteur sur la même verticale.

Profil Sismique Oblique (PSO)

Par l'utilisation d'une modélisation par lancer de rayons au préalable d'une étude, on peut être sûr que la source et le récepteur seront dans leurs meilleures positions et que les données enregistrées seront utiles pour atteindre les objectifs visés. La modélisation est conçue à partir des données géophysiques disponibles; soniques, premières arrivées de PSV zéro offset, sections sismiques, cartes structurales...

En théorie, il n'y a aucune limitation au choix du déport de la source.

En pratique, le déport de la source est pris en fonction de l'objectif géologique à atteindre de telle sorte que l'angle de propagation de l'onde incidence soit inférieur à 30°.

Pour l'obtention d'une image claire et facile à exploiter ceci nous amène à choisir l'offset D

de la source tel que :
$$D \leq H - \frac{Z_{moy}}{2}$$

Z_{moy} : est la profondeur moyenne des géophones de puits, pouvant être raisonnablement prise égale à la demi-profondeur de l'objectifs ($Z_{moy} = H/2$)

Le déport sera : $D \leq \frac{3}{4}H$

Le choix de l'offset est un point critique de la conception d'une acquisition PSO, un offset plus important peut faire apparaître sur l'enregistrement des ondes réfractées ou guidées pouvant ainsi aboutir à des images de qualité médiocre très difficiles à interpréter .

I.6.3) Déroulement d'une opération de PSV

Après avoir effectué le calage du zéro à la table de rotation ou au sol , L'opération PSV à une cote donnée consiste à :

- Contrôler la profondeur à laquelle se trouve la sonde.
- Ancrer la sonde.
- Donner du mou au câble.
- Faire les mesures sismiques et les contrôler à l'aide des monitors terrain ou d'un système de contrôle .
- Tendrer le câble.
- Désancrer la sonde.
- Positionner la sonde à la cote suivante et refaire les étapes précédentes.

Pour évaluer les variations de couplage et le rapport signal sur bruit, cette opération doit être faite plusieurs fois à la même cote.

Elle doit être faite à quelques cotes à la descente de l'outil et en fond de puits pour évaluer le rapport signal sur bruit en fonction de la profondeur, ce qui permet de régler ainsi les paramètres d'acquisition. Ces cotes seront reprises à la remontée pour contrôler le calage en profondeur.

L'enregistrement PSV est un enregistrement à deux dimensions (temps : axe vertical, profondeur de capteur : axe horizontal), la distance verticale Z entre deux points de mesure doit être choisie inférieure à la plus petite demi-longueur d'onde rencontrée pour éviter le phénomène d'aliasing spatial.

La plus petite demi longueur d'onde est calculée à partir de la valeur de la plus petite vitesse de propagation des ondes sismiques et de la fréquence la plus haute susceptible d'être enregistrée.

$$\Delta Z \leq \frac{V_{min}}{2F_{max}}$$

I.7) Les différents types d'ondes enregistrées

Un enregistrement de sismique de puits comprend deux types d'ondes :

- ❖ Les ondes de volume.
- ❖ Les bruits (les ondes de câble et les ondes de tube).

I.7.1) Les ondes de volume

L'étude des ondes de volume peut être faite en utilisant les temps de parcours. L'étude de ces temps de parcours d'une onde émise à la surface, et enregistrée par un géophone placé dans le puits, met en évidence des événements principaux. Les mêmes événements seront enregistrés en ondes de compression P et en ondes de cisaillement S. à part l'onde directe qui est une onde P seulement. [5]

➤ Onde de compression P

La vibration des particules se fait dans la direction de propagation des ondes, c'est-à-dire dans le sens des rayons sismiques produisant des zones de compression et de dilatation. Les mouvements des particules sont compris dans le plan vertical (xoz) passant par le profil (Figure I.7)

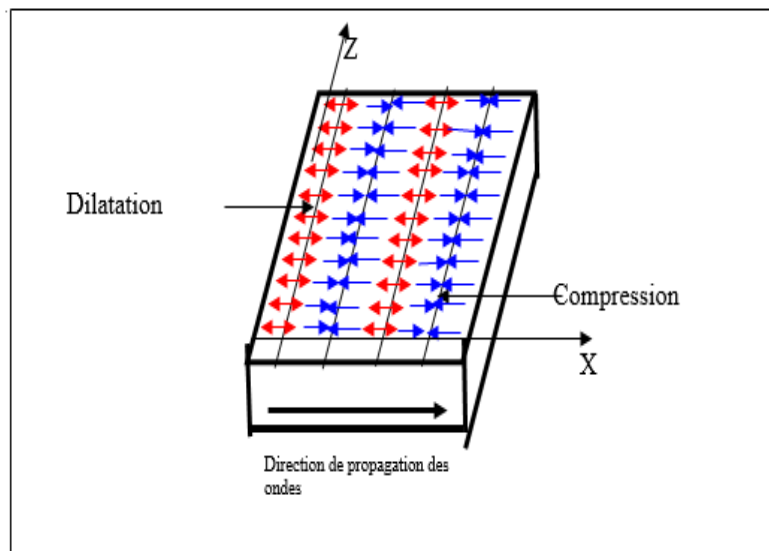


Figure I.7 : onde de compression P

➤ Ondes de cisaillement S

Le mouvement des particules est normal à la direction de propagation de l'onde, elle se décompose en deux types (figure I.8) :

➤ **Les ondes S verticales (S_V) :**

Pour les ondes (S_V) le mouvement des particules se fait dans le plan vertical (xoz) perpendiculaire au sens de propagation.

➤ **Les ondes S horizontales (S_H):**

Pour lesquelles le mouvement des particules se fait dans le plan horizontal perpendiculaire au sens de propagation. Ils n'existent pas d'onde (S_H) converties

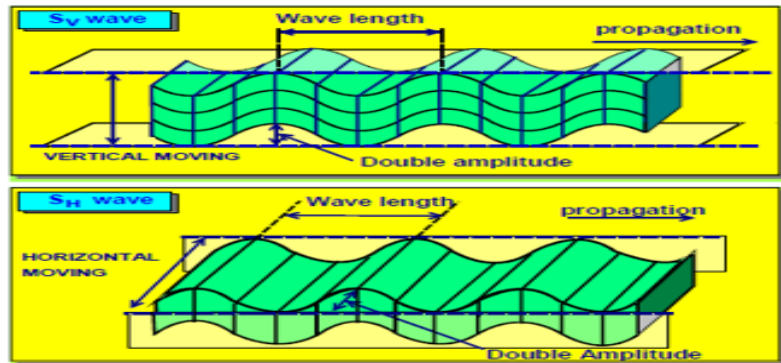


Figure I.8 : onde de cisaillement S

✚ **Mode de conversion :**

L'arrivée du front d'onde à l'interface qui sépare deux milieux élastiques, caractérisés par des impédances acoustiques différentes, fait que son énergie se divise en une partie qui se réfléchit et une autre qui se transmet dans le deuxième milieu.

Dans le cas d'un angle d'incidence important (supérieur à 30°), en plus des réflexions et des transmissions du signal sismique s'ajoutent, un phénomène appelé conversion des ondes figure (I.9), de la manière suivante :

- Une onde P donne naissance à une onde P et une onde S_V .
- Une onde S_V donne naissance à une onde S_V et P.
- Une onde S_H donne naissance à une onde S_H .

Dans notre cas la source utilisée lors de l'acquisition est de type P par conséquent les enregistrements PSV sont composés d'onde P et d'onde convertie S_V . [5]

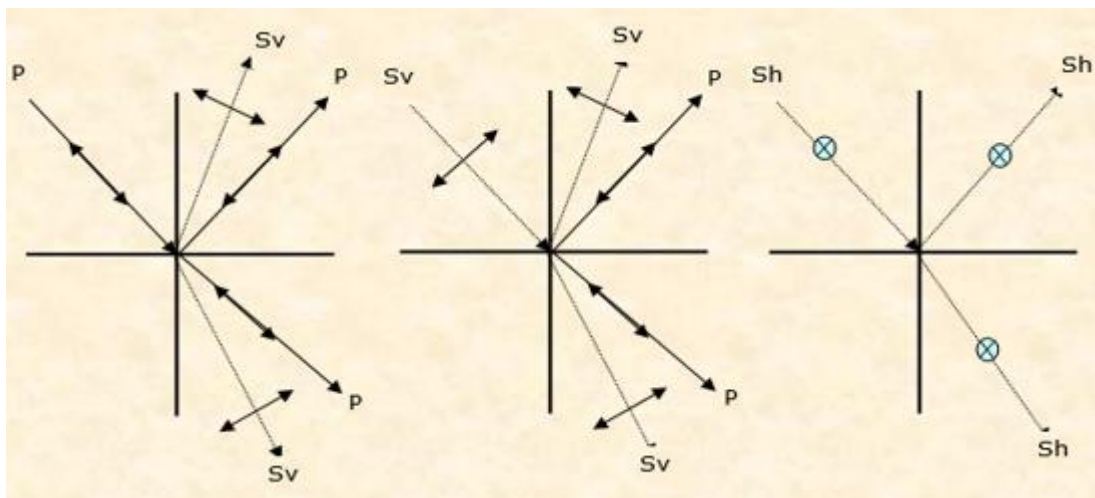


Figure I.9 : mode de conversion

I.7.1.1) Les événements enregistrés en sismique de puits

L'étude des temps de parcours d'une onde émise à la surface du sol, et captée par un géophone de puits situé à différentes profondeurs, met en évidence les principaux événements, on considère un modèle géologique tabulaire composé de deux couches planes horizontales surmontant un substratum infini.

Le puits est supposé foré verticalement et la direction de propagation des ondes est perpendiculaire aux couches.

On enregistre les mêmes événements en ondes P et en onde S, sauf l'onde directe qui est seulement en onde P. (Figure I.10)

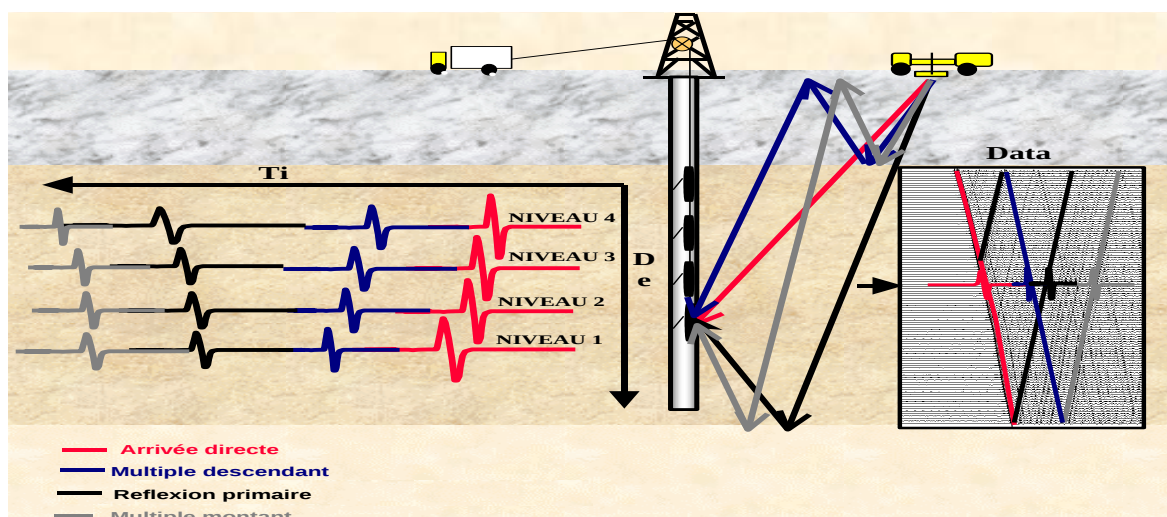


Figure I.10 : Différents types d'ondes enregistrées

➤ **Les ondes descendantes**

- **L'onde directe:** Cette onde atteint directement les différentes positions du géophone par le haut.
- **Les multiples descendants :** Ils sont créés par des marqueurs au-dessus du géophone de puits.

➤ **Les ondes montantes**

- **Les réflexions primaires :** Elles atteignent la position du géophone après s'être réfléchies sur les différents horizons du sous-sol. Ces ondes atteignent le géophone en remontant.
- **Les multiples montants**
Ils sont créés par des marqueurs sismiques situés au-dessous du géophone de puits. Ces multiples atteignent le géophone en remontant.

En résumé sur un enregistrement PSV, on rencontre :

a-Les événements montants

Ils regroupent les ondes réfléchies primaires et les multiples montants. Ils sont caractérisés par des vitesses apparentes négatives. (Figure I.11)

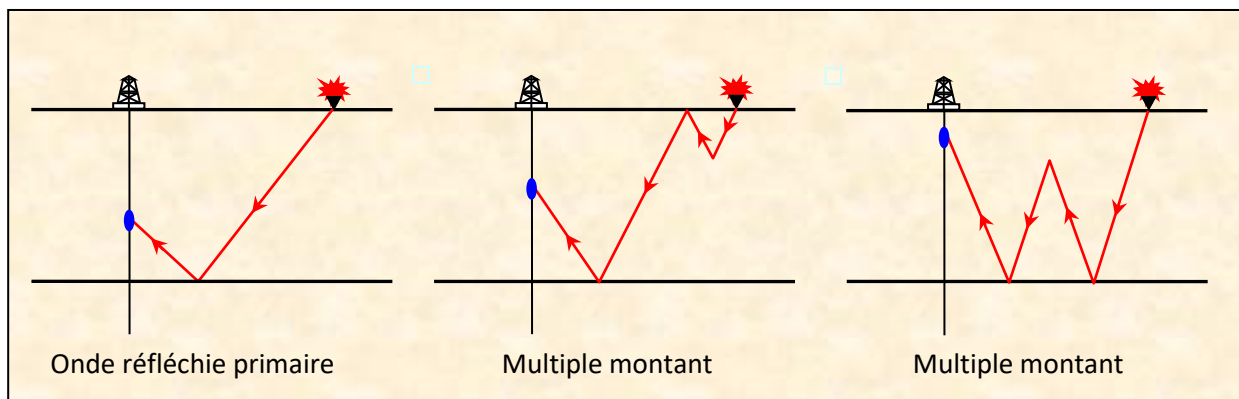


Figure I.11 : événements montants

b-Les événements descendants

Ils contiennent les arrivées directes et l'ensemble des multiples descendants. Ces événements sont caractérisés par des vitesses apparentes positives. Ces événements étant caractérisés par des vitesses apparentes de signe opposé. (Figure I.12) [2]

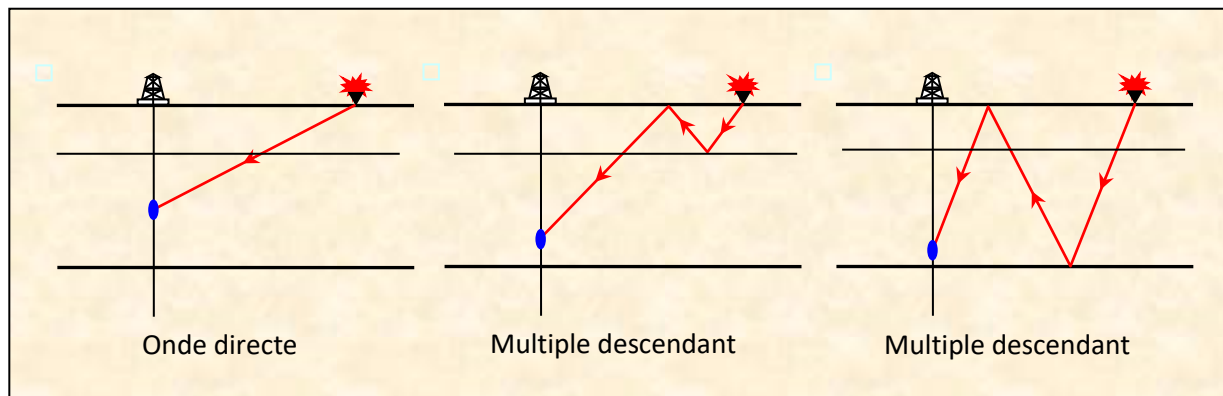


Figure I.12: Evénements descendants.

I.7.1.2) Les différents bruits de la sismique de puits

Il existe deux types d'ondes considérés comme du bruit dans l'enregistrement de la sismique de puits.

a-Les ondes de câble

Ce sont des ondes qui sont provoquées par les vibrations du câble, engendrées par le bruit des engins.

Ce sont des ondes qui sont provoquées par les vibrations du câble et générées par le vent, le bruit des engins donne naissance à une onde qui excite le géophone de puits et provoque un fort niveau de bruit sur le PSV.

L'onde de câble se propage avec une vitesse allant de 2500m/s jusqu'à 3500m/s, elle devient très gênante dans le cas des puits à faibles profondeurs, forés dans des zones où la vitesse de propagation de l'onde sismique est faible.

L'atténuation de ce type d'onde consiste à donner du mou au câble. (Figure I.13)

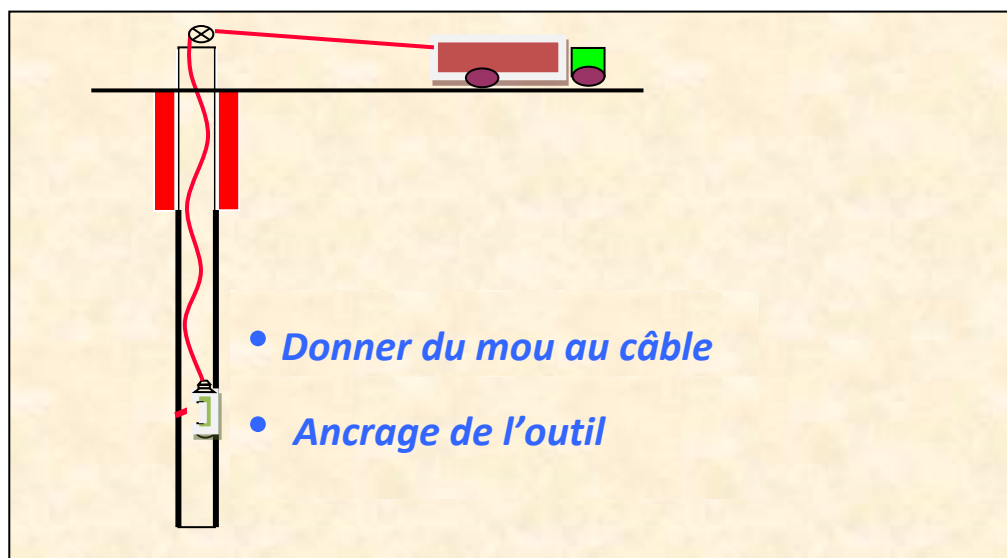


Figure I.13: les ondes de câble

b-Les ondes de boue

Les ondes de surface sont la source principale des ondes de tube. Ces ondes de surface générées par la source excitent (vibrent) la colonne de boue lorsqu'elles atteignent le puits, et donnent naissance aux ondes de tube qui, une fois créées, se propagent dans le puits vers le haut et vers le bas, perturbant ainsi les enregistrements sismiques .

Les procédures généralement utilisées sur le terrain pour l'atténuation des ondes de tube (figure I.14) sont :

- Augmenter l'offset : En effet, quand l'offset est grand, l'amplitude de l'onde de surface à l'arrivée au puits est faible.
- Atténuer les ondes de surface arrivant à la tête de puits : Pour cela une technique consiste à abaisser le niveau de la colonne de boue de façon à ce que l'amplitude des ondes de surface soit la plus faible possible. Empêcher le transfert de l'énergie des ondes de surface à la colonne de boue. Pour détourner les ondes de surface du puits, on creuse entre la source et le puits un tranché et on éloigne la source d'une distance égale à la demi longueur d'onde fondamentale des ondes de surface.
- Lors du traitement, on peut utiliser un filtrage en fréquence ou un filtrage dans le domaine F-K pour atténuer les ondes de tube. [2]

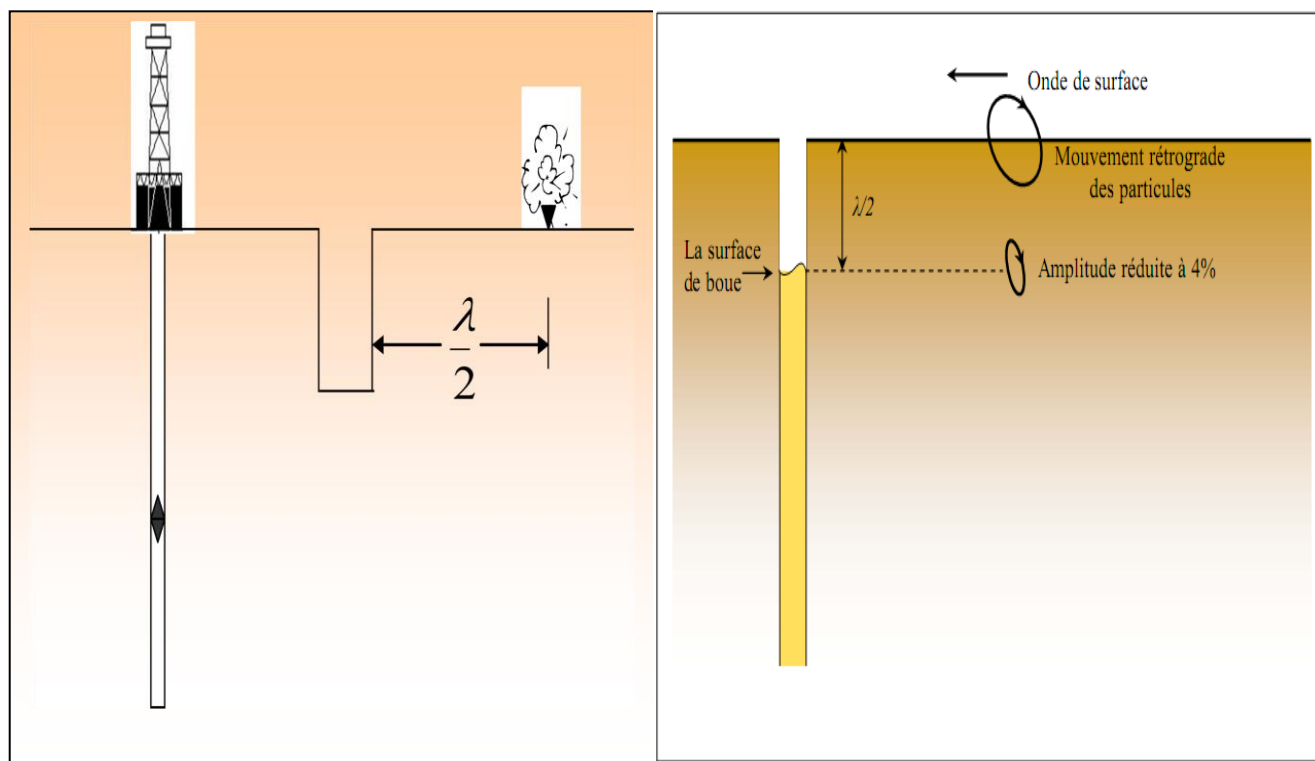
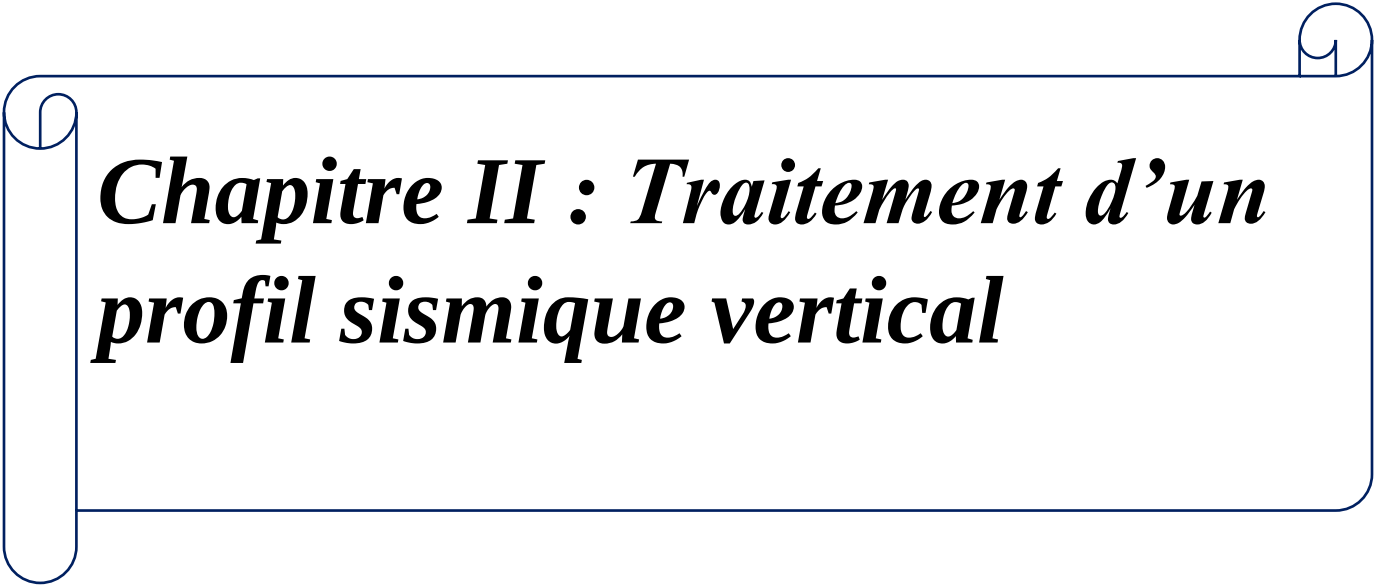


Figure I.14: Techniques de réduction de l'onde de boue

A decorative border in the shape of a scroll, with a blue line forming the outline. It has a vertical section on the left and a horizontal section on the right, both with rounded ends and small loops at the corners.

Chapitre II : Traitement d'un profil sismique vertical

Le but essentiel du traitement est l'identification et la séparation convenable du champ d'ondes montantes du champ d'ondes descendant. Le traitement d'un PSV permet d'obtenir une trace somme PSV comparable à un film synthétique sans multiples. Quel que soit la géométrie d'acquisition, les différentes phases de traitement sont :

II.1) Les séquences de traitement du VSP zéro offset

Le traitement des données peut être subdivisé en plusieurs séquences.

✚ La première séquence de traitement est appelée prétraitement. Cette séquence comprend :

- **Le démultiplexage des données**
- **Le changement de format des bandes terrains**
- **La corrélation si la source sismique est vibratoire.**
- **La sommation des traces enregistrées**
- **La récupération du gain labo.**
- **L'édition**
- **Le mute**
- **Les corrections de l'effet de la divergence sphérique et de l'absorption**
- **La correction d'obliquité**

✚ La deuxième séquence de traitement consiste à pointer les temps des premières arrivées (first breaks) qui fournissent la loi temps- profondeur et les différents logs de vitesse.

✚ La troisième séquence de traitement consiste à séparer les différentes ondes :

La séparation des ondes montantes et descendantes est basée de façon explicite ou implicite dans les différentes méthodes de séparation, sur le fait que les deux types d'ondes ont des vitesses apparentes de signe opposé.

✚ La dernière séquence de traitement consiste à un traitement de l'imagerie sismique. [5]

Le schéma suivant (figure II.1) représente les différentes séquences de traitement d'un PSV zéro offset :

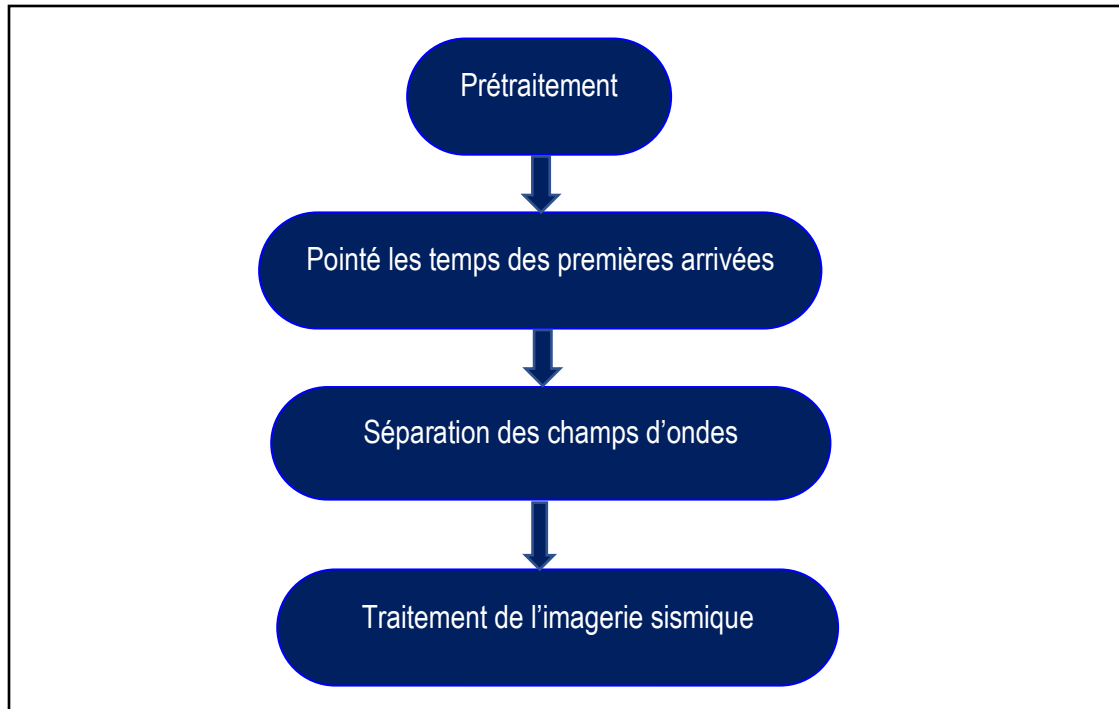


Figure II.1 : Différentes séquences de traitement d'un PSV

II.1.1) Prétraitement des données

- **Démultiplexage** : consiste à réorganiser les échantillons sur la bande terrain. La bande terrain utilisée actuellement est de type **SEG Y**.
- **Le changement de format si nécessaire** : les bandes terrains sont en premier temps sous format (MIRF), On les transforme en format SEG Y qui est accessible à tous les systèmes d'exploitation.
- **La corrélation si la source sismique est vibratoire.**
- **La sommation des traces enregistrées** à un même niveau dans le cas où la source utilisée est de faible énergie.
- **La récupération du gain labo.**
- **L'édition** qui a pour but de sélectionner les traces de bonne qualité, et supprimer les traces bruitées.
- **Le mute** : Le mute consiste à la suppression du signal par la mise à zéro des échantillons, dans le cas du **PSV** on applique un top mute pour supprimer tous les bruits qui précèdent l'arrivée directe.
- **Les corrections du type divergence sphérique et absorption** dans le but d'élever le niveau d'énergie des ondes montantes.
- **La correction d'obliquité** : Pour les traces proches du point de tir afin de ramener les trajets obliques à des trajets verticaux. [6]

II.1.1.1) La récupération des amplitudes réelles : (TAR)

Cette correction est destinée à récupérer les amplitudes réelles du signal considérablement atténué lors de sa propagation dans le sous-sol, pour cela on fait les corrections dues au fait suivant :

- La divergence sphérique.
- Perte par transmission.
- Absorption.
- La directivité source-récepteur.
- Le couplage géophone-puits.
- Les propriétés élastiques de la terre avoisinant le géophone. [1]

+ Récupération du gain dû à la divergence sphérique

C'est le facteur le plus important variable dans le temps, la perte due à la divergence sphérique est estimée plus grande que toutes les autres variables réunies (dans le PSV). (Figure II.2)

Cette correction est destinée à ramener les traces à des enregistrements en onde plane : $G = 1/D$

G : facteur correctif.

D : distance parcourue par le signal. [7]

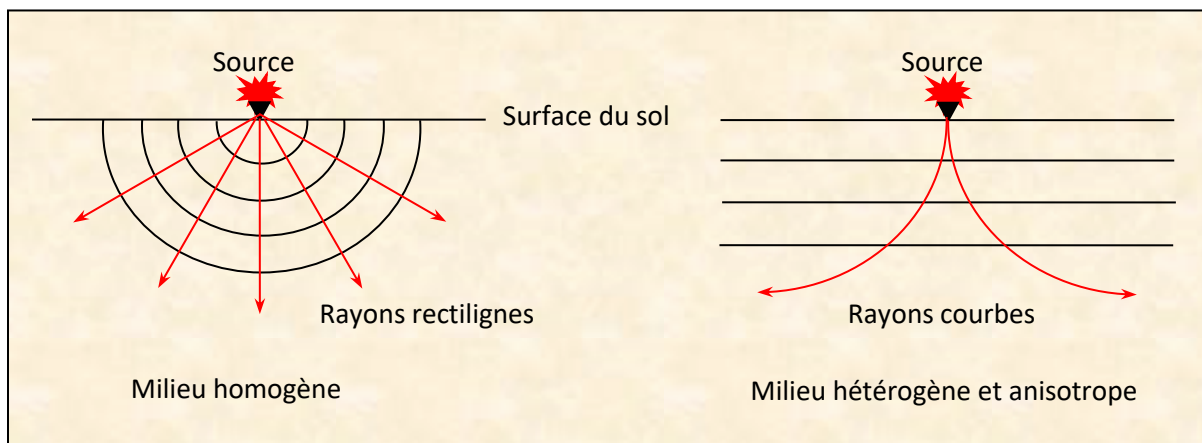


Figure II.2 : Divergence sphérique

+ Correction de l'effet d'absorption :

Le phénomène d'absorption de l'énergie sismique se résume dans la perte d'énergie due au mouvement des particules et des fluides remplissant leurs pores, provoquant ainsi l'atténuation des hautes fréquences. (Figure II.3) [2]

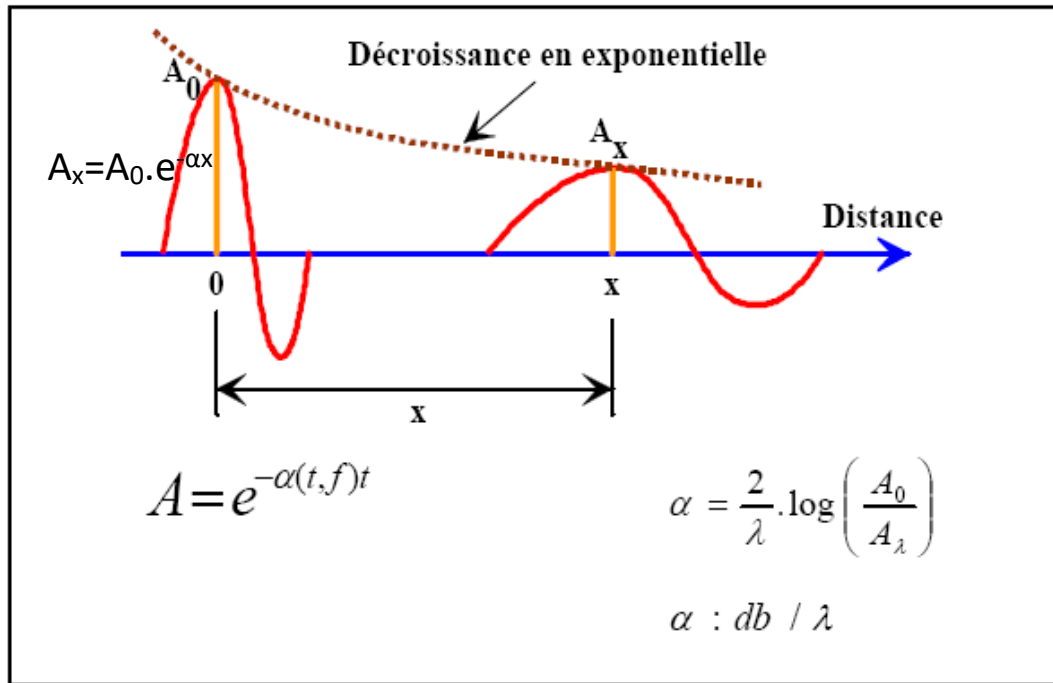


Figure II.3 : L'absorption (Bob. A. HARDAGE 1985)

✚ La dispersion :

Cette correction peut être faite en appliquant une égalisation dynamique en temps ou en une loi empirique de type : AT^n

A : constante de normalisation.

T : temps de parcours de l'onde.

n : exposant compris entre 1 et 2.

Pour récupérer les amplitudes réelles du signal, il suffit de multiplier les amplitudes de chaque trace par l'expression AT^n d'où : $t_c = t \cdot AT^n$

t : trace avant correction.

t_c : trace corrigée. [7]

II.1.2) Le pointé des temps de première arrivée

Cette étape consiste à pointer les temps des premières arrivées qui fournissent la loi temps-profondeur (figure II.4).

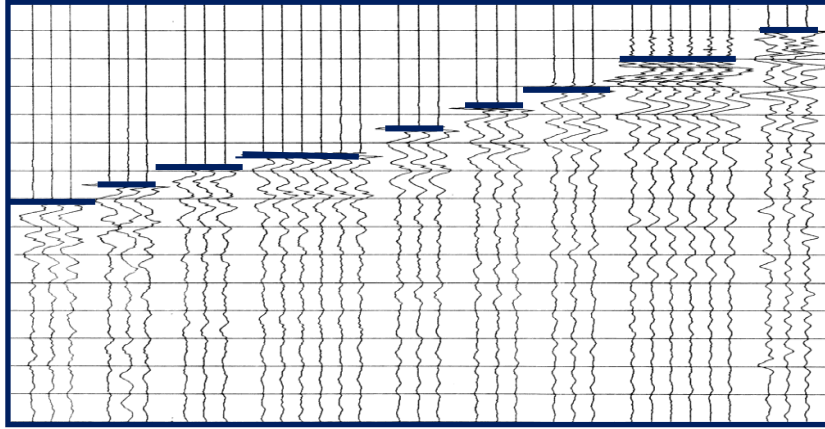


Figure II.4 : Pointage des premières arrivées

Ce qui permet de calcul des différentes vitesses (vitesse moyenne, vitesse d'intervalle, vitesse RMS) au puits : [6]

- Vitesses d'intervalles V_i .
- Vitesse moyenne V_m .
- Vitesse quadratique moyenne V_{rms}

Le pointé des temps de première arrivée est parfois utilisé pour l'horizontalisation des ondes montantes ou descendantes.

- ❖ vitesses d'intervalles V_i : on peut écrire l'équation (II.1) de vitesse d'intervalle comme suit :

$$V_{\text{int}} = \frac{Z_i - Z_{i-1}}{T_i - T_{i-1}} \dots\dots\dots \text{(II.1)}$$

Z_i : Profondeur de la $i^{\text{ème}}$ couche.

T_i : Temps double.

- ❖ Vitesse moyenne V_m : l'équation (II.2) de vitesse moyenne comme suit :

$$V_m = \frac{1}{T} \sum_{i=1}^n V_i t_i \dots\dots\dots \text{(II.2)}$$

$$\text{Avec : } T = \sum_{i=1}^n t_i$$

V_i : Vitesse de la $i^{\text{ème}}$ couche.

t_i : Temps de la $i^{\text{ème}}$ couche.

T : Temps total que met l'onde pour traverser toutes les couches.

N : Nombre de couches.

- ❖ La Vitesse quadratique moyenne V_{rms} : on peut écrire l'équation (II.3) de vitesse quadratique moyenne comme suit :

$$V_{rms}^2 = \frac{\sum_{i=1}^n V_i^2 t_i}{\sum_{i=1}^n t_i} \dots\dots\dots (II.3)$$

II.1.3) La séparation des ondes :

Un enregistrement PSV contient des événements descendants (arrivées directes et leurs multiples) ainsi que les événements montants (réflexion et leurs multiples) qui sont comparables à un enregistrement de la sismique de surface, pour pouvoir exploiter un enregistrement PSV dans le calage avec la sismique de surface, la séparation des deux événements s'impose, en utilisant les Filtres en vitesse apparente (filtre directionnel): Ce type de filtre à deux dimensions peut être appliqué dans le plan (x, t), (F, k) ou dans le plan(τ , p). [6]

II.1.3.1) Filtre médian

➤ Principe du filtre médian

La valeur médiane de N échantillons classés dans l'ordre croissant ou décroissant est la valeur de l'échantillon de rang $N/2$. Si le nombre d'échantillons est impair, la valeur médiane est celle de l'échantillon central. Si le nombre d'échantillons est pair, la valeur médiane est la moyenne arithmétique des deux valeurs centrales de la série d'échantillons ordonnée.

Pour éviter l'interpolation entre traces au cours du traitement sismique, le filtre médian travaille sur un nombre de traces impaires (généralement 3 à 7 traces).

Le filtre médian est un filtre non linéaire qui procède avec une fenêtre glissante en distance à un temps donné. Si la longueur de cette fenêtre est égale à N traces (l'ordre du filtre), les $(N-1)/2$ premières et dernières traces de l'enregistrement sismique sont conservées telles qu'elles.

Le filtre médian peut être appliqué en cascade en utilisant une succession de filtres d'ordre croissant. En d'autre terme, un filtre médian cascade d'ordre N

($N > 3$) correspond à l'application successive de filtres d'ordre 3, 5, 7, N .

Le filtre médian est utilisé dans le traitement PSV pour l'extraction des ondes montantes ou des ondes descendantes. Comme ce filtre favorise les événements cohérents (horizontaux), il est nécessaire d'horizontaliser les ondes à extraire avant son application. Pour cela, si nous souhaitons avoir le champ d'ondes montant, nous horizontalisons les événements montants en rajoutant à chaque trace le temps de la première arrivée qui lui correspond. Soit A_1 , A_2 , A_3 , A_4 et A_5 une série d'échantillons de différentes amplitudes. leur arrangement dans l'ordre croissant par exemple donne une autre série : A_2, A_1, A_3, A_4 et A_5 et A_3 . Le filtre médian prendra alors la valeur médiane qui est A_4 . (Figure II.5)

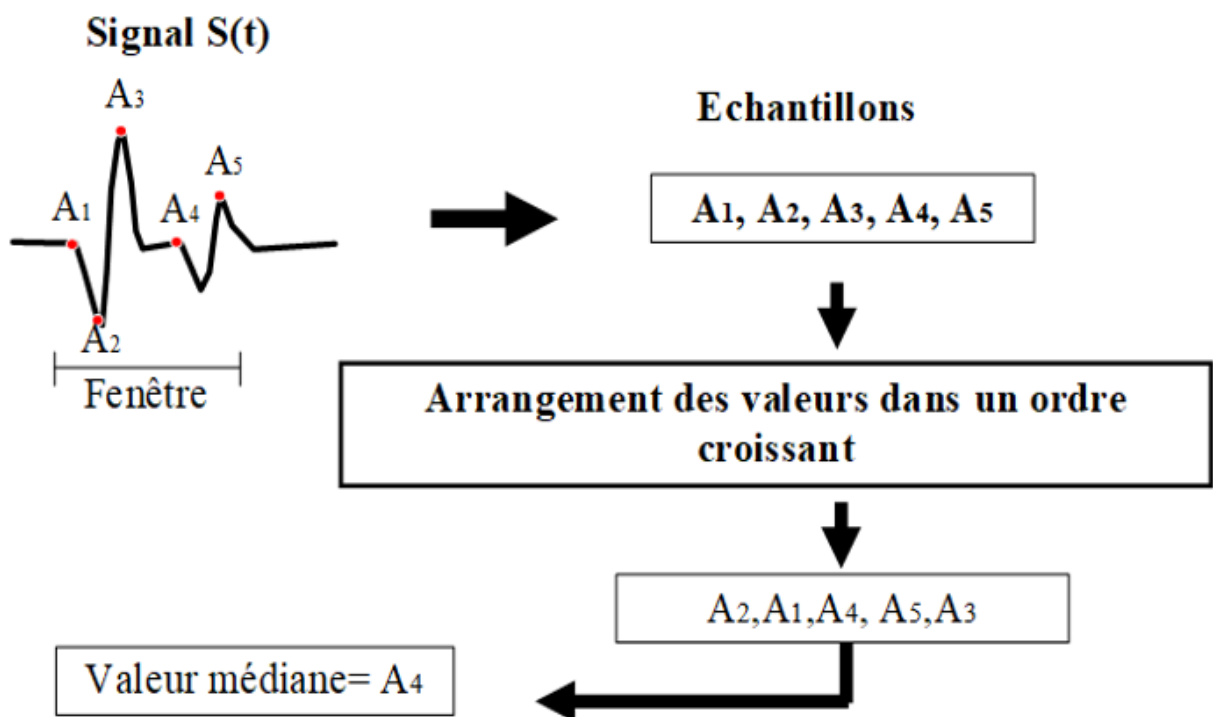


Figure II.5 : Filtre Médian

✚ Estimation du champ d'onde descendant :

Pour extraire le champ d'ondes descendantes il suffit de soustraire pour chaque trace de PSV un décalage statique égal à son temps de première arrivée. Puis à appliquer au PSV le filtre médian pour ne garder que les événements horizontaux de vitesse apparente infinie. On ajoute le temps de l'onde directe pour horizontaliser les ondes montantes. (Figure II.6)

Le filtre médian est très utile pour supprimer l'effet des pics parasites ou encore pour compenser la disparition locale du signal selon la variable distance X . [6]

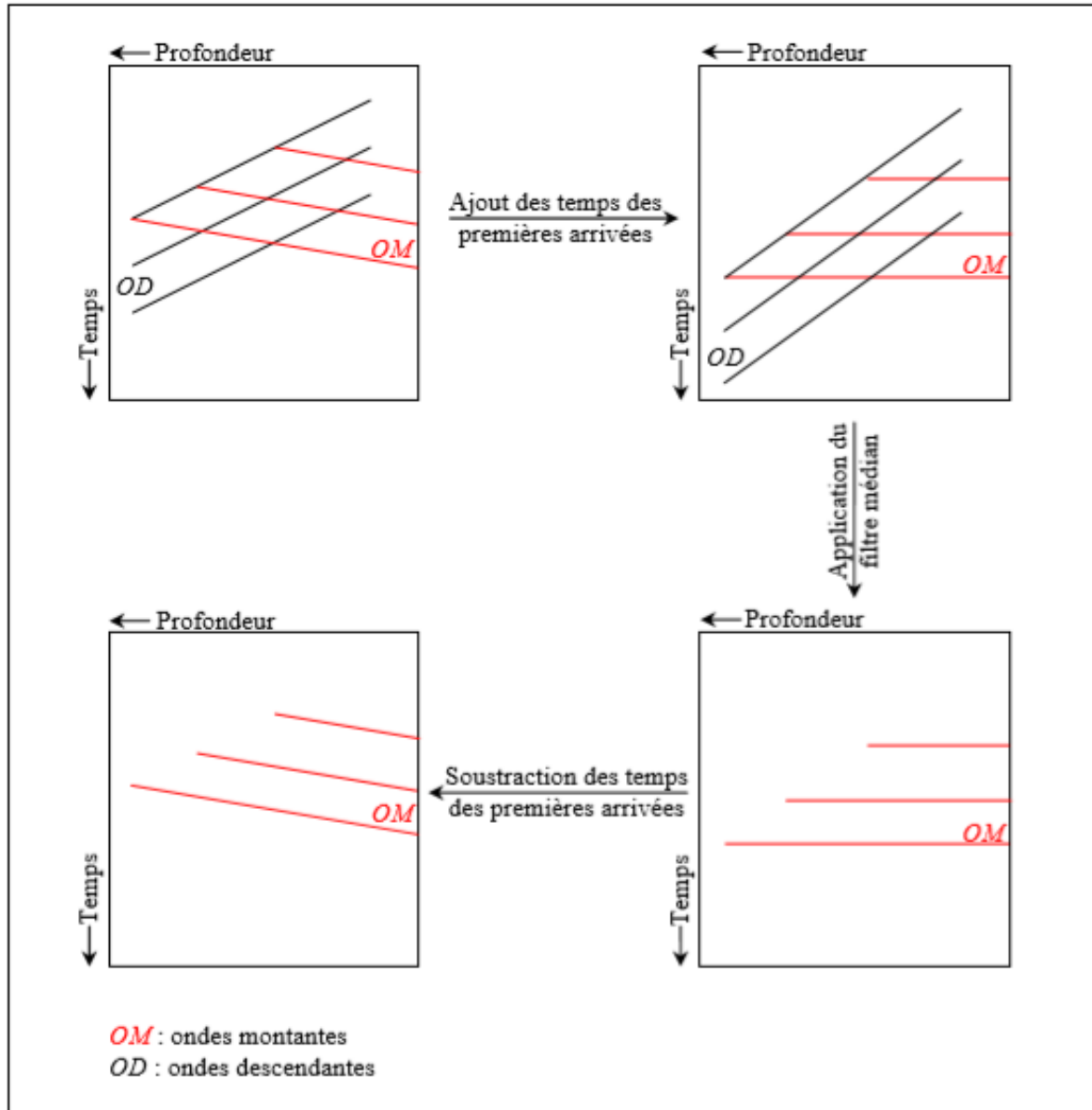


Figure II.6 : application du filtre médian pour l'extraction des ondes montantes

De même l'extraction du champ d'ondes descendant nécessite l'horizontalisation des événements descendants en retranchant à chaque trace le temps d'arrivée de l'onde directe qui lui correspond.

