



MINISTÈRE DE L'ENSEIGNEMENT SUPÉRIEUR ET DE LA
RECHERCHE SCIENTIFIQUE

UNIVERSITÉ M'HAMED BOUGARA BOUMERDES
FACULTÉ DES HYDROCARBURES ET DE LA CHIMIE
DÉPARTEMENT DE GEOPHYSIQUE, GENIE PARASISMIQUE ET
PHÉNOMÈNES ALÉATOIRES

Mémoire De Fin D'études

EN VUE DE L'OBTENTION DU DIPLÔME DE MASTER EN
GEOPHYSIQUE PETROLIERE

Thème : _____

*Application de l'inversion colorée et l'inversion à base de modèle
sur les données sismique 2D de la structure de Hassi El Kerma*

Présenté par :

Mr: BELKHEIR Sid Ahmed
Mr: BOUDJIT Jugurta

encadrés par :

Dr : N. DJARFOUR
Mr : A. GACI

Promotion 2015

Remerciements

Nous voudrions exprimer notre plus profonde reconnaissance à notre promoteur Mr N.DJARFOUR qui a dirigé ce travail.

Une grande expression de notre sincère reconnaissance et notre profonde gratitude à Mr A. GACI qui nous a proposé d'avoir la chance de travailler sur un sujet d'actualité en géophysique et a dirigé notre travail lors de notre stage pratique, malgré ses occupations et sa charge.

Nous tenons à exprimer notre profonde reconnaissance à tous les membres du jury pour avoir accepté examiner et juger ce travail.

Nous remercions tous les enseignants du département de géophysique qui ont contribué à notre formation et nous ont fait bénéficier de leur savoir.

Bien entendu, nous remercions nos familles : nos parents, nos frères et nos sœurs. Merci à tous ceux qui ont contribué de près ou de loin à la réalisation de ce modeste travail.

MERCI

Sommaire

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

CHAPITRE I : Généralité sur l'inversion

Introduction :	3
I-Définition de l'inversion :	3
II-1 Objectif de l'inversion :	4
II-2-Quelques exemples sur l'application de l'inversion :	4
III-Problèmes bien et mal posés au sens d'Hadamard.....	5
III-1-Existence de la solution.....	5
III-2-Unicité de la solution	6
III-3-Stabilité vis-à-vis des faibles variations	6
IV-Les étapes de l'inversion :	7
IV-1- Paramétrisation d'un système:	7
IV-2- Modélisation :	7
IV-2- 1-Définition d'un modèle :	7
IV-2- 2-Les étapes de la modélisation :	8
IV-2-3-La modélisation en prospection sismique :	9
IV-2- 4-La modélisation directe :	9
IV-2- 5-Modélisation inverse :	9
IV-3- Problème directe et inverse.....	10
IV-3- 1-Le problème direct :	10
IV-3- 2-Le problème inverse :	10
V-Les informations de l'inversion :	11
V-1-Informations déduites de la modélisation.....	11
V-2-Informations des mesures	11
V-3-Informations à priori.....	12
VI- Les types d'inversions utilisés en sismique	12
VI-1-1-L'inversion élastique	12
VI-1-2-L'inversion Lambda-Mu-Rho (LMR).....	13
VI-1-3-L'inversion simultanée :	13
VI-2-Inversion après sommation (Post-stack) :	13
VI-2-1-L'inversion limitée limited (bande bande inversion) :	13
VI-2-2-L'inversion colorée	14
VI-2-3-L'inversion par modèle de base	14
VI-2-4-L'inversion pics dispersés « Sparse Spike »	14
VI-2-5-L'inversion par réseau de Neurones (Neural network)	15
VI-2-6-L'inversion géostatistique.....	15
VII-Les Avantages de l'inversion.....	15

CHAPITRE II : Inversion à base d'un modèle

Introduction	17
II.1- L'organigramme de l'inversion à base de modèle	17
II.2- Les données de l'inversion	19
II.2-1- Les données sismiques :	19
II.2-2- Les données de puits	19
II.2-3-1- Les diagraphies soniques:	20
II.2-3-2- Correction du log sonique :	21
II.2-4- Diagraphie de densité :	22
II.2-5- Chek shot:	22
II.3- L'impédance acoustique et le coefficient de réflexion	23
II.3-1- L'impédance acoustique :	23
II.4- Extraction de l'ondelette	24
II.4-1- Méthode déterministe :	24
II.4-2- Méthode statistique :	24
II.4-3- Utiliser les données des puits:	25
II.5- Modèle de base (à priori)	26
II.6- Le modèle convolutif d'une trace sismique	26
II.7- La fonction coût	27
II.7-1- Minimum locaux et globaux	28
II.7-1-1- Définition de minimum local:	28
II.7-1-2- Définition de minimum global :	29
II.7-2-1- Les méthodes de recherche globale et semi-globale:	29
II.7-2-2- Les méthodes de recherche locale :	29
II.7-3- Résolution numérique du problème d'optimisation locale	30
II.7-4-1- Gradient de fonction coût :	30
II.7-4-2- Hessien de la fonction coût	30
II.8- Méthode des gradients conjugués	31
II.8-1- Algorithme	31
II.8-2- Le pas de descente μ_n	31
II.8-4- Direction conjuguée :	33
II.9- Modèle finale :	34
II.10- Inversion colorée (colored inversion)	35
II.10-1 Etablissement de l'opérateur de l'inversion colorée : [Hampsel.R, 2009]	36
II.10-1-1 Détermination du spectre moyen des impédances acoustiques $Z(f)$:	36
II.10-1-2 Détermination du spectre moyen des traces sismiques $S(f)$	37
II.10-1-3 Calcul de l'opérateur de l'inversion colorée :	37
II.10-2 Problème de stabilité du filtre :	38
II.10-3 Caractéristique de l'inversion colorée [hampson Russell. 2009]	39
II.11 Conclusion :	39

CHAPITRE III : Aperçu sur la région d'étude

III.1-Situation Géographique :	41
III.2-Cadre géologique	42
III.3-Aspect structural :	42
III.4-Faille et fracture :	43
III.5-Aspect stratigraphique:	43
III.5--1-Le Crétacé:	43
III.5-3-Le Barrémien :	43
III.5-4-L'Aptien :	44
III.5-5-L'Albien :	44
III.5-6-Le Cénomanién :	44
III.5-7-Le Turonien :	44
III.5-8-Le Coniacien.....	45
III.5-9-Le Santonien :	45
III.5-10-Le campanien :	45
III.6-1-Les roches mères	45
III.6-1-1-La roche mère du turonien basal.....	45
III.6-1-2-La roche mère du cénomanién.....	45
III.6-1-3-La roche mère de l'Albien supérieur.....	46
III.6-2-Les roches réservoirs.....	46
III.6-2-1-Le réservoir coniacien	46
III.6-2-2-le réservoir Turonien basal.....	46
III.6-2-3-le réservoir Cénomanién sommital.....	46
III.6-3-Les couvertures.....	47

CHAPITRE IV: Application pratique

Introduction :	48
I-Problématique	48
IV-1 Processus de l'inversion à base de modèle.....	50
IV-2-Corrélation des puits :	51
IV-3 Application de l'inversion à base de modèle :	52
IV-3-1 Données utilisées.....	52
IV-3-1-1 Les données sismiques :	52
IV-3-1-2 Les données de puits :	52
IV-3-2 Le calage :	55
IV-3-2-1-Correction des données soniques (vitesse) :	55
IV-3-2-2 Extraction de l'ondelette :	56
IV-3-3 Corrélation des données de puits aux données sismiques.....	58
IV-3-4 Model initial	59
IV-3-4-1 Interprétation de model initial :	59
IV-3-5 Inversion à base de model :	63
IV-3-5-1 inversion 1D (analyse des paramètres d'inversion aux puits)	63
IV-3-5-2 génération de l'inversion sur la ligne sismique 00ng133 (inversion 2D).....	64
IV-3-6 Erreur de l'inversion :	66

IV-4 Application de l'inversion colorée :	67
IV-4-1 Etapes de l'inversion colorée :	67
IV-4-2 Détermination du spectre moyen des impédances acoustiques $Z(f)$	68
IV-4-4 détermination du spectre de l'opérateur $O(f)$:	69
IV-4-5 Inversion colorée	70
IV-4-5-1 inversion 1D (analyse des paramètres de l'inversion au puits) :	70
IV-4-5-2 Application de l'opérateur de l'inversion :	71
IV-5 Comparaison entre les deux méthodes (colorée et à base de modèle).....	72
IV-6 Interprétation de résultat d'inversion à base de modèle	73
IV-6-1 Le réservoir coniacien :	73
IV-6-2 Le réservoir Turonien :	74
IV-6-3 Le réservoir céno-manien :	75
IV-7 Conclusion :	75
CONCLUSION GENERALE.....	76

List des figures

Fig I-1 Existence de la solution	5
Fig. I-2 Modèle physique simplifié pour des couches géologiques (paramètres P1...4)	7
Fig. I-3 les étapes de la modélisation	8
Fig I-4 le problème direct et inverse	11
Fig. II-1 L'organigramme de l'inversion	18
Fig II-2 section sismique avec les horizons et un puits	19
Fig II-3 logs d'un puits	20
Fig II-4 correction avec check shot	21
Fig II-5 check shot	22
Fig II-6 les réflectives et les impédances	23
Fig II-7 modèle initiale (à priori)	26
Fig II-8 Le model convolutif d'une trace sismique	27
Fig. II-9 minimum local et globale de fonction coût	28
Fig II-10 Illustration de la méthode des gradients conjugués pour un espace à deux dimensions, d'après	34
Fig II-11 Résultat final d'une inversion à base de modèle	36
Fig.II-12 : spectre moyen des impédances acoustiques [HRS.2008]	38
Fig.II-13 : spectre sismique moyen [HRS.2008]	38
Fig.II-14 réponse en fréquence et en temps de l'opérateur de l'inversion colorée	39
Fig. III.1 Carte géographique de la région d'étude	41
Fig III.2 Carte géologique de Hassi El Karma	42
Fig IV-1 Plan de position de la ligne sismique 00ng133	49
Fig. IV-2 Ecoulement du processus de l'inversion	50
Fig .IV-3 Corrélation des réservoirs à tester	51
Fig. IV-4 Section sismique de la ligne 133	53
Fig IV-6 Correction des données sonique	56
Fig IV-12 Modèle initiale d'impédance acoustique	60
Fig IV-13 Modèle initiale de vitesse	61
Fig IV-14 Modèle initiale de densité	62
Fig. IV-15 Résultat de l'inversion aux niveau des puits A,B	63
Fig. IV-16 Résultat de l'inversion au niveau des puits C, D	64
Fig IV-17 Impédance acoustique, résultat final de l'inversion à base de modèle	65
Fig. IV-18 L'erreur de l'inversion	66
Fig.IV-21 spectre de l'opérateur d'inversion colorée	69
Fig.IV-22 Réponse de l'opérateur d'inversion dans le domaine temporel	70
Fig.IV-24 résultat de l'inversion colorée	71
Fig. IV-25 [A gauche : inversion à base de modèle, à droite inversion coloré] puits A	72
Fig. IV-28 [A gauche : inversion, à droite log de IP] puits D	75
Fig. IV-30 [A gauche : inversion, à droite log de IP] puits C	76

Fig. IV-31 le réservoir coniacien de puits C.....	76
La liste des tableaux	
Tableau.IV-1 Les contenus des réservoirs dans chaque puits	44

INTRODUCTION GENERALE

Dans ces dernières années, le champ des tourments d'inversion a certainement été l'un des espaces les plus croissant et agile dans les mathématiques appliquées. Cette croissance a été en grande partie dirigée par les exigences des applications en divers domaines scientifique et industrielle à savoir (l'imagerie, la radiologie, thermodynamique, la géophysique, sismique etc.), actuellement en sismique, l'inversion est l'outil indispensable pour la recherche pétrolière, précisément pour la détection des pièges stratigraphique, discernable par leur variation latérale de facies. Cette technique est considérée comme un appui capital pour la précision et l'assiduité de l'interprétation et la réduction des coûts de forage.

D'une manière générale, l'inversion sismique est l'opération qui permet de remonter de l'ensemble des mesures, au modèle de la subsurface qui a pu lui donner naissance. C'est dans ce sens que nous propulsons notre étude sur l'inversion, par le défilement et l'évolution des différentes étapes, méthodes d'inversion en clairvoyance, de résoudre le problème inverse dans l'interprétation des données sismiques et l'élaboration d'une image plus fine qui se rapproche au mieux de la réalité géologique, en se basant sur les paramètres acoustique tell que la vitesse, la densité et l'impédance.

Comme apport essentiel de ce mémoire, nous avons considéré l'application de deux méthodes d'inversions : '**à base de modèle**', cette technique est basée sur le modèle convolutif de la trace sismique, en supposant que la trace et l'ondelette sont connues, et que le bruit est aléatoire, incorrélable avec le signal utile. On détermine les coefficients de réflexion par un processus itératif qui commence à partir d'un modèle initial (modèle de base). En d'autre terme on commence par un modèle géologique qui est perturber jusqu'à ce que l'erreur entre la trace synthétique (model perturbé) et la trace original (donnée sismique) soit minimale, grâce au développement informatique actuel le processus de cette méthode est largement applicable.

La deuxième est '**inversion colorée**', la plus simple des techniques d'inversion, elle est basée sur un opérateur de filtrage, tiré à partir des logs aux niveaux des puits et des traces sismiques. Il est réalisé en comparant le spectre d'amplitude des données sismiques au spectre d'impédance au puits

Le mémoire est organisé de la manière suivante :

Dans le premier chapitre nous exposons des généralités sur l'inversion, en donnant les définitions de diverse méthodes, leurs applications et objectifs, nous citons Quesque le problème direct et inverse, le problème bien et mal posé et étapes de l'inversion qui se subdivise en trois grands titres :

1- la paramétrisation

2- modélisation

3- inversion

Ainsi nous donnons un aperçu général sur les informations de base utilisées dans l'inversion pour finir avec les avantages et les difficultés de cette méthode.

La présentation de la théorie et les détails de la technique d'inversion à base de modèle et l'inversion colorée font l'objet du deuxième chapitre, il comprend d'une part la minimisation de la fonction cout et son algorithme, et l'optimisation de sa résolution, l'illustration de la méthode de gradient conjugué, et les différentes étapes pour la construction de modèle initial et application de l'inversion, d'autre part la détermination de spectre sismique et spectre d'impédance acoustique pour le calcul de l'opérateur de l'inversion colorée, ainsi son application.

Le troisième chapitre est consacré à la description de la géologie de la région d'étude, ce chapitre nous permet d'acquérir un certain nombre d'informations qui seront vital pour la compréhension de nos résultats et son interprétation.

Le quatrième chapitre est le dernier dans notre mémoire. Nous l'avons réservé à l'application pratique des deux inversions la première, '**à base de modèle**' et la secondes '**inversion colorée**' dont nous ferons une comparaison des résultats entre eux et nous les présentons pour ce qu'elles peuvent offrir à l'interprétation

Ce mémoire sera achevé par une conclusion générale.

Introduction

L'inversion à base de modèle a pour but de déterminer la variation latérale et spatiale de la lithologie et d'avoir une image bien précise sur la structure interne de la terre, en transformant les amplitudes sismiques en impédances acoustiques.

Dans ce chapitre on va entamer des détails théoriques sur l'inversion à base de modèle et expliquer l'écoulement de sa procédure et son algorithme, ainsi la résolution de problème inverse qui est basé sur la minimisation de fonction coût, en utilisant la méthode de gradient conjugué.

II.1- L'organigramme de l'inversion à base de modèle

L'action de l'inversion à base de modèle débute par la proposition d'un modèle initial, élaboré à partir des données de puits, données sismiques. Une fois que le modèle initial est construit, on effectue la modélisation à fin d'avoir le film synthétique, ces données synthétiques seront comparées aux données de mesure ce qui nous permettra d'évaluer la fonction Coût.

Une boucle se présente dans L'organigramme de cette inversion, elle est constituée de deux chemins, le premier, si l'erreur est minimal, alors on passe à l'établissement du modèle finale d'impédance et construit la section résiduelle. Le deuxième, si l'erreur n'est pas minimale, alors on perturbe le modèle initial et on le remplace par le modèle $(m+1)$ au lieu de modèle m , et on effectue la même procédure citée au paragraphe précédent et on revient à l'évaluation de l'erreur entre les données sismiques et le modèle remplacé, ainsi de suite jusqu'à ce que l'erreur soit minimale. Après un nombre d'itération suffisante on arrive au modèle finale d'impédance.

Comme étape final, on réalise une section résiduelle entre les données sismiques et le modèle finale pour contrôler l'opération de l'inversion, et on obtient une section inversée prête à interpréter.

La procédure de cette technique est bien illustrée sur l'organigramme (**Fig. II-1**).

La procédure de l'inversion à base de modèle est développée sur la figure suivante :

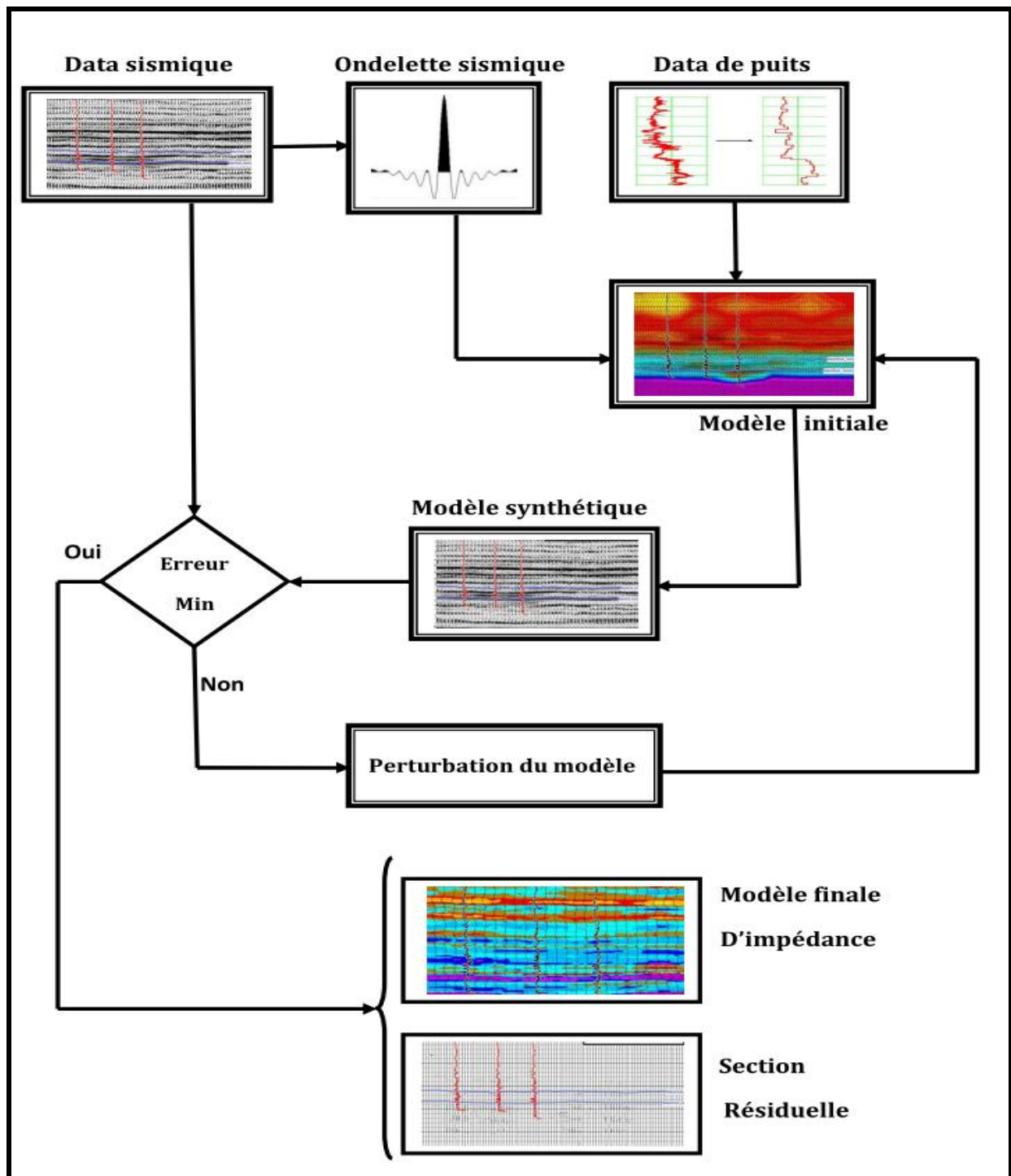


Fig. II-1 L'organigramme de l'inversion

II.2-Les données de l'inversion

II.2-1- Les données sismiques :

Il est nécessaire d'avoir une section sismique traitée en amplitudes préservées, sommée et migrée, respectant les amplitudes relatives. On plus, ces données sismiques doivent être à zéro phase. D'où la préparation des données sismiques est une étape primordiale dans la technique d'inversion.

Les données sismiques nous permettent l'extraction de l'ondelette et qui est une étape nécessaire pour la construction de modèle initiale, ainsi l'identification des horizons.

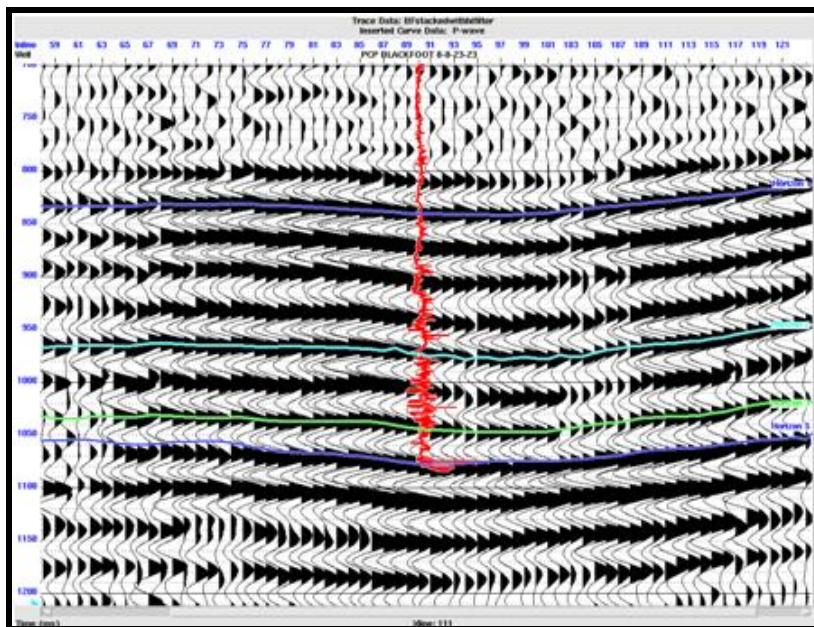


Fig II-2 section sismique avec les horizons et un puits

II.2-2- Les données de puits

A côté des données sismiques, en entrée d'inversion , on trouve les données de puits qui sont utilisées d'une part comme un point de départ et d'autre part comme un moyen de contrôle pour assurer en tous, que le programme s'exécute correctement, parce que on peut imposer tous les paramètres à la verticale du puits .Les données de puits utilisés se résument en :

II.2-3-1- Les diagraphies soniques:

Les diagraphies soniques sont des enregistrements des ondes sismiques transmises dans un puits, entre un ou plusieurs émetteurs et un ou plusieurs récepteurs, contenus dans le même outil diagraphique. Les enregistrements sont effectués avec un pas d'échantillonnage fin de façon à obtenir une image continue des formations traversées. Comme les distances émettrices/réceptrices sont parfaitement connues dans l'outil, la mesure du temps de trajet d'une onde de type donné entre un émetteur et un récepteur fournit la vitesse de propagation de l'onde dans la formation.

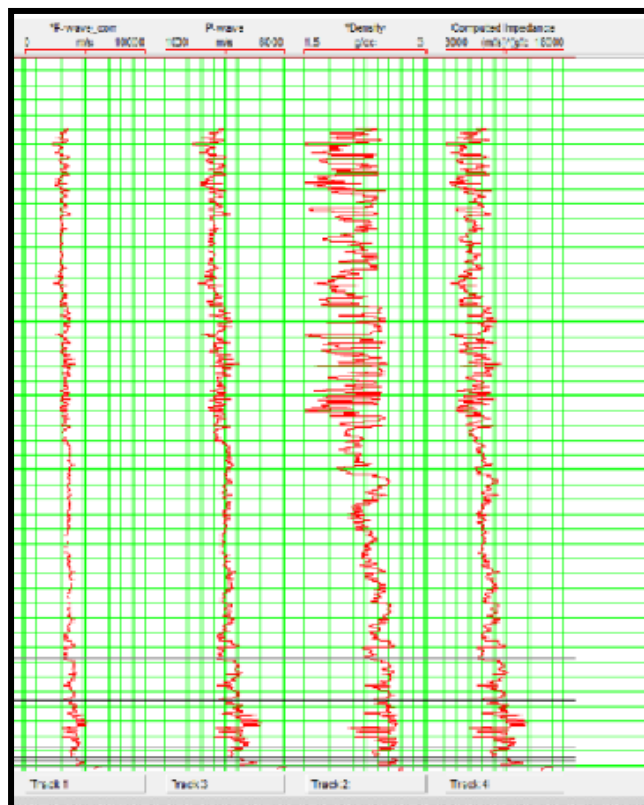


Fig II-3 logs d'un puits

II.2-3-2-Correction du log sonique :

L'outil de log sonique mesure le temps discret de transit ou de vitesse de roches adjacente au voisinage de puits commençant à partir de subsurface. Le log sonique est mesuré à partir de la profondeur de l'outil au-dessous de la plateforme de forage, la courbe intègre en résultant temps-profondeur exige une correction des données sismique. [HAMPSON,R 2007].

Le checkshot est utilisé pour améliorer la conversion de profondeur-temps. Ils sont nécessaires également pour corriger le log sonique pour l'extraction d'ondelette.

