

RÉPUBLIQUE ALGÉRIENNE DÉMOCRATIQUE ET POPULAIRE
MINISTÈRE DE L'ENSEIGNEMENT SUPERIEUR ET DE LA RECHERCHE
SCIENTIFIQUE



Faculté des Hydrocarbures et de
la Chimie
Mémoire de Fin d'Etudes
En vue de l'obtention du diplôme :



MASTER

Présenté par :

BENAGDI Youba

ZIANI Ayoub

Filière : Hydrocarbures

Option : Géophysique pétrolière

Thème :

*Caractérisation du réservoir par inversion sismique
simultanée avant sommation*

*Cas d'étude : réservoir triasique, du champ triasique Hassi berkane,
bassin d'Oued Mya*

Encadré par :

Pr. J. FERAHTIA

Mr. A. BENFATTOUM

Devant les jurys :

AITADJEDJOU doria

MAA

UMBB

Présidente

ALLEK karim

Professeur

UMBB

Examinateur

FERAHTIA Jalal

Professeur

UMBB

Encadrant

Année : 2023/2024

Remerciements :

Nous tenons tout d'abord à remercier Dieu le tout puissant de nous avoir donné la force, le courage et la patience pour la réalisation de ce travail.

*En second lieu nous tenons à exprimer nos remerciements à notre encadreur au niveau de l'université, le professeur **J. FERAHTIA** pour ses conseils et son orientation. . Ainsi que pour le partage de ses connaissances.*

*Aussi, nous souhaitons remercier notre encadreur au sein de l'entreprise nationale de géophysique ENAGEO Boumerdes **Mr A. BENFATTOUM** ingénieur géophysicien pour avoir dirigé et suivi, ce travail ainsi que son aide et sa disponibilité tout au long du notre stage.*

*Merci également à **Mlle Y. ARFI**, ingénieur à l'ENAGEO pour sa disponibilité, sa gentillesse, ses encouragements et pour avoir eu la patience de répondre à nos questions
Merci aussi à l'ingénieur géophysicien **Mr I. KLIQUI** pour ses précieux conseils et orientations.*

Nous sommes reconnaissants envers toutes les personnes qui nous ont encouragés soutenus et inspirés pendant ce voyage académique.

Nous tenons également à remercier les membres de jury pour nous avoir fait l'honneur d'évaluer ce travail.

Nous sommes profondément reconnaissants gratitude à l'ensemble des enseignants du département géophysique de la faculté des hydrocarbures et de la chimie, d'avoir contribué à notre formation durant notre cursus.

Dédicace :

Nous avons le plaisir de dédier ce modeste travail :

À nos très chers parents pour leurs confiance, amour et sacrifices

À nos grands-parents pour leurs soutiens

À nos sœurs pour leurs encouragements

À tous nos amis sans exception

Youba et Ayoub

Sommaire

Introduction.....	7
Chapitre I : Notion de base.....	9
I.1. Notion du système pétrolier.....	9
I.1-1. Genèse et migration des hydrocarbures.....	10
I.1.2. Quels sont les facteurs qui influencent la migration des hydrocarbures ?.....	10
I.1.3. Mécanismes de migration des hydrocarbures.....	11
I.1.4. Roches composants un système pétrolier.....	11
I.1.5. Un réservoir pétrolier.....	12
I.2. Paramètres acoustiques des roches ;.....	12
I.3. Paramètres pétrophysiques.....	16
I.3.1. La porosité.....	16
I.3.2. Types de porosité.....	16
I.3.3. La perméabilité.....	17
I.3.4. La saturation.....	17
Chapitre II. : Traitement en amplitude préservée.....	20
Introduction.....	20
II.1. Définition de l'amplitude.....	20
II.1.2. Principaux facteurs affectant l'amplitude sismique.....	21
II.2. Récupération des amplitudes réelles.....	24
II.2 .1 La compensation de la divergence sphérique.....	24
II.2 .2 La compensation de l'absorption.....	25
Chapitre III : Principe mathématiques de l'inversion.....	28
III.1. Définition d'un problème inverse.....	28
III.2. Un problème mal posé.....	29
III.3 Problème inverse.....	29
III.3.2. Fonction objectif (coût).....	33
Chapitre IV : Inversion des données sismiques avant sommation.....	39
IV.1 Inversion sismique.....	39
IV2 Problème direct et inverse en sismique.....	40
IV21. Problème directe.....	40
IV4 Les différentes méthodes d'inversion sismique.....	41
IV41. Classification selon la méthode utilisée.....	41
IV42 Classification selon type de donnée.....	42
IV5 Résolution de l'inversion simultanée avant sommation.....	45
IV6 Processus de l'inversion simultanée avant sommation.....	46
IV61. Extraction de l'ondelette.....	46
IV62 Construction du modèle initial.....	46

Chapitre V : La caractérisation de réservoir	50
Chapitre V.1. Qu'est-ce que la caractérisation de réservoir	50
V.2. But de la caractérisation	50
V.3. Evaluation pétrophysique	51
V.4 Estimation des paramètres pétrophysique	51
Chapitre VI : Cadre géologique et Pétrolier de la zone d'étude	53
VI.1 Situation de la zone d'étude	53
VI.1. Cadre géographique et limites	53
VI.1.2. Cadre géologique	54
VI.1.3. Tectonique d'Oued M'ya	54
VI.1.4. Evolution structurale du bassin d'oued mya	54
VI.1.5 Structure actuelle du bassin d'oued Mya	55
VI.2. Généralités sur la zone d'étude	55
VI.2.1. Aspect structural	55
VI.2.2. Aspect stratigraphique	56
VI.2.3. Aspect pétrolier	61
Chapitre VII : Application sur des données réelles	64
VII.1. Présentation et caractéristiques de l'étude	64
VII.1.1 Les données sismiques	64
VII .1.2. Les données de puits	65
VII.1.3. Les horizons sismiques	66
VII. 2. Workflow de l'inversion sismique simultanée	67
VII.3. Pré-conditionnement des données sismiques	68
VII.3.1. Le mute	69
VII.3.2 Corrections Statiques Résiduelles (Trim Static)	71
VII.3.3 Atténuation du bruit aléatoire (Transformée de Radon)	72
VII.3.4 Le Filtre Passe Bande	73
VII.3.5 Conclusion	74
VII .4. Pré-conditionnement des données de puits	75
VII.5. Passage CDP gather-Angle	77
VII .6. Principe de la décomposition en stack partiel	79
VII .6.1 Contrôle de qualité de la décomposition	80
VII.7 Corrélation sismique/puits (Well-Tie) et extraction de l'ondelette	81
VII .7.1 Calibrations du sonique (correction check-shot)	81
VII.7.2 Extraction des ondelettes	82
VII.7.3 Extraction des ondelettes moyennes (using well)	88
VII.7.4 Processus d'inversion	92
VII.8 Résultats de l'inversion aux niveaux des puits	97
VII.8.1 Transformation LMR (Lambda Mu Rho)	99