Sur la figure II.7 est représenté un nombre impair de traces horizontalisées. A un instant donné, on peut déterminer sur toutes les traces un nombre impair d'échantillons représentant les amplitudes des traces. En ordonnant ces amplitudes dans un ordre croissant ou décroissant, et en leur appliquant le filtrage médian, la série d'échantillons précédente se transformera en un seul

échantillon, dont l'amplitude représente la valeur médiane de la série ordonnée. En faisant varier le temps, on obtient un ensemble de valeurs médianes représentant la trace filtrée.

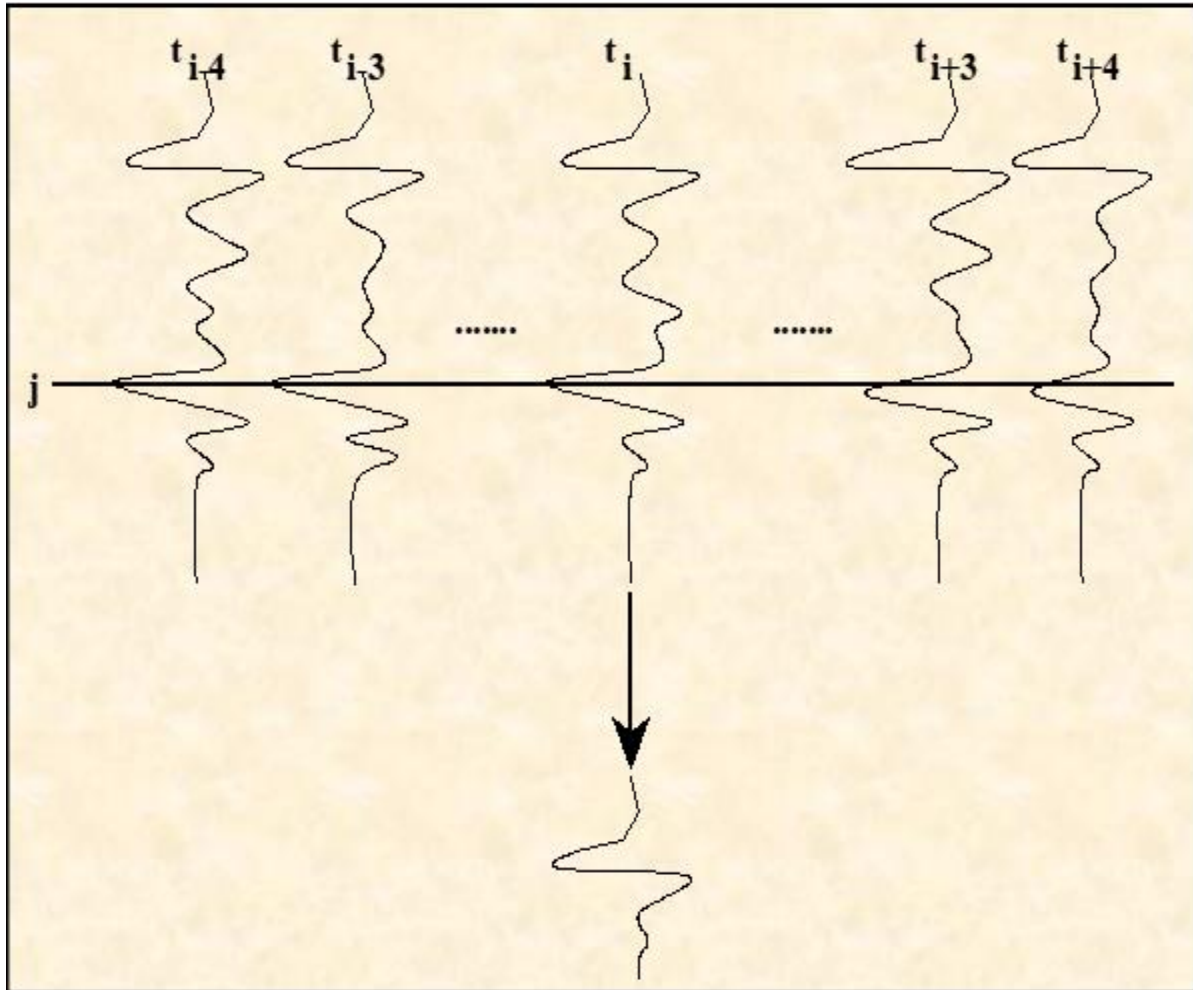


Figure II.7 : Principe du filtre médian

➤ **Conclusion**

La méthode de filtrage par médian est très utilisée car elle est rapide, efficace et ne fait aucune hypothèse sur l'espacement entre les différents niveaux d'enregistrements. Elle permet :

- ✓ L'atténuation des fluctuations de l'onde directe liée aux interférences avec les ondes montantes réfléchies.
- ✓ La suppression des pics parasites (c'est une sorte de lissage).
- ✓ La compensation de la disparition locale du signal selon la variable distance.

Elle présente aussi l'intérêt de respecter les paliers mais elle ne conserve pas les amplitudes.

[5]

II.1.3.2) Filtre F-K

➤ Principe du filtre F-K

Dans le cas d'un profil sismique vertical ayant un pas d'échantillonnage spatial constant ΔZ , la méthode de filtrage par F-K est basée sur le fait que les ondes montantes et les ondes descendantes ont des vitesses apparentes de signes opposés. C'est cette différence de signe qui nous permet de séparer ces deux types d'ondes.

L'enregistrement PSV est une fonction des variables spatiale et temporelle (z, t) qu'on peut représenter dans le domaine fréquence-nombre d'ondes (f, k) à l'aide de la transformée de Fourier à deux dimensions. En passant du domaine (z, t) au domaine (f, k) , le champ d'ondes descendant apparaît dans le demi-plan des nombres d'ondes positifs et le champ d'ondes montant dans le demi-plan des nombres d'ondes négatifs.

Après transformation de Fourier inverse, on retrouve dans le domaine (Z, T) le champ d'ondes filtré (ondes montantes ou descendantes). Sur la (figure II.8) illustre le principe du filtre F-K appliqué pour l'extraction des ondes montantes en PSV.

NB : ΔZ doit être choisi de manière à éviter le phénomène d'aliasing spatial, avec ΔZ c'est la distance verticale entre deux points de mesure (échantillonnage spatial) [6]

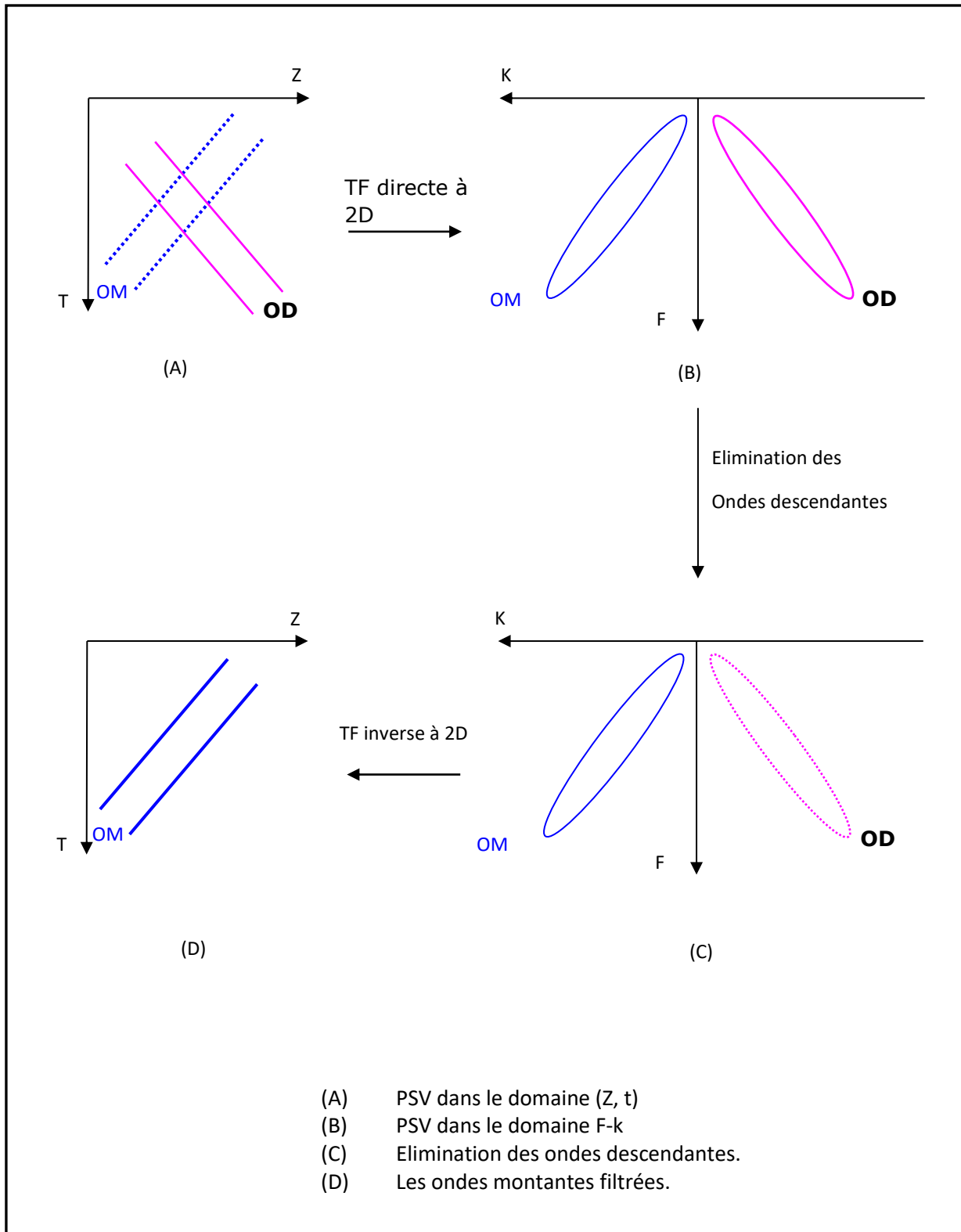


Figure II.8 : Principe de filtre F,K

➤ **Conclusion**

Le filtrage F-K nécessite un pas d'échantillonnage régulier en temps et en profondeur, ce qui le rend rarement utilisé car les données sismiques sont prises souvent avec un pas d'échantillonnage irrégulier.

II.1.3.3) Filtre Radon (τ, p)

➤ **Utilités de transformée de Radon :**

Pour résoudre l'inefficacité de certains traitement dans le plan conventionnel des données sismiques (x, t), il est proposé d'utiliser d'autre plan de projection. Parmi ces plans de projection on trouve le plan (τ, p). Il est appelé plan de décomposition en ondes planes, ce plan est obtenu à l'aide de la transformation de radon.

La transformée de radon (TR) est un moyen pour la décomposition du champ d'ondes en ses composantes planes. Cette décomposition se fait dans le paramètre de SNELL (τ : intercepte, p :pente)

➤ **Principe de filtre Radon (τ, p) :**

Soit une fonction $f(x, t)$ et une droite d'équation $t = \tau + p x$

La transformé de Radon d'une fonction $f(x, t)$ se traduit par la sommation de cette fonction suivant un faisceau de droite : $t = \tau + p x$

➤ **Filtrage dans le domaine (τ, p) :**

Le filtrage dans le domaine (τ, p) dit filtre de décomposition en ondes planes, est obtenu à l'aide de la transformation de Radon.

La transformée de Radon d'une fonction $f(x, t)$ se traduit par la sommation de cette fonction suivant un faisceau de droite d'équation $t = \tau + p x$ ou τ représente l'intercept et p représente la pente. Elle s'écrit mathématiquement comme suit :

$$R[f(x, t)] = \int_{-\infty}^{+\infty} \int_{-\infty}^{+\infty} f(x, t) \delta[t - (\tau + px)] dt dx \quad (\text{II.4})$$

$$f(x, t) \delta[t - (\tau + px)] = f(x, \tau + px) \quad (\text{II.5})$$

$$R[f(x, t)] = U(p, \tau) = \int_{-\infty}^{+\infty} f(x, \tau + px) dx \quad (\text{II.6})$$

La transformée de Radon d'une droite d'équation $t = x/v_0 + \tau_0$ est un point de coordonnées :

$$\tau = \tau_0$$

$$p = x/v_0$$

La transformée de Radon appliquée à un événement organisé offre la possibilité de le distinguer des autres événements, car chaque forme d'événement a une forme spécifique de manifestation dans le plan (τ, p) . Une droite se transforme en un point et une hyperbole en une ellipse.

Cette façon de discerner entre les formes des événements évite ainsi les problèmes de superposition connus entre événements différents, ce qui permet de réaliser la séparation.

Les événements montants et descendants ont des vitesses apparentes de signe opposé. Dans le plan (τ, p) , une partie est située dans le demi-plan des pentes positives. Elle correspond aux événements descendants. L'autre partie située dans le demi-plan des pentes négatives correspond aux événements montants.

Une façon simple de faire la séparation est de multiplier l'un des demi-plans par zéro et faire la transformée de radon inverse (figure II.9). [7]

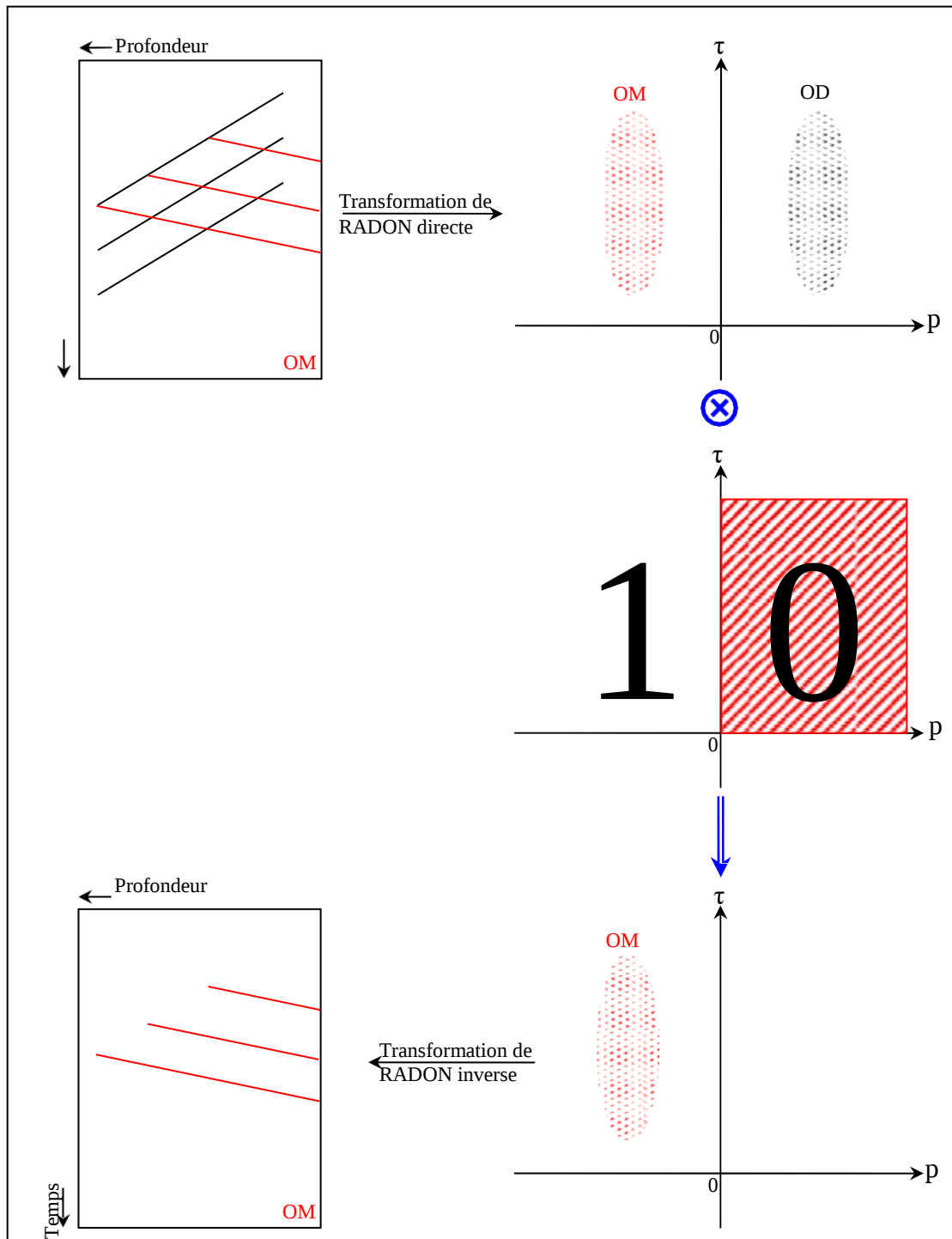


Figure II.9 : Application du filtre (τ, p) pour l'extraction des ondes montantes

Une autre façon de faire la séparation est d'aligner horizontalement un événement et de faire sa transformée dans le plan (τ, p) . Pour le préserver autour de l'axe vertical $\tau = 0$. On choisit une fenêtre de longueur $(-p, +p)$ restreinte centrée à $p=0$, et d'appliquer un mute en dehors de cette dernière. La transformée inverse nous donne l'événement désiré (figure II.10).

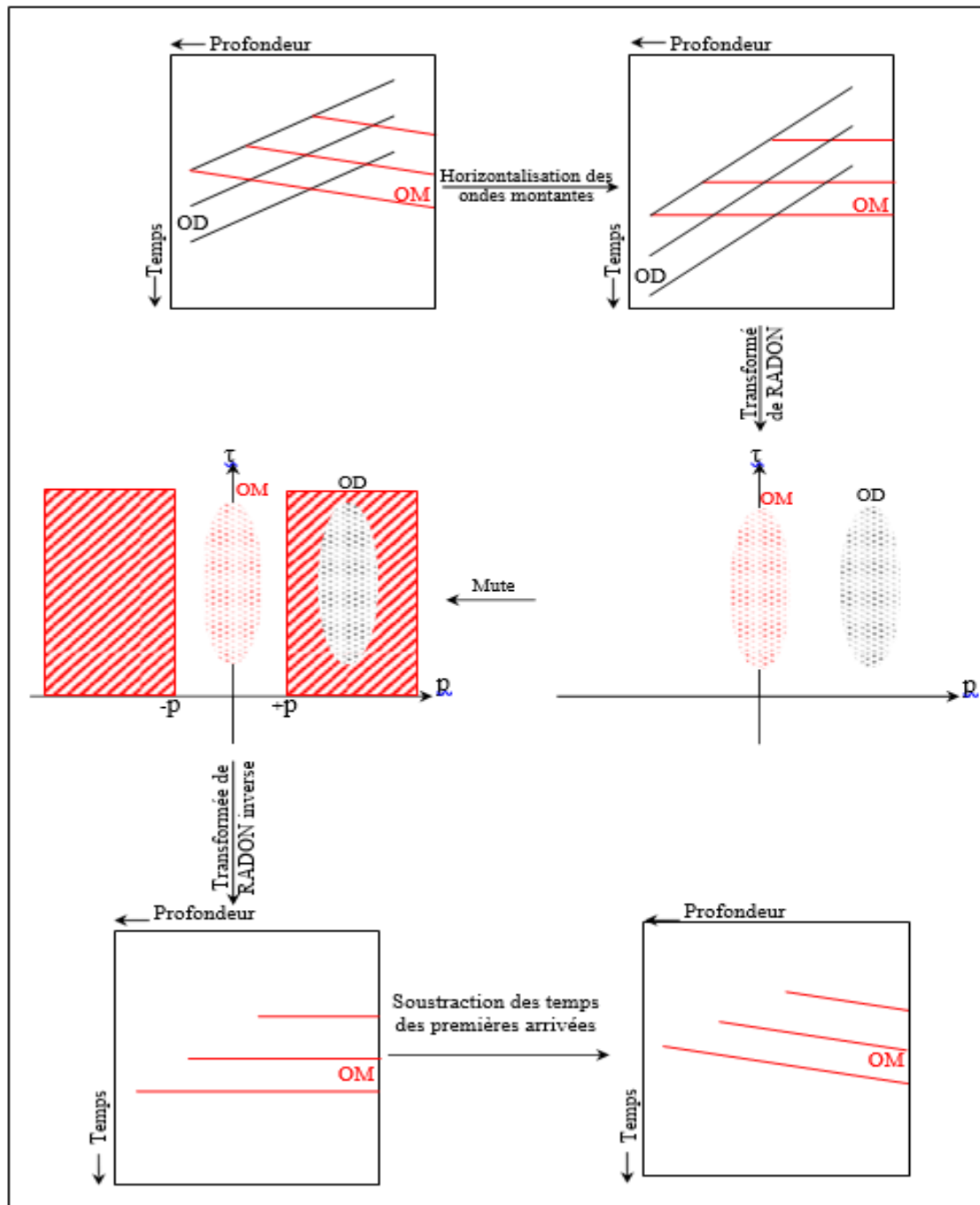


Figure II.10 : Application du filtre (τ, p) après horizontalisation

II.1.3.4) Filtre somme et différence

Le filtre défini par une somme glissante sur deux traces, après horizontalisation, atténue les ondes montantes qui sont plus faibles que les ondes descendantes et qui ne sont pas en phase dans cette représentation. Ce filtre fournit une bonne estimation des ondes descendantes, la somme étant pondérée en temps par un coefficient de semblance des traces, le modèle du champ d'onde descendant ainsi estimé est ensuite soustrait aux données initiales pour obtenir le champ d'onde montant, en utilisant le principe de la moyenne et l'anti-moyenne.

Ce procédé très rapide opère sur deux traces avec un effet de bord limité à une trace pour PSV complet. C'est un filtre non linéaire qui a l'inconvénient d'être sensible au rapport signal sur bruit.

Ce type de filtre peut être réalisé en effectuant la moyenne glissante sur un nombre impair plus important de traces. Dans ce cas, le champ descendant estimé est plus lisse et les effets de bord sont plus importants. [6]

II.1.4) Traitement d'imagerie sismique

Après séparation des ondes, la séquence de traitement qui aboutit à l'image sismique est :

II.1.4.1) la déconvolution

Le processus de convolution avec un filtre inverse est appelé déconvolution

On distingue deux types de déconvolution :

- Déconvolution prédictive a pour but d'atténuer les réflexions multiples.
- Déconvolution Spike qui sert à modifier l'impulsion sismique afin de lui donner une forme.

Dans un enregistrement PSV le niveau d'énergie des ondes descendantes est plus important que celui des ondes montantes.

Le champ d'ondes descendant extrait sera utilisé dans le calcul de l'opérateur de déconvolution qui servira par la suite à l'atténuation des réflexions multiples montantes.

Dans le cas d'un **PSV** zéro offset, l'opérateur de déconvolution est calculé dans une fenêtre de temps délimitée sur les ondes descendantes horizontalisées. En effet, à cause des réverbérations dues aux couches superficielles, le signal réellement émis dans le sous-sol est le résultat de la convolution de la signature de la source avec le système réverbérant.

Les ondes montantes sont alors le résultat de la convolution de la série des coefficients de réflexion avec les ondes descendantes et non pas avec la signature de la source (figure II.12).

L'opération de déconvolution dans ce cas est réalisée en appliquant à chaque trace l'opérateur qui lui correspond.

L'opération se fera la relation (II.7) comme suit :

$$\begin{cases} M(z,t) = D(z,t) * R_z(t) & \dots\dots\dots (II.7) \\ R_z(t) = D^{-1}(Z,t) * M(Z,t) \end{cases}$$

$M(z,t)$: Champ d'ondes montantes.

$D(z,t)$: Champ d'ondes descendantes.

$R_z(t)$: Série des coefficients de réflexion

$D^{-1}(z,t)$: Opérateur de déconvolution.

L'onde montante enregistrée à la côte Z est le résultat de la convolution de l'onde descendante à cette même côte par suite des coefficients de réflexions situés au-dessous de Z. [4]

Le modèle implicite des ondes montantes peut se schématiser comme suit (figure II.11) :

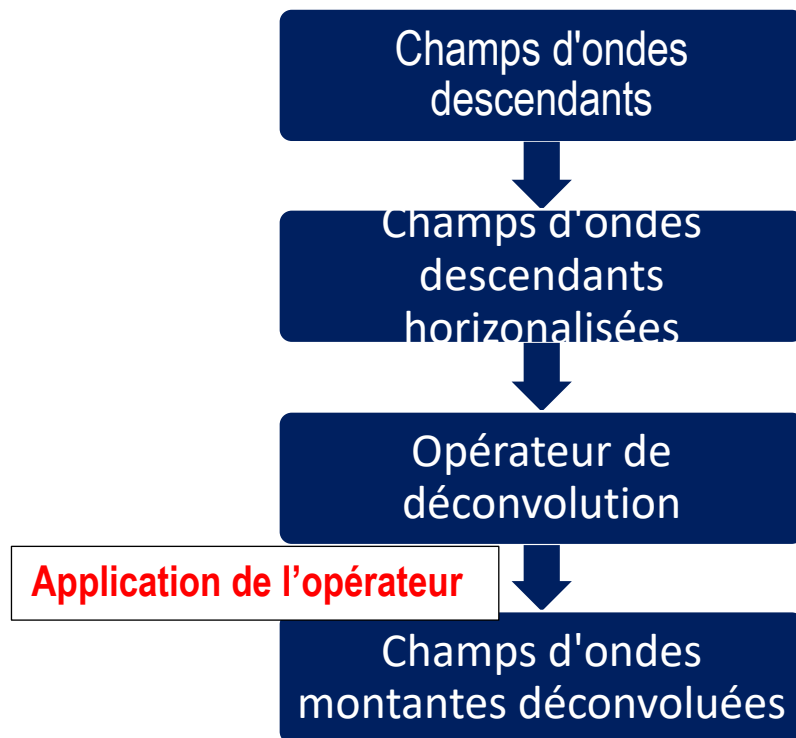


Figure II.11 : Diagramme de déconvolution

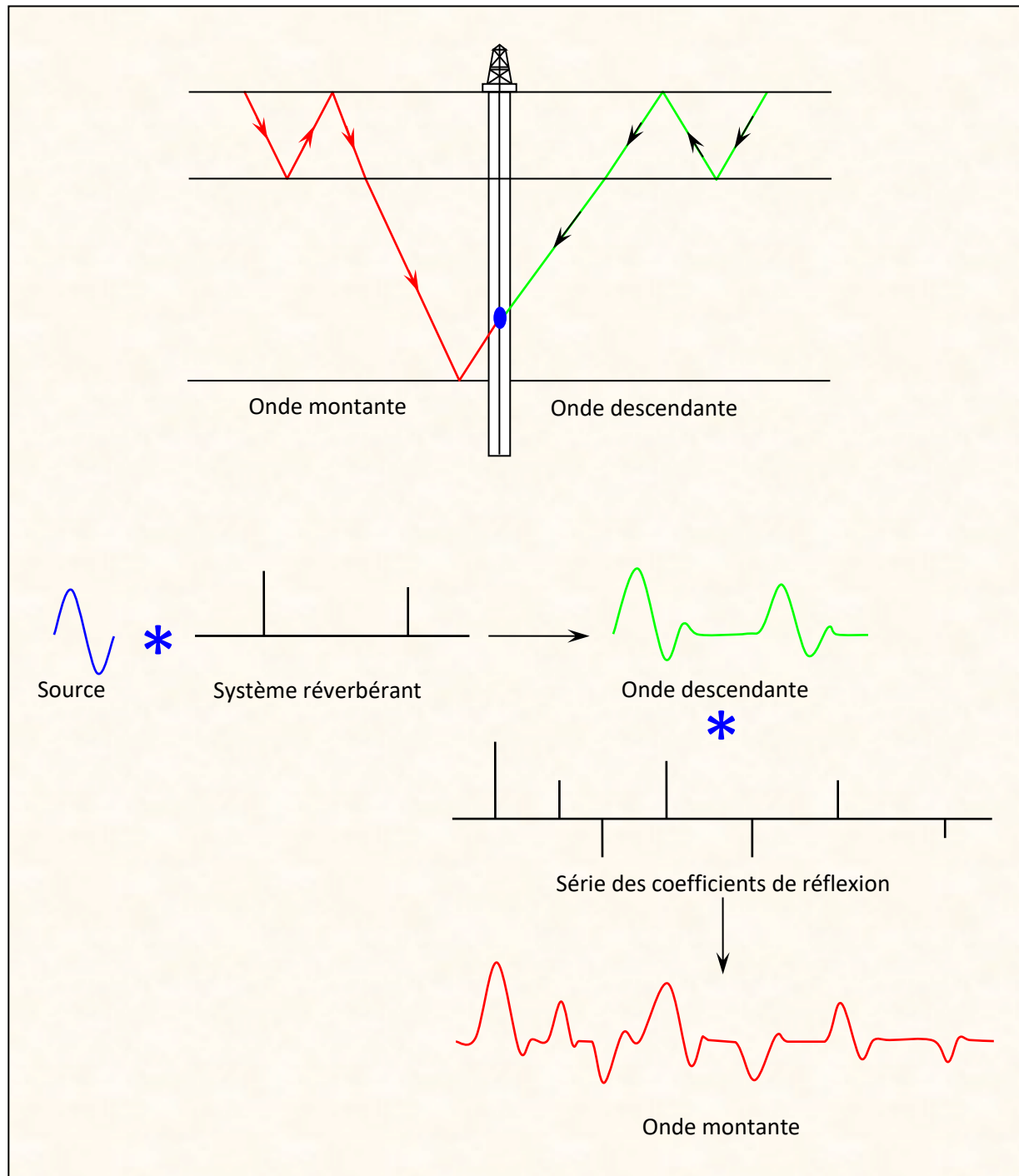


Figure II.12 : Modèle implicite des ondes montantes utilisé pour la déconvolution.

II.1.4.2) Horizontalisation des données montantes déconvoluées

Elle est obtenue en appliquant à chaque trace **PSV**, une correction statique égale au temps de sa première arrivée. Le résultat (trace **PSV** en temps double) est comparable à l'enregistrement de la sismique de surface.

II.1.4.3) Filtre Pass Bande

C'est un filtrage en fréquence qui a pour but de l'éliminer les fréquences ayant un mauvais rapport S/B . au lieu de supprimer une partie dans le domaine temporel (mute) , on l'élimine dans une partie du domaine fréquentiel . on cherchera à l'éliminer la partie du spectre de la trace les composantes fréquentielles qui sont attribuées au bruit aléatoire et organisé . donc , il est nécessaire de limiter en fréquences la largeur du spectre de la trace, ce qui permet d'améliorer le rapport S/B . l'information sismique va donc se trouver amputée d'une partie de fréquences enregistrées et celle-ci sera limitée dans une bande passante définie par les coupures basse et haute fréquence.

L'idéal dans le choix de filtre est de pouvoir faire une analyse de fréquence en amplitude et en phase de chacune des traces enregistrées dans différentes fenêtres de temps , pour mettre en évidence l'étalement du spectre , la variation de fréquence en fonction de temps , la variation de spectre du signal et du bruit.

Dans le domaine fréquentiel la détermination de la bande passante en fréquence se fera d'une manière visuelle par analyse de filtre . [5]

II.1.4.4) Le couloir de sommation : (corridor stack)

Afin de faciliter la comparaison de l'onde montante du VSP avec la section sismique, on peut sommer les traces selon l'axe des Z dans un couloir suivant immédiatement la première arrivée appelé le corridor stack. La trace somme ainsi obtenue est comparable à la trace sismique de surface au voisinage du puits. On choisit un couloir de sommation étroit de façon à ne conserver que le signal réfléchi reçu immédiatement après la première arrivée. La trace somme est alors comparable à un film synthétique sans multiple (figure II.13). [1]

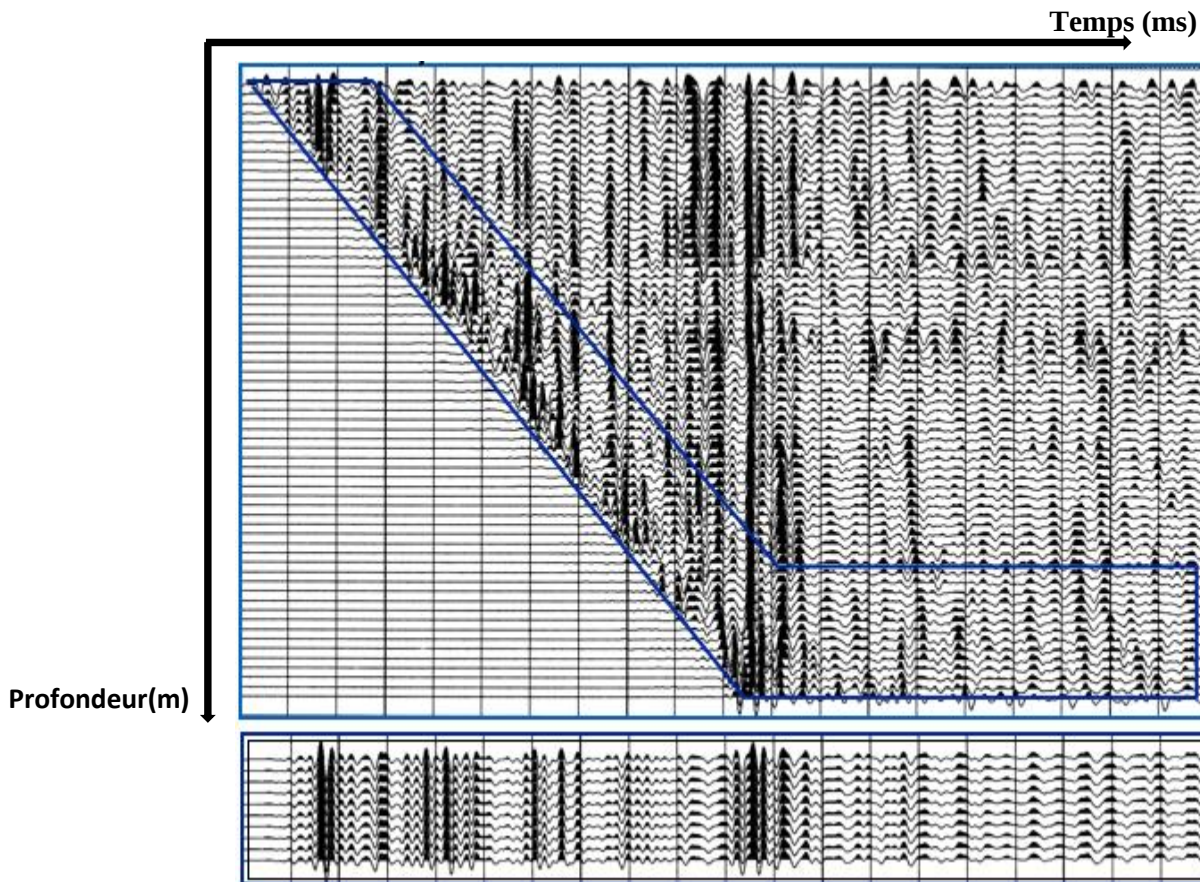


Figure II.13 : Couloir de sommation (corridor stack)

II.2) Les applications de PSV zéro offset

Les principales applications d'un PSV zéro offset sont :

- La corrélation avec la sismique de surface et calibration de log sonique par la table de conversion temps-profondeur de PSV.
- Mesure des vitesses des ondes P et S.
- Localisation des plans de failles.
- Détermination des paramètres lithologiques des roches (vitesse p et s, coefficient de poisson, coefficient d'atténuation).
- Analyse à proximité d'un dôme de sel.
- Estimation de facteur de qualité Q
- Prédiction des réflecteurs sous le TD (profondeur totale de puit) en utilisant une inversion Bayes qu'on va développer dans le chapitre suivant (chapitre III).

Dans notre travail nous allons développer quelques applications :

II.2.1) PSV et calage

Le calage en profondeur de la sismique de surface représente un des problèmes de la géophysique pétrolière, nous rappelons que dans un PSV, les ondes montantes horizontalisées et déconvoluées par les ondes descendantes forment une image sismique de réflectivité avec un signal à phase nulle dans la bande passante de la sismique. Les multiples inclus dans le champ descendant ont été éliminés. Les arrivées réfléchies apparaissent en temps double.

Classiquement, le calage est effectué en utilisant la trace somme PSV (corridor stack). La trace somme PSV obtenue par sommation (restreinte dans un couloir pour filtrer les multiples montants résiduels) des ondes montantes horizontalisées déconvoluées fournit un sismogramme sans multiple qui sert à identifier les événements géologiques (les tops de formation) sur la sismique de surface et aussi pour identifier les multiples. [4]

La figure Figure II.14 représente la corrélation entre la sismique de surface et le corridor stack calculé à partir des ondes montantes.

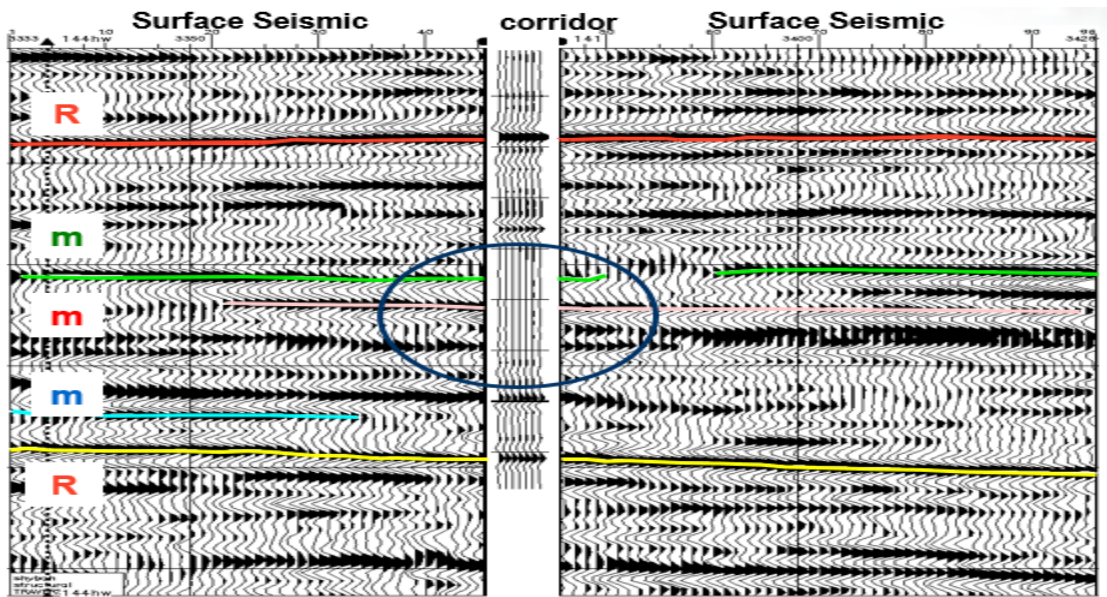


Figure II.14: le calage entre corridor stack et la sismique de surface

Le calage de la sismique de surface peut être réalisé à l'aide de film synthétique calculé à partir des diagraphies sonique et densité. La diagraphie sonique classiquement appelée Dt est la mesure de la lenteur de la formation exprimée us/ft (inverse de la vitesse) qui est convertie en diagraphie de vitesse exprimée en m/s.

II.2.1.a) Calibration du sonique

L'intégration de Dt (après édition) sur la profondeur donnée le temps intègre du sonique TTI (Transit Time Integrated) et correspond aux temps que mettrait l'onde pour parcourir la distance comprise entre les deux profondeurs correspondantes. Le temps intégré est généralement représenté par des tirets limitant des intervalles de temps d'une milliseconde (dix millisecondes entre deux grands tirets)

Le log de temps intégré du sonique est en fonction de la profondeur forée qui prend en compte la déviation du puit ; il est obtenu sur l'intervalle de profondeur où les mesures soniques ont été réalisées. Il fournit donc une relation temps profondeur relative à la profondeur correspondant au début du sonique. Pour obtenir un log de temps intégré calé en profondeur absolue et corrigé des imperfections d'intégration et des erreurs de mesure de lenteur, il est nécessaire de procéder à une opération de calage. L'opération de calage a pour but de ramener les temps soniques intégrés sur des temps mesures en absolu et verticalités fournis par un PSV (opération de PSV dans laquelle on ne s'intéresse qu'au pointe des temps de première arrive).

Le PSV fournit des mesures absolues de calage (temps-profondeur) en certains points : cotes de début et de fin d'acquisition du log sonique , limites des principales formations , cotes de changement de diamètre de forage et de mise en place des cuvelages . les mesures fournies par le PSV sont utilisées pour effectuer le calage du sonique suivant des méthodologies spécifiques .

les principales méthodes de calage sont la méthode du Dt minimum et de la méthode bloc shift (Boyer et Mari,1994) . [2]

➤ **Calcul des écarts entre le temps mesuré par le psv et le temps intégré mesuré par le sonique**

Le temps TTI' est calculé à partir de l'intégration TTI du sonique en imposant une valeur T_0 pour le temps de propagation depuis la surface de référence jusqu'au point où débute l'intégration (figure II.15) .

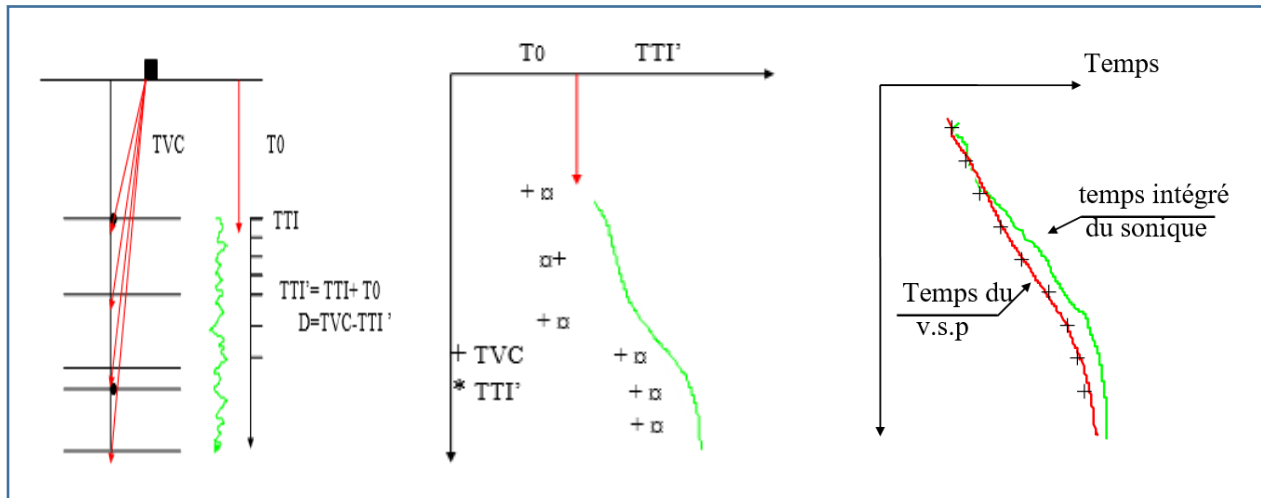


Figure II.15: calcul des écarts en temps entre sonique et PSV

TVC: le temps vertical corrigé obtenu à partir des premières arrivées du PSV

TTI' : le temps intégré du sonique (TTI') .