La correction de checkshot se fait en deux étapes :

- 1- Une courbe de dérive est interpolée pour mesurer l'anomalie entre la courbe de temps-profondeur et les données de Le checkshot.
- 2- en utilisant la courbe de dérive la courbe de temps-profondeur est « check shot corrigé »

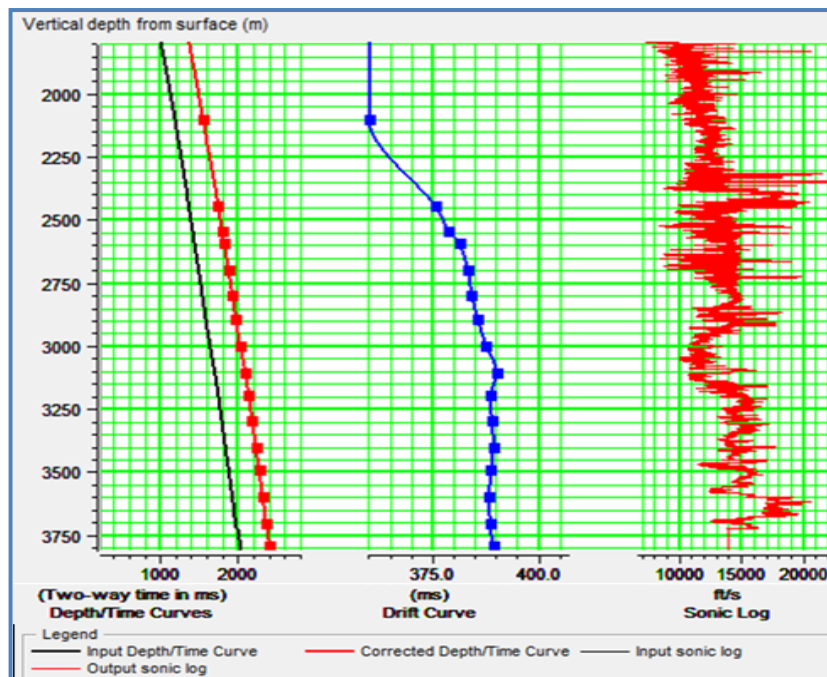


Fig II-4 correction avec check shot

II.2-4- Diagraphie de densité :

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

II.2-5- Chek shot:

Chek shot est considéré comme une analyse de vitesse au niveau de puits, utilisé pour la correction des logs soniques.

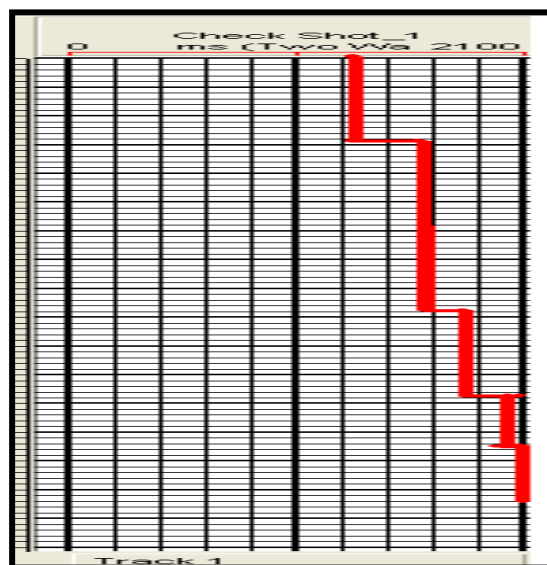


Fig II-5 check shot

II.3-L'impédance acoustique et le coefficient de réflexion

II.3-1-L'impédance acoustique :

Quand un signal sismique est émis par une source, l'énergie va être transmise à travers les couches sédimentaires sous forme d'une onde élastique.

L'impédance acoustique traduit mieux les caractères des roches et notamment ceux des réservoirs. Plus la roche est compacte, plus on s'attend à une forte impédance (cas des calcaires et des sels). Cette dernière sert à caractériser la résistance des roches qui laissent traverser les ondes élastiques.

L'impédance acoustique d'un milieu est par définition le produit de sa densité par la vitesse de propagation de l'onde acoustique. Cette impédance est notée Z et donnée par :

Les réflexions des ondes acoustiques se produisent aux interfaces caractérisées par des changements d'impédance acoustique. Ces interfaces sont appelées en sismique les réflecteurs.

II.3-2-Coefficient de réflexion :

Le coefficient de réflexion d'une interface i est défini par le rapport suivant :

(II-1)

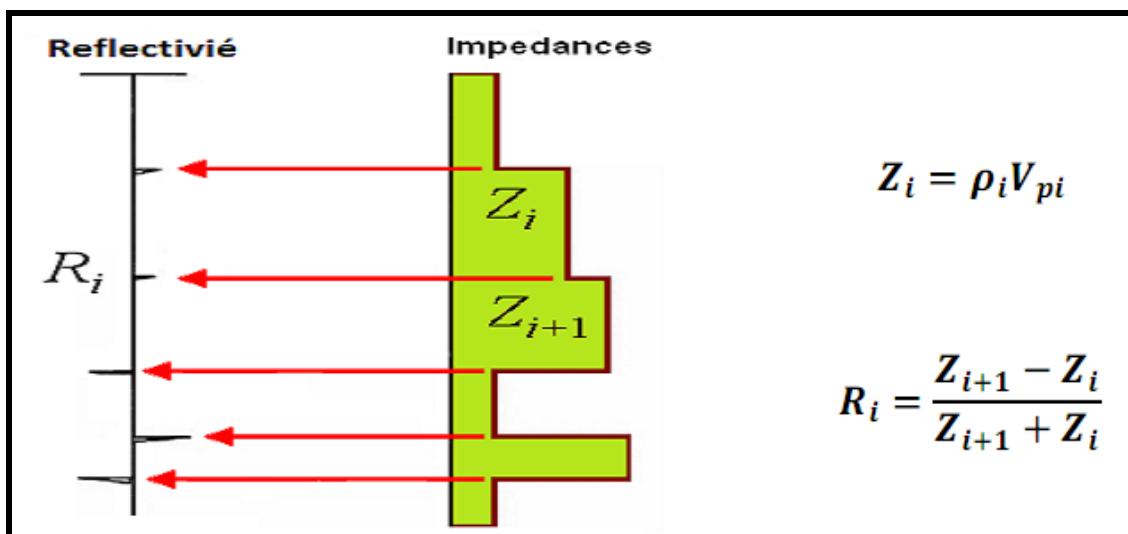


Fig II-6 les réflectives et les impédances

II.4-Extraction de l'ondelette

La question de l'extraction d'ondelette dans le traitement sismique est complexe, il est actuellement un domaine de recherche actif. Bien que de nombreuses méthodes d'extraction d'ondelette aient été conçues [HAMPSON,R 2007]., les rapports généraux suivants peuvent être faits :

A. Dans le domaine de fréquence, nous pouvons considérer le problème d'extraction de l'ondelette qui se compose de deux parts :

- Déterminer le spectre d'amplitude
- Déterminer le spectre de phase

De ces deux, la détermination du spectre de phase est de loin la plus difficile et présente une source d'erreur importante dans l'inversion.

B. Les méthodes d'extraction d'ondelette se rangent dans trois catégories importantes :

II.4-1- Méthode déterministe :

Ceci signifie mesurer l'ondelette directement en utilisant les récepteurs et les autres moyens extérieurs, tels que les signatures marines ou l'analyse de VSP [HAMPSON,R 2007].

II.4-2- Méthode statistique :

Ceci signifie déterminer l'ondelette seulement des données sismiques. Ces procédures tendent à avoir la difficulté déterminer le spectre de phase sûrement. [HAMPSON,R 2007].

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 :

- L'ondelette est à phase minimale.
- La série des coefficients de réflexion est aléatoire : ce qui implique que le Sismogramme a les caractéristiques de l'ondelette sismique de sorte que les autocorrélations et leurs spectres de puissance sont similaires. La composante de bruit est négligeable Parmi les méthodes statistiques d'extraction, on va développer par la suite celle de l'autocorrélation. [HAMPSON,R 2007].

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

(II-2)

(II-3)

(II-4)

(II-5)

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

(II-6)

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 :

(II-7)

Avec $|W(\omega)|$ le spectre d'amplitude de l'ondelette.

II.4-3-Utiliser les données des puits:

Ce moyen utilise l'information de log de puits en plus des données sismiques. Dans la théorie, ceci fournir des informations exactes de phase à l'emplacement bon. Le problème est que cette méthode dépend en critique d'une bonne corrélation entre le log des puits et le sismique. En particulier, la conversion de profondeur-à-temps qui convertit le log des puits échantillonné par profondeur en voyageur-temps bidirectionnel peut entraîner les distorsions qui dégradent le résultat.

Les ondelettes peuvent varier et changent de la trace en trace et en fonction du voyageur-temps. Ceci signifie que le processus d'extraction de l'ondelette devrait déterminer un grand ensemble de vaguelettes pour chaque section sismique. Dans la pratique, essayer de déterminer les vaguelettes variables peut introduire plus d'incertitude que les données sont capables de la résolution. Une solution pratique et utile est d'extraire une ondelette « moyenne » simple pour la section entière.

[HAMPSON, R 2007].

II.5-Modèle de base (à priori)

Le modèle à priori est une distribution d'impédance acoustique. C'est un modèle à impédance constante par couche, construit uniquement à partir des impédances fournies par les logs soniques des puits disponibles, les limites des couches ayant été fournies par le pointé des principaux marqueurs (horizons).

Le modèle à priori permet d'introduire des informations au processus de l'inversion, il comporte les variations d'impédance de faibles fréquences et de hautes fréquences, dérivées des données de puits et de données sismiques.

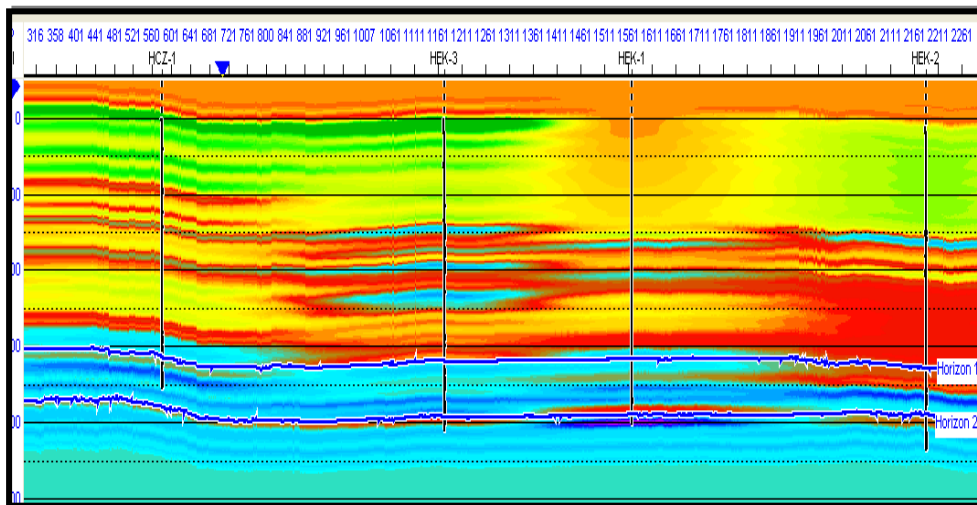


Fig II-7 modèle initiale (à priori)

II.6-Le model convolutif d'une trace sismique

Comme nous le savons, sismique consiste à envoyer une onde dans le sous-sol et l'enregistrer à l'aide des récepteurs (géophones, hydrophones), durant sa propagation dans le sous-sol l'onde subit plusieurs transformation (absorption, diffraction ...), donc le signal enregistré à la sortie est différent de celui envoyé. La trace sismique $T(t)$ sera alors la convolution de la signature de la source $w(t)$ par la série des coefficients de réflexion $R(t)$.

Pour une représentation plus réaliste, un certain pourcentage de bruit $B(t)$ est additionné à la relation.

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

Le modèle convolutif repose sur les hypothèses :

- d'un milieu géologique composé de couches de vitesses d'intervalle constantes et à stratification horizontale.
- d'une ondelette qui demeure stationnaire ;
- d'une source générant des ondes planes, à incidence normale, de type P (longitudinales).

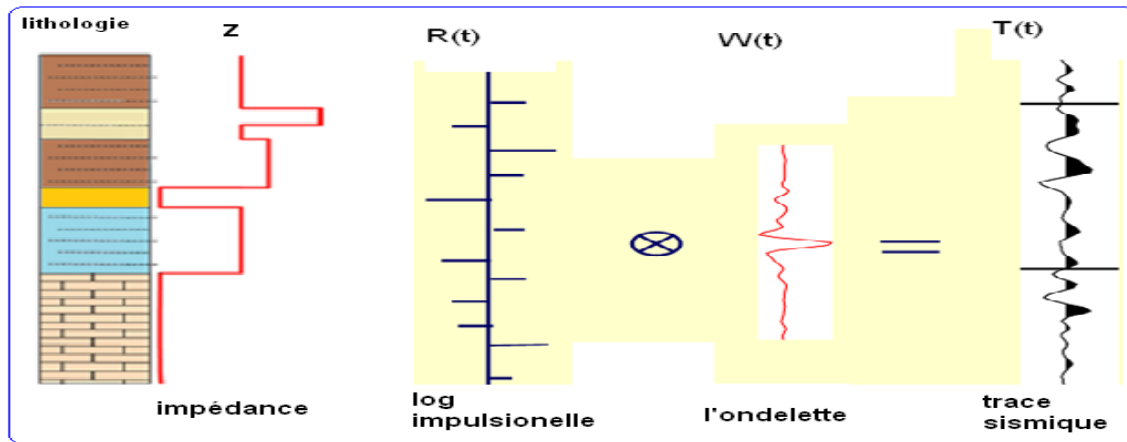


Fig II-8 Le model convolutif d'une trace sismique

II.7-La fonction coût

La résolution du problème inverse consiste à la minimisation de l'écart entre les données sismiques et les données synthétiques calculées à partir d'un modèle. Cet écart est intégré dans une fonction appelée fonction coût. La minimisation de cette fonction permet de reconstituer le modèle de sous-sol d'une façon itérative.

Nous présentons ici les hypothèses permettant de définir la fonction coût classiquement utilisé en tomographie des temps de première arrivée [Tarantola, 1987a].

Nous considérons comme gaussiennes les statistiques des incertitudes sur les modèles et les données. Cette hypothèse gaussienne est justifiée par le théorème central limite, mais elle ne peut pas

toujours être vérifiée pour une expérience réelle, i.e. avec un nombre fini de réalisations des variables mises en jeu. Le modèle de vitesse m le plus vraisemblablement à l'origine des données observées d_{obs} se situe alors au minimum de la fonction coût C , aussi appelée fonction des moindres carrés,

$$C(m) = 1/2[(g(m) - d_{obs})^t C_D^{-1} (G(M) - d_{OBS}) + (m - m_{prior})^t C_M^{-1} (m - m_{prior})], \quad (II-8)$$

Où C_D et C_M sont respectivement les matrices de covariance a priori sur l'espace des données D et l'espace des modèles M , m_{prior} est un modèle connu a priori et t Désigne l'opérateur transposé. Les méthodes d'inversion stochastiques cherchent donc à minimiser la fonction coût C par rapport au modèle m .

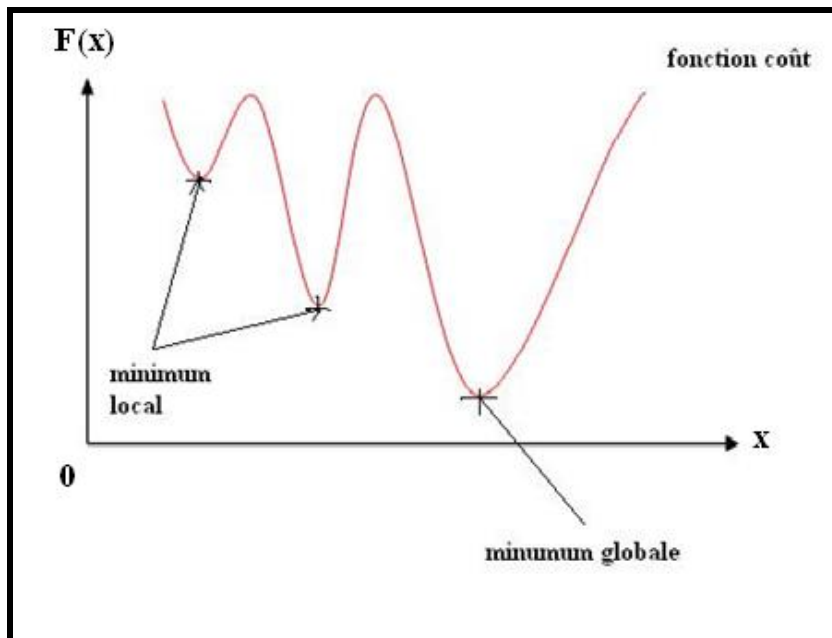


Fig. II-9 minimum local et globale de fonction coût

II.7-1-Minimum locaux et globaux

Soient l'ensemble et une fonction . Les minimum locaux et globaux de sur sont définis de la manière suivante :

II.7-1-1-Définition de minimum local:

Un vecteur $\mathbf{x}$ est un minimum local de f sur S s'il a un coût plus faible que celui de ses voisins. Formellement, $\mathbf{x}$ est un minimum local de f sur S si

$$f(\mathbf{x}) \leq f(\mathbf{y}) \quad \forall \mathbf{y} \in S \text{ tel que } \|\mathbf{y} - \mathbf{x}\| \leq \delta$$

(II-9)

Où $\|\cdot\|$ désigne la norme du vecteur $\mathbf{v}$ [Frédéric, M 1997].

Le minimum local est strict si

$$f(\mathbf{x}) < f(\mathbf{y}) \quad \forall \mathbf{y} \in S \text{ tel que } \|\mathbf{y} - \mathbf{x}\| \leq \delta$$

(II-10)

II.7-1-2-Définition de minimum global :

Un vecteur $\mathbf{x}$ est un minimum global de f sur S s'il a un coût plus faible que celui de tous les autres vecteurs dans S [Frédéric, M 1997]. Formellement, $\mathbf{x}$ est un minimum global de f sur S si :

$$f(\mathbf{x}) \leq f(\mathbf{y}) \quad \forall \mathbf{y} \in S$$

(II-11)

Le minimum global est strict si :

$$f(\mathbf{x}) < f(\mathbf{y}) \quad \forall \mathbf{y} \in S$$

(II-12)

II.7-2-1-Les méthodes de recherche globale et semi-globale:

Une famille des méthodes de recherche de recherche globale comme la Monte-Carlo, de recuit simulé ou algorithme génétique peuvent être utilisées. Ces méthodes permettent d'explorer, sans a priori fort, l'espace des modèles afin de trouver le minimum globale de la fonction coût.

Cependant, elles nécessitent un grand nombre de simulations directes. Elles sont donc généralement destinées pour des problèmes d'optimisation avec peu de paramètres et/ou pour lesquels les solutions du problème direct sont calculables à un coût très faible. [Michel KERN, 2003]

II.7-2-2-Les méthodes de recherche locale :

En partant d'un modèle de départ a priori, localisée dans le bassin d'attraction du minimum global de la fonction coût pour des fonctions non-convexes, ces méthodes permettent de converger vers le modèle du minimum absolu.

Ces méthodes permettent d'envisager des problèmes à grand nombre d'inconnues et/ou pour lesquels les solutions du problème direct sont relativement coûteuses à obtenir.

En raison du grand nombre de paramètres à estimer et au coût important du calcul des solutions du problème direct, la méthode d'inversion des formes d'ondes est généralement formulée de manière linéaire et itérative, pour utiliser des méthodes d'optimisation locale. A chaque itération k , nous considérons que le minimum de la fonction $C(\mathbf{m}^{(k)})$ est recherché au voisinage d'un modèle de départ $\mathbf{m}^{(k-1)}$ issue de l'itération précédente. Bien sûr, un modèle $\mathbf{m}_0$ est nécessaire à la première itération du processus et devra être déterminé au préalable. [Michel KERN, 2003]

II.7-3-Résolution numérique du problème d'optimisation locale

Considérons qu'un modèle a priori permet de localiser le modèle $\mathbf{m}$ dans le bassin d'attraction du minimum global de la fonction coût $C(\mathbf{m})$, une méthode d'optimisation locale doit être mise en œuvre afin de converger vers ce minimum en un nombre minimal d'itérations.

Les méthodes locales utilisent toujours l'information de la direction du gradient pour converger. En effet, la direction opposée au gradient donne la direction de plus grande pente de la fonction coût, à la position locale $\mathbf{m}$. [Romain, B 2009]

II.7-4-1-Gradient de fonction coût :

C'est la dérivée de la fonction coût par rapport au modèle $\mathbf{m}$ au point $\mathbf{m}=\mathbf{m}_n$, on le note $\nabla C(\mathbf{m}_n)$.

(II-13)

On définit ensuite la descente de plus grande pente en multipliant le gradient par la matrice de covariance $\mathbf{C}_M$. La matrice de covariance constitue l'information a priori, Cette opération donne l'expression du gradient de la fonction coût dans l'espace des modèles. . [Frédéric, M 1997]

(II-14)

II.7-4-2-Hessien de la fonction coût

C'est la dérivée seconde de $S(\mathbf{m})$ par rapport au modèle $\mathbf{m}$ au point $\mathbf{m}=\mathbf{m}_n$

(II-15)

Nous ne tenons pas compte du terme du deuxième ordre dans le développement que l'on fait de cet opérateur. Comme pour le gradient, c'est un élément de l'espace dual des modèles. En le multipliant par la matrice de covariance C_M on définit l'opérateur de courbure de la fonction coût qui lui, appartient à l'espace des modèles. [Frédéric, M 1997]

II.8-Méthode des gradients conjugués

II.8-1-Algorithmme

La méthode que nous appliquerons utilise l'algorithme du gradient conjugué. Elle dérive de la méthode de plus grande pente. La méthode de gradient conjugué est cependant plus fiable et pas plus coûteuse en temps de calcul. L'algorithme s'écrit :

(II-16)

(II-17)

(II-18)

ϕ_n représente la direction de descente, elle dépend des directions de descentes précédentes et du gradient de la fonction coût, nous développons à présent, la méthode permettant de déterminer la valeur de pas descente [Frédéric, M 1997]

II.8-2-Le pas de descente

Le pas de descente est généralement déterminé, par la recherche linéaire afin d'obtenir le modèle $\mathbf{m}^{(k)}$ qui minimise ou qui assure une décroissance suffisante de la fonction cout. [Romain, B 2009]

II.8-3-Recherche linéaire

A chaque itération, pour un modèle $\mathbf{m}_n$ et une direction de descente donnée, la valeur optimale de α annule la dérivée de la fonction coût par rapport à toutes les longueurs possibles.

(II-19)

Cette condition compte tenue des notions précédentes s'écrit

(II-20)

Elle définit un critère d'arrêt le long de la direction de descente. Le meilleur point est tel que le gradient de la fonction coût, en ce point soit perpendiculaire à la direction de descente choisie. [Frédéric, M 1997]

Un développement du gradient au premier ordre en $(\mathbf{m}_{n+1} - \mathbf{m}_n)$ donne :

(II-21)

Le critère d'arrêt permet d'écrire :

(II-22)

En développant le produit scalaire on obtient une expression de $\mathbf{m}_n$ [Frédéric, M 1997], la norme de vecteur direction de descente s'écrit :

(II-23)

Remarque : Le point désigne le produit scalaire.

L'estimation du gradient à l'itération $\mathbf{n}+1$ par son développement au premier ordre (II-18) est d'autant plus biaisée que le problème inverse non-linéaire. Pour des problèmes inverses linéaires pour lesquels la fonction coût est quadratique, c'est-à-dire que le gradient est une droite, l'estimation est correcte. [Frédéric, M 1997] Pour notre cas de sismique non-linéaire, il convient de vérifier la norme obtenue. Plusieurs techniques sont envisageables pour vérifier et optimiser à nouveau cette norme. (une méthode type **essaie-erreur** suivie d'une interpolation à l'aide d'une parabole [Nash, 1979].)

II.8-4-Direction conjuguée :

Représente la direction de descente. La direction de descente d'une méthode de plus grande est la direction opposée du gradient de la fonction coût. Pour les méthodes de gradients conjugués, cette direction de descente est prise pour la première itération uniquement. Chacune des itérations suivantes ne prend pas successivement la direction perpendiculaire à la précédente, mais des directions conjuguées. Ces directions de descente ne s'obtiennent pas en minimisant la fonction coût par rapport à leur gradient, mais par rapport à un sous-espace engendré par les directions de descente précédentes. [Frédéric, M 1997]

(II-24)

(II-25)

La figure (Fig II-10) schématise la recherche de la direction de descente entre deux itérations. Les courbes de niveau sont les projections de la fonction coût sur le plan à deux dimensions défini par les deux types de paramètres m_1 et m_2 . La figure (Fig II-10) est la coupe perpendiculaire à ce plan passant par la direction de descente.

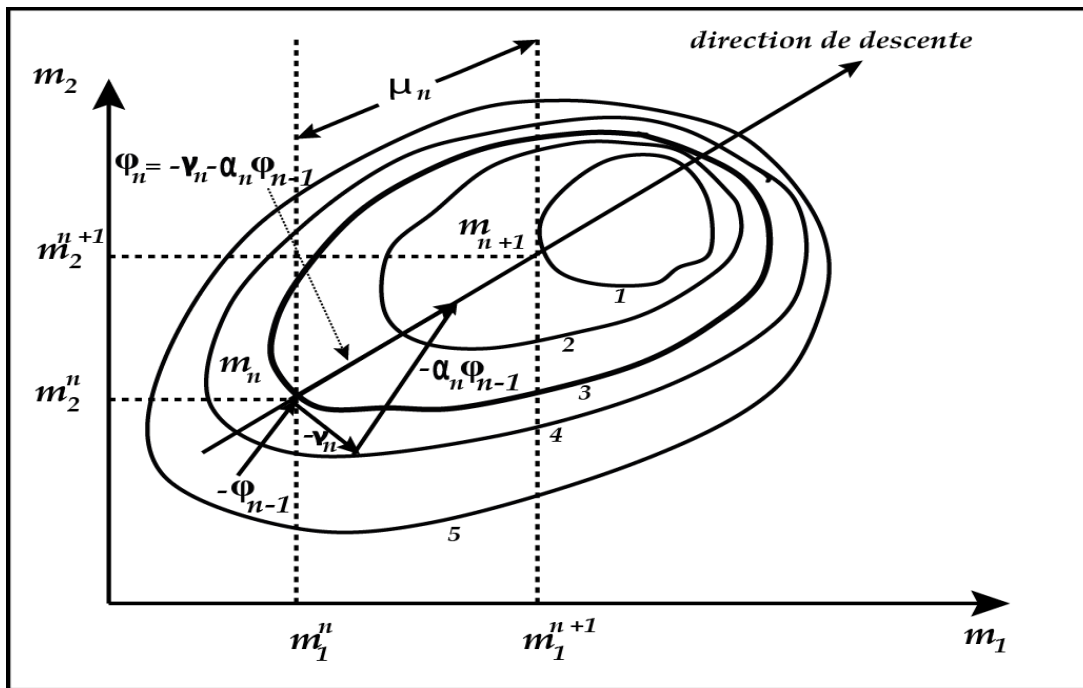


Fig II-10 Illustration de la méthode des gradients conjugués pour un espace à deux dimensions, d'après Kormendi, 1989

Diverses expressions sont envisageables pour définir le coefficient α_n . Nous retenons ici celle de **POLACK et RIBIERE (1969)** qui semble donner de meilleurs résultats

(II-26)

L'efficacité de la méthode des gradients conjugués ne se mesure qu'au-delà d'un grand nombre d'itérations.