VII.9 Caractérisation du réservoir	100
VII.9.1 Estimation du volume d'argile.....	101
VII.9.2 Estimation du volume de la porosité effective	103
VII.9.3 Estimation du volume de la saturation en eau.....	104
VII.9.5. Génération des times slices.....	104
VII.9.6 Interpretation des resultatset détermination de la zone de prospects	106
Conclusion	112

Introduction :

Le pétrole est une ressource clé, et la dépendance énergétique des pays ne cesse de croître et la demande mondiale pour cette ressource ne fait qu'augmenter. Pour répondre à cette demande, il est nécessaire de trouver de nouveaux gisements et d'exploiter les réserves existantes de manière plus efficace.

Au fil du temps, les géophysiciens ont consacré leur travail d'exploration à l'aspect structurel des formations souterraines, en utilisant les données sismiques pour trouver des hydrocarbures. Cependant, cette méthode a montré ses limites car il y a de moins en moins de grandes structures à découvrir, et même, s'il y a des structures elles ne sont pas forcément remplies en hydrocarbures. Aussi, il est possible que des hydrocarbures se trouvent encore dans des réservoirs plus petits qui sont difficiles à détecter.

La discipline de caractérisation des réservoirs est actuellement très populaire dans l'exploration pétrolière de manière plus approfondie. Elle utilise des informations géologiques, géophysiques pour obtenir une image complète des paramètres physiques des formations réservoirs et de leur contenu en fluide. Cela permet de comprendre le comportement de ces formations et réduire les dépenses de forage en proposant des nouvelles zones de prospection.

Dans le cadre de notre travail, qui vise à étudier le réservoir série inférieure Triasique du bassin d'Oued Mya en le caractérisant à travers l'inversion sismique simultanée, on cherche à exploiter les résultats obtenus pour détecter la présence d'hydrocarbures. On a choisi de réaliser une inversion sismique pour caractériser ce réservoir productif mais dont l'interprétation sismique ne fut pas possible.

La série inférieure du trias est un réservoir très mince, rendant ainsi sa détection très difficile sur une section sismique classique, et ce à cause de la limite de la résolution sismique. Ainsi, Par conséquent, nous avons choisi de caractériser ce réservoir par l'inversion sismique en prenant la discordance hercynienne comme référence. Le choix de la discordance hercynienne est guidé par sa position qui se trouve juste en dessus de la série inférieure de Trias.

Le Lias argileux est la roche couvertures qui assure le piégeage des hydrocarbures.

L'interprétation des résultats obtenus nous a permis de déterminer les caractéristiques de notre réservoir et d'identifier des zones pour de futures explorations.



CHAPITRE I :
NOTIONS DE BASE

Chapitre I : NOTIONS DE BASE

Ce chapitre représente des généralités théoriques sur les notions citées dans la partie pratique. Ceci nous permet de mieux comprendre les éléments du système pétrolier.

I.1. Notion du système pétrolier :

Le système pétrolier correspond à la séquence dynamique de tous les éléments géologiques et processus combinés qui, d'une roche-mère, utilisant les chemins de migration qui la relie à un ou plusieurs couples de réservoirs et couvertures, conduit à la formation et accumulations d'hydrocarbures.

Le terme dynamique employé ici est très important car il souligne la notion du temps géologique, souvent oublié dans cette définition. [Biteau, 2017]

- Une roche mère.
- Une roche réservoir.
- Une roche couverture.
- Le timing (les pièges sont formés avant la migration des hydrocarbures).
- Existence des pièges géologiques.
- Existence du processus ; génération-migration-accumulation.

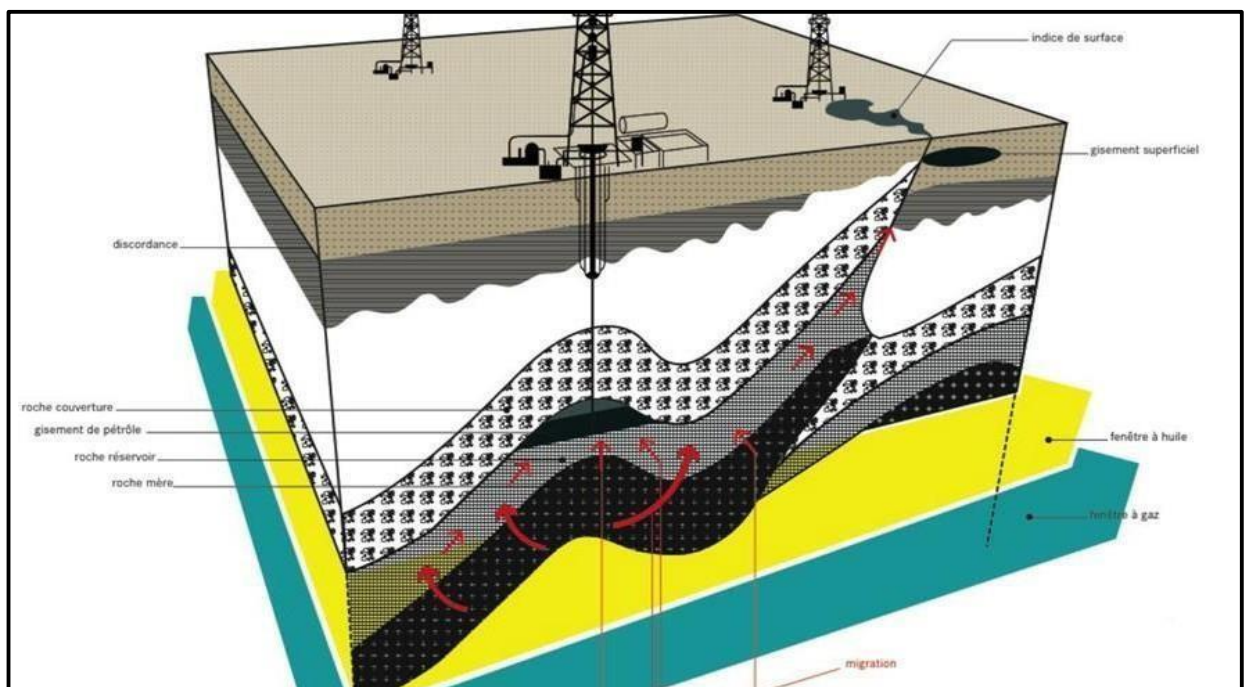


Figure I.1 : Eléments d'un système pétrolier. [Biteau, 2017]