($D=TV C-TT I'$) : des écarts qui sont variables en fonction de la profondeur

➤ **Etablissement de la courbe de dérive moyenne**

la courbe de dérive est tracée à partir des écarts entre le temps TVC (temps vertical corrigé) et le temps intégré du sonique TTI' . (Figure II.16)

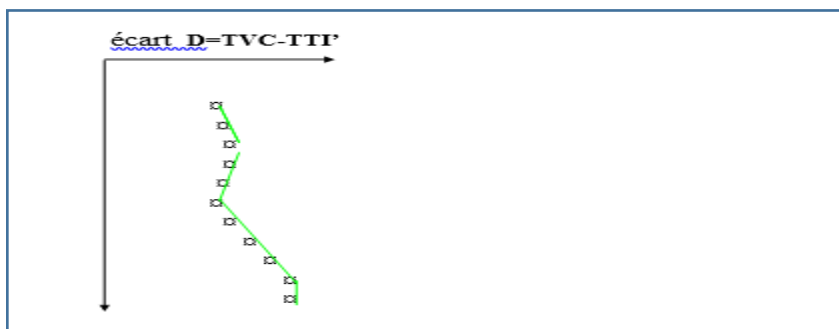


Figure II.16: courbe de dérive moyenne

➤ Ajustement du sonique sur le temps sismique

- Cet ajustement se fait par répartition progressive du temps de dérive, sur des tranches d'intervalles choisies sur la courbe de transit time de l'enregistrement sismique (psv) . (figure II.17)

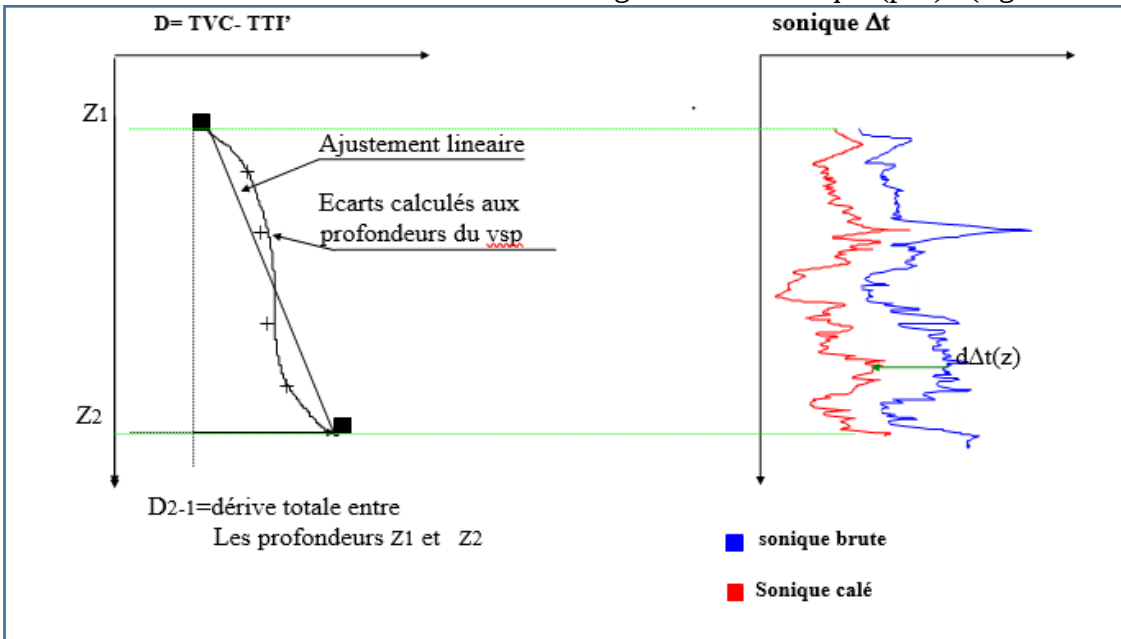


Figure II.17: Ajustement de sonique sur le temps sismique

A) Ajustement par la méthode du bloc shift

La méthode consiste à répartir de manière uniforme la différence de temps entre le sonique et le carottage sismique sur un intervalle de profondeurs (Δz) par une correction constante sur le sonique. (Figure II.18)

$$\Delta t_{cor} = \Delta t + d\Delta t \text{ (}\mu\text{s/ft)} \quad D2-1 = \text{écart de temps à la côte } Z2 \text{ moins l'écart de temps à la côte } Z1$$

$$d\Delta t = \frac{1000 \cdot D1-2}{3.281 \cdot (\Delta z)} \text{ (}\mu\text{s/ft)} \quad \Delta z = \text{intervalle de profondeur sur lequel se fait la correction.}$$

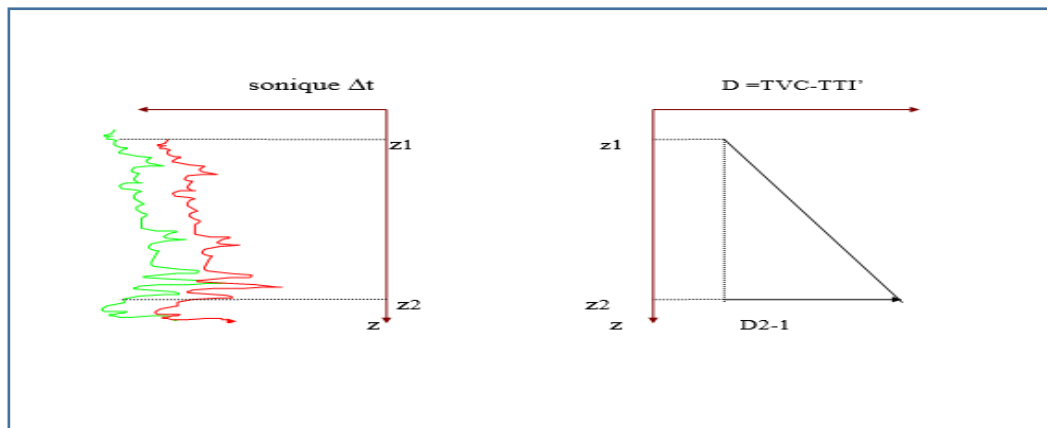


Figure II.18: Ajustement par la methode de bloc shift

B) Ajustement par la méthode du Δt minimum

dans cette méthode la correction du sonique est proportionnelle à la valeur du Δt .

l'interpréteur doit choisir une valeur de Δt minimum en dessous de laquelle il n'y a pas de correction à effectuer sur le sonique. (Figure II.19)

Pour les valeurs de Δt supérieures à Δt minimum la correction est donnée par :

$$\Delta t_{\text{cor}} = G. (\Delta t - \Delta t_{\text{min}}) + \Delta t_{\text{min}}$$

$$G = 1 + (D2 - 1 / T)$$

$$d\Delta t = \Delta t - \Delta t_{\text{min}}$$

$$T = \sum_{z1}^{z2} d\Delta t(z)$$

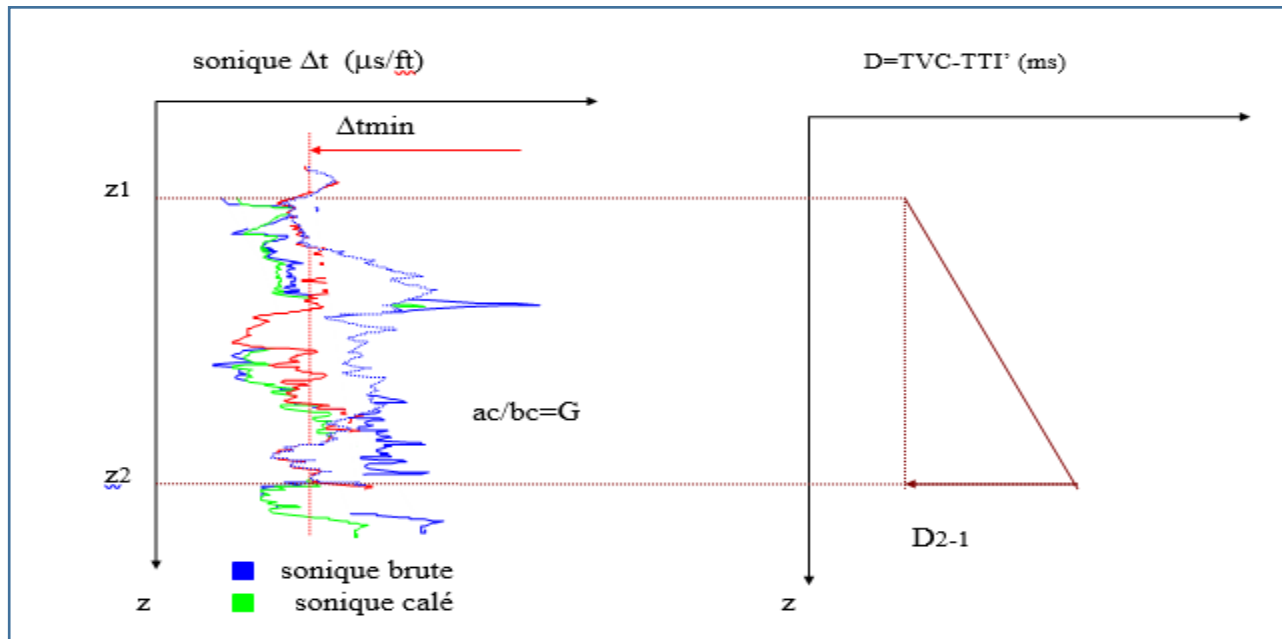


Figure II.19 : Ajustement par la méthode de Dt minimum

Une fois corrigé, le nouveau sonique permet d'établir par intégration une nouvelle loi temps profondeur qui permettra de convertir le sonique ainsi que les autres diagraphies (enregistrées en fonction de la profondeur) en enregistrements fonction du temps et de calculer des sismogrammes synthétiques.

Le sonique ayant été calibré à l'aide des temps verticaux (TVC) obtenus par l'opération de PSV, il est alors possible de transformer les diagraphies corrigées, vitesse $V(z)$ et densité $\rho(z)$, fonction de la profondeur, en diagraphies $v(t)$ et $\rho(t)$ fonction du temps double de propagation de l'onde à travers les terrains traversés, on obtient alors une suite discrète de valeurs de vitesse V_i

et de densité ρ_i en fonction du temps, finement échantillonnées pour éviter toute perte d'information.

II-2-1-b) Génération du film synthétique

A l'aide des distributions de vitesse et de densité (V_i, ρ_i) il est alors possible de calculer des films synthétiques aux fréquences et au pas d'échantillonnage sismiques correspondant à différentes géométries d'acquisition, avec ou sans évènements multiples, prenant en compte les pertes par transmission et /ou par atténuation intrinsèque du milieu. par géométrie d'acquisition nous entendons positions relatives de la source et du récepteur

Le film synthétique le plus simple est le sismogramme impulsionnel qui est égal à la suite des coefficients de réflexion r_i :

$$r_i = \frac{(V_{i+1} * \rho_{i+1}) - (V_i * \rho_i)}{(V_{i+1} * \rho_{i+1}) + (V_i * \rho_i)}$$

il correspondrait à un enregistrement de sismique de réflexion obtenu à incidence normale avec une source et un récepteur en surface et à une géologie à couches planes homogènes isotropes et horizontales. Le signal source serait un Dirac, il n'y aurait ni multiples, ni perte par transmission et par atténuation intrinsèque des couches traversées.

Pour simuler une émission réaliste, le sismogramme impulsionnel est convolué par une signature représentant le signal source. Le sismogramme synthétique obtenu est directement comparable à la trace sismique après sommation en couverture multiple. le film synthétique sans multiples permet l'identification sur la sismique de surface des réflecteurs sismiques. Le traitement en couverture multiple ayant été réalisé pour éliminer les multiples, le calage est en général meilleur avec un sismogramme synthétique sans multiples qu'il ne l'est avec un sismogramme synthétique avec multiples.

II.2.2) PSV et atténuation

La diminution en amplitude d'une onde sismique se propageant dans le sous-sol a différentes origines, notamment: la divergence sphérique, la transmission, la conversion, la diffraction, l'effet des multiples internes et l'atténuation quantifiée par un facteur de qualité Q caractérisant la dissipation du milieu. le facteur Q est d'autant plus faible que l'atténuation est forte.

L'absorption inélastique est une transformation de l'énergie sismique en chaleur. Il peut être décrit par le facteur de qualité sismique Q ou le coefficient d'absorption α . L'atténuation inélastique, quantifiée par Q , le facteur de qualité sismique, a un impact considérable sur les données de sismique réflexion de surface. L'atténuation des hautes fréquences augmente la période du signal dominant et dégrade la résolution

De nombreuses mesures en laboratoire et sur le terrain ont montré que l'atténuation des ondes P était la plus élevée dans les grès partiellement saturés et dans les unités sableuses poreuses, supérieures à celle des argiles encaissantes. L'atténuation est reliée au degré de compaction des sédiments, à la présence de gaz, au degré de saturation en fluide et au type de fluide en place.

Si l'on désire évaluer l'atténuation caractéristique de la lithologie, de la saturation en fluide et d'une façon générale de l'état physique de la roche, il faut essayer de compenser au mieux les amplitudes des effets autres que l'atténuation, mais cette opération est très délicate. Le PSV fournit un type de données utilisables pour quantifier une macro atténuation concernant des entités géologiques prises à l'échelle des longueurs d'ondes sismiques. L'étude de l'atténuation est en générale faite sur la première arrivées du champ des ondes descendantes après compensation de divergence sphérique et calibration du signal émis par la source. Les méthodes les plus couramment utilisées sont la méthode des rapports de spectres (Hauge 1981; Kan et al 1981; Stainsby et Worthinton 1985) et la méthode des temps de montée pour les sources impulsionnelles (Kjartansson 1979).

Un PSV fournit également toutes les informations permettant de mesurer le facteur Q d'atténuation sismique et nous utilisons la formule suivante pour corriger les pertes d'amplitude dues à l'atténuation:

$$G(t) = \exp(\alpha(t-TT)), \text{ ou } \alpha = \pi f / Q$$

où f est la fréquence dominante dans l'ondelette, Q le facteur d'atténuation sismique, t le temps d'enregistrement absolu et TT le temps de transit de l'arrivée directe. Il s'agit d'une fonction de gain simpliste qui ne prend pas en compte les pertes dépendant de la fréquence causée par le filtrage Q . Au lieu de cela, une fonction de gain est calculée sur la base de la fréquence dominante présente dans les données sismiques et appliquée en tant que gain résiduel pour prendre en compte les effets d'atténuation dans le champ d'ondes montantes situé sous le récepteur. Q a été estimé en utilisant l'approche classique du rapport spectral et en utilisant également la méthode du rapport multispectral qui utilise toutes les combinaisons possibles de paires de récepteurs. [16]

II.2.2.a) Méthode des rapports de spectre

les rapports spectraux sont calculés pour chaque échantillon de temps en calculant le module d'une manière continue variant dans le temps discrète de la transformée de Fourier, ou TF. Cette TF est obtenue en écrivant la TF sur la première fenêtre temporelle de longueur n en tant que la transformation en Z .

$$F1(w) = a_0 + a_1 Z_1 + a_2 Z_2 + \dots + a_n Z_n,$$

où les coefficients (a) sont les valeurs de l'échantillon de données, w est la fréquence angulaire et $Z = \exp[-i w k]$, où $k = 0, 1, \dots, (N-1)$

$$w = 2 \pi \nu / M, \nu = 0, 1, \dots, (M-1).$$

La transformation de la seconde fenêtre, par rapport à la première, est donnée par

$$F2(w) = a_1 + a_2 Z_1 + a_3 Z_2 + \dots + a_n Z_{n-1} + a_{n+1} Z_n.$$

$$\text{Ou : } F2(w) = (F1(w) - a_0) Z_{n-1} + a_{n+1} Z_n.$$

Cette opération récursive nécessite peu d'opérations mathématiques pour calculer chaque transformation successive. Elle est donc rapide et efficace. Une procédure similaire est utilisée pour supprimer la moyenne des fenêtres de données avant de calculer chaque transformation.

II.2.2.a) Méthode du rapport multi spectral

La méthode du rapport multi spectral utilise toutes les paires de plans ou de récepteurs possibles pour améliorer la signification statistique des estimations Q . Le nombre total de paires de traces disponibles à partir de N traces est $N(N-1) / 2$. En pratique, environ la moitié de toutes les paires de points de récepteur possibles présentent une différence de temps insuffisante et peuvent être rejetées sur la base d'un seuil de coefficient de qualité de condition d'adaptation. Les seules variables d'entrée à la Q estimation sont la faible et haute la fréquence .

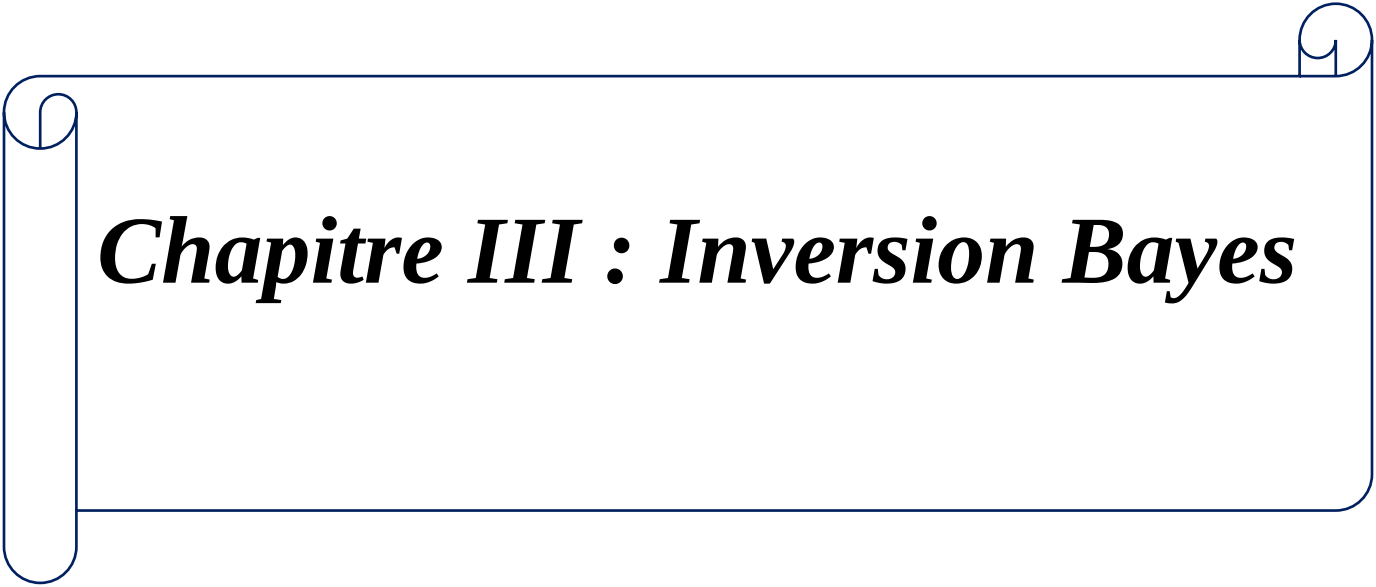
À partir de la méthode du rapport spectral, la série de valeurs Q sera calculée entre deux traces d'une plage de profondeur variable (peu profonde et plus profonde), la méthode multispectrale fournissant une plage de valeurs Q calculée à partir d'une paire de profondeur de récepteur pour une plage de niveaux de PSV.

La valeur Q moyenne calculée à l'aide des deux méthodes sera ensuite appliquée à la sismique de surface pour compenser la perte d'amplitude.

Avantages de facteur de qualité

Parmi les avantages, il améliore la précision de l'interprétation sismique.
la récupération de La perte d'amplitude
Améliore la confiance en interprétation sismique.

En conclusion, l'atténuation est importante dans l'exploration sismique, car elle affecte l'amplitude, la phase et la fréquence des ondes sismiques. L'étude du facteur de qualité décrit également la lithologie et la saturation en fluide du milieu de propagation. Les données provenant du forage donnent un bon rapport signal sur bruit des ondes directes.
[16]

A decorative frame resembling a scroll, with a blue outline. It has a vertical bar on the left side and a horizontal bar at the top, both with rounded ends and small circular details at the corners.

Chapitre III : Inversion Bayes

III.1) Généralités sur l'inversion des données sismiques

III.1.1) Qu'est-ce qu'un problème inverse ?

En science, des expériences sont effectuées sous conditions contrôlées, afin de comprendre le comportement de différents systèmes physiques, pour cela, on admet une distribution des paramètres du système, pour laquelle nous allons estimer la réponse, cette réponse est appelée données expérimentales ou observations, pour ce faire, on a besoin de déterminer la relation liant les paramètres aux observations, en perturbant à chaque fois la distribution des paramètres du système. Lorsque la relation qui lie les deux espaces (Paramètres et observations) est connue, l'estimation de la réponse d'un système, pour une distribution de paramètres donnée est appelée, problème direct.

Le problème inverse consiste à déterminer les causes, connaissant les effets, ces derniers sont représentés par des observations ou données mesurées, tandis que les causes représentent à leur tour les paramètres du système étudié, ou paramètres du modèle. Les mêmes causes produisent les mêmes effets, mais un même effet peut provenir de différentes causes, traduisant ainsi la non-unicité de la solution, et le caractère mal posé de ce type de problèmes, Il est donc nécessaire d'intégrer des informations a priori pour réduire l'espace de probabilités, et aboutir à une solution unique. [10]

III.1.2) Problème bien ou mal posé ?

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

- Critère d'existence : la solution existe.
- Critère d'unicité : la solution doit être unique.
- 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.

III.1.3) Formulation du problème

La plupart des phénomènes physiques peuvent être décrit mathématiquement, comme définit au préalable, les équations qui décrivent la réponse d'un système en fonction des paramètres du modèle est appelé problème direct et est formulé comme suit :

$$d_i = \int_0^z K_i(z) \cdot p(z) dz \quad (\text{III.1})$$

d_i : Représente la i ème donnée mesurée ou observée.

$p(z)$: Représentation spatiale des paramètres du modèle.

$K(z)$: Représente la relation mathématique liant l'espace des données à celui des paramètres, appelé Kernel.

z : Représente une variable spatiale.

Le problème inverse consiste à calculer les paramètres du modèle **$p(z)$** , à partir des données mesurées **d_i** en se basant sur la relation liant les deux espaces, cette dernière peut être linéaire ou non linéaire, lorsque le Kernel n'est pas linéaire, on procède à une linéarisation, dans la suite de ce chapitre nous allons traiter les problèmes inverses non linéaires. [10]

III.1.4) Inversion sismique

Nous avons défini l'inversion comme étant la recherche des causes connaissant des effets. En géophysique elle peut être définie comme étant une procédure visant à extraire des informations relatives à la structure et à la composition de la subsurface à partir d'observations, ces observations ou mesures représentent les effets des propriétés de la roche sur un phénomène physique comme le champ de gravité, le magnétisme ou la propagation des ondes. En sismique réflexion, l'inversion consiste à déterminer la répartition spatiale des paramètres acoustiques et élastiques des roches, et la forme des structures à partir des mesures réalisées en surface. Le principe de la méthode sismique-réflexion consiste à mesurer la réponse du sous-sol suite à une excitation provoquée par un ébranlement en surface, la mesure est représentée par :

- Un temps : temps de parcours de l'onde réfléchi sur une interface représentant deux milieux de paramètres acoustiques et élastiques différents.

- Une amplitude : proportionnelle au contraste des paramètres physiques.

➤ L'inversion des temps d'arrivées permet de déduire la forme et la profondeur des structures de la sub-surface et est appelée inversion structurale ou tomographie.

➤ L'inversion des amplitudes permet de déterminer la distribution spatiale des paramètres acoustiques du sous-sol, et est appelée inversion stratigraphique, cette dernière représente l'objet de notre étude. [11]

III.1.4.1) Modèle convolutionnel de la trace sismique

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 :

$$T(t) = w(t) * r(t) + B(t) \quad (\text{III.2})$$

$w(t)$: Représente l'ondelette émise.

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

$B(t)$: Bruit additif.

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

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

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

V et ρ , représentent respectivement la vitesse et la densité. [11]

III.1.4.1.a) Problème direct

Pour un modèle à impédances acoustiques données, et une ondelette connue, la construction de la trace synthétique est appelée problème direct. (Figure III.1)

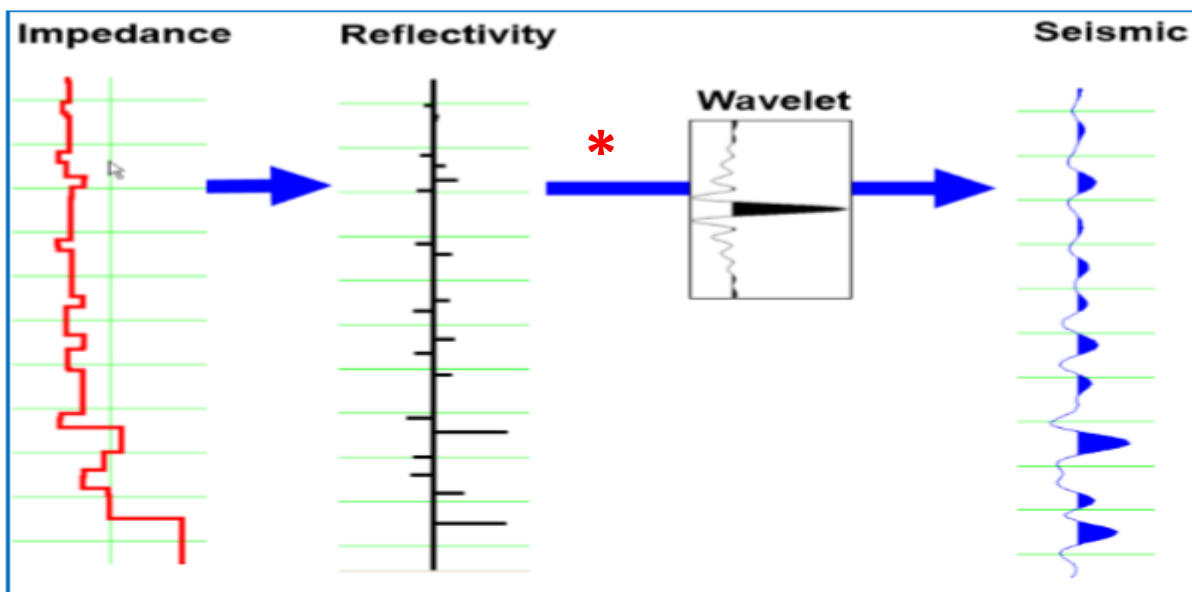


Figure III.1 : problème direct en sismique

III.1.4.1.b) Le problème inverse

À son tour consiste à extraire les propriétés de couches à partir des propriétés d'interfaces, c'est-à-dire estimer les paramètres acoustiques de la roche à partir des données sismiques.

(Figure III.2).

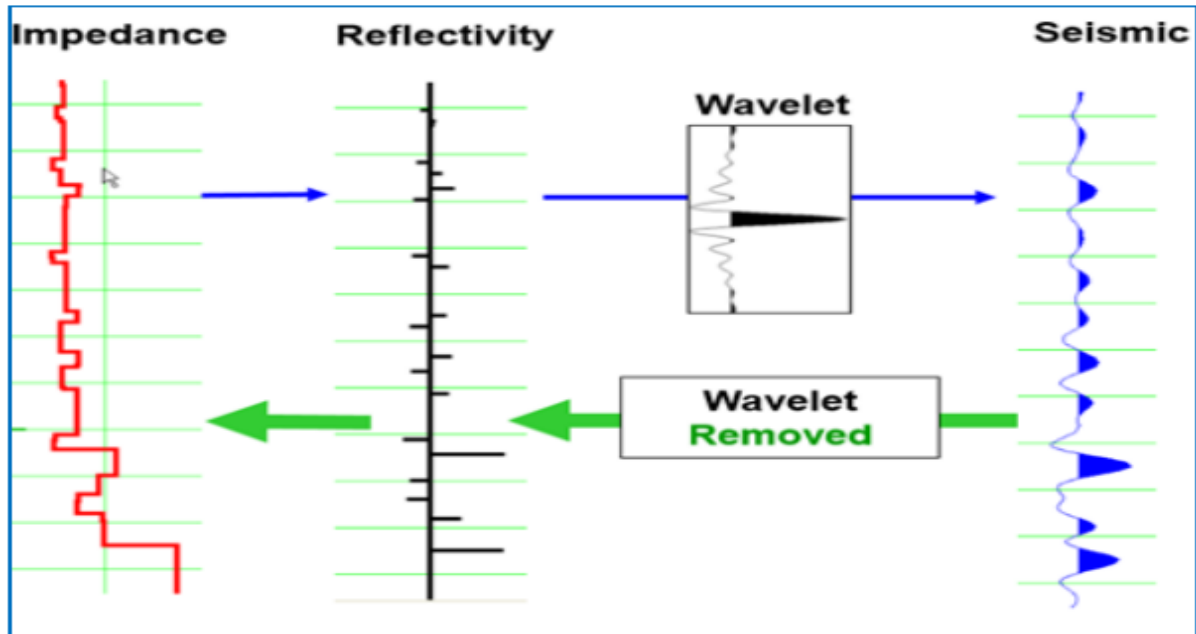


Figure III.2: problème inverse en sismique

III.1.5) Minima local et global

Lorsque la fonction coût est une fonction quadratique (cas du problème inverse linéaire), elle possède un unique minimum, dans le cas des problèmes non linéaire la fonction coût n'est pas quadratique, et donc elle possède plusieurs minima locaux et un minimum global. Les méthodes d'optimisation étudiées convergent vers le minima le plus proche du modèle initial, d'où la nécessité de construire un modèle de départ aussi proche que possible de la solution souhaitée, ainsi l'information à priori jouera un rôle déterminant dans la résolution des problèmes inverses non linéaires. (FigureIII.3) [10]

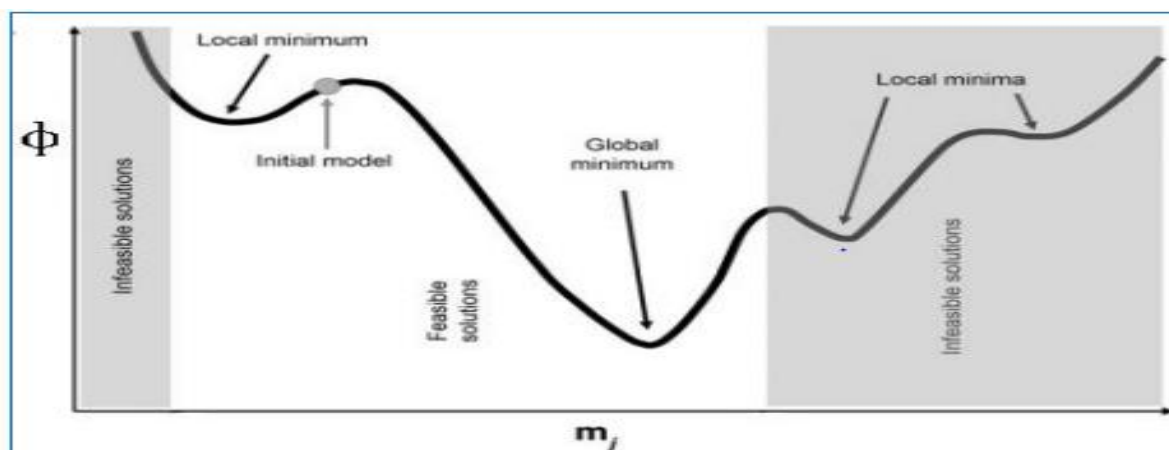


Figure III.3 : Problème inverse non linéaire : fonction coût non quadratique à plusieurs minimas

Cependant il existe des méthodes de recherche de minima global peu importe la position du modèle initial, mais elles sont onéreuses en terme de temps, et nécessite des moyens de calcul performants, parmi celles-ci, la méthode de Monte Carlo, le recuit simulé, et les algorithmes génétiques.

III.2) inversion de Bayes

III.2.1) Introduction

Dans l'industrie pétrolière, on s'efforce à tous les stades de l'exploration pétrolière de minimiser les coûts économiques associés aux risques de forage incertains. L'une de ces tentatives est l'inversion de profil sismique vertical (VSP) qui, parmi toutes les mesures de diagraphe de puits, est la seule mesure dotée d'attributs de données sismiques prévisionnelles qui pourraient être cartographiés à mesure que le forage progresse. L'objectif principal de l'inversion VSP est de prévoir les propriétés acoustiques (vitesse et densité) sous le trépan afin d'optimiser le processus de forage en réduisant les incertitudes, qui incluent la profondeur de la cible et les zones de surpression. Cela ajoutera essentiellement une valeur à l'ensemble du processus de forage, y compris la sécurité, le temps d'installation et ainsi le coût.

Généralement, les données PSV à zéro offset sont acquises en plaçant la source sismique à une distance proche de la tête de puits. Par conséquent, aussi près que possible des récepteurs de fond. Cette géométrie amènera les chemins de rayons à se déplacer presque verticalement au-dessus des récepteurs. Les traces sismiques enregistrées seront donc dominées par les propriétés acoustiques (vitesse et densité). Le traitement des données de cette géométrie donnera lieu à une trace sismique somme à l'emplacement du puits, appelée corridor stack. L'inversion sismique Bayes a pour but de combiner les informations dérivées des données sismiques et des connaissances géologiques antérieures afin de déterminer la distribution de probabilité postérieure sur des paramètres décrivant les propriétés élastiques et géologiques du sous-sol. La technique est difficile dans la pratique car elle nécessite le choix d'une information préalable précise (modèle antérieur et incertitude qui lui est associée) et de

l'incertitude associée aux données et au modèle prévisionnel qui jouent un rôle clé dans les résultats d'inversion. [16]

III.2.2) Définition

L'inversion Bayes d'impédance acoustique vise à réaliser l'inversion 1-D en impédance acoustique. Le résultat est une séquence de réflectivité creuse à bande large et la courbe d'impédance associée.

III.2.3) Théorie de l'inversion Bayes

La théorie de Bayes (1876) quantifie la manière dont des informations supplémentaires modifient les informations actuelles (antérieures) sur l'état d'un modèle. L'approche bayésienne génère une fonction de distribution de probabilité du modèle en intégrant les informations anciennes et supplémentaires. Équation (III.4) montre les principales composantes de la théorie de Bayes

$$f(\mathbf{m} / \mathbf{d}_{\text{obs}}) \propto f(\mathbf{m}) \cdot f(\mathbf{d}_{\text{obs}} / \mathbf{m}) \quad . \quad (\text{III.4}) \quad [13]$$

Où $\mathbf{m}$ est un vecteur des paramètres du modèle

$\mathbf{d}_{\text{obs}}$ est un vecteur des données mesurées

$f(\mathbf{m})$ est la fonction de distribution de probabilité antérieure des paramètres du modèle

$f(\mathbf{d}_{\text{obs}}/\mathbf{m})$ est la distribution de probabilité de l'erreur (incertitude) dans les données mesurées étant donné que les paramètres réels du modèle sont $\mathbf{m}$

$f(\mathbf{m} / \mathbf{d}_{\text{obs}})$ est la distribution de probabilité postérieure des paramètres du modèle, compte tenu des données observées.

En conséquence, la théorie de Bayes intègre entre une information préalable sur le vecteur des paramètres modèle ($\mathbf{m}$), exprimée en $f(\mathbf{m})$, et l'information additionnelle des données observées devant tenir compte d'un modèle mathématique direct compte tenu du paramètre de modèle ($\mathbf{m}$), donné en $f(\mathbf{d}_{\text{obs}}/\mathbf{m})$ pour générer un nouveau modèle donné en tant que $f(\mathbf{m}/\mathbf{d}_{\text{obs}})$ qui s'intègre entre les deux informations différentes.

- En supposant que l'incertitude dans les données et le modèle direct, ainsi que dans le modèle précédent, suivent une distribution gaussienne, $f(\mathbf{m})$ et $f(\mathbf{d}_{\text{obs}}/\mathbf{m})$ peuvent s'écrire comme suit:

$$f(\mathbf{m}) = \frac{1}{(2\pi)^{n_m/2} [\det(\mathbf{C}_M)]^{1/2}} \exp \left\{ -\frac{1}{2} \left[(\mathbf{m} - \mathbf{m}_{\text{prior}})^T \mathbf{C}_M^{-1} (\mathbf{m} - \mathbf{m}_{\text{prior}}) \right] \right\} \quad (\text{III.5}) \quad [13]$$

$$f(\mathbf{d}_{\text{obs}}/\mathbf{m}) = \frac{1}{(2\pi)^{n_d/2} [\det(\mathbf{C}_D)]^{1/2}} \exp \left\{ -\frac{1}{2} \left[(g(\mathbf{m}) - \mathbf{d}_{\text{obs}})^T \mathbf{C}_D^{-1} (g(\mathbf{m}) - \mathbf{d}_{\text{obs}}) \right] \right\} . \quad (\text{III.6}) \quad [13]$$

Équation (III.5) est la distribution gaussienne multidimensionnelle des incertitudes (écart) des paramètres du modèle par rapport au modèle précédent, l'équation (III.6) est la

distribution gaussienne multidimensionnelle des incertitudes combinées des données mesurées et du modèle mathématique direct, en supposant que les incertitudes du modèle direct sont négligées, donc Equation (III.6) peuvent être considérées comme des incertitudes liées uniquement aux erreurs de mesure. n_m est le nombre de paramètres du modèle, n_d est le nombre de données mesurées (observées), $\mathbf{m}_{\text{prior}}$ est le vecteur de l'information préalable des paramètres du modèle, $\mathbf{C}_M$ est la matrice de covariance des paramètres du modèle précédent, qui quantifie les incertitudes du modèle précédent. $\det(\mathbf{C}_M)$ est le déterminant de la matrice de covariance du modèle précédent, $\mathbf{g}(\mathbf{m})$ est le modèle direct en fonction des paramètres du modèle, $\mathbf{C}_D$ est la matrice de covariance des données, qui mesure les incertitudes (erreurs de mesure) des données mesurées, et $\det(\mathbf{C}_D)$ est le déterminant de la matrice de covariance des données.

en remplaçant les équations III.5 et III.6 dans Equation III.4 donnera la distribution postérieure des paramètres du modèle. Tout échantillon de $(\mathbf{m})$ paramètres de la distribution postérieure peut donner le paramètre de modèle $(\mathbf{m})$ qui intègre les données antérieures et observées. Puisque nous sommes intéressés à trouver le paramètre de modèle $(\mathbf{m})$ qui a la distribution postérieure maximale appelée estimation maximale a posteriori (**MAP**), nous sommes donc intéressés à trouver $(\mathbf{m})$ qui maximise le produit de Equation III.5 et III.6 ce qui équivaut à trouver $(\mathbf{m})$ qui minimise la fonction objectif suivante :

$$O(\mathbf{m}) = (\mathbf{m} - \mathbf{m}_{\text{prior}})^T \mathbf{C}_M^{-1} (\mathbf{m} - \mathbf{m}_{\text{prior}}) + [\mathbf{g}(\mathbf{m}) - \mathbf{d}_{\text{obs}}]^T \mathbf{C}_D^{-1} [\mathbf{g}(\mathbf{m}) - \mathbf{d}_{\text{obs}}] \quad (\text{III.7}) \quad [13]$$

L'application de l'inversion de BAYES a été largement utilisée dans les domaines de l'ingénierie des réservoirs et de la simulation ainsi que dans les applications d'inversion géophysique sismique où l'inversion a été réalisée pour la densité et la vitesse entre les puits sur la base de données sismiques 3D.

Dans le contexte de l'inversion de profil sismique vertical (VSP), l'inversion était utilisée pour l'impédance acoustique sous le fond du puits. En conséquence, les paramètres de modèle $(\mathbf{m})$ et les paramètres de modèle antérieurs $(\mathbf{m}_{\text{prior}})$ sont donnés comme suit:

$$\mathbf{m} = [\rho_1 \quad \rho_2 \quad \dots \quad \rho_{n_m/2} \quad v_1 \quad v_2 \quad \dots \quad v_{n_m/2}]^T \quad (\text{III.8}) \quad [13]$$

$$\mathbf{m}_{\text{prior}} = [\rho_{\text{prior-1}} \quad \rho_{\text{prior-2}} \quad \dots \quad \rho_{\text{prior-}n_m/2} \quad v_{\text{prior-1}} \quad v_{\text{prior-2}} \quad \dots \quad v_{\text{prior-}n_m/2}]^T \quad (\text{III.9}) \quad [13]$$

La dimension des vecteurs $\mathbf{m}$ et $\mathbf{m}_{\text{prior}}$ est $(n_m \times 1)$

La matrice de covariance du modèle antérieur ($\mathbf{C}_M$) est donnée comme suit :

$$\mathbf{C}_M = \begin{bmatrix} \mathbf{C}_{\rho\rho} & \mathbf{C}_{\rho v} \\ \mathbf{C}_{v\rho} & \mathbf{C}_{vv} \end{bmatrix}_{n_m \times n_m} \quad (\text{III.10}) \quad [13]$$

Où, $\mathbf{C}_{\rho\rho}$, $\mathbf{C}_{vv}$ sont la matrice de covariance pour la densité et la vitesse estimées respectivement en fonction du log de densité et de vitesse disponibles au-dessus du bit et / ou d'un puits voisin au-dessus de la zone d'inversion. $\mathbf{C}_{\rho v}$, $\mathbf{C}_{v\rho}$ sont la matrice de covariance croisée entre densité et vitesse et entre vitesse et densité respectivement estimées également

sur la base de diagraphies situées au-dessus du trépan ou d'un puits voisin situé au-dessus de la zone d'inversion.

La dimension de la matrice $\mathbf{C}_M$ totale est $(nm \times nm)$, tandis que celle des autres sous-matrices est $(nm/2 \times nm/2)$. La quantification de la matrice de covariance antérieure sera présentée ultérieurement dans les sections Modèle précédent et Quantification de l'incertitude du modèle précédent.

Le $\mathbf{g}(\mathbf{m})$ est le modèle direct VSP qui représente le tracé en fonction de la densité et de la vitesse en avant d'un bit. Le $\mathbf{d}_{obs}$ est la trace observée en avant du bit. $\mathbf{g}(\mathbf{m})$ et $\mathbf{d}_{obs}$ sont des vecteurs de dimension $(n_d \times 1)$ et sont donnés comme suit:

$$\mathbf{g}(\mathbf{m}) = \begin{bmatrix} S_1 & S_2 & . & . & . & . & . & S_{n_d} \end{bmatrix}^T \quad (III.11) \quad [13]$$

$$\mathbf{d}_{obs} = \begin{bmatrix} S_{obs-1} & S_{obs-2} & . & . & . & . & . & S_{obs-n_d} \end{bmatrix}^T \quad (III.12) \quad [13]$$

La matrice de covariance des données ($\mathbf{C}_D$) donne l'incertitude à la fois dans le modèle direct et dans les données observées. Elle est représentée sous forme de matrice diagonale en négligeant toute corrélation croisée entre les points de données eux-mêmes. La dimension de la matrice de covariance des données est $(n_d \times n_d)$ et est donnée comme suit :

$$\mathbf{C}_D = \begin{bmatrix} \sigma_{S1}^2 & 0 & 0 & . & 0 \\ 0 & \sigma_{S2}^2 & . & . & 0 \\ 0 & . & \sigma_{S3}^2 & . & 0 \\ . & . & . & . & . \\ 0 & 0 & 0 & . & \sigma_{Sn_d}^2 \end{bmatrix}_{n_d \times n_d} \quad (III.13) \quad [13]$$

Où, $\sigma_{S1}, \sigma_{S2}, \dots, \sigma_{Sn_d}$ sont l'écart type qui est fonction de l'erreur supposée dans les données et dans le modèle de transfert, ainsi que la valeur de chaque échantillon de trace. [13]

III.2.4) Méthode d'optimisation pour l'inversion

Il existe différents algorithmes d'optimisation dans la littérature, qui peuvent être divisés en gradient libre et en gradient base. Les algorithmes gradient libre tels que le recuit simulé ou les algorithmes génétiques peuvent être prohibitifs du point de vue du calcul, en particulier lorsque de nombreux paramètres sont impliqués. Pour les algorithmes à gradient, il est classé selon sa direction de recherche en descente la plus raide, Newton, quasi-Newton et gradient conjugué. Le plus rapide d'entre eux est la recherche de type Newton car il a un taux de convergence quadratique près de la solution par rapport à la méthode du quasi-Newton, qui a un taux de convergence super linéaire et un gradient conjugué ou la descente la plus forte, qui ont un taux de convergence. Le Gauss-Newton et ses variantes sont couramment utilisés pour résoudre les problèmes d'adéquation de l'historique des réservoirs. [12]

III.2.4.1.) La méthode de gradient conjugué

La méthode du gradient conjugué est un algorithme pour la résolution des systèmes d'équations linéaires dont la matrice est symétrique définie positive. Cette méthode, imaginée

en 1950 simultanément par Cornelius Lanczos et Magnus Hestenes¹, est une méthode itérative qui converge en un nombre fini d'itérations (au plus égal à la dimension du système linéaire). Toutefois, son grand intérêt pratique du point de vue du temps de calcul vient de ce qu'une initialisation astucieuse (dite « pré-conditionnement ») permet d'aboutir en seulement quelques passages à une estimation très proche de la solution exacte, c'est pourquoi en pratique on se borne à un nombre d'itérations bien inférieur au nombre d'inconnues. La méthode du gradient bi-conjugué fournit une généralisation pour les matrices non symétriques. L'objectif est de minimiser la fonction coût de la forme $Am=b$, où A est une matrice carrée symétrique définie positive de taille n . On rappelle que deux vecteurs non nuls u et v sont conjugués par rapport à A si : [11]

$$u^T A v = 0 \quad (\text{III.14})$$

Supposons que $\{p_k\}$ est une suite de n directions conjuguées deux à deux. Ainsi la solution m^* de

$Am=b$ s'écrit :

$$m^* = \sum_{i=1}^n \alpha_i p_i \quad (\text{III.15})$$

Les coefficients sont donnés par :

$$b = Am^* = \sum_{i=1}^n \alpha_i A p_i \quad (\text{III.16})$$

$$p_k^T b = p_k^T A m = \sum_{i=1}^n \alpha_i p_k^T A p_i = \alpha_k p_k^T A p_k \quad (\text{III.17})$$

Car p_i, p_k sont conjugués deux à deux, on obtient alors :

$$\alpha_k = \frac{p_k^T b}{p_k^T A p_k} \quad (\text{III.18})$$

- La méthode du gradient conjugué vue comme une méthode itérative :

On considère ainsi un premier vecteur m_0 , tel que :

$$y = d - A m_0 \quad (\text{III.19})$$

L'algorithme va s'approcher de la solution à chaque itération de la manière suivante : Soit r_k le résidu à la k ème itération :

$$r_k = b - A m_0 \quad (\text{III.20})$$

Notons que r_k est l'opposé du gradient de f en $m=m_k$, ainsi, l'algorithme du gradient indique d'évoluer dans la direction r_k . On rappelle que les directions p_k sont conjuguées deux à deux.

On veut aussi que la direction suivante soit construite à partir du résidu courant et des directions précédemment construites, ce qui est une hypothèse raisonnable en pratique.