II.9- Modèle finale :

Comme une étape finale du processus de l'inversion, on obtient le modèle stratigraphique final qui est construit après un nombre d'itération suffisante. Ce modèle nous permet de l'interprétation et le résoudre de problématique de démarrage.

Cette technique nécessite un modèle d'impédance du sous-sol donné à priori et la connaissance de l'ondelette. Les données enregistrées en surface (données de puits, données de surface) sont utilisées pour estimer cette dernière et pour construire le modèle à priori. Nous retiendrons ici que les données de puits sont indispensables au calage de la sismique mais servent aussi à donner le modèle à priori pour l'inversion.

La section finale peut être en impédance acoustique, densité ou en vitesse. Elle marque les variations latérales de ces dernières.

Elle représente une aide pour "Interprétation stratigraphique et pour la caractérisation du réservoir

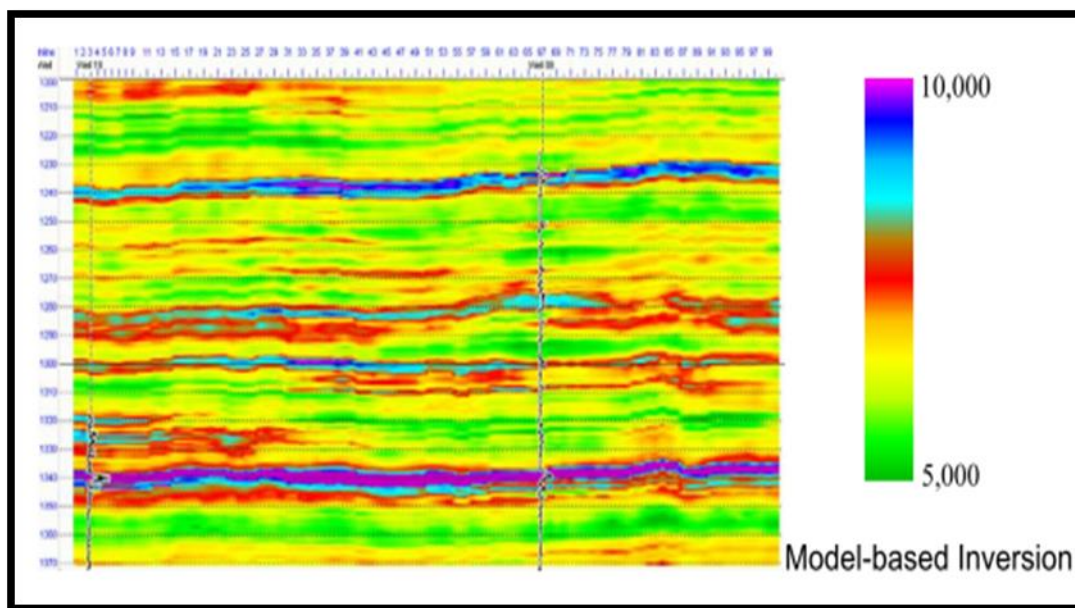


Fig II-11 Résultat final d'une inversion à base de modèle

II.10- Inversion colorée (colored inversion)

La méthode de l'inversion colorée est la plus simple des techniques d'inversion, elle est basée sur un opérateur de filtrage, tiré à partir des logs aux niveaux des puits et des traces sismiques. Il est réalisé en comparant le spectre d'amplitude des données sismiques au spectre d'impédance au puits.

Le spectre l'amplitude des logs dans la fenêtre d'inversion est comparé à celui des données sismiques. Un opérateur est conçu en apportant les amplitudes sismiques en correspondance avec celles au puits, cet opérateur est plus tard appliqué à la section sismique. [ARK CLS. 2008]

Lancaster et whitcombe (2000) ont présenté l'inversion colorée dans une approche heuristique pour l'inversion des données sismiques en impédance relatives. Dans le processus d'inversion colorée, il y a un seul operateur 'O' qui est appliqué a la trace sismique pour la transformer directement en un résultat d'inversion en impédance 'Z'

$$Z = O * S$$

L'operateur 'O' est défini dans le domaine fréquentiel. Il a un spectre d'amplitude qui trace le spectre sismique moyen des impédances acoustiques et qui a une phase constante de -90° [J. Dia, A. Robinson.2005]

II.10-1 Etablissement de l'operateur de l'inversion colorée : [Hampsel.R, 2009]

L'observation empirique de Walden et Hosken (1984) nous a indiqué que toutes les séries de coefficient de réflexion de la terre ont des spectres qui montrent une tendance similaire qui peut être simplement décrite comme f^B . Le terme B est une constante positive et f est la fréquence.

Velzeboer (1981) arrive à une observation semblable théoriquement. Le B peut changer d'un champ à l'autre mais tend à rester raisonnablement constant dans un même champ. On a observé le même comportement pour des spectres d'impédances acoustique, mais, l'exposant est négatif, et pour le distinguer de l'exposant des séries de réflexion nous referons à lui par α .

Il suit que si nos données sismiques sont inversées correctement, elles aussi devraient montrer la même tendance spectrale que les logs dans le même secteur, c.-à-d. ont la même valeur de α . Si nous trouvons le α pour un champ à partir des logs d'impédance acoustique, alors le spectre d'amplitude de l'operateur d'inversion est déterminé en tant que celui qui trace le spectre sismique moyen en une courbe de forme f^B .

Par conséquent, pour dériver notre opérateur de l'inversion colorée, il est nécessaires d'avoir les logs de AI de la zone d'intérêt et assez de traces sismiques zéro phase pour faire une bonne évaluation de la réponse sismique moyenne [Lancaster et Whitcombe. 2000]

Les logs d'impédance sont incorporés dans la création de l'opérateur de l'opérateur de l'inversion coloré fondée sur l'hypothèse que la forme spectrale brute des logs d'impédance des puits dans n'importe quel champ donné est constante (f^{β}).

Le spectre d'amplitude de l'ondelette n'a pas besoin d'être déterminé puisqu'il dicte la forme du spectre sismique moyenne d'entrée, qui est automatiquement compensé par l'opérateur de l'inversion coloré. Si la phase de l'ondelette n'est pas zéro ou inconnue, alors ceci sera manifesté comme erreur de phase dans l'inversion, c'est pour cette raison que les données sismiques a inversées doivent être zéro-phase [Lancaster et Whitcombe.2000].

II.10-1-1 Détermination du spectre moyen des impédances acoustiques $Z(f)$:

Les logs d'impédances acoustiques sont représentés en échelle logarithmique de fréquence pour démontrer la tendance linéaire, et d'une manière équivalente exponentielle sur un axe linéaire de fréquence.

En utilisant les puits de la zone d'étude, on calcule le spectre d'impédance pour chaque puits, ensuite on représente le résultat dans un système d'axe d'échelle logarithmique. Une ligne droite est tracée et le gradient d'ajustement linéaire détermine α .

Cette ligne droite représente le spectre moyen des impédances acoustiques au niveau de l'ensemble des puits. (Fig.)

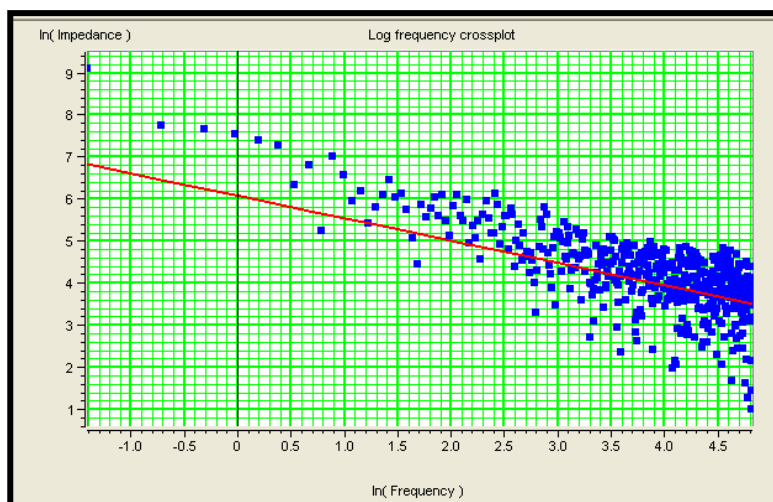


Fig.II-12 : spectre moyen des impédances acoustiques [HRS.2008]

II.10-1-2 Détermination du spectre moyen des traces sismiques $S(f)$

La figure qui vient montre le spectre moyen de la trace sismique au voisinage du puits pilote

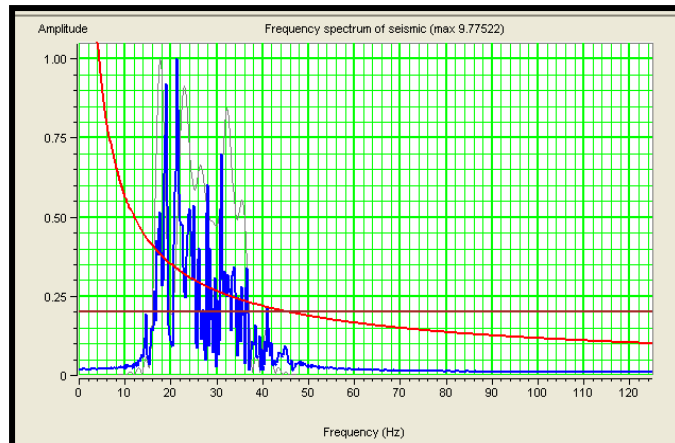


Fig.II-13 : spectre sismique moyen [HRS.2008]

II.10-1-3 Calcul de l'opérateur de l'inversion colorée :

A partir des deux spectres (sismique et impédance) on calcule le spectre de l'opérateur.

Celui a pour but la création du spectre sismique à partir du spectre d'impédance acoustique dans la bande sismique (**Fig.II-14**)



Fig.II-14 réponse en fréquence et en temps de l'opérateur de l'inversion colorée

Le spectre de fréquence de l'opérateur :

$$\begin{aligned} \text{TF}[Z(t)] &= \text{TF}[O(t) * S(t)] \\ &= \text{TF}[O(t)] \times \text{TF}[S(t)] \\ Z(f) &= O(f) \times S(f) \longrightarrow O(f) = Z(f)/S(f) \end{aligned}$$

II.10-2 Problème de stabilité du filtre :

- 1- Seuil du spectre : l'opérateur d'inversion colorée est basé sur un calcul simple qui implique le spectre d'impédance acoustique et le spectre sismique dans le domaine fréquentiel.
- 2- Pour les très petites valeurs du spectre sismique $S(f)$, cette opération donnera des résultats aberrants. Le seuil a pour but d'éviter ces cas. Il est arbitrairement défini en tant que 20% de la valeur max.
- 3- Ceci place une gamme de fréquences au-dessus desquelles l'opérateur d'inversion sera calculé. Seules ces fréquences pour lesquelles le spectre sismique est au-dessus du seuil seront employées dans le calcul. Il empêche la division par des valeurs zéro.

Mettre ensemble le spectre d'amplitude avec le spectre de phase, ayant un shift de (-90°) produit l'opérateur de l'inversion colorée, qui est appliqué aux traces sismiques, par convolution.

L'inversion colorée, produit un résultat très similaire à celui de l'inversion récursive. Une seule différence c'est dans l'inversion colorée, l'impédance acoustique calculée est une impédance relative, avec des valeurs positives et des valeurs négatives

II.10-3 Caractéristique de l'inversion colorée [hampson Russell. 2009]

- Elle ne dépend pas du modèle initial, juste pour déterminer changement en impédance acoustique d'une façon globale
- Très rapide à réaliser
- Suppose que les données sont à zéro-phase
- Produit un résultat similaire à celui de l'inversion récursive, avec un contenu fréquentiel élevé et une meilleure de représentation

Cette méthode produit un résultat d'impédance relative. Ce problème est peu rencontré de nos jours, puisque le logiciel permet d'ajouter les changements du contenu en basses fréquences.

II.11 Conclusion :

L'inversion à base de modèle permet l'amélioration de l'interprétation, à partir des informations à priori, qui conduisent vers un modèle plus proche de la réalité.

La méthode d'inversion colorée est similaire aux techniques de filtrage des données sismiques, elle définit un opérateur qui forme le spectre moyen de la trace sismique, elle n'utilise pas les données de puits. C'est une méthode rapide et donc bonne pour un premier aperçu de l'inversion.

Elles nous donnent une image de sous-sol en impédance acoustique, densité ou vitesse, image avec variation latérale des paramètres pétrophysiques du réservoir et tous ce que veut un interpréteur pour accomplir sans travail avec le minimum des erreurs.

Cette possibilité ouvre des portes pour des recherches plus avancées dans le domaine d'inversion.

Introduction :

De nouvelles techniques de traitement donnent actuellement, une représentation de la l'image plus ténues qui se rapprochent plus du tangible géologique de subsurface, ces techniques facilitent grandement le travail d'interprétation. Parmi eux, on distingue « l'inversion sismique », une opération qui permet de remonter de l'ensemble des mesures au modèle de la subsurface qui a pu lui donner naissance. [HAMPSON, R 2007].

On propose dans ce chapitre, des généralités sur cette méthode d'inversion, en entreprenant par sa définition, ces objectifs dans le domaine d'application, les différentes étapes de l'inversion (la paramétrisation, modélisation et inversion), le problème direct et inverse, ainsi que les informations nécessaires pour son application, et nous terminons avec les principaux avantages et les inconvénients que peuvent exhiber cette méthode.

I-Définition de l'inversion :

Quand on utilise le terme **inversion**, en est immédiatement tenté de se demander 'inverse à quoi ?

Un problème inverse consiste à déterminer une quantité physique m , qui est difficilement mesurable, en analysant des quantités mesurables d [Tarantola, 1987].

La technique d'inversion consiste à chercher le jeu de paramètres d'un modèle représentatif du terrain qui minimise une certaine fonction, dite fonction coût, cette optimisation de modèle peut se faire de façon itérative. On se donne d'abord un premier schéma de répartition des grandeurs à déterminer, on calcule quelle serait la réponse sismique d'un tel terrain, c'est la résolution du problème direct. Ensuite, on s'efforce de calculer les corrections à apporter au premier modèle pour obtenir un meilleur ; c'est-à-dire qui donne à la fonction cout une valeur inférieur, en calculant la réponse. [TARANTOLA, A 1984a],[Patrick N et al 1996].

L'inversion est une technique mathématique visant à estimer les caractéristiques d'un système, connaissant sa réponse à une excitation donnée. 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 régit la propagation des ondes élastiques [Mari,J.L 1994].

II-1 Objectif de l'inversion :

Le problème inverse a pour objectifs :

- 1- D'estimer numériquement les caractéristiques d'un système réel à partir d'observations de ce système.
- 2- De déterminer une grandeur inaccessible à la mesure à partir d'une autre grandeur mesurable d'un point de vue expérimental.

Du point de vue des applications, deux motivations différentes se présentent pour l'étude de ces problèmes inverses:

D'abord, on veut savoir les états passés ou des paramètres d'un système physique. En suite, savoir comment influencer un système via son état actuel, ou via les paramètres à fin de le conduire à un état désiré dans le future. On pourrait dire que les problèmes inverses sont concernés par causes déterminantes d'un choix ou d'un effet observé

II-2-Quelques exemples sur l'application de l'inversion :

- la construction de méthodes de contrôle non destructif (détection de fissures dans des pièces).
- l'identification de caractéristiques physiques (paramètres « matériau » lorsque l'on ne peut réaliser des essais « simples ». couches minces par exemple), parties de structures inaccessibles à la mesure, milieux extrêmes où la mesure est impossible.
- le recalage de modèles avec des données expérimentales.
- l'identification de sources de bruit, de pollution, à partir de mesures éparses dans l'environnement.
- l'imagerie (médicale, sismique, ..).
- la restauration de signaux bruités ou détériorés.
- l'extraction de signaux faibles dans un signal bruité.
- le contrôle ou le pilotage d'installation industrielles la réévaluation de leur durée de vie à partir d'auscultations...

III-Problèmes bien et mal posés au sens d'Hadamard

Considérons un modèle mathématique écrit sous la forme générale $Ax = b$, où A est un opérateur de type différentiel, matriciel ou intégral. Le problème inverse consiste à estimer x , connaissant b . Le problème est bien posé si :

- la solution à ce problème existe.
- cette solution est unique.
- cette solution est stable vis-à-vis des faibles variations des données contenues dans b , c'est à

dire si l'opérateur inverse A^{-1} est continu. [KESSAI, A 2002]

III-1-Existence de la solution

La figure (**Fig III-3**) illustre le problème de l'existence d'une solution au problème inverse. Soit X l'ensemble des vecteurs x des inconnues à identifier. $Im(X)$ est l'image de cet ensemble appliqué à tous les x de X . Si l'ensemble des réponses instrumentales B est inclus dans $Im(X)$, alors il existe au moins un vecteur x pour lequel $Ax=b$. En revanche, si on considère un autre ensemble de réponses instrumentales B' non incluse dans $Im(X)$, il n'existe pas de x tel que $Ax=b'$. [KESSAI, A 2002]

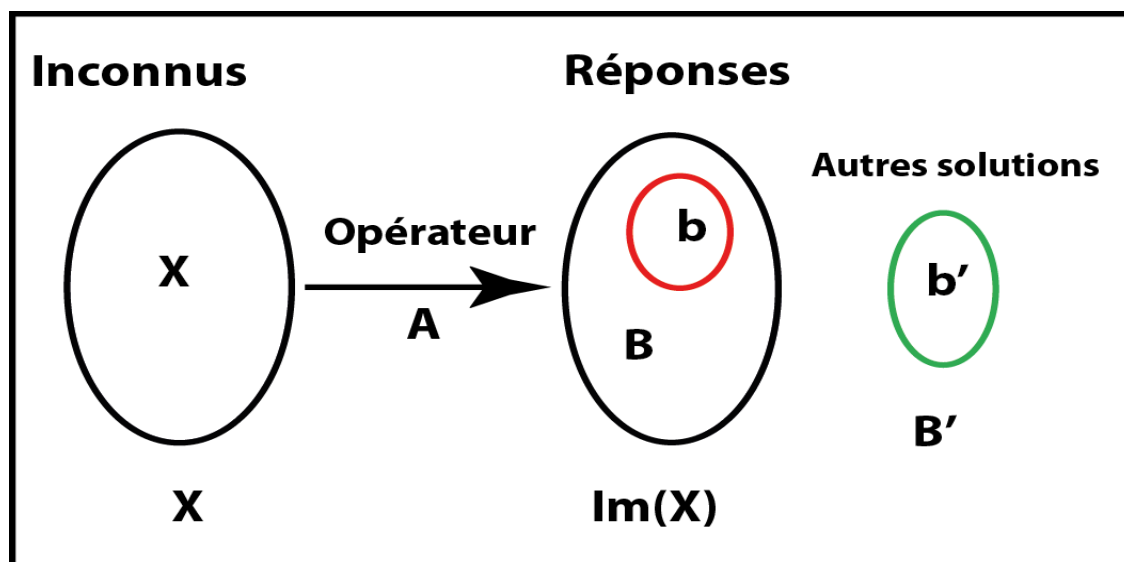


Fig I-1 Existence de la solution

III-2-Unicité de la solution

Dire que la solution est unique signifie qu'il n'existe qu'un seul x pour lequel $Ax = b$. Dans le cas où l'opérateur A est matriciel, le déterminant de A doit être non nul. Cette remarque incite à limiter le nombre de paramètres à estimer, pour éviter d'introduire implicitement des relations inutiles. [KESSAI, A 2002]

III-3-Stabilité vis-à-vis des faibles variations

L'estimation par méthode inverse s'apparente à un algorithme de minimisation sous contrainte d'une fonction. Les techniques de recherche d'un minimum fonctionnent bien pour une fonction convexe (existence d'un minimum). Malheureusement dans le cas d'un problème physique non-linéaire à plusieurs variables, la fonction est rarement convexe, ce qui exclut souvent l'existence d'un minimum global. En général, elle est tout de même convexe au voisinage des minima locaux. L'étendue du voisinage fixe l'importance de l'initialisation : si la fonctionnelle n'est convexe que très près du minimum local, alors une initialisation éloignée de cette solution peut aisément converger vers une autre solution. [KESSAI, A 2002]

– Un modèle physique étant fixé, les données expérimentales dont on dispose sont en général bruitées, et rien ne garantit que de telles données proviennent de ce modèle, même pour un autre jeu de paramètres. [Michel KERN, 2003]

– Si une solution existe, il est parfaitement concevable que des paramètres différents conduisent aux mêmes observations. [Michel KERN, 2003]

– Le fait que la solution d'un problème inverse puisse ne pas exister n'est pas une difficulté sérieuse. Il est habituellement possible de rétablir l'existence en relaxant la notion de solution (procédé classique en mathématique).

– La non-unicité est un problème plus sérieux. Si un problème a plusieurs solutions, il faut un moyen de choisir entre elles. Pour cela, il faut disposer d'informations supplémentaires (une information a priori). [Michel KERN, 2003]

– Le manque de continuité est sans doute le plus problématique, en particulier en vue d'une résolution approchée ou numérique. Cela veut dire qu'il ne sera pas possible (indépendamment de la méthode numérique) d'approcher de façon satisfaisante la solution du problème inverse, puisque les données disponibles seront bruitées donc proches. [Michel KERN, 2003]

Un problème qui n'est pas bien posé au sens de la définition ci-dessus est dit **mal posé** (ill-posed en anglais) » [Michel KERN, 2003]

IV-Les étapes de l'inversion :

IV-1- Paramétrisation d'un système:

La paramétrisation d'un système est la recherche d'un ensemble minimal de paramètres du modèle dont les valeurs, caractérisent complètement le système (d'un point de vue donné).

La paramétrisation est basée sur la détermination d'un nombre minimal de paramètres appelée paramètres principaux. Ce nombre doit être capable de décrire l'évaluation du système, en fonction des différentes variations que peut prendre chaque paramètre, selon le type de phénomène physique observé (réflexion, réfraction, absorption, temps de parcours, etc.) Plusieurs paramétrisations sont possibles pour le même modèle [Djarfour, 2001].

L'importance des paramètres est définie par l'évaluation des dérivées de la fonction en question, cette dernière a des dérivées relativement grandes par rapport aux paramètres principaux (ceux influant sur la fonction du système) et petite pour les paramètres secondaires (ceux dont dépend faiblement la fonction). [Djarfour, 2001]

IV-2- Modélisation :

IV-2- 1-Définition d'un modèle :

Le modèle peut se définir comme une façon simplifiée de représenter la réalité physique. La figure ci-dessous montre un modèle physique qui caractérise une disposition de couche géologique

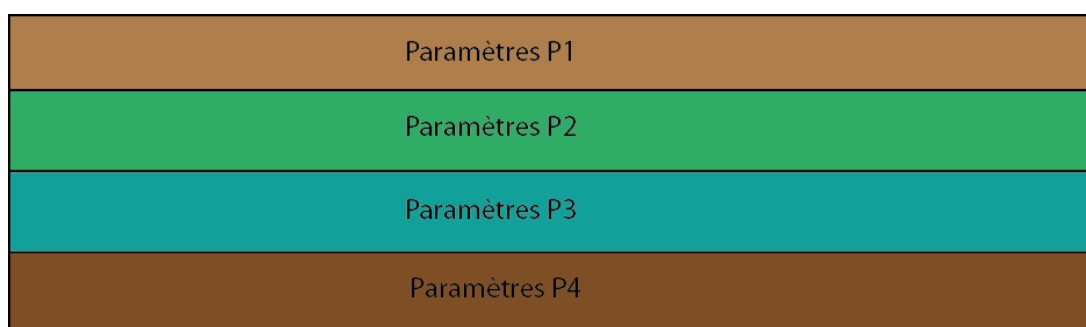


Fig. I-2 Modèle physique simplifié pour des couches géologiques (paramètres P1...4)

La modélisation est une représentation virtuelle de phénomènes réels à partir d'algorithmes et de modèles mathématiques. Elle permet de refaire « virtuellement », et à volonté, une expérience en modifiant toutes les données opératoires et géométriques [magazine de la chronique scientifique, 2005]

IV-2- 2-Les étapes de la modélisation :

Trois étapes sont nécessaires pour utiliser de manière optimale un outil de modélisation après avoir défini l'objectif :

a- Simulation de la géométrie du procédé sous le logiciel de modélisation qui consiste à dessiner la forme et la géométrie du système. [Magazine de la chronique scientifique, 2005]

b- Description des phénomènes physiques en question qui consiste à choisir les modèles mathématiques et résolutions numérique adéquates (temps de résolution de quelques minutes à plusieurs jours de calcul). [Magazine de la chronique scientifique, 2005]

c- Exploitation et analyse des résultats numériques pour les différents paramètres caractérisant le procédé afin de valider le modèle, ces résultats sont confrontés aux mesures observées. [Magazine de la chronique scientifique, 2005]

Le schéma suivant montre les différentes étapes de la modélisation :

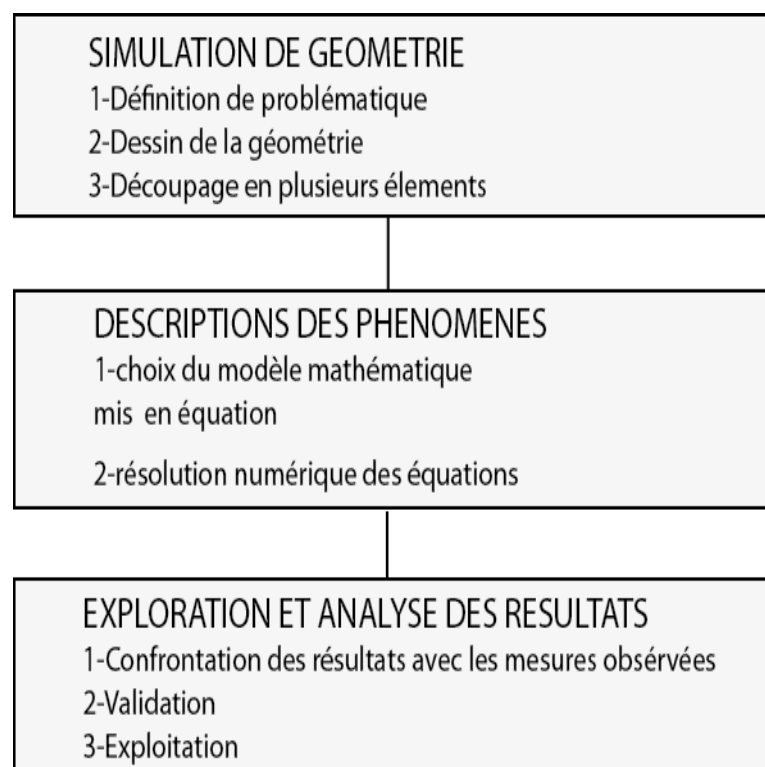


Fig. I-3 les étapes de la modélisation

IV-2-3-La modélisation en prospection sismique :

En prospection sismique, on cherche à modéliser l'expérience d'un tir sismique de réflexion c'est-à-dire accéder au phénomène de propagation d'une onde élastique ou acoustique dans un demi espace à partir d'une source considérée comme ponctuel. Une telle simulation permet d'obtenir l'état vibratoire de la surface de milieu en fonction de temps autrement dit le sismogramme synthétique [Djarfour, 2001].

