

REPUBLIQUE ALGERIENNE DEMOCRATIQUE ET POPULAIRE
Ministère de l'enseignement Supérieur et de la Recherche Scientifique



Université M'Hamed BOUGARA-Boumerdes
Faculté des Hydrocarbures et de la Chimie



LE DEPARTEMENT DE GÉOPHYSIQUE GÉNIE PARASISMIQUE ET
PHÉNOMÈNES ALÉATOIRES

Mémoire de fin d'études Présenté par :

BOUGHEZAL Ahmed Riad
SELMOUNI Mohammed Oualid

En vue de l'obtention du diplôme de Master
Spécialité : Géophysique pétrolière

THEME :

***Inversion simultanée des données
sismiques avant sommation***

Appliquée à la zone de TINHART, BASSIN D'ILLIZI

Sous la direction du
Pr DJEDDI Mabrouk
Mr. KLIQUI Lyes

Membres de jury :

-Pr M, A AITOUICHE

-Dr K, ALLEK

-Mme AIT ADJADJOU

BOUMERDES 2022

Remerciements :

Au terme de ce modeste travail, nous aimerons d'abord exprimer toute notre gratitude au bon Dieu le tout Miséricordieux de nous avoir donné la force, le courage et la patience pour l'élaboration de ce projet.

La réalisation de ce mémoire a été possible grâce au concours de plusieurs personnes à qui nous voudrions témoigner toute notre gratitude.

Nous voudrions tout d'abord adresser toute notre reconnaissance à notre promoteur au niveau de l'université, le professeur DJEDDI Mabrouk, pour sa patience, sa disponibilité, ses judicieux conseils et surtout son esprit compréhensif, qui ont contribué à alimenter notre réflexion.

Nous tenons 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.

Nous exprimons toute notre gratitude à notre encadreur au niveau de l'entreprise ENAGEO KLIQUI Lyes, ingénieur géophysicien, merci de nous avoir donné de ton temps si précieux pour permettre l'avancement considérable de ce projet.

Nous tenons également à exprimer toute notre reconnaissance à Monsieur ABDELLI Malek, directeur traitement sismique ENAGEO, de nous avoir mis dans d'excellentes conditions de travail ainsi pour son aide et sa bienveillance.

Merci également à tout le personnel à l'ENAGEO-BOUMERDES.

Nous tenons également à remercier les membres du jury d'avoir accepté d'examiner ce travail, et de siéger lors de la soutenance de ce mémoire.

Enfin, nous exprimons notre gratitude à l'égard de tous ceux qui ont contribué de près ou de loin à l'élaboration de ce mémoire.

Dédicace :

A ma source de bonheur, de réussite et de bien-être, celle qui a fait de moi l'homme que je suis devenu. A cette femme exceptionnelle qui m'inspire depuis toujours et à qui je dois tout. A cette mère courageuse et forte qui m'a protégé de toutes ses forces et qui m'a aimé de tout son cœur. A ma maman qui m'a tout donné. A ma chère mère que ton âme repose en paix, rien au monde ne vaudra jamais tout l'amour que tu m'as donné.

A mon cher père qui m'a appris que la persévérance et le dur labeur payent, et que peu importe les épreuves la joie de vivre ne doit jamais manquer à l'appel.

A mes chers parents, aucune dédicace ne pourra exprimer tout l'amour, l'estime, le respect et le dévouement que je vous porte. Vous qui m'avez inculqué des valeurs morales qui m'ont guidé dans tous les aspects de ma vie, je ne saurai vous exprimer l'étendu de ma gratitude envers l'éducation dont je vous serai toujours redevable.

A celle qui m'a apporté un soutien sans faille, et un apport de taille, celle qui a toujours cru en moi, et dont la présence me rend tout en émoi, à toi ma chère sœur ma lumière, sans équivalent dans la terre toute entière.

A mon chère frère Yacine, qui occupe une place unique dans ma vie, que dieu te garde parmi nous.

Aux amis et mes frère Mounir, mon binôme Walid, Nasro, Yahia, Khaled, Abdrahmen, Abdelilah, Otman, Fouadpino, Abdrezzak, Anis, Moussab, Arbi qui ont cru en moi, et qui m'ont tiré vers le haut.

Riad

Dédicace :

A ma chère maman, aucune dédicace ne pourrait exprimer la profondeur des sentiments que j'éprouve pour vous, vos sacrifices innombrables et votre dévouement firent pour moi un encouragement.

Vous m'avez aidé et soutenu pendant de nombreuses années avec à chaque fois une attention renouvelée. Puisse Dieu tout puissant vous combler de santé, de bonheur et vous procurer une longue vie.

A ma grande sœur, merci d'être là quand ça ne va pas, Merci de me prêter ton épaule quand j'en ai de besoin. Merci de me suivre et de m'encourager dans mes projets et dans mes rêves, Merci d'être là pour moi et d'être la grande sœur que tu es ; sache que je te promets de toujours être là pour toi en retour. Sans oublier notre prince Amir le chouchou de la famille.

A mes chères frères Zakaria et Miloud, A tous les moments d'enfance passée avec vous mes frères, que dieu vous réussirez vos études et vous accorde du bonheur dans vos vie.

Aux amis qui ont cru en moi, et qui m'ont tiré vers le haut, Mon binôme Riad, Wissem, Nasro, Khaled, Otman, Mounir, Abderrahmane, Abdou que, Fouad, Anis, Mousab, Ahmed, Zicouche, Sefah riad.

Walid

Table des matières:

Introduction :.....	8
CHAPITRE I: Physique des roches.....	10
I.1 Système pétrolier :	10
I.1.1 Formation des hydrocarbures :	10
I.1.2 Roches impliquées dans un système pétrolier :	11
I.1.3 Les types de pièges à hydrocarbures :.....	12
I.2 Les paramètres pétro-physiques :.....	12
I.2.1 La porosité :.....	12
I.2.2 La perméabilité :.....	13
I.2.3 La saturation :.....	14
I.3 Les paramètres acoustiques de la roche :	14
I.3.1 La densité :.....	14
I.3.2 Vitesse des ondes sismiques :.....	15
I.3.3 L'impédance acoustique :.....	18
I.4 Les paramètres élastiques de la roche :	18
I.4.1 Notion d'élasticité :	18
I.4.2 Loi de Hooke :	19
I.4.3 Modules d'élasticité :	19
I.4.4 Relations entre les paramètres élastiques :	21
CHAPITRE II: Traitement en amplitudes préservées :	23
II.1 Définition d'une amplitude :	23
I.1.1 Définition d'une amplitude :	23
II.2 Principaux facteurs affectant les amplitudes des ondes sismiques :	23
II.2.1 Les facteurs dépendants de la subsurface (Facteurs Endogènes) :	23
II.2.2 Les facteurs indépendants de la subsurface (facteurs exogènes) :	26
II.3 Récupération des amplitudes réelles.....	27
II.3.1 Correction de la divergence sphérique :.....	27
II.3.2 Compensation de l'absorption :	28
II.4 Séquence de traitement en amplitudes préservées :.....	28
II.4.1 Le reformatage :	29
II.4.2 Habillage et géométrie :	29
II.4.3 L'atténuation des bruits :	29
II.4.4 Les corrections statiques :	29
II.4.5 La Déconvolution :	29
II.4.6 Corrections statiques résiduelles :	29
II.4.7 <i>L'analyse de vitesse</i> :	29

II.4.8 Le mute :	30
II.4.9 Corrections dynamiques :	30
II.4.10 La migration avant sommation :	30
CHAPITRE III: Fondements mathématiques de l'inversion	32
III.1 Qu'est-ce qu'un problème inverse ?.....	32
III.2 Problème bien ou mal posé ?	32
III.3 Formulation du problème :.....	33
III.3.1 Problème inverse linéaire :.....	33
III.4 Minima local et global :.....	35
CHAPITRE IV: Inversion simultanée des données sismiques avant sommation	38
IV.1 Inversion sismique :	38
IV.1.1 Modèle convolutionnel de la trace sismique :	38
IV.2 Inversion des données sismiques après sommation (post-stack) :.....	40
IV.2.1 Les méthodes d'inversion post-stack :.....	40
IV.2.2 Avantages de l'inversion post-stack :	40
IV.3 Inversion pré-stack simultanée des données sismiques :	40
IV.3.1 Introduction :	40
IV.3.2 Avantage de l'inversion sismique :	42
IV.3.3 Les équations de Zoeppritz :	42
IV.3.4 Formulation de l'inversion simultanée :	44
IV.3.5 Procédure de l'inversion simultanée :	46
IV.3.6 Extraction de l'ondelette :	48
IV.3.7 La corrélation des puits aux données sismiques :.....	49
IV.3.8 Construction du model initial :	49
IV.3.9 Inversion sismique 3D :	50
CHAPITRE V: Contexte géologique de la région d'étude et la faisabilité de l'inversion	53
V.1 Situation géologique :	53
V.2 Aspect structural de la région d'étude :	54
V.3 Aspect stratigraphique de la région d'étude :.....	55
V.4 Système pétrolier de la région d'étude :	55
V.4.1 Objectifs et réservoirs :	55
V.4.2 Roches Mères :	55
V.4.3 Roches Réservoirs :	55
V.4.4 Roches Couvertures :	56
V.5 Etude de faisabilité :.....	56
V.5.1 En utilisant les cross-plot V_p - V_s :	57
V.5.2 En utilisant les cross-plot Z_p - Z_s (impédance acoustique) :	58

CHAPITRE VI: Application sur des données réelles.....	61
VI.1 Présentation de logiciel de travail :.....	61
VI.2 Présentation et caractéristiques de l'étude :.....	62
VI.2.1 Les données sismiques :.....	62
VI.2.2 Les données de puits :.....	62
VI.2.3 Les horizons sismiques :.....	62
VI.3 Workflow de l'inversion sismique simultanée :.....	64
VI.4 Pré-conditionnement des données sismiques :.....	65
VI.4.1 Filtres passe-bande (BPF) :.....	65
VI.4.2 Trim statique :.....	65
VI.4.3 Filtre radon :.....	66
VI.4.4 Super gather :.....	67
VI.4.5 Angle gather :.....	69
VI.5 Pré-conditionnement des données de puits :.....	70
VI.5.1 Splice :.....	70
VI.5.2 Dispique :.....	70
VI.5.3 Smooth :.....	70
VI.6 Génération des logs manquants :.....	71
VI.6.1 Génération du log de densité :.....	71
VI.6.2 Génération du log S-wave :.....	72
VI.7 Analyse pétrophysique :.....	77
VI.8 Passage CDP gather –Angle gather :.....	78
VI.9 Corrélation et extraction de l'ondelette :.....	79
VI.9.1 Corrélation sismique-puits :.....	79
VI.9.2 Extraction des ondelettes :.....	80
VI.10 La construction des modèles initiaux :.....	83
VI.11 Analyses d'inversion aux puits :.....	86
VI.12 Inversion du volume sismique :.....	87
VI.13 Transformation LMR (Lambda Mu Rho) :.....	89
VI.14 Interprétation des paramètres acoustiques et élastiques :.....	92
VI.14.1 Génération des time-slices :.....	92
Conclusion :.....	97
Table des illustrations:.....	98
Liste des tableaux :.....	100
Bibliographies:.....	101

Introduction :

L'industrie pétrolière fait très certainement partie des secteurs les plus prolifiques mais aussi des plus sensibles du fait du nombre limité des gisements exploitables. D'où l'importance de la prospection et des résultats qui en découlent. L'exploration pétrolière est un processus long et fastidieux de quêtes d'informations qui requiert la collaboration de divers experts ; géologues, géophysiciens et ingénieurs des réservoirs. Leurs travaux complémentaires aboutissent à une reconstitution de l'histoire géologique d'un bassin sédimentaire et à une estimation de la probabilité d'y découvrir des hydrocarbures. Une modélisation du réservoir décrivant au mieux les caractéristiques pétrophysiques des roches et du fluide est décisive afin de juger de la viabilité économique d'un projet d'implantation.

De toutes les méthodes d'exploration géophysique, la prospection sismique est sans équivoque la plus importante, principalement parce qu'elle est capable de détecter à grande échelle les caractéristiques souterraines à petite échelle.

Le principe de cette méthode consiste à extraire les informations lithologiques en inversant les amplitudes des ondes sismiques, cette inversion est ensuite généralisée pour être appliquée sur des données pré-stack prenant en compte les variations d'amplitudes en fonction de l'offset. Ce type d'inversion renseigne aussi bien sur la lithologie que sur le contenu en fluides, les attributs qui y résultent sont directement liés aux paramètres pétro physiques des roches.

L'inversion simultanée est le premier type d'inversion sismique pré-stack. Le pré-stack seismic gather contient des renseignements supplémentaires, par exemple les vitesses de l'onde S qui se déplacent lentement dans le sous-sol et contient plus d'informations sur les propriétés des roches de la terre. Cette information peut être estimée à partir de pré-stack seismic gather en utilisant plusieurs méthodes d'inversion sismique. Une approche commune est l'inversion simultanée des données sismiques pré-stack, qui s'inverse simultanément pour plusieurs paramètres de propriété de la roche. Le but de ce travail est de développer la méthodologie de l'inversion sismique simultanée et d'exploiter ses résultats pour la recherche d'une éventuelle présence d'hydrocarbures au sein du réservoir. Cette étude s'articule autour des chapitres suivants :

Le premier chapitre représente un bref rappel sur la physique des roches, afin de cerner le sens physique des paramètres résultants de l'inversion simultanée, et ainsi, faciliter leur interprétation.

Le second chapitre met en lumière la séquence de traitement adéquate pour préserver les amplitudes et les corriger de tout effet qui n'est pas lié aux variations lithologiques.

Le troisième chapitre est consacré aux fondements mathématiques de l'inversion afin de comprendre le fonctionnement de l'algorithme d'inversion simultanée.

Le quatrième chapitre consiste à étudier la théorie de l'inversion simultanée et de comprendre son fonctionnement.

Le cinquième chapitre est un bref exposé sur le contexte géologique de la région étudiée et la faisabilité de l'inversion.

Le sixième chapitre consiste à détailler et expliciter la méthodologie d'application de l'inversion simultanée sur des données réelles et l'exploitation des résultats.

Chapitre I : ***Physique des roches***

CHAPITRE I: Physique des roches

L'inversion des données sismiques de pré-sommation a pour but de caractériser le réservoir, pour lequel il est nécessaire d'aborder la notion de systèmes pétroliers avant de commencer notre étude.

I.1 Système pétrolier :

Le terme « système pétrolier » fait référence à la formation de roches mères qui génèrent des hydrocarbures, de roches réservoirs (poreuses et perméables) qui reçoivent des hydrocarbures lors de la migration et de roches couvertures (imperméables) qui renferment l'unité de piège. L'enchaînement des différents processus géologiques et pétroliers, de la genèse des hydrocarbures à leurs pièges, constitue un système pétrolier comme la montre la figure I-1, une entité dynamique dans laquelle les changements de température et de pression sont déterminés par l'histoire du bassin sédimentaire et ses processus de déformation au cours du temps géologique, contribuent à la génération, la migration, la concentration et la dissipation du pétrole et du gaz.

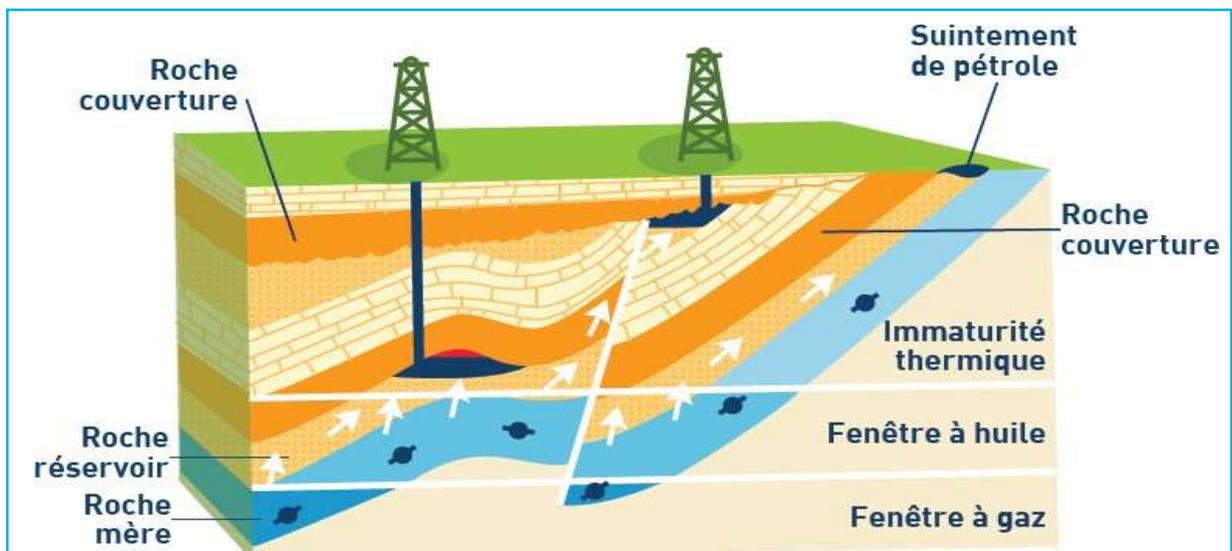


Figure I-1: Système pétrolier

I.1.1 Formation des hydrocarbures :

Les matières organiques contenues dans la roche mère subissent au cours de l'enfouissement de cette dernière des transformations en prenant alors des structures plus résistantes aux contraintes du milieu. Elles donnent ainsi naissance à des chaînes moléculaires constituées principalement d'un assemblage de carbone et d'hydrogène à l'état liquide et / ou gazeux selon la nature de la matière organique initiale et / ou selon les températures subies. Vers 60°Celsius environ, les matières organiques d'origine principalement animales se transforment en hydrocarbures essentiellement liquide ou pétrole (températures atteintes entre 2 000 et 3 000 mètres de profondeur selon les gradients géothermiques locaux). La roche mère est alors dite mature et se situe dans ce que l'on appelle la « fenêtre à huile ».

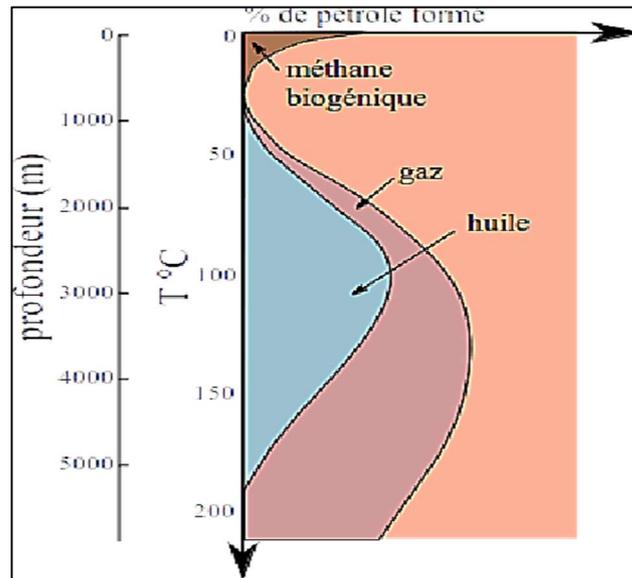


Figure I-2 : Fenêtres de génération de l'huile et du gaz [1]

L'enfouissement des roches se prolongeant, la « fenêtre à gaz » est alors atteinte vers 120°C, les liquides pétroliers sont transformés en gaz (gaz thermogénique secondaire ou gaz métagénique) et en bitumes résiduels (pyrobitumes). Cette température est atteinte entre 4 500 et 6 000 mètres de profondeur toujours selon les gradients géothermiques locaux. Si ces transformations n'ont pas été atteintes on parle alors de roches ou de schistes bitumineux et de pétrole non conventionnel, tous ces transformations est illustrée en figure I-2 [1]

Quand la matière organique est d'origine végétale elle ne forme guère que du gaz. Ce gaz peut se former dès les premiers mètres d'enfouissement par biodégradation, comme c'est le cas par exemple dans certains marécages et on parle alors de biogaz. Il représente environ 20 % des réserves actuelles en gaz conventionnel, et se distingue du gaz thermogénique généré en plus grande profondeur en ne contenant guère que du méthane associé à une part non négligeable de dioxyde de carbone. Par l'élévation des températures lors de l'enfouissement, le gaz thermogénique dit primaire est généré par la roche mère en opposition au gaz thermogénique secondaire lié à la pyrolyse du pétrole au-delà des 120 °C. Le gaz thermogénique primaire représente plus de 30 % des réserves actuelles en gaz conventionnel et le gaz thermogénique secondaire près de 50%. [1]

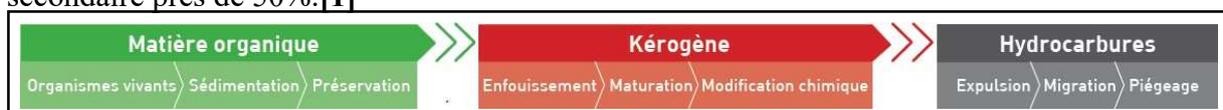


Figure I-3 : Genèse des hydrocarbures

I.1.2 Roches impliquées dans un système pétrolier :

- Roche mère :

Désigne la roche où se forment des hydrocarbures. Ceux-ci sont issus de la transformation des sédiments riches en matière organique qui se déposent généralement sur les fonds océaniques. À l'échelle des temps géologiques, les sédiments marins s'enfoncent et se solidifient tandis que la matière organique (sous l'effet de l'enfouissement et de la température géothermique) se décompose en hydrocarbures liquides et gazeux.

- Roche réservoir :

Située sous la roche couverture, c'est une roche poreuse et perméable dans laquelle s'accumule de grandes quantités de pétrole et de gaz naturel migrant à partir de la roche mère

- Roche couverture :

Les hydrocarbures de la roche-mère migrent vers la surface à travers les strates de roches sédimentaires, les hydrocarbures peuvent rencontrer une couche imperméable. Ils se retrouvent piégés en là-dessous.

I.1.3 Les types de pièges à hydrocarbures :

Il existe deux principaux types de pièges :

- Les pièges structuraux.
- Les pièges stratigraphiques.

La figure ci-dessous **Figure I-4** montre ces différents pièges

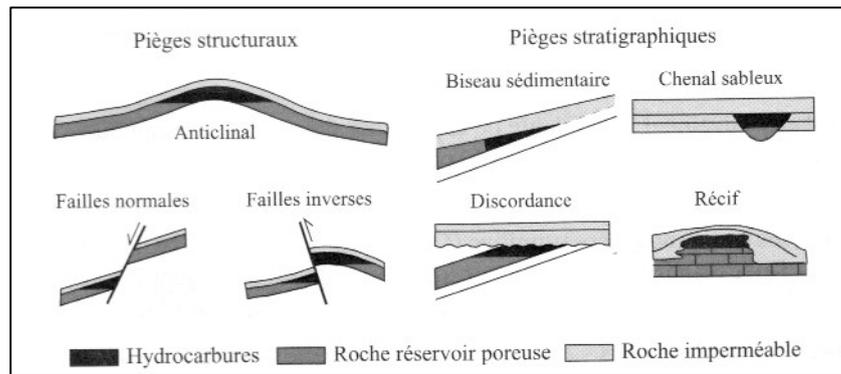


Figure I-4 : Pièges structuraux et Pièges stratigraphiques

La sismique conventionnelle qui ne s'intéresse qu'aux temps de parcours des ondes sismiques, à partir desquels elle ne fournit que l'aspect structurelle de la sub-surface, les pièges stratigraphiques ne sont pas détectables à partir de cette approche, cependant l'inversion des amplitudes sismiques fournit une information stratigraphique permettant de les mettre en évidence.

I.2 Les paramètres pétro-physiques :

Les paramètres pétro-physiques, sont les qualités qui conditionnent le rendement potentiel d'un réservoir. Considérons une roche réservoir constituée d'une matrice et de pores montrée dans Figure I-5, dont on va définir les paramètres pétro-physiques :

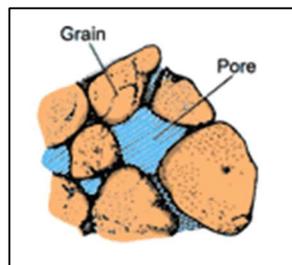


Figure I-5 : Composition de la roche

I.2.1 La porosité :

La porosité est définie comme étant le rapport du volume des vides au volume total de la roche considérée, celle-ci est exprimée en pourcentage.

$$\Phi = \frac{\text{volume des pores}}{\text{volume totale de la roche}} \times 100\% \quad (I-1)$$

I.2.1.a Classification de la porosité :

➤ **Classification selon la qualité :**

Valeur de la porosité ϕ en %	Qualité
$\phi \leq 5$	Faible
$5 \leq \phi \leq 10$	Médiocre
$10 \leq \phi \leq 20$	Moyenne
$20 \leq \phi \leq 30$	Bonne
$\phi \geq 30$	Excellente

Tableau I-1 : Classification des porosités selon leur qualité

➤ **Classification selon la nature :** on distingue :

- La porosité primaire :

C'est la porosité qui résulte des vides laissés entre les grains au cours de la sédimentation et la diagenèse. Elle se forme en même temps que la roche.

La porosité secondaire :

C'est la porosité qui se forme ultérieurement après la formation et la consolidation de la roche, elle résulte de la fissuration, dissolution, recristallisation...etc.

- La Porosité effective :

C'est le rapport du volume des pores reliés entre eux au volume total de l'échantillon exprimé en pourcentage.

- La porosité résiduelle :

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

$$\Phi_{\text{totale}} = \Phi_{\text{effective}} + \Phi_{\text{résiduelle}} \quad (\text{I-2})$$

I.2.2 La perméabilité :

La perméabilité caractérise l'aptitude d'une roche à laisser circuler les fluides contenus dans ses pores.

I.2.2.a Loi de Darcy :

Pour un écoulement laminaire d'un débit de fluide monophasique **Q**, de viscosité μ , à travers un échantillon de roche d'épaisseur **dx** et de section **S** Avec la différence de pression **dp** à la rentrée et à la sortie, on admet la loi de Darcy, comme suit :

-**Q**: Débit (cm^3/s). $Q = \frac{K \times S}{\mu} \times \frac{dp}{dx} \quad (\text{I-3})$

-**S**: Section (cm^2).

- **μ** : Viscosité (Centipoise).

-**dp** : Différence de pression (ATM).

-**dx** : Epaisseur de l'échantillon (cm).

-**K** : perméabilité (Darcy).

I.2.2.b Facteurs influents sur la perméabilité :

- Dimension des pores.
- L'interconnectivité des pores (La porosité effective).

- Les fluides en présence.
- La direction d'écoulement.

I.2.3 La saturation :

La saturation en fluide d'un échantillon de roche, définie comme étant le rapport du volume occupé par le fluide dans les pores, au volume total des pores exprimé en pourcentage %. Les roches réservoirs peuvent contenir les fluides suivants :

-Les hydrocarbures liquides (l'huile). $S_{huile} = \frac{V_{huile}}{V_p}$

-Les hydrocarbures gazeux. $S_{gaz} = \frac{V_{gaz}}{V_p}$

-L'eau de formation salée. $S_w = \frac{V_w}{V_p}$

S_w : Saturation en eau. **V_w** : Volume occupé par l'eau de formation. (Cm³)

S_{gaz} : Saturation en gaz. **V_{gaz}** : Volume occupé par le gaz. (Cm³)

S_{huile} : Saturation en huile. **V_{huile}** : Volume occupé par l'huile. (Cm³) [2]

I.3 Les paramètres acoustiques de la roche :

Toute roche est caractérisée par ces paramètres acoustiques dont les plus significatifs sont la vitesse et la densité.

I.3.1 La densité :

La densité d'une roche est définie comme étant le rapport de la masse de cette roche

$$\text{par unité de son volume : } \rho = \frac{\text{Masse de la roche}}{\text{Volume}} \quad (I-4)$$

Comme décrit au préalable, une roche est composée d'une matrice, et de pores, sa densité globale dépend de la densité de sa matrice, et de celle des fluides contenus dans les pores.

Pour une roche monominérale, saturée par deux fluides, Willy a décrit sa densité globale comme suit :

$$\rho_b = \rho_{mat}(1 - \Phi) + \rho_f \Phi \quad (I-5)$$

-**ρ_b** : Densité globale de la roche. (g/cm³)

-**ρ_{MAT}** : Densité de la matrice. (g/cm³)

-**Φ** : Porosité de la roche.(%)

-**ρ_f** : Densité des fluides contenus dans les pores. (g/cm³)

La densité du fluide est déterminée par la relation suivante :

$$\rho_f = (1 - S_w)\rho_{HC} + \Phi S_w \rho_w \quad (I-6)$$

-**S_w** : Saturation en eau de formation.

-**ρ_w** : Densité de l'eau de formation. (g/cm³)

-**ρ_{HC}** : Densité des hydrocarbures contenus dans les pores. (g/cm³)

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

$$\rho_b = \rho_{Mat}(1-\Phi) + (1-S_w)\rho_{Hc}\Phi + S_w\rho_w\Phi \quad (I-7)$$

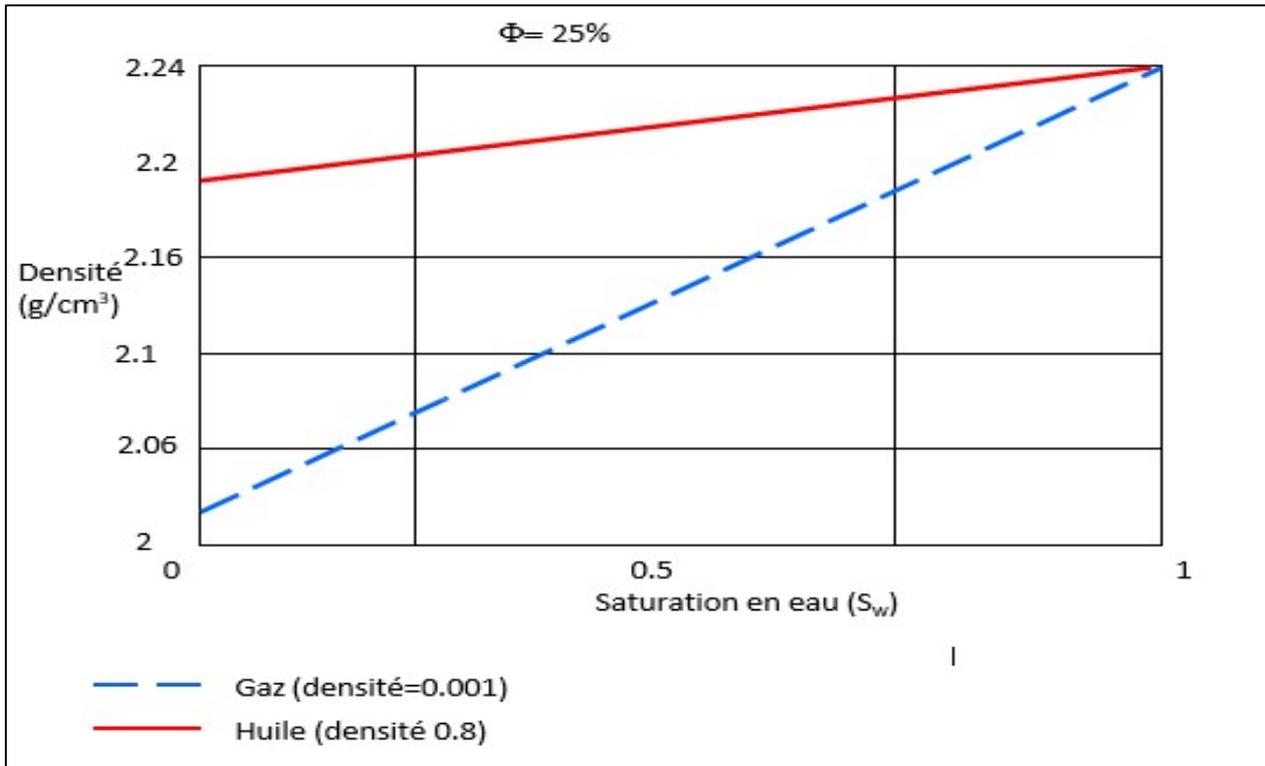


Figure I-6: Variation de la densité en fonction de la saturation en eau pour une roche saturée en huile et en gaz

La figure I-7, illustre la variation de la densité en fonction de la saturation en eau, dans deux réservoirs de même caractéristiques, l'un, saturé en gaz, et l'autre en huile, La chute de densité est clairement plus importante dans le réservoir à gaz, ce qui constitue un excellent moyen de distinction, qui jouera un rôle important dans la caractérisation des réservoirs.

➤ **Formule de Gardner :**

Une relation empirique entre la densité d'une roche sédimentaire et sa vitesse acoustique, a été obtenue par Gardner et Al en 1974. Et s'écrit comme suit : $\rho = a.V^b$ (I-8)

ρ : Densité.(g/cm³) **b** : Energie de Gardner b=0.25.
V : Vitesse acoustique.(m/s) **a** : Facteur de Gardner a=310, si V est donné en m/s.

I.3.2 Vitesse des ondes sismiques :

I.3.2.a Introduction :

A la suite d'un ébranlement provoqué par une source, à la surface du sol, plusieurs ondes peuvent se propager dans la sub-surface, chaque onde possède une vitesse propre à elle, celle-ci dépend du mode de propagation de cette même onde, ces vitesses ne demeurent pas constantes pendant tout le trajet, elles sont sujettes à des variations dépendant des propriétés et caractéristiques physiques des formations géologiques traversées.

Dans un milieu homogène et isotrope, plusieurs ondes peuvent se propager. Dans le cadre de notre étude, on s'intéresse essentiellement à l'onde de compression **P**, et l'onde de cisaillement **S**.

➤ **Les ondes de compression P :**

Appelées aussi, ondes longitudinales, le mouvement des particules se produit dans la direction de propagation de l'onde, sous forme de dilatation et compression. Sa vitesse s'exprime :

$$V_p = \sqrt{\frac{\lambda + 2\mu}{\rho}} \quad (I-9)$$

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

$$V_p = \sqrt{\frac{k + \frac{4}{3}\mu}{\rho}} \quad (I-10)$$

Où λ et μ : sont les coefficients de Lamé.

ρ : La densité. (g/cm³)

K : Le module d'incompressibilité. (MPa)

➤ **Les ondes de cisaillement S :**

Appelées aussi, ondes transversales, le mouvement des particules se produit perpendiculairement à la direction de propagation de l'onde, sous forme de cisaillement. Sa

vitesse s'exprime :

$$V_s = \sqrt{\frac{\mu}{\rho}} \quad (I-11)$$

➤ **Les études de castagna :**

Castagna (1993) a prolongé le travail de Gardner en développant la relation vitesse – densité pour différentes lithologies :

Lithologie	a	b
Grés	0.200	0.261
Argiles	0.204	0.265
Calcaires	0.243	0.225
Dolomites	0.226	0.243
Anhydrites	0.600	0.160

Grés : $\rho = 0.2 \times V^{0.261}$
 Argile : $\rho = 0.241 \times V^{0.265}$
 Calcaire : $\rho = 0.243 \times V^{0.225}$
 Dolomite : $\rho = 0.226 \times V^{0.243}$
 Anhydrite : $\rho = 0.6 \times V^{0.16}$

$$V_s = a V_P + b$$

Tableau I-2 : Relation entre V et ρ dans différentes lithologies

I.3.2.b Facteurs influents sur les vitesses sismiques :

Des études approfondies relatives aux vitesses des ondes sismiques, dans les roches sédimentaires, ont montré les principaux facteurs qui influent sur les vitesses, il s'agit de :

- La porosité et le contenu en fluides.
- La lithologie.
- La densité.
- La profondeur et l'âge géologique.

- La température.

I.3.2.c Effet de la porosité et de contenu de fluides :

Dans le cas d'une roche poreuse, la formule de Willy, montre aussi, l'effet de la porosité, et du contenu en fluides sur les vitesses, et s'écrit comme suit :

$$\frac{1}{V} = \frac{1-\Phi}{V_{mat}} + \frac{\Phi S_w}{V_w} + \frac{\Phi(1-S_w)}{V_{hc}} \tag{I-12}$$

Avec :

- V : Vitesse globale de la roche. (m/s)
- Φ : La porosité de la roche. (%)
- V_{mat} : Vitesse de la matrice. (m/s)
- S_w: La saturation en eau.
- V_{hc}:: Vitesse des hydrocarbures. (m/s)

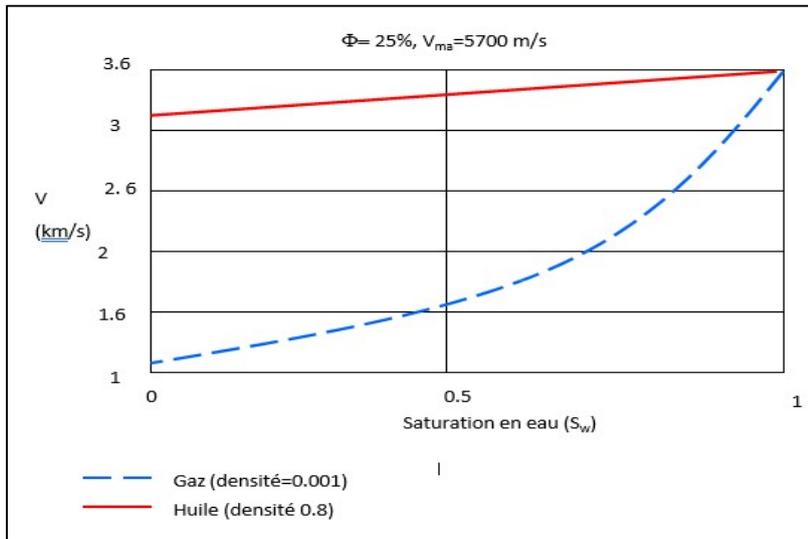


Figure I-7 : Variation de la vitesse en fonction de la saturation en eau

La figure I-8, montre la variation des vitesses sismiques dans deux réservoirs de mêmes caractéristiques, l'un saturé en huile, et l'autre en gaz, on note l'influence du contenu en fluide sur la vitesse, de plus on remarque que la chute de vitesse est nettement plus importante, s'agissant d'une roche saturée en gaz.

La vitesse de propagation ondes, est considérée, comme étant le paramètre le plus sensible de la méthode sismique, en raison du grand contraste qu'elle peut avoir dans différentes lithologies. La figure 9, illustre quelques paramètres affectant les vitesses des ondes sismiques.

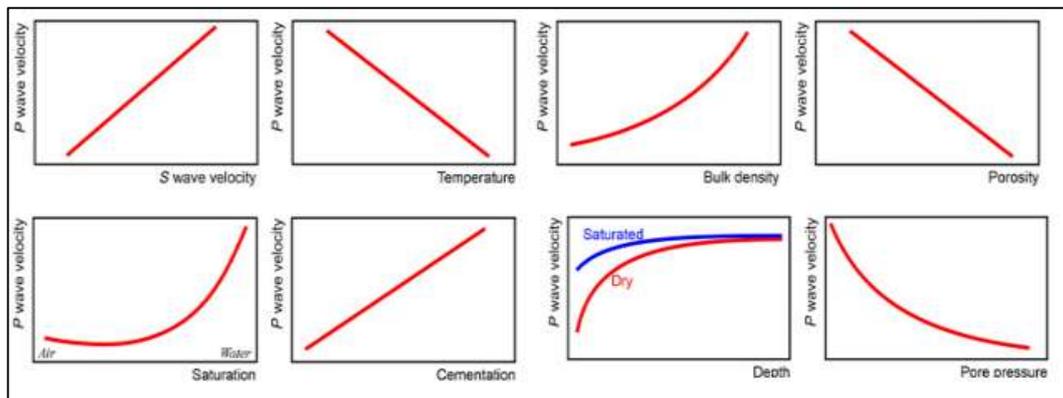


Figure I-8: Facteurs affectant les vitesses sismiques

I.3.2.d Relations entre Vp et Vs :

➤ **Relation de Castagna :**

Castagna, a établi une relation empirique, reliant la vitesse des ondes de compression, et celle des ondes de cisaillement, dans la formation argileuses, saturées en eau, la relation s’écrit comme suit :

$$V_p = 1.16 V_s + 1360 \tag{I-13}$$

VP et VS sont exprimées en Km/s.