I.1-1. Genèse et migration des hydrocarbures :

La genèse et la migration des hydrocarbures sont des processus clés dans la formation et le déplacement des hydrocarbures dans les bassins sédimentaires. La genèse des hydrocarbures se produit par la dégradation à long terme de la matière organique piégée dans des sédiments, sous l'effet de l'enfouissement qui provoque une augmentation de la température et de la pression. Les hydrocarbures liquides ou gazeux ainsi générés peuvent migrer hors de la roche mère vers des formations poreuses et perméables, où la pression est plus faible, en quête de zones à moindre pression. Cette migration des hydrocarbures est influencée par des facteurs tels que le gradient de pression, la saturation en eau, et la diminution de la saturation en eau pour permettre l'écoulement des hydrocarbures. Les hydrocarbures peuvent former des gisements en s'accumulant en amont de barrières géologiques, comme des failles ou des replis de couches, pour constituer des pièges où ils se concentrent et se stockent.

I.1.2. Quels sont les facteurs qui influencent la migration des hydrocarbures ?

Les facteurs qui influencent la migration des hydrocarbures sont divers et jouent un rôle crucial dans ce processus géologique. Voici quelques-uns de ces facteurs :

1. **Flottabilité** : La flottabilité des hydrocarbures est un facteur important qui influence leur migration. Les hydrocarbures ont tendance à se déplacer vers le haut en raison de leur différence de densité par rapport à l'eau.
2. **Hydrodynamisme** : Les mouvements d'eau et les forces hydrodynamiques dans les formations géologiques peuvent également affecter la migration des hydrocarbures en favorisant leur déplacement à travers les couches perméables.
3. **Densité des hydrocarbures** : La densité des hydrocarbures est un paramètre clé qui impacte leur migration. Les variations de densité entre les hydrocarbures et l'eau jouent un rôle dans la direction et la vitesse de leur déplacement.

Ces facteurs, parmi d'autres, interagissent de manière complexe pour régir la migration des hydrocarbures dans les bassins sédimentaires, contribuant ainsi à la formation des gisements d'hydrocarbures que nous exploitons. [Biteau, 2017]

I.1.3. Mécanismes de migration des hydrocarbures :

Ces mécanismes sont essentiels pour comprendre comment ces composés se déplacent dans les bassins sédimentaires. Voici les principaux mécanismes de migration des hydrocarbures :

1. **Migration Primaire** : Lors de la migration primaire, les hydrocarbures sont expulsés des roches-mères sous l'effet combiné de la pression du fluide, de la gravité et du gradient de pression capillaire. Cette migration se produit sur une courte distance à partir de la roche-mère poreuse mais peu perméable.

2. **Migration Secondaire** : La migration secondaire intervient lorsque les hydrocarbures expulsés migrent et s'accumulent sous une roche couverture imperméable, bloquant ainsi leur progression. Ce processus se déroule sur une plus grande distance et implique le déplacement des hydrocarbures vers des zones de moindre pression.

3. **Migration Tertiaire** : Dans certains cas, les hydrocarbures peuvent traverser la roche couverture pour atteindre d'autres zones d'accumulation ou même remonter jusqu'à la surface. Ce phénomène est appelé migration tertiaire.

I.1.4. Roches composants un système pétrolier :

Tout d'abord, **la roche mère**, qui est l'élément principal de la formation des hydrocarbures. Elle contient une forte concentration de matière organique qui a partiellement ou totalement généré des hydrocarbures à partir du kérogène. Il est essentiel de comprendre la composition, le comportement actuel et passé, la maturité, le potentiel pétrolier et la porosité de la roche mère. [Chadouli, 2013].

Deuxièmement, **la roche réservoir**, où s'accumulent les hydrocarbures. C'est l'un des trois composants d'un système pétrolier, avec la roche mère et la roche couverture. Les roches réservoirs peuvent être classées en deux catégories : les roches conventionnelles et les roches non conventionnelles.

Les réservoirs conventionnels sont très perméables et se composent généralement de grès ou de calcaire. En revanche, les réservoirs non conventionnels sont peu perméables et se composent principalement de schistes et de Mud stones.

Les principales roches réservoirs sont composées de grès et/ou de carbonates.

I.1.5. Un réservoir pétrolier :

Un réservoir de pétrole est une formation rocheuse perméable dont l'espace est partiellement rempli d'hydrocarbures, tels que le pétrole et le gaz. Ces hydrocarbures migrent depuis la roche mère et se retrouvent piégés dans le réservoir en raison de l'imperméabilité des couches sus-jacentes ou du piège stratigraphique.

I.2. Paramètres acoustiques des roches ;

Les paramètres acoustiques d'une roche font référence aux propriétés acoustiques qui décrivent la façon dont la roche interagit avec les ondes sismiques. Les paramètres acoustiques couramment utilisés pour caractériser les roches :

- 1. Vitesse de propagation des ondes acoustiques (V_p) :**
- 2. Vitesse de propagation des ondes de cisaillement (V_s) : →**

Relation entre V_p et V_s : Il existe une forte dépendance lithologique, qui permet de prédire la vitesse (V_s) à partir de celle de compression (V_p).

Castagna et al (1985) ont établis une relation reliant la vitesse des ondes P à celle des ondes S :

$$V_p = 1.16V_s + 1.36 \quad (V_p \text{ et } V_s \text{ sont données en km/s.}) \quad \text{(I-1)}$$

Cette relation s'appelle la ligne Murdock (mudrock line). Cette relation est valable dans les roches sédimentaires saturées en eau.