On a ainsi :

$$p_{k+1} = r_k - \sum_{i < k} \frac{p_i^T A r_k}{p_i^T A p_i} p_i \quad (\text{III.21})$$

Suivant cette direction, le point suivant est donné par :

$$\alpha_{k+1} = \frac{p_{k+1}^T (b - A m_k)}{p_{k+1}^T A p_{k+1}} \quad (\text{III.22})$$

III.2.4.2) Gauss Newton

La formule d'optimisation de Gauss-Newton utilisée lors de l'optimisation est donnée comme

$$m^{l+1} = m^l - [G_l^T \cdot C_D^{-1} \cdot G_l + C_M^{-1}]^{-1} \cdot [G_l^T \cdot C_D^{-1} \cdot (g(m^l) - d_{\text{obs}}) + C_M^{-1} \cdot (m^l - m_{\text{prior}})] \quad \dots \quad (\text{III.23})$$

Où, l et $l + 1$ désignent les niveaux d'itération et G désigne la matrice de sensibilité, qui est la dérivée de la trace t calculée à partir de la densité et de la vitesse. La dimension de la matrice de sensibilité est d'ordre $(n_d \times n_m)$ et sera expliquée plus en détail dans la section consacrée au calcul de la matrice de sensibilité. [14]

III.2.5) Formulation de problème directe :

Le modèle direct 1D VSP est donné comme suit:

$$S = R \otimes W \quad (\text{III.24})$$

Le problème direct VSP est un processus de convolution des coefficients de réflectivité R et de l'ondelette en entrée W pour obtenir la trace sismique S où:

S : est la trace qui est un vecteur donné dans Equation (III.11) et il est d'ordre $(n_d \times 1)$,

W : est le vecteur d'ondelette $(n_{wv} \times 1)$ en entrée, où n_{wv} est le nombre d'échantillons d'ondelettes

R : est le vecteur du coefficient de réflectivité qui est d'ordre $((n_m / 2) - 1 \times 1)$. Le coefficient de réflectivité est donné en fonction de la densité et de la vitesse comme suit:

$$R_i = \frac{\rho_{i+1} V_{i+1} - \rho_i V_i}{\rho_{i+1} V_{i+1} + \rho_i V_i} \quad \text{For } i = 1 \text{ to } ((n_m/2)-1) \quad (\text{III.25})$$

La convolution entre R et W peut être convertie en une multiplication de matrice ordinaire en convertissant le vecteur du coefficient de réflectivité en une matrice de Toeplitz comme suit:

$$\mathbf{g(m)} = \begin{bmatrix} S_1 & S_2 & \dots & \dots & \dots & S_{n_d} \end{bmatrix}^T = \begin{bmatrix} R_1 & 0 & \dots & \dots & 0 \\ R_2 & R_1 & 0 & \dots & 0 \\ \vdots & R_2 & \dots & \dots & 0 \\ R_{\frac{n_m}{2}-1} & \vdots & \dots & \dots & 0 \\ 0 & R_{\frac{n_m}{2}-1} & \dots & \dots & R_1 \\ 0 & 0 & \dots & \dots & R_2 \\ \vdots & \vdots & \dots & \dots & \vdots \\ 0 & \vdots & 0 & 0 & R_{\frac{n_m}{2}-1} \end{bmatrix}_{n_d \times n_{wv}} \cdot \begin{bmatrix} W_1 \\ W_2 \\ \vdots \\ W_{n_{wv}} \end{bmatrix}_{n_{wv} \times 1} \quad (\text{III.26})$$

Selon les propriétés de la matrice de Toeplitz, le nombre de points de données (n_d) est donné comme suit:

$$n_d = \left(\frac{n_m}{2} - 1 \right) + n_{wv} - 1 \quad (\text{III.27})$$

Les échantillons de trace modélisés sont extraits en tant que convolution centrale du modèle direct à partir de Equation (III.26). Par conséquent, le nombre de points de données pour la trace utilisée dans l'inversion est équivalent à:

$$n_d = \frac{n_m}{2} \quad (\text{III.28}) \quad [14]$$

III.2.6) Erreur de données et quantification de l'incertitude des données :

La fonction d'ajustement des données et d'incertitude des données est le deuxième terme de l'équation (III.7). L'inadéquation des données est la différence entre le modèle généré et la trace observée qui est $(\mathbf{g(m)} - \mathbf{d_{obs}})$ et qui est donnée auparavant dans l'équation (III.26) pour $\mathbf{g(m)}$ et équation (III.12) pour les $\mathbf{d_{obs}}$. L'incertitude dans l'adaptabilité des données est donnée par la matrice de covariance des données, C_D donnée précédemment dans l'équation (III.13). L'inverse de la matrice de covariance des données joue le rôle de facteur de pondération pour l'adéquation des données dans la fonction objectif donnée dans Equation (III.7).

En conséquence, plus les valeurs utilisées dans l'inverse de la matrice de covariance des données sont élevées, plus le poids attribué à l'inadéquation des données dans la fonction objectif est élevé, et inversement. C'est pourquoi la quantification de l'incertitude dans l'inadéquation des données est importante pendant l'inversion.

la matrice de covariance des données sera simplement une matrice diagonale montré dans Eq. 10 avec écart type pour chaque trace observée est donné comme suit:

$$\sigma_{S_i} = \frac{Err_{Data} * S_i}{3} \quad \text{For } i = 1 \text{ to } n_d \quad (\text{III.29})$$

Où ErrData est la fraction d'erreur supposée pour les données observées.

Comme le montre l'équation (III.29), l'écart type change ici en modifiant l'amplitude de la trace. Ainsi, chaque échantillon de trace se voit attribuer un poids différent pendant l'inversion par rapport aux autres, en fonction de l'amplitude de l'échantillon. Comme la matrice de covariance des données est une matrice diagonale, comme indiqué dans Equation (III.13), l'inverse de la matrice de covariance des données utilisée dans la fonction objective n'est donc qu'une réciproque de l'équation (III.29). En conséquence, plus l'erreur présumée dans les données est élevée, plus l'écart-type est élevé et, partant, moins le poids attribué à l'insuffisance de données est faible par rapport au modèle précédent, comme le montre l'équation (III.7). C'est pourquoi, dans le traitement des synthétiques, nous sommes en supposant une erreur minimale dans la trace sismique, on accorde donc plus de poids aux données inadaptées pendant l'inversion par rapport aux cas sur le terrain. [15]

III.2.7) Modèle antérieur et quantification d'incertitude de modèle précédent :

Le modèle précédent et l'incertitude du modèle précédent sont le premier terme de la fonction objectif représentée par l'équation (III.7) où m et m_{prior} sont donnés en équation (III.8) et (III.9) respectivement tandis que la matrice de covariance antérieure, C_M , est donnée dans Eq. III.10 Ce terme explique quelle est la distance entre le modèle (m) et le modèle précédent (m_{prior}) obtenu après réduction de l'équation (III.7) pour trouver le meilleur modèle (m) qui minimise la fonction d'adaptation des données (deuxième partie de l'équation III.7) et minimiser la différence par rapport au modèle précédent (m_{prior}) (première partie de l'équation (III.7)). Comme indiqué précédemment dans la fonction d'ajustement des données, la matrice de covariance antérieure C_M , joue le même rôle que la matrice de covariance de données C_D , lors de l'inversion, où C_M représente le terme de régularisation ou le poids attribué au modèle précédent lors de l'inversion. Plus l'amplitude de l'inverse de la matrice de covariance antérieure est élevée, plus le poids attribué au modèle précédent (m_{prior}) est élevé, ce qui signifie que le modèle obtenu (m) après inversion sera proche de celui-ci. En conséquence, le choix du m_{prior} et la quantification de l'incertitude dans le m_{prior} , qui est représentée par la matrice de covariance antérieure, C_M est une étape critique de l'inversion.

III.2.7.1) Covariance antérieure du modèle définie comme une erreur en négligeant la corrélation croisée entre la densité et la vitesse :

Dans cette approche, l'erreur en densité et en vitesse a été supposée suivant une distribution gaussienne similaire à celle de la matrice de covariance des données, en négligeant la corrélation croisée entre la densité et la vitesse. D'où l'équation 7 réduit à :

$$C_M = \begin{bmatrix} C_{\rho\rho} & 0 \\ 0 & C_{vv} \end{bmatrix}_{n_m \times n_m} \quad \text{III.30}$$

Où les matrices de densité automatique et de covariance de vitesse, $C_{\rho\rho}$ et C_{vv} sont respectivement données comme suit :

$$\mathbf{C}_{\rho\rho} = \begin{bmatrix} \sigma_{\rho_{\text{prior}-1}}^2 & 0 & 0 & \cdot & 0 \\ 0 & \sigma_{\rho_{\text{prior}-2}}^2 & \cdot & \cdot & 0 \\ 0 & \cdot & \sigma_{\rho_{\text{prior}-3}}^2 & \cdot & 0 \\ \cdot & \cdot & \cdot & \cdot & \cdot \\ 0 & 0 & 0 & \cdot & \sigma_{\rho_{\text{prior}-\frac{n_m}{2}}}^2 \end{bmatrix}_{\frac{n_m}{2} \times \frac{n_m}{2}} \quad (\text{III.31})$$

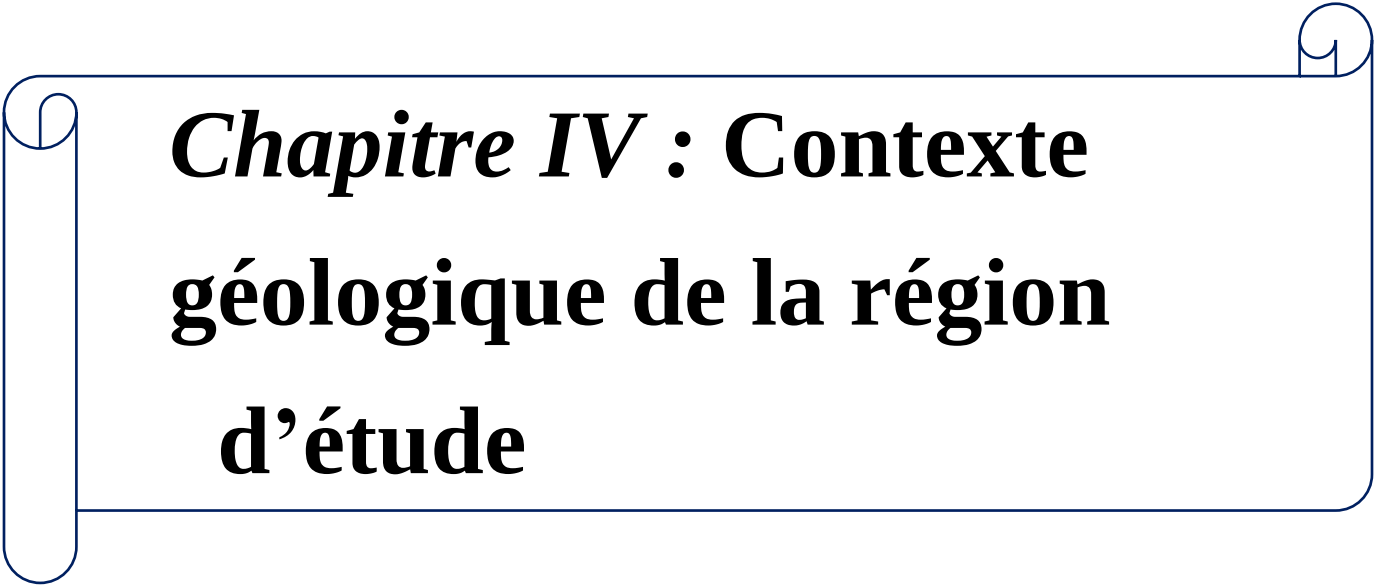
$$\mathbf{C}_{vv} = \begin{bmatrix} \sigma_{v_{\text{prior}-1}}^2 & 0 & 0 & \cdot & 0 \\ 0 & \sigma_{v_{\text{prior}-2}}^2 & \cdot & \cdot & 0 \\ 0 & \cdot & \sigma_{v_{\text{prior}-3}}^2 & \cdot & 0 \\ \cdot & \cdot & \cdot & \cdot & \cdot \\ 0 & 0 & 0 & \cdot & \sigma_{v_{\text{prior}-\frac{n_m}{2}}}^2 \end{bmatrix}_{\frac{n_m}{2} \times \frac{n_m}{2}} \quad (\text{III.32})$$

L'écart type de densité et de vitesse est obtenu de manière équivalente à l'incertitude de l'inadéquation des données en supposant des valeurs d'erreur pour la densité et la vitesse. Les écarts types de densité et de vitesse sont obtenus comme suit:

$$\sigma_{\rho_{\text{prior}-i}} = \frac{\text{Err}_{\rho} * \rho_{\text{prior}-i}}{3} \quad \text{For } i = 1 \text{ to } n_m/2 \quad (\text{III.33})$$

$$\sigma_{v_{\text{prior}-i}} = \frac{\text{Err}_v * v_{\text{prior}-i}}{3} \quad \text{For } i = 1 \text{ to } n_m/2 \quad (\text{III.34})$$

Comme le modèle précédent utilisé n'est qu'une valeur constante donc, tout l'écart type de densité et de vitesse donné par Equation (III.33) et (III.34) ne sont respectivement qu'une valeur constante d'amplitude différente en fonction du contraste de densité et de vitesse et des différentes erreurs utilisées. Il est parfois utile, au cours de l'inversion, de conserver le même facteur de pondération pour la densité et la vitesse. Par conséquent, la même valeur pour l'écart type pour la densité et la vitesse est utilisée pour éviter toute polarisation d'un paramètre à l'autre pendant l'inversion. [13]

A decorative border resembling a scroll or ribbon, with a blue line and rounded ends, framing the chapter title.

Chapitre IV : Contexte géologique de la région d'étude

IV.1) Introduction à la géologie de l'Algérie

Le territoire algérien s'étend sur 2 381 741 km², ce qui en fait le plus grand pays d'Afrique et du monde arabe. Les limites naturelles de l'Algérie sont la mer Méditerranée au nord avec 1 200 km de côtes, le Maroc à l'ouest, la Mauritanie et le Sahara occidental au sud-ouest, le Mali et le Niger au sud, et enfin la Tunisie et la Libye à l'est.

Sur le plan morphologique, quatre domaines se distinguent du nord au sud :

- L'Atlas tellien, ensemble de reliefs escarpés et de plaines littorales dont les plus riches sont la Mitidja au centre, le Chélif à l'ouest et le Seybouse à l'est.
- L'Atlas saharien, longue suite de reliefs orientés NE-SO s'étendant de la frontière marocaine à celle de la Tunisie.
- Le Sahara, siège de l'essentiel des ressources en hydrocarbures, désert formé de grandes étendues de dunes (Ergs oriental et occidental), de plaines caillouteuses (regs), et parsemé d'oasis où les agglomérations sont de plus en plus importantes. [8]
- Les massifs des Eglab au sud-ouest et du Hoggar au sud. (Figure IV.1)

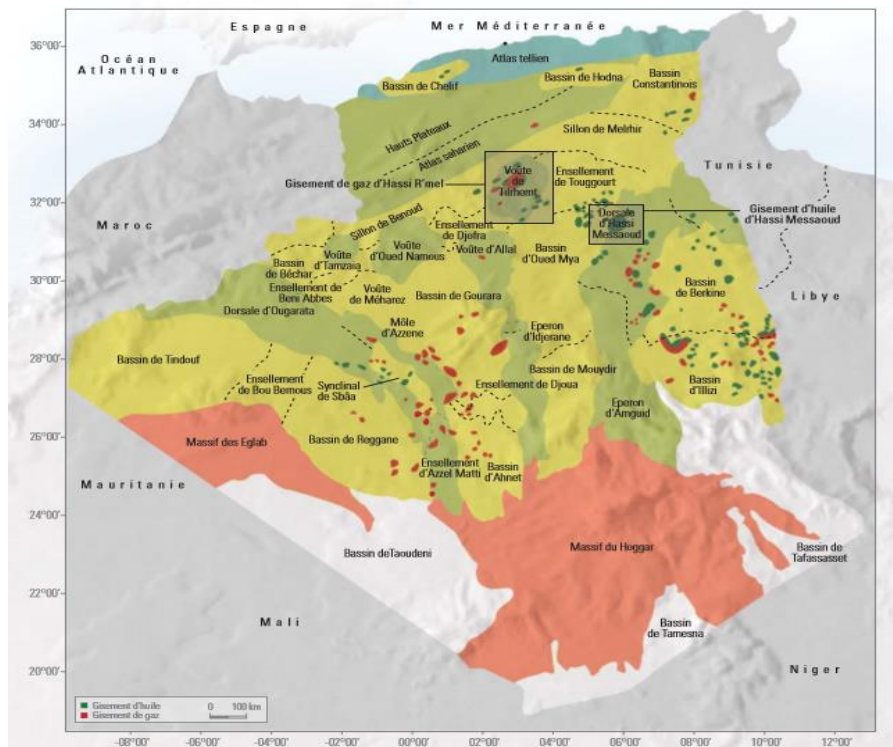


Figure IV.1: carte morphologique de l'Algérie (WEC2007)

Sur le plan structural, l'Algérie est subdivisée en deux unités tectoniques majeures séparées par la faille sud atlasique :

- Au nord, un domaine alpin marqué par des chaînes de montagnes d'âge tertiaire résultant de l'orogénèse alpine.
- Au sud, la plate-forme saharienne, domaine relativement plus stable constitué d'un socle précambrien sur lequel se sont déposées d'épaisses séries sédimentaires dans des bassins structurés essentiellement durant le Paléozoïque. (Figure IV.2)

D'un point de vue pétrolier, le domaine minier algérien est subdivisé en trois provinces (figure IV.3) :

- **La province orientale** : Englobe les bassins d'Illizi, Berkine, Oued Mya et le môle Amguid-Messaoud. C'est au sein de cette province, où se trouvent les gisements géants de Hassi Messaoud (huile) et Hassi R'mel (gaz), que l'essentiel des découvertes d'huile et de gaz ont été réalisées jusqu'à aujourd'hui.
- **La province occidentale** : La province ouest englobe les bassins de l'Ahnet, Timimoun, Béchar-Oued Namous, Reggane, Tindouf, Taoudeni et Sbâa. Cette province, essentiellement à gaz sec. Le potentiel en gaz des pièges aussi bien conventionnels que non conventionnels, notamment les objectifs associés aux pièges subtils, les « tight réservoirs » et les « basin-centered gas accumulations » (BCGAs), confère à cette région du domaine minier algérien une place de premier ordre en termes de prospectivité.
- **La province du nord** : Englobe les bassins du Sud-Est Constantinois-Melrhir, du Hodna, du Chélif, de l'offshore et de l'Atlas saharien. À cause de son extrême complexité géologique, cette province n'a pas connu une grande activité d'exploration. Néanmoins, les travaux réalisés jusque-là ont permis la mise en évidence de gisements d'huile, montrant ainsi un potentiel certain dans le nord de l'Algérie.

[8]

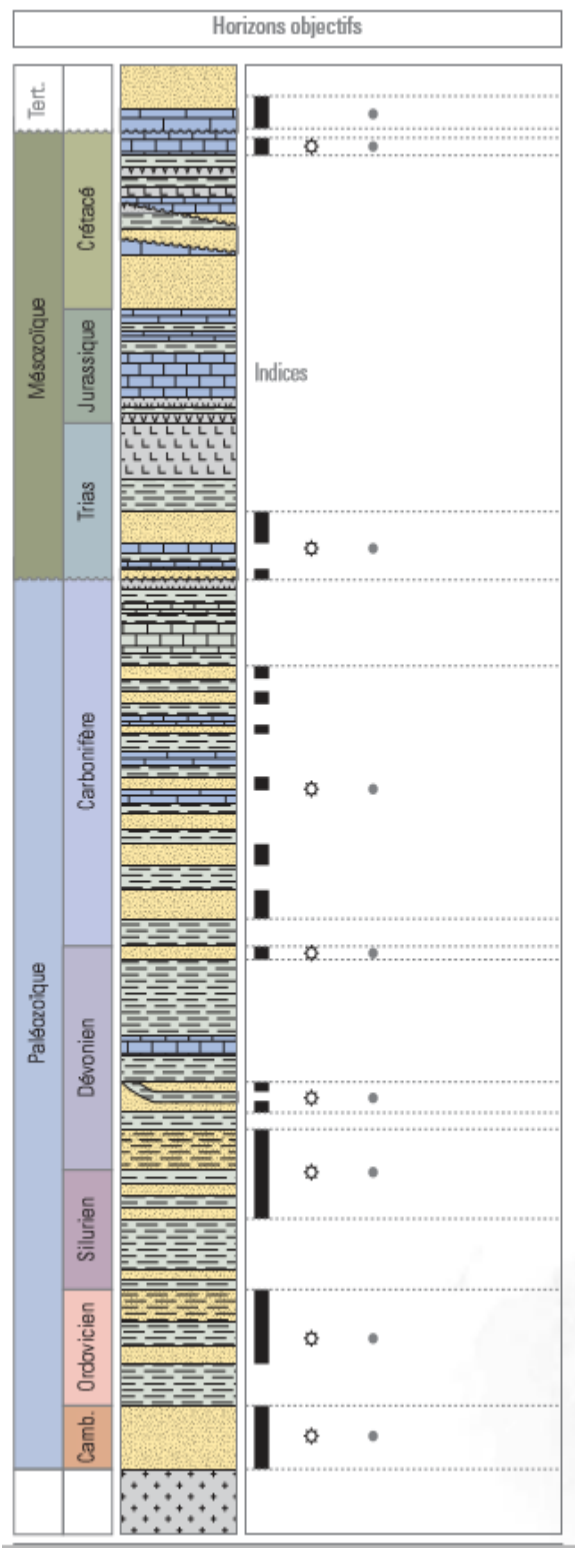


Figure IV.2: Colonne géologique générale de l'Algérie (WEC2007)

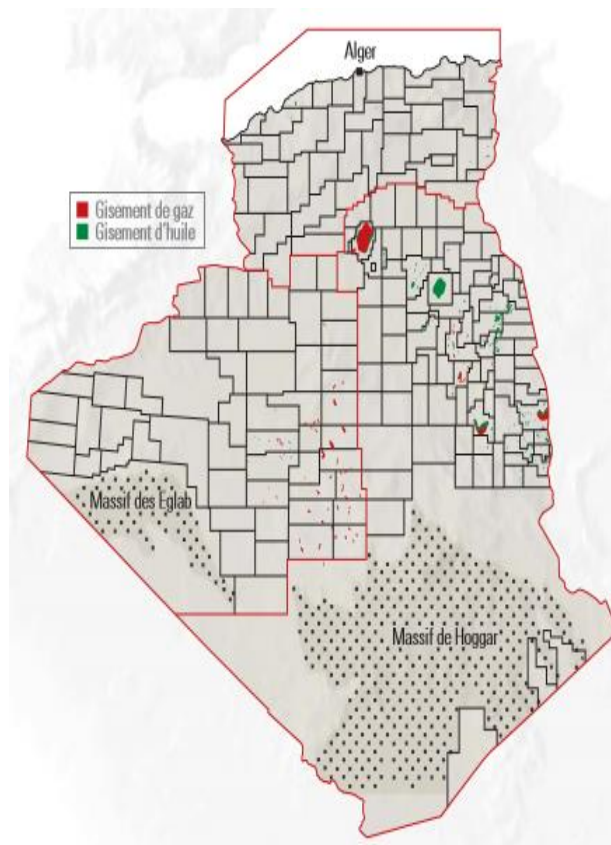


Figure IV.3 : Carte des domaines miniers et des gisements d'hydrocarbures(WEC2007)

IV.2) Présentation de la zone d'étude Rhourde Nouss (RN):

La région de Rhourde Nouss (RN) est située à 230 km au sud-est du champ de Hassi Messaoud (figure IV.4).

Le premier forage a été réalisé en 1961. Une série de réservoirs contenant du gaz à condensat a été rencontrée à partir de la cote 2 685 mètres.

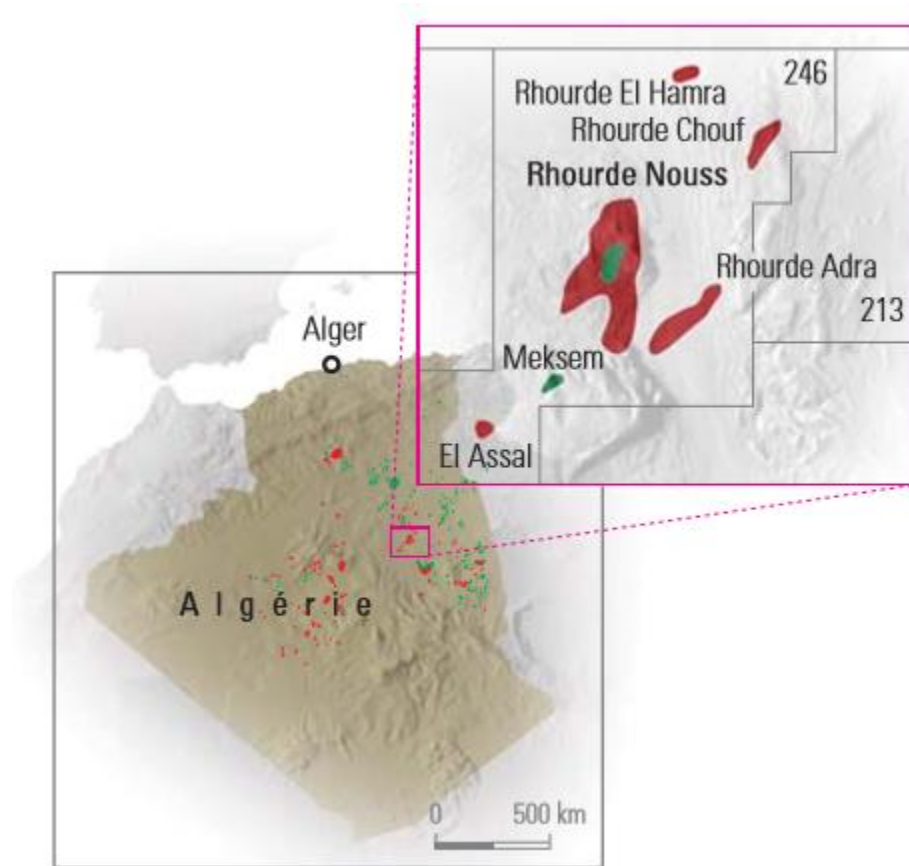


Figure IV.4: Situation des gisements de Rhourde Nouss (WEC2007)

Cette région est caractérisée par la présence de treize accumulations (figure IV.5) comportant jusqu'à une dizaine de réservoirs. Ces réservoirs peuvent être divisés en trois principaux groupes :

- 1) Le Trias argilo-gréseux supérieur (TAGS)
- 2) Le Trias intermédiaire–Trias argilo-gréseux inférieur (TAGI)–Silurien (l'infra-TAGS)
- 3) L'Ordovicien.

Le gaz à condensat est un fluide très recherché, il fait de cette zone la deuxième région gazière d'Algérie. L'huile est représentée principalement sous forme d'anneaux, avec des épaisseurs variant de quelques mètres à quelques dizaines de mètres. [8]

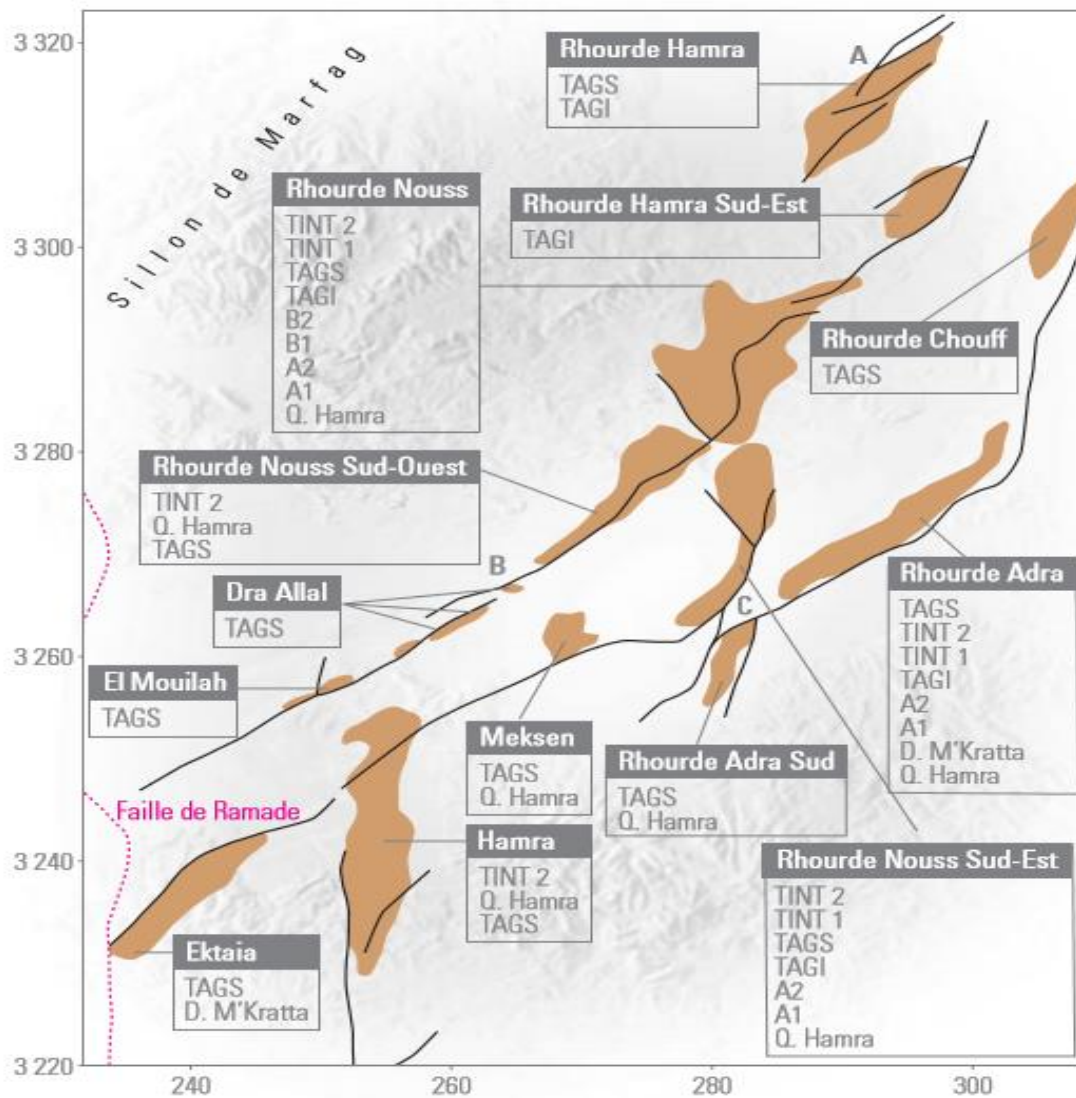


Figure IV.5: Structure de la région de Rhourde Nouss (WEC2007)

IV.2.1) Géologie de Rhourde Nouss

La région de Rhourde Nouss se situe en bordure sud du bassin triasique et culmine sur le horst Rhourde Nouss-Essaoui Mellane, qui est une extension du môle d'Amguid vers l'est. La limite de ce dernier est la faille de Ramade, qui a un rejet de 2 000 mètres. Rhourde Nouss se situe au nord-ouest du bassin d'Illizi, à l'ouest du bassin de Berkine et au sud-est du sillon de Marfag.

➤ **Structure:**

L'histoire structurale de la région de Rhourde Nouss a une relation directe avec celle du môle d'Amguid.

Il a d'ailleurs subi d'intenses transformations à travers les âges géologiques et a façonné à son tour une bonne partie de la plate-forme saharienne. Il est caractérisé par une grande mobilité et a fortement rejoué lors des différentes phases tectoniques, notamment au cours de la phase autrichienne du Crétacé.

Deux directions structurales sont dominantes dans la région :

- La direction N-S qui correspond à l'orientation de la faille de Ramade et de la structure de Hamra au sud
- La direction NE-SO qui est dominante et est soulignée par une série d'accidents allant jusqu'au bassin de Berkine à l'est.

Ces deux directions se retrouvent dans la zone d'étude où l'orientation N-S est observée sur les anticlinaux de Rhourde Adra Sud, Rhourde Nouss SE, et où les structures de Draa Allal, Rhourde Nouss SO et Rhourde Adra sont associées à des accidents NE-SO. Quant à la structure très accusée de Rhourde Nouss Centre, elle se situe à l'intersection d'accidents orientés suivant les deux directions, ce qui explique probablement son ampleur exceptionnelle avec une fermeture structurale de plus de 1 000 mètres

Au cours du Tertiaire, d'importantes déformations (phase atlasique) ont affecté le secteur, en particulier le long de l'axe NE-SO de Rhourde Adra. Les accidents sub-méridiens ont alors rejoué en décrochement sénestre, et la géométrie des pièges crétacés a été modifiée

(figure IV.6). [8]

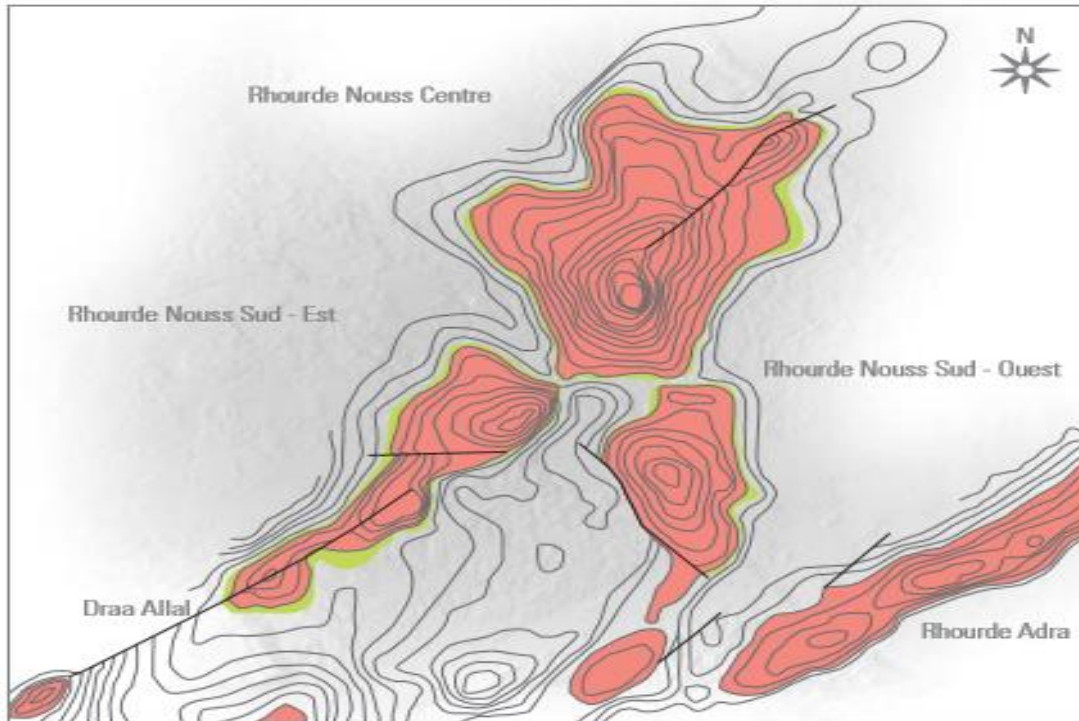


Figure IV.6: structures de Rhourde Nouss(WEC2007)

Il est admis que le système pétrolier principal est lié à l'association des roches mères du Silurien basal.

Un système pétrolier secondaire est associé au réservoir profond des quartzites de Hamra.

Les gisements de la zone d'étude produisent de l'huile et du gaz riche en condensat à partir de différents intervalles réservoirs. La figure IV.7 montre le nombre important de réservoirs sur une même structure, répartis dans un complexe sédimentaire épais de plus de 2 000 mètres.

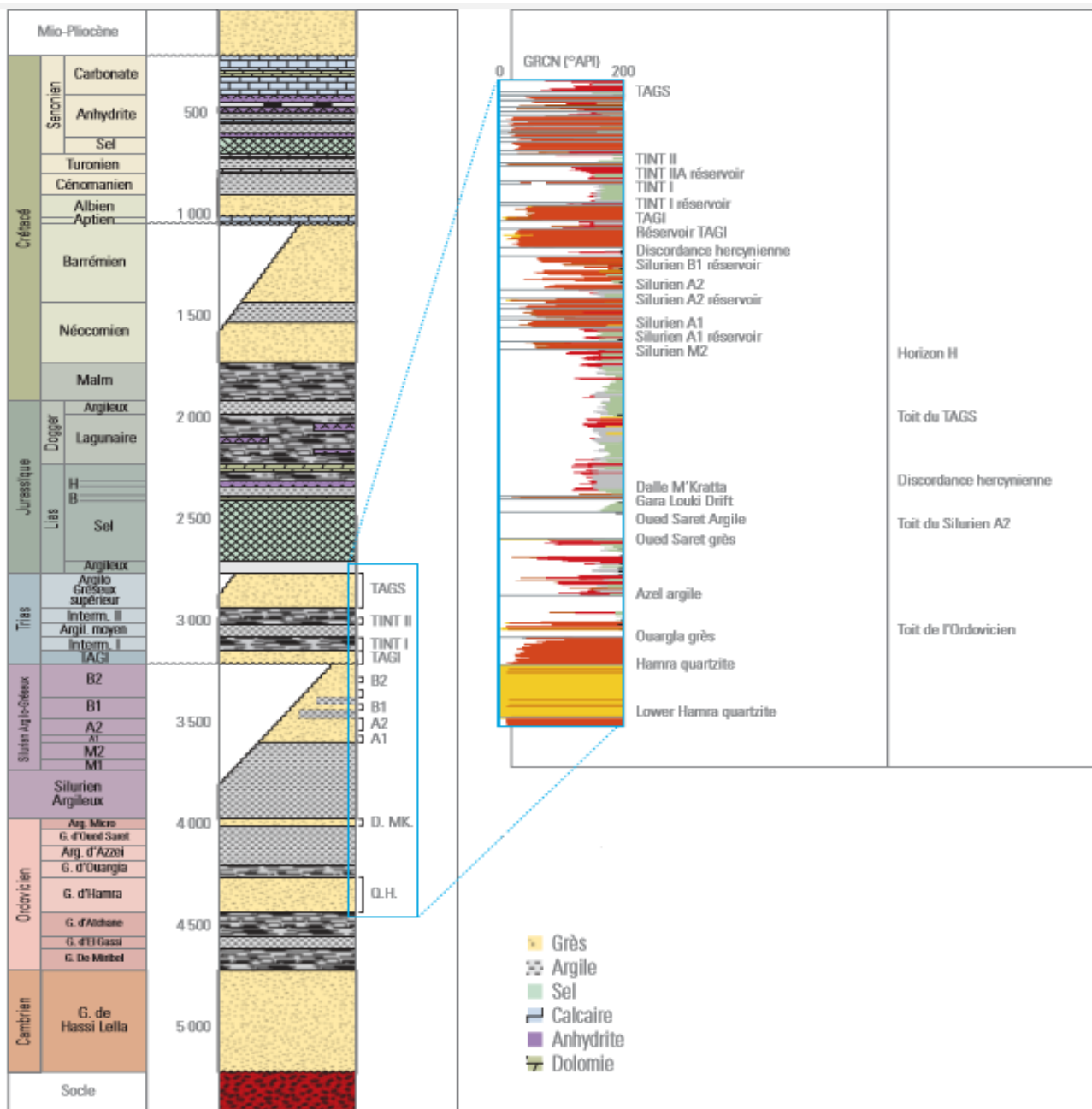


Figure IV.7: coupe stratigraphique de Rhourde Nouss (WEC2007)

IV.2.2) Réservoir TAG:

Le réservoir du TAGS, qui constitue le réservoir principal, a une épaisseur qui varie entre 100 et 200 mètres.

Du point de vue pétrolier, le réservoir du TAGS se subdivise en trois ensembles (figure IV.8) :

- 1) La partie basale, constituée du grès basal et de l'argile basale
- 2) Le réservoir principal, à mode de dépôt fluvial en tresses, est la partie la plus productive du réservoir, avec les meilleures caractéristiques pétrophysiques et les meilleures saturations en hydrocarbures.
- 3) La partie sommitale est la partie la plus argileuse et généralement la moins intéressante du point de vue des caractéristiques réservoir.

Caractéristiques pétro physiques

Le TAGS est représenté par des intercalations de grès et d'argile. La hauteur utile en grès par rapport à la hauteur totale varie de 50 à 60 %. Ces grès moyens à grossiers sont à stratifications obliques, avec de bonnes caractéristiques pétro physiques. La porosité varie de 15 à 20 % et la perméabilité varie de 200 à 500 md. La saturation en eau varie de 10 à 12 %. [8]

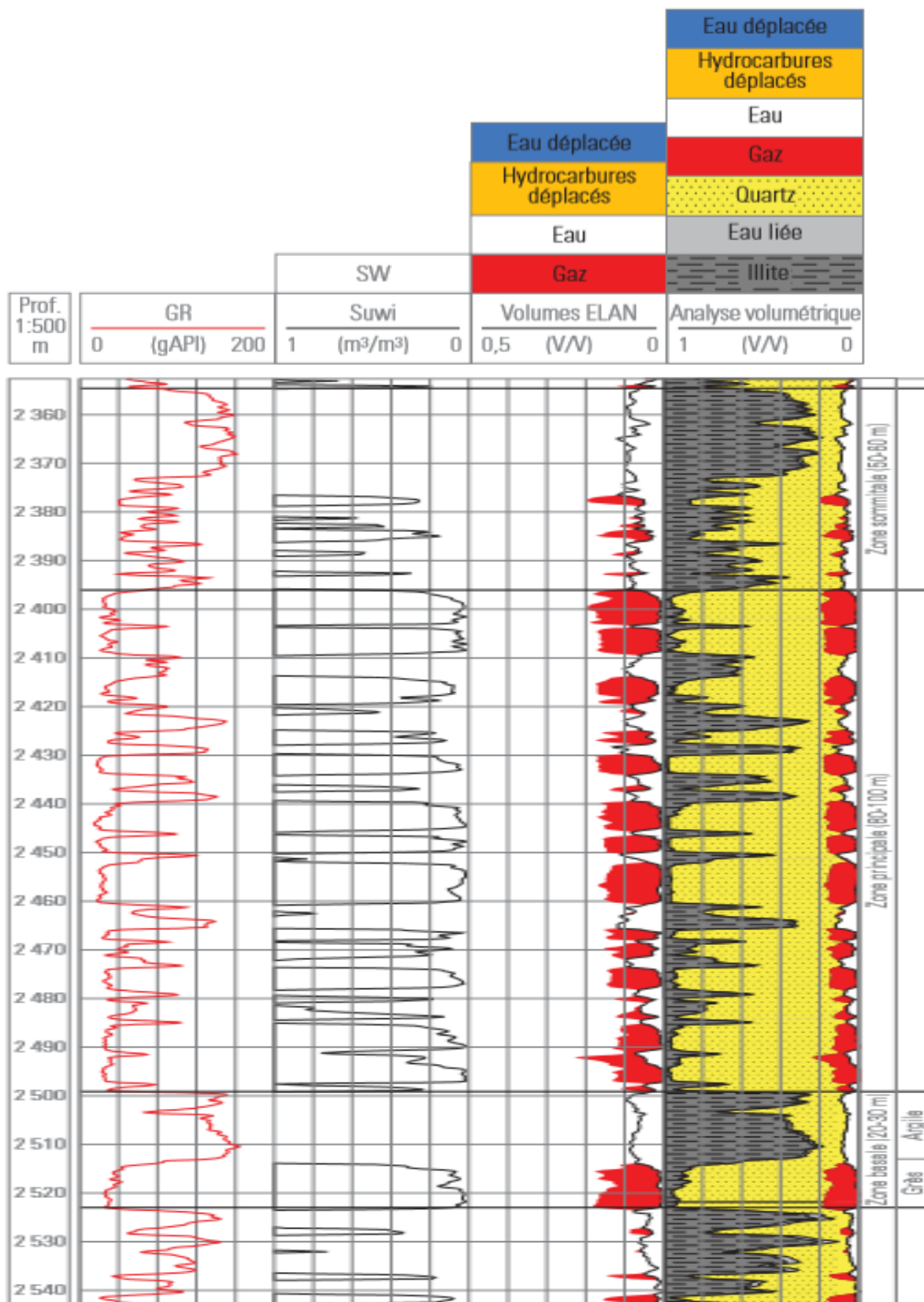
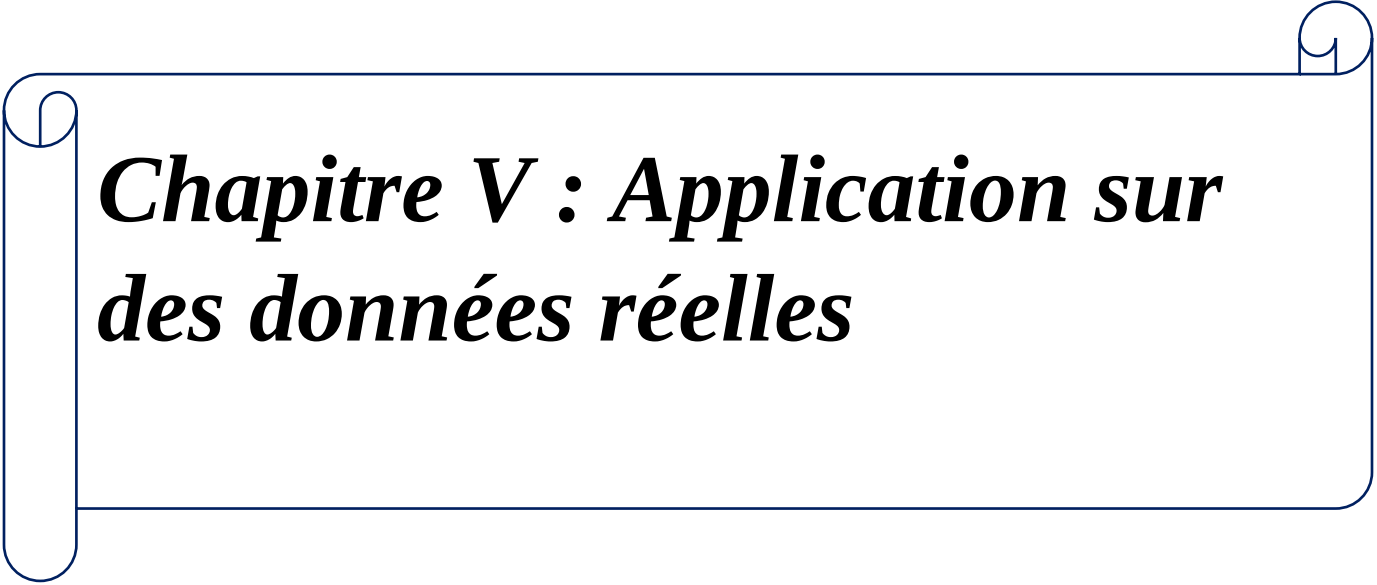


Figure IV.8: Découpage du réservoir TAGS de Rhourde Nouss (WEC2007)

A decorative frame resembling a scroll, with a blue outline and rounded corners. The frame is open on the left and right sides, with the top and bottom edges curving inward to form a scroll-like shape.

Chapitre V : Application sur des données réelles

V.1) Introduction

Dans ce chapitre nous avons entamé l'application de toute la théorie citée précédemment sur des données sismiques réelles. L'étude s'est effectuée sur les données sismiques du puits A dans champ de Rhourde Nouss sud-est.

Ce chapitre est consacré pour le traitement réel complet d'un enregistrement **PSV** zéro offset et ses applications, en utilisant un nouveau logiciel **Vista** au niveau de la société de service multinationale **Schlumberger**.

V.2) Les objectifs du PSV zéro offset

- La génération d'une trace somme (Corridor stack) au niveau du puit A comparable à la sismique de surface.
- Etablissement d'une loi de conversion temps-profondeur et estimation des différentes vitesses
- Calibration du log sonique pour la génération d'un film synthétique
- Estimation de facteur de qualité Q
- La prédiction de la profondeur des tops géologiques sous le TD intermédiaire du puits A par une inversion Bayes.

