

N° ordre/FHC/UMBB/2021

REPUBLIQUE ALGERIENNE DEMOCRATIQUE ET POPULAIRE

MINISTERE DE L'ENSEIGNEMENT SUPERIEUR
ET DE LA RECHERCHE SCIENTIFIQUE



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



MEMOIRE DE FIN D'ETUDES

En vue de l'obtention du Diplôme

MASTER

Présenté par

ARFI Yousra

Filière : Hydrocarbures

Option : Géophysique pétrolière

Thème

**Caractérisation du Réservoir
Par Inversion Sismique Simultanée avant
Somme**

**Cas d'étude : Le Réservoir Triasique
du bassin d'Oued Mya (Zelfana-El'mzaid)**

Encadrée par

Pr. Aitouche (UMBB)

Mr. Benfattoum A. (ENAGEO)

BOUMERDES 2021

Remerciements :

Au terme de ce modeste travail, j'aimerais d'abord exprimer toute ma gratitude au bon **Dieu** le tout Miséricordieux de m'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 je voudrais témoigner toute ma gratitude.

Je voudrais tout d'abord adresser toute ma reconnaissance à mon promoteur au niveau de l'université, le professeur **AITOUCHE**, pour sa patience, sa disponibilité, ses judicieux conseils et surtout son esprit compréhensif, qui ont contribué à alimenter ma réflexion.

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

J'exprime toute ma gratitude à mon encadreur au niveau de l'entreprise ENAGEO **BENFATTOUM Amar**, ingénieur géophysicien, merci de m'avoir donné de ton temps si précieux pour permettre l'avancement considérable de ce projet.

J'aimerai vivement et particulièrement remercier monsieur **DJEDDOU Abdelkader**, ingénieur géophysicien à l'ENAGEO, d'avoir suivi l'élaboration de mon projet au sein de l'entreprise, ainsi que pour sa disponibilité, et ses précieux conseils. Merci pour votre bonne humeur et sincère bonté.

Je tiens également à exprimer toute ma reconnaissance à Monsieur **ABDELLI Malek**, directeur traitement sismique ENAGEO, de m'avoir mis dans d'excellentes conditions de travail ainsi pour son aide et sa bienveillance.

Un grand merci également à **CHAIB Oussama**, ingénieur géophysicien, pour avoir eu la patience de répondre à mes innombrables questions, pour ses conseils et son suivi concernant mon projet, il a grandement facilité mon travail.

J'adresse mes remerciements les plus vifs à mon amie **BENABID Mouna Keltoum** doctorante au département de génie pétrolier, université de North Dakota, USA pour ses conseils pertinents et tous l'aide qu'elle a déployé pour contribuer au succès de ce projet même de très loin.

Merci également à tous le personnel à l'ENAGEO-BOUMERDES spécialement **REZKELLAH Abdelmoumen**, **Ismail GHIBOUB**, ingénieurs géophysiciens et monsieur **CHEGROUCHE Farid**, directeur caractérisation du réservoir pour toutes les discussions que l'on a partagées et qui m'ont été d'une aide précieuse.

Je tiens 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, j'exprime ma gratitude à l'égard de tous ceux qui ont contribué de près ou de loin à l'élaboration de ce mémoire.

Dédicace

*A la mémoire de ma défunte grand-mère **MA BAKHTA**, la plus belle créature que Dieu a créée sur terre, ma source de joie, de douceur et de bien-être, toi qui a fait de moi la femme que je suis devenu, que dieu te garde dans son vaste paradis.*

*A la lumière de mes jours, la source de mes efforts, la flamme de mon cœur, ma vie et mon bonheur ; celle qui s'est toujours sacrifiée pour me voir réussir, **maman** que j'adore.
Ce modeste travail est le fruit de tous les sacrifices que tu as déployés pour mon éducation et ma formation.*

Merci

*A les bougies de ma vie, mes piliers, mes sœurs **Ines, Nihad et Rahil-Nouha**, Vous avez toujours été là pour moi pour m'écouter, m'encourager et m'aimer. Vous êtes mes symboles de force et de tendresse.*

*A toi **Khalou Larbi**, mon vrai ami avant d'être mon oncle, tu as toujours été fier de moi, et t'étais toujours présent pour me booster et m'apprendre à aller au-delà de l'impossible*

*A ma chère tante **Faiza** et son mari **Mohamed***

*Mes cousins **Akram, Wassim, Raouane et Allaou***

Aucun langage ne saurait exprimer mon respect et ma considération pour votre soutien et encouragements.

*A mon frère **Samir** le frère que Dieu m'a donné d'une autre mère celui qui m'a écouté sans me juger dans les pires moments de ma vie*

*A mes amies **Houda, Rjma, Nouria, Imane, Amira, Saida et Fella** Je ne peux pas trouver les mots justes et sincères pour vous exprimer mon affection et mes pensées, vous êtes pour moi des sœurs et des amies sur qui je peux compter.*

*A vous, symbole d'amitié et fidélité **Afaf, Farah, Tahani***

Et à tous ce qui comptent pour moi.

Yousra

Table des matières

Introduction générale	3
Chapitre I : Traitement en amplitudes préservées	6
I-1 Introduction :	6
I-2 Récupération des amplitudes réelles :.....	6
I-2-1 Compensation de la divergence sphérique :.....	7
I-2-2 Compensation de l'absorption :.....	7
I-2-3 Etapes de traitement en amplitudes préservés :.....	8
Chapitre II : Fondements mathématiques de la théorie d'inversion	12
II-1 Définition d'un problème inverse :.....	12
II-2 problème bien ou mal posé :.....	13
II-3 Formulation du problème :.....	13
II-4 Discrétisation du modèle :.....	14
II-5 Résolution du problème inverse :.....	14
Chapitre III : Inversion simultanée des données sismiques	25
III-1 inversion sismique et son objectif :	25
III-1-1 objectif de l'inversion sismique :	25
III-2 modèle convolutionnel de la trace sismique :.....	26
III-3 problème direct et inverse en sismique :	27
III-4 Les différentes méthodes de l'inversion sismique :	29
III-5 les équations de Zoeppritz :.....	33
III-5-1 approximation d'Aki et Richards :.....	34
III-5-2 approximation de Fatti et al :.....	35
III-6 formulation de l'inversion sismique avant sommation :.....	36
III-7 Données requises pour l'inversion sismique :	39
III-8 processus de l'inversion sismique avant sommation :	40
III-9 l'extraction de l'ondelette :.....	42
III-10 modèle initial (bas fréquent) :	43
Chapitre IV : Généralités sur la caractérisation de réservoir	46
IV-1 Introduction :	46
IV-2 But de la caractérisation :	46
IV-3 Evaluation pétrophysique :	46

IV-4 Estimation des paramètres pétrophysique :	49
IV-4-1 Intégration des méthodes géostatistiques dans la caractérisation :	50
IV-5 Présentation des données utilisées:	53
Chapitre V : Contexte géologique de la région d'étude	56
V-1 Situation géologique et géographique de la zone d'étude :	56
V-2 Cadre Géologique et Géodynamique:	57
V-3 Configuration Litho- stratigraphique :	59
V-4 Aspect pétrolier :	62
Chapitre VI : Applications sur les données réelles	66
VI-1 Introduction :	66
VI-2 Présentation et caractéristiques de l'étude :	66
VI-3 génération des logs manquants :	69
VI-4 Pré-conditionnement des données sismiques :	72
VI-4-1 trime statique :	73
VI-4-2 Transformation de Radon non-linéaire:	74
VI-5 Pré-conditionnement des données de puits :	76
VI-5-1 splice :	76
VI-5-2 dispiké :	76
VI-5-3 smooth (lissage) :	76
VI-6 Passage CDP gather-Angle gather:	77
VI-7 Principe de la décomposition en stack partiel :	79
VI-8 Corrélation Puits-Sismique (Well tie) et extraction des ondelettes :	79
VI-9 Processus d'inversion :	85
VI-10 caractérisation du réservoir :	90
VI-11 Interprétation des résultats :	93
VI-11-1 Génération des time-slices :	93
VI-11-2 Délimitation d'une zone de prospection :	100
Conclusion générale	101

Introduction générale

Au cours des dernières décennies, les hydrocarbures ont conquis d'occuper une stratégie économique énergétique de première importance. Malgré les orientations de la stratégie énergétique mondiale vers l'utilisation des énergies nouvelles et renouvelables, les besoins et la demande mondiale en hydrocarbures comme source d'énergie continue d'augmenter et marque une croissance importante ce qui pousse les compagnies pétrolières à fournir plus d'efforts pour augmenter leur production et satisfaire cette croissance de la demande. Face à ce challenge le domaine d'exploration a connu une révolution, notamment le développement des nouvelles techniques aptes à découvrir des réserves et optimiser celles qui sont en cours d'exploitation.

L'intervention des géophysiciens dans la partie d'exploration a été consacrée au cours du temps passé à l'aspect structurale des formations du sous-sol par l'exploitation de certaines informations apportées par les données sismiques. Cette méthode a prouvé ses limites notamment devant la diminution de nombre des découvertes des grands gisements. Cependant, il peut subsister encore des hydrocarbures dans des réservoirs de taille plus petite qui sont difficiles à les mettre en évidence.

Actuellement la caractérisation des réservoirs est devenue la discipline la plus en vogue pour mieux explorer le sous-sol. Cette discipline permet d'exploiter l'intégration des informations géologiques, géophysiques et de l'ingénierie des gisements, afin d'accéder à l'information complète des paramètres physiques des formations réservoirs et leur contenu en fluide et aider à comprendre comment les différentes parties de ce dernier pourraient se comporter sous différentes circonstances. Ainsi, la caractérisation peut être considérée comme un outil de réduction des risques, elle réduit l'exposition aux pertes. Elle peut aussi contribuer à une exploitation rationnelle des réservoirs à mettre à jour de nouvelles réserves et réduire les coûts de forage par la proposition des zones de prospections bien définies.

Dans ce contexte, le but du présent travail est de développer, caractériser le réservoir Triasique dans le bassin d'Oued MYA qui est notre cas d'étude. Cette étude basée sur l'inversion sismique simultanée. L'objectif de cette inversion est développé, caractériser, exploiter ses résultats pour la recherche d'une éventuelle présence d'hydrocarbures au sein de réservoir. Ainsi de mettre en évidence l'apport des méthodes géostatistiques dans la caractérisation de réservoir.

L'interprétation de l'ensemble des résultats obtenus permet à déterminer l'extension de notre réservoir dans la zone d'étude et localiser des zones de prospection pour des futurs forages. Ce résultat pourrait être une nouvelle source d'analyse pour prendre les bonnes décisions, car il est important de souligner que le risque de l'échec d'un forage à sec ou aquifère reste plus coûteux qu'une étude de caractérisation préalable pour les investisseurs dans le domaine pétrolier.

La présente étude comporte quatre chapitres qui représentent les différentes étapes de la méthodologie choisie pour présenter le procédé de la caractérisation du réservoir par l'inversion sismique simultanée :

- Le premier chapitre met en lumière la séquence de traitement adéquate dite de récupération des amplitudes réelles et les corriger de tout effet qui n'est pas lié aux variations lithologiques.
- Le deuxième chapitre est consacré aux fondements mathématiques de l'inversion afin de comprendre le fonctionnement de l'algorithme d'inversion simultanée.
- Le troisième chapitre consiste à étudier la théorie de l'inversion simultanée et de comprendre son fonctionnement.
- Le quatrième chapitre englobe des généralités sur la caractérisation ainsi que la présentation et l'application des méthodes géostatistique
- Le cinquième chapitre est un bref exposé sur le contexte géologique de la région étudiée.
- Le sixième chapitre consiste à détailler et expliciter la méthodologie d'application de la caractérisation du réservoir par l'inversion simultanée sur des données réelles et l'exploitation et l'interprétation des résultats.

Chapitre I :

Traitement en amplitudes préservées

Chapitre I : Traitement en amplitudes préservées

I-1 Introduction :

L'amplitude d'une fonction périodique est la grandeur de son changement sur une période donnée (temps, espace ou espace-temps). Il existe différentes définitions de l'amplitude, qui sont toutes des fonctions de la grandeur représentant l'écart entre les valeurs extrêmes d'une onde et l'axe des x.

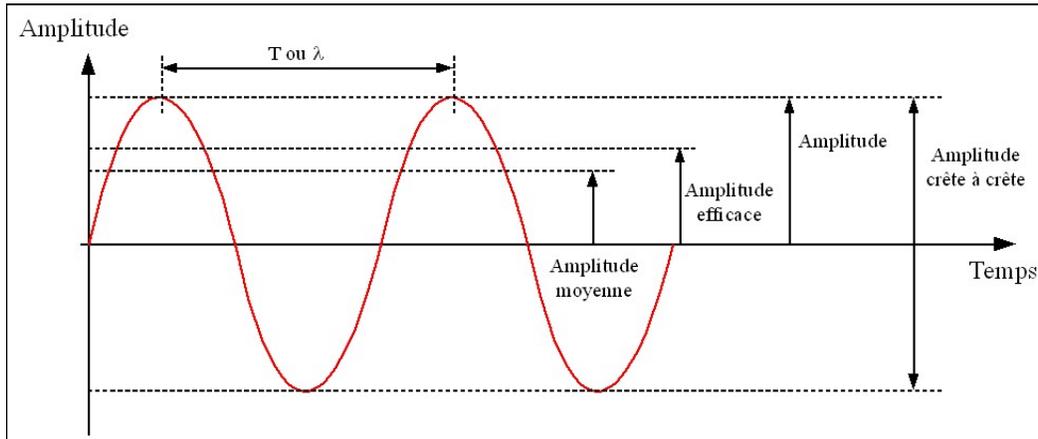


Figure I.1: Amplitude d'une onde sinusoïdale

Les amplitudes des ondes sismiques enregistrées en surface sont directement proportionnelles aux coefficients de réflexion, et donc aux variations lithologiques, mais elles sont aussi affectées par d'autres facteurs, ceux-ci font l'objet de ce chapitre.

I-2 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.

On appelle ce traitement sismique approprié pour toute sismique lithologique tenant compte du paramètre d'amplitude, traitement en amplitude préservées. Il consiste à éliminer les effets des facteurs non liés à la variation de la réflectivité avec l'offset/angle d'incidence, au niveau des horizons et affectant l'amplitude des réflexions sismiques.

Lors du traitement en amplitudes préservées, on essaiera de corriger ces phénomènes sans introduire des artefacts de traitement. Parmi les techniques de traitements, celles qui améliorent beaucoup plus la qualité des données sismiques pour une bonne inversion sont :

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

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

I-2-1 Compensation de la divergence sphérique :

Elle consiste à compenser les variations des amplitudes des ondes sismiques dues à l'expansion de leur front d'onde en fonction du temps. 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 « $\aleph t^n$ » pour effectuer la correction. [5]

Dans ce cas une trace corrigée $T_c(t)$ s'écrit :

$$T_c(t) = T(t)\aleph t^n \quad (\text{I-10})$$

Où :

t : Temps de parcours de l'onde.

\aleph : Constante déterminée à travers des tests.

n : Exposant compris entre 1 et 2.

T_c : Trace sismique corrigée.

T : Trace sismique avant correction.

I-2-2 Compensation de l'absorption :

Elle 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 : $e^{\alpha f n t}$

Où :

t : Temps de parcours de l'onde.

α : Facteur d'absorption.

f : Fréquence.

n : Facteur déterminé par des essais.

$$T_c(t) = T(t)e^{\alpha f n t} \quad (\text{I-11})$$

T_c : Trace sismique corrigée.

T : Trace sismique avant correction.

Les deux corrections peuvent être combinées comme suit :

$$T_c(t) = T(t). e^{\alpha f n t}. \aleph t^n \quad (\text{I-12})$$

I-2-3 Etapes de traitement en amplitudes préservés :

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

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

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

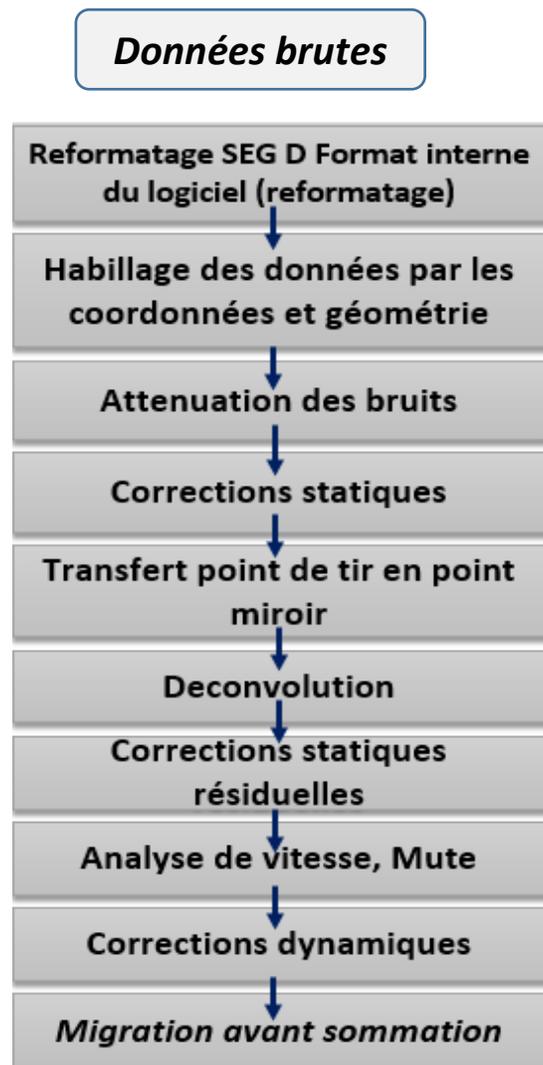


Figure I.2: Séquence de traitement en amplitudes préservées

On va expliquer ces étapes brièvement.

- **Le reformatage :**

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

- **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.

- **L'atténuation des bruits :**

Chaque type de bruit possède un contenu adéquat qui l'identifie et le distingue 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).

- **Les corrections statiques :**

On observe que l'arrivée correspondant à un horizon n'a plus la forme d'une hyperbole. Ceci est dû aux différences d'altimétries du couple émetteur/récepteur, et à l'effet de la zone altérée. Les corrections statiques ont pour but de corriger les temps des différentes traces de façon à ramener toutes les traces au même plan de référence (DP : Datum Plane), telle que la vitesse sous cette surface soient constantes le long du profil (égale à celle du substratum).

- **La Déconvolution :**

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

- **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.

- **L'analyse de vitesse :**

Elle consiste à déterminer les vitesses quadratiques moyennes en fonction des temps doubles. Elle a pour but de ramener les trajets réfléchis à des trajets verticaux en éliminant l'effet de l'offset (sur les temps). L'analyse des vitesses doit être réalisée avec soin, de préférence en continue (pour chaque CDP).

- **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)].

- **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).

- **La migration avant sommation :**

Le but de la migration avant sommation est de :

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

Chapitre II

Fondements mathématiques de la théorie d'inversion

Chapitre II : Fondements mathématiques de la théorie d'inversion

II-1 Définition d'un problème inverse :

Deux problèmes sont dits inverses l'un de l'autre si la formulation de l'un en cause le second. Cette définition comporte une part d'arbitraire, et fait jouer un rôle symétrique aux deux problèmes considérés. Une définition plus significative est d'affirmer qu'un problème inverse consiste à déterminer les causes connaissant les effets. Ainsi, ce problème est l'inverse de celui appelé problème direct, consistant à déduire les effets, les causes étant connues D'après J.B. Keller [1].

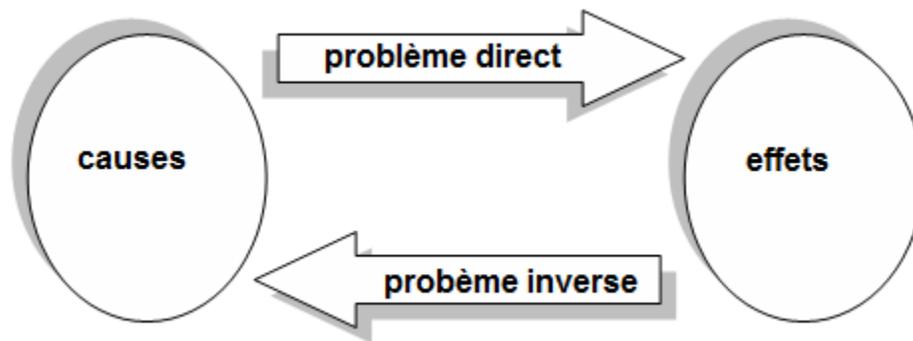


Figure II.1: problème direct et inverse

Donc on peut dire que déterminer la distribution des propriétés physiques de la sub-surface, plusieurs méthodes géophysiques sont utilisées. Ces méthodes sont généralement faites sous des conditions contrôlées et auront comme résultat des mesures numériques représentant les observations. Ces observations sont appelées : « *données expérimentales* ».

Une fois ces données collectées, il devient nécessaire de comprendre la relation existant entre la distribution des paramètres physiques du système et les données observées pour pouvoir tirer des conclusions utiles.

Ayant une distribution des propriétés physiques donnée et connaissant la relation mathématique reliant les paramètres aux observations, l'opération permettant d'estimer les données expérimentales (observations) est appelée « *problème direct* ».

Le processus inverse, permettant de déduire les propriétés physiques (des roches par exemple) directement à partir des observations est appelé « *problème inverse* ». De manière plus simple, un problème inverse consiste à déterminer des causes connaissant des effets.

Ces appellations sont dues au fait que lors de la résolution d'un problème inverse, le défi le plus important à relever est de trouver la solution parmi les innombrables possibilités qui se présentent et qui expliquerait au mieux les données observées. En effet les mêmes causes produisent les mêmes effets, mais un même effet peut être due à différentes causes. [4]

II-2 problème bien ou mal posé :

En 1923 Le mathématicien Jacques Salomon HADAMARD a défini le concept du problème bien posé qui devrait vérifier les trois conditions ou critères qui suivent :

- Critère d'existence : La solution du problème doit exister.
- Critère d'unicité : Si la solution existe, elle doit être unique.
- Critère de stabilité : La solution dépend étroitement des données, une erreur de mesure doit avoir le même ordre de grandeur dans l'estimation des paramètres du modèle.

Si ces trois conditions sont vérifiées, le problème est dit alors « bien posé », autrement, si une ou toutes les conditions ne sont pas respectées, notre problème sera décrit comme « mal posé ».

Remarques : Dans le livre d'Hadamard (1923), il laissait entendre (et c'était une opinion répandue jusqu'à récemment) que seul un problème bien posé pouvait modéliser correctement un phénomène physique [2]

De manière générale, en pratique, les problèmes inverses ne vérifient pas ses critères, et cela est dû aux situations suivantes :

- En présence de bruit (au sens large), les données expérimentales disponibles sont généralement perturbées ou bruitées avec un doute sur l'origine des données
Ces données proviennent-elles du modèle à étudier? Dans le cas de données bruitées, il est souvent constaté que différents paramètres mènent aux mêmes observations.
- Comme cité précédemment, le challenge le plus important à relever lors de la résolution du problème inverse est de venir à bout du problème de non unicité de la solution, objectif fondamental. Si un problème admet plusieurs solutions, il est impératif de recourir à des informations complémentaires, c'est-ce qu'on appelle l'information *a priori*
- La non existence de solution d'un problème inverse est problématique mais surmontable en faisant recours à des procédés mathématiques classiques.

II-3 Formulation du problème :

Plusieurs processus géophysiques peuvent être formulés mathématiquement comme suit :

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

d_i : Représente la ième observation ou données expérimentales.

$p(z)$: Représente les paramètres du système étudié.

$K_i(z)$: est appelé le KERNEL ou noyau et représente la relation mathématique liant les données aux paramètres du modèle.

II-4 Discrétisation du modèle :

En pratique, les données disponibles et le nombre de paramètres du modèle à déterminer pour expliquer ces données sont en nombre fini, donc l'équation (II-1) devra être discrétisée, et le problème sera ainsi formulée comme suit :

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

d_i : représente le vecteur des données.

m_j : Représente le vecteur des paramètres.

G_{ij} : Matrice représentant la relation mathématique liant les données aux paramètres, appelée Noyau.

La résolution la plus simple et la plus évidente à première vue serait de tirer directement le vecteur m_j de l'équation (II-2) en inversant la matrice G_{ij} :

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

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

- Surdéterminés : si $i > j$ i.e. le nombre de mesures est supérieur au nombre de paramètres.
- Sous-déterminés : si $i < j$ i.e. le nombre de mesures inférieur au nombre de paramètres.
- Uniformément déterminés : si $i = j$ i.e. nombre de mesures égal 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).

II-5 Résolution du problème inverse :

II-5-1 Problème inverse linéaire :

II-5-1-1 Définition de la linéarité :

Dans la plupart des cas le modèle de subsurface est fonction de la profondeur. Si on considère, par exemple, la masse et le moment d'inertie de la terre, tous les deux seront exprimés comme suit :

$$\text{Masse} = 4 \int_0^R r^2 \rho(r) dr \quad (\text{II-4})$$

$$\text{Moment d'inertie} = \frac{8\pi}{3} \int_0^R r^4 \rho(r) dr \quad (\text{II-5})$$

R : représente le rayon de la terre.

$\rho(r)$: correspond à la densité de la terre, espace des paramètres.

Les deux équations précédentes peuvent toutes les deux être exprimées de la manière suivante :

$$d_i = \int_0^R K_i(z) \cdot \rho(r) dr \quad (\text{II-6})$$

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

Considérons maintenant le cas des temps d'arrivée d'une onde sismique le long d'un rayon sismique, pour une vitesse continue $v(x, z)$:

$$t = \int_L \frac{1}{v(x,z)} dL \quad (\text{II-7})$$

Dans le cas discret, l'équation (II-7) devient:

$$t_i = \sum_j^p = 1 \frac{L_{ij}}{v_j} c_j \quad (\text{II-8})$$

On remarque que la relation (II-8) n'est pas linéaire. Si on remplace le paramètre de vitesse par celui de la lenteur $c = \frac{1}{v}$ l'équation (II-8) devient :

$$t_i = \sum_j^p = 1 L_{ij} \cdot c_j \quad (\text{II-9})$$

La relation devient ainsi linéaire, et donc la résolution du problème est alors simplifiée. Nous avons ainsi effectué une linéarisation du problème par paramétrisation.

II-5-1-2 Méthode des moindres carrés :

En 1809 Carl Friedrich GAUSS a suggéré que les données mesurées ne correspondent pas parfaitement aux paramètres du modèle, ceci est dû à l'erreur expérimentale (bruit), appelée résidu "e" :

$$d - Gm = e \quad (\text{II-10})$$

Cette erreur permettrait d'avoir une solution unique qui se rapprocherait au mieux de la solution exacte du problème. Elle consiste à minimiser la différence entre les données réelles et les données estimées du modèle au sens des moindres carrés par de la norme euclidienne L2.

$$\phi = e^T e = \sum_i^n = 1 (d_i - \sum_j^p = 1 G_{ij} m_j)^2 \quad (\text{II-11})$$

ϕ : Appelée fonction coût, ou fonction objective, quantité à minimiser.

La résolution du problème consistera à minimiser la fonction cout au sens des moindres carrés :

$$\phi = (d - Gm)^T \cdot (d - Gm) \quad (\text{II-12})$$

Pour minimiser cette fonction, nous devons annuler sa dérivée pour tout m :

$$\begin{aligned} \frac{\partial \phi}{\partial m} &= \frac{\partial}{\partial m} (d^T - d^T Gm - m^T G^T d + m^T G^T Gm) = 0 \\ -d^T G - G^T d + G^T Gm + m^T G^T G &= 0 \\ G^T Gm &= G^T d \\ m &= (G^T G)^{-1} G^T d \end{aligned} \quad (\text{II-13})$$

[]^T Représente la transposition de matrice

m : Représente la solution du problème inverse linéaire.

II-5-1-3 Régularisation du problème inverse linéaire :

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.

Depuis les années 1960, plusieurs techniques de régularisation ont été proposées pour rendre un problème mal posé en un problème bien posé. Pour résoudre le problème inverse par la régularisation, on suit les étapes suivantes :

- Introduire des *informations a priori* et qualitatives sur le modèle, cette information est indépendante des données observées et souvent limitée spatialement
L'information *a priori* provient de données géophysiques, géologiques ou de puits acquises au préalable. Elle servira à donner une indication de telle sorte à contraindre le système à converger vers la meilleure solution, en évitant ainsi d'avoir un résultat éloigné de la réalité géologique après l'inversion. L'ajout de l'information *a priori* peut aussi aider à choisir une solution parmi toutes les possibilités équivalentes.
- Amélioration de la stabilité de la solution par rapport aux erreurs de mesure en rajoutant des informations supplémentaires car le principe de la régularisation est basé sur le fait que les

observations à elles seules ne suffisent pas pour l'obtention d'une solution acceptable et qu'il faut donc introduire ces informations sur la régularité du modèle.

La principale difficulté dans l'application d'une méthode de régularisation à problème particulier est la détermination du paramètre de régularisation lui-même.

La régularisation peut être formulée comme suit :

$$Dm = h \quad (\text{II-14})$$

Où :

m : Vecteur des paramètres du modèle.

h : Vecteur des informations *a priori*.

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

En minimisant l'écart entre les paramètres estimés et les informations *a priori*, la fonction coût s'écrira comme suit :

$$\phi = (d - Gm)^T (d - Gm) + \beta^2 (Dm - h)^T (Dm - h) \quad (\text{II-15})$$

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

$$\begin{aligned} (2G^T G + 2\beta^2 D^T D)m &= 2G^T d + 2\beta^2 D^T h \\ m &= (2G^T G + 2\beta^2 D^T D)^{-1} (2G^T d + 2\beta^2 D^T h) \end{aligned} \quad (\text{II-16})$$

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

II-5-2 Problème inverse non linéaire :

En pratique, les problèmes rencontrés en géophysique sont généralement non linéaires. En effet, étant donnée la complexité de la terre, les relations liants l'espace des données aux paramètres ne peuvent pas être linéaires et ne peuvent pas être linéarisés par simple paramétrisation vu précédemment, ayant des formulations plus complexes leur linéarisation devient alors plus compliquée à réaliser. La forme générale de ce type de problème s'écrit comme suit :

$$d_i = f_i(m) \quad (\text{II-17})$$

La fonction f représente la fonction non linéaire de la modélisation directe.

Pour trouver une solution à ce problème, Gauss a suggéré de résoudre les problèmes inverses non linéaires de manière itérative, en approximant successivement la solution par application de la méthode des moindres carrés. Ceci implique la conversion du problème non linéaire en une forme

linéaire approximative en développant la fonction $f(m)$ en série de Taylor en partant d'un modèle initial. Le modèle initial sera basé sur les informations a priori. Comme suit :

$$d^{\circ} = f(m^{\circ}) \quad (\text{II-18})$$

m° : modèle initial basé sur une information à priori.

Pour converger vers la solution, le modèle initial subit des perturbations élémentaires :

$$m = m^{\circ} + \partial m \quad (\text{II-19})$$

f est supposée linéaire au voisinage de m° , le développement de Taylor de f s'écrit alors :

$$f(m) = f(m_1^{\circ} + \partial m_1, m_2^{\circ} + \partial m_2 + \dots m_p^{\circ} + \partial m_p) \quad (\text{II-20})$$

$$f(m) = f(m^{\circ}) + \frac{\partial f_i}{\partial m_1} \partial m_1 + \frac{\partial f_i}{\partial m_2} \partial m_2 + \dots \frac{\partial f_i}{\partial m_p} \partial m_p + \text{termes supérieurs} \quad (\text{II-21})$$

En négligeant les termes supérieurs, la série de Taylor exprimera l'approximation linéaire de f au voisinage de m° :

$$f(m) = f(m^{\circ}) + \sum_j^p \left[\left. \frac{\partial f_i}{\partial m_j} \right|_{m=m^{\circ}} \partial m_j \right] + 0(\|\partial m\|^2) \quad (\text{II-22})$$

En prenant en considération les erreurs de mesures, on écrit :

$$d = f(m) + e \quad (\text{II-23})$$

$$e = d - f(m) = d - f(m^{\circ}) - \sum_j^p \left[\left. \frac{\partial f_i}{\partial m_j} \right|_{m=m^{\circ}} \partial m_j \right] + 0(\|\partial m\|^2) \quad (\text{II-24})$$

Cette forme est appelée GLI, **Generalised linear inversion** ou inversion linéaire généralisée.

Posons :

$$y = d - f(m^{\circ}) \quad (\text{II-25})$$

$$A = \frac{\partial f_{ij}}{\partial m_j} \quad (\text{II-26})$$

$$X = \partial m \quad (\text{II-27})$$

Avec:

$$e = y - Ax \quad (\text{II-28})$$

Où :

y : représente la différence entre les données calculées à partir du modèle initial et celles observées.

A : Matrice contenant les dérivées partielles de f , de taille $(n \times p)$, pour n données et p paramètres, appelée matrice Jacobienne.

x : représente les perturbations à apporter à m^o pour minimiser le résidu e .

II-5-2-1 Formulation du problème inverse non linéaire :

Nous pouvons maintenant formuler notre problème inverse en recherchant des perturbations dans le modèle initial. En raison du bruit dans les données, la méthode des moindres carrés est la méthode la plus appropriée et la plus robuste pour résoudre de tels problèmes.

La résolution du problème inverse dans ce cas revient à déterminer la perturbation x apportée au modèle initial m^o pour obtenir m .

$$\phi = (d - f(m))^T (d - f(m)) \quad (\text{II-29})$$

En remplaçant les simplifications établies précédemment on obtient :

$$\phi = e^T e = (y - Ax)^T (y - Ax) \quad (\text{II-30})$$

II-5-2-2 Optimisation locale et globale :

Avant d'aborder les différentes méthodes de résolution de problèmes inverses non linéaires, serait nécessaire d'expliquer les concepts de minimum local et de minimum global. La principale différence entre les problèmes linéaires et non linéaires est que lors de la résolution de problèmes inverses linéaires, la fonction de coût sera représentée par une fonction quadratique (en puissance 2), c'est-à-dire en trouvant la valeur minimale de la fonction objectif dans ce cas, si elle existe, elle sera unique (Figure II .2.a) Lors de la résolution du problème inverse non linéaire, la fonction de coût à minimiser ne sera pas quadratique, nous serons donc confrontés à l'existence d'un grand nombre de minimales (Figure II .2 b) :

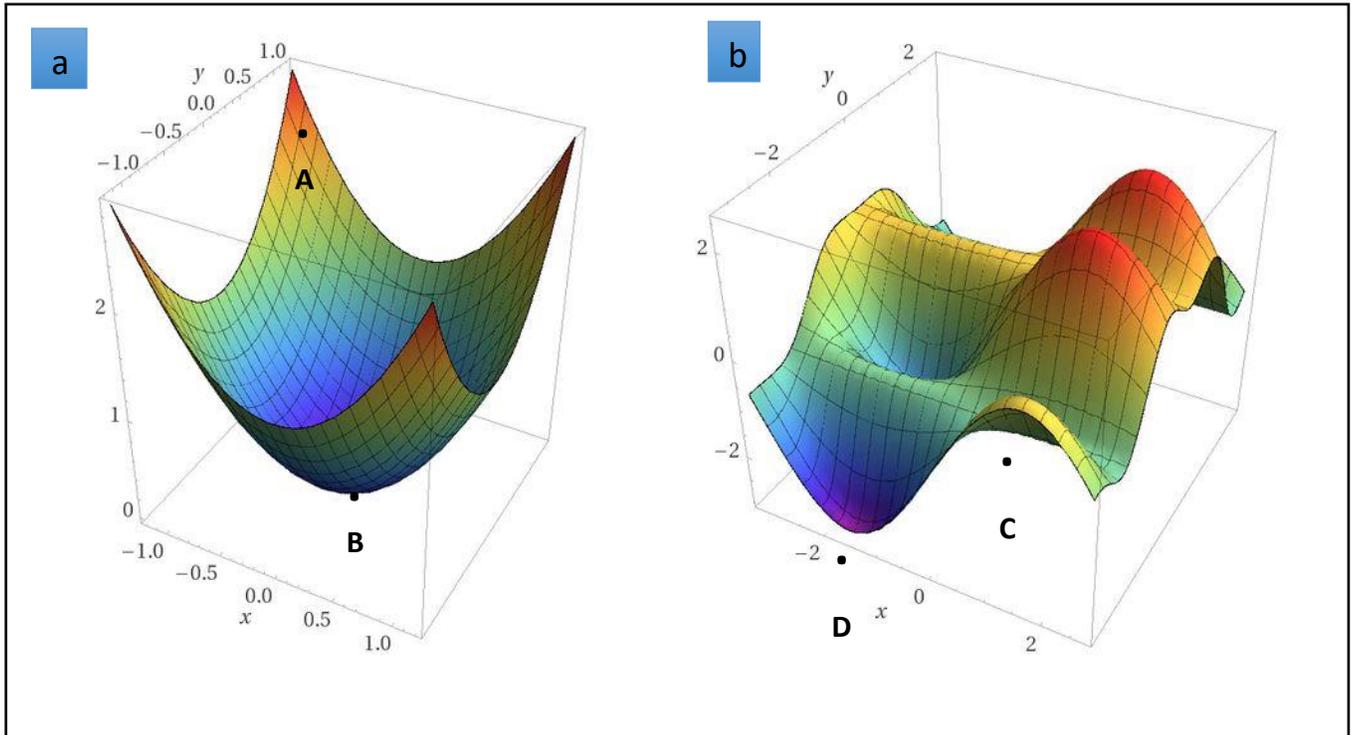


Figure II.2: Fonction coût d'un problème inverse a) linéaire et b) non linéaire

A partir de (Figure II .2) nous pouvons juger du défi pour résoudre le problème inverse non linéaire et de trouver le minimum global de la fonction de coût (point D), afin d'éviter de tomber dans le minimum local (point C). La meilleure solution (optimale) au problème, se situe à ce niveau pour obtenir la solution qui permettra d'estimer le modèle le plus proche de la réalité.

Il existe plusieurs méthodes permettant de traiter les problèmes inverses non linéaires, certaines sont basées sur des algorithmes qui permettent de chercher et trouver le minimum global de la fonction coût, et qui sera l'objet de notre étude. Alors que d'autres tentent à chercher un minimum global mais risquent d'être piégés dans un minimum local et prendre la solution comme résultat final. En industrie la méthode la plus utilisée est la seconde, car elle est moins onéreuse en terme de temps, et dans le cas où le modèle initial est bien choisi, elle permettra d'aboutir à des résultats acceptables. Dorénavant on ne parlera de « résolution de problème » mais de « Optimisation de la solution », et comme nous venons de voir, deux approches sont possibles, l'optimisation globale et l'optimisation locale.

II-5-2-3 Résolution du problème inverse non linéaire :

II-5-2-3-a-Problèmes linéaires sans contraintes :

- **Méthode de Gauss Newton :**

La résolution du problème consistera à minimiser la fonction coût en annulant sa dérivée, comme suit :

$$\frac{\partial \phi}{\partial x} = \frac{\partial}{\partial x} (y^T y - x^T A^T y - y^T A x + x^T A^T A x) = 0 \quad (\text{II-31})$$

Ce qui donne :

$$-A^T - y^T A + A^T A x + x^T A^T A = 0 \quad (\text{II-32})$$

On obtient la solution X du problème qui représente la perturbation à apporter au modèle :

$$X = (A^T A)^{-1} A^T y \quad (\text{II-33})$$

Ainsi, la perturbation X sera appliquée au modèle initial m° , afin d'obtenir une meilleure estimation de la solution du problème :

$$m^1 = m^\circ + X \quad (\text{II-34})$$

Si les données estimées à la première itération ne correspondent pas aux observations, on refait la procédure, par itération jusqu'à ce que la solution converge vers la précision désirée.

La forme générale de la solution sera comme suit :

$$m^{k+1} = m^k + (A^T A)^{-1} A^T y \quad (\text{II-35})$$

Où, la matrice jacobienne est calculée en m^k

- Limites de la méthode :

- Elle dépend étroitement du modèle initial, elle converge lentement voire pas du tout si le modèle initial est trop loin du minimum recherché.
- Si la matrice $A^T A$ est singulière, la méthode ne converge pas.
- Si $A^T A$ est mal conditionnée, la solution sera exagérée et sans réalité physique, ceci est dû à l'amplification du bruit contenu dans les données dans l'estimation des paramètres, ainsi, en pratique il faudra perturber le modèle avec des fractions infiniment petites, ce qui va considérablement réduire le taux de convergence, et ce même quand la matrice $A^T A$ n'est pas singulière.

- **Méthode de la plus forte pente (méthode du gradient) :**

Le gradient descente est un algorithme d'optimisation qui permet de calculer le minimum local d'une fonction (convexe) en changeant au fur et à mesure (itérations) les paramètres de cette fonction.

