



الجمهورية الجزائرية الديمقراطية الشعبية  
People's Democratic Republic of Algeria  
وزارة التعليم العالي والبحث العلمي  
Ministry of Higher Education and Scientific Research  
جامعة أمحمد بوقرة بومرداس  
University M'hamed Bougara of Boumerdes  
كلية المحروقات والكيمياء  
Faculty of Hydrocarbons and Chemistry



**Département Génie parasismique géophysique et phénomènes aléatoires**

## **MEMOIRE DE FIN D'ETUDES**

**En vue de l'obtention du diplôme de Master**

*Filière : Hydrocarbures*

*Option : Géophysique pétrolière*

*Thème*

**Contrôle qualité des données traitées en amplitudes préservée  
pour application AVO**

*Présenté par :*

**BENHALIMA MOHAMED AMINE**

*Devant le jury composé de :*

Mr Karim Allek	Professeur	UMBB	Président
Mr Jalal Ferahtia	Professeur	UMBB	Examineur
Mme Doria Ait adjedjou	MAA	UMBB	Encadrant

*Année universitaire : 2024/2025*

## Dédicace

*Je dédie ce mémoire de fin d'études à :*

*À celles dont l'absence n'a jamais effacé la trace,  
dont le silence a pourtant accompagné mes pas.*

*À ceux dont la présence demeure l'ultime repère,  
dont la patience face à mes premiers égarements a su transformer l'échec en passage,  
et le doute en persévérance.*

## Remerciements

*Je tiens à exprimer ma reconnaissance à tous ceux qui ont contribué, de près ou de loin, à la réalisation de ce mémoire.*

*Je remercie particulièrement les enseignants et encadrants pour les connaissances transmises et l'encadrement assuré tout au long de mon parcours universitaire.*

*Je n'oublie pas ma famille pour les conditions favorables qu'elle a su maintenir durant cette formation, permettant ainsi la continuité de mes études dans les meilleures dispositions.*

## Table des matières

Dedicace .....	
Remerciements .....	
Liste des figures.....	
Liste des tableaux .....	
Liste des abréviations .....	
Introduction ....	1
Chapitre 01 : Fondements théoriques du traitement en amplitudes préservées.....	2
1.1. Concepts fondamentaux du traitement sismique .....	3
1.2. Physique des roches et propriétés élastiques des milieux.....	5
1.3. Facteurs affectant les amplitudes sismiques .....	6
1.4 : Traitement sismique classique versus traitement en amplitude préservée .....	8
1.5. Introduction à l'analyse AVO (Amplitude Variation with Offset).....	9
1.6. Modèles théoriques AVO .....	10
1.7. Conditions de validité et limitations de l'analyse AVO .....	12
1.8. Approches de modélisation directe et inverse en AVO.....	13
1.9. Interprétation géologique des réponses AVO.....	15
Chapitre 02 : Qualité et contrôle des données AVO dans le traitement sismique.....	17
2.1. Contrôle qualité (QC) dans un contexte AVO.....	18
2.2. Influence des étapes de traitement sismique sur la réponse AVO.....	19
2.3. Méthodes, outils et bonnes pratiques de QC AVO.....	20
2.4. Bonnes pratiques pour un traitement AVO-compatible .....	22
2.5. Limites et sources d'erreurs dans le QC AVO .....	24
Conclusion de la Partie Théorique.....	27
Chapitre 03 : Résultats et Interprétation .....	28
3.1. Introduction .....	29
3.2. Géologie du bassin d'Amguid Messaoud.....	29
3.3. Les paramètres d'acquisition.....	32

3.4. Les résultats obtenus de traitement des données sismiques .....	34
3.4.1. Les corrections statiques primaires.....	38
3.4.2. Atténuation des spikes et des amplitudes animales.....	39
3.4.3. Récupération des amplitudes réelles.....	41
3.4.4. Filtrage des bruits linéaires.....	42
3.4.5. Compensation des amplitudes en surface consistant.....	43
3.4.6. Compensation de l'effet d'absorption (Q-COMPENSATION) .....	44
3.4.7. Déconvolution en surface consistant .....	45
3.4.8. Corrections statiques résiduelles .....	48
3.4.9. Filtrage des bruits aléatoires .....	49
3.4.10. 3D RÉGULARISATION .....	51
3.4.11. Fold map.....	52
3.4.12. Migration .....	54
3.4.13. Traitement post stack.....	55
3.5. Résultat de traitement de l'AVO QC et interprétation .....	58
3.6. Interprétation des histogrammes.....	60
3.7. Les variations des cross corrélations en fonction de NRMS et interprétation.....	61
Conclusion Générale.....	69
Références Bibliographiques .....	
Annexes .....	

## Liste des figures

Figure 1.1 : Schéma général du flux de traitement sismique.....	4
Figure 1.2 : Relation entre le rapport $V_p/V_s$ et l'impédance acoustique (AI).....	5
Figure 1.3 : Amplitude loss dû à la divergence sphérique.....	6
Figure 1.4 : Amplitude loss et atténuation (absorption).....	7
Figure 1.5 : Spectre d'amplitude selon fréquence / offset.....	7
Figure 1.6 : Couplage entre vitesse, atténuation ( $1/Q$ ) et fréquence .....	7
Figure 1.7 : Comparaison des paramètres de récupération d'amplitude vraie .....	8
Figure 1.8 : la variation des amplitudes en fonction de l'offset .....	10
Figure 1.9 : les coefficients de réflexion selon Zoeppritz, Shuey et Aki & Richards .....	12
Figure 1.10 : Effet d'un NMO incorrect.....	13
Figure 1.11 : Workflow de la modélisation directe AVO à partir de données de puits .....	14
Figure 1.12 : Classification des réponses AVO par classes I à IV .....	16
Figure 2.1 : Réponse AVO simulée selon l'angle d'incidence sur trois puits.....	19
Figure 2.2 : Impact des corrections NMO sur la fidélité AVO des gathers préstack.....	20
Figure 2.3 : Crossplots intercept-gradient par bande de fréquence .....	22
Figure 2.4 : Workflow d'un traitement sismique compatible AVO.....	24
Figure 2.5 : Effets des ondes multiples sur les gathers AVO.....	25
Figure 3.1 : Carte des bassins sédimentaires de l'Algérie (WEC 2007) .....	30
Figure 3.2 : Colonne stratigraphique synthétique du bassin d'Amguid Messaoud.....	31
Figure 3.3 : RAW SHOT.....	34
Figure 3.4 : RAW Stack inline 1215 with AGC.....	35
Figure 3.5 : RAW Stack inline 1939 with AGC.....	36
Figure 3.6 : RAW Stack inline 2315 with AGC.....	37
Figure 3.7 : Les corrections statiques primaires ALTI.....	38
Figure 3.8 : Les corrections statiques primaires GLI .....	38
Figure 3.9 : Atténuation des Spikes et des amplitudes anomalique Input.....	39
Figure 4.10 : Atténuation des Spikes et des amplitudes anomalique Output .....	40
Figure 3.11 : Image agrandie montrant les anomalies des spikes .....	40
Figure 3.12 : Récupération des Amplitudes Réelles Input .....	41
Figure 3.13 : Récupération des Amplitudes Réelles Output .....	41

Figure 3.14 : Filtrage des bruits linéaires Input.....	42
Figure 3.15 : Compensation des Amplitudes en surface consistant Input.....	43
Figure 3.16 : Compensation des Amplitudes en surface consistant Output .....	43
Figure 3.17 : Compensation de l'effet d'absorption (Q_COMPENSATION) Input .....	44
Figure 3.18 : Compensation de l'effet d'absorption (Q_COMPENSATION) OUTPUT .....	44
Figure 3.19 : Déconvolution en surface consistant Input .....	45
Figure 3.20 : Déconvolution en surface consistant Output .....	46
Figure 3.21 : Comparaison des spectres d'amplitudes .....	47
Figure 3.22 : Correction Statiques sans résiduelles .....	48
Figure 3.23 : Correction Statiques avec résiduelles1 .....	48
Figure 3.24 : Correction Statiques avec résiduelles2 .....	48
Figure 3.25 : Filtrage des bruits aléatoires INPUT.....	49
Figure 3.26 : Filtrage des bruits aléatoires Output .....	50
Figure 3.27 : Regularisation Stack Inline 1939 Input.....	51
Figure 3.28 : Regularisation Stack Inline 1939 Output.....	51
Figure 3.29 : Fold map avant régularisation 3D.....	52
Figure 3.30 : Fold map après régularisation 3D .....	53
Figure 3.31 : Migraiton Inline Input.....	54
Figure 3.32 : Migraiton Inline Output .....	54
Figure 3.33 : Traitement Post Stack Inline avec PSTM .....	55
Figure 3.34 : Traitement Post Stack Inline avec PSTM AGC.....	56
Figure 3.35 : Traitement Post Stack Inline avec PSTM et traitement Post Stack .....	56
Figure 3.36 : Méthodologie de l'AVO QC.....	58
Figure 3.37 : Histogramme présents les valeurs de CC pour chaque module .....	60
Figure 3.38 : histogramme présente les valeurs DCC .....	61
Figure 3.39 : la variation de cross corrélation pour le module RES1.....	62
Figure 3.40 : la variation de cross corrélation pour le module RES2.....	63
Figure 3.41 : la variation de cross corrélation pour le module RNA01.....	64
Figure 3.42 : la variation de cross corrélation pour le module REG .....	65
Figure 3.43 : la variation de cross corrélation pour le module REG RNA 02.....	66
Figure 3.44 : la variation de cross corrélation pour le module PSTM.....	67
Figure 3.45 : la variation de cross corrélation pour le module PSTM FOOT PRINT.....	68

## Liste des tableaux

Tableau 1.1 : Les classes de réponse AVO.....	16
Tableau 2.1 : Synthèse des outils QC AVO .....	21
Tableau 2.2 : Résumé des bonnes pratiques clés .....	23
Tableau 2.3 : Résumé des principales limitations .....	26
Tableau 3.1 : Les paramètres d'acquisitions .....	33
Tableau 3.2 : Les valeurs de cross corrélation.....	59
Tableau 3.3 : Les valeurs de la différence de cross corrélation.....	59
Tableau 3.4 : Les valeurs de la normalisation RMS.....	60

## Liste des abréviations

- AVO : **A**mplitude **V**ersus **O**ffset (variation de l'amplitude en fonction de l'offset).
- QC : **Q**uality **C**ontrol (contrôle qualité).
- BRA : Le champs de **B**hi**R**et **A**issa.
- TAGI : le **T**rias **A**rgilo-**G**réseux **I**nférieur.
- TCF : **T**rillion **C**ubic **F**eet (mille milliards de pieds cubes).
- NMO : **N**ormal **M**ove**O**ut (correction de déplacement normal).
- VTI : **V**ertical **T**ransverse **I**sotropy (anisotropie transverse verticale).
- HTI : **H**orizontal **T**ransverse **I**sotropy (anisotropie transverse horizontale).
- EEI : **E**xtended **E**lastic **I**mpedance (impédance élastique étendue).
- AGC : **A**utomatic **G**ain **C**ontrol (Commande Automatique de Gain).
- CMP : **C**ommon **M**id**P**oint (point milieu commun).
- ALTI : **A**LT**I**tude statics (corrections altimétriques).
- GLI : **G**eneralized **L**inear **I**nversion (inversion linéaire généralisée).
- PAM : **P**restack **A**mplitude **M**atching (Ajustement des amplitudes pré-empilées).
- CDP : **C**ommon **D**ePTH **P**oint (point de profondeur commun).
- RES01 : Corrections statiques **RES**iduels **1**<sup>er</sup> passe.
- RES02 : Corrections statiques **RES**iduels **2**<sup>ème</sup> passe.
- RNA : **R**andom **N**oise **A**ttenuation (Atténuation du bruit aléatoire).
- REG : **REG**ularisation.
- REG RNA : **R**andom **N**oise **A**ttenuation **2**<sup>nd</sup> pass.
- PSTM : **P**re**S**tack **T**ime **M**igration (Migration en temps pré-empilement).
- PSTM FOOT PRINT : Atténuation des **FOOT PRINT**.
- SVM : **S**upport **V**ector **M**achine (Machine à vecteurs de support).
- NRMS : **N**ormalized **R**oot **M**ean **S**quare (Erreur quadratique moyenne normalisée).
- CC : **C**ross-**C**orrelation (corrélation croisée)

## Introduction

La méthode AVO ( Amplitude Versus Offset ) est une approche sismique développée dans les années 1970 pour exploiter la variation des amplitudes réfléchies en fonction de la distance source-récepteur ( offset ). Introduite initialement par Ostrander ( 1984 ), elle visait à relier ces variations aux propriétés élastiques des roches et à la présence éventuelle de fluides dans les réservoirs. Au fil du temps, la méthode AVO est devenue un outil essentiel de la géophysique pétrolière, permettant de distinguer les variations lithologiques et fluidiques dans le sous-sol. Aujourd'hui, elle constitue une étape incontournable dans l'interprétation quantitative et l'inversion sismique, intégrant des traitements en amplitudes préservées et des contrôles qualité rigoureux.

L'objectif principal de ce travail est d'analyser l'impact des différentes étapes du traitement sismique sur la fidélité des amplitudes réfléchies, afin d'assurer la compatibilité des données avec l'analyse AVO. Cette démarche repose sur le constat que toute altération des amplitudes réelles, introduite par un traitement inadéquat, compromet directement l'interprétation pétrophysique et la détection des anomalies de fluides. La problématique centrale peut ainsi être formulée comme suit : « Les différentes séquences du traitement sismique appliquées aux données du projet 3D-BRA permettent-elles de préserver les amplitudes nécessaires à une analyse AVO fiable ? »

Pour répondre à cette problématique, la méthodologie adoptée combine le traitement sismique en amplitude préservée et le contrôle qualité AVO (AVO-QC). Les premières étapes consistent à appliquer des corrections standards visant à réduire le bruit, à optimiser la cohérence des réflexions et à stabiliser la phase des signaux. Par la suite, des contrôles spécifiques tels que la cross-corrélation, le NRMS (Normalized Root Mean Square) et la comparaison multi-offsets sont mis en œuvre afin d'évaluer la stabilité des amplitudes et la conformité des données au modèle AVO.

Ce mémoire est structuré en trois chapitres principaux :

- Le premier chapitre présente les fondements théoriques du traitement en amplitude préservée, en abordant les principes physiques et géophysiques du traitement sismique, la physique des roches, les modèles AVO et les conditions de validité de l'analyse.
- Le deuxième chapitre traite de la qualité et du contrôle des données AVO dans le traitement sismique, en mettant en évidence l'influence des étapes de traitement sur la réponse AVO, ainsi que les méthodes et bonnes pratiques garantissant un traitement AVO-compatible.
- Le troisième chapitre est consacré aux résultats et à leur interprétation, à partir des données issues du projet 3D-BRA. Cette partie met en évidence l'efficacité des contrôles AVO-QC et discute la pertinence des amplitudes obtenues après traitement.

Enfin, une conclusion générale résume les principaux résultats, évalue la performance de la méthodologie AVO-QC appliquée et propose des perspectives pour l'amélioration du traitement sismique en amplitude préservée dans les futures applications géophysiques.

Chapitre 01 :

Fondements théoriques du  
traitement en amplitudes  
préservées

## 1.1. Concepts fondamentaux du traitement sismique

Le traitement sismique constitue une phase essentielle dans la chaîne de valorisation des données géophysiques, visant à restituer une image structurale et stratigraphique fidèle du sous-sol à partir des enregistrements bruts acquis en surface. Cette opération repose sur l'application méthodique d'une série de processus destinés à améliorer le rapport signal/bruit, à corriger les effets non géologiques, et à repositionner les événements réfléchis selon leur géométrie réelle dans le milieu (Yilmaz, 2001 ; Sheriff & Geldart, 1995).

Dans le cadre d'une analyse en amplitude préservée, la précision du traitement devient primordiale pour éviter toute distorsion des amplitudes relatives, nécessaires à l'analyse AVO et à l'inversion sismique (Chopra & Marfurt, 2007 ; Veeken, 2007).

Une chaîne conventionnelle comprend : le contrôle qualité initial (vérification de la géométrie d'acquisition, polarité, pertes de signal), la conversion de format, la suppression du bruit incohérent, les corrections statiques, la correction du temps de parcours normal (NMO), la sommation des traces corrigées (stacking), et la migration. (voir Figure 2.1).

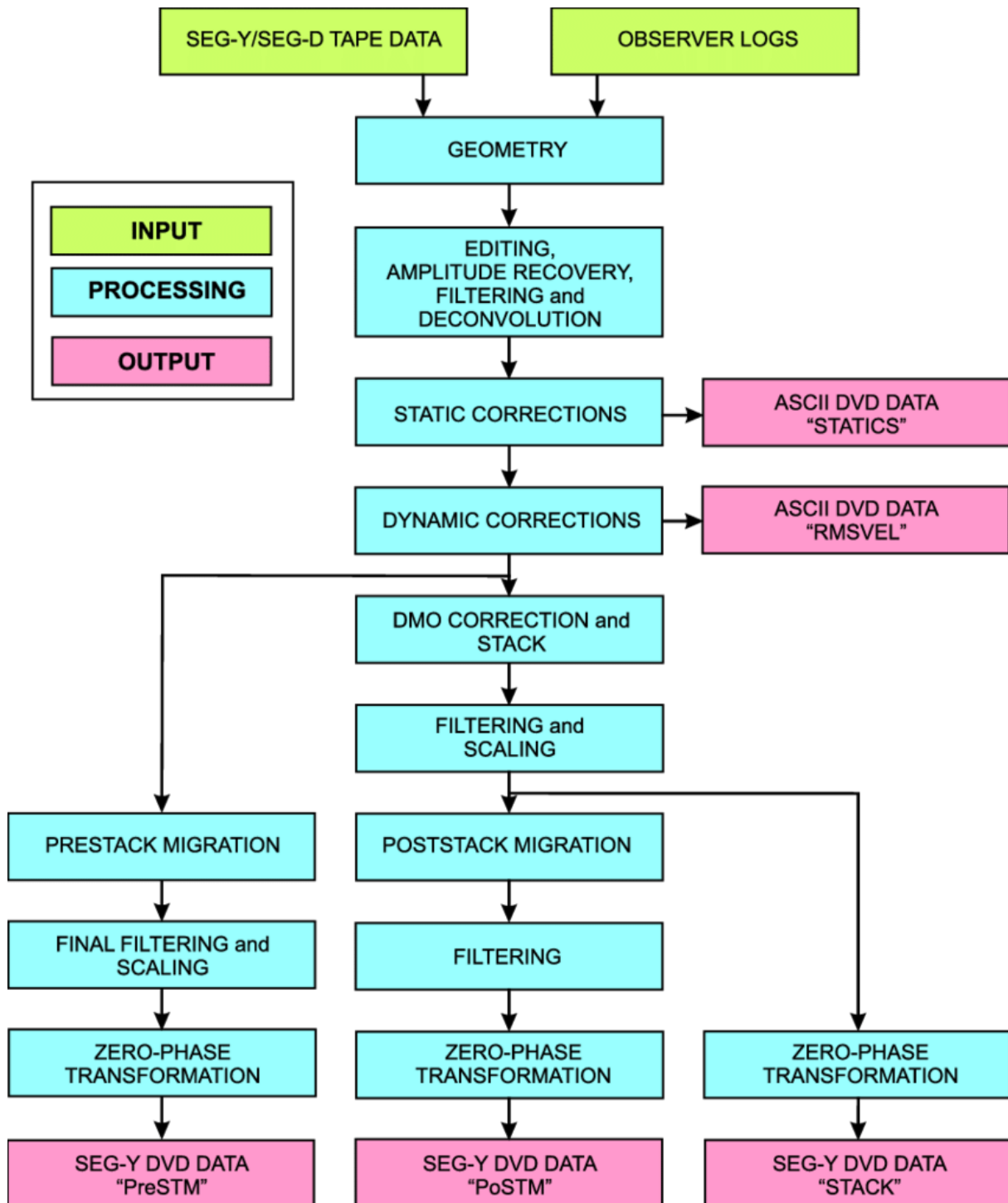
Toutefois, bien que cette séquence soit efficace pour l'imagerie structurale, elle peut engendrer une altération des amplitudes si elle n'est pas adaptée aux applications quantitatives (Castagna & Backus, 1993).

Pour garantir la compatibilité avec les études AVO, des traitements spécifiques dans le domaine pre-stack sont requis. Ces derniers reposent sur l'application de corrections et d'algorithmes conçus pour préserver l'énergie relative des signaux sismiques. Cela inclut l'analyse et la migration dans le domaine pre-stack à amplitude préservée (*true-amplitude migration*), ainsi que des corrections géométriques et spectrales soigneusement paramétrées (Lumley, 1995 ; Ross, 2000).

Ce type de traitement suppose une maîtrise fine des lois de propagation des ondes élastiques, car les variations d'amplitude selon l'angle d'incidence fournissent des indices sur les contrastes d'impédance et la nature des fluides en place (Shuey, 1985 ; Aki & Richards, 2002).

Cependant, plusieurs sources peuvent perturber l'amplitude : effets géométriques liés à l'offset, atténuation intrinsèque des roches (facteur Q), étalement du front d'onde dans la zone de Fresnel, ou encore paramétrage inadéquat de filtres, de corrections NMO ou de fonctions de gain (Tonn, 1991 ; Chopra & Marfurt, 2007).

Ces artefacts doivent être identifiés et corrigés avec rigueur pour garantir une restitution fidèle des amplitudes physiques, condition essentielle à l'interprétation quantitative.



**Figure 1.1** : Schéma général du flux de traitement sismique, depuis l'acquisition brute jusqu'aux sorties migrées, adapté (Karp, T., Urosevic, M., & Lebedev, M. (2010)).

## 1.2. Physique des roches et propriétés élastiques des milieux

L'analyse des amplitudes sismiques repose fondamentalement sur les lois de la physique des roches, lesquelles établissent la relation entre les propriétés pétrophysiques (porosité, saturation, lithologie) et les paramètres élastiques des formations. Ces paramètres contrôlent la propagation des ondes sismiques et déterminent la réponse en réflexion observée sur les enregistrements.

Les milieux géologiques sont généralement considérés comme des milieux élastiques linéaires et isotropes, caractérisés par trois constantes indépendantes : le module de compressibilité  $K$ , le module de cisaillement  $\mu$ , et la densité  $\rho$ . Les vitesses des ondes de compression  $V_p$  et de cisaillement  $V_s$  s'expriment alors par les relations fondamentales :

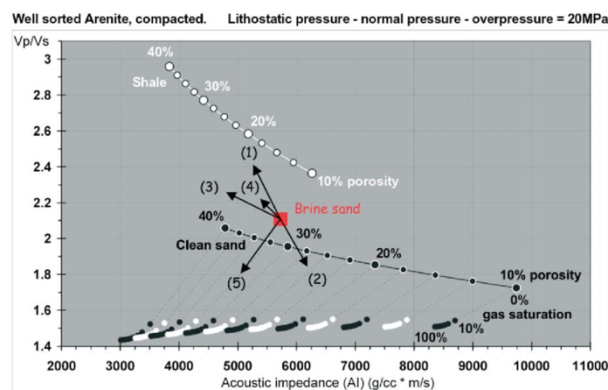
$$V_p = \sqrt{\frac{K + \frac{4}{3}\mu}{\rho}} \quad \text{et} \quad V_s = \sqrt{\frac{\mu}{\rho}}$$

Ces paramètres varient selon la nature lithologique et les conditions pétrophysiques. Les roches consolidées, à faible porosité et forte compaction, présentent des vitesses élevées, tandis que les formations poreuses saturées en fluide affichent des vitesses moindres. Des corrélations empiriques ont été établies pour relier la densité à la vitesse des ondes, telles que la loi de Gardner et al. (1974) :

$$0,31 V_p^{0,25}$$

ainsi que les relations  $V_p - V_s$  proposées par Castagna et Greenberg (1993) pour les roches silicoclastiques.

La réponse sismique dépend donc des contrastes d'impédance acoustique  $Z = \rho V_p$  aux interfaces géologiques (figure X.X). L'analyse AVO s'appuie sur la variation angulaire de ces contrastes pour estimer les rapports  $\frac{V_p}{V_s}$  et la densité relative des couches. Par conséquent, la compréhension fine des propriétés élastiques et de leur dépendance vis-à-vis de la composition minéralogique, de la saturation en fluide et de la compaction constitue la base physique de toute interprétation AVO rigoureuse (Mavko et al., 2009).



**Figure 1.2** : Relation entre le rapport  $V_p/V_s$  et l'impédance acoustique (AI) pour différentes lithologies et saturations en fluide (Mavko, G., Mukerji, T., & Dvorkin, J. (2009)).

### 1.3. Facteurs affectant les amplitudes sismiques

L'amplitude d'un signal sismique n'est pas uniquement fonction des contrastes d'impédance. Elle est affectée par un ensemble de phénomènes physiques, géométriques et instrumentaux qui altèrent la distribution énergétique au cours de la propagation, de la réflexion et de l'enregistrement du signal. Ces effets doivent être identifiés et corrigés lors du traitement afin d'obtenir des amplitudes fidèles et exploitables pour l'analyse AVO.

Le premier facteur est la divergence sphérique, résultant de l'expansion géométrique du front d'onde. L'énergie sismique se répartit sur une surface croissante proportionnelle à  $r^2$ , induisant une décroissance d'amplitude approximativement inversement proportionnelle à la distance source-récepteur. Ce phénomène géométrique introduit une atténuation systématique des amplitudes, souvent compensée par des corrections de gain proportionnelles à la distance ou au temps de propagation (Figure 01 – Amplitude loss dû à la divergence sphérique).

Le second facteur majeur est l'absorption anélastique du milieu, liée à la dissipation d'énergie par frottement interne entre les grains et par interaction fluide-matrice. Ce mécanisme est caractérisé par le facteur de qualité  $Q$ , qui exprime la capacité du milieu à transmettre les hautes fréquences sans atténuation. L'atténuation se traduit par une réduction d'amplitude et un appauvrissement spectral des hautes fréquences, nécessitant des corrections de type  $Q$ -compensation lors du traitement (Tonn, 1991) (Figure 02 – Amplitude loss et atténuation (absorption)).

D'autres facteurs influent également sur les amplitudes : la directivité de la source sismique, les effets de couplage capteur-sol, les corrections de gain automatiques (AGC) qui peuvent altérer les rapports relatifs d'amplitude, ainsi que les interactions fréquence / offset et les milieux hétérogènes. L'impact de ces phénomènes peut être visualisé à travers la distribution des spectres d'amplitude comparés entre données de terrain et modèles de milieu fracturé (Figure 03 – Spectre d'amplitude selon fréquence / offset (données de terrain vs milieu fracturé)).

Enfin, les erreurs d'empilement et de migration, ainsi que le couplage entre vitesse, atténuation ( $1/Q$ ) et fréquence, peuvent induire des biais significatifs dans la réponse amplitude-offset. Ces perturbations doivent être contrôlées rigoureusement au moyen de procédures de Quality Control (QC) afin d'assurer la cohérence énergétique entre les offsets et les angles d'incidence, condition indispensable à une interprétation AVO fiable (Yilmaz, 2001) (Figure 04 – Couplage entre vitesse, atténuation ( $1/Q$ ) et fréquence).