L'établissement de ce dernier à partir d'un modèle géologique théorique constitue la résolution de problème direct qui a pour but de comprendre quels sont les caractères sismiques qui fournissent les indices des anomalies géologiques recherchées

IV-2- 4-La modélisation directe :

Consiste à trouver des lois physiques permettant, pour des valeurs données des paramètres du modèle, de faire des prédictions sur les résultats des mesures effectuées sur des paramètres observables.

IV-2- 5-Modélisation inverse :

La modélisation inverse est une technique généralement reconnue dans le domaine des sciences physiques et de plus en plus appliquée en écologie aquatique et en biogéochimie. La modélisation inverse est la réciproque de la modélisation prédictive (ou simulation). La modélisation prédictive consiste à faire avancer un modèle dans le temps à partir de conditions initiales et de paramètres définis a priori. Les résultats de la simulation sont comparés à une série d'observations dans le but d'évaluer le réalisme ou la capacité prédictive du modèle [magazine de la chronique scientifique, 2005].

À l'opposé, la modélisation inverse consiste à reconstruire les conditions initiales et les paramètres du modèle à partir de données observées. Les buts de la modélisation inverse sont donc de nous renseigner sur les composantes souvent mal connues que sont les paramètres du modèle et d'exploiter avantageusement l'information contenue dans les observations disponibles [le magazine de la chronique scientifique, 2005].

IV-3- Problème directe et inverse

Il s'ensuit que la définition de la paire directe-inverse doit être en référence à la physique, on peut dire que le problème direct est un problème orienté selon une séquence de cause à effet ou, également, un problème qui consiste à calculer les conséquences de cause donnée. Le problème inverse correspondant est associé à l'inversion de la séquence de cause à effet et consiste à trouver la cause inconnue de conséquences connues [Mario Bertero and Patrizia Boccacci, 1998] fondée sur des lois physiques bien établies, qui précisent quelles sont les causes et quels sont les effets qui fournissent les équations reliant les effets aux causes. Il s'ensuit également que, pour chaque domaine de la physique (propagation des ondes, la conduction de la chaleur, de la géophysique, etc.), il est nécessaire de spécifier le problème direct typique de ce domaine de même que les problèmes inverses correspondants

IV-3- 1-Le problème direct :

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

$$\mathbf{d} = \mathbf{G}(\mathbf{m})$$

Où $\mathbf{m}$ est la fonction décrivant les paramètres du modèle et d'un nombre fini de données, $\mathbf{m}$ et $\mathbf{d}$ sont tous deux des vecteurs. $\mathbf{G}$ étant un opérateur (physique, géométrie du milieu, etc.). En d'autres termes, le problème direct considère les paramètres du modèle et les transforme (à travers $\mathbf{G}$) en observations, en d'autres termes modéliser l'effet en appuyant sur des hypothèses concernant la cause [TARANTOLA, A 1987].

IV-3- 2-Le problème inverse :

Un modèle mathématique fournit une relation entre $\mathbf{d}$ et $\mathbf{m}$, que nous noterons $\mathbf{d} = \mathbf{G}(\mathbf{m})$. Ce que nous appelons problème direct consiste à calculer $\mathbf{d}$ lorsque $\mathbf{m}$ est (supposé) connu. Le problème inverse consiste à essayer d'identifier $\mathbf{m}$ d'après $\mathbf{d}$. En pratique, nous disposons de

mesures expérimentales G et nous cherchons le (ou un ?) paramètre m' tel que $d' = G(m')$
[TARANTOLA, A 1987]

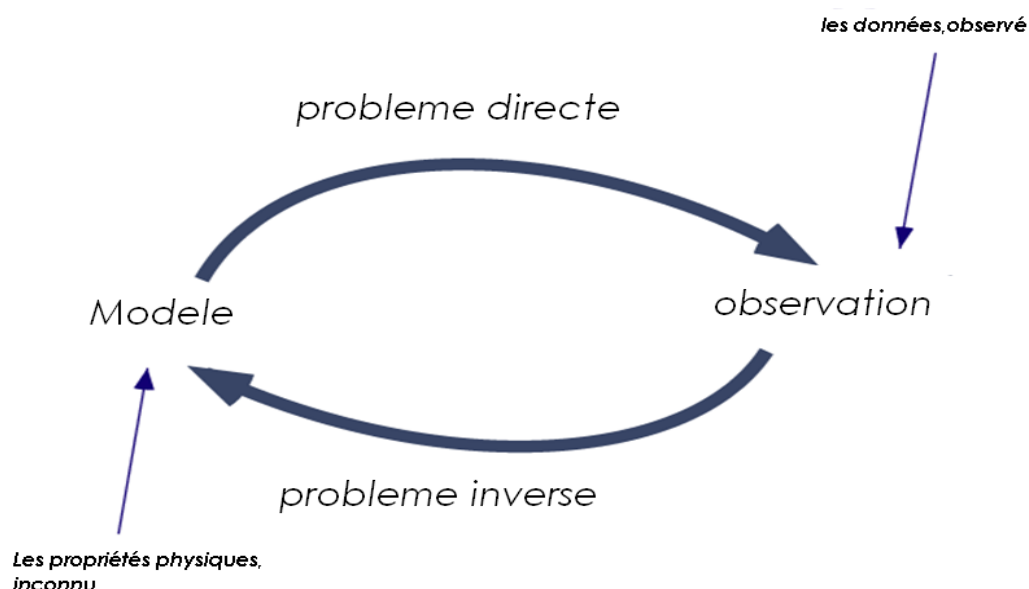


Fig I-4 le problème direct et inverse

V-Les informations de l'inversion :

V-1-Informations déduites de la modélisation

La modélisation sismique est une simulation d'une acquisition sismique qui implique la prédiction des données synthétiques à partir d'un modèle géologique théorique supposé comme étant un cas idéal, mais en réalité, les données prédites ne sont pas identiques aux données observées. Ceci est dû d'une part à l'incertitude expérimentale et d'autre part à l'erreur de modélisation qui est une approximation d'une réalité encore beaucoup plus complexe.
[Djarfour, 2001]

V-2-Informations des mesures

Les données de base en exploration sismique et notamment en inversion sont les enregistrements sismiques qui mesurent le déplacement du sol généré par une source active (explosion, vibroseis). Ce type des données peuvent être enregistrés sur 3 composantes ou seulement sur une, à 2D (section sismique) ou à 3D (cube sismique).

Ces informations ne sont jamais utilisées brutes, en effet elles sont transformées par traitement afin d'essayer amoindrir les différents distorsions qui cachent la réalité géologique

V-3-Informations à priori

On appelle information *à priori* tous types d'information que l'on peut obtenir indépendamment des données de mesures. Ce type d'information est ajouté à l'entrée de problème inverse pour remédier à ce qu'on appelle problème mal posé [Tarantola, 1987]

En inversion sismique cette information est représentée par les données de puits qui constituent l'épreuve de vérité de la sismique, non seulement elle permet de vérifier la validité de ses prévisions mais ils constituent également un point de départ pour corriger et enrichir son interprétation.

VI- Les types d'inversions utilisés en sismique

VI-1-Inversion avant sommation (Pré-stack) :

L'inversion avant sommation a pour but de transformer les amplitudes des données sismiques avant sommation (offset ou angle gather) pour extraire l'impédance acoustique (Z_p), l'impédance d'onde de cisaillement (Z_s), et la densité. Elle nous permet d'accéder à des informations relativement liées à la nature du fluide qui caractérise le réservoir. Ces paramètres peuvent générer d'autres propriétés comme le rapport V_p/V_s , le coefficient de Poisson, les paramètres de Lamé, suivant l'objectif de l'interpréteur.

L'inversion Pre-stack consiste à estimer trois propriétés élastiques indépendantes de la roche : l'impédance acoustique, impédance d'onde de cisaillement et la densité.

En combinant l'inversion sismique (pre-stack) avec le modèle sismique et pétrophysiques, on peut créer un impact significatif pour la résolution du problème mal posé (plus exactement l'unicité) dans plusieurs causes de lithologie et nature de fluide

On distingue trois méthodes d'inversion avant sommation :

VI-1-1-L'inversion élastique

Pendant les années 90, il est devenu de plus en plus commun pour que les compagnies de traitement livrent (près de, mi et loin offset) stack à leurs clients. Ces stack bénéficient du taux signal/bruit amélioré à partir des résultats de sommation des données. Naturellement, les interprètes ont voulu inverser ces données. Mais à quoi devraient-ils inverser les données ? Seulement les offset nul peuvent être inversés à l'impédance acoustique.

CONNOLLY a résolu ce problème en 1998 en proposant l'impédance élastique (EI) comme analogie à l'impédance acoustique. Basé sur l'équation d'Aki et de Richards, la méthode (EI) était la première pour combiner vraiment des éléments de théorie d'AVO dans l'inversion. Comme prolongement naturel à la P-impédance, le concept d'impédance élastique ouvrir le chemin pour des créateurs de logiciel d'adapter des algorithmes préexistants d'inversion pour faciliter l'inversion (près de, mi et loin offset) stack. Les résultats ne sont plus des outils de lithologie mais répondent aux effets fluides aussi. [Connolly, P, 1999]

VI-1-2-L'inversion Lambda-Mu-Rho (LMR)

En 1997, GOODWAY, a publié un document sur une méthode d'inversion d'AVO basée sur les paramètres de Lamé (descripteurs de physique de roche). Cette méthode, connue aujourd'hui par le Lambda-MU-Rho, ou simplement « LMR », est la première étape sur l'artère d'inversion d'AVO.

La méthode standard d'AVO est employée pour calculer des estimations de réflexions des ondes P et S directement à partir des données pre-stack. Ces deux ensembles de données sont alors inversés vers P et S-impédance respectivement, en utilisant les techniques standards de l'inversion post-stack, Une fois que la P-impédance et la S-impédance ont été prêtes, nous pouvons obtenir des estimations sur les paramètres de Lamé, lambda-rho et MU-rho qu'on associe au fluide et aux propriétés des roches. Pour l'interprétation des résultats de cette inversion on utilise souvent la méthode de cross-plot. [HAMPSON, R 2007].

VI-1-3-L'inversion simultanée :

On l'appelle l'inversion simultanée car les impédances P et S sont calculées en même temps que la densité

Cette nouvelle technologie d'inversion a pour objectif d'obtenir des estimations fiables reliant les vitesses d'ondes P, S et la densité, dont on peut prévoir les propriétés de fluide et de lithologie, en incluant les effets d'AVO actuels dans les données avant sommation (pre-stack), notre inversion n'est plus limitée principalement dans la prévision de lithologie, mais aussi dans la nature de fluide [HAMPSON, R 2007].

VI-2-Inversion après sommation (Post-stack) :

L'inversion après sommation (Post-stack) consiste à transformer les données de réflexions sismiques en impédances acoustiques. Cette impédance acoustique fournit des détails (pour

l'interprétation structurale et stratigraphique) qui sont directement liées aux propriétés du réservoir tel que porosité, lithologie et la saturation du fluide. [HAMPSON, R 2007].

VI-2-1-L'inversion limitée limited (bande bande inversion) :

Cette méthode est également appelé inversion récursive. Le résultat est une bande limitée à la même plage de fréquence que les données d'entrée, les détails de haut fréquence, qui se trouve dans les enregistrements sont perdu

L'inversion limitée était le premier type d'inversion après sommation développé, En principe, la technique est très franche. Si nous supposons que la trace sismique représente une approximation à la réflectivité de la terre, alors cette réflectivité peut être inversée pour donner l'impédance acoustique. Par conséquent, nous appliquons d'abord l'ondelette inverse à la trace sismique par la déconvolution pour la convertir en trace de réflectivité. Après nous convertissons la réflectivité en trace d'impédance. [HAMPSON, R 2007].

Cependant, puisque la trace sismique est une bande limitée, le processus n'est pas aussi facile qu'il semble. Les deux extrémités de basse fréquence (0-10 hertz) et haute fréquence (80-250 hertz) du spectre de réflectivité sont manquante. Ceci par conséquent induit deux erreurs possibles :

La phase et contamination de bruit de la trace sismique

VI-2-2-L'inversion colorée

Cette méthode est assimilée à la méthode de Bande limité. Elle applique un opérateur dans le domaine de fréquence, O, à une trace sismique pour la transformer en impédance. C'est une méthode rapide et donc bonne pour un premier aperçu de l'inversion. Elle n'a pas besoin d'un bon modèle initial. Il est toujours utilisé comme un moyen de vitrification de la faisabilité de l'inversion [HAMPSON, R 2007].

VI-2-3-L'inversion par modèle de base

Cette méthode est basée sur le modèle convolutif de la trace sismique. Ce dernier est un modèle initiale de P-impédance à basse fréquence, généré a partir des données des puits et des horizons préalablement piqués selon notre objectif. La trace sismique $T(t)$ et l'ondelette $W(t)$ sont supposées connues, le bruit est aléatoire et non-corrélé avec le signal utile, selon l'équation suivante :

$$T(t) = W(t) * R(t) + B(t)$$

Cette méthode recherche des différences entre la vraie trace sismique et le synthétique formés par le modèle, et modifie le modèle pour le compenser.

VI-2-4-L'inversion pics dispersés « Sparse Spike »

Une approche traditionnelle d'inversion dont lequel est contenue la trace de réflectivité pour être une trace « Sparse Spike»

En d'autres termes, l'inversion essaye de trouver un modèle d'impédance « de couches épaisses » dont lequel les couches sont bien séparées entre eux, afin de minimiser le nombre de couches dans le modèle d'impédance. L'inversion pics dispersés « Sparse Spike » ne traite pas bien la partie de basse fréquence du modèle, et exige l'intégration des composants de basse fréquence du fond modèle. [HAMPSON, R 2007].

VI-2-5-L'inversion par réseau de Neurones (Neural network)

C'est une méthode récente, qui ne transforme pas directement des données sismique en propriété de roche d'une façon déterministe, elle applique un opérateur pour cette transformation. La technique fonctionne comme un filtre de données sismiques, ce filtre est assimilé à une fonction de transfert qui est généralement non-linéaire, obtenu à partir de l'apprentissage de réseau neurone.

Cette méthode a l'avantage de donner une meilleure performance avec un nombre d'itérations réduit, et permet un gain en temps et espace mémoire, rien qu'avec un seul algorithme d'apprentissage,

VI-2-6-L'inversion géostatistique

L'inversion géostatistique de données sismiques permet d'obtenir différentes images possibles d'un réservoir pétrolier en tenant compte des puits, de la variabilité spatiale mais aussi des données sismique 3D. La méthode a été appliquée à la simulation d'impédance acoustique et peut donc être comparée aux méthodes d'inversion stratigraphique qui, au contraire, ne fournissent qu'une solution optimale. Cette différence s'explique par l'impossibilité de fournir en 3D un modèle a priori unique et suffisamment détaillé à l'échelle du réservoir. La validité des résultats dépend au plus haut point de la qualité des données sismiques et de leur calage aux puits [HAMPSON, R 2007].

VII-Les Avantages de l'inversion

L'inversion sismique offre plusieurs avantages :

- Les résultats de l'inversion sont des propriétés de couche tandis que les données sismiques sont une propriété d'interface. Cela veut dire que l'interprétation stratigraphique est plus facile avec des données d'impédance, car ces derniers sont liés directement aux propriétés des roches.

- Réduction d'effets d'ondelette, Par conséquent améliorée la résolution de l'image des sub-surfaces couches.

- L'impédance acoustique est une propriété physique de roche. Elle peut être directement comparée aux mesures de puits logs et permet un lien physiquement motivé aux propriétés de réservoir.

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

IIIX- les difficultés d'inversion

a- la relation non linéaire entre la réponse sismique et les paramètres du milieu, (problème mal posé).

b- des connaissances incertaines, ces dernière peuvent provenir :

- Des erreurs de mesures qui sont les incertitudes expérimentales contenues dans les données observées
- Des erreurs de modélisation, or cette dernière est une approximation d'une réalité beaucoup plus complexe

III.1-Situation Géographique :

Le périmètre Bottena est situé dans le coin sud oriental du bassin sud-est constantinois, il comprend le bloc 129 et couvre une superficie de 4509,15 km, il est limité:

- Au nord, par latitude $35^{\circ} 20' 00''$ Nord
- À l'ouest par longitude $07^{\circ} 40' 00''$ Est
- Au sud, la latitude $34^{\circ} 25'$ passant aux environs d'accident sud atlasique
- À l'est par la frontière Algéro-Tunisienne.

La région Hassi El karma fait partie de la commune de Bier El Ater , elle est située au sud de Bir El ater .

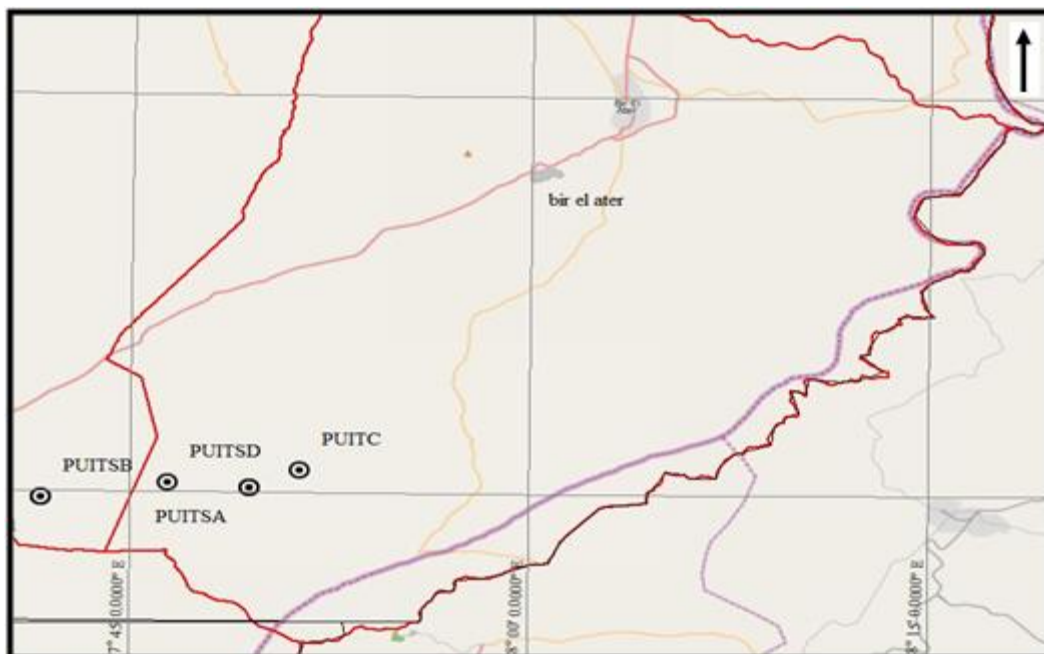


Fig. III.1 Carte géographique de la région d'étude

III.2-Cadre géologique

D'importants affleurements constitués de sédiments argilo-carbonates du Crétacé Supérieur, de l'Eocène et du Mio-Pliocène forment la couverture sédimentaire dans cette région.

Elle est essentiellement, détritique au Barrémien, carbonatée de l'Aptien à l'Eocène inférieur, et laguno-Continental à l'Eocène moyen et Miocène.

La configuration structurale actuelle du périmètre Bottena montre de structure d'orientation ENE-WSW dans la région des Nementcha et E-W dans les monts de Négrine, à proximité de la flexure sud-atlasique. Ces deux dernières directions sont le résultat des phases tectoniques du miocène et post-pliocène (Fig. I-1).

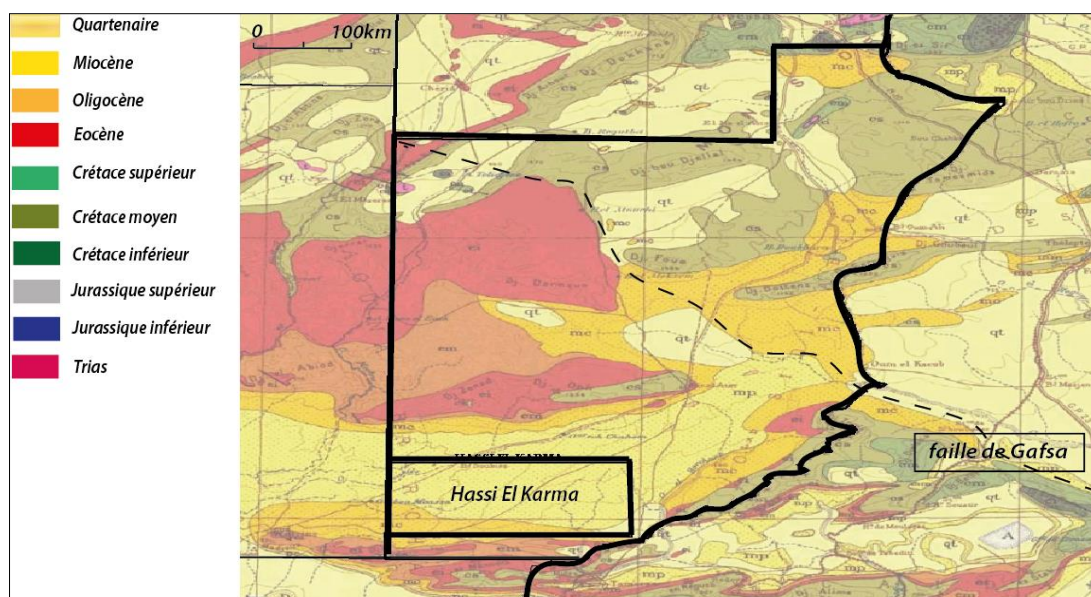


Fig III.2 Carte géologique de Hassi El Karma

III.3-Aspect structural :

Sur le plan régional, le périmètre de recherche Bottena fait partie du bassin sud est constantinois, il est localisé sur la plateforme carbonatée de Tébesa limitée par :

Le sillon Aurès Kef, au nord est

Le haut fond de la Tunisie centrale (ou mole de Kasserine), au sud est

Les monts de Nementcha et les Aurès septentrionaux à l'ouest

Notre région d'étude est caractérisée par une tectonique très complexe, matérialisée par une fracturation et des plissements intenses, accompagnées par des phénomènes Halloctinétique (diapirisme).

Ces traits structuraux sont le résultat des différents mouvements tectoniques de l'orogénèse Alpine qui se sont manifestés dans régime dispersif depuis le trias jusqu'à l'Eocène moyen, ensuite dans un régime compressif à partir du Lutétien terminal.

III.4-Faille et fracture :

Trois famille da faille se distinguent :

- faille Est-Ouest (inverse) chevauchement sud djebel Onk
- faille atlasique (Normale)
- faille décrochâtes N°140 (faille de Gafsa)

III.5-Aspect stratigraphique:

III.5-1-Le Crétacé:

Le Crétacé affleure largement dans plusieurs régions et il est traversé par la plupart des forages

III.5-2-Le Néocomien :

Il est argileux, dolomitique et riche en grés. Il est traversé dans sa partie supérieure par des forages ou il est représenté par des dolomies, des alternances de dolomies et calcaire de grés quartzique et d'argile dolomitique siliceuse.

III.5-3-Le Barrémien :

Le Barrémien correspond à une période régressive. La sédimentation gréseuse est plus fine et elle est interrompue par un épisode carbonate qui correspond à des incursions marines de courte durée. Les séries stratigraphiques du Barrémien reconnues par le forage de la région sont subdivisées en trois membres :

Un membre inférieur détritique représente essentiellement par des grés quartzitique et des argiles siliceuses.

Un membre moyen carbonate représente par des calcaires et des dolomies, ainsi une fine intercalation de grés fins et d'argile siliceuse.

Un membre supérieur essentiellement gréseux, compose de grés quartziques à passées d'argiles siliceuse.

III.5-4-L'Aptien :

C'est l'intervalle stratigraphique le plus ancien, apparaissent sur le terrain en position normal.

Il affleure au dj. Bou Rouame et Delaa, il est essentiellement carbonate et comprend :

- des calcaires récifaux à rudistes, plus ou moins dolomitisés.
- des calcaires à orbitolines et des calcaires oolithiques et bioclastiques
- des passées calcaires à lumachelles et à huitres et des intercalations marno-argileuse
- le sommet de cet intervalle admet un banc métrique de grés fins parfois glauconeux

III.5-5-L'Albien :

Il est caractérisé par des dépôts argilo-carbonates et gréseux dans le bassin sud est constantinois on y distingue :

- L'albien inférieur qui est essentiellement detrique. Dans la région des nemenchas et les monts de Tébessa l'albien est parfois absent
- L'albien supérieur est subdivise en deux membres :

Le membre inférieur est essentiellement marneux avec des intercalations de calcaires et le membre supérieur est essentiellement carbonate avec des intercalations de niveaux très fins de marnes

III.5-6-Le Cénomanién :

Epais d'environ 500 m, cet ensemble est caractérisé à l'échelle du permis des alternances de marnes, d'argiles pyriteuses dolomitiques et fines passées de calcaires bioclastiques.

III.5-7-Le Turonien :

Il est bien représenté sur l'ensemble du permis, la partie basale est constituée de calcaires marneux, bitumineux en laminites de quelques centimètres d'épaisseur.

Le turonien moyen est représenté par calcaires souvent récifaux et bioclastiques, alors le turonien supérieur est représenté par une série argilo-calcaire, constituée d'une alternance de marnes vertes et de petites intercalations lumacheliques.

III.5-8-Le Coniacien

Il constitue le principal réservoir carbonate aux dj.Onk et Foua, où il est représenté par 500m de calcaires bioclastiques ou graveleux, à passées de marnes grises. Il est caractérisé aussi par d'importantes de faciès et d'épaisseur à l'échelle locale (Dj. Onk) que régionale.