En d'autres termes, le gradient descente est un algorithme permettant de trouver le minimum local d'une fonction différentiable. La descente de gradient est simplement utilisée pour trouver des valeurs des paramètres d'une fonction permettant d'atteindre ce minimum local.

la vallée dans laquelle nous nous situons est en fait la Fonction Coût J . On peut répéter en boucle les deux étapes vues précédemment pour en trouver le minimum !

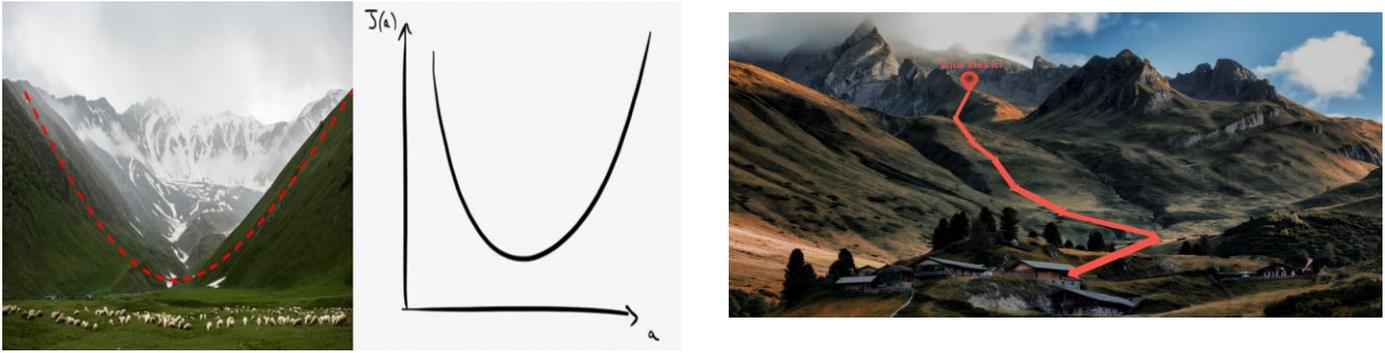


Figure II.3: le principe de cette méthode

La méthode de la plus forte pente est une méthode de gradient, et tout comme la méthode de Gauss-Newton, elle consiste à minimiser la fonction coût de manière itérative, mais cette fois-ci le modèle initial est corrigé suivant la plus forte pente, dans la direction opposée au gradient de la fonction coût à chaque itération :

$$X = \alpha \frac{\partial \phi}{\partial x} \quad (\text{II-36})$$

Tel que :

$$\phi(m + x) < \phi(m)$$

X : représente la correction apportée au modèle initial à chaque itération.

α : représente le pas le long de la direction de descente, tel que le nouvel itéré donne à la fonction une valeur inférieure à celle qu'elle a en l'itéré courant.

Le symbole α représente la proportionnalité

Considérons l'expression

$$\phi = (d - f(m))^T (d - f(m)) = |d - f(m)|^2 \quad (\text{II-37})$$

Alors :

$$\frac{\partial \phi}{\partial m} = -2(d - f(m)) = -2A^T y \quad (\text{II-38})$$

En utilisant les simplifications précédentes, la perturbation du modèle initial est donnée par :

$$X = (2k)A^T y \quad (\text{II-39})$$

Dans ce cas, la formule de récurrence de la solution s'écrit :

$$m^{k+1} = m^k + (2k)A^T y \quad (\text{II-40})$$

Si on remplace la quantité $(2k)$ par $(A^T A)^{-1}$, on obtient la solution de Gauss-Newton. L'avantage de la méthode de la plus forte pente par rapport à cette dernière, est qu'elle ne nécessite pas le calcul de l'inverse d'une matrice, et ne diverge pas même dans le cas où $(A^T A)^{-1}$ est singulière, l'autre avantage

est que pour converger, cette méthode ne nécessite pas forcément que le modèle initial soit proche du minimum.

- **Limites de la méthode :**

Décroissance du taux de convergence au fur et à mesure où on se rapproche de la solution au sens des moindres carrés, ce qui nécessite un grand nombre d'itérations afin de converger vers une solution acceptable.

II-5-2-3 -b-Problèmes linéaires avec contraintes :

- *Méthode de Levenberg-Marquardt (Ridge Regression) :*

La méthode de Levenberg-Marquardt, ou Ridge Regression, puis, est une méthode régularisée, basée sur des infirmations a priori. Elle interpole celle de Gauss-Newton et celle de la plus forte pente. Elle est plus stable que la méthode de Gauss-Newton, car elle ne dépend pas de la position du modèle initial, peu importe celui-ci, la méthode convergera vers le minimum de la fonction cout.

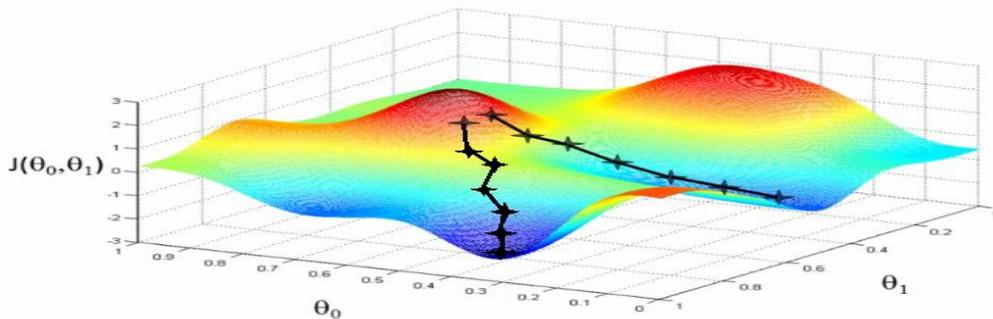


Figure II.4: Méthode de la plus forte pente (Influence de la position du modèle initial)

Chapitre III

Inversion simultanée des données sismiques

Chapitre III : Inversion simultanée des données sismiques

En géophysique et principalement dans l'exploration pétrolière, l'utilisation des données sismiques permet d'identifier la géométrie des réflecteurs et de déterminer leur profondeur (Obtenir une image géométrique du sous-sol terrestre et estimer les propriétés acoustiques des formations géologiques de la subsurface)

Cependant, les données de réflexion sismique contiennent des informations au-delà de l'emplacement du réflecteur: chaque réflexion modifie l'amplitude de l'onde renvoyée. La propriété de contrôle dans ce changement à l'interface est le contraste dans l'impédance, qui est le produit de la densité et de la vitesse. Les informations d'amplitude de réflexion sismique peuvent être utilisées pour annuler ou inverser les impédances relatives des matériaux des deux côtés de l'interface. En corrélant ces propriétés sismiques avec des valeurs mesurées dans le trou de forage, les interpréteurs doivent être capables d'étendre l'information de puits à tout le volume sismique. Ce processus, appelé **inversion sismique** pour la caractérisation des réservoirs, il peut aussi aider à combler les lacunes de la connaissance des propriétés des formations entre les puits. [6]

Pour avoir une bonne caractérisation du réservoir il est primordial de disposer des résultats d'inversion fiables. Ainsi dans ce chapitre, on va aborder et expliquer brièvement les étapes et le déroulement d'une inversion sismique.

III-1 inversion sismique et son objectif :

L'inversion des données sismiques cherche à résoudre le problème fondamental de la prospection, qui est la détermination de la répartition spatiale des propriétés des roches à partir des observations faites à la surface. Dans le cas de la prospection sismique, on peut espérer obtenir une description des propriétés des roches qui régissent la propagation des ondes élastiques. [7]

Il existe deux types d'inversions en termes de la mesure à inverser :

- Si l'inversion se fait sur les temps d'arrivée des ondes acoustiques alors on parlera de **tomographie** et ce type d'inversion permet de déterminer la forme et la profondeur des structures.
- Si l'inversion se faire sur les amplitudes alors on parlera cette fois ci **d'inversion stratigraphique** et celle-ci permettra de déterminer la distribution des paramètres acoustiques et élastiques de la sub-surface.

III-1-1 objectif de l'inversion sismique :

Le principal objectif de l'inversion sismique est de transformer les données de réflexion sismique en une propriété quantitative des roches, descriptive du réservoir. Dans sa forme la plus simple, les Logs d'impédance acoustique sont calculés à chaque CMP. En d'autres termes, si nous avons foré et exploité des puits à l'emplacement des CMP, à quoi ressembleraient les Logs d'impédance? Comparé au travail avec des amplitudes sismiques, les résultats d'inversion montrent une résolution plus élevée et supportent des interprétations plus précises. Cela facilite à son tour de meilleures estimations des

propriétés du réservoir telles que la porosité. Un avantage supplémentaire est que l'efficacité de l'interprétation est grandement améliorée. [8]

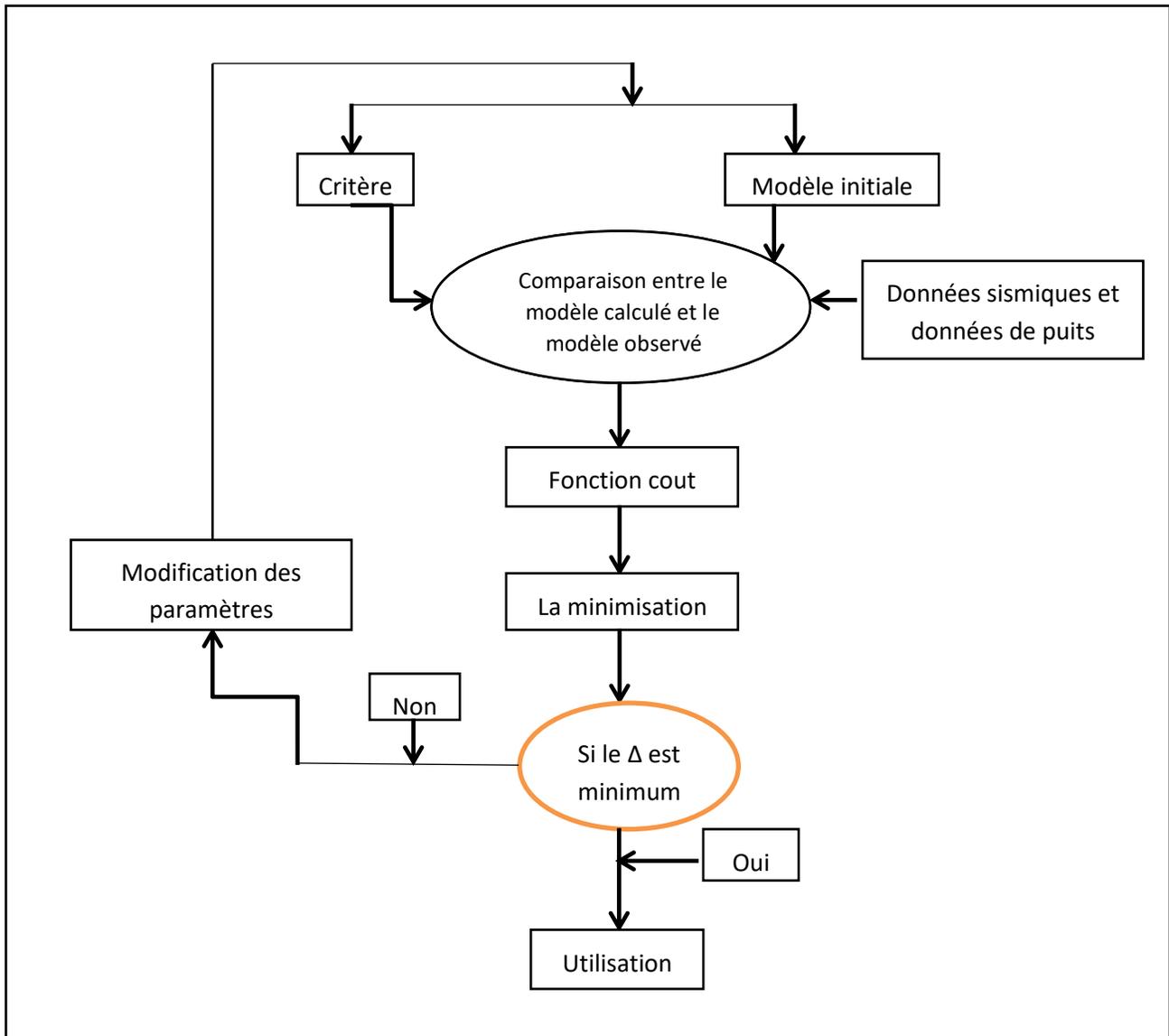


Figure III.1: L'algorithme de l'inversion

III-2 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 ou log impulsionnel), auquel s'ajoute le bruit, et s'écrit comme suit :

$$T(t) = w(t) * r(t) + B(t) \quad \text{(III -1)}$$

$w(t)$: Représente l'ondelette émise.

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

$B(t)$: ensemble des bruits.

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

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

Tel que Z représente l'impédance acoustique :

$$Z = V \cdot \rho \quad (\text{III -3})$$

V et ρ représentent respectivement la vitesse et la densité.

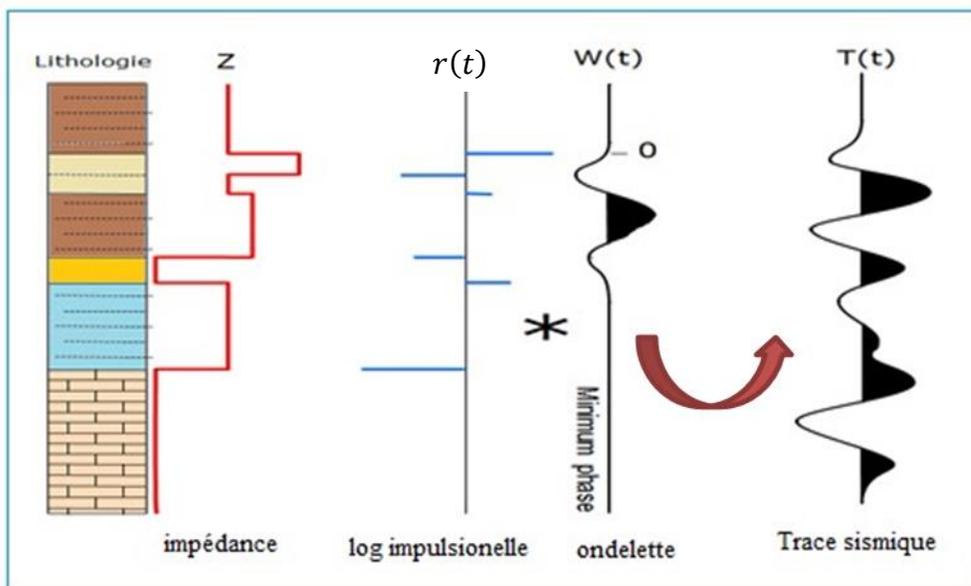


Figure III.2: modèle convolutif d'une trace sismique en absence de bruit

III-3 problème direct et inverse en sismique :

Dans le cas de l'inversion des données sismiques les problèmes, direct et inverse, peuvent être expliqués en se basant sur le modèle convolutionnel de la trace sismique et se posent comme suit :

- **Problème direct :**

L'enregistrement des données sismiques sur terrain est un problème direct où les données d'entrée sont le signal émis et la série des coefficients de réflexion représentant le sous-sol. Une simple convolution entre ces deux derniers permet l'obtention de la trace sismique en négligeant le bruit (Figure III. 3).

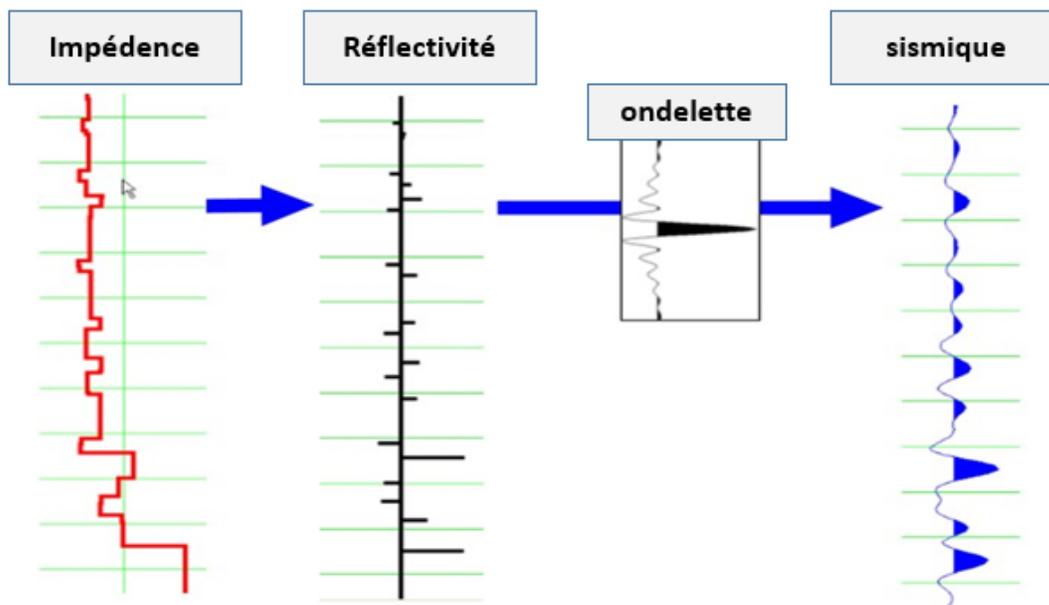


Figure III.3: problème direct en sismique

- **Problème inverse :**

L'inversion sismique est une modélisation inverse où les données d'entrée sont les traces sismiques et celles de sortie sont les paramètres acoustiques des couches souterraines (Figure III.4).

De cette manière, nous comprenons mieux la conversion des informations d'interfaces (traces sismiques) en informations d'intervalles (propriétés acoustiques).

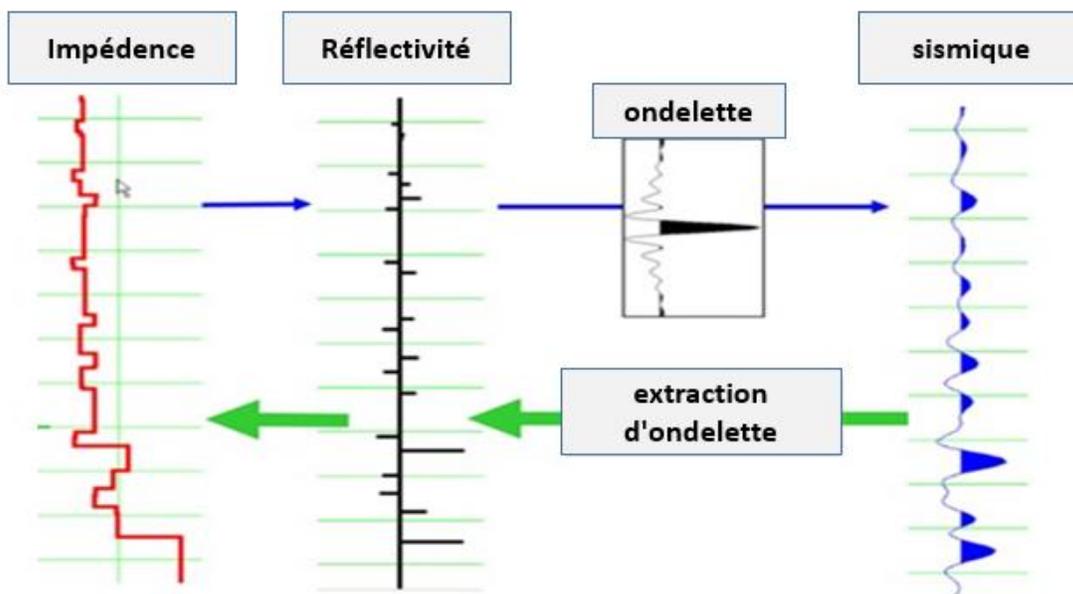


Figure III.4: problème inverse (en vert) et direct (en bleu) en sismique

III-4 Les différentes méthodes de l'inversion sismique :

III-4-1 classes des méthodes d'inversion :

Selon le processus d'inversion mis en œuvre, nous distinguons:

a) Inversion stochastique :

Cette méthode est valable lors de la non-unicité de la solution. Elle utilise la simulation gaussienne séquentielle relative aux impédances acoustiques. Elle simule une trace d'impédances pour une trace donnée, en utilisant l'ondelette estimée auparavant. Cette même trace générée est comparée à la trace sismique au même endroit. Une fois que l'écart entre les deux traces atteint un minimum défini suivant des paramètres (seuil de réflectivité, corrélation), la trace est acceptée et injectée dans le modèle qui servira à établir la trace suivante, ainsi de suite jusqu'à génération du modèle complet. Donc l'inversion est exécutée et le modèle généré trace par trace.

Le processus d'inversion stochastique simule un grand nombre de traces d'impédance "équiprobables" à chaque emplacement de trace. Les séries de réflectivité sont générés à partir de ces logs d'impédance simulés, et sont convolués avec une ondelette sélectionnée par l'utilisateur pour générer un nombre correspondant de traces sismiques synthétiques équiprobables. Les traces sismiques synthétiques sont en corrélation avec la trace sismique réelle enregistrée à cet emplacement, et la trace d'impédance qui a produit la trace synthétique avec le plus grand coefficient de corrélation est retenue au résultat d'inversion à cet endroit de la trace. Toutes les traces sismiques sont visitées dans un ordre aléatoire, et les résultats de l'inversion d'une trace individuelle sont ensuite utilisés comme puits supplémentaire (pseudo-puits) de données pour les calculs d'inversion ultérieures le long du trajet aléatoire. L'inversion traite l'intégration des données des logs et les données sismiques. En outre, le modèle d'impédance à partir de l'inversion déterministe est utilisé comme une contrainte sur l'impédance simulée. [9]

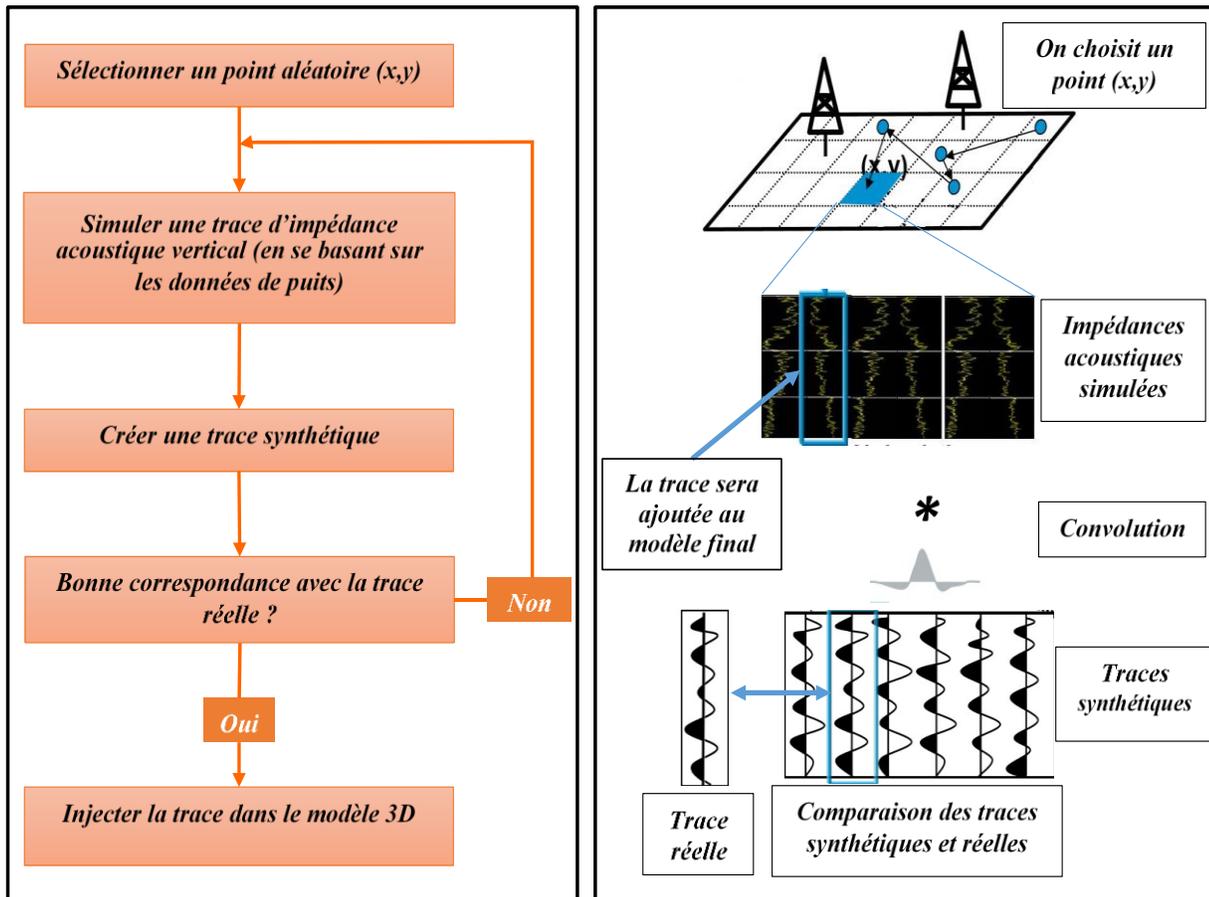


Figure III.5: Procédure de l'inversion stochastique [11]

b) Inversion déterministe :

Cette méthode consiste à inverser les données de la sismique en impédances absolues. Cela passe la création à l'aide d'une méthode géostatistique, d'un modèle en extrapolant les données de puits correspondantes aux basses fréquences, et en les conditionnant avec les résultats de l'interprétation structurale des données de la sismique réflexion (position des failles, nombre de couches ...).

Le modèle obtenu est perturbé et convolué avec l'ondelette estimée, le modèle sismique résultant est comparé avec le cube sismique.

L'inversion sismique déterministe raffine le model construit en le modifiant plusieurs fois, cela minimise la différence entre le produit de convolution directe de l'ondelette extraite avec un modèle de réflectivité issu de l'inversion et de la trace sismique.

Le résultat en valeurs absolue est obtenu à travers 2 approches. La première est basée sur une inversion d'une bande limitée de la sismique où des réflectivités de la sismique sont mixées avec les éléments bas fréquent du model, la deuxième approche est basée sur la construction d'un model bas fréquent.

L'inversion sismique déterministe comporte principalement quatre (4) types d'algorithmes :

- L'inversion linéaire (Newton basée sur le gradient)

- Inversion par bloc (Bloky inversion)
- Inversion des pics dispersés (Sparse spike inversion)
- Inversion non-linéaire (Locale ou Globale) : par l'optimisation (locale ou globale) de la solution de la fonction coût en cherchant à minimiser (d'une manière locale ou globale) le décalage entre le modèle d'impédance réel et synthétique.

Selon le type de données utilisées :

Les sismiciens utilisent différents types d'inversion à partir du principe de sommation des données (Figure III.6). L'inversion avant sommation (pré-stack) et l'inversion après sommation (post-stack) pour résoudre les problèmes de types distincts.

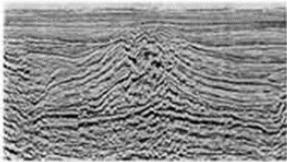
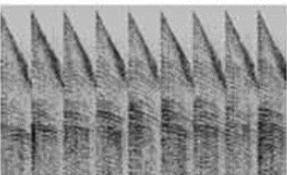
Méthode d'Inversion	Résultats	Utilisations
Post-stack 	-AI	-porosité, -Indications lithologiques (porosité)
AVO (Simultanée) 	-AI -SI -Coefficient de poisson -Densité	-porosité, -Prédiction Lithologique, -Type de fluide (gaz, huile, eau)

Figure III.6: L'inversion avant et après sommation [10]

a) Inversion post-stack :

Cette inversion sismique utilise les données sismiques « full-stack » (post stack). L'application d'une inversion après sommation sur les données sismiques a pour but l'obtention d'un modèle absolu d'impédance acoustique du sous-sol avec une bonne résolution verticale et surtout horizontale permettant une interprétation détaillée et une calibration avec les paramètres du réservoir en termes de lithologie et de porosité.

Vu que les données sont sommées donc les réflectivités utilisées dans ce type d'inversion sont remises à zéro offset. Les résultats obtenus donnent une description incomplète du sous-sol car on ne considère qu'un cas spécial de réflectivité. [10]

Il est très clair que le résultat d'une inversion post-stack ne peut être qu'un volume d'impédance acoustique. Cependant, ce type d'inversion comprend plusieurs méthodes.

b) Inversion pré-stack :

Durant les dernières décennies, l'inversion sismique avant-sommation ou pré-stack a été introduite dans l'industrie pétrolière et elle devient actuellement une des clés de succès et le moyen le plus fiable, pour la caractérisation des réservoirs grâce à leur pouvoir à donner des prédictions plus robustes et plus réalistes.

L'inversion pré-stack a pour but de transformer les amplitudes des données sismiques avant sommation (CDP 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 appelé l'inversion simultanée car les impédances P et S sont calculées en même temps que la densité.

A la base de ces paramètres, on peut générer d'autres attributs comme le rapport V_p/V_s , le coefficient de Poisson, les paramètres de Lamé en fonction de l'objectif de l'interpréteur.

La procédure de l'inversion simultanée est la même que celle de l'inversion basée sur un modèle initial. Elle consiste à convoluer les réflectivités calculées à partir des approximations aux équations de Zoeppritz en fonction des angles d'incidences avec une ondelette sismique, l'écart entre les mesures réelles et estimées sera déterminé et minimisé de manière itérative en perturbant à chaque itération le modèle estimé. Le modèle avec le moindre écart est considéré comme solution optimale.

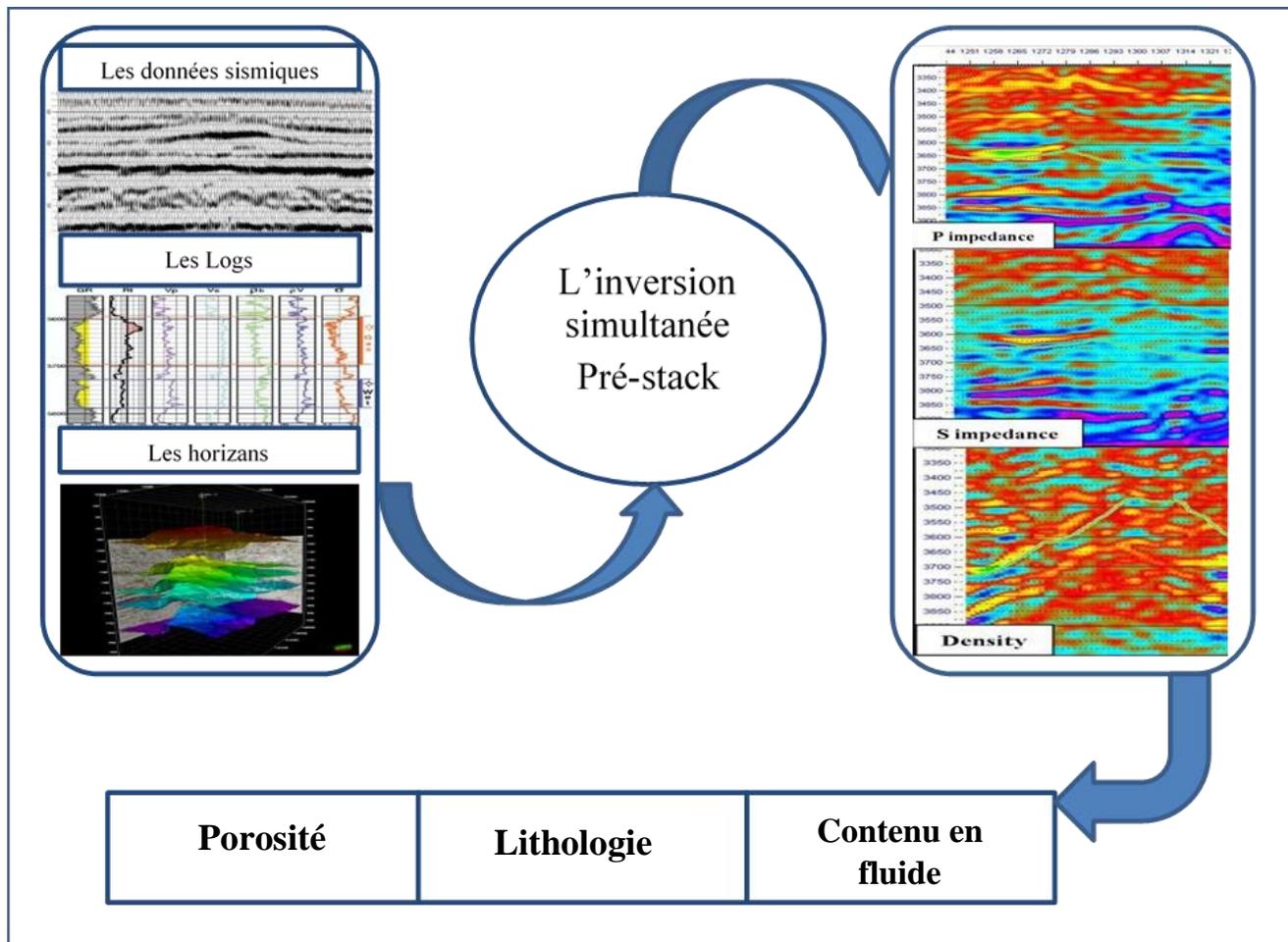


Figure III.7: l'inversion avant sommation (Hampson Russel Software)

- **Partitionnement de l'énergie :**

Cependant, avant d'entamer l'inversion simultanée avant sommation, il est important de comprendre le comportement des ondes émises lors de l'acquisition des données sismiques lorsqu'elles rencontrent des interfaces séparant deux milieux de propriétés physiques différentes.

Lors de la propagation d'une onde acoustique dans le sous-sol, lorsque l'onde P incidente rencontre un interface séparant deux milieux de propriétés élastiques différentes, sous un certain angle d'incidence critique, cette onde sera naturellement convertie en ondes P-réfléchi, P transmise, S réfléchi et S transmise. Les coefficients de réflexion et de transmission dans ce cas seront alors fonction de l'angle d'incidence en plus de la densité et de V_p et V_s , les vitesses des ondes P et S respectueusement.

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

$$\frac{\sin \theta_1}{V_{p1}} = \frac{\sin \theta_2}{V_{p2}} = \frac{\sin \phi_1}{V_{s1}} = \frac{\sin \phi_2}{V_{s2}} \quad (\text{III -10})$$

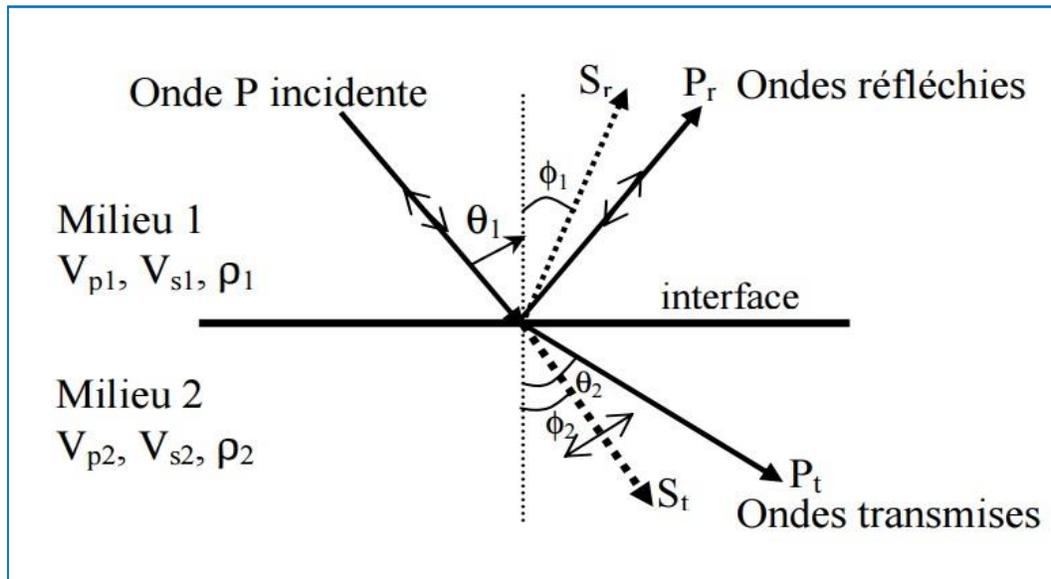


Figure III.8: Phénomène de conversion d'onde pour une onde acoustique incidente

La répartition de l'énergie incidente suivant les différentes ondes va dépendre fortement de l'angle d'incidence ainsi que des propriétés physiques des deux milieux.

III-5 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, et Zoeppritz*, comprennent quatre inconnues 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'élastodynamique.

Cela nous permettra d'introduire et d'utiliser différentes approximations de ces équations. [13]

Les paramètres inconnus sont : A_r , B_r , A_t , et B_t qui correspondent respectivement aux amplitudes des ondes réfléchies et transmises P et S.

Dans le cas d'une onde incidente P d'amplitude $A_i = 1$, ces équations sont données sous forme matricielle comme suit :

$$\begin{bmatrix} \sin \theta_r & \cos \phi_r & -\sin \phi_t & \cos \phi_t \\ -\cos \theta_t & \sin \phi_r & -\cos \theta_t & -\sin \phi_t \\ \sin 2\theta_r & \frac{V_{p1}}{V_{s1}} \cos 2\phi_r & -\frac{V_{p1}V_{s2}^2\rho_2}{\rho_1V_{s1}^2V_{p2}} \sin 2\theta_t & -\frac{V_{s2}V_{p1}\rho_2}{\rho_1V_{s1}^2} \cos 2\phi_t \\ \sin \phi_r & -\frac{V_{s1}}{V_{p1}} \sin 2\phi_r & \frac{V_{p2}\rho_2}{\rho_1V_{p1}} \cos 2\phi_t & -\frac{\rho_2V_{s2}}{\rho_1V_{p1}} \sin 2\phi_t \end{bmatrix} \begin{bmatrix} A_r \\ B_r \\ A_t \\ B_t \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} -\sin \theta_r \\ -\cos \theta_r \\ \sin 2\theta_r \\ -\cos 2\theta_r \end{bmatrix} \quad (\text{III - 11})$$

Cependant les équations de ZOEPPRITZ sont très complexes en termes de temps de résolution et elles ne permettent pas une compréhension directe et claire du lien existant entre les variations d'amplitudes et celles des paramètres physiques des couches.

Pour faciliter cette compréhension, des approximations ont été développées permettant de voir clairement comment le changement d'un des paramètres physiques ou de l'angle d'incidence pourrait affecter les amplitudes. Parmi elles nous allons en citer quelques-unes :

III-5-1 approximation d'Aki et Richards :

Aki et Richards (1980) ont simplifié les équations de *Zoeppritz* en une forme comprenant trois termes le premier impliquant la densité, le second impliquant la vitesse de l'onde P et le troisième impliquant la vitesse de l'onde de cisaillement S et ils ont tiré cette formule :

- On admet de faibles contrastes des paramètres physiques tel que :

$$\frac{\Delta V_p}{V_p} \ll 1$$

$$\frac{\Delta V_s}{V_s} \ll 1$$

$$\frac{\Delta \rho}{\rho} \ll 1$$

Pour une onde P réfléchi, nous avons :

$$R_{pp}(\theta) = \frac{1}{2} \left(1 - 4 \frac{V_s^2}{V_p^2} \sin^2 \theta\right) \frac{\Delta\rho}{\rho} + \frac{1}{2 \cos^2 \theta} \frac{\Delta V_p}{V_p} - \left(4 \frac{V_s^2}{V_p^2} \sin^2 \theta\right) \frac{\Delta V_s}{V_s} \quad (\text{III -12})$$

Avec :

$$\Delta V_p = V_{p2} - V_{p1} \quad V_p = \frac{V_{p1} + V_{p2}}{2}$$

$$\Delta V_s = V_{s2} - V_{s1} \quad V_s = \frac{V_{s1} + V_{s2}}{2}$$

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

Et :

$$\theta = \frac{\theta_i + \theta_t}{2}$$

V_p , V_s , ρ sont représentés par la moyenne des paramètres des deux milieux. θ est représenté par la moyenne entre l'angle d'incidence et de transmission.

Pour : $\theta \approx 0$

$$R(0) \approx \frac{1}{2} \left[\frac{\Delta V_p}{V_p} + \frac{\Delta\rho}{\rho} \right] \quad (\text{III -13})$$

La formule (III -13) représente le coefficient de réflexion à incidence normale.

Cette approximation s'éloigne légèrement de la solution exacte de *Zoeppritz* aux grands angles d'incidence et n'est plus raisonnable lorsque l'angle d'incidence se rapproche de l'angle critique (quand l'angle d'incidence dépasse 35°).