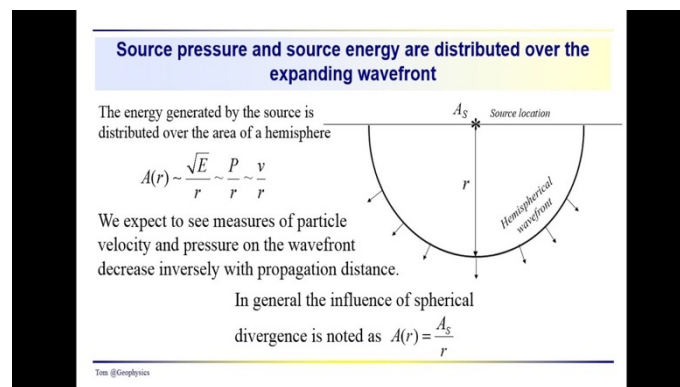
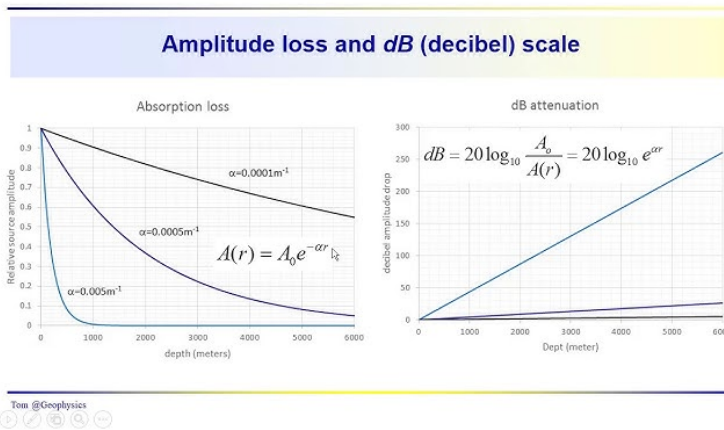
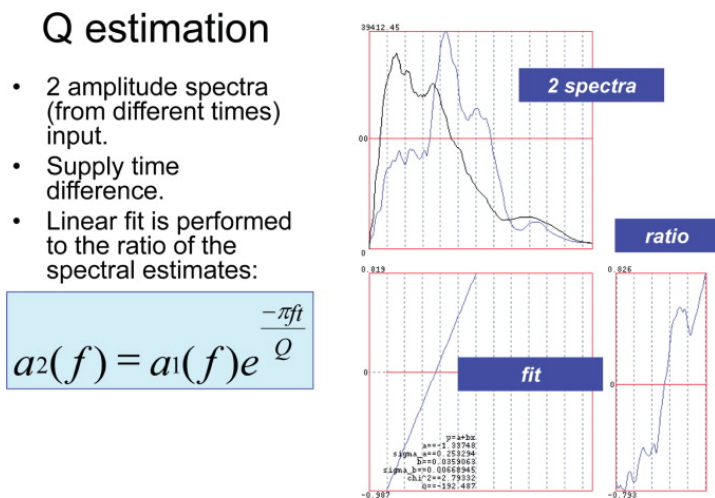


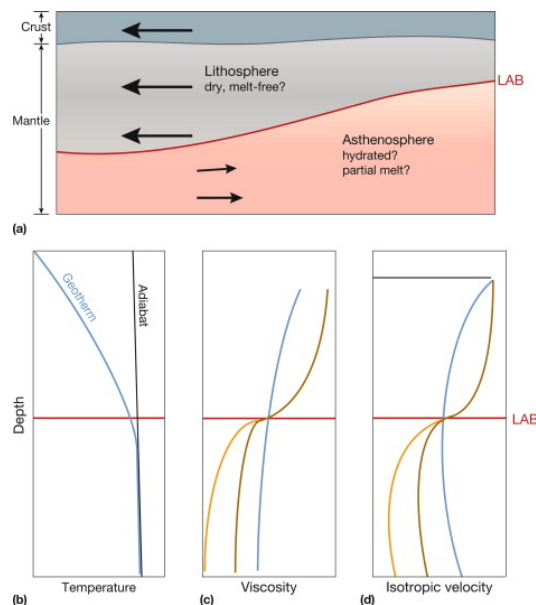
Figure 1.3 : Amplitude loss dû à la divergence sphérique (Tom, R. (2017))



**Figure 1.4 :** Amplitude loss et atténuation (absorption) (Tom, R. (2018))



**Figure 1.5 :** Spectre d'amplitude selon fréquence / offset (données de terrain vs milieu fracturé) (Satya Vani, M., Rao, P. R., & Kumar, K. (2019))



**Figure 1.6 :** Couplage entre vitesse, atténuation ( $1/Q$ ) et fréquence (Batzle, M. L., Han, D. H., & Hofmann, R. (2006))

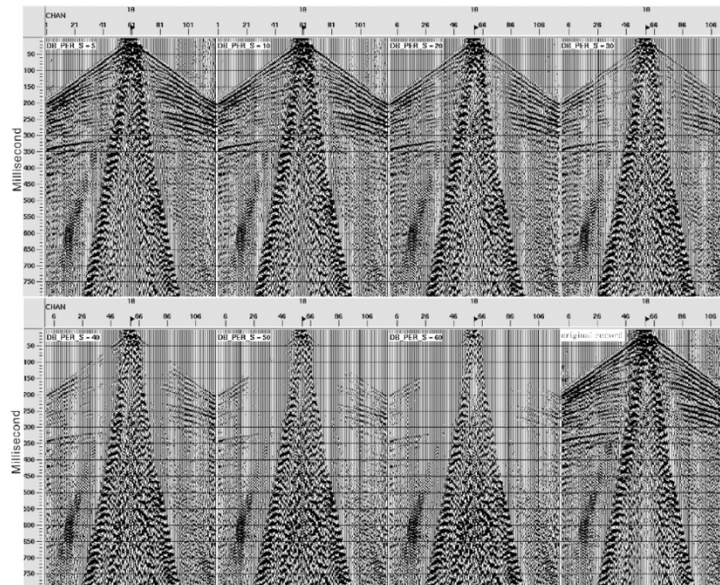
#### 1.4. Traitement sismique classique versus traitement en amplitude préservée

Le traitement sismique conventionnel vise principalement l'amélioration de la résolution spatiale et du rapport signal/bruit, alors que le traitement en amplitude préservée (True Amplitude Processing) a pour objectif la conservation des amplitudes relatives et de leur variation avec l'offset. Cette distinction est fondamentale, car la méthode AVO repose sur la validité quantitative des amplitudes enregistrées (figure 1.7).

Dans le traitement classique, plusieurs opérations – telles que la correction de gain automatique (AGC), la normalisation des traces, ou certaines étapes de filtrage adaptatif – altèrent la dynamique réelle du signal réfléchi. Ces ajustements, bien que bénéfiques pour la visualisation structurale, détruisent la proportionnalité entre les amplitudes et les propriétés physiques du sous-sol. En revanche, le traitement AVO-compatible exclut tout procédé modifiant les rapports d'énergie inter-offsets, et applique des corrections calibrées (divergence, absorption, géométrie) selon des lois physiques rigoureuses.

Les étapes critiques d'un traitement AVO-compatible comprennent la correction NMO et DMO en amplitudes vraies, la migration pré-empilement (Pre-Stack Migration) et la normalisation énergétique des gathers. Chaque phase doit être validée par des contrôles de cohérence d'amplitude, tels que les analyses de NRMS (Normalized Root Mean Square) et de cross-corrélation inter-offsets, garantissant la stabilité du comportement angulaire (Sarkar & Tsvankin, 2004).

Ainsi, la différence essentielle entre les deux approches réside dans la finalité : la sismique classique recherche la clarté géométrique du réflecteur, tandis que la sismique en amplitude préservée cherche la fiabilité physique du signal réfléchi. La seconde constitue la condition préalable à toute analyse AVO robuste et à une inversion quantitative des propriétés pétrophysiques.



**Figure 1.7 :** Comparaison des paramètres de récupération d'amplitude vraie : traitement classique vs amplitude-préservée (Wu, Y., & McMechan, G. A. (2018))

## 1.5. Introduction à l'analyse AVO (Amplitude Variation with Offset)

L'analyse AVO (Amplitude Variation with Offset) est une méthode quantitative de la géophysique sismique destinée à caractériser les propriétés élastiques des formations géologiques à partir de l'évolution des amplitudes des ondes réfléchies en fonction de l'offset ou de l'angle d'incidence. Contrairement à l'imagerie structurale conventionnelle, centrée sur la géométrie des réflecteurs, l'AVO exploite les variations d'amplitude relatives pour extraire des informations sur les paramètres pétrophysiques tels que la densité, la vitesse des ondes P et S, ainsi que les contrastes d'impédance (Castagna & Backus, 1993 ; Aki & Richards, 2002).

Sur le plan physique, lorsque des ondes sismiques rencontrent une interface séparant deux milieux d'impédances acoustiques différentes, une partie de l'énergie est réfléchiée tandis que l'autre est transmise. L'amplitude de l'onde réfléchiée dépend du contraste d'impédance mais également de l'angle d'incidence, qui varie avec l'offset (Shuey, 1985 ; voir figure 2.2).

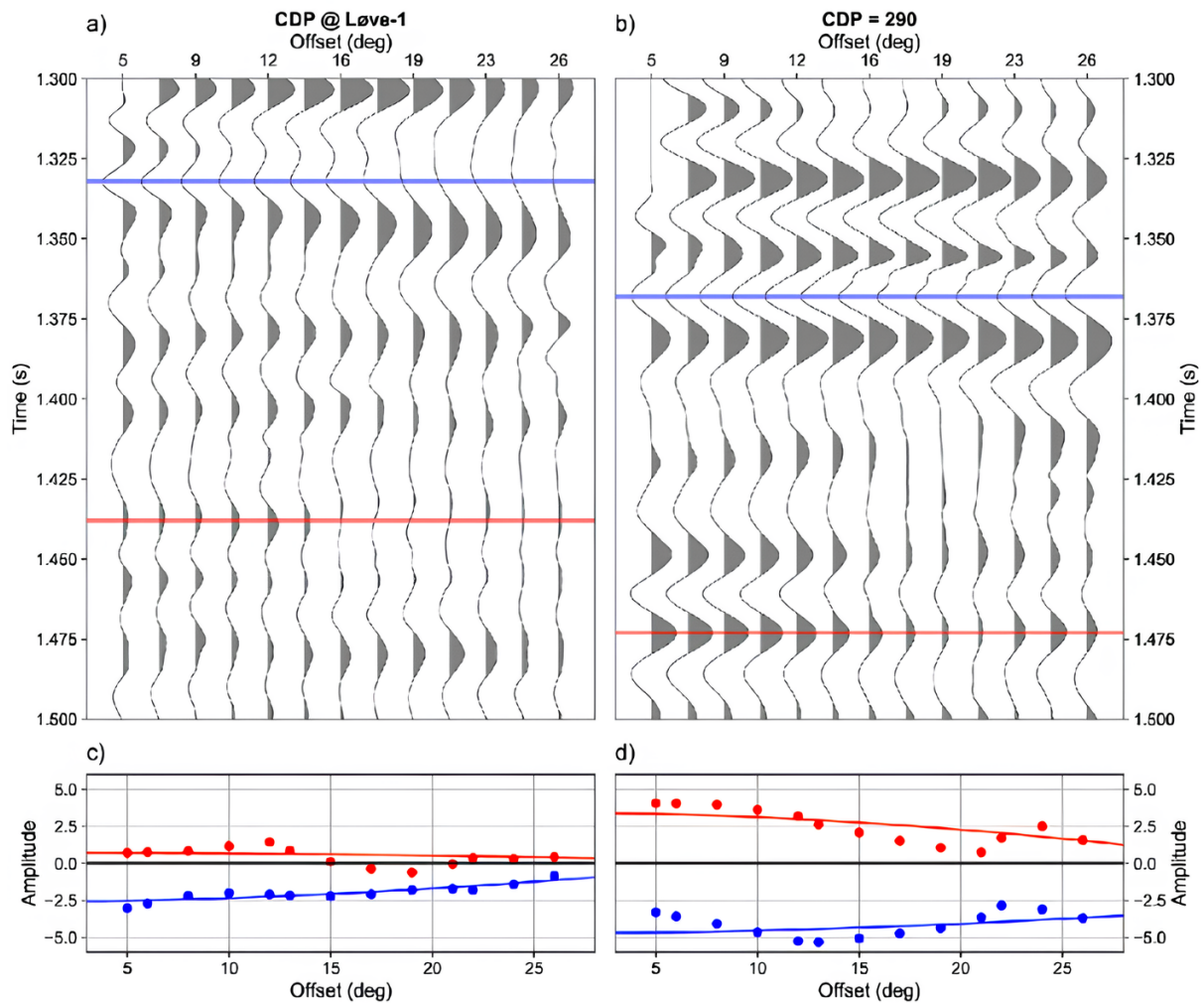
Ce comportement est régulé par les équations de Zoeppritz, qui décrivent les coefficients de réflexion et de transmission pour des ondes P et S dans des milieux élastiques isotropes (Aki & Richards, 2002).

Toutefois, leur complexité a conduit au développement d'approximations analytiques, comme celles de Shuey (1985), Aki & Richards (1980) ou encore Bortfeld (1961), permettant une interprétation plus intuitive des réponses AVO dans un cadre explorationnel. En exploration pétrolière, l'AVO joue un rôle fondamental dans la prédiction de la nature des fluides et des lithologies présentes dans les réservoirs. Les anomalies d'amplitude, sensibles à la saturation en hydrocarbures, permettent de discriminer entre gaz, huile et eau, mais aussi d'inférer des paramètres comme la porosité ou la compaction (Castagna et al., 1998 ; Russell et al., 2003).

Par exemple, un réservoir saturé en gaz léger, peu consolidé, présente généralement une réponse AVO de classe III avec une forte amplitude négative qui augmente avec l'offset (Rutherford & Williams, 1989).

Ces signatures sont utilisées pour la hiérarchisation des cibles, la réduction des incertitudes de forage et la délimitation de zones de haute porosité. Toutefois, pour que l'analyse AVO conserve sa pertinence, il est impératif que les amplitudes soient préservées fidèlement tout au long de la chaîne de traitement. Toute distorsion introduite par des corrections NMO mal calibrées, une migration non true-amplitude ou des gains automatiques altère directement la réponse AVO et peut conduire à des interprétations erronées (Chopra & Marfurt, 2007 ; Yilmaz, 2001).

C'est dans ce contexte que s'inscrit la notion de AVO QC (Quality Control pour l'AVO), qui désigne l'ensemble des méthodes mises en œuvre pour vérifier, à chaque étape du traitement, que les conditions de validité physique et numérique sont respectées afin d'assurer une restitution fiable des attributs sismiques utilisés dans l'interprétation.



**Figure 1.8 :** Exemple de réponse AVO illustrant la variation des amplitudes en fonction de l'offset (Rutherford, S. R., & Williams, R. H. (1989))

## 1.6. Modèles théoriques AVO

L'analyse AVO repose sur des modèles physiques décrivant la variation des amplitudes sismiques réfléchies en fonction de l'offset, à travers une interface séparant deux milieux de propriétés élastiques contrastées. Ces modèles relient quantitativement les amplitudes enregistrées à des paramètres mécaniques tels que la densité, la vitesse des ondes de compression ( $V_p$ ), la vitesse des ondes de cisaillement ( $V_s$ ) et l'impédance acoustique (Aki & Richards, 2002 ; Castagna & Backus, 1993).

Le modèle fondamental est celui de Zoeppritz (1919), qui fournit des équations exactes permettant de calculer les coefficients de réflexion et de transmission des ondes P et S en fonction de l'angle d'incidence, dans le cadre d'un milieu isotrope, homogène et parfaitement élastique. Bien que physiquement rigoureuses, ces équations sont difficiles à exploiter

directement dans un contexte d'interprétation opérationnelle (Aki & Richards, 1980) (voir figure. 2.3).

Pour simplifier leur application, Shuey (1985) a proposé une approximation analytique valable pour des angles d'incidence modérés (<30°), dans laquelle le coefficient de réflexion  $R(\theta)$  est exprimé sous la forme :

$$R(\theta) \approx A + B \cdot \sin^2 \theta + C \tan^2 \theta \cdot \sin^2 \theta$$

Où :

- A = intercept AVO, lié au contraste d'impédance acoustique.
- B = gradient AVO, sensible au contraste en  $V_p/V_s$  et donc à la présence de fluides.
- C = terme de courbure, souvent négligé pour les faibles angles.

Pour des angles d'incidence faibles à modérés (jusqu'à 30°), la formule est souvent réduite à deux termes :

$$R(\theta) \approx A + B \cdot \sin^2 \theta$$

permettant une interprétation directe via des représentations croisées intercept-gradient (Shuey, 1985 ; Castagna et al., 1998).

L'approximation d'Aki & Richards (1980), plus complète, introduit une dépendance explicite aux variations relatives de densité et de vitesses :

$$R(\theta) = \frac{1}{2} \frac{\Delta \rho}{\rho} + \frac{1}{2} \frac{\Delta V_p}{V_p} - 4 \frac{V_s^2}{V_p^2} \cdot \left( \frac{\Delta V_s}{V_s} + \frac{\Delta \rho}{\rho} \right) \cdot \sin^2 \theta$$

Ce modèle met en évidence l'importance de  $V_s$ , particulièrement critique pour la discrimination des fluides et la caractérisation lithologique (Aki & Richards, 2002).

Enfin, Fatti et al. (1994) ont introduit une linéarisation du comportement AVO utile pour les applications d'inversion relative :

$$R(\theta) = w_1 \cdot \frac{\Delta I_P}{I_P} + w_2 \cdot \frac{\Delta I_S}{I_S}$$

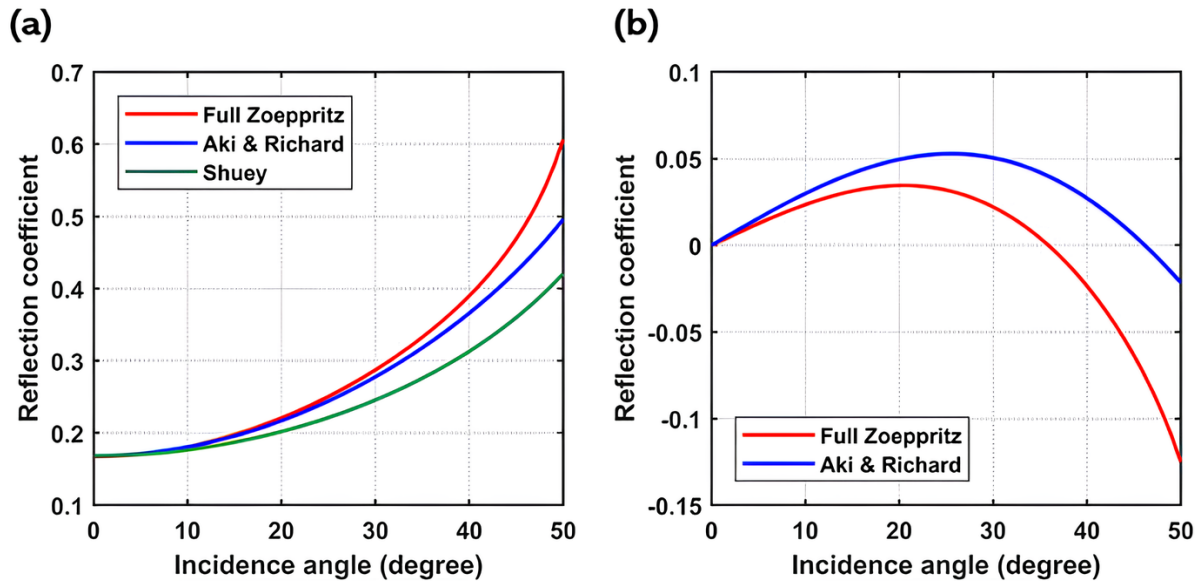
Où :

$$I_P = \rho \cdot V_P \quad (\text{impédance } P)$$

$$I_S = \rho \cdot V_S \quad (\text{impédance } S)$$

Les poids de  $w_1$  et  $w_2$  dépendent de l'angle d'incidence.

Cette formulation est particulièrement adaptée à la classification litho-fluide dans les travaux d'inversion AVO (Fatti et al., 1994 ; Russell et al., 2003).



**Figure 1.9 :** Comparaison des coefficients de réflexion selon Zoeppritz, Shuey et Aki & Richards (Liu & Grana (2018))

### 1.7. Conditions de validité et limitations de l'analyse AVO

L'interprétation AVO repose sur des hypothèses théoriques dont la validité conditionne directement la fiabilité des résultats. Ces hypothèses concernent aussi bien les propriétés des milieux géologiques que le traitement des données (Castagna et al., 1998 ; Yilmaz, 2001).

Les modèles analytiques supposent que les roches sont isotropes, homogènes et purement élastiques. Cependant, dans la réalité, l'anisotropie verticale (VTI) ou horizontale (HTI), l'hétérogénéité sub-lithologique et les effets viscoélastiques induisent des altérations significatives des amplitudes (Chopra & Marfurt, 2007). L'existence de rugosités d'interface, de lentilles sédimentaires ou de discontinuités complexes remet également en cause la condition de planéité supposée dans les modèles (Bortfeld, 1961).

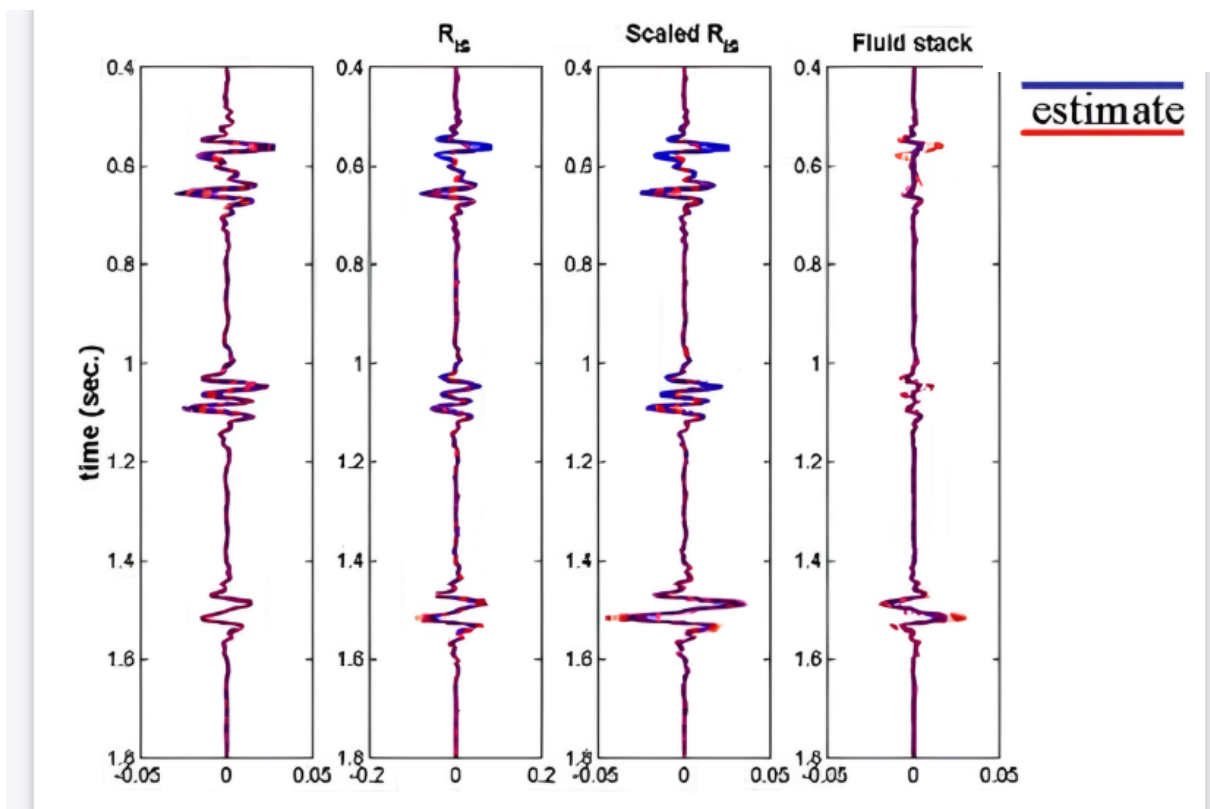
L'efficacité des approximations AVO est limitée à des angles d'incidence modérés, généralement inférieurs à 35°. Au-delà, les effets géométriques et de conversion d'ondes prennent le dessus, dégradant la précision des modèles (Shuey, 1985).

La conservation rigoureuse des amplitudes constitue un prérequis absolu. Toute altération liée à un filtrage excessif, une mauvaise correction du délai de déplacement (NMO), ou une opération de sommation mal paramétrée peut induire des anomalies AVO artificielles (Yilmaz, 2001). (figure 2.4) Un contrôle de qualité systématique est donc requis à toutes les étapes du traitement.

Même en respectant ces conditions, plusieurs sources d'erreur peuvent subsister. Le bruit aléatoire, en particulier pour les offsets importants, peut masquer des comportements AVO réels. L'atténuation intrinsèque (coefficient Q) affecte la répartition énergétique des réflexions

selon la fréquence (Toksöz et al., 1979). Les ondes multiples, les effets d'interférence entre couches minces et les anomalies d'anisotropie modifient également la réponse attendue selon les modèles théoriques.

Ainsi, l'interprétation AVO ne peut se faire isolément. Elle doit être corrélée à des données de diagraphies, des résultats d'inversion et de modélisation synthétique. Enfin, une vérification méthodique de la qualité des données avant sommation est indispensable pour valider l'analyse (Chopra & Marfurt, 2007 ; Castagna & Backus, 1993).



**Figure 1.10 :** Effet d'un NMO incorrect (Downton, J. (1999)).

### 1.8. Approches de modélisation directe et inverse en AVO

L'analyse AVO repose sur deux approches complémentaires :

la modélisation directe, qui consiste à simuler la réponse sismique attendue à partir de modèles géologiques définis, et la modélisation inverse, qui vise à estimer les propriétés élastiques du sous-sol à partir des amplitudes mesurées selon l'offset. (Figure 2.5).

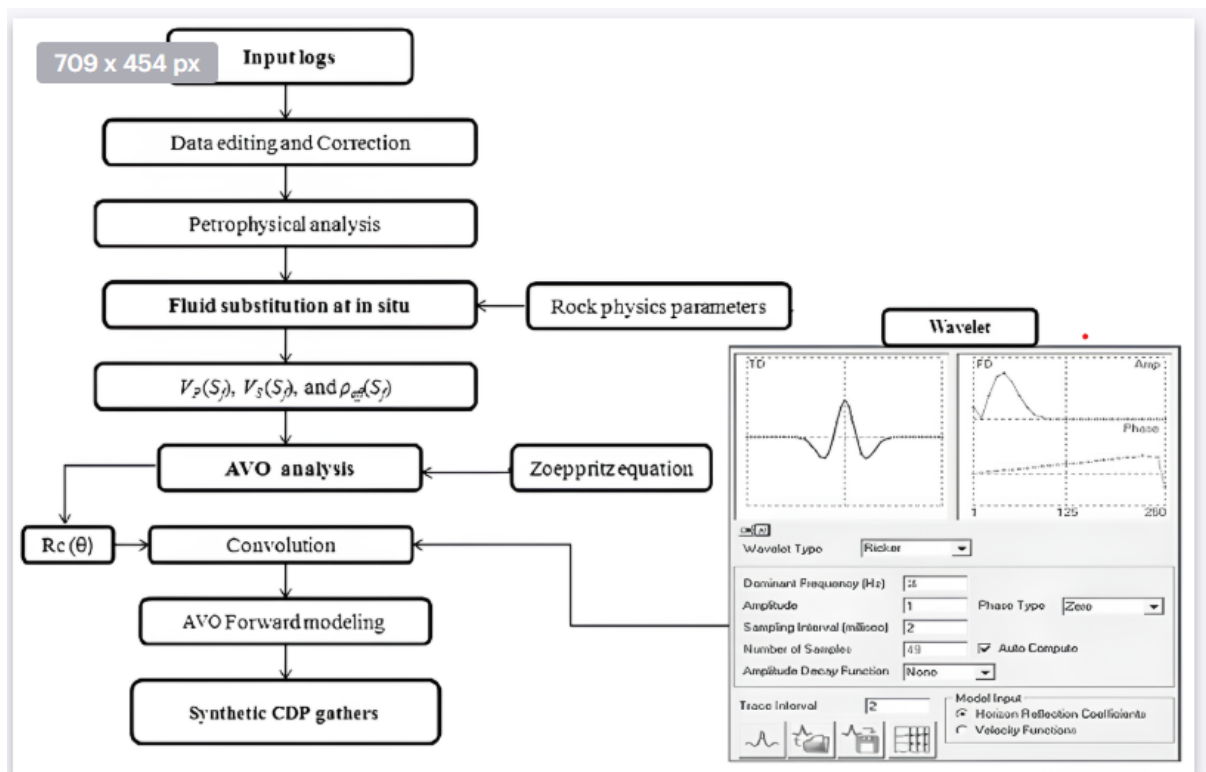
La modélisation directe s'appuie sur l'application des équations de réflexion (Zoeppritz, Shuey, Aki & Richards) à des modèles stratigraphiques construits à partir de données de diagraphies (densité, vitesses  $V_p$  et  $V_s$ ).

Elle permet de générer des traces synthétiques via convolution avec une ondelette adaptée, en intégrant les effets de bande passante et de réverbération, afin d'anticiper le comportement AVO de différents scénarios pétrophysiques, de calibrer les réponses avec les données de puits, et de concevoir des modèles guides pour l'inversion (Fatti et al., 1994 ; Chopra & Marfurt, 2007 ; Hampson et al., 2005).

À l'inverse, la modélisation inverse cherche à restituer des attributs élastiques interprétables en termes de lithologie ou de fluide à partir des variations d'amplitude. Elle peut être réalisée par inversion intercept-gradient (fondée sur l'approximation de Shuey), inversion élastique élargie (EEI) sensible aux modules  $V_p/V_s$  ou  $\lambda\rho-\mu\rho$  (Whitcombe, 2002), ou encore par des approches probabilistes ou bayésiennes intégrant les incertitudes sur les données, l'ondelette ou la géométrie des couches (Buland & Omre, 2003 ; Gunning et al., 2007).

La validité de ces méthodes dépend d'un traitement rigoureux respectant l'intégrité énergétique des signaux, d'un calibrage fiable des logs, de l'estimation précise de l'ondelette, et d'une validation croisée avec des modèles synthétiques. Néanmoins, elles demeurent limitées par le caractère non unique de la solution, la sensibilité aux erreurs géométriques ou spectrales, et la dépendance à un bon rapport signal/bruit (Aki & Richards, 2002 ; Chopra & Marfurt, 2007).

L'intégration des deux approches dans un workflow cohérent permet une confrontation systématique entre les modèles simulés et les résultats inversés, renforçant ainsi la robustesse des interprétations géologiques et la fiabilité de la sélection des cibles de forage (Russell et al., 2003).



**Figure 1.11 :** Workflow de la modélisation directe AVO à partir de données de puits (Rao, R., Satyanarayana, H. V. S., & Radhakrishna, M. (2015)).

## 1.9. Interprétation géologique des réponses AVO

L'interprétation géologique des réponses AVO vise à établir un lien entre les variations d'amplitude sismique observées en fonction de l'offset et les propriétés physiques des formations géologiques traversées. Cette approche permet d'inférer la nature lithologique, l'état de saturation en fluides (eau ou hydrocarbures) ainsi que certains paramètres pétrophysiques tels que la porosité ou la compaction (Castagna & Swan, 1997 ; Russell et al., 2003).

L'analyse repose sur la reconnaissance de comportements angulaires typiques, l'étude des attributs élastiques et l'intégration croisée avec les données de puits, de modélisation et d'inversion. La classification empirique des comportements AVO proposée par Castagna et Swan distingue quatre classes principales en fonction de la variation d'amplitude avec l'angle d'incidence : la classe I (amplitude positive décroissante), la classe II (faible amplitude avec inversion modérée), la classe III (amplitude négative croissante, typique des réservoirs à gaz), et la classe IV (amplitude négative décroissante, associée à des formations argileuses ou compactes). (voir figure 2.6 et tableau 2-1).

La réponse AVO est influencée par plusieurs paramètres géophysiques, notamment le contraste d'impédance acoustique ( $I_p = \rho \times V_p$ ), le rapport  $V_p/V_s$  sensible à la présence de gaz, la densité, la nature lithologique, et la saturation en fluides selon les équations de Biot-Gassmann. Pour réduire l'ambiguïté interprétative, il est essentiel de coupler les réponses AVO avec les données de diagraphies, les résultats d'inversion (impédance élastique étendue, EEI) et le cadre géologique régional.

Toutefois, l'analyse AVO est soumise à diverses incertitudes : non-unicité des solutions, effets de l'anisotropie ou des couches minces, altérations introduites par le traitement sismique (filtrage, géométrie, équilibrage énergétique), ou contamination par des ondes multiples.