Diverses relations empiriques ont été proposées. Greenberg et Castagna (1992) ont décrits une méthode permet de prédire la vitesse V_s à partir de vitesse V_p en utilisant quatre relations $V_p V_s$ pour quatre lithologies :

$$\text{Grès : } V_s = 0.80416V_p - 0.85588 \quad \text{(I-2)}$$

$$\text{Argiles : } V_s = 0.76969V_p - 0.86735 \quad \text{(I-3)}$$

$$\text{Calcaires : } V_s = -0.05508V_p^2 + 1.01677V_p - 1.03049 \quad \text{(I-4)}$$

$$\text{Dolomites : } V_s = 0.58321V_p - 0.07775[4] \quad \text{(I-5)}$$

3. Densité (ρ) : C'est la masse par unité de volume de la roche. La densité influence la vitesse de propagation des ondes acoustiques à travers la roche. Quand la densité augmente les vitesses augmentent, elles ont une relation de proportionnalité.

$$\rho = \text{masse de la roche} / \text{volume totale}$$

Relation Vitesse-Densité (Formule de Gardner) :

Gardner et al (1974), ont établis une relation empirique entre la densité ρ d'une roche sédimentaire et sa vitesse acoustique V , qui s'écrit comme suit :

$$\rho = a.V^b \quad \text{(I-6)}$$

Avec :

ρ : la densité

V : la vitesse acoustique

a et b sont des constantes :

$$a = 0.310 \text{ et } b = 0.25$$

Quelques années après, Castagna (1993) a utilisé la relation de Gardner pour développer la relation vitesse densité pour les lithologies suivantes :

$$\text{Grés: } \rho = 0.200 \times V^{0.261} \quad \text{(I-7)}$$

$$\text{Argiles: } \rho = 0.204 \times V^{0.265} \quad \text{(I-8)}$$

$$\text{Calcaires: } \rho = 0.243 \times V^{0.225} \quad \text{(I-9)}$$

$$\text{Dolomites: } \rho = 0.226 \times V^{0.243} \quad \text{(I-10)}$$

Les facteurs affectants les vitesses V_p et V_s :

Des recherches approfondies sur la vitesse de propagation des ondes sismiques dans les roches sédimentaires ont dévoilé de nombreux facteurs qui affectent la variation du paramètre de vitesse. Ces découvertes ont mis en lumière la complexité des formations rocheuses et la façon dont elles réagissent au passage des ondes sismiques, notamment :

- **Nature de sol.**
- **Saturation en eau.**
- **Profondeur.**
- **Température.**
- **Présence de liquides ou de gaz.**
- **Composition géologique.**
- **Présence de fissures ou de fractures.**

- 4. Impédance acoustique (Z).**
- 5. Coefficient de Poisson (ν).**
- 6. Module d'élasticité (E).**
- 7. Coefficient d'absorption acoustique (α).**
- 8. Anisotropie.**

Relation Densité-Porosité (Formule de Wyllie) :

Pour une roche saturée par un fluide, la formule de WYLLIE s'écrit comme suit :

$$\rho_b = (1 - \phi) + \rho_m \phi \quad (\text{en kg/m}^3) \quad (\text{I-11})$$

Avec :

ρ_b : Densité globale de la roche

ρ_m : Densité de la matrice

ϕ : Porosité de la roche

$$\rho_b = (1 - \phi) + \phi S_w \rho_w + \rho_s (1 - S_w) \phi \quad (\text{I-12})$$

. Et si on considère que le fluide est constitué d'eau et d'hydrocarbures, la relation de la densité de fluide devient :

$$\rho_f = S_w \rho_w + \rho_{sh} (1 - S_w) \quad (\text{I-13})$$

Avec :

S_w : La saturation en eau.

ρ_w : La densité de l'eau.

ρ_{hc} : La densité des Hydrocarbures.

ρ_f : Densité de fluide

Si, en intégrant cette équation à celle de la densité totale de la roche on trouve ;

$$\rho_b = (1 - \phi) \cdot \rho_m + \phi \cdot S_w \rho_w + \phi \cdot \rho_{hc} \cdot (1 - S_w) \quad (\text{I-14})$$

I.3. Paramètres pétrophysiques :

I.3.1. La porosité :

Elle est définie comme le volume total des espaces vides, ou pores, dans une roche, exprimé en pourcentage du volume total de la roche, elle est un concept important dans le comportement des réservoirs pétroliers, car elle influence la quantité de pétrole ou de gaz qui peut être stockée et extraite d'un réservoir.

$$\phi = (\text{Volume des pores} / \text{Volume total de la roche}) \times 100 \text{ (en pourcentage\%)}$$

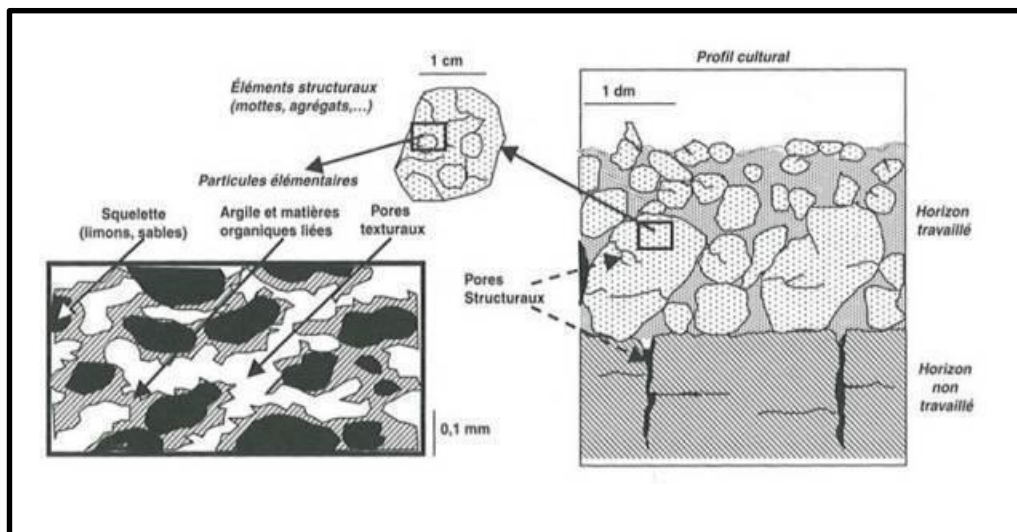


Figure I.2 : la porosité entre les grains de la roche [Richard.G. 2013]

I.3.2. Types de porosité :

- **La porosité totale :**

La porosité totale ou absolue est le rapport entre le volume des vides et le volume total de la roche, qui correspondent à tous les pores, reliés ou non entre eux, et la porosité résiduelle qui ne tient compte que des pores isolés.

$$\phi_{\text{totale}} = \phi_{\text{résiduelle}} + \phi_{\text{effective}} \quad \text{(I-15)}$$

- **La porosité effective :**

Elle est le rapport entre le volume des pores reliés entre eux et le volume total de la roche, elle est plus importante en termes de porosité car elle permet le passage des fluides à cause de la communication entre les pores.