On remarque que la relation (I-13) est une équation d’une droite, appelée, « mudrock line ». Greenberg et Castagna, ont étendu la relation linéaire précédente pour différentes lithologies :

Grés $V_s = 0.804 V_p - 0.856$ (I-14)

Calcaire $V_s = -0.055 V_p^2 + 1.017 V_p - 1.031$ (I-15)

Dolomite $V_s = 0.583 V_p - 0.867$ (I-16)

➤ **Relation de Kreif :**

Kreif, a établi une relation empirique non linéaire, reliant les vitesses des ondes de compression, et celle des ondes de cisaillement, donnée par la formule que suit :

$$V_p^2 = a \cdot V_s^2 \tag{I-17}$$

Pour les vitesses en Km/s, le coefficient ‘a’ donné par Krief est résumé dans le tableau suivant :

Lithologie	a
Sables humides	2.213
Grés à Gaz	2.282
Grès à huile	2.033
Calcaires	2.872

Tableau I-3 : Relation entre Vp et Vs

I.3.3 L’impédance acoustique :

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

$$Z = \rho \cdot V \tag{I-18}$$

Cette relation montre bien que l’impédance acoustique Z est une caractéristique de la nature du milieu dans lequel se propage l’onde acoustique. Elle ne dépend que de la masse volumique et de la vitesse qui sont évidemment des caractéristiques du milieu.

I.4 Les paramètres élastiques de la roche :

I.4.1 Notion d’élasticité :

En subissant des contraintes, les matériaux peuvent réagir des deux manières qui suivent :

- **Comportement élastique :** Les contraintes agissant sur le matériau sont assez faibles et n’engendrent pas de déformations permanentes, ce qui veut dire qu’après l’interruption de la contrainte, le matériau retrouve sa forme initiale.
- **Comportement plastique :** Les contraintes agissant sur le matériau sont relativement fortes et engendrent des déformations irréversibles

I.4.2 Loi de Hooke :

Elle stipule que la déformation est une fonction linéaire des contraintes, ceci n'est valable que dans le cas des petites déformations, en d'autres termes, cette loi n'est plus valable au-delà de la limite d'élasticité.

Dans un milieu homogène, isotrope et élastique, la loi de Hooke s'écrit comme suit :

$$\sigma_{ij} = \Delta \lambda \delta_{ij} + 2\mu \epsilon_{ij} \tag{I-19}$$

Où :

δ_{ij} désigne le symbole de Kronecker, tel que :

$$\delta_{ij} = \begin{cases} 1 & \text{si } i=j \\ 0 & \text{si } i \neq j \end{cases}$$

σ et ϵ représentent respectivement, la contrainte et la déformation.

Δ : Dilatation volumique. (cm³)

λ et μ représentent les modules de Lamé.

I.4.3 Modules d'élasticité :

Dans un milieu homogène et isotrope, obéissant à la loi de Hook, la relation de proportionnalité entre contraintes et déformations ne dépend que de deux modules d'élasticité choisis parmi les suivants, dont chacun peut être déterminé à partir de deux autres comme le montre le tableau I-4 .

I.4.3.a Module de Young E :

Tout matériau soumis à une contrainte relativement faible subit un raccourcissement (ou un allongement), le module de Young exprime le rapport entre contrainte et déformation comme suit :

$$E = \frac{F/S_0}{\Delta L/L_0} \tag{I-20}$$

Où :

F = Force par unité de surface. (N)

S₀ = Section (m²). **L** = Longueur initiale. (m)

ΔL = Allongement ou raccourcissement. (m)

I.4.3.b Module de rigidité μ :

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

Où :

$$\mu = \frac{\Delta F/S_0}{\Delta X/X} \tag{I-21}$$

ΔF = Force tangentielle. (N)

A = Surface de cisaillement. (m²)

x = Distance entre les surfaces de cisaillement. (m)

Δx = Déplacement de cisaillement. (m)

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

I.4.3.c Module d'incompressibilité K :

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

Où :

$$K = \frac{\Delta p}{\Delta V/V} \tag{I-22}$$

ΔP : Variation de pression. (Pa)

V : Volume. (cm³)

ΔV : Variation de volume. (cm³)

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

I.4.3.d Coefficient de Poisson σ :

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

$$\sigma = \frac{\Delta d/d_0}{\Delta l/l_0} \tag{I-23}$$

Où :

$\Delta d/d_0$: Déformation transversale

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

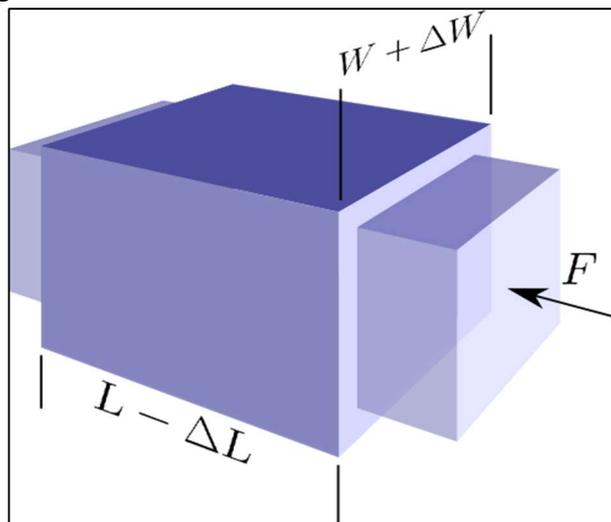


figure I-9: Déformation longitudinale -déformation transversale

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

$$\sigma = \frac{\gamma^2 - 2}{2\gamma^2 - 2} \tag{I-24}$$

Où :

$$\gamma = \frac{V_p}{V_s}$$

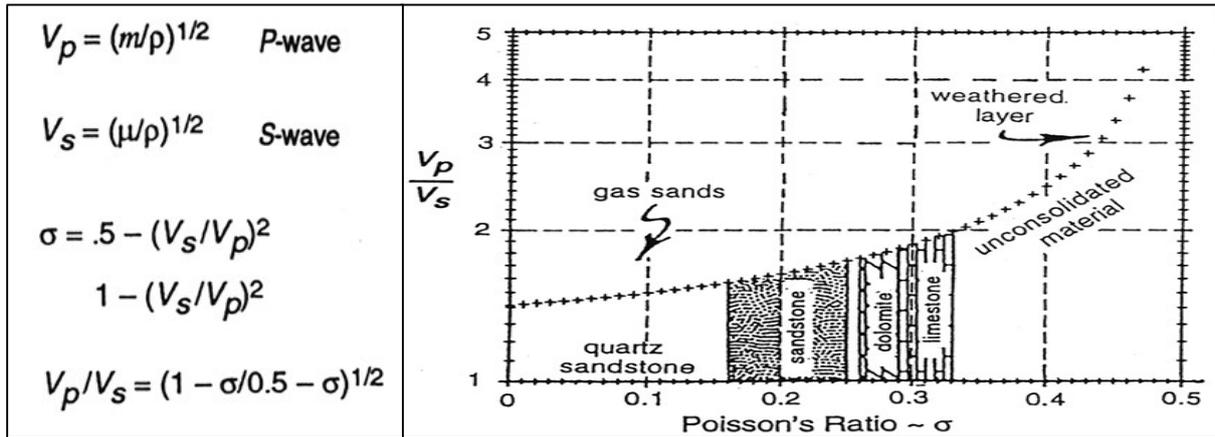


figure I-10 : variation de coefficient de poisson en fonction de rapport V_p/V_s

La Figure I-10 suivante montre la variation de coefficient de poisson en fonction du rapport V_p/V_s pour plusieurs types de lithologie. On remarque que les roches saturées en gaz ont un faible coefficient de Poisson inférieur à 0.15, tandis que les roches saturées en eau ont un coefficient de Poisson supérieur à 0.4. Des mesures effectuées par Domenico en 1977 dans les sables d'Ohio ont montré que σ est de l'ordre de 0.10-0.15 pour les sables imprégnés du gaz et de l'ordre de 0.40 pour les sables imprégnés de l'eau.

I.4.3.e Paramètre de Lamé λ :

Il existe aussi un autre paramètre, peu utilisé, appelé, paramètre de Lamé.

I.4.4 Relations entre les paramètres élastiques :

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

	(V_P, V_S)	(μ, λ)	$(E, \lambda) \dagger$	(E, μ)	(K, λ)	(K, μ)	(K, E)
P-wave velocity $V_P =$	V_P	$\sqrt{\frac{\lambda+2\mu}{\rho}}$	$\sqrt{\frac{E-\lambda+X}{2\rho}}$	$\sqrt{\frac{\mu(E-4\mu)}{\rho(E-3\mu)}}$	$\sqrt{\frac{3K-2\lambda}{\rho}}$	$\sqrt{\frac{K+\frac{4}{3}\mu}{\rho}}$	$\sqrt{\frac{3K(3K+E)}{\rho(9K-E)}}$
S-wave velocity $V_S =$	V_S	$\sqrt{\frac{\mu}{\rho}}$	$\sqrt{\frac{E-3\lambda+X}{4\rho}}$	$\sqrt{\frac{\mu}{\rho}}$	$\sqrt{\frac{3(K-\lambda)}{2\rho}}$	$\sqrt{\frac{\mu}{\rho}}$	$\sqrt{-\frac{3EK}{\rho(E-9K)}}$
Velocity ratio $\Gamma =$	$\frac{V_P}{V_S}$	$\sqrt{\frac{\lambda+2\mu}{\mu}}$	$\sqrt{\frac{3E+3\lambda+X}{2E}}$	$\sqrt{\frac{E-4\mu}{E-3\mu}}$	$\sqrt{\frac{\frac{4}{3}\lambda-2K}{\lambda-K}}$	$\sqrt{\frac{K+\frac{4}{3}\mu}{\mu}}$	$\sqrt{\frac{E+3K}{E}}$
1st Lamé parameter $\lambda =$	$\rho(V_P^2 - 2V_S^2)$	λ	λ	$\frac{\mu(E-2\mu)}{3\mu-E}$	λ	$K - \frac{2\mu}{3}$	$\frac{3K(3K-E)}{9K-E}$
Shear modulus $\mu =$	ρV_S^2	μ	$\frac{E-3\lambda+X}{4}$	μ	$\frac{3(K-\lambda)}{2}$	μ	$\frac{3KE}{9K-E}$
Young's modulus $E =$	$\frac{\rho V_S^2(3V_P^2 - 4V_S^2)}{V_P^2 - V_S^2}$	$\frac{\mu(3\lambda+2\mu)}{\lambda+\mu}$	E	E	$\frac{9K(K-\lambda)}{3K-\lambda}$	$\frac{9K\mu}{3K+\mu}$	E
Bulk modulus $K =$	$\rho(V_P^2 - \frac{4}{3}V_S^2)$	$\lambda + \frac{2\mu}{3}$	$\frac{E+3\lambda+X}{6}$	$\frac{E\mu}{3(3\mu-E)}$	K	K	K
Poisson's ratio $\nu =$	$\frac{V_P^2 - 2V_S^2}{2(V_P^2 - V_S^2)}$	$\frac{\lambda}{2(\lambda+\mu)}$	$\frac{-E-\lambda+X}{4\lambda}$	$\frac{E}{2\mu} - 1$	$\frac{\lambda}{3K-\lambda}$	$\frac{3K-2\mu}{2(3K+\mu)}$	$\frac{3K-E}{6K}$
P-wave modulus $M =$	ρV_P^2	$\lambda + 2\mu$	$\frac{E-\lambda+X}{2}$	$\frac{\mu(4\mu-E)}{3\mu-E}$	$3K - 2\lambda$	$K + \frac{4\mu}{3}$	$\frac{3K(3K+E)}{9K-E}$

Tableau I-4: Relation entre les différents paramètres élastiques

CHAPITRE II : Traitement en amplitudes préservées

CHAPITRE II: Traitement en amplitudes préservées :

II.1 Définition d'une amplitude :

L'amplitude est l'écart entre les valeurs extrêmes d'une onde et l'axe des abscisses.

I.1.1 Définition d'une amplitude :

Fonction qui représente l'importance d'une grandeur physique variable soit dans le temps soit dans l'espace, soit dans l'espace-temps.

L'amplitude représente l'écart entre les valeurs extrêmes d'une onde et l'axe des abscisses.[4]

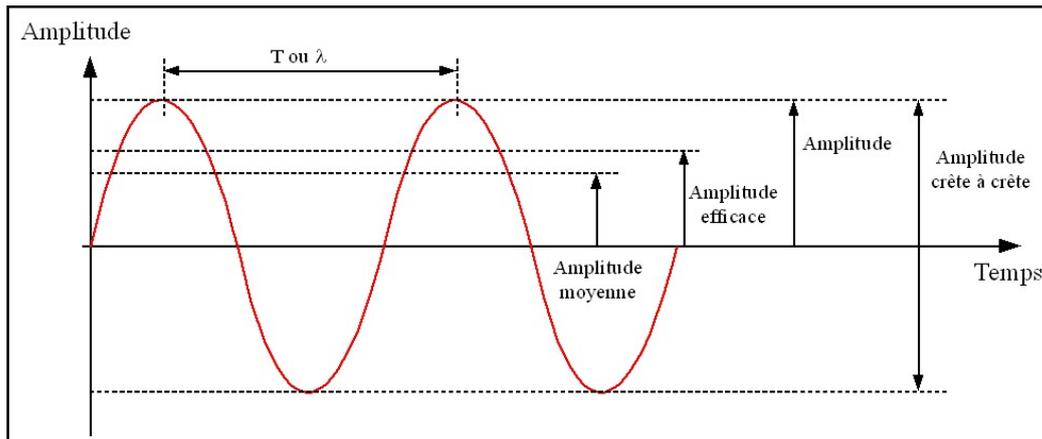


Figure II-1 : Amplitude d'une onde sinusoïdale

II.2 Principaux facteurs affectant les amplitudes des ondes sismiques :

II.2.1 Les facteurs dépendants de la subsurface (Facteurs Endogènes) :

II.2.1.a Divergence sphérique :

La divergence sphérique est le phénomène de décroissance de l'intensité d'une onde sismique en fonction de son éloignement r de la source, qui est ponctuelle. C'est un phénomène purement géométrique et ne cause aucune perte d'énergie.

➤ Cas d'un milieu homogène et isotrope :

Les propriétés physiques sont constantes et la vitesse ne varie pas latéralement, donc les rayons sismiques sont rectilignes et le front d'onde est sphérique.

L'amplitude de signal émis varie en sens inverse de la distance parcourue :

$$Ar / A1 = 1 / r \tag{II-1}$$

$$r = V \cdot T \tag{II-2}$$

Telle que :

A_r : amplitude de l'onde à la distance r

A_1 : amplitude de l'onde à la distance $r=1$

V : vitesse moyenne de propagation (km/s)

T : temps de propagation (ms)

➤ Cas d'un milieu hétérogène et anisotrope :

Les propriétés physiques sont variables donc les rayons sismiques sont courbés et les fronts d'ondes ne sont pas sphériques. (fig.II 2b).

Dans ce cas on a :

$$\frac{Ax}{A0} = \frac{V_0}{V_{RMS}^2 t} \tag{II-3}$$

NEWMAN (1973) a montré que dans le cas d'une stratification horizontale et à incidence normale, l'amplitude de l'onde est proportionnelle à $(V_{RMS}^2.T)$, c'est-à-dire :

$$V_{RMS} = \frac{\sum_{i=1}^{n-1} V_i^2 t_i}{\sum_{i=1}^{n-1} t_i} \quad (II-4)$$

V_0 : vitesse de premier milieu. (km/s)

V_{RMS} : vitesse quadratique moyenne au temps. (km/s)

T : le temps double. (ms)

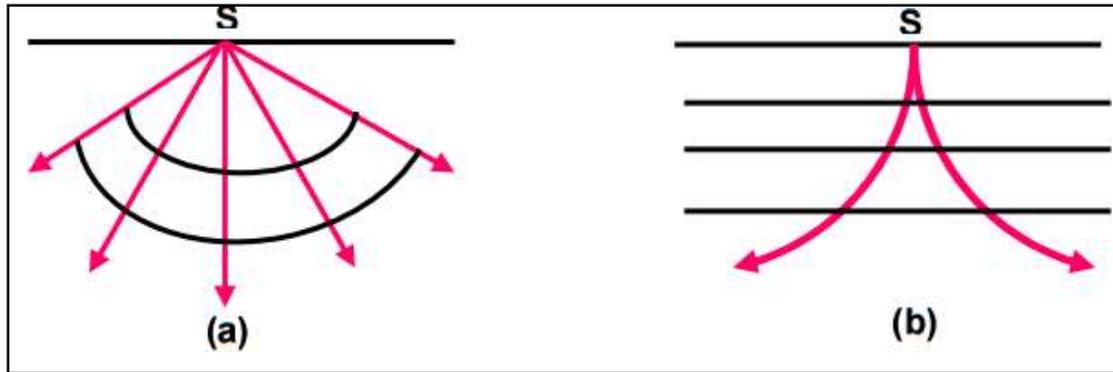


Figure II-2 : Forme des rayons sismiques et fronts d'ondes dans un milieu :

(a) homogène et isotrope (b) hétérogène et anisotrope

➤ **Cas d'une incidence quelconque :**

Dans le cas d'une incidence oblique, l'atténuation de l'amplitude de l'onde sismique par divergence sphérique, sera fonction de l'offset et de l'angle d'incidence, et est exprimée comme suit :

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

x : Offset. (m)

θ : Angle d'incidence. (°)

II.2.1.b Absorption :

C'est le phénomène de décroissance de l'amplitude des ondes sismique, dû à une transformation irréversible de l'énergie sismique en chaleur par effet Joule. Ce phénomène est attribué généralement à des frottements entre particules composant la roche, et se manifeste dans les milieux qui ne sont pas parfaitement élastiques.

Toute onde sinusoïdale de fréquence donnée se propageant dans un milieu absorbant subit une décroissance d'amplitude de loi exponentielle. Cette décroissance est d'autant plus élevée que la fréquence est grande. La couche altérée constitue le milieu le plus absorbant. La décroissance mesurée entre deux points permet de déterminer à la fréquence de l'onde le pouvoir absorbant du milieu.

-L'amplitude de l'onde A_z à la profondeur Z , est liée à l'amplitude de l'onde initiale A_0 par la relation :

$$A_z = A_0 e^{-\alpha z} \quad (II-6)$$

α : Coefficient d'absorption du milieu. Il est exprimé en Neper par unité de longueur (Neper/mètre).

A_z : Amplitude de l'onde à la profondeur Z .

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

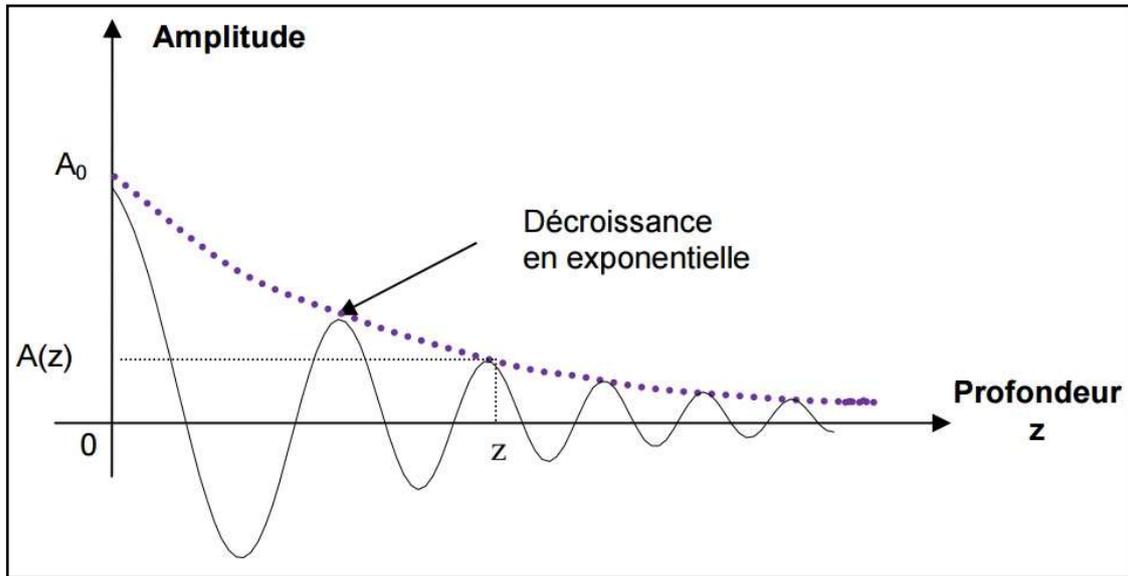


Figure II-3 : Atténuation de l'onde sismique par absorption

II.2.1.c Perte par transmission :

Une onde de compression incidente A_i sur une interface, donne naissance à une onde de compression réfléchi A_r , et une onde de compression transmise A_t dans le second milieu. Le rapport qui lie l'onde réfléchi A_r et l'onde incidente A_i est appelé le coefficient de réflexion R .

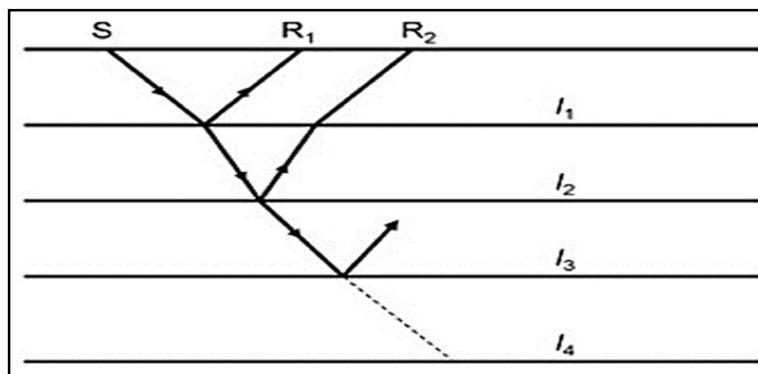


Figure II-4 : Réflexion et transmission de l'onde sismique

Considérons un milieu à stratification horizontale, la source S émise va se propager dans le milieu, en rencontrant l'interface I_1 , une partie de son énergie sera réfléchi selon un coefficient de réflexion R_{12} , l'autre partie étant transmise au second milieu, en R_1 on aura :

$$W_1(t) = R_{12}W(t) \tag{II-7}$$

L'énergie transmise dans le second milieu (avec un coefficient de transmission $T_{12}=1+R_{12}$) est réfléchi en I_2 avec un coefficient de réflexion R_{23} , l'énergie se propage une seconde fois dans le premier milieu mais dans le sens opposé (avec un coefficient $-R_{12}$), l'énergie enregistrée en R_2 , est exprimée comme suit :

$$W_2(t) = R_{23}(1 + R_{12})(1 - R_{12})W(t) \tag{II-8}$$

$$W_2(t)R_{23}(1 - R_{12}^2) \tag{II-9}$$

A la $i^{\text{ème}}$ interface on aura ainsi :

$$W_i(t) = R_{i,i+1}(1 + R_{i-1,i})(1 - R_{i-1,i})w(t) \tag{II-10}$$

Si on considère une réflexion à incidence normale sur un réflecteur n donné, l'amplitude de l'onde réfléchie A_n arrivant en surface est donnée par la relation :

$$A_n = A_0 R_n \prod_{i=1}^{n-1} (1 - R_i^2) \tag{II-11}$$

II.2.1.d Les multiples :

Pratiquement, l'enregistrement sismique comporte, outre les réflexions primaires, des réflexions multiples. Ce sont des arrivées qui ont subi plus d'une réflexion sous forme de rebonds avant d'atteindre le récepteur. On distingue deux types de multiples :

➤ **Les multiples à long trajet :**

Ce sont les réflexions qui ont parcouru un chemin plus long que les réflexions primaires provenant du même réflecteur.

➤ **Les multiples à court trajet :**

Appelés en anglais peg-leg, ils ont été réfléchis successivement par le toit et la base des couches minces. Leur effet est de retarder une partie de l'énergie dans le temps, donc d'allonger l'ondelette, et de diminuer le pouvoir de résolution.

➤ **Les réverbérations :**

Dites aussi singing, sont généralement liées à la présence d'une couche d'eau. Cet effet résulte d'interférences constructives entre les réflexions causées par le fond de la mer et par la surface. Les multiples viennent perturber les réflexions simples et modifier leurs amplitudes plutôt que de former un signal distinct.

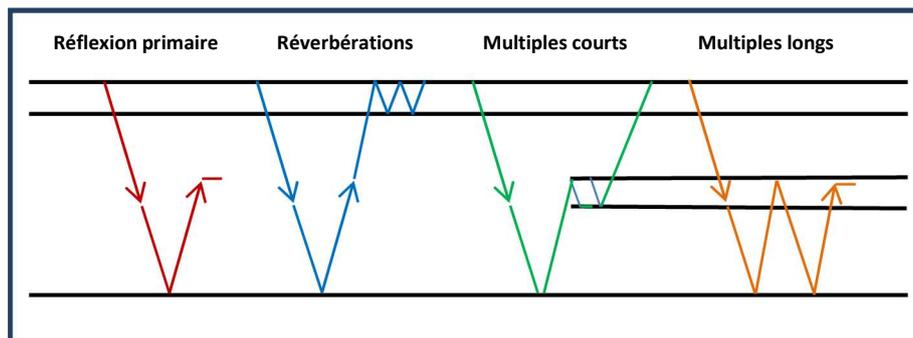


Figure II-5 : Les différents types de multiples

II.2.2 Les facteurs indépendants de la subsurface (facteurs exogènes) :

II.2.2.a Influence de la géologie de surface :

Les terrains en surface (dunes de sables, affleurements, zone altérée,.. etc.) ont une très grande influence sur l'énergie du signal recueilli et sur son spectre. Dans cette zone, on a un grand coefficient d'absorption et d'amortissement. C'est aussi dans cette zone, qu'il y a création de bruit de surface (ground-roll).

II.2.2.b Le couplage et la sensibilité :

➤ **Liés à l'émission :**

Il dépend essentiellement de la nature du terrain, et de la base plate de la source. Le mauvais couplage au niveau de la source se traduit par une atténuation des hautes fréquences, et la création d'ondes parasites (harmoniques) en vibrosismique.

➤ **Liés à la réception :**

Il dépend de la façon d'implantation du géophone, ainsi que la nature du terrain. Dans le cas d'un mauvais couplage, le géophone n'enregistre pas exactement le mouvement de sol.

➤ **La sensibilité :**

L'énergie captée par le géophone dépend directement de sa sensibilité.

Il est nécessaire d'effectuer un traitement spécifique des données sismiques pour la récupération des amplitudes vraies (réelles) du signal afin d'éliminer et compenser ces facteurs atténuateurs.[3]

II.3 Récupération des amplitudes réelles

Si le traitement sismique approprié est bien assuré, les résultats d'inversion sismique seront de bonne qualité. On doit impérativement restaurer ou préserver les amplitudes vraies des traces, sous forme des collections CMP. Les réflexions doivent être positionnées correctement en subsurface. La qualité des données doit être suffisante, pour s'assurer que les amplitudes des réflexions contiennent pratiquement les informations concernant les coefficients de réflexion.

Le traitement en amplitudes préservées consiste à préserver les amplitudes, c'est-à-dire les corriger de tout facteur non lié à la lithologie, l'étape clé de ce type de traitement consiste à récupérer les amplitudes réelles, pour cela, on applique les corrections suivantes :

- **Compensation de la divergence sphérique.**
- **Correction de l'absorption. [6]**

II.3.1 Correction de la divergence sphérique :

Elle consiste à compenser les variations des amplitudes des ondes sismiques dues à l'expansion de leur front d'onde en fonction du temps. Or, cette expansion du front d'onde en fonction du temps est généralement inversement proportionnelle au trajet de parcours.

L'amplitude décroît selon l'inverse de la distance parcourue par l'onde, la correction peut être effectuée en multipliant l'amplitude du signal sismique (trace sismique) par la distance, mais comme le seul paramètre dont on dispose à ce stade est le temps de parcours t (absence d'information sur la loi de vitesse), on utilisera une loi empirique de type « a.tⁿ » pour effectuer la correction. . Où :

t : Temps de parcours de l'onde. (m)

T : Trace sismique avant correction.

a : Constante déterminée à travers des tests.

n : Exposant compris entre 1 et 2.

$$T_c(t) = T(t) \cdot a \cdot t^n \quad (\text{II-12})$$

T_c : Trace sismique corrigée.

II.3.2 Compensation de l'absorption :

Consiste à compenser l'atténuation des amplitudes par absorption, on sait que cette atténuation est de forme exponentielle, afin de la compenser nous allons multiplier l'amplitude par l'inverse du facteur d'atténuation c'est-à-dire par : $e^{\alpha f n t}$ [6]

Où :

t : Temps de parcours de l'onde. (ms)

α : Facteur d'absorption.

f : Fréquence. (Hz)

n : Facteur déterminé par des essais.

$$T_c(t) = T(t). e^{\alpha f n t} \quad (II-13)$$

T_c : Trace sismique corrigée.

T : Trace sismique avant correction.

Les deux corrections peuvent être combinées comme suit :

$$T_c(t) = T(t). e^{\alpha f n t}. a. t^n \quad (II-14)$$

II.4 Séquence de traitement en amplitudes préservées :

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

- Compenser des effets de tous les facteurs qui affectent l'amplitude des réflexions sismiques primaires (absorption, divergence...)
- Améliorer le rapport (S/B) par l'atténuation des bruits aléatoires et organisés
- Améliorer les corrections statiques et dynamiques.



Figure II-6 : Séquence de traitement en amplitudes préservé

Cette séquence regroupe des étapes importantes, qu'on va décrire brièvement :

II.4.1 Le reformatage :

Représente la conversion du format de la bande magnétique terrain (seg.y, seg.d, ... etc) vers un autres format correspondant aux différentes interfaces de traitement (Géovecteur, Oméga, ...), pour que ce logiciel puisse lire et télécharger les données de la bande magnétique.

II.4.2 Habillage et géométrie :

C'est l'étape qui suit le reformatage. On introduit dans le logiciel de traitement les données de toute la géométrie de la zone étudiée dans un fichier, c'est-à-dire que les profils de cette zone seront matérialisés par leurs coordonnées géométriques pour obtenir le plan de position utilisée durant tout la campagne sismique.

II.4.3 L'atténuation des bruits :

Chaque type de bruit possède un contenu adéquat qui l'identifie et le sépare du signal utile pour l'éliminer sans toucher à la valeur du signal. Il existe des bruits difficiles à éliminer dont on essaiera d'optimiser l'atténuation en améliorant le rapport signal sur bruit (S/B).

II.4.4 Les corrections statiques :

Les points d'émission et de réception sont situés à des côtes qui sont fonction de la topographie : altitude, profondeur de charge, profondeur du streamer en marine Sur l'enregistrement sismique, on observe que l'arrivée correspondant à un horizon n'a plus la forme d'une hyperbole. On appelle indicatrice la déformation de l'arrivée due aux effets de surface. Le calcul des corrections statiques a pour but *de corriger les temps des différentes traces de façon à faire comme si points de tir et traces étaient sur une même surface plane*, dite plan de référence (DP : Datum Plane), telle que la vitesse sous cette surface soit constante le long du profil (égale à celle du substratum).

II.4.5 La Déconvolution :

Afin d'approcher au mieux les coefficients de réflexion, le signal doit être proche d'un dirac, pour cela, on applique une déconvolution qui consiste à minimiser l'effet de l'ondelette améliorant ainsi la résolution.

II.4.6 Corrections statiques résiduelles :

Il arrive souvent que les corrections statiques soient insuffisantes et imprécises, ceci peut être dû à une mauvaise estimation de l'épaisseur et la vitesse de la zone altérée.

Ces imprécisions engendrent un bruit à la sommation et filtre les hautes fréquences de la trace somme, les corrections statiques résiduelles ont pour but de corriger ces imprécisions.

Elles consistent à améliorer la sommation à l'intérieur des points miroirs par la mise en phase des signaux avant addition et cela sans modifier la position des horizons. Ceci aura pour conséquences l'optimisation de l'addition dans la trace somme, et ainsi l'amélioration des analyses de vitesse.

II.4.7 L'analyse de vitesse :

C'est un programme d'analyse des données qui permet la détermination des vitesses moyennes quadratiques en fonction des temps doubles. Il a pour but de ramener les trajets réfléchis à des trajets verticaux. L'analyse des vitesses doit être réalisée avec soin, de préférence en continue (pour chaque CDP).

II.4.8 Le mute :

Le mute est une opération qui consiste à supprimer une partie de la trace sismique par la remise à zéro des échantillons [les premières arrivées (réfractions), traces mortes et étirements dus aux corrections dynamiques (NMO stretch)].

II.4.9 Corrections dynamiques :

Les corrections dynamiques sont appelées NMO (Normal Move Out), sont destinées à corriger les traces de l'effet de courbure (produit par l'offset).

II.4.10 La migration avant sommation :

Le but de la migration avant sommation est de :

- Replacer les horizons en présence d'une tectonique perturbée en position spatiale correcte, tout en corrigeant l'effet de pendage (DMO).
- Collapser l'énergie diffractée.

Après avoir subi la séquence de traitement précédentes, les variations d'amplitudes dans les traces sismiques, ne sont liées qu'aux variations lithologiques, ainsi les résultats d'inversions seront proches de la réalité géologique.[5]

Chapitre III :
Fondements mathématiques de
l'inversion

CHAPITRE III: Fondements mathématiques de l'inversion

III.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.

Un problème inverse est une situation dans laquelle on tente de déterminer les paramètres d'un modèle à partir de mesures expérimentales. Ce projet a pour objet l'estimation d'un coefficient dans une équation aux dérivées partielles elliptique à partir de mesures de la solution d'un problème aux limites associé. Par exemple pour une équation.

$$\begin{cases} -\nabla \cdot (a\nabla u) = f \text{ sur } \Omega \\ + \text{Conditions aux Limites sur } \partial\Omega, \end{cases}$$

Le problème direct consiste à trouver u avec a et f donnés, et le problème inverse consiste à trouver a à partir de mesures de u et f .

Le problème inverse consiste à déterminer des causes, connaissant des 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.[7]

III.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.

Bien entendu, ces notions doivent être précisées par le choix des espace (et des topologies) dans lesquels les données et la solution évoluent.

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.[8]

III.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 directe et est formulé comme suit :

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

d_i : Représente la ième 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 séparément les problèmes inverses linéaires et non linéaires.

III.3.1 Problème inverse linéaire :

Considérons un nombre fini de données mesurées, le problème inverse consiste à déterminer un nombre fini paramètres du modèle qui justifient le mieux les mesures, afin de poser mathématiquement le problème, il a été formulé comme suit :

$$d_i = G_{ij}m_j \quad (\text{III-2})$$

d : représente le vecteur de données, observées ou mesurées. **m** : représente le vecteur des paramètres du model.

G : matrice qui représente la relation mathématique permettant de passer de l'espace des paramètres à celui des données, appelée Kernel.

-Pour un problème inverse bien posé la solution exacte peut être calculée comme suit :

- En utilisant les méthodes numériques de résolution directe des systèmes linéaires.
- En calculant l'inverse de la matrice G :

$$m_j = G_{ij}^{-1} d_i \quad (\text{III-3})$$

Ce cas est très rare en pratique à cause du caractère mal posé du problème, en géophysique les problèmes inverses peuvent être :

- Surdéterminés : $i > j$ nombre de mesures supérieur au nombre de paramètres.
- Sous-déterminés : $i < j$ nombre de mesures inférieur au nombre de paramètres.
- Uniformément déterminés : $i = j$ nombre de mesure égale au nombre de paramètres, mais ce qui ne représente pas forcément un problème bien posé car :
 - La matrice G , peut être singulière et donc non inversible.
 - Le système peut être mal conditionné (instable).

Nous verrons plus tard que pour surmonter le caractère mal posé du problème, nous allons essayer de le poser autrement, c'est-à-dire le remplacer par un autre problème qui se rapproche d'un problème bien posé.

III.3.1.a Méthode des moindres carrés :

Gauss (1809) a suggéré que les données mesurées ne correspondent pas parfaitement aux paramètres du modèle, ceci est dû à l'erreur expérimentale (bruit), appelée résiduel :

$$d - Gm = e \quad (\text{III-4})$$

Ainsi, la meilleure façon d'obtenir une solution unique, qui se rapproche le mieux de la solution exacte, est de minimiser l'écart entre les données mesurées, et les données calculées à partir des paramètres estimés, au sens des moindres carrés (norme euclidienne L_2), et qui s'écrit comme suit :

$$\phi = e^T e = \sum_{i=1}^n (d_i - \sum_{j=1}^p G_{ij} m_j)^2 \quad (\text{III-5})$$

ϕ : Appelée fonction coût, ou fonction objective.

Comme mentionné plus haut, pour surmonter le caractère mal posé du problème, nous l'avons reformulé de sorte que ce dernier consiste à réduire l'écart entre les données mesurées et celle prédites au sens des moindres carrés, et donc la résolution du problème va consister à minimiser la fonction coût.

$$\phi = (d - Gm)^T \cdot (d - Gm) \quad (\text{III-6})$$

Ainsi, pour minimiser cette fonction, nous allons annuler sa dérivée pour tout m :

$$\frac{\partial \phi}{\partial m} = \frac{\partial}{\partial m} (d^T - d^T G m - m^T G^T d + m^T G^T G m) = 0$$

On obtient :

$$-d^T G - G^T d + G^T G m + m^T G^T G = 0$$

Qui donne :

$$G^T G m = G^T d \Rightarrow m = (G^T G)^{-1} G^T d \quad (\text{III-7})$$

La quantité (III-7) représente la solution générale des problèmes inverses linéaires.

III.3.1.b Régularisation du problème inverse linéaire :

Avant d'aborder la notion de régularisation il est nécessaire de définir d'abord la notion d'information à priori.

➤ L'information à priori :

C'est une information connue au préalable, qui ne dépend pas des données observées, elle peut provenir des mesures directes des paramètres du modèle (sur des affleurements de

structures, ou données de puits), d'expérimentations, ou de la théorie sur la physique du système. Ces informations sont souvent limitées spatialement.

En géophysique, et sciences associées, les données observées sont souvent bruitées, et donc contiennent des signaux non représentatifs de l'état du modèle, en inversant ces données, la solution résultante peut dévier de la réalité géologique, afin de contraindre le système à converger vers la solution réelle, on peut utiliser des informations a priori. L'incorporation de ses informations sert aussi à contraindre le système à choisir une, parmi les nombreuses solutions équivalentes du modèle.

La régularisation d'un problème inverse correspond à l'idée que les données seules ne permettent pas d'obtenir une solution acceptable et qu'il faut donc introduire une information a priori sur la régularité de l'objet à estimer. Nous entendons ici par le terme régularité le fait que l'objet, pour des raisons physiques tenant à sa nature même, doit posséder certaines propriétés, ou encore obéir à certaines règles (de signe, de taille, de fréquences par exemple). La solution résulte alors d'un compromis entre l'exigence de fidélité aux données et celle de la régularité postulée de l'objet.

On peut définir la régularisation comme étant une manière de forcer le système à converger vers la solution réelle en se basant sur des informations a priori, et ce, en ajoutant un second terme à la fonction coût qu'on cherchera à minimiser.[9]

➤ **Formulation mathématique de la régularisation :**

La régularisation peut être formulée comme suit :

$$Dm=h \tag{III-8}$$

Où :

m : Représente le vecteur des paramètres du modèles.

h : Représente le vecteur des informations à priori.

D : Matrice diagonale, qui opère sur le vecteur m, pour préserver les informations à priori contenues dans h.

Nous chercherons à minimiser l'écart entre les paramètres estimés et les informations à priori, la fonction coût s'écrira comme suit :

$$\phi = (d - Gm)^T \cdot (d - Gm) + \beta^2 (Dm - h)^T (Dm - h) \tag{III-9}$$

β : constante qui représente le poids qu'on souhaite donner à notre régularisation, elle dépend de la fiabilité des informations à priori, et est appelée constante de régularisation.

On minimise cette fonction en annulant sa dérivée, on obtient :

$$2G^T Gm - 2G^T d + 2\beta^2 D^T Dm - 2\beta^2 D^T h = 0 \tag{III-10}$$

Ce qui donne :

$$(2G^T G + 2\beta^2 D^T D)m = 2G^T d + 2\beta^2 D^T h \Rightarrow m = (2G^T G + 2\beta^2 D^T D)^{-1} (2G^T d + 2\beta^2 D^T h) \tag{III-11}$$

III.4 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 minimas locaux et un minimum global.

Les méthodes d'optimisation étudiées au préalable 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.