Les représentations croisées intercept-gradient constituent un outil efficace pour classifier les réponses AVO, en positionnant chaque événement selon ses attributs angulaires ; elles sont aussi utilisées dans les méthodes automatiques de classification par intelligence artificielle (SVM, réseaux neuronaux).

Enfin, le contrôle qualité (QC) constitue une étape indispensable, car toute altération non maîtrisée de l'amplitude peut fausser l'interprétation AVO. Une rigueur absolue dans le traitement, depuis la géométrie jusqu'à l'alignement angulaire, est donc impérative pour garantir la validité géologique des résultats (Tarantola, 2005 ; Chopra & Marfurt, 2007).

Classe AVO	Amplitude proche offset	Comportement avec offset	Interprétation géologique typique
Classe I	Amplitude positive forte	Diminue avec l'offset	Grès rigide sur shale (gaz peu profond)
Classe II	Faible amplitude ( $0 \approx$ )	Devié négative	Interface critique (gaz sur shale dur)
Classe III	Amplitude négative forte	Devié plus négative	Gaz dans réservoir mou (sable mou sur shale)
Classe IV	Amplitude négative faible	Diminue peu ou devie positive	Sable très mou saturé d'eau ou de gaz

Tableau 1-1 : Les classes de réponse AVO.

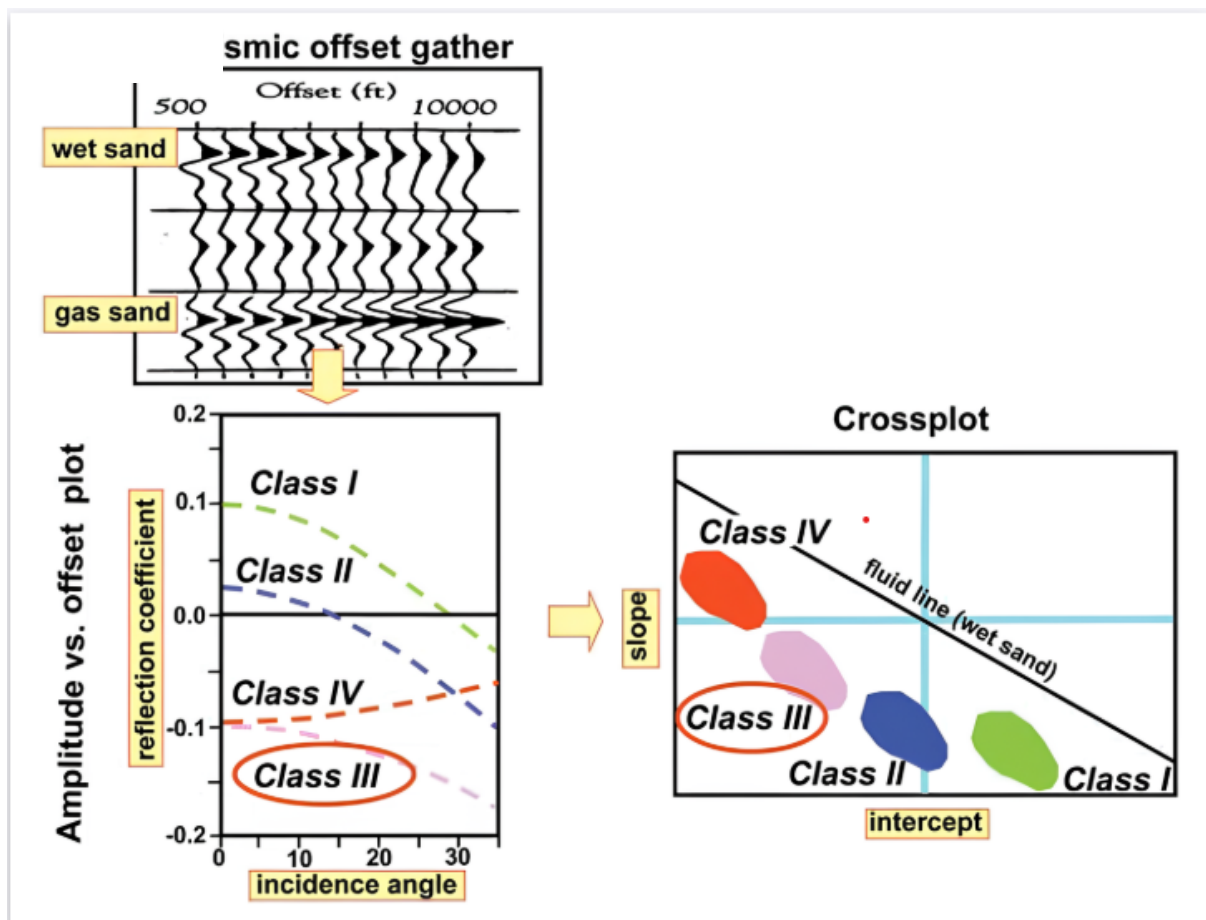


Figure 1.12 : Classification des réponses AVO par classes I à IV : comportements typiques d'amplitude selon l'angle d'incidence et nature des réservoirs (Castagna, J. P., & Swan, H. W. (1997))

# **Chapitre 02 : Qualité et contrôle des données AVO dans le traitement sismique**

## 2.1. Contrôle qualité (QC) dans un contexte AVO

L'analyse AVO (Amplitude Variation with Offset) exige un contrôle qualité rigoureux à chaque étape du traitement sismique, car elle repose sur la conservation fidèle des amplitudes relatives en fonction de l'offset. Contrairement au traitement sismique conventionnel, principalement orienté vers l'imagerie structurale, le traitement AVO-compatible impose une approche centrée sur la préservation de l'énergie, de la phase et du spectre des signaux, tout en respectant la géométrie d'acquisition (Castagna et al., 1998 ; Gjøystdal et al., 2007).

Le contrôle qualité, dans ce contexte, vise à maintenir une cohérence géométrique et une fidélité physique suffisantes pour garantir une estimation fiable des propriétés élastiques du sous-sol, telles que le rapport  $V_p/V_s$  ou la présence éventuelle de gaz (Shuey, 1985 ; Whitcombe, 2002).

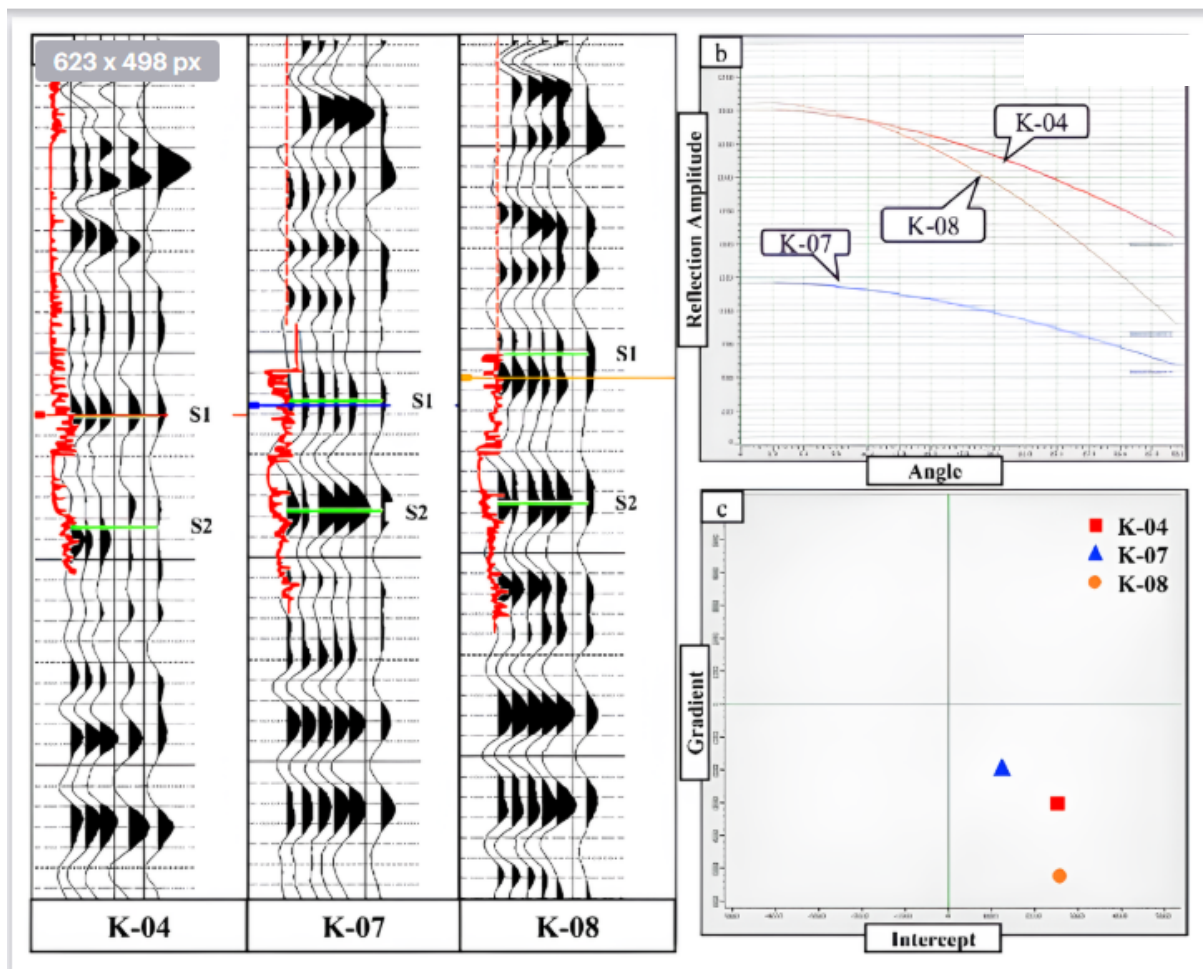
Il ne s'agit pas d'une étape isolée mais d'un processus intégré, devant intervenir dès l'importation des données, à travers les corrections statiques, le traitement préstack, la sommation et la migration (Todorov et al., 2020).

Le traitement dit compatible AVO repose sur des procédures non destructives : exclusion des gains automatiques, minimisation des filtrages, conservation des lois physiques de propagation, traitement en domaine avant sommation, et calibration continue avec les logs de puits ( $V_p$ ,  $V_s$ , densité) (Hampson et al., 2005 ; Gray & Marfurt, 1995) (figure 3.1).

Toute modification artificielle des amplitudes, induite par des erreurs géométriques ou des modules mal paramétrés, peut engendrer de faux gradients AVO, compromettant ainsi la validité de l'interprétation.

Les objectifs fondamentaux du contrôle qualité AVO incluent la vérification de la stabilité des amplitudes selon l'offset, l'identification des anomalies liées à la phase ou à la géométrie, l'évaluation de la cohérence latérale des événements dans les gathers, et l'assurance de la qualité des données en entrée pour les étapes avancées comme l'inversion élastique ou la classification lithofluides (Bortfeld, 1989 ; Goodway et al., 1997 ; Mallick, 1999).

En somme, le contrôle qualité constitue une condition essentielle et non négociable à toute interprétation quantitative fiable fondée sur l'analyse AVO.



**Figure 2.1** : Réponse AVO simulée selon l'angle d'incidence sur trois puits, avec comportement de classe I au niveau S1 (Castagna, J. P., & Swan, H. W. (1997))

## 2.2. Influence des étapes de traitement sismique sur la réponse AVO

L'analyse AVO impose une chaîne de traitement rigoureusement structurée visant à préserver l'intégrité des amplitudes relatives en fonction de l'offset ou de l'angle d'incidence. Contrairement au traitement structuro-orienté classique, qui privilégie la cohérence géométrique, le traitement sismique compatible AVO exige une maîtrise fine de chaque étape du flux de traitement afin d'éviter toute altération artificielle des amplitudes (Mallick, 1999 ; Gjøystdal et al., 2007).

Dès l'acquisition, les données doivent être inspectées pour s'assurer de l'absence de gains automatiques (AGC), de filtrages analogiques ou d'irrégularités instrumentales pouvant perturber les relations d'amplitude entre les traces. Cette vérification initiale repose sur l'analyse spectrale et l'inspection des gathers, permettant de détecter les artefacts non géologiques susceptibles de fausser les gradients AVO (Gray & Marfurt, 1995 ; Castagna et al., 1998).

L'atténuation du bruit, tant cohérent qu'aléatoire, constitue une étape critique qui doit être réalisée au moyen de techniques non destructives pour les amplitudes primaires, telles que les filtrages F-K, radon ou SRME, accompagnés d'une édition manuelle des traces incohérentes

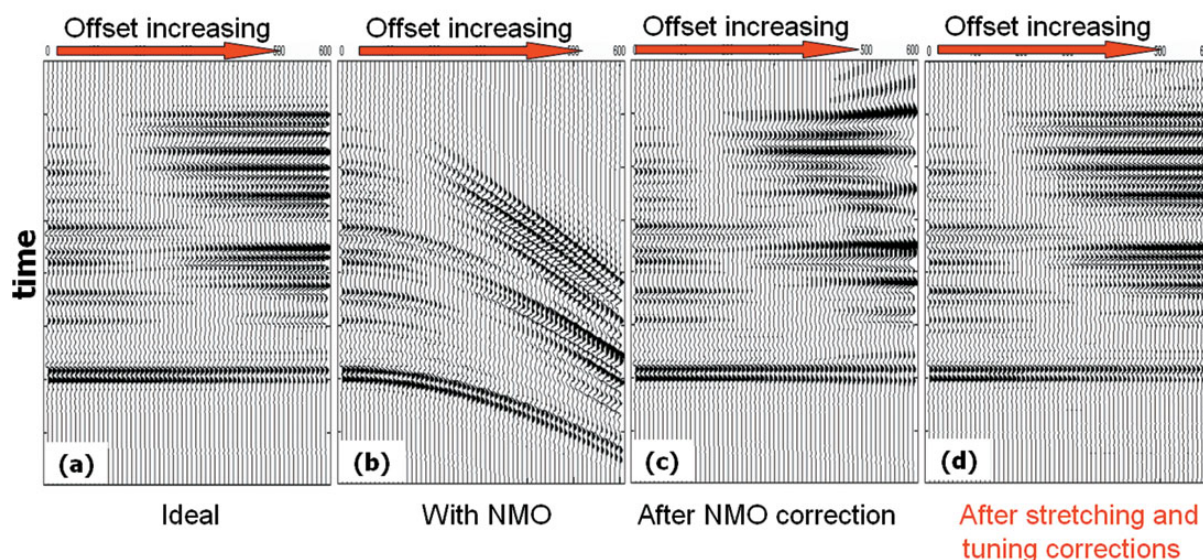
fondée sur la cohérence inter-offset et la stabilité d'amplitude (Hampson et al., 2005 ; Todorov et al., 2020).

Les corrections cinématiques, notamment le NMO et le DMO, doivent être appliquées avec une précision extrême, car une mauvaise estimation des vitesses introduit des déformations temporelles, altérant les amplitudes. Le DMO, s'il est utilisé, doit impérativement préserver l'énergie des signaux (AP-DMO), et le contrôle qualité repose alors sur l'analyse des gathers corrigés ainsi que sur des courbes de cohérence (Yilmaz, 2001 ; Bortfeld, 1989).

Le maintien des données en domaine avant sommation jusqu'aux dernières étapes est indispensable, car une sommation prématurée élimine la variabilité des amplitudes en fonction de l'offset, compromettant l'interprétation AVO. comme illustré en (figure 3.2).

La migration avant sommation (PreSTM ou PreSDM), réalisée avec correction des effets géométriques tout en respectant les variations angulaires, est fortement recommandée.

L'analyse par angle d'incidence, préférée à celle par offset, permet une lecture plus fiable des comportements AVO. Le contrôle qualité final repose alors sur l'examen des gathers migrés selon l'angle et sur l'évaluation de la continuité des événements réfléchis (Whitcombe, 2002 ; Gjøystdal et al., 2007).



**Figure 2.2** : Impact des corrections NMO et tuning sur la fidélité AVO des gathers préstack (Downton, J., & Gray, D. (2006))

### 2.3. Méthodes, outils et bonnes pratiques de QC AVO

Dans le cadre d'une analyse AVO, la qualité des amplitudes pré-stack conditionne directement la fiabilité de l'interprétation quantitative, ce qui rend indispensable l'adoption de méthodes de contrôle qualité (QC) spécifiques et rigoureuses, allant bien au-delà des vérifications conventionnelles de phase, de bruit ou de géométrie (Mallick, 1999 ; Gjøystdal et al., 2007). (voir tableau 3-1).

Une inspection systématique des rassemblements selon l’offset ou l’angle d’incidence constitue une étape fondamentale du QC AVO. Les gathers ordonnés par point milieu commun (CMP) permettent d’évaluer la cohérence des événements réfléchis et de surveiller l’évolution des amplitudes en fonction de l’offset, tout en mettant en évidence d’éventuelles distorsions dues à une correction cinématique inappropriée.

Après migration, les gathers par angle d’incidence sont préférés, car ils respectent mieux la physique de propagation et facilitent l’identification des artefacts liés au filtrage ou à des défauts géométriques (Castagna et al., 1998 ; Hampson et al., 2005).

Parmi les outils de diagnostic quantitatif, le diagramme intercept-gradient (crossplot A/B) s’impose comme un outil statistique puissant permettant de représenter chaque trace par son intercept (amplitude à faible angle) et son gradient (variation avec l’angle), obtenus via régression linéaire. (voir figure 3.3) La dispersion des points ou la présence de regroupements incohérents peut indiquer une contamination par le bruit, un déséquilibre énergétique ou une correction NMO erronée, constituant ainsi un indicateur précoce de non-conformité des données (Castagna & Swan, 1997 ; Whitcombe, 2002).

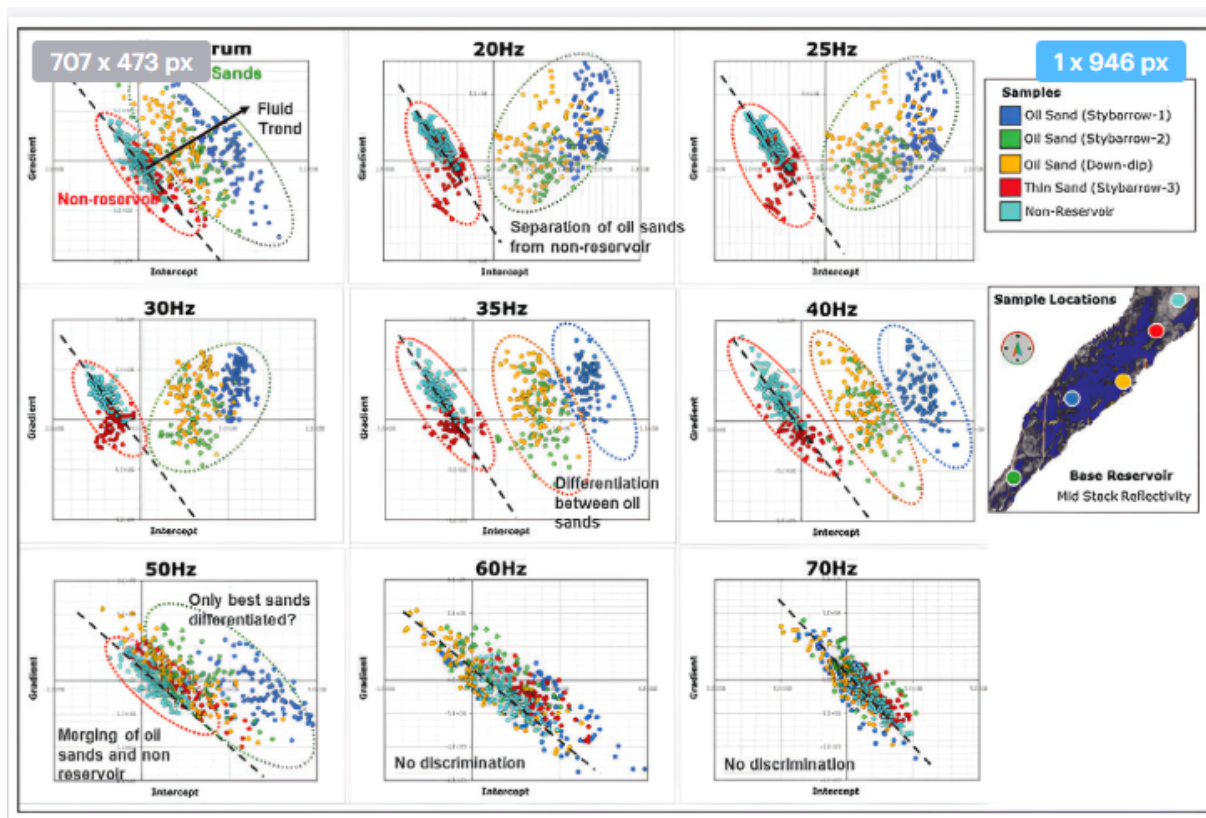
Pour compléter ce diagnostic, les panneaux AVO multi-traces regroupant spatialement plusieurs gathers (CMP, par angle ou intercept/gradient) offrent une visualisation latérale de la stabilité des gradients, de la continuité des réflecteurs et de la présence d’artefacts localisés, tels que des sauts d’amplitude, des conversions d’ondes ou des effets de migration incorrects (Todorov et al., 2020 ; Yilmaz, 2001).

Enfin, l’analyse spectrale selon l’offset permet de vérifier la constance de la bande passante fréquentielle. Une variabilité spectrale en fonction de l’offset peut signaler une absorption différentielle, un filtrage mal compensé ou une altération énergétique susceptible de compromettre la stabilité des gradients AVO.

Ce contrôle spectral est crucial après les étapes de correction NMO et de migration, car il garantit que l’énergie utile est préservée sur l’ensemble de la gamme angulaire sans distorsion systématique (Gray & Marfurt, 1995 ; Gjøystdal et al., 2007).

Outil de QC AVO	Objectif principal	Signal d’alerte
Gathers CMP / Angle	Suivi d’amplitude, phase, bruit	Incohérence, sauts, polarité douteuse
Crossplot intercept-gradient	Classification AVO, cohérence	Nuages incohérents, valeurs aberrantes
Panels AVO	Contrôle latéral des tendances	Discontinuités, artefacts, incohérence zonale
Spectres selon offset	Vérification de la stabilité fréquentielle	Bandes passantes inégales, pics inattendus

**Tableau 2.1** : Synthèse des outils QC AVO



**Figure 2.3 :** Crossplots intercept-gradient par bande de fréquence (Castagna, J. P., Swan, H. W., & Foster, D. J. (1998))

#### 2.4. Bonnes pratiques pour un traitement AVO-compatible

La fiabilité de l'analyse AVO repose sur un flux de traitement sismique scrupuleusement optimisé pour garantir la préservation de l'intégrité énergétique des amplitudes tout au long de la chaîne opérationnelle. (figure 3.4)

Chaque traitement doit être sélectionné et paramétré en fonction des exigences spécifiques à l'AVO, en évitant les filtrages agressifs susceptibles d'atténuer ou de déséquilibrer les amplitudes relatives.

Les filtres temporels et fréquentiels doivent rester doux, linéaires et à réponse symétrique afin de maintenir l'équilibre énergétique entre les traces selon l'offset (Yilmaz, 2001 ; Chopra & Marfurt, 2007).

Les corrections cinématiques, notamment les corrections NMO et la migration, doivent s'appuyer sur des modèles de vitesse validés par des courbes de semblance et des données de puits, afin de limiter les distorsions temporelles.

L'interpolation, en particulier sur les offsets extrêmes, doit être utilisée avec précaution pour ne pas altérer artificiellement les gradients d'amplitude. Toute transformation susceptible de modifier la dynamique des amplitudes, comme le gain automatique (AGC), le balayage RMS ou les correcteurs scalaires, est à proscrire, car elle introduit des distorsions incompatibles avec une analyse AVO fiable (Mallick, 1999 ; Gray & Marfurt, 1995).

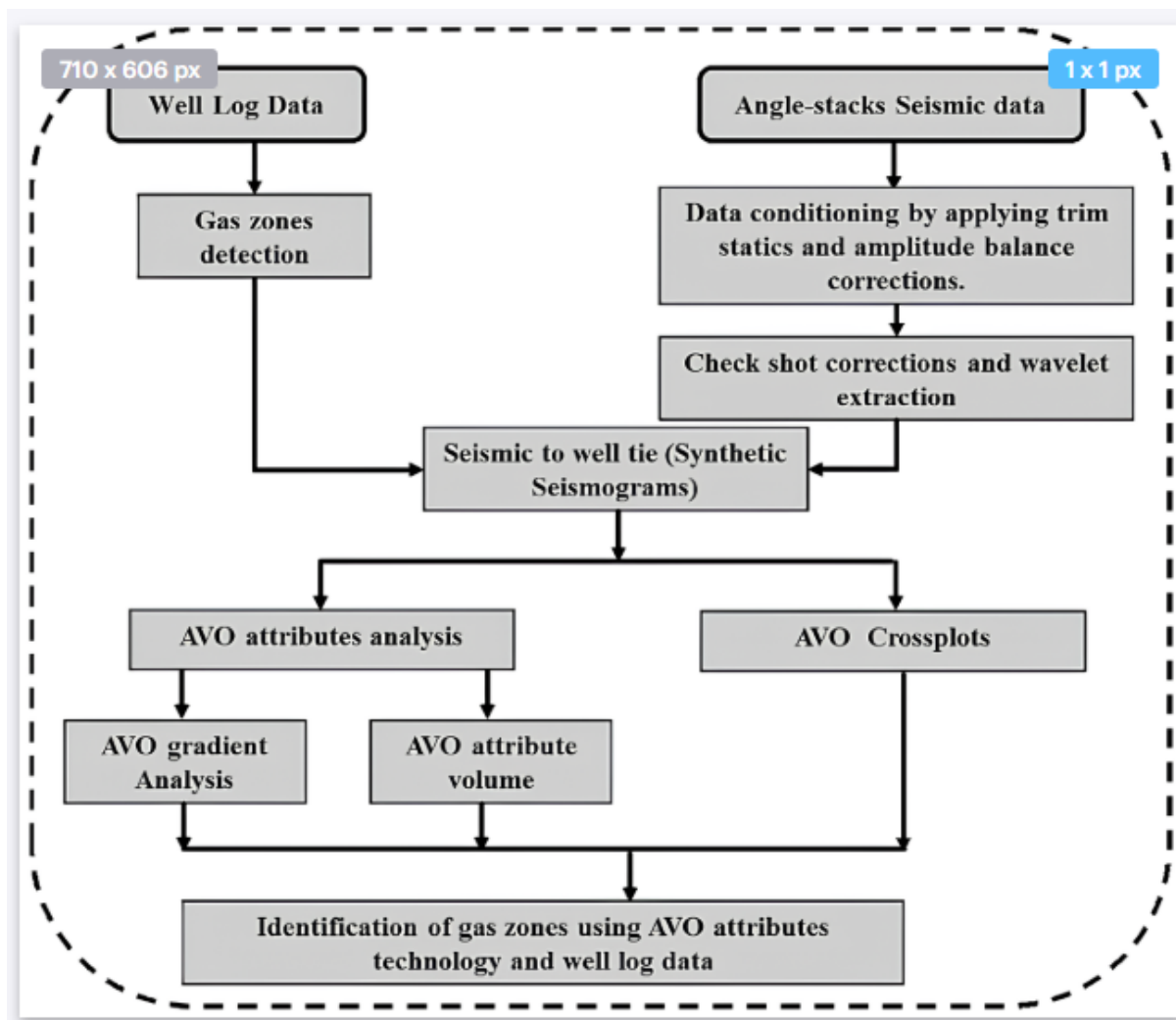
De même, certaines méthodes de suppression de multiples, lorsqu'elles ne conservent pas l'énergie, peuvent fausser l'interprétation en atténuant les événements primaires. Chaque étape influant sur les amplitudes selon l'offset ou l'angle doit être rigoureusement documentée, quantifiée et validée au moyen de modèles tests. (voir tableau 3.2). La calibration des données sismiques à partir des données de puits constitue une étape fondamentale.

Les logs soniques, les mesures de densité et les sismogrammes synthétiques permettent d'assurer une cohérence entre les amplitudes modélisées et observées, tandis que l'analyse dans le domaine angulaire améliore la précision des ajustements de polarité, de bande passante et du comportement angulaire (Fatti et al., 1994 ; Whitcombe, 2002).

Enfin, la mise en œuvre d'un traitement AVO-compatible requiert une collaboration étroite entre le géophysicien-traitant, garant de l'intégrité des amplitudes, l'interprète AVO, chargé de l'analyse des anomalies, et le géologue-réservoir ou ingénieur de gisement, qui apporte le cadre pétrophysique. Cette synergie interdisciplinaire est essentielle pour réduire les faux positifs et garantir une interprétation AVO cohérente avec la réalité géologique.