III-5-2 approximation de Fatti et al :

FATTI et al. ont réarrangé l'approximation d'Aki et Richards de la manière suivante :

$$R_{pp}(\theta) = C_1 R_p + C_2 R_s + C_3 R_D \quad (\text{III -14})$$

Avec :

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

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

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

Et :

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

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

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

$$\gamma = \frac{V_s}{V_p} : \text{est supposé constant}$$

Cette approximation ne fait aucune hypothèse sur V_p/V_s ou la densité, l'équation est acceptable pour les grands angles précritiques et elle est plus stable que celle d'Aki et richards car elle est basée sur les impédances et non par les vitesses. C'est pour cela qu'on l'utilise en inversion simultanée.

III-6 formulation de l'inversion sismique avant sommation :

Parmi les approches proposées pour la résolution de l'inversion pré-stack, il y a celle formulée par RUSSELL et HAMPSON (2005) et qui peut être considérée comme une version généralisée de l'inversion post-stack.

Ils ont combiné plusieurs études préalables et ont posé le problème de l'inversion simultanée en admettant les hypothèses suivantes :

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

(Pour préciser donc lors de l'élaboration de mon projet, l'approximation des équations de ZOEPPRITZ utilisée est celle de Fatti et al. cette approximation nous permettra d'estimer les paramètres suivants :

▪ Z_p ▪ Z_s ▪ Densité).

➤ 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 .

Nous allons d'abord passer en revue les principes de l'inversion post-stack basée sur un modèle (Russell et Hampson, 1991). Nous pouvons dire que l'approximation de la petite réflectivité pour la réflectivité de l'onde P est donnée par :

$$R_{pi} = \frac{1}{2} [(L_{pi+1}) - (L_{pi})] \quad (\text{III -15})$$

Si on considère une réflectivité de N échantillons, l'équation (III -15) peut être exprimer sous la forme matricielle suivante :

$$\begin{bmatrix} R_{p1} \\ R_{p2} \\ \vdots \\ R_{pn} \end{bmatrix} = \frac{1}{2} \begin{bmatrix} -1 & 1 & 0 & \dots \\ 0 & -1 & 1 & \ddots \\ 0 & 0 & -1 & \ddots \\ \vdots & \ddots & \ddots & \ddots \end{bmatrix} \begin{bmatrix} L_{p1} \\ L_{p2} \\ \vdots \\ L_{pn} \end{bmatrix} \quad (\text{III -16})$$

Où

$$L_{pi} = \ln Z_{pi} = \ln(Z_{pi})$$

Ensuite, si nous représentons la trace sismique comme la convolution de l'ondelette sismique avec la réflectivité de la sub-surface, nous pouvons écrire le résultat sous forme de matrice comme suit :

$$\begin{bmatrix} T_1 \\ T_2 \\ \vdots \\ T_n \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} w_1 & 1 & 0 & \dots \\ w_2 & w_1 & 0 & \ddots \\ w_3 & w_2 & w_1 & \ddots \\ \vdots & \vdots & \vdots & \ddots \end{bmatrix} \begin{bmatrix} R_{p1} \\ R_{p2} \\ \vdots \\ R_{pn} \end{bmatrix} \quad (\text{III -17})$$

Où :

Ti : Echantillon de la trace.

Wi : Echantillon de l'ondelette.

Ri : Echantillon de réflectivité.

La combinaison des équations (III -16) et (III -17) nous donne le modèle direct qui relie la trace sismique au logarithme de P impédance :

$$T = \frac{1}{2} WDL_P \quad (\text{III -18})$$

Où W est la matrice d'ondelettes donnée dans l'équation (III -17) et D est la matrice dérivée donnée dans l'équation (III -16).

Pour résoudre l'équation (III -18) on construit un modèle d'impédance de prédiction initiale puis on procède par des itérations vers une solution en utilisant la méthode du gradient conjugué.

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

$$R_{pp}(\theta) = C_1 R_p + C_2 R_s + C_3 R_D$$

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

$$T = \frac{1}{2} WDL_P$$

Pour un angle de trace donné T(θ) en combinant les deux formules précédentes on obtient :

$$T(\theta) = \frac{1}{2} C_1 W(\theta)DL_P + \frac{1}{2} C_2 W(\theta)DL_S + \frac{1}{2} C_3 W(\theta)DL_D \quad (\text{III -19})$$

On note que l'ondelette dépend maintenant de l'angle. L'équation (III -19) pourrait être utilisée pour l'inversion, sauf qu'elle ignore le fait qu'il existe une relation entre L_P et L_S et entre L_P et L_D .

Pour résoudre le problème d'absence de relation entre les impédances prise par cette équation *RUSSELL* et *HAMPSON* ont effectuées diverses études qui ont permis de trouver les relations linéaires suivantes (elles sont des relations empiriques) :

$$\ln(Z_S) = k \ln(Z_p) + k_c + \Delta L_S \quad (\text{III -20})$$

$$\ln(Z_D) = m \ln(Z_p) + m_c + \Delta L_D \quad (\text{III -21})$$

Autrement dit, nous cherchons des écarts par rapport à un ajustement linéaire dans l'espace d'échelle logarithmique. Ceci est illustré sur la figure(III.10) :

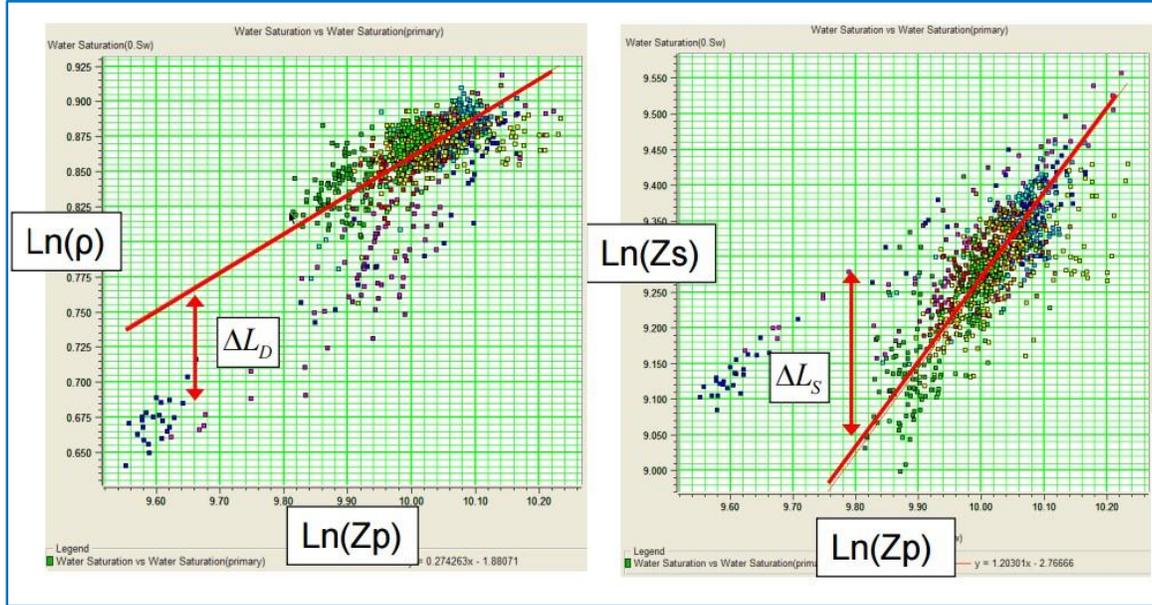


Figure III.9: Relations linéaires entre $\text{Log}(Z_p)\text{-Log}(Z_s)$, et $\text{Log}(Z_p)\text{-Log}(\rho)$ (CGG VERITAS workshop).

En combinant (III -21) et (III -19) pour obtenir l'équation de l'inversion simultanée :

$$T(\theta) = \bar{C}_1 W(\theta)DL_P + \bar{C}_2 W(\theta)DL_S + \bar{C}_3 W(\theta)DL_D \quad (\text{III -22})$$

Avec :

$$\bar{C}_1 = \left(\frac{C_1}{2} + \frac{C_2}{2}k + c_3m\right)$$

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

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

Si l'équation (III -22) est résolue par des méthodes d'inversion de matrice, nous rencontrons à nouveau le problème que le contenu basse fréquence ne peut pas être résolu. Une approche pratique consiste à initialiser la solution $[L_p \ \Delta L_S \ \Delta L_D]^T = [\ln(Z_{p0}) \ 0 \ 0]^T$ où Z_{p0} représente

l'impédance acoustique de modèle initial et ensuite on procède des itérations vers la solution réelle en utilisant la méthode du gradient conjugué. [14]

La résolution du système (III -22) par les méthodes directes est mathématiquement possible, mais comme les données sont bruitées et le système souvent instable, ceci peut entraîner une non unicité de la solution, donc la résolution 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 bien détaillée dans le chapitre précédent.

Enfin on calcule les valeurs de Z_p, Z_s, ρ :

$$Z_p = e^{L_p} \quad (\text{III -23})$$

$$Z_s = e^{k(L_p) + k_c + \Delta L_s} \quad (\text{III -24})$$

$$\rho = e^{m(L_p) + m_c + \Delta L_D} \quad (\text{III -25})$$

III-7 Données requises pour l'inversion sismique :

- **Les données sismiques :**

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

- **Les données de puits :**

Avec les données de puits qui sont utilisées comme un point de départ et comme un moyen de contrôle on doit s'assurer que le programme s'exécute correctement, parce que on peut imposer et vérifier tous les paramètres à la verticale du puits.

Les données de puits utilisés sont :

A) Le log sonique :

Le log sonique est un enregistrement effectué en fonction de la profondeur et du temps nécessaire à une onde sonique pour parcourir 1 pied de la formation. Connu comme l'intervalle de temps de transit, le *temps de transit* ou la *lenteur*, est l'inverse de la vitesse de l'onde sonique. L'intervalle de temps de transit pour une formation donnée dépend de sa lithologie et de la porosité.

B) Log de densité :

Le log de densité Représente la variation de la densité en fonction de la profondeur, ce type de diagraphie utilise des sources radioactives pour estimer la densité. Une fois, déterminée Les trois logs (V_p, V_s, ρ) on peut les combiner pour avoir d'autre logs comme l'impédance acoustique.

C) Check shot :

Il s'agit d'un type de données sismiques de forage conçues pour mesurer le temps de parcours sismique de la surface à une profondeur connue. La vitesse des ondes P des formations rencontrées dans un puits de forage peut être mesurée directement en abaissant un géophone à chaque formation d'intérêt, en envoyant une source d'énergie de la surface du sol, et en enregistrant le signal résultant. Les données peuvent ensuite être corrélées aux données sismiques de surface en corrigeant le Log sonique et en générant un sismogramme synthétique pour confirmer ou modifier les interprétations sismiques.

La (Figure III.11) représente les quatre types de mesures diagraphiques nécessaires pour une opération d'inversion :

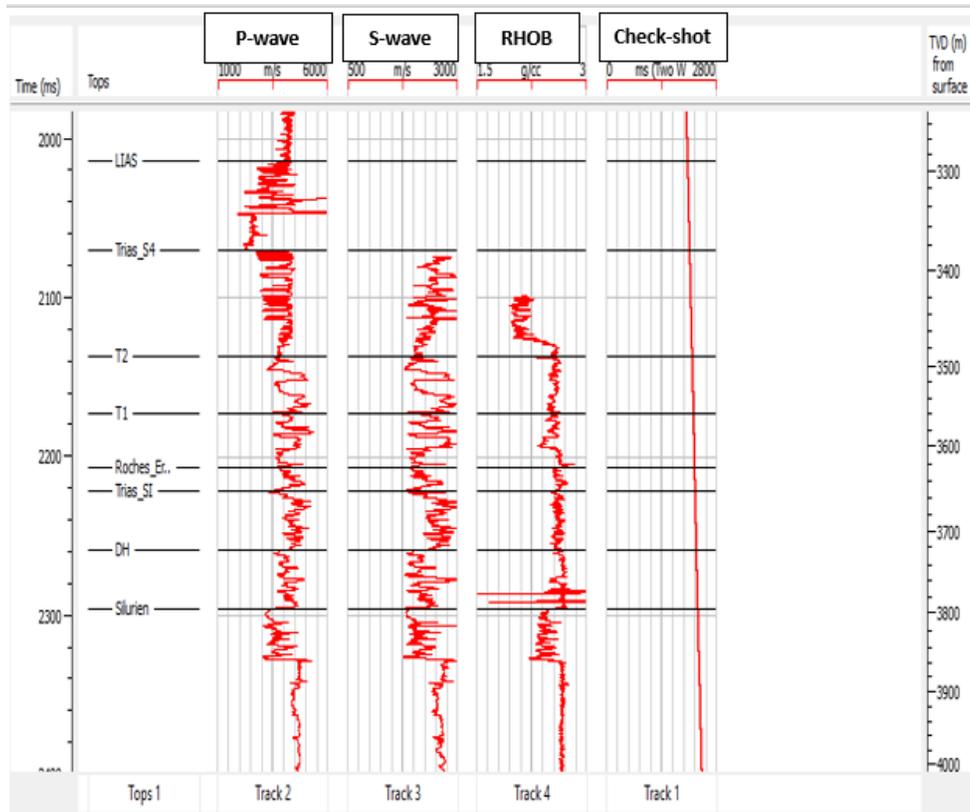


Figure III.10: exemple des données de puits nécessaires

III-8 processus de l'inversion sismique avant sommation :

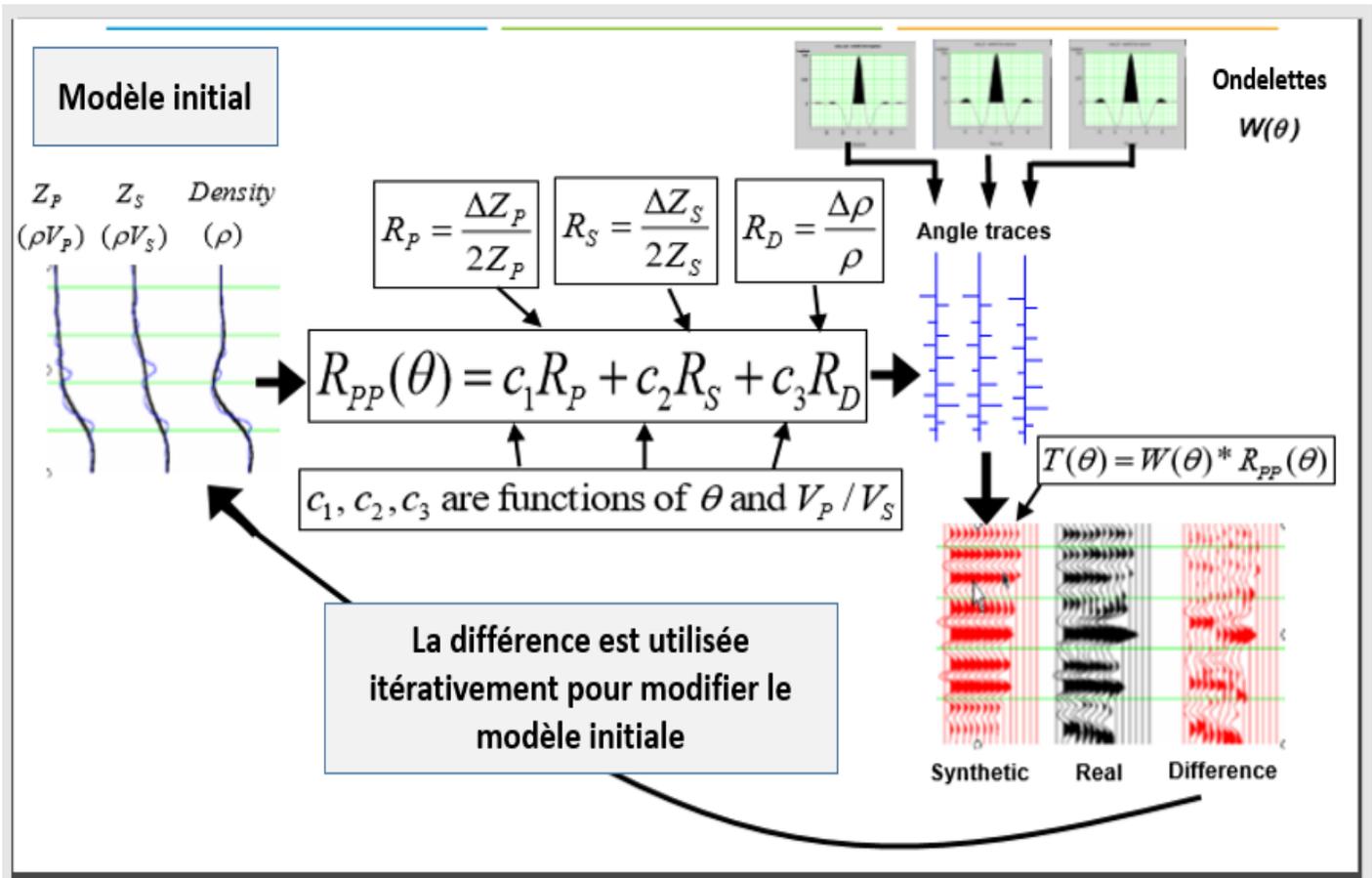
Le processus d'inversion consiste à calculer des angles stack à partir des données sismiques avant la sommation pour chacun d'eux une ondelette est estimée. Cette ondelette servira lors de la convolution de celle-ci avec une série de réflectivité.

Cette dernière est estimée à l'aide des équations de Fatti et al.

Rappelons que les équations de Fatti et al. permettent de déterminer la réflectivité en fonction des impédances Z_p , Z_s , la densité et les angles d'incidence. Un modèle synthétique est généré et comparé aux données réelles. Le but de l'inversion simultanée est de minimiser l'écart entre les deux de manière itérative suivant la méthode des moindres carrés, en perturbant à chaque itération le modèle de l'itération précédente.

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

Ceci est résumé dans la figure ci-dessous :



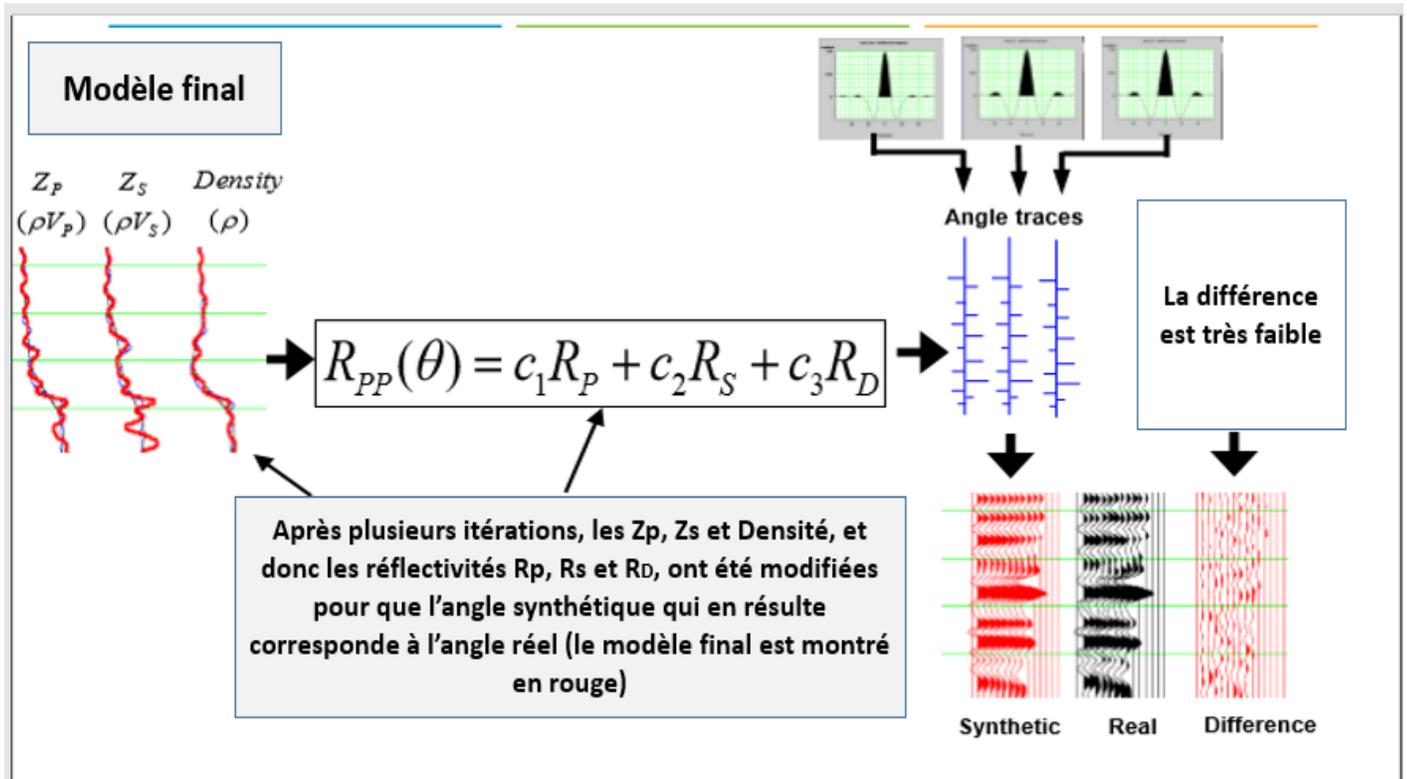


Figure III.11: Procédure de l'inversion et le résultat finale (Hampson Russel Software)

III-9 l'extraction de l'ondelette :

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

En inversion sismique avant sommation, le fait de dire que l'ondelette est constante spatialement n'est plus respecté. Elle devient dépendante de l'angle d'incidence, en effet elle est calculée pour plusieurs plages d'angles d'incidence.

L'ondelette sismique est un signal comme tous 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 qui sont les suivants :

- 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
- La forme d'onde est stationnaire dans la fenêtre d'extraction.
- La série des coefficients de réflexion est aléatoire : ce qui implique que le sismogramme possède les caractéristiques de l'ondelette sismique.

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

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

$$\phi_{TT}(t) = E\{T(t).T(t + \tau)\} \quad (\text{III -26})$$

$$\phi_{TT}(t) = E\{W(t) * r(t).W(t + \tau) * r(t + \tau)\} \quad (\text{III -27})$$

$$\phi_{TT}(t) = E\{W(t) . W(t + \tau)\} * E\{r(t) . r(t + \tau)\} \quad (\text{III -28})$$

$$\phi_{TT}(t) = \phi_{ww}(t) * \phi_{rr}(t) \quad (\text{III -29})$$

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

$$\phi_{TT}(t) = \sigma^2 . \phi_{ww}(t) \quad (\text{III -30})$$

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 :

$$TF[\phi_{TT}(t)] = \sigma^2 . |W(v)|^2 \quad (\text{III -31})$$

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

III-10 modèle initial (bas fréquent) :

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 souhaités 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.

L'avantage de l'utilisation des données de puits dans le modèle initial étant d'aller au-delà de la bande fréquentielle de la sismique et d'enrichir les résultats d'inversion en termes de basses fréquences. En effet ces basses fréquences [0-10Hz] qui n'ont pas été mesurées par la sismique ou ont été atténués dans la phase de traitement et peuvent être récupérées à partir des données de puits dont la bande passante des données de puits est de [0-500Hz]. Ceci nous permettra après inversion de récupérer les impédances absolues et non relatives. Cependant on ne peut élargir la bande fréquentielle au-delà de celle de la sismiques en terme de basses fréquences, car dans le cas contraires les résultats d'inversions ne correspondront pas aux données sismiques.

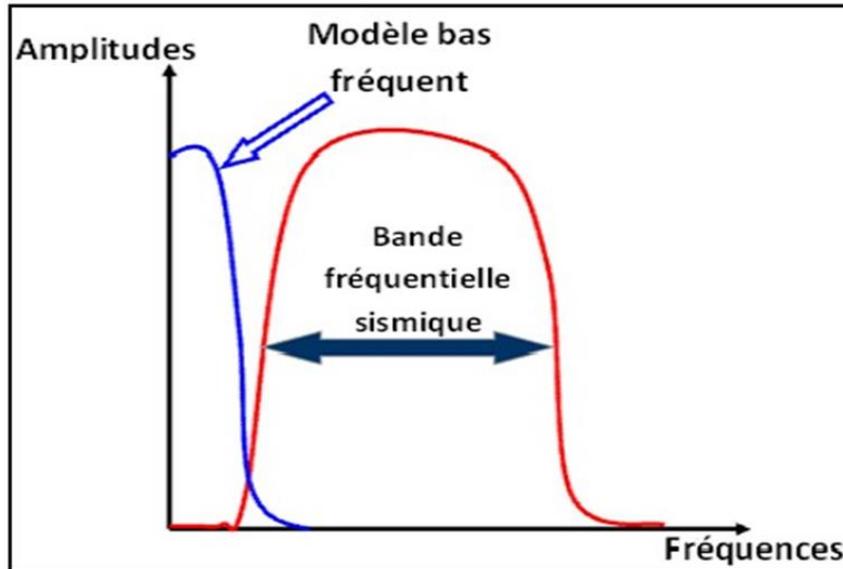


Figure III.12: Bande fréquentielle de la sismique

En inversion simultanée, on construit un modèle initial d'impédance acoustique Z_p , un autre d'impédance de cisaillement Z_s , et un modèle initial de densité ρ . Les données de puits indispensables pour une inversion sont : les soniques P et S, le log de densité.

Après avoir extrait l'ondelette, et généré le modèle initial, la procédure d'inversion simultanée décrite et explicitée plus haut, pourra être appliquée, les modèles finaux en Z_p , Z_s et ρ seront obtenus par la résolution du système (III -22) par les méthodes itératives détaillées dans le chapitre-II.

A partir des résultats d'inversion simultanée (Z_p , Z_s , ρ) peuvent être calculés ainsi que les différents paramètres élastiques du milieu, ces paramètres serviront à renforcer notre interprétation.

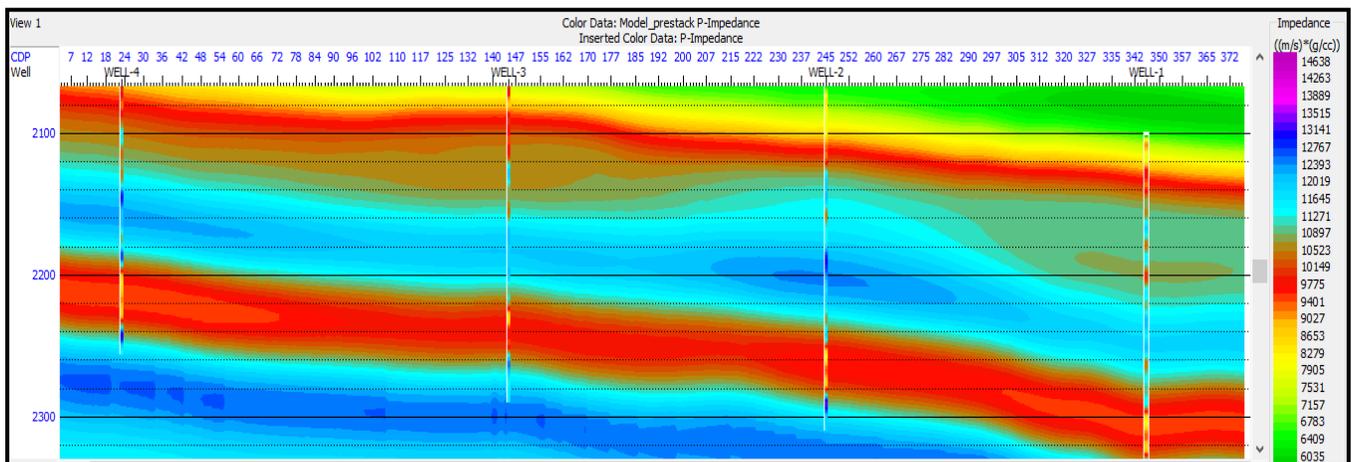


Figure III.13: Exemple d'un modèle initial d'impédance acoustique Z_p (CGG software)

Chapitre IV

Généralités sur la caractérisation de réservoir

Chapitre IV : Généralités sur la caractérisation de réservoir

IV-1 Introduction :

Le développement optimal d'un réservoir pétrolier dépend de la connaissance de son architecture et de ses caractéristiques. Pour cela les données géophysiques jouent un rôle important dans le développement d'un modèle qui définit la structure d'un réservoir et ses propriétés.

Les géophysiciens utilisent principalement des données sismiques pour effectuer une inversion sismique et relier l'impédance acoustique et élastique, l'épaisseur, l'amplitude versus offset (AVO) et d'autres indicateurs et attributs sismiques pour déterminer la porosité, l'épaisseur et éventuellement la saturation.

L'un des objectifs consiste à utiliser des données sismiques pour faciliter le processus d'« extrapolation » à l'ensemble du champ à partir des données de puits. A la faveur du point de vue des géologues, des ingénieurs ou des géophysiciens sur la caractérisation des réservoirs.

L'objectif est d'intégrer toutes les données disponibles pour en déduire les différentes propriétés du réservoir.

IV-2 But de la caractérisation :

Dans le processus de caractérisation d'un réservoir, nous traitons des données limitées et incomplètes. Nous essayons constamment d'extrapoler l'information à partir de mesures éparses (par exemple, des données de puits et des données de base limitées d'une part et de grands volumes de données sismiques avec une résolution spatiale limitée d'autre part). Nous recourons à des méthodes statistiques pour effectuer l'extrapolation spatiale et temporelle. Parmi les méthodes statistiques utilisées, on peut citer le tracé matriciel, la corrélation et la régression.

Il faut souligner que souvent la caractérisation d'un réservoir est un processus inexact qui commence par l'interprétation de l'information, suivi d'une description de son hétérogénéité et d'une formulation approximative de modèles mathématiques du comportement complexe du réservoir.

Dans le but de réaliser une interprétation quantitative, il est impératif de traduire les résultats d'inversion en paramètres réservoirs et qui sont les suivants :

- La porosité totale.
- La porosité matricielle.
- La lithologie : Volume d'argile ou volume de la matrice.
- Le contenu en fluide : La saturation en eau.

IV-3 Evaluation pétrophysique :

Il est nécessaire de réaliser une évaluation pétrophysique en exploitant les diagraphies enregistrées au niveau des puits pour calculer les paramètres pétrophysiques au niveau de ces derniers tel que le volume d'argile (V_{sh}), la porosité effectif (ϕ_{eff}) et la saturation en eau (S_w).

IV-3-1 volume d'argile :

La détermination du volume d'argile est primordiale car il permet d'identifier si le réservoir est argileux ou propre, et aussi de corriger les paramètres pétrophysiques de l'effet de ces argiles.

Lors de la réalisation de notre projet on a utilisé le log du gamma ray corrigé CGR, et en appliquant l'équation :

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

On va prendre le $V_{sh\ cutoff}$ 45% pour l'ensemble des puits.

IV-3-2 Détermination de la porosité :

Les enregistrements que nous avons à notre disposition, nous ont permis de calculer trois porosités pour chaque niveau du réservoir, à partir des logs soniques, neutron et densité.

a) Porosité-densité ϕD :

On calcule la densité par la loi qui suit :

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

Avec :

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

ρ_{ma} : Densité de la matrice.

ρ_f : Densité des fluides.

ϕD : Porosité donnée par les outils de densité.

On admet comme densité de matrice ρ_{ma} :

- Grés=2.65 g/cm³.

- Calcaire=2.71 g/cm³.

- Dolomie=2.87 g/cm³.

- Argile de 2.7 à 3 g/cm³

Dans notre cas on a appliqué les paramètres suivant :

$\rho_{ma} = 2.65$ g/cm³.

$\rho_f = 1.1$ Densité de l'eau salée

b) Porosité-sonique ϕS :

Elle est calculée par la loi suivante:

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

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

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

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

c) Porosité Neutron ϕN :

La porosité neutron est directement lue sur le log

d) Porosité totale ϕT

Elle est donnée par l'expression :

$$\phi T = \frac{\phi D + \phi S + \phi N}{3} \quad (\text{IV-4})$$

e) Porosité effectif (utile) ϕ_{eff} :

$$\phi_{eff} = \phi T - V_{sh} * \phi_{sh} \quad (\text{IV-5})$$

ϕ_{sh} est lue directement sur le log de la Porosité totale en face d'un banc d'argile suffisamment épais, avec moins de cavité et le plus proche de réservoir, car l'argile doit être dans les mêmes conditions de dépôts.

Pour notre cas on a pris la valeur de la ϕ_{sh} de 24%

IV-3-3 Calcul de la saturation S_w :

La saturation en eau constitue le principal paramètre de l'évaluation pétrophysique d'un réservoir du fait qu'elle renseigne sur le potentiel pétrolier de ce réservoir.

Les pores d'un réservoir sont remplis:

- Soit totalement d'eau : $S_w = 100\%$ (réservoir aquifère)
- Soit d'un mélange d'eau et d'hydrocarbures (S_o): **$S_o = 1 - S_w$**
- Réservoir à Hydrocarbures: $S_w < 50\%$
- Réservoir à eau: $S_w > 50\%$
- 50% est le cut-off de saturation

La saturation en eau (S_w) dépend de tous les paramètres ainsi que de beaucoup d'autres paramètres lithologiques tels que :

$$S_w = f(\phi, R_t, R_w, F, a, m, n...)$$

La loi d'Archie n'est valable que dans le cas d'un réservoir propre c'est pour ça qu'on utilise la formule de Simondoux modifiée :

$$\frac{1}{R_t} = \frac{\phi^m \cdot S_w^n}{a \cdot R_w} + \frac{V_{sh} \cdot S_w}{R_{sh}} \quad (\text{IV-6})$$

L'application des lois de la diagraphie pour l'évaluation pétrophysique a donné le résultat affiché sur la figure IV-1 (well 1), à l'exception du puits well 3 où nous avons remarqué l'absence des données de la diagraphie Neutron. Les colonnes 3, 4, et 5 sur les affichages représentent les paramètres pétrophysiques calculés (V_{sh} , PHIE et S_w).

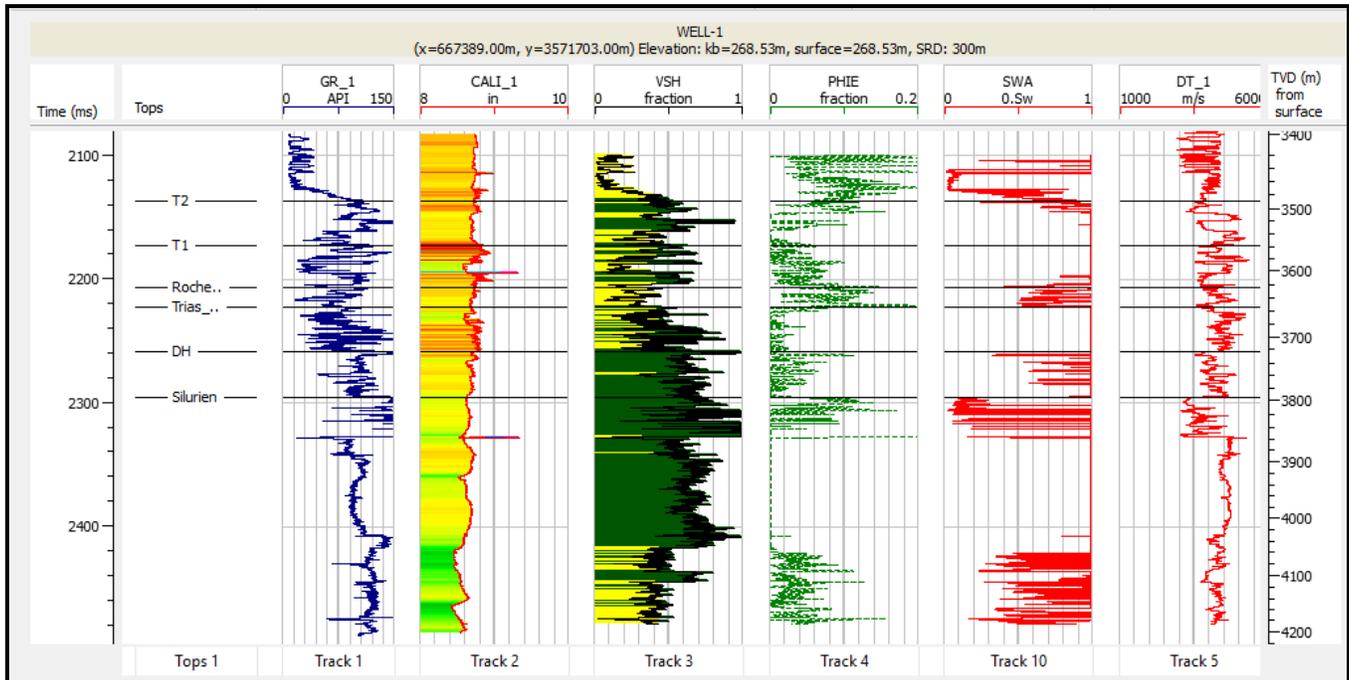


Figure IV.1: Résultat de l'évaluation pétrophysique le puits well 1

IV-4 Estimation des paramètres pétrophysique :

Dans le but de l'estimation des paramètres pétrophysique (V_{sh} , ϕ , et S_w) à l'échelle de réservoir, des relations multilinéaires entre les paramètres pétrophysique et les paramètres d'élasticités ($Z_p, Z_s, \lambda, \rho, \mu, \sigma$...) et les attributs sismique (amplitude, fréquence, phase.....etc.) sont déterminées au niveau des puits (un minimum trois puits) à l'aide d'une méthode géostatistique que l'on aura à développer brièvement et qui mettra en lumière la démarche à suivre pour estimer les paramètres pétrophysiques à l'échelle réservoir.

La fiabilité de ces relations est contrôlée par la réalisation d'une comparaison entre les logs calculés par l'évaluation pétro-physique et celles calculés par les relations déterminées précédemment.

Après la détermination de la relation la plus fiable pour chaque paramètre, on applique ces relations sur le volume sismique 3D afin d'estimer la distribution spatiale de chaque paramètre à l'échelle de réservoir.

L'objectif principale de cette étape est de trouver une relation entre les paramètres pétrophysiques calculés au niveau des puits et les résultats d'inversion ainsi que les attributs sismiques.

La figue IV-2 résume ce principe pour la caractérisation :

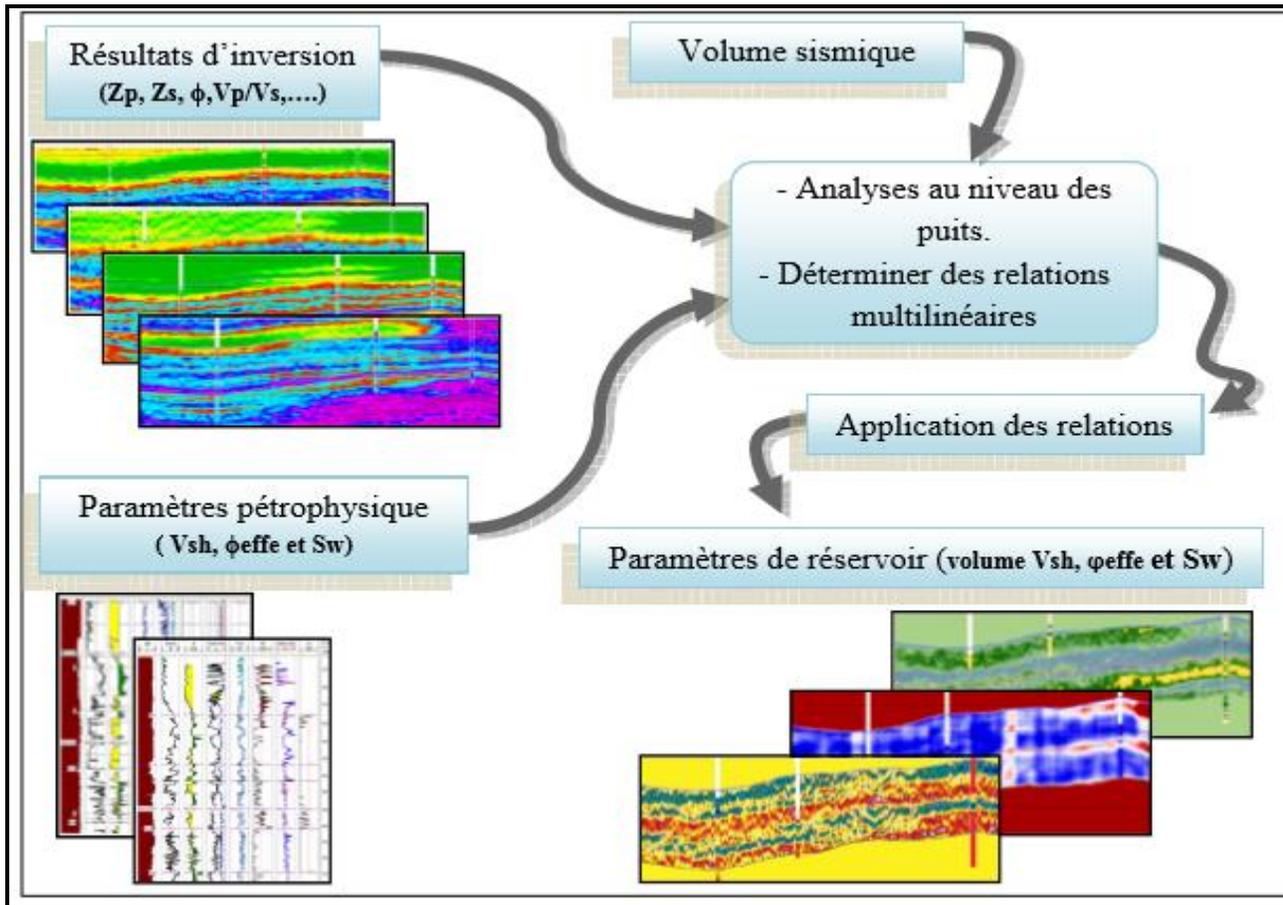


Figure IV.2: Schéma représentant les inputs et les outputs de notre application.