V.3) Acquisitions des données sismiques

➤ V.3.1) Réalisation des travaux

L'acquisition des données sismiques a été réalisée en deux phases d'enregistrement par l'Entreprise Schlumberger au niveau du puits A dans le champ de Rhourde Nouss sud-est des conditions de trou ouvert et tubé. La première phase a consisté en une acquisition d'un check shot composé de 12 niveaux allant de 157.74 m à 494,75 m de profondeur et une acquisition d'un profil sismique vertical zéro offset composé de 205 niveaux allant de 494,75 m à 3462 m qui est considère le TD intermédiaire du puits A, avec un pas d'échantillonnage spatial de 15m entre les niveaux . La deuxième phase a été réalisée sur la base des résultats d'inversion que nous avons effectués en PSV zéro offset compose de 18 niveaux en allant de 3462m jusqu'à 3734,99 (le TD finale du puits A).

Les profondeurs des niveaux enregistrés sont mesurées à partir de la table de rotation KB située à 272 m au-dessus du niveau moyen de la mer (MSL).

L'élévation de la source du VSP zéro offset est à 261.4 m, ce qui correspond à l'élévation du sol (GL).

Le datum sismique SRD est à 250 m au niveau moyen de la mer.

L'enregistrement s'est effectué à la remontée (de bas en haut) en utilisant un dispositif de réception VSI (versatile seismic imager) avec un pas d'échantillonnage temporel de 2 ms.

La distance entre la source sismique vibratoire (Q borehole) et la tête de puit est de 50m.

La figure V.1 représente le schéma du puits A dans des conditions de trou ouvert et tubé.

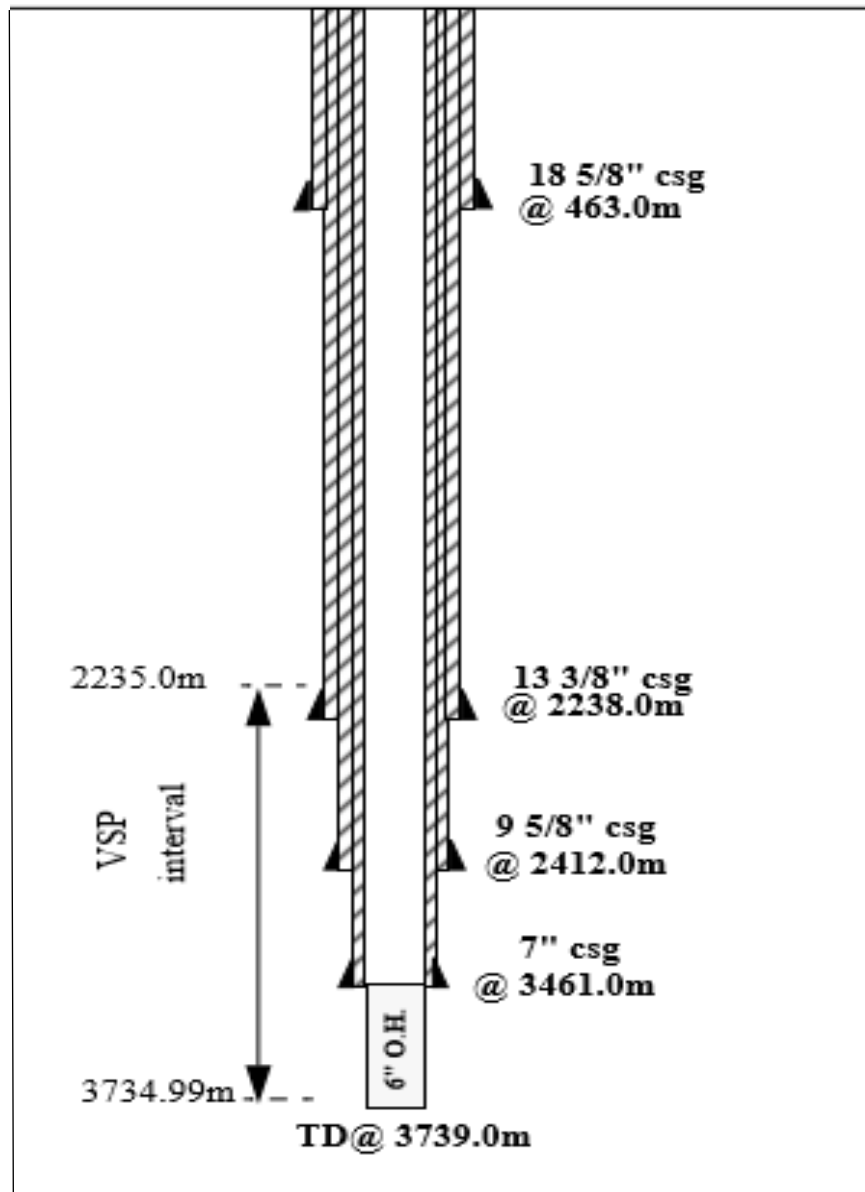


Figure V.1 : schéma du puits A

➤ **La fiche stratigraphique du puits A**

Les différentes formations traversées par le puits A, avec la profondeur des tops de formations géologiques et le temps double que met l'onde sismique pour l'atteindre, sont données sur le tableau suivant :

Top géologique	TVD-SRD	TWT (s)
Sen-Carb	302	0.329
Sen-Lag	442	0.432
Sen-Salif	577	0.515
Turonian	657	0.564
Cenomanien	758	0.63
Albien	864	0.718
Aptien	967	0.798
Barremien	976	0.803
Neocomien	1446	1.126
Malm	1724	1.303
Dog-Arg	1792	1.349
Dog-Lag	1972	1.456
Lias-Arg-Dolo	2152	1.555
Niveau-H	2269	1.624
Niveau-B	2306	1.642
Lias-Salif	2322	1.65
Lias-Arg	2412	1.699
TAGS	2454	1.721
TAGI	2707	1.854
Silur-Arg	2795	1.892
Argiles-Micro	3187	2.078
GOS	3285	2.121
Argiles-Azzel	3405	2.173
G-Ouargla	3469	2.203
QH	3557	2.241
GEA	3700	2.294

Tableau V.1: les différentes formations traversées par le puits A

V.3.2) Les outils d'acquisition

V.3.2.1) La source

La source d'énergie utilisée est un camion vibreur QBX de Schlumberger (Figure V.2).

- Le nouveau camion vibreur Q-Borehole Explorer améliore la sécurité, la qualité des données et l'efficacité des sources classiques basées sur des camions afin de relever les défis de l'acquisition de données sismiques et de forage dans des formations plus profondes et plus complexes. En utilisant la méthode de transmission à déplacement maximum MD Sweep améliorée aux basses fréquences, le camion vibreur Q-Borehole Explorer délivre un signal à haut débit, à large bande passante et à faible distorsion requis pour les opérations sismiques modernes dans les trous de forage.
- Le camion-vibreur est un compilateur américain, et ses huit roues motrices et sa garde au sol qui offrent une excellente agilité hors route. Quatre essieux moteurs répartissent uniformément le poids du véhicule pour assurer une stabilité. Le résultat est un excellent couplage au sol qui, associé à un flux hydraulique optimisé vers l'actionneur du vibreur, fournit une énergie forte dès les basses fréquences de 2hz.
- Le QBX aussi est très utilisée dans la sismique 4D.



FigureV.2: camion vibreur QBX

V.3.2.2) Sonde

La composante clé du système Q-Borehole est la sonde VSI (figure V.3). L'outil VSI utilise un matériel sismique trois axes à capteur unique de type Q-Technology dans une configuration modulaire perfectionnée. L'outil VSI comprend jusqu'à 40 modules légers de capteurs à trois composantes, appelés navettes, dont les ensembles de capteurs sont acoustiquement découplés du corps principal de l'outil (figure V3). Chaque ensemble de capteurs est pressé contre la paroi du puits par un effort d'au moins 10 fois son poids. Cela assure que toutes les composantes du mouvement des particules dans la formation sont fidèlement enregistrées avec un rapport signal/bruit amélioré. Un ancrage fort, une petite taille et un découplage efficace de l'ensemble de capteurs du corps de la navette offrent un moyen d'éliminer le bruit des harmoniques d'outil et les ondes de tube de la réponse sismique. L'outil peut être ancré dans des trous de forage d'une taille allant de 3,5 à 22 pouces de diamètre. L'intervalle entre les navettes peut être réglé de 3 à 30 m.

Le réseau VSI peut être combiné avec d'autres outils sur câble, comme un appareil à gamma ray et un CCL (Casing Collar Locator) pour un contrôle précis de la profondeur. Chaque navette est dotée d'un capteur de relèvement relatif afin de mesurer l'orientation de l'outil dans les puits déviés. L'ensemble de capteurs du VSI contient trois capteurs géophones accéléromètres montés orthogonalement. La réponse fréquentielle de l'accéléromètre est plate de 3 à 400 Hz, ce qui donne une excellente sensibilité à l'intérieur de la bande de fréquences de sismique de puits. Son aptitude à enregistrer des fréquences aussi basses que 3 Hz est importante pour imposer des contraintes aux inversions d'impédance acoustique PSV pour les applications d'imagerie de type Look-ahead (inversion Bayes)

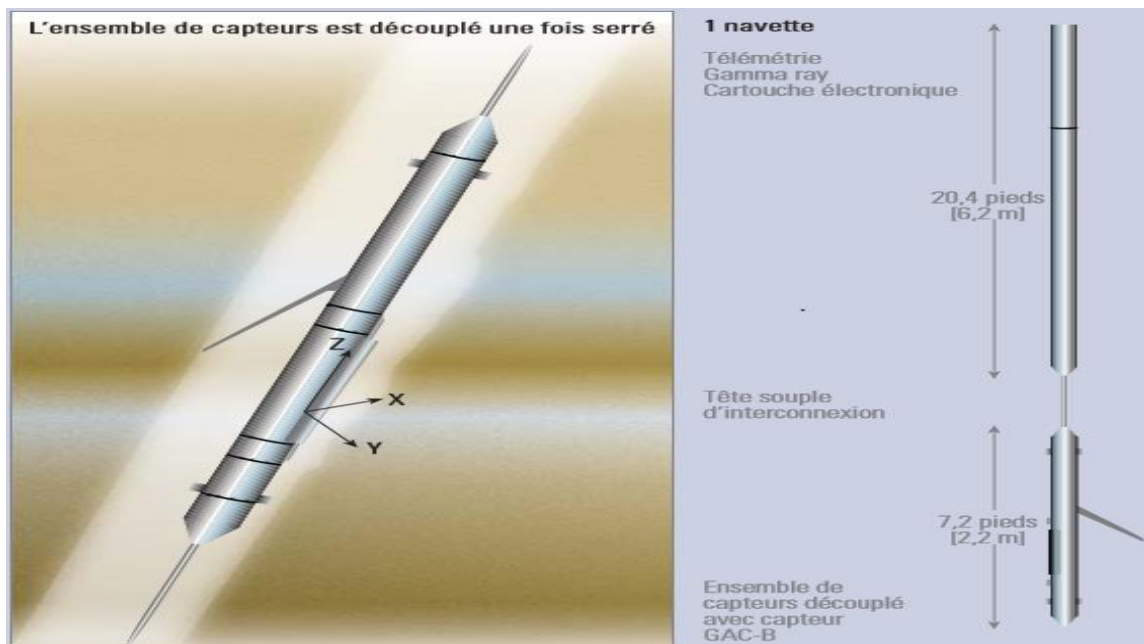


Figure V.3 : système de réception VSI

➤ **V.3.3) Paramètres d'acquisition :**

❖ **Le puits:**

Profondeur totale (TD finale) : 3739 m

TD intermédiaire : 3462m

Déviations maximum : 4 degrés

Drill Floor KB (table de rotation) : 272 m au-dessus de MSL

❖ **Elevation:**

La référence d'élévation KB : 272 m au-dessus de MSL

Altitude de la source sismique : 261,4 m au-dessus de MSL

Datum SRD = 250 m au-dessus de MSL

❖ **Sources:**

Type de source sismique: Vibroseis

Offset : 50 mètres

Azimut : 80 degrees

❖ **Sweep :**

Durée du sweep (balayage) : 12 s

Bande fréquentielle : 8-80 Hz

Sweep : linéaire

Taper : 300 ms

Pas d'échantillonnage : 2 ms

❖ **Sonde :**

Modèle : VSI (versatile seismic imager) à trois composantes.

Niveau d'enregistrement minimal : 157,74 MD/KB

Niveau d'enregistrement maximal : 3734,99 MD/KB

La figure (V.4) suivante représente la géométrie d'acquisition.

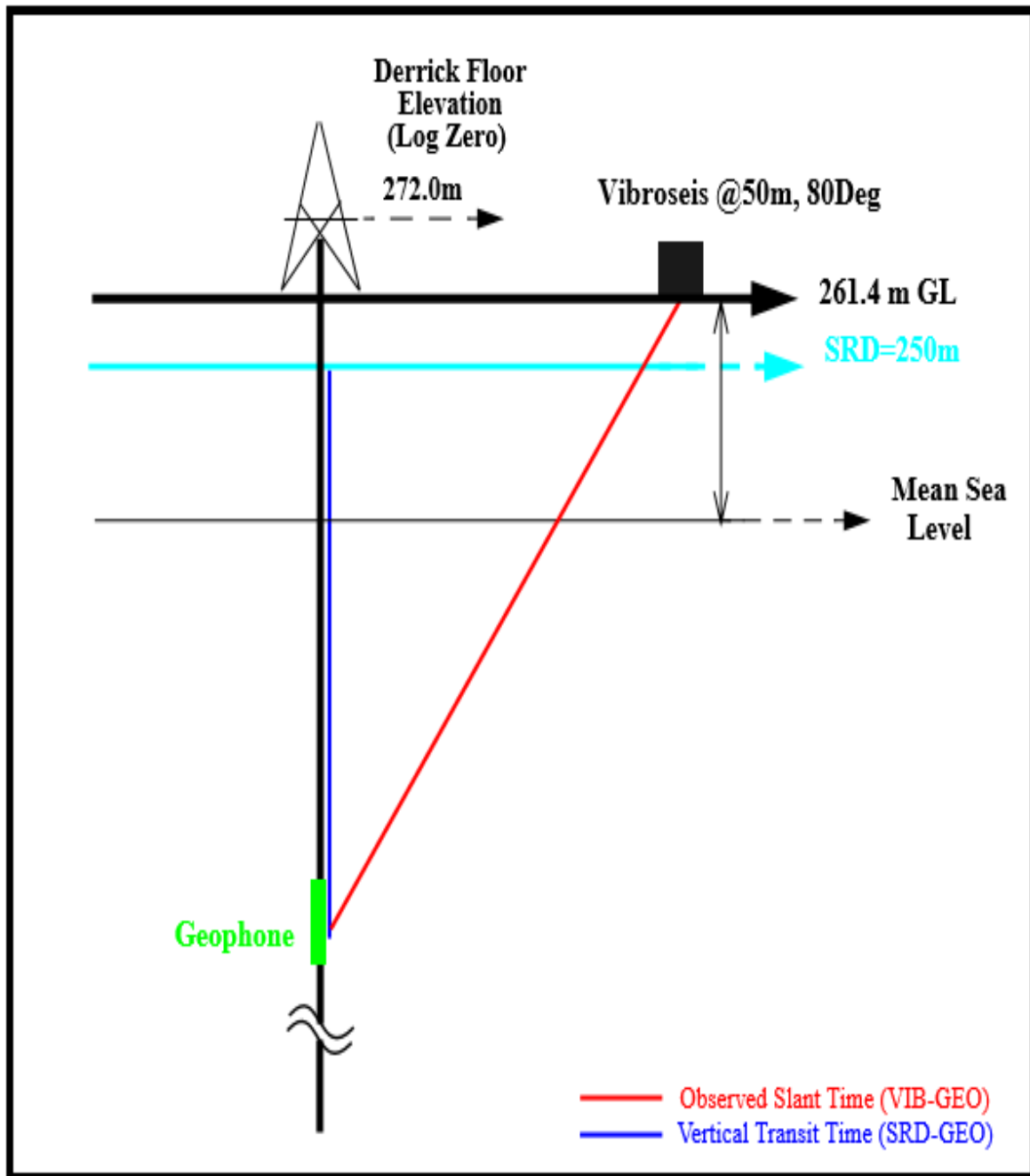


Figure V.4 : la géométrie d'acquisition

V.4) Le PSV brut

Les planche 1, 2, 3 représentent les trois composantes X, Y, Z successivement du PSV brut obtenus au niveau du puits A. Chaque composante contient 1158 traces.

V.5) Traitement du PSV zéro offset :

Les données enregistrées ont été traitées sur le logiciel Vista **version 2018** au niveau de Schlumberger comme suite (figure V.5) :

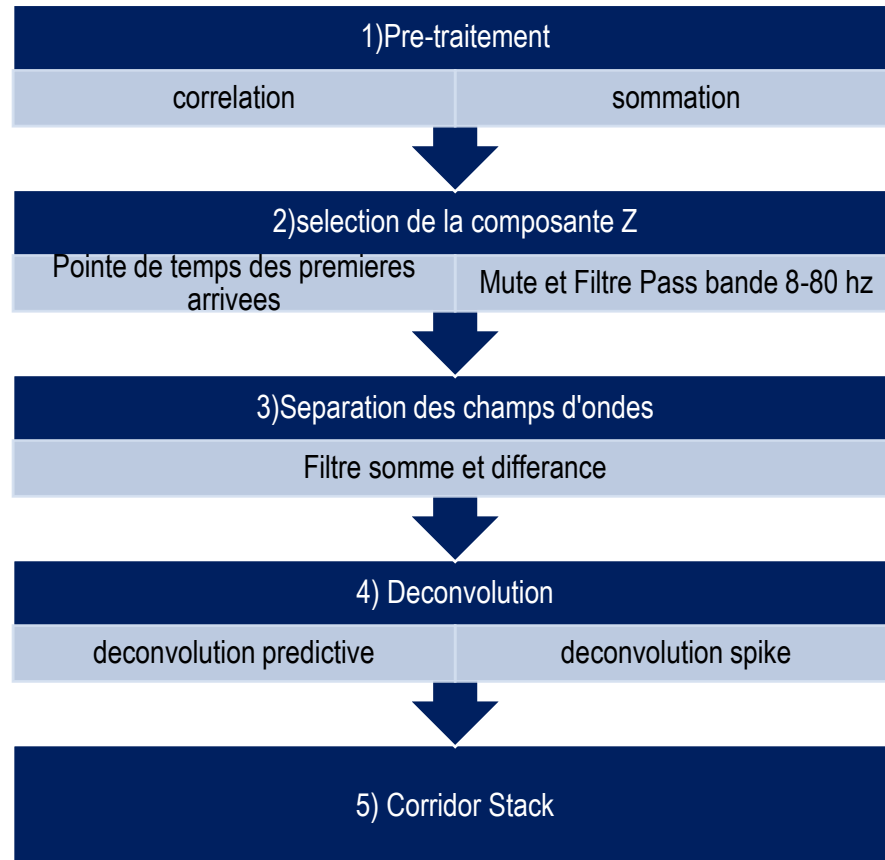


Figure V.5: les étapes de traitement d'un PSV zéro offset

V.5.1) Prétraitement

Les données sismiques sont sous le Format SEG Y. Les données sont représentées en polarité normale aux conventions SEG (polarité normale indique qu'un coefficient de réflexion positif est représenté par un creux).

- **Correlation:**

Cette séquence de traitement est désignée par <<**correlate**>> sur Vista.

En corrélant toutes les traces reçues au signal émis par la source, nous avons obtenu une impulsion sismique normale, après corrélation les traces ressemblent à celles que l'on aurait pu enregistrer si le signal émis par la source était impulsif (explosif, air gun....)

- **Edition:**

Cette séquence de traitement est désignée par <<**Sel Data**>> sur Vista. Nous avons sélectionné les traces de bonne qualité et supprimé les traces bruitées, les traces mortes et toutes les traces de polarité inverse.

- **Sommation (stack):**

Cette séquence de traitement est désignée par <<**VsortStk**>> sur Vista.

Sommation des traces appartenant aux mêmes niveaux (addition verticale).

Pour chaque niveau, au minimum 5 traces sont sommées par valeur médiane. Pour les niveaux bruités un nombre de traces plus élevé est indispensable pour améliorer le rapport signal / bruit.

Après sommation chaque composante est constitué de 235 traces, chaque trace représente un niveau d'enregistrement, Les planches 4,5,6 montrent respectivement les données après sommation des trois composantes X, Y, Z.

Sur ces planches, on remarque les différents types d'ondes (l'onde directe, les réflexions primaires, les multiples montants et descendants). Et du bruit énergétique de même contenu fréquentiel que les ondes enregistrées qui est probablement engendré par les ondes de tube

Les premières arrivées qui représentent les ondes descendantes primaires sont très énergiques. La qualité des données est médiocre. On peut noter plusieurs traces bruitées sur la composante verticale.

V.5.2) Sélection de la composante verticale Z

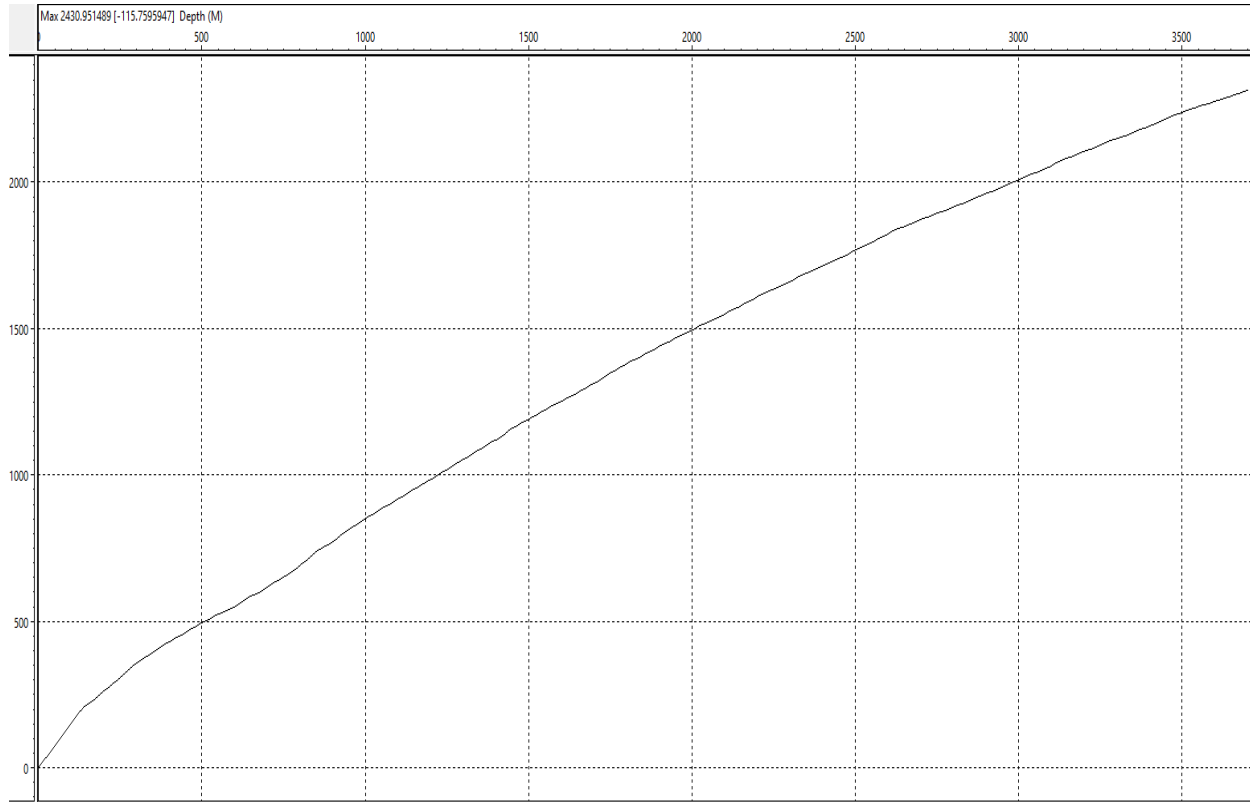
L'enregistrement PSV brut contient des ondes P et S montantes et descendantes. Au niveau de cette étape, nous avons sélectionné que la composante verticale Z car l'enregistrement effectué est à zéro offset (les trajets d'ondes sont quasi verticaux). Les ondes S sont inexistantes.

V.5.3) Pointé de temps des premières arrivées

Le terme se référant à ce processus dans Vista c'est << **First-break picking**>>

Nous avons réalisé le pointé par le suivi de la première arrivée très énergétique sur toutes les traces. Les valeurs de temps pointées sont sauvegardées dans la base de données et représentées sur la (Planche 7). Ces premières arrivées fournissent une loi temps profondeurs (Figure V.6), ce pointé a été utilisé ultérieurement lors de l'alignement des ondes montantes ou descendantes.

Les temps des arrivées directes de l'onde P sont relevés pour calculer les vitesses moyennes V_m , les vitesses RMS et les vitesses d'intervalles V_{int} . (Planche8).



FigureV.6: la courbe temps-profondeur

- **Calcul des vitesses :**

Une correction d'obliquité pour ramener les trajets obliques à des trajets verticaux, puis l'établissement de la courbe temps profondeurs qui a permis de déduire les différentes vitesses qui ont été utilisées auparavant.

Le tableau V.2 représente les valeurs temps profondeur, les vitesses moyennes V_m , les vitesses RMS et les vitesses d'intervalles V_{int} .

MD : profondeur mesurée(m)

TVD : temps vertical source-récepteur (ms)

FBP : temps des premières arrivées (ms)

FBP corr (shot) : temps des premières arrivées corrigées de l'effet offset (ms)

FBP corr (datum): temps des premières arrivées corrigées de l'effet d'obliquité et ramenés au datum SRD (ms).

V_m : vitesse moyenne (m/s)

V_{int} : vitesse d'intervalle (m/s)

V_{RMS} : Vitesse RMS(m/s)

TVD-SRD: temps vertical source-récepteur par rapport au datum SRD

Level	MD	TVD	FBP	FBPCorr(Shot)	FBPCorr(Datum)	V Int	V _m	V _{RMS}	TVD-SRD
1	157.74	157.74	109.61	102.86	102.86	1319.7	1319.7	1319.7	135.7
2	172.86	172.86	114.26	108.46	108.46	2698.4	1390.9	1424	150.9
3	187.98	187.98	120.01	114.91	114.91	2343.8	1444.4	1490.7	166
4	203.1	203.1	125.86	121.32	121.32	2358	1492.7	1548.8	181.1
5	263.59	263.59	153.46	150.27	150.27	2089.7	1607.7	1666.7	241.6
6	278.71	278.71	160.96	157.99	157.99	1960.4	1624.9	1682.2	256.7
7	293.83	293.83	169.13	166.34	166.34	1809.9	1634.2	1688.9	271.8
8	308.95	308.95	175.98	173.37	173.37	2151.8	1655.2	1710.1	287
9	395.64	395.64	208.16	206.33	206.33	2630.4	1810.9	1887.4	373.6
10	410.76	410.76	213.3	211.56	211.56	2889.4	1837.6	1918.5	388.8
11	425.88	425.88	217.94	216.29	216.29	3193.2	1867.3	1955.4	403.9
12	441	441	222.54	220.97	220.97	3230.8	1896.2	1990.9	419
13	494.75	494.75	240.29	238.95	238.95	2989.3	1978.4	2082.7	472.8
14	509.87	509.87	244.71	243.44	243.44	3371.2	2004.1	2113.6	487.9
15	524.99	524.99	249.78	248.55	248.55	2956.1	2023.7	2134.2	503
16	540.11	540.11	253.77	252.6	252.6	3737.6	2051.1	2169.3	518.1
17	555.65	555.65	258.08	256.96	256.96	3563	2076.8	2200.3	533.6
18	570.77	570.77	262.34	261.25	261.25	3519.7	2100.5	2228.3	548.8
19	585.89	585.89	265.94	264.9	264.9	4142.2	2128.6	2265.7	563.9
20	601.01	601.01	270.47	269.46	269.46	3317.2	2148.7	2287.5	579
21	615.63	615.63	274.14	273.17	273.17	3942.1	2173.1	2317.9	593.6
22	623.98	623.98	276.1	275.15	275.15	4217.7	2187.8	2337.1	602
23	630.75	630.75	278.52	277.58	277.58	2781.5	2193	2341.4	608.7
24	647.63	647.63	284.63	283.73	283.73	2749.6	2205.1	2351	625.6
25	662.75	662.75	290.41	289.53	289.53	2604.5	2213.1	2356.3	640.8
26	677.87	677.87	295.39	294.54	294.54	3021	2226.8	2369.2	655.9
27	692.99	692.99	300.13	299.3	299.3	3175.7	2241.9	2384.1	671
28	706.31	706.31	303.34	302.54	302.54	4110.1	2261.9	2409.2	684.3
29	721.43	721.43	309.54	308.75	308.75	2432.7	2265.3	2409.6	699.4
30	736.66	736.66	314	313.23	313.23	3400.8	2281.6	2426.7	714.7
31	751.78	751.78	319.32	318.58	318.58	2828.6	2290.8	2434	729.8
32	766.9	766.9	323.54	322.81	322.81	3567.6	2307.5	2452.2	744.9
33	782.02	782.02	328.64	327.93	327.93	2955.3	2317.6	2460.9	760
34	797.14	797.14	334.73	334.04	334.04	2475.8	2320.5	2461.2	775.1
35	812.26	812.26	341.6	340.91	340.91	2199.1	2318.1	2456.1	790.3
36	827.38	827.38	348.29	347.62	347.62	2254.7	2316.8	2452.4	805.4
37	842.5	842.5	355.39	354.73	354.73	2125.1	2313	2446.3	820.5
38	856.95	856.95	362.04	361.39	361.39	2171.1	2310.4	2441.5	835
39	862.95	862.95	364.91	364.27	364.27	2087	2308.6	2438.9	841
40	872.07	872.07	368.42	367.78	367.78	2593.7	2311.3	2440.4	850.1

41	887.19	887.19	374	373.37	373.37	2704.5	2317.2	2444.6	865.2
42	902.31	902.31	379.81	379.2	379.2	2595.5	2321.5	2447	880.3
43	920.66	920.66	386.24	385.64	385.64	2847.6	2330.3	2454.2	898.7
44	935.78	935.78	391.87	391.28	391.28	2679.8	2335.3	2457.6	913.8
45	950.9	950.9	398.37	397.79	397.79	2322.4	2335.1	2455.4	928.9
46	966.02	966.02	405.2	404.63	404.63	2212	2333	2451.5	944
47	975.96	975.96	407.86	407.3	407.3	3720.1	2342.1	2462	954
48	993.81	993.81	415.37	414.82	414.82	2374.7	2342.7	2460.4	971.8
49	1008.93	1008.93	421.1	420.56	420.56	2632.8	2346.7	2462.9	986.9
50	1024.05	1024.05	426.22	425.69	425.69	2944.5	2353.9	2469.2	1002
51	1039.05	1039.05	431.24	430.72	430.72	2984.9	2361.3	2475.9	1017
52	1054.17	1054.17	436.13	435.62	435.62	3084.2	2369.4	2483.6	1032.2
53	1069.29	1069.29	441.34	440.84	440.84	2898.3	2375.7	2488.9	1047.3
54	1084.41	1084.41	446.31	445.81	445.81	3040.7	2383.1	2495.7	1062.4
55	1099.61	1099.61	451.65	451.16	451.16	2842.3	2388.5	2500.1	1077.6
56	1114.73	1114.73	456.59	456.11	456.11	3052.6	2395.7	2506.7	1092.7
57	1129.85	1129.85	461.95	461.48	461.48	2816.5	2400.6	2510.6	1107.9
58	1144.97	1144.97	466.8	466.33	466.33	3117.1	2408.1	2517.6	1123
59	1160.03	1160.03	472	471.54	471.54	2891.5	2413.4	2522.1	1138
60	1175.15	1175.15	477.14	476.69	476.69	2936.4	2419.1	2526.9	1153.2
61	1190.27	1190.27	482.18	481.74	481.74	2995.1	2425.1	2532.3	1168.3
62	1205.39	1205.39	487.51	487.08	487.08	2832.5	2429.6	2535.7	1183.4
63	1220.48	1220.48	492.47	492.04	492.04	3038.3	2435.7	2541.3	1198.5
64	1235.6	1235.6	497.44	497.02	497.02	3037.6	2441.7	2546.8	1213.6
65	1250.72	1250.72	502.46	502.04	502.04	3010.5	2447.4	2551.8	1228.7
66	1265.84	1265.84	507.46	507.05	507.05	3018.5	2453.1	2556.8	1243.8
67	1280.77	1280.77	512.75	512.35	512.35	2820.4	2456.9	2559.7	1258.8
68	1295.89	1295.89	517.83	517.43	517.43	2972.4	2461.9	2564.1	1273.9
69	1302.01	1302.01	519.87	519.47	519.47	2999.9	2464.1	2565.9	1280
70	1311.01	1311.01	523.14	522.75	522.75	2747.5	2465.8	2567.1	1289
71	1326.13	1326.13	528.07	527.68	527.68	3065	2471.4	2572.2	1304.1
72	1341.49	1341.49	533.43	533.05	533.05	2861.1	2475.4	2575.3	1319.5
73	1356.61	1356.61	538.32	537.95	537.95	3086.9	2480.9	2580.4	1334.6
74	1371.73	1371.73	543.52	543.15	543.15	2908.2	2485	2583.7	1349.7
75	1386.85	1386.85	548.39	548.02	548.02	3100.6	2490.5	2588.8	1364.8
76	1401.98	1401.98	553.29	552.92	552.92	3087.2	2495.8	2593.6	1380
77	1417.1	1417.1	558.54	558.19	558.19	2873.2	2499.3	2596.4	1395.1
78	1432.22	1432.22	563.85	563.49	563.49	2850.4	2502.6	2598.9	1410.2
79	1441.57	1441.57	567.48	567.13	567.13	2570.2	2503.1	2598.7	1419.6
80	1456.69	1456.69	573.56	573.21	573.21	2487.3	2502.9	2597.6	1434.7
81	1471.81	1471.81	579.51	579.16	579.16	2539.6	2503.3	2597	1449.8

82	1486.93	1486.93	584.82	584.48	584.48	2843.8	2506.4	2599.3	1464.9
83	1507.39	1507.39	591.22	590.88	590.88	3194.5	2513.8	2606.5	1485.4
84	1522.74	1522.74	595.95	595.62	595.62	3244.2	2519.6	2612.2	1500.7
85	1537.86	1537.86	600.47	600.15	600.15	3336.5	2525.8	2618.4	1515.9
86	1552.98	1552.98	605.42	605.1	605.1	3055.2	2530.1	2622.3	1531
87	1568.1	1568.1	610.15	609.83	609.83	3191.5	2535.3	2627.2	1546.1
88	1583.42	1583.42	614.8	614.48	614.48	3297.3	2541	2632.9	1561.4
89	1598.54	1598.54	619.25	618.94	618.94	3390	2547.2	2639.1	1576.5
90	1613.66	1613.66	623.64	623.33	623.33	3444.9	2553.5	2645.7	1591.7
91	1628.78	1628.78	628.11	627.81	627.81	3375.6	2559.3	2651.6	1606.8
92	1643.86	1643.86	632.48	632.18	632.18	3451.5	2565.5	2657.9	1621.9
93	1658.98	1658.98	636.72	636.42	636.42	3563	2572.2	2665	1637
94	1670.63	1670.63	640.49	640.2	640.2	3082.4	2575.2	2667.6	1648.6
95	1685.75	1685.75	644.96	644.67	644.67	3381.1	2580.8	2673.2	1663.7
96	1700.87	1700.87	649.47	649.19	649.19	3349.2	2586.1	2678.5	1678.9
97	1715.99	1715.99	654.31	654.02	654.02	3125.9	2590.1	2682.1	1694
98	1734.58	1734.58	660.7	660.42	660.42	2906.3	2593.2	2684.4	1712.6
99	1749.7	1749.7	666.26	665.98	665.98	2717.9	2594.2	2684.7	1727.7
100	1764.82	1764.82	671.28	671.01	671.01	3010.8	2597.3	2687.2	1742.8
101	1779.94	1779.94	676.37	676.1	676.1	2968.6	2600.1	2689.5	1757.9
102	1795.06	1795.06	681.31	681.04	681.04	3057.8	2603.4	2692.3	1773.1
103	1810.18	1810.18	686.35	686.08	686.08	3001.3	2606.4	2694.7	1788.2
104	1825.29	1825.29	690.57	690.3	690.3	3577.1	2612.3	2701	1803.3
105	1840.41	1840.41	695.17	694.91	694.91	3286.1	2616.8	2705.3	1818.4
106	1855.53	1855.53	699.64	699.38	699.38	3380	2621.6	2710.1	1833.5
107	1867.68	1867.68	703.13	702.87	702.87	3479.5	2625.9	2714.5	1845.7
108	1882.8	1882.8	707.84	707.59	707.59	3206.2	2629.8	2718.1	1860.8
109	1897.92	1897.92	712.45	712.2	712.2	3279.7	2634	2722.1	1875.9
110	1913.04	1913.04	717.07	716.82	716.82	3273.9	2638.1	2726	1891
111	1931.12	1931.12	722.14	721.89	721.89	3562.5	2644.6	2732.8	1909.1
112	1946.13	1946.13	726.24	725.99	725.99	3660.4	2650.3	2738.9	1924.1
113	1961.25	1961.25	730.61	730.37	730.37	3453.1	2655.2	2743.7	1939.3
114	1976.37	1976.37	735.43	735.19	735.19	3138.2	2658.3	2746.5	1954.4
115	1991.49	1991.49	739.54	739.31	739.31	3673	2664	2752.5	1969.5
116	2006.78	2006.78	743.82	743.58	743.58	3575.5	2669.2	2758	1984.8
117	2021.9	2021.9	747.91	747.68	747.68	3689.9	2674.8	2763.9	1999.9
118	2037.02	2037.02	751.96	751.73	751.73	3734.6	2680.5	2770.1	2015
119	2052.14	2052.14	756.28	756.05	756.05	3500.9	2685.2	2774.8	2030.1
120	2067.27	2067.27	760.1	759.87	759.87	3958.4	2691.6	2782	2045.3
121	2082.39	2082.39	764.15	763.92	763.92	3729.1	2697.1	2787.9	2060.4
122	2097.51	2097.51	768.46	768.24	768.24	3506.5	2701.7	2792.4	2075.5

123	2112.63	2112.63	772.36	772.14	772.14	3873.4	2707.6	2798.9	2090.6
124	2119.05	2119.05	773.89	773.67	773.67	4200.6	2710.5	2802.4	2097
125	2127.31	2127.31	776.4	776.18	776.18	3288.7	2712.4	2804.1	2105.3
126	2142.43	2142.43	780.78	780.56	780.56	3452	2716.6	2808.2	2120.4
127	2157.55	2157.55	784.78	784.57	784.57	3771.6	2721.9	2813.9	2135.6
128	2172.67	2172.67	789.34	789.13	789.13	3316.7	2725.4	2817.1	2150.7
129	2186.4	2186.4	793.6	793.39	793.39	3221	2728	2819.4	2164.4
130	2201.52	2201.52	798.37	798.16	798.16	3170	2730.7	2821.6	2179.5
131	2210.72	2210.72	800.97	800.76	800.76	3538.8	2733.3	2824.3	2188.7
132	2222.68	2222.68	804.57	804.36	804.36	3319	2735.9	2826.7	2200.7
133	2231.76	2231.76	807.73	807.52	807.52	2874.5	2736.5	2826.9	2209.8
134	2240.96	2240.96	810.41	810.2	810.2	3431.9	2738.8	2829.1	2219
135	2250.8	2250.8	812.8	812.59	812.59	4117.6	2742.8	2833.7	2228.8
136	2268.04	2268.04	817.25	817.05	817.05	3869.2	2749	2840.4	2246
137	2281.04	2281.04	820.64	820.44	820.44	3830.6	2753.4	2845.2	2259
138	2294.03	2294.03	823.18	822.98	822.98	5109.9	2760.7	2855	2272
139	2309.2	2309.2	827.52	827.32	827.32	3496.4	2764.6	2858.7	2287.2
140	2324.32	2324.32	831.08	830.88	830.88	4250.5	2770.9	2866.1	2302.3
141	2332.67	2332.67	833	832.8	832.8	4343.3	2774.6	2870.4	2310.7
142	2347.79	2347.79	838.26	838.06	838.06	2875.1	2775.2	2870.4	2325.8
143	2362.91	2362.91	841.71	841.52	841.52	4371	2781.8	2878.2	2340.9
144	2378.03	2378.03	846.55	846.35	846.35	3127.7	2783.7	2879.7	2356
145	2384.8	2384.8	848.13	847.94	847.94	4264.5	2786.5	2882.9	2362.8
146	2399.92	2399.92	852.1	851.91	851.91	3805.4	2791.3	2887.9	2377.9
147	2415.04	2415.04	856.09	855.91	855.91	3788.5	2795.9	2892.7	2393
148	2434.56	2434.56	861.05	860.86	860.86	3940.6	2802.5	2899.8	2412.6
149	2449.68	2449.68	864.72	864.54	864.54	4108.7	2808.1	2906	2427.7
150	2464.8	2464.8	868.45	868.27	868.27	4058.5	2813.4	2912	2442.8
151	2480.05	2480.05	872.96	872.78	872.78	3379.2	2816.4	2914.6	2458
152	2495.17	2495.17	876.39	876.21	876.21	4403.1	2822.6	2921.9	2473.2
153	2510.29	2510.29	880.86	880.68	880.68	3381.9	2825.4	2924.4	2488.3
154	2525.41	2525.41	884.56	884.38	884.38	4090.4	2830.7	2930.2	2503.4
155	2540.47	2540.47	888.61	888.43	888.43	3716.8	2834.7	2934.3	2518.5
156	2555.59	2555.59	892.66	892.48	892.48	3731.4	2838.8	2938.4	2533.6
157	2570.71	2570.71	896.93	896.76	896.76	3536.9	2842.1	2941.6	2548.7
158	2585.83	2585.83	901.95	901.78	901.78	3010.5	2843.1	2941.9	2563.8
159	2600.87	2600.87	905.85	905.68	905.68	3860	2847.5	2946.5	2578.9
160	2615.99	2615.99	910.2	910.03	910.03	3471.5	2850.4	2949.2	2594
161	2631.11	2631.11	915.12	914.95	914.95	3072.8	2851.6	2949.9	2609.1
162	2646.23	2646.23	918.74	918.58	918.58	4171.7	2856.8	2955.7	2624.2
163	2661.5	2661.5	922.26	922.09	922.09	4342.2	2862.5	2962.3	2639.5

164	2676.62	2676.62	925.71	925.55	925.55	4378	2868.2	2968.8	2654.6
165	2691.74	2691.74	929.53	929.37	929.37	3960.2	2872.6	2973.5	2669.7
166	2706.86	2706.86	932.62	932.46	932.46	4884.9	2879.3	2981.9	2684.9
167	2721.99	2721.99	936.17	936.01	936.01	4268.9	2884.6	2987.8	2700
168	2737.11	2737.11	939.46	939.3	939.3	4588.3	2890.6	2994.9	2715.1
169	2749.66	2749.66	941.87	941.72	941.72	5196.3	2896.5	3002.7	2727.7
170	2764.78	2764.78	944.98	944.82	944.82	4873.4	2903	3010.7	2742.8
171	2779.9	2779.9	948.36	948.2	948.2	4465.6	2908.6	3017.1	2757.9
172	2795.02	2795.02	951.77	951.61	951.61	4434.2	2914	3023.4	2773
173	2812.64	2812.64	955.56	955.4	955.4	4652.1	2920.9	3031.6	2790.6
174	2827.76	2827.76	958.77	958.62	958.62	4700.1	2926.9	3038.7	2805.8
175	2842.46	2842.46	961.96	961.81	961.81	4600.7	2932.4	3045.2	2820.5
176	2857.58	2857.58	965.54	965.39	965.39	4222.3	2937.2	3050.4	2835.6
177	2872.7	2872.7	968.99	968.84	968.84	4391.9	2942.4	3056.3	2850.7
178	2887.82	2887.82	972.55	972.4	972.4	4241.4	2947.2	3061.4	2865.8
179	2903.32	2903.32	976.33	976.18	976.18	4097.9	2951.6	3066.1	2881.3
180	2918.44	2918.44	979.9	979.75	979.75	4237.5	2956.3	3071.2	2896.4
181	2933.56	2933.56	983.37	983.23	983.23	4349.3	2961.2	3076.7	2911.6
182	2948.68	2948.68	986.73	986.58	986.58	4506.9	2966.5	3082.7	2926.7
183	2963.76	2963.76	990.48	990.34	990.34	4018.3	2970.5	3086.7	2941.8
184	2978.88	2978.88	993.88	993.74	993.74	4443.8	2975.5	3092.4	2956.9
185	2994	2994	997.45	997.31	997.31	4233.7	2980	3097.2	2972
186	3009.12	3009.12	1001.35	1001.21	1001.21	3875.4	2983.5	3100.6	2987.1
187	3024.14	3024.14	1004.54	1004.4	1004.4	4705.3	2989	3107.1	3002.1
188	3039.26	3039.26	1008.28	1008.14	1008.14	4047.3	2992.9	3111.1	3017.3
189	3054.38	3054.38	1011.99	1011.85	1011.85	4069.4	2996.9	3115.1	3032.4
190	3069.5	3069.5	1015.41	1015.27	1015.27	4425.1	3001.7	3120.5	3047.5
191	3084.91	3084.91	1019.19	1019.05	1019.05	4079.1	3005.7	3124.6	3062.9
192	3100.03	3100.03	1023.03	1022.9	1022.9	3929.1	3009.1	3128	3078
193	3115.15	3115.15	1026.86	1026.73	1026.73	3950.9	3012.6	3131.4	3093.2
194	3130.27	3130.27	1030.91	1030.78	1030.78	3729.9	3015.5	3134	3108.3
195	3141.66	3141.66	1033.76	1033.63	1033.63	3997	3018.2	3136.7	3119.7
196	3156.78	3156.78	1037.84	1037.71	1037.71	3705.6	3020.9	3139.2	3134.8
197	3171.9	3171.9	1041.29	1041.16	1041.16	4382.2	3025.4	3144.1	3149.9
198	3187.02	3187.02	1044.9	1044.77	1044.77	4182.3	3029.4	3148.3	3165
199	3205.74	3205.74	1048.67	1048.54	1048.54	4972.6	3036.4	3156.7	3183.7
200	3220.86	3220.86	1051.96	1051.83	1051.83	4590.6	3041.2	3162.2	3198.9
201	3239.58	3239.58	1056.14	1056.01	1056.01	4479.8	3046.9	3168.5	3217.6
202	3254.7	3254.7	1059.58	1059.46	1059.46	4389.1	3051.3	3173.2	3232.7
203	3266.29	3266.29	1061.89	1061.76	1061.76	5021.2	3055.6	3178.4	3244.3
204	3284.94	3284.94	1067.13	1067	1067	3560.6	3058	3180.4	3262.9

205	3296.53	3296.53	1069.38	1069.26	1069.26	5132.5	3062.4	3185.8	3274.5
206	3311.64	3311.64	1072.02	1071.9	1071.9	5728.7	3069	3194.5	3289.6
207	3326.72	3326.72	1075.53	1075.4	1075.4	4300.1	3073	3198.8	3304.7
208	3341.84	3341.84	1078.74	1078.61	1078.61	4709.7	3077.9	3204.3	3319.8
209	3357.01	3357.01	1081.72	1081.6	1081.6	5079.9	3083.4	3211	3335
210	3372.08	3372.08	1085.14	1085.02	1085.02	4410.2	3087.6	3215.5	3350.1
211	3387.13	3387.13	1088.34	1088.22	1088.22	4709	3092.3	3220.9	3365.1
212	3405.02	3405.02	1092.3	1092.18	1092.18	4514.9	3097.5	3226.5	3383
213	3423.65	3423.65	1096.34	1096.22	1096.22	4605.2	3103.1	3232.7	3401.6
214	3438.77	3438.77	1100.03	1099.91	1099.91	4099.8	3106.4	3236	3416.8
215	3447.66	3447.66	1101.75	1101.63	1101.63	5171.7	3109.6	3239.9	3425.7
216	3462.78	3462.78	1105.76	1105.64	1105.64	3770.3	3112	3242	3440.8
217	3469.01	3469.01	1107.23	1107.11	1107.11	4235.2	3113.5	3243.5	3447
218	3477.95	3477.95	1109.46	1109.35	1109.35	3997.5	3115.3	3245.2	3456
219	3493.03	3493.03	1112.85	1112.73	1112.73	4458.1	3119.4	3249.6	3471
220	3511.55	3511.55	1117.04	1116.92	1116.92	4417.3	3124.3	3254.7	3489.5
221	3526.67	3526.67	1120.12	1120	1120	4907.4	3129.2	3260.4	3504.7
222	3541.89	3541.89	1123.29	1123.17	1123.17	4800.4	3133.9	3265.8	3519.9
223	3556.91	3556.91	1126.38	1126.27	1126.27	4850.6	3138.6	3271.2	3534.9
224	3568.68	3568.68	1128.51	1128.39	1128.39	5544.1	3143.1	3277	3546.7
225	3583.79	3583.79	1131.14	1131.03	1131.03	5736	3149.2	3284.8	3561.8
226	3598.92	3598.92	1133.97	1133.86	1133.86	5337.7	3154.6	3291.6	3576.9
227	3614.06	3614.06	1136.8	1136.69	1136.69	5351.6	3160.1	3298.3	3592.1
228	3629.18	3629.18	1139.76	1139.65	1139.65	5109.3	3165.2	3304.3	3607.2
229	3644.3	3644.3	1142.41	1142.3	1142.3	5698.6	3171	3311.8	3622.3
230	3659.42	3659.42	1145.27	1145.17	1145.17	5282.2	3176.3	3318.2	3637.4
231	3669.78	3669.78	1147.21	1147.1	1147.1	5346.8	3180	3322.7	3647.8
232	3689.65	3689.65	1150.56	1150.46	1150.46	5926.4	3188	3333.2	3667.6
233	3700.02	3700.02	1152.71	1152.61	1152.61	4820	3191	3336.6	3678
234	3719.89	3719.89	1156.56	1156.45	1156.45	5169.2	3197.6	3344.4	3697.9
235	3734.99	3734.99	1159.21	1159.1	1159.1	5703.5	3203.3	3351.7	3713

Tableau V.2: les différentes vitesses calculées à partir de la courbe temps- profondeur

V.5.4) Mute

Le terme se référant à ce processus sur Vista est << **Trcmute**>>.