Étape	Bonne pratique recommandée	Impact sur AVO
Prétraitement	Éviter AGC, respecter les phases	Préservation des amplitudes relatives
Démultiple	Utiliser des méthodes conservatives (ex. : SRME avec muting doux)	Protection des réflecteurs primaires
NMO / DMO	Calibrage précis des vitesses, contrôle sur gathers	Fidélité des formes d'onde
Migration	Préstack, domaine angle, option true-amplitude	Préservation des gradients AVO
Calibration puits	Well tie + sismogramme synthétique	Alignement AVO-réalité géologique

**Tableau 2.2 :** Résumé des bonnes pratiques clés



**Figure 2.4 :** Workflow d'un traitement sismique compatible AVO : de l'acquisition à la migration préservant les amplitudes (Ismail, A., Ewida, H. F., Al-Ibiary, M., & Zollo, A. (2020))

## 2.5. Limites et sources d'erreurs dans le QC AVO

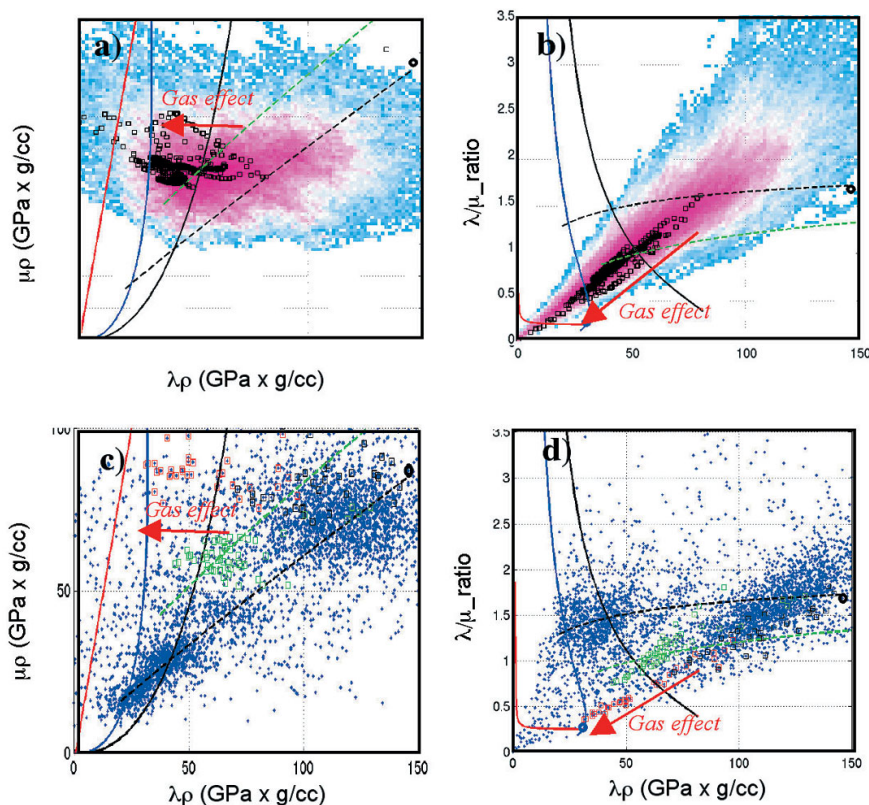
Malgré l'importance du contrôle qualité dans un traitement sismique AVO-compatible, certaines limites structurelles subsistent et peuvent altérer la fiabilité de l'interprétation, même dans un cadre méthodologique rigoureux. Il est essentiel d'identifier les biais potentiels induits par la géométrie d'acquisition, les choix de traitement ou les hypothèses simplificatrices utilisées lors de l'interprétation, afin de les intégrer de manière critique dans l'analyse finale. (tableau 3.3). Parmi les erreurs les plus courantes figurent les anomalies AVO non géologiques, souvent induites par des géométries asymétriques ou des couvertures en offset incomplètes, générant des variations d'amplitude factices attribuées à tort à des contrastes pétrophysiques (Castagna et al., 2003).

Des corrections de gain excessives sur les offsets lointains ou une compensation inadéquate de l'atténuation peuvent également produire des gradients artificiels (Løseth et al., 2011), tandis qu'un mauvais repositionnement temporel causé par une correction NMO inappropriée entraîne

des désalignements entre événements, faussant l'interprétation intercept-gradient. Les multiples, notamment lorsqu'ils interfèrent avec les primaires, constituent une autre source majeure de contamination, car ils modifient la phase, la polarité et la cohérence spectrale des données préstack, réduisant ainsi la fiabilité des analyses AVO (figure 3.5 ; Lu & Weglein, 2004).

Les ondes converties, générées à certaines interfaces en milieu anisotrope, introduisent des signaux non modélisés, d'autant plus perturbateurs dans des environnements où les hypothèses isotropes classiques ne tiennent plus (Grechka & Tsvankin, 1998).

De surcroît, la présence de structures fines ou de fortes hétérogénéités verticales engendre des effets de syntonisation qui biaisent les mesures d'amplitude selon l'offset (Rüger, 1997). L'anisotropie verticale (VTI) ou horizontale (HTI) complexifie davantage la réponse angulaire, rendant obsolètes les modèles isotropes simplifiés tels que ceux de Shuey ou Aki-Richards, au profit de formulations élastiques avancées (Tsvankin, 2001). Enfin, l'absence de calibration pétrophysique rigoureuse sur les données de puits fragilise l'interprétation, en favorisant les conclusions spéculatives. L'intégration des logs soniques ( $V_p$ ,  $V_s$ ), de densité et de sismogrammes synthétiques calibrés constitue un ancrage physique fondamental pour relier les variations d'amplitude à des contrastes réels de lithologie ou de saturation (Fatti et al., 1994), en particulier dans les milieux carbonatés ou hétérogènes où les relations  $V_p/V_s$  présentent une forte non-linéarité.



**Figure 2.5 :** Effets des ondes multiples sur les gathers AVO : distorsion des amplitudes selon l'offset (Castagna, J.P., Sun, S., & Siegfried, R.W. (2003))

Source d'erreur	Effet sur l'analyse AVO	Moyen de correction / mitigation
Erreurs de traitement (NMO, gain, phase)	Anomalies artificielles d'amplitude	Test A/B, validation sur gathers, contrôle des scalaires
Multiplés et ondes converties	Masquage ou inversion du gradient AVO	Démultiple conservatif, vérification de cohérence des événements
Hétérogénéités fines ou tuning	Complexification de la réponse, perte de linéarité	Modèles fins, spectre élargi, modélisation stratigraphique
Manque de calibration	Interprétation erronée de l'effet AVO	Well ties, modélisation synthétique, validation pétrophysique

**Tableau 2.3 :** Résumé des principales limitations

## Conclusion de la Partie Théorique

La présente partie théorique a permis d'établir les fondements scientifiques de l'analyse AVO (Variation d'Amplitude avec l'Offset) dans le cadre d'un traitement sismique en amplitude préservée, en mettant en évidence les implications physiques, méthodologiques et interprétatives qui en découlent. L'objectif principal était de démontrer que la validité des résultats AVO repose sur une chaîne de traitement rigoureusement contrôlée, du traitement préliminaire jusqu'à l'interprétation géologique finale (Castagna & Swan, 1997 ; Fatti et al., 1994).

Les principes physiques qui gouvernent le comportement des amplitudes selon l'offset sont issus des équations de Zoeppritz et de leurs approximations analytiques (Shuey, 1985 ; Aki & Richards, 2002), lesquelles relient les variations d'amplitude aux contrastes d'impédance acoustique, de densité, et aux rapports de vitesses  $V_p/V_s$ . Ces lois ne peuvent être appliquées avec pertinence que si les amplitudes enregistrées sont exemptes d'artéfacts liés au traitement (Tsvankin, 2001).

Dans cette optique, la mise en œuvre d'un contrôle qualité (QC) orienté AVO s'avère incontournable. Il s'agit d'un processus itératif intégré à toutes les étapes du traitement préstack, dont la finalité est la préservation des caractéristiques physiques des amplitudes réfléchies (Whitcombe, 2002).

Le QC AVO repose sur des outils spécialisés tels que l'analyse des gathers selon l'offset ou l'angle d'incidence, les crossplots intercept-gradient, les panels d'inspection latérale ou encore l'analyse spectrale fréquentielle (Castagna et al., 2003 ; Lu & Weglein, 2004).

La calibration constante avec les données de puits (logs  $V_p$ ,  $V_s$ ,  $\rho$ ) et les sismogrammes synthétiques constitue un pilier du traitement AVO-compatible, assurant la cohérence entre réponse sismique et réalité géologique (Fatti et al., 1994 ; Avseth et al., 2005). En l'absence de cette étape, les anomalies interprétées peuvent résulter d'erreurs de traitement, de multiples résiduels, d'effets d'interférence (effet de syntonisation) ou d'anisotropie non modélisée (Grechka & Tsvankin, 1998 ; Ruger, 1997).

En somme, l'analyse AVO, bien qu'efficace pour la prédiction lithofluidique, requiert un traitement spécialisé, un encadrement méthodologique strict, et une évaluation critique permanente des résultats, en intégrant les incertitudes inhérentes aux données sismiques, aux modèles physiques, et aux paramètres pétrophysiques.

# **Chapitre 03 : Résultats Et Interprétations**

### 3.1. Introduction

Dans ce chapitre, on présente la localisation et la stratigraphie du bassin Amguid Messaoud et les résultats obtenus par les divers traitements appliqués sur les données sismiques du champ de Rhourde El-baguel en Bhiret Aïssa (BRA). L'objectif est de faire une analyse complète de contrôle de qualité des données avant de passer à l'analyse AVO.

### 3.2. Géologie du bassin d'Amguid Messaoud

Le bassin d'Amguid Messaoud, localisé dans le sud-est de la plateforme saharienne algérienne, s'étend sur environ 159 000 km<sup>2</sup> entre les bassins d'Oued Mya à l'ouest et d'Illizi à l'est, délimité au nord par la dorsale d'El Biod–Hassi Messaoud et au sud par les massifs précambriens d'Ahnet–Mouydir (Figure 1.1). Il représente une entité géologique majeure du Sahara central, où la sédimentation s'étale du Cambrien inférieur jusqu'au Mésozoïque supérieur.

Ce bassin est structuré par une tectonique polyphasée, dominée par des rides intra-bassins héritées de la déformation hercynienne, réactivées au Mésozoïque. Le soulèvement hercynien a provoqué une discordance régionale majeure responsable de la troncature des séries dévoniennes et siluriennes, générant des pièges structuraux complexes dans les formations sus-jacentes. Ces déformations ont favorisé la création de pièges mixtes (structuraux et stratigraphiques), particulièrement dans les formations du Trias inférieur et du Paléozoïque supérieur, reposant sur un socle précambrien rigide. (Boote et al., 1998 ; Echikh, 1998). (Figure 1.3).

La colonne lithostratigraphique du bassin montre une succession continue de formations sédimentaires où trois principaux niveaux réservoirs (Fabre, 2005 ; Zeggar et al., 2006). sont identifiés :

- le Trias Argilo-Gréseux Inférieur (TAGI),
- les grès de l'Ordovicien supérieur,
- et les grès quartzitiques cambrien basal.

Ces unités réservoirs sont interstratifiées avec des niveaux argileux ou évaporitiques qui assurent une bonne étanchéité verticale. La roche mère dominante est le Silurien inférieur, constituée de shales riches en matière organique, source principale des hydrocarbures générés et expulsés dans le bassin.

Le bloc 427, situé au centre de la zone d'Amguid Messaoud autour des coordonnées 26°N / 6°E, illustre parfaitement cette architecture géologique. Il abrite le champ pétrolier de Bhiret Aïssa (BRA), situé à proximité du champ de Rhourde El Baguel. Ce secteur, couvert par une base de 52 266 km de sismique 2D et 2 367 km<sup>2</sup> de sismique 3D, a permis une cartographie détaillée des structures profondes. Les interprétations sismiques mettent en évidence une structuration anticlinale modérée, contrôlant la mise en place des accumulations d'hydrocarbures dans les formations réservoirs du TAGI et de l'Ordovicien supérieur (Aïssaoui, 1992 ; Zeggar et al., 2006 ; Tissot & Welte, 1984).




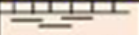















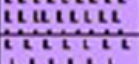






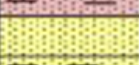


AGE	ETAGE	STRATIGR	LITHOLOGIE	
CENOZ	Mio-Plio		Sable, Grès et argiles	
CRETACE	Eocène		argile+ calcaire	
	senon,	Carbonaté		Calcaires dolomitique + dolomie calcaire
		anhydritique		Anhydrites et dolomie
		Salifère		
	Turonien		Calcaire crayeux	
	Cénomanién		Argile grise, Anhydrite blanche, dolomie et marna	
	Albien		Grès fin à moyen et intercalation d'Argile brun rouge et de sable grossier à la base	
	Aptien		Dolomie et Marna	
	Barremien		Sable fin à très grossier, passées de dolomie calcaire, Marna et Anhydrite.	
	Néocomien		Sable fin à très grossier, passées de dolomie calcaire, Marna et Anhydrite.	
JURASSIQUE	Malm		Argile silteuse à intercalation de Dolomie de Calcaire et Marna	
	Dogger	Argileux		Argile indurée, Dolomie Grès et Anhydrite.
		Lagunaire		Anhydrite et Dolomie, passées d'Argile silteuse
	Lias anhydritique		Anhydrite +Argile	
	Lias Salifère HB		Sel +Argile	
	S1 + S2		Sel massif rose Argile varicolore Anhydrite blanche et	
	S3		Sel massif	
	Lias Argileux		Argile brun rouge parfois salifère	
TRIAS	Trias S4		Sel massif	
	Trias Argileux		Argile silteuse+passées de grès	
	T2+T1		Argile brun rouge silteuse, micacée et grès brun	
	Série Inférieure		Alternance d'argile et de grès blanc à verdâtre et brun rouge,	
ORDOVICIEN	Grès d'Ouargla		Alternance de grès gris clair avec passées d'argiles,	
	Quartzites Hamra		Grès quartzitiques à quartzites	
	Grès Atchane		grès gris clair+ argile	
	Argile d'El Gassi		Argile gris sombre à noir	

Figure 3.2 : Colonne stratigraphique synthétique du bassin d'Amguid Messaoud (Bloc 427, Sud-Est algérien) (ALNAFT 2022)

### 3.3. Les paramètres d'acquisition

Le tableau récapitule les paramètres d'acquisition du levé sismique BRA 3D, réalisé selon une configuration orthogonale (orthogonal shooting) (Tableau 3.1). Le dispositif de réception est constitué de 14 lignes de récepteurs, chacune comportant 160 capteurs, soit un total de 2 240 récepteurs répartis sur l'ensemble du dispositif. L'espacement entre les lignes de récepteurs est de 350 m, tandis que l'intervalle entre stations est de 50 m, ce qui permet d'atteindre une densité de traces de 17 920 traces par km<sup>2</sup>, indicateur de la finesse de l'échantillonnage spatial et de la richesse du jeu de données acquis.

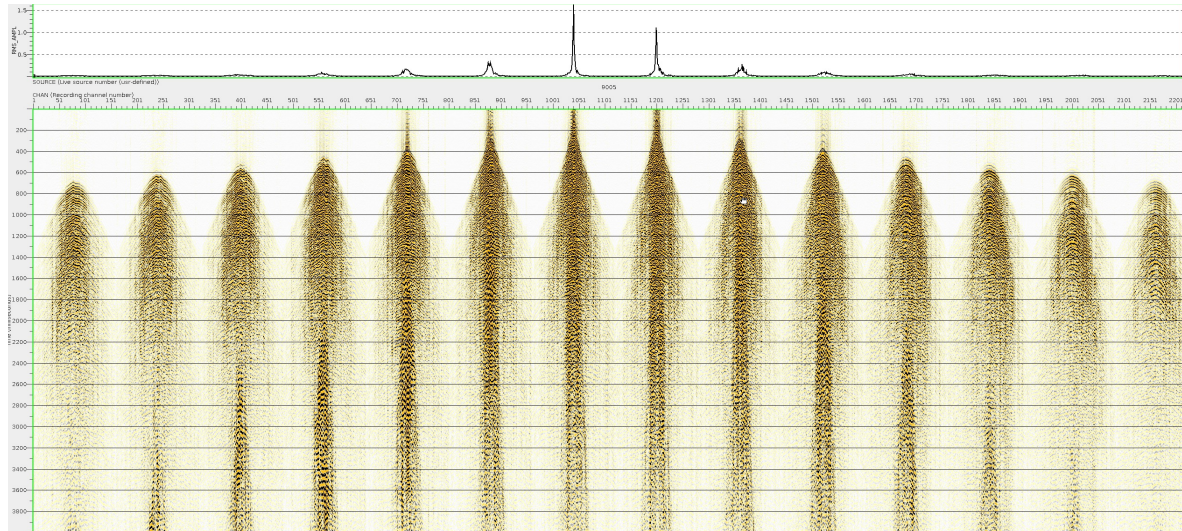
Du côté des sources, l'acquisition est réalisée avec un intervalle entre les lignes de tirs de 250 m et un espacement de 70 m entre points sources. Cette configuration assure une couverture régulière et permet de croiser les rayons incidents dans les deux directions principales du maillage. L'ensemble de ces paramètres conduit à un inline fold de 16 et un crossline fold de 7, correspondant à un fold nominal de 122, ce qui garantit une redondance optimale des signaux et une amélioration significative du rapport signal/bruit.

Enfin, la gamme d'offsets enregistrés s'étend de 30 m à 4 651 m, couvrant à la fois les petits offsets nécessaires aux corrections cinématiques et à la sommation optimale, et les grands offsets indispensables aux analyses AVO et aux études d'imagerie approfondie. Cette conception d'acquisition reflète un compromis équilibré entre résolution spatiale, profondeur d'investigation et compatibilité avec les traitements avancés tels que la migration et l'inversion.

Survey Site	Acquisition : Orthogonal Shooting
	Nom du levé : BRA 3D
<b>Template Information</b>	
Number of Receiver lines in Template	14 (lignes)
Number of Receiver per lines	160 (récepteurs/ligne)
Number of Receiver in Template	2 240 (récepteurs)
<b>Station Information</b>	
Receiver Line Interval	350 m
Receiver Interval	50 m
Trace density (Million de trace/km <sup>2</sup> )	17 920 traces/km <sup>2</sup>
<b>Source Information</b>	
Source Line Interval	250 m
Source Interval	70 m
<b>Fold Information</b>	
Inline Fold	16 (traces)
Cross Line Fold	7 (traces)
Nominal Fold	122 (traces)
<b>Bin Information</b>	
Minimum Offset	30 m
Maximum Offset	4 651 m

**Tableau 3-1 : Les paramètres d'acquisitions**

### 3.4. Les résultats obtenus de traitement de données sismiques :



**Figure 3.3 : RAW SHOT**

- **Description**

Le RAW SHOT correspond aux données brutes enregistrées juste après l'acquisition. Chaque tir contient les signaux générés par la source et captés par les récepteurs.

- **Objectif**

Il s'agit d'évaluer la qualité initiale des enregistrements afin de vérifier leur validité avant traitement.

- **Commentaires avant traitement**

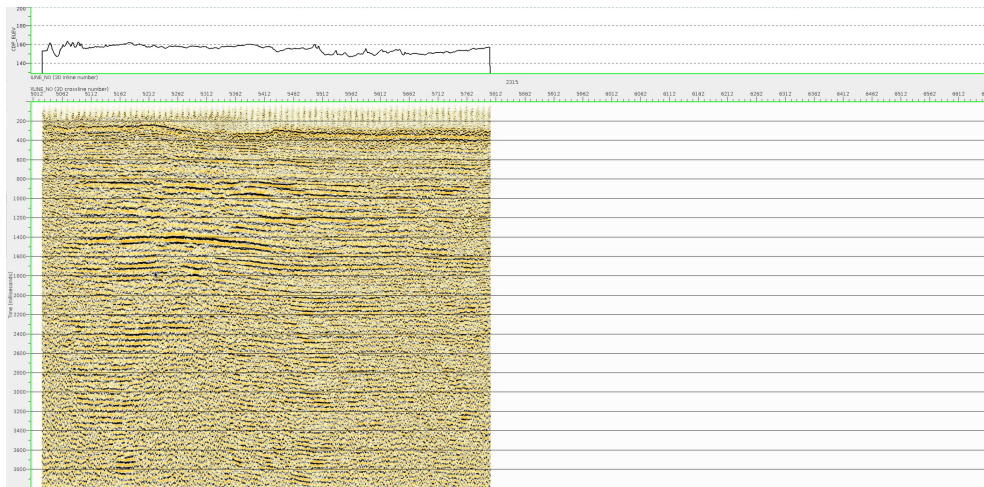
On vérifie la présence du signal, l'énergie et la couverture, on identifie les bruits parasites, on contrôle la synchronisation et on détecte les canaux défectueux.

- **QC à réaliser**

Le contrôle se fait par visualisation des shot gathers pour vérifier le time zero, les offsets, et repérer d'éventuelles anomalies d'amplitude ou saturations.

- **Interprétation géophysique (après QC)**

On juge l'exploitabilité des données, on identifie les réflexions cohérentes et on oriente les choix de filtres et corrections pour le traitement futur.



**Figure 3.4** : RAW Stack inline 1215 with AGC

- **Description**

Il s'agit d'un empilement des traces corrigées en NMO sur la ligne Inline 1215, sans migration, avec AGC appliqué pour équilibrer les amplitudes.

- **Objectif**

Produire une image brute du sous-sol à partir des données empilées et améliorer la visibilité des événements faibles grâce à l'AGC.

- **Commentaire technique**

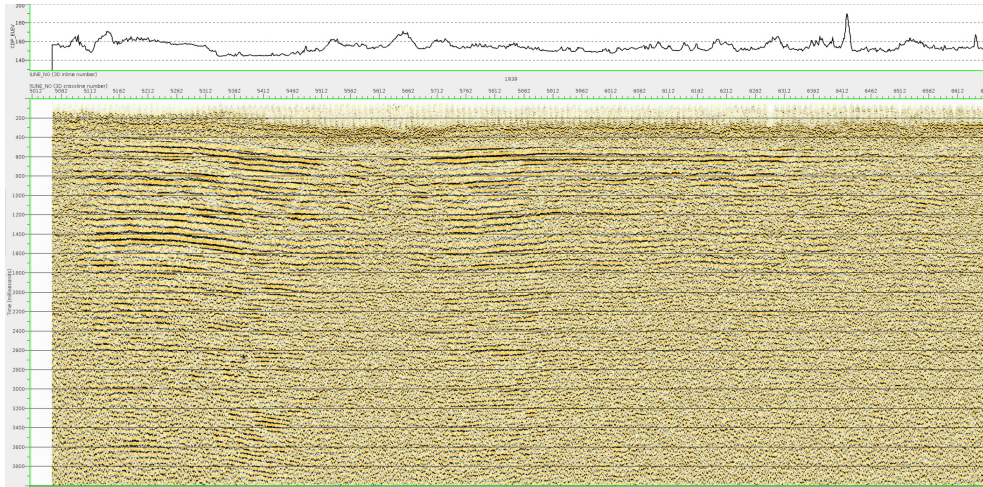
Ce stack reste non migré et brut ; l'AGC altère les vraies amplitudes, ce qui le rend inutilisable pour l'AVO. Il sert surtout au QC visuel des structures et du bruit.

- **QC à faire**

Vérifier la continuité des réflecteurs, repérer le bruit ou anomalies d'empilement et évaluer la qualité du modèle de vitesse NMO.

- **Interprétation géophysique**

Offre une première lecture structurale (plis, failles, horizons) et oriente l'analyse géologique, mais les amplitudes ne sont pas interprétables à ce stade.



**Figure 3.5** : RAW Stack inline 1939 with AGC

- **Description**

Empilement brut des traces corrigées en NMO sur l'Inline 1939, avec AGC appliqué pour équilibrer les amplitudes.

- **Objectif**

Visualiser la géométrie des réflecteurs sur cette section et mettre en évidence les événements profonds à faibles amplitudes grâce à l'AGC.

- **Commentaire technique**

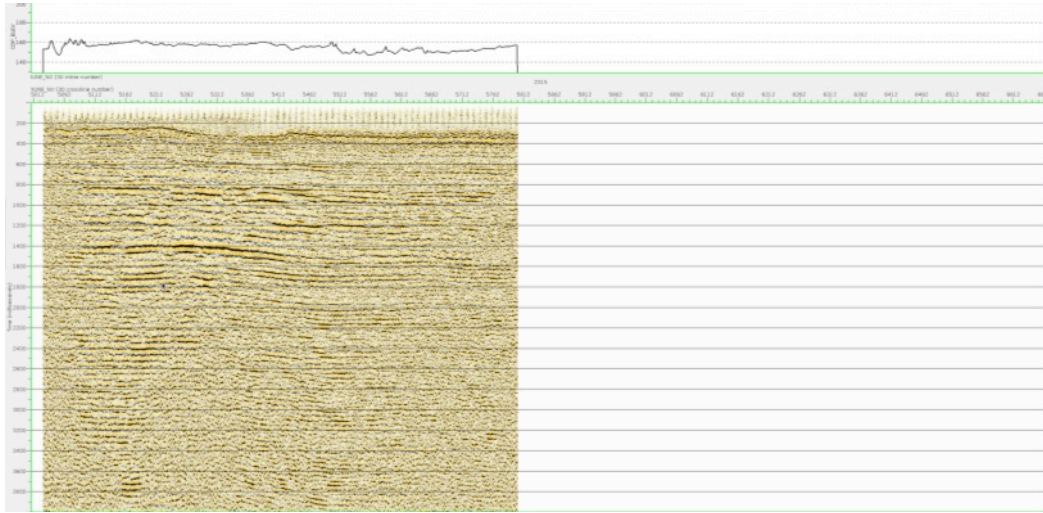
Image non migrée, donc avec artefacts géométriques. L'AGC altère les amplitudes, rendant ces données inadaptées pour l'AVO ou l'inversion.

- **QC à faire**

Comparer la continuité des réflecteurs avec d'autres inlines (ex. 1215), et repérer bruit résiduel ou défauts d'empilement.

- **Interprétation géophysique**

Permet une première lecture structurale (plis, failles, dômes) et l'identification de cibles potentielles, à confirmer par des stacks migrés et sans AGC.



**Figure 3.6 :** RAW Stack inline 2315 with AGC

- **Description**

Empilement brut des données sur l'Inline 2315, avec AGC appliqué pour améliorer la visibilité des événements faibles.

- **Objectif**

Fournir une vue rapide de la structure du sous-sol et comparer avec les autres inlines afin d'évaluer la cohérence structurale.

- **Commentaire technique**

Image préliminaire sans migration ni vrai équilibrage d'amplitude ; l'AGC renforce le contraste mais altère les amplitudes, donc inutilisable pour analyse quantitative.

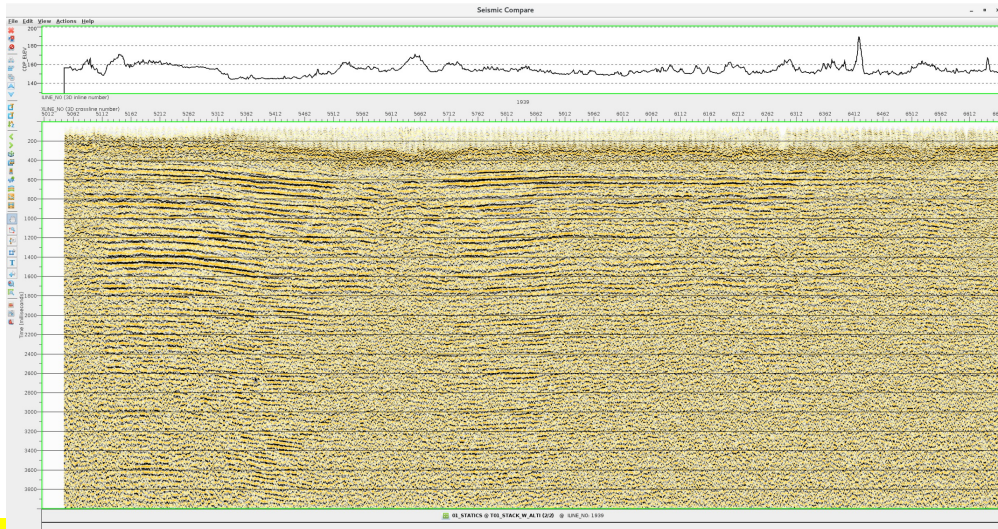
- **QC à faire**

Contrôler la cohérence avec les inlines 1215 et 1939, détecter les défauts d'empilement (plis mal définis, zones diffuses) et repérer les zones prometteuses.

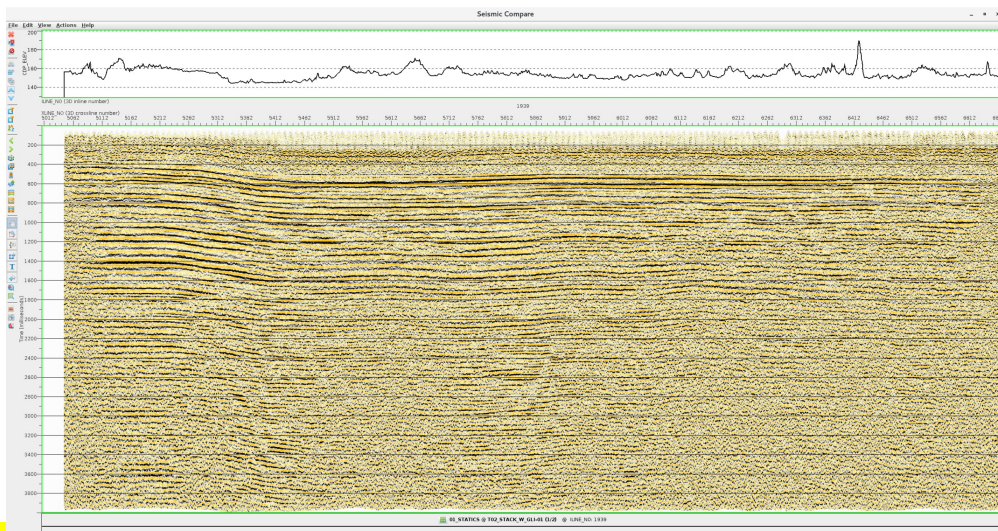
- **Interprétation géophysique**

Offre une première vision des structures continues ou discontinues, pouvant suggérer des pièges ou réservoirs potentiels, à confirmer par migration et données sans AGC.

### 3.4.1. Les corrections statiques primaires :



**Figure 3.7** : Les corrections statiques primaires (STACK ILINE 1939 avec correction static ALTI)



**Figure 3.8** : Les corrections statiques primaires (STACK ILINE 1939 avec correction static GLI)

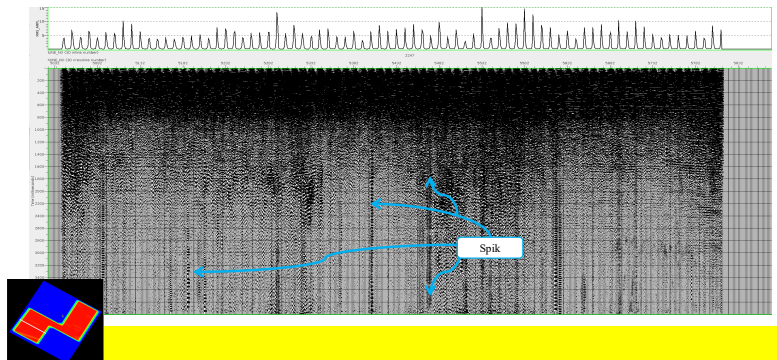
Les corrections statiques primaires ont pour objectif de compenser les décalages temporels induits par la topographie et les variations de vitesse dans la zone superficielle (near-surface), avant d'entreprendre les traitements sismiques détaillés. Sur la ligne Inline 1939, deux approches ont été appliquées successivement : la méthode ALTI et la méthode GLI (Generalized Linear Inversion).