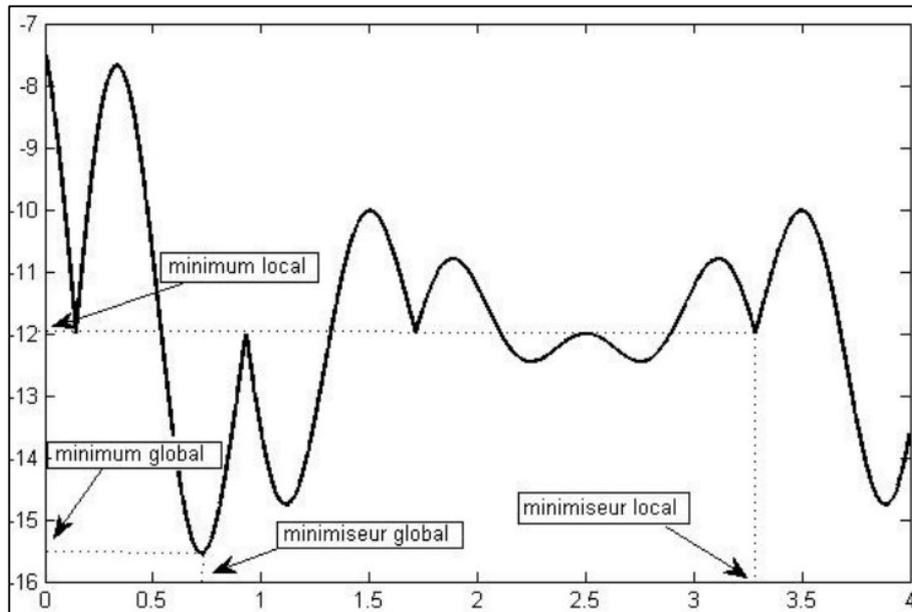


Figure III-1 Problème inverse non linéaire : fonction coût non quadratique à plusieurs minima

Cependant il existe des méthodes de recherche de minima global peu importe la position du modèle initial, mais elles sont onéreuses en termes de temps, et nécessite des moyens de calcul performants, parmi celles-ci, la méthode de Monte Carlo, le recuit simulé, et les algorithmes génétiques, ces méthodes sont avancées, sortent du cadre de ce travail, et ne seront donc pas abordées dans ce mémoire.

Chapitre IV :
Inversion simultanée des données
sismiques avant sommation

CHAPITRE IV: Inversion simultanée des données sismiques avant sommation.

IV.1 Inversion sismique :

Dans le chapitre précédent, 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 sub-surface 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.[10]

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 subsurface 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.

IV.1.1 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 :

$$T(t) = w(t) * r(t) + B(t) \quad (IV-1)$$

$W(t)$: Représente l'ondelette émise

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

$B(t)$: Bruit additif.

Le modèle convolutif (reposant sur les critères de linéarité) est utile pour comprendre comment des changements dans les propriétés des roches résultent en changements de forme, de l'ondelette observés dans les données sismiques.[11]

Si l'ondelette $w(t)$ est proche d'une impulsion de Dirac et si la composante bruit est négligeable, donc le signal enregistré est proche de la réponse impulsionnelle (t).

Pour une incidence normale la réflectivité est exprimée comme suit :

$$R_i(t) = \frac{Z_{n+1} - Z_n}{Z_{n+1} + Z_n} \quad (IV-2)$$

Tel que Z représente l'impédance acoustique :

$$Z = V \cdot \rho \quad (IV-3)$$

V et ρ , représentent respectivement la vitesse et la densité.

IV.1.1.a Problème directe :

Le problème direct est une notion donnée pour la construction de la trace synthétique à partir d'un modèle à impédances acoustiques données, et une ondelette connue.

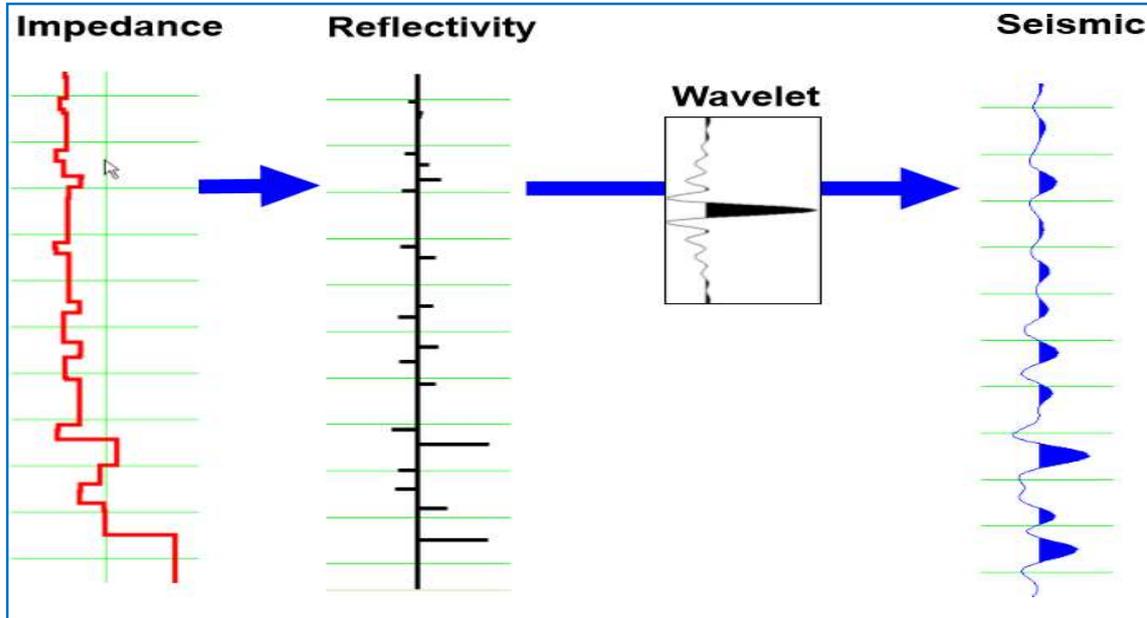


Figure IV-1 : Problème direct en sismique

IV.1.1.b Problème inverse :

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.

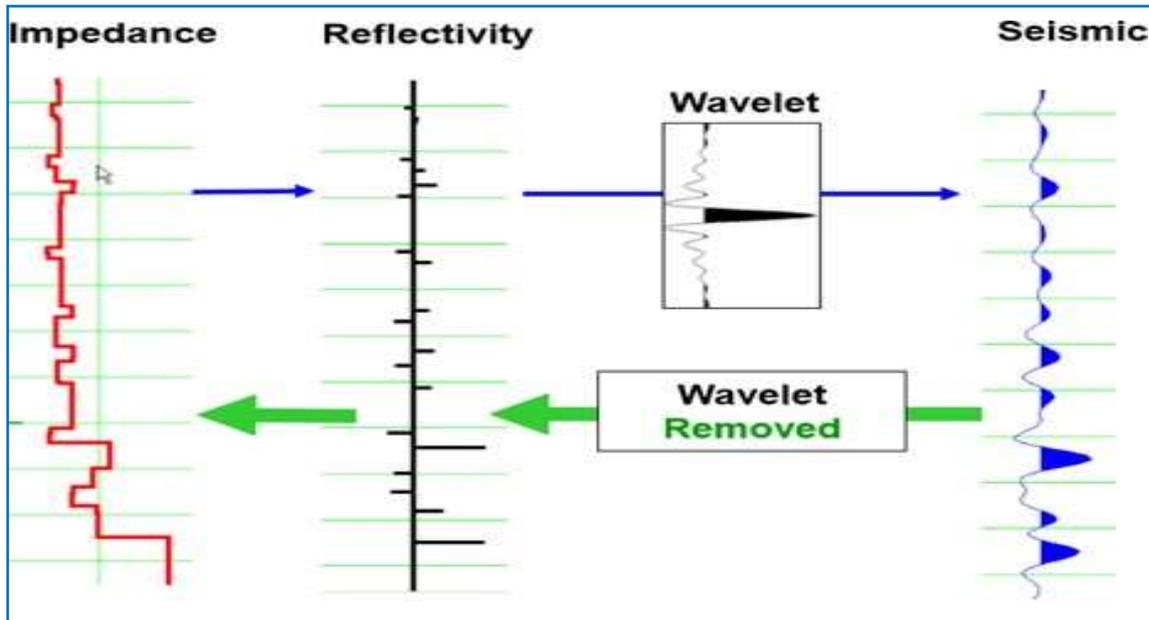


Figure IV-2 : Problème inverse en sismique

Il existe deux types d'inversions stratigraphiques :

- Inversion post-stack. : S'effectue sur des données sommées et qui consiste à extraire les impédances acoustiques à partir des amplitudes des traces sismiques.
- Inversion pré-stack. : S'effectue sur des données non sommées, qui prend en compte les variations d'amplitudes en fonction de l'offset, afin d'extraire les paramètres acoustiques et élastiques du sous-sol.

IV.2 Inversion des données sismiques après sommation (post-stack) :

Le premier type d'inversion est l'inversion de vitesse connue comme l'inversion des temps de trajet, elle est utilisée pour imagerie de profondeur. Utilisant les traces sismiques à des endroits largement espacés, elle génère un model vitesse profondeur de la subsurface qui correspond à des temps de trajet enregistrés, les interpréteurs de la sismique utilisent cette inversion pour déterminer le volume et la profondeur des réflecteurs.[12]

L'inversion post-stack transforme un seul volume de données sismiques en impédance acoustique grâce à l'intégration des données sismiques, des données de puits et d'une interprétation stratigraphique de base. Le volume d'impédance résultant peut être utilisé pour prédire les propriétés du réservoir à l'écart du contrôle du puits.

Vu que les données sont sommées donc les réflectivités utilisées dans ce type d'inversion sont à zéro offset. Les résultats obtenus donnent une description incomplète du sous-sol car on ne considère qu'un cas spécial de réflectivité.[12]

IV.2.1 Les méthodes d'inversion post-stack :

- Inversion récursive.
- Inversion post-stack généralisée.

IV.2.2 Avantages de l'inversion post-stack :

L'impédance acoustique est une propriété de couche, tandis que les données sismiques sont une propriété d'interface. Typiquement, l'interprétation stratigraphique est plus facile sur les résultats d'inversion.

Réduction des effets d'ondelettes, de tuning. D'où une amélioration de la résolution des couches sub-superficielles.

L'impédance acoustique est une propriété de roche physique. Il peut être comparé directement aux mesures de diagraphie et permet un lien physiquement motivé avec les propriétés du réservoir.

L'impédance acoustique peut souvent être liée à la porosité. L'application d'une relation impédance-porosité, dérivée des données de diagraphie, au volume d'impédance inversé permet la cartographie de la distribution de la porosité dans le réservoir.

L'impédance acoustique peut souvent être utilisée comme un discriminateur de réservoir pour localiser des compartiments de réservoir individuels.

IV.3 Inversion pré-stack simultanée des données sismiques :

IV.3.1 Introduction :

Le deuxième type d'inversion est l'inversion des amplitudes. Cette approche utilise les temps d'arrivé et les amplitudes des ondes sismiques réfléchies à chaque point de réflexion pour résoudre l'impédance relative des formations délimité par les réflecteurs. Cette inversion appelée aussi inversion sismique pour la caractérisation des réservoirs : lire entre les horizons pour produire des modèles détaillés des propriétés de roches.[12]

Durant des années, les données AVO ont été utilisées pour avoir des indications sur la saturation en hydrocarbures et pour le développement du réservoir (classification AVO qualitative).

A partir de l'an 2000, Davis et Al., ont démontré qu'on pouvait quantifier ce type de mesures (caractérisation du réservoir) en utilisant des techniques d'inversion, dans le domaine avant sommation, sur des données pouvant être soit suivant des angles-stack ou suivant des offsets-stack.

L'inversion pré-stack a pour but de transformer les amplitudes des données sismiques avant sommation (offset ou angle gather) pour extraire l'impédance acoustique (Z_p), l'impédance d'onde de cisaillement (Z_s) et la densité (ρ). Elle est parfois appelée l'inversion simultanée car les impédances P et S sont calculées en même temps que la densité.

Et à la base de ces paramètres, on peut générer d'autres propriétés comme le rapport V_p/V_s , le coefficient de Poisson, les paramètres de Lamé tout dépend de l'objectif de l'interpréteur.

Comme il est montré dans la figure (IV-3), les données d'entrée pour un projet d'inversion avant-sommation consistent en des données de puits qui contiennent les logs de V_p, V_s, ρ avec les marqueurs des zones d'intérêt, une série des horizons interprétés et les angles ou les offset gather :

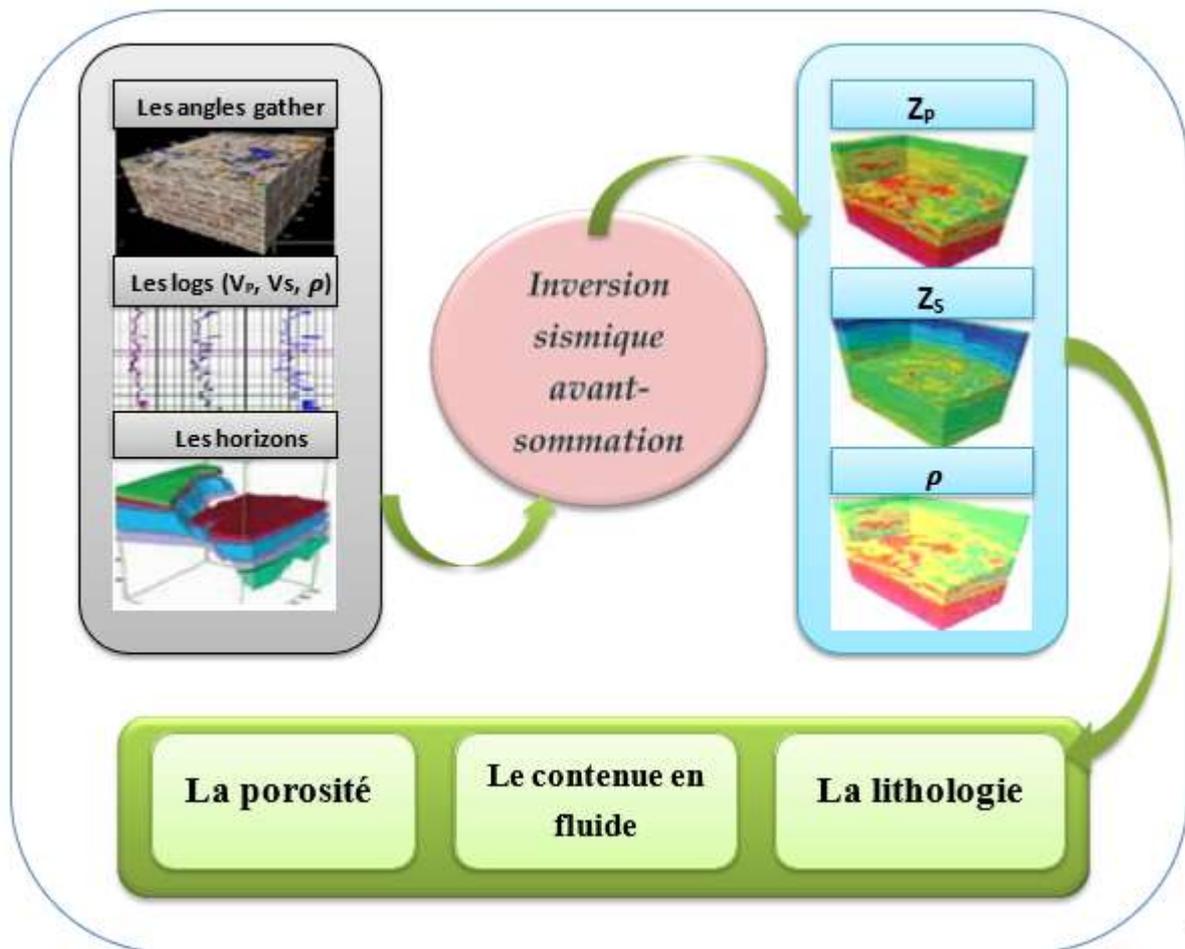


Figure IV-3 : L'inversion sismique avant-sommation

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

Le processus d'inversion simultanée consiste à calculer la réponse sismique d'un modèle initial à partir des relations linéarisées du coefficient de réflexion (approximations des équations de Zoeppritz) en fonction de l'angle d'incidence convolé par une ondelette, on essaiera donc de minimiser l'écart entre cette réponse synthétiques et celle mesurée de manière itérative, en perturbant à chaque fois les paramètres du modèle.

IV.3.2 Avantage de l'inversion sismique :

Les composants de sortie sont des propriétés de couche, tandis que les données sismiques sont une propriété d'interface.

Réduction des effets d'ondelettes, de tuning. D'où une amélioration de la résolution des couches sub-superficielles.

Les composants de sortie sont des propriétés physiques de la roche. Ils peuvent être directement comparés aux mesures de diagraphie et permettent un lien avec les propriétés du réservoir.

Par rapport à l'inversion post-stack, une dimension supplémentaire est disponible pour la lithologie et la discrimination de remplissage de fluide.

Comme les variations d'amplitude pour différents angles / offsets sont modélisées pendant l'inversion et non dans le processus de sommation, l'inversion d'impédance P est généralement améliorée.[15]

IV.3.3 Les équations de Zoeppritz :

Knott, 1899 et Zoeppritz, 1919 invoquent la continuité du déplacement et de la pression comme condition aux limites pour exprimer les coefficients de réflexion et de transmission en fonction de l'angle d'incidence et des propriétés physiques des deux milieux (V_p , V_s et ρ).

Ces paramètres sont dépendants de la lithologie et de la porosité de la roche, ainsi que du fluide contenu dans les pores. Les équations de Knott, 1899 et Zoeppritz, 1919 comprennent quatre inconnus qui sont les coefficients de réflexion et de transmission des ondes P et S à partir de ces conditions aux limites tout en respectant les équations de l'estodynamique.[14] Cela nous permettra d'introduire et d'utiliser différentes approximations de ces équations.

$$\begin{bmatrix} R_P(\theta_1) \\ R_S(\theta_1) \\ T_P(\theta_1) \\ T_S(\theta_1) \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} -\sin \theta & -\cos \theta & \sin \theta_2 & \cos \theta_2 \\ \cos \theta_1 & -\sin \theta_1 & \cos \theta_2 & -\sin \theta_2 \\ \sin 2\theta_1 & \frac{V_{P1}}{V_{S1}} \cos 2\phi_1 & \frac{\rho_2 V_{S2}^2 V_{P1}}{\rho_1 V_{S1}^2 V_{P2}} \cos 2\phi_1 & \frac{\rho_2 V_{S2} V_{P1}}{\rho_1 V_{S1}^2} \cos 2\phi_2 \\ -\cos 2\phi_1 & \frac{V_{S1}}{V_{P1}} \sin 2\phi_1 & \frac{\rho_2 V_{P2}}{\rho_1 V_{P1}} \cos 2\phi_2 & -\frac{\rho_2 V_{S2}}{\rho_1 V_{P1}} \sin 2\phi_2 \end{bmatrix} \quad (IV-4)$$

RP, TP : Amplitudes des ondes P réfléchies et transmises respectivement.

RS, TS : Amplitudes des ondes S réfléchies et transmises respectivement.

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

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

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

IV.3.3.a Approximation d'Aki et Richards :

Les équations de Zoeppritz sont hautement non-linéaires en ce qui concerne les vitesses et les densités . A partir de la description matricielle des équations de Zoeppritz, ont tiré la formule suivante :

$$R_{PP}(\theta) = \frac{1}{2} \left(1 - 4 \frac{V_S^2}{V_P^2} \sin^2 \theta \right) \frac{\Delta \rho}{\rho} + \frac{1}{2 \cos^2 \theta} \frac{\Delta V_P}{V_P} - \left(4 \frac{V_S^2}{V_P^2} \sin^2 \theta \right) \frac{\Delta V_S}{V_S} \quad (\text{IV-5})$$

$$\begin{aligned} \text{Avec :} \quad \Delta V_P &= V_{P2} - V_{P1} & V_S &= \frac{V_{S1} + V_{S2}}{2} \\ \Delta V_S &= V_{S2} - V_{S1} & V_P &= \frac{V_{P1} + V_{P2}}{2} \\ \Delta \rho &= \rho_2 - \rho_1 & \rho &= \frac{\rho_1 + \rho_2}{2} \end{aligned}$$

$$\text{Et :} \quad \theta = \frac{\theta_I + \theta_T}{2}$$

VP, VS, ρ sont représentés par la moyenne des deux milieux.

θ est représenté par la moyenne entre l'angle d'incidence et de transmission.

IV.3.3.b Approximation de Fatti et al :

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

$$R_{PP}(\theta) = C_1 R_P + C_2 R_S + C_3 R_D \quad (\text{IV-6})$$

Tel que :

$$R_P = \frac{1}{2} \left[\frac{\Delta V_P}{V_P} + \frac{\Delta \rho}{\rho} \right] = \frac{\Delta Z_P}{Z_P}$$

$$R_S = \frac{1}{2} \left[\frac{\Delta V_S}{V_S} + \frac{\Delta \rho}{\rho} \right] = \frac{\Delta Z_S}{Z_S}$$

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

Avec :

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

$$C_2 = -8\gamma^2 \tan^2 \theta, \gamma = \frac{v_s}{v_p}$$

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

γ : Est supposé constant.

La formule de Fatti et al est plus stable que celle d'Aki et richards car elle est paramétrisée sur les impédances et non par les vitesses. C'est pour cela qu'on l'utilise en inversion simultanée.

Ces approximations qui représentent des linéarisations des équations de Zoeppritz, permettent de comprendre le lien entre les variations d'amplitudes en fonction de l'angle d'incidence, et la distribution spatiale des paramètres physiques.

IV.3.4 Formulation de l'inversion simultanée :

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

Il existe une relation linéaire entre le logarithme d'impédance P et celui de l'impédance S.

Il existe une relation linéaire entre le logarithme d'impédance P et celui de la densité ρ .

La réflectivité est fonction de l'angle d'incidence et est exprimée par l'équation de Fatti et al.

La théorie de l'inversion post-stack peut être étendue pour formuler l'inversion pre-stack simultanée comme suit :

On a montré que :

$$\begin{aligned} R_P &\simeq \frac{1}{2} D l_p \\ R_S &\simeq \frac{1}{2} D l_S \\ R_D &\simeq \frac{1}{2} D l_D \end{aligned}$$

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

$$R_{PP}(\theta) = C_1 R_P + C_2 R_S + C_3 R_D \quad (IV-7)$$

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

$$\mathbf{T} = \frac{1}{2} \mathbf{WDL}_p$$

Ti : Echantillon de la trace.

Wi : Echantillon de l'ondelette.

En combinant les deux formules précédentes on obtient :

$$T(\theta) = \frac{1}{2} C_1 W(\theta) D L_P + \frac{1}{2} C_2 W(\theta) D L_S + C_3 W(\theta) D L_D \quad (IV-8)$$

Tel que :

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

$$C_2 = -8\gamma^2 \tan^2 \theta, \gamma = \frac{v_s}{v_p}$$

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

On remarque que l'ondelette est fonction de l'angle d'incidence, il est nécessaire donc de prendre en compte les variations spatiales de cette dernière en fonction de θ .

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

$$\ln(Z_S) = K \ln(Z_P) + K_C \quad (IV-9)$$

$$\ln(\rho) = m \ln(Z_P) + m_C \quad (IV-10)$$

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

$$\ln(Z_S) = K \ln(Z_P) + K_C + \Delta L_S \quad (IV-11)$$

$$\ln(Z_D) = m \ln(Z_P) + m_C + \Delta L_D \quad (IV-12)$$

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

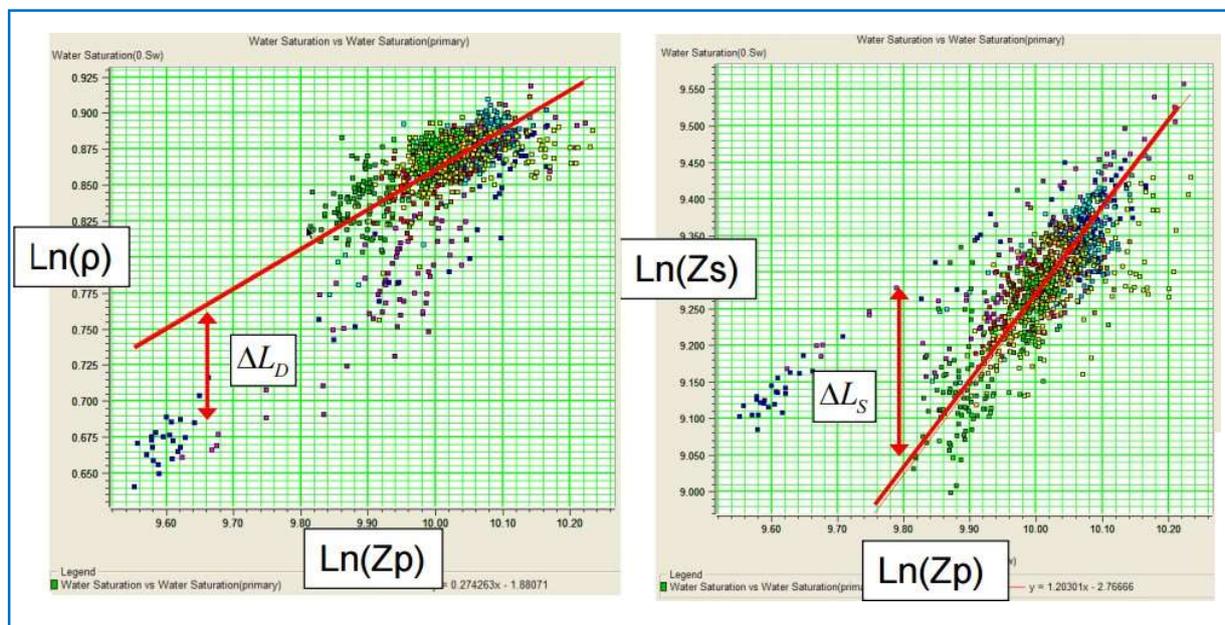


Figure IV-4 : Relations linéaires entre Log(ZP)-Log(ZS), et Log(ZP)-Log(ρ)

On a :

$$T(\theta) = C_1^* W(\theta) D L_P + C_2^* W(\theta) D \Delta L_S + \theta_1 C_3 W(\theta) D \Delta L_D \quad (IV-13)$$

Tel que :

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

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

L’équation précédente peut être traduite sous forme matricielle comme suit :

$$\begin{bmatrix} T(\theta_1) \\ T(\theta_2) \\ \vdots \\ T(\theta_N) \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} C_1^*(\theta_1)W(\theta_1)D & C_2^*(\theta_1)W(\theta_1)D & C_3^*(\theta_1)W(\theta_1)D \\ C_1^*(\theta_2)W(\theta_2)D & C_2^*(\theta_2)W(\theta_2)D & C_3^*(\theta_2)W(\theta_2)D \\ \vdots & \vdots & \vdots \\ C_1^*(\theta_N)W(\theta_N)D & C_2^*(\theta_N)W(\theta_N)D & C_3^*(\theta_N)W(\theta_N)D \end{bmatrix} \begin{bmatrix} L_P \\ \Delta L_S \\ \vdots \\ \Delta L_D \end{bmatrix} \quad (IV-14)$$

Pour la résolution de ce système, Hampson et Russel ont proposé une méthode qui consiste à initialiser la solution sure $[L_P \Delta L_S \Delta L_D]^T = [Ln(Z_{p0}) \quad 0 \quad 0]^T$. Où Z_{p0} représente l'impédance acoustique du modèle initial, ensuite on procède par itérations vers la solution réelle en utilisant la méthode du gradient conjugué ou celle de Levenberg-Marquardt.

La résolution du système du système (IV-13) par les méthodes directes est mathématiquement possible, mais comme les données sont bruitées et le système souvent instable, ce qui peut entraîner une non unicité de la solution, la résolution du système revient à minimiser la fonction objective suivante :

$$\phi = (T^{calculée} - T^{mesurée})^T (T^{calculée} - T^{mesurée})$$

La minimisation de cette fonction par les méthodes citées est détaillée dans le chapitre III. Enfin, on calcule les valeurs de Z_p, Z_s et ρ de la manière suivante :

$$Z_P = Exp(L_P) \quad (IV-15)$$

$$Z_S = Exp(kL_P + K_C + \Delta L_S) \quad (IV-16)$$

$$\rho = Exp(mL_P + m_c + \Delta L_D) \quad (IV-17)$$

IV.3.5 Procédure de l'inversion simultanée :

La figure (IV-5) montre d'une façon générale l'enchaînement des différentes étapes à suivre pour aboutir au résultat d'inversion sismique simultanée.

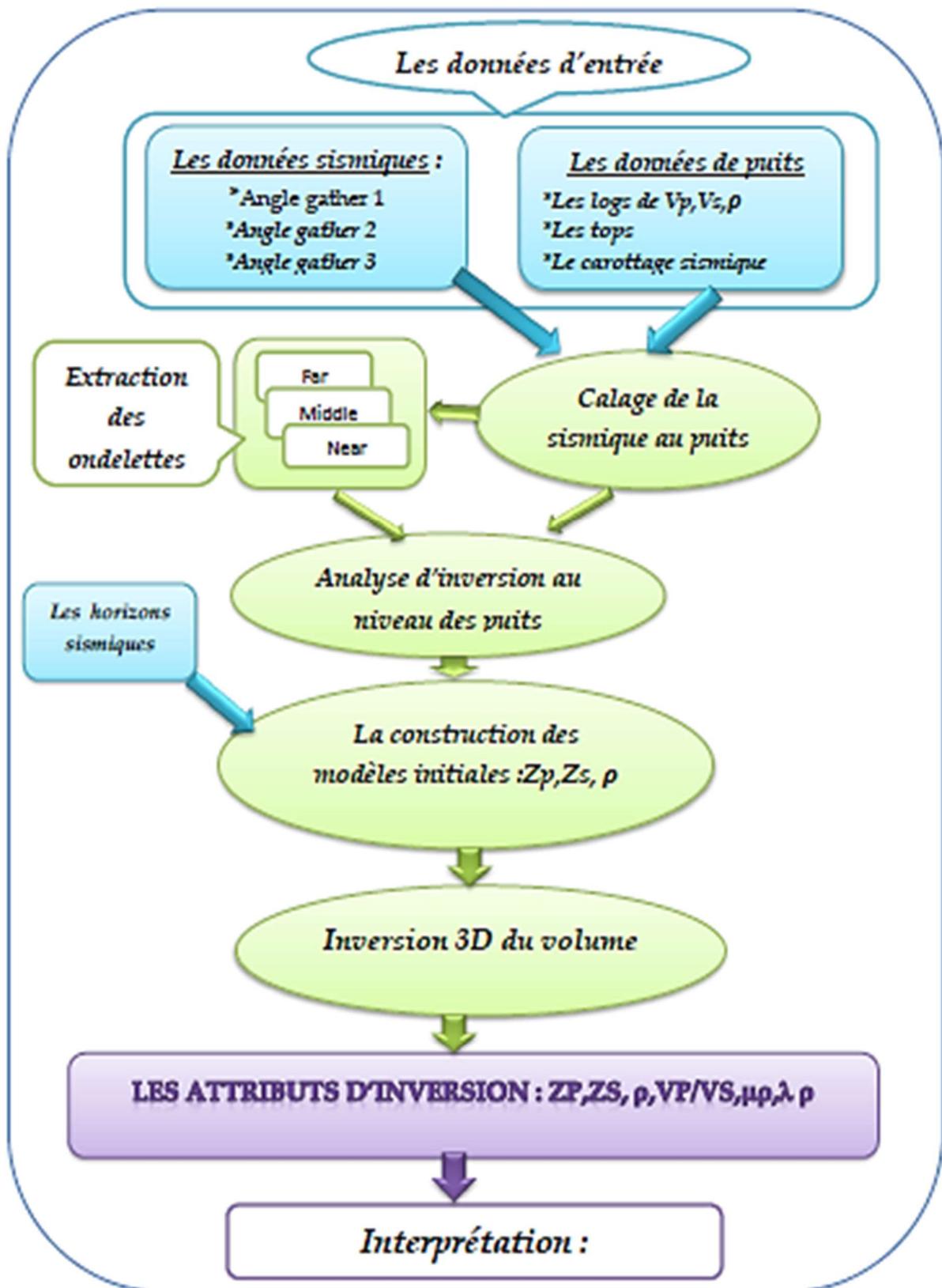


figure IV-5 : Procédure d'inversion sismique avant-sommation

Avec : $\lambda\rho = Zp^2 - 2Zs^2$ et $\mu\rho = Zs^2$ avec : $V_p/V_s = \left[\frac{\lambda + 2\mu}{\mu} \right] 0.5$

La procédure d'inversion simultanée nécessite la construction d'un modèle initial, et l'extraction de plusieurs ondelettes dépendantes de l'angle d'incidence.

IV.3.6 Extraction de l'ondelette :

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

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

L'ondelette sismique est un signal comme les autres signaux physiques qui sont identifiées par leurs caractéristiques spectrales : spectre d'amplitude et spectre de phase. Par conséquent le problème d'extraction d'ondelette est constitué par deux stades :

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

Les données sismiques sont utilisées pour définir le spectre d'amplitude par un processus d'estimation statistique. Ce dernier est appliqué sous réserve des suppositions sur l'ondelette qui sont les suivantes :

- L'ondelette est à phase minimale.
- L'autocorrélation du signal correspond à son spectre de puissance.
- La composante de bruit est négligeable.

Parmi les méthodes statistiques d'extraction, on va développer par la suite celle de L'autocorrélation. La fonction d'autocorrélation de la trace sismique $T(t) = w(t) * r(t)$ sans multiple est donnée par :

$$\phi_{TT}(t) = E\{T(t).T(t + \tau)\} \quad (IV-18)$$

$$\phi_{TT}(t) = E\{W(t) * r(t).W(t + \tau) * r(t + \tau)\} \quad (IV-19)$$

$$\phi_{TT}(t) = E\{W(t).W(t + \tau)\} * E\{r(t).r(t + \tau)\} \quad (IV-20)$$

$$\phi_{TT}(t) = \phi_{WW}(t) * \phi_{rr}(t) \quad (IV-21)$$

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

$$\phi_{TT}(t) = \sigma^2 . \phi_{WW}(t) \quad (IV-22)$$

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

$$TF[\phi_{TT}(t)] = \sigma^2 . |W(v)|^2 \quad (IV-23)$$

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

Une fois, déterminé le spectre d'amplitude, on passe à un deuxième stade d'extraction qui est réservé à l'estimation de la phase réelle de l'ondelette sismique. Pour cela, on a recours aux données de puits car les données sismiques toutes seules sont insuffisantes.[13]

IV.3.7 La corrélation des puits aux données sismiques :

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

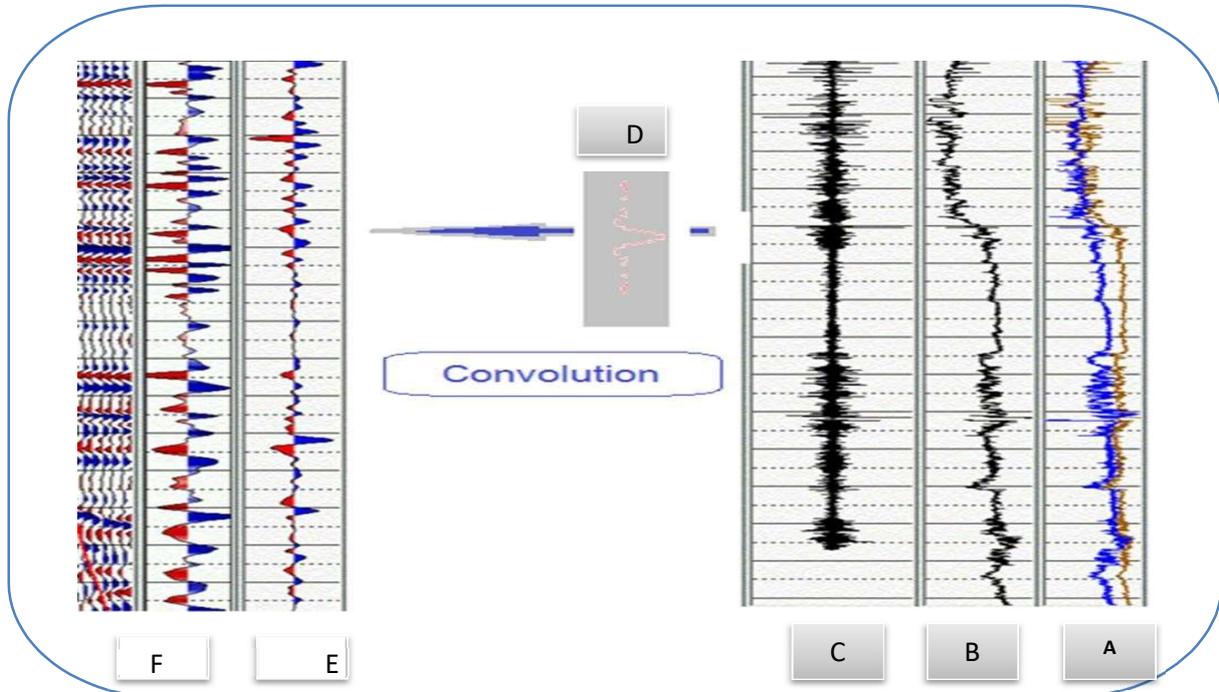


Figure IV-6 : Génération de film synthétique et corrélation aux données sismiques (A)-lelog de densité et de Vp. (B)-Log de Zp. (C)-Log de réflectivité. (D)-L'ondelette sismique. (E)-La trace synthétique. (F)-La trace réelle

L'opération de corrélation a pour but de :

- Améliorer la corrélation de temps entre les données synthétiques et les données réelles et les ramener au même niveau de référence.
- Déterminer la phase réelle d'ondelette sismique :

Pendant l'extraction statistique d'ondelette, on a supposé qu'elle est à phase minimale mais en réalité, elle est à phase mixte et ce déphasage est provoqué par le fait que le signal se déforme progressivement sur son chemin. Pour l'estimer, on détermine l'écart en temps entre les données synthétiques et réelles. Après on applique une rotation de phase sur la trace synthétique qui sera par la suite l'entrée d'une nouvelle procédure qui cherche à extraire une ondelette la plus proche de celle réelle.

IV.3.8 Construction du model initial :

La résolution du problème d'inversion sismique par des méthodes itératives exige la connaissance d'un modèle initial qui décrit la distribution spatiale des paramètres du sous-sol (Z_p, Z_s, ρ). ces paramètres sont souvent souhaitables d'être les plus proches de ceux du modèle géologique réel. Pour y arriver, on utilise une combinaison des données de puits qui possèdent

les vrais paramètres à sa verticale et les horizons sismiques qui définissent les limites entre les diverses couches. Ainsi la construction du modèle géologique est effectuée par une interpolation des premiers en se basant sur la deuxième.

Pour ce qui concerne les avantages de l'inversion sismiques, on savait qu'elle offre la possibilité de voir au-delà de la bande fréquentielle passante de la sismique qui est limitée à cause des effets d'absorption et d'atténuation

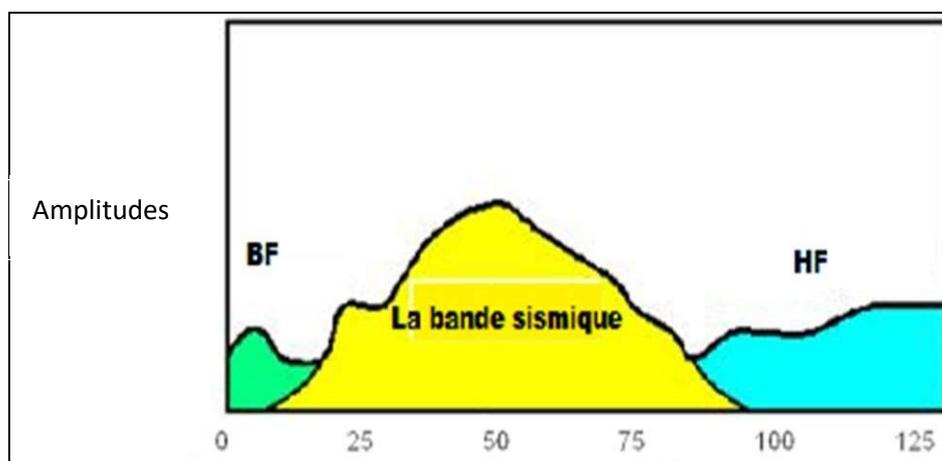


Figure IV-7 : Bande fréquentielle des données sismiques

Cet avantage signifie que l'inversion peut ajouter des contenus fréquentiels qui n'existaient pas au sein de la bande sismique. Cette addition ne sera possible qu'avec les basses-fréquences mais elle aide bien à résoudre la tendance vers les basses- fréquences ce qui n'est pas réalisable si en utilisant la sismique seule. Ceci découle la construction d'un modèle initial basse fréquence. Pour l'inversion sismique simultanée, on a besoin de faire trois modèles initiaux : modèle d'impédance acoustique Z_p , modèle d'impédance de cisaillement Z_s , modèle initial de densité ρ .