IV-4-1 Intégration des méthodes géostatistiques dans la caractérisation :

Dans l'approche géostatistique, les modèles de réservoir sont générés en analysant les modèles spatiaux de corrélation entre les données de puits et les données sismiques. La caractérisation des réservoirs géostatistiques reconnaît que des corrélations spatiales peuvent exister dans les propriétés des roches. Les mesures d'attributs sismiques sont intégrées aux données de puits clairsemés en effectuant une technique géostatistique conjointe. Ceci effectue une autocorrélation spatiale dans la variation des propriétés dérivées du log de puits et une cross-corrélation spatiale entre ces propriétés et les paramètres sismiques comme le temps de déplacement et les amplitudes.

En calibrant les propriétés du réservoir avec des résultats de l'inversion sismique 3D et en appliquant des techniques géostatistiques multidimensionnelles, des modèles de caractérisation de réservoirs 3D peuvent être formulés. La fiabilité des modèles est évaluée en comparant le réservoir prédit à quelques puits volontairement omis parmi ceux étudiés.

L'un des méthodes utilisées dans notre travail pour déterminer les volumes de saturation (Sw) de porosité effectif (PHIE) et du volume d'argile (Vsh).

La méthode de Multi-Attributs (régression linéaire multivariée) :

L'expression Attribut multiple signifie que les attributs sont utilisés dans des groupes, contrairement au Single attribut (attribut unique) où les attributs sont utilisés individuellement.

L'extension de l'analyse linéaire conventionnelle vers plusieurs attributs (régression linéaire multivariée) est relativement simple.

Supposons, que nous ayons trois attributs sismiques, chaque échantillon du log cible est modélisé comme une combinaison linéaire d'échantillons d'attributs en même temps. Comme le montre la figure IV-3 :

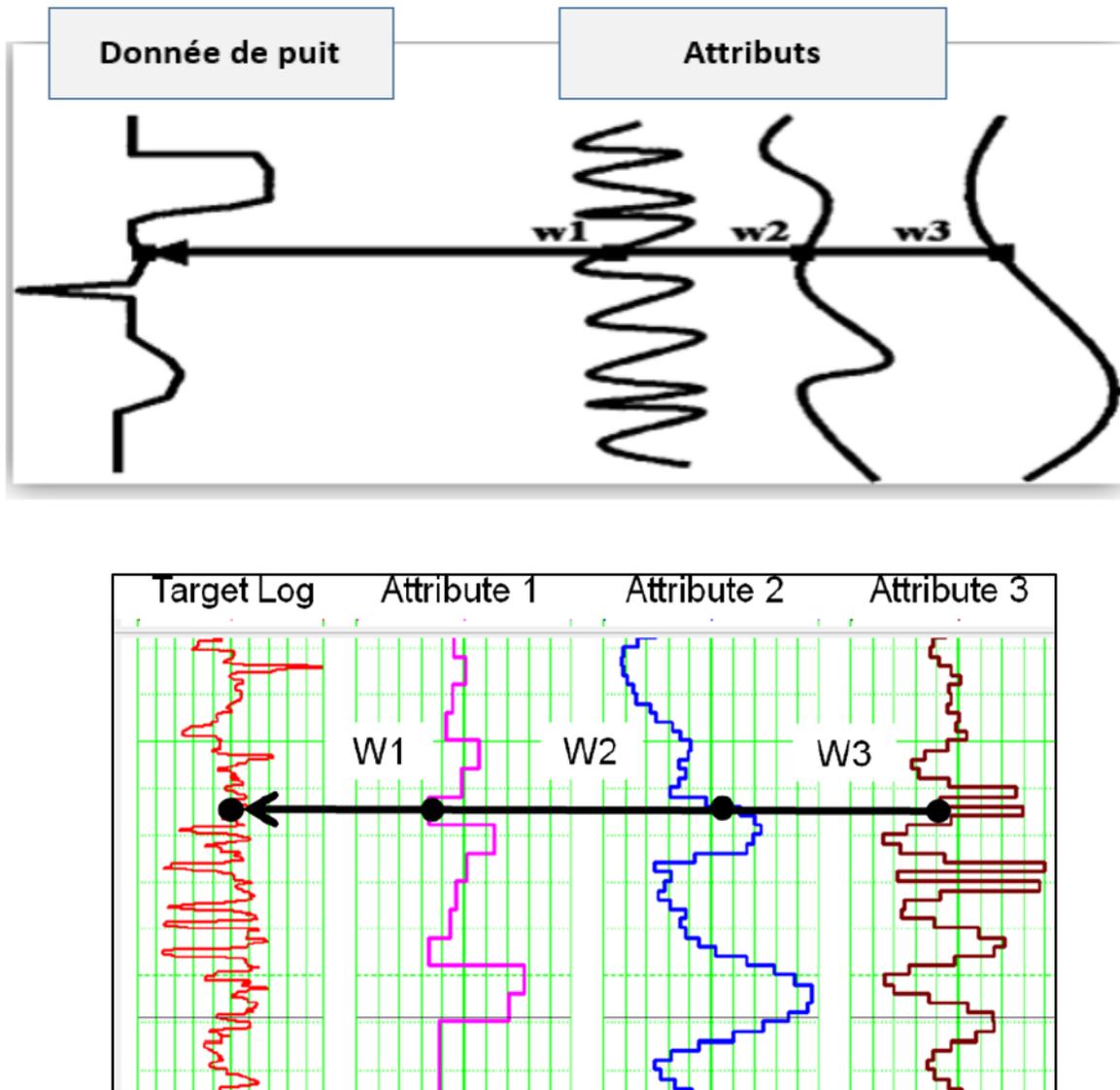


Figure IV.3: Modélisation du log cible [21]

A chaque échantillon, le log cible est modélisé par l'équation linéaire donnée comme suit :

$$L_N = \omega_0 + \omega_1 A_{1N} + \omega_2 A_{2N} + \omega_3 A_{3N} \quad (\text{IV-7})$$

Avec :

L = log à prédire

A = attribut utilisé

ω = poids (weights)

Les poids (weights) dans cette équation peuvent être dérivés en minimisant l'erreur quadratique moyenne de prédiction

La solution pour les quatre poids est définie comme suit :

La régression linéaire multi-attributs est une extension de la régression linéaire simple aux variables M . Autrement dit, nous allons utiliser M attributs, A_1, A_2, \dots, A_m , pour prédire le log L . Pour ce faire, nous devons déterminer les $(M + 1)$ poids, $(\omega_0, \omega_1, \dots, \omega_m)$ qui lorsqu'il est multiplié par l'ensemble particulier de valeurs d'attribut, donne le résultat le plus proche du log au sens des moindres carrés

Pour simplifier, supposons qu'on a trois variables. Si nous avons N échantillons dans notre log, nous pouvons alors écrire l'ensemble d'équations suivante:

$$L_1 = \omega_0 + \omega_1 A_{11} + \omega_2 A_{21} + \omega_3 A_{31}$$

$$L_2 = \omega_0 + \omega_1 A_{12} + \omega_2 A_{22} + \omega_3 A_{32}$$

$$\vdots \quad \quad \quad \vdots \quad \quad \quad \vdots$$

$$L_N = \omega_0 + \omega_1 A_{1N} + \omega_2 A_{2N} + \omega_3 A_{3N} \quad (IV-8)$$

Détermination des attributs par stepwise regression :

Afin de sélectionner le groupe d'attributs le plus optimale on a recouru à un algorithme très rapide appeler *stepwise regression* (Draper et Smith, 1966) L'hypothèse de cette procédure est que si la meilleure combinaison de M attributs est déjà connue, alors la meilleure combinaison d'attributs $M+1$ inclut les attributs M précédents en tant que membres. Les coefficients calculés précédemment doivent être re-dérivés. Le processus est illustré dans cette série d'étapes.

Tout d'abord, il faut trouver le meilleur attribut par recherche exhaustive. Pour chaque attribut de la liste, cette recherche consiste à trouver les meilleurs attributs M parmi une liste totale de N attributs disponibles pour une longueur d'opérateur L . Une procédure simple consiste à essayer toutes les combinaisons d'attributs M . Pour chaque combinaison, les poids optimaux sont dérivés en utilisant la une matrice. La combinaison avec l'erreur de prédiction la plus faible est ensuite sélectionnée.

Deuxièmement, trouver la meilleure paire d'attributs, en supposant que le premier membre est l'attribut1. Pour chaque autre attribut de la liste, former toutes les paires, par exemple, (attribut1, amplitude phase pondérée), (attribut2, fréquence moyenne), etc. Pour chaque paire, résoudre les

coefficients optimaux et calculer l'erreur de prédiction. La meilleure paire est celle avec l'erreur de prédiction la plus faible.

Troisièmement, trouvez le meilleur triplet d'attributs, en supposant que les deux premiers membres sont attribut1 et attribut2. Pour chaque autre attribut de la liste, procéder comme dans la deuxième étape. Le meilleur triplet est celui qui a l'erreur de prédiction la plus faible. Appelez ce troisième attribut du meilleur attribut triplet3. [22]

Les étapes et le fonctionnement de l'algorithme Stepwise regression sont illustrés dans la figure IV.3

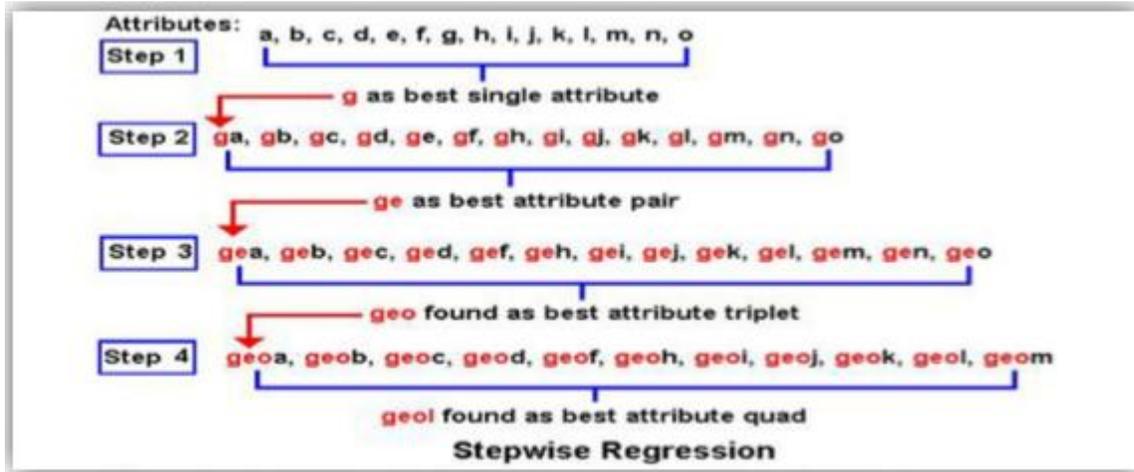


Figure IV.4: Fonctionnement de l'algorithme Stepwise regression

À ce stade, nous pouvons définir le terme général Transformation multi-attribut comme un ensemble de types d'attributs avec des règles pour transformer les attributs dans le log de sortie souhaité.

IV-5 Présentation des données utilisées:

Afin d'arriver au but final celui de déterminer les volumes de, la saturation en eau (S_w), la porosité effectif (PHIE), et celui du volume d'argile (V_{sh}) on utilise les attributs sismiques et les résultats obtenus de l'inversion des données sismique.

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

IV-5-1 Paramètres pétrophysiques :

Les paramètres (V_m , PHIE, S_w) (figure IV.1) obtenus précédemment lors de l'évaluation pétrophysique vont être utilisés comme log cible pour la calibration au niveau de chaque puits, car c'est à ce niveau qu'on peut vérifier et améliorer les paramètres choisi et grâce à cette étape on va gagner du temps et de la précision, puis on applique les résultats de l'entraînement au volume sismique.

IV-5-2 Résultats d'inversions :

Les résultats d'inversions appliquées sur les données sismiques qui sont l'impédance acoustique Z_p et Z_s ainsi que la densité ρ représentent les attributs externes qui seront utilisés avec les attributs internes dans la formulation des relations linéaires et multilinéaires.

IV-5-3 Attributs sismiques :

Afin de mieux comprendre l'intérêt de ces données on passe en revue les attributs sismiques les plus couramment utilisés et leur utilisation comme outil d'interprétation et de caractérisation.

Définition :

Si les signaux sismiques contiennent des informations géologiques, il est peut-être possible de les transformer au moyen d'opérations mathématiques pour révéler le plus clairement possible cette information. Cette idée simple est à la base des attributs sismiques. Elle se révèle néanmoins difficile à réaliser.

Chapitre V

Contexte géologique de la région d'étude

Chapitre V : Contexte géologique de la région d'étude

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

V-1-1 Situation géologique :

La région d'étude englobe le Nord-Ouest du Périmètre d'El M'zaid II et le tronçon Nord-Est de la parcelle de Zelfana (Figure V.1). L'ensemble appartient à l'Est du bassin d'Oued Mya. Cette région est géologiquement limitée par :

- Le bassin de Mouydir au Sud.
- La zone haute de Djemââ–Touggourt au Nord.
- La haute structure d'Amguid-Messaoud à l'Est.
- La voûte d'Allal à l'ouest.

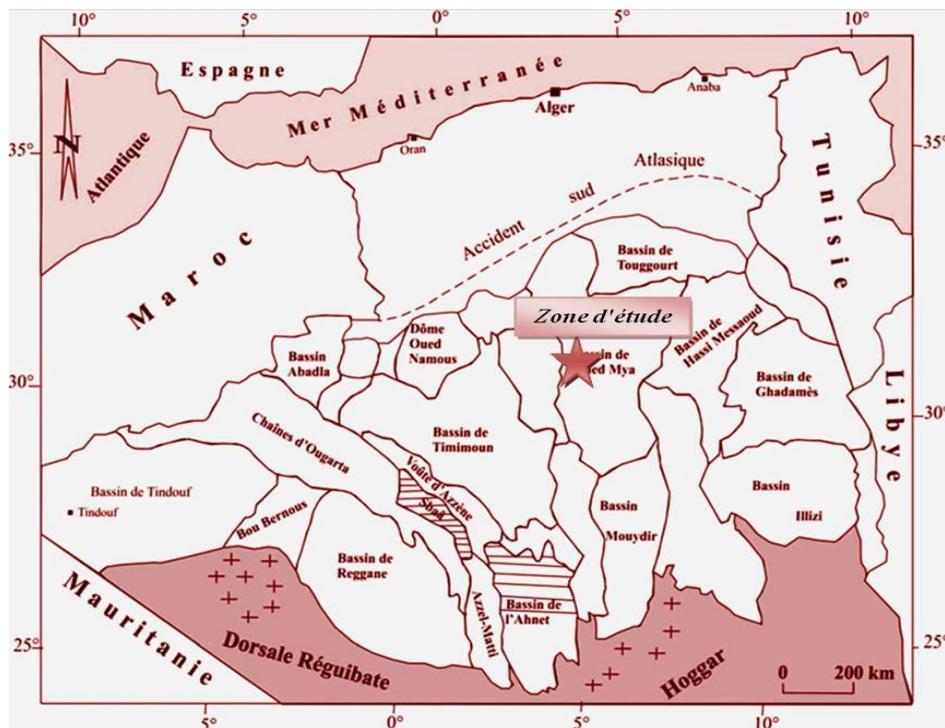


Figure V.1: Situation géologique de la zone d'étude (rapport SONATRACH)

V-1-2 Situation Géographique:

- Limites géographiques :

Coordonnées géographiques :	Coordonnées UTM :
les parallèles 32°00' et 32°30' N	X= 639000 à 672100
les méridiens 4°00' et 5°80' E	y=3557500 à 3590000

La zone d'étude est d'une superficie totale de **694 km²** correspondant à la partie occidentale de la province Triasique, et appartenant à La région d'Oued Mya. Elle comprend le bloc (438b) du Périmètre El M'zaid, et le bloc (422) parcelle de Zelfana (Figure V.2).

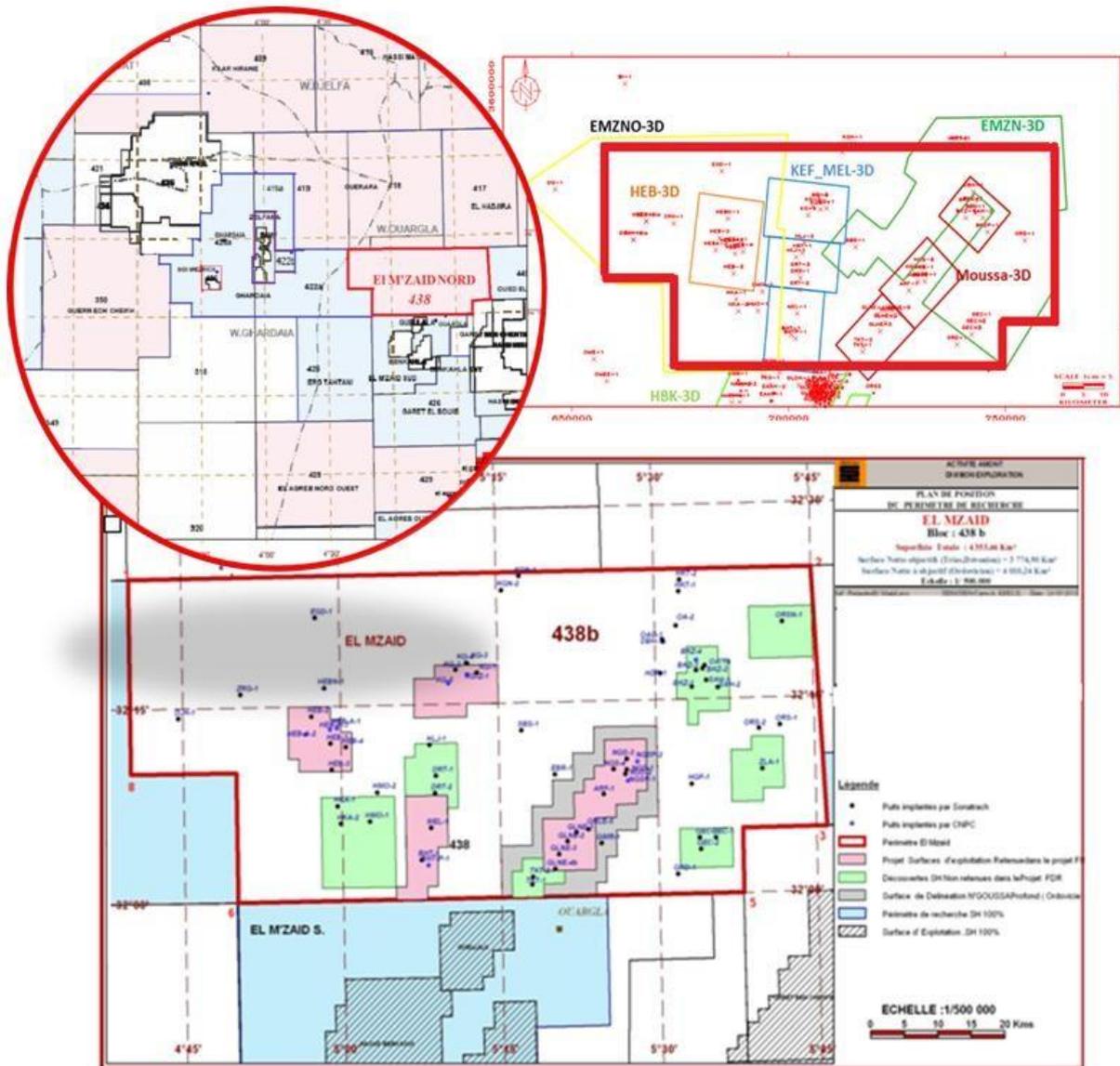


Figure V.2: Situation géographique de la zone d'étude (rapport SONATRACH)

V-2 Cadre Géologique et Géodynamique:

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

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

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

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

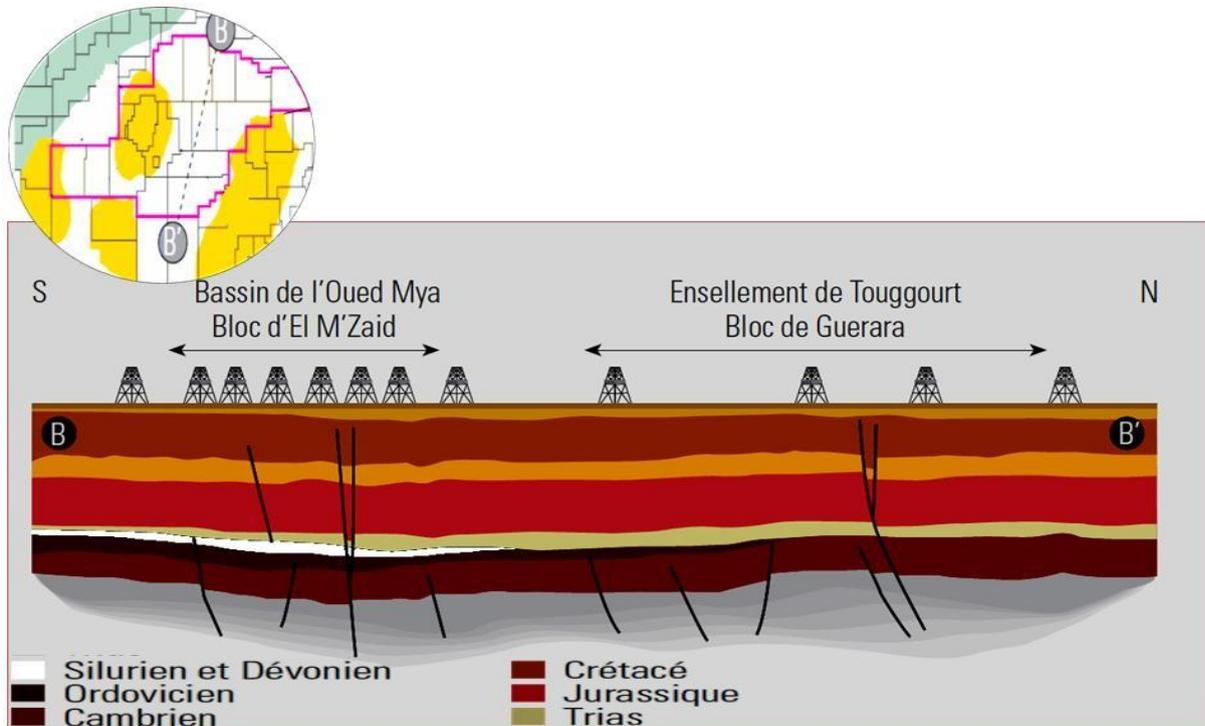


Figure V. 3: Coupe géologique Nord-Sud dans le bassin d'Oued Mya (rapport SONATRACH)

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

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

Pendant le Trias deux phénomènes existaient, un épaissement des couches et des variations des faciès sont observables du Sud-Ouest vers le Nord-Est.

Ces épaissements et ces variations de faciès traduisent

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

Dans la dépression de l'Oued Mya le stade paroxysmal se situe à l'âge Hettangien, La puissance actuelle des sédiments varie de 0 à 500m.

Au Trias supérieur, débute une phase de Rifting continental caractérisé par le rejoué d'accidents anciens en failles normales à rejet important et à moins important allant de (15 à 90m), permettant par conséquent le piégeage des hydrocarbures, ainsi que la création d'un système de zonage local.

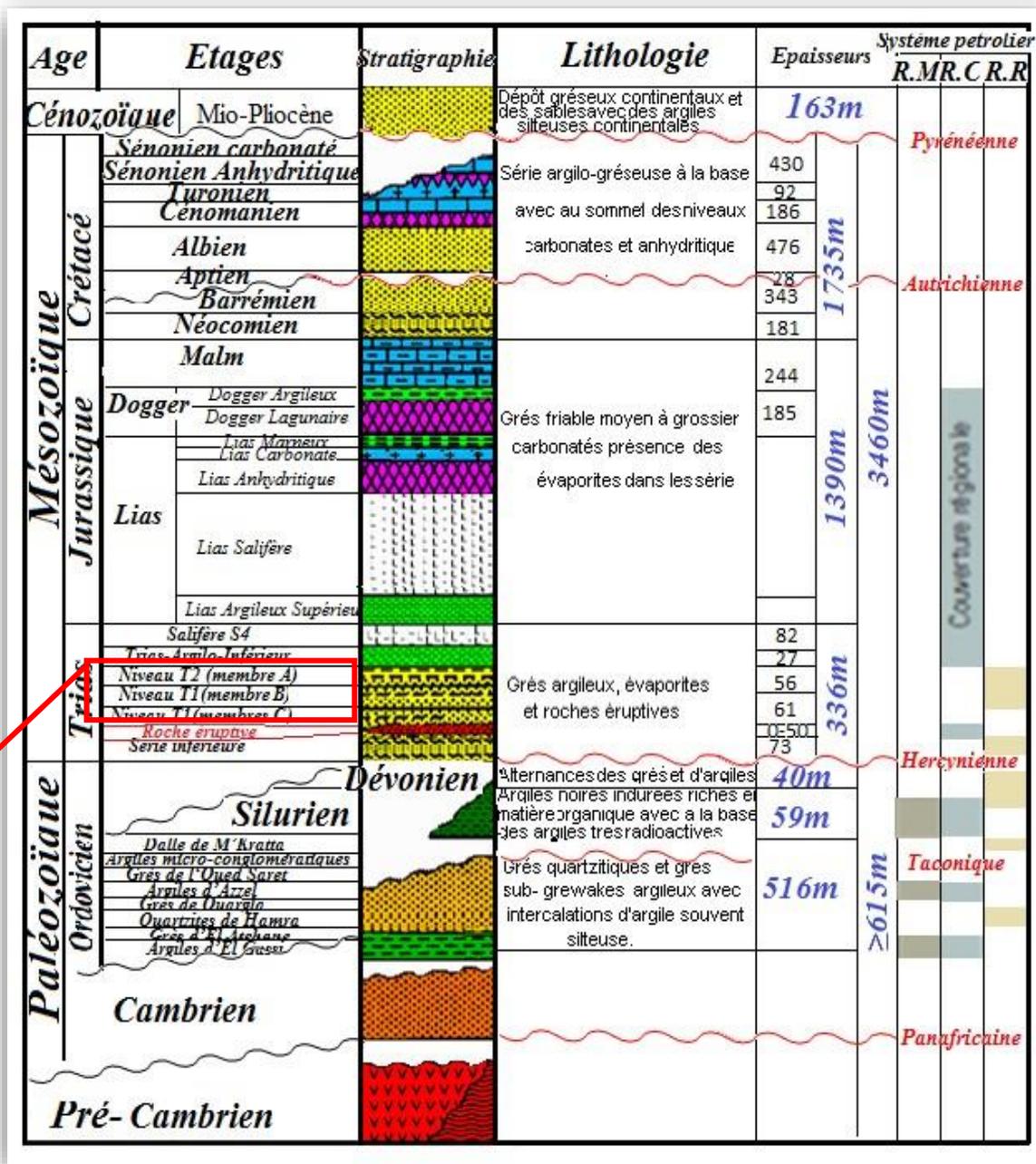
L'intérêt pétrolier majeur dans la région est lié à la présence de réservoirs du Trias, toutefois la compréhension des résultats pétroliers obtenus pour l'exploration doit être recherchée dans l'évolution paléozoïque de ce bassin.

V-3 Configuration Litho- stratigraphique :

Dans le bassin d'Oued Mya en général peu de puits ont atteint les niveaux du cambrien, et dans la région d'étude en particulier aucun puits n'a atteint le socle ou bien le cambrien lui-même.

La série sédimentaire dans la région présente une épaisseur de sédimentation de plus 4075m.Elle est constituée essentiellement par le Mio-pliocène qui affleure en surface, le Mésozoïque, et le paléozoïque en discordance sur le socle et à travers la discordance panafricaine. Les séries litho-stratigraphie sont représentées sur la figure V.4

Le série litho-stratigraphique se résume ainsi :



Objectif principal

Figure V.4: Colonne litho-Stratigraphique du bassin d'Oued Mya (rapport SONATRACH)

V-3-1 Le Paléozoïque :

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

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

V-3-1-1 Ordovicien :

Il représente environ 516 m des sédiments dans la région. Les dépôts de l'ordovicien se composent de trois cycles sédimentaires et dont le troisième est peu développé:

*L'ordovicien inférieur représenté par :

- Les argiles d'El Gassi
- Les grès d'El Atchane
- Les quartzites de Hamra
- Les grès de Ouargla

*L'ordovicien moyen représenté par :

- Les argiles d'Azzel
 - Les grès de l'Oued Saret

*L'ordovicien supérieur représenté par :

- Les argiles micro-conglomératiques
- La dalle de M'Kratta

V-3-1-2 le silurien :

Il s'agit d'une épaisse série argileuse (59 m environ) à la base dont l'extension est en rapport avec la transgression de la mer silurienne.

Le silurien est constitué d'argiles schisteuses noires radioactives, riches en pyrites et fer de caractère fossilifère. Vers le sommet, le silurien est marqué par des apports détritiques de plus en plus croissants assurant ainsi une continuité avec les dépôts de même nature du dévonien inférieur.

V-3-1-3 le dévonien : (épaisseurs moyennes d'environ 40m)

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

V-3-2 Le mésozoïque :

Il constitue le maximum d'épaisseur sédimentaire dans la région environ 3460 m et s'étale du trias jusqu'au crétacé.

V-3-2-1 le trias :

Il est assez développé dans la région avec une épaisseur moyenne d'environ 336m ce qui correspond à un ensemble détritico-azoïque, recouvert par les dépôts évaporitiques du Trias salifère S4. Le trias est délimité à la base par la discordance hercynienne et au sommet par la base d'un repère dolomitique (D2)

V-3-2-2 Jurassique:

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

- Lias: son épaisseur est de 961 m environ, représenté dans la région par les unités lithologiques qui sont de bas en haut :
 - Lias argileux supérieur: épaisseur moyen 88m
 - Lias salifère : forme par des argiles tendre pare fois silteuse et de sel épaisseur moyen 565m.
 - Lias anhydritique : anhydrite amorphe très minces, épaisseur moyen 212 m
 - Lias carbonate : présente environ 50 m de calcaire et calcaire fin (calculutite), semi- dure à tendre avec de passées de dolomie cryptocristallines.
 - Lias marneux : formé d'une série de marnes gypseuses (46m), ces derniers admettent à leur base quelques intercalations de calcaire
- Le Dogger : son épaisseur est de l'ordre de 185m comprend:
 - Dogger lagunaire : Il est composé de marnes et d'argiles avec des intercalations d'anhydrites.
 - Dogger argileux : il est formé d'argiles grises, parfois siliceuse.
- Malm : Constitué d'argiles rouges, tendres à plastiques parfois sableuses à passées des dolomies beiges cristalline dures, son épaisseur peut atteindre les 244m.

V-3-2-3 Le crétacé :

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

- Le néocomien : alternance de marne, dolomitique et d'argile feuilletée semi-durée Son épaisseur est de l'ordre de 181 m.
- Le barrémien : Il est constitué de grés, très grossier à fins passées d'argiles silteuse son épaisseur est de l'ordre de 343 m.
- L'aptien : C'est une série carbonatée et dolomitique issue d'un dépôt marin sur une grande étendue.
 - Elle est constituée d'une couche d'épaisseur comprise entre 25 à 35 m qui est facilement reconnue.
- L'albien : C'est un ensemble de grés et d'argiles silteuse de 476m d'épaisseur, comportant quelques intercalations dolomitiques.
- Le cénomanien : C'est une alternance de grés et d'argiles dolomitiques accompagnées d'une présence d'anhydrite, son épaisseur moyenne est de 186m.
- Le turonien : ce sont des dépôts marins carbonaté constitué de calcaire fin recristallise, et légèrement dolomitique son épaisseur moyenne 92m

- **Le sénonien :** Il est constitué d'une alternance d'anhydrites, d'argiles, et des calcaires dolomitiques son épaisseur moyenne et d'environ 430m, composé de :
 - Sénonien Anhydritique : à base constitué essentiellement d'anhydrites et de carbonates dont l'épaisseur est de 125m d'environ.
 - Sénonien carbonaté : au sommet caractérisé par une dominance de carbonate, dont l'épaisseur moyenne est de 305m.

V-3-3 Le Cénozoïque:

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

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

V-4 Aspect pétrolier :

Du point de vue pétrolier le périmètre El M'zaid II nord se trouve dans un environnement pétrolier très favorable. Plusieurs puits ont été à l'origine de la découverte d'importants gisements, productifs d'huile et gaz dans le bloc 438 dans les réservoirs triasiques T2 et T1, et les réservoirs de l'ordovicien. Cependant plusieurs autres puits d'exploration ou d'extension ont été négatifs.

Les principales raisons de ces résultats négatifs sont l'absence ou la médiocrité des qualités des réservoirs, des objectifs pétroliers traversés, ou à cause de l'absence de fermeture structurale.

Les résultats pétroliers des tests et des diagraphies des quelques forages enregistrés dans la région sont récapitulés dans le tableau qui suit :

V-4-1 Roches mères:

Les principales roches mères dans cette région sont:

➤ **Les argiles à graptolites du Silurien radioactif :**

Constituent la roche mère principale dans le bassin d'Oued Mya, quand elles ont quand elles ne sont pas affectées par l'érosion hercynienne, une épaisseur moyenne est d'environ 50 m.

Cette excellente roche mère est en phase à huile depuis le Crétacé supérieur. Elle atteint la phase à gaz dans certaines zones très enfouies.

➤ **Les argiles d'El Gassi et les argiles d'Azzel de l'Ordovicien :**

Constituent des roches mères secondaires. L'alimentation des réservoirs en hydrocarbures se fait par migration verticale le long des failles et/ou par migration latérale le long des drains perméables.

V-4-2 Les roches réservoirs :

Les réservoirs principaux dans la région sont constitués par:

➤ Les grès fluviatiles du Trias :

Ils ont été déposés dans un environnement fluviatile de type tressé(braided) à influence tidale et éolienne.

Ce type de dépôt se caractérise par de rapides variations de faciès et d'épaisseurs, difficiles à prévoir.

Aussi ces niveaux réservoirs présentent parfois un ciment salifère réduisant ou obturant complètement la porosité.

Ce phénomène est particulièrement observé dans la partie supérieure du réservoir T2, qui est souvent très compact.

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

➤ Les grès quartzitiques de l'unité quartzites de Hamra:

On note un manque des données concernant le grès de l'unité quartzites de Hamra.

Les réservoirs secondaires sont :

➤ Les grès du Dévonien inférieur :

Ce réservoir présentant une variation du point de vue lithologique, il soit plus argileux ou bien avéré tight(compact).

➤ Les grès quartzitiques de l'Ordovicien dalle de M'Kratta:

Objectifs pétroliers secondaires ils sont constitués par des grès quartzitiques, dont la qualité réservoir est liée à la diagenèse et au développement de la fracturation. Ils ont présenté de bons indices d'huile dans la région notamment au niveau du puits.

V-4-3 Types de pièges :

Les pièges dans la région sont de type:

- Structural (Structures de faible amplitude).
- Mixte.
- Purement stratigraphique (biseau et point bar des réservoirs de la série inférieure et du T 1).

V-4-4 Les roches couvertures :

La région comprend plusieurs niveaux de roches couvertures qui varient en âge et en faciès :

- L'épaisseur de la série évaporitique du salifère S4 du Trias, et les niveaux S3 à S1 du Lias qui assure la couverture des réservoirs à l'échelle régionale.
- Les argiles intercalées entre les réservoirs triasiques et Ordovicien peuvent constituer des couvertures à l'échelle locale (pour les réservoirs paléozoïques, la couverture est assurée par ces séries)
- Les roches éruptives, quand elles sont assez épaisses et non fracturées, constituent une bonne couverture locale pour le réservoir de la série inférieure.

Chapitre VI

Applications sur les données réelles

Chapitre VI : Applications sur les données réelles

VI-1 Introduction :

Dans ce chapitre nous allons appliquer les étapes de réalisation d'une inversion simultanée des données sismiques sur des données réelles en se basant sur les notions théoriques citées dans les chapitres précédents pour une meilleure approche de la caractérisation du réservoir et avoir des résultats fiables.

L'objet ciblé de ce chapitre est motivé par les points suivants :

- Description de différentes étapes de l'inversion sismique simultanée
- Détection du niveau réservoir au niveau des puits, et délimiter son extension au niveau du volume sismique
- Evaluation et interprétation des paramètres acoustiques et élastiques obtenus par inversion,
- Interprétation des paramètres pétrophysiques consacrée à :
 - Cartographier la répartition lithologique de réservoir
 - Chercher une tuelle présence de fluide contenu dans le réservoir.

Cette application a été effectuée au sein de l'Entreprise Nationale de Géophysique (ENAGEO-BOUMERDES) à l'aide du logiciel de Hampson-Russell (HRS-10) de la compagnie CGG Veritas.

VI-2 Présentation et caractéristiques de l'étude :

Les réservoirs de la série inférieure du "**Play Trias**" au niveau du Bassin Oued Mya présentent une complexité stratigraphique. Ils sont étroits et minces avec des intercalations volcaniques et argileuses.

Dans cette étude, on va chercher un potentiel en hydrocarbure dans le réservoir, à le caractériser et délimiter son extension. Pour répondre à cette question, on a recours à l'inversion sismique simultanée qui est considérée comme un outil de plus en plus puissant dans ce secteur, pour ce faire, une campagne sismique a été effectuée dans la région, et plusieurs puits ont été forés.

VI-2-1 les données sismiques :

Les données sismiques réelles utilisées sont des données d'avant sommation qui sont préparées selon une séquence de traitement en amplitudes préservées. Elles sont issues d'une campagne sismique 3D. Comme son nom l'indique, l'étude 3D permet d'obtenir une image finale sous la forme d'un cube en trois dimensions. Bien qu'elles soient plus chères que les études 2D classiques, elles sont beaucoup plus précises et permettent de réduire les incertitudes dans les zones ayant une géologie structurale complexe, dans la région d'El M'zaid La géométrie de cette étude est illustrée par la (Figure VI.1) :

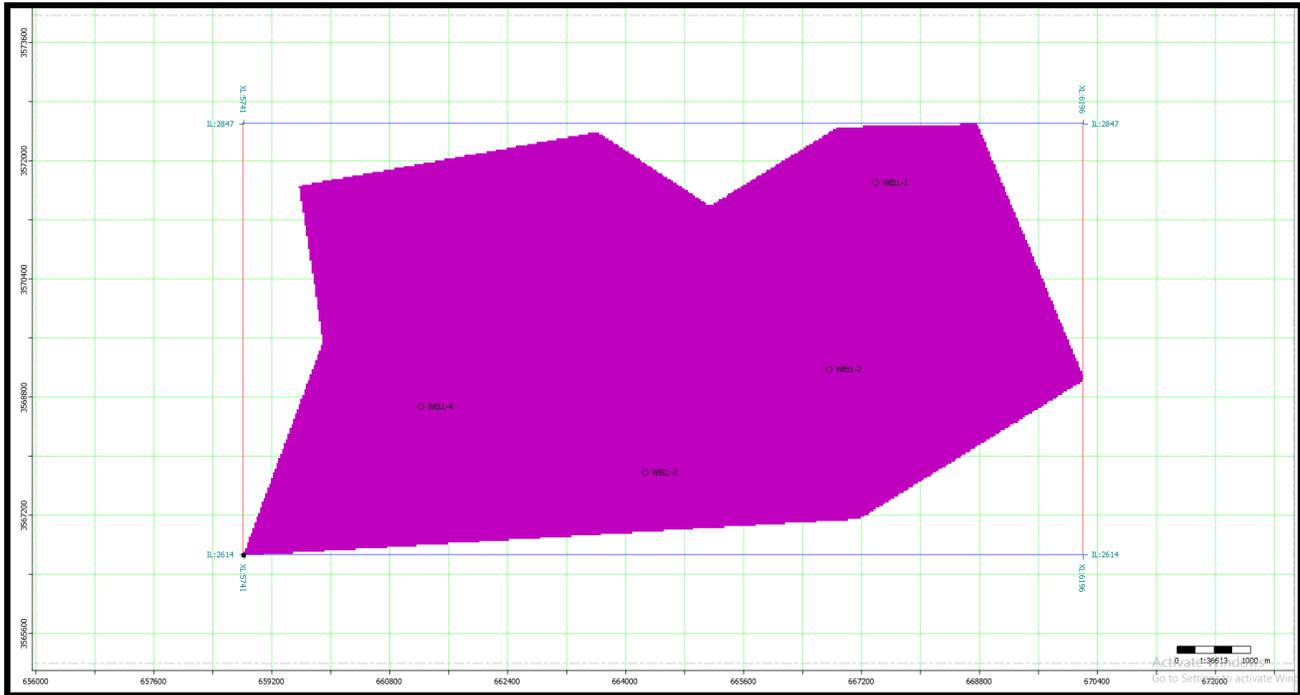


Figure VI.1: Géométrie de la sismique, et positionnement des puits

VI-2-2 les données de puits :

Nous disposons de quatre puits implantés dans la région couverte par la sismique, comme illustré par la figure VI-2, les puits disponibles sont les suivants :

- Well 1
- Well 2
- Well 3
- Well 4

Notons que le puits "well 4 et 3" ont produit de l'huile et du gaz au niveau du T1, ce qui confirme le potentiel pétrolier de la région, et qui va servir de point de calibration lors de l'interprétation finale. Les deux autres puits sont des puits aquifères.