La figure (3.7) illustre le résultat obtenu après application de la correction ALTI. Dans cette approche, les temps de propagation sont corrigés uniquement en fonction des altitudes topographiques, sans prise en compte des hétérogénéités latérales du near-surface. On observe ainsi un redressement partiel des réflecteurs et un alignement approximatif des premières arrivées. Cependant, les distorsions locales persistent, notamment dans les zones à forte variation de vitesse superficielle, ce qui engendre une discontinuité latérale de certains événements. La méthode ALTI reste donc utile comme ajustement préliminaire, mais sa précision demeure limitée dans les environnements géologiques hétérogènes.

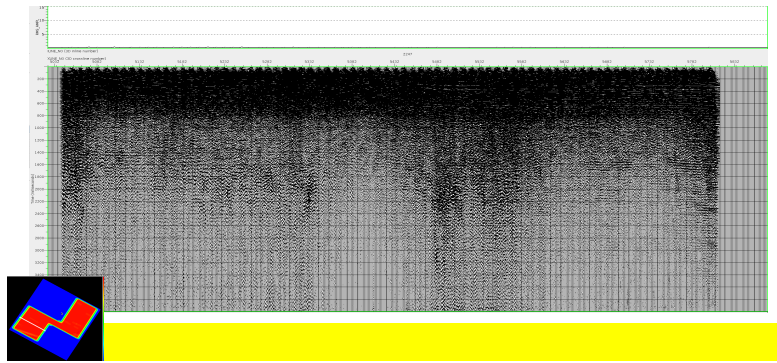
La figure (3.8), quant à elle, présente le résultat obtenu après application de la correction GLI. Cette méthode repose sur l'inversion des temps de premières arrivées afin d'estimer un modèle de vitesse détaillé du near-surface. Les effets de la topographie et des variations latérales de vitesse sont alors corrigés simultanément. La section corrigée par GLI montre une amélioration significative de la continuité horizontale des réflecteurs, une réduction des statics résiduels et une meilleure résolution structurale. Cette approche constitue une étape essentielle dans le traitement AVO-compatible, car elle garantit une préservation plus fidèle des amplitudes et une meilleure restitution des géométries de réflecteurs avant la migration et l'analyse AVO.

En conclusion, la comparaison entre les deux figures montre clairement que la correction ALTI (figure 3.7) fournit une compensation de premier ordre, alors que la correction GLI (figure 3.8) représente une solution avancée et adaptée aux milieux géologiquement complexes. L'utilisation du modèle GLI améliore la cohérence spatiale et la qualité des sections sismiques, offrant ainsi une base solide pour les traitements ultérieurs tels que la migration pré-stack et l'analyse AVO.

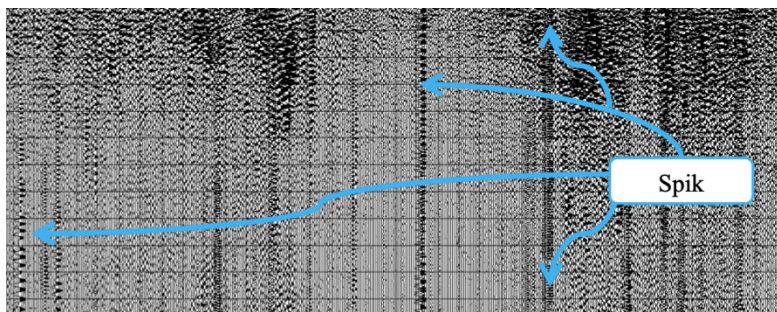
#### 3.4.2. Atténuation des spikes et des amplitudes anormales :



**Figure 3.9 :** Atténuation des Spikes et des amplitudes anormales (INLINE INPUT)



**Figure 3.10 :** Atténuation des Spikes et des amplitudes anomalique (INLINE OUTPUT)



**Figure 3.11 :** Image agrandie montrant les anomalies des spikes

Les données brutes importées présentent initialement plusieurs anomalies sous forme de spikes, c'est-à-dire des pics d'amplitudes anormaux se manifestant visuellement sous forme de lignes verticales blanches ou saturées dans les sections sismiques. Ces artefacts se trouvent sur la figure (3.9), mais ils sont bien visibles sur la figure (3.11), résultent généralement de récepteurs défectueux, de perturbations électriques, ou encore d'erreurs de numérisation au moment de l'acquisition. Leur présence modifie profondément la distribution statistique des amplitudes et perturbe la fidélité du signal réfléchi, rendant tout traitement ultérieur (gain automatique, filtrage fréquentiel, empilement, ou analyse AVO) hautement biaisé. Dans cet état, aucune interprétation géophysique fiable n'est envisageable, car le signal utile est masqué par des valeurs extrêmes non corrélées à la géologie réelle.

Après application du traitement d'atténuation des spikes, illustré sur la figure (3.10), la section sismique montre une amélioration significative de la cohérence latérale et une disparition quasi totale des amplitudes saturées. Les événements réfléchis deviennent plus continus, les horizons plus lisibles, et le rapport signal/bruit s'améliore nettement. Ce traitement repose sur la détection automatique et la suppression des valeurs aberrantes à travers des méthodes de clipping d'amplitude, filtrage statistique adaptatif ou interpolation temporelle, assurant ainsi la préservation du contenu fréquentiel et énergétique réel du signal.

Le contrôle qualité (QC) consiste à comparer systématiquement les sections avant et après correction pour vérifier que les réflecteurs sismiques d'intérêt restent intacts et que le nettoyage ne supprime que les composantes incohérentes. Cette vérification est indispensable dans un

workflow AVO-compatible, car toute distorsion des amplitudes relatives fausserait directement les calculs de gradient d'amplitude avec l'offset.

Ainsi, l'atténuation des spikes, loin d'être une simple opération de nettoyage visuel, constitue une étape fondamentale du traitement sismique en amplitude préservée. Elle assure la fidélité énergétique du signal réfléchi, la stabilité des amplitudes sur l'ensemble des gathers, et prépare une base de données fiable pour les traitements suivants tels que la correction NMO, la migration pré-stack et l'analyse AVO quantitative.

### 3.4.3. Récupération des amplitudes réelles :

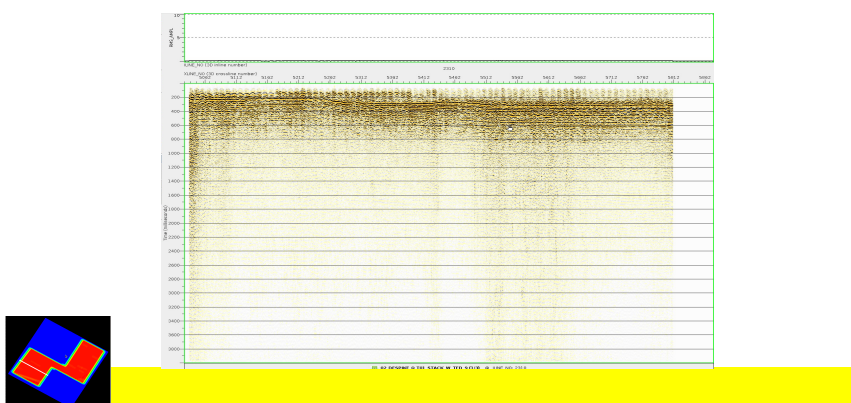


Figure 3.12 : Récupération des Amplitudes Réelles (INLINE INPUT)

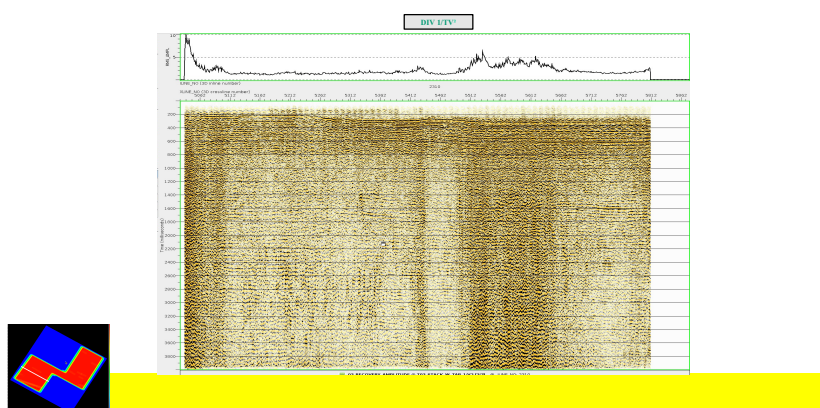


Figure 3.13 : Récupération des Amplitudes Réelles (INLINE OUTPUT)

Avant l'application des corrections d'amplitude, la section sismique Inline (figure 3.12) présente des valeurs fortement altérées par plusieurs effets combinés : le contrôle automatique de gain (AGC), la divergence géométrique liée à la propagation des ondes sphériques, et l'atténuation intrinsèque du milieu (facteur Q). Ces phénomènes déforment la distribution des amplitudes, qui ne sont plus proportionnelles aux contrastes d'impédance acoustique du sous-

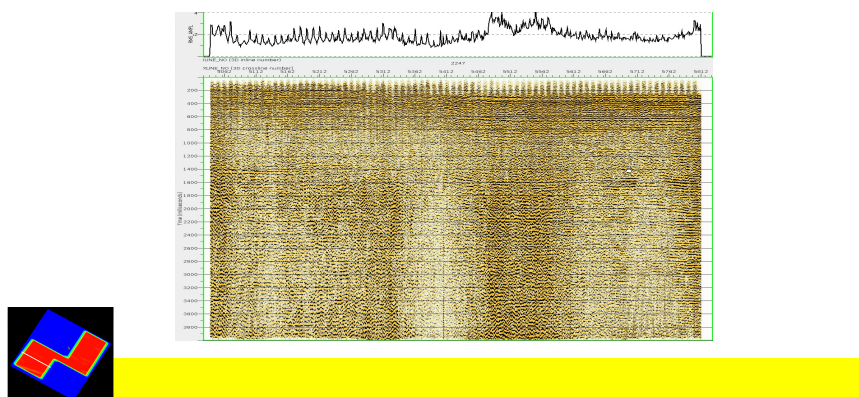
sol. Dans cet état, la donnée ne permet qu'une interprétation structurale et descriptive, sans valeur quantitative exploitable pour l'analyse AVO ou l'inversion sismique.

Après l'application des corrections d'amplitude (Figure 3.13), la réponse énergétique des réflecteurs est restaurée à travers la compensation géométrique, la correction d'atténuation fréquentielle et la suppression de l'AGC, parfois calibrées sur les données de puits. Ces corrections visent à restituer les amplitudes physiques en tenant compte de la perte d'énergie naturelle du signal lors de sa propagation dans le milieu.

La comparaison entre les deux sections (Figures 3.12 et 3.13) met en évidence une amélioration significative : les réflecteurs profonds, auparavant affaiblis ou saturés, présentent désormais des amplitudes cohérentes et continues, mieux corrélées avec les structures géologiques. La donnée corrigée devient ainsi représentative des contrastes réels d'impédance, permettant une interprétation plus fiable des variations lithologiques et des fluides.

En conclusion, la récupération des amplitudes réelles constitue une étape déterminante dans le traitement sismique en amplitude préservée. Elle transforme une image brute, dominée par des effets instrumentaux et physiques, en une donnée calibrée scientifiquement, apte aux analyses quantitatives telles que l'AVO et l'inversion sismique. Cette étape assure donc la continuité logique entre le traitement et l'interprétation, en garantissant la validité physique des amplitudes observées.

#### 3.4.4. Filtrage des bruits linéaires :

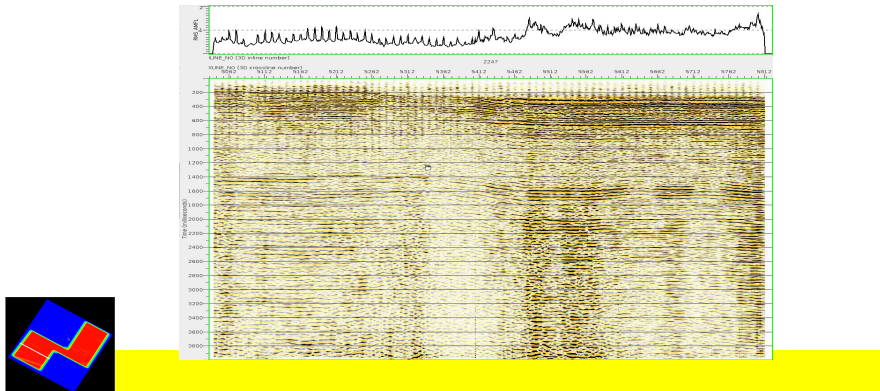


**Figure 3.14 :** Filtrage des bruits linéaires (INLINE INPUT)

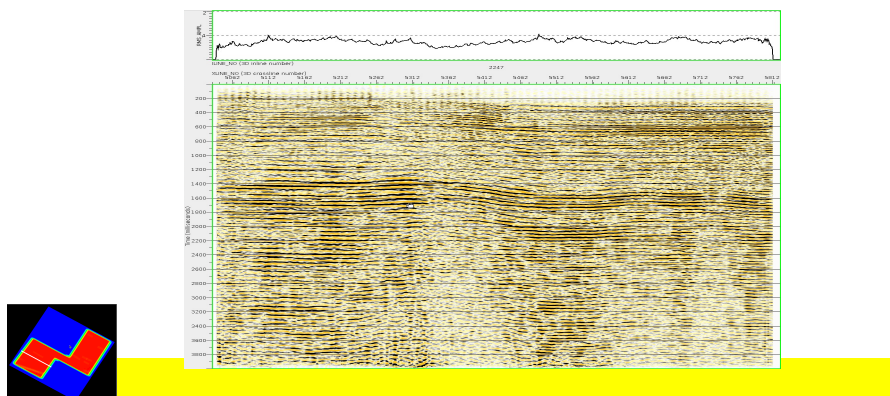
La section Inline brute (figure 3.14) est dominée par des bruits cohérents linéaires tels que le ground roll, les bruits guidés et les interférences vibratoires, se traduisant par des événements inclinés à faible vitesse apparente. Ces signaux indésirables se concentrent principalement dans les premiers temps d'enregistrement et masquent les réflexions sismiques utiles. Sur le plan du traitement, leur présence compromet la correction cinématique (NMO), la sommation, la migration et l'analyse AVO, car ils introduisent des distorsions fréquentielles et temporelles. Un contrôle qualité rigoureux consiste à identifier les pentes anormales et les zones riches en basses fréquences à faible vitesse afin d'optimiser l'efficacité du filtrage. L'utilité de cette étape réside dans l'amélioration de la lisibilité des données, la préservation

des événements réfléchis pertinents et la préparation d'un jeu de données fiable, condition indispensable pour une interprétation sismique quantitative robuste (AVO, inversion).

### 3.4.5. Compensation des amplitudes en surface consistant :



**Figure 3.15 :** Compensation des Amplitudes en surface consistant (INLINE INPUT)



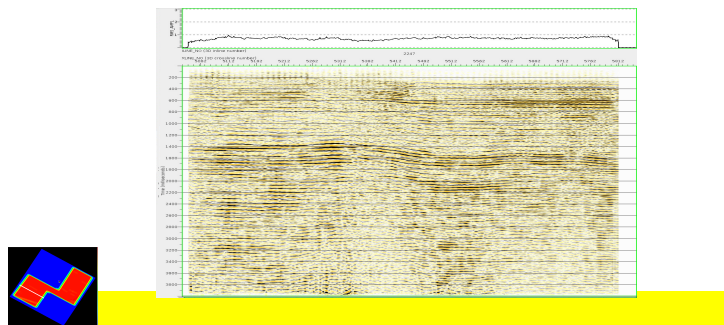
**Figure 3.16 :** Compensation des Amplitudes en surface consistant (INLINE OUTPUT)

La figure (3.15) illustre la section brute (INLINE INPUT) avant toute correction géométrique. On y observe que les amplitudes sont fortement altérées par les effets de propagation, notamment la divergence sphérique, l'absorption dans les couches superficielles et la variation d'offset. Ces phénomènes provoquent une atténuation progressive des signaux avec la profondeur, entraînant une perte de contraste énergétique et une déformation des rapports d'amplitude. Dans cet état, les réflexions profondes apparaissent faiblement visibles et les amplitudes enregistrées ne sont plus représentatives des contrastes d'impédance du sous-sol. Par conséquent, la donnée ne permet qu'une interprétation structurale qualitative, sans validité quantitative pour une étude AVO ou d'inversion.

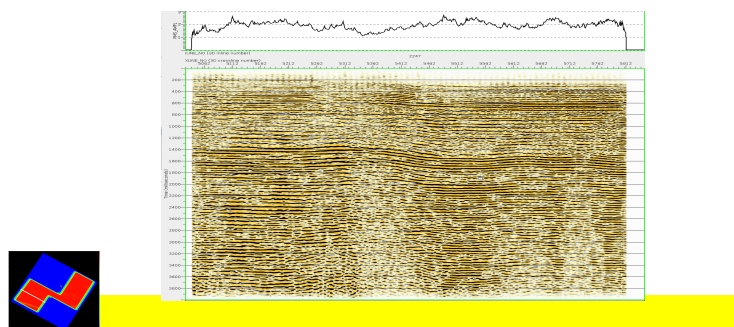
Après application de la compensation géométrique en surface, représentée dans la figure (3.16) (INLINE OUTPUT), la section sismique montre une restauration notable de la réponse en amplitude. Les corrections appliquées, incluant la compensation de la divergence sphérique et la correction d'atténuation fréquentielle (Q-compensation), rééquilibrent les amplitudes sur l'ensemble des temps et des offsets. Les réflexions profondes deviennent plus nettes et mieux définies, et la distribution énergétique apparaît plus homogène. Ce rétablissement progressif du niveau d'énergie rend la section plus lisible tout en préservant la fidélité relative des amplitudes.

Ainsi, la comparaison entre les figures (3.15) et (3.16) met clairement en évidence l'impact du traitement : la compensation des amplitudes améliore la cohérence verticale des réflecteurs et la fiabilité des variations d'amplitude. Cette étape constitue une phase essentielle du traitement sismique AVO-compatible, car elle garantit que les amplitudes corrigées puissent être exploitées dans des analyses quantitatives telles que l'AVO, les attributs sismiques ou encore l'inversion d'impédance, assurant ainsi une caractérisation plus réaliste des réservoirs et des pièges potentiels.

### 3.4.6. Compensation de l'effet d'absorption (Q\_CMOPENSAION) :



**Figure 3.17 :** Compensation de l'effet d'absorption (Q\_COMPENSATION) (INLINE INPUT)



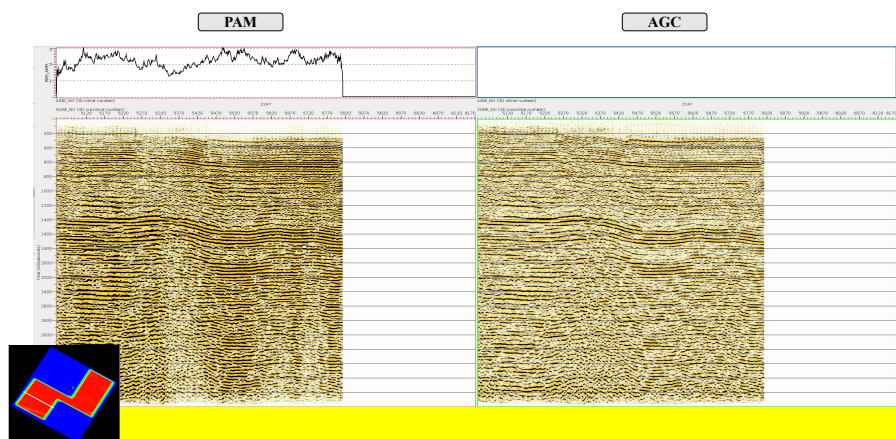
**Figure 3.18 :** Compensation de l'effet d'absorption (Q\_COMPENSATION) (INLINE après OUTPUT)

La figure (3.17) présente la section brute (INLINE INPUT) avant l'application de la compensation Q. On y observe une atténuation significative des hautes fréquences, particulièrement dans les zones profondes où le facteur de qualité Q est faible. Cette absorption, typique des milieux riches en argiles ou roches fracturées, provoque une perte d'énergie et de résolution verticale, se traduisant par des réflecteurs flous et une sous-estimation des amplitudes. Les événements réfléchis apparaissent étalés dans le temps, rendant difficile la distinction des limites stratigraphiques fines. Dans cet état, la donnée ne permet qu'une interprétation structurale grossière, sans possibilité d'exploitation quantitative fiable pour les études AVO ou d'inversion.

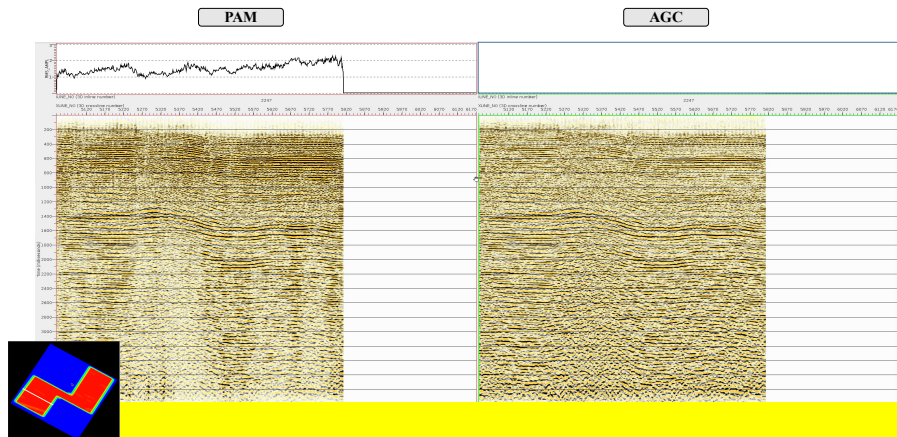
Après application du traitement de compensation d'absorption (Q-Compensation), représenté sur la figure (3.18) (INLINE OUTPUT), le spectre fréquentiel est partiellement restauré, et les amplitudes initialement perdues sont corrigées. Les réflecteurs, notamment en profondeur, deviennent plus nets, continus et mieux définis, témoignant d'une amélioration de la résolution verticale et d'une meilleure restitution des contrastes d'impédance. Ce rééquilibrage fréquentiel se traduit visuellement par une section plus claire, où les horizons stratigraphiques sont mieux délimités et les variations latérales plus cohérentes.

La comparaison entre les figures (3.17) et (3.18) met ainsi en évidence l'efficacité de la compensation Q : la version corrigée offre une image sismique plus fidèle, plus contrastée et plus représentative des propriétés physiques du sous-sol. Cette correction constitue une étape cruciale du traitement AVO-compatible, car elle conditionne directement la qualité des analyses quantitatives ultérieures, telles que l'inversion d'impédance, l'extraction d'attributs fréquentiels ou l'analyse AVO, en assurant la préservation et la restitution du contenu spectral réel des données sismiques.

### 3.4.7. Deconvolution en surface consistant :



**Figure 3.19 :** Déconvolution en surface consistant (INLINE INPUT)



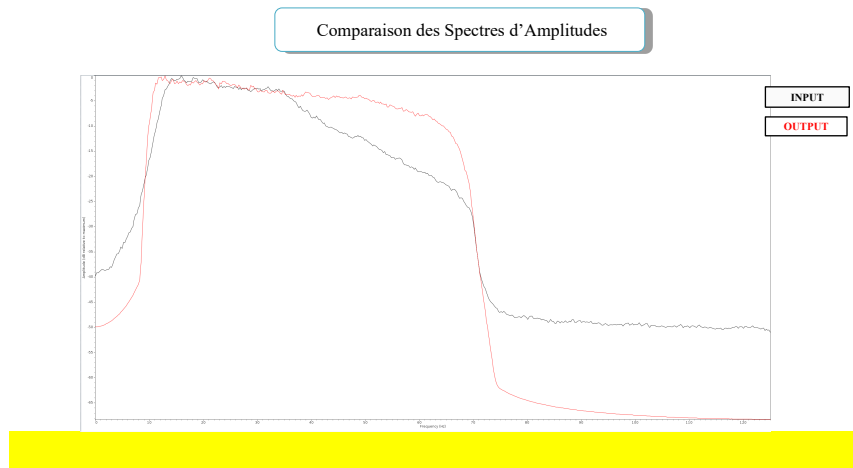
**Figure 3.20 :** Déconvolution en surface consistant (INLINE OUTPUT)

La figure (3.19) (INLINE INPUT) illustre la section sismique avant l'application de la déconvolution en surface. À ce stade, les données ont subi une préamplification (PAM) et un gain automatique (AGC) afin d'améliorer le rapport signal/bruit et de rendre les événements profonds plus visibles. Cependant, ces traitements altèrent profondément les amplitudes réelles, rendant les données inadaptées à toute analyse quantitative telle que l'AVO ou l'inversion d'impédance.

De plus, l'absence de correction de la signature de source maintient un signal étalé et peu impulsif, caractérisé par des pics réfléchis larges et confondus. Cette distorsion limite la résolution verticale, empêche la distinction claire entre réflecteurs rapprochés et réduit la lisibilité stratigraphique.

Après application de la déconvolution en surface, représentée sur la figure (3.20) (INLINE OUTPUT), les réflexions deviennent plus nettes, contractées et mieux individualisées. Le traitement agit sur la phase du signal et réduit l'effet d'étalement temporel, restituant un signal sismique plus impulsif et donc mieux adapté à la reconnaissance des discontinuités fines. Cette amélioration se traduit visuellement par une finesse accrue des réflecteurs, une meilleure séparation des événements rapprochés et une meilleure continuité latérale des horizons.

Le contrôle qualité repose sur la comparaison entre les figures (3.19) et (3.20), mettant en évidence un gain notable en résolution verticale. Il est toutefois essentiel de veiller à éviter une sur-déconvolution, susceptible d'introduire des artefacts ou du bruit haute fréquence. Cette étape représente une amélioration majeure dans le flux de traitement AVO-compatible, puisqu'elle prépare la donnée à une restitution correcte des amplitudes lors des étapes suivantes. Ainsi, la déconvolution en surface consistante se présente comme une phase transitoire essentielle, permettant de transformer un signal sismique flou et déformé en une donnée plus précise, plus contrastée et scientifiquement exploitable, préparant le terrain aux analyses quantitatives telles que l'AVO, l'inversion d'impédance et l'extraction d'attributs sismiques.



**Figure 3.21** : Comparaison des spectres d'amplitudes

### Analyse technique

La comparaison des spectres d'amplitudes montre une nette différence entre le signal d'entrée (INPUT) et celui de sortie (OUTPUT). Le spectre INPUT présente une bande passante relativement large, couvrant un domaine fréquentiel étendu. Après traitement, le spectre OUTPUT (rouge) se caractérise par un élargissement dans les basses fréquences et une meilleure atténuation des fréquences parasites en dehors de la bande utile. On remarque également une décroissance plus marquée dans les hautes fréquences, traduisant un filtrage fréquentiel destiné à améliorer le rapport signal/bruit.

### QC à vérifier

Ce type de comparaison est un outil essentiel pour le contrôle qualité (QC) en traitement sismique. L'objectif est de s'assurer que le traitement appliqué n'a pas altéré de manière significative la bande fréquentielle porteuse de l'information géologique. Dans ce cas, le spectre de sortie doit montrer :

- Préservation des fréquences dominantes (cohérentes avec les objectifs d'imagerie et d'AVO).
- Élimination des hautes fréquences bruitées qui ne contribuent pas à la résolution mais augmentent l'instabilité de l'inversion.
- Élargissement du contenu fréquentiel utile grâce au renforcement des basses fréquences, favorable à une meilleure pénétration et à l'inversion d'impédances.

### Impact géophysique

Cette évolution spectrale traduit une amélioration de la qualité du signal sismique en vue des étapes ultérieures. La préservation des amplitudes dans la bande fréquentielle d'intérêt est cruciale pour les études AVO, car elle garantit la fiabilité des variations d'amplitude avec l'offset. De plus, le renforcement des basses fréquences contribue à une inversion plus stable et mieux contrainte, tandis que la réduction du bruit haute fréquence améliore la lisibilité des réflecteurs et la précision structurale.