La porosité effective des roches varie entre 1% et 40 %, elle est :

- **Faible** si : $\phi \leq 5\%$
- **Médiocre** si : $5\% \leq \phi \leq 10\%$
- **Moyenne** si : $10\% \leq \phi \leq 20\%$
- **Bonne** si : $20\% \leq \phi \leq 30\%$
- **Excellente** si : $\phi \geq 30\%$

I.3.3. La perméabilité :

La perméabilité est la capacité d'un matériau à laisser la pénétration et la circulation des fluides à travers ses pores, elle est mesurée par le darcy.

La loi de Darcy exprime la relation de proportionnalité entre le débit d'un liquide à travers un milieu poreux et le gradient de pression appliqué au fluide, en écoulement laminaire (les particules de fluide se déplacent en couches parallèles et régulières, sans mélange chaotique ou tourbillons). La loi de Darcy (Henry Darcy, 1856) s'exprime par :

$$Q = \frac{KS \Delta P}{\mu \Delta x} \quad (\text{I-16})$$

Avec :

Q : le débit du fluide, en **cm³/S**. **S** : la section, en cm².

K : la perméabilité, en Darcy.

μ : la viscosité du fluide, en Centipoise.

ΔP/Δx : le gradient de pression, en Bar/cm.

I.3.4. La saturation :

La saturation en fluide dans les roches est la fraction de l'espace interstitiel occupée par un fluide spécifique, tel que l'huile, l'eau ou le gaz. Cette notion est importante dans le domaine pétrolier et gazier, car elle permet de déterminer la quantité de pétrole pouvant être extraite d'un réservoir. [Cossé. 1988]

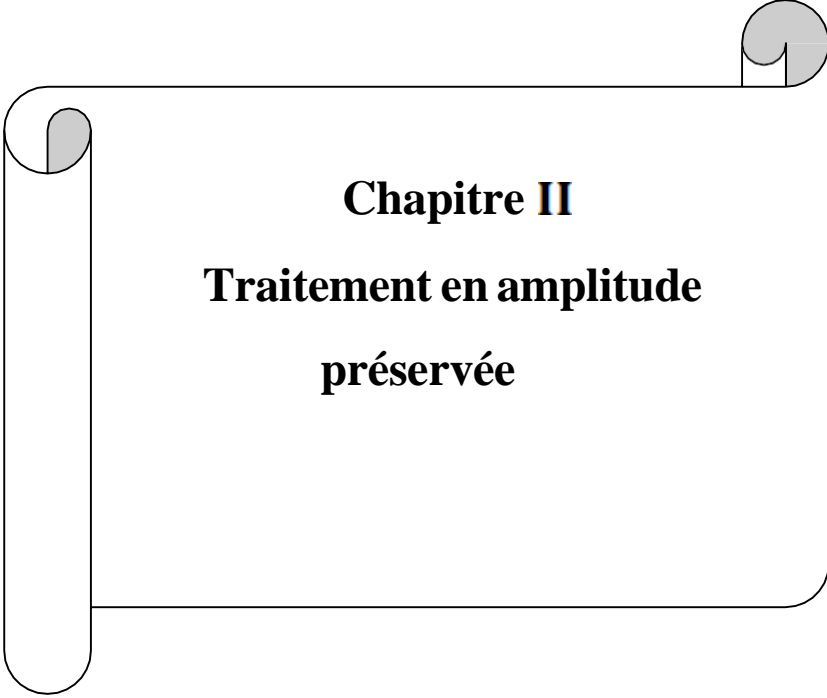
$$S_w = \frac{V_w}{V_T} : \text{saturation en eau} \quad (\text{I-17})$$

$$S_h = \frac{V_h}{V_T} : \text{saturation en huile.} \quad (\text{I-18})$$

$$S_g = \frac{V_g}{V_T} : \text{saturation en gaz.} \quad (\text{I-19})$$

$$\text{Avec :} \quad V_w + V_h + V_g = V_T \quad (\text{I-20})$$

$$\text{Et :} \quad S_w + S_h + S_g = 100 \quad (\text{I-21})$$



Chapitre II
Traitement en amplitude
préservée

Chapitre II : Traitement en amplitude préservée

Introduction :

En sismique réflexion, on a plusieurs types d'événements sismique a été enregistré, tel que : Les réflexions, les réfractions et différents d'autre événements. Mais, seules les ondes réfléchies qui sont valables pour montrer la géométrie du sous-sol. Les réflexions enregistrées sont affectées par d'autres événements, Donc on doit les traiter par des méthodes appropriées qu'on l'appelle le traitement des données sismiques.

Les résultats d'une inversion sismique seront de haute qualité uniquement si le traitement sismique approprié est optimal. Il est impératif de préserver ou de restaurer les amplitudes réelles des traces, notamment sous forme de collection CMP, et de positionner correctement les réflexions en subsurface. Il est essentiel que la qualité des données soit suffisante pour garantir que seules les informations relatives aux coefficients de réflexion sont préservées dans les amplitudes des réflexions. Ce traitement sismique spécifique, qui prend en compte le paramètre d'amplitude et est utilisé dans toute sismique lithologique, est connu sous le nom de traitement en amplitudes préservées.

II.1. Définition de l'amplitude :

L'amplitude d'une fonction périodique peut être connue comme la mesure de la variation sur une période donnée, que ce soit en termes de temps, d'espace ou d'espace-temps.

L'amplitude représente la différence entre les valeurs extrêmes de l'onde et l'axe des X.

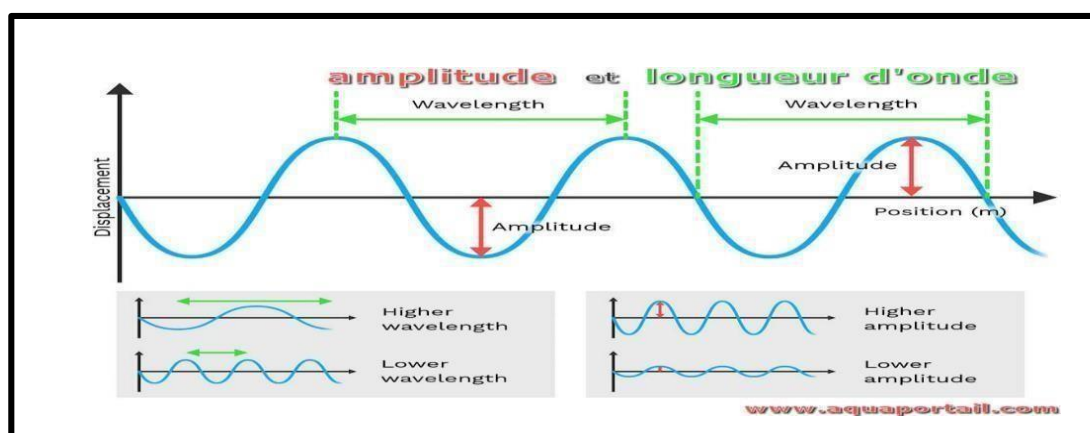


Figure II.1 : Amplitude d'une onde sinusoïdale [www.aquaportail.com]