IV.3.9 Inversion sismique 3D :

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

La figure (Figure IV-8) montre le processus d'inversion qui consiste dans un premier temps à calculer la réponse synthétique par la convolution de la série de réflectivité calculée pour un angle d'incidence à partir des paramètres données par le modèle initial, ensuite ,on calcule la différence entre la réponse synthétique et la réponse réelle qu'on essaye de minimiser en optimisant les paramètres de modèle initiale d'une façon itérative jusqu' à avoir la valeur optimale de cet écart qui correspondent aux paramètres du modèle réel comme illustré dans la figure .(Figure IV-9).

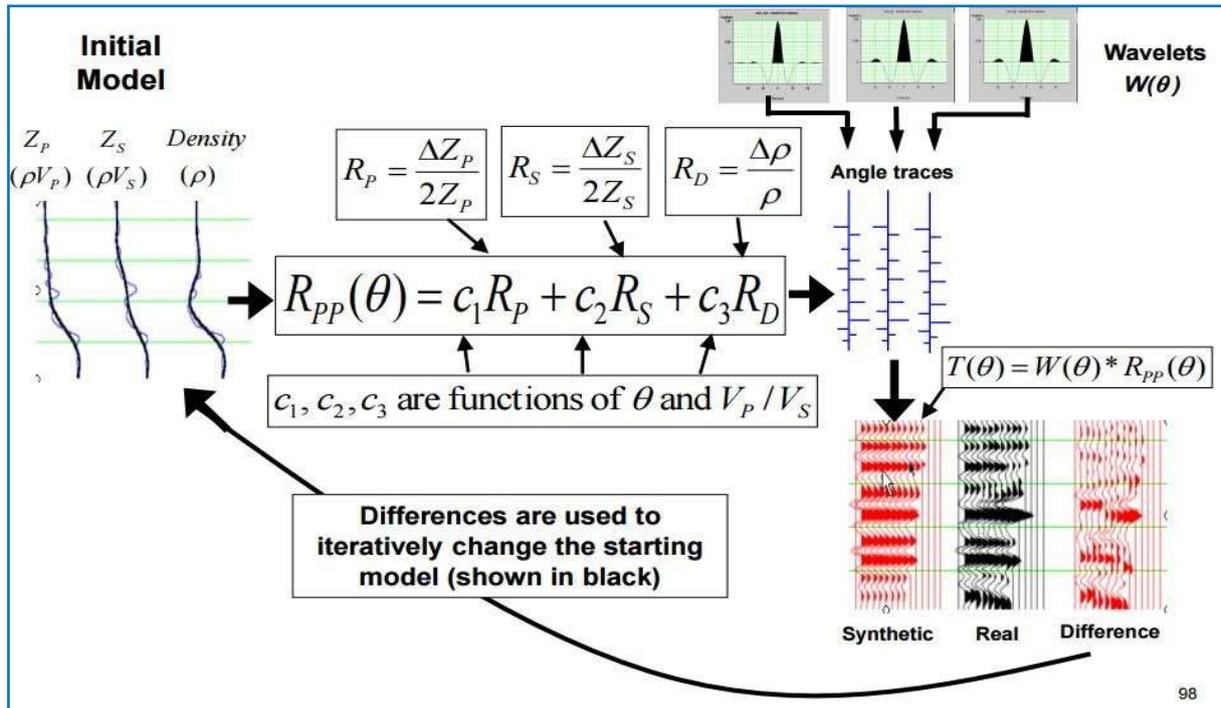


figure IV-8 : Procédure algorithmique de l'inversion sismique simultanée

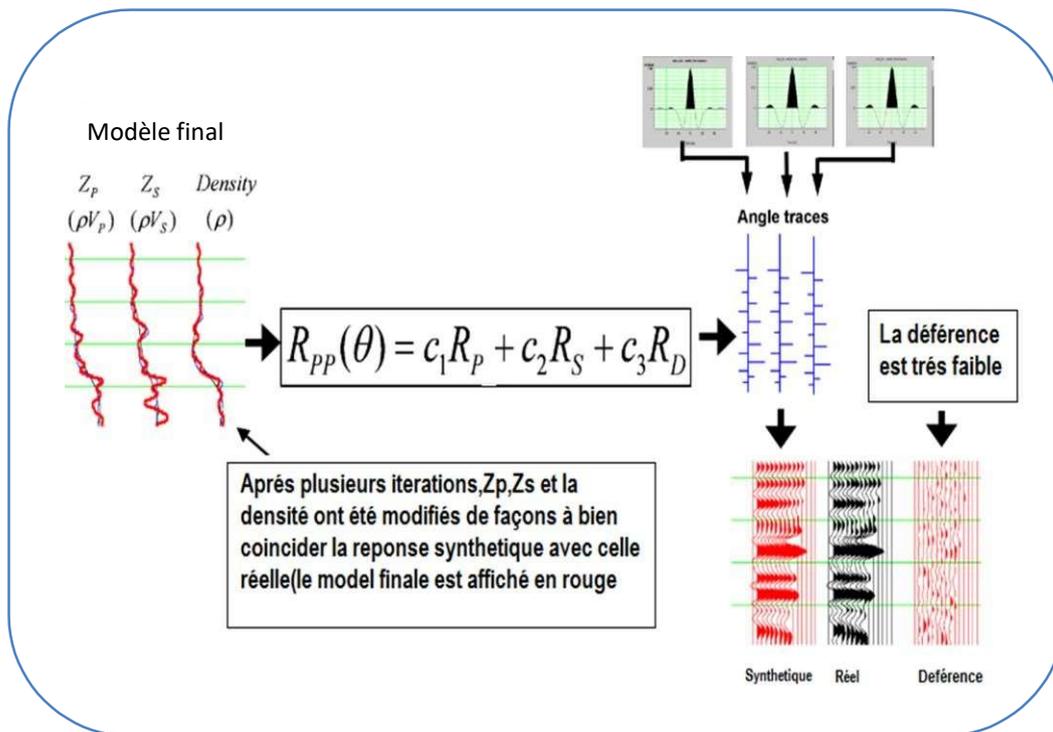


figure IV-9 : Résultat final d'inversion simultanée

A partir des résultats d'inversion simultanée (Z_p , Z_s et ρ) peuvent être calculés les différents paramètres élastiques du milieu par les relations décrites dans le chapitre-I, ces paramètres serviront à renforcer notre interprétation.

***Chapitre V :
Contexte géologique de la région
d'étude et la faisabilité de
l'inversion.***

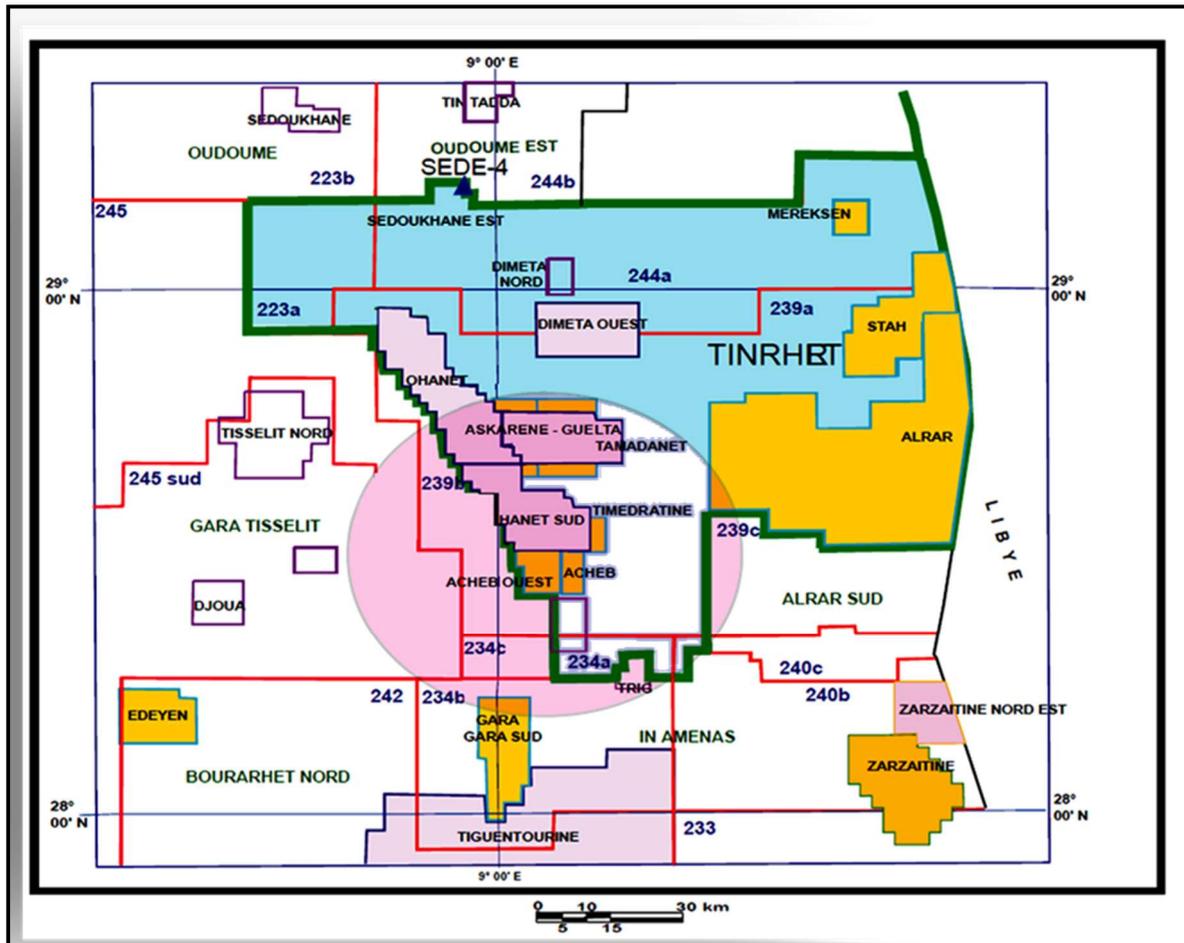


Figure V-2 : situation du bloc de TINRHET illustré en bleu dans le bassin d'ILLIZI.

V.2 Aspect structural de la région d'étude :

Du point de vue géologique, la région fait partie d'un bassin de plateforme stable. Cette région a subi l'influence de toutes les phases tectoniques qui ont affecté le bassin d'Illizi. La surrection, amorcée au début du Paléozoïque, a eu une influence directe sur la répartition des dépôts dans le temps et dans l'espace. C'est ainsi qu'on explique :

- Non dépôt du Cambrien sur le Môle d'Ahara et celui de Tihemboka.
- Les mouvements anté-illiziens (Arénigiens) sont à l'origine de la répartition des unités III-1 et III-2 où l'unité III-3 repose en discordance soit sur l'unité II, soit directement sur le socle et quelque fois sur l'unité III-1.
- La séquence Cambro-Ordovicien lorsqu'elle est complétée, elle sera composée de l'unité IV, III et l'unité II du Cambrien par analogie aux puits suite à l'extrémité des zones érodées.
- Les variations lithologiques sont observées au niveau du périmètre dans les formations dévoniennes, elles étaient conditionnées par la remontée du môle d'Ahara.
- Réduction d'épaisseur ou l'absence des unités C, B et A du réservoir F6 et du réservoir F4.
- Restriction de l'aire du dépôt du réservoir F3.

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

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

V.3 Aspect stratigraphique de la région d'étude :

Au cours de son histoire, le bassin d'Illizi a été, pour l'essentiel, un bassin marin peu profond situé près d'une marge continentale soumise à une période d'érosion intense qui a permis l'installation d'une importante colonne sédimentaire paléozoïque dans la région d'étude.

Ce bassin, de type polycyclique, possède une séquence mésozoïque séparée de la séquence paléozoïque par la discordance hercynienne qui comporte les plus importants systèmes pétroliers de cette région (réservoirs cambro-ordoviciens et dévoniens).

Il représente une large dépression semi-circulaire qui fut le siège d'une sédimentation importante (3056.81 m d'épaisseur), déposée essentiellement durant le paléozoïque et le mésozoïque. La colonne litho-stratigraphique était construite en référence à celle rencontrée dans les sondages

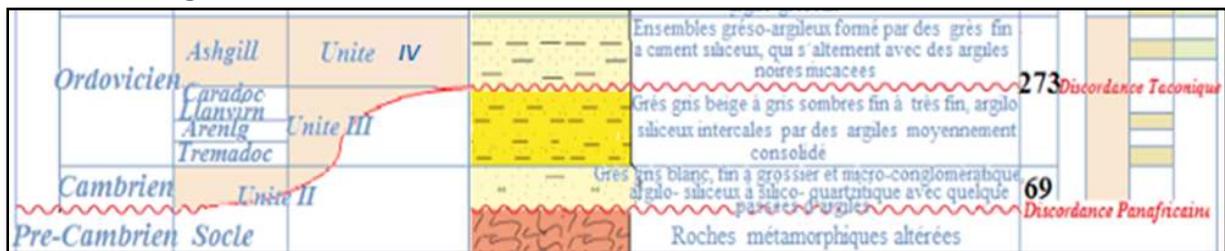


Figure V-3 : colonne stratigraphique de la zone de TINHART.

V.4 Système pétrolier de la région d'étude :

V.4.1 Objectifs et réservoirs :

En effet le réservoir de l'ordovicien constitue l'objectif étant donné leur extension régionale et les résultats pétroliers enregistrés dans la région d'étude.

Cet objectif a été exploré dans le périmètre par plusieurs puits récemment forés entre 2010 et 2014.

V.4.2 Roches Mères :

Dans le bassin d'Illizi et d'après les études géochimiques, toutes les argiles-paléozoïques ont généré des hydrocarbures, l'équipe de géologues retiendrons les plus importantes :

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

Deux périodes de générations et des expulsions sont connues à l'échelle du bassin d'Illizi.

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

V.4.3 Roches Réservoirs :

V.4.3.a Les réservoirs Cambro-Ordovicien :

Vu la complexité géologique de la région et la variation lithologique due à la présence de paléo-vallée où l'influence de la discordance de ravinement a mis en contact direct l'unité IV et le socle au niveau de certains puits.

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

Et afin d'expliquer les résultats pétroliers qui sont parfois non concluants des descriptions des carottes sont effectuées en 2017 pour décrire les unités des réservoirs Cambro-ordovicien. Ces dernières ont montré :

- Une partie sommitale de l'Ordovicien (unité IV-3) qui peut être argileuse au niveau de certains puits.
- Grès de l'unité IV-2 existe et elles montrent des bonnes caractéristiques pétro-physiques.
- Une partie basale constituée par l'unité IV-1 ou l'unité II présente de bonnes caractéristiques pétro-physiques. Cependant ces grès montrent des fractures horizontales colmatées par des argiles donnant un cheminement de gaz à travers le tampon d'eau.

Dans l'ensemble ces niveaux réservoirs sont caractérisés par des séries argilo- gréseuses avec des épaisseurs très importantes pouvant dépasser 138m, mais les résultats pétroliers restent assez encourageants.

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

Les grès supérieurs de l'unité IV-3(Complexe glaciaire) ont une extension latérale plus large. Néanmoins, ils sont compacts (tight) et leur propriété pétro-physique est faible mais elle peut localement s'améliorer.

V.4.4 Roches Couvertures :

- Les argiles de l'Ordovicien qui couvrent parfois l'unité II du cambrien, l'unité III-2 et l'unité III-3.
- Les argiles de la base du Silurien assurent la couverture des réservoirs du complexe terminal.

V.5 Etude de faisabilité :

L'étude de faisabilité consiste à étudier le lien entre les paramètres petro-physiques et ceux acoustiques aux niveaux des puits afin de s'assurer qu'une prédiction des paramètres de réservoir est possible à l'échelle sismique . ce titre ,l'outil le plus pertinent est le cross-plot .en effet on réalise des cross-plot entre deux paramètres élastiques en employant un paramètre petro-physique comme code de couleur (lithologie, contenu en fluide) dans le but de s'assurer qu'à partir des paramètres acoustiques :

- une bonne discrimination lithologique est possible.
- une discrimination des fluides est également possible.
- les variations de la porosité sont liées à celles des paramètres acoustiques.

L'étude de faisabilité permet donc de s'assurer de la pertinence de lancer l'inversion en s'assurant qu'il serait possible de prédire correctement les paramètres réservoir à partir de ses résultats (paramètres élastiques).

V.5.1 En utilisant les cross-plot Vp-Vs :

V.5.1.a Puits P8 :

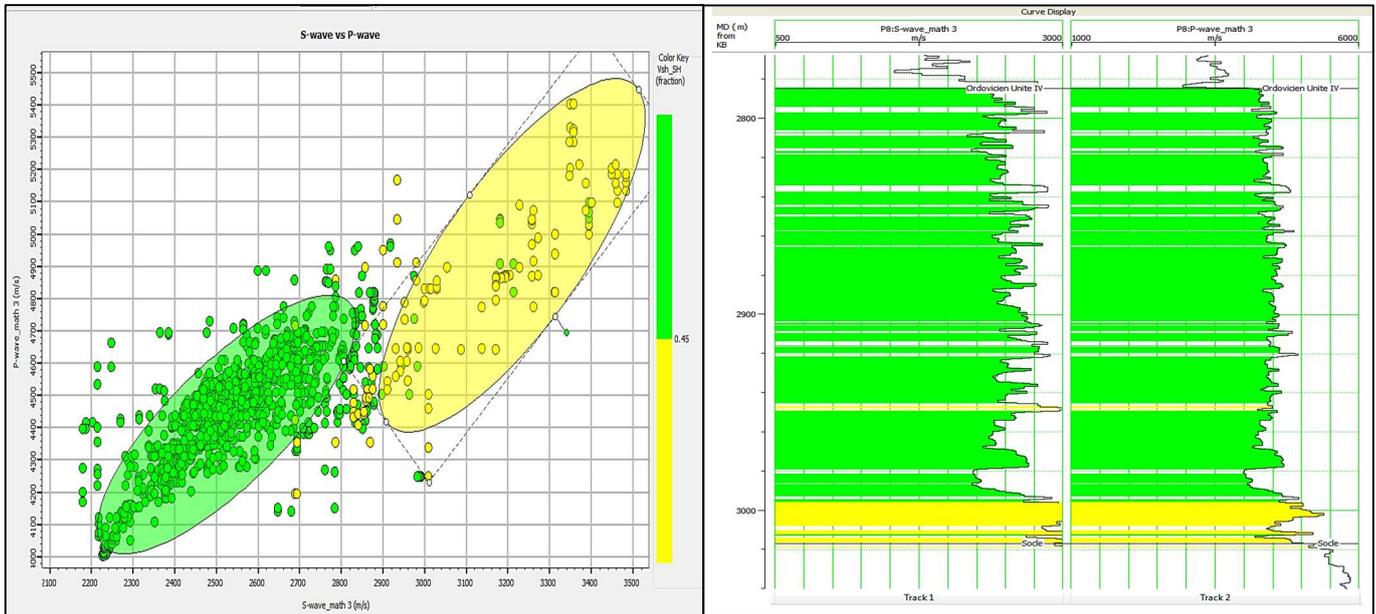


Figure V-4 : Cross-plot Vp-Vs au niveau de puit P8

On remarque que dans le puit P8 au niveau du zone (de l'ordovicien-socle), il y a un contraste entre la zone gréseuse en jaune et celle argileuse en vert caractérisé par des faibles Vp et Vs dans la zone argileuse et une augmentation des Vp, VS dans la zone gréseuse.

V.5.1.b Puits P3 :

On remarque que dans le puit P3 au niveau du zone (de l'ordovicien-socle), il y a un contraste entre la zone gréseuse en jaune et celle argileuse en vert caractérisé par des faibles Vp et fortes Vs dans la zone argileuse et une augmentation des Vp avec diminution des VS dans la zone gréseuse.

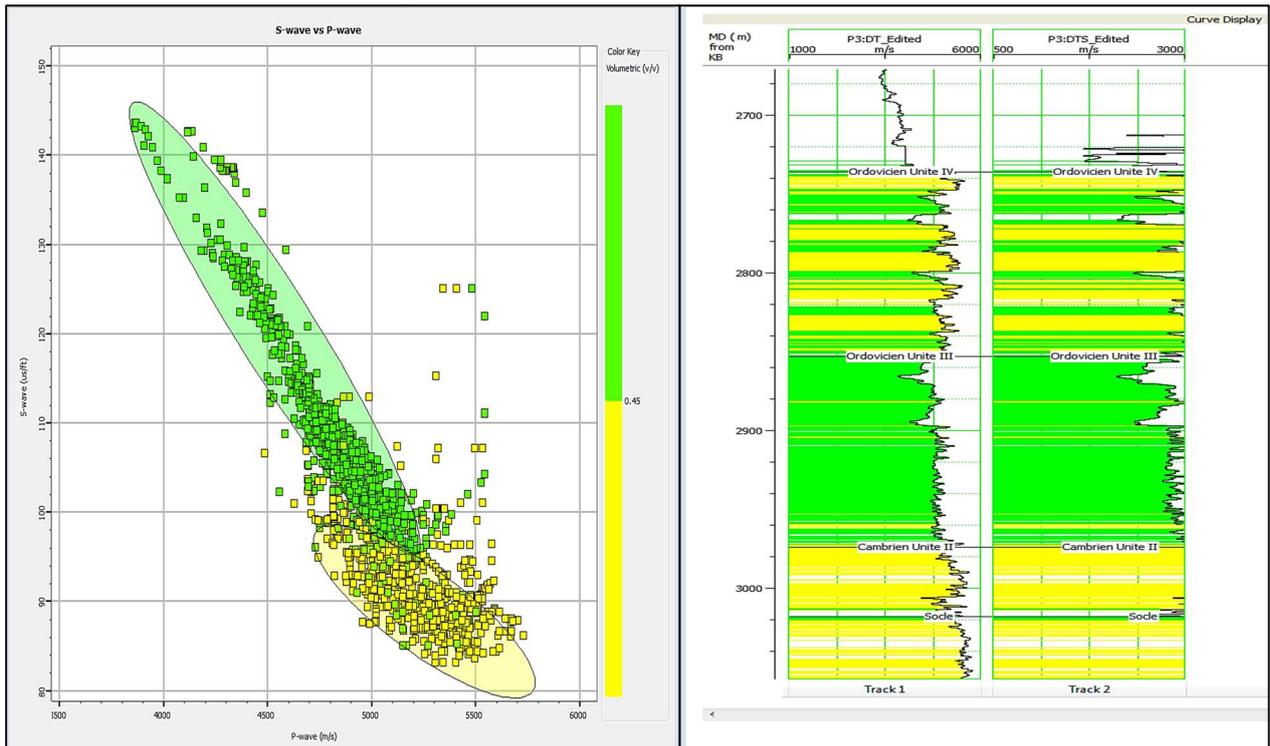


Figure V-5 : Cross-plot Vp-Vs au niveau de puit P3

V.5.2 En utilisant les cross-plot Zp-Zs (impédance acoustique) :

V.5.2.a Puits P8 :

On remarque que dans le puit P8 au niveau du zone(de l'ordovicien-socle), il y a un contraste entre la zone gréseuse en jaune et celle argileuse en vert caractérisé par des faibles Zp et Zs dans la zone argileuse et une augmentation des Zp,ZS dans la zone gréseuse.

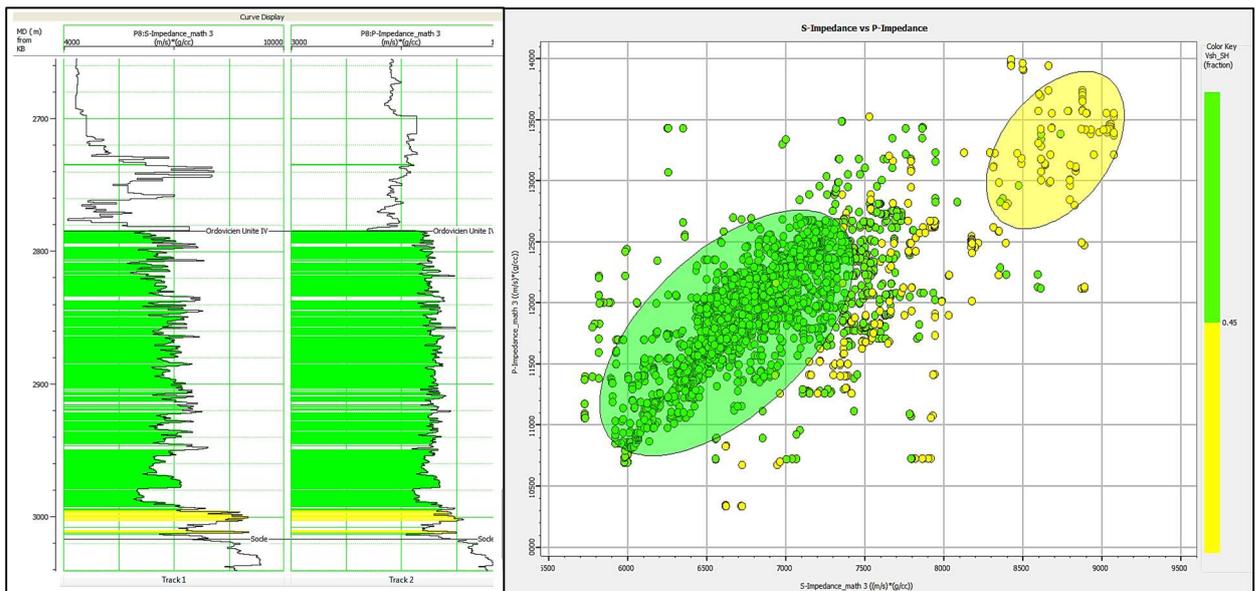


Figure V-6 : Cross-plot Zp-Zs au niveau de puit P8

V.5.2.b Puits P3 :

On remarque que dans le puit P3 au niveau du zone(d'ordovicien-socle), il y a un contraste entre la zone gréseuse en jaune et celle argileuse en vert caractérisé par des faibles Z_p et Z_s dans la zone argileuse et une augmentation des Z_p, Z_s dans la zone gréseuse.

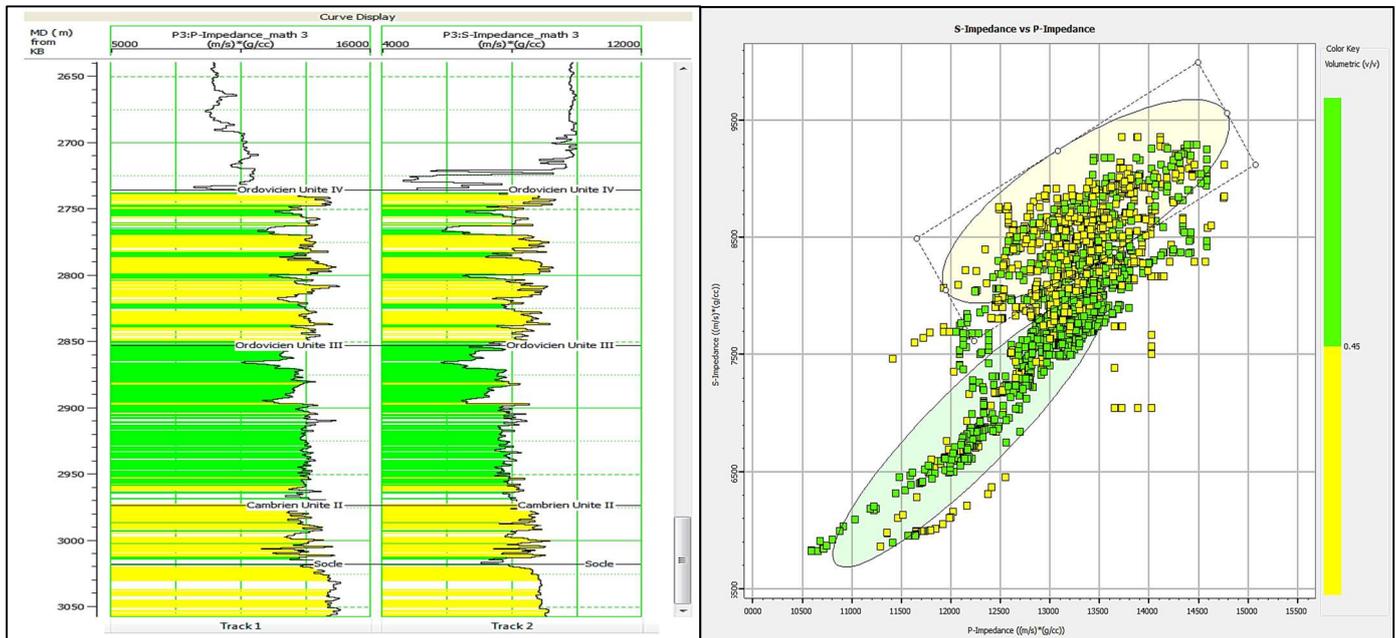


Figure V-6 : Cross-plot Z_p - Z_s au niveau de puit P3

D'après cette étude on a constaté qu'il y a des signatures au plan sismique que l'on peut observer ou bien travailler sur, si Ilya des différences lithologique par exemple dans cette cet exemple, ou bien au niveau des paramètres petro-physiques.

Chapitre VI :
Application sur des données réelles

CHAPITRE VI: Application sur des données réelles.

L'objet ciblé de ce chapitre s'agit d'appliquer la méthode d'inversion sismique simultanée sur des données réelles. Ce but est motivé par les points suivants :

- Description des différentes étapes de l'inversion simultanée des données sismiques.
- Détection du niveau réservoir au niveau des puits, et délimiter son extension au niveau du volume sismique, à partir de l'interprétation des résultats d'inversion.
- Déterminer la présence et la nature des fluides contenus dans le réservoir à partir des paramètres acoustiques et élastiques obtenus par inversion.

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

VI.1 Présentation de logiciel de travail :

Hampson-Russell (HRS-9) est un logiciel interactif développé par la compagnie CGG Veritas qui dispose de l'une de plus puissante station de calcul dans le secteur des géosciences depuis 1987. Il comprend tous les aspects d'exploration sismique et la caractérisation de réservoir, d'analyse AVO et de l'inversion à la sismique 4D. Cette plateforme informatique regroupe un ensemble des programmes nécessaires pour accomplir leur activité.

Le niveau réservoir objectif de cette étude étant l'**Ordovicien_Unite_IV_final** et le **Socle_final**.

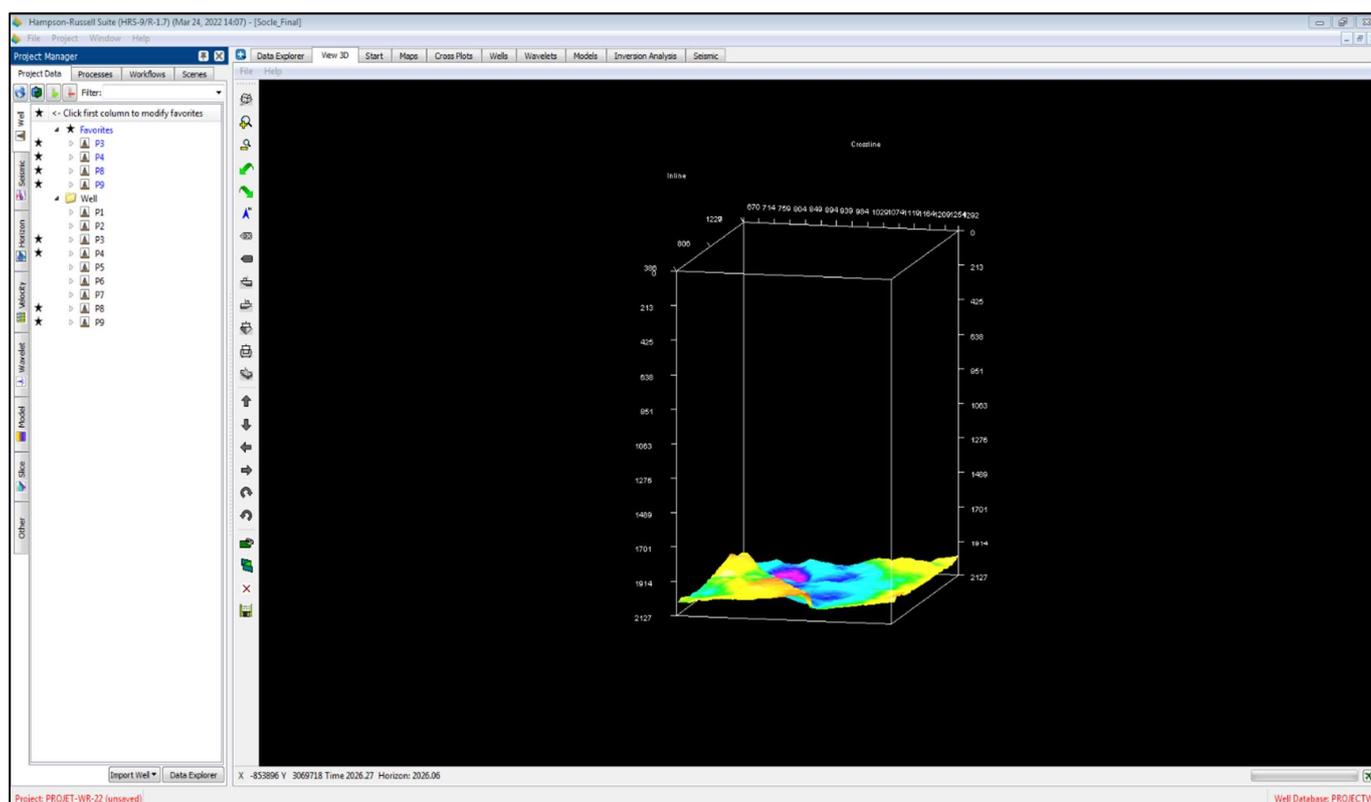


figure VI-0 L'interface de programme HRS.

VI.2 Présentation et caractéristiques de l'étude :

Notre but est d'appliquer une inversion simultanée aux données sismiques afin de construire des modèles de Z_p , Z_s , Du réservoir (Ordovicien_ Unite_IV_final -Socle) de la région de Hamada de Tinrhert, bassin d'Illizi ,pour cela une campagne sismique a été effectuée, et plusieurs puits ont été forés.

La base d'entrée d'un processus d'inversion simultanée consiste en trois éléments suivants :

VI.2.1 Les données sismiques :

Les données sismiques (en amplitudes préservées et corrigées dynamiquement) utilisées dans le cadre de ce travail, représentent des données réelles acquises lors d'une campagne sismique 3D récente, dans la région de Hamada de Tinrhert , la géométrie est illustrée dans la figure ci-dessous :

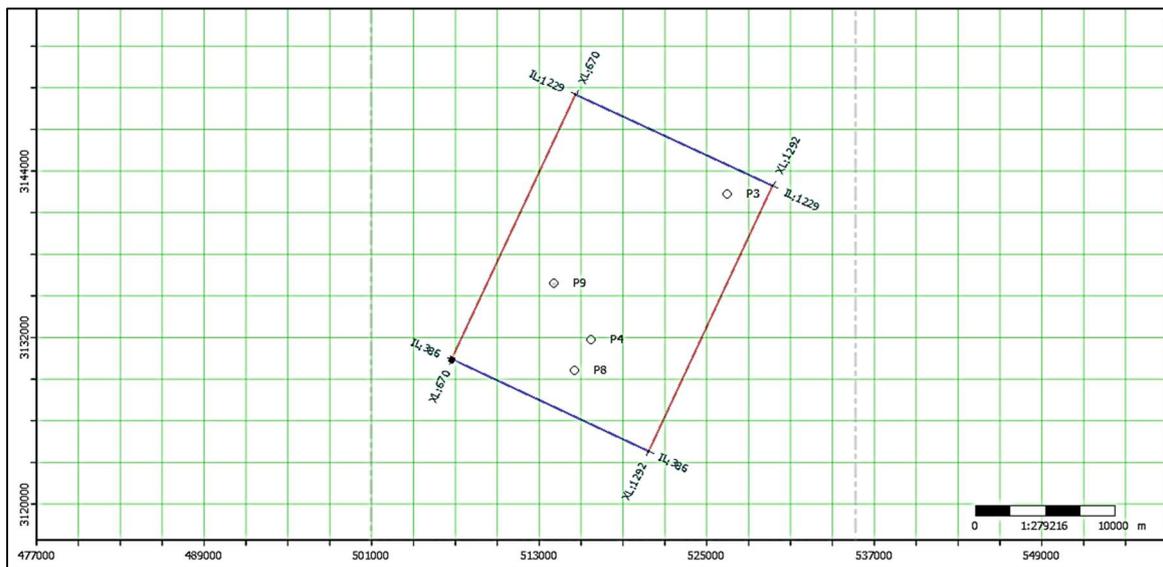


Figure VI-1 : Géométrie de la sismique, et positionnement des puits.

VI.2.2 Les données de puits :

Nous disposons de 4 puits qui sont réparties sur la zone d'étude comme indiqué par la Figure VI-1 ci-dessus, les puits disponibles sont les suivants :

-P3 -P4 -P6 -P8

VI.2.3 Les horizons sismiques :

L'interprétation structurale a permis d'identifier les horizons sismiques qui sont indispensable pour la construction du modèle initial.