III.5-9-Le Santonien :

Compose d'une puissante série de marnes vertes à rares passées de calcaires blanchâtres et crayeux

III.5-10-Le campanien :

Il est représenté par une puissante série composée de :

- 150m d'argiles gris à noir, à intercalations de marnes, dolomitiques, riches en ostracodes
- 200m de calcaires blanchâtres, argileux, avec des fissures remplies de calcaires
- 200m d'argile grises, indurées, à passées de calcaires blanchâtres à incérâmes.

III.6-Aspect pétrolier**III.6-1-Les roches mères**

Les différentes études géochimiques réalisées sur les échantillons de forages et de surface montrent l'existence de trois (3) principales roches mères potentielles dans le bassin de sud est Constantinois en général et sur le périmètre Bottena en particulier. Ce sont les niveaux transgressifs du Turonien, du Cénomaniens et de l'Albien supérieur.

III.6-1-1-La roche mère du turonien basal

Elle est formée d'alternances de laminites, de passées d'argiles noir et de calcaires argileux à texture très fine. Le microfaciès est représenté par une biomicrite.

III.6-1-2-La roche mère du cénomaniens

La roche mère du cénomaniens montre une puissante série argilo-marneuse, avec quelques niveaux de calcaires argileux

III.6-1-3-La roche mère de l'Albien supérieur

Elle est constituée d'argiles marneuses à intercalation de marno-calcaires et de calcaires noires en plaquette bitumineuses. La matière organique est de type mixte à humique.

III.6-2-Les roches réservoirs

Les principaux niveaux réservoirs prouvés dans la région sont les carbonates du Coniacien, du Turonien basal et du Cénomanién sommital.

Les carbonates de l'Aptien et de l'Albien supérieur (vraconien carbonaté) constituent des objectifs potentiels (prouvés en Tunisie centrale: doulab, semmama et tamesmida) dans la partie septentrionale de périmètre Bottena.

III.6-2-1-Le réservoir coniacien

Il est formé par faciès récifal et péri-récifal au djebel Onk et des calcaires bioclastiques à rudistes au Djebel Foua. Dans les autres zones, il est représenté par des barres de calcaire gris à gris-beige parfois sombre, tendre, argileux passant localement à gris blanchâtre, glauconeux, bioclastique. Ce réservoir est productif d'huile djebel Onk et Hassi el karma, de gaz à djebel Foua et d'huile non-éruptives à djebel Darmoun

III.6-2-2-le réservoir Turonien basal

Le réservoir Turonien est constitué de calcaires gris-brun à bruns, microgrenus, argileux parfois microcristallins durs et de calcaires argileux brunâtres, microcristallins avec de rares intercalations d'argiles grises, fossilifères et de calcaires beiges à gris beige micritiques azoïques, durs, avec présence de pyrite, localement lumacheliques, avec joints d'argile.

Le Turonien est productif d'huile à Ras Toumb, d'huile non-éruptive à djebel Darmoun et de traces d'huile à Hassi El kerma.

III.6-2-3-le réservoir Cénomanién sommital

Il est représenté par des calcaires gris blanc bioclastiques localement oolithique parfois tendres argileux rarement crayeux et des calcaires beiges à blancs cryptocristallins, durs par endroit, avec passées d'argiles gris sombre indurées carbonatées feuilletées. Ce réservoir est productif d'huile à Hassi el kerma, d'huile non éruptive à djebel Darmoun

III.6-3-Les couvertures

Les couvertures des réservoirs, mis en évidence dans la région, sont assurées par les argiles du Turonien basal et supérieur et les argiles du Coniacien supérieur et du Santonien.

Introduction :

L'objet ciblé de ce chapitre est d'appliquer la méthode d'inversion sismique 2D sur des données sismiques réelles acquises sur la région de Hassi El Karma. La réalisation de ce but est assurée par les deux points suivants :

- 1- Description de différentes étapes de l'inversion sismique 2d (post stack – model based)
- 2- Interprétation des paramètres pétrophysiques qui consiste à :
 - a) Identifier la répartition lithologique de réservoir
 - b) Chercher une éventuelle présence du fluide contenu dans les réservoirs.

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

I-Problématique

La structure de Hassi El karma présente quelques problèmes d'ordre sédimentologique, car le faciès du principal réservoir change subitement d'un puits à un autre.

A titre de rappel, notons que Hassi el kerma est explorée par quatre puits (**Fig .IV-3**) dont deux ont donné en surface de l'huile, un autre est compact et le dernier a produit de l'eau dans le même réservoir.

La structure de Hassi el karma englobe trois réservoirs carbonatés bien distincts :

Le coniacien

Le turonien

Le cénomanien

	Puits A	Puits B	Puits C	Puits D
Coniacien	huile	Sec	sec	huile
Turonien	sec	Sec	sec	sec
Cénomanién	huile	Eau salée	sec	sec

Tableau. IV-1 Les contenus des réservoirs dans chaque puits

Cette figure représente une grille dans laquelle est positionnée le profile sismique de la ligne 133 en 2D ainsi que les quatre puits d'exploration implantés. Elle indique les coordonnées en UTM Fuseau 32, de chaque puits sur un plan (x, y).

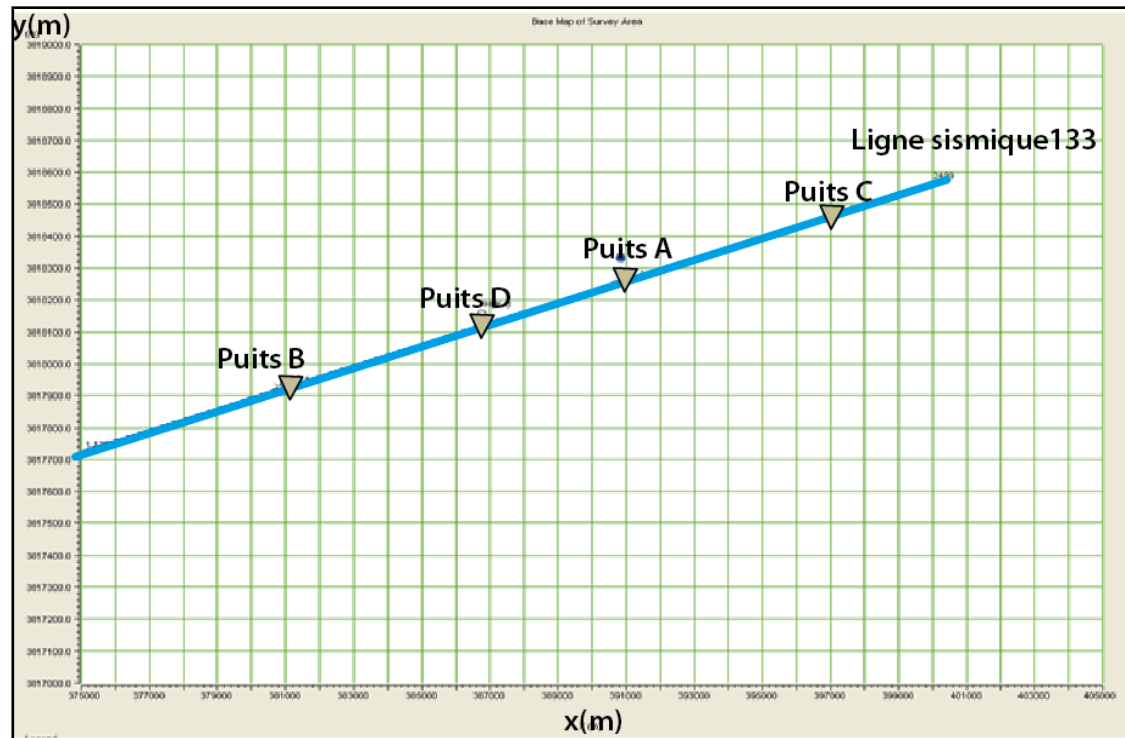
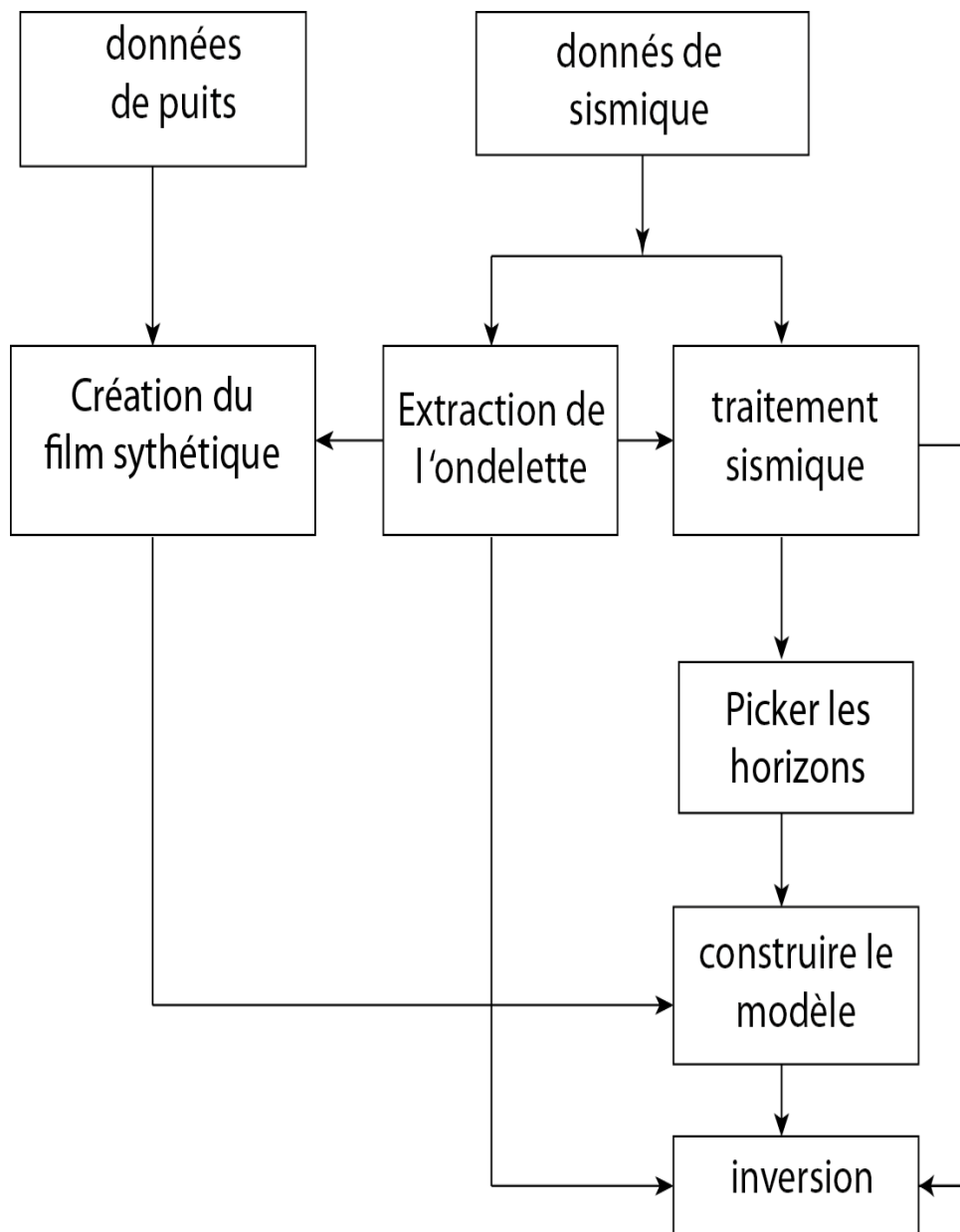


Fig IV-1 Plan de position de la ligne sismique 00ng133

Le challenge visé dans notre application est d'identifier le changement de faciès géologique par le biais de l'inversion sismique, Ainsi que l'identification de la lithologie entre les différents puits d'exploitation

Afin d'étudier la variation latéral des réservoirs le long de la ligne sismique 00ng133 passant par les (4) puits, nous avons réalisé une inversion 2D après sommation (inversion a base de modèle) sur le soft HRS version 9. Le work flow classique de l'inversion est indiqué sur la figure ci-dessous.

IV-1 Processus de l'inversion à base de modèle**Fig. IV-2 Ecoulement du processus de l'inversion**

IV-2-Corrélation des puits :

Nous avons réalisé une corrélation entre les puits, afin de suivre l'évolution litho-stratigraphique des réservoirs.

- le coniacien,
- le turonien
- le cénomanien

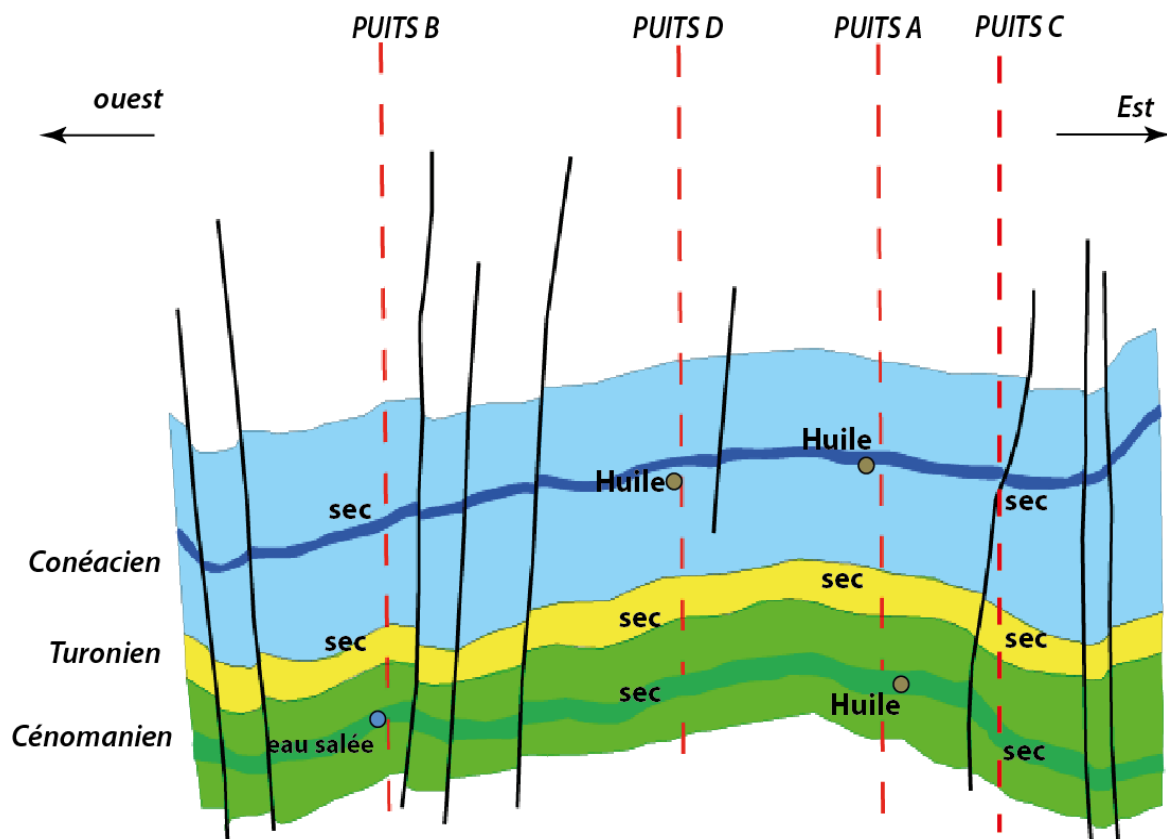


Fig .IV-3 Corrélation des réservoirs à tester

IV-3 Application de l'inversion à base de modèle :

Pour bien comprendre la procédure de l'inversion à base de modèle, nous avons suivi le workflow suivant :

IV-3-1 Données utilisées

Les données utilisées pour réaliser cette inversion sont

- lignes sismiques (00ng133)
- données de puits (DT, Rho, GR, résistivités, Chek chot)

IV-3-1-1 Les données sismiques :

Les données sismiques comportent la ligne sismique vue sur la figure (Fig. VI-2) sur laquelle l'inversion est appliquée. Ces données sismiques représentent une section sismique migrée après sommation et traitée en amplitude préservée.

Elle contient les réservoirs en question pour pouvoir déterminer ses paramètres acoustiques ainsi les quatre puits d'exploration

IV-3-1-2 Les données de puits :

Ils sont d'une importance capitale et indispensable pour les méthodes de l'inversion, on les considère comme outil de contrôle, ce sont les données de puits qui permettent l'augmentation de la précision d'inversion. Les données utilisées sont (log de densité, sonique, **résistivité?** gamma ray et Chek chot)

Les logs sonique et densité sont utilisées pour la construction du log impédance $Z = \rho V$ ce qui va nous permettre de déduire les coefficients de réflectivité

Les logs, gamma ray résistivité sont utilisés dans la discrimination lithologique pour pouvoir localiser les intervalles productifs aux niveaux des puits

Les figures ci-dessous montre la section sismique et les logs des données de puits a, b, c, d

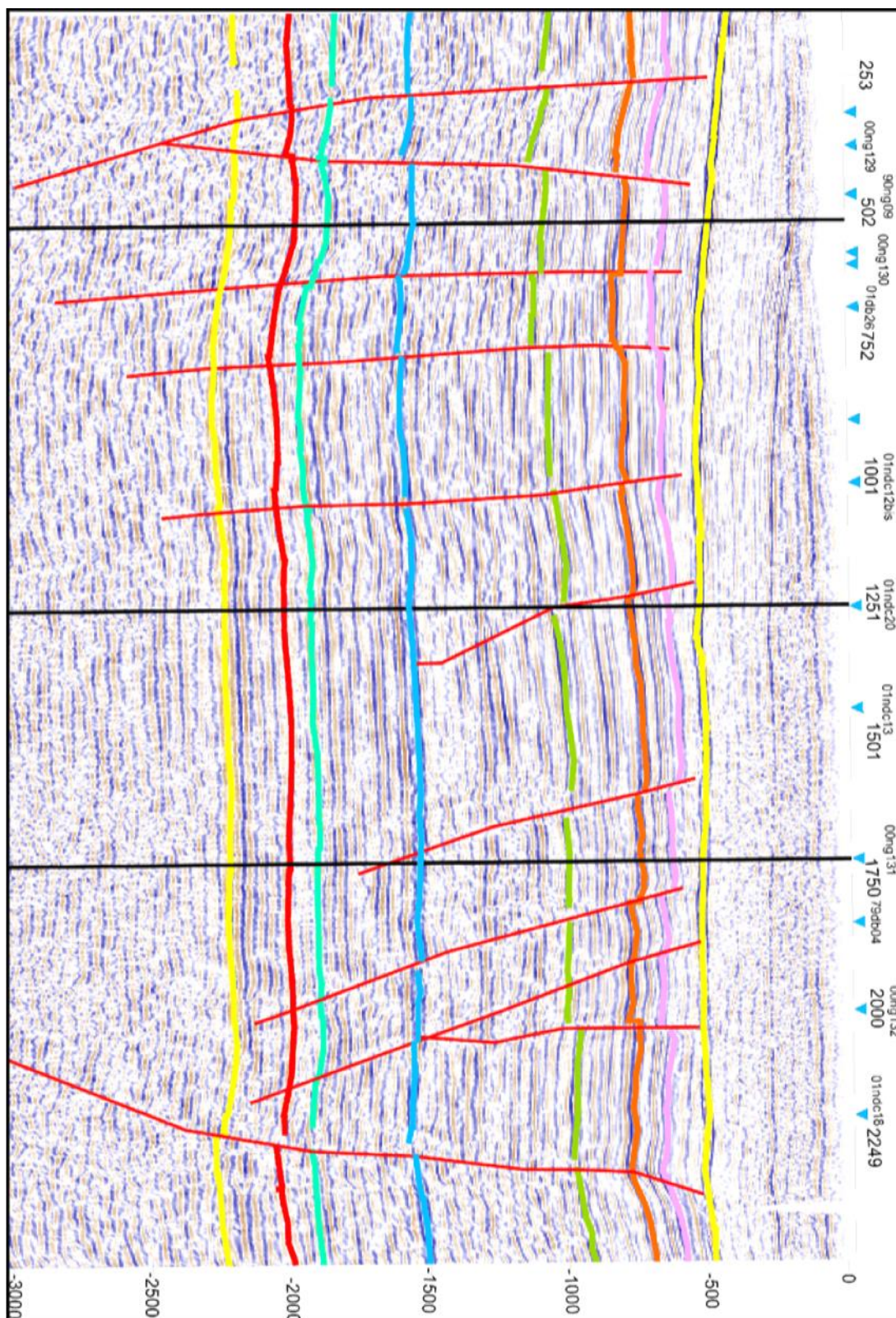


Fig. IV-4 Section sismique de la ligne 133

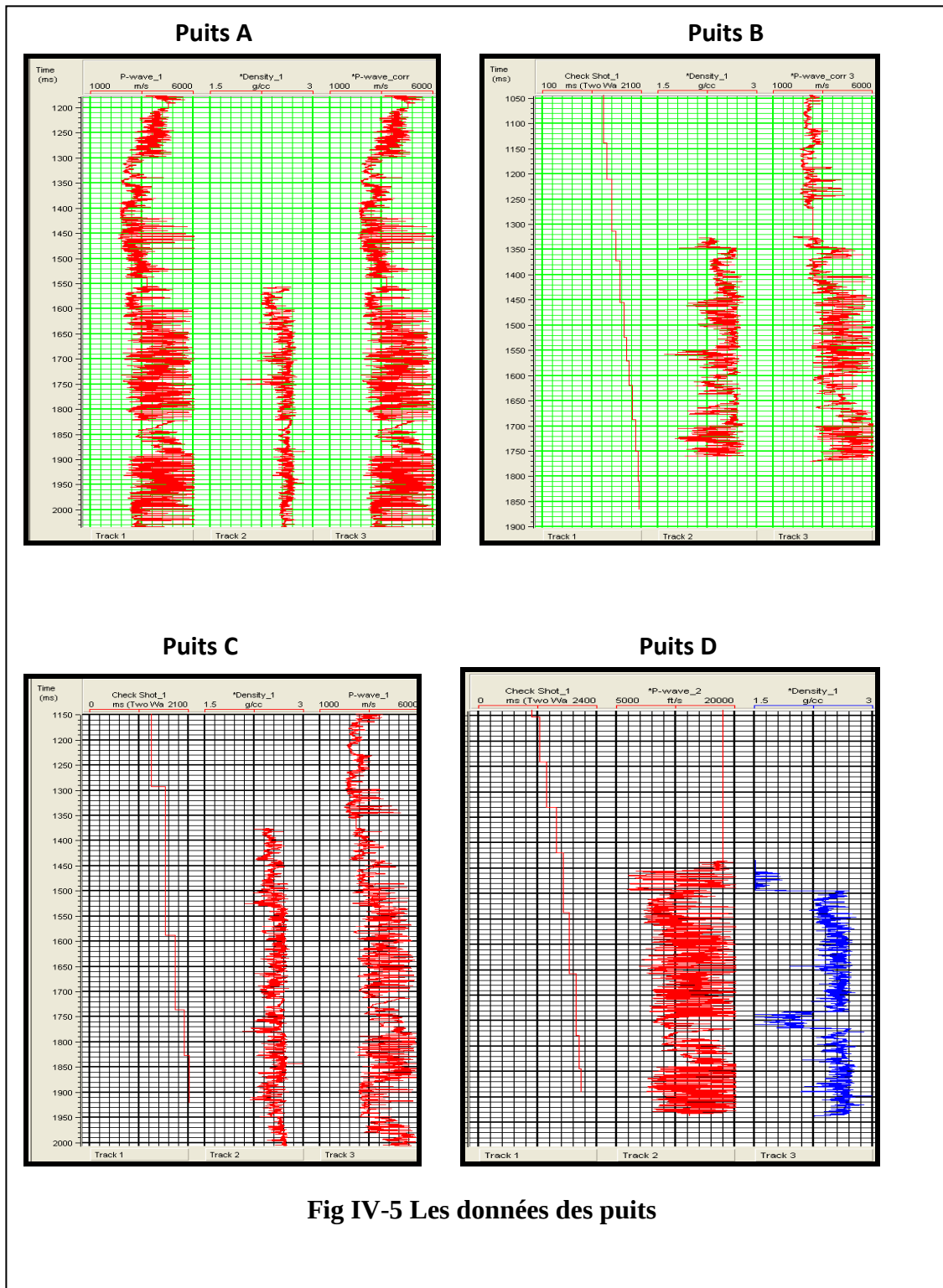


Fig IV-5 Les données des puits

La première étape avant l'inversion consiste à caler les logs d'impédances acoustiques avec les données sismiques. Pour cela, nous avons utilisé le logiciel ELog.

IV-3-2 Le calage :

Le film synthétique t une trace théorique à l'emplacement du puits, obtenue en convoluant la série des coefficients de réflexion tirée du puits avec une ondelette théorique. Cette trace est répétée plusieurs fois de façon à constituer une portion de section qu'on appelle sismogramme synthétique ou plus couramment film synthétique. Afin d'avoir le film synthétique on passe par les étapes suivantes :

IV-3-2-1-Correction des données soniques (vitesse) :

A l'aide des données de check-shot on a corrigé les données de la diagraphie sonique pour éliminer la dérive de l'instrument.