Les amplitudes des ondes sismiques réfléchies captées en surface sont proportionnelles aux coefficients de réflexion, ce qui permet de saisir les variations lithologiques. Cependant, leur mesure est également influencée par divers autres facteurs. [Greteau. 2005]

II.1.2. Principaux facteurs affectant l'amplitude sismique :

- **Facteurs internes :**

Ce sont des facteurs qui dépendent du sous-sol, ils découlent des paramètres internes propres au modèle géologique du sous-sol et qui proviennent de : la divergence sphérique, l'absorption, l'effet de transmission, les diffractions, les ondes multiples et la zone altérée (WZ) bien d'autres facteurs.

1. La divergence sphérique (atténuation géométrique) :

La divergence sphérique est un phénomène purement géométrique (ne provoque aucune perte d'énergie), est définie comme la décroissance de l'intensité de l'onde sismique, dû à la redistribution de l'énergie en fonction de la surface occupée par le front d'onde. [Giroux. 2019]

➤ Dans un milieu homogène et isotrope la vitesse est constante, les rayons sismiques sont rectilignes et les fronts d'ondes sont sphériques, l'énergie par unité de surface diminue proportionnellement à l'inverse du carré de la distance parcourue **R** :

$$E_R = \frac{E_0}{R^2} \quad \text{(II-1)}$$

E_0 : Energie initiale émise

E_R : Energie recueillie à la distance R

2. L'absorption (atténuation inélastique) :

L'atténuation des ondes sismiques lors de leur propagation est largement due à l'absorption d'énergie, une des principales causes. C'est la transformation de l'énergie sismique en chaleur.

$$A_x = A_0 e^{-\alpha x} \quad \text{(II-2)}$$

A_x : Amplitude de l'onde (au point de la source sismique).

A_0 : Amplitude initiale de l'onde (au point de la source sismique).

α : Coefficient d'absorption du milieu en (Naper/mètre), il est proportionnel à la fréquence.

3. L'effet de la transmission :

Lorsque l'onde sismique rencontre l'interface de discontinuité, une partie de son énergie est réfléchi, tandis que l'autre partie est transmise au second milieu.

Le coefficient de transmission de l'onde réfléchi en incidence normale T est donné par :

$$T = \frac{A_T}{A_0} \quad (\text{II-3})$$

A_T : Amplitude de l'onde transmise.

A_0 : Amplitude de l'onde d'incidence.

4. Les multiples :

Ce sont généralement les réflexions qui au cours de leurs trajets, ont subi plus d'une réflexion. Les ondes multiples présentent souvent des énergies semblables et même des fois supérieures à celles des réflexions sismiques simples. Elles dissimulent l'information et l'interprétation qu'on essaiera d'en extraire.

Il existe différents types de réflexions multiples dont les connues sont : les multiples superficiels, les multiples à l'intérieur d'une couche, les peg-leg, les fantômes, les réverbérations (singing) etc.

5. Les diffractions :

Les ondes diffractées prennent naissance lorsque les ondes incidentes rencontrent des obstacles de dimensions inférieures ou égales aux longueurs d'ondes mises en jeu. Elles se produisent lorsqu'un point émet des ondes sismiques dans toutes les directions. C'est un phénomène qui se produit très souvent sur les arêtes des failles.

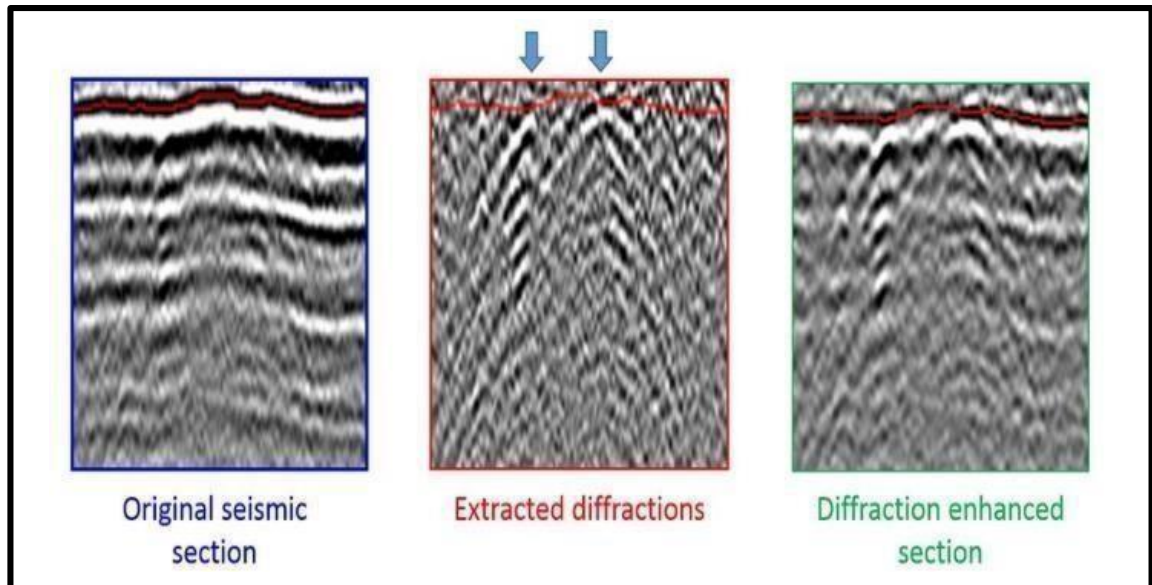


Figure II.2 : Le principe de génération des ondes diffractées

La zone altérée (WZ) :

C'est la partie superficielle du sous-sol désagrégée (peu consolidée) .Elle se caractérise par les propriétés particulières dont les principales sont : zone exposée directement aux causes atmosphériques, zone hétérogène, zone à épaisseur variable latéralement et verticalement, zone a une faible vitesse de propagation des ondes sismiques, zone a un facteur d'absorption important, zone où se génèrent les ondes de surface telles que les ondes de Rayleigh et de Love. Elles forment habituellement des parasites de surface forts gênants surtout en prospection sismique réflexion.