Dans notre cas, on dispose de 4 horizons sismiques, les cartes en isochrones sont représentées dans la Figure VI-2 :

**-Base-Ravinement interpole.
-Ordo_ Unite_ IV_Final.**

**-Socle_Final.
- Unite II interpole.**

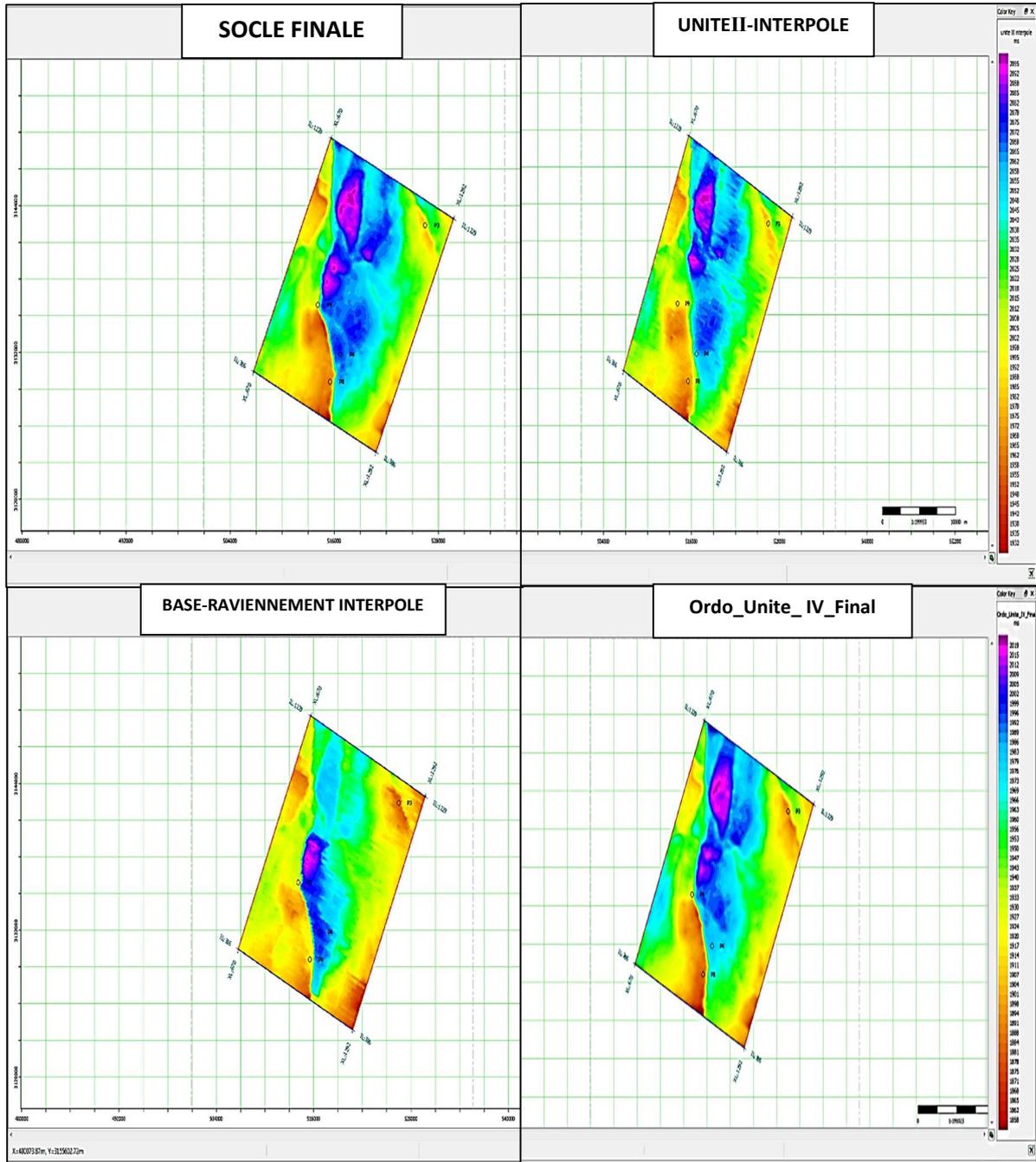


Figure VI-2 : Les horizons sismiques(isochrones)

VI.3 Workflow de l'inversion sismique simultanée :

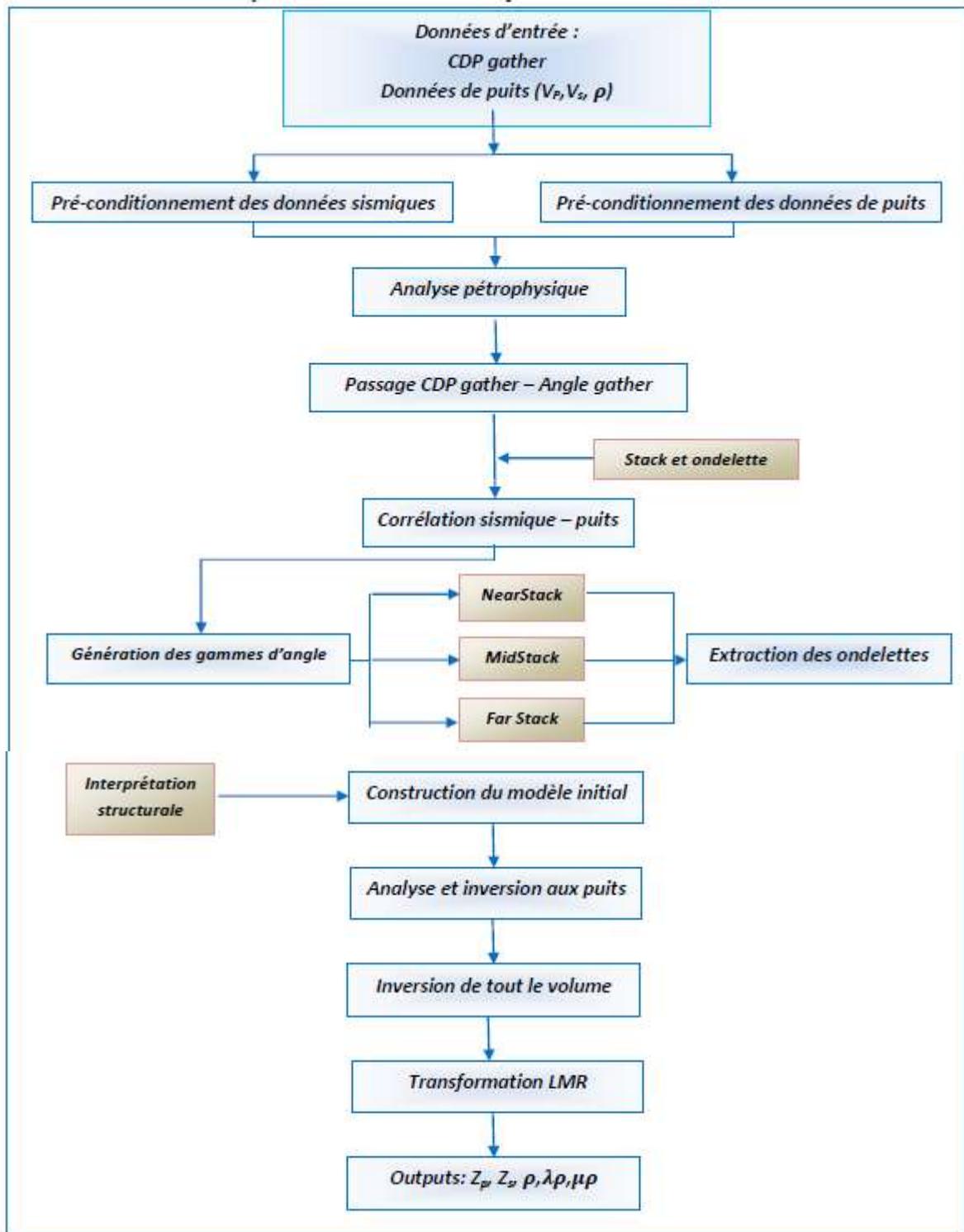


Figure VI-3 : Workflow de l'inversion sismique simultanée

L'inversion sismique est un problème mal posé, dont la solution n'est pas unique, la résolution du problème est très sensible aux bruits, pour cela on effectue un pré-conditionnement des données.

VI.4 Pré-conditionnement des données sismiques :

Le préconditionnement des données sismiques consiste en une série des traitements particuliers qui a pour but d'ajuster l'alignement des temps et d'améliorer la qualité des données sismiques. Cette dernière est synonyme de rapport (signal /bruit) qui est relativement faible pour les données sismiques avant-sommation. Les étapes de préconditionnement varient d'une étude à une autre selon l'objectif et la qualité des données sismiques dont on dispose. La Figure VI-4 représente les CDP gather qui se trouvent au voisinage du puits (P9). En analysant ces données, deux remarques s'imposent :

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

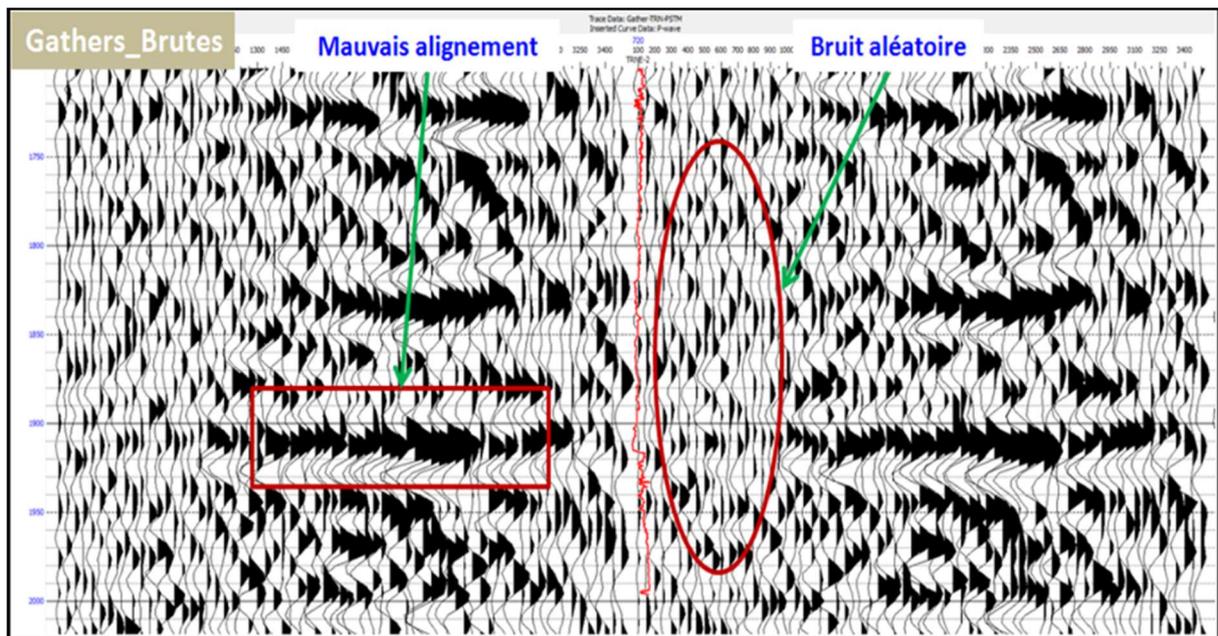


Figure VI-4 : CDP-gather brut (avant pré-conditionnement)

Pour remédier aux ces problèmes, on a utilisé :

- Filtres passe-bande (BPF)
- Trim statique
- Le filtre radon
- Super gather
- Angle gather

VI.4.1 Filtres passe-bande (BPF) :

Le filtre passe-bande est utilisé pour réduire le bruit et pour l'atténuation des fréquences non désirées. La gamme de fréquence du filtre (6-10/75-85 Hz).

VI.4.2 Trim statique :

Il Consiste à appliquer une correction statique résiduelle, afin d'améliorer l'alignement des évènements, on choisit une fenêtre dans laquelle les traces seront sommées donnant naissance

à une trace de référence, l'ensemble des traces seront "shiftées" selon un seuil prédéfini afin de correspondre au maximum à la référence.

Les paramètres choisis sont les suivants :

- Longueur de la fenêtre : 50 ms.
- Pas de glissement de la fenêtre : 50 ms.
- Shift maximal : 8 ms.

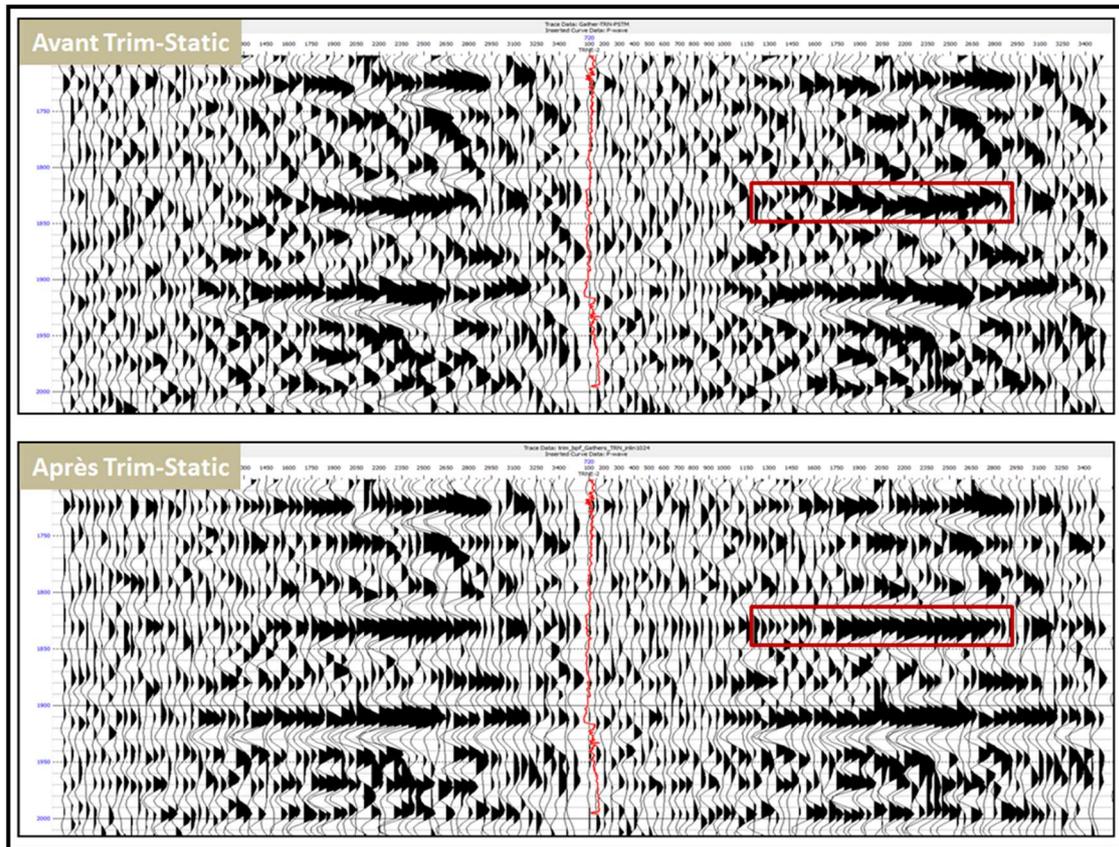


Figure VI-5 : CDP gather avant et après Trim statique

VI.4.3 Filtre radon :

Il est utilisé pour éliminer les bruits aléatoires en introduisant des paramètres bien choisis pour créer un modèle de bruit qui va être soustrait de notre modèle sismique originale.

La Figure VI-6 nous montre une nette amélioration des données après avoir utilisé les paramètres suivants :

Le niveau de bruit désiré dans la trace de sortie finale (desired S/B ratio) = 0.6.

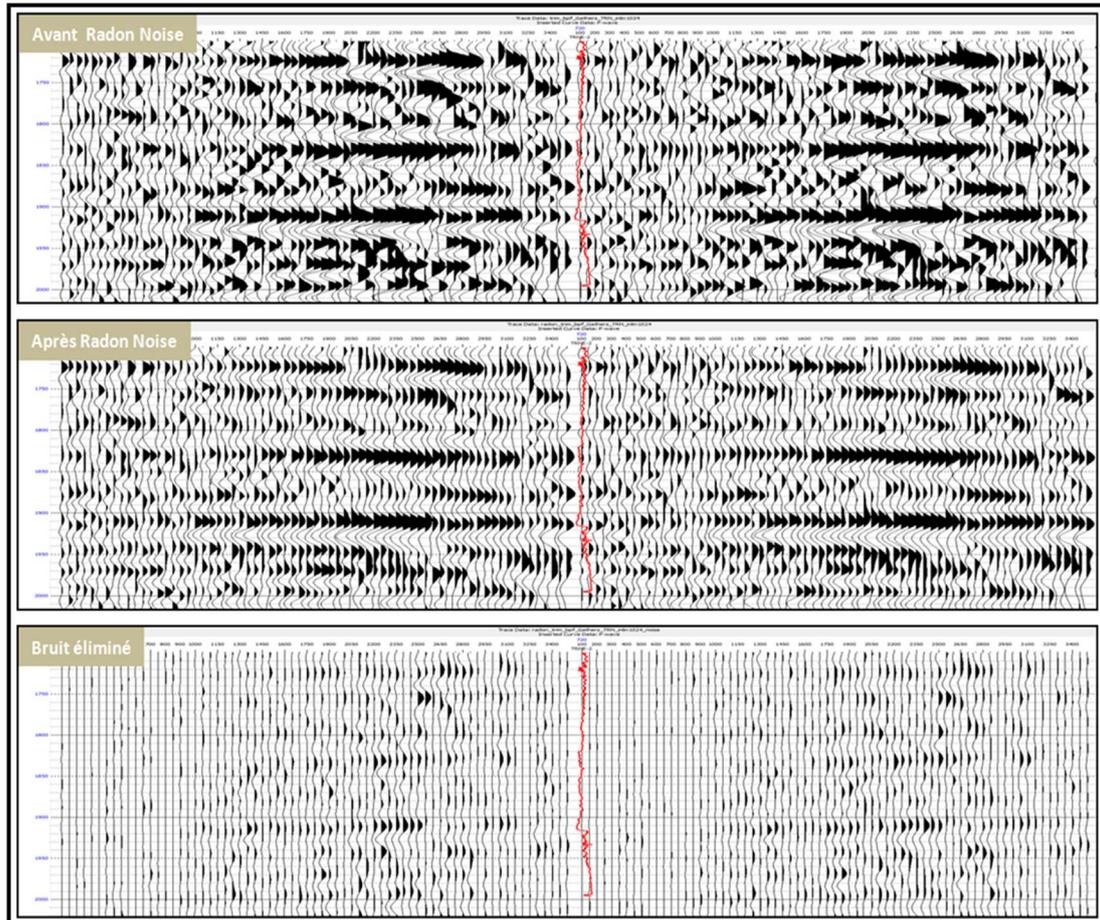


Figure VI-6 : Application du filtre radon sur les données sismiques

VI.4.4 Super gather :

Le super-gather ou sommation des offsets est un outil robuste pour l'atténuation des bruits aléatoires. Ce processus consiste à diviser les CDP gather en un nombre de Super-gathers et améliorer ensuite le rapport signal/bruit par la sommation de traces qui se trouvent à l'intérieur de chaque super-gather. Un tel traitement permet de mener à bien la qualité des données sismiques avant sommation et de minimiser la taille du volume sismique avec une préservation de l'effet de variation des amplitudes avec l'offset.

Les paramètres choisis sont les suivants :

- Taille du super gather (fenêtre dans laquelle les traces contenues seront sommées) :
- 3 traces par INLINE × 3 traces par XLINE.

La Figure VI-7 ci-dessous montre le résultat du super gather.

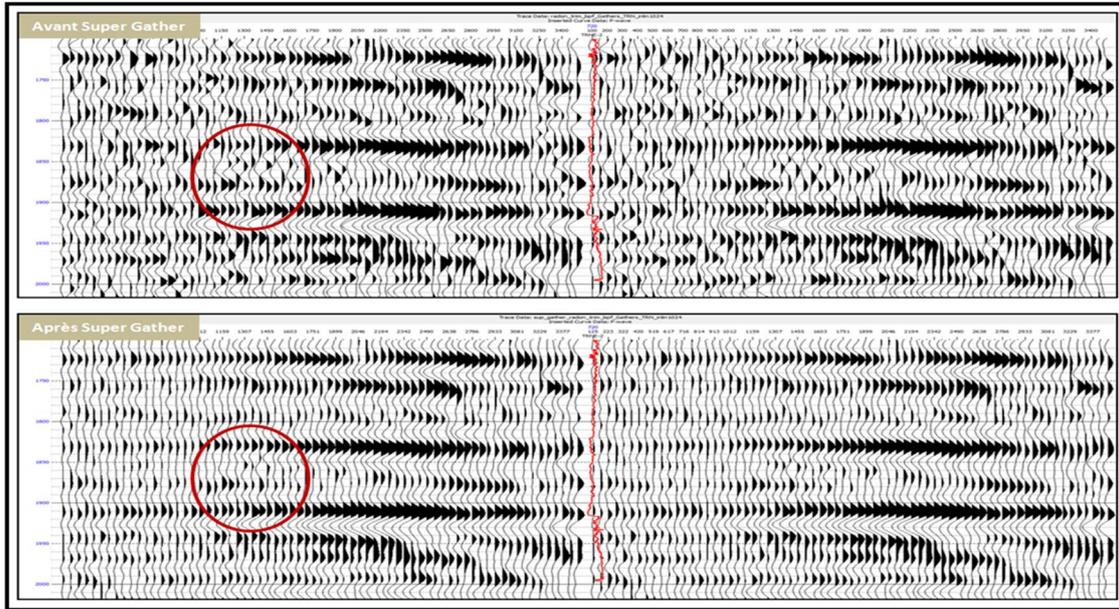


Figure VI-7 : CDP gather avant et après Super gather

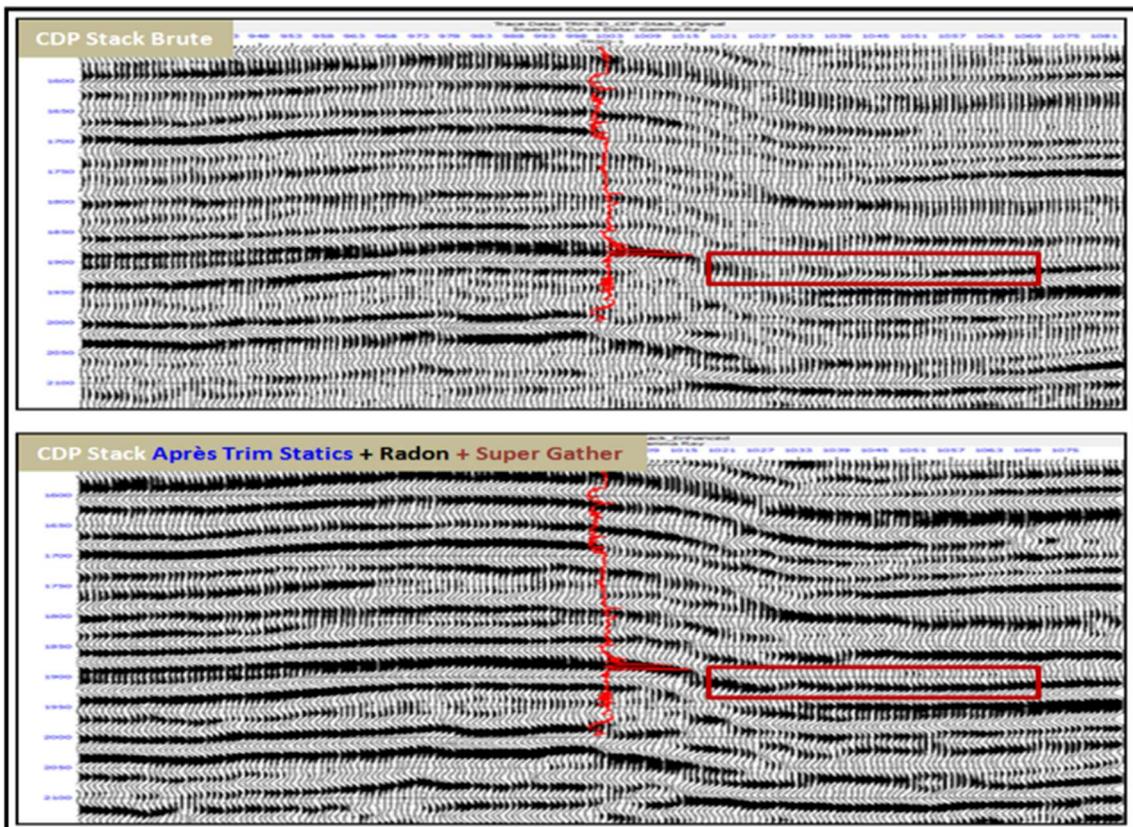


Figure VI-8 : CDP gather avant et après pré-conditionnement

On remarque un meilleur alignement des événements, et un meilleur ratio Signal/bruits.

VI.4.5 Angle gather :

Cette opération consiste à convertir l'ensemble des CDP gather définis dans le domaine des offsets vers le domaine des angles d'incidence. Avant de l'appliquer, il est nécessaire de visualiser les angles d'incidence correspondants aux traces de chaque CDP gather (Figure VI-9) pour pouvoir déterminer la plage des angles qu'on va l'utiliser pour la création des Angles-gather. Cette plage est déterminée au sein de la zone d'intérêt. Dans cette étude on délimite les angles d'incidences entre $[1^\circ - 36^\circ]$:

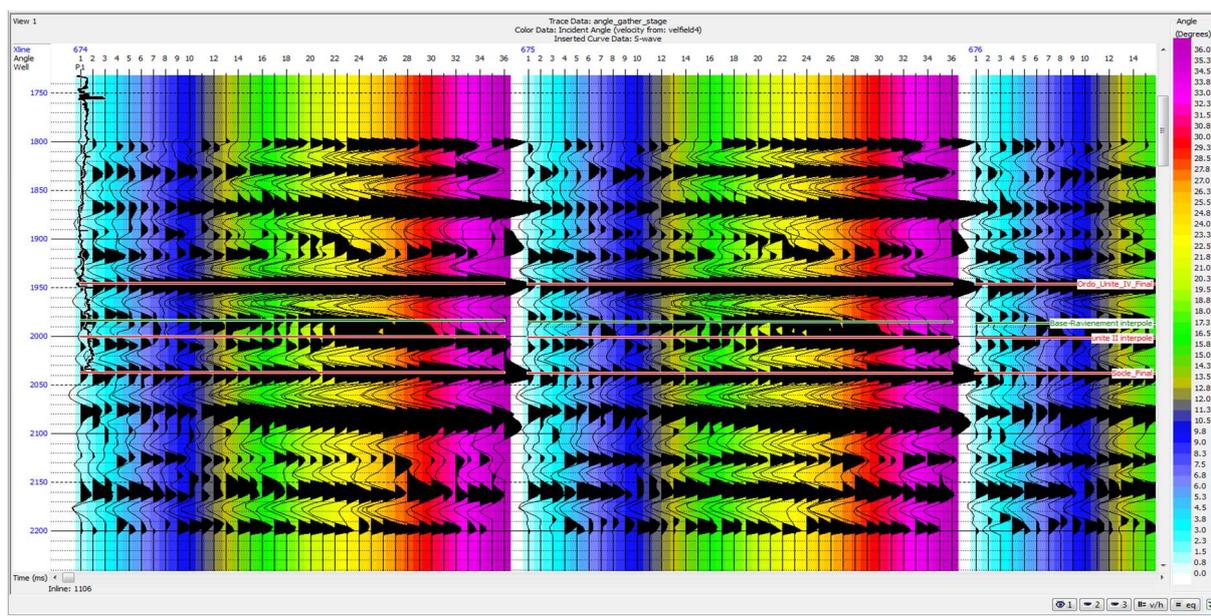


Figure VI-9 : les angles d'incidences

Après l'application de la méthode d'angle gather, on a obtenu les résultats suivants :

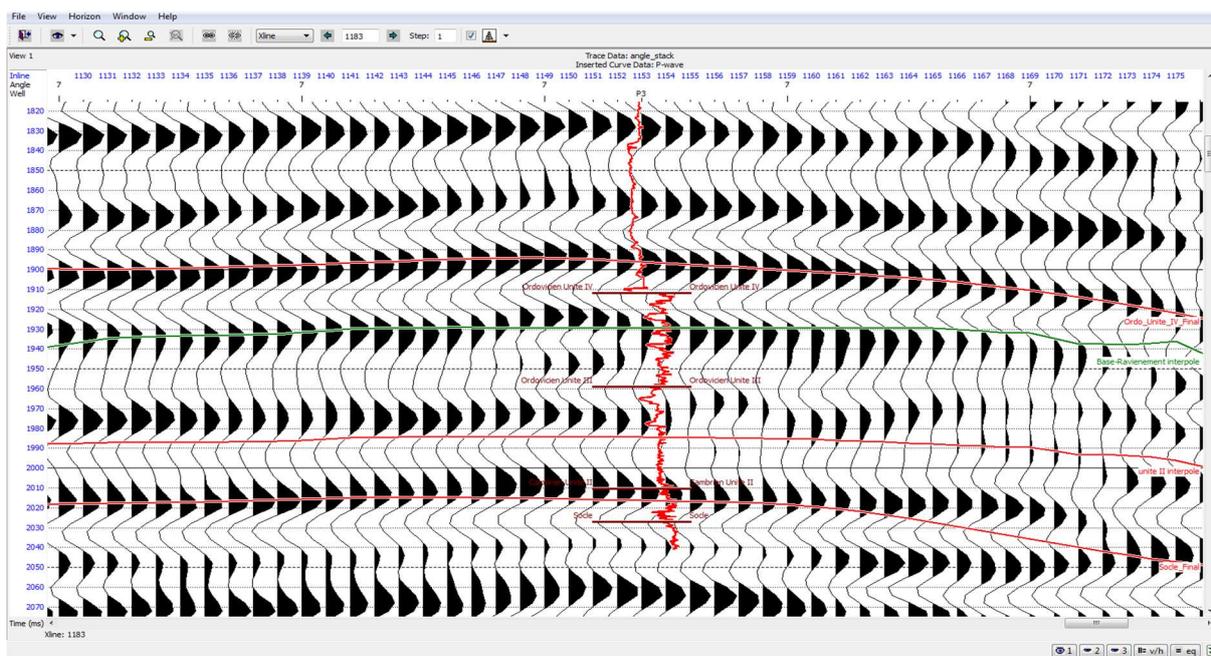


Figure VI-10 : Angle gather

VI.5 Pré-conditionnement des données de puits :

VI.5.1 Splice :

Les logs de diagraphies sont enregistrés à chaque fois qu'une phase de forage est réalisée, afin de relier les différentes phases d'une diagraphie, on effectue un splice.

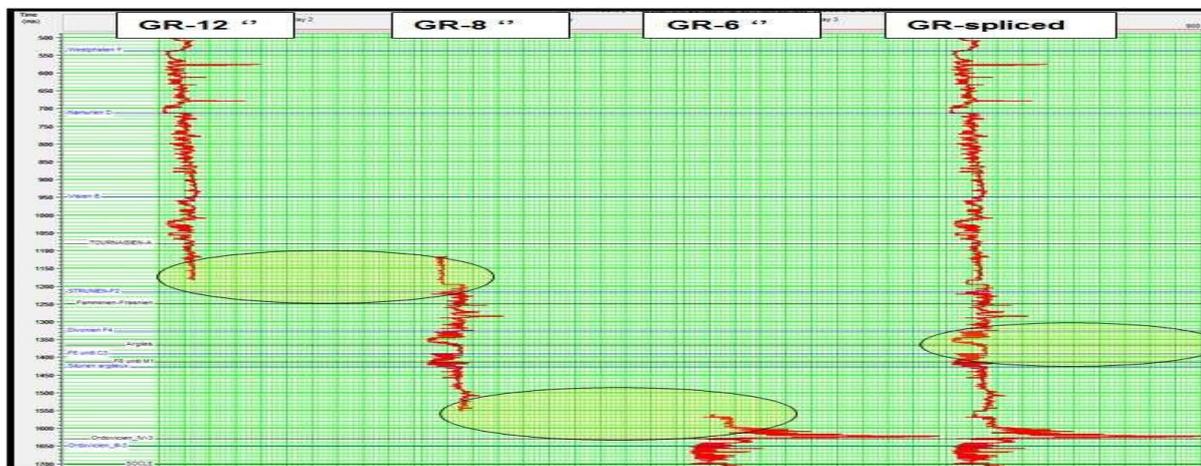


Figure VI-11 : Splice des différentes phases du gamma-ray

VI.5.2 Dispiké :

Cette étape de préparation repose sur l'élimination de valeurs aberrantes (Dispiking) des logs qui sont considérés comme des bruits car ils sont dus aux erreurs de mesure et pas à la formation traversée. La **Figure VI-12** donne un aperçu de ce traitement appliqué sur le Log d'onde P.

Pour éliminer les pics aberrants, il a été convenu d'appliquer un filtre médian.

Les paramètres du filtre appliqué sont les suivants : Taille de la fenêtre : 11 échantillons

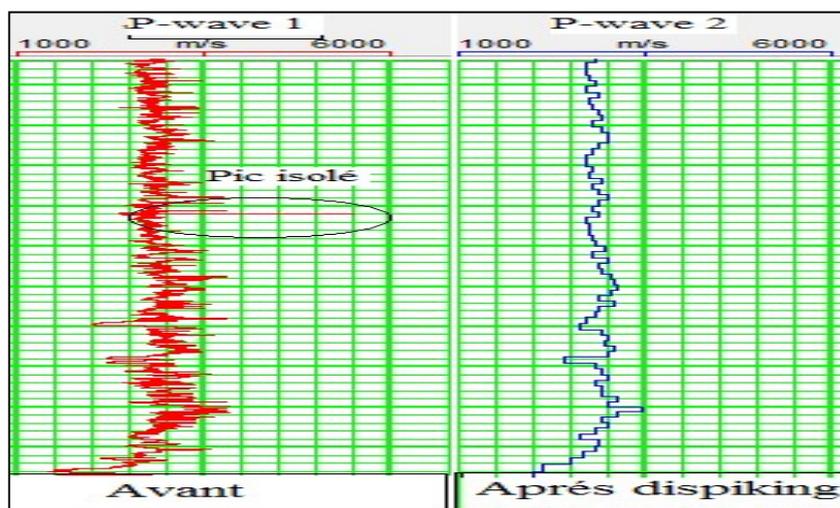


Figure VI-12 : Le dipiking d'onde P

VI.5.3 Smooth :

Les données de diagraphies ont une meilleure résolution que les données sismiques, ceci est dû à leur contenu en hautes fréquences, afin d'effectuer la corrélation, il est nécessaire d'appliquer un filtre passe bande aux données de puits afin de les rendre comparable à la sismique.

Le filtre passe bande a été appliqué avec les paramètres suivants :

- Fréquence minimale 6 Hz.
- Fréquence maximale 85 Hz.

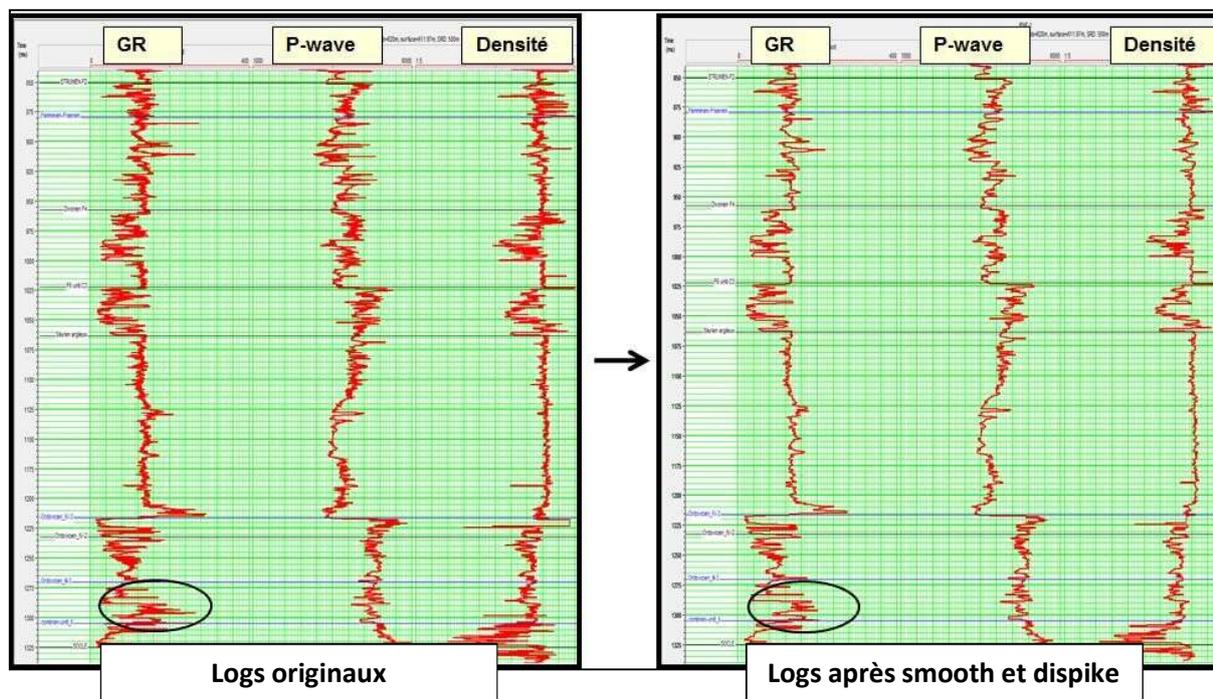


Figure VI-13 : Logs avant et après pré-conditionnement

VI.6 Génération des logs manquants :

Les logs nécessaires pour construire les modèles initiaux de l'inversion sont :

- P-wave.
- S-wave.
- Densité.

Inventaire des données de puits :

Nom du puits	P-wave	S-wave	Densité
P3	✓	✓	✓
P4	✓	X	✓
P8	✓	✓	X
P9	✓	X	✓

Tableau VI -1 : Inventaire des données de puits

On note l'absence du log S-wave dans le puits « P4-P9 » et un manque du log densité notamment dans le puits « P8 ».

VI.6.1 Génération du log de densité :

On utilise la méthode de l'équation multilinéaire pour générer le log de densité.

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

$$\rho = f (V_p, V_s, Rt, GR) \tag{VI-1}$$

Les coefficients de cette équation sont déterminés par calibration dans les puits P3, P4, P9.

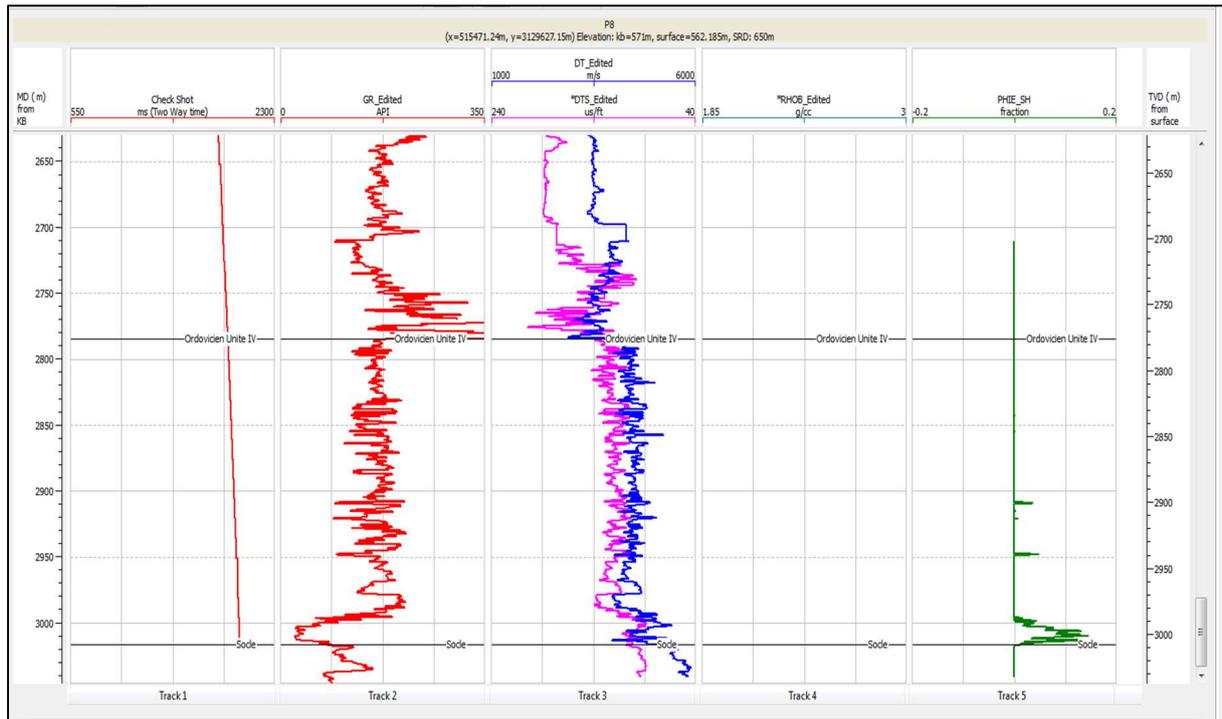


Figure VI-14 : Puits 8 (P8) manque de log du densité (Etat initial)

Le résultat est illustré dans la Figure VI-15 ci-dessous.

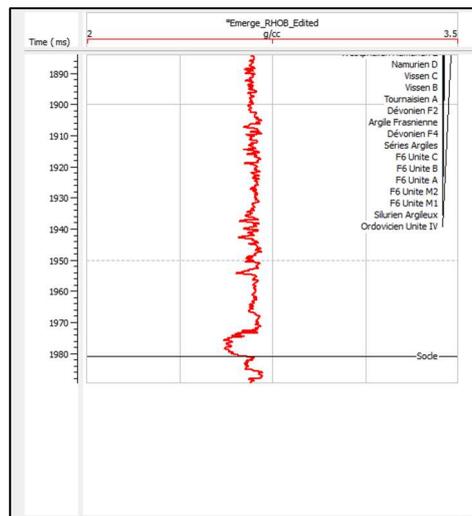


Figure VI-15 : Résultat de la génération de densité par l'équation multilinéaire puits (P8).