Un top mute est appliqué pour mettre à zéro les amplitudes des traces avant les premières arrivées. Ensuite, un filtre pas bande de Butter Worth 8-80 << **Bworth**>> est appliqué sur les données pour éliminer toutes les fréquences en dehors de sweep emis .

NB : dans le traitement on s'est intéressé aux niveaux repartis entre 494,75 m et 3734,99 m. En effet, l'intervalle d'enregistrement du carottage sismique check shot (157.74 m - 494,75 m) sera éliminer par conséquence la composante vertical Z sera constituer de 218 traces .

Les données considérées pour le reste de traitement sont représentées sur la planche 9.

V.5.5) correction statique

Cette séquence de traitement est désignée sur Vista par <<**Static shift**>>

- Pour rendre les données au niveau du Datum sismique SRD, une correction statique est applique dû à la différence d'altimétrie du couple émetteur récepteur

La valeur de décalage de -5,7 ms appliquée à chaque trace afin de corriger les temps.

Le datum SRD=250m

L'élévation de la source sismique à Zsol ou ground level GL=261,4m

Vitesse de comblement = 2000m/s

$St = (SRD - GL) / V_c = -5,7 \text{ ms}$ avec V_c : vitesse de comblement.

V.5.6) Récupération des amplitudes réelles

Le terme se référant à ce processus sur Vista est <<**VSPdiv**>>.

Le programme TAR est applique pour récupérer les amplitudes réelles avec la compensation des pertes d'énergies due à la divergence sphérique et à l'absorption. Nous avons appliqué plusieurs TAR (tests) pour avoir une meilleure visualisation en utilisant les vitesses estimés à partir de la courbe temps profondeur.

Les données après application de divergence sphérique sont représentées sur la planche 10.

V.5.7) Séparation des champs d'ondes

Le filtre somme et différence est utilisé pour la séparation du champ d'ondes. Des tests interactifs ont été réalisés pour différentes longueurs de filtre (niveau ou trace).

➤ Estimation du champs d'ondes descendants :

Pour horizontaliser les ondes descendantes, nous avons retranché a toutes trace du PSV le temps de sa première arrivée. (Planche 11)

Un filtre par sommation médiane d'une fenêtre de 15 traces a été applique sur les ondes descendantes horizontalisées pour améliorer l'énergie des ondes descendantes en phase et supprimer toute énergie déphasée.

Les ondes descendantes sont représentées sur (la planche 12)

➤ Extraction du champs d'onde montant :

Le champ d'onde descendant estimé a été soustrait du champ d'onde total, laissant principalement un champ d'onde résiduel, qui contient du champ d'onde montant désiré et du bruit. (Planche13)

Un filtre par sommation médiane d'une fenêtre de 11 traces a été appliqué sur le champs d'onde résiduel pour améliorer l'énergie des ondes montantes en phase et supprimer toute énergie déphasée (le bruit). Les ondes montantes sont illustrées sur la planche 14.

Après la séparation, un filtre de Butter Worth 5-90 Hz est appliquée aux champs d'ondes montants et descendants pour lisser (smoother) les amplitudes car le filtre somme et différence ne conserve pas les amplitudes.

V.5.8) Déconvolution

Cette séquence de traitement est désignée sur Vista par <<**VSPdecon**>>

Une déconvolution prédictive déterministe a été conçu trace par trace sur le champs d'ondes descendant et appliqué sur le champ d'ondes descendant et montant, selon l'hypothèse que dans le profil sismique verticale zéro offset, les multiples descendants enregistrés, sont également présents dans le champs d'ondes montants avec des caractéristiques similaires.

La comparaison de champs d'ondes descendants avant et après déconvolution détermine et vérifie l'efficacité des paramètres de déconvolution. Plusieurs tests interactifs avec différentes longueurs de fenêtre, d'opérateur et de prédiction (gap) ont été réalisés sur le champ d'ondes descendant afin d'obtenir les paramètres les plus optimaux. (Planche15)

Les paramètres optimaux de déconvolution sont listés ci-dessous:

Fenêtre de design: 4 secondes

Durée de l'opérateur : 2seconde

Distance prédictive (écart) : 0,018 secondes

le champ d'onde montant après la déconvolution prédictive est représentée sur (planche 16)

La déconvolution spike a été appliquée aux données après séparation des champs d'ondes et déconvolution prédictive. Le résultat désiré est une ondelette de zéro phase.

Après une étude du contenu fréquentiel des données de psv avant déconvolution , une ondelette de phase zéro de 10 -70 Hz est appliquée.

La planche 17 représentée les ondes descendantes après déconvolution spike

La planche 18 représentée les ondes montantes après déconvolution spike

V.5.9) Corridor stack

Cette séquence de traitement est désignée sur Vista par <<**VSPcorridor mute**>> et <<**VSPstack**>>

Les ondes montantes déconvoluées et horizontalisées sont sommées dans un couloir qui vient immédiatement après les arrivées premières. La trace somme ainsi obtenue peut renfermer des multiples montants.

Pour éliminer les effets des multiples montants, on doit choisir un couloir de sommation étroit de façon à ne conserver que le signal réfléchi reçu immédiatement après la première arrivée. Dans ce cas on a pris un couloir de 100 ms après la première arrivée

La trace somme obtenue est alors comparable à la trace obtenue par la sismique de surface après sommation en couverture multiple. La planche (19) montre le résultat de corridor stack.

V.6) Calibration de log sonique

Cette application est désignée sur Vista par <<**sonic log calibrate**>>

Le log sonique de 466,188 m à 3 720,08m de profondeur mesurée en dessous de KB a été calibré à l'aide de la relation temps profondeur obtenu par le VSP. Avant la calibration, les données ont été réduites à un référentiel sismique SRD = 250 m, d'autres diagraphies associées : densité, Gamma Ray, porosité neutron et calliper (diamètre de trou) ont été réduites au référentiel sismique SRD. Les temps de la première arrivée qui se sont des temps obliques sont corrigés en utilisant la géométrie source récepteur en temps verticaux sur la base d'une hypothèse de rayon droit. Ces temps de la première arrivée corrigés verticalement constituent la base de la calibration du log sonique par la méthode de Dt minimum et la méthode de Bloc shift. (Planche19)

V.7) Film synthétique

Cette application est désignée sur Vista par <<**create synthetic**>>

Les séries d'impédance acoustique et de coefficient de réflexion (entrée pour le sismogramme synthétique) ont été calculées à partir de diagraphies soniques et de densités calibrées une procédure standard de convolution d'une ondelette avec la série des coefficients de réflexions a été effectuée, le résultat est le film synthétique sans multiples. En utilisant des ondelettes Ricker à phase nulle des tests de fréquence ont été effectués avec des fréquences de 25,30, 35, 40 Hz jusqu'à trouver la bonne corrélation avec le corridor stack, l'ondelette choisie est Ricker30hz. Le résultat est représenté sur la (planche20), ou on remarque une bonne corrélation entre le film synthétique et le corridor stack, d'où on conclut la fiabilité de la séquence de traitement car on est sensé à avoir un corridor stack sans multiples.

V.8) Facteur de qualité Q

Cette application est désignée sur Vista par <<**Vsp Q attenuation**>>

Le facteur de qualité Q est estimé par la méthode des rapports de spectre à partir des ondes descendantes alignées après l'étape de séparation des ondes .

Plusieurs tests interactifs avec différentes longueurs de fenêtre en temps et en fréquence, ont été réalisées sur les premières arrivées afin de trouver la meilleure droite de régression entre le rapport spectral et les fréquences.

Les paramètres optimaux sont :

Fréquence : (8-80) Hz

Temps : (85-115) ms

Estimation de la pente : méthode des moindres carrées

Longueur de la fenêtre glissante en profondeur : 100m.

La valeur de facteur de qualité ($Q=60$) est modérée d'où on conclut que l'atténuation le long des formations traversées par le puits A est moyenne. Ce facteur est utilisé pour la compensation des ondes montantes et descendantes en PSV, mais aussi pour la compensation des pertes d'amplitudes en sismique de surface.

Les étapes de l'estimation du facteur de qualité Q sont représentées sur la figure (V.7).

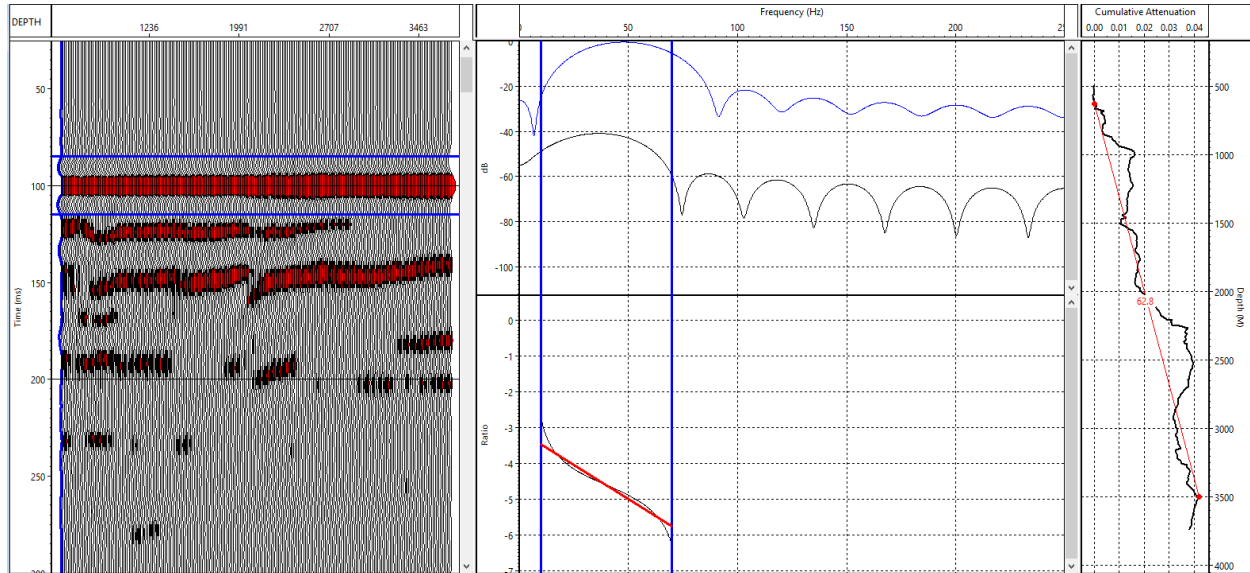


Figure V.7 : l'estimation de facteur de qualité Q

V.9) Inversion Bayes

L'inversion Bayes vise à réaliser une inversion à une dimension (1-D) en impédance acoustique. Le résultat est une séquence de réflectivité 'sparse' et la courbe d'impédance associée.

Cette étape a été établie après l'enregistrement intermédiaire du PSV, qui correspond en profondeur à 3462m et en temps sismique à 2200 ms (temps double), afin de prédire la profondeur des événements géologiques, qui sont sous le fond du puits A.

À base d'une interprétation structurale de la région d'étude Rhourde Nouss sud-est, et à partir des fiches stratigraphiques des puits voisins on a mis 3 tops géologiques comme but d'étude de l'inversion Bayes :

- 1) G-Ouargla : les grès de Ouargla qui correspondent à 2203 ms.
- 2) QH : les quartzites d'El Hamra qui correspondent à 2241ms.
- 3) GEA : les grès d'El Atchane qui correspondent à 2294ms.

Le temps de chaque top géologique est déterminé à partir de IN-line et de X-line passant par le puits A. Ces trois tops géologiques sont caractérisés par un faible contraste d'impédances acoustiques, ils se trouvent dans une formation gréseuse compacte, à l'âge de l'ordovicien.

V.9.1) Hypothèses de l'inversion Bayes

L'algorithme est basé sur les hypothèses suivantes :

- les ondes descendantes et montantes doivent être déconvoluées en zéro phase.
- Les champs d'ondes montants et descendants sont supposée être en amplitude préservée.

(Par exemple, la divergence sphérique doit être corrigé) et avoir une distribution d'amplitude bien équilibrée.

V.9.2) sensibilité des Paramètres

Le rapport signal / bruit et la longueur d'onde affectent les résultats d'inversion

- Rapport signal / bruit: la valeur valide doit être comprise entre 10 et 20
- Longueur d'ondelette: la valeur 200 ms devrait être appropriée.
- Fréquence minimale et fréquence maximale dans la sous-fenêtre de l'ondelette et de corridor: cette plage de fréquences doit être cohérente avec la plage de fréquence utilisée en déconvolution ou légèrement plus large que celle-ci. Par exemple, dans notre cas lors de déconvolution, on a utilisé une plage de fréquence de 10 à 70 Hz, donc pour la génération de corridor stack on a choisi une plage de fréquence de 5 à 80 Hz.

V.9.2) les inputs et les outputs de l'inversion Bayes

- Les ondes montantes et les ondes descendantes déconvoluées en temps simple.

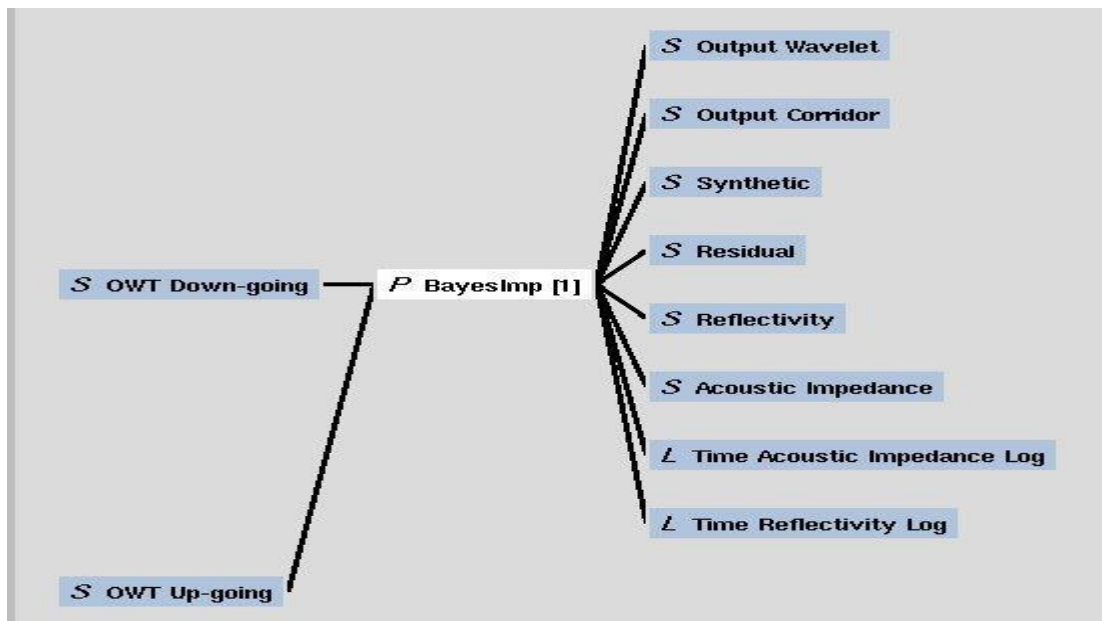


Figure V.8 : les inputs et les outputs de l'inversion Bayes

V.9.4) les étapes de l'inversion Bayes

V.9.4.1) l'extraction de l'ondelette et le corridor stack à partir des ondes descendantes et montantes

L'ondelette est estimée à partir des ondes descendantes par une méthode statistique (figure V.10)

➤ Extraction statistique de l'ondelette : Cette méthode permet d'extraire le spectre d'amplitude des ondelettes à partir de l'autocorrélation des données sismiques supposées à phase nulle. Les paramètres d'extraction statistique de l'ondelette sont les suivants :

- Fenêtre d'extraction : autour des premières arrivées dans une fenêtre de temps (85-115) ms
- Longueur de l'ondelette : 200 ms.

Le corridor stack est généré à partir des ondes montantes de la même manière expliquée au préalable dans la séquence de traitement, il est représenté dans l'intervalle temps (0.5s-4s)

Figure (V.9)

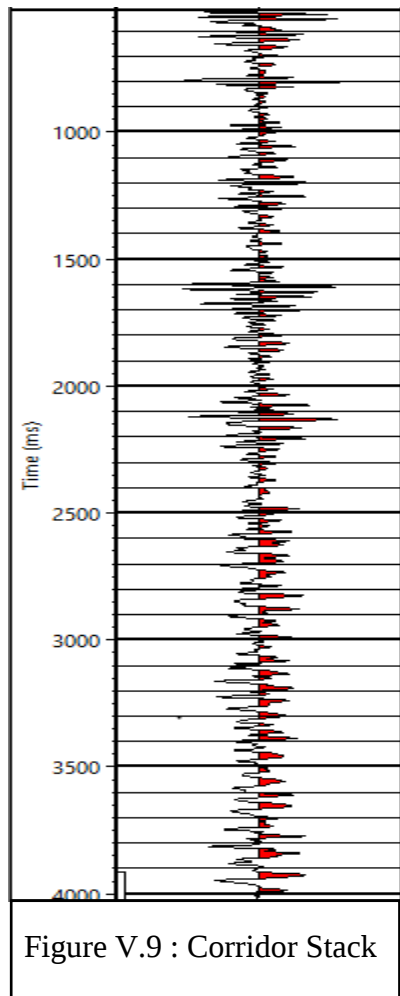


Figure V.9 : Corridor Stack

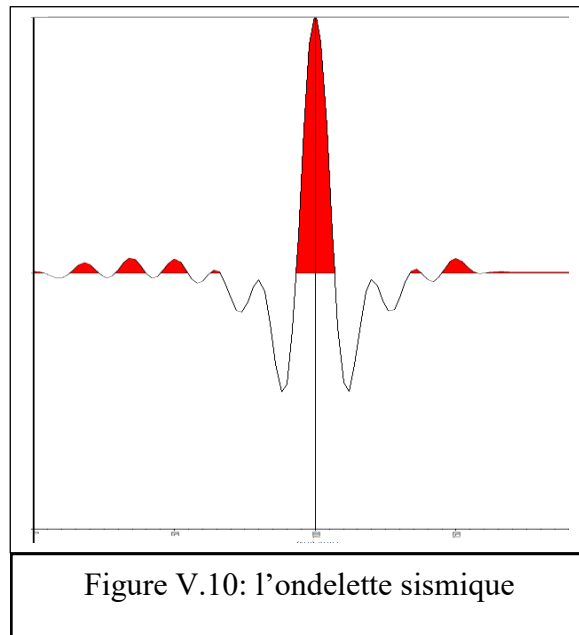


Figure V.10: l'ondelette sismique

V.9.4.2) La génération de log de l'impédance acoustique au-dessus de TD intermédiaire (profondeur de puit = 3462m)

- L'impédance acoustique est le produit entre la vitesse et la densité. En utilisant la courbe temps profondeur résultante du PSV et les différentes vitesses calculées au préalable, on aura la vitesse instantanée le long de puit.
- Comme le log de densité n'est pas disponible au niveau du puits A, on a utilisé la relation mathématique de Gardner pour générer le log de densité au niveau de puit

GARDNER: $\text{Rho} = a * V_p^b$ avec :

Rho = Densité.

Le coefficient a: Facteur d'échelle

Le coefficient b: Facteur exponentiel

Dans notre cas on a utilisé les valeurs suivantes extraites à partir d'un puits (qui a connu la même histoire géologique) voisin dans la région d'étude :

a = 0,67 et b=0,16

V.9.4.3) Les paramètres de l'inversion Bayes

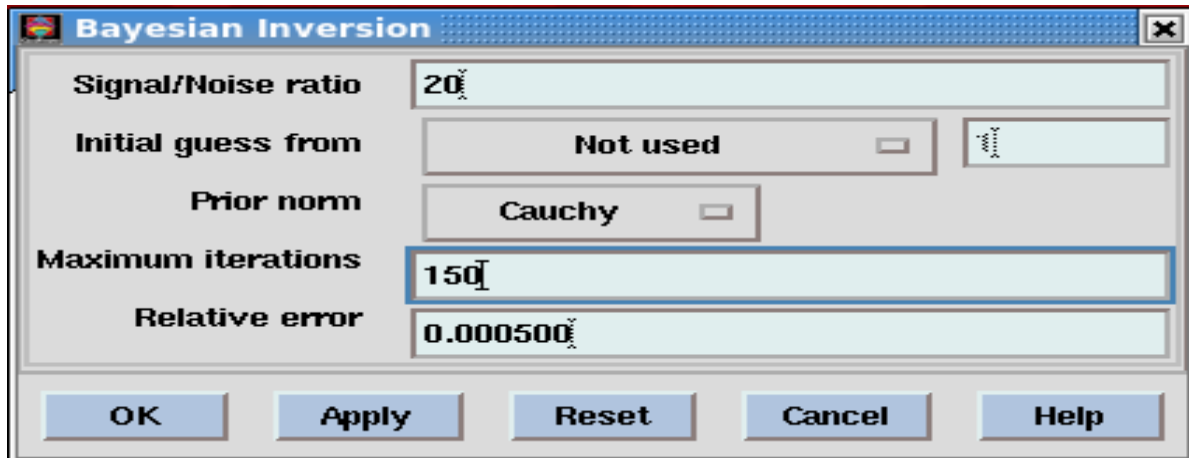
L'impédance acoustique calculée au-dessus de TD intermédiaire c'est l'information apriori dans l'inversion, le choix des paramètres est crucial, pour avoir une minimisation maximale de la fonction cout, entre le modèle généré de la réflectivité et la réflectivité calculée à partir de corridor stack, les paramètres d'inversion sont donnés dans le tableau ci-dessous :

 **NB :** l'inversion Bayes ne se fait pas sur toute la longueur de trace en temps, elle s'effectue dans un intervalle de temps bien précis, dans notre cas, comme on veut estimer l'impédance acoustique sous TD intermédiaire qui correspond en temps à 2200ms, on a choisi l'intervalle de l'inversion comme suit :

T= (1.9s _ 2.7s) ce qui veut dire une prédiction de 500 ms sous le fond du puits.

Les contraintes :

- La courbe temps profondeur au-dessus de TD intermédiaire : elle est utilisée comme information apriori
- Relation Gardner: la relation vitesse-densité de Gardner est utilisée pour la conversion temps-profondeur.



FigureV.11 : les paramètres de l'inversion

- Rapport signal/bruit : on a choisi 20 comme valeur
- Valeur initiale de la réflectivité : <<not used>> veut dire qu'on a mis la valeur initiale de réflectivité égale zéro ($RC_0=0$)
- Théorème de Cauchy : il est utilisé pour dériver le terme de régularisation J_x dans la fonction cout
- Nombre d'itérations : on a arrêté l'inversion a 150 itérations, c'était le Nombre maximal d'itérations permettant de trouver le minimum de la fonction coût et la bonne corrélation entre le modèle de réflectivité généré et la réflectivité de corridor.
- Erreur relative : Cette tolérance relative est utilisée comme critère d'arrêt dans l'algorithme de gradient conjugué non linéaire, qui est l'algorithme qu'on a utilisé pour minimiser la fonction cout , on a choisi 0,0005 pour avoir des bonnes résultats de l'inversion .

V.9.4.4) Les résultats de l'inversion en temps

- Le log de l'impédance acoustique en fonction de temps dans l'intervalle (1.9 s-2.7s)
- La réflectivité sparse (clairsemée) en fonction de temps dans l'intervalle (1.9s-2.7s)
- La courbe temps profondeur dans l'intervalle (1.9s-2.2s).
- Le synthétique qui est généré à partir de la réflectivité dans l'intervalle (1.9s-2.7s).
- Le résiduel qui le résultat de la soustraction de corridor stack et le synthétique résultant de l'inversion

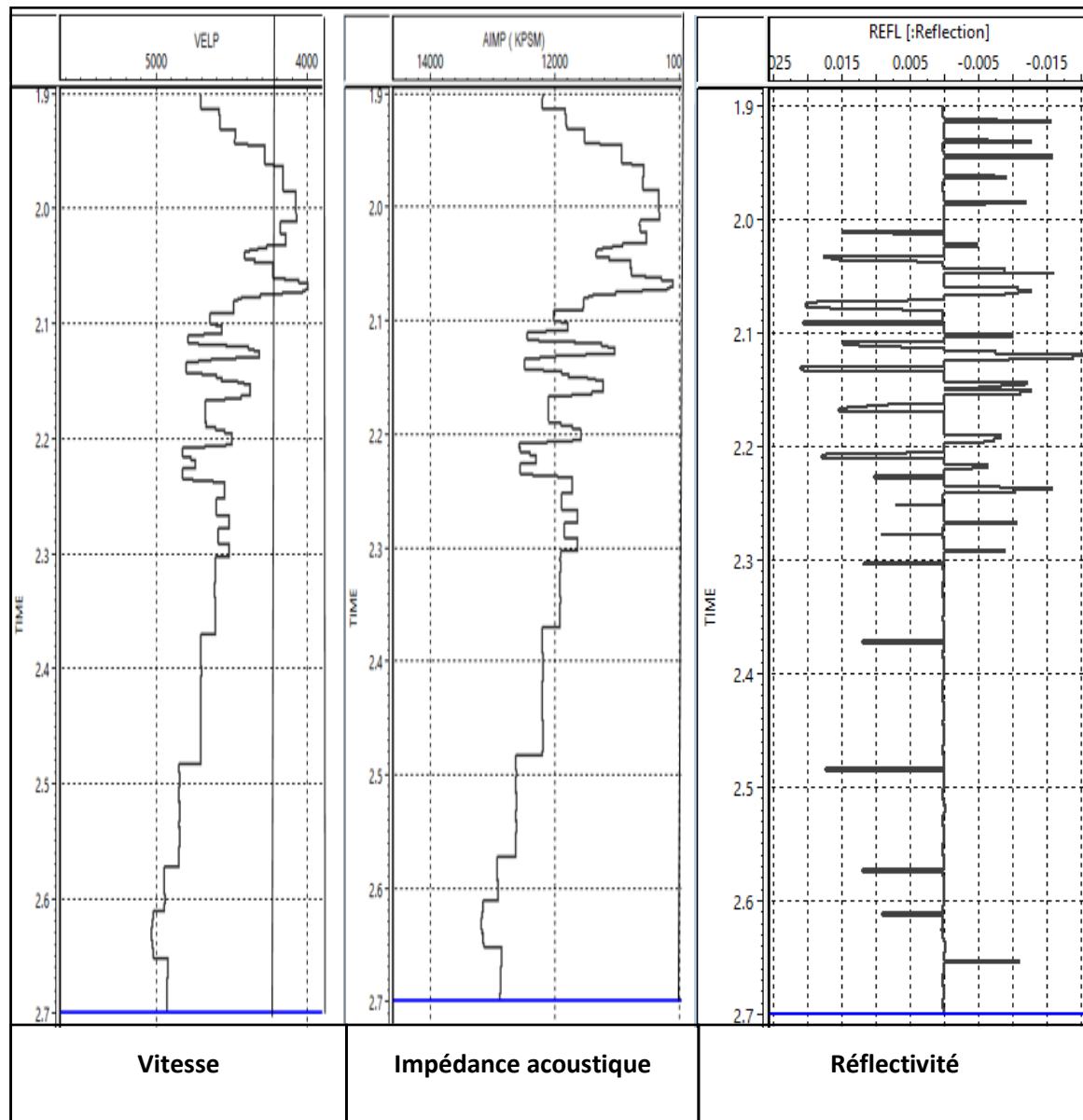


Figure V.12 : les résultats d'inversion en temps

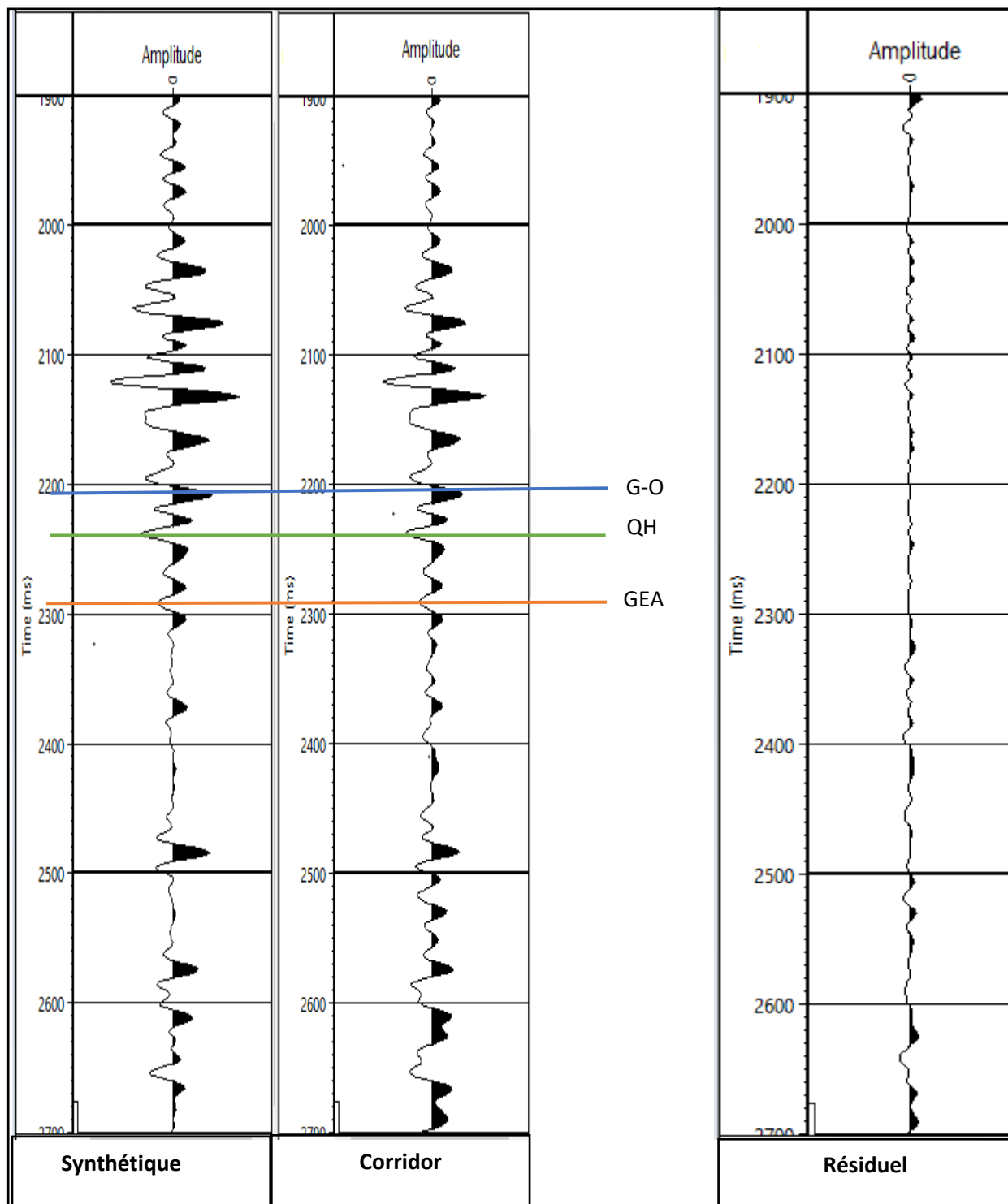


Figure V.13 : la corrélation entre le synthétique et le corridor

V.9.4.5) La conversion temps profondeur des résultats de l'inversion

La courbe temps-profondeur sur tous l'intervalle de l'inversion est obtenu à l'aide de la relation suivante :

D'abord, on doit calculer la vitesse à partir des données d'impédance et de densité.

$$\text{Vitesse} = \text{impédance} / \text{densité}$$

La densité est estimée à partir de la vitesse par la relation de Gardner en introduisant les paramètres a et b.

Ensuite, l'indice de profondeur est calculé à l'aide de la formule suivante:

$$\text{Profondeur (j)} = 2 \sum_{i=0}^j \text{Pas d'échantillonnage (i)} \times \text{Vitesse (i)}$$

(i) : est le taux d'échantillonnage à profondeur i

Vitesse (i) : est la vitesse à profondeur i en temps double

V.9.4.6) Les résultats en profondeur

✚ La courbe temps profondeur :

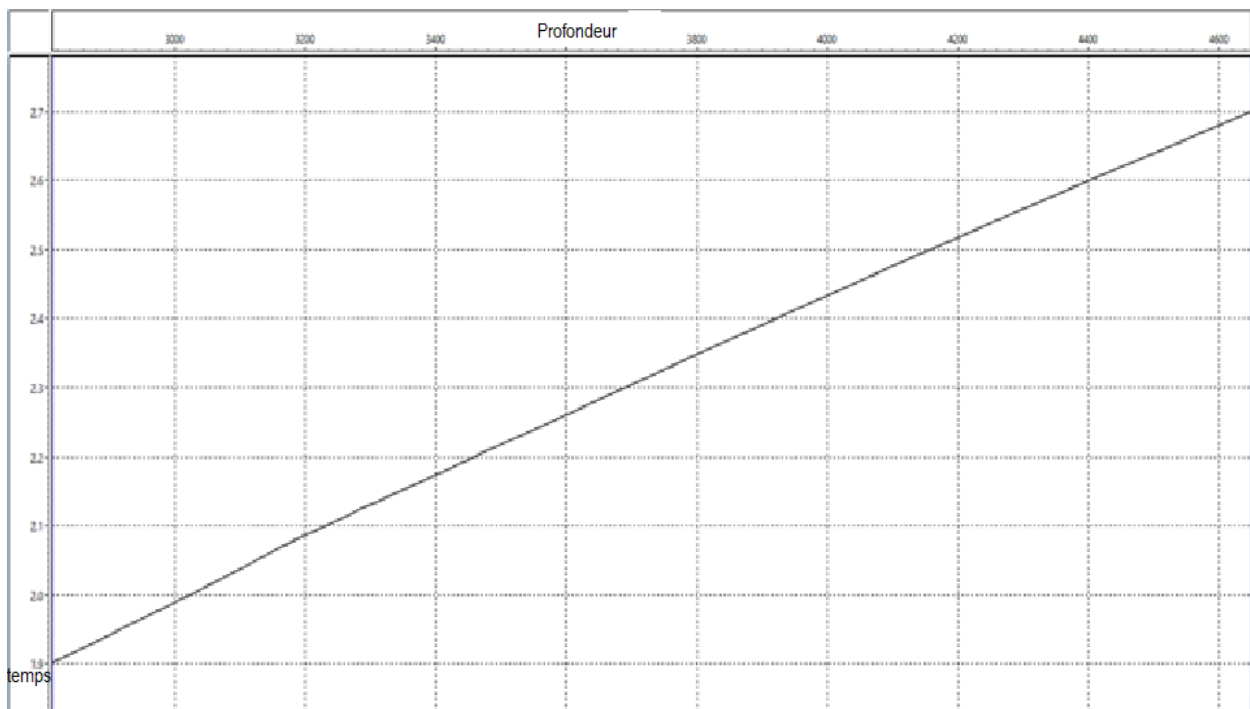


Figure V.14 : la courbe temps profondeur résultante de l'inversion

La courbe temps profondeur résultante de l'inversion est comparable à celle de PSV. Les deux courbes sont superposées dans l'intervalle d'inversion (1.9-2.7) s ce qui montre la fiabilité des résultats de l'inversion.

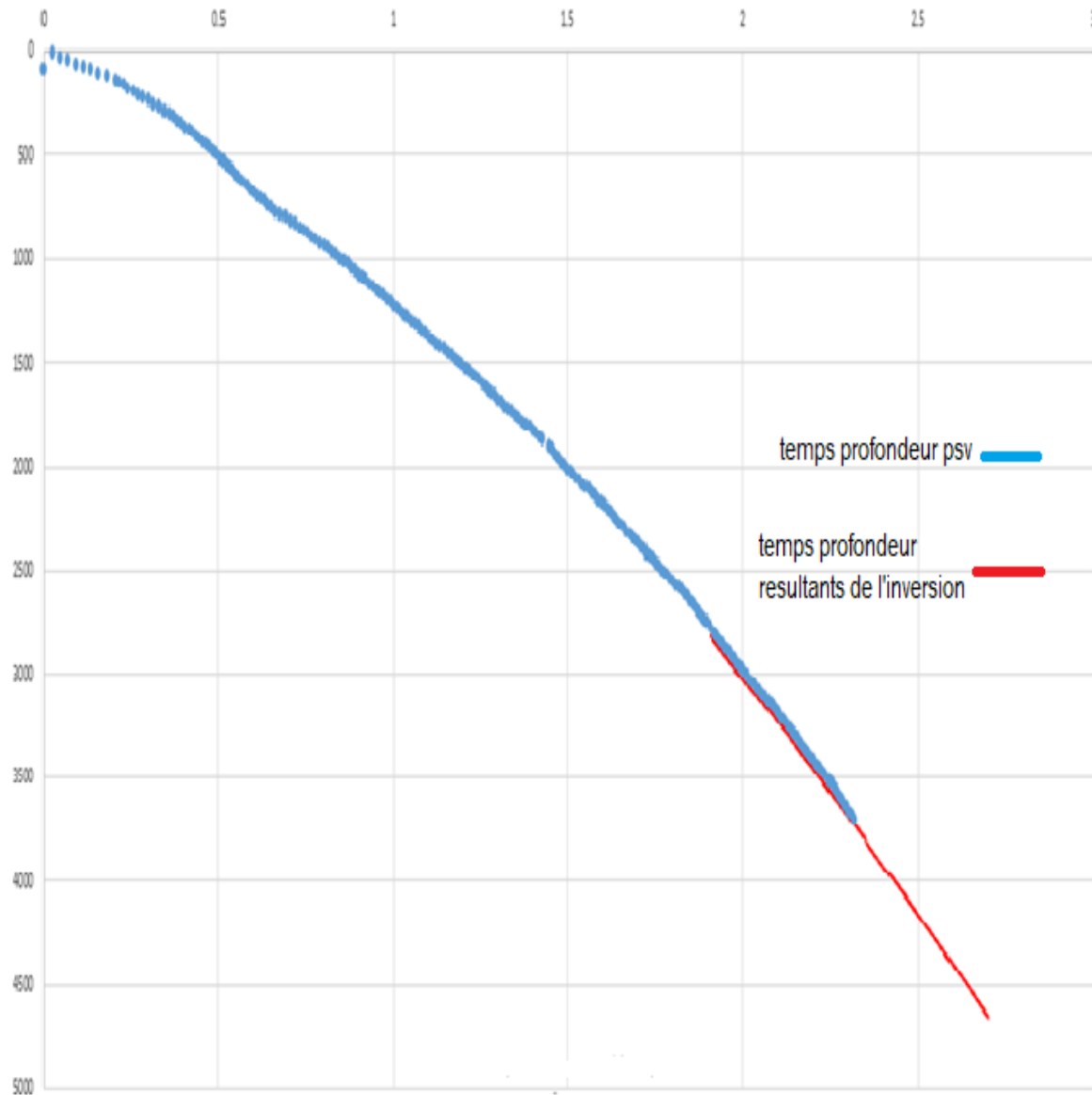


Figure V.15 : comparaison entre la courbe temps profondeur résultante de l'inversion et celle de PSV

✚ Les logs en indice profondeur :

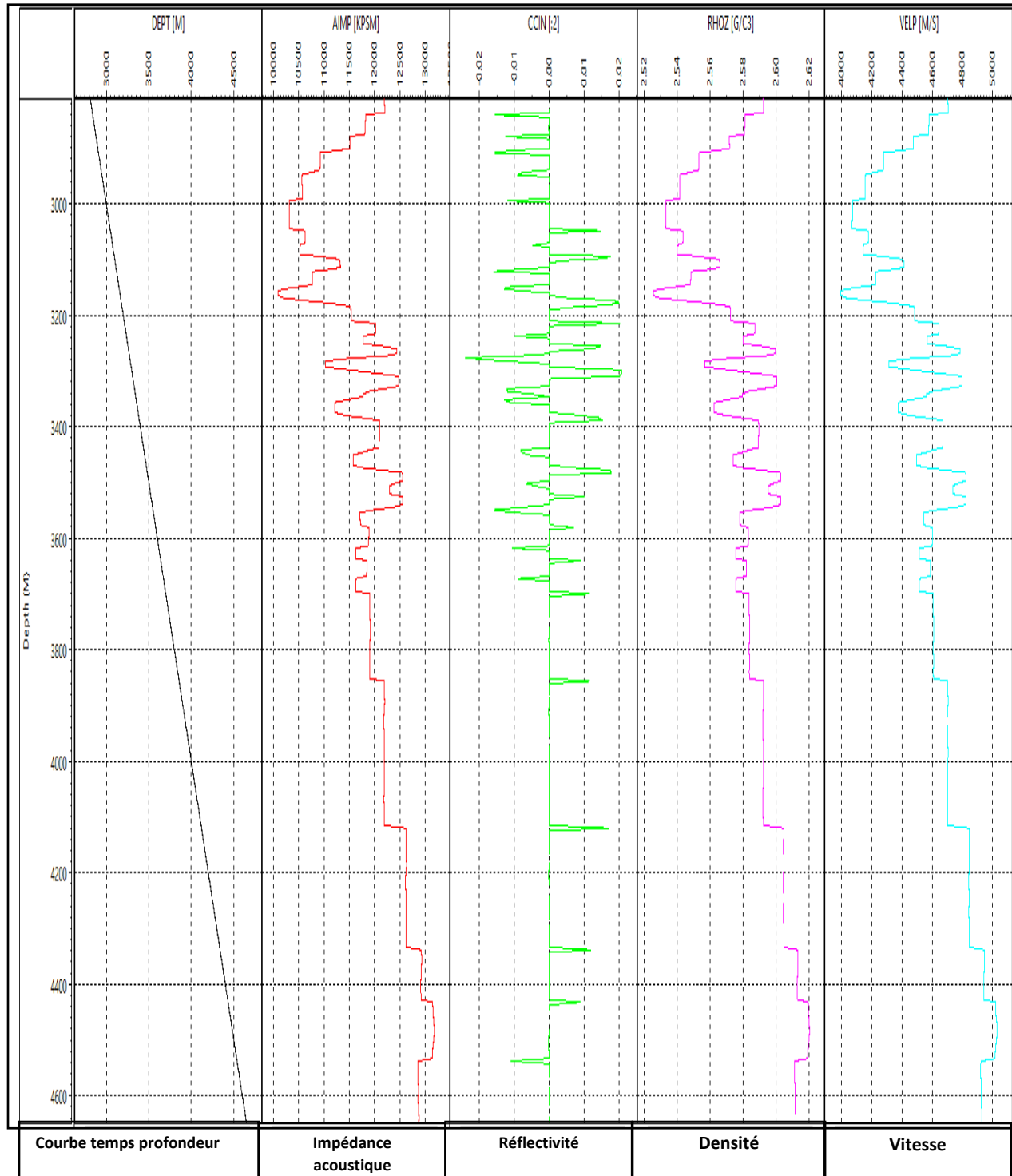


Figure V.16: les résultats d'inversion en indice profondeur

Interprétation des résultats de l'inversion :

Après avoir assuré la bonne corrélation entre le synthétique résultant de l'inversion et le corridor généré à partir des ondes montantes, on a identifié les temps des trois tops géologiques sur le synthétique, puis on a utilisé la courbe temps profondeur résultante de l'inversion pour avoir les profondeurs de ces tops géologiques ce qui sont confirmées par un forage qui s'est effectué basant sur les résultats d'inversion, les résultats sont représentés dans le tableau ci-dessous:

Top géologique	Temps(ms)	Profondeur à partir de l'inversion (m)	Profondeur(m) après le forage
Grès de Ouargla	2208	3475	3469
Quartzite d'El Hamra	2238	3548	3557
Grès d'El Atchane	2289	3690	3700

Tableau V.3 : les profondeurs des événements géologiques

On Remarque légère différence entre les deux profondeurs à cause de la résolution sismique à ces profondeurs.