Pour notre étude on va utiliser les données des quatre puits disponibles dans la zone d'étude well1, well2, well3 et well4.

puits	GR	Densité	Check-shot	Vp	Vs	Tops
Well 1	Ok	Ok	Ok	Ok	Ok	Ok
Well 2	Ok	Ok	Ok	Ok	Ok	Ok
Well 3	Ok	No généré	Ok	Ok	Ok	Ok
Well 4	Ok	Ok	Ok	Ok	No généré	Ok

Tableau VI.1: inventaire des données de puits

Comme il est mentionné dans le tableau VI.1 tous les puits ont le log des vitesses des ondes P ainsi que l'enregistrement du Gamma Ray. La densité existe aussi dans trois puits à l'exception le puits well 3; tandis que le log (shear sonic) est manquant dans le puits well 4.

VI-2-3 les horizons sismiques :

L'interprétation structurale reste indispensable, car elle est d'une importance capitale lors de la construction du modèle initial pour l'inversion, les horizons disponibles sont les suivants :

- DH
- Sil
- S4
- T1

L'horizon T1, a été établi suivant le toit du niveau T1, qui représente l'objectif pétrolier de cette étude.

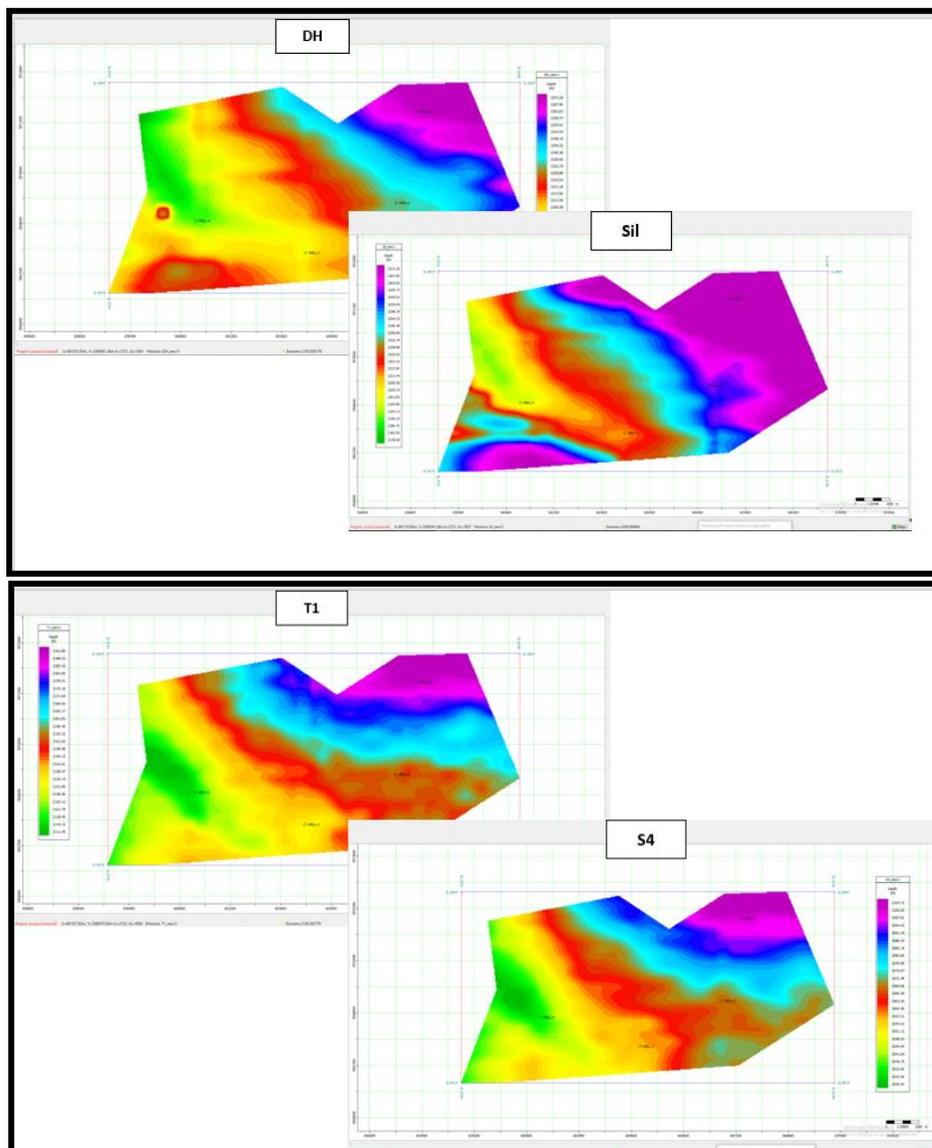


Figure VI.2: les horizons sismiques

VI-3 génération des logs manquants :

L'inversion stratigraphique nécessite des enregistrements (V_p , V_s , ρ) le long du réservoir, l'importance de générer les logs manquants dans les puits de la zone d'étude. D'après l'inventaire des puits existants dans le périmètre du permit El M'Zaid, deux paramètres essentiels manquants à générer : La densité ρ et shear sonic V_s .

a- Génération du Log Shear Sonic (S-Wave) :

Pour générer ce log on peut utiliser deux méthodes soit par l'équation de *Castagna* calibrée qui relie le compressional sonic (V_p) au shear sonic (V_s) ou une relation multilinéaire en utilisant le module Emerge du logiciel HRS.

Dans notre cas nous avons choisi la relation de *Castagna* qui a donné de meilleurs résultats par rapport à l'Emerge. L'équation de *Castagna* donne la relation linéaire entre la vitesse de l'onde de compression et l'onde de cisaillement sous la forme suivante: $V_s = a * V_p + b$, donc pour déterminer les constants a et b calibrés à la formation de notre réservoir, en utilisant les trois puits contiennent le log S-wave pour réaliser les cross-plots V_p et V_s représentés par les figures suivants:

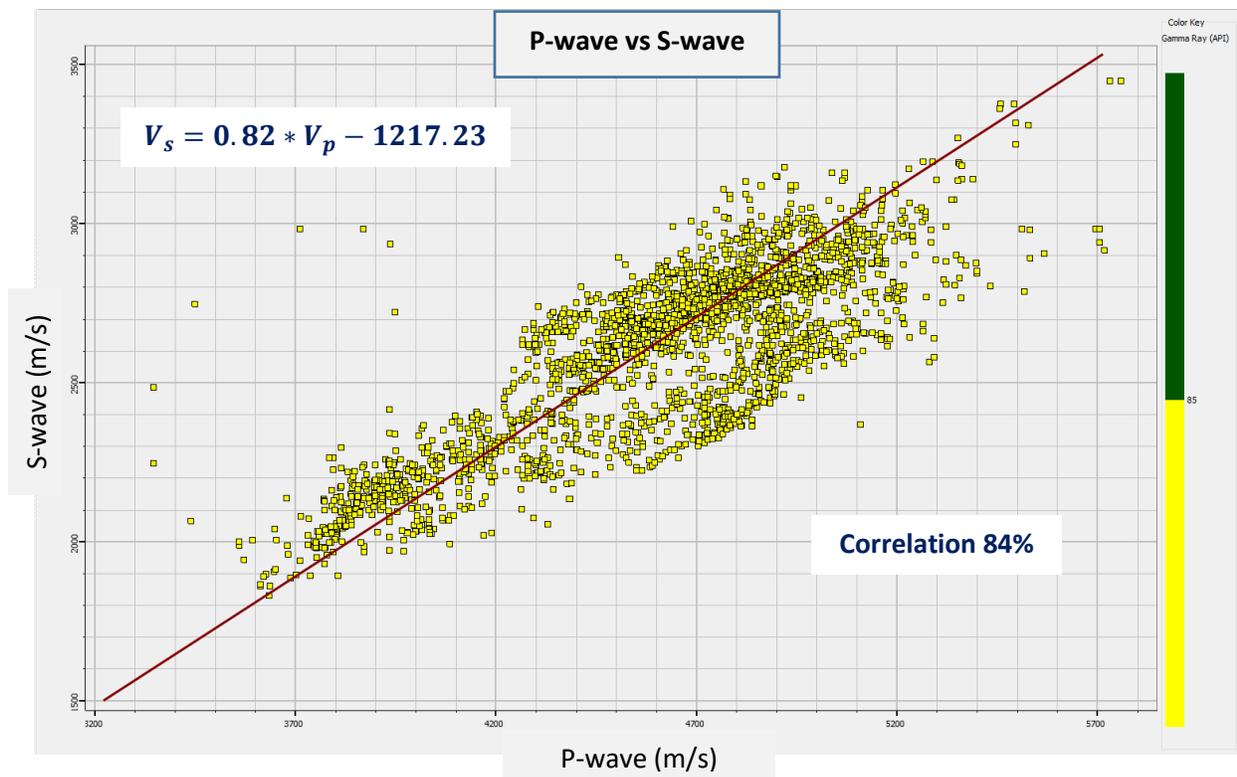


Figure VI.3: cross-plot V_p & V_s (les grés)

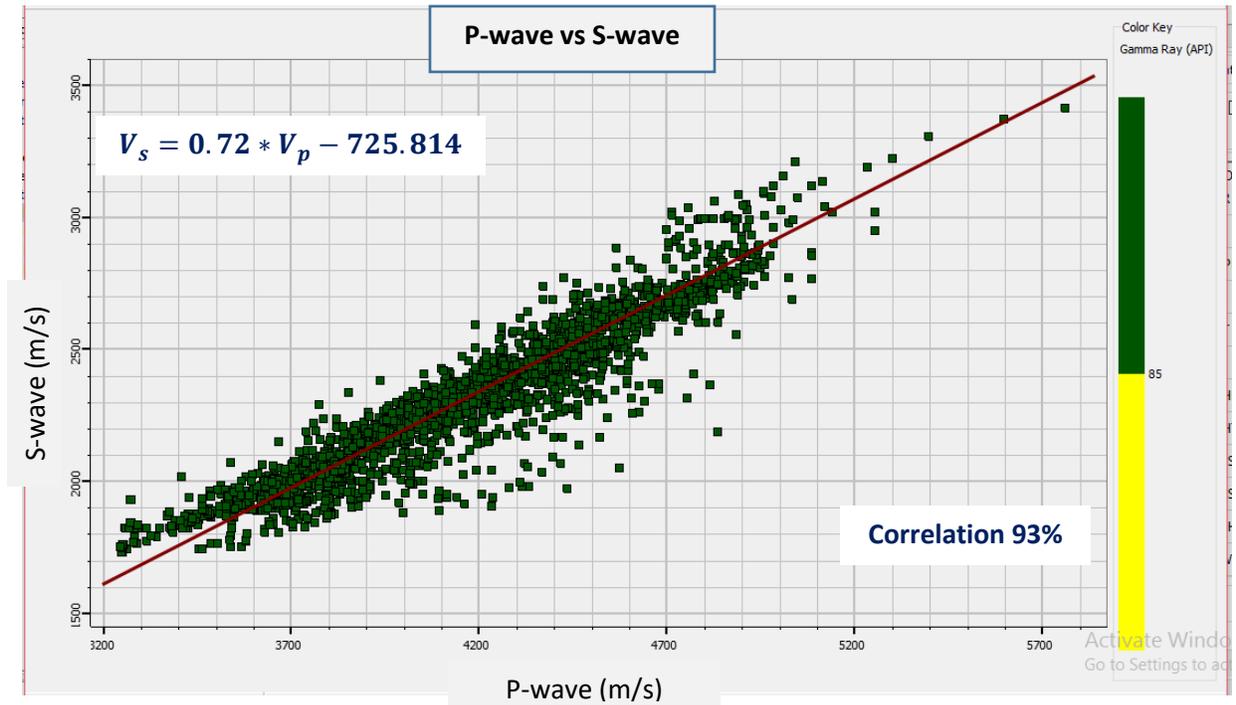


Figure VI.4: cross-plot V_p & V_s (les argiles)

Pour un meilleur résultat on a fait une discrimination entre les grés et les argiles à l'aide du log de Gamma ray, ce qui nous permis de déterminer les constantes **a** et **b** de la loi de *Castagna* pour les grés et pour les argiles. En appliquant la loi de *Castagna* au niveau du puits Well 4. Le contrôle de qualité se fait d'abord par l'analyse de la forme des logs, puis l'estimation de l'erreur RMS et le taux de corrélation moyenne entre le log généré par cette loi et le log mesuré au niveau des puits well 1, well 2 et well 4 (Figure VI.5). La bonne estimation des paramètres donne le meilleur résultat.

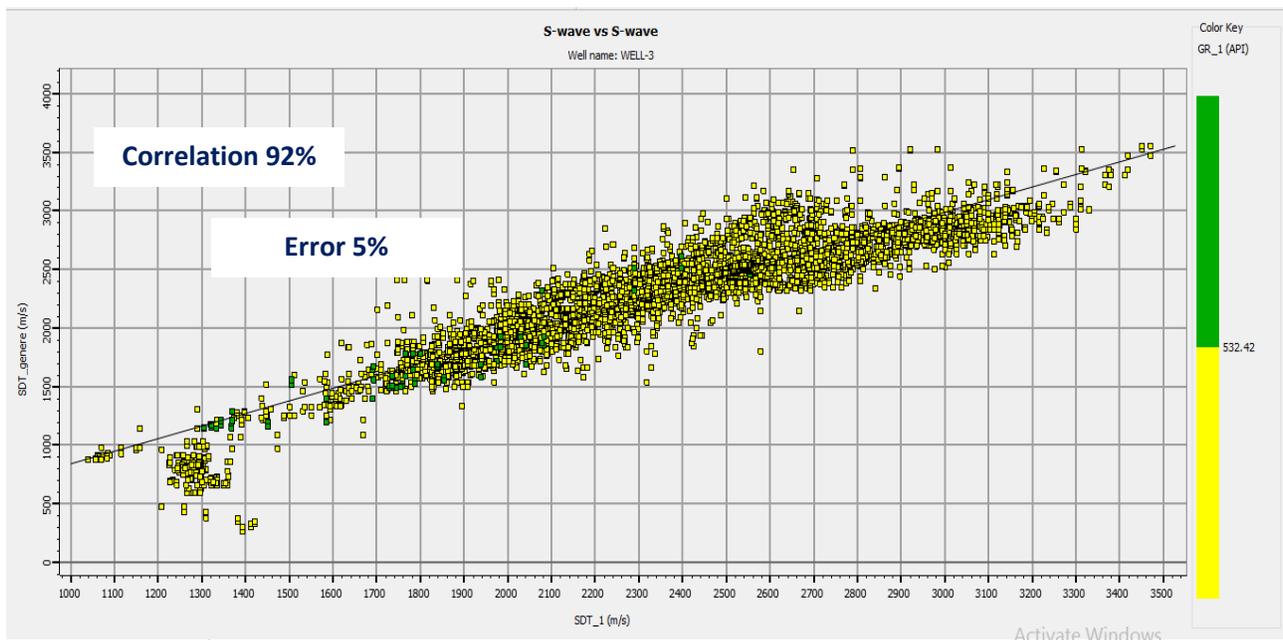


Figure VI.5: QC V_s mesuré & V_s généré

b- Génération du Log de la densité :

La génération de la densité est faite par une relation multilinéaire. Contrairement à la relation linéaire simple qui n'utilise qu'un seul paramètre, la relation multilinéaire donne l'avantage d'utiliser plusieurs paramètres reliés pour déterminer la densité. Les logs communs entre les trois puits utilisent pour déterminer l'équation sont :

P-wave, S-wave, gamma ray et résistivité.

La fenêtre d'analyse est présente sur la figure VI.6 :

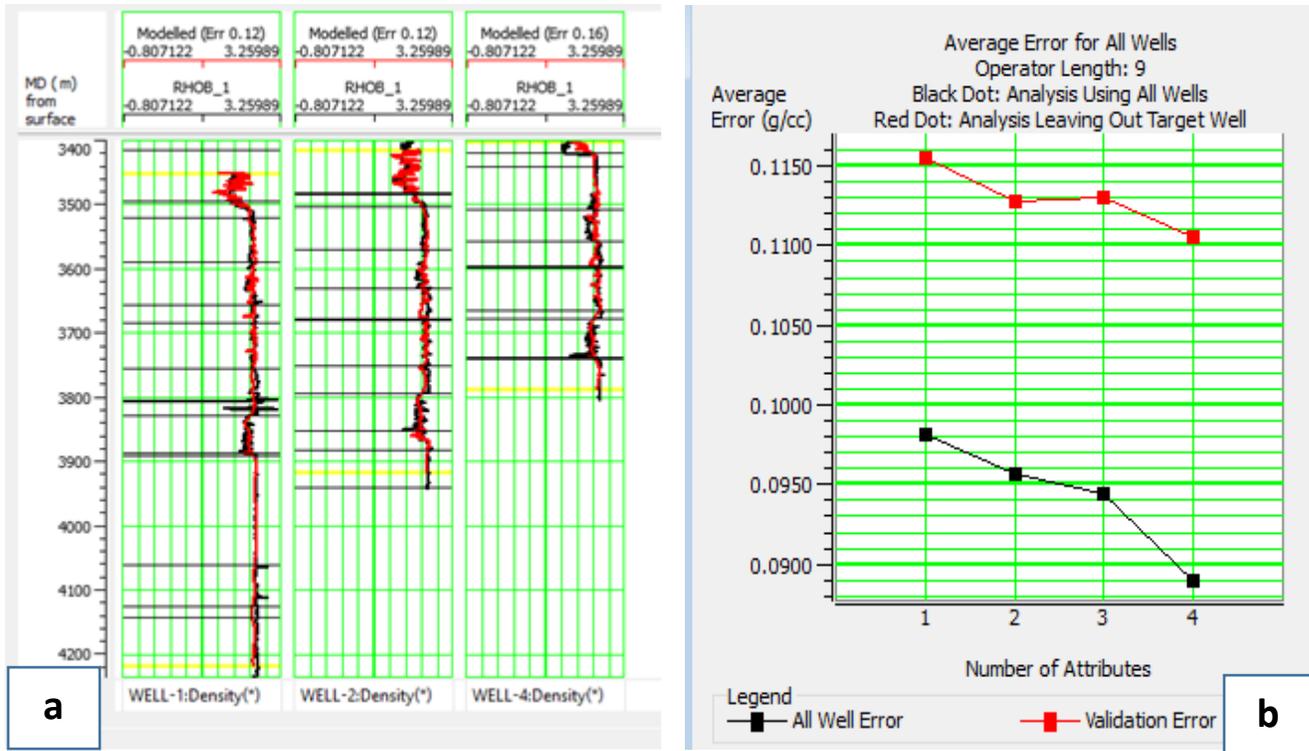


Figure VI.6: la détermination de l'équation multilinéaire
a- fenêtre d'analyse en rouge log de densité calculé et en noir mesure
b- graphe de l'erreur moyenne

On peut déterminer la relation multilinéaire qui donne la moindre erreur selon le paramétrage de l'algorithme EMERGE ce qui nous donne la relation suivante :

$$densite = 0.146 * \left(\frac{1}{GR}\right) + 0.1285 * \log(resistivite) + 0.132 * \log(p\ wave) \quad (VI-1)$$

L'application de cette équation est faite pour tous le puits well 3 et pour la confirmer on l'applique aussi pour les autres puits ce qui donnera ce résultat :

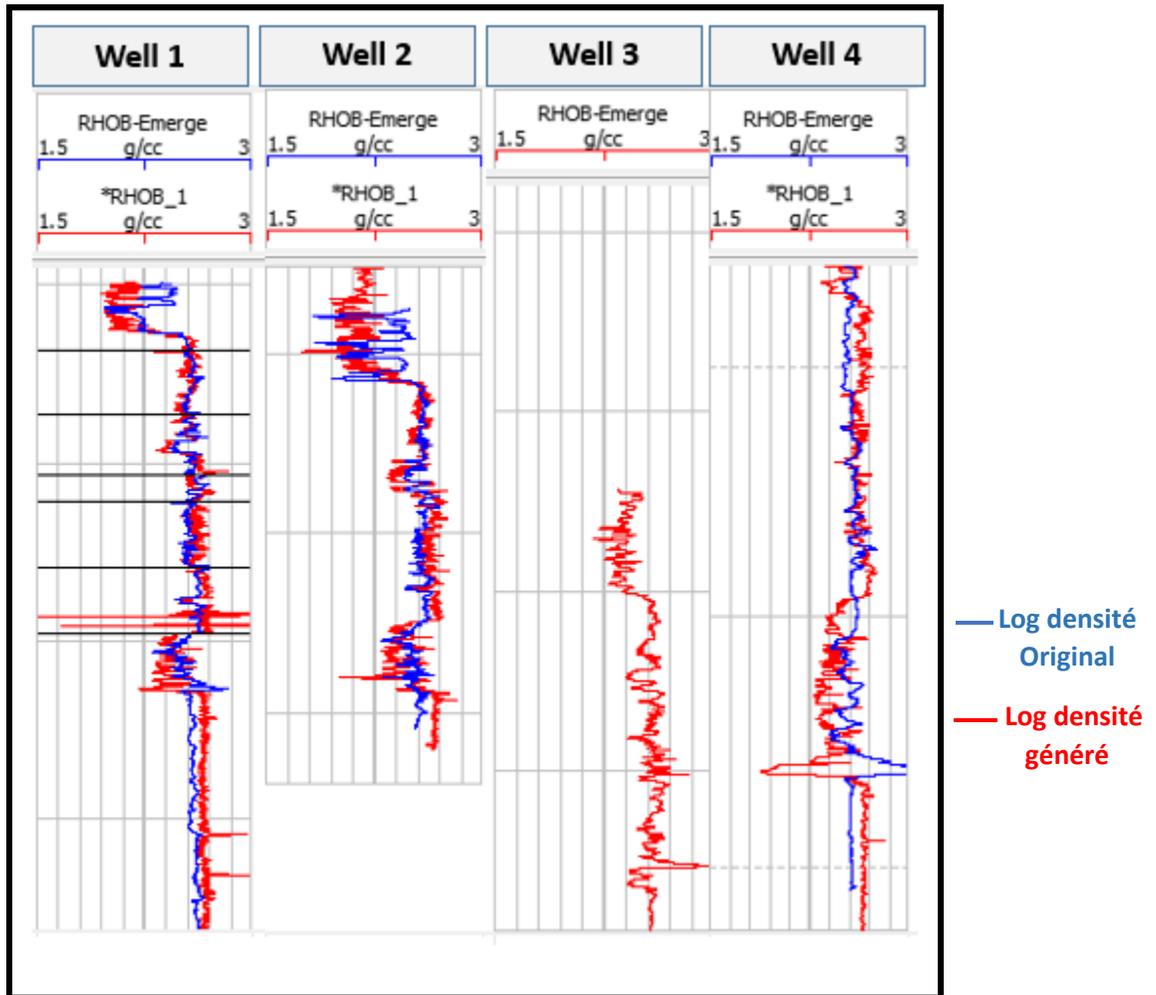


Figure VI.7: Comparaison quantitative entre les logs de densité générés et les mesurés au niveau des puits d'entraînement well1, well2 et well4

VI-4 Pré-conditionnement des données sismiques :

Le pré-conditionnement 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 pré-conditionnement varie d'une étude à une autre selon l'objectif et la qualité des données sismiques dont on dispose.la (Figure VI.8) représente les CDP gather qui se trouvent au voisinage du puits (Well 1). En analysant ces données, deux remarques s'imposent :

- La présence des bruits aléatoires.
- Le mauvais alignement des évènements sismique issus d'un DMO résiduel.

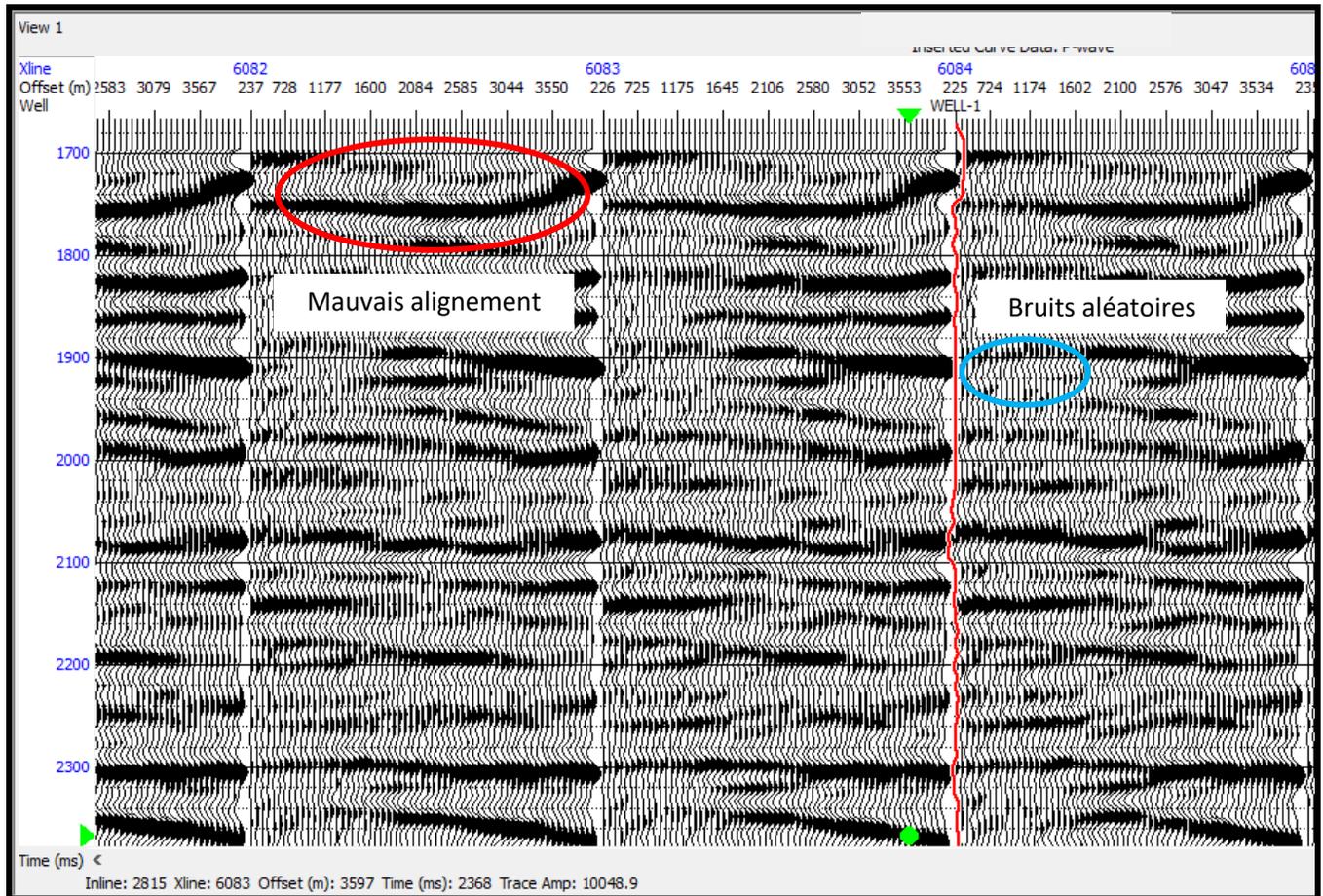


Figure VI.8: CDP-gather brut (avant pré-conditionnement)

Afin d'améliorer la qualité des gathers, et corriger les effets constatés, il a été convenu d'effectuer les opérations suivantes :

- Trime statique.
- Linear Radon Transform.

VI-4-1 trime statique :

Consiste à appliquer une correction statique résiduelle, afin d'améliorer l'alignement des événements, on choisit une fenêtre dans laquelle les traces seront sommées donnant naissance à une trace de référence, ce processus essaye de déterminer un shift optimal à appliquer sur chaque trace dans le gather. Le shift est déterminé par une cross-corrélation de chaque trace avec une trace référence, afin de correspondre au maximum à cette dernière, Les paramètres choisis sont les suivants :

- Longueur de la fenêtre : 20 ms.
- Pas de glissement de la fenêtre : 20 ms.
- Shift maximal : 8 ms.

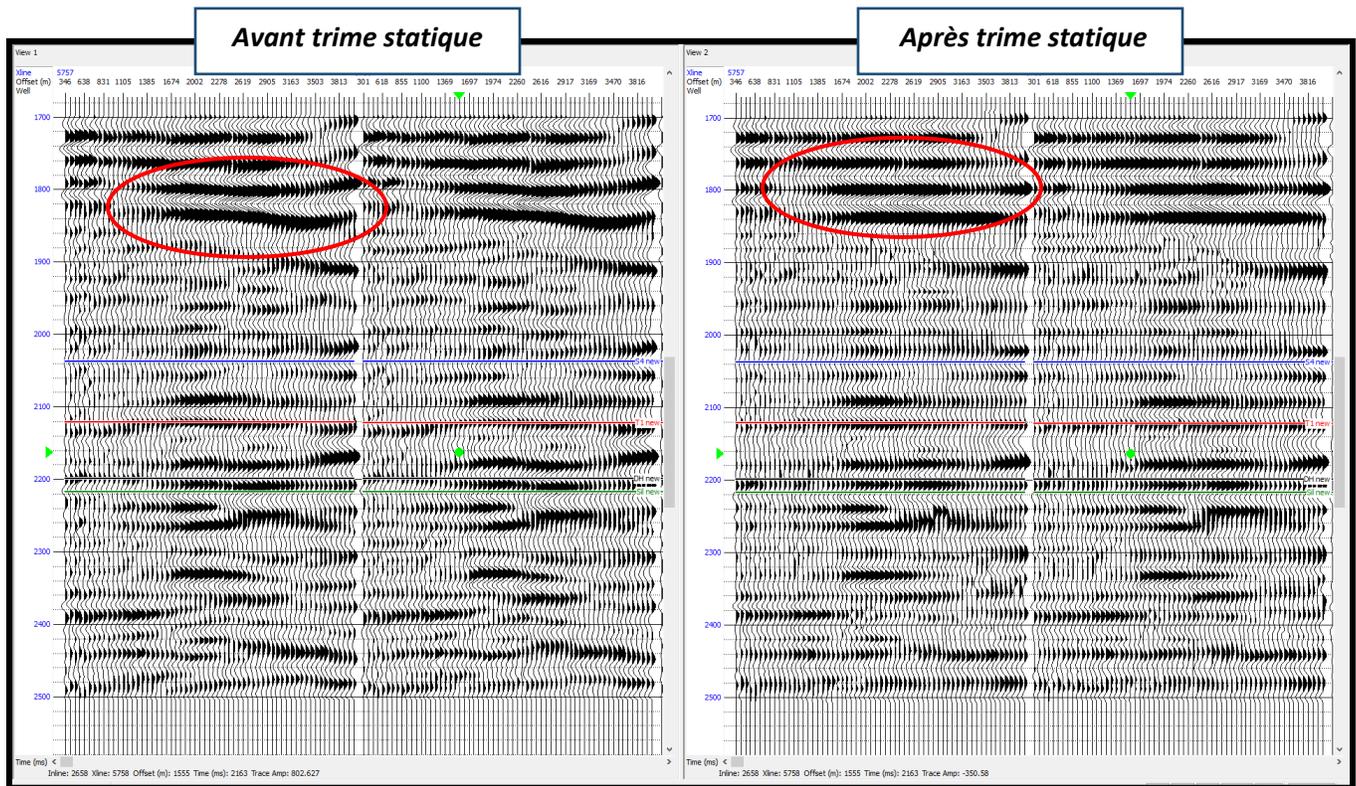


Figure VI.9: CDP gather avant et après Trime statique

VI-4-2 Transformation de Radon non-linéaire:

C'est un filtre utilisé pour atténuer les bruits aléatoires. La soustraction des bruits se fait suivant les étapes suivantes :

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

Les paramètres de ce filtre sont :

- Low Delta-T and High Delta-T: La différence en temps entre la parabole à offset zéro et à quelques « far » offset.
- Desired Noise/Signal Ratio : C'est la quantité de bruit désiré au final.

Le tableau ci-dessous résume les paramètres variés pour déterminer la quantité de bruit désirés sur la sismique :

Low Delta-T	High Delta-T	Desired Noise/Signal Ratio
-10	40	0.4

Tableau VI.2: les paramètres pour le Linear Radon Transform

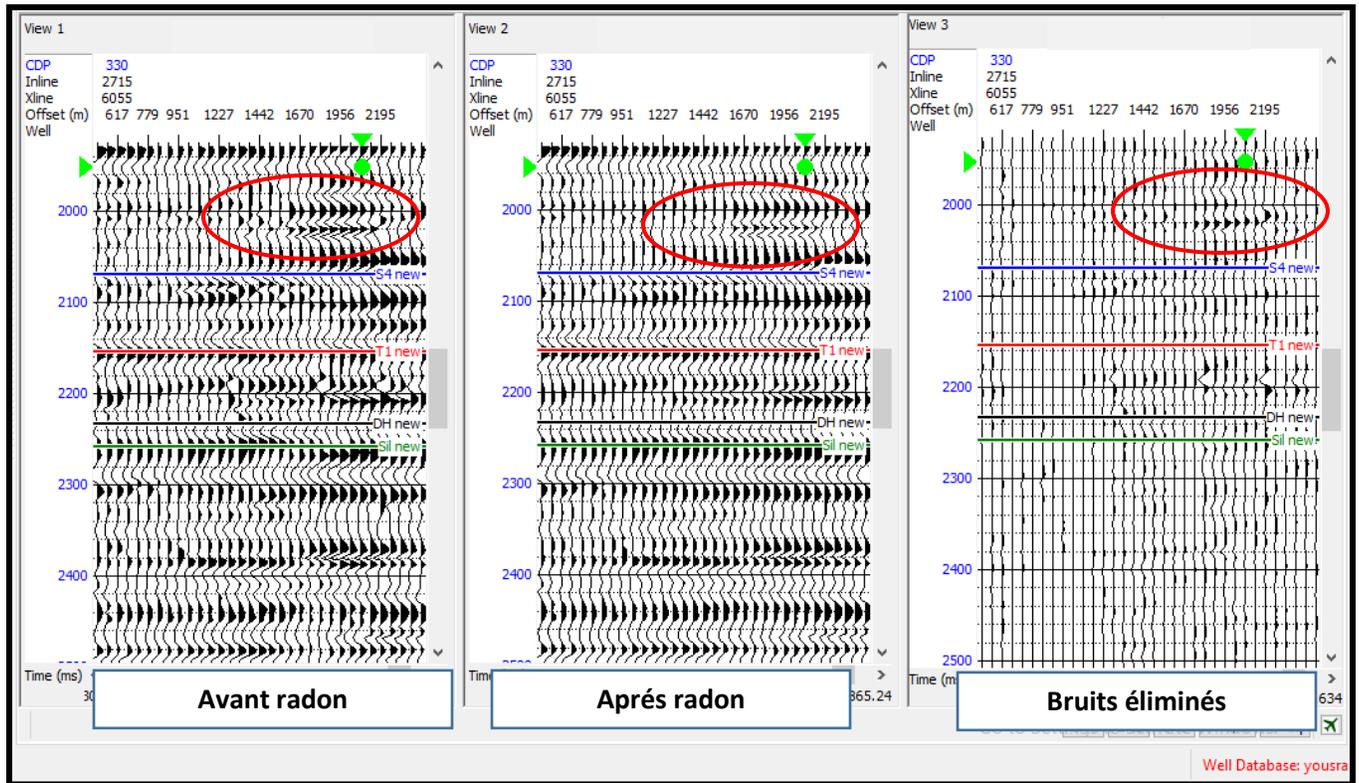


Figure VI.10: CDP gather avant et après le Radon

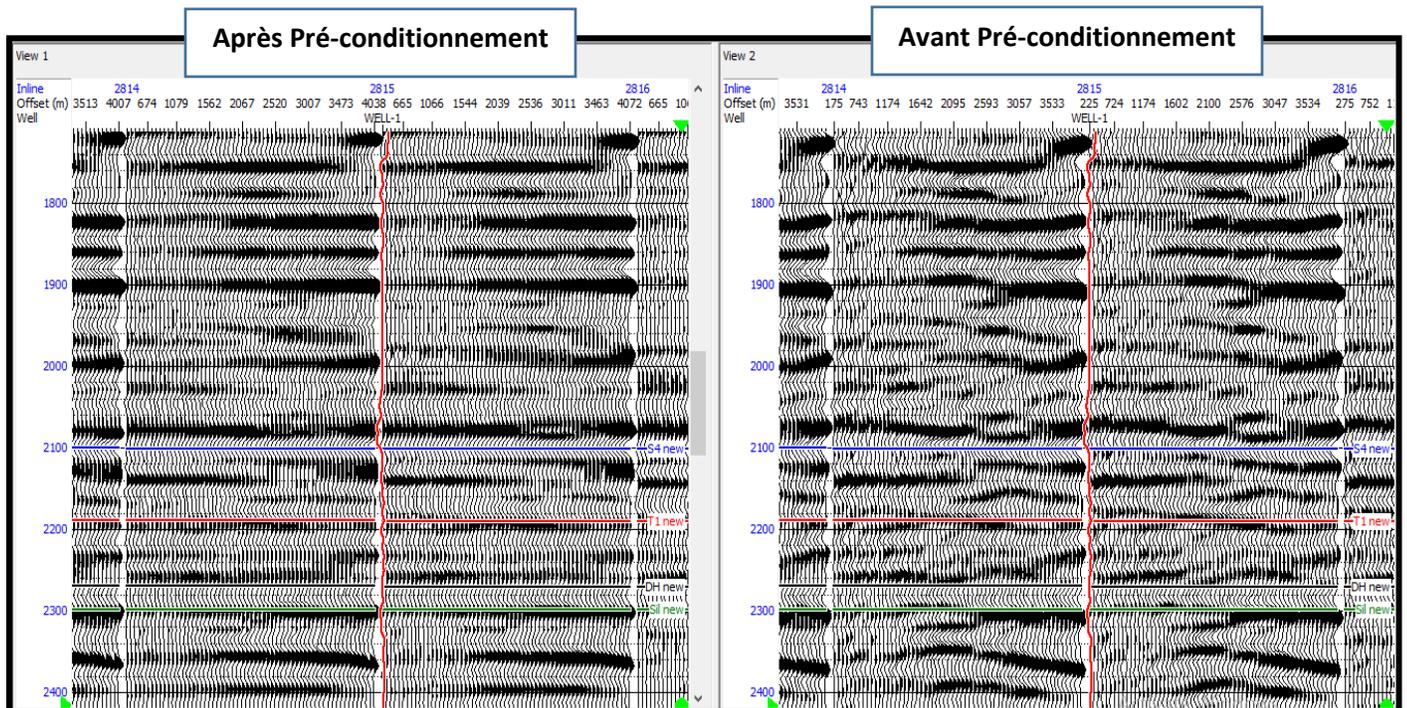


Figure VI.11: CDP gather avant et après pré-conditionnement-affichage à 24 traces

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

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.