VI.6.2 Génération du log S-wave :

➤ Equation de Castagna :

$$V_s = a V_p + b \quad (VI-2)$$

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

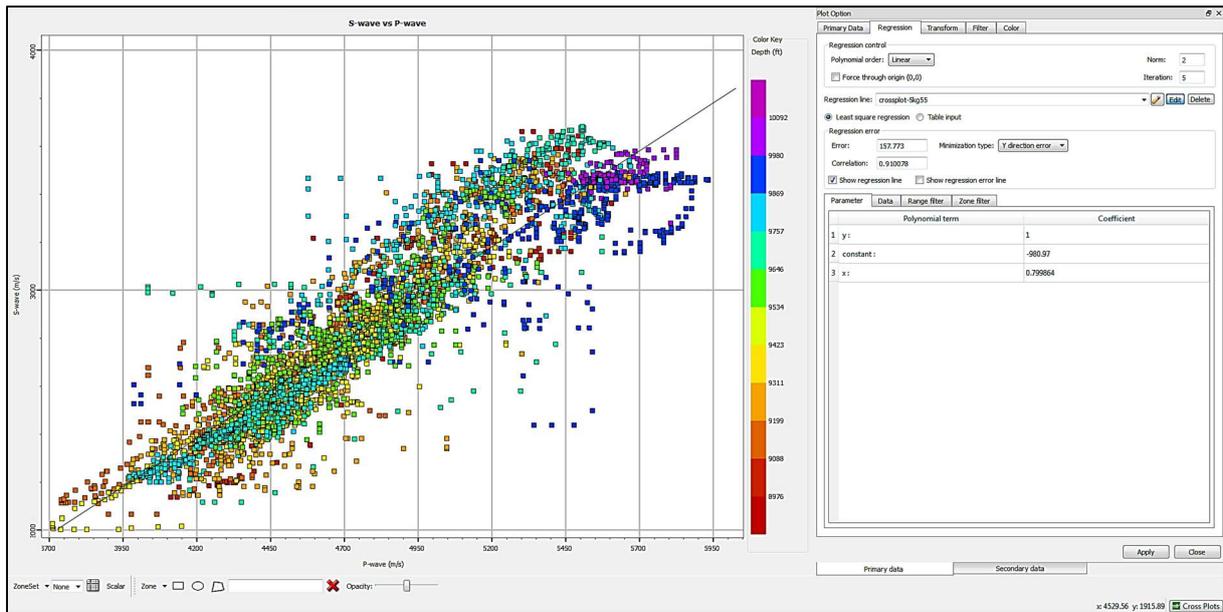


Figure VI.16 : Cross-plot Vp vs Vs dans les puits P3 et P8

Après avoir déterminé une droite de régression représenté dans la Figure III.16 on calcul la valeur de a et b qui sont comme suit :

$$a = 0.799864 ; b = -980.97$$

$$L'équation finale : V_s = 0.799864 V_P + -980.97$$

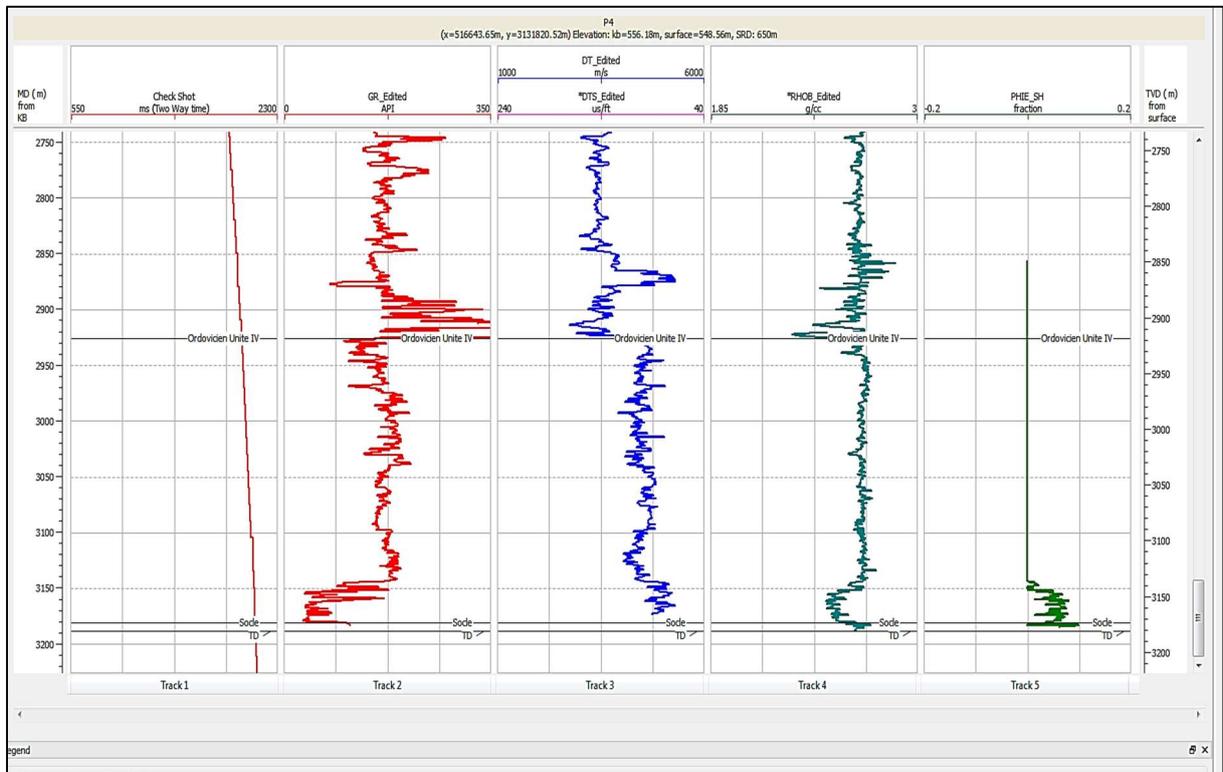


Figure VI-17 : Puits 4 (P4) manque du log S-wave (Etat initial).

Le résultat est illustré dans la **Figure VI-18** ci-dessous.

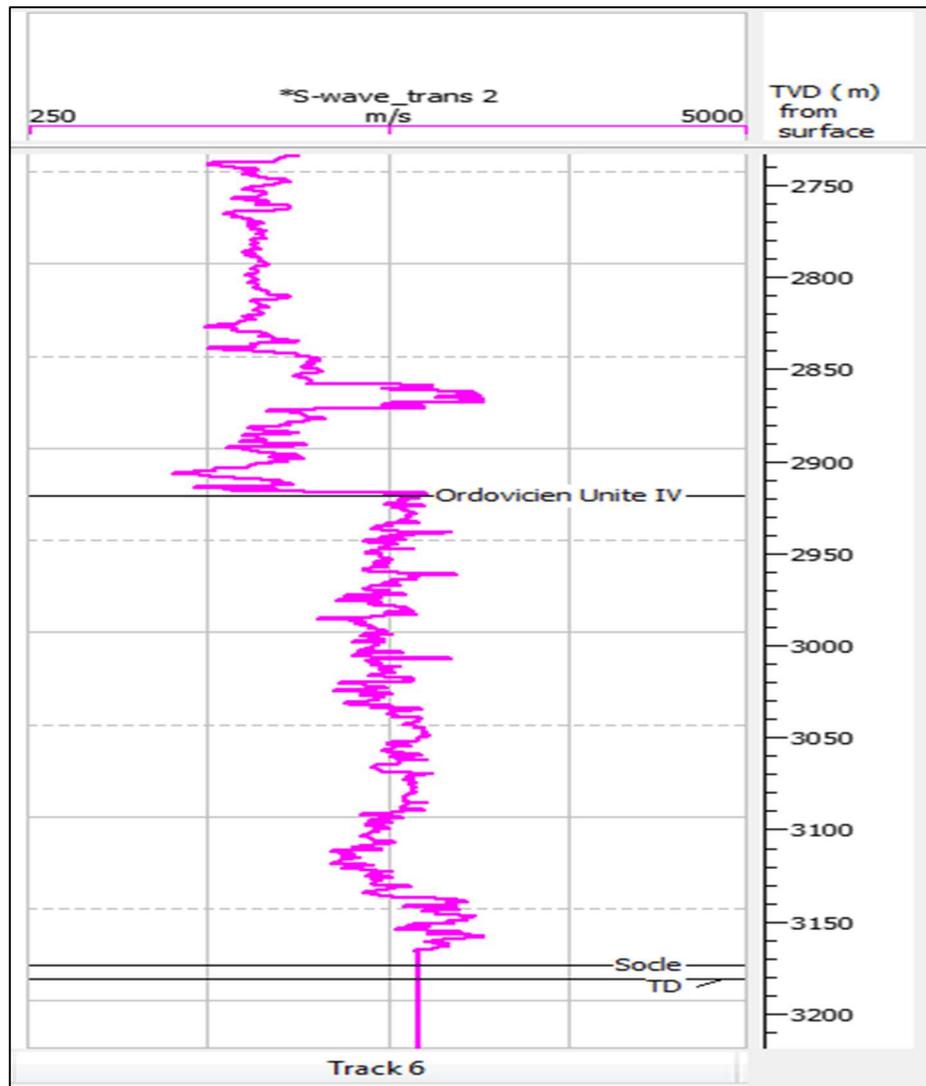


Figure VI-18 : Log S-wave généré par la relation de castagna (P4)

Dans la Figure VI-19, Nous avons testé la fiabilité de la loi déterminée empiriquement dans les puits « P3 », « P8 » où le log S-wave existe déjà dans le but de comparer les logs S-wave générés avec les originaux. On remarque une bonne corrélation (91%) entre ces deux.

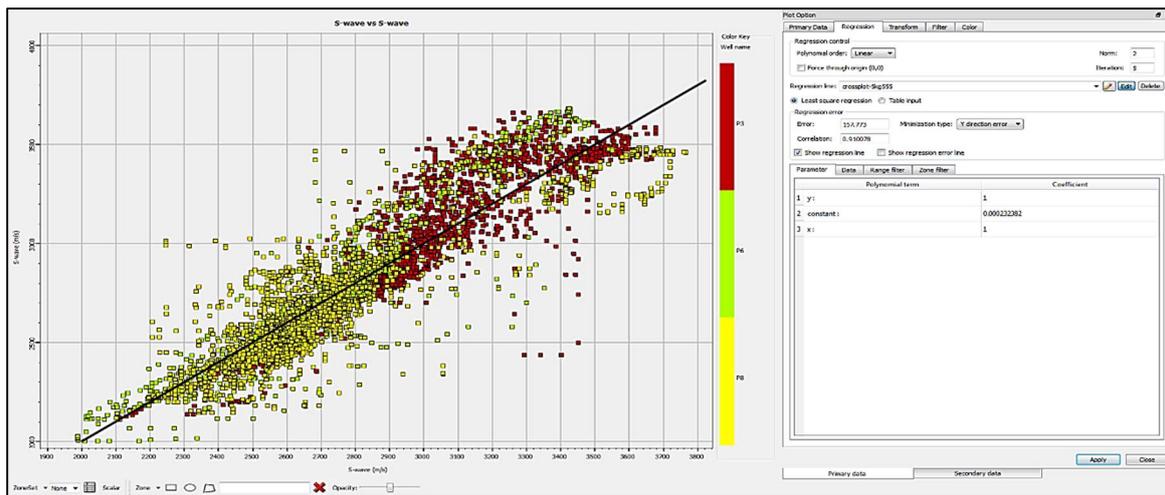


Figure VI-19 : la fiabilité de la loi en comparant les logs S-wave générés avec les originaux.

Donc on peut dire que la loi déterminée auparavant est valable dans le puits P4. Et on obtient le résultat qui est représenté dans la Figure VI-18 :

On fait le même processus pour la génération de la s-wave de P9.

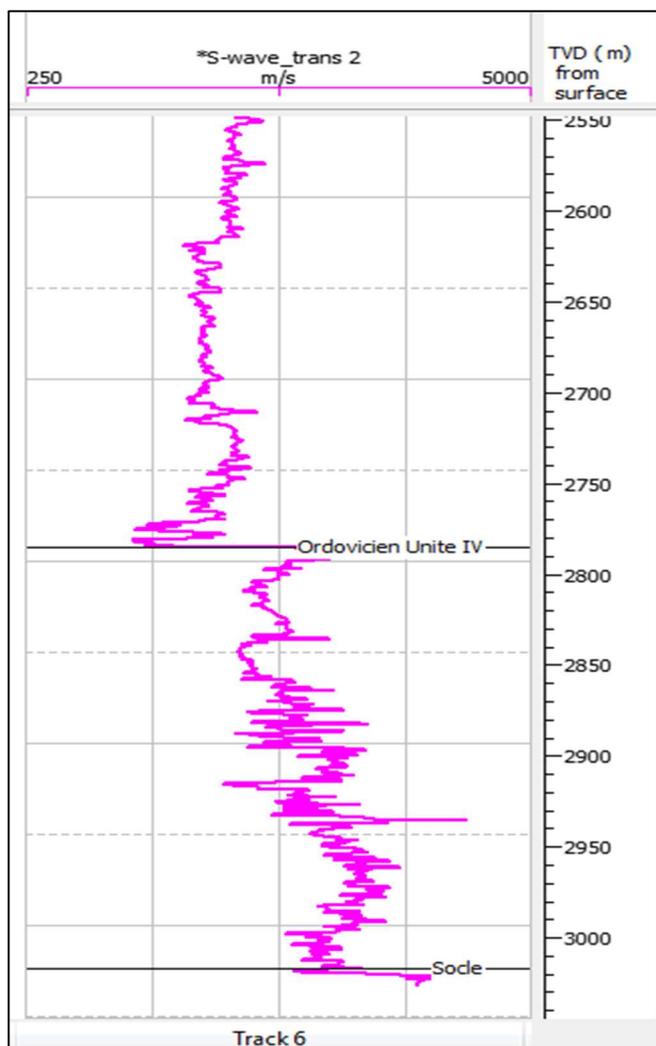
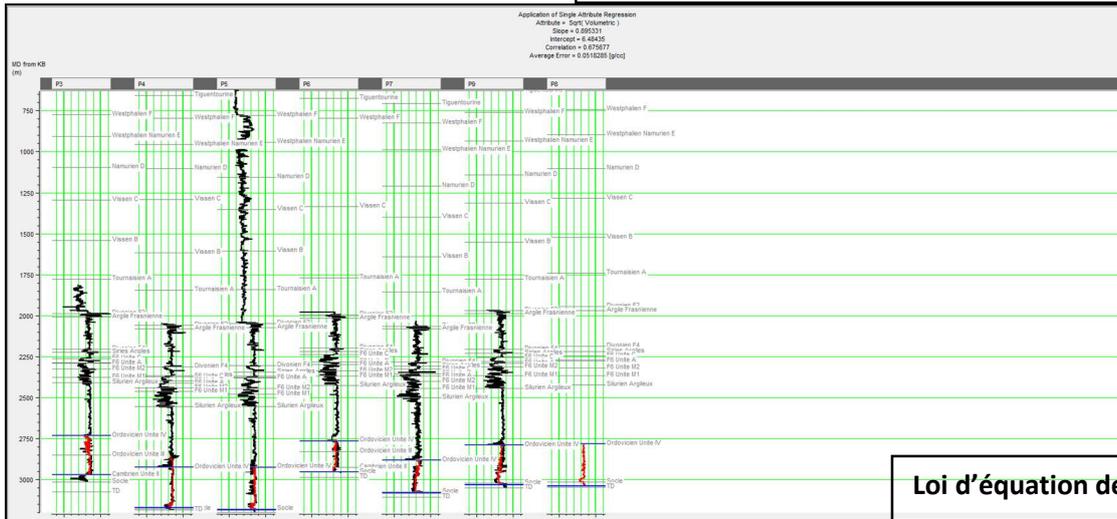


Figure VI-20 : Log S-wave généré par la relation de castagna (P9)

Résultat d'équation multilinéaire émerge



Loi d'équation de CASTAGNA

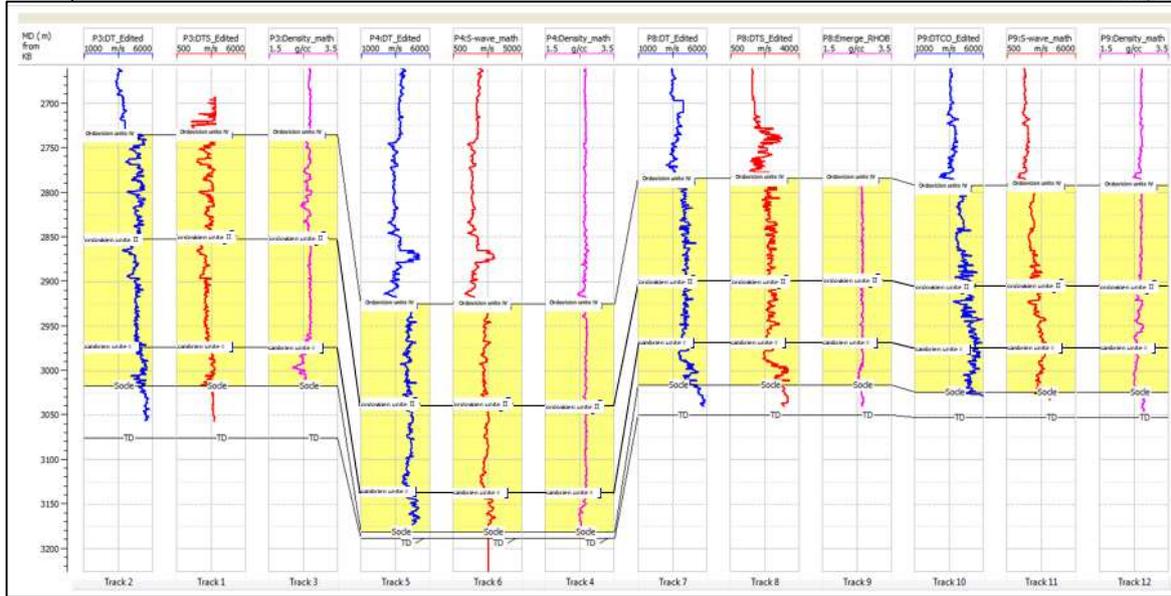
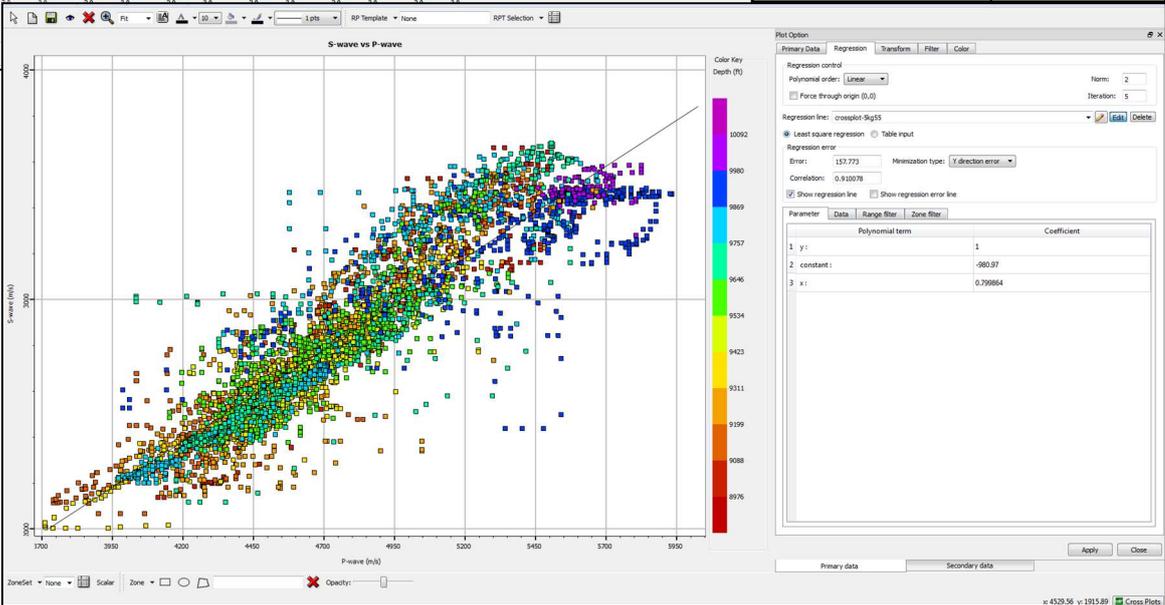


Figure VI-21 : Résultats d'équation multilinéaire -castagna avec input des puits utilisés

VI.7 Analyse pétrophysique :

Nous avons choisi d'effectuer une analyse pétro-physique au niveau du puits P8, sachant que ce dernier a produit du gaz, pour cela nous disposons des logs suivants :

Porosité neutron, densité, sonique Δt , sonique Δs , volume des argiles, saturation en eau, S-impédance et P-impédance.

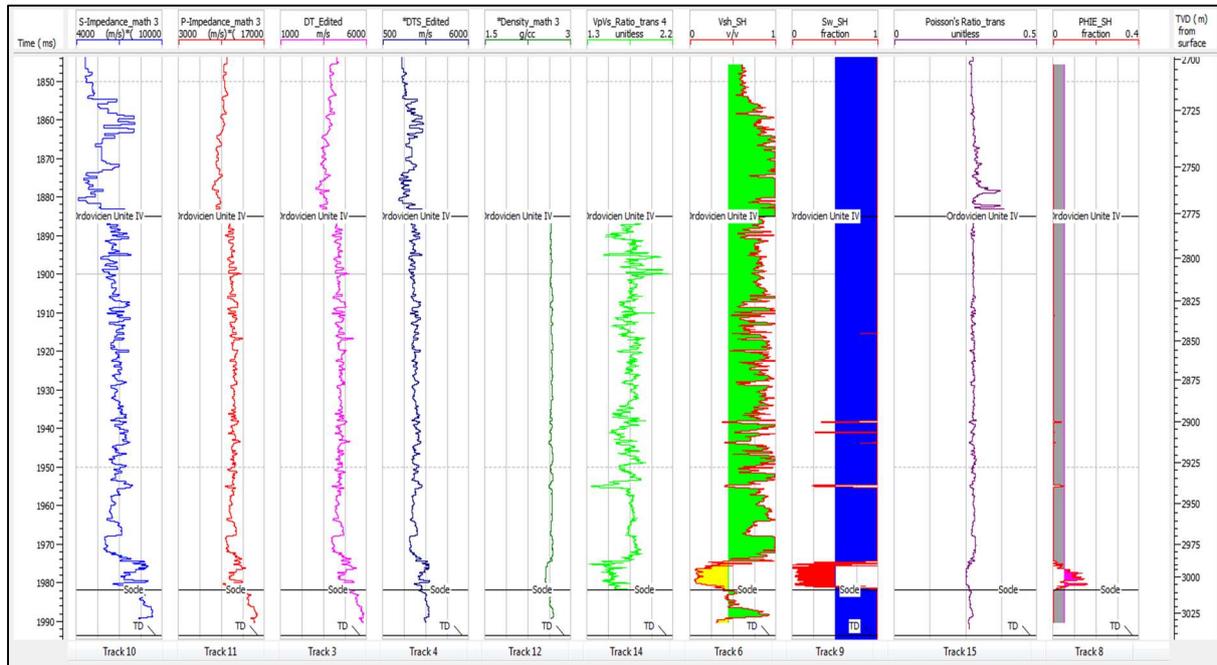


Figure VI-22 : Analyse pétrophysique du niveau Socle dans le puits P8

Le niveau objectif est le niveau du socle, en face de ce dernier on remarque :

- Une porosité de l'ordre de 15%.
- Chute de la vitesse des ondes P (en m/s).
- Une basse résistivité.

Le niveau M2 est un niveau gréseux, contient des hydrocarbures malgré les faibles résistivités observées sur le log en face de ce niveau, ces dernières sont dues à la présence de minéraux conducteurs dans la matrice (confirmés par les données de carottes).

Avant la mise en production du puits, la présence d'hydrocarbures a été confirmée et leur nature déterminée (gaz et huile), grâce aux DST (Drillstem test ou tests du puits), ou test par tiges de forage, et qui sont des opérations destinées à déterminer les caractéristiques hydrodynamiques d'un réservoir (réservoir d'hydrocarbures ou formation aquifère).

VI.8 Passage CDP gather –Angle gather:

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

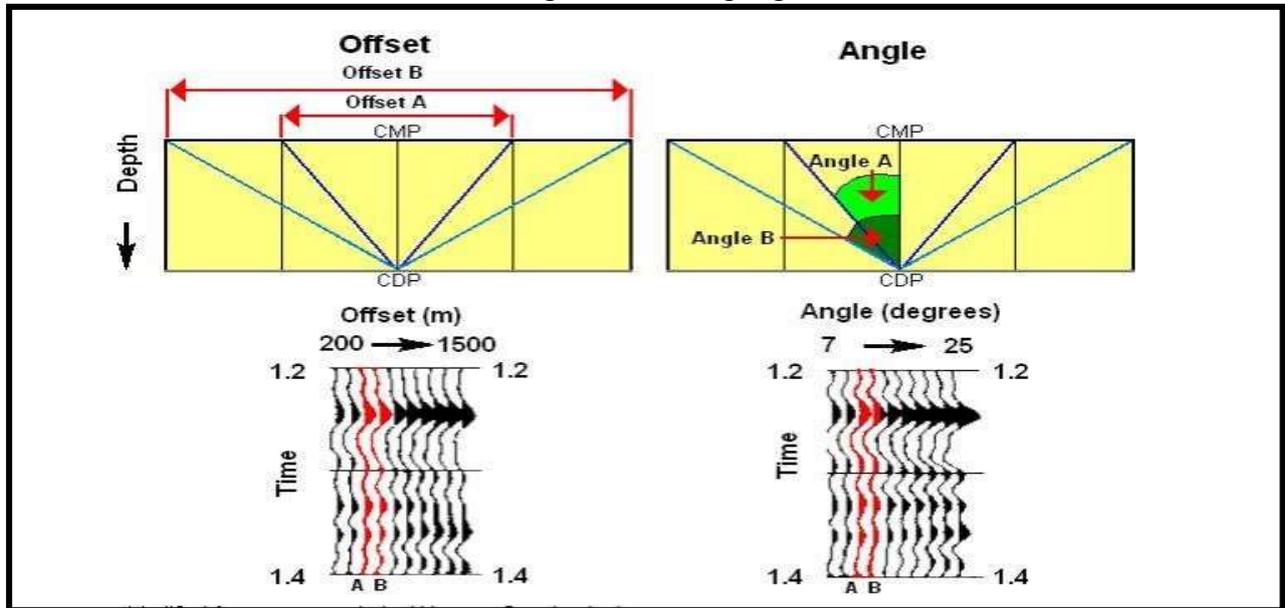


Figure VI-23: Passage CDP Gather-Angle gather

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

$$\tan \theta = \frac{X}{2d} \quad (VI-3)$$

Tel que :

X : Offset.(m)

θ : Angle d'incidence. (°)

d : Profondeur.(m)

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

$$d = \frac{V_{RMS} t_0}{2} \quad (VI-4)$$

t_0 : Temps vertical double.(ms)

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

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

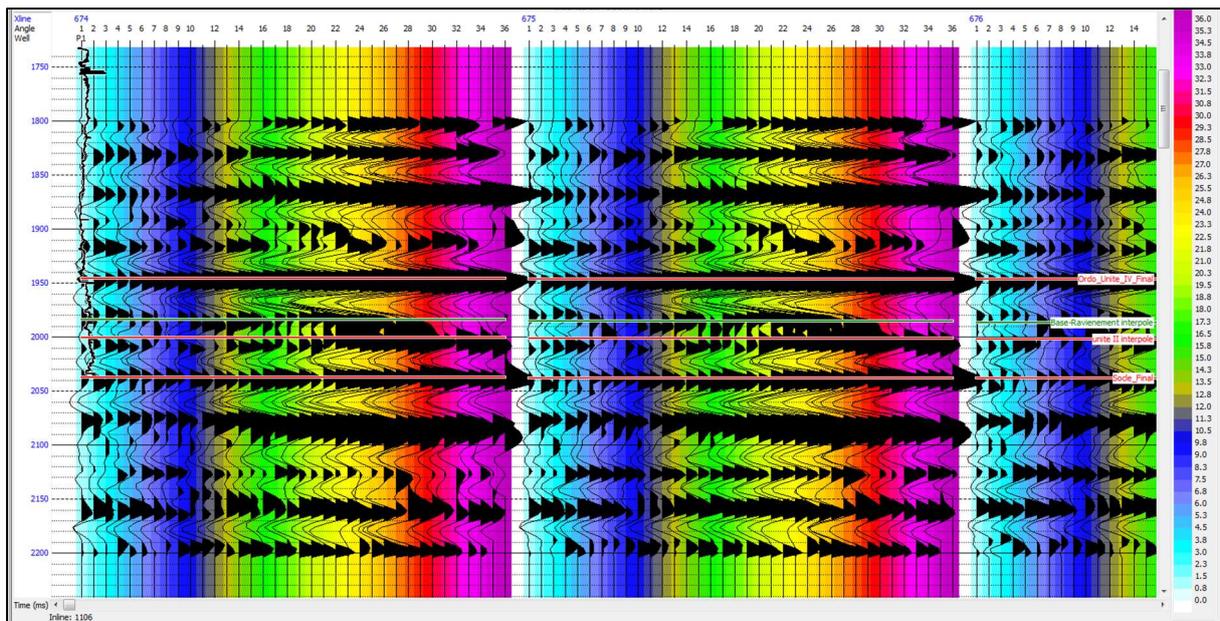


Figure VI-24 : Angle gathers, attribut de couleur : angle d'incidence

VI.9 Corrélation et extraction de l'ondelette :

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

VI.9.1 Corrélation sismique-puits :

La corrélation a pour objectif de corriger manuellement la table de conversion temps-profondeur, obtenue précédemment à partir du checkshot, pour cela, on effectue un calage entre les données sismiques aux alentours du puits, avec une trace synthétique construite à partir de la convolution de l'ondelette statistique que l'on va extraire à partir des données sismiques, avec la série de réflectivité calculée à partir des logs.

Cette opération consiste à identifier les événements sismiques dans le synthétique et de les faire correspondre avec la trace composite (moyenne des traces sismiques aux alentours du puits) en appliquant des shifts manuels.

La corrélation est effectuée pour chaque puits sur des données sismiques sommées, pour cela on effectue un stack des angles gathers, et on extrait une ondelette statistique pour ce dernier.



Figure VI-25 : Ondelette statistique extraite à partir du stack

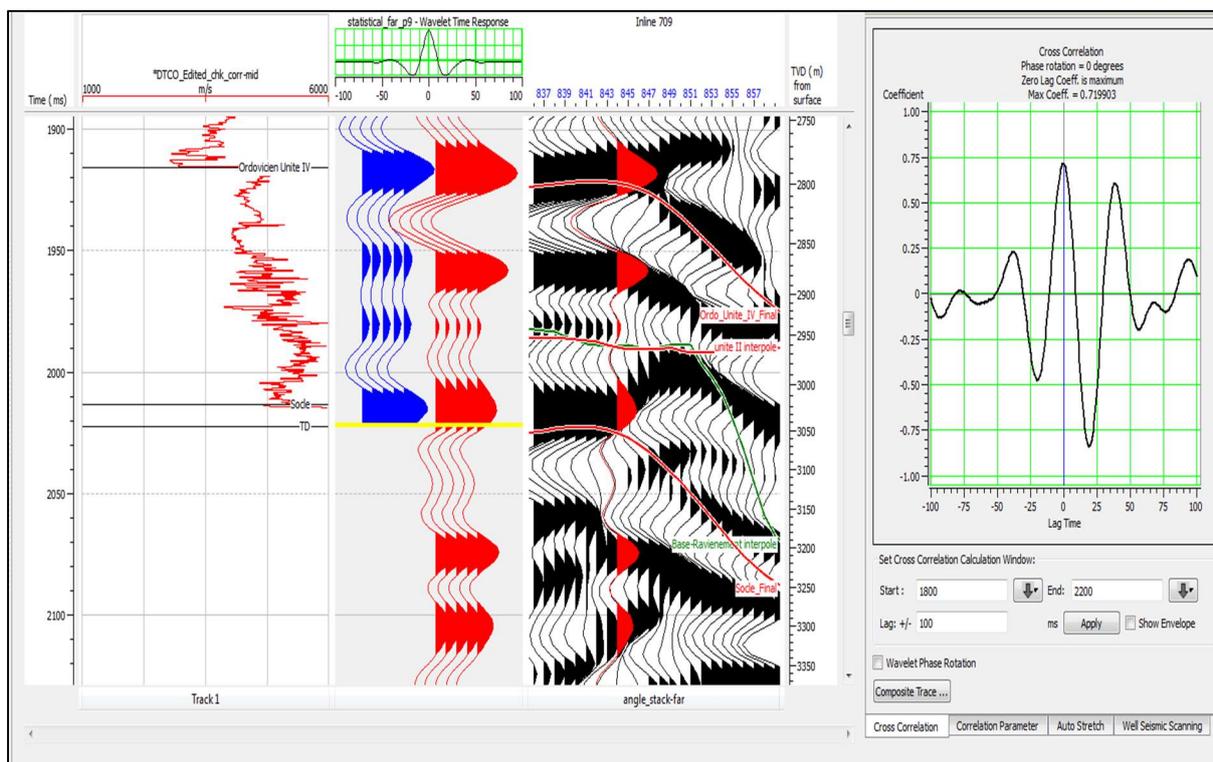


Figure VI-26 : Corrélation du puits P9 avec le stack

VI.9.2 Extraction des ondelettes :

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

cela nous allons subdiviser les données sismiques en trois gammes d'angles et les sommer partiellement, nous allons ensuite extraire une ondelette pour chaque gamme d'angle, ces ondelettes seront utilisées pour l'inversion tandis que la précédente a été extraite seulement dans le but d'effectuer la corrélation.

VI.9.2.a Génération des gammes d'angles :

Les gammes d'angles ont été choisies comme suit :

- Near angle stack [1 - 12°]
- Middle angle stack [12-24°]
- Far angle stack [24-36°]

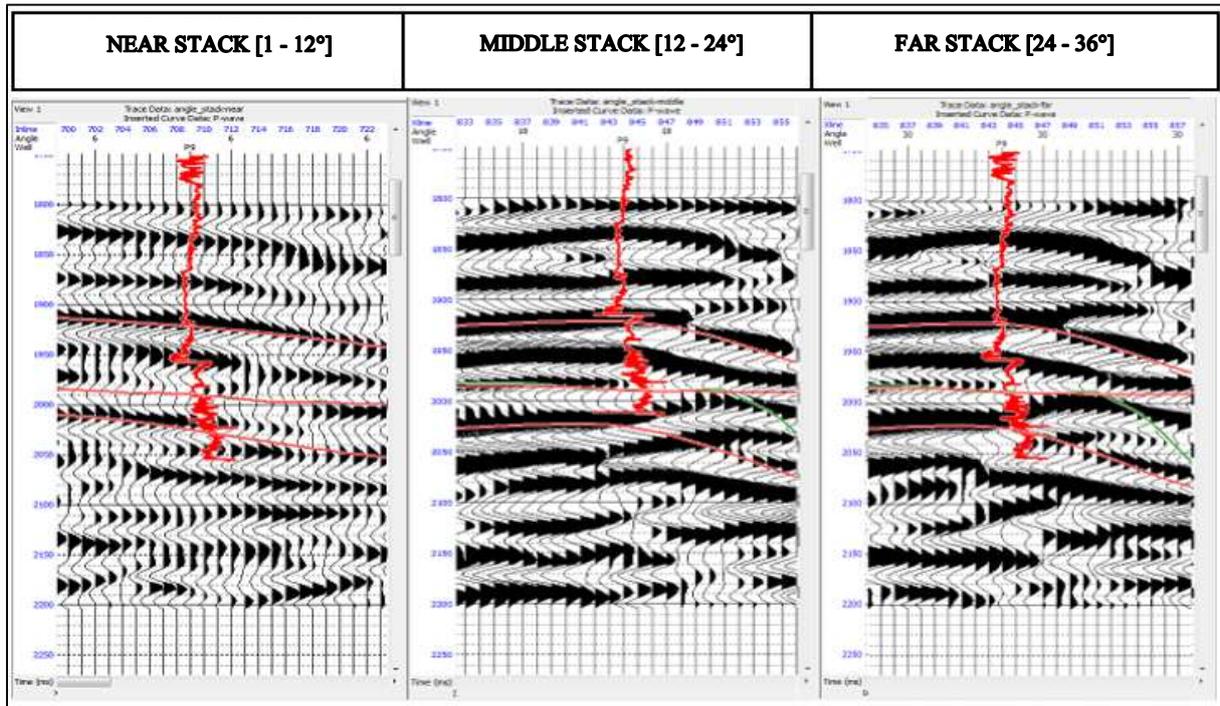


Figure VI-27 : Les gammes d'angles (stacks partiels), affichage de l'INLINE passant par le puits P9

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

- Spectre d'amplitude.
- Spectre de phase.

L'extraction des ondelettes passera donc par deux stades :

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

VI.9.2.b 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 des ondelettes sont les suivants :

- Fenêtre d'extraction : Option : entre deux horizons : ordovicien unite II-socle + 50 ms
- Longueur de l'ondelette : 200 ms.

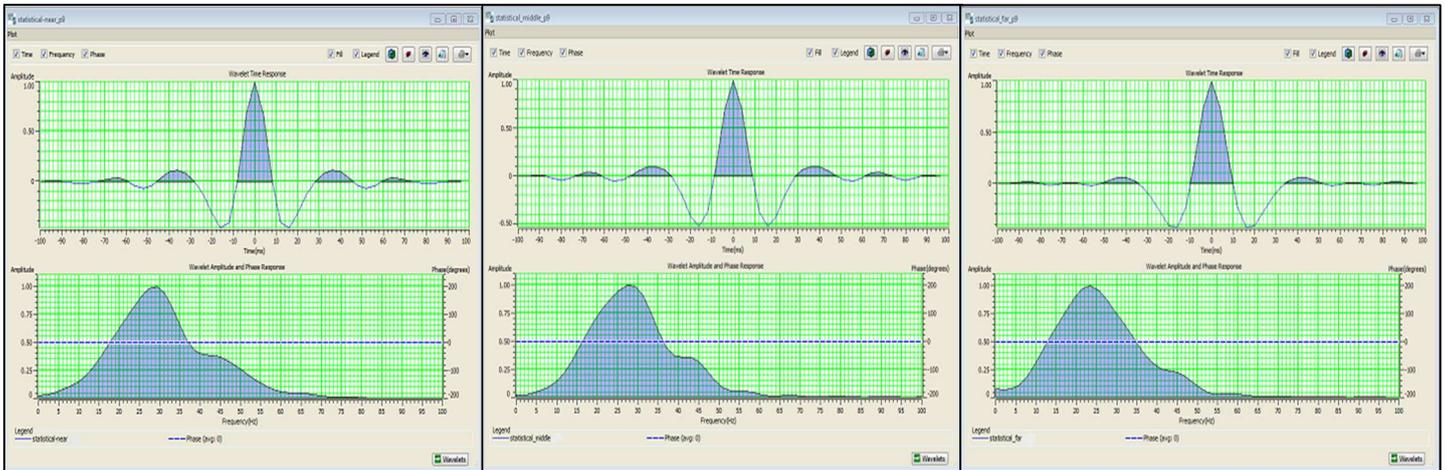


Figure VI-28 : Ondelettes statistiques des trois gammes d'angles

VI.9.2.c Extraction du spectre de phase :

Consiste à extraire le spectre de phase de l'ondelette à partir des données de puits, et ce en appliquant une rotation de phase pour laquelle il y aura la meilleure correspondance entre le synthétique et la sismique dans chaque puits. Cette technique nécessite une bonne corrélation sismique-puits, et suppose que la phase est constante.

Les paramètres utilisés pour l'extraction sont les suivants :

- Puits utilisés pour l'extraction : P3-P4-P8-P9.
- Fenêtre d'extraction : Option : entre deux horizons : ordovicien unite II-socle + 50 ms
- Longueur de l'ondelette : 200 ms.