- **Facteurs externes :**

Ce sont des facteurs qui ne dépendent pas du sous-sol, Les facteurs externes n'incluent aucune information provenant du sous-sol. Ce sont : l'angle d'émergence, le mauvais couplage géophone-sol et source-sol, la directivité des nappes d'émissions et de réceptions, les divers bruits, les problèmes instrumentaux.

II.2. Récupération des amplitudes réelles :

Pour obtenir des bons résultats de l'inversion des données sismiques, le traitement en amplitudes préservées consiste à éliminer les effets des facteurs tel que : l'effet de la divergence sphérique et l'effet de l'absorption, qu'ils ne sont pas liés à la variation de la réflectivité avec l'offset/angle d'incidence, au niveau des horizons et affectant l'amplitude des réflexions sismiques. Lors du traitement en amplitudes préservées, on essaiera de corriger ces phénomènes sans introduire des artefacts de traitement. Parmi les techniques de traitements, celles qui améliorent beaucoup plus la qualité des données sismiques pour une bonne inversion sont :

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

Il est à noter aussi que le traitement en amplitudes préservées est un traitement classique qui n'utilise ni une égalisation dynamique ni une normalisation. Par conséquent, on concentre uniquement sur la description des étapes supplémentaires.

II.2 .1 La compensation de la divergence sphérique :

Elle consiste à compenser les variations des amplitudes des ondes sismiques dues à l'expansion de leur front d'onde en fonction du temps.

Dans ce cas, une trace corrigée $T_c(t)$ peut être représentée par :

$$T_c(t) = T(t).a.t^n \quad (\text{II-4})$$

Où :

t : Temps de parcours de l'onde.

a : Constante déterminée à travers des tests.

n : Exposant compris entre 1 et 2.

T_c : Trace sismique corrigée.

T : Trace sismique avant correction.

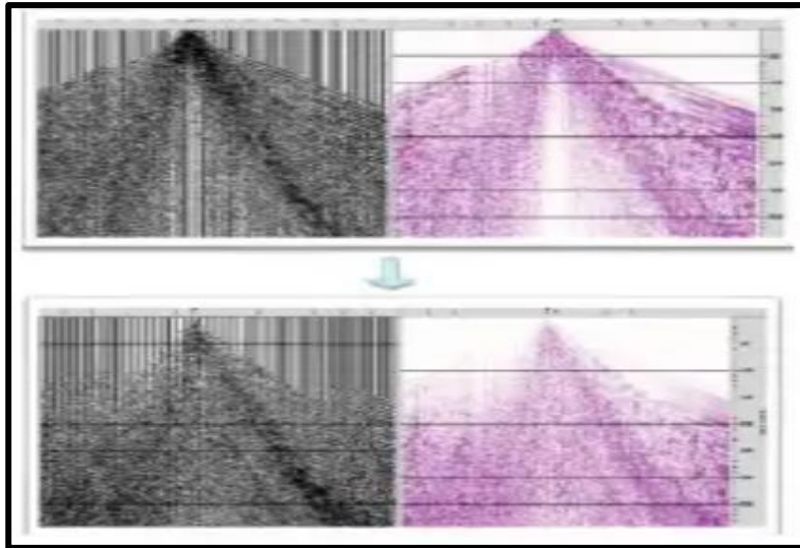


Figure II.3 : Correction de l'effet la divergence sphérique [djeddimabrouk.fr.gd]

II.2 .2 La compensation de l'absorption :

Il s'agit de compenser l'atténuation des amplitudes due à l'absorption, qui suit une loi exponentielle. Pour compenser cela, on multiplie l'amplitude par l'inverse du facteur d'atténuation c'est-à-dire par : $e^{\alpha f n t}$

Où :

t : Temps de parcours de l'onde.

α : Facteur d'absorption.

f : Fréquence.

n : Facteur déterminé par des essais.

$$T_c(t) = T(t) \cdot e^{\alpha f n t} \quad \text{(II-5)}$$

T_c : Trace sismique corrigée.

T : Trace sismique avant correction.

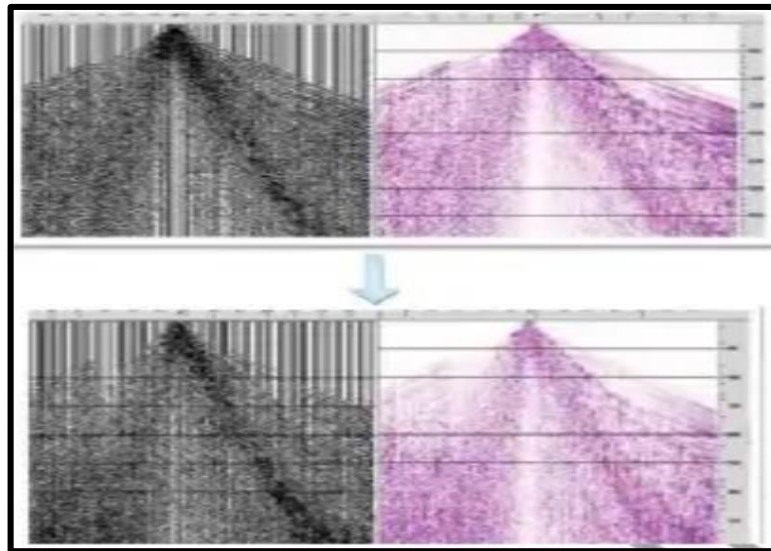


Figure II.4 : Correction de l'effet de l'absorption [djeddimabrouk.fr.gd]

Donc, Les deux corrections peuvent être intégrées de la manière suivante :