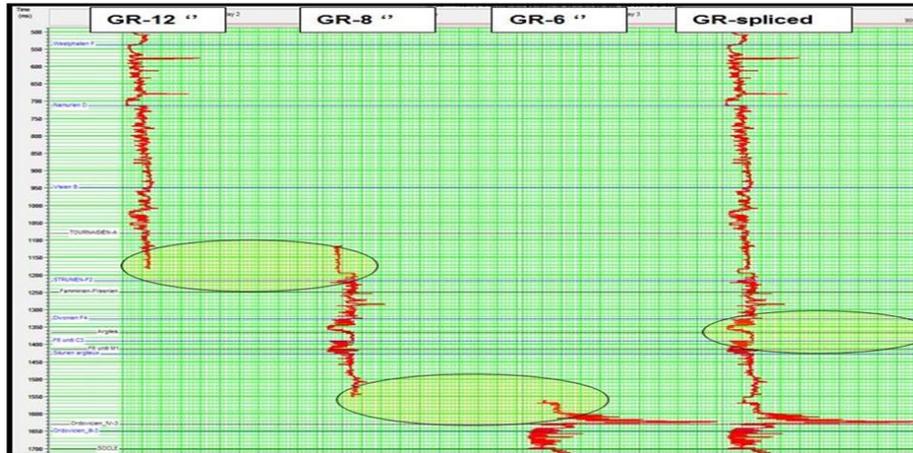


Figure VI.12: Splice des différentes phases du gamma-ray

VI-5-2 dispiké :

Consiste à éliminer les pics aberrants (spikes) contenus dans les logs, ces pics peuvent provoquer des anomalies fictives et conduire à une mauvaise interprétation, ils proviennent généralement des break-out au niveau du puits.

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 : 7 échantillons.

VI-5-3 smooth (lissage) :

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 0 Hz.
- Fréquence maximale 70 Hz.

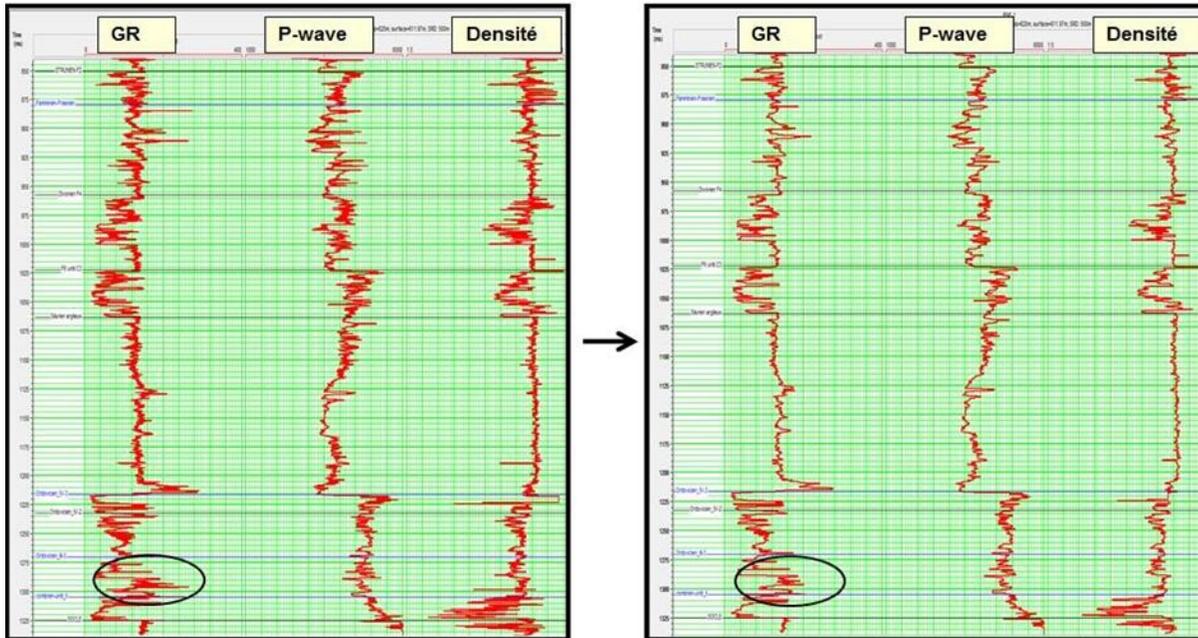


Figure VI.13: Logs avant et après pré-conditionnement

VI-6 Passage CDP gather-Angle gather:

L'inversion simultanée des données sismiques basée sur la version de Fatti et Al. de l'approximation d'Aki et Richards utilise comme données d'entrées la sismique en fonction de l'angle d'incidence, il est donc nécessaire de convertir les CDP-gathers en Angle-gathers.

Il existe une relation non linéaire entre les offsets et les angles. Qui est calculée aux séquences de traitement et en analyse des vitesses, la (Figure VI.14) représente le principe de la conversion.

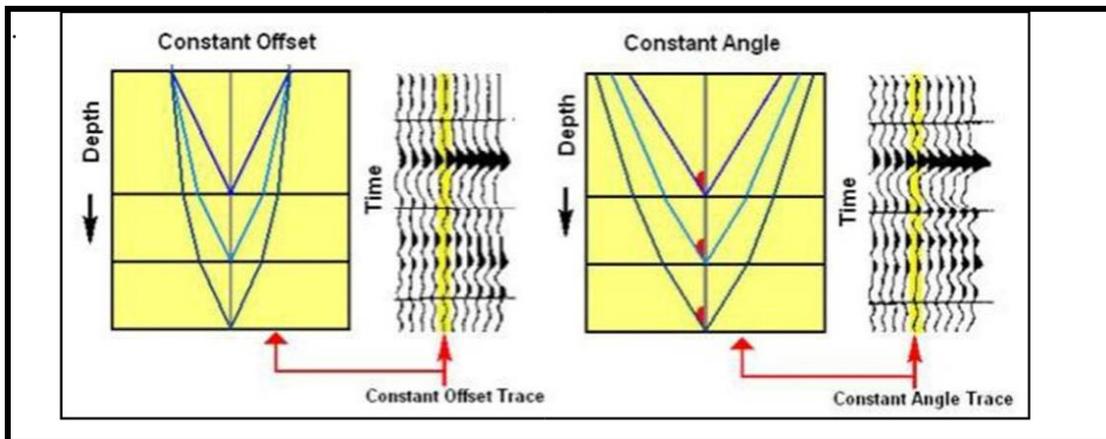


Figure VI.14: Représentation de la transformation de CDP gather à l'angle gather

La méthode utilisée est la méthode de tracé de rayon basée sur la relation entre offset et angle d'incidence donnée comme suit :

$$\tan \theta = \frac{x}{2d} \quad (\text{VI-2})$$

Tel que :

X : Offset.

θ : Angle d'incidence.

d : Profondeur.

$$d = \frac{V_{RMS} t_0}{2} \quad (\text{VI-3})$$

Avec :

V_{RMS} : Vitesse quadratique moyenne.

t_0 : Temps vertical double.

Sachant que l'équation du paramètre de rayon est :

$$\sin \theta = X V_{int} t V_{RMS} \quad (\text{VI-4})$$

L'angle d'incidence de l'onde P pour chaque temps d'échantillonnage est calculé par l'approche du paramètre du rayon. En présence d'un tableau de vitesses, cette méthode crée un ensemble de traces pour chaque gather, et chaque trace correspond à un angle d'incidence particulier.

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

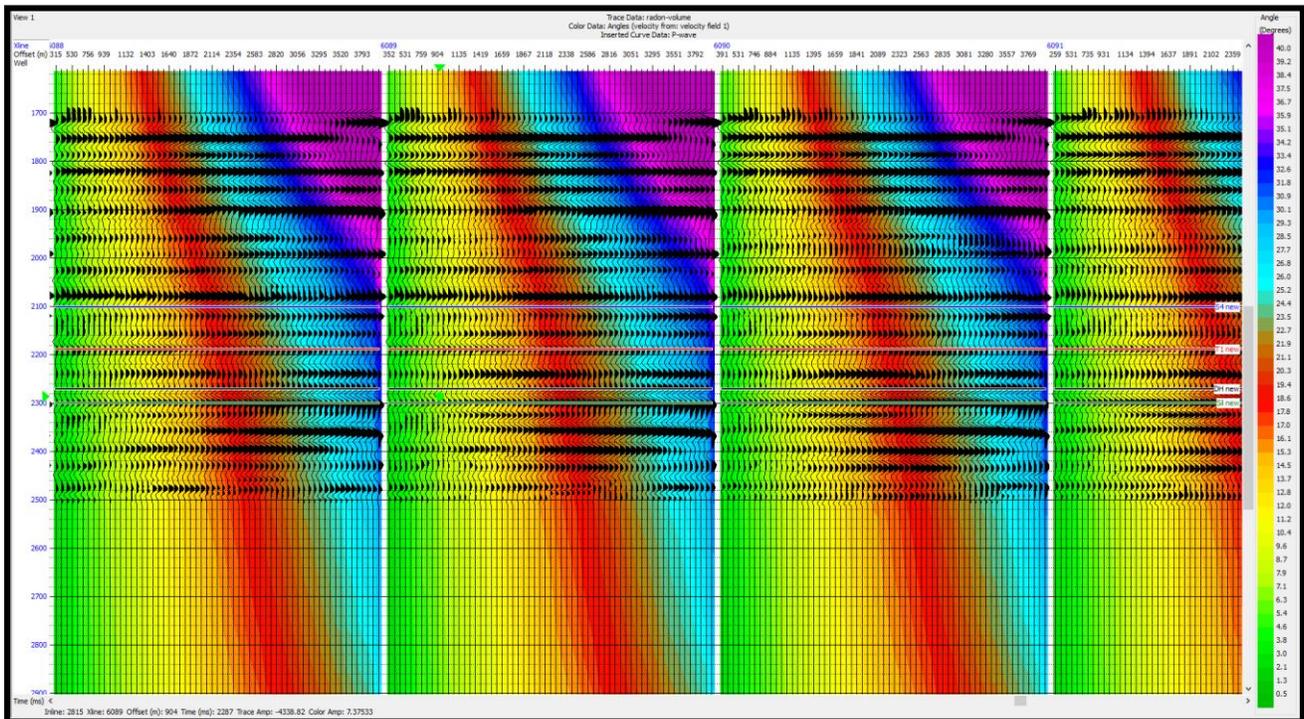


Figure VI.15: Angle gathers, attribut de couleur: angle d'incidence

VI-7 Principe de la décomposition en stack partiel :

Deux éléments généralement sont considérés lors de la décomposition en stacks partiels,

- L'angle d'incidence maximal et l'angle minimal de l'intervalle d'intérêt doivent être déterminés.
- Le nombre de stacks partiels doit être défini.

Théoriquement plusieurs partiels stacks pourraient être mieux servir pour la préservation des amplitudes. Pratiquement 3 à 5 stacks partiels sont acceptables en termes du rapport S/B, temps de calcul, la corrélation ainsi que l'extraction des ondelettes.

A partir de l'analyse de la (Figure VI.15) on peut déterminer la plage des angles qu'on va l'utiliser pour la création des Angles-gather.

L'intervalle allant de 2° au minimum à 32° au maximum.

Nous avons décomposé cet intervalle en trois parties pour générer trois stacks partiels afin de réaliser l'étude d'inversion pré-stack :

Near (proche): [2°-14°]

Middle (intermédiaire): [12°-22°]

Far (éloigné): [20°-32°]

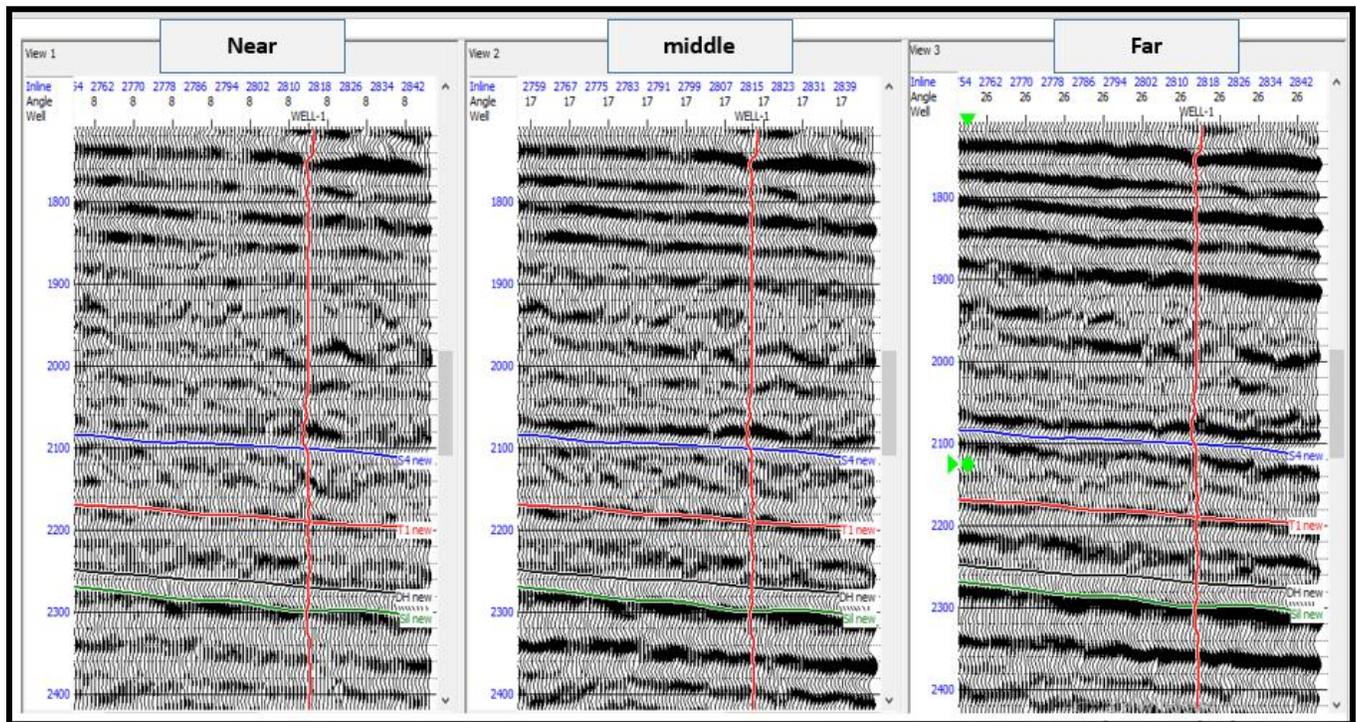


Figure VI.16: angles stacks

VI-8 Corrélation Puits-Sismique (Well tie) et extraction des ondelettes :

VI-8-1 calibration du sonique (correction check-shot) :

La première étape c'est de faire l'opération de la correction check-shot qui modifie la table de conversion associée au log des vitesses de l'onde P (sonique). Les mesures des diagraphies débutent

juste au-dessous du mur du casing, ce qui nécessite de compléter ce manque par l'utilisation de la table du Check-shot, la nouvelle table de conversion temps-profondeur crée permet d'améliorer la correspondance entre la trace synthétique et la sismique réelle.

- Input time.
- Corrected time.
- Drift curve.

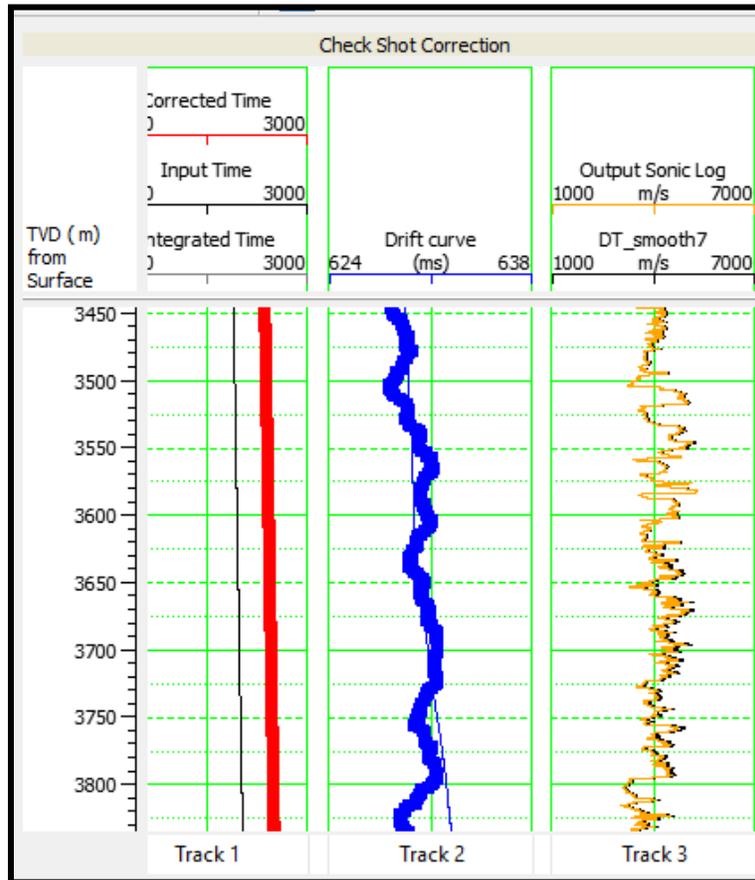


Figure VI.17: Corrections Check Shot pour le puits well 1

VI-8-2 Extraction des ondelettes statistiques :

Cette étape consiste en extraction de l'ondelette statistiquement par l'utilisation de l'autocorrélation de la trace sismique au voisinage de chaque puits. Cette ondelette statique doit être convoluer avec la série de réflectivité calculée à partir des impédances acoustiques pour générer le film synthétique.

Donc pour obtenir les meilleurs résultats de corrélation entre les données des puits et les données sismiques l'extraction de l'ondelette est faite de chaque stack partiel.

La (Figure VI.18) représente un exemple des différentes ondelettes statistiques du puits Well 1.

Les trois ondelettes obtenues disposent d'un spectre d'amplitude identique à celui des données sismiques inclus dans la fenêtre d'analyse et un spectre de phase supposé nul.

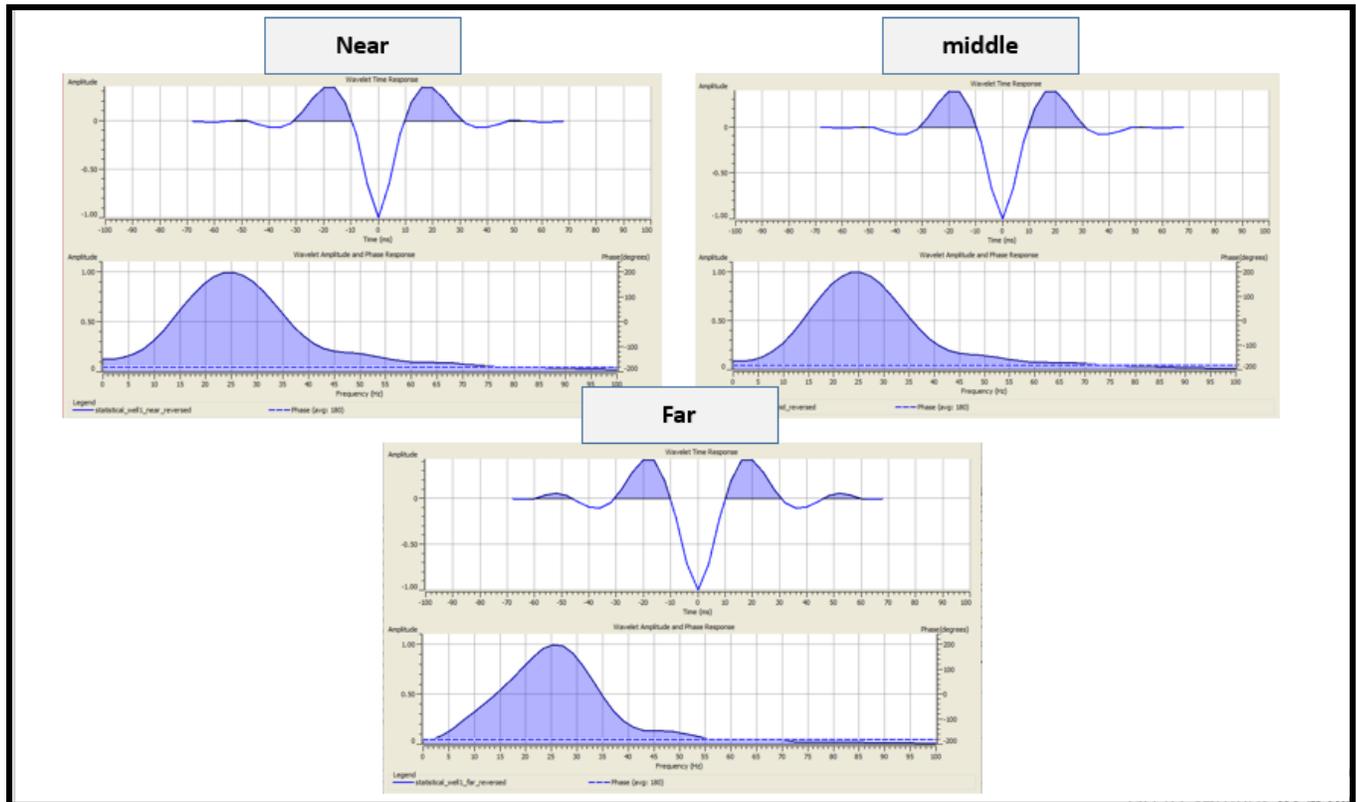


Figure VI.18: Les différentes ondelettes statistiques du Puits Well 1

VI-8-3 Calage sismique-puits :

Après l'estimation statistique des ondelettes, on peut passer à la phase de corrélation, il s'agit ici d'un processus qui a pour but d'améliorer la corrélation en temps entre les événements sismiques du film synthétique et ceux des données réelles au sein de chaque gamme d'angles d'incidence. La corrélation est effectuée pour chaque puits sur des données sismiques sommées.

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.

Les figures (VI.19, VI.20, VI.21 et VI.22) illustrent le résultat de corrélation après suppression de décalage estimé précédemment dans les quatre puits.

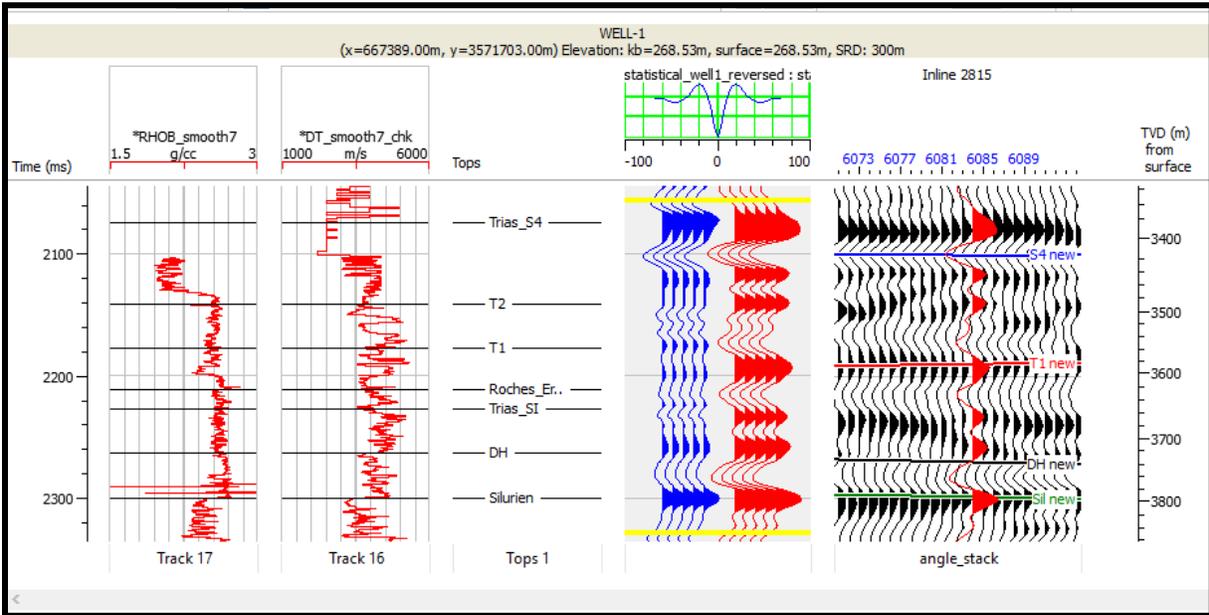


Figure VI.19: Calage film synthétique et sismique pour Well 1

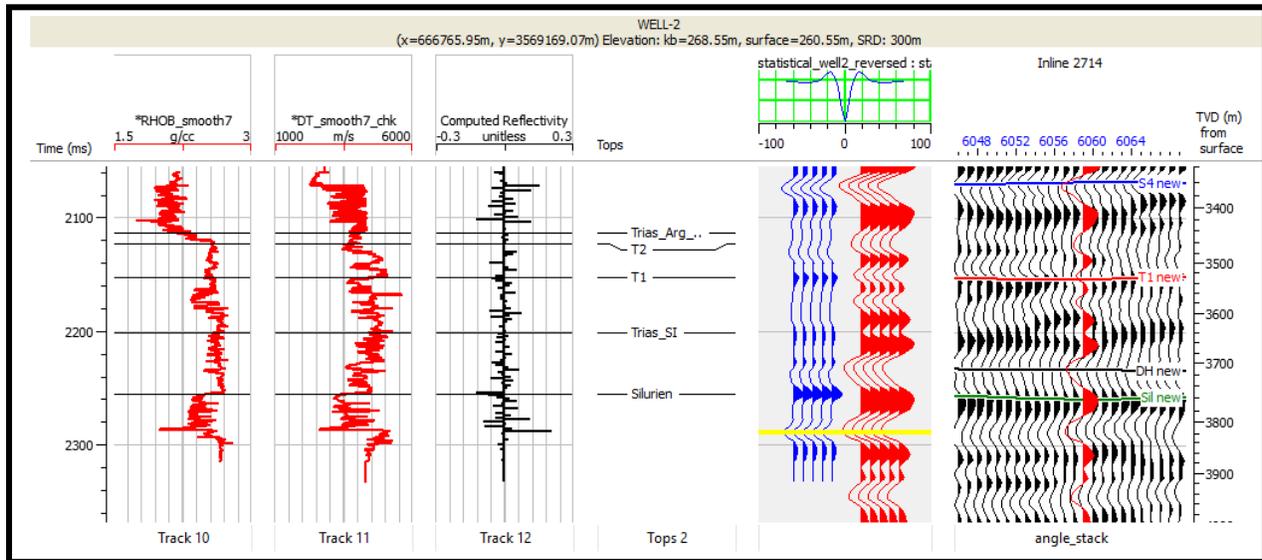


Figure VI.20: Calage film synthétique et sismique pour Well 2

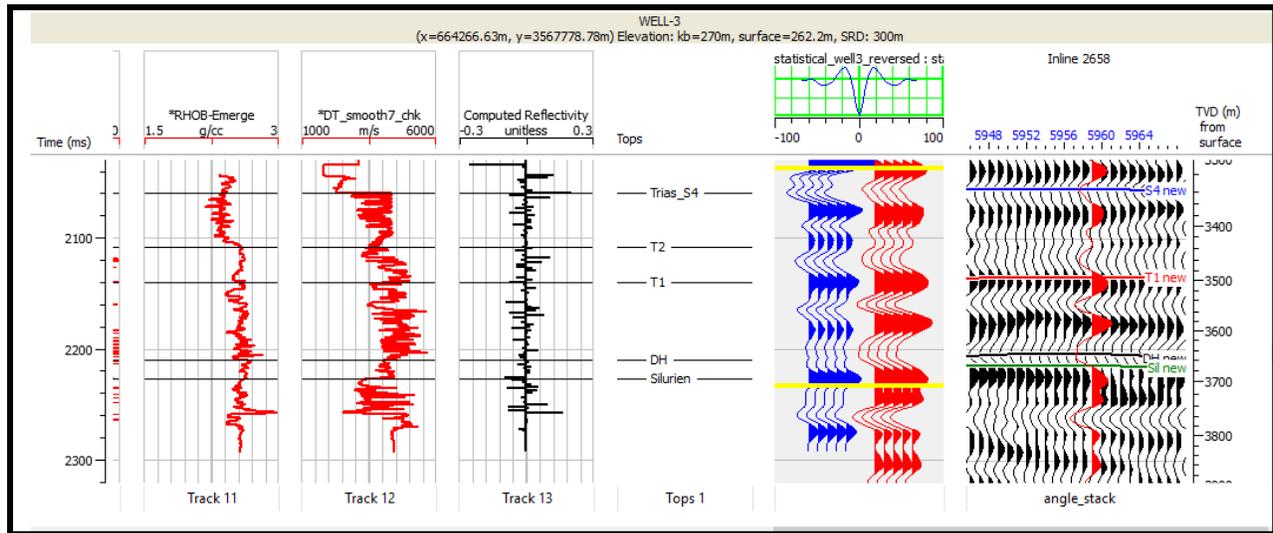


Figure VI.21: Calage film synthétique et sismique pour Well 3

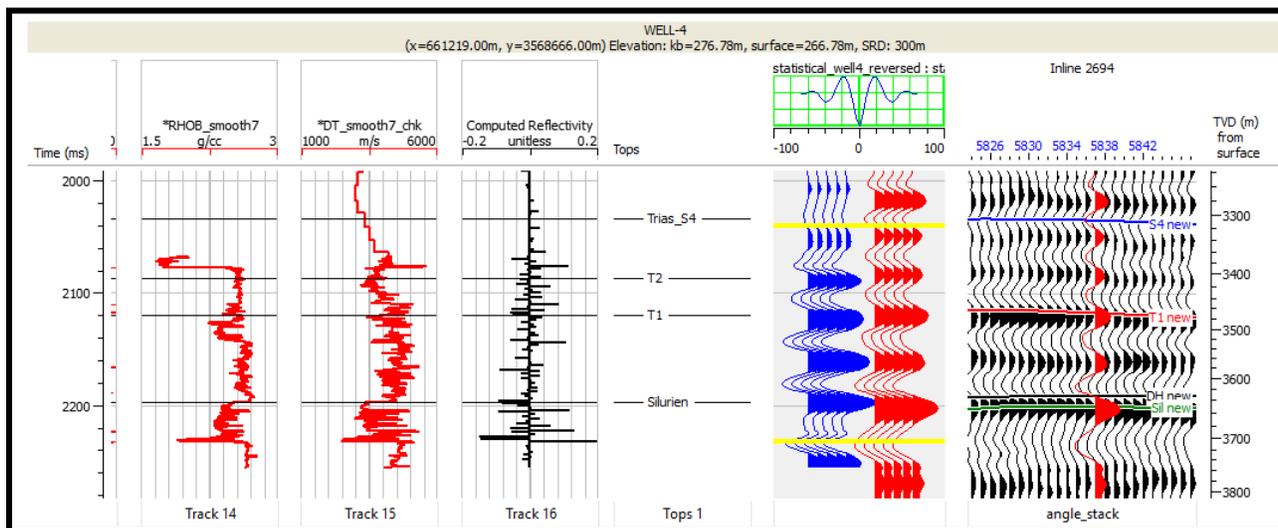


Figure VI.22: Calage film synthétique et sismique pour Well 4

Une fois le processus de corrélation terminé et la relation temps-profondeur des différents puits est corrigée, on entame la dernière étape qui est réservée à l'extraction des ondelettes moyennes (réelles).

VI-8-4 extraction des ondelettes moyennes :

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

plus d'ambiguïté dans la résolution du problème inverse. La solution pratique est l'extraction d'une seule ondelette « dite moyenne » pour chaque stack partiel comme il est montré par la figure VI.23.

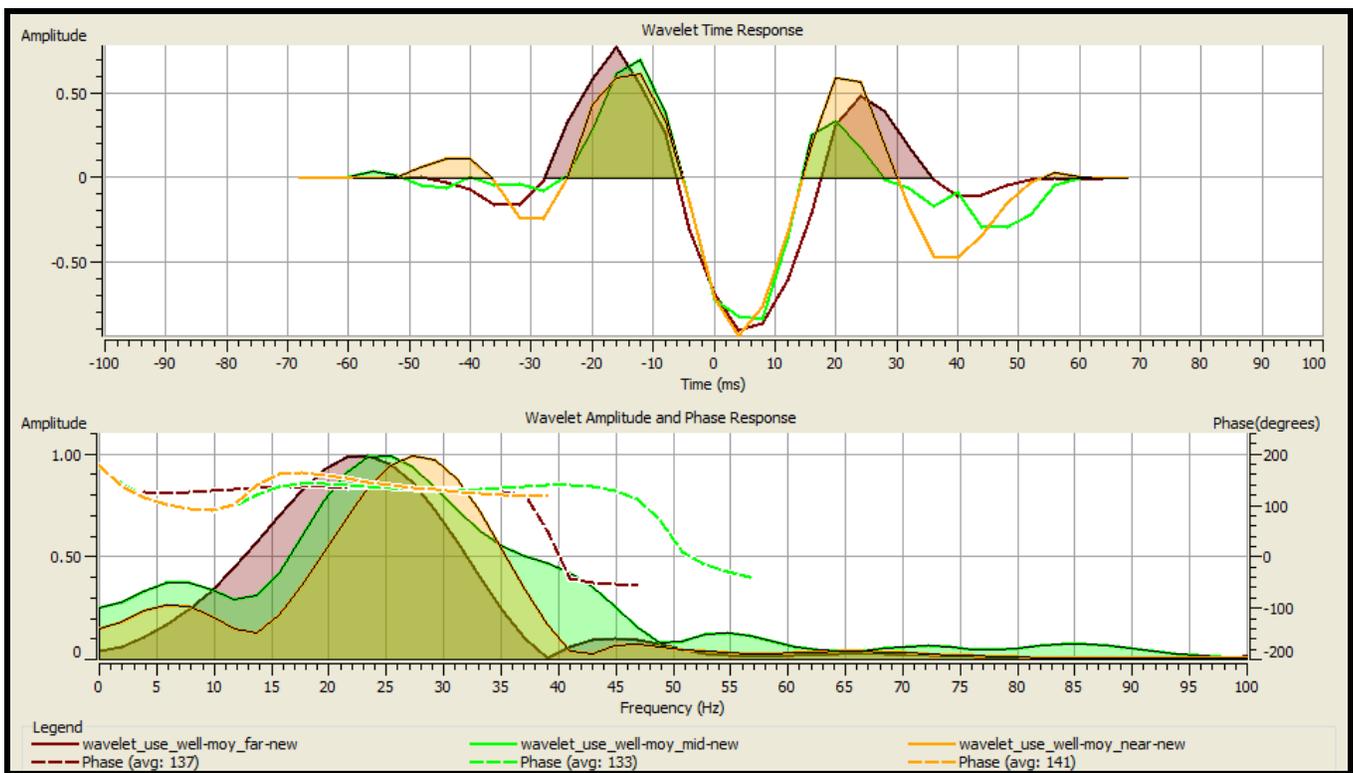
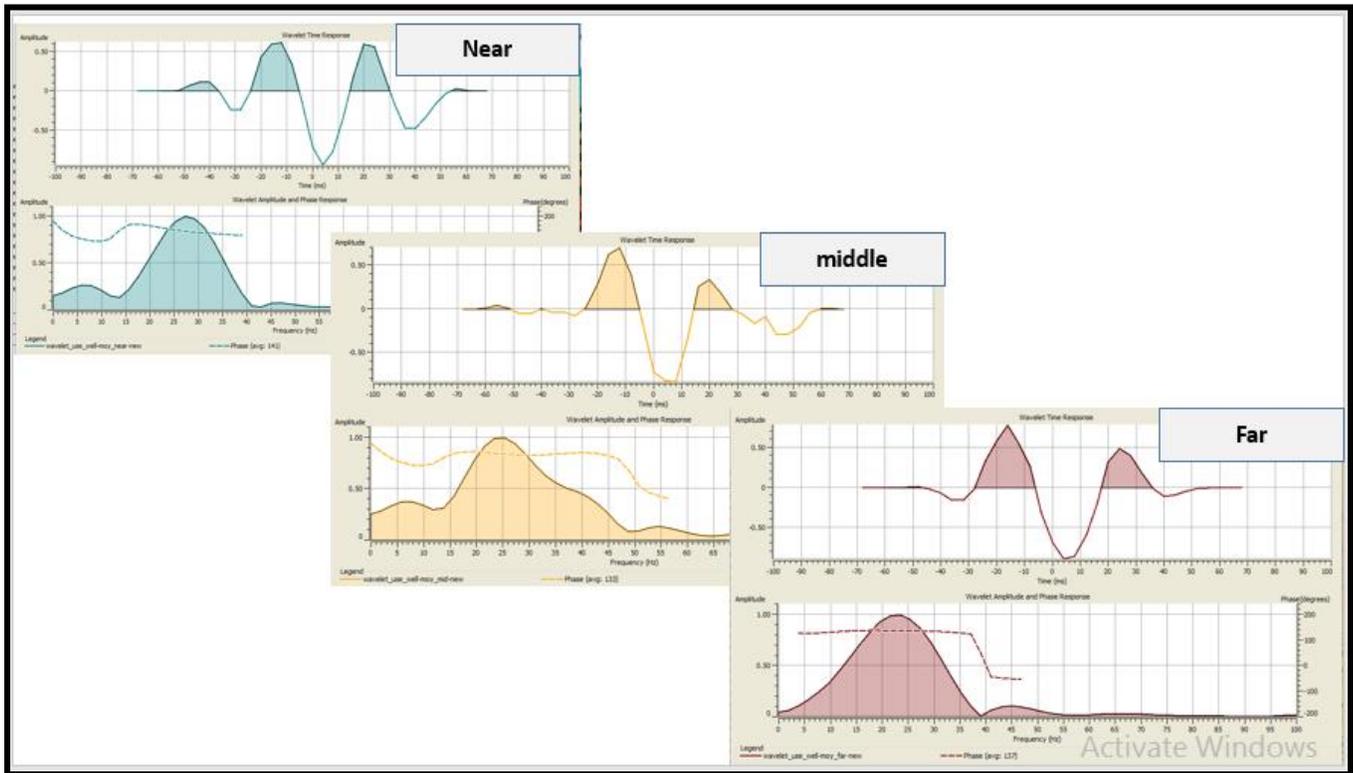


Figure VI.23: les ondelettes moyennes des trois gammes

VI-9 Processus d'inversion :

VI-9-1 Construction des modèles initiaux :

Un modèle initial est un volume qui définit un paramètre sismique, que l'impédance acoustique et la densité. Le modèle a été construit en utilisant les logs de V_p et V_s et le log de la densité au niveau des puits. A partir de ces logs, on a construit les logs d'impédance Z_p et Z_s , qui ont été interpolés entre les puits pour construire les modèles en utilisant des horizons interprétés comme guide de structure. Pour la construction de notre modèle initiale nous avons utilisé les données de diagrapie des puits. Pour récupérer les basses fréquences sismiques non enregistré, les modèles ont été filtrés en utilisant un filtre passe-bas de 10Hz, 15 Hz

La (Figure VI.24) montre les trois modèles initiaux de Z_p , Z_s et ρ consécutivement :

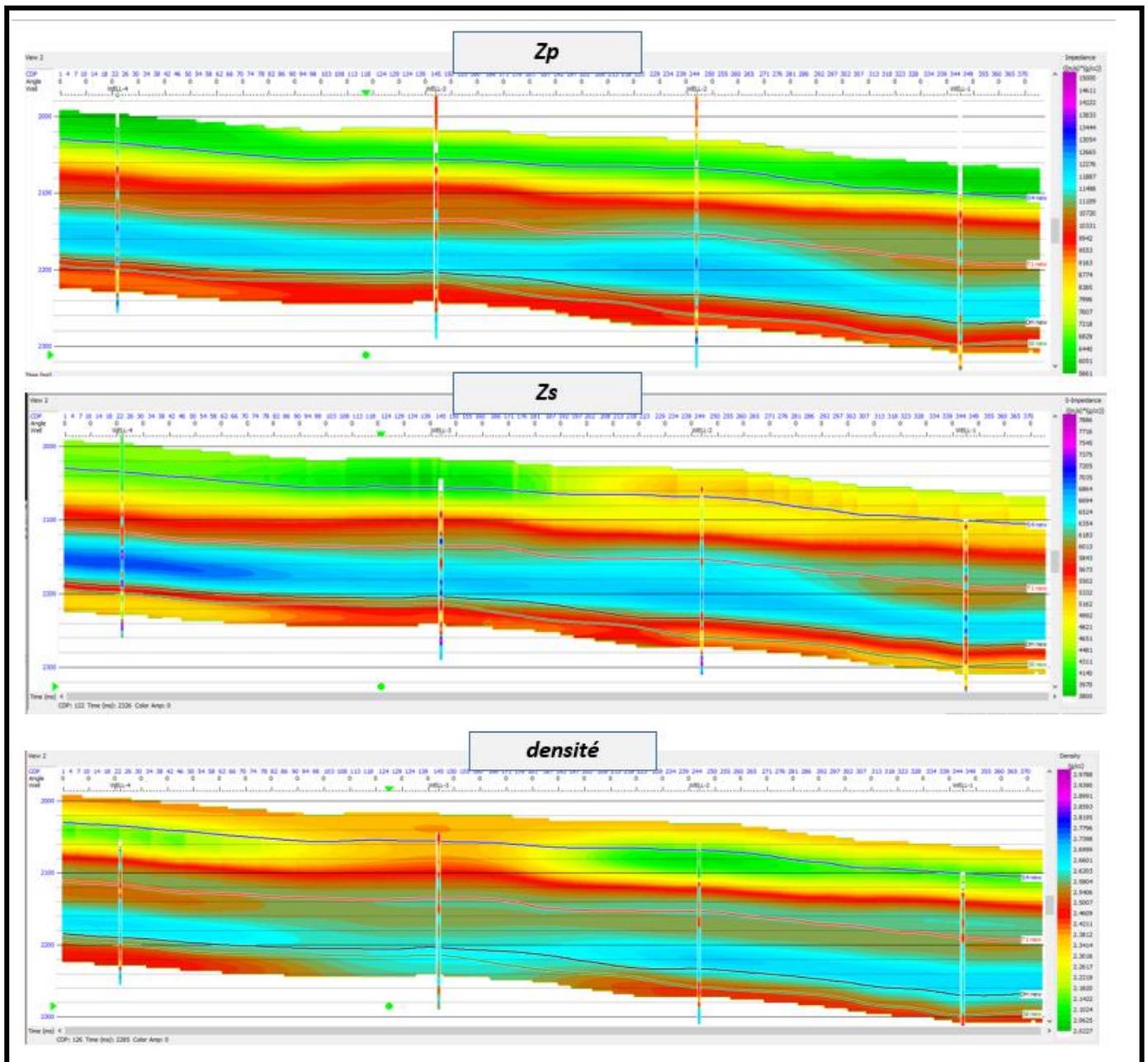


Figure VI.24: les modèles initiaux passant par les quatre puits

VI-9-2 Analyses d'inversion aux puits :

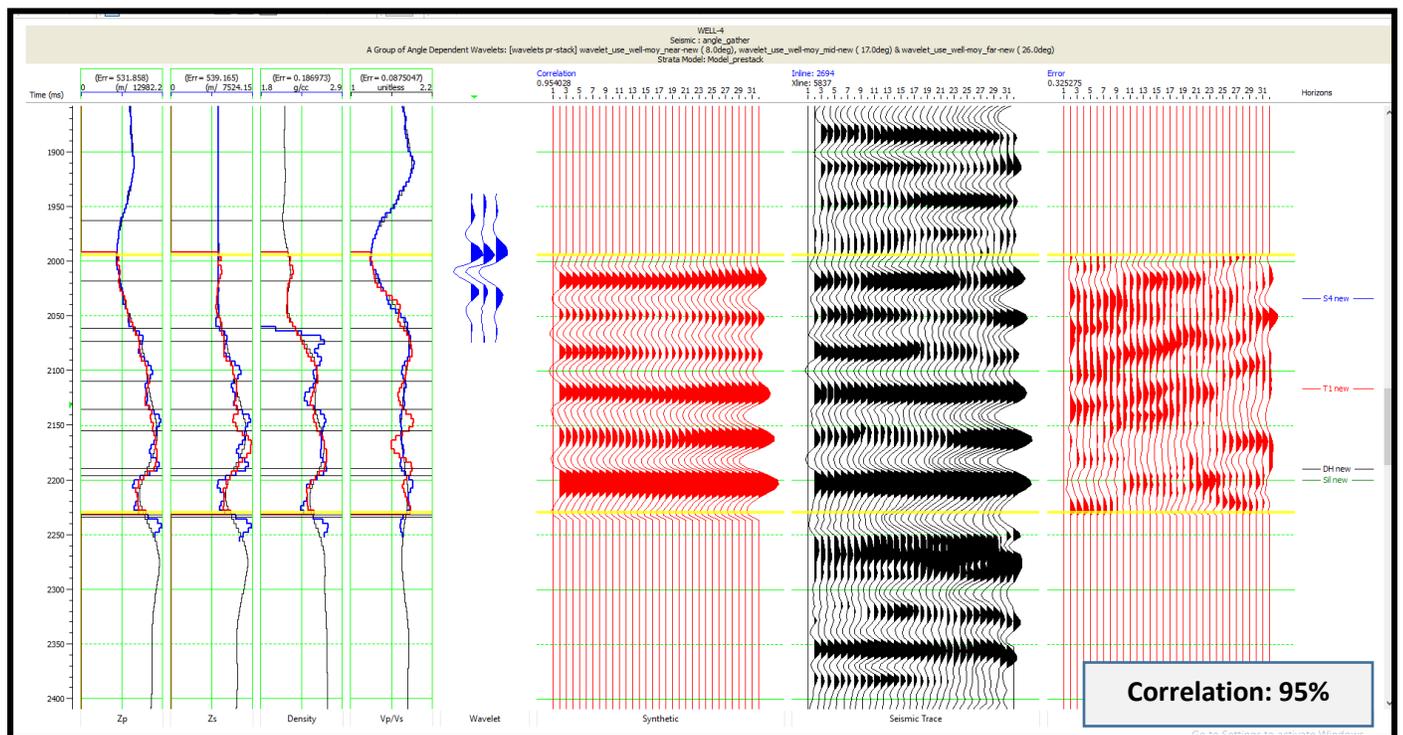
Après avoir construit les modèles initiaux, à partir desquels sera estimé la réflectivité, qui sera convolué avec une ondelette pour chaque angle d'incidence et avant de lancer l'algorithme d'inversion sur tout le volume sismique on doit faire une analyse d'inversion au niveau des puits est nécessaire pour assurer une meilleure paramétrisation de cet algorithme. Ce dernier consiste à perturber le modèle pour minimiser l'écart entre la sismique et le synthétique, par la méthode du gradient conjugué.