### 3.4.8. Corrections statiques résiduelles :

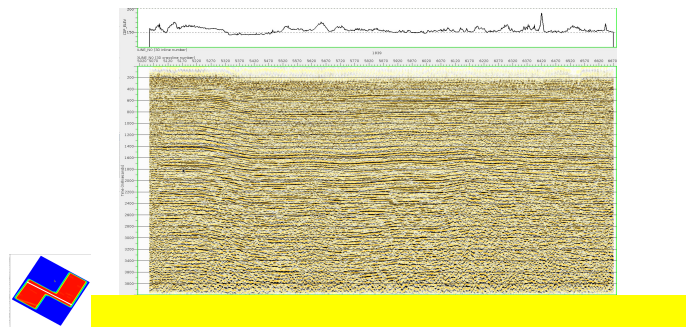


Figure 3.22 : INLINE\_1939 SANS RESIDUELLE

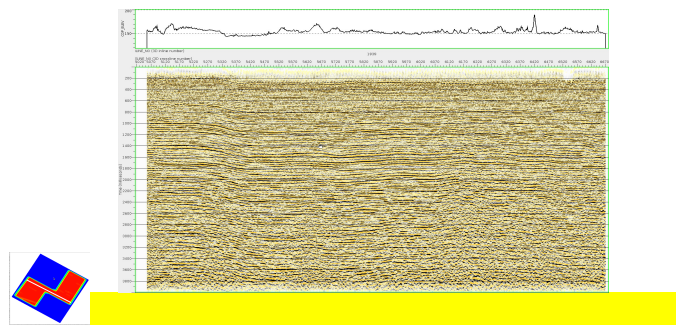


Figure 4.23 : INLINE\_1939 AVEC RESIDULLE 1

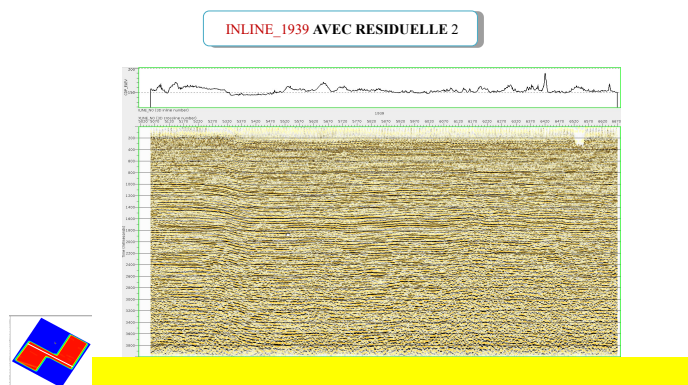
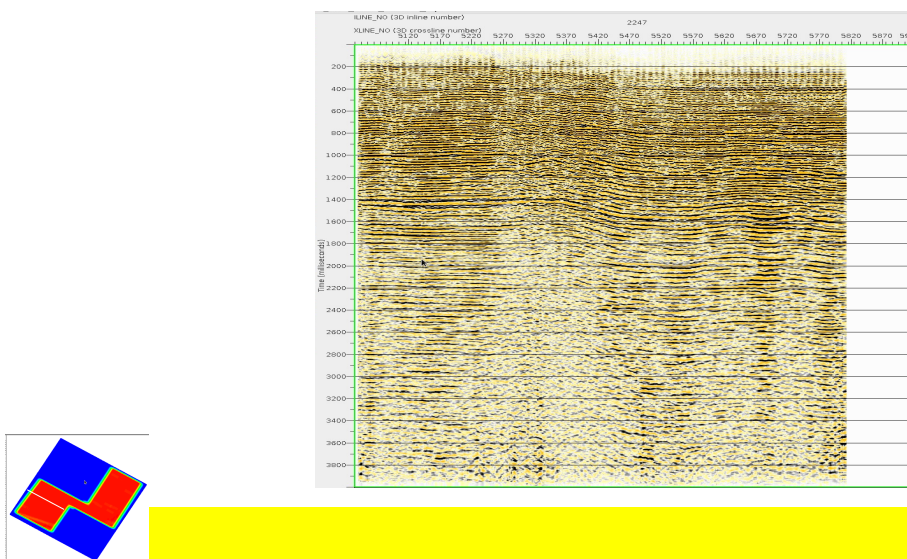


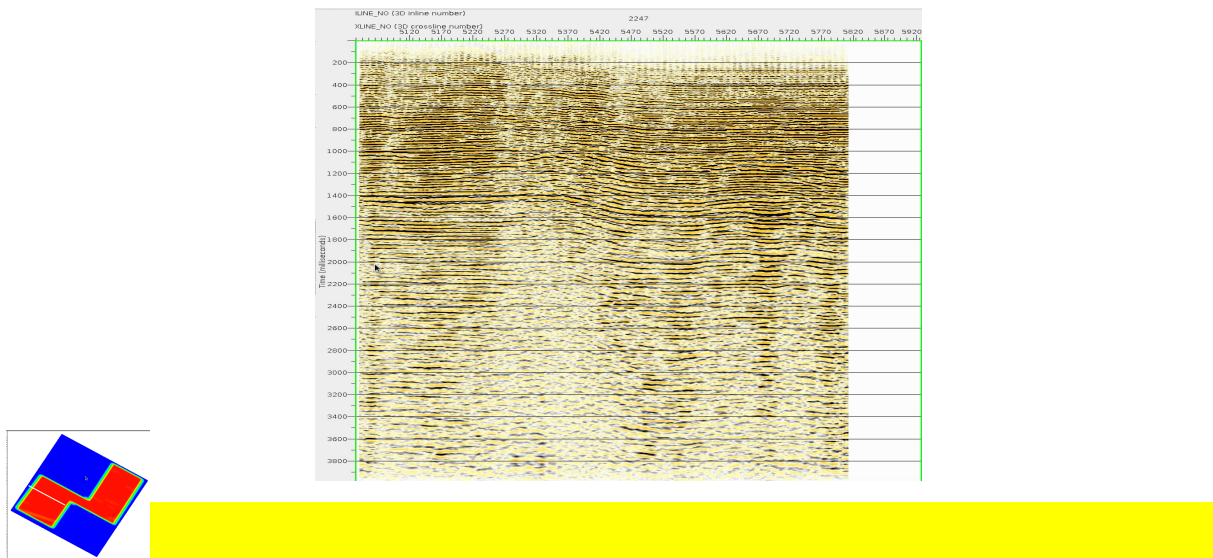
Figure 3.24 : INLINE\_1939 AVEC RESIDUELLE 2

Après l'application des seules corrections statiques primaires, les sections sismiques présentent encore des limitations importantes (figure 3.22). Bien que les décalages temporels liés à la topographie ou au modèle du near-surface aient été corrigés globalement, les réflexions demeurent discontinues, irrégulières ou légèrement déphasées. Ces résidus proviennent principalement d'erreurs de repérage des premières arrivées, de variations locales de vitesse dans la zone superficielle ou encore d'hétérogénéités fines non modélisées. Dans cet état, l'image géophysique reste partiellement fiable, ce qui limite l'interprétation structurale, notamment pour les petits objets tels que les failles ou les terminaisons stratigraphiques. L'application d'un premier passage de correction statique résiduelle, fondé sur la corrélation croisée ou sur un picking manuel/automatique, permet un réalignement notable des événements réfléchis (figure 3.23). Les réflecteurs deviennent plus continus et mieux corrélés entre les traces, ce qui améliore la lisibilité et la cohérence structurale. Ce raffinement corrige la majorité des déphasages locaux et restitue une image plus homogène, facilitant l'interprétation sismostratigraphique. Le contrôle qualité à ce stade consiste à comparer la section corrigée à la version brute afin de vérifier que la continuité horizontale est améliorée sans altération des amplitudes ni distorsion de phase. Un second passage de correction statique résiduelle, généralement plus fin et plus ciblé, est ensuite appliqué pour optimiser l'alignement trace par trace ou groupe par groupe (figure 3.24). Cette correction finale permet d'obtenir une image sismique parfaitement stabilisée, où les événements réfléchis sont alignés et continus sur toute la section. Effectuée avant la sommation ou la migration, cette étape garantit une base géométriquement fiable pour les traitements avancés tels que la migration pré-empilement, l'analyse AVO et l'inversion sismique. Les attributs calculés à partir de ces données corrigées présentent une meilleure cohérence spatiale et une fidélité accrue des amplitudes, assurant ainsi une interprétation quantitative robuste.

#### 3.4.9. Filtrage des bruits aléatoires :



**Figure 3.25 : Filtrage des bruits aléatoires (INLINE INPUT)**



**Figure 3.26 :** Filtrage des bruits aléatoires (INLINE OUTPUT)

Dans leur état brut, les données sismiques (figure 3.25) contiennent une proportion importante de bruit incohérent, c'est-à-dire des signaux parasites non corrélés entre les traces. Ce bruit se manifeste sous forme de points dispersés ou d'éclats aléatoires affectant l'ensemble des bandes fréquentielles, souvent issus de sources environnementales (vent, activité anthropique), instrumentales (câbles, capteurs) ou encore des limites de l'acquisition (faible densité de couverture, nombre réduit de plis). Dans cet état, les réflexions cohérentes sont partiellement masquées, notamment en profondeur, ce qui rend l'interprétation structurale et stratigraphique incertaine et expose à des confusions entre signal géologique et artefacts. Après application du filtrage anti-bruit (figure 3.26), utilisant des approches telles que la déconvolution FX, les filtres cohérents 2D/3D ou les techniques modernes de débruitage, la section sismique présente une amélioration notable. Les événements réfléchis deviennent plus continus et distincts, la granularité parasite est fortement réduite, et les horizons géologiques apparaissent avec une meilleure continuité latérale. Le contrôle qualité repose ici sur la comparaison directe des sections avant et après filtrage, en portant une attention particulière aux zones profondes ou à faible rapport signal/bruit, afin de s'assurer que l'opération a renforcé la cohérence sans altérer les réflexions réelles. Ainsi, cette étape constitue bien plus qu'un simple nettoyage visuel : elle conditionne la fiabilité scientifique de l'ensemble du flux de traitement. En réduisant efficacement le bruit incohérent tout en préservant les amplitudes, le filtrage des bruits aléatoires prépare la donnée à des analyses quantitatives sensibles telles que l'AVO, l'inversion d'impédance ou la caractérisation fine des réservoirs. Cette amélioration de la cohérence interne rend l'image sismique plus lisible et plus représentative des contrastes physiques du sous-sol, assurant une interprétation structurale et pétrophysique plus robuste.

### 3.4.10. 3D REGULARISATION :

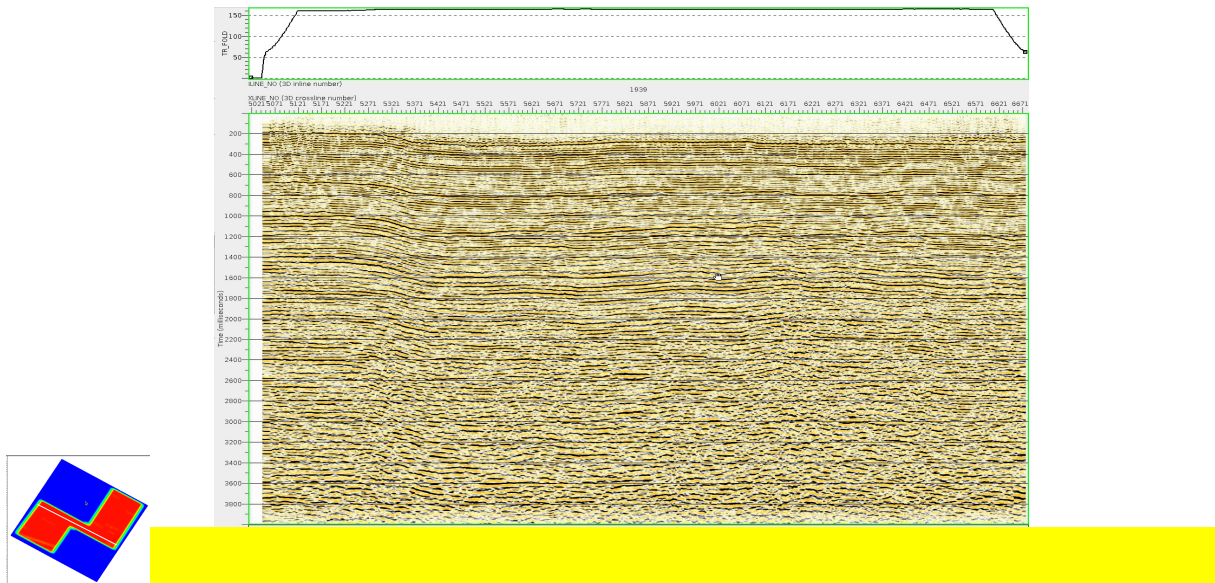


Figure 3.27 : STACK ILINE 1939 INPUT

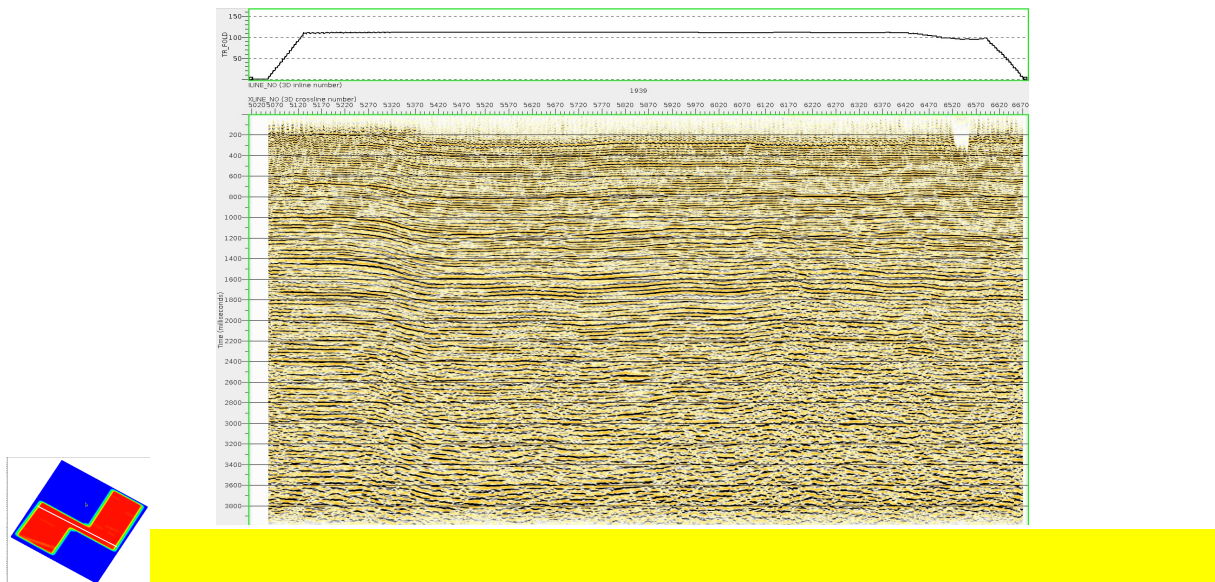


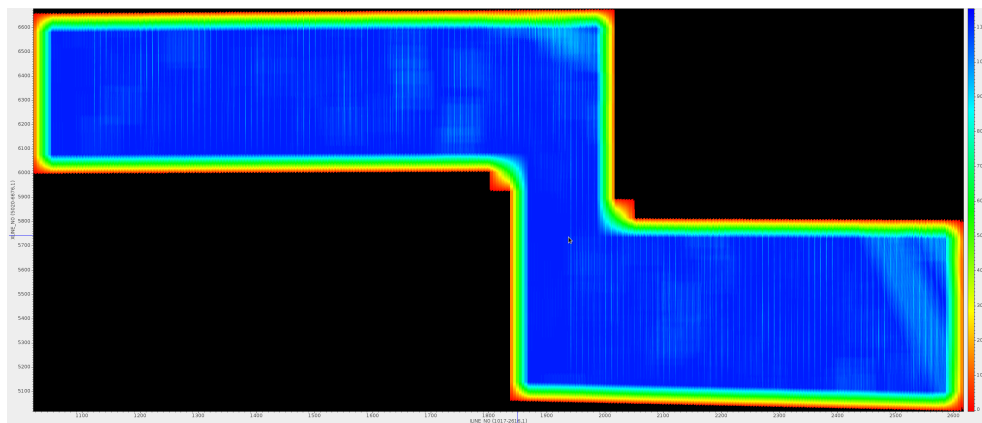
Figure 3.28 : STACK ILINE 1939 OUTPUT

Dans la première version sans régularisation 3D (figure 3.27), la section issue de la sommation présente des limites directement liées à la géométrie d'acquisition : irrégularités du maillage spatial, couverture azimutale incomplète et discontinuités latérales des événements réfléchis. Ces anomalies géométriques se traduisent par une hétérogénéité des amplitudes et une continuité réduite des réflecteurs, rendant l'interprétation 3D incertaine et limitant l'efficacité des traitements avancés tels que la migration ou l'inversion sismique. L'image reste alors localement déformée et sujette à des incohérences latérales, notamment dans les zones de faible densité de pli.

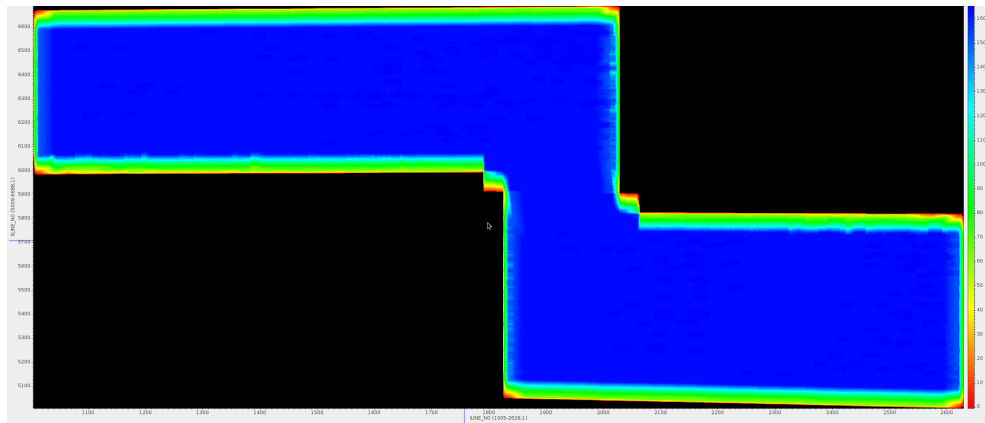
Après application de la régularisation 3D (figure 3.28), les données sont interpolées et recalées selon un maillage spatialement homogène, produisant un cube continu et cohérent. Cette étape corrige les vides de couverture, uniformise la distribution des offsets et des azimuts, et rétablit une meilleure correspondance entre traces voisines. Les réflecteurs deviennent ainsi continus, stables et mieux définis sur l'ensemble du volume, sans altérer la géométrie structurale initiale.

Le passage de la version brute (figure 3.27) à la version régularisée (figure 3.28) illustre clairement le gain qualitatif obtenu : la cohérence spatiale et la régularité des amplitudes sont nettement améliorées, permettant une lecture géologique plus sûre. Sur le plan géophysique, la régularisation 3D constitue une étape fondamentale pour la préparation des données aux traitements suivants, notamment la migration 3D, l'analyse AVO tridimensionnelle, l'inversion d'impédance et l'extraction d'attributs volumétriques. Elle assure ainsi la continuité et la fiabilité nécessaires à une interprétation structurale et stratigraphique robuste du cube sismique.

#### 3.4.11. Fold map :



**Figure 3.29 : FOLD MAP AVANT REGULARISATION 3D**



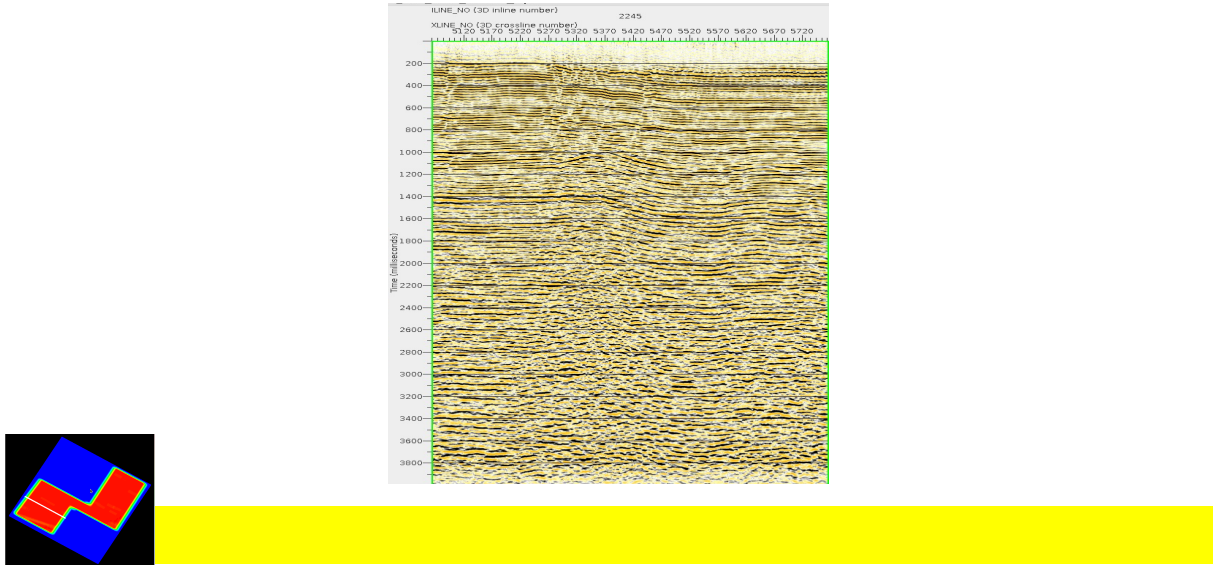
**Figure 3.30 : FOLD MAP APRES REGULARISATION 3D**

Dans la carte du pli de couverture (fold map) obtenue avant régularisation 3D (figure 3.29 : état 01), la distribution spatiale du nombre de traces contribuant à chaque point de sous-surface reste irrégulière. Cette hétérogénéité résulte de la géométrie d'acquisition, des recouvrements inégaux, de la variabilité des offsets et azimuts, ainsi que du muting et du rejet de certaines traces lors du traitement initial. La fold map met en évidence des zones de fort pli, correspondant à une meilleure qualité d'image, et des zones de faible pli, plus sensibles au bruit et nécessitant parfois une interpolation. Une telle distribution irrégulière se traduit par une qualité inhomogène de l'image sismique et par un risque accru d'artefacts spatiaux lors des étapes suivantes de migration ou d'inversion. De plus, dans le cadre d'analyses sensibles telles que l'AVO, une fold map non homogène peut introduire des biais significatifs dans la réponse amplitude-offset, rendant l'interprétation géophysique incertaine.

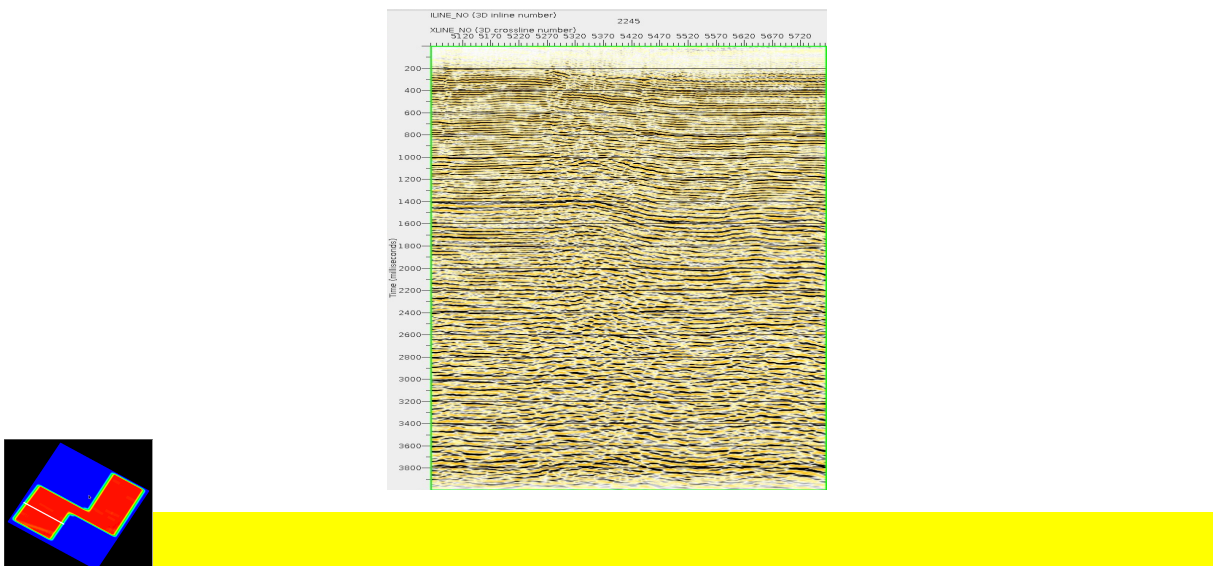
Après application de la régularisation spatiale 3D (figure 3.30 : état 02), la fold map subit une amélioration notable. L'interpolation et le recalage homogénéisent la répartition du pli sur l'ensemble de la zone, comblant les trous et réduisant les irrégularités initiales. Cette homogénéisation garantit une densité de couverture stable, généralement supérieure au minimum requis (souvent 30 à 40 traces par CDP), ce qui renforce la qualité du stack final. La continuité spatiale du pli est alors assurée, y compris aux bords du cube, offrant une image plus régulière et une base fiable pour les traitements avancés.

La comparaison entre les deux états illustre l'importance de cette étape : alors que la fold map initiale reflète directement les limites d'acquisition et compromet la fiabilité de l'imagerie sismique, la fold map régularisée fournit une couverture uniforme, optimise le rapport signal/bruit et stabilise la réponse en amplitude. En conséquence, les données deviennent adaptées aux traitements avancés tels que la migration 3D, l'inversion d'impédance ou l'analyse AVO, où la cohérence spatiale du pli constitue un prérequis indispensable. Cette régularisation assure donc la transition entre une donnée brute inhomogène et une donnée exploitable pour une interprétation tridimensionnelle précise et fiable.

### 3.4.12. Migration :



**Figure 3.31 : Migration INLINE INPUT**



**Figure 3.32 : Migration INLINE OUTPUT**

Dans une section sommée mais non migrée (figure 3.31 : section sommée NON MIGRÉE), les réflecteurs apparaissent à leur position temporelle apparente, entraînant des distorsions géométriques. Les événements réfléchis peuvent être déplacés latéralement, courbés ou présenter des diffractions mal focalisées. La géométrie des structures est souvent altérée : les failles et les dômes apparaissent flous ou mal positionnés, et certaines zones présentent des chevauchements ou des doublons de réflecteurs. Cette image reste donc incomplète et ne permet qu'une interprétation structurale approximative.

Après migration (figure 3.32 : section migrée), la section sismique subit un repositionnement des événements à leur vraie localisation spatiale. Les réflecteurs sont redressés et correctement replacés, les diffractions ponctuelles sont focalisées, et les structures deviennent continues. Les failles apparaissent plus nettes et verticales, tandis que les plis et dômes reprennent une géométrie réaliste. La comparaison entre les deux sections met en évidence un gain considérable en précision structurale : ce qui était courbé, diffus ou déplacé avant migration devient focalisé, aligné et cohérent géologiquement.

Le changement majeur apporté par la migration consiste donc à transformer une image déformée en une représentation fidèle du sous-sol. Les incohérences liées à la sommation disparaissent, les réflecteurs se distinguent avec clarté, et les horizons deviennent interprétables de manière robuste. Cette étape constitue un passage obligatoire pour éliminer les artefacts liés aux effets d'offset et aux diffractions mal corrigées.

Enfin, l'utilité de la migration dépasse la simple correction géométrique. Elle conditionne la fiabilité de toute interprétation structurale et stratigraphique, permettant une cartographie précise des failles, des pièges et des réservoirs. Elle est également indispensable pour les applications avancées telles que l'AVO ou l'inversion d'impédance, qui nécessitent des réflecteurs correctement positionnés et continus. Sans migration, la donnée reste qualitative et approximative ; avec migration, elle devient un outil rigoureux pour l'exploration et la caractérisation du sous-sol.