La vitesse est sensée à augmenter en fonction de la profondeur, cependant on a remarqué dans l'intervalle profondeur (3500 - 3700) m une chute de vitesse, cette diminution on l'a supposé comme étant due à une augmentation de la pression des pores, puisque c'est une zone faille et on a suggéré cette zone pour l'étude géomécanique.

D'après ces résultats, on peut constater l'importance de l'inversion de Bayes pour les différentes disciplines, elle a donnée des résultats destinés vers différentes disciplines tel que la géophysique, le forage des puits et la géomécanique.

Les profondeurs des tops géologiques sont communiquées à l'équipe de forage pour bien planifier l'opération.

Le profil de vitesse résultant de l'inversion est utilisé comme input par les géomecaniciens pour déterminer la pression des pores ainsi la densité de boue qui sera utiliser lors de forage et le type de matériel de forage.

Les logs de densité et d'impédance acoustique ainsi que la vitesse sont utilisées par le géophysicien pour l'étude de réservoir de ces niveaux géologiques qui correspondent dans notre cas à l'Ordovicien.

La limite de cette méthode est l'investigation en temps et en profondeurs pour la prédiction des événements géologiques.

Conclusion

La réalisation de ce projet de fin d'étude a permis de cerner la méthode de PSV zéro offset, cette technique est caractérisée par une haute résolution sismique car les ondes sismiques ne traversent en descendant qu'une fois la zone altérée (weathered zone - WZ).

Les résultats d'un PSV zéro offset sont ; une image sismique a une dimension "1D" de haute résolution appelée corridor stack et une relation temps profondeur.

La trace somme est obtenue après plusieurs étapes de traitement, telles que la séparation des champs d'ondes montants et descendants, par des techniques différentes, et aussi, la déconvolution ayant pour but l'atténuation des multiples et l'augmentation de la résolution sismique.

Le corridor stack joue un rôle très important dans l'opération de calage de la sismique de surface. Tout d'abord, il permet d'identifier les événements géologiques (tops géologiques) sur la section sismique, de plus, il est considéré comme un des meilleurs moyens pour l'identification des multiples qui peuvent exister dans la sismique de surface.

Les résultats de l'inversion bayes sont une réflectivité "sparse" comparable à la réflectivité du corridor stack et un log d'impédance acoustique.

L'inversion Bayes s'est avéré être un outil puissant pour la prédiction de la profondeur des formations géologiques sous le puits, l'une des applications la plus importante est liée à la minimisation des risques lors du forage (risque d'éruption non contrôlée, dépassement de la cote de casing ou de la cote de prise de carottes géologique et....).

Suite à ce travail, plusieurs conclusions s'imposent :

La courbe temps profondeur nous a permis d'estimer les différentes vitesses dans le puits. Ces vitesses sont les vitesses d'intervalles, moyennes, et les vitesses RMS

La vitesse d'intervalle estimée à partir de la courbe temps profondeur de PSV, permet la calibration du log sonique, et ce dernier, est utilisé dans la génération du film synthétique lors de calage sismique puits.

Le film synthétique généré à partir des logs de densité et sonique au niveau du puits A est dépourvu de multiples. C'était un moyen pour vérifier la fiabilité de la séquence de traitement du PSV, dont le résultat est un corridor stack sans multiples.

Le facteur de qualité Q estimé par la méthode des rapports de spectre, au niveau du puits A, est modéré, ce qui signifie que l'atténuation au niveau de notre région d'étude Rhourde Nouss Sud-Est est moyenne. Ce facteur est utilisé dans la sismique de surface pour la compensation des pertes d'amplitudes en fonction de la fréquence.

.

Conclusion

Les profondeurs des tops géologiques des grès de Ouargla et quartzites d'El Hamra et les grès d'El Atchane sont confirmés par un forage qui a atteint une profondeur de 3734m. Ce qui appuie l'efficacité et la fiabilité de nos résultats obtenus par l'inversion Bayes.

Le profil de vitesse estimé à partir de l'inversion est utilisé par l'équipe géomécanique pour la prédiction des pressions de pores permettant la détermination du "mud weight window" (la fenêtre de la densité de boue) requise pour assurer la stabilité de la paroi du puits dans la zone de forage risqué.

Liste des Planches

Planche 1 : la composante horizontale X de PSV avant sommation.....	104
Planche 2 : la composante horizontale Y de PSV avant sommation.....	105
Planche 3 : la composante verticale Z de PSV avant sommation.....	106
Planche 4 : la composante horizontale X de PSV après sommation.....	107
Planche 5 : la composante horizontale Y de PSV après sommation.....	108
Planche 6 : la composante verticale Z de PSV après sommation.....	109
Planche 7 : Pointe des temps des premières arrivées.....	110
Planche 8 : Courbe temps-profondeur & vitesses moyenne & RMS & d'intervalles.....	111
Planche 9 : Application mute sur la composante verticale Z.....	112
Planche 10 : Application TAR sur la composante verticale Z.....	113
Planche 11 : Alignement des ondes descendantes.....	114
Planche 12 : champs d'ondes descendants estimes par le filtre somme et différence.....	115
Planche 13 : champs d'ondes résiduel.....	116
Planche 14 : champs d'ondes montant en temps double après séparation.....	117
Planche 15 : champs d'ondes descendants après déconvolution prédictive.....	118
Planche 16 : champs d'ondes montants après déconvolution prédictive.....	119
Planche 17 : champs d'ondes descendants après déconvolution Spike.....	120
Planche 18 : champs d'ondes montants après déconvolution Spike.....	121
Planche 19 : le corridor Stack.....	122
Planche 20 : Calibration de log sonique par la table de conversion temps profondeur.....	123
Planche 21 : génération de film synthétique.....	124