Les deux principaux intérêts de lancer l'inversion aux puits en premier sont :

- Détermination du nombre d'itération nécessaire pour la convergence.
- Contrôle de qualité (QC) de l'inversion, par le calcul de la corrélation entre les attributs inversés au niveau du puits avec les logs enregistrés.

Après plusieurs analyses, on a trouvé :

- La convergence de l'algorithme après 30 itérations.
- Les résultats d'inversion aux puits ont un coefficient de corrélation de l'ordre de 0.95 avec les logs enregistrés.



VI-9-3 Inversion du volume sismique 3D :

Une fois les paramètres d'inversion déterminés après l'analyse entamé l'inversion sur tout le volume sismique on obtient :

- Un cube de densité.
- Un cube d'impédance acoustique P.
- Un cube d'impédance de cisaillement S.

Et d'autres attributs V_p , V_s et le rapport V_p/V_s .

Les attributs sont tous présentés sur une ligne arbitraire passant par les quatre puits.

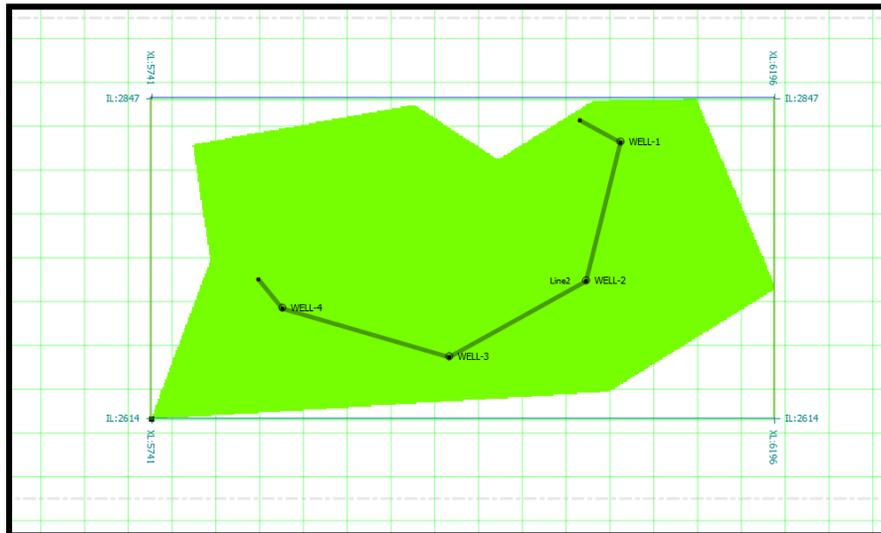


Figure VI.26: ligne arbitraire passant par tous les puits

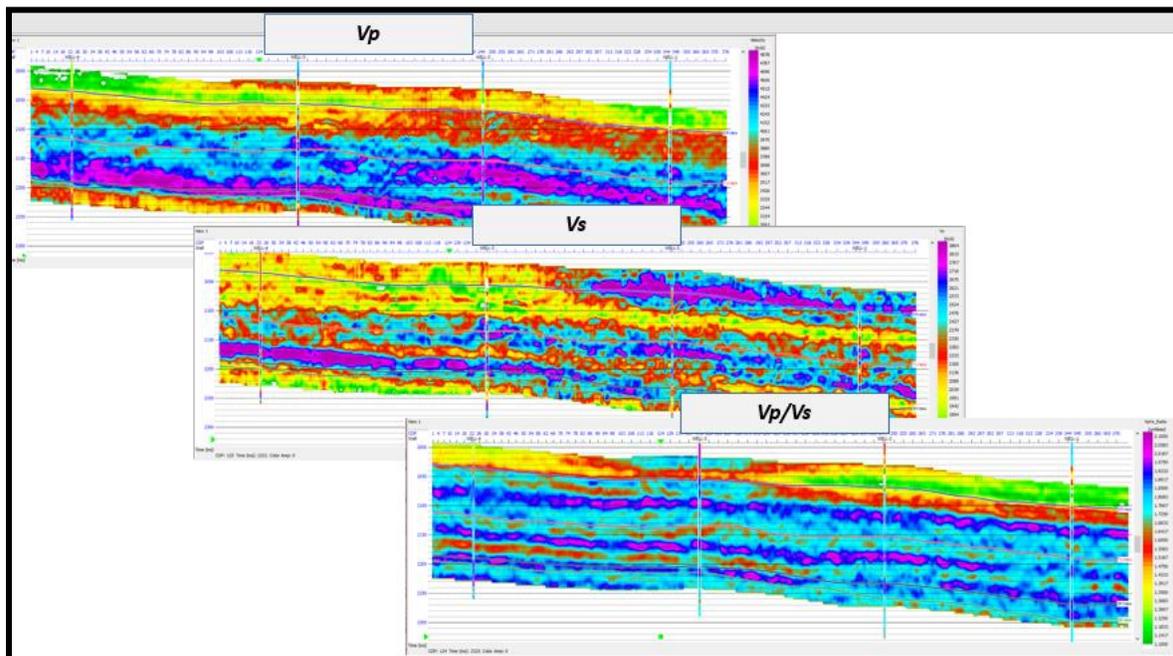


Figure VI.27: les attributs sismique résultant de l'inversion sur la ligne arbitraire passant par tous les puits

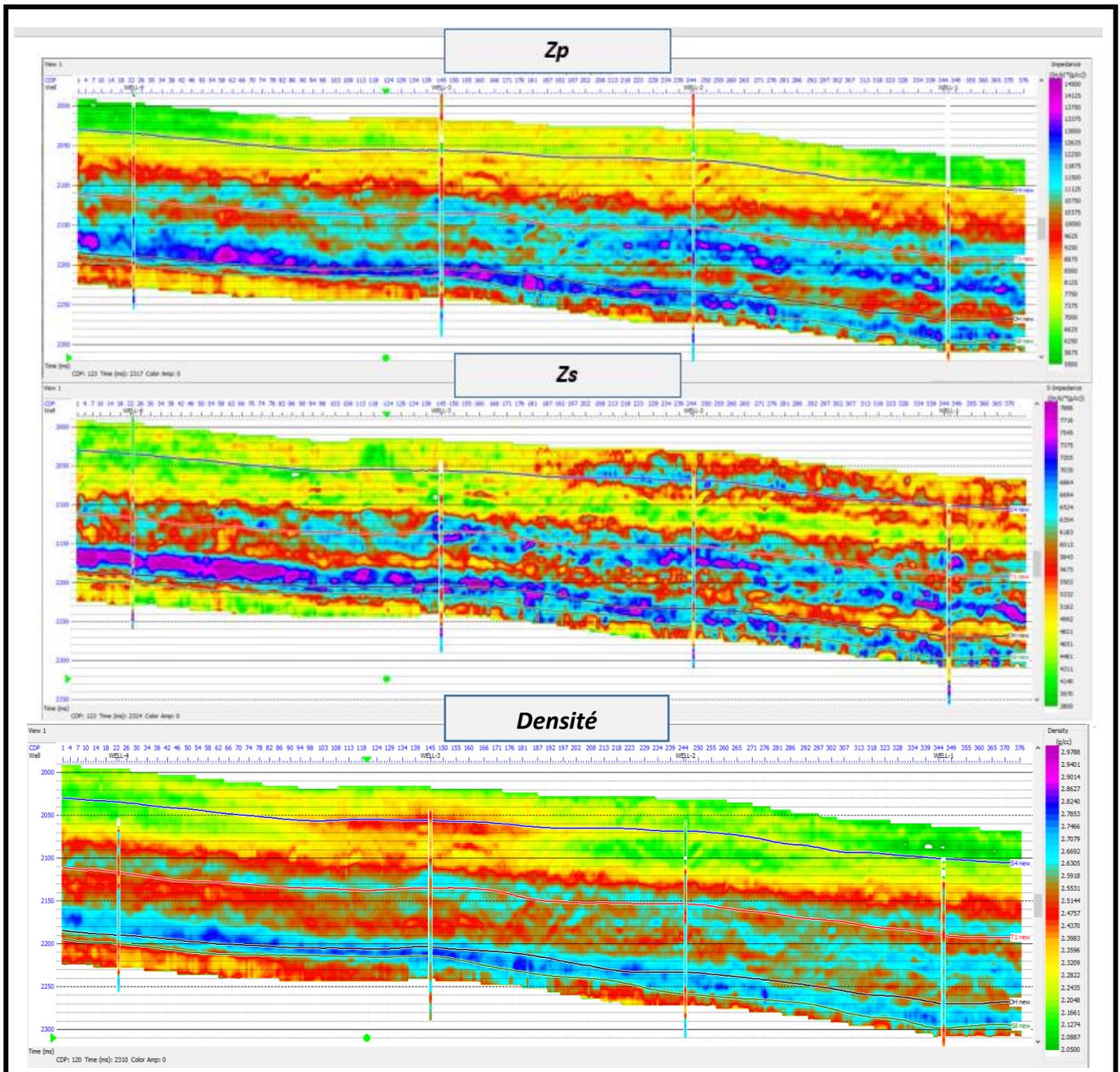


Figure VI.28: résultat d'inversion sur la ligne arbitraire passant par tous les puits

VI-9-4 Transformation LMR (Lambda Mu Rho) :

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

On a :

$$V_s = \sqrt{\frac{\mu}{\rho}} \quad (\text{VI-5})$$

Tel que : $\mu = V_s \rho^2$

Et comme : $Z_s = V_s \rho$

Alors :

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

On a aussi :

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

Tel que : $\lambda = V_p^2 \rho - 2\mu$

Et : $Z_p = V_p \rho$

Alors :

$$\lambda \rho = Z_p^2 - 2Z_s^2 \quad (\text{VI-8})$$

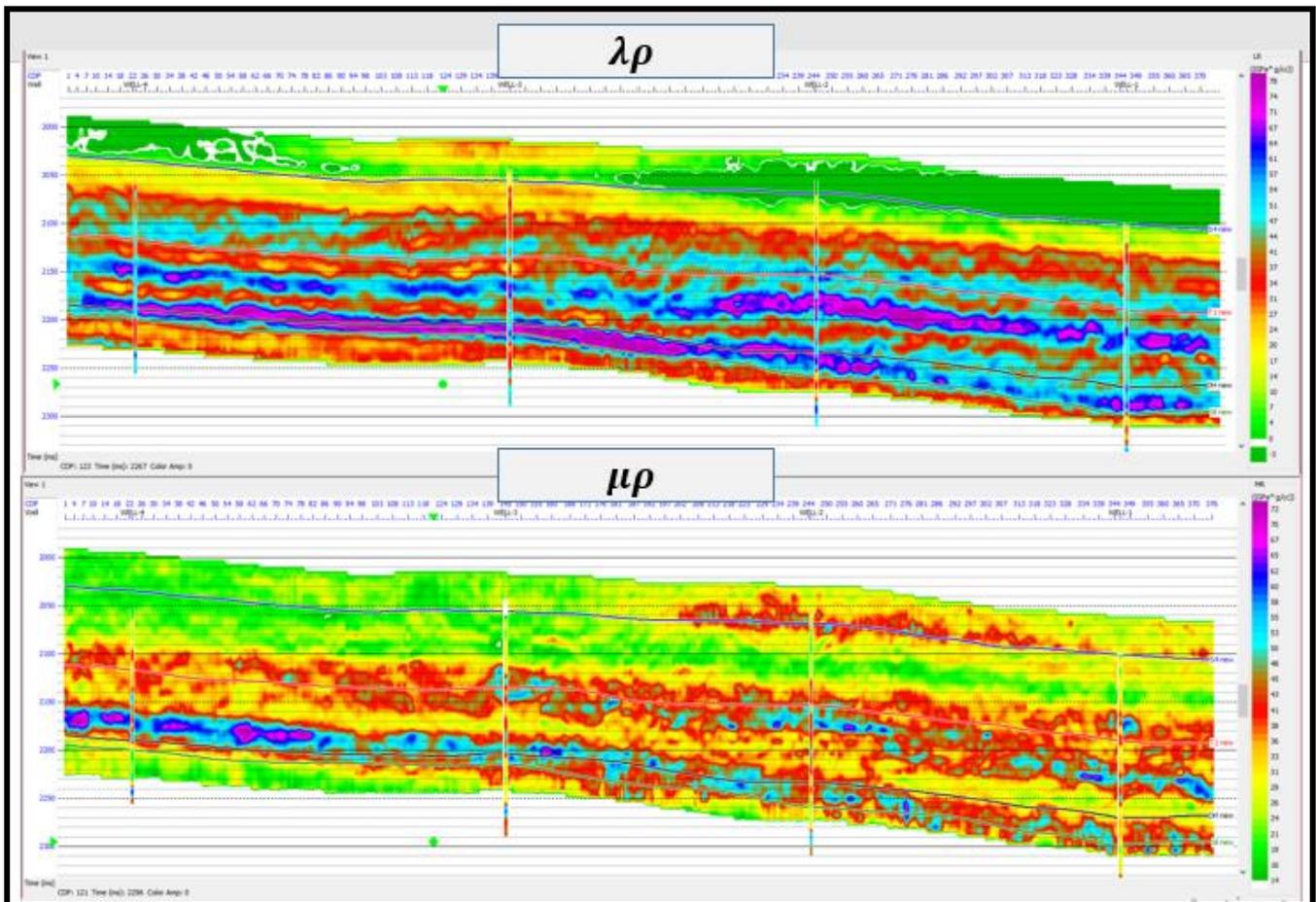


Figure VI.29: Lambda, Mu et Rho sur la ligne arbitraire

L'inversion sismique prés stack nous a construite un modèle des paramètres élastiques qui représente la distribution spatiale de chaque paramètre tel que l'impédance acoustique de l'onde P et S et leurs

vitesse, la densité, le coefficient de poisson ainsi les paramètres (Lambda Rho et Mu Rho), ces volumes se représentent de la forme des volumes 3D.

Les résultats obtenus serviraient dans le calcul des paramètres pétro-physiques (paramètres réservoir) dans la prochaine étape de cette étude.

VI-9-5 Coefficient de Poisson σ :

C'est le rapport de la déformation transversale et la déformation longitudinale (entre compression et dilatation dans une direction perpendiculaire). Ce paramètre permet de caractériser la contraction de la roche perpendiculairement à la direction de l'effort appliqué.

Le coefficient de Poisson est toujours inférieur ou égal à 1/2, S'il est égal à 1/2 le matériau est parfaitement incompressible.

Ce paramètre peut être déterminé par la formule suivante :

$$\sigma = \frac{\frac{1}{2}\left(\frac{V_p}{V_s}\right)^2 - 1}{\left(\frac{V_p}{V_s}\right)^2 - 1} \quad (\text{VI-9})$$

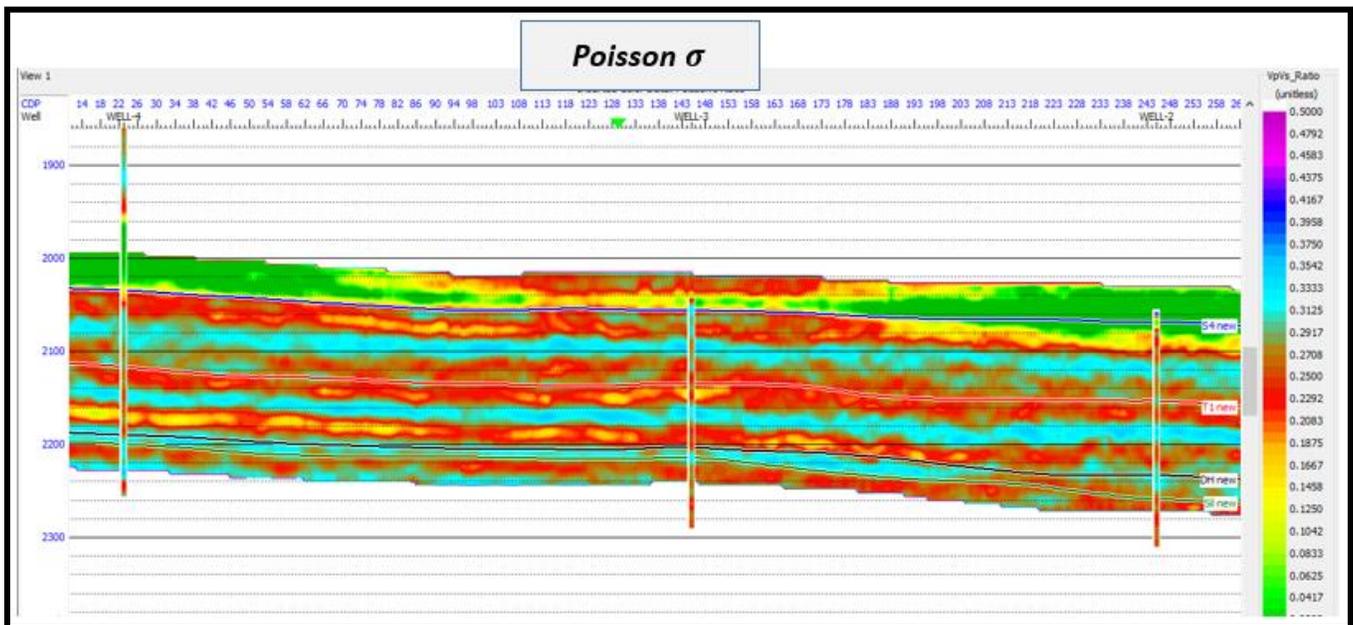


Figure VI.30: Coefficient de poisson σ sur la ligne arbitraire

VI-10 caractérisation du réservoir :

Dans cette partie on applique la méthodes géostatistique mentionnée au paravent afin de générer les volumes pétrophysiques. Volume d'argile (Vsh), la porosité effectif (PHIE), et la saturation en eau (Sw), en utilisant les résultats de l'inversion, et celle de l'évaluation pétrophysiques (Logs), ainsi que les attributs sismiques, comme données d'entrée.

On a utilisé les données de puits (données pétrophysiques) des trois puits

- Well 1
- Well 2
- Well 4

Pour vérifier la fiabilité des trois relations générées on fait une application au niveau des puits et la Figure VI.31 illustre cette dernière (exemple du Vsh) :

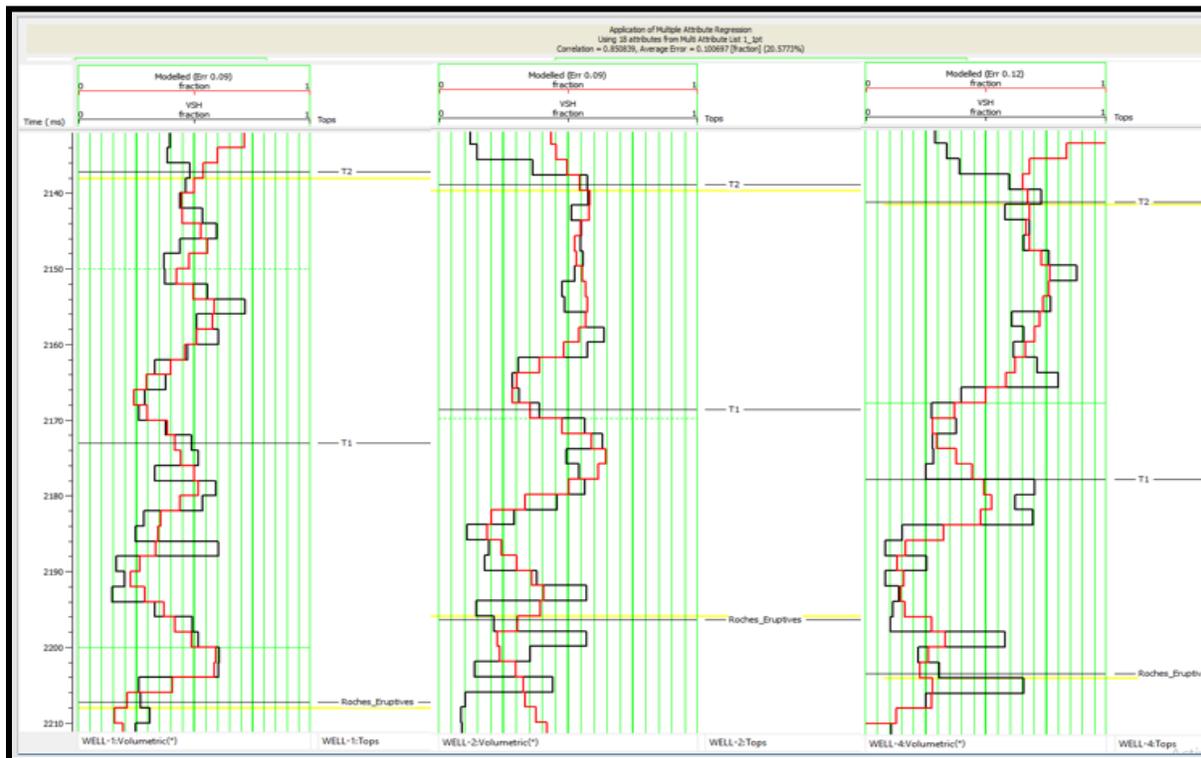


Figure VI.31: Application de la loi générée par la régression multi-attributs au niveau des trois puits

On a :

- Corrélation = 0.85
- Erreur RMS = 0.12 (fraction)

Après avoir vérifié toutes les relations au niveau des puits on l'applique sur le volume et on obtient un résultat affiché sur les figures qui suivent et qui illustre la distribution du volume d'argile (Vsh), la porosité effective (PHIE) et la saturation en eau (Sw).

Les résultats sont représentés sur une ligne arbitraire qui passe par les puits well 1, well 2, well 4.

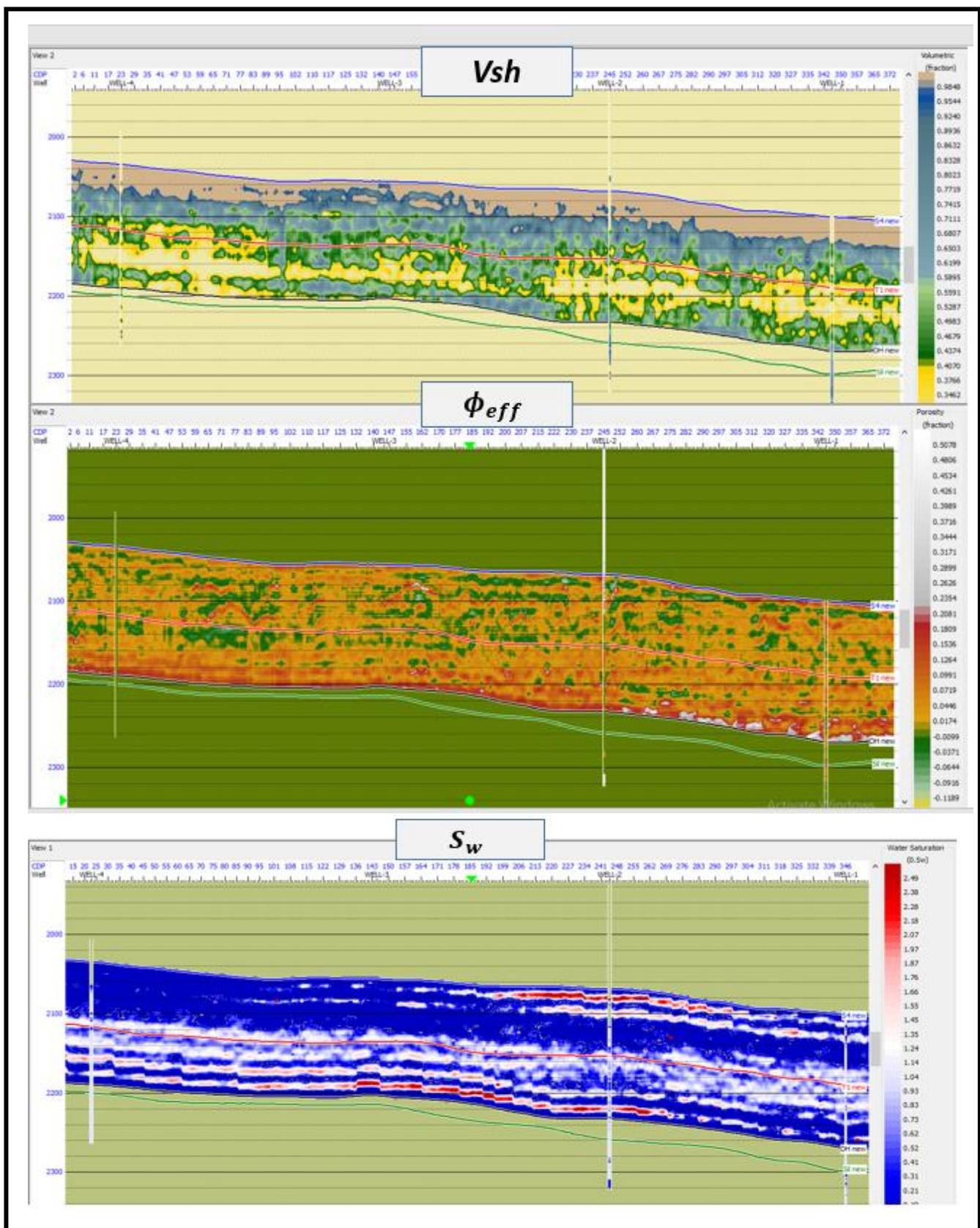


Figure VI.32: les volumes de la caractérisation résultants de la méthode géostatistique sur la ligne arbitraire

VI-11 Interprétation des résultats :

Après estimation de tous les attributs (paramètres pétrophysiques), on passe à l'interprétation des résultats qui consiste à étudier d'une manière qualitative et quantitative le caractère géologique relatif aux divers paramètres physiques et le contenu en fluide afin de cartographier le réservoir, identifier et délimiter les zones à hydrocarbures. Cette interprétation est basée sur une combinaison de tous les attributs.

Donc une fois les paramètres acoustiques et élastiques du modèle obtenus de l'inversion et les paramètres pétrophysiques obtenus de la caractérisation, ces derniers seront interprétés dans le but de :

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

VI-11-1 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 T1 + 8ms. Nous allons donc générer un slice pour chaque attribut, afin d'en étudier les variations au niveau réservoir.

Les time slice nous permettent de voir la distribution spatiale de chaque paramètre à l'échelle de notre zone d'étude.

L'interprétation est basée sur la combinaison de plusieurs attributs et la caractérisation du réservoir triasique dans notre zone d'étude a été réalisée par la génération des time-slice de dix attributs, trois attributs pétrophysiques :

- Vsh
- Sw
- La porosité effective

Ainsi que sept attributs acoustiques et élastiques :

- Impédance P
- Impédance S
- Densité
- Coefficient de Poisson σ
- Rapport de $\frac{V_p}{V_s}$
- le produit du module de rigidité avec la densité Mu-Rho $\mu\rho$
- le produit de la densité avec la première constante de Lamé Lambda-Rho $\lambda\rho$

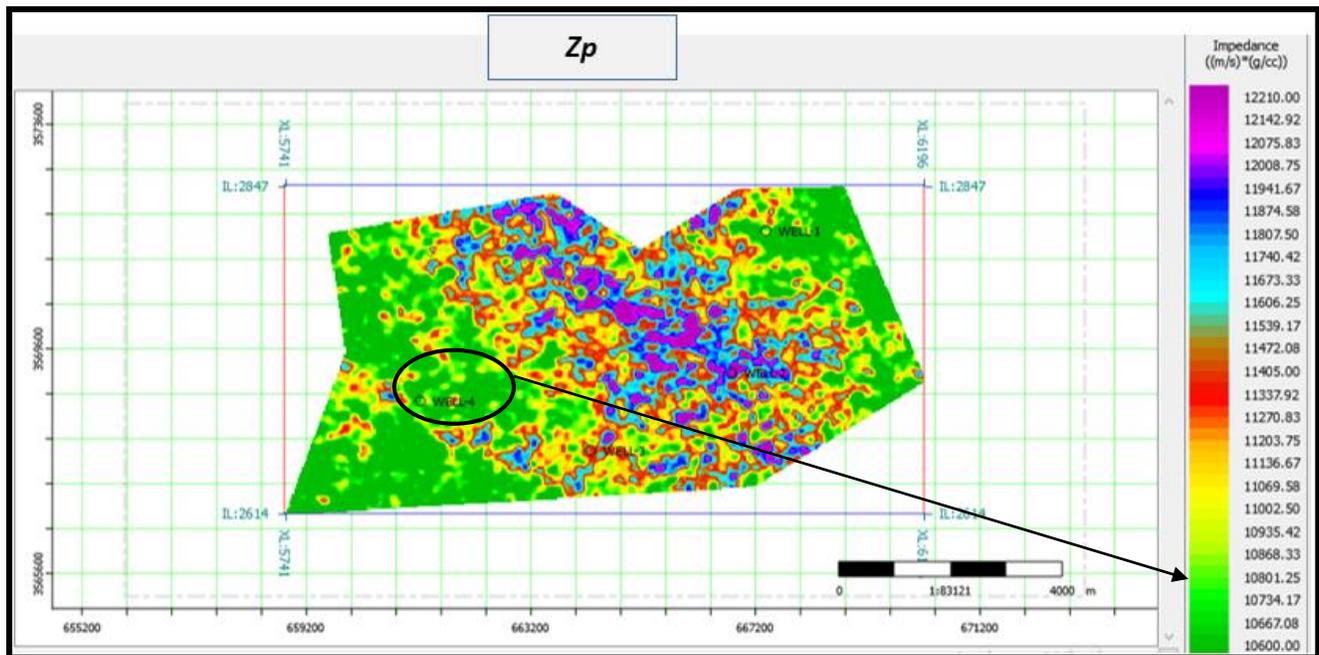


Figure VI.33: Time slice, attribut d'impédance acoustique Z_p

La figure VI.33, illustre les variations des impédances acoustiques au niveau de l'horizon T1 +8ms (niveau réservoir détecté dans le puits), on remarque une chute de l'impédance acoustique dans la zone dans laquelle le puits Well 4 est implanté, ce qui peut être dû à :

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

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

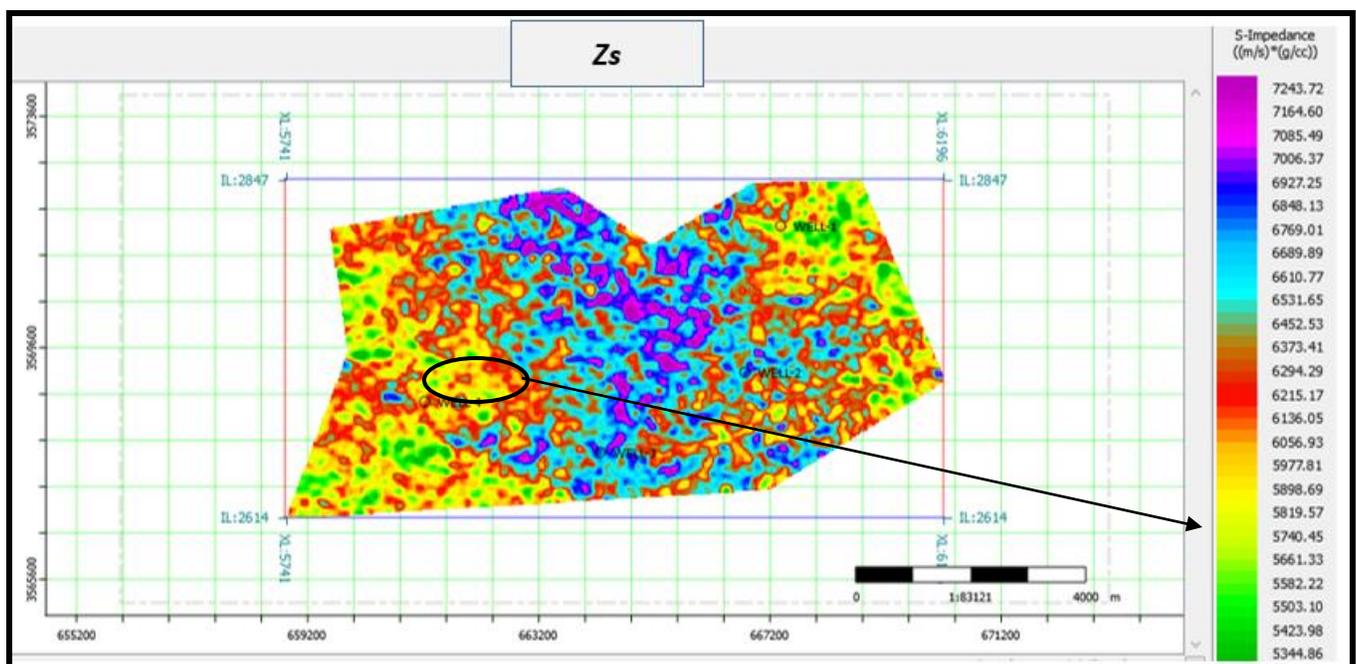


Figure VI.34: Time slice, attribut d'impédance de cisaillement Z_s

La figure VI.34, illustre les variations d'impédances de cisaillement au niveau de l'horizon T1 +8ms on remarque une chute de l'impédance dans la zone avoisinant le puits Well 4, et indiquée dans la figure.

Deux cas de figures peuvent se présenter :

- La chute de l'impédance de cisaillement Z_s est du même ordre de grandeur que la diminution de l'impédance acoustique Z_p , ce qui est dû à un changement lithologique.
- La chute n'est pas du même ordre de grandeur, car l'onde S ne se propage pas dans les fluides, ce qui indique une présence de fluide.

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 due essentiellement à la présence de fluide dans le réservoir, ce qui confirmé par l'analyse du rapport V_p/V_s

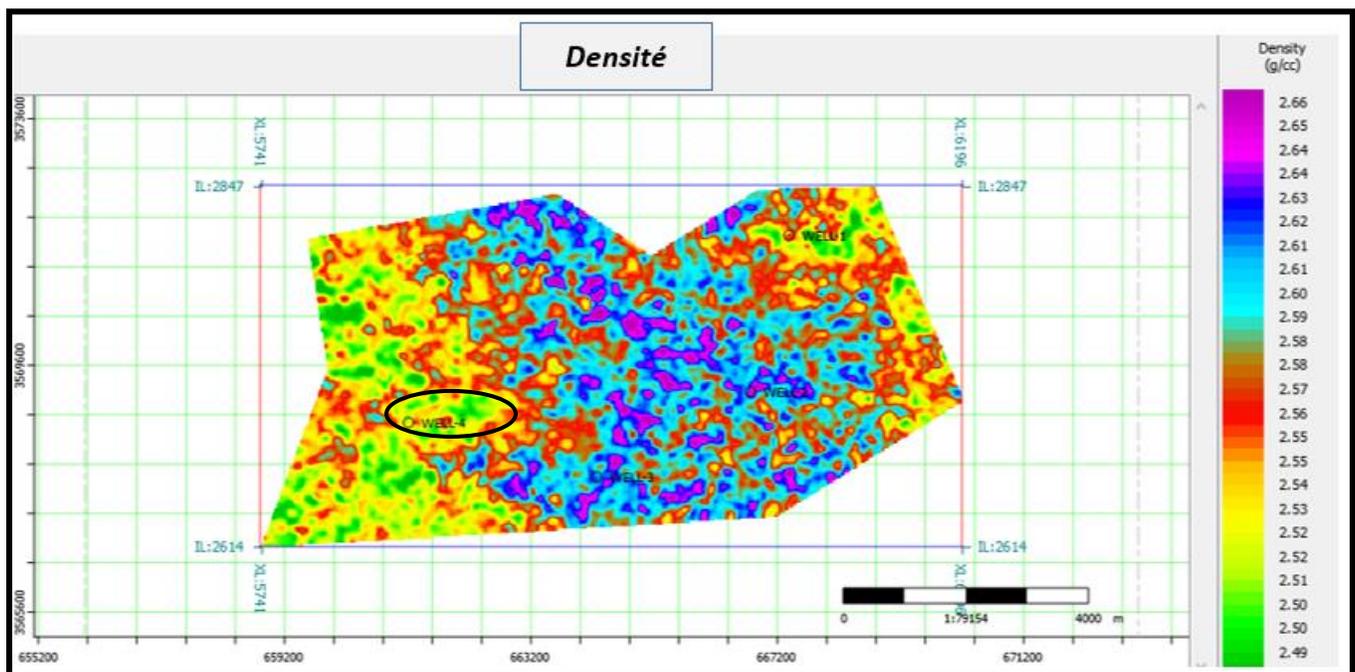


Figure VI.35: Time slice, attribut de la densité

La figure VI.35, illustre les variations de densité au niveau de l'horizon T1 +8ms (niveau réservoir détecté dans le puits). On note une forte diminution de la densité dans la zone avoisinant le puits Well 4, ceci est probablement dû à une présence de gaz.