$$T_c(t) = T(t) \cdot at^n \cdot e^{\alpha fnt} \quad (\text{II-6})$$

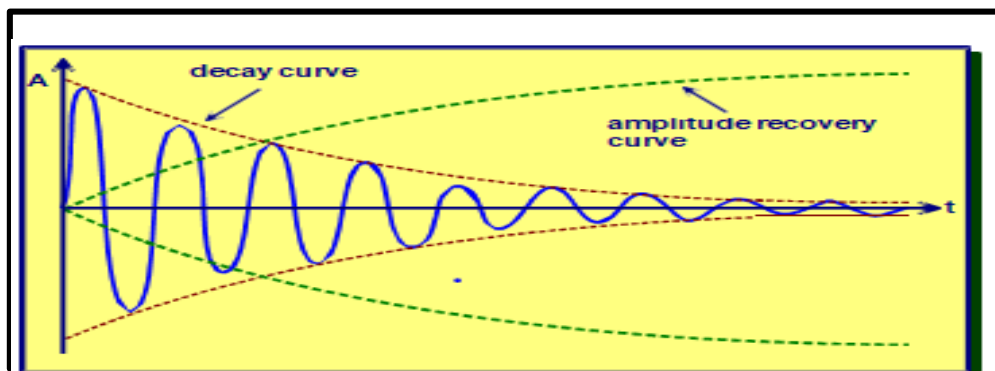
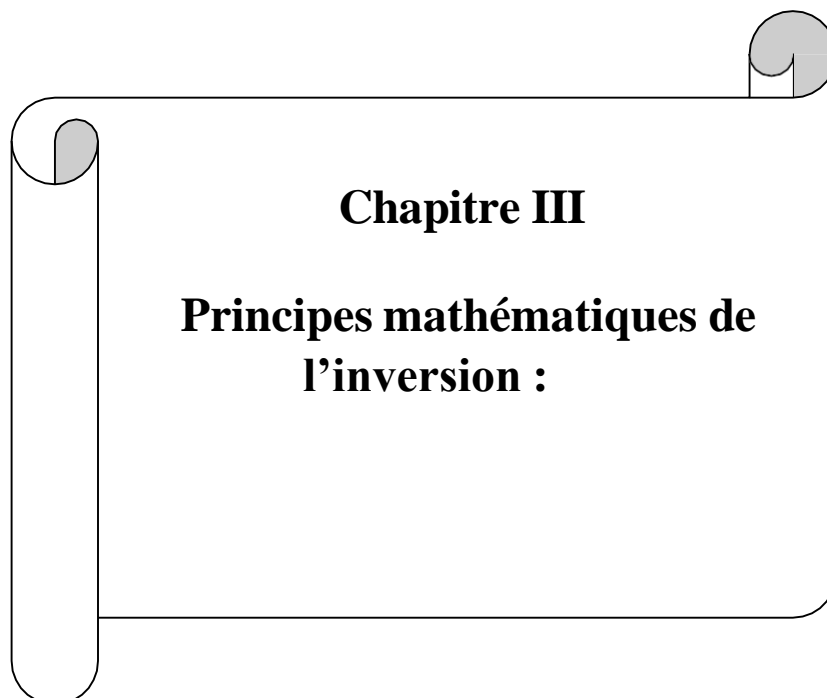


Figure II.5: Courbe de décroissance et de récupération de [www.viridiengroup.com]



Chapitre III

Principes mathématiques de l'inversion :

Chapitre III : Principe mathématiques de l'inversion :

III.1. Définition d'un problème inverse :

Le problème inverse consiste à déterminer les causes lorsque des effets sont donnés. Ces effets sont représentés par des observations ou des données mesurées, tandis que les causes représentent les paramètres du système ou du modèle étudié. Les mêmes causes produisent les mêmes effets, mais un même effet peut provenir de causes différentes, ce qui indique la non-unicité de la solution et la nature mal posée de ce type de problème. Il est donc nécessaire d'intégrer des informations préalables pour réduire l'espace des probabilités et parvenir à une solution unique.

Autrement dit Deux problèmes sont dits inverses l'un de l'autre si la formulation de l'un en cause le second. Cette définition comporte une part d'arbitraire, et fait jouer un rôle symétrique aux deux problèmes considérés. Une définition plus significative est d'affirmer qu'un problème inverse consiste à déterminer les causes connaissant les effets. Ainsi, ce problème est l'inverse de celui appelé problème direct, consistant à déduire les effets, les causes étant connues. [Kern , 2002]

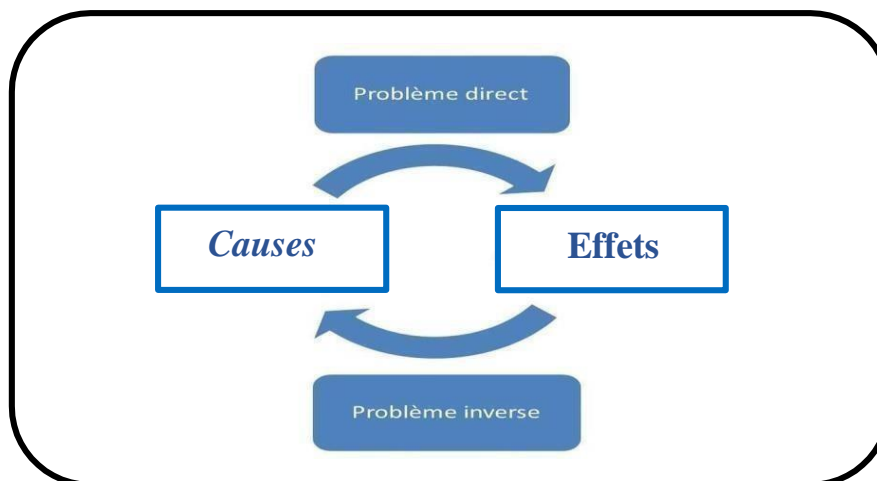


Figure III.1 : problème direct et problème inverse

III.2. Un problème mal posé :

Le problème bien posé est un concept important en mathématiques et en informatique. Il consiste à définir un problème de manière précise et complète, en spécifiant clairement les données d'entrée, les hypothèses sous-jacentes, les résultats attendus et les critères de validation. En 1923, le mathématicien français Jacques Salomon HADAMARD a défini le concept du problème bien posé qui devrait vérifier les trois conditions ou critères qui suivent :

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

III.3 Problème inverse :

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

$$\mathbf{d}_i = \mathbf{G}_{ij} \mathbf{m}_j \quad (\text{III-2})$$

d : représente le vecteur de données, observées ou mesurées.

m : représente le vecteur des paramètres du model.

G : matrice qui représente la relation mathématique permettant de passer de l'espace des Paramètres à celui des données.

Pour un problème inverse bien posé la solution exacte peut être calculée en utilisant les méthodes numériques de résolution directe des systèmes linéaires et en calculant l'inverse de la matrice G :

$$\mathbf{m}_j = \mathbf{G}_{ij}^{-1} \mathbf{d}_i \quad (\text{III-3})$$

Nous n'oublions pas qu'en géophysique les problèmes inverses peuvent être :

- **Surdéterminés** : $i > j$ nombre de mesures supérieur au nombre de paramètres.
- **Sous-déterminés** : $i < j$ nombre de mesures inférieur au nombre de paramètres.
- **Uniformément déterminés** : $i = j$ nombre de mesure égale au nombre de paramètres, mais ce qui ne représente