On a effectué l'opération de correction du log sonique (P-wave-1) à l'aide de check shot_1 et on a obtenu le résultat des données corrigées en log (P-wave_corr) comme indique la figure au-dessous

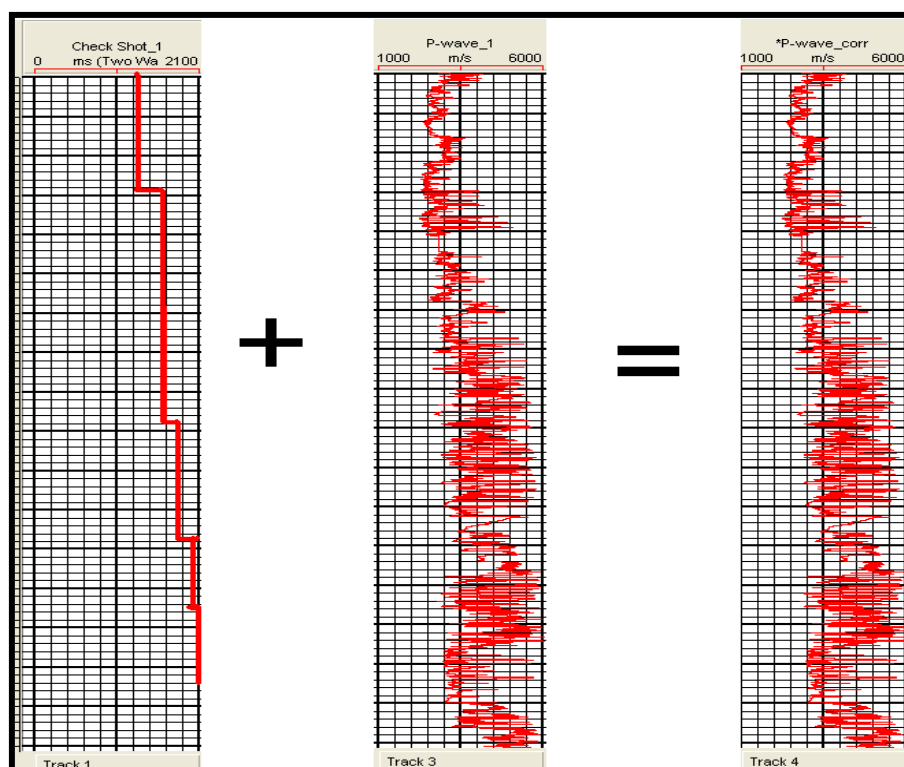


Fig IV-6 Correction des données sonique

après la correction de la vitesse on multiplie le log de la vitesse corrigée avec le log de densité pour avoir le log d'impédance Z , à partir de ce dernier on extrait le log de série de coefficient de réflexion $R(t)$, en fin, le film synthétique est le résultat de convolution de série de coefficient de réflexion $R(t)$ et l'ondelette $W(t)$.

$$T(t) = W(t) * R(t)$$

IV-3-2-2 Extraction de l'ondelette :

Le choix de l'ondelette est très important pour calibrer la sismique avec le film synthétique. Une analyse du spectre d'amplitude a été faite sur la ligne 133, nous remarquons que l'amplitude maximale de notre signal correspond à la fréquence 25 Hz

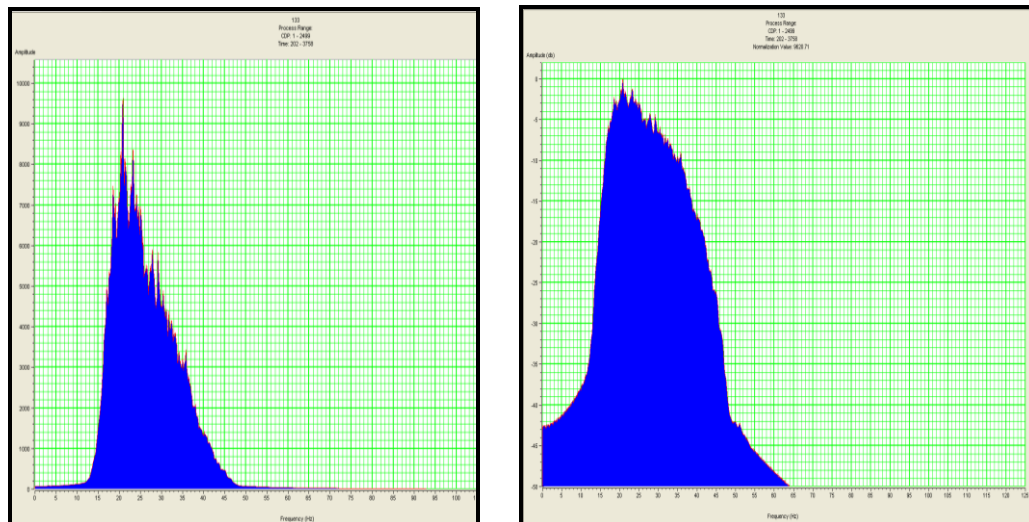


Fig IV-7 Spectre d'amplitude du signal, à gauche en Hz, à droite en dB

Pour des raisons pratiques, on doit extraire une ondelette sismique pour chaque ensemble de traces autour de chaque puits appartenant à la zone qu'on désire investir, de façon à avoir un très bon calage entre la sismique et le synthétique de chaque puits.

Deux méthodes d'extraction de l'ondelette sont possibles :

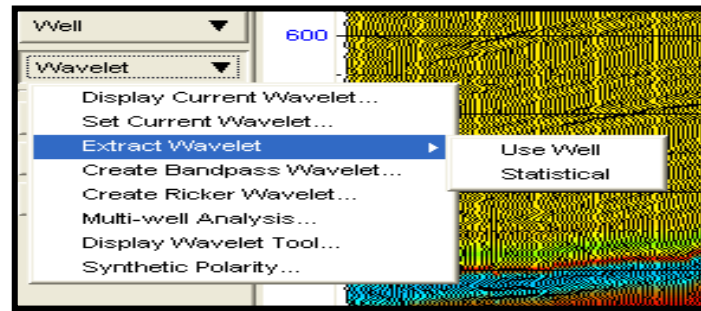


Fig. IV-8 Extraction de l'ondelette sur strata

A -Extraction à l'aide des données des puits: celle-ci est représenté par la figure ci-dessous

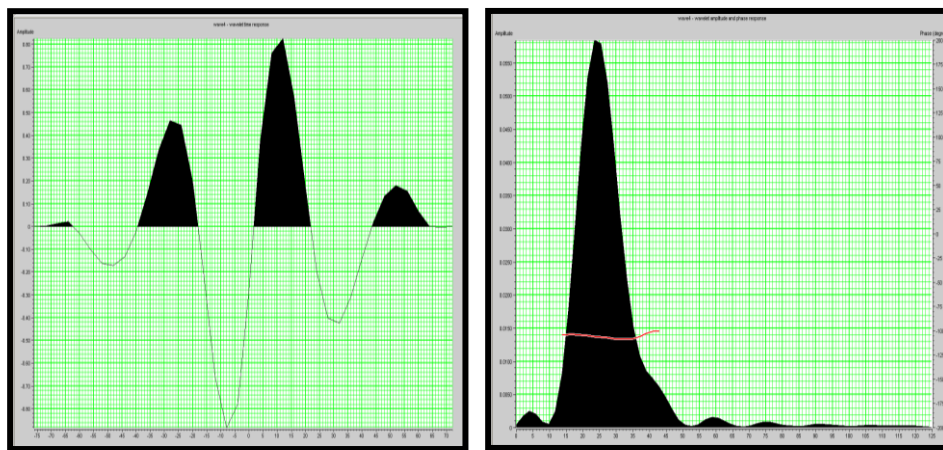


Fig IV-9 Ondelette extraite à partir des données de puits et son spectre

B- extraction de l'ondelette statistiquement : celle-ci est représenté par la figure ci-dessous

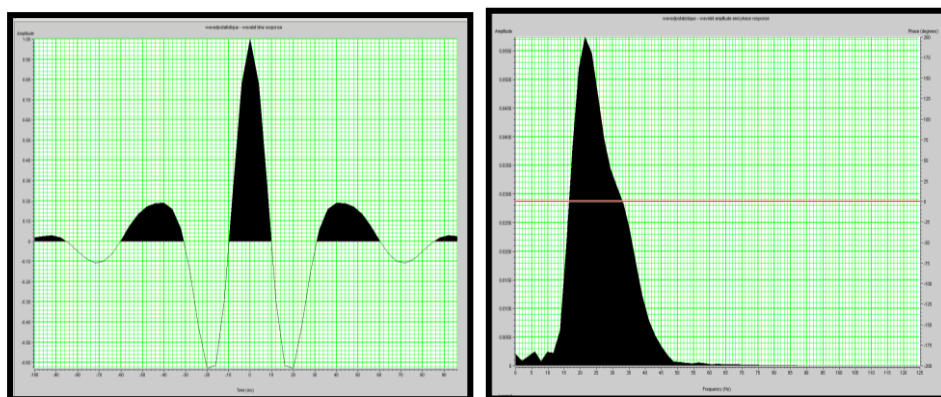


Fig IV-10 Ondelette extraite statistiquement et son spectre

IV-3-3 Corrélation des données de puits aux données sismiques

A l'aide de l'ondelette extraite statistiquement nous avons généré le film synthétique (rouge) au niveau de chaque puits ensuite nous l'avons calé avec la trace sismique (noir). La figure ci-dessous montre clairement l'opération de calage. Nous remarquons un coefficient de corrélation plus au moins élevé et (time shift= 0) pour tous les puits.

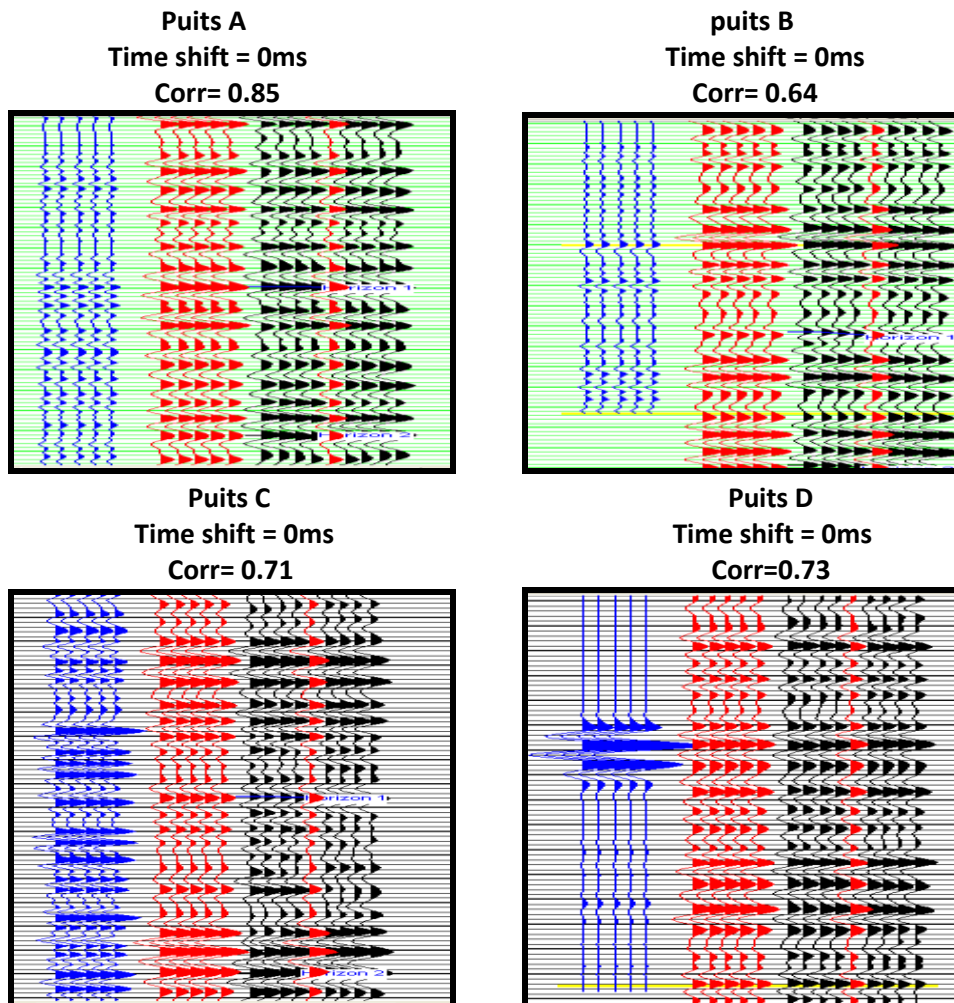


Fig. IV-11 Corrélation des données des puits aux sismique

IV-3-4 Model initial

L'inversion 2D est faite sur le logiciel STRATA, un model initial (géologique) doit être créé avant toute inversion. Ce modèle est défini par un ensemble d'horizons obtenus à partir de l'interprétation sismique. Entre deux horizons, nous introduisons des couches constituant le mode de dépôt. Le calcul des propriétés élastiques et d'impédance acoustique des réservoirs sont réalisés à partir des puits A, B, C et D.

Dans notre étude nous avons utilisés 02 horizons pour le model initial, leur épaisseur est choisie en fonction de la longueur de l'ondelette. Une fois l'ondelette choisie, nous passons directement à la corrélation de la trace sismique avec l'ondelette. Après vérification des données inversées, nous lancerons le modèle initial

IV-3-4-1 Interprétation de model initial :

L'interprétation du model initial montre une certaine continuité des impédances acoustiques entre les deux réservoirs 35000-41000 (ft/s*g/cc). Pour l'horizon 1, Les fortes impédances sont observées aux niveaux du puits B, et diminue rapidement vers le puits C (28000 ft/s*g/cc). Ceci est dû à la présence de faible densité (2.4 g/cc) au niveau de ce réservoir marqué par un faciès argileux carbonaté.

Pour l'horizon 2, Au niveau du puits A, nous constatons une lentille carbonatée avec de forte densité 2.64g/cc, causant ainsi de forte impédances (36000 ft/s*g/cc).

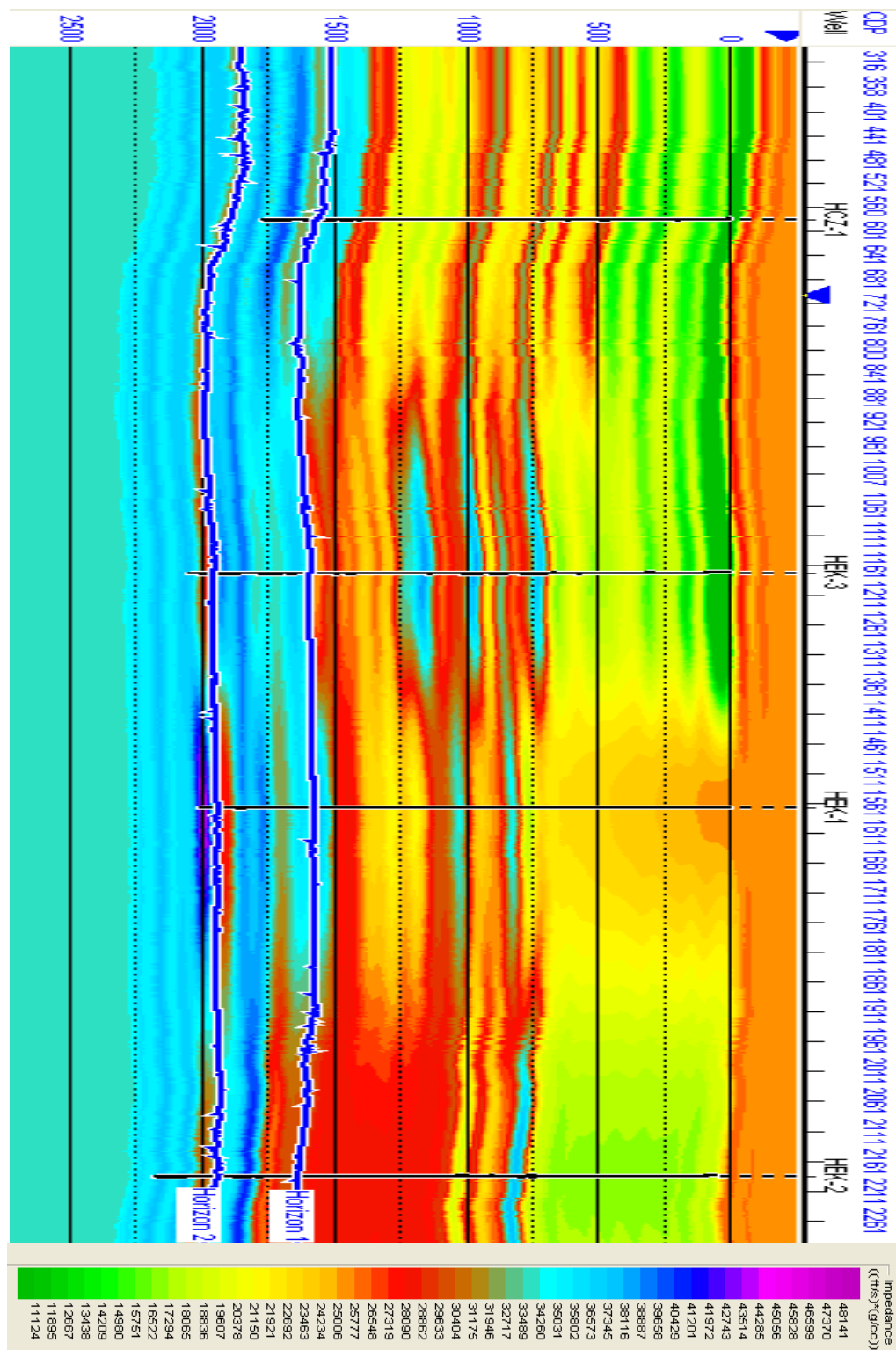


Fig IV-12 Modèle initial d'impédance acoustique

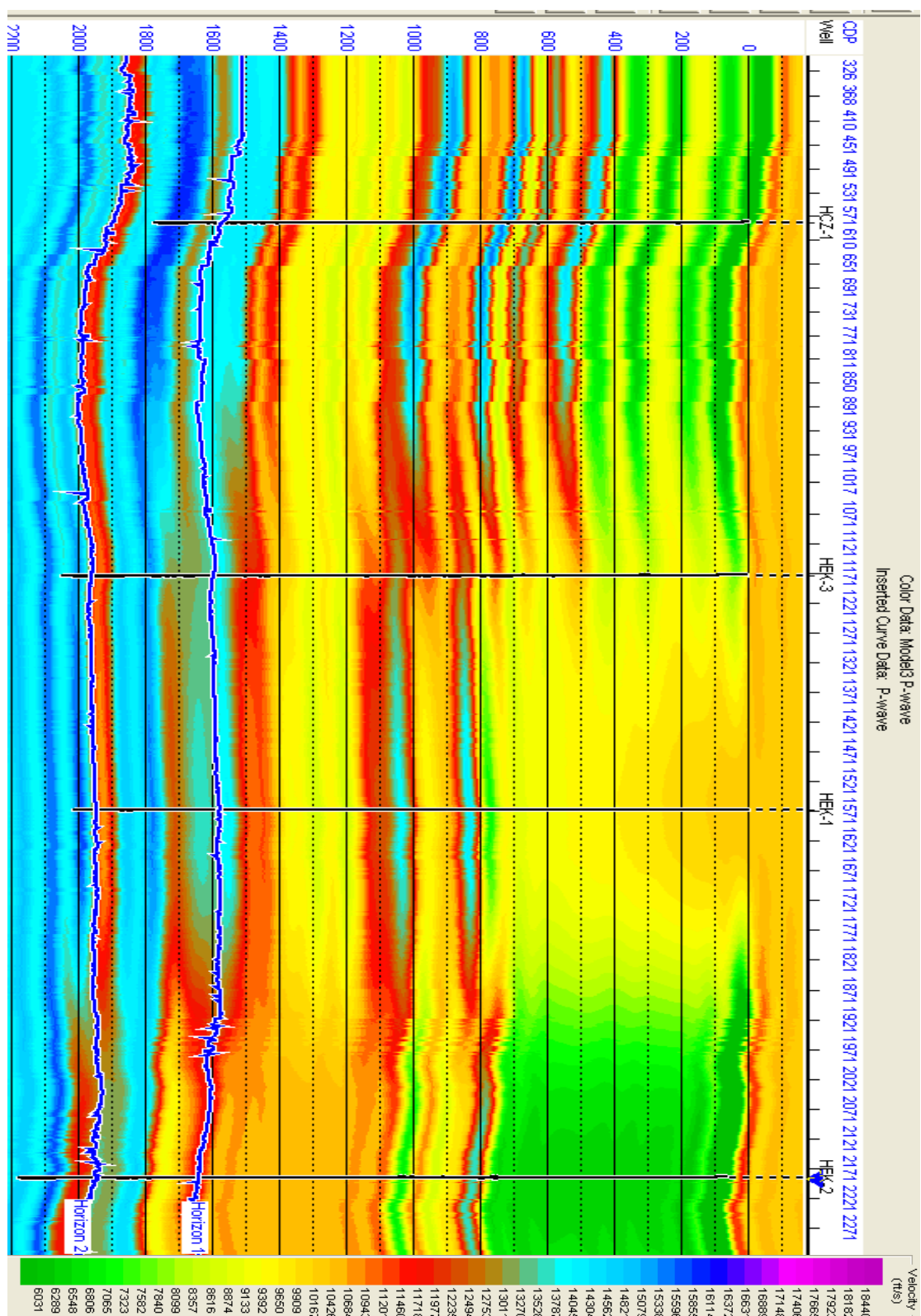


Fig IV-13 Modèle initiale de vitesse

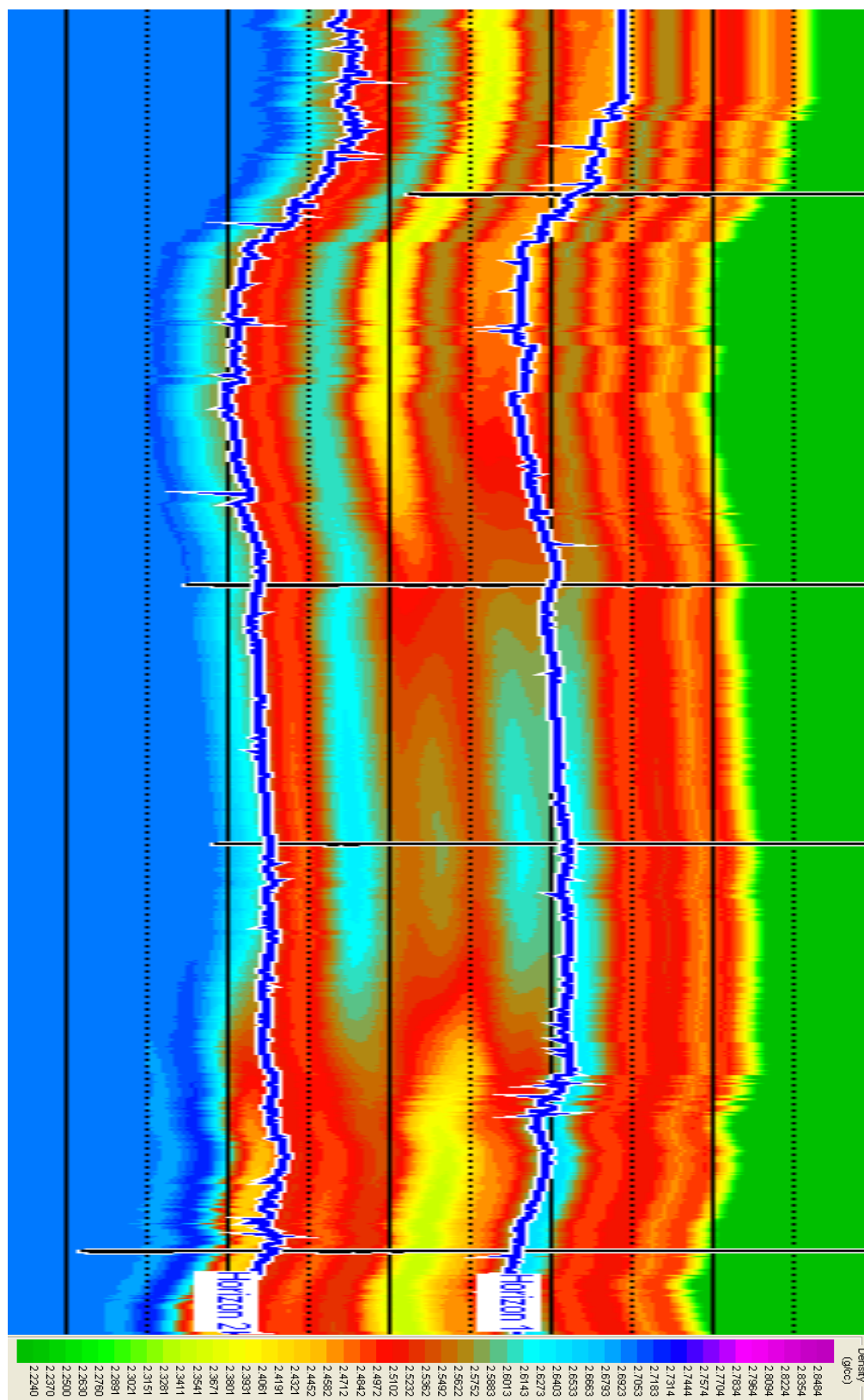


Fig IV-14 Modèle initiale de densité

IV-3-5 Inversion à base de model :

Une fois le modèle initial défini, nous passons directement à l'inversion de la ligne sismique sur STRATA, cette inversion passe par deux étapes, une inversion 1D sur les puits, puis une inversion 2D de la ligne sismique NG133.

IV-3-5-1 inversion 1D (analyse des paramètres d'inversion aux puits)

Nous avons appliqué l'inversion au niveau des puits, **Figure (IV-23, IV-24)**, pour calculer l'erreur entre le synthétique (rouge) et le réel (noir). Les courbes à gauche nous aident à vérifier que notre inversion a bien marché (courbe bleu : log réel, rouge: la trace inversée, noir: modèle initial).