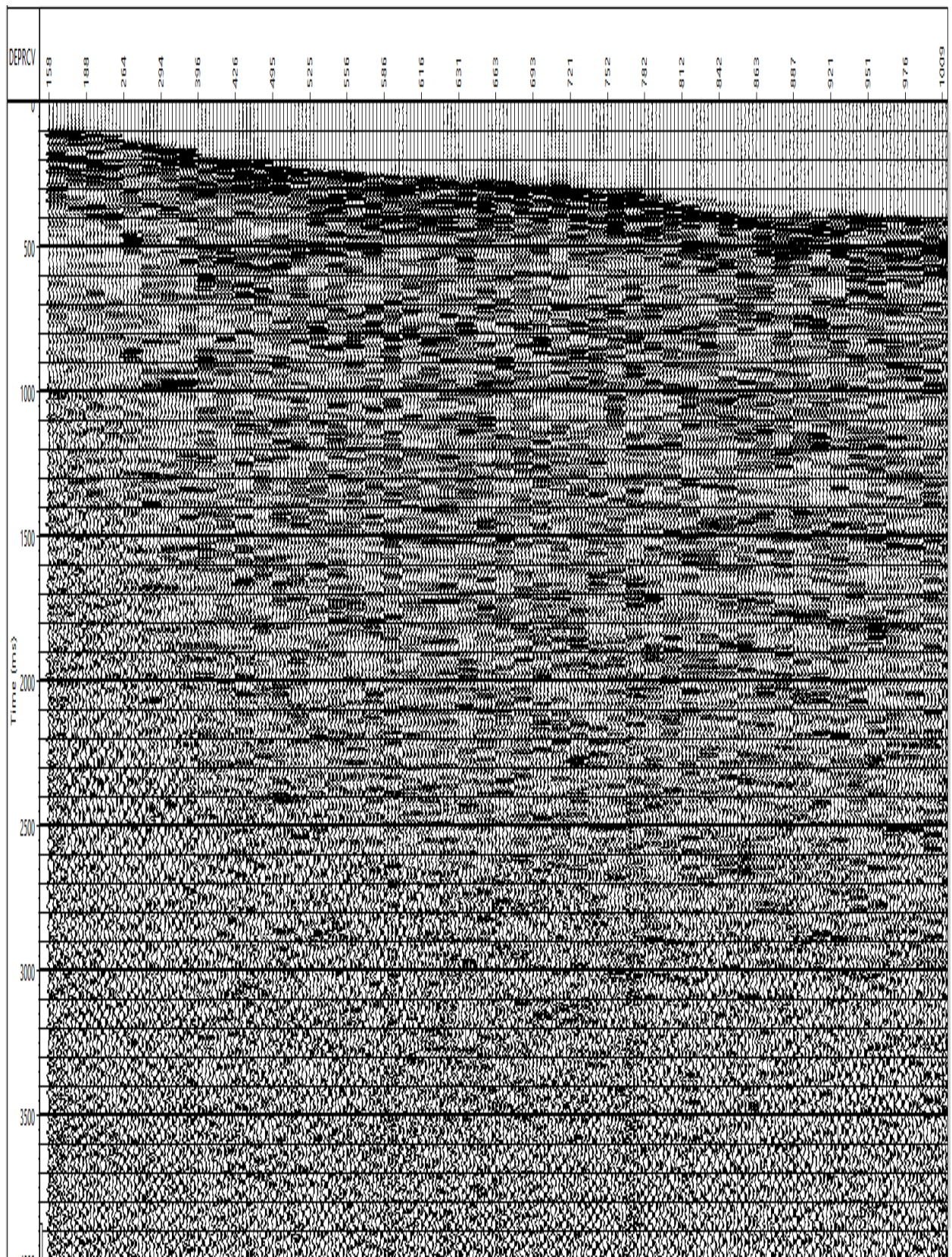


Planche1: la composante horizontale X de PSV avant sommation

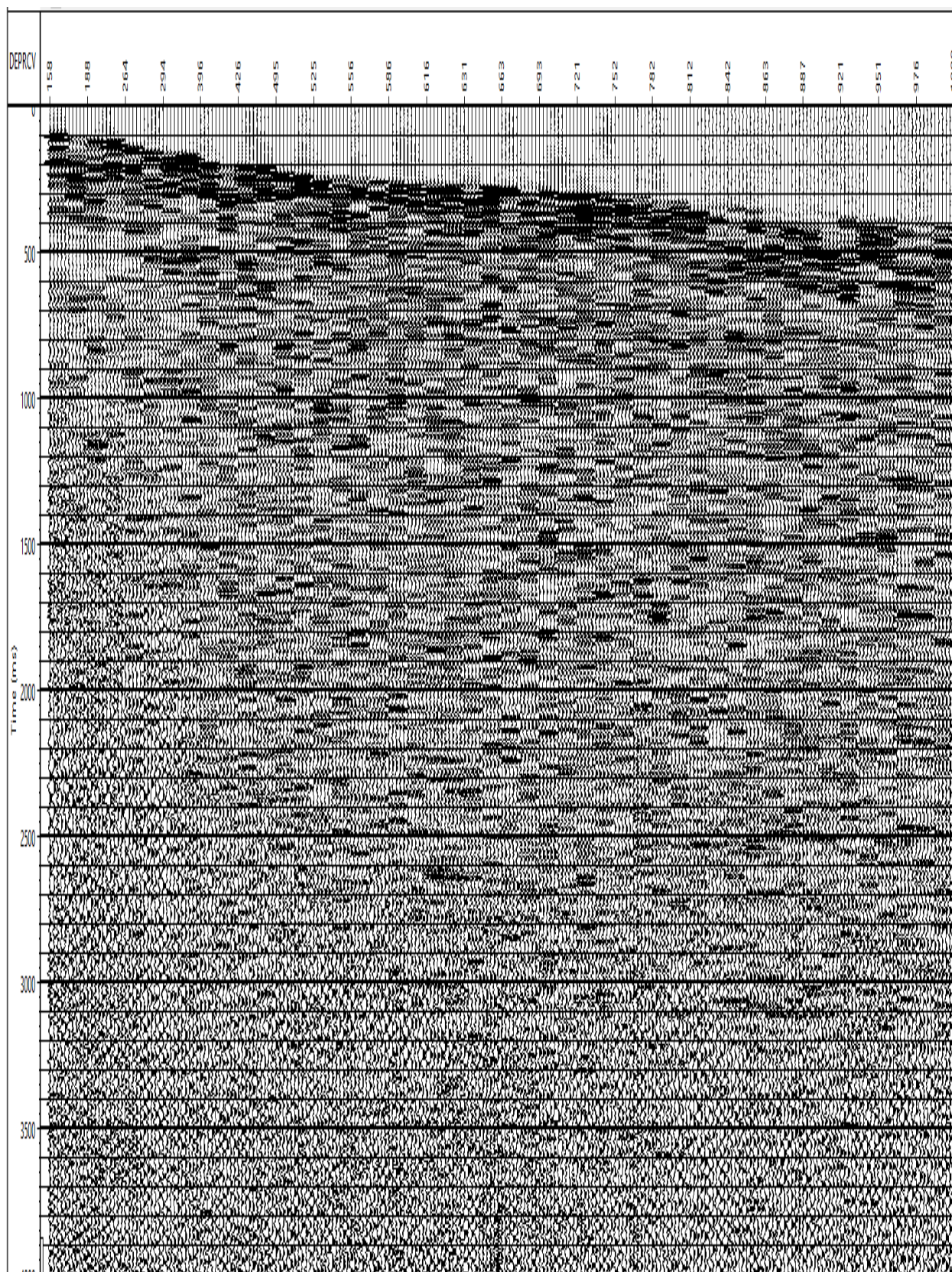


Planche2: la composante horizontale Y de PSV avant sommation

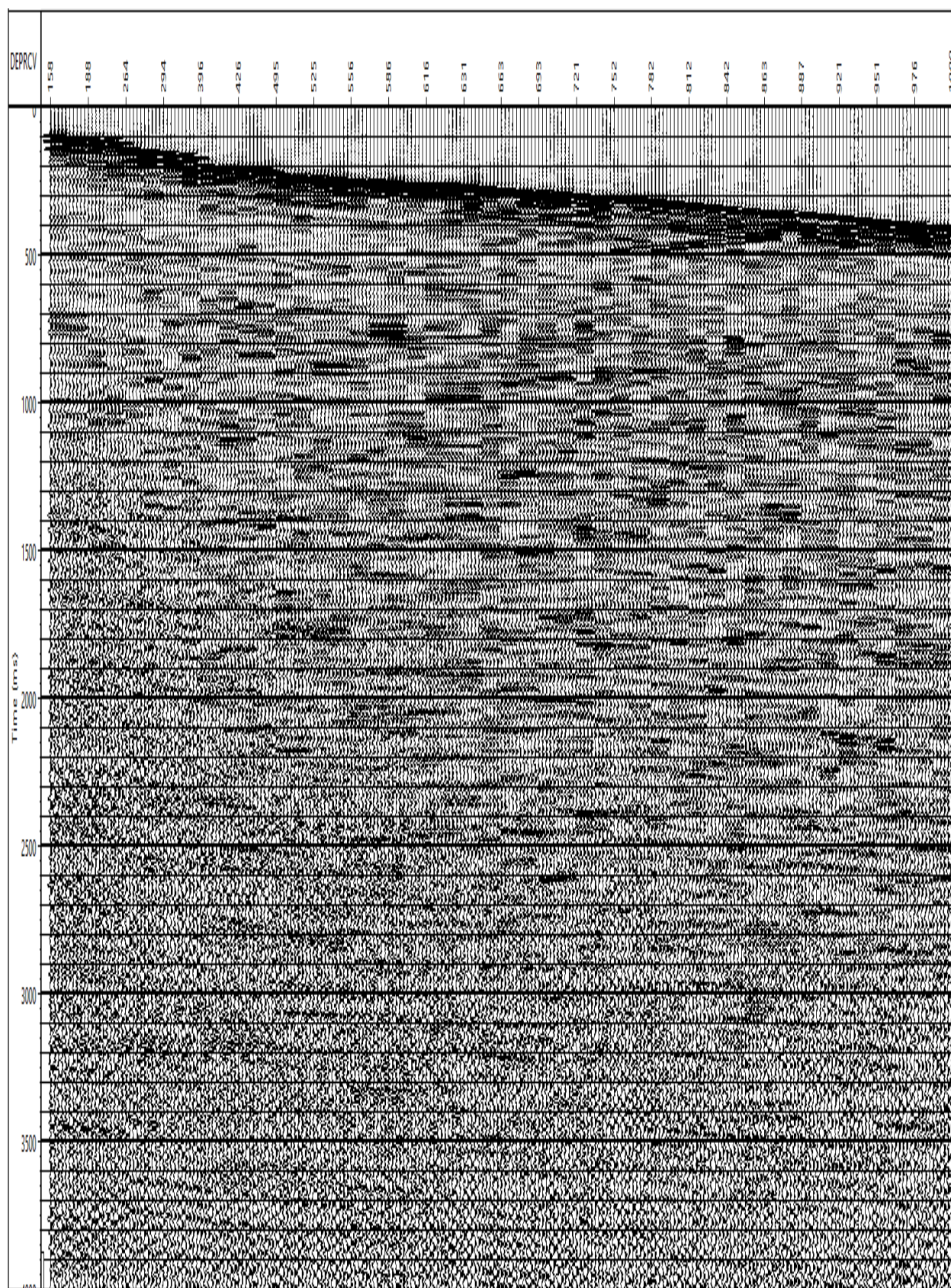


Planche3: la composante verticale Z de PSV avant sommation

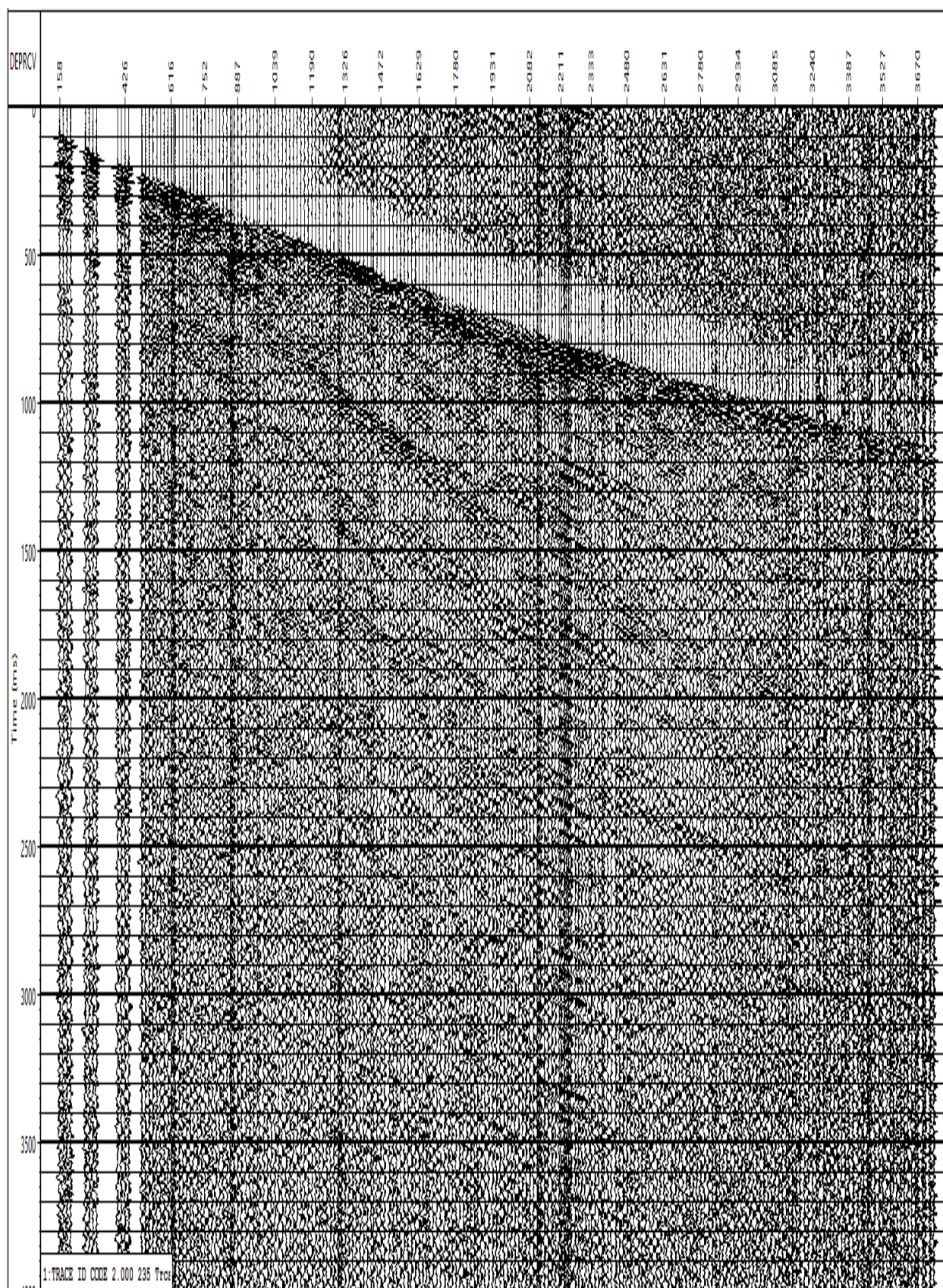


Planche 4: la composante horizontale X de PSV après sommation

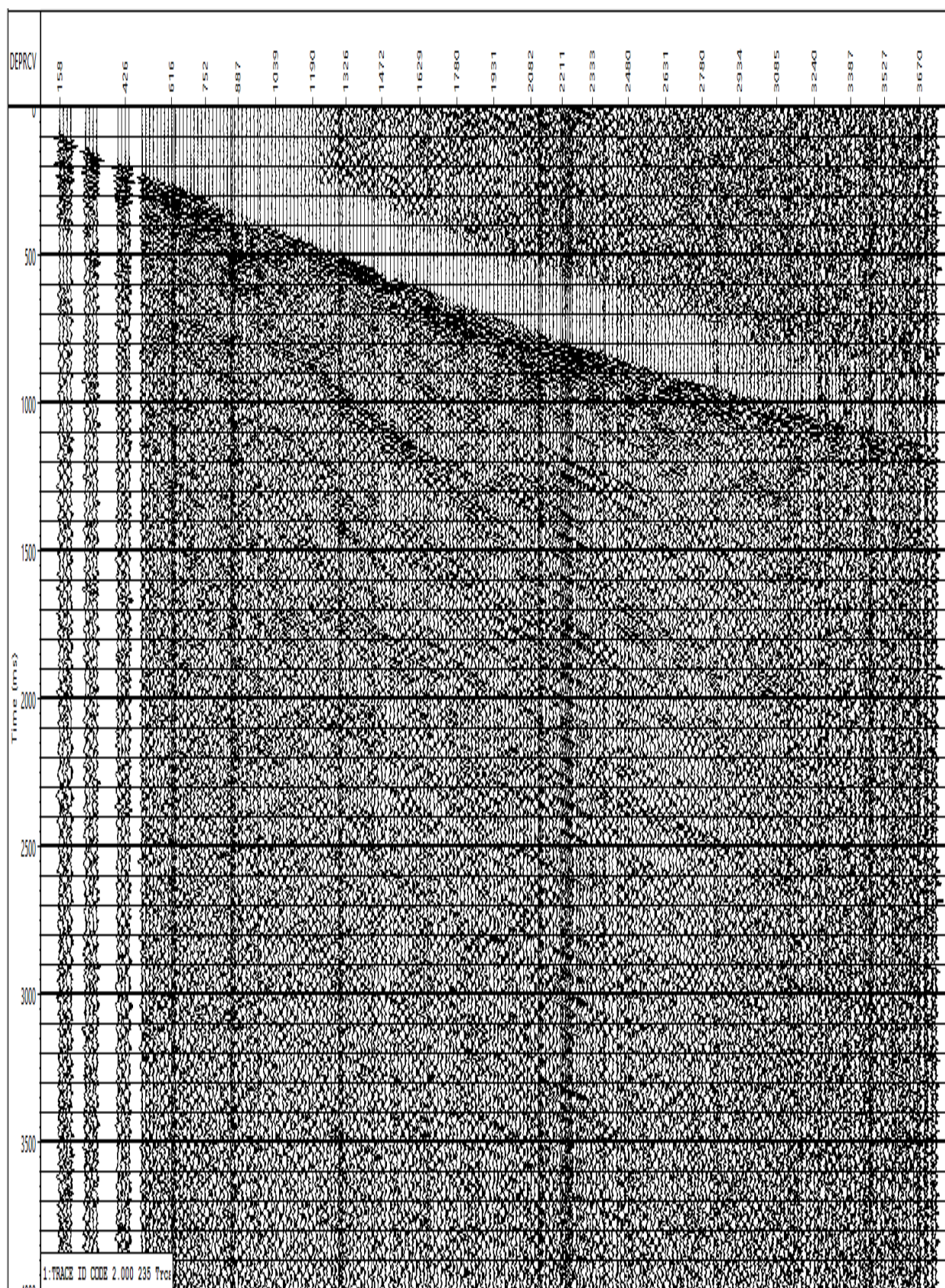


Planche5: la composante horizontale Y de PSV après sommation

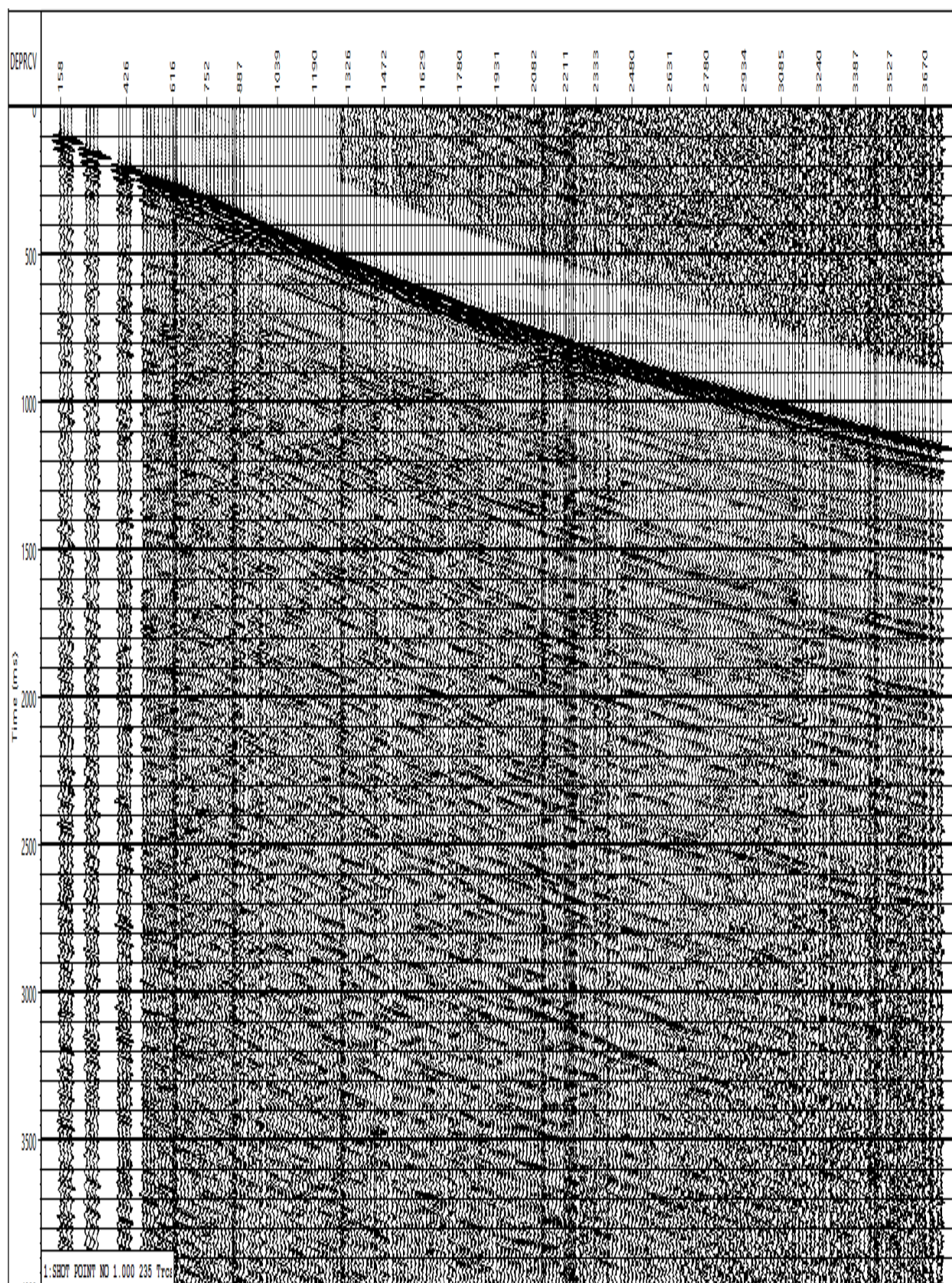


Planche 6: la composante verticale Z de PSV après sommation

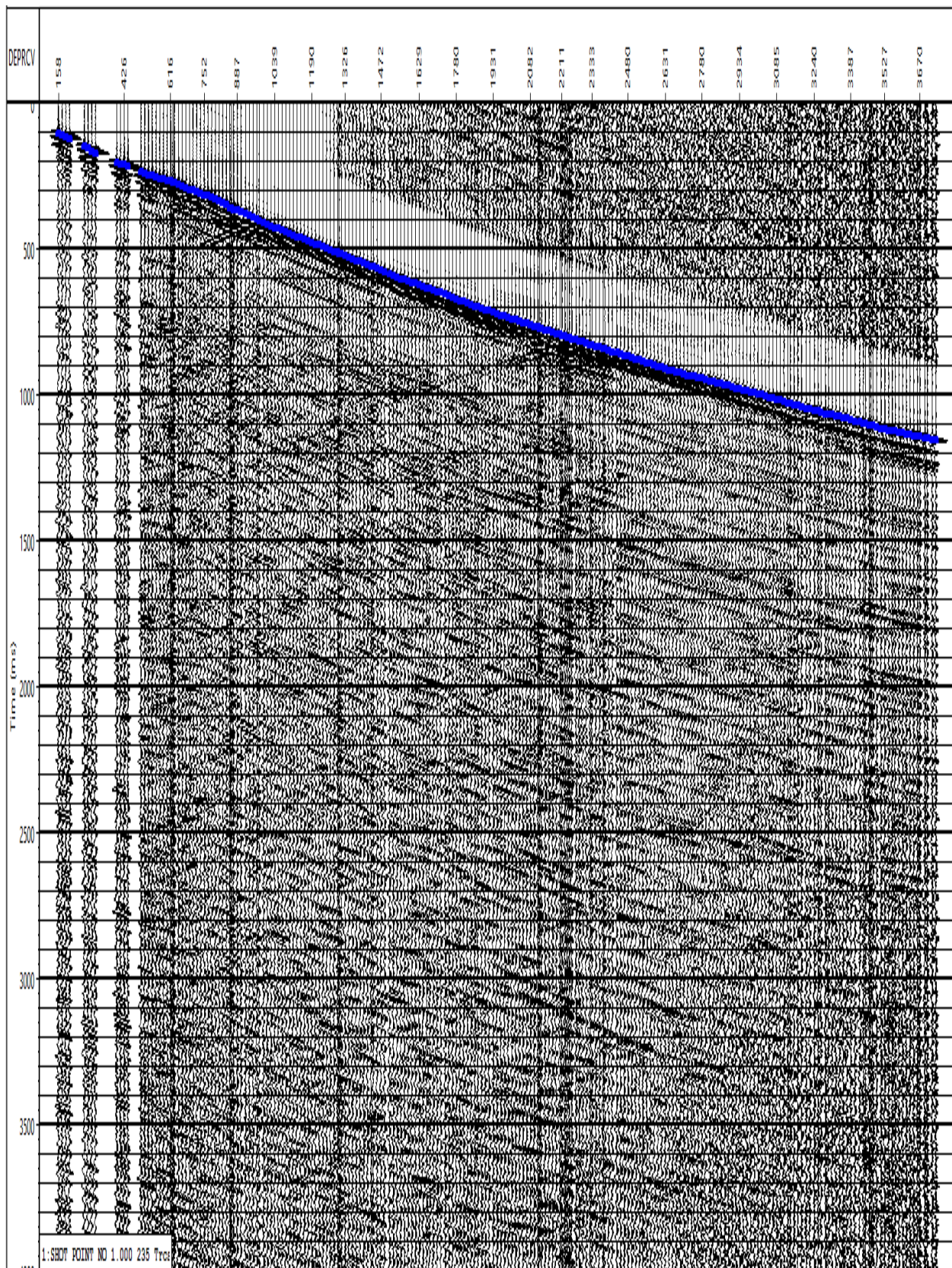


Planche 7: Pointe de temps des premières arrivées

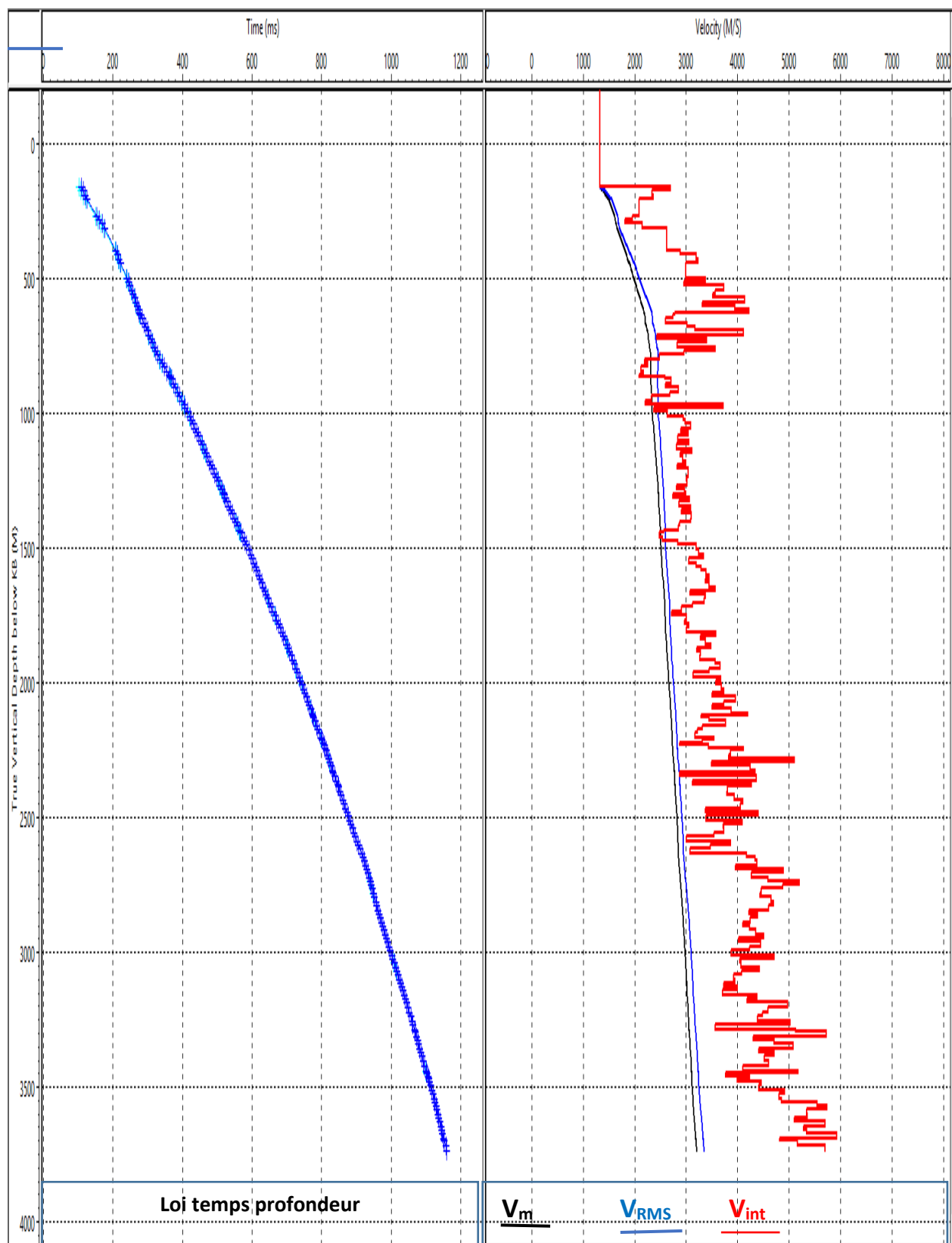


Planche 8 : Courbe temps-profondeur & vitesses moyenne & RMS & d'intervalles

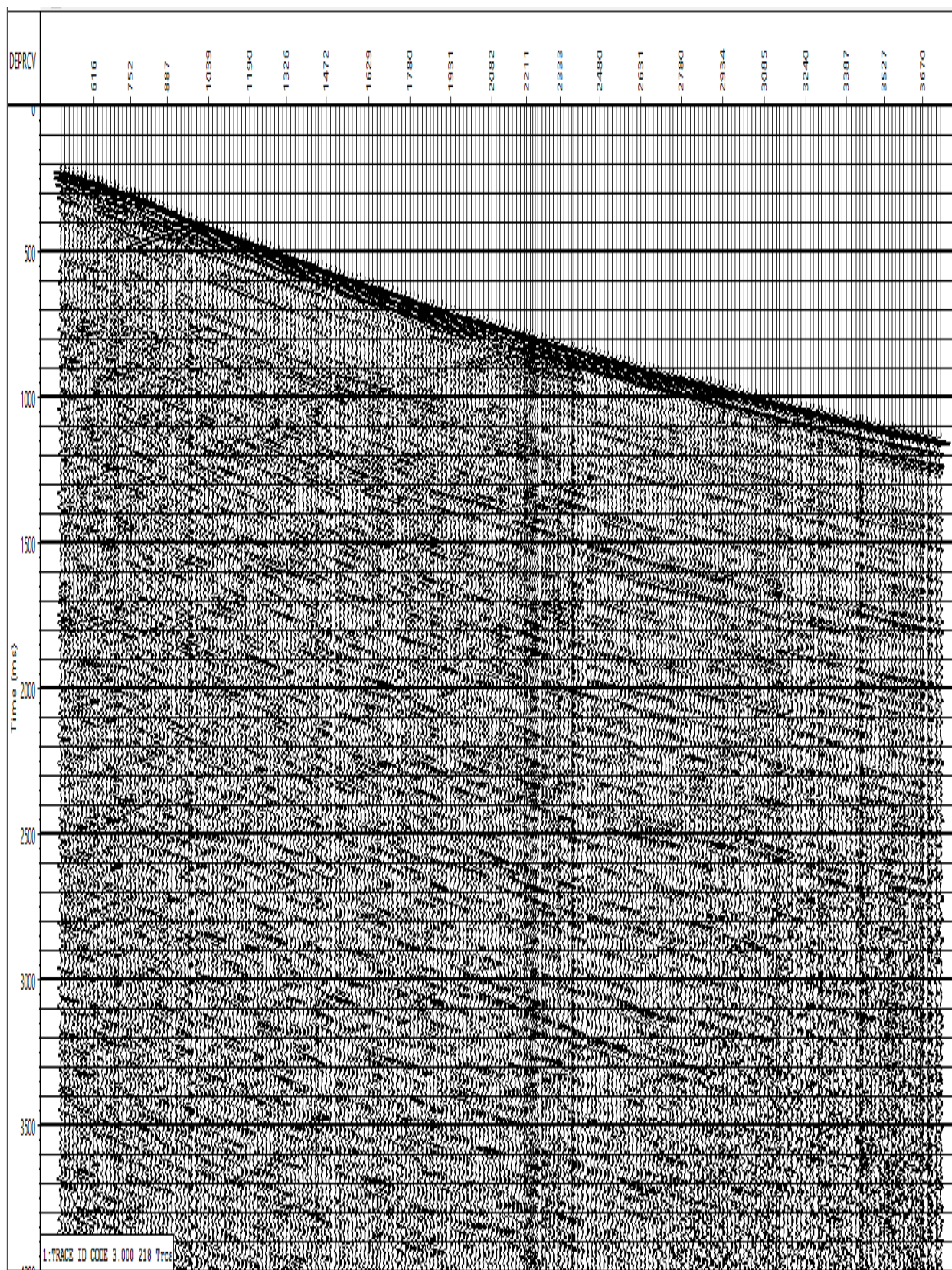


Planche 9 : Application mute sur la composante verticale Z

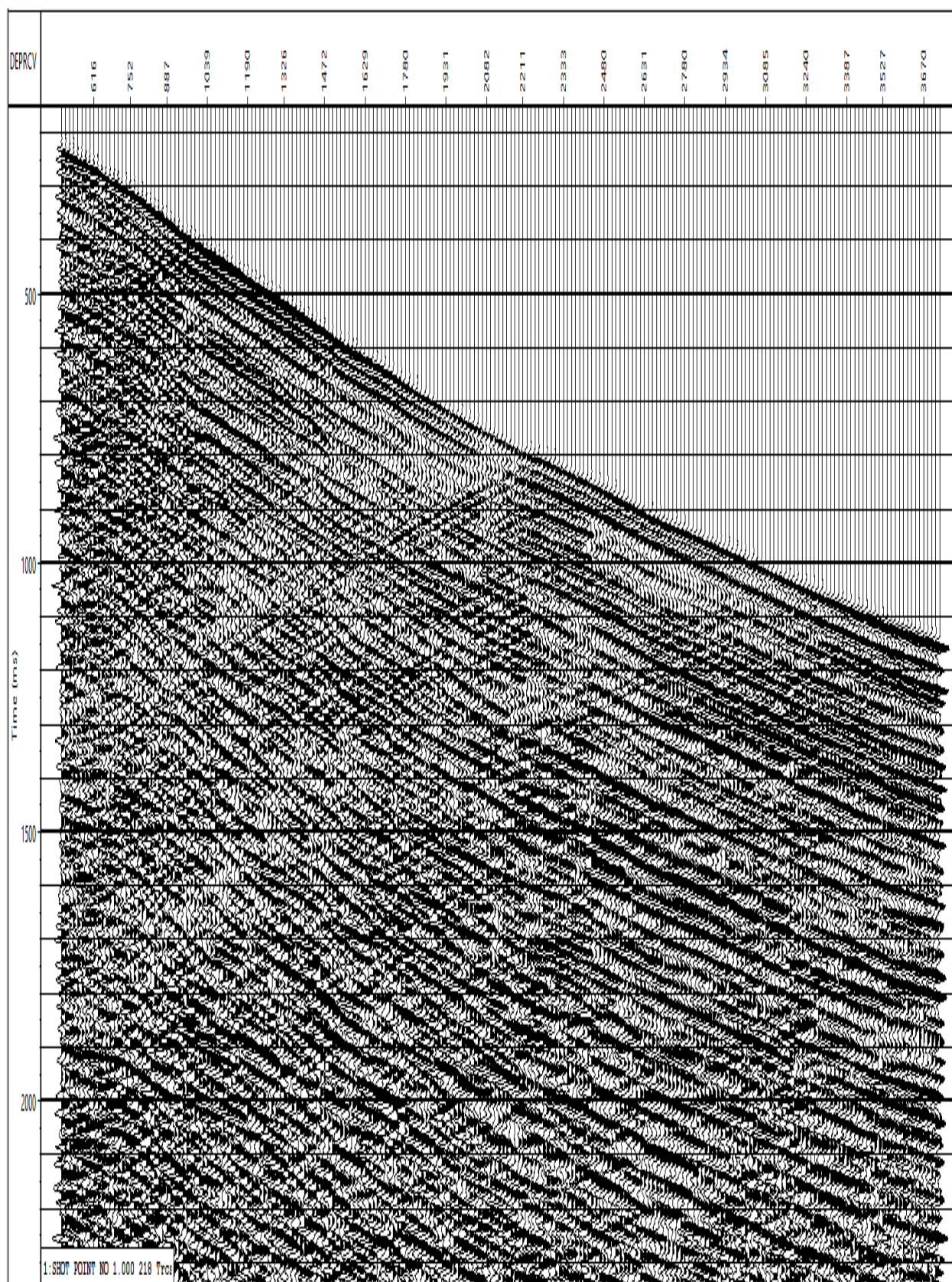


Planche 10 : Application TAR sur la composante verticale Z

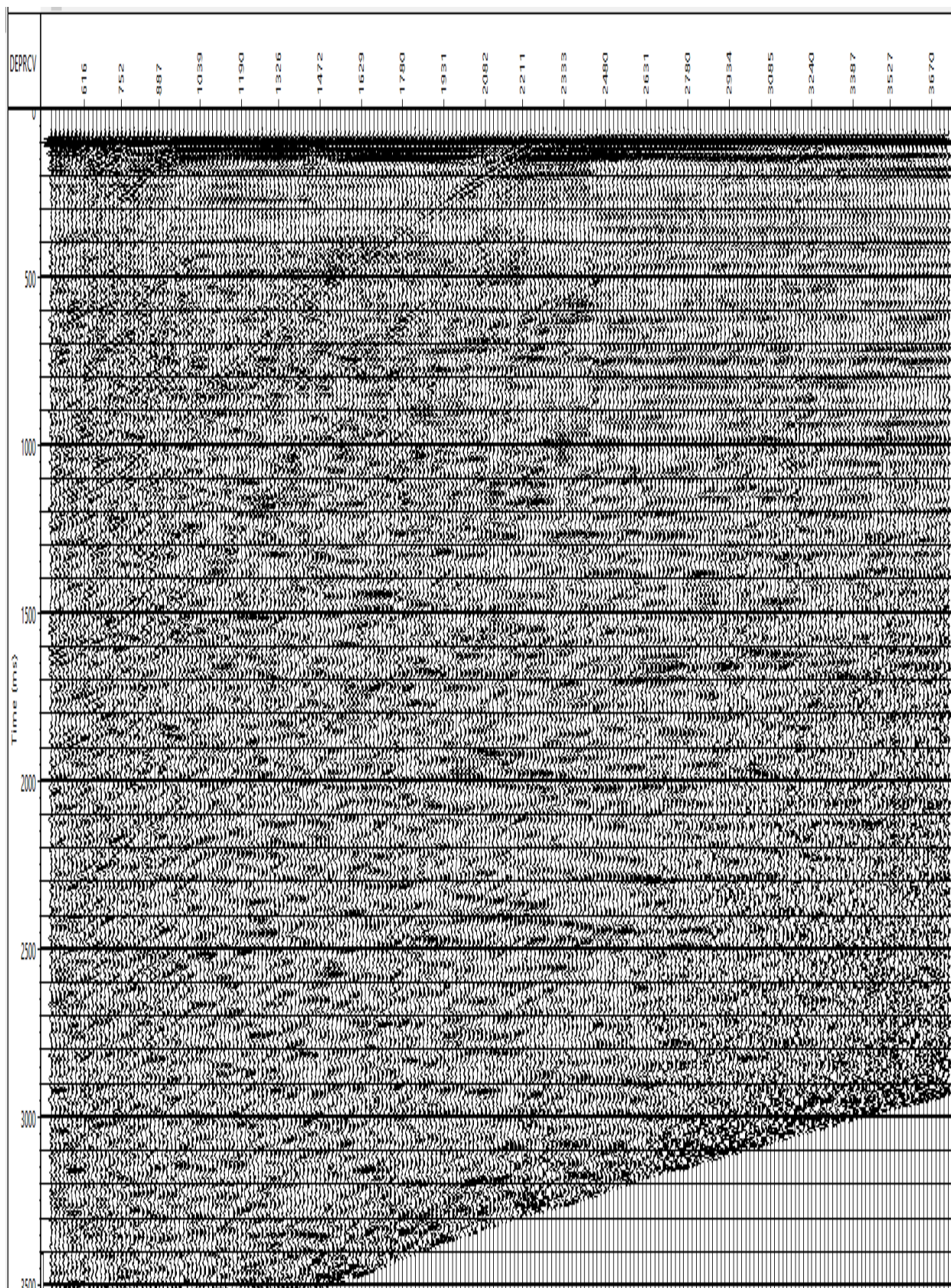


Planche11: Alignement des ondes descendantes

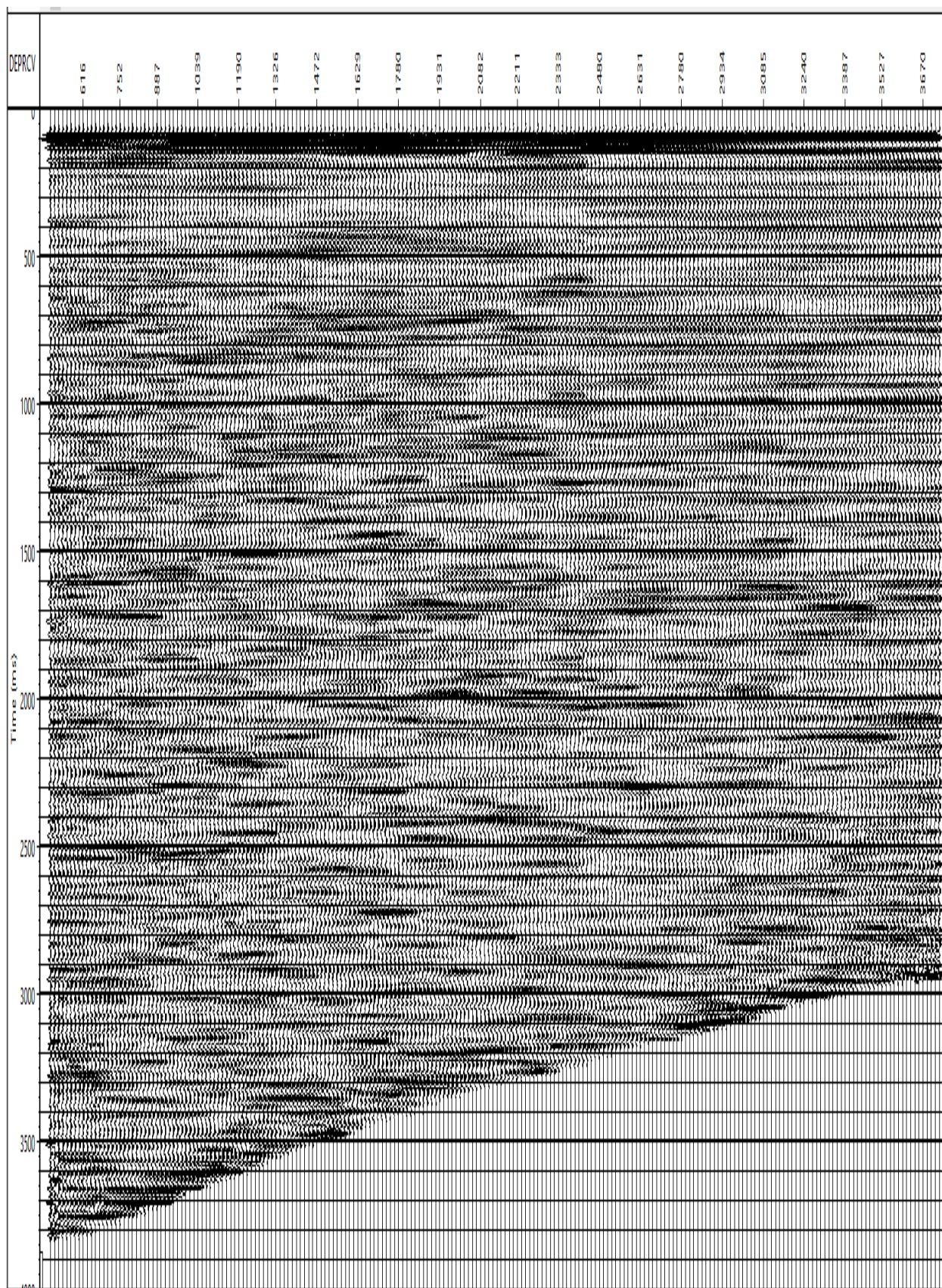


Planche12: champs d'ondes descendants estimes par le filtre somme et différence

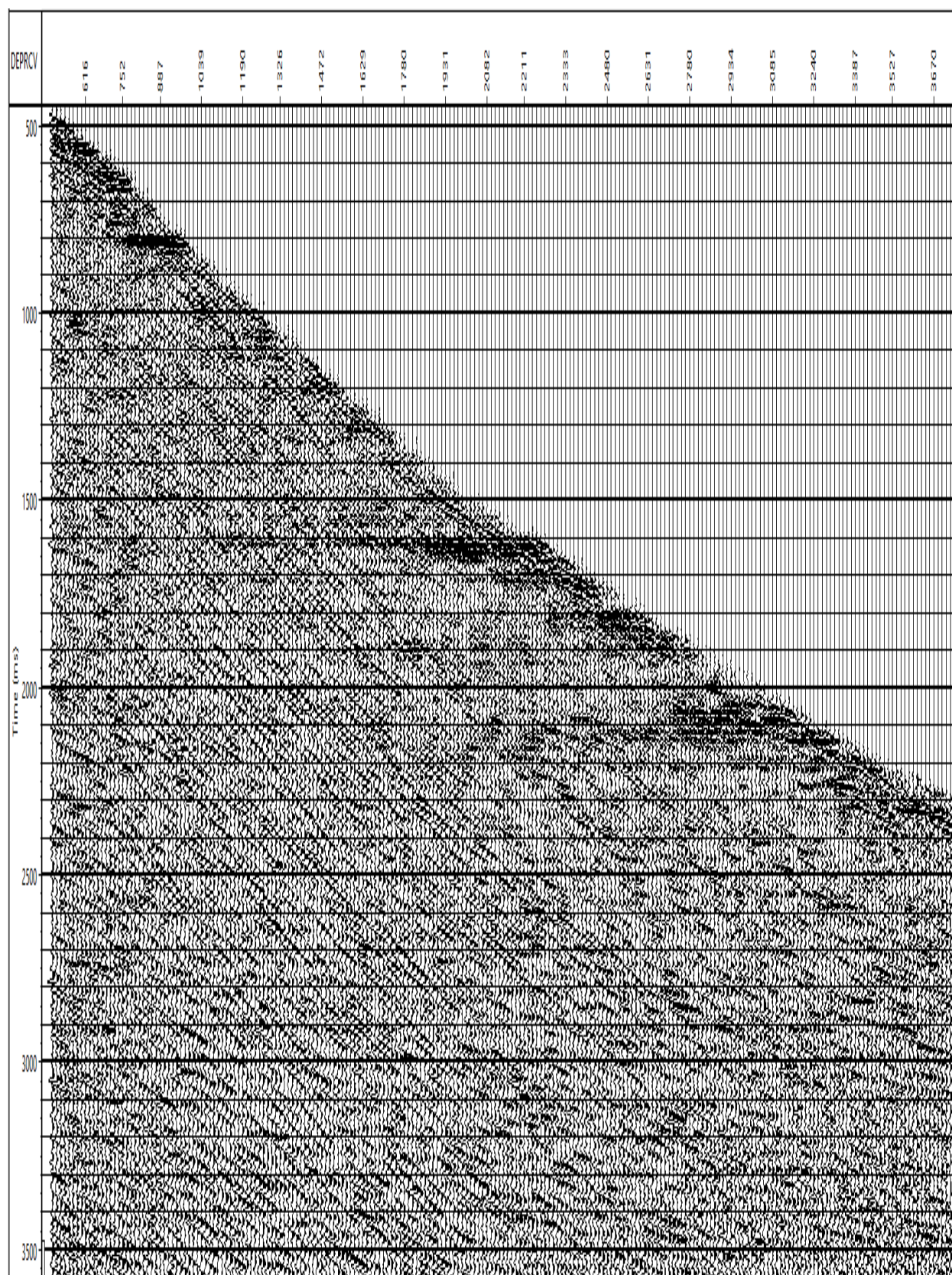


Planche13: champs d'ondes résiduel

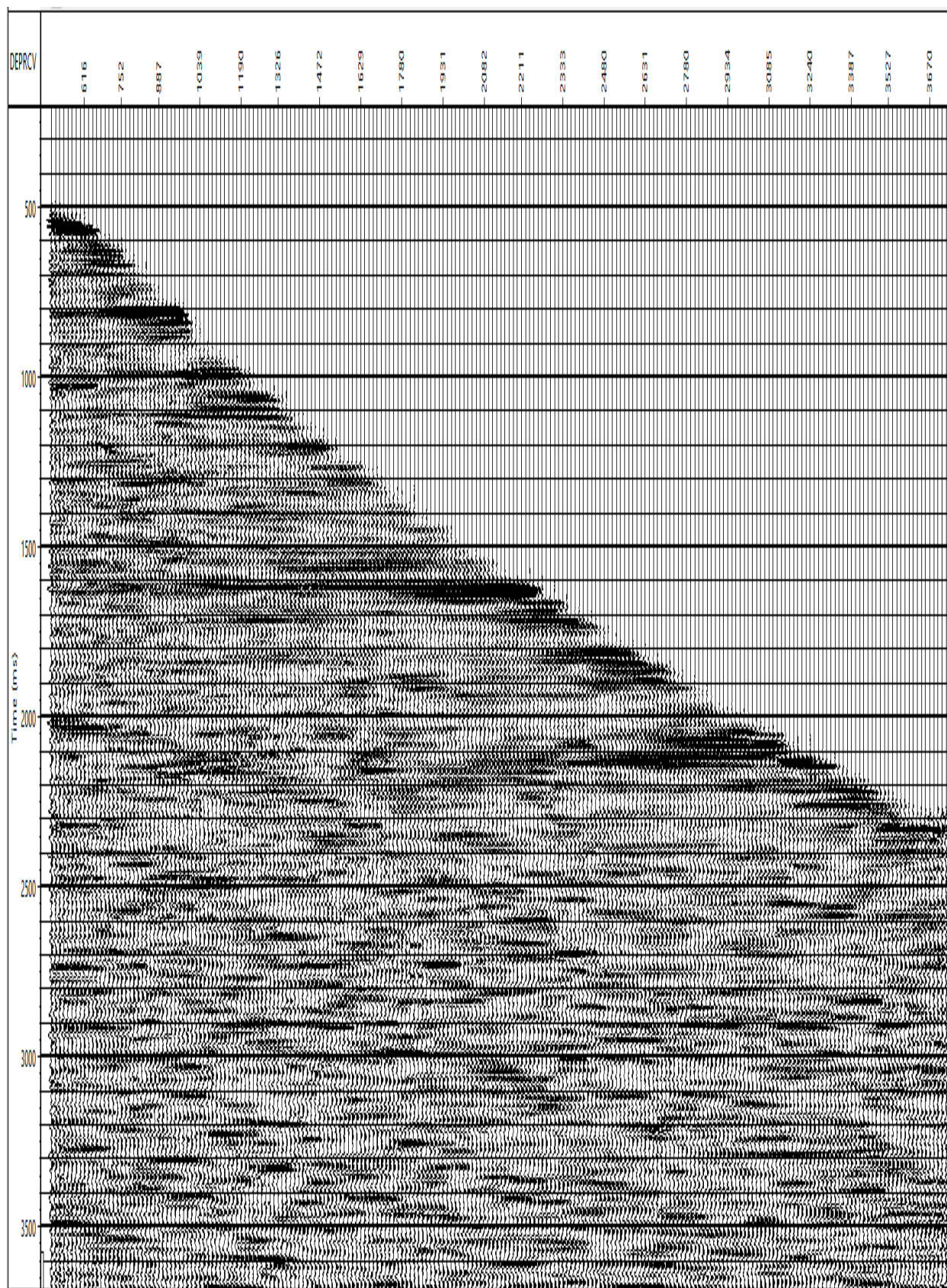


Planche14: champs d'ondes montant en temps double après séparation

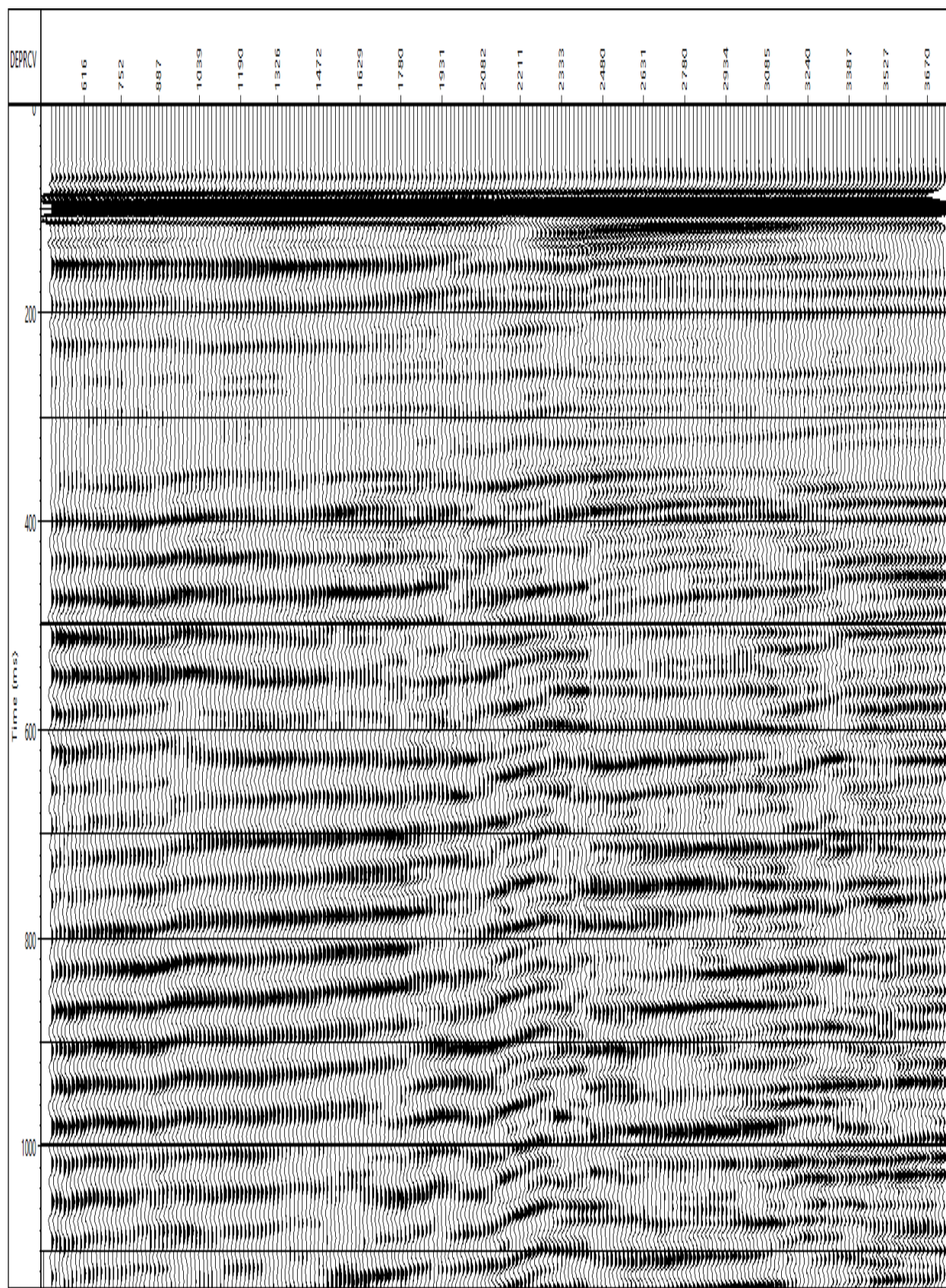


Planche15: champs d'ondes descendants après déconvolution prédictive

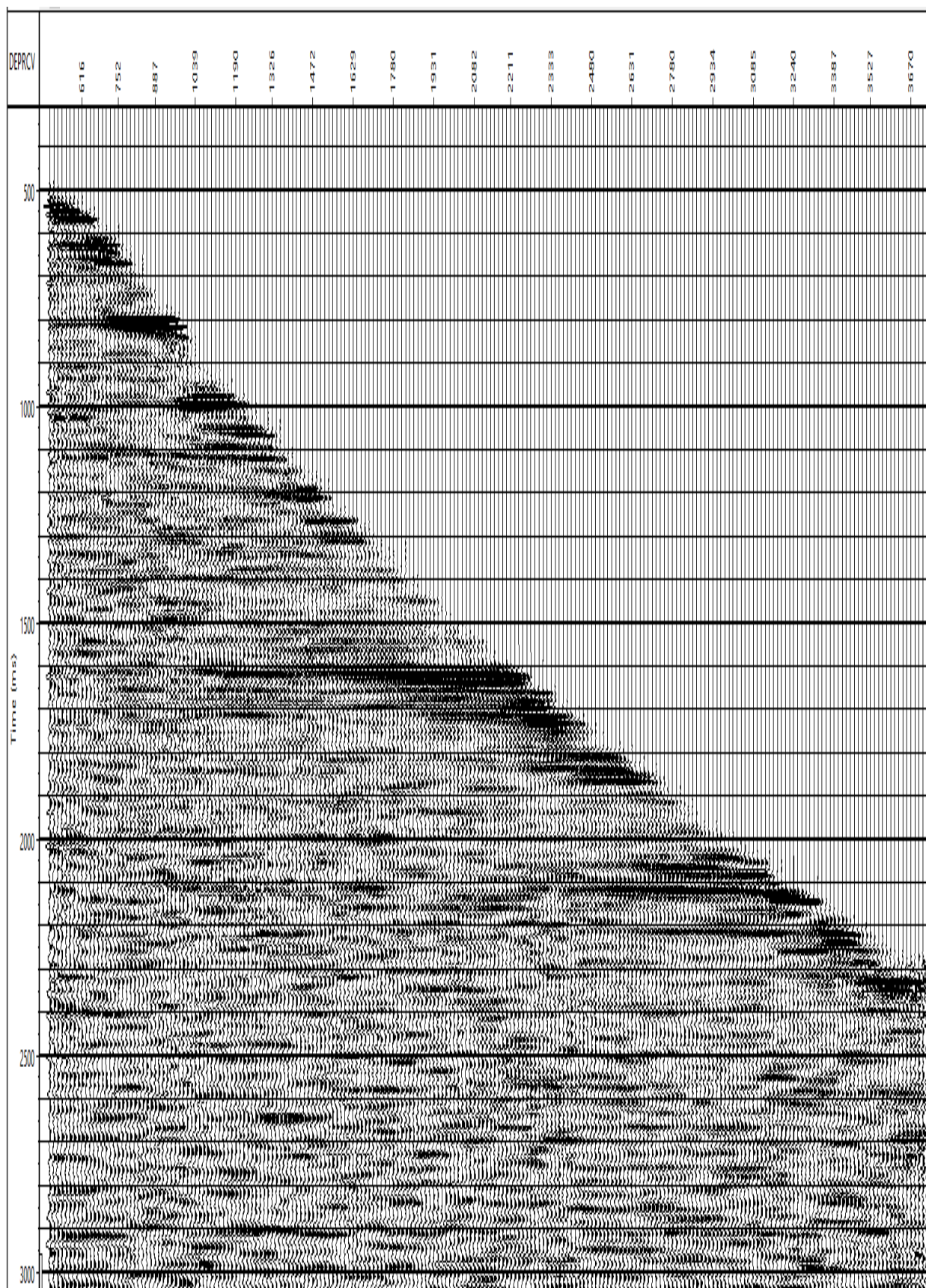


Planche16: champs d'ondes montants après déconvolution prédictive

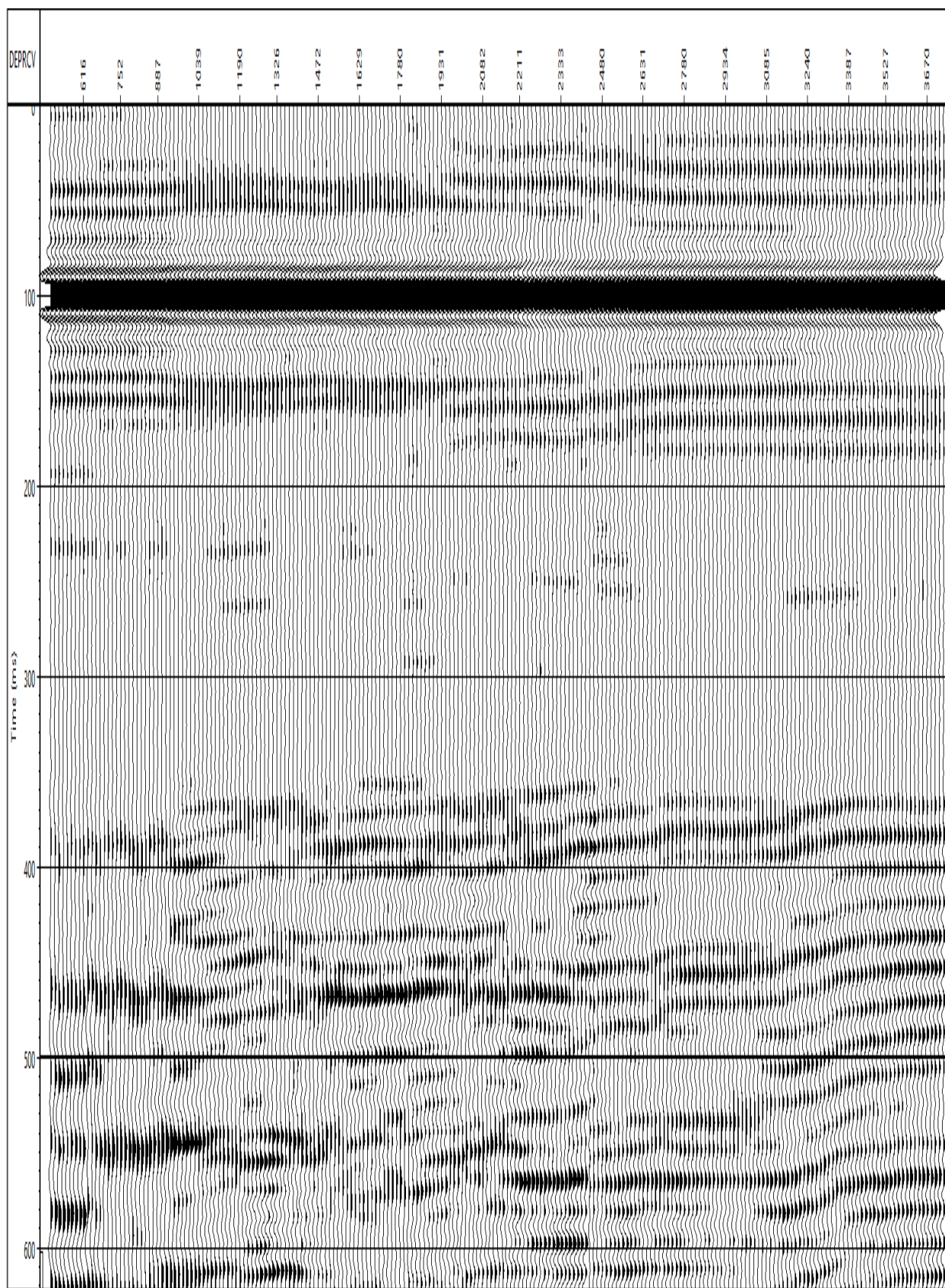


Planche17: champs d'ondes descendants après déconvolution Spike

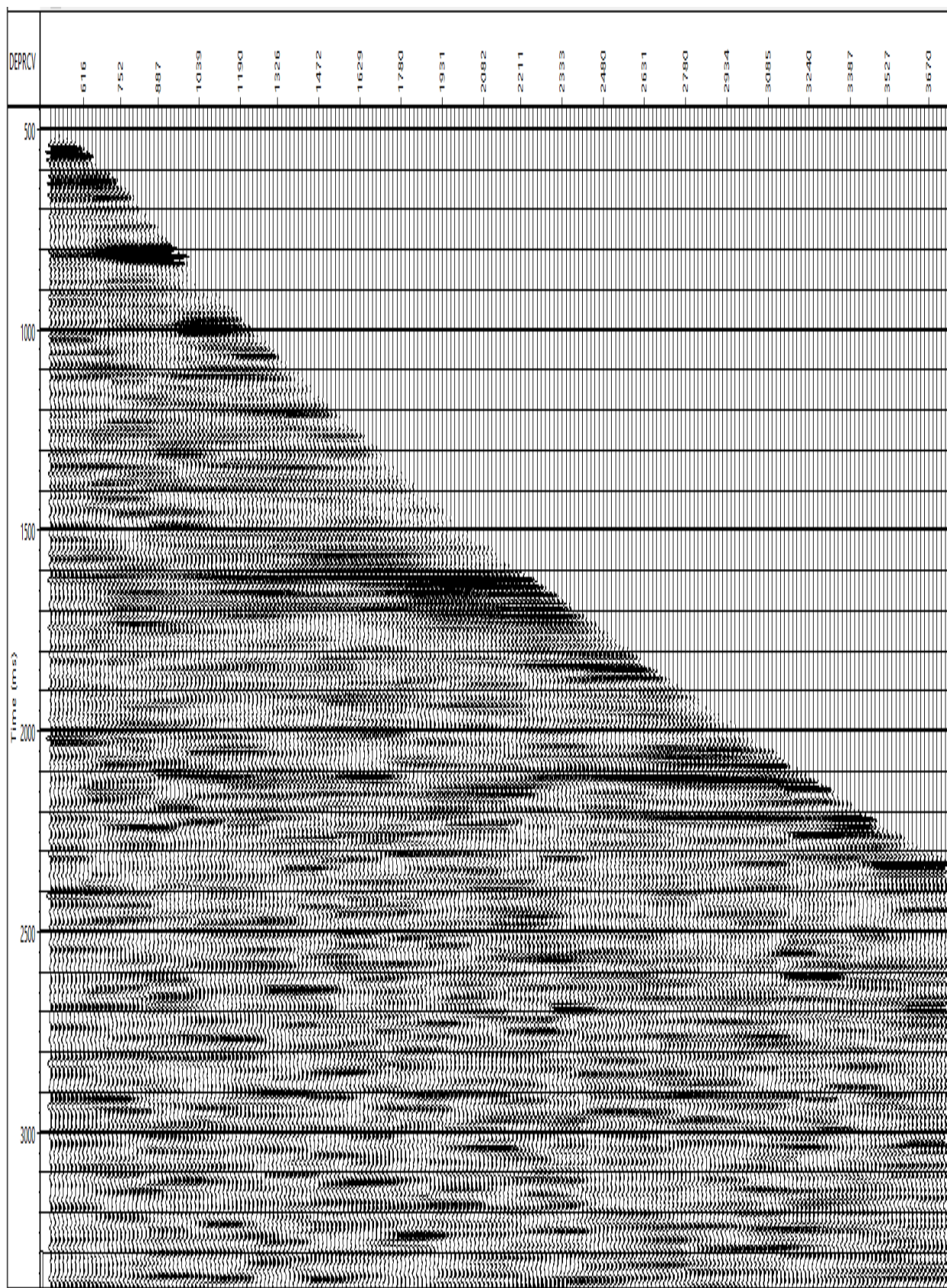


Planche18: champs d'ondes montants après déconvolution Spike

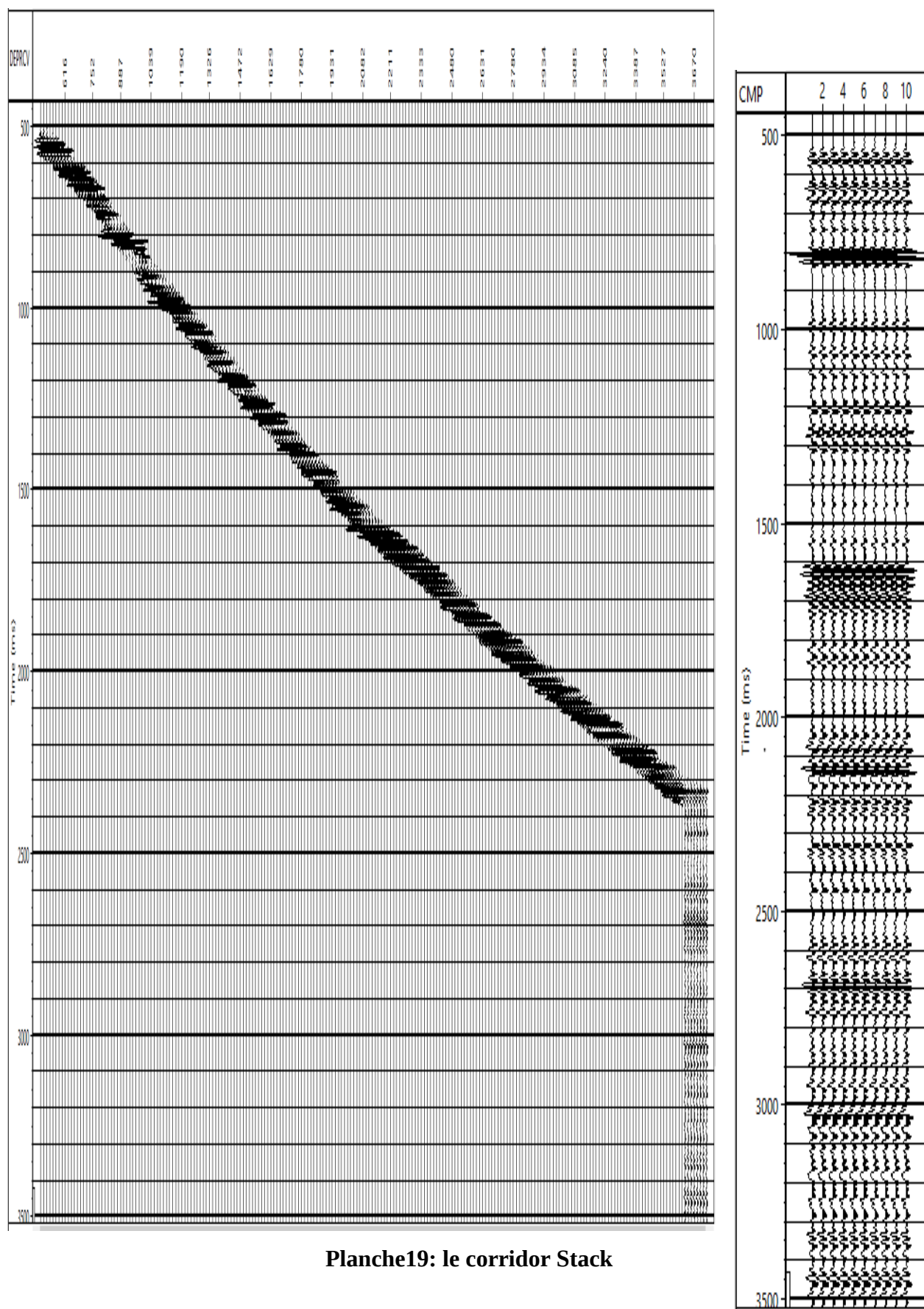


Planche19: le corridor Stack

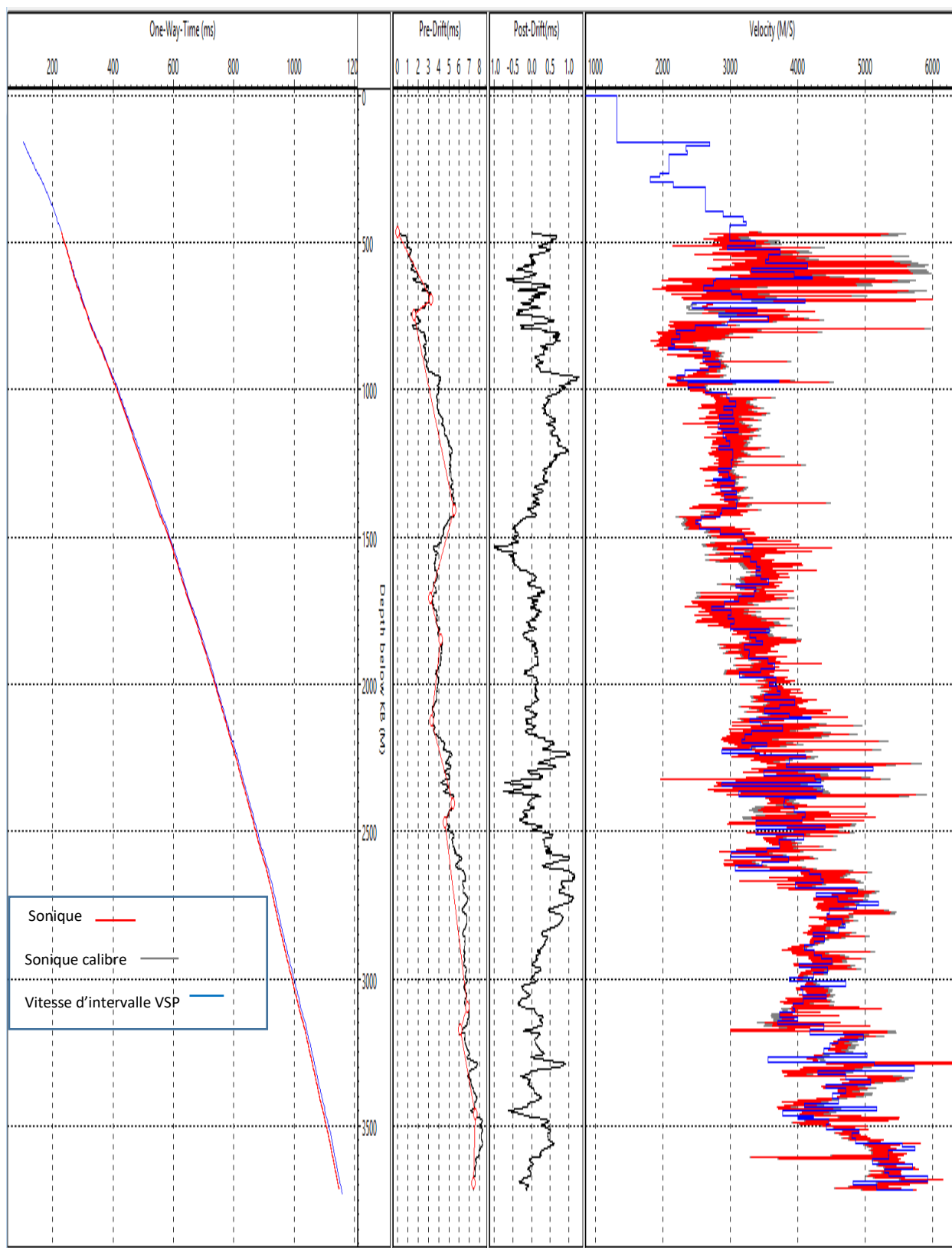


Planche20 : Calibration du log sonique par la table de conversion temps profondeur

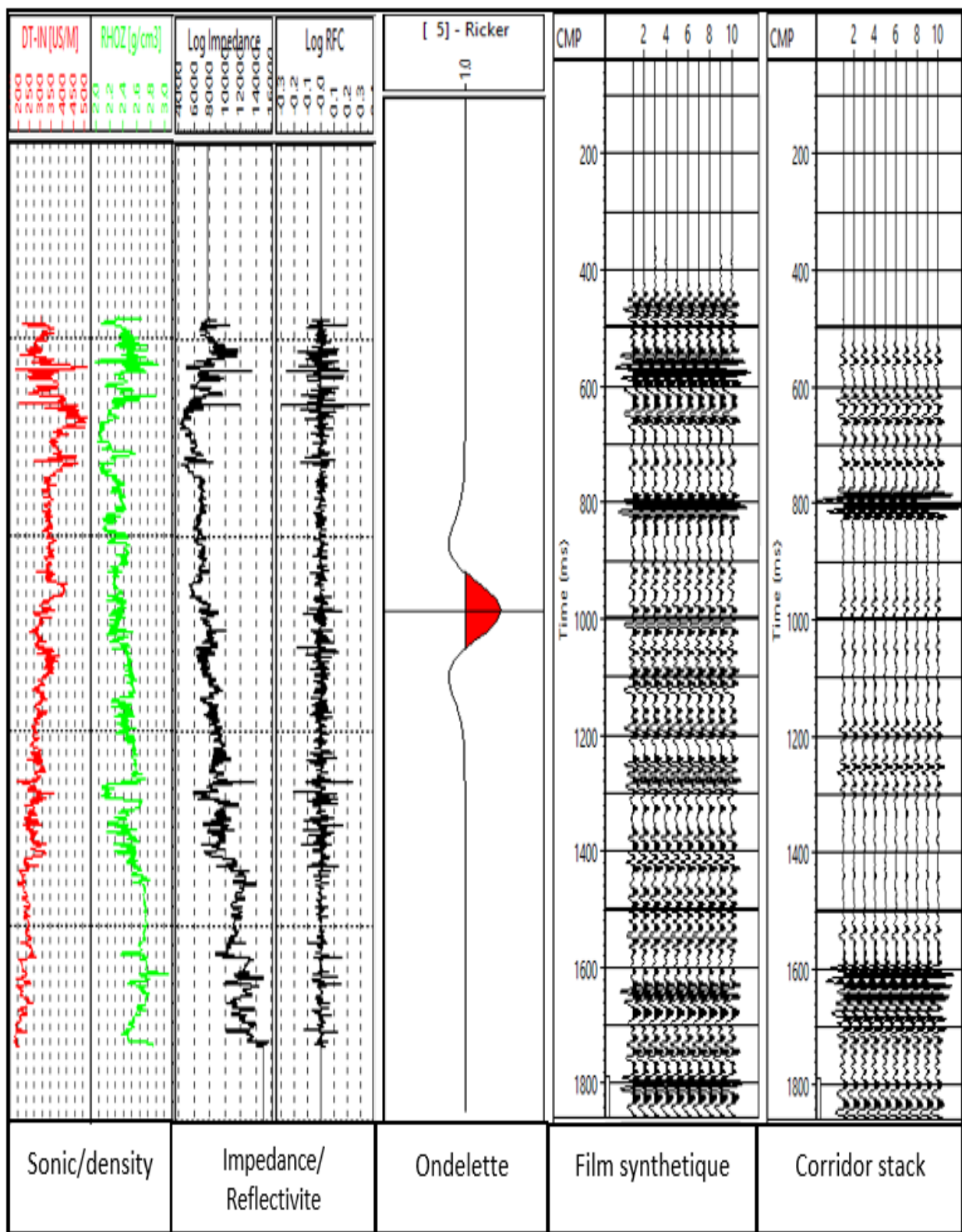


Planche21 : génération de film synthétique

LISTES DES FIGURES

Figure I.1 : Profil sismique à offset nul.....	6
Figure I.2 : Profil sismique à offset.....	6
Figure I.3 : Ballade sismique.....	7
Figure I.4 : Etude d'un dôme de sel.....	8
Figure I.5: système de réception.....	10
Figure I.6 : Mise en œuvre d'un PSV.....	10
Figure I.7 : onde de compression P.....	13
Figure I.8 : onde de cisaillement S.....	14
Figure I.9: mode de conversion.....	15
Figure I.10: Différentes types d'ondes enregistrées.....	15
Figure I.11: événements montants.....	16
Figure I.12 : Evénements descendants.....	17
Figure I.13: les ondes de câble.....	17
Figure I.14: Techniques de réduction de l'onde de boue.....	18
Figure II.1 : Différentes séquences de traitement d'un PSV zéro-offset.....	20
Figure II.2 : Divergence sphérique.....	21
Figure II.3 : L'absorption (Bob. A. HARDAGE 1985).....	22
Figure II.4 : Pointage des premières arrivées.....	23
Figure II.5 : Filtre Médian.....	25
Figure II.6 : application du filtre médian pour l'extraction des ondes montantes.....	26
Figure II.7 : Principe du filtre médian.....	27
Figure II.8 : Principe de filtre F, K.....	29
Figure II.9 : Application du filtre (ζ , p) pour l'extraction des ondes montantes.....	32
Figure II.10 : Application du filtre (ζ , p) après horizontalisation.....	33
Figure II.11 : Diagramme de déconvolution.....	35
Figure II.12 : Modèle implicite des ondes montantes utilisé pour la déconvolution.....	36

Liste des figures

Figure II.13 : Couloir de sommation (corridor stack).....	38
Figure II.14: le calage entre corridor stack et la sismique de surface.....	40
Figure II.15: calcul des écarts en temps entre sonique et PSV.....	41
Figure II.16: courbe de dérive moyenne	41
Figure II.17: Ajustement de sonique sur le temps sismique	42
Figure II.18: Ajustement par la methode de bloc shift.....	42
Figure II.19 : Ajustement par la méthode de Dt minimum.....	43
Figure III.1 : problème direct en sismique.....	49
Figure III.2: problème inverse en sismique.....	50
Figure III-3 : Problème inverse non linéaire : fonction coût non quadratique à plusieurs Minimas.....	51
Figure IV.1: carte des bassins sédimentaires de l'Algérie.....	60
Figure IV.2: Colonne géologique générale de l'Algérie.....	62
Figure IV.3 : Carte des domaines miniers et des gisements d'hydrocarbures.....	62
Figure IV.4: situation géographique de la région de Rhourde Nouss.....	63
Figure IV.5: Structure de la région de Rhourde Nouss.....	64
Figure IV.6: structures de Rhourde Nouss.....	66
Figure IV.7: coupe stratigraphique de Rhourde Nouss	67
Figure IV.8: Découpage du réservoir TAGS de Rhourde Nouss.....	69
Figure V.1 : schéma du puits A.....	71
FigureV.2: camion vibreur QBX.....	73
FigureV.3 : système de réception VSI.....	74
Figure V.4 : la géométrie acquisition.....	76
Figure V.5: les étapes de traitement d'un PSV zéro offset	77
FigureV.6: la courbe temps-profondeur	79

Liste des figures

Figure V.7 : l'estimation de facteur de qualité Q.....	90
Figure V.8 : les inputs et les outputs de l'inversion Bayes.....	91
Figure V.9 : Corridor Stack.....	92
Figure V.10: l'ondelette sismique.....	92
Figure V.11 : les paramètres de l'inversion	94
Figure V.12 : les résultats d'inversion en temps.....	95
Figure V.13 : la corrélation entre le synthétique et le corridor.....	96
Figure V.14 : la courbe temps profondeur résultante de l'inversion.....	97
Figure V.15 : comparaison entre la courbe temps profondeur résultante de l'inversion et Celle de PSV.....	98
Figure V.16: les résultats d'inversion en indice profondeur.....	99

Abréviations

PSV : profil sismique vertical.

PSO : Profil sismique oblique.

TT : transit time (temps de l'arrivée directe)

CDP : Points de profondeur communs.

dB/oct: decibel/octave.

Gr : grade.

X : 1ère Composante horizontale du géophone.

Y : 2ème Composante horizontale du géophone.

Z : la composante verticale du géophone.

Hz : Hertz.

m : mètre.

ms : Millisecondes.

Onde P : Onde de compression.

Onde S : Onde de cisaillement.

PSV : Profil sismique vertical.

S/B : Signal sur bruit.

Secs : secondes.

SH : Ondes de cisaillement polarisées horizontalement.

SV : Ondes de cisaillement polarisées verticalement.

TAR : True amplitude recovery.

TD : Total depth (profondeur totale).

Vi : Vitesse d'intervalle.

Vm: Vitesse moyenne.

Vp : Vitesse de l'onde P.

Vrms : Vitesse Quadratique moyenne.

Vs : Vitesse de l'onde S.

P : la densité.

Walkaway: Ballade sismique.

VSI : versatile seismic imager ..

MD : profondeur mesurée(m).

KB : table de rotation.

TVD : temps vertical source-récepteur (ms).

FBP : temps des premières arrivées (ms).

FBP corr (shot) : temps des premières arrivées corrigées de l'effet offset (ms) .

FBP corr (datum): temps des premières arrivées corrigées de l'effet d'obliquité par rapport au datum (ms) .

TVD-SRD: temps vertical source-récepteur par rapport au datum SRD .

Abréviations

QH : quartzite d'l Hamra.

GEA : les grès d'El Atchane .

GO : gres de Ouargla .

Arg : argile.

TAGI : trias argileux gréseux inferieur.

TAGS : trias argileux gréseux supérieur.

Bibliographie

- [1] **BOYER .S et MARI . J L** (1994) **SISMIQUE ET DIAGRAPHIES**, éditions Technip IFP
- [2] **G. HANRY : 1994** **Géophysique des bassins sédimentaires**, édition Technip
- [3] **MARI J.L, COPPENS F** (1989), **Sismique de puits**.
- Première partie : le profil sismique vertical. Principes de base, application et mise en œuvre. Revue de l'IFP **ENRY G** (1994), **Géophysique des bassins sédimentaires**, Editions TECHNIP
- [5] **MARI J.L., Sismique de puits**, Cours online de géophysique de l'université de Lausanne.
- [6] **MARI J.L, COPPENS F (2000)**, **Sismique de puits**, Editions TECHNIP
- [7] **M.LAVEGNE**,1986. **Méthodes sismiques** - Edition Technip.
- [8] **S.ZEROUG, N.BOUNOUA, R.Lounissi**, 2007. **Algeria, Well evolution conference**, Schlumberger-Sonatrach.
- [10] **Albert Tarantola**, 2005. **Inverse problem theory and methods for model parameters estimation**, SIAM.
- [11] **S.Chopra, JhonP.Castagna**, 2014. **AVO**, Rocco Detomo Jr Editor
- [12] **Bob A. HARDAGE**,2000. **Vertical seismic profiling**
- [13] **M.Daoud , A. Abd El Dayem** ,2018. **Look ahead vertical seismic profiling VSP inversion Approach for density and velocity in Bayesian framework**. SPE-191627-MS
- [14] **Khaitan, M.L., Tyagi, P. and Dwivedi, A.**, Schlumberger; **Srinivas, D., Adani Welspun Exploration Limited (AWEL)**,2013, **Successful Prediction of Depth and Velocity using Look-Ahead Vertical Seismic Profile Inversion to Reduce Drilling Uncertainties**.

[15] **Brewer, R.J** , “The Look-ahead VSP Survey : Its Utility and Future, Search and Discovery.” Article #40059 (2002).

[16] **M.K. Broadhead* (Saudi Aramco)**, Frequency Domain Bayesian Inversion and Impedance Uncertainty Estimates, 71st EAGE Conference & Exhibition — Amsterdam, The Netherlands, 8 - 11 June 2009

[17] **E. Blais, VSFusion** , Q-factor estimation through optimization approach to near-offset VSP data , SEG San Antonio 2011 Annual Meeting , SEG2011