### 3.4.13. Traitement post stack :

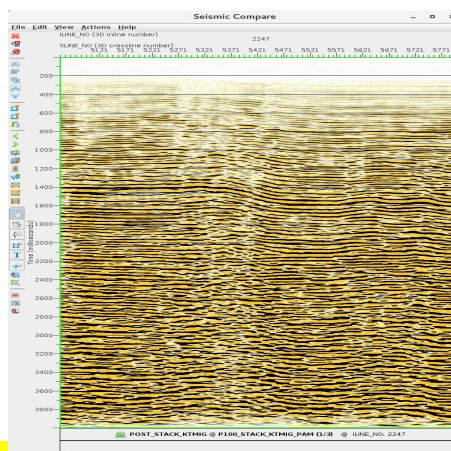


Figure 3.33 : INLINE avec PSTM

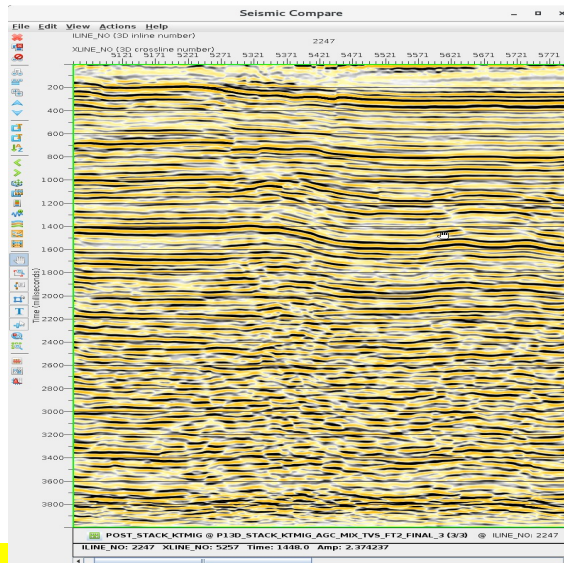


Figure 3.34 : INLINE avec PSTM et traitement post stack

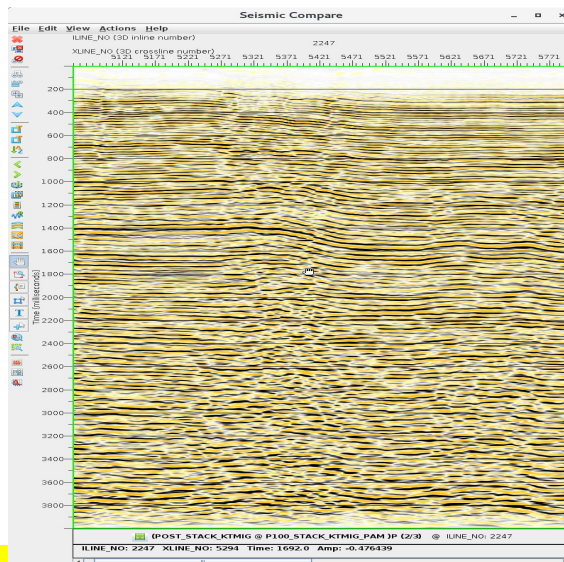


Figure 3.35 : INLINE avec PSTM AGC

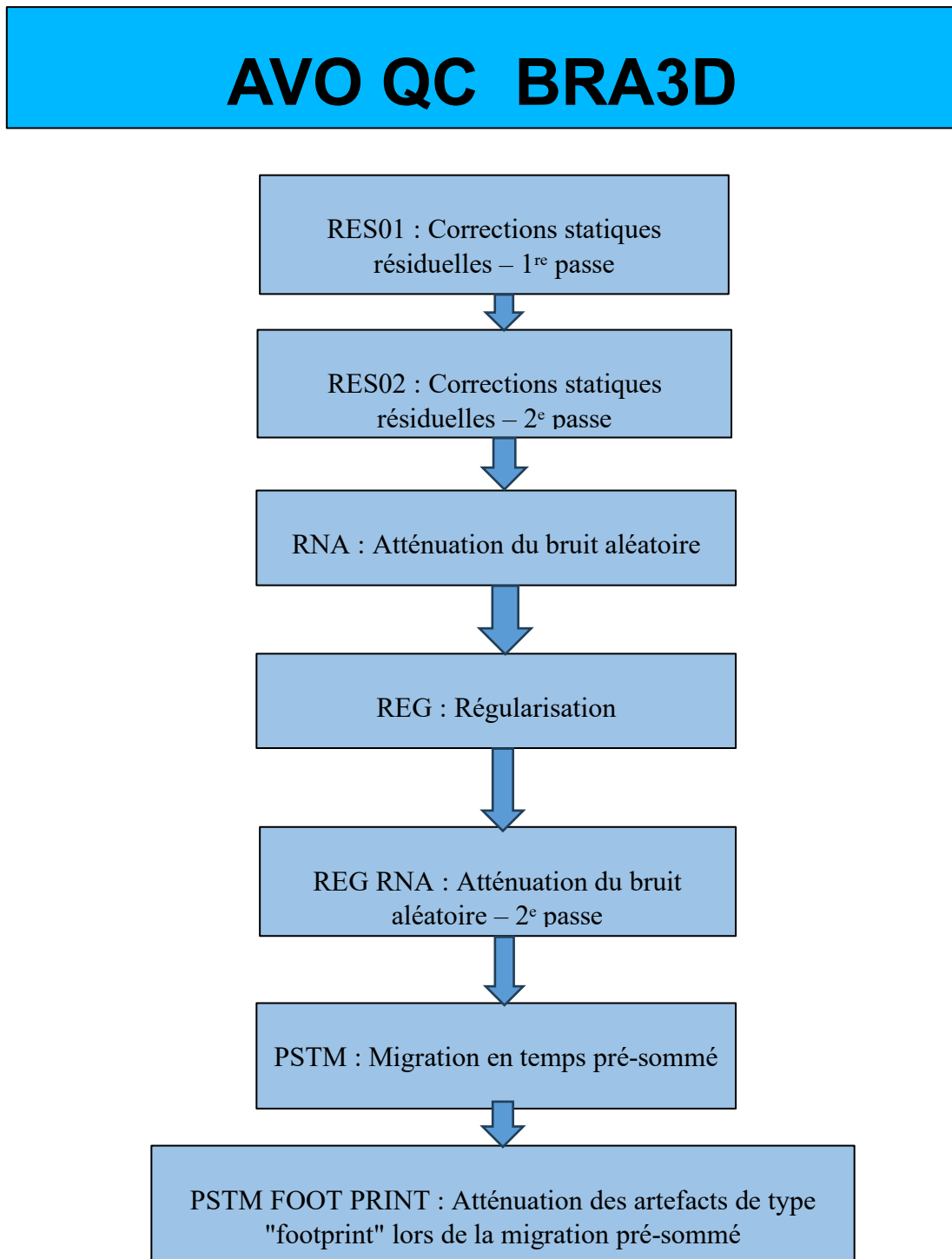
Dans le premier cas, la donnée migrée en PSTM sans post-traitement additionnel (figure 3.33 : INLINE avec PSTM) représente une image sismique géométriquement correcte dans le domaine temps. Les réflecteurs sont repositionnés de manière cohérente, ce qui en fait une base fiable pour l'interprétation structurale. Toutefois, les amplitudes restent brutes et sensibles au bruit résiduel, ce qui limite la qualité visuelle et complique l'interprétation rapide. Cette version constitue un point de départ essentiel, car elle préserve la physique du signal et permet des applications quantitatives telles que l'AVO ou l'inversion, sous réserve que l'acquisition et le traitement précédent aient maintenu les amplitudes.

Dans le deuxième cas, l'application d'un AGC (Automatic Gain Control) modifie significativement l'aspect visuel de la section migrée (figure 3.35 : INLINE avec PSTM AGC). Le gain automatique améliore la lisibilité en uniformisant les amplitudes, ce qui rend les réflecteurs faibles plus visibles et facilite la reconnaissance de la continuité des horizons, notamment en profondeur. Néanmoins, cette correction introduit une distorsion des amplitudes réelles et amplifie parfois le bruit, ce qui interdit toute utilisation quantitative. Ainsi, la comparaison avec la donnée brute montre un contraste clair : la section avec AGC est plus facile à interpréter visuellement, mais elle perd toute valeur pour des analyses sensibles aux amplitudes, comme l'AVO ou l'inversion d'impédance.

Le troisième cas correspond à une donnée migrée PSTM ayant subi un traitement post-stack complet (figure 3.34 : INLINE avec PSTM et traitement post-stack). Contrairement à l'AGC, cette étape optimise la qualité visuelle tout en préservant mieux les amplitudes relatives. Le filtrage fréquentiel, l'équilibrage spectral, l'atténuation du bruit et l'application de scalaires de gain doux permettent d'obtenir une section équilibrée et cohérente, adaptée à la fois à l'interprétation structurale et stratigraphique et à l'extraction d'attributs sismiques. Comparée aux deux versions précédentes, cette section offre un compromis idéal : elle conserve une valeur géophysique exploitable tout en présentant une meilleure lisibilité pour l'interprétation.

En résumé, l'évolution entre ces trois étapes illustre des changements progressifs dans l'utilisation des données sismiques : la donnée migrée brute (figure 3.33) constitue la base physique indispensable pour les études quantitatives, la version avec AGC (Figure 3.35) répond au besoin d'interprétation rapide et visuelle au prix de la perte des amplitudes réelles, et enfin le traitement post-stack complet (figure 3.34) fournit un produit final équilibré, exploitable à la fois pour l'analyse géophysique et pour la livraison aux géologues. Chaque étape a donc une utilité spécifique selon l'objectif visé, et leur comparaison met en évidence la nécessité d'adapter le traitement à la finalité de l'étude.

### 3.5. Résultats de traitement de l'AVO QC et interprétation



**Figure 3.36** : Les étapes du traitement pour AVO QC

CC	Near	Mid	Far
RES1	0,616	0,466	0,56
RES2	0,612	0,47	0,554
RNA	0,655	0,527	0,613
RNA_SCAMP02	0	0	0
REG	0,695	0,536	0,617
REG_RNA02	0,713	0,57	0,631
PSTM	0,788	0,636	0,762
PSTM_FOOTPRINT	0,786	0,635	0,76

**Tableau 3.2** : Les valeurs de cross corrélation

Différence de cross corrélation	Near	Mid	Far
RES2-RES1	-0,004	0,004	-0,006
RNA-RES2	0,043	0,057	0,059
RNA_SCAMP02-RNA	-0,655	-0,527	-0,613
REG-RNA_SCAMP	0,695	0,536	0,617
REG_RNA02-REG	0,018	0,034	0,014
PSTM-REG_RNA02	0,075	0,066	0,131
PSTM_FOOTPRINT -PSTM	-0,002	-0,001	-0,002

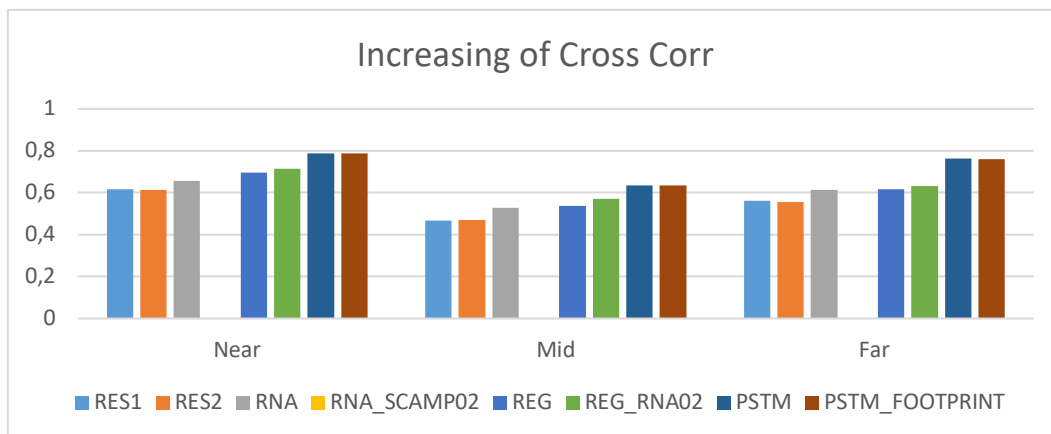
**Tableau 3.3** : Les valeurs de la différence de cross corrélation

NRMS		
Near	Mid	Far
0,938	1,196	1,012
0,952	1,189	1,025
0,886	1,119	0,946
0	0	0
0,831	1,125	0,939
0	0	0
0,661	0,996	0,722
0,67	0,983	0,726

**Tableau 3.4 :** Les valeurs de la normalisation RMS

### 3.6. Interprétation des histogrammes :

Les statistiques des valeurs de CC et DCC sont données dans l'histogramme suivant :

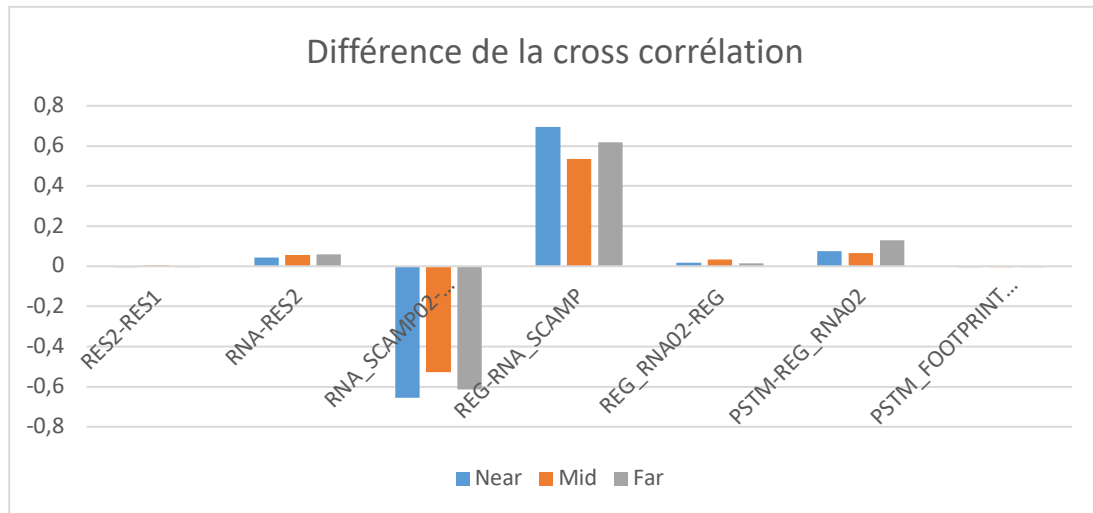


**Figure 3.37 :** Histogramme présente les valeurs de CC pour chaque module.

L'histogramme "Increasing of Cross Corr" montre l'évolution de la cross-corrélation pour différentes méthodes de traitement sismique selon trois bandes d'offset : Near, Mid et Far. On observe que les traitements PSTM et PSTM\_FOOTPRINT donnent les valeurs les plus élevées

dans toutes les bandes, ce qui reflète une excellente cohérence temporelle et une meilleure fidélité du signal, essentielle pour les études AVO.

Les méthodes RNA et REG\_RNA02 offrent également de bonnes performances, nettement supérieures à celles des traitements classiques RES1 et RES2, notamment sur les offsets lointains. Ces derniers affichent des valeurs plus faibles, traduisant une dégradation de l'information d'amplitude et une possible altération des réponses AVO. En résumé, les traitements migrés et les approches intelligentes (RNA) sont plus efficaces pour préserver la cohérence des signaux sismiques, ce qui les rend plus adaptés à une analyse AVO fiable.

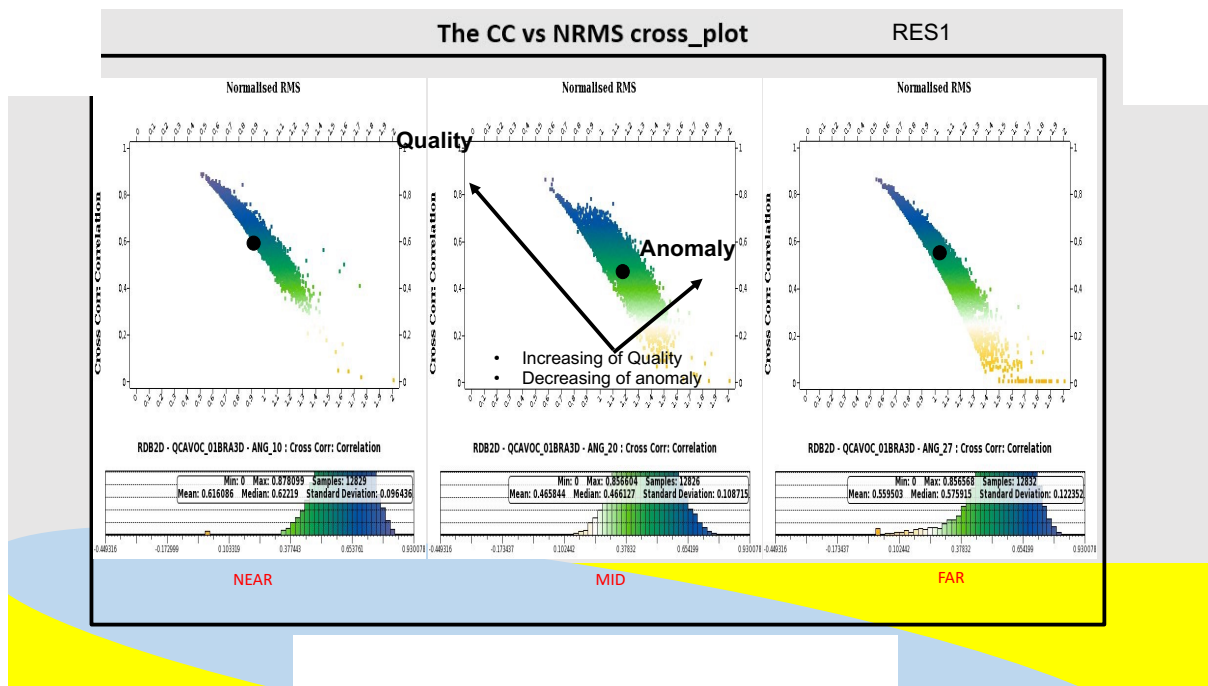


**Figure 3.38** : histogramme présente les valeurs DCC

L'histogramme montre les différences de cross-corrélation entre plusieurs étapes ou versions de traitement sismique pour trois types de dépôts : Near, Mid et Far.

1. REG-RNA\_SCAMP présente les valeurs positives les plus élevées (jusqu'à ~0,7 pour Near), indiquant une forte amélioration de la similarité des signaux, surtout pour les petits offsets. Cela suggère un bon alignement et un traitement cohérent.
2. À l'inverse, RNA\_SCAMP02-RNA montre des valeurs fortement négatives (jusqu'à ~-0,7), ce qui traduit une dégradation significative ou un mauvais alignement entre ces deux jeux de données, particulièrement pour Near.
3. Les différences pour RES2-RES1, RNA-RES2, PSTM\_FOOTPRINT, etc., sont proches de zéro, ce qui indique que peu de changement a été introduit par ces étapes, et donc une stabilité du signal.
4. La tendance générale montre que les écarts de cross-corrélation sont plus marqués pour les Near offsets, ce qui est typique quand le traitement affecte plus fortement les zones peu profondes ou les événements de petit offset.
5. Les barres Mid et Far suivent souvent la même tendance que Near, mais avec une amplitude un peu plus faible, ce qui peut refléter une moindre sensibilité au traitement.

### 3.7. Les variations des cross corrélations en fonction de NRMS et Interprétation :



**Figure 3.39** : la variation de cross corrélation en fonction de NRMS pour le module RES

Interprétation de la figure 3.39 :

**NEAR Offset (Offsets courts)** : La qualité des données sismiques enregistrées sur les offsets courts est jugée excellente, ce qui témoigne d'une acquisition fiable et d'un bon rapport signal sur bruit dans cette plage. Aucune anomalie significative n'a été détectée, confirmant la cohérence et la stabilité des signaux. Le traitement appliqué à cette portion des données se révèle donc très satisfaisant, tant du point de vue de la fidélité que de l'efficacité du procédé utilisé.

**MID Offset (Offsets moyens)** : La qualité des données est globalement satisfaisante, bien que quelques anomalies isolées aient été observées. Ces irrégularités pourraient indiquer une sensibilité accrue aux erreurs de correction NMO dans cette plage d'offsets. Il serait donc pertinent d'effectuer une vérification ciblée sur certains CDPs afin d'identifier plus précisément les zones concernées. Par ailleurs, il est recommandé de suivre l'évolution de cette tendance dans les autres modules pour en évaluer l'ampleur et anticiper d'éventuelles corrections.

**FAR Offset (Offsets longs)** : La qualité des données observées sur les offsets longs est jugée moyenne à faible. Plusieurs facteurs peuvent être à l'origine de cette dégradation, notamment une correction NMO insuffisamment précise, un étirement des formes d'ondes (stretching), un filtrage mal adapté ou encore une compensation inadéquate du comportement non-linéaire lié à l'AVO. Afin de garantir la fiabilité de l'analyse AVO, des ajustements ciblés sont nécessaires sur cette plage d'offsets.

**Conclusion** : Les données classées en NEAR présentent une qualité excellente sans anomalies détectées. En MID, la qualité est bonne, bien que quelques anomalies soient à surveiller. La

classe FAR montre une qualité moyenne à faible, avec des anomalies significatives telles qu'un NRMS élevé et un CC faible.

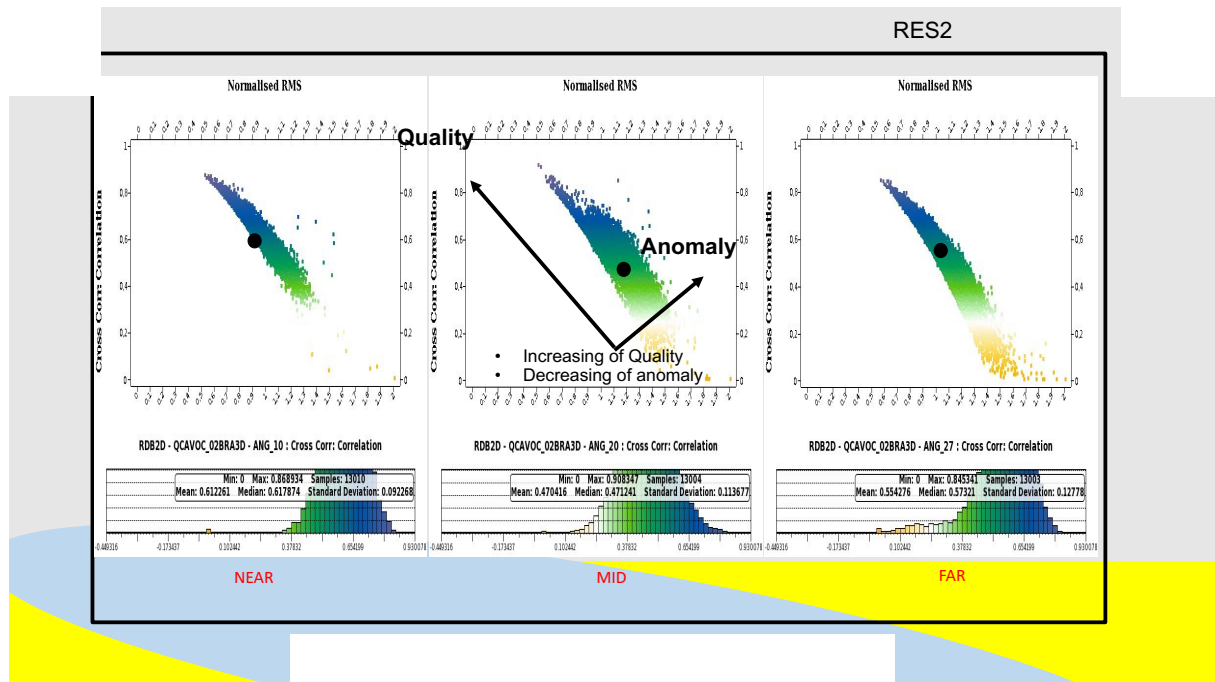


Figure 3.40 : la variation de cross corrélation en fonction de NRMS pour le module RES2

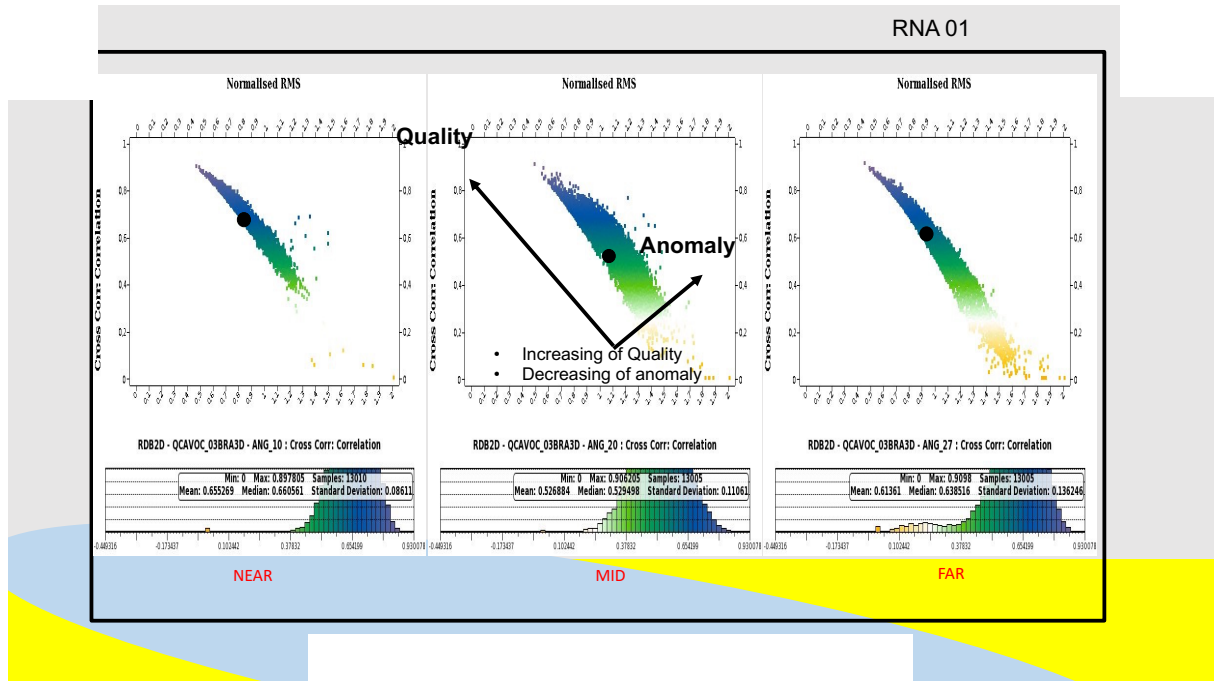
Interprétation de la figure 3.40 :

NEAR Offset (Offset court) : les données correspondant aux petits offsets présentent une distribution dense et bien concentrée dans la zone de haute qualité (cross-corrélation élevée et NRMS faible). Cette concentration témoigne d'une bonne stabilité des amplitudes et d'une forte cohérence entre les traces, ce qui indique un traitement efficace, notamment en ce qui concerne les corrections statiques, le muting et le NMO. Aucune anomalie significative n'est relevée sur cette portion du jeu de données.

MID Offset (Offset moyen) : le graphique des offsets moyens montre une dispersion marquée, avec certains points s'étendant vers la zone d'anomalie (faible cross-corrélation, NRMS élevé). Une anomalie claire, signalée par un point noir, indique une dégradation locale de la qualité, probablement due à des erreurs de NMO, du bruit ou des défauts géométriques. La majorité des données reste néanmoins dans une zone de qualité acceptable, suggérant une qualité globale correcte avec quelques ajustements à prévoir.

FAR Offset (Offset long) : à l'offset long, les données présentent une meilleure concentration que celles observées à l'offset moyen, bien que quelques points s'étendent vers la zone d'anomalie. Cette dispersion peut s'expliquer par une sensibilité accrue au bruit à grande distance, un affaiblissement du signal utile ou encore une amplification des erreurs de traitement. Globalement, la qualité des données reste correcte, mais une attention particulière est recommandée sur certains gathers à corriger ou à filtrer afin d'assurer la fiabilité de l'analyse AVO.

Conclusion : le module RES2 présente une qualité de données globalement bonne, en particulier pour les offsets courts (NEAR). Les offsets moyens (MID) révèlent quelques anomalies localisées qui nécessitent une révision des gathers concernés. Quant aux offsets longs (FAR), bien qu'acceptables, ils appellent à une vérification complémentaire afin d'écartier les effets parasites avant l'interprétation AVO.



**Figure 3.41 :** la variation de cross corrélation en fonction de NRMS pour le module RNA0

Interprétation de la figure 3.41 :

**NEAR Offset (Offset court) :** le nuage de points associé aux offsets courts montre une forte concentration dans la zone de qualité, caractérisée par une cross-corrélation élevée et un NRMS faible. Cela traduit une excellente cohérence des données, avec peu ou pas d'anomalies détectées. Les corrections appliquées (statique, NMO, muting) semblent efficaces à ce niveau, assurant une bonne base pour l'interprétation AVO dans cette gamme d'offset.

**MID Offset (Offset moyen) :** à l'offset moyen, les données présentent une légère dispersion, avec l'apparition de points s'écartant vers la zone d'anomalie (cross-corrélation réduite et NRMS plus élevé). La présence d'un point marqué comme anomalie indique une dégradation locale de la qualité des gathers, possiblement liée à une mauvaise correction NMO ou à un bruit résiduel. Toutefois, la majorité des points reste dans une zone acceptable, ce qui suggère une qualité globalement moyenne à bonne, avec nécessité de traitement localisé sur certaines traces ou CDPs.

**Far offset :** le nuage de points aux grands offsets présente une dispersion importante, avec plusieurs données s'étendant vers la zone d'anomalie. Cette tendance peut s'expliquer par un niveau de bruit plus élevé, une sensibilité accrue aux erreurs de correction NMO, ainsi qu'une

dégradation du rapport signal/bruit. Bien que certains points conservent une qualité acceptable, ces observations soulignent la nécessité de bien conditionner les gathers FAR pour éviter des interprétations AVO biaisées.

Conclusion : l'analyse AVO QC du module RNA 01 met en évidence une qualité variable selon les offsets. Les données aux offsets courts (NEAR) sont de très bonne qualité, tandis que celles aux offsets moyens (MID) présentent quelques anomalies nécessitant une revue partielle. En revanche, les offsets longs (FAR) montrent des signes de dégradation qui doivent être corrigés afin d'assurer la fiabilité de l'analyse AVO. Cette évaluation constitue une étape essentielle avant l'interprétation géophysique, car elle permet d'identifier les zones à améliorer pour garantir des résultats interprétables en toute confiance.