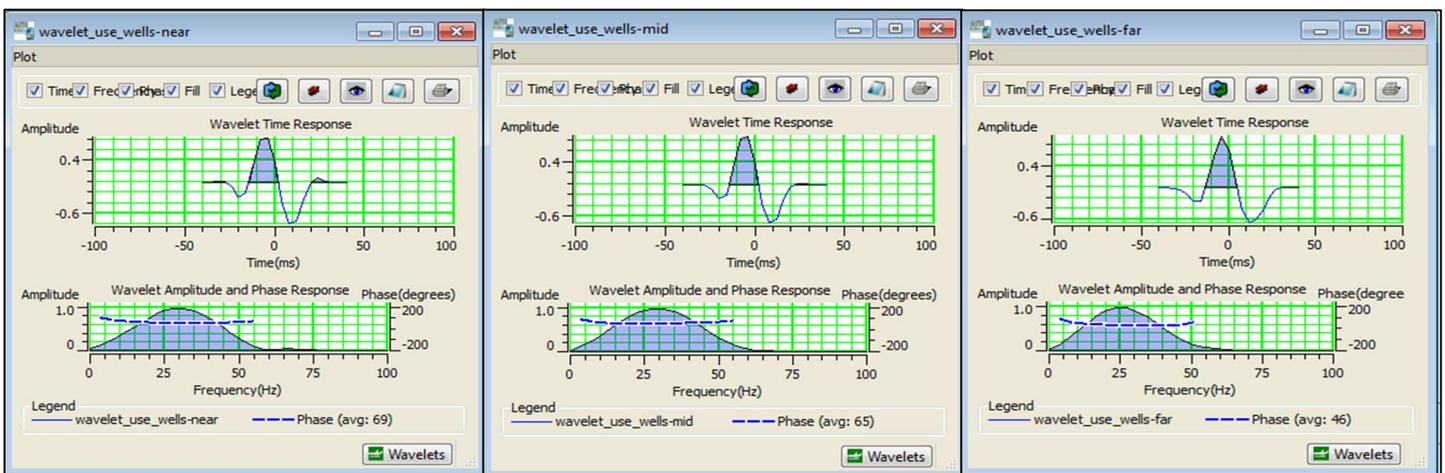


Figure VI-29 : Ondelettes finale des trois gammes d'angles (spectre d'amplitude + spectre de phase)

VI.10 La construction des modèles initiaux :

La construction d'un modèle initial est requise. Cependant, dans ce cas, le modèle devrait inclure à la fois les impédances des ondes P et S. Le modèle a été construit en utilisant les diagraphies P-wave, S-wave et densité dans les puits. A partir de ces logs, on a construit les logs d'impédance S et P, qui ont été interpolés entre les puits pour construire les modèles en utilisant des horizons comme guide de structure pour l'interpolation.

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

$$L_{Out} = \sum_{i=1}^n W_i \times L_i \quad (VI-9)$$

Tel que :

$$W_i = \frac{\frac{1}{d_i^2}}{\sum_{j=1}^{n-1} \frac{1}{d_j^2}} \quad (VI-10)$$

Avec :

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

L_i : Valeur du log au niveau du puits.

N : Nombre de puits.

w_i : Poids de chaque puits dans l'interpolation.

Les modèles ont été filtrés en utilisant un filtre passe-bas de 10Hz, 15 Hz pour préserver la composante de basse fréquence et supprimer l'hétérogénéité des logs des puits aux fréquences sismiques.

-Les puits utilisés :

- P3.
- P4.
- P8.
- P9.

Les horizons utilisés :

- Ordo_unit_IV_final.
- Unite_II_interpole.
- Socle_final.

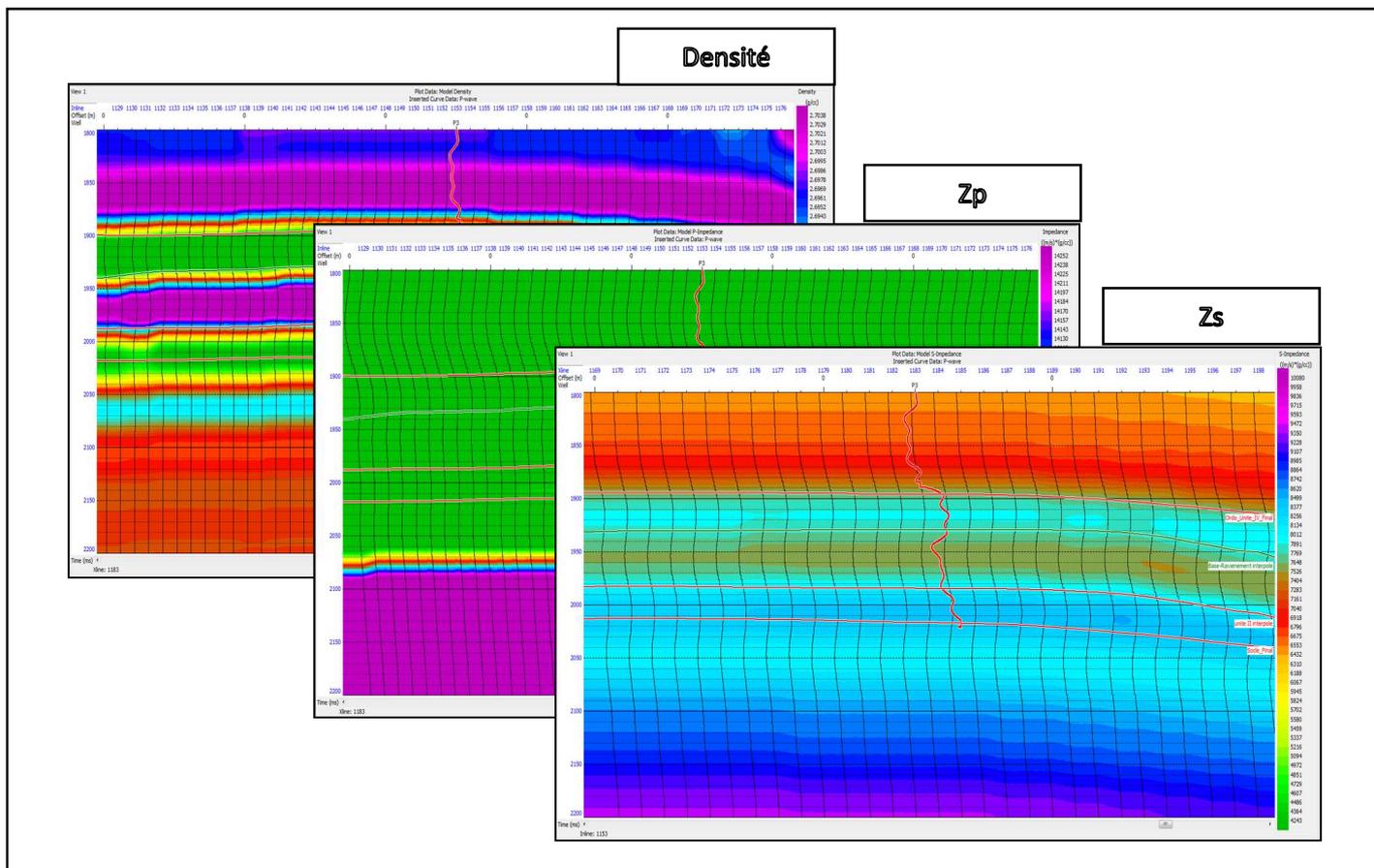


Figure VI-30 : Modèle initial dans l'INLINE passant par le puits P3

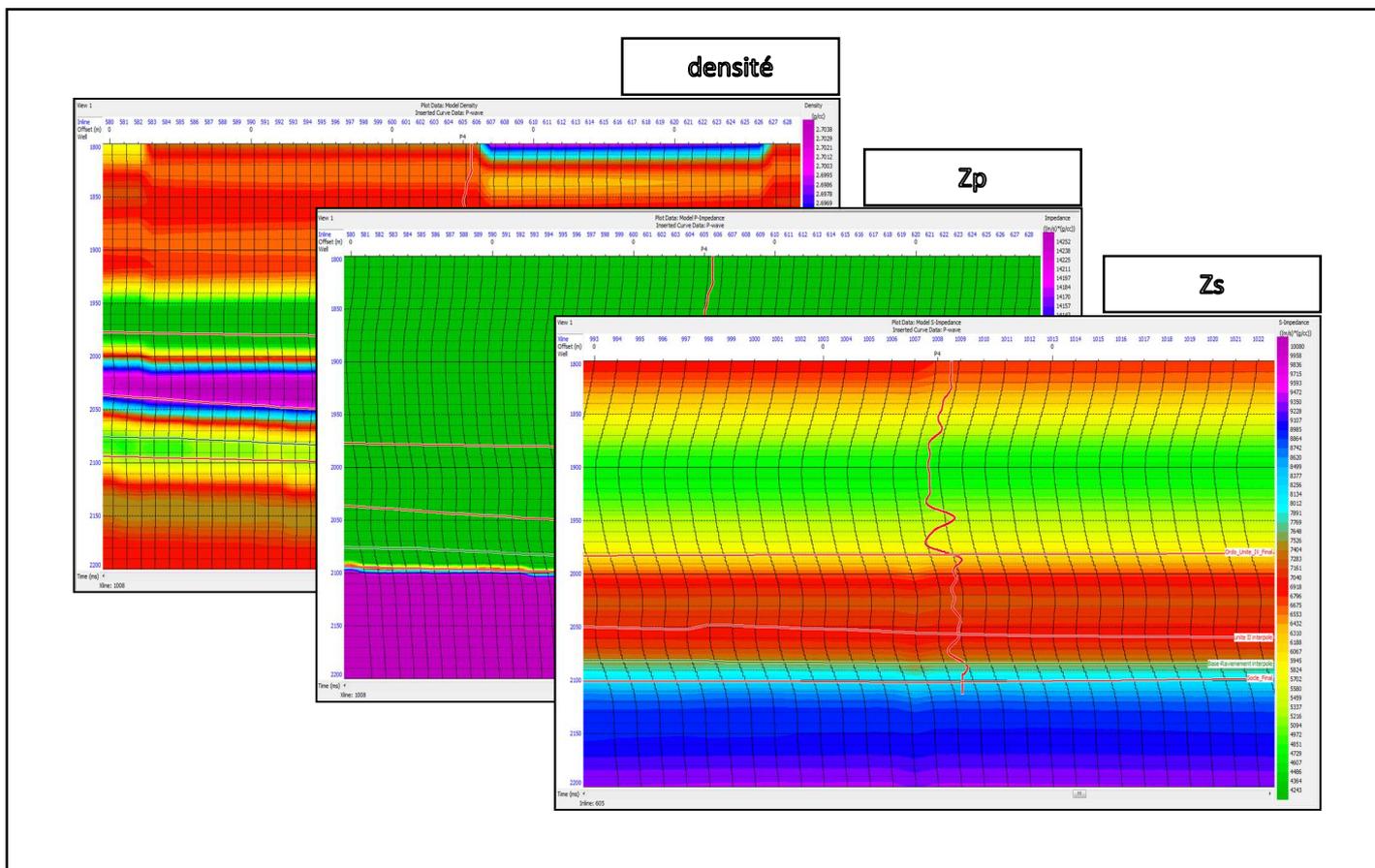


figure VI-31 : Modèle initial dans l'INLINE passant par le puits P4.

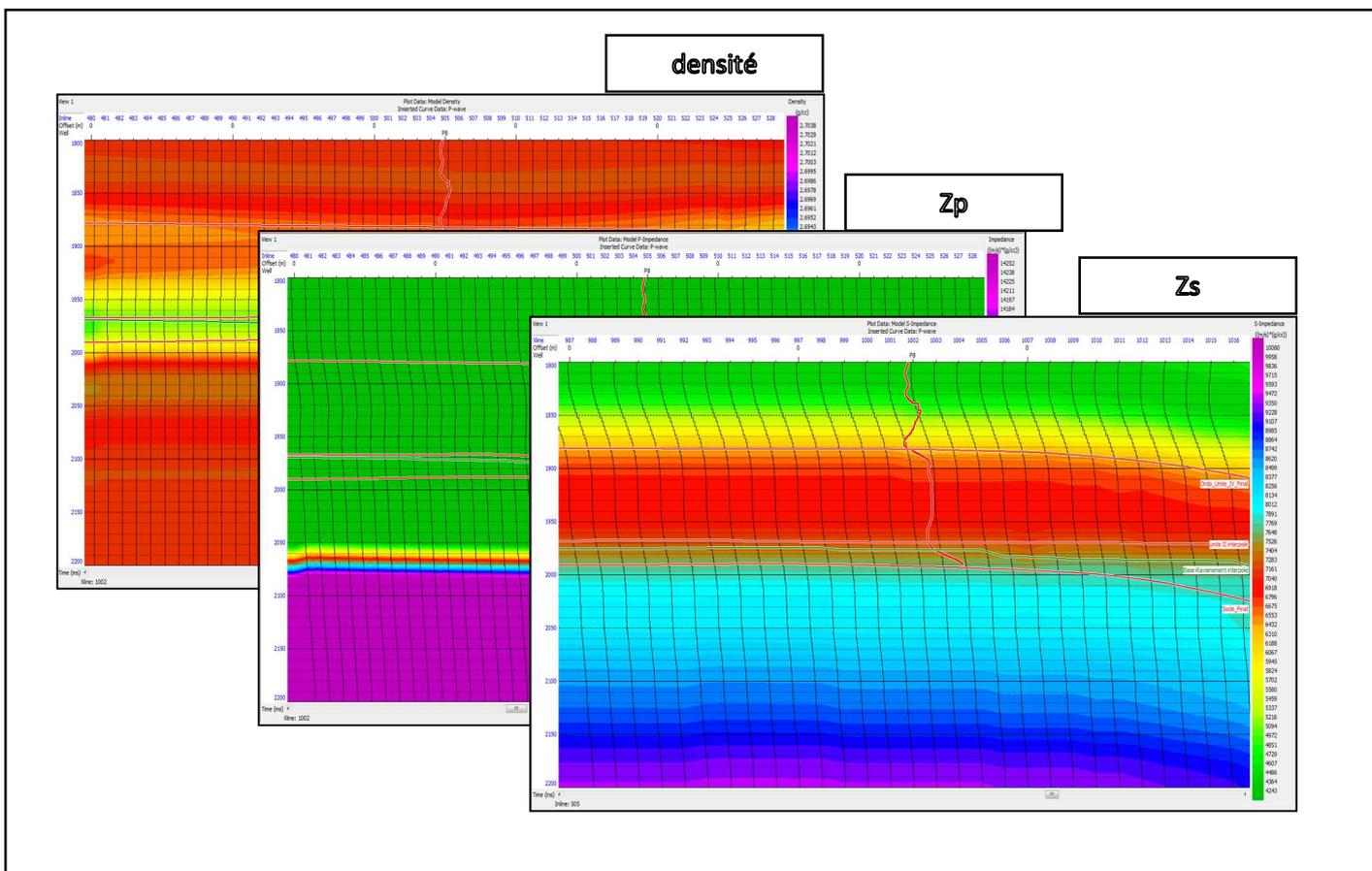


Figure VI-32 : Modèle initial dans l'INLINE passant par le puits P8

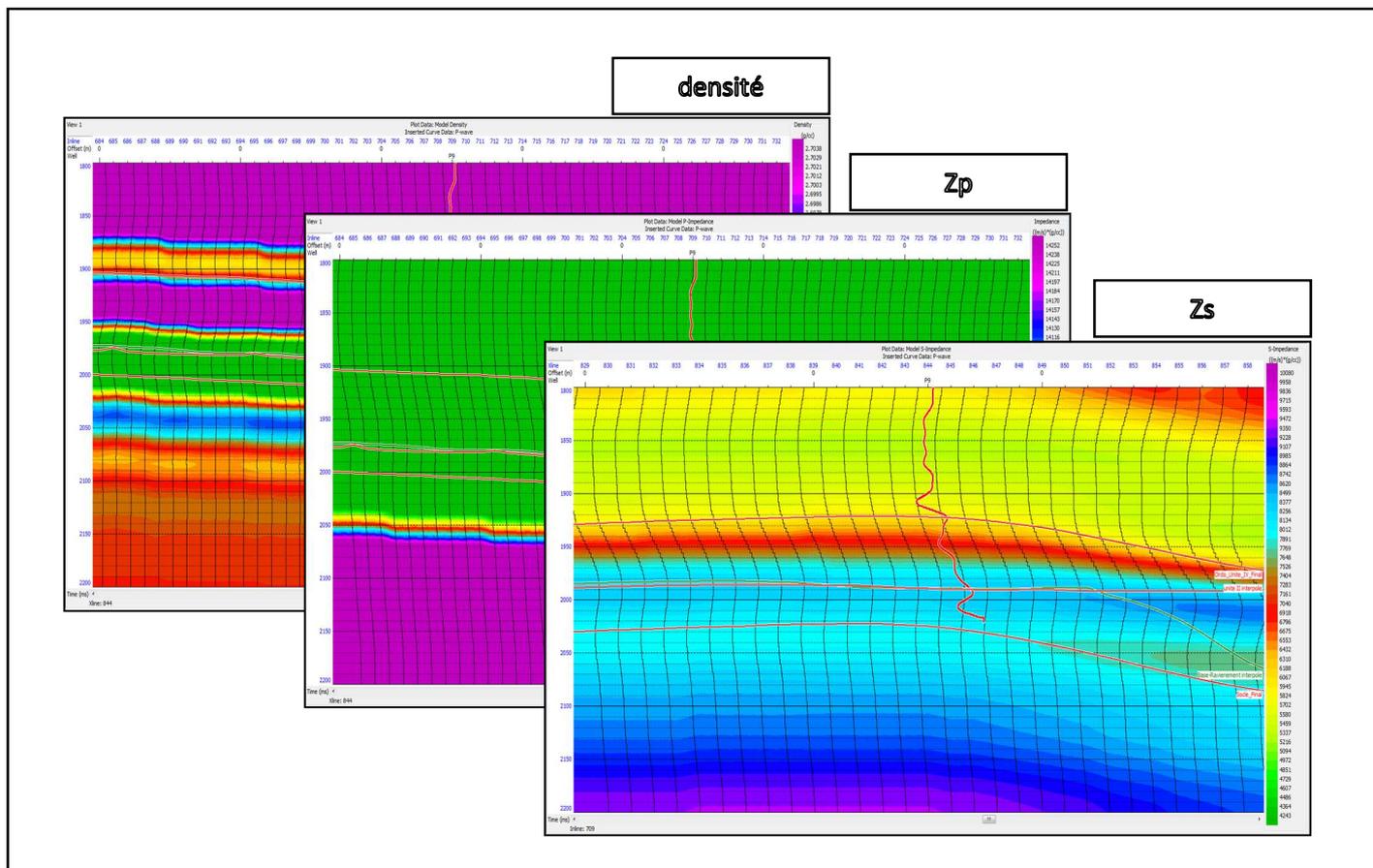


Figure VI-33 : Modèle initial dans l'INLINE passant par le puits P9

VI.11 Analyses d'inversion aux puits :

Après avoir construit les modèles initiaux, à partir desquels sera estimé la réflectivité, qui sera convoluée par une ondelette pour chaque angle d'incidence, on lance l'algorithme d'inversion au niveau des puits, cet algorithme consiste à perturber le modèle afin de minimiser l'écart entre la sismique et le synthétique, par la méthode du gradient conjugué.

L'intérêt de lancer d'abord l'inversion aux puits :

- Pré-conditionnement de l'algorithme du gradient conjugué, et détermination du nombre d'itération nécessaire pour la convergence.
- QC, contrôle de qualité de l'inversion, en calculant la corrélation entre les paramètres inversés au niveau du puits avec les logs enregistrés.

Après plusieurs analyses, on a choisi :

- Nombre d'itérations 50.
- La fenêtre d'inversion entre les deux horizons (Ordo_Unite_IV_Final -10ms, Socle+10ms).

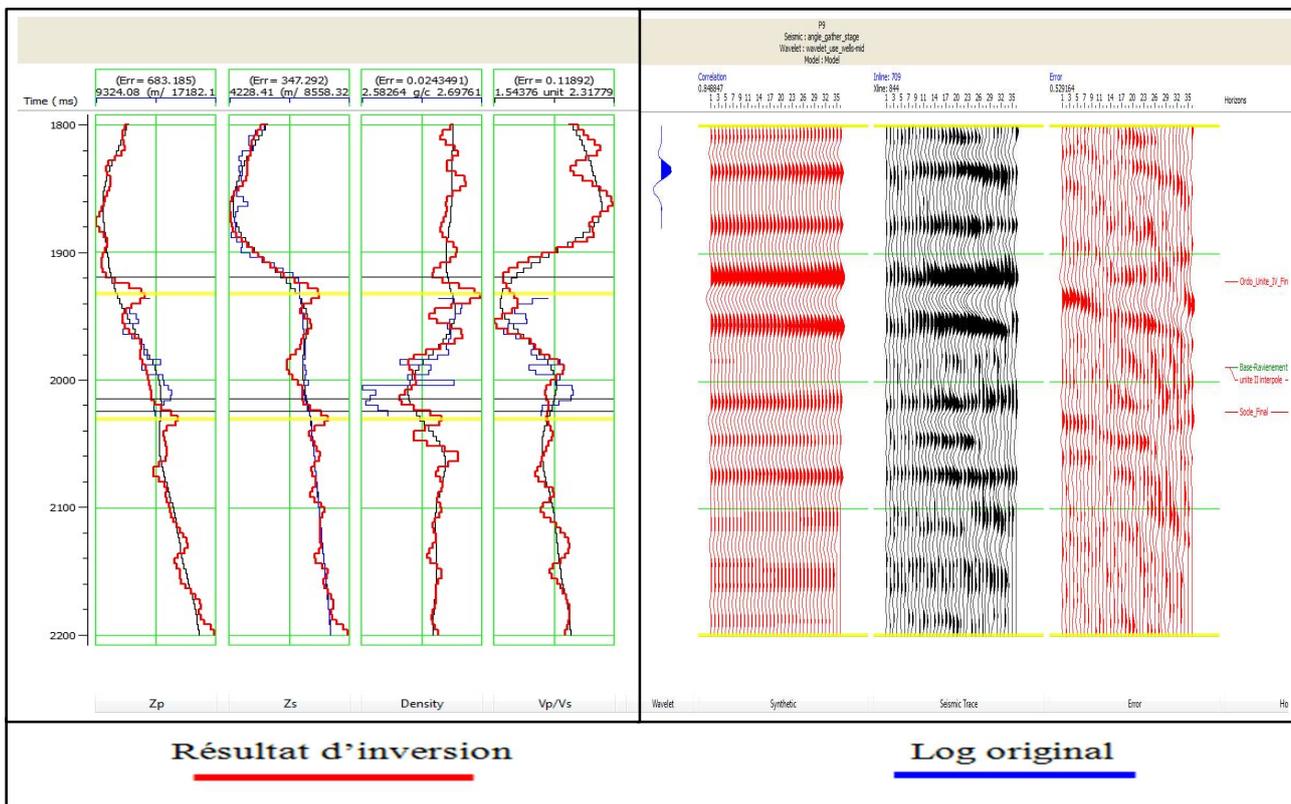


Figure VI-34 : Analyses d'inversion aux puits (Logs)

Figure VI-35 : Analyses d'inversion aux puits (seismic)

Ce résultat a montré un meilleur fonctionnement de l'inversion quantifié par un Coefficient de corrélation égale à 0.85 et un taux d'erreur égal à 0.5 ce qui est proche d'un cas parfaitement idéal.

VI.12 Inversion du volume sismique :

Maintenant il ne reste qu'à mettre en œuvre l'algorithme d'inversion et commencer la transformation des données sismiques qui a donné les résultats suivants :

- Un cube de densité.
- Un cube d'impédance acoustique Z_p .
- Un cube d'impédance de cisaillement Z_s .
- Un cube de rapport de V_p / V_s

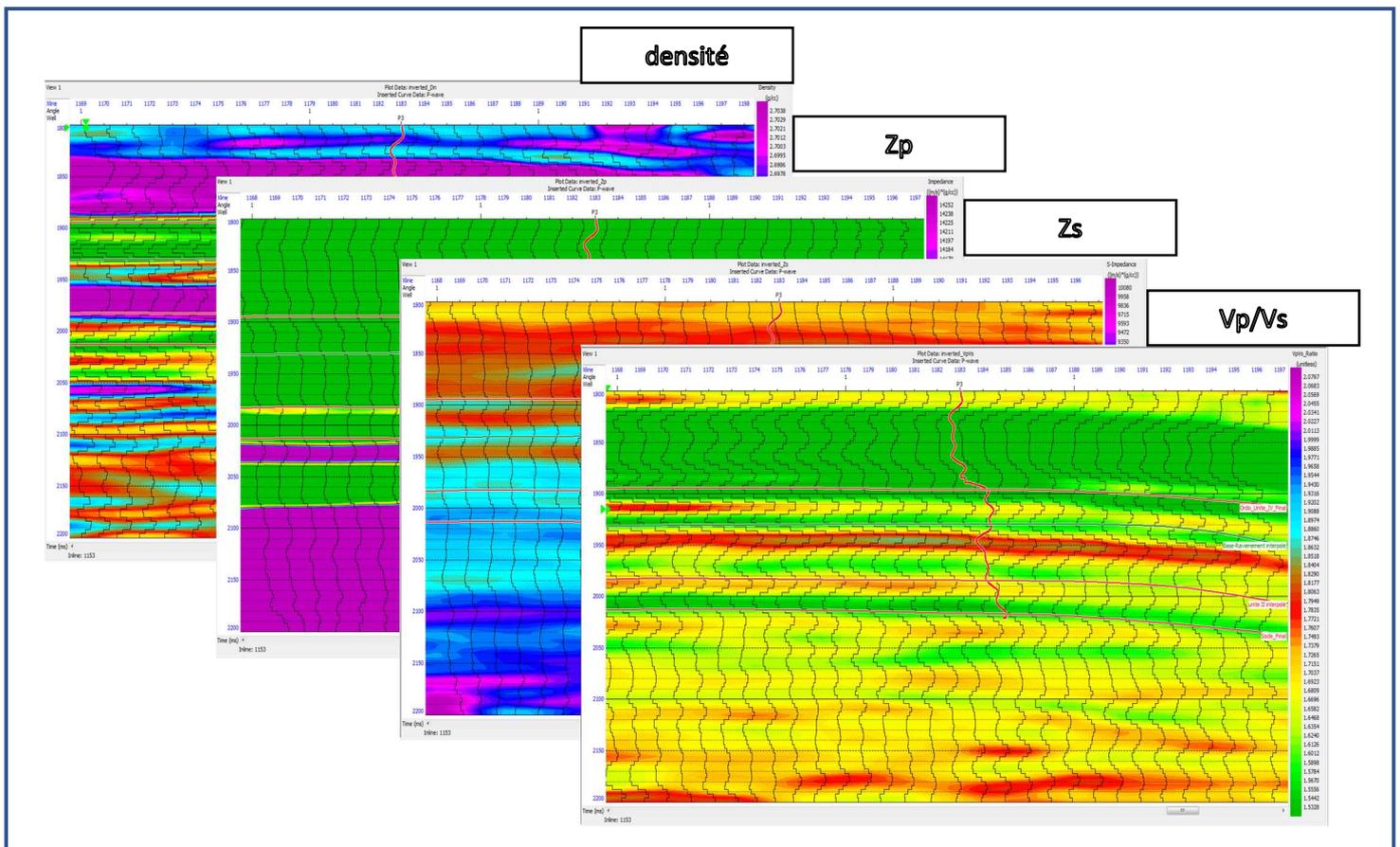


Figure VI-36 : Modèle final dans l'INLINE passant par le puits P3

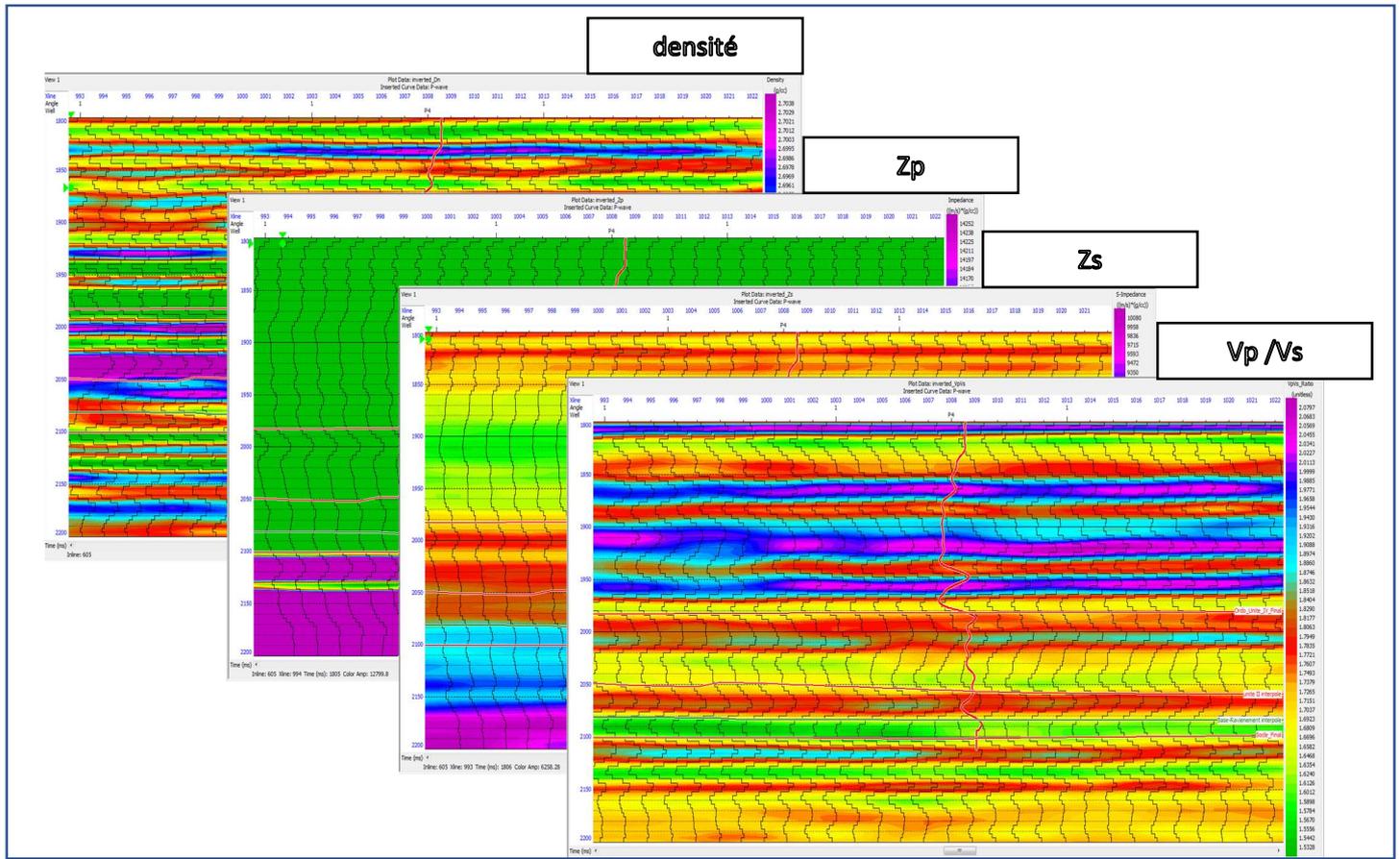


Figure VI-37 : Modèle final dans l'INLINE passant par le puits P4

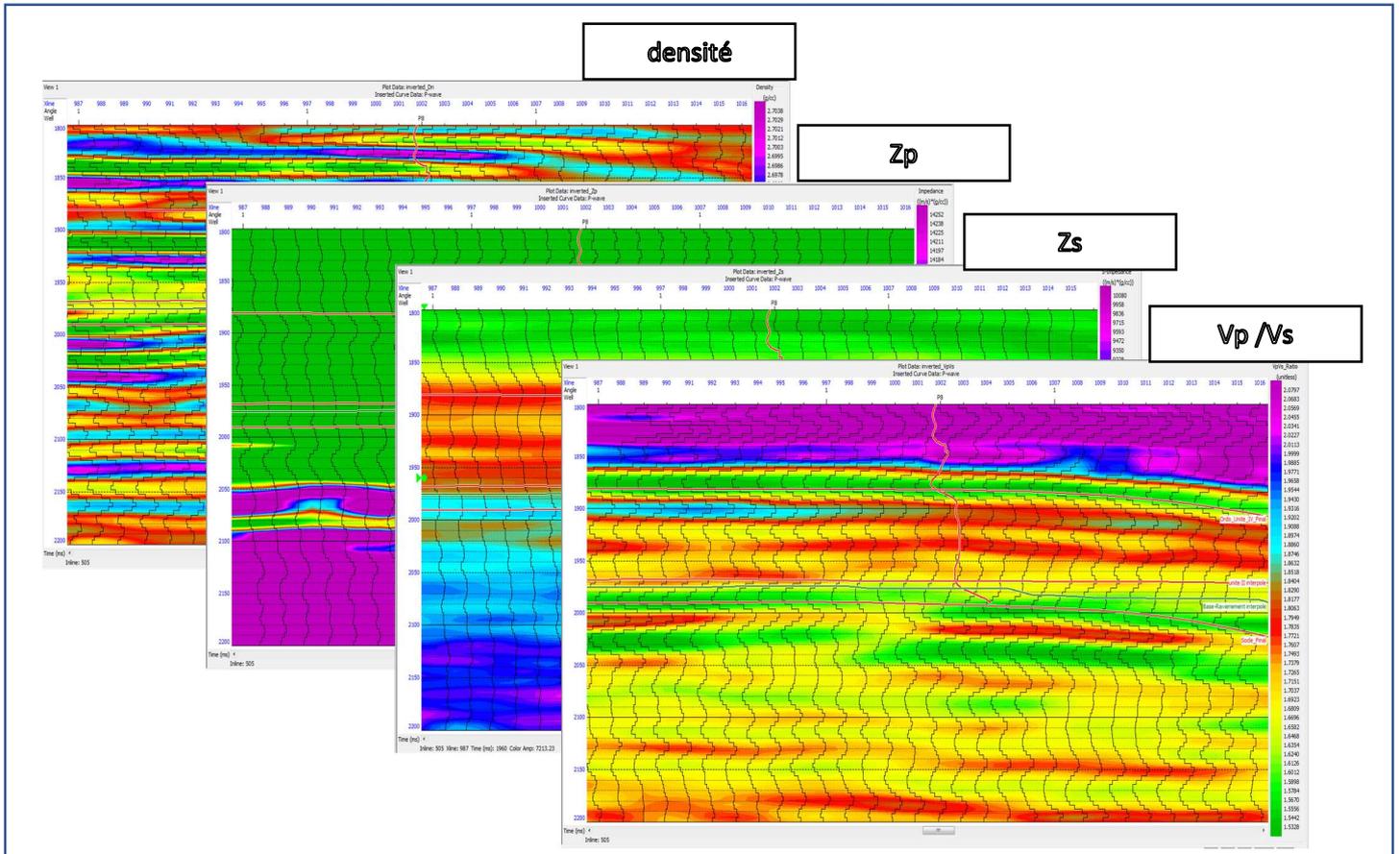


Figure VI-38 : Modèle final dans l'INLINE passant par le puits P8

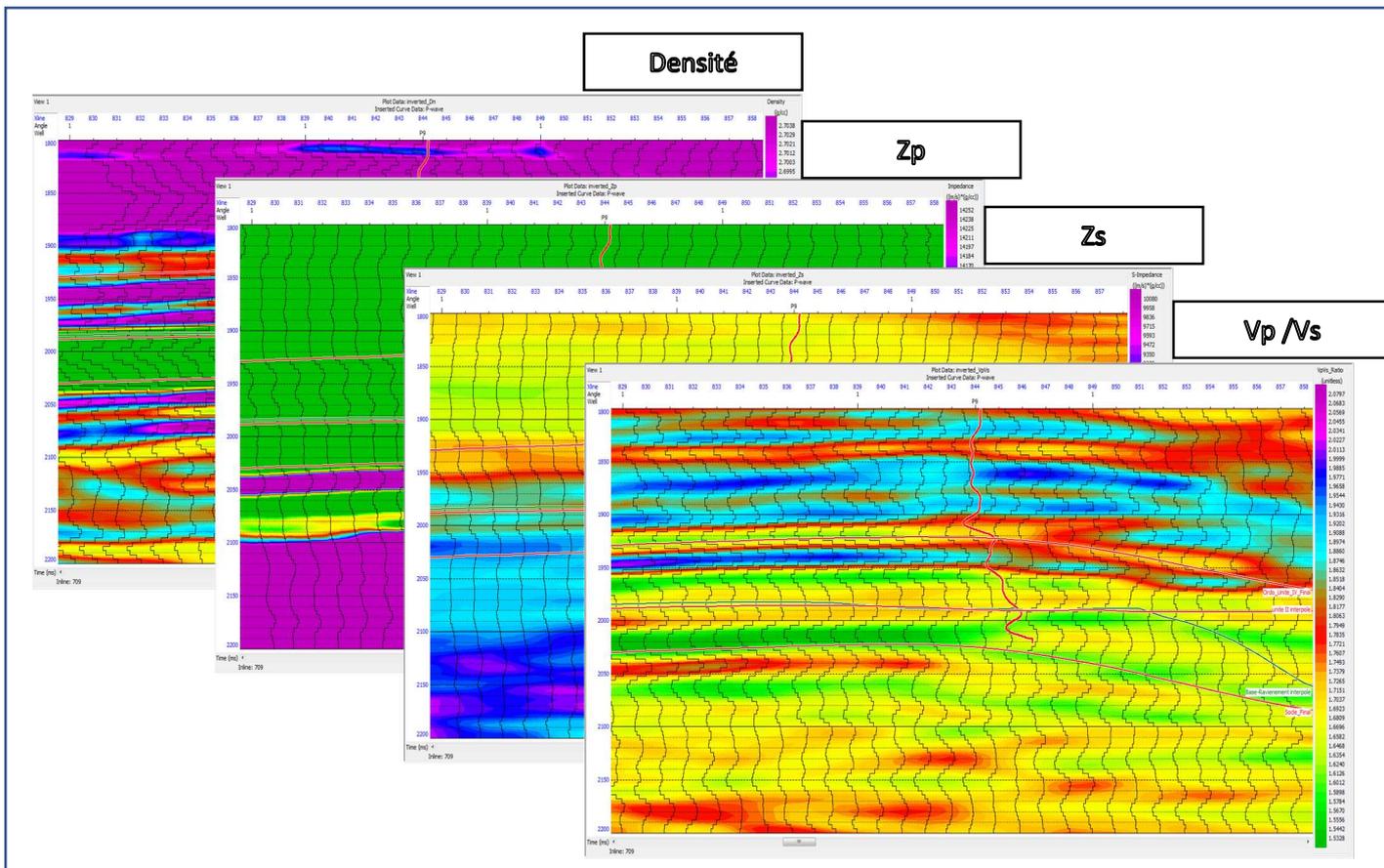


Figure VI-39 : Modèle final dans l'INLINE passant par le puits P9

VI.13 Transformation LMR (Lambda Mu Rho) :

À partir des paramètres Z_p et Z_s d'inversion, on peut générer les deux coefficients élastiques de Lamé ($\lambda\rho$, $\mu\rho$) par l'application des formules suivantes :

On a :

$$V_s = \sqrt{\frac{\mu}{\rho}} \implies \mu = V_s \rho^2 \quad (V-1)$$

Comme :

$$Z_s = V_s \rho \implies \mu \rho = Z_s^2 \quad (V-2)$$

Ainsi on a :

$$V_p = \sqrt{\frac{\lambda + 2\mu}{\rho}} \implies \lambda = V_p^2 \rho - 2\mu \quad (V-3)$$