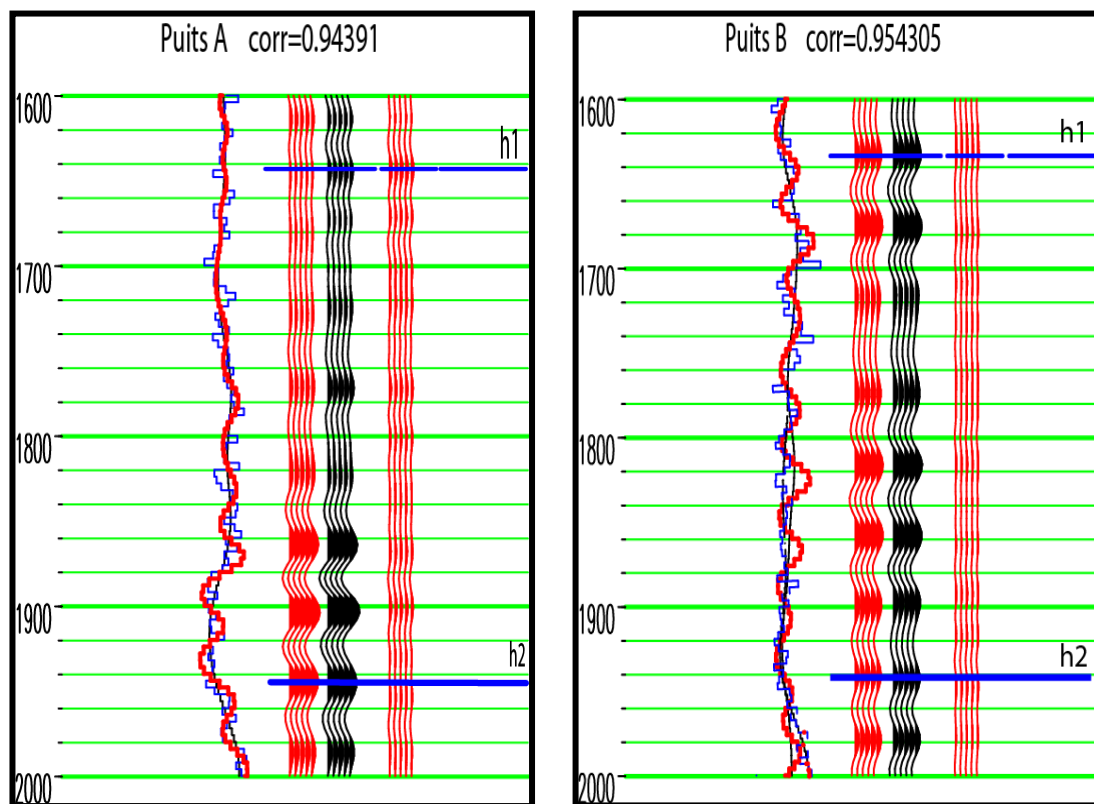


Fig. IV-15 Résultat de l'inversion aux niveau des puits A,B

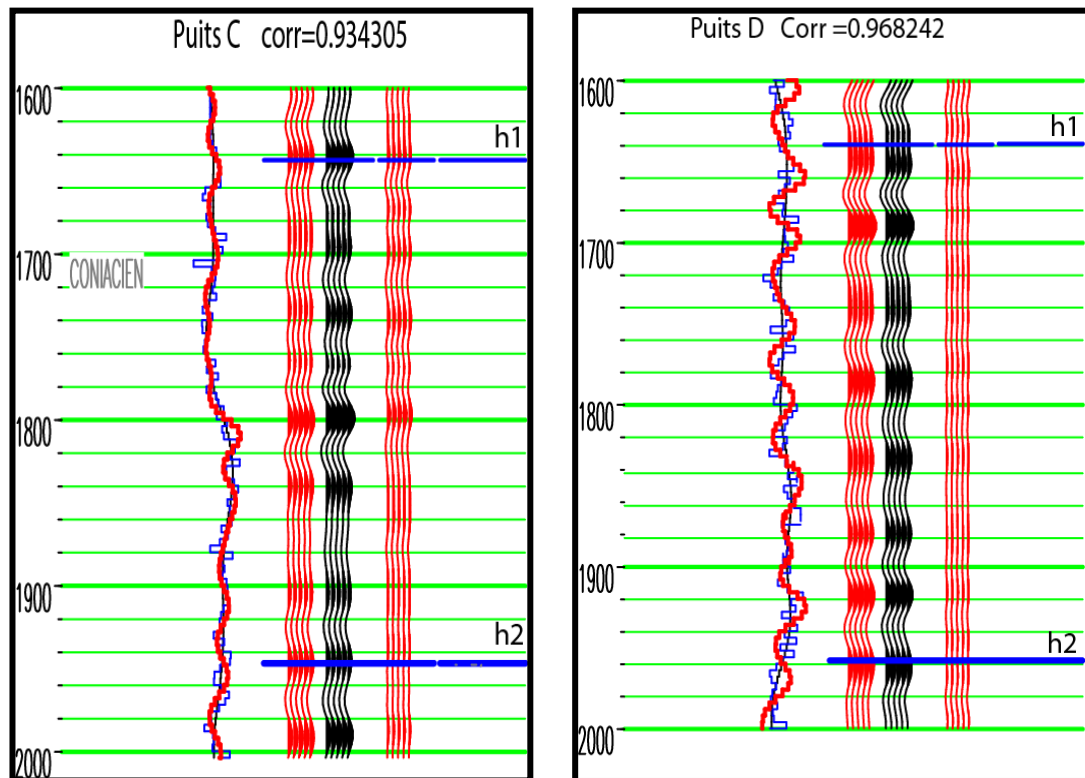


Fig. IV-16 Résultat de l'inversion au niveau des puits C, D

IV-3-5-2 génération de l'inversion sur la ligne sismique 00ng133 (inversion 2D)

La génération de l'inversion consiste à inverser la ligne sismique sur STRATA, le résultat obtenu est indiqué sur la figure ci-dessous

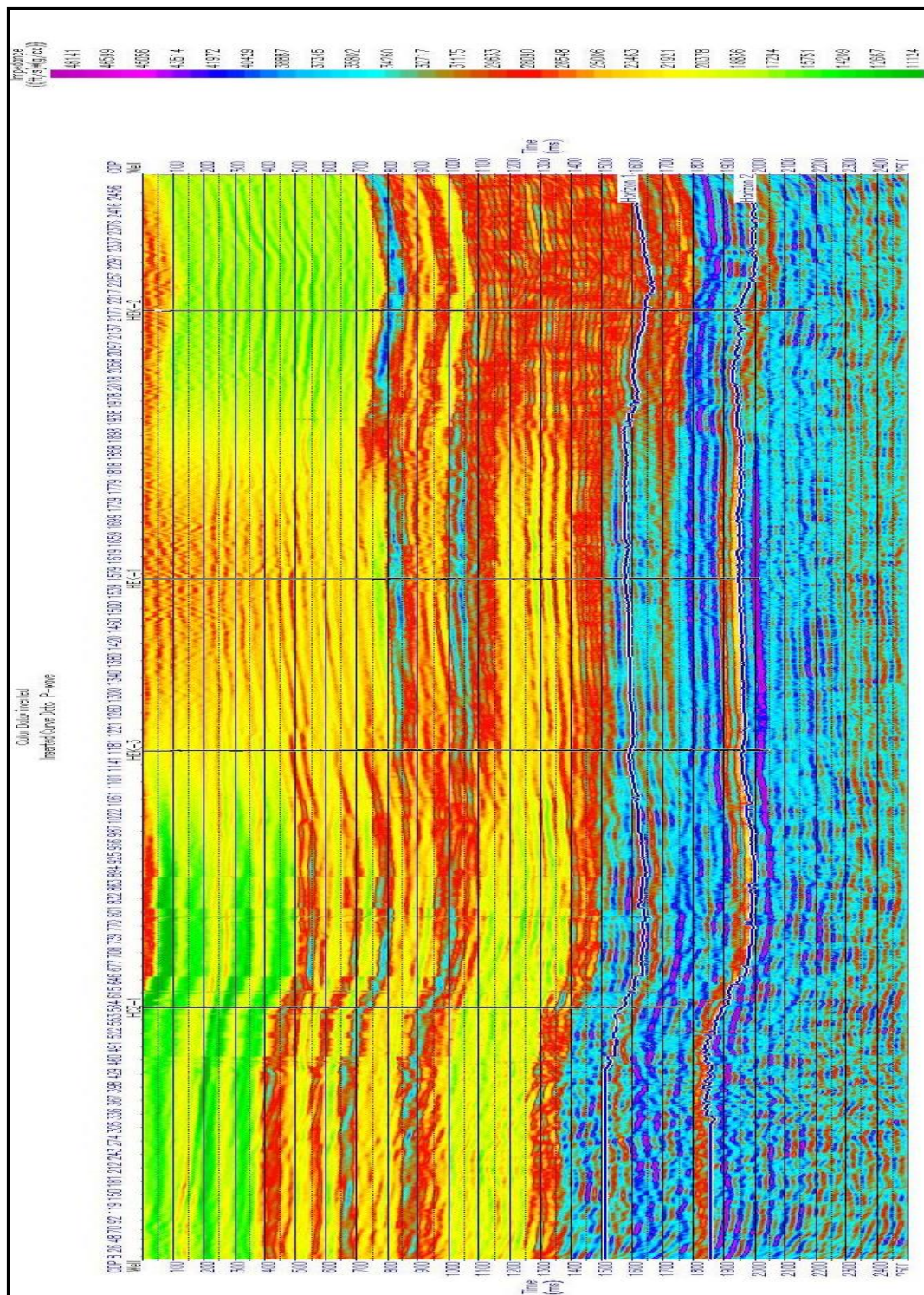


Fig IV-17 Impédance acoustique, résultat final de l'inversion à base de modèle

IV-3-6 Erreur de l'inversion :

Nous avons réalisé une section résiduelle entre le résultat final de l'inversion et les données sismiques réelles à inverser, qui montrent l'erreur de l'inversion. En remarque que l'erreur est minimal et varie entre $[-0,30 +0,30]$. Mais en générale est autour de 0. Ce qui indique le bon déroulement de l'inversion.

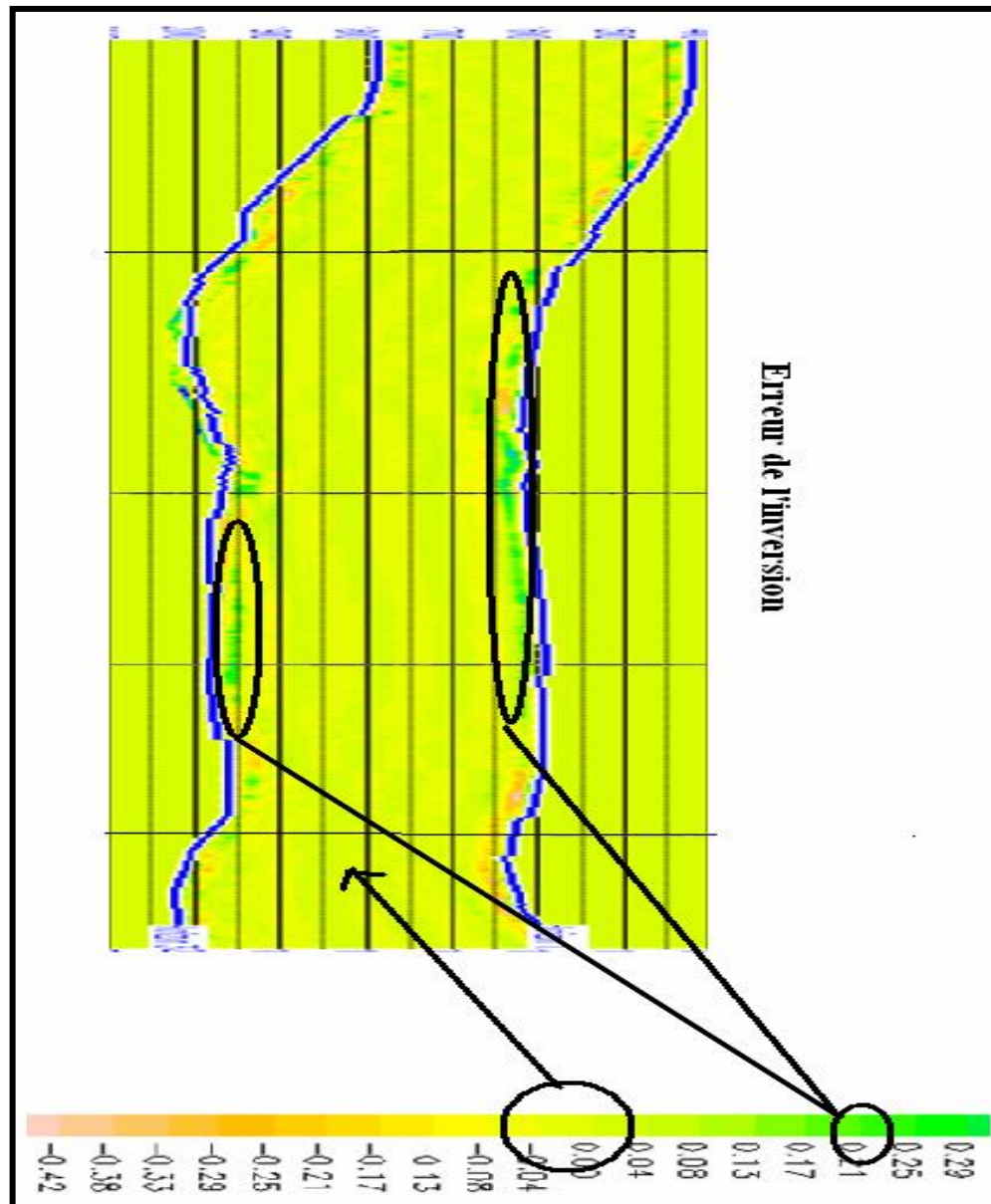


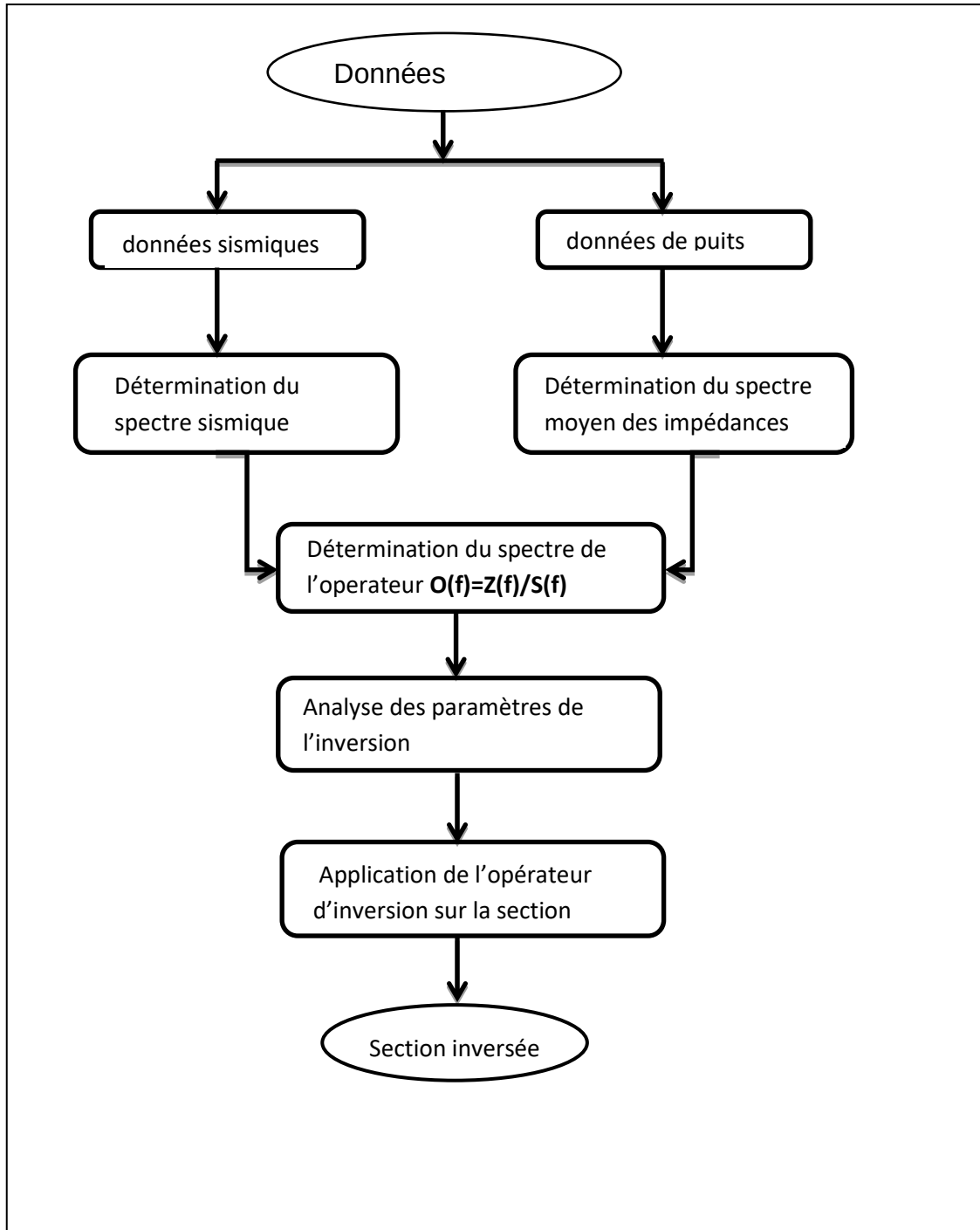
Fig. IV-18 L'erreur de l'inversion

IV-4 Application de l'inversion colorée :

Dans ce qui suit, nous allons passer à l'application de l'inversion colorée sur les mêmes données précédentes afin de comparer les deux résultats.

IV-4-1 Etapes de l'inversion colorée :

Les procédures pour générer la section inversée en impédance acoustique est présentée sur le work flow suivant :



IV-4-2 Détermination du spectre moyen des impédances acoustiques $Z(f)$ au niveau de l'ensemble des puits :

Les données d'impédance acoustiques sont recueillies au niveau des puits et les valeurs d'impédance et fréquence sont tracées sur des axes logarithmiques. Une ligne droite est tracée, elle représente le spectre moyen des impédances acoustiques au niveau de l'ensemble des puits, comme illustrer sur la figure (Fig.IV-19)

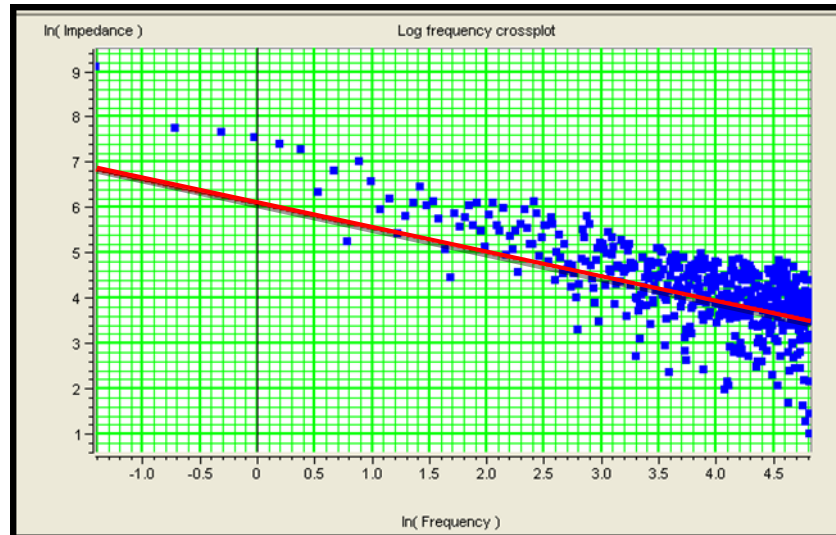


Fig.IV-19 le spectre moyen des impédances acoustiques au puits

IV-4-3 Détermination du spectre moyen des traces sismiques $S(f)$ au voisinage des puits :

Le spectre sismique moyen est calculé en utilisant les traces sismiques au voisinage des puits

La figure suivante montre le résultat obtenue :

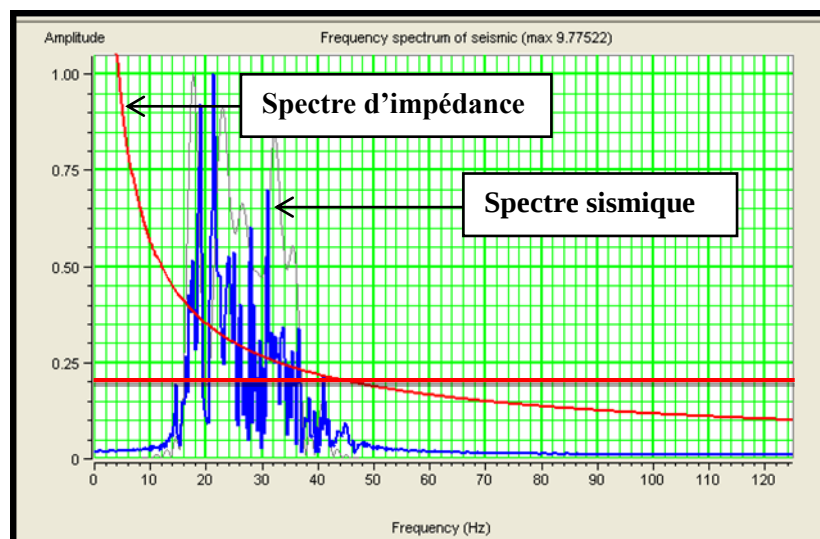


Fig.IV-20 : le spectre sismique et le spectre d'impédance

Explication :

- La courbe rouge montre la sortie voulue qui représente le spectre d'impédance. La courbure est due à l'échelle qui est linéaire en fréquence.
- La courbe en bleu représente le spectre d'amplitude des données sismiques d'input
- La ligne horizontale est le seuil du spectre, ceci place une gamme de fréquence au-dessus des quelles l'opérateur d'inversion sera calculé. Seules les fréquences qui sont au-dessus du seuil seront employées dans le calcul. Il empêche la division par les valeurs zéro.
- **Seuil du spectre :** l'opérateur d'inversion colorée est basé sur un calcul simple qui implique le spectre d'impédance acoustique et le spectre sismique dans le domaine fréquentiel.

Pour les valeurs très petites du spectre sismique, cette opération donnera des résultats aberrants. Le seuil du spectre a pour but d'éviter que ça arrive. Il est arbitrairement défini en tant que 20% de la valeur max

IV-4-4 détermination du spectre de l'opérateur O(f) :

Le spectre d'impédance acoustique et le spectre d'amplitude sismique sont utilisés pour le calcul d'opérateur comme suit :

$$O(f) = Z(f)/S(f)$$

Le résultat obtenu est exposé sur la figure ci-dessous :

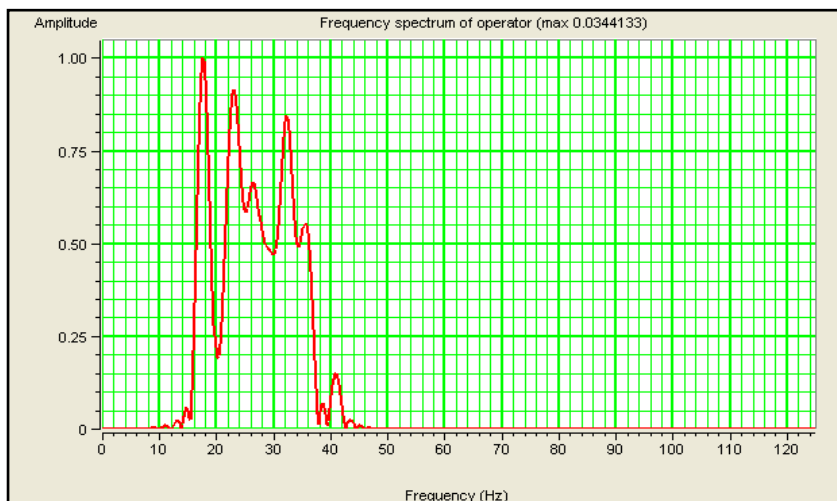


Fig.IV-21 spectre de l'opérateur d'inversion colorée

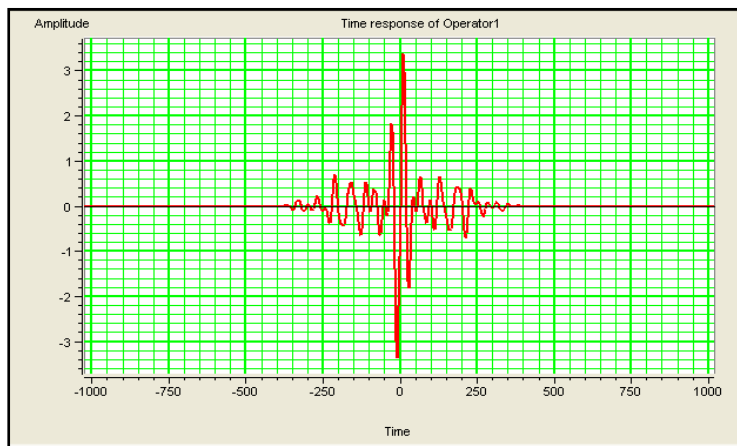


Fig.IV-22 Réponse de l'opérateur d'inversion dans le domaine temporel

IV-4-5 Inversion colorée

IV-4-5-1 inversion 1D (analyse des paramètres de l'inversion au puits) :

Après établissement de l'opérateur d'inversion colorée, on passe l'analyse et la comparaison du log d'impédance acoustique original calculé au niveau du puits à partir du log vitesse et densité avec celui développé après l'inversion d'une petite portion de traces sismiques qui se trouve au voisinage du puits.

L'erreur est calculée entre les deux logs. C'est à partir de cette erreur qu'on jugera le résultat de l'inversion au niveau de chaque puits, ce qui nous permettra de prendre une décision sur sa généralisation sur tout le volume sismique, ou bien de le refaire.

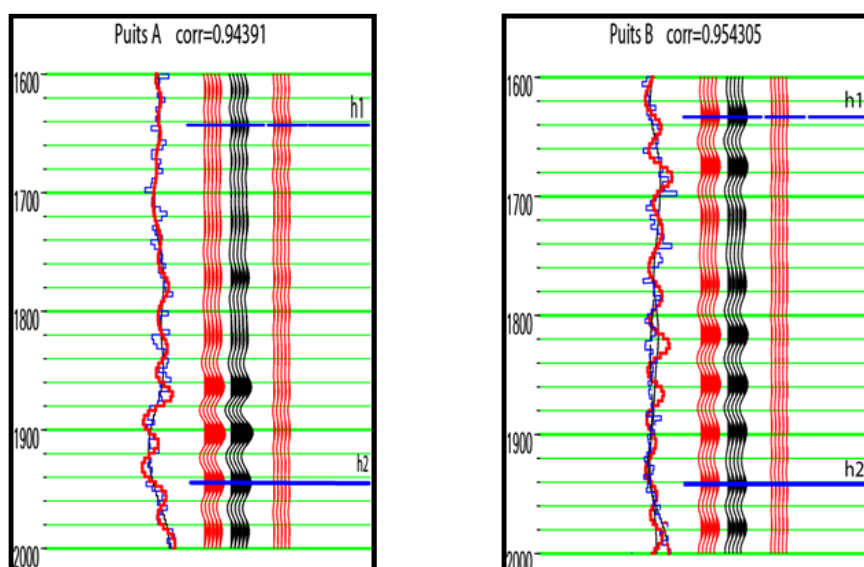


Fig.IV-23 résultat de l'inversion au niveau de puits A -B

Nous avons appliqué l'inversion juste au niveau des puits, pour calculer l'erreur entre le synthétique (rouge) et le réel (bleu). Les courbes à gauche nous aident à vérifier que notre inversion a bien marché. On remarque que l'erreur est minime et que les courbes se corrélaient et se coïncident donc le résultat de l'inversion est acceptable

IV-4-5-2 Application de l'opérateur de l'inversion :

Après avoir testé tous les paramètres de l'inversion et vérifié le résultat de l'inversion au niveau de chaque puits, on génère l'inversion sur toute la section en appliquant cet opérateur d'inversion. Ceci revient à trouver chaque trace sismique le log le plus optimal en impédance acoustique qui lui convient.

La figure ci-dessous représente le résultat de la section inversée :

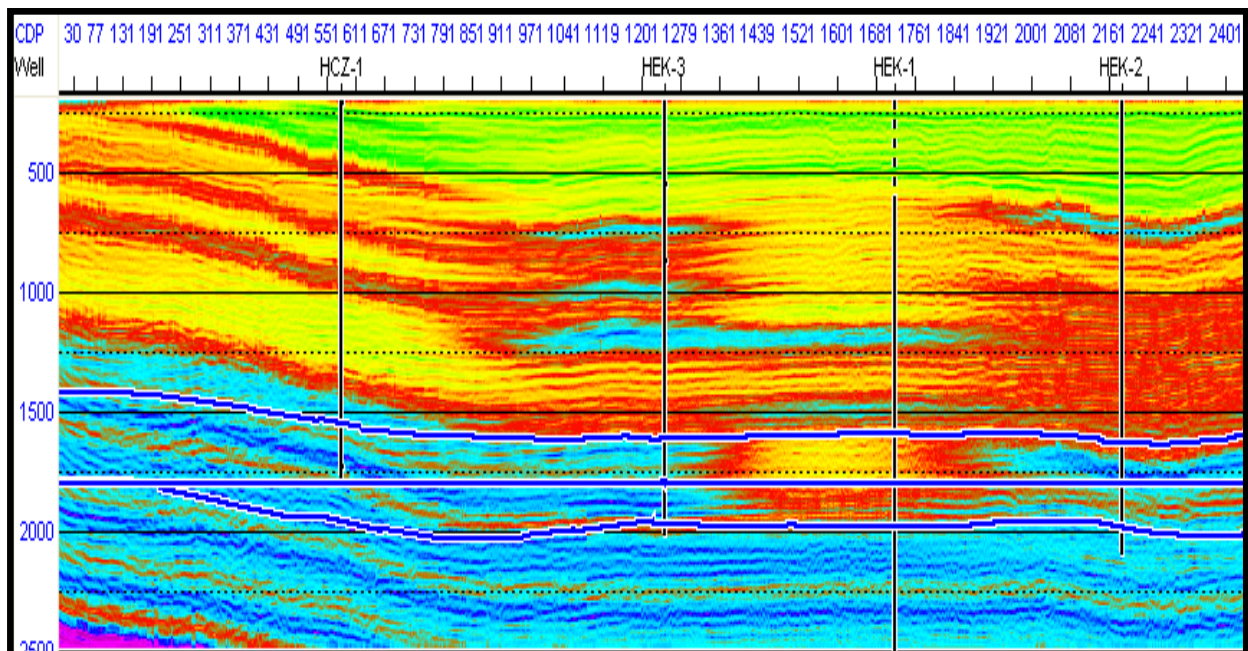


Fig.IV-24 résultat de l'inversion colorée

IV-5 Comparaison entre les deux méthodes (colorée et à base de modèle)

La méthode d'inversion à base de modèle utilise le gradient conjugué, donc une méthode d'optimisation. Elle est basée sur un modèle initial, construit à partir de la combinaison des données sismiques et données de puits, ces derniers sont des données réelles de la géologie, ce qui rend le résultat obtenu par la méthode à base de modèle plus proche de la réalité.

La méthode d'inversion colorée est similaire aux techniques de filtrage des données sismiques, elle définit un opérateur qui forme le spectre moyen de la trace sismique, elle n'utilise pas les données de puits. C'est une méthode rapide et donc bonne pour un premier aperçu de l'inversion.

Les figures ci-dessous nous montrent une claire différence entre les deux inversions, nous remarquons que le résultat de l'inversion à base de modèle montre plus de détails sur la variation de l'impédance acoustique, contrairement à celui de l'inversion colorée.

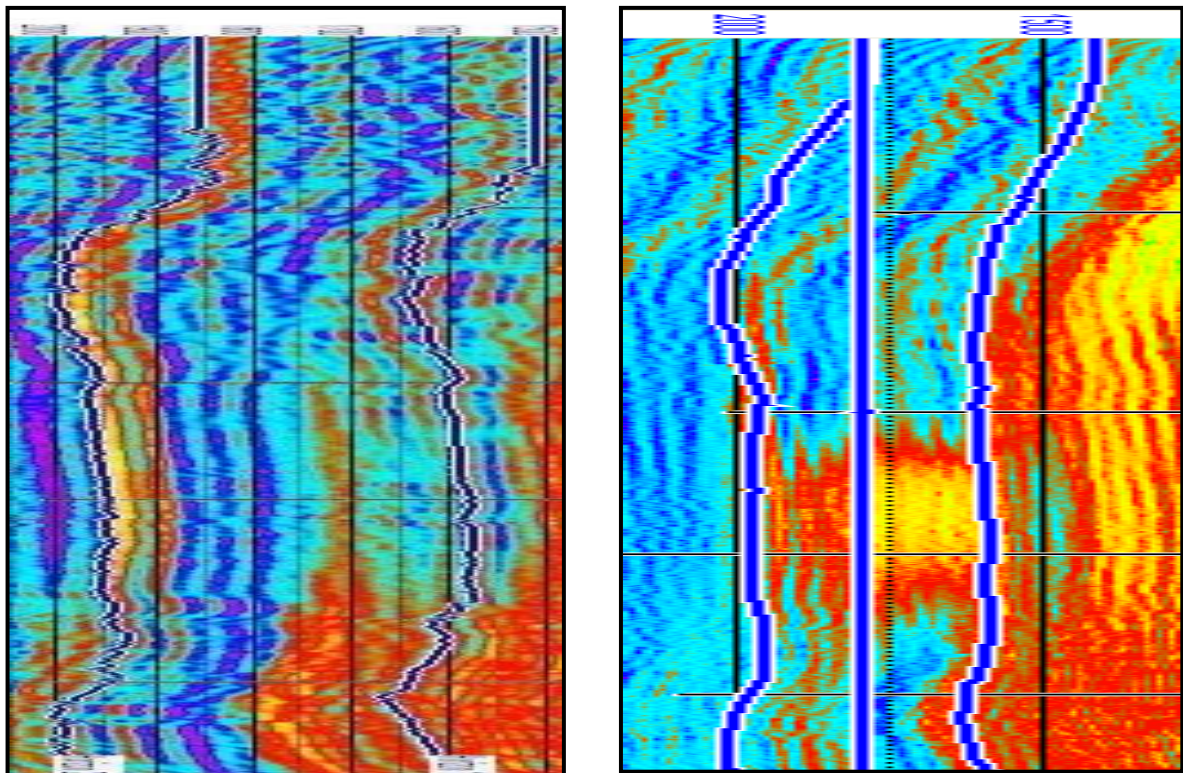


Fig. IV-25 [A gauche : inversion à base de modèle, à droite inversion colorée] puits A

La méthode d'inversion colorée est insuffisante pour l'interprétation, nous l'avons utilisée comme un outil de vérification de la faisabilité de l'inversion et pour mieux distinguer l'allure générale et la continuité latérale des couches. L'inversion à base de modèle est considérée comme un outil d'interprétation et un bon indicateur de la variation lithologiques du réservoir

IV-6 Interprétation de résultat d'inversion à base de modèle

IV-6-1 Le réservoir coniacien :

Une variation d'impédance est observée d'Est (forte) vers l'Ouest (faible). Au niveau du puits A, nous observons une chute de IP à 35000 ft/s*g/cc au CDP 1721, et qui correspond à une résistivité de 3950 $\Omega.m$ et une chute de densité à 2.6 g/cc (**Fig. IV-30**), ce faciès sismique se traduit par un faciès carbonaté (wackstone ou pack stone) qui a débité des hydrocarbures.

Par contre au niveau du puits D, l'impédance acoustique devient 40000 ft/s*g/cc avec une densité de 2.7 g/cc et une résistivité de 4200 $\Omega.m$ (**Fig. IV-32**). ceci se traduit par un faible débit en surfaces des hydrocarbures par rapport au puits A.

Concernant le puits C, une chute considérable de Ip à 29000 ft/s*g/cc, et une faible résistivité 100 $\Omega.m$ avec une densité de 2.62, ce banc est interprétée comme des mudstone.

IV-6-2 Le réservoir Turonien :

Ce réservoir n'a pas montré une variation nette de IP le long de la ligne sismique. Mais une légère variation est observée 52000-49000 ft/s*g/cc sans affectation des paramètres pétrophysiques. Ce réservoir n'a pas donné des hydrocarbures dans tous les puits.

IV-6-3 Le réservoir cénomanien :

Il montre une bonne variation de Ip entre les puits A et D, une impédance de 39900 ft/s*g/cc est marquée au puits A, caractérisée par une forte résistivité 1682 $\Omega.m$ et une très faible densité 2,4 (**Fig. IV-30**). Notons que ce niveau a débité des hydrocarbures. Par contre au niveau du puits D, l'impédance atteint son maximum de 53000 ft/s*g/cc et une chute de résistivité à 250 $\Omega.m$ et une densité de 2.73 g/cc.(sec) Cependant, au puits c, , l'impédance acoustique devient 42000 ft/s*g/cc. Cet intervalle présente les mêmes caractéristiques qu'au niveau du puits D.

IV-7 Les figures de l'interprétation

IV-7-1 Puits A

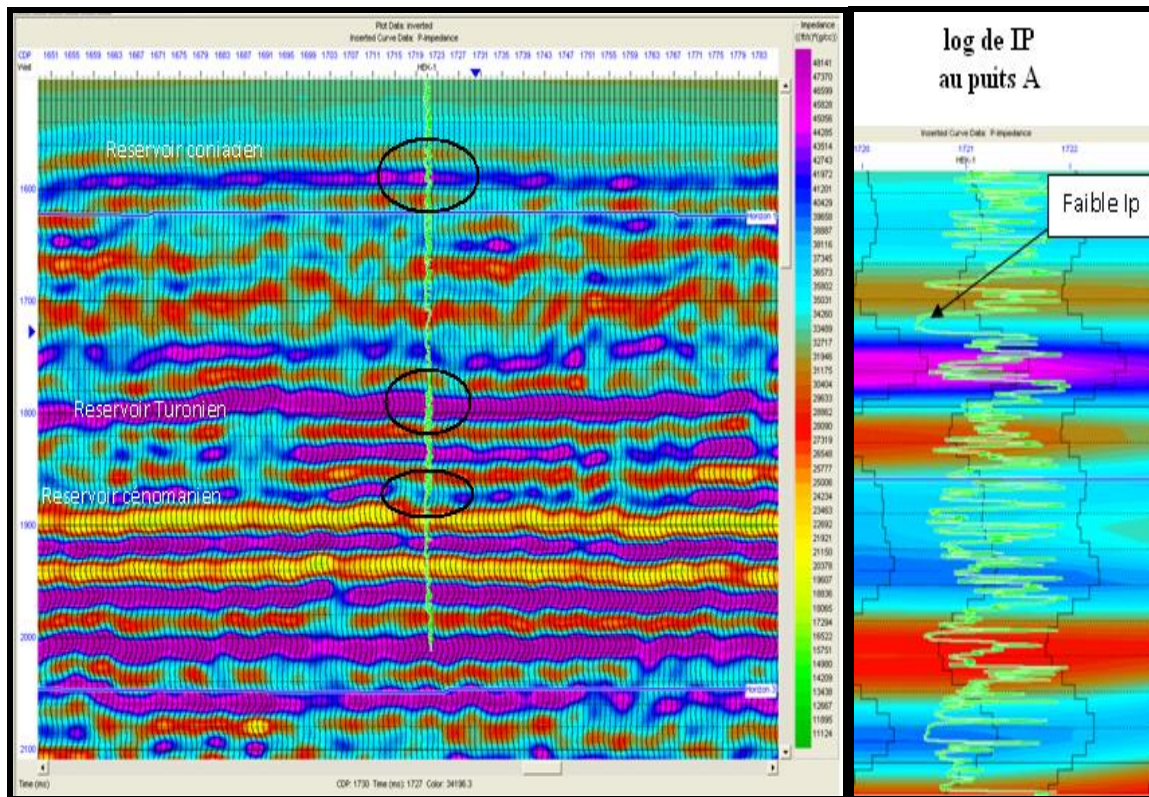
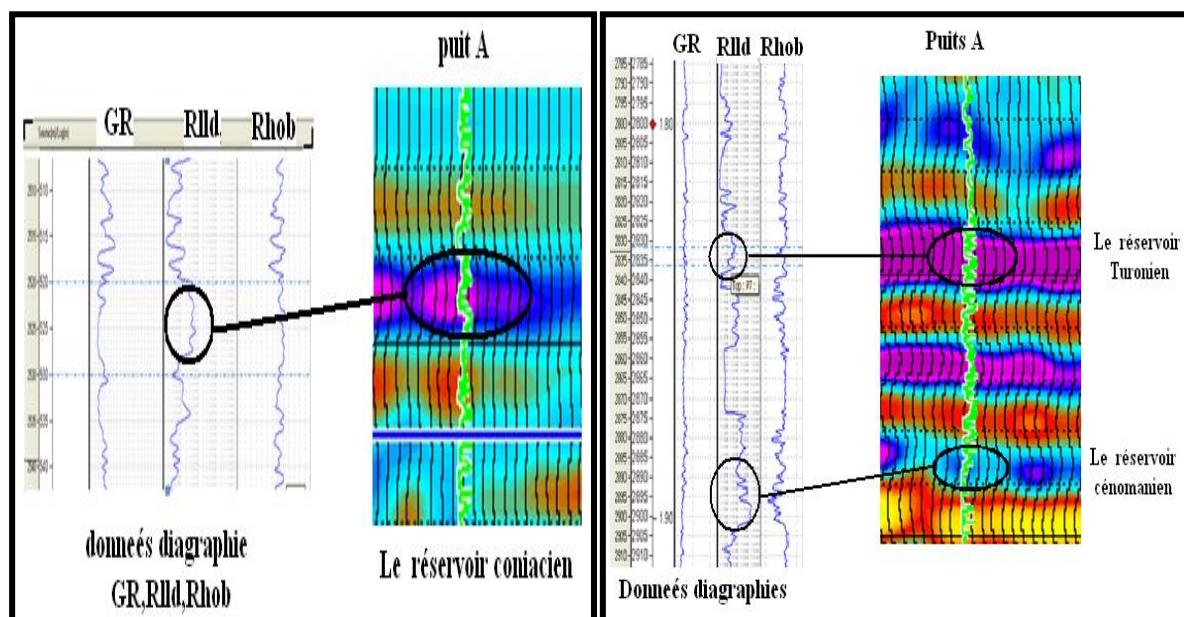


Fig. IV-26 [A gauche : inversion, à droite log de IP] puits A

Fig. IV-27 les trois réservoirs interprétés de puits A, à gauche: coniacien
à droite: turonien et cénomannien

IV-7-2 Puits D

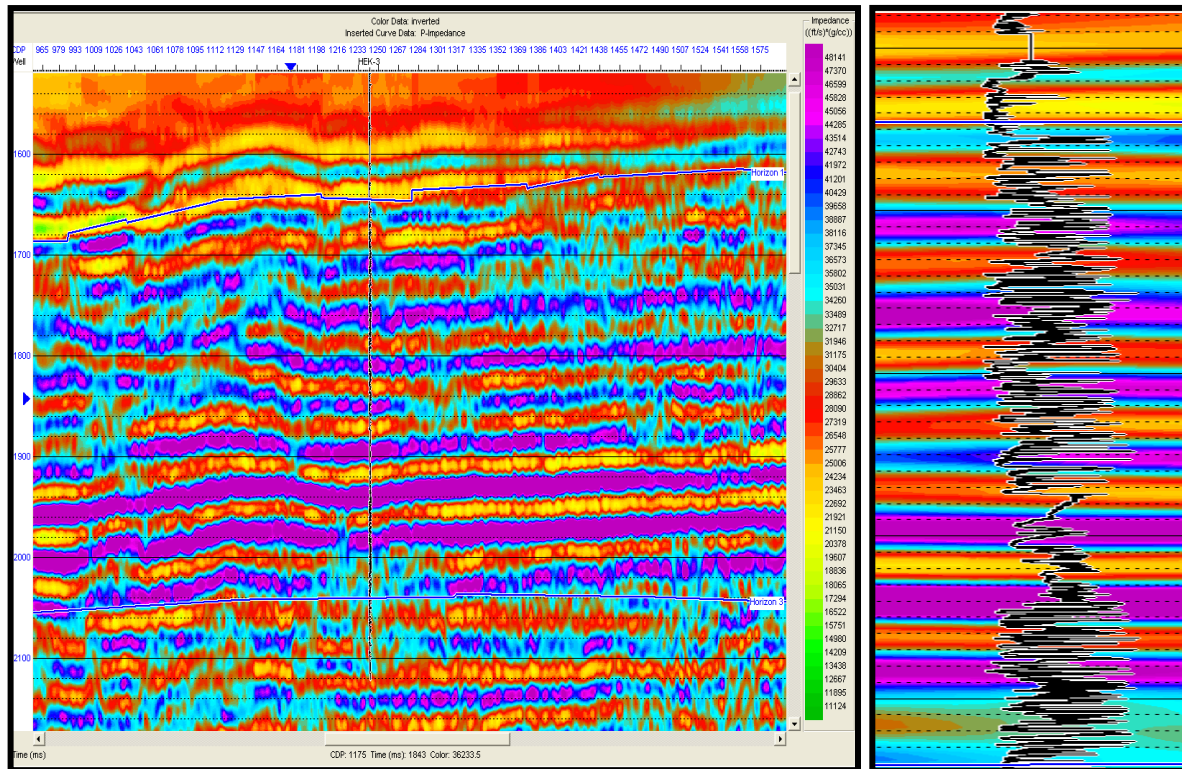
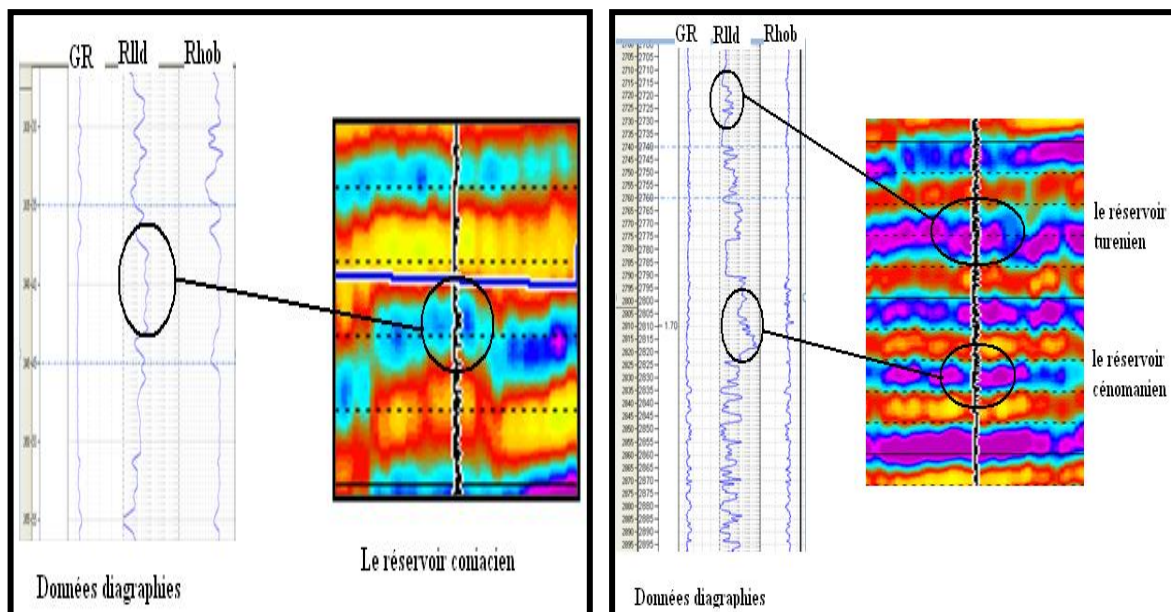


Fig. IV-28 [A gauche : inversion, à droite log de IP] puits D

Fig. IV-29 les trois réservoirs interprétés de puits B, à gauche: coniacien
à droite: turonien et cénonanien

IV-7-3 Puits C

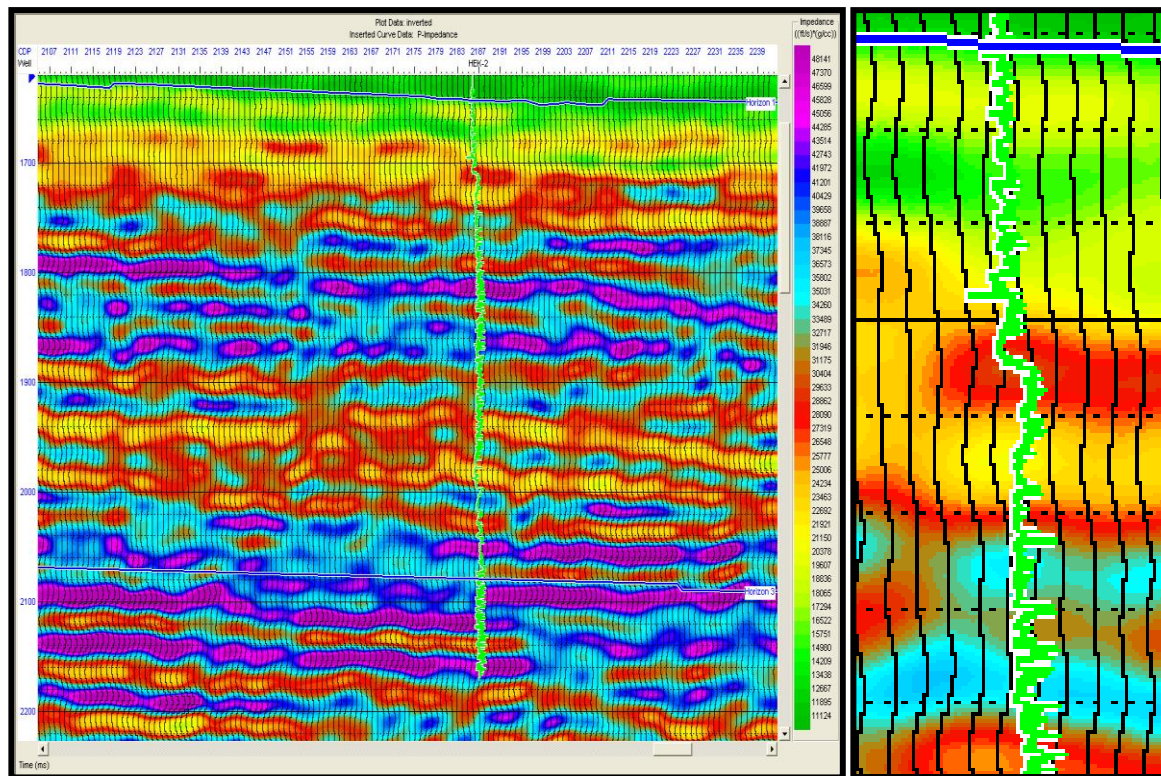


Fig. IV-30 [A gauche : inversion, à droite log de IP] puits C

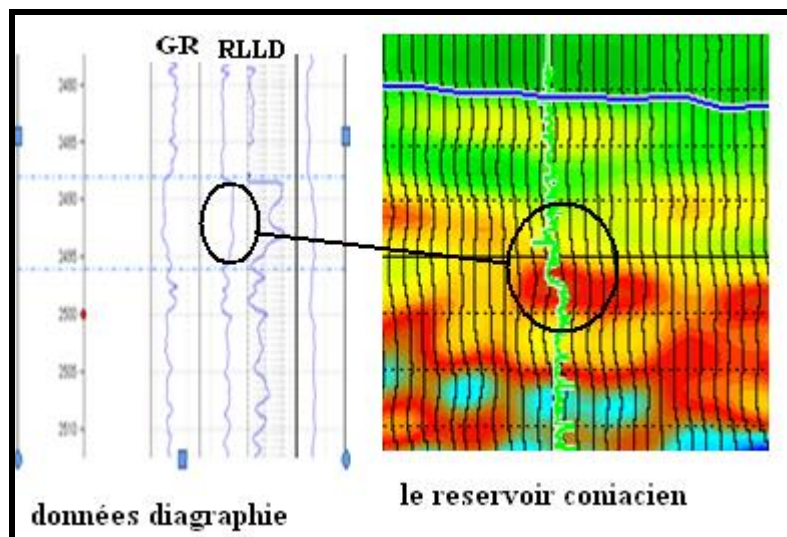


Fig. IV-31 le réservoir coniacien de puits C

IV-8 Conclusion :

L'inversion sismique à base de modèle sur la ligne sismique, a raffiné le model géologique ainsi qu'elle a confirmé les résultats pétrolier des quatre forages. En effet, cette inversion nous a montré que le réservoir coniacien producteur d'hydrocarbures est limité dans l'espace, il est situé uniquement entre les puits A et d, il est caractérisé par une variation d'impédance oscillant entre 35000 -40000 ft/s*g/cc. Quant au réservoir cénomanien, l'inversion acoustique à montrer une lentille poreuse ayant une IP de 39000 ft/s*g/cc au puits A, par contre aux niveaux des autres puits ce réservoirs ce caractérise par une forte Ip atteignant des valeurs de 53000 ft/s*g/cc.

L'inversion sismique au niveau du réservoir turonien montre des fortes valeurs d'IP. Notons l'existence d'une zone similaire au puits A située au CDP 1531 et qui présente du bon caractère acoustique.

Conclusion générale

L'inversion sismique est une technique basée sur la transformation des données sismiques en impédances acoustiques. La méthode que nous avons utilisé dans notre mémoire est basée sur le modèle convolutif de la trace sismique, elle s'appuie sur un modèle initiale construit à partir des informations réelles (données de puits et sismique de subsurface), ce qui rend notre résultat plus proche de la réalité géologique et permettre une interprétation plus plaisante. Cette méthode nous offre un gain considérable en temps de calcule, mais exige le maximum possible d'informations au départ pour arriver à des résultats adéquats.

Dans notre projet nous avons utilisé la méthode d'inversion à base de modèle pour le but de résoudre le problème sédimentologique, cité dans la problématique, qui est le changement subite de faciès dans le réservoir principal, d'un puits à un autre, la section inversée nous a permis de connaître la cause cette interruption, en montrant une lentille dont l'extension est limité dans l'espace.

L'inversion sismique à base de modèle sur la ligne sismique, a raffiné le model géologique ainsi qu'elle a confirmé les résultats pétrolier des quatre forages. En effet, cette inversion nous a montré que le réservoir coniacien producteur d'hydrocarbures est limité dans l'espace, il est situé uniquement entre les puits A et d, il est caractérisé par une variation d'impédance oscillant entre 35000 -40000 ft/s*g/cc. Quant au réservoir cénomanien, l'inversion acoustique à montrer une lentille poreuse ayant une IP de 39000 ft/s*g/cc au puits A, par contre aux niveaux des autres puits ce réservoirs se caractérise par une forte Ip atteignant des valeurs de 53000 ft/s*g/cc. L'inversion sismique au niveau du réservoir turonien montre des fortes valeurs de Ip, notant l'existence d'une zone similaire au puits A située au CDP 1531 et qui présente du bon caractère acoustique

Nous recommandons une acquisition 3D pour estimer le volume de la poche imbibée d'hydrocarbure et de prévoir son extension dans l'espace, afin de juger son exploitation, avant de lancer les forages.