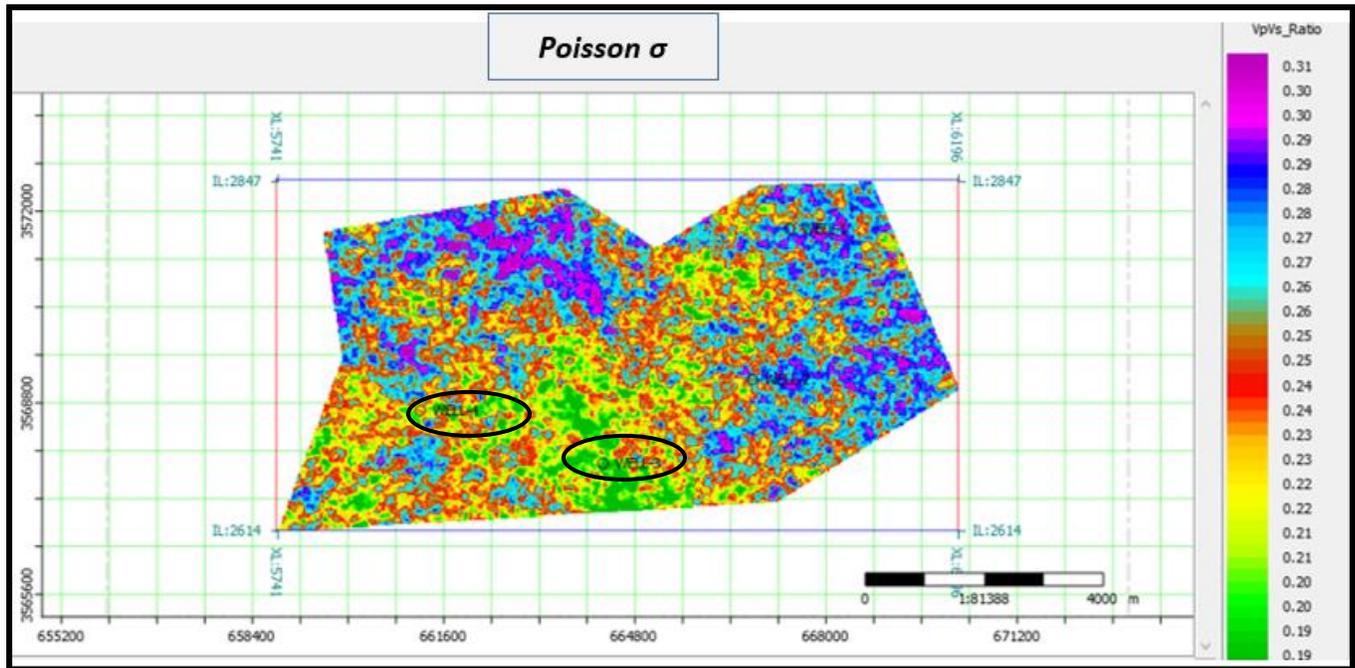


Figure VI.36: Time slice, de coefficient de Poisson σ

Le coefficient de poisson varie entre 0.2 et 0.32, la partie sud de la région EMZNO y compris la partie où se trouve les deux puits productifs Well 4 et Well 3 est caractérisée par un coefficient de poisson faible par rapport aux autres parties de la région d'étude.

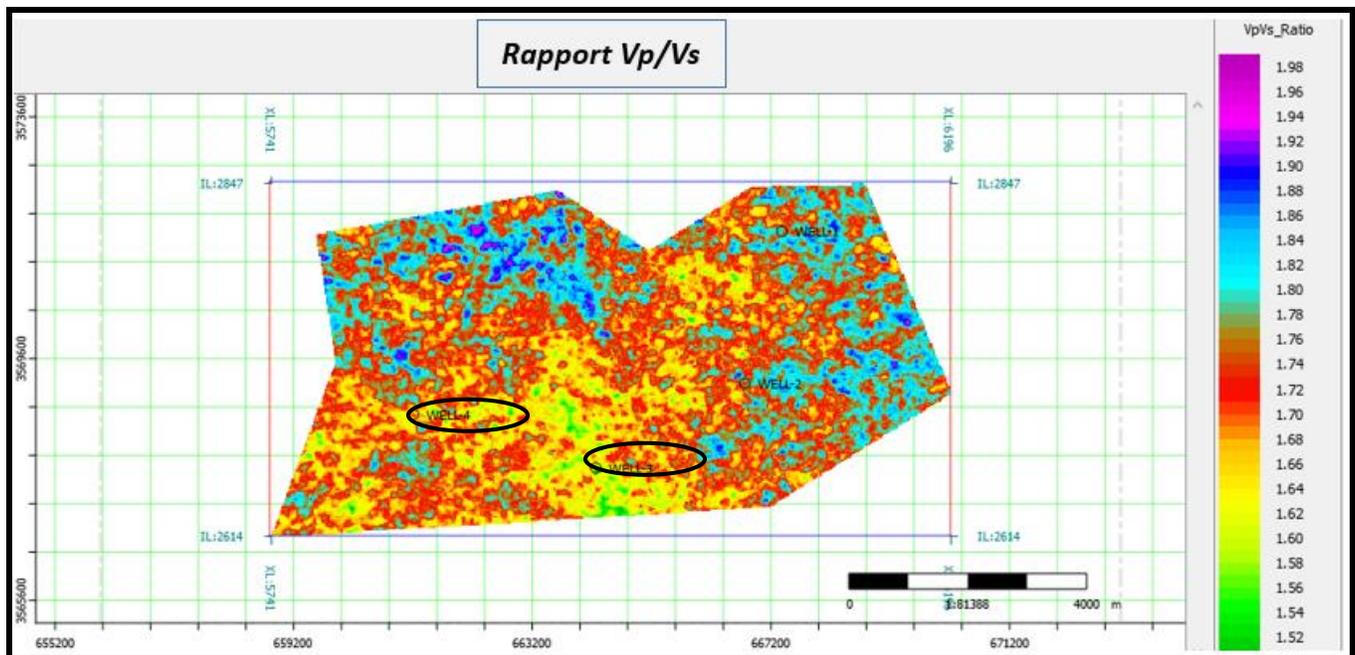


Figure VI.37: Time slice, du rapport de Poisson V_p/V_s

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. (Well 3 et 4)

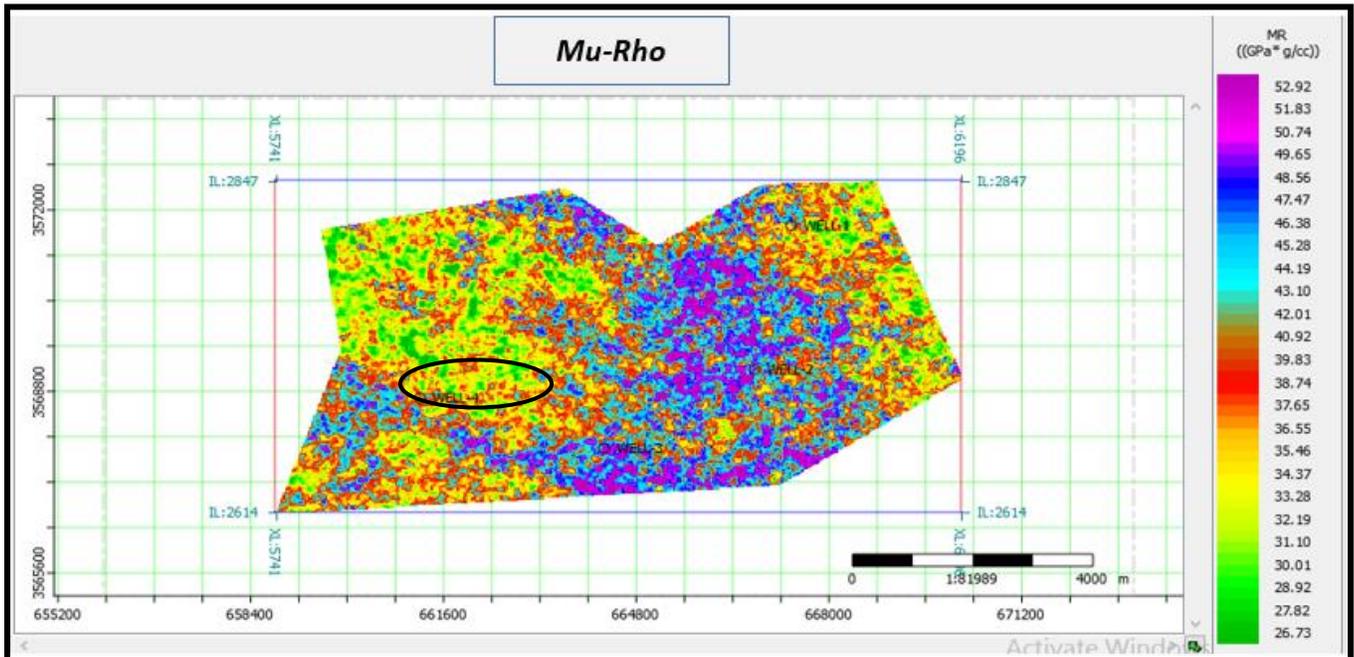


Figure VI.38: Time slice, Mu-Rho

La figure VI.38, illustre les variations du module de $\mu\rho$ 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.

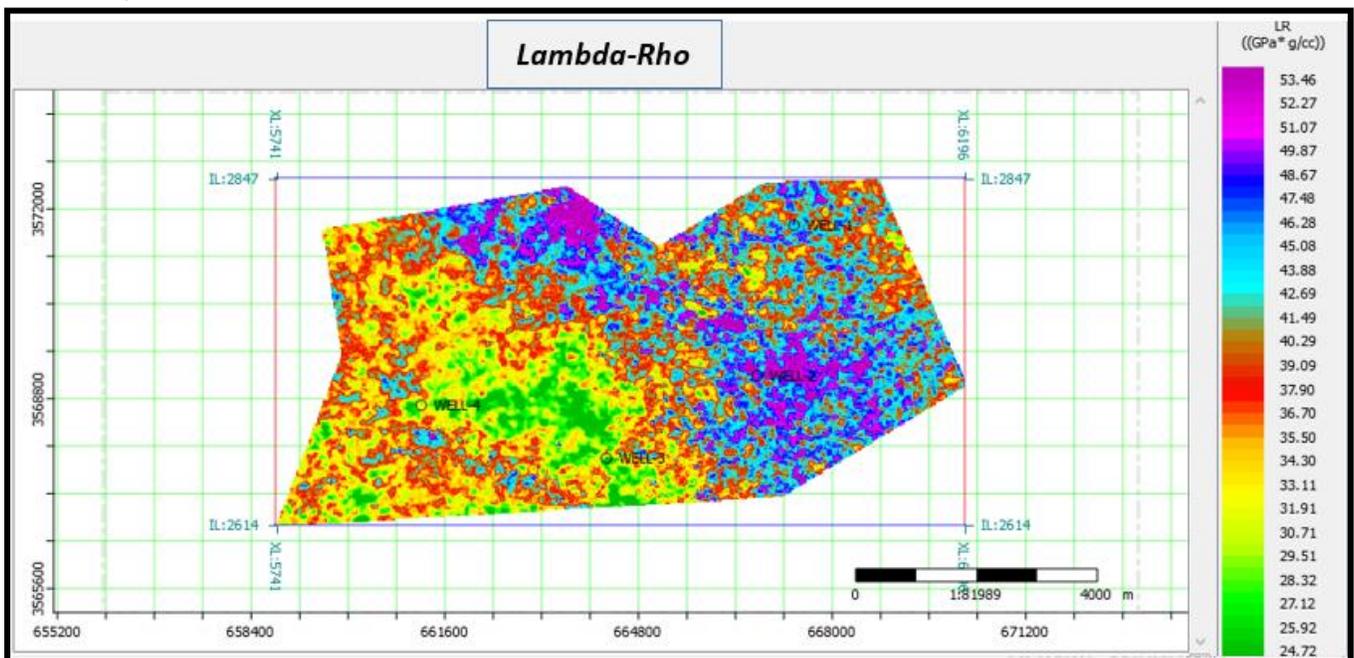


Figure VI.39: Time slice, Lambda-Rho

Le module appelé Mu-Rho renseigne sur la nature des roches, si ce coefficient est grand on parle d'un environnement gréseux de forte rigidité. Le paramètre Lambda-Rho indique l'incompressibilité de la roche.

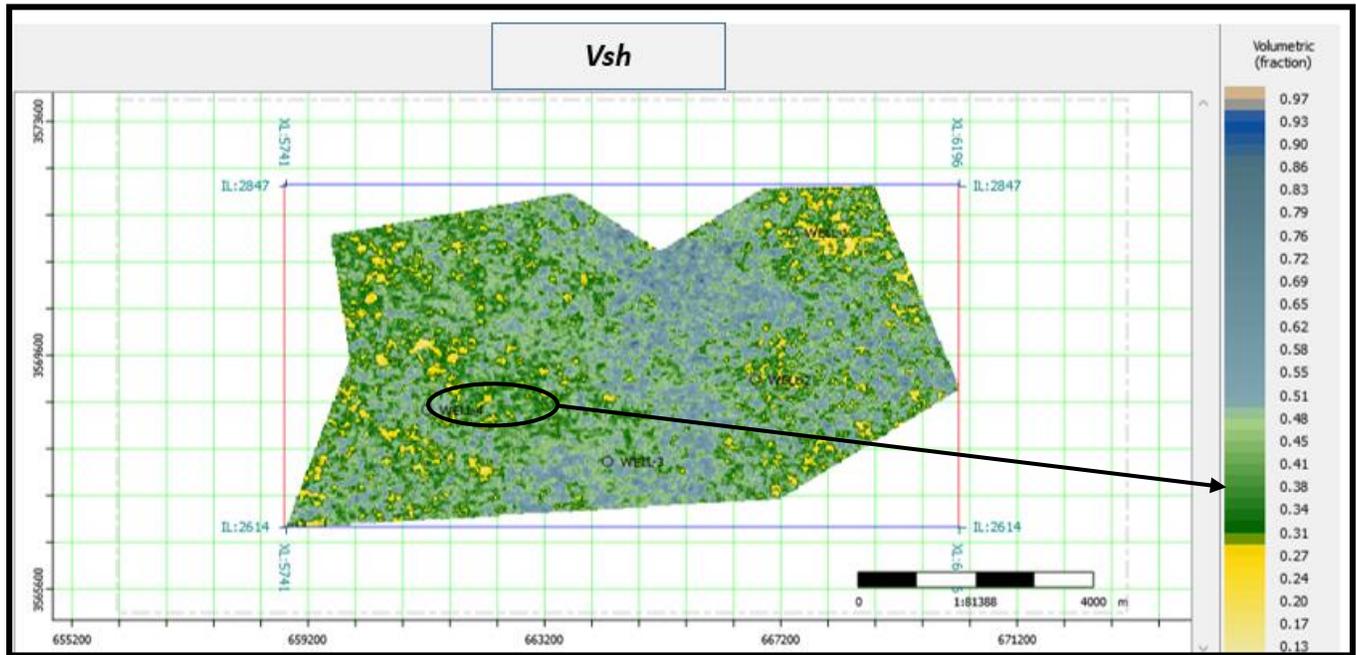


Figure VI.40: Time slice, volume d'argile Vsh

Le volume d'argile généré permet d'identifier les zones à dominance gréseuse (Vsh inférieur à 45%) et les zones à dominance argileuse (Vsh > 45%).

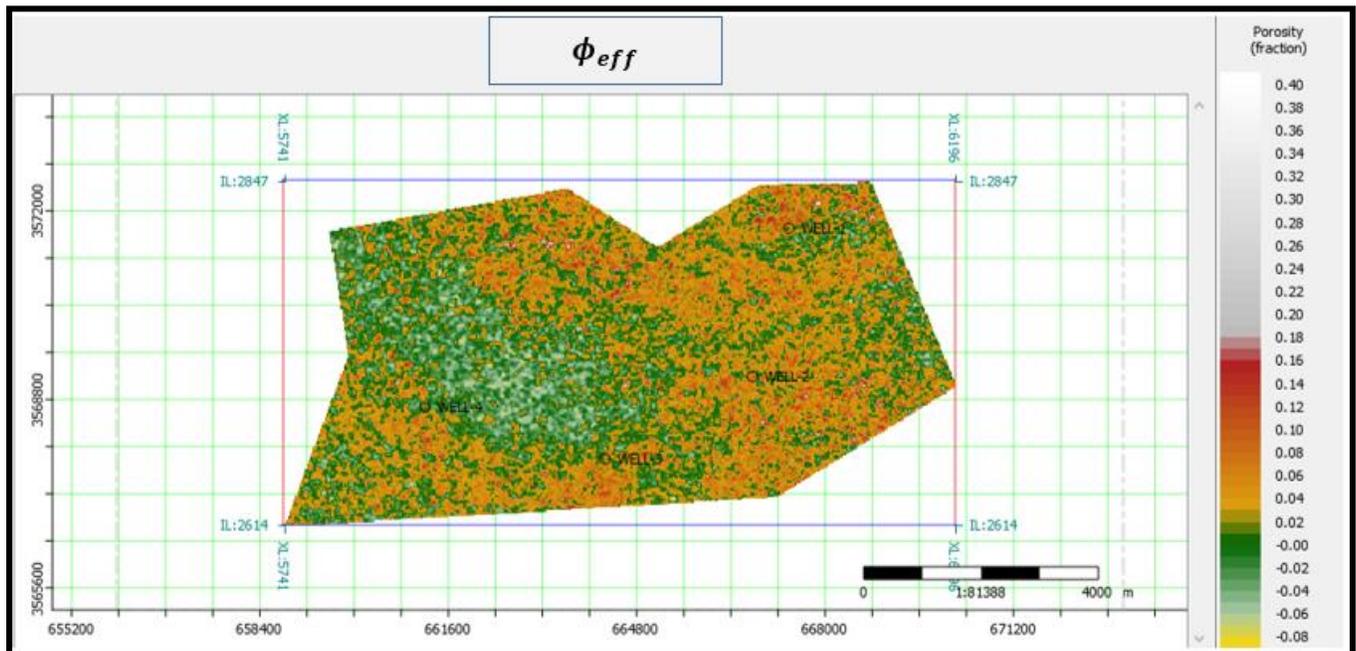


Figure VI.41: Time slice, porosité effective

La porosité effective représentée en time slice sur la figure VI.41 délimite les parties compactes et les parties peu compactes ainsi que les zones poreuses de la région d'étude. La région nord où se trouve les deux puits non productifs Well 1 et Well 2 est caractérisé par une porosité effective faible contrairement à la partie Sud où se trouve les puits productifs Well 4 et Well 3 (porosité effective élevée).

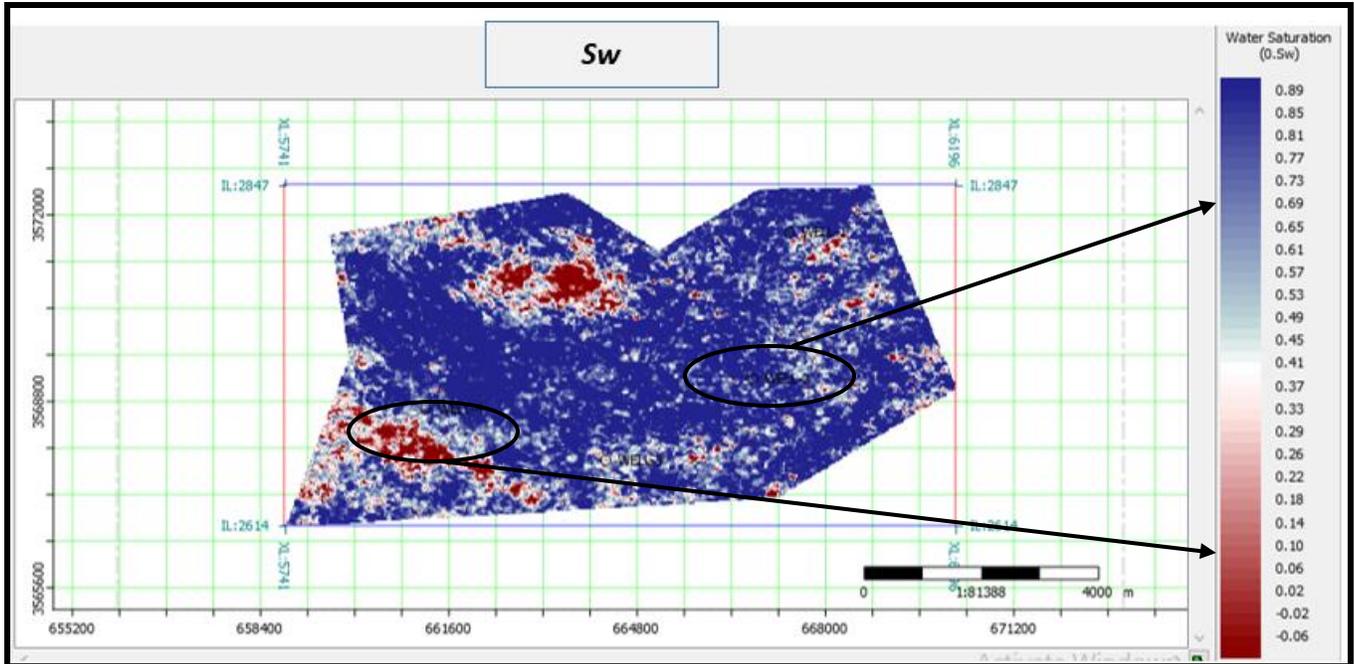


Figure VI.42: Time slice, saturation en eau Sw

La figure VI.42 montre les valeurs de la saturation en eau pour le puits well 4 avec des valeurs faibles qui prouve la présence des hydrocarbures contrairement au niveau du puits Well 2 qui est aquifère avec une valeur de la saturation en eau de l'ordre de 100%.

Toute la région d'étude est aquifère sauf la partie sud où on trouve des valeurs de saturation inférieure à 45 %, ce qui indique une accumulation des hydrocarbures.

L'étude conjointe des différents attributs nous mène à interpréter la zone indiquée en noir sur les figures comme étant une zone productive, ceci est confirmé par le fait que le puits Well 4 implanté dans ce dernier est productif de l'huile et du gaz.

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

Maintenant on peut proposer des forages au niveau de ces zones, ces derniers ont de bonnes chances de produire.

Les résultats présentés par le tableau 5 montrent les valeurs de différents paramètres au niveau de chaque puits, tel que Well 1, Well 2, Well 3 et Well 4 à partir de time-slices obtenue au niveau de réservoir.

Puits	Zp	Zs	densité	Vp/Vs	$\lambda\rho$	$\mu\rho$	Poisson σ	Vsh	Sw	ϕ_{eff}
Well 1	10631	5946.9	2.49	1.734	37.5	35.7	0.249	0.37	0.94	0.046
Well 2	10820	5982.1	2.56	1.643	46.7	35	0.283	0.48	0.82	0.027
Well 3	11208	6867.5	2.48	1.808	29.35	45.77	0.2007	0.41	0.517	0.084
Well 4	10811	6176.8	2.44	1.74	37.23	37.8	0.2526	0.33	0.482	0.079

Tableau VI.3: les différents paramètres à partir des times slice au niveau du réservoir

Les valeurs obtenus pour les puits well 3 et well 4 sont confirmés par les résultats pétroliers positifs de DST et la même chose pour le puits well 1 où le résultat du test pétrolier montre que l'intervalle T1 au niveau de ce puits est aquifère.

VI-11-2 Délimitation d'une zone de prospection :

A la base de ces résultats et en exploitant l'analyse de la distribution de ces paramètres à l'échelle du réservoir nous avons ciblé une zone qui porte des caractéristiques similaires au notre niveau productif, l'interprétation conjointe de ces paramètres réservoir avec l'aspect structural a été fait pour nous permettre d'aboutir à des propositions de forage au niveau des zones indiquées en rouge.

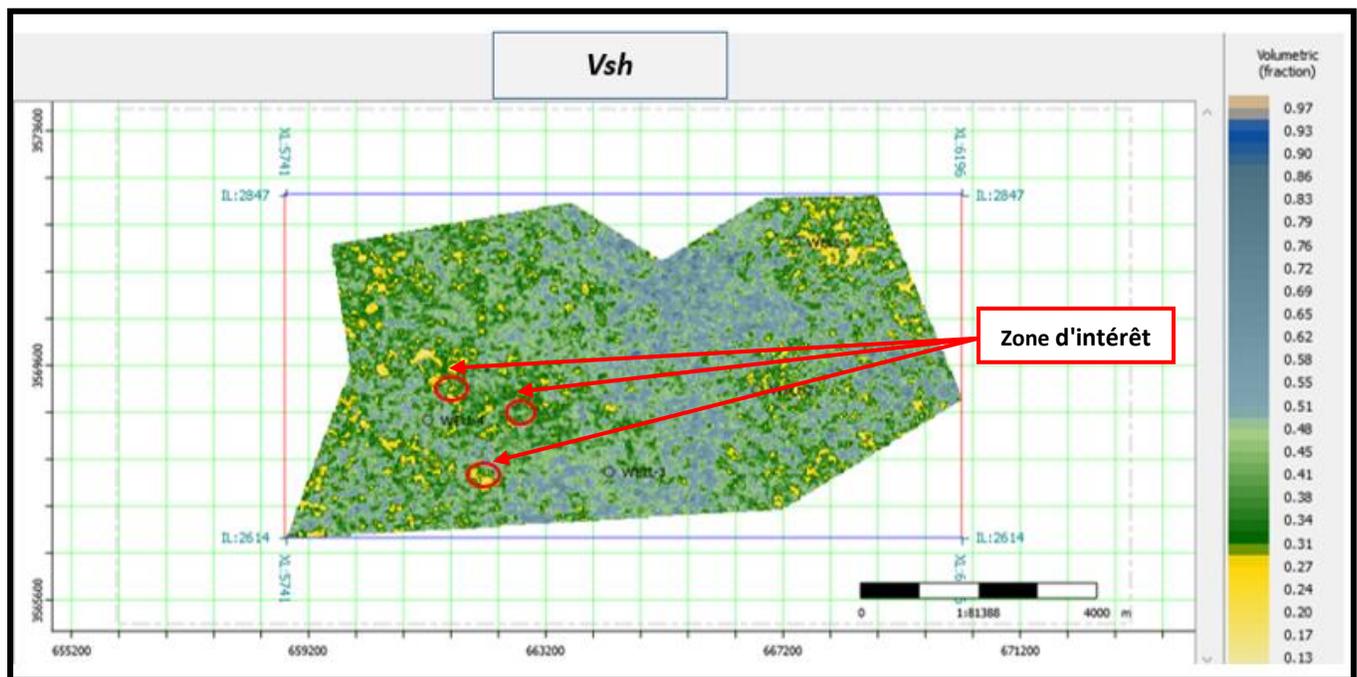


Figure VI.43: Localisation de la zone de prospection sur le volume d'argile

Conclusion générale

La réalisation de ce projet de fin d'étude 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. Elle permet non seulement de minimiser le risque sur les forages, mais aussi d'optimiser la production afin de développer au mieux les réserves exploitées.

L'inversion simultanée des données sismiques avant sommation, joue un rôle robuste pour la caractérisation des réservoirs. Elle exige la combinaison des données sismiques 3D (volume sismique) et celles des puits (P-wave, S-wave, et densité) afin d'estimer les volumes des paramètres élastiques Z_p , Z_s , ρ et V_p/V_s qui aideront à améliorer l'interprétation et donner plus d'informations sur les formations à caractériser.

La caractérisation réservoir est un domaine multidisciplinaire qui consiste à décrire la nature des roches et leurs caractéristiques pétrophysiques. Elle se base sur l'intégration de l'évaluation pétrophysique combiné avec les résultats d'inversion sismique. Donc il est possible d'estimer les paramètres pétrophysiques du réservoir à partir des attributs résultants de l'inversion simultanée par le biais de la méthode multi-attribut.

En se basant sur les résultats pétroliers des puits de la zone d'étude et l'analyse des résultats des différentes étapes de notre étude, on peut conclure que le réservoir Triasique de l'unité T1 est caractérisé localement par une densité moyenne de 2.45 g/cc, une porosité effective de l'ordre de 8% et une saturation en eau de 48%.

L'objectif finale de cette étude consiste à interpréter les différents paramètres du réservoir Triasique afin de guider les futurs travaux de prospection et proposer de nouveaux forage dans la région d'El M'zaid et aussi améliorer notre connaissance sur la répartition des hydrocarbures dans les champs du bassin d'Oued Mya.

{ La caractérisation du réservoir est la discipline centrée sur la compréhension des mécanismes physiques du réservoir. La caractérisation du réservoir est indispensable tout au long de son évolution, de sa découverte à son épuisement. }

Table des illustrations :

<i>Figure I.1: Amplitude d'une onde sinusoïdale</i>	6
<i>Figure I.2: Séquence de traitement en amplitudes préservées</i>	8
<i>Figure II.1: problème direct et inverse</i>	12
<i>Figure II.2: Fonction cout d'un problème inverse a) linéaire et b) non linéaire</i>	20
<i>Figure II.3: le principe de cette méthode</i>	22
<i>Figure II.4: Méthode de la plus forte pente (Influence de la position du modèle initial)</i>	23
<i>Figure III.1: L'algorithme de l'inversion</i>	26
<i>Figure III.2: modèle convolutif d'une trace sismique en absence de bruit</i>	27
<i>Figure III.3: problème direct en sismique</i>	28
<i>Figure III.4: problème inverse (en vert) et direct (en bleu) en sismique</i>	28
<i>Figure III.5: Procédure de l'inversion stochastique [11]</i>	30
<i>Figure III. 6: L'inversion avant et après sommation [10]</i>	31
<i>Figure III.7: l'inversion avant sommation (Hampson Russel Software)</i>	32
<i>Figure III.8: Phénomène de conversion d'onde pour une onde acoustique incidente</i>	33
<i>Figure III.9: Relations linéaires entre Log(Zp)-Log(Zs), et Log(Zp)-Log(ρ) (CGG VERITAS workshop)</i>	38
<i>Figure III.10: exemple des données de puits nécessaires</i>	40
<i>Figure III.11: Procédure de l'inversion et le résultat finale (Hampson Russel Software)</i>	42
<i>Figure III.12: Bande fréquentielle de la sismique</i>	44
<i>Figure III.13: Exemple d'un modèle initial d'impédance acoustique Zp (CGG software)</i>	44
<i>Figure IV.1: Résultat de l'évaluation pétrophysique le puits well 1</i>	49
<i>Figure IV.2: Schéma représentant les inputs et les outputs de notre application</i>	50
<i>Figure IV.3: Modélisation du log cible</i>	51
<i>Figure IV.4: Fonctionnement de l'algorithme Stepwise regression</i>	53
<i>Figure V.1: Situation géologique de la zone d'étude (rapport SONATRACH)</i>	56
<i>Figure V.2: Situation géographique de la zone d'étude (rapport SONATRACH)</i>	57
<i>Figure V. 3: Coupe géologique Nord-Sud dans le bassin d'Oued Mya (rapport SONATRACH)</i>	58
<i>Figure V.4: Colonne litho-Stratigraphique du bassin d'Oued Mya (rapport SONATRACH)</i>	59
<i>Figure VI.1: Géométrie de la sismique, et positionnement des puits</i>	67
<i>Figure VI.2: les horizons sismiques</i>	68
<i>Figure VI.3: cross-plot Vp&Vs (les grés)</i>	69
<i>Figure VI.4: cross-plot Vp&Vs (les argiles)</i>	70
<i>Figure VI.5: QC Vs mesuré &Vs généré</i>	70
<i>Figure VI.6: la détermination de l'équation multilinéaire</i>	71
<i>Figure VI.7: Comparaison quantitative entre les logs de densité générés et les mesurés au niveau des puits d'entraînement well1, well2 et well4</i>	72
<i>Figure VI.8: CDP-gather brut (avant pré-conditionnement)</i>	73

<i>Figure VI.9: CDP gather avant et après Trime statique</i>	<i>74</i>
<i>Figure VI.10: CDP gather avant et après le Radon.....</i>	<i>75</i>
<i>Figure VI.11: CDP gather avant et après pré-conditionnement-affichage à 24 traces</i>	<i>75</i>
<i>Figure VI.12: Splice des différentes phases du gamma-ray</i>	<i>76</i>
<i>Figure VI.13: Logs avant et après pré-conditionnement.....</i>	<i>77</i>
<i>Figure VI.14: Représentation de la transformation de CDP gather à l'angle gather.....</i>	<i>77</i>
<i>Figure VI.15: Angle gathers, attribut de couleur: angle d'incidence</i>	<i>78</i>
<i>Figure VI.16: angles stacks.....</i>	<i>79</i>
<i>Figure VI.17: Corrections Check Shot pour le puits well 1.....</i>	<i>80</i>
<i>Figure VI.18: Les différentes ondelettes statistiques du Puits Well 1</i>	<i>81</i>
<i>Figure VI.19: Calage film synthétique et sismique pour Well 1</i>	<i>82</i>
<i>Figure VI.20: Calage film synthétique et sismique pour Well 2</i>	<i>82</i>
<i>Figure VI.21: Calage film synthétique et sismique pour Well 3</i>	<i>83</i>
<i>Figure VI.22: Calage film synthétique et sismique pour Well 4</i>	<i>83</i>
<i>Figure VI.23: les ondelettes moyennes des trois gammes</i>	<i>84</i>
<i>Figure VI.24: les modèles initiaux passant par les quatre puits.....</i>	<i>85</i>
<i>Figure VI.25: Analyse d'inversion au niveau du puits Well 4, en bleu les logs originaux et en rouge les résultats d'inversion.</i>	<i>86</i>
<i>Figure VI.26: ligne arbitraire passant par tous les puits</i>	<i>87</i>
<i>Figure VI.27: les attributs sismique résultant de l'inversion sur la ligne arbitraire passant par tous les puits.....</i>	<i>87</i>
<i>Figure VI.28: résultat d'inversion sur la ligne arbitraire passant par tous les puits</i>	<i>88</i>
<i>Figure VI.29: Lambda, Mu et Rho sur la ligne arbitraire.....</i>	<i>89</i>
<i>Figure VI.30: Coefficient de poisson σ sur la ligne arbitraire</i>	<i>90</i>
<i>Figure VI.31: Application de la loi générée par la régression multi-attributs au niveau des trois puits... </i>	<i>91</i>
<i>Figure VI.32: les volumes de la caractérisation résultants de la méthode géostatistique sur la ligne arbitraire</i>	<i>92</i>
<i>Figure VI.33: Time slice, attribut d'impédance acoustique Z_p.....</i>	<i>94</i>
<i>Figure VI.34: Time slice, attribut d'impédance de cisaillement Z_s.....</i>	<i>94</i>
<i>Figure VI.35: Time slice, attribut de la densité.....</i>	<i>95</i>
<i>Figure VI.36: Time slice, de coefficient de Poisson σ.....</i>	<i>96</i>
<i>Figure VI.37: Time slice, du rapport de Poisson V_p/V_s</i>	<i>96</i>
<i>Figure VI.38: Time slice, Mu-Rho</i>	<i>97</i>
<i>Figure VI.39: Time slice, Lambda-Rho</i>	<i>97</i>
<i>Figure VI.40: Time slice, volume d'argile V_{sh}.....</i>	<i>98</i>
<i>Figure VI.41: Time slice, porosité effective</i>	<i>98</i>
<i>Figure VI.42: Time slice, saturation en eau S_w</i>	<i>99</i>
<i>Figure VI.43: Localisation de la zone de prospection sur le volume d'argile</i>	<i>100</i>

Liste des tableaux :

<i>Tableau VI.1: inventaire des données de puits</i>	<i>67</i>
<i>Tableau VI.2: les paramètres pour le Linear Radon Transform</i>	<i>74</i>
<i>Tableau VI.3: les différents paramètres à partir des times slice au niveau du réservoir</i>	<i>100</i>

Bibliographie :

- [1] KERN.M,2003. « Problèmes inverses ». École supérieur d'ingénieur LÉONARD DE VINCI,France
- [2] YILMAZ.O, 1987. *Seismic data analysis: Processing, inversion and interpretation of seismic data. Investigation in geophysics No 10*
- [3] Max A. Meju, S. N. Domenico, Editor, 1994. *Geophysical Data Analyses: Understanding inverse problem. Theory and Practise.*
- [4] Albert Tarantola, 2005. *Inverse problem theory and methods for model parameters estimation, SIAM.*
- [5] <https://djeddinabrouk.fr.qd>
- [6] F.Barclay, A.Bruun,...et al, *Seismic Inversion : Reading Between the Lines, Oilfield Review, Sringer (2008).*
- [7] Marie, j, L .1994 .*Mise en oeuvre et traitement de la sismique de puits et des diagraphies acoustiques. (Thèse) édition Technip*
- [8] L. Pianelo, D. Guérillot, T. Gallouët,(2000) *Inversion simultanée des données sismiques et des données de production, Oil & Gas Science and Technology – Rev. IFP, Vol. 55, No. 3.*
- [9] *Technical note: colored, Deterministic & Stochastic inversion .2003 Earth science.Cseg recorder.*
- [10] Russell, B .Hampson, D .December 2006."The old and the new in the seismic inversion
- [11] Olivier Dubrule, 2003 .*Geostatistics For Seismic Data Integration In Earth Models.*
- [12] Keith Maynard et al. 2003.*Coloured seismic inversion, a simple, fast and cost effective way of inverting seismic data. 29th Annual Convention Proceedings (Volume 1).*
- [13] R. A. Cataldo, E. P. Leite, *Simultaneous prestack seismic inversion in a carbonate reservoir, REM, Int. Eng. J. vol.71 no.1 Ouro Preto Jan./Mar. (2018).*
- [14] D. P. Hampson, B. H. Russell, B. Bankhead, *Simultaneous Inversion of Pre-stack Seismic Data, GEOHORIZONS (2006)*
- [15] Albert Tarantola. 1984b. *Linearized inversion of seismic reflection data. Geophysical prospecting 32.*
- [16] Patrick n el al, 1996. *Inversion technique for recovering the elastics constants of transversely materials .geophysics vol.61*
- [17] Albert Tarantola. 2004. *Inverse problem theory and methods for model parameter estimation, Institut de physique du globe de Paris. Université de Paris 6, Paris, France.*
- [18] Patrick .C., *Elastic impedance. BP Amoco, Houston, Texas, U.S .http://segdl.org/*
- [20] D. P. Hampson, J. S. Schuelke, J. A. Quirein,(2001) *Use of multiattribute transforms to predict log properties from seismic data, GEOPHYSICS.*
- [21] *AVO Workshop part 1. Rapport CCG veritas.2011.*
- [22] *AVO Workshop part 2.Rapport CCG veritas.2011.*
- [23] Satinder Chopra, JhonP.Castagna, 2014. *AVO, Rocco DetomoJr Editor.*
- [24] Frazer Barclay et al, 2008. *Seismic inversion: Reading between the lines, Spring.*

[25] Vaughn Ball ,Mosab Nasser , and Odd Kolbjørnsen. 2016. *Introduction to this special section: AVO inversion*, *The leading Edge* May 2016.

[26] Roel Snieder and Jeannot Trampert. 1999. *Inverse problems in geophysics* .Dept. of Geophysics .Utrecht University

[27] M. T.Taner, R. E.Sheriff, *Application of amplitude, frequency, and other attributes to stratigraphic and hydrocarbon determination: in Applications to hydrocarbon exploration*, C. E. Payton, Ed., AAPG Memoir 26: Tulsa, Am. Assn. Petroleum Geologists, 301-327. (1977)

[28] M. T.Taner, F. Koehler R. E.Sheriff, *Complex seismic trace analysis* GEOPHYSICS. VOL. 44. NO. 6. P.1041-1063. 16 FIGS., 1 TABLE. (1979).

[29] <http://segdl.org/>