Comme :

$$Z_p = V_p \rho \implies \lambda \rho = Z_p^2 - 2Z_s^2 \quad (V-4)$$

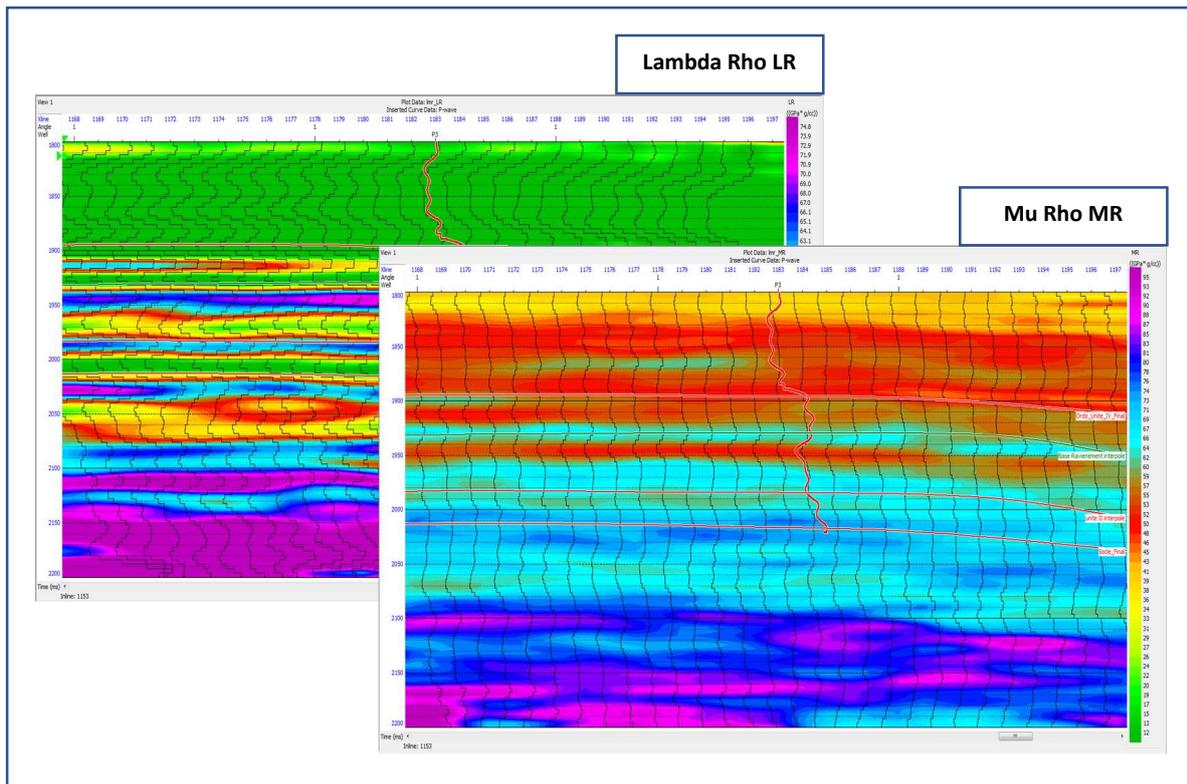


Figure VI-40 : Lambda Rho- Mu Rho dans l'INLINE passant par le puits P3

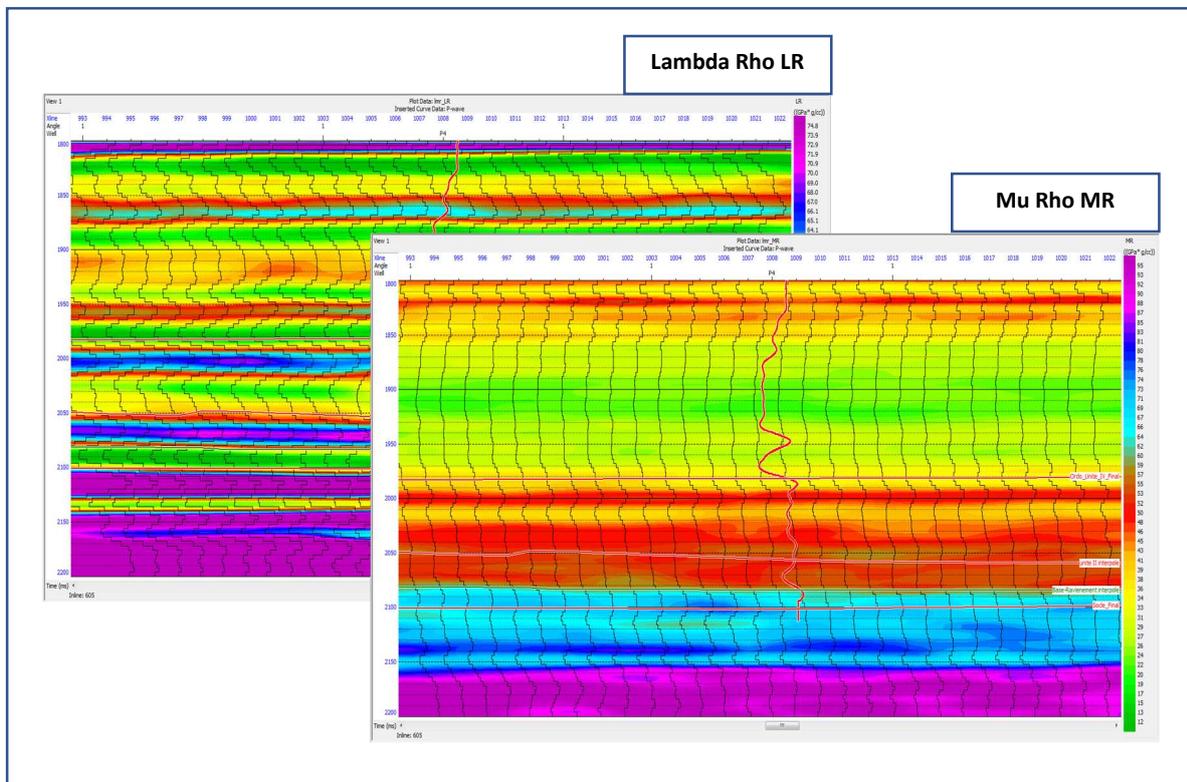


Figure VI-41 : Lambda Rho- Mu Rho dans l'INLINE passant par le puits P4

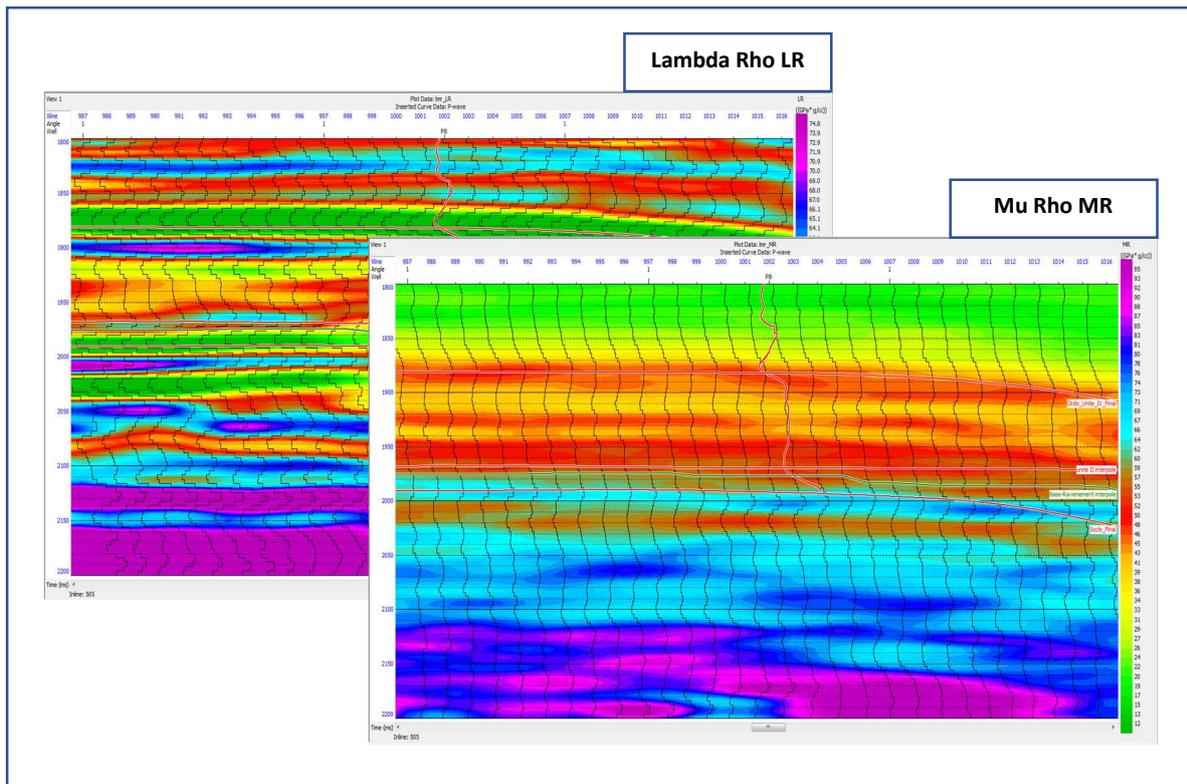


Figure VI-42 : Lambda Rho- Mu Rho dans l'INLINE passant par le puits P8

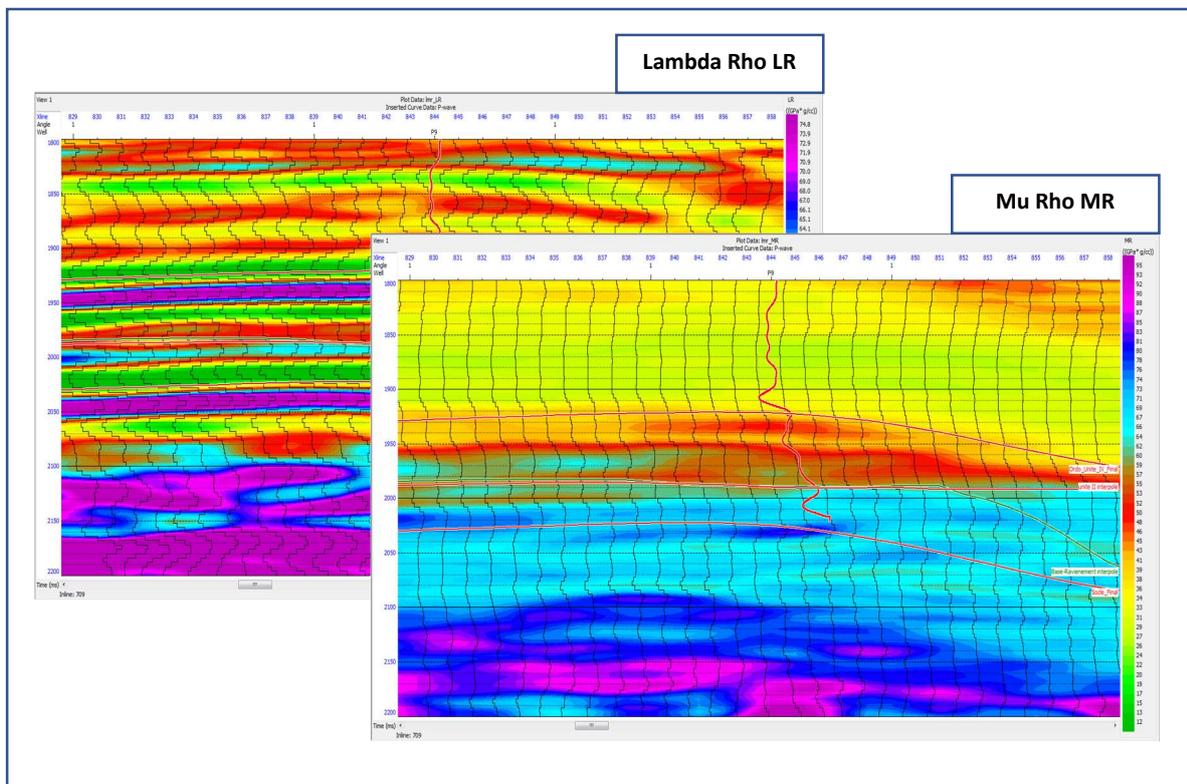


Figure VI-43 : Lambda Mu Rho dans l'INLINE passant par le puits P9

VI.14 Interprétation des paramètres acoustiques et élastiques :

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

- Déterminer le caractère géologique des variations des différents paramètres.
- Identifier et caractériser un réservoir, tout en confirmant la présence ou non de fluides dans ce dernier, et en déterminer l'extension.
- Proposer des forages de façon à optimiser la production.

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

- Impédance acoustique Z_P .
- Impédance de cisaillement Z_S .
- Densité ρ .
- Lambda-Rho $\lambda\rho$.
- Mu-Rho $\mu\rho$.
- Rapport VP/VS .

Dans notre interprétation on prendra le puits P8 comme point de calibration, sachant qu'il a produit du gaz. (Il faut la discuter)

VI.14.1 Génération des time-slices :

Il s'agit d'une coupe en temps du cube sismique pour chaque attribut obtenu après inversion, les coupes étant obtenues à leur tour suivant l'horizon objectif Socle-Final - 4ms correspondant au toit du réservoir détecté à travers l'analyse pétro-physique au niveau des puits.

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

VI.14.1.a Impédance acoustique Z_P :

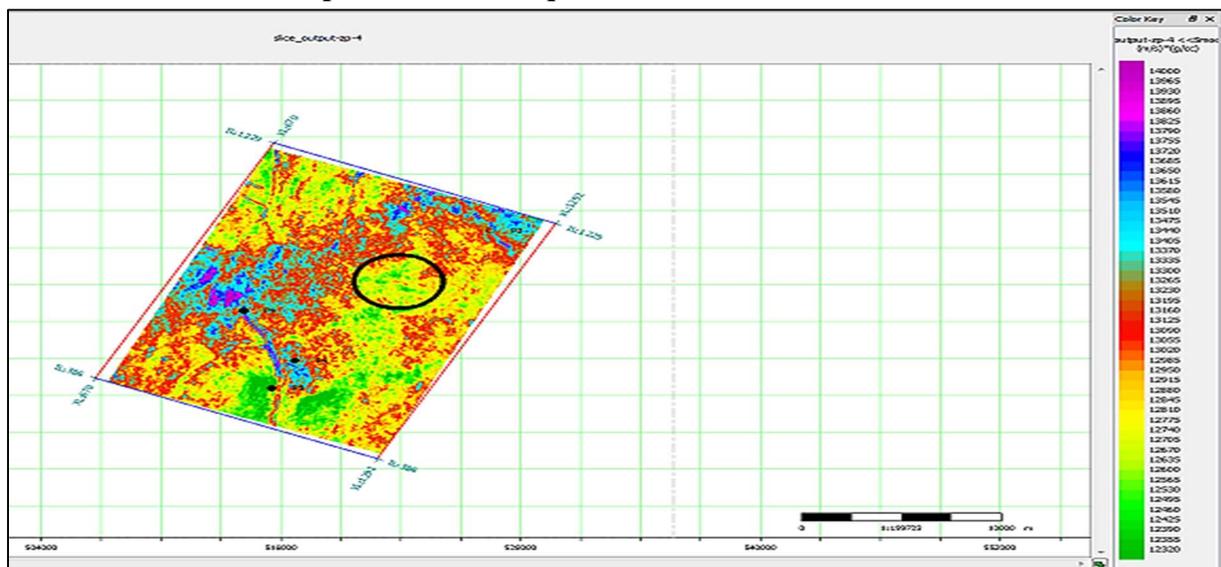


Figure VI-44 : Time slice, attribut d'impédance acoustique Z_P

La Figure VI-43 montre respectivement le times-slice de Z_p au niveau de réservoir, l'analyse de cette figure fait constater que Z_p diminue quand on passe vers le réservoir. Cet effet peut être provoqué par :

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

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

VI.14.1.b Impédance cisaillement Z_s :

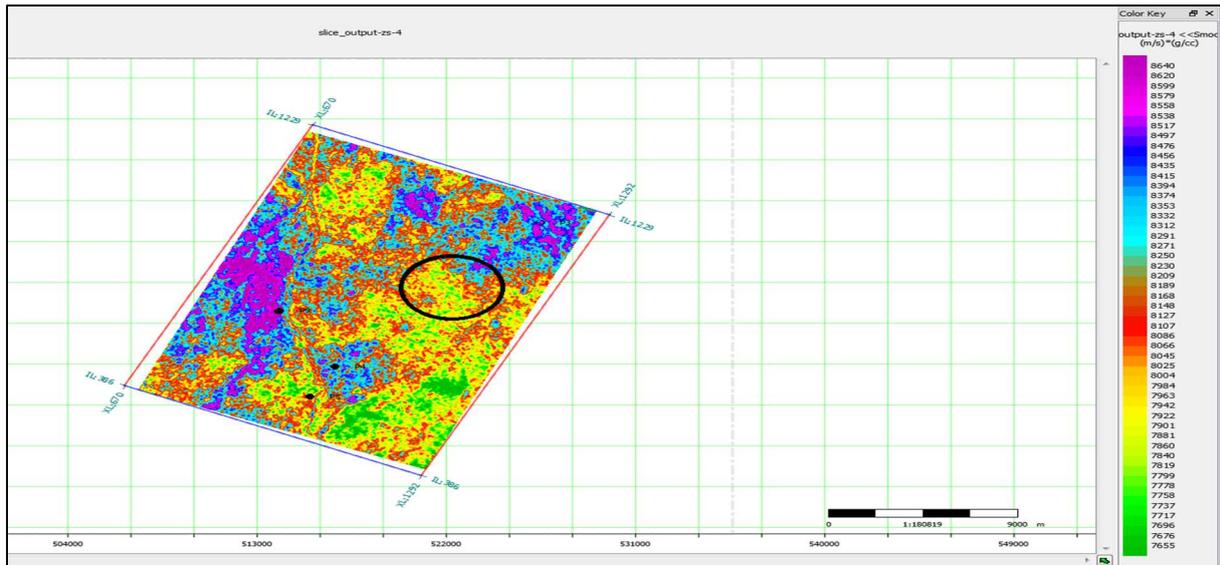


Figure VI-45 : Time slice, attribut d'impédance acoustique Z_s

La Figure VI-44 montre le Time-slice de Z_s , comme il est illustré sur la figure le passage vers le réservoir produit une diminution qui peut être liée au changement de lithologie. Mais cette diminution n'a pas le même ordre de grandeur que l'impédance Z_p . Comparativement à l'impédance Z_p , l'impédance d'onde de cisaillement Z_s est insensible à la présence de fluide. Ainsi on constate que cette différence est dû essentiellement à la présence de fluide dans le réservoir.

Nous allons confirmer l'une des deux hypothèses, en étudiant les variations du rapport (VP/VS).

VI.14.1.c Rapport V_p / V_s :

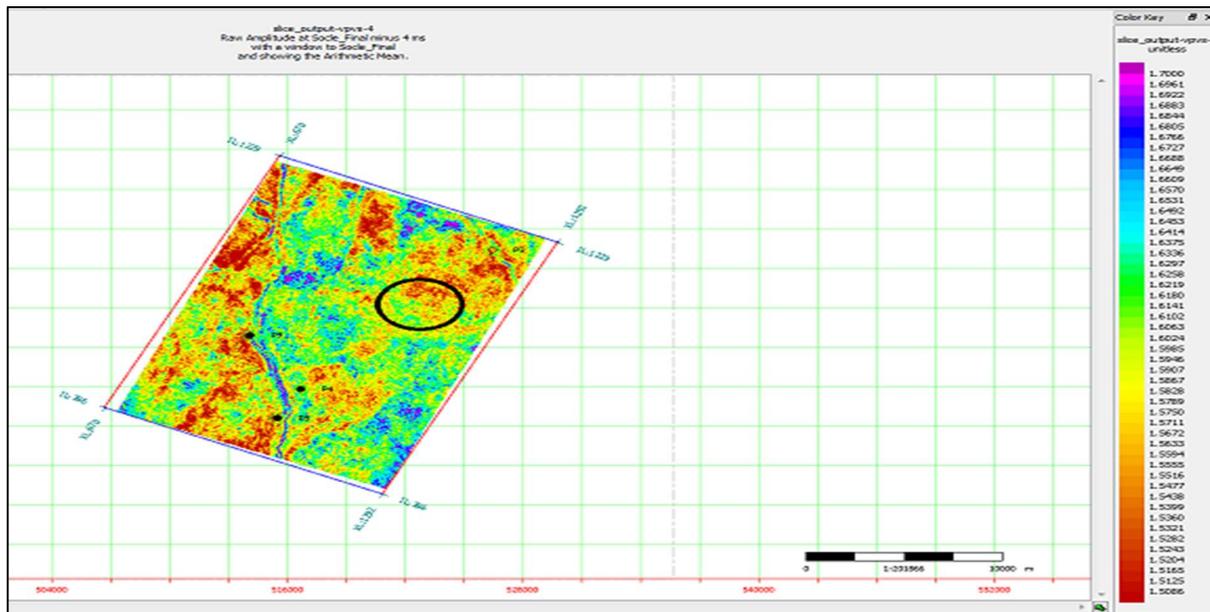


Figure VI-46 : Time slice du rapport V_p/V_s

La Figure VI-45, illustre les variations du rapport V_p/V_s , au niveau du réservoir (horizon Socle-Final - 4 ms), on remarque un faible rapport dans la zone dans laquelle est implanté le puits P8, de l'ordre de 1.5, ce qui correspond à une zone à gaz.

Le rapport V_p/V_s est un bon indicateur de fluides, une diminution de ce dernier correspond à une présence de fluide car contrairement à l'onde P, l'onde S ne se propage pas dans les fluides et est seulement influencée par la matrice.

VI.14.1.d Densité ρ :

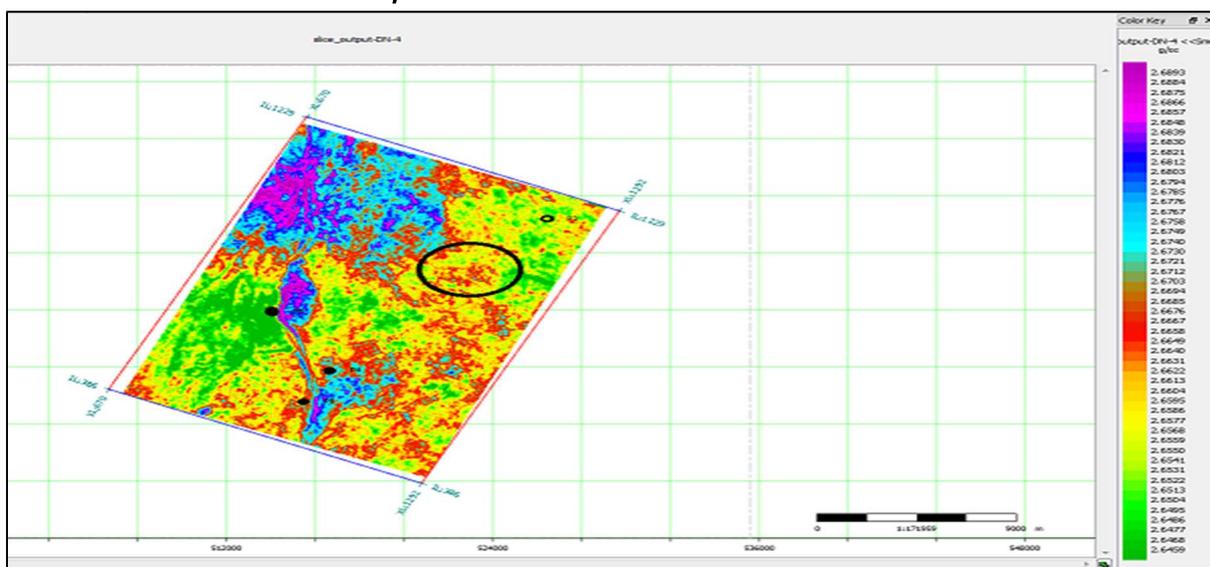


Figure VI-47 : Time slice, attribut de densité

La Figure VI-46, illustre les variations de densité au niveau de l'horizon Socle-Final-4ms (niveau réservoir détecté dans le puits). On note une forte diminution de la densité dans la zone avoisinant le puits P8, ceci est probablement dû à une présence de gaz.

VI.14.1.e Lambda-Rho $\lambda\rho$:

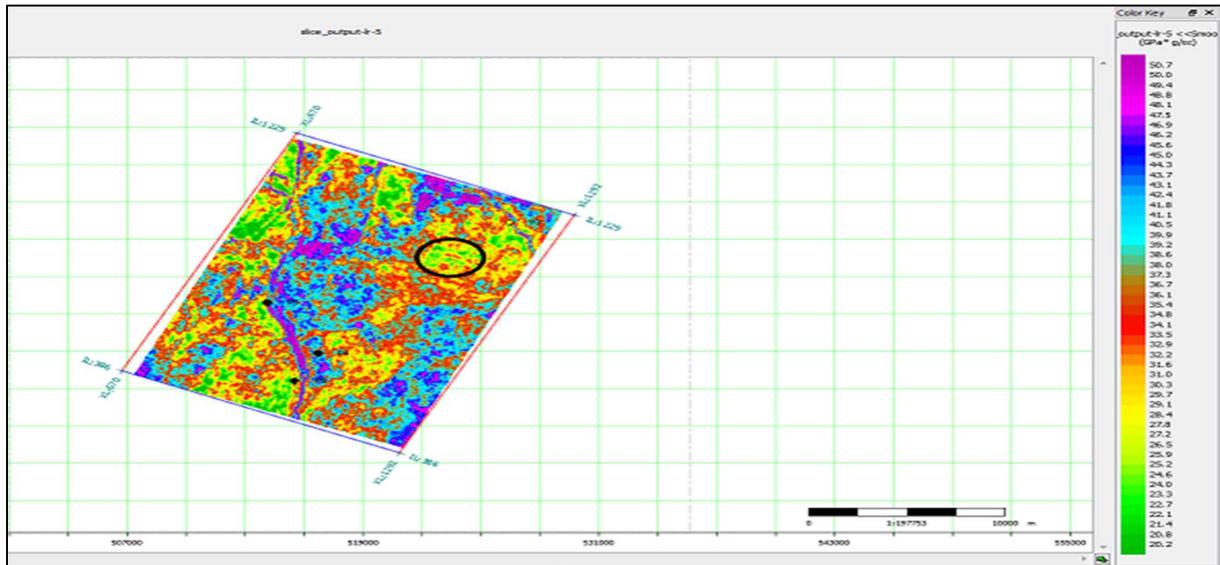


Figure VI-48 : Time slice, attribut de Lambda-Rho

Ce paramètre est indicateur de compressibilité des formations. Généralement il prend des valeurs très faibles dans les zones à gaz du fait de faible densité de gaz.

Dans notre cas, la Figure VI-44 montre que les valeurs de $\lambda\rho$ dans le réservoir sont très faibles ce qui est un synonyme de la présence des accumulations de gaz.

VI.14.1.f Mu-Rho $\mu\rho$:

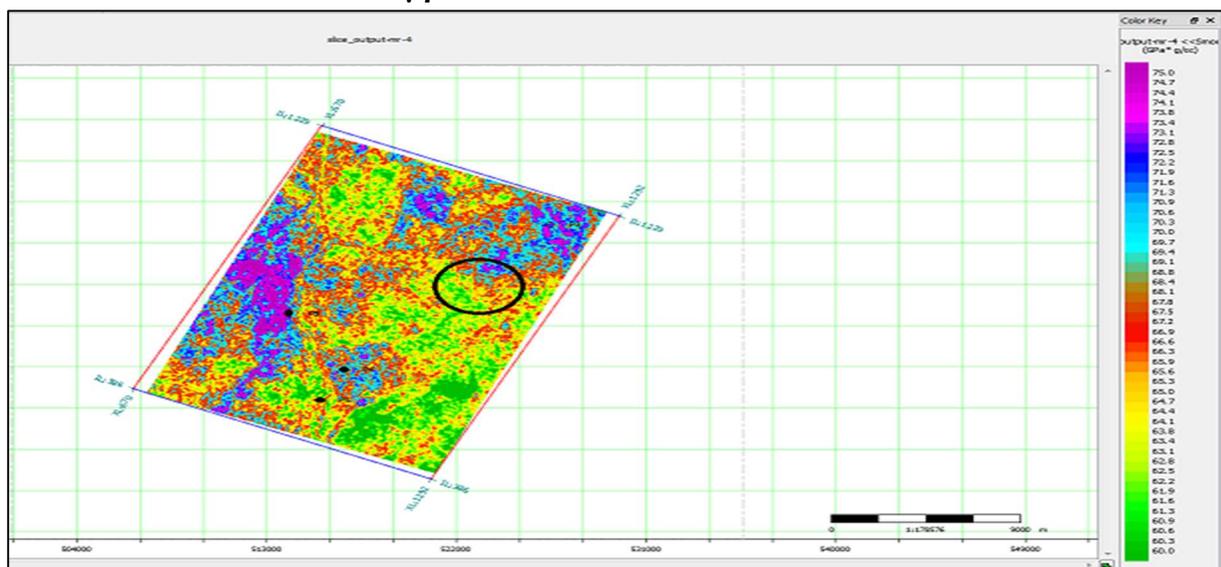


Figure VI-49 : Time slice, attribut de Mu-Rho

La figure VI-48, illustre les variations du module de rigidité dans le niveau objectif, ce module mesure la résistance des matériaux au cisaillement, on remarque de très faibles valeurs dans la zone mise en évidence à partir des autres attributs, ce qui confirme la présence de fluides, car ces derniers ne résistent pas au cisaillement.

-L'étude conjointe des différents attributs nous mène à interpréter la zone indiquée en noir sur les figures comme étant une zone à gaz, ceci est confirmé par le fait que le puits P8 implanté dans ce dernier ait produit du gaz, cela nous permet d'étendre notre interprétation au zone indiquée en noir sur ces figures qui présentent des similitudes au niveau de tous les attributs avec la zone en noir de puit P8.

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

Des forages peuvent être proposés au niveau de zone indiquée en noir, cette dernière a de bonnes chances de produire.

Conclusion :

-La réalisation de ce mémoire nous a permis de mieux comprendre l'inversion sismique simultanée. Cette technique constitue un sujet récent dans l'industrie pétrolière notamment en algérie où elle est encore sous le plan de la recherche appliquée. Mais sa grande contribution à prévoir la répartition lithologique et une présence de fluide plus probable dans le réservoir a donné la force pour devenir de plus en plus un outil incontournable de la caractérisation des réservoirs.

-La mise en œuvre de l'inversion sismique simultanée exige une collaboration entre les données sismiques et les données de puits afin de mieux estimer les paramètres physiques Z_p, Z_s et la densité qui peuvent être utilisés par la suite dans la génération des autres paramètres élastiques comme les deux coefficients de Lamé ($\lambda-\rho, \mu-\rho$). Ainsi l'inversion sismique avant-sommation donne l'avantage d'avoir simultanément plusieurs informations physiques sur le réservoir ce qui enrichit les connaissances sur le réservoir dans un temps relativement réduit.

-Malgré les avantages significatifs, il existe des limites à la méthode. La précision de l'inversion sismique simultanée est toujours régie par la qualité de la base des données d'entrée surtout les données sismiques dont la qualité est conditionnée par une forte atténuation des bruits et un bon traitement en amplitudes préservées. De plus, il se pose le problème du temps de calcul qui se pose principalement pour une étude 3D ce qui exige la disponibilité des calculateurs assez puissants.

-Les résultats obtenus par l'inversion sismique simultanée reste une probabilité ce qui exige l'intégration des autres techniques d'investigation en géologie et en géophysique afin d'assurer que l'interprétation sur le réservoir assez acceptable.

-Dans notre étude, nous avons exploité les résultats d'inversion pour rechercher une éventuelle présence d'hydrocarbures(gaz). Ceci est considéré comme une initiation dans ce contexte. Les paramètres pétro-physiques obtenus permettent d'approfondir l'interprétation quantitative qui consiste à calculer d'autres paramètres petro-physiques tel que la perméabilité, la porosité et la saturation en eau. et évidemment on a eu des résultats appréciable et très remarquable de la présence de gisement ou bien des accumulations de gaz au niveau du zone entourée de noir.

-Il est possible d'estimer les paramètres pétro-physiques du réservoir à partir des attributs résultants de l'inversion simultanée par le biais de l'utilisation des réseaux de neurones artificielles. Les résultats de l'inversion simultanée peuvent être quantitativement intégrés aux résultats attendus de la physique statistique des roches et du déroulement de la modélisation stochastique, aux fins de la lithologie et de la prédiction des fluides et de l'évaluation de l'incertitude.

- Les résultats de l'inversion simultanée peuvent être quantitativement intégrés aux résultats attendus de la physique statistique des roches et du déroulement de la modélisation stochastique, aux fins de la lithologie et de la prédiction des fluides et de l'évaluation de l'incertitude.

-L'Inversion Sismique Simultanée est en effet un puissant outil de prévision de la lithologie et de la distribution des fluides dans les couches géologiques. La résolution obtenue grâce à cette inversion nous permet de mieux caractériser un réservoir, notamment en appliquant l'analyse $\lambda-\mu-\rho$ sur les volumes d'inversion.

Table des illustrations :

Figure I-1 : Système pétrolier.....	10
Figure I-2 : Fenêtres de génération de l'huile et du gaz.....	11
Figure I-3 : Genèse des hydrocarbures.....	11
Figure I-4 : Pièges structuraux et Pièges stratigraphiques.....	12
Figure I-5 : Composition de la roche.....	12
Figure I-6 : Variation de la densité fonction de la saturation eau pour roche saturée en huile et en gaz	15
Figure I-7 : Variation de la vitesse en fonction de la saturation en eau.....	17
Figure I-8 : Facteurs affectant les vitesses sismiques.....	17
Figure I-9 : Déformation longitudinale -déformation transversale.....	20
Figure I-10 : variation de coefficient de poisson en fonction de rapport V_p/V_s	21
Figures I-11 : table de Relation entre les différents paramètres élastiques.....	21
Figure II-1 : Amplitude d'une onde sinusoïdale.....	23
Figure II-2 : Forme des rayons sismiques et fronts d'ondes dans un milieu.....	24
Figure II-3 : Atténuation de l'onde sismique par absorption.....	25
Figure II-4 : Réflexion et transmission de l'onde sismique.....	25
Figure II-5 : Les différents types de multiples.....	26
Figure II-6 : Séquence de traitement en amplitudes préservé.....	28
Figure III-1 Problème inverse non linéaire : fonction coût non quadratique à plusieurs minima.....	36
Figure IV-1 : Problème direct en sismique.....	39
Figure IV-2 : Problème inverse en sismique.....	39
Figure IV-3 : L'inversion sismique avant-sommation.....	41
Figure IV-4 : Relations linéaires entre $\text{Log}(ZP)$ - $\text{Log}(ZS)$, et $\text{Log}(ZP)$ - $\text{Log}(\rho)$	45
Figure IV-5 : Procédure d'inversion sismique avant-sommation.....	47
Figure IV-6 : Génération de film synthétique et corrélation aux données sismiques.....	49
Figure IV-7 : Bande fréquentielle des données sismiques.....	50
Figure IV-8 : Procédure algorithmique de l'inversion sismique simultanée.....	51
Figure IV-9 : Résultat final d'inversion simultanée.....	51
Figure V-1 : Situation géologique de la zone d'étude.....	53
Figure V-2 : situation du bloc de TINHART dans le bassin d'ILLIZI.....	54
Figure V-3 : colonne stratigraphique de la zone de TINHART).....	55
Figure V-4 : Cross-plot V_p - V_s au niveau de puit P8.....	57
Figure V-5 : Cross-plot V_p - V_s au niveau de puit P3.....	58
Figure V-6 : Cross-plot Z_p - Z_s au niveau de puit P8.....	58
Figure V-6 : Cross-plot Z_p - Z_s au niveau de puit P3.....	59
Figure VI-0 L'interface de programme HRS.....	61
Figure VI-1 : Géométrie de la sismique, et positionnement des puits.....	62
Figure VI-2 : Les horizons sismiques(isochrones).....	63
Figure VI-3 : Workflow de l'inversion sismique simultanée.....	64
Figure VI-4 : CDP-gather brut (avant pré-conditionnement).....	65
Figure VI-5 : CDP gather avant et après Trime statique.....	66
Figure VI-6 : Application du filtre radon sur les données sismiques.....	67
Figure VI-7 : CDP gather avant et après Super gather	68
Figure VI-8 : CDP gather avant et après pré-conditionnement).....	68
Figure VI-9 : les angles d'incidences.....	69
Figure VI-10 : Angle gather.....	69
Figure VI-11 : Splice des différentes phases du gamma-ray.....	70
Figure VI-12 : Le dipiking d'onde P.....	70
Figure VI-13 : Logs avant et après pré-conditionnement.....	71
Figure VI-14 : Puits 8 (P8) manque de log du densité (Etat initial).....	72
Figure VI-15 : Résultat de la génération de densité par l'équation multilinéaire (P8).....	72
Figure VI.16 : Cross-plot V_p vs V_s dans les puits P3 et P8.....	73
Figure VI-17 : Puits 4 (P4) manque du log S-wave (Etat initial).....	73
Figure VI-18 : Log S-wave généré par la relation de castagna (P4).....	74
Figure VI-19 : la fiabilité de la loi en comparant les logs S-wave générés avec les originaux.....	75
Figure VI-20 : Log S-wave généré par la relation de castagna (P9).....	75
Figure VI-21 : Résultats d'équation multilinéaire -castagna avec input des puits utilisées.....	76

Figure VI-22 : Analyse pétrophysique du niveau Socle dans le puits P8.....	77
Figure VI-23: Passage CDP Gather-Angle gather.....	78
Figure VI-24 : Angle gathers, attribut de couleur : angle d'incidence.....	79
Figure VI-25 : Ondelette statistique extraite à partir du stack.....	80
Figure VI-26 : Corrélation du puits P9 avec le stack.....	80
Figure VI-27 : Les gammes d'angles (stacks partiels), affichage de l'INLINE passant par le puits P9.....	81
Figure VI-28 : Ondelettes statistiques des trois gammes d'angles.....	82
Figure VI-29 : Ondelettes finale des trois gammes d'angles (spectre d'amplitude + spectre de phase).....	82
Figure VI-30 : Modèle initial dans l'INLINE passant par le puits P3.....	84
Figure VI-31 : Modèle initial dans l'INLINE passant par le puits P4.....	84
Figure VI-32 : Modèle initial dans l'INLINE passant par le puits P8.....	85
Figure VI-33 : Modèle initial dans l'INLINE passant par le puits P9.....	85
Figure VI-34 : Analyses d'inversion aux puits (Logs)	86
Figure VI-35 : Analyses d'inversion aux puits (seismic)	86
Figure VI-36 : Modèle final dans l'INLINE passant par le puits P3.....	87
Figure VI-37 : Modèle final dans l'INLINE passant par le puits P4.....	88
Figure VI-38 : Modèle final dans l'INLINE passant par le puits P8	88
Figure VI-39 : Modèle final dans l'INLINE passant par le puits P9.....	89
Figure VI-40 : Lambda Rho- Mu Rho dans l'INLINE passant par le puits P3.....	90
Figure VI-41 : Lambda Rho- Mu Rho dans l'INLINE passant par le puits P4.....	90
Figure VI-42 : Lambda Rho- Mu Rho dans l'INLINE passant par le puits P8.....	91
Figure VI-43 : Lambda Mu Rho dans l'INLINE passant par le puits P9.....	91
Figure VI-44 : Time slice, attribut d'impédance acoustique ZP	92
Figure VI-45 : Time slice, attribut d'impédance acoustique Zs.....	93
Figure VI-46 : Time slice du rapport Vp/Vs.....	94
Figure VI-47 : Time slice, attribut de densité.....	94
Figure VI-48 : Time slice, attribut de Lambda-Rho.....	95
Figure VI-49 : Time slice, attribut de Mu-Rho.....	95

Liste des tableaux :

Tableau I-1 : Classification des porosités selon leur qualité.....	13
Tableau I-2 : Relation entre V et ρ dans différentes lithologies.....	16
Tableau I-3 : Relation entre V_p et V_s	18
Tableau VI -1 : Inventaire des données de puits.....	71

Bibliographies:

- [1] Richard C.Selley, Stephen Sonmenberg, 2014.
Elements of petroleum geology, Academic press.
- [2] Smaine ZEROUG, Nouredine BOUNOUA, Rabih Lounissi, 2007.
Algeria, Well evolution conference, Schlumberger-Sonatrach.
- [3] M.Lavegne, , 1986.
Méthodes sismiques » Edition Technip.
- [4] Georges Henry, 1997.
Sismique réflexion : principes et développements, Edition Technip.
- [5] <https://djeddimaouk.fr.gd>
- [6] YILMAZ.O, 1987.
Seismic data analysis: Processing, inversion and interpretation of seismic data. Investigation in geophysics
No 10.
- [7] Max A. Meju, S. N. Domenico, Editor, 1994.
Geophysical Data Analyses: Understanding inverse problem. Theory and Practise.
- [8] Albert Tarantola, 2005.
Inverse problem theory and methods for model parameters estimation, SIAM.
- [9] Michel KERN, 2002.
Problèmes inverses, cours, ÉCOLE SUPERIEURE D'INGÉNIEURS LÉONARD DE VINCI.
- [10] Marie, j, L.1994.Mise en oeuvre et traitement de la sismique de puits et des diagraphies acoustique
(Thèse) edition Technip.
- [11] Brian H. Russel.2001. Introduction to seismic inversion methods.SEG.
- [12] Frazer Barclay et al, 2008.
Seismic inversion: Reading between the lines, Spring.
- [13] Russel,B.Hampson,D.December 2006. "The old and the new in the seismic inversion.
- [14] Clayton V. Deutsch. 2002.Geostatistical Reservoir M
- [15] James L. Simmons, Jr. and Milo M. Backus, 1996. Odeling.Oxford University Press
Waveform-based AVO inversion and AVO prediction-error, GEOPHYSICS, VOL. 61, NO. 6.
- [16] Anderson,Robert Van Vleck.Geology in the coastal atlas of western algeria:Geological society of
America.