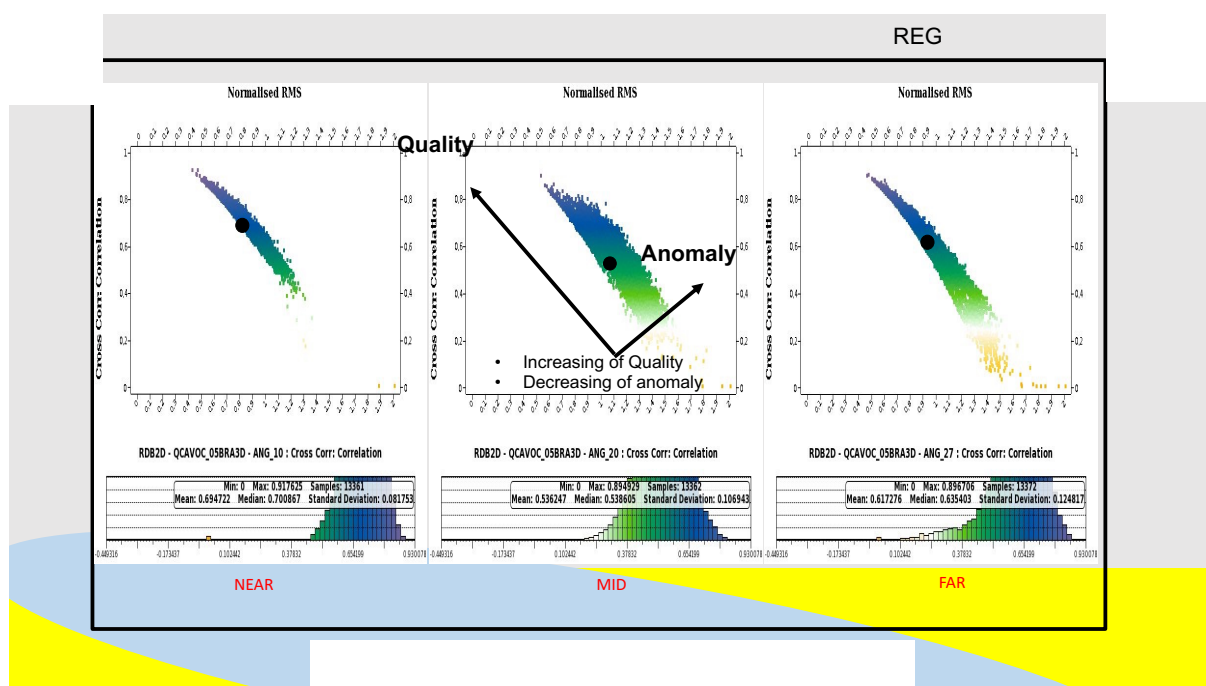


Figure 3.42 : la variation de cross corrélation en fonction de NRMS pour le module REG

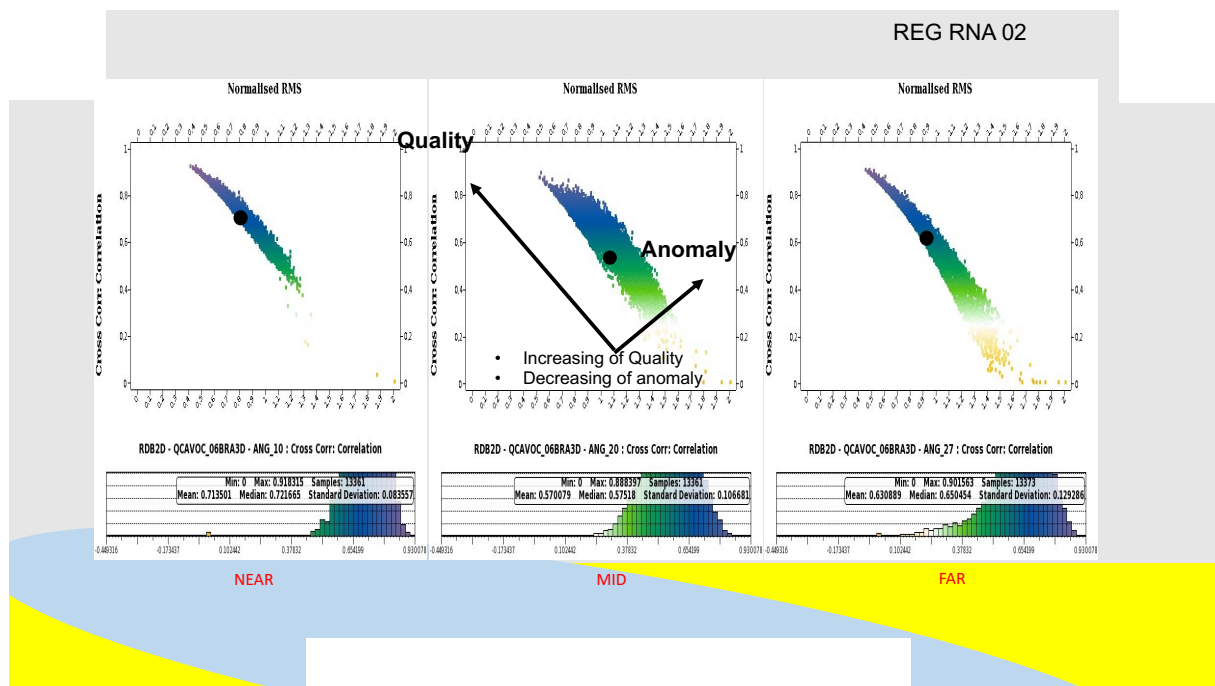
Interprétation de la figure 3.42 :

Near offset : le diagramme des offsets courts présente un nuage de points bien concentré dans la zone de bonne qualité, caractérisé par une cross-corrélation élevée et une faible valeur de NRMS. Un point noir, représentant une trace analysée, s'écarte légèrement du groupe principal, tout en demeurant dans une zone acceptable. Cela reflète une application efficace des corrections (statique, NMO, mute) sur cette gamme d'offsets, offrant ainsi une base robuste pour une interprétation AVO fiable.

Mid offset : dans cette portion, les données présentent une dispersion modérée, avec quelques points s'étendant vers la zone d'anomalie. La présence d'un point noir dans cette zone suggère une trace particulière à surveiller. Cette dispersion peut être due à un traitement NMO partiellement incorrect, à la présence de traces bruitées non éliminées, ou encore à une variabilité d'amplitude d'origine non géologique. Bien que la majorité des points se situent dans la zone bleue, indiquant une qualité allant de modérée à bonne, un traitement ciblé reste nécessaire sur certains CDPs ou gathers pour renforcer la fiabilité globale.

Far offset : le diagramme des grands offsets montre une concentration globalement satisfaisante, avec un nuage de points majoritairement aligné dans la zone de bonne qualité. Bien qu'un point noir apparaisse dans une zone un peu plus dispersée, l'ensemble des données demeure exploitable. Cela indique que, contrairement à d'autres modules, les données à long offset ont bénéficié d'un meilleur traitement, constituant ainsi un atout pour des analyses AVO à angle élevé.

Conclusion : le module REG affiche une qualité de données globalement satisfaisante. Les offsets courts (NEAR) présentent une excellente cohérence, tandis que les offsets moyens (MID) révèlent quelques anomalies isolées qui nécessitent des ajustements ciblés. Les offsets longs (FAR), quant à eux, montrent une stabilité correcte, ce qui est encourageant pour une analyse AVO couvrant l'ensemble de la gamme d'offsets. Ces résultats confirment la fiabilité générale du traitement appliqué, tout en soulignant l'importance de corriger certains points spécifiques pour garantir une interprétation AVO optimale.



**Figure 3.43 :** la variation de cross corrélation en fonction de NRMS pour le module REG RNA 02

Interprétation de la figure 3.43 :

Near offset : les données à courts offsets présentent une répartition serrée et bien orientée vers la zone de haute qualité, caractérisée par une cross-corrélation supérieure à 0,8 et un NRMS inférieur à 0,3. La faible dispersion observée témoigne d'une bonne stabilité des données dans cette gamme d'offsets. Les anomalies sont peu marquées, avec une majorité de points situés dans la zone de qualité.

Mid offset : la distribution des données aux offsets moyens (MID) est plus étendue que celle des offsets courts (NEAR), avec une pente légèrement plus marquée. Le vecteur représenté sur l'image illustre une transition progressive de la zone de bonne qualité vers une zone d'anomalie. On note la présence de points présentant un NRMS supérieur à 0,4 et une corrélation inférieure

à 0,6, ce qui suggère une dégradation locale de la qualité des données.

Far offset : la répartition des données aux grands offsets (FAR) est plus dispersée, avec de nombreux points situés en zone de faible qualité, caractérisée par un NRMS supérieur à 0,5 et une cross-corrélation inférieure à 0,6. Cette situation révèle une forte présence d'anomalies ou de bruit à ces grands offsets, ce qui peut compromettre la fiabilité de l'interprétation AVO, particulièrement sensible dans cette classe.

Conclusion : l'évaluation des données selon les offsets révèle une variabilité significative de leur qualité. Les données NEAR se distinguent par leur fiabilité et leur cohérence, offrant une base robuste pour l'analyse AVO. En revanche, les données MID présentent une qualité modérée, suggérant la nécessité d'un nettoyage ou de corrections ciblées. Quant aux données FAR, leur qualité actuelle est insuffisante pour une interprétation AVO fiable sans traitements correctifs préalables tels qu'un filtrage, une réédition ou une évaluation approfondie.

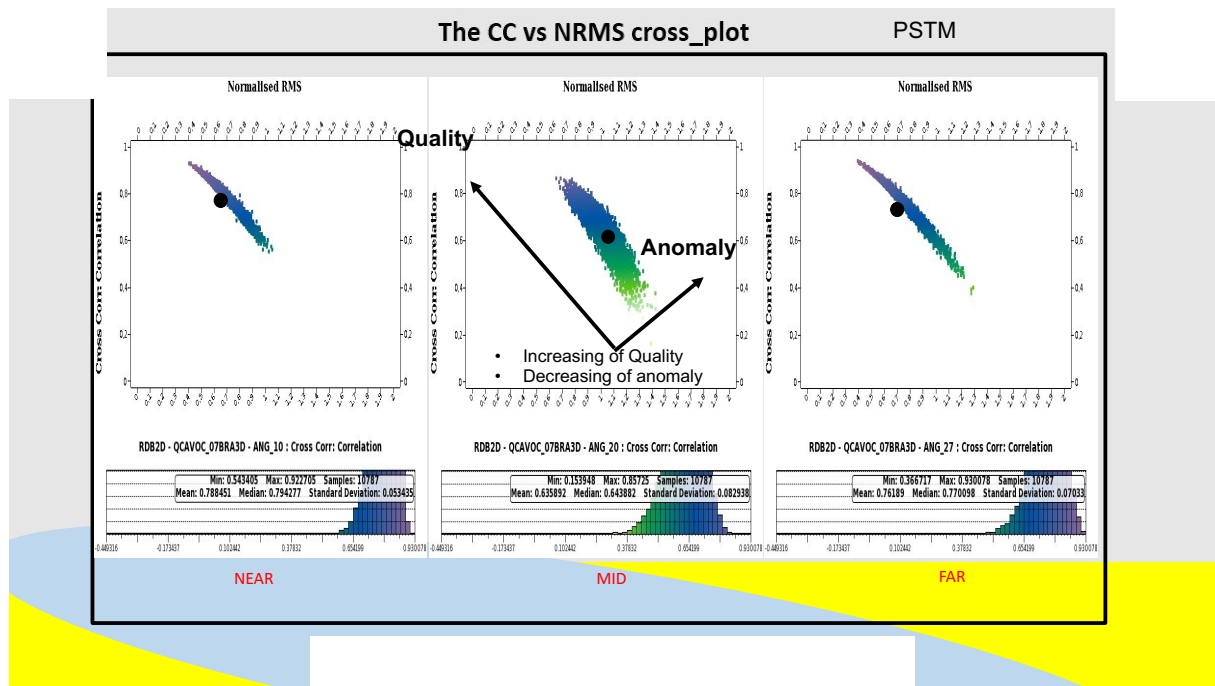


Figure 3.44 : la variation de cross corrélation en fonction de NRMS pour le module PSTM

Interprétation de la figure 3.44 :

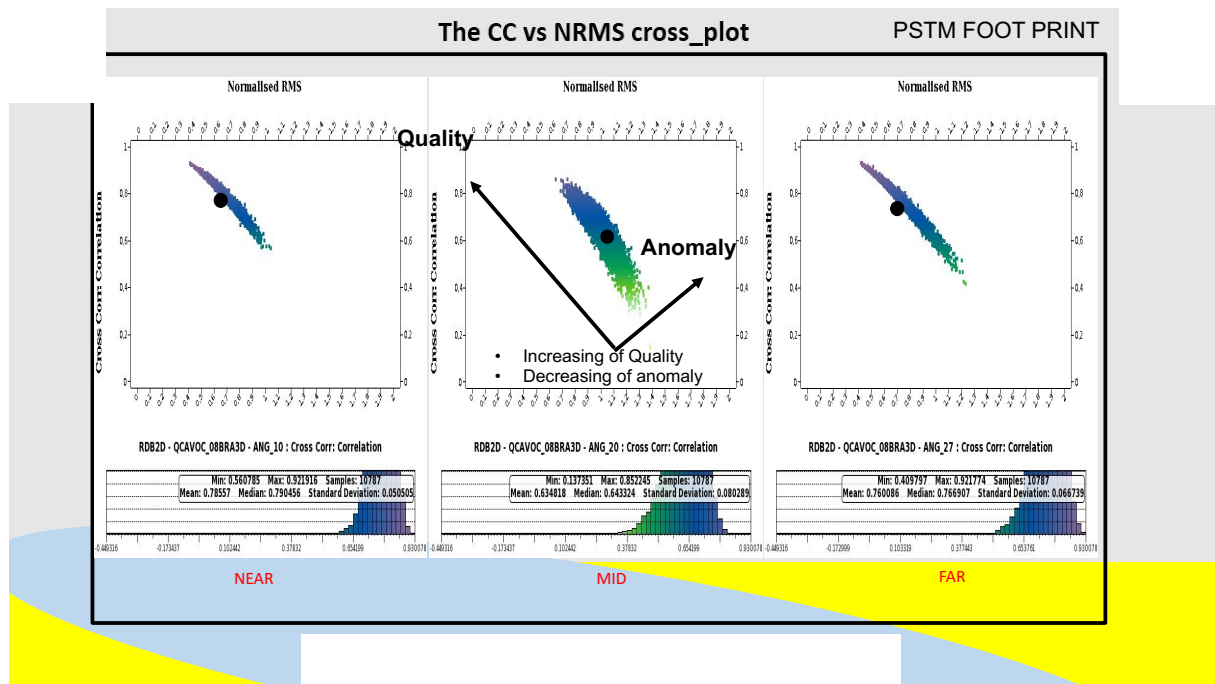
Near offset : les données aux offsets courts présentent une forte concentration de points dans la zone de haute qualité, avec une cross-corrélation supérieure à 0,9 et un NRMS inférieur à 0,3. Le nuage de points est homogène, témoignant d'une faible dispersion et d'aucune anomalie détectable.

Mid offset : une légère dispersion est observée, cependant la majorité des points reste située dans la zone de qualité. Le vecteur annoté sur l'image montre une transition graduelle vers la

zone d'anomalie, nettement moins marquée que celle constatée pour le module REG RNA 02.

Far offset : les données aux grands offsets restent globalement concentrées, avec une majorité de points présentant un NRMS inférieur à 0,4 et une cross-corrélation supérieure à 0,8. Comparé au module REG RNA 02, le module PSTM affiche moins d'anomalies à ces grands offsets, ce qui témoigne d'une meilleure stabilité du traitement migré.

Conclusion : l'analyse de la qualité sismique selon les offsets montre des résultats globalement favorables. Aux offsets courts, la qualité est très bonne, constituant une base fiable pour l'analyse AVO. Aux offsets moyens, la qualité est globalement satisfaisante, bien qu'une attention particulière doive être accordée aux zones localisées où le NRMS est plus élevé. Enfin, les données FAR sont jugées acceptables, avec une performance supérieure à celle observée sur le module REG RNA 02 aux grands offsets.



**Figure 3.45 :** la variation de cross corrélation en fonction de NRMS pour le module PSTM FOOT PRINT

Interprétation de la figure 3.45 :

NEAR Offset (gauche) : la distribution des données est dense et bien orientée dans la zone de haute qualité, avec une moyenne de cross-corrélation élevée et un NRMS faible, comme le montre le tableau en bas de l'image. Aucune anomalie majeure n'est détectée.

Mid offset : une légère dispersion est observée, toutefois la structure reste claire autour de la diagonale de qualité. Par rapport aux autres modules, la distribution est plus resserrée, indiquant une meilleure stabilité des données. Le vecteur tracé, illustrant la transition de la qualité vers l'anomalie, demeure pertinent mais moins préoccupant dans ce cas.

Far offset : bien que les données FAR soient généralement plus sensibles au bruit, la distribution observée ici reste relativement compacte. La majorité des points présente une cross-corrélation supérieure à 0,8 et un NRMS inférieur à 0,4. De plus, l'effet « footprint » ne provoque pas d'artefacts critiques.

Conclusion : les données présentent une qualité globalement satisfaisante pour l'analyse AVO, avec des variations selon les offsets. Les données NEAR se montrent très stables et fiables, sans impact notable du footprint. Les données MID sont également cohérentes et bien équilibrées, avec un effet footprint négligeable. Quant aux données FAR, elles restent acceptables pour l'analyse AVO, sous réserve d'un contrôle rigoureux des angles extrêmes afin de garantir la fiabilité des résultats.

## **Conclusion Générale**

Le présent mémoire s'inscrit dans le cadre de l'évaluation de la qualité et de la compatibilité des données sismiques pour l'analyse AVO (Amplitude Variation with Offset), appliquée au champ de Bhiret Aïssa (BRA), situé dans le bassin d'Amguid Messaoud (bloc 427). L'objectif principal est de déterminer si les séquences de traitement appliquées sur les données 3D-BRA permettent de préserver les amplitudes nécessaires à une analyse AVO fiable et représentative des propriétés pétrophysiques des réservoirs.

Les traitements réalisés démontrent que la préservation des amplitudes constitue une condition essentielle pour garantir la validité géophysique des interprétations. Dans cette optique, le contrôle qualité (QC) AVO occupe une place centrale puisqu'il permet d'évaluer l'impact de chaque étape du traitement sur la stabilité et la fidélité des amplitudes sismiques. Les paramètres tels que la cross-corrélation et le NRMS (Normalized Root Mean Square) permettent de quantifier la cohérence entre les volumes sismiques traités et le modèle AVO théorique.

L'étude menée sur les différents modules (RES1, RES2, RNA01, REG, REG RNA02, PSTM) montre que la qualité des amplitudes varie en fonction des classes d'offsets. Les empilements NEAR conservent une excellente cohérence d'amplitude, traduisant une bonne préservation énergétique après correction NMO et traitement post-stack. Les offsets MID présentent une réponse stable, bien que certaines zones localisées manifestent des variations d'amplitude associées à des hétérogénéités latérales ou à des effets de bruit résiduel. En revanche, les empilements FAR révèlent une atténuation plus marquée des amplitudes, particulièrement visible dans les modules REG RNA02, traduisant une sensibilité accrue aux erreurs cinématiques et aux effets de divergence géométrique.

Ces observations mettent en évidence que, dans le contexte du champ de Bhiret Aïssa, les amplitudes obtenues après traitement sont globalement préservées et compatibles avec une interprétation AVO. Cela signifie que la méthodologie AVO-QC appliquée est efficace pour diagnostiquer et corriger les dégradations potentielles liées aux traitements successifs. La problématique initiale — à savoir si la méthode AVO-QC appliquée conduit à des amplitudes préservées — trouve ainsi une réponse positive : les traitements réalisés dans le flux de production respectent les conditions nécessaires à la fidélité des amplitudes.

Sur le plan géologique, le champ de Bhiret Aïssa se situe dans un secteur du bassin d'Amguid Messaoud caractérisé par une architecture structuro-stratigraphique complexe, associant des structures anticlinales héritées et des séries gréseuses du Paléozoïque favorables à la présence de réservoirs potentiels. La correspondance entre les anomalies AVO et les zones de haute corrélation sismique suggère une bonne réponse lithologique et fluide-dépendante, renforçant la fiabilité de l'interprétation pétrophysique.

Ainsi, les résultats obtenus confirment que le traitement en amplitude préservée, lorsqu'il est accompagné d'un contrôle AVO-QC rigoureux, constitue un outil indispensable pour la caractérisation des réservoirs et la détection d'anomalies de fluide. L'efficacité de cette approche se traduit par une amélioration tangible de la qualité des sections stackées et par une meilleure discrimination des contrastes d'impédance.

En conclusion, ce travail met en évidence la nécessité d'intégrer systématiquement les procédures de QC dans le flux de traitement sismique, afin de garantir la compatibilité AVO et la cohérence géologique des amplitudes. Le cas du champ de Bhiret Aïssa illustre parfaitement l'intérêt de cette approche, en démontrant la possibilité d'obtenir des amplitudes stables, corrélées et géologiquement interprétables.

Les perspectives futures consistent à approfondir cette analyse par :

- l'intégration conjointe des données de puits et des attributs sismiques inversés,
- l'application de techniques d'inversion AVO pour une meilleure estimation des propriétés élastiques,

et le développement d'outils automatisés de QC, basés sur l'intelligence artificielle, pour optimiser le diagnostic des amplitudes au cours du traitement.

## Références bibliographiques

- Aki, K., & Richards, P. G. (2002). *Quantitative Seismology (2nd ed.)*. University Science Books.
- Avseth, P., Mukerji, T., & Mavko, G. (2005). *Quantitative Seismic Interpretation: Applying Rock Physics Tools to Reduce Interpretation Risk*. Cambridge University Press.
- Aissaoui, D. M. (1992). Reservoir heterogeneities and hydrocarbon entrapment in the Saharan Platform. *Journal of Petroleum Geology*, 15(1), 71–90.
- Boote, D. R., Clark-Lowes, D. D., & Traut, M. W. (1998). Palaeozoic petroleum systems of North Africa. Geological Society, London, *Special Publications*, 132(1), 7–68.
- Bortfeld, R. (1961). Approximations to the reflection and transmission coefficients of plane longitudinal and transverse waves. *Geophysical Prospecting*, 9(4), 485–502.
- Bortfeld, R. (1989). Approximations to the reflection and transmission coefficients of plane longitudinal and transverse waves. *Geophysical Prospecting*, 37(5), 527–549.
- Buland, A., & Omre, H. (2003). Bayesian linearized AVO inversion. *Geophysics*, 68(1), 185–198.
- Castagna, J. P., & Backus, M. M. (1993). *Offset-Dependent Reflectivity – Theory and Practice of AVO Analysis*. SEG.
- Castagna, J. P., & Greenberg, M. L. (1993). Shear-wave velocity estimation in porous rocks: Theoretical formulation, preliminary verification and applications. *Geophysical Prospecting*, 41(2), 123–142.
- Castagna, J. P., Sun, S., & Siegfried, R. W. (1998). Instantaneous spectral attributes to detect gas reservoirs. *The Leading Edge*, 17(3), 344–351.
- Castagna, J. P., Swan, H. W. (1997). Principles of AVO crossplotting. *The Leading Edge*, 16(4), 337–342.
- Castagna, J. P., Swan, H. W., & Foster, D. J. (1998). Framework for AVO gradient and intercept interpretation. *Geophysics*, 63(3), 948–956.
- Castagna, J. P., Swan, H. W., & Foster, D. J. (2003). Framework for AVO gradient and intercept interpretation. *Geophysics*, 68(2), 821–835.
- Chopra, S., & Marfurt, K. J. (2007). *Seismic Attributes for Prospect Identification and Reservoir Characterization*. SEG.
- Echikh, K. (1998). Geology and hydrocarbon occurrences in the Ghadames Basin, Algeria, Tunisia and Libya. *AAPG Studies in Geology*, 59, 109–129.
- ENAGEO. (2006). *Rapport interne – Acquisition sismique 3D Bloc 427 (BRA)*. Donnée technique interne, Alger.
- Fabre, J. (2005). *Pétrole et géologie. Les bassins du Sahara*. Paris : Éditions Technip.
- Fatti, J. L., Smith, G. C., Vail, P. J., Strauss, P. J., & Levitt, P. R. (1994). Detection of gas in sandstone reservoirs using AVO analysis. *The Leading Edge*, 13(3), 154–158.
- Gardner, G. H. F., Gardner, L. W., & Gregory, A. R. (1974). Formation velocity and density—the diagnostic basics for stratigraphic traps. *Geophysics*, 39(6), 770–780.
- Gjøystdal, H., et al. (2007). Seismic Data Conditioning for Quantitative Interpretation. *First Break*, 25(5), 45–52.
- Goodway, B., Chen, T., & Downton, J. (1997). Improved AVO fluid detection and lithology discrimination using Lamé petrophysical parameters. *CSEG Recorder*.
- Gray, D., & Marfurt, K. (1995). Migration from topography: improving the near-surface image. *Geophysics*, 60(1), 144–154.

- Grechka, V., & Tsvankin, I. (1998). 3-D description of normal moveout in anisotropic inhomogeneous media. *Geophysics*, 63(3), 1079–1092.
- Guiraud, R., & Maurin, J.-C. (1992). Early Cretaceous rifting in Western and Central Africa: an overview. *Tectonophysics*, 213(1–2), 153–168.
- Guo, Y., Li, Y., & Hu, K. (2018). AVO classification using support vector machines and convolutional neural networks. *Journal of Applied Geophysics*, 151, 244–253.
- Gunning, J., Glinsky, M. E., & White, L. T. (2007). Bayesian seismic inversion using a Markov chain Monte Carlo method. *Geophysics*, 72(5), R115–R126.
- Hampson, D., Russell, B., & Bankhead, B. (2003). Simultaneous AVO inversion. *SEG Technical Program Expanded Abstracts*, 163–166.
- Hampson, D., Russell, B., & Lawson, C. (2005). Inversion of seismic data using AVO attributes. *CSEG Recorder*, 30(10), 64–67.
- Løseth, H., Ursin, B., & Arntsen, B. (2011). Seismic amplitude versus offset modeling in the presence of scattering, absorption and anisotropy. *Geophysics*, 76(3), C35–C47.
- Lu, S., & Weglein, A. B. (2004). An inverse scattering series method for attenuating elastic multiples without needing a subsurface model. *Geophysics*, 69(4), 1073–1081.
- Lumley, D. E. (1995). Seismic time-lapse (4D) reservoir monitoring. *The Leading Edge*, 14(10), 1039–1045.
- Mallick, S. (1999). Some practical aspects of prestack seismic data conditioning for AVO analysis. *Geophysics*, 64(3), 863–874.
- Mavko, G., Mukerji, T., & Dvorkin, J. (2009). *The Rock Physics Handbook: Tools for Seismic Analysis of Porous Media* (2nd ed.). Cambridge University Press.
- Ross, C. P. (2000). AVO and Seismic Attributes in Reservoir Characterization. *The Leading Edge*, 19(3), 244–247.
- Rüger, A. (1997). P-Wave reflection coefficients for transversely isotropic models with vertical and horizontal axis of symmetry. *Geophysics*, 62(3), 713–722.
- Russell, B., Hampson, D., & Bankhead, B. (2003). Simultaneous AVO inversion. *SEG Technical Program Expanded Abstracts*, 22(1), 163–166.
- Rutherford, S. R., & Williams, R. H. (1989). Amplitude-versus-offset variations in gas sands. *Geophysics*, 54(6), 680–688.
- Sarkar, D., & Tsvankin, I. (2004). Analysis of amplitude-preserved processing in anisotropic media. *Geophysics*, 69(3), 725–737.
- Sheriff, R. E., & Geldart, L. P. (1995). *Exploration Seismology* (2nd ed.). Cambridge University Press.
- Shuey, R. T. (1985). A simplification of the Zoeppritz equations. *Geophysics*, 50(4), 609–614.
- Sonatrach. (2020). Fiche technique bassin Amguid Messaoud. Donnée interne (non publiée).
- Tarantola, A. (2005). *Inverse Problem Theory and Methods for Model Parameter Estimation*. SIAM.
- Tissot, B. P., & Welte, D. H. (1984). *Petroleum Formation and Occurrence* (2nd ed.). Springer-Verlag.
- Todorov, T., Neidell, N., & Feroci, M. (2020). Seismic QC: The backbone of reliable reservoir characterization. *EAGE Conference Proceedings*.
- Toksöz, M. N., Johnston, D. H., & Timur, A. (1979). Attenuation of seismic waves in dry and saturated rocks. *Journal of Geophysical Research*, 84(B9), 5272–5280.
- Tonn

## Annexes

### Annexe 1 : Description synthétique de la chaîne de traitement en amplitude préservée

Les étapes clés du traitement sismique visant la préservation des amplitudes sont les suivantes :

- Vérification et tri des données brutes
- Application des corrections géométriques
- Suppression du bruit (filtrage, débruitage)
- Correction statique
- Correction NMO / DMO
- Stacking pré-stack
- Migration pré-stack en amplitude préservée
- Contrôle qualité à chaque étape (évaluation NRMS, cross-corrélation)

### Annexe 2 : Paramètres d'acquisition sismique – Champ Bhiret Aissa (BRA)

Paramètre	Valeur
Type de source	Vibroseis
Nombre de récepteurs	480
Intervalle entre récepteurs	25 m
Longueur du spread	6000 m
Fréquence centrale	25 Hz
Échantillonnage temporel	2 ms
Temps d'enregistrement	4 secondes
Offsets minimum / maximum	100 m / 6000 m

## Annexe 3 : Méthodologie AVO QC

### Objectif :

L'AVO QC (Quality Control) vise à vérifier la fiabilité et la cohérence des amplitudes sismiques tout au long du traitement en amplitude préservée, afin que les variations d'amplitude reflètent les propriétés réelles du sous-sol et non des artefacts de traitement.

### Méthodologie :

1. Pré-QC sur données brutes : contrôle des traces aberrantes, bruit et anomalies par offset, plots NRMS pour évaluer la cohérence.
2. Après corrections dynamiques : vérification que les corrections statiques et dynamiques préservent les amplitudes et la linéarité par offset.
3. Après NMO et empilement : comparaison des amplitudes avant/après NMO, contrôle de cohérence multi-CDP, cross-correlation pour fidélité des formes d'onde.
4. Après migration : vérification que la migration n'altère pas la pente AVO, contrôle sur gather offset/angle.
5. Évaluation finale AVO : extraction des courbes amplitude vs offset/angle, classification des types AVO, validation par modèles théoriques et données de puits.

Outils principaux : NRMS, cross-correlation, offset/angle gathers, spectral analysis.

## Annexe 4 : Définitions des indicateurs utilisés pour le contrôle qualité AVO

- NRMS (Normalized Root Mean Square error) : Indicateur de l'écart relatif entre deux signaux (données traitées vs référence). Plus faible est la valeur, meilleure est la correspondance.
- Cross-corrélation (CC) : Mesure statistique de la similarité entre deux signaux. Une valeur proche de 1 indique une forte similitude.
- Offsets NEAR, MID, FAR : Catégories des distances source-récepteur utilisées pour étudier la variation d'amplitude en fonction de l'angle d'incidence.

Annexe 5 : Synthèse des critères de qualité AVO QC selon les modules étudiés

Module	Qualité NEAR	Qualité MID	Qualité FAR	Commentaires principaux
RES1	Excellente	Bonne	Moyenne à faible	Anomalies marquées sur FAR
RES2	Bonne	Quelques anomalies	Acceptable	Vérification approfondie recommandée
RNA 01	Très bonne	Anomalies localisées	Qualité dégradée	Correction nécessaire sur les offsets longs
REG	Excellente	Quelques anomalies	Stable	Généralement fiable avec ajustements ciblés
REG RNA 02	Très bonne	Qualité moyenne	Qualité insuffisante	Traitements complémentaires impératifs
PSTM	Très bonne	Bonne	Acceptable	Meilleure performance que REG RNA 02 en FAR

Annexe 6 : Liste des logiciels et outils utilisés

- Hampson-Russell : Logiciel principal pour l'analyse AVO et les opérations de contrôle qualité.
- Petrel / SeisSpace : Visualisation et interprétation sismique.
- Excel / Python : Traitement des données numériques et réalisation des graphiques (crossplots).
- PowerPoint : Élaboration des présentations et synthèses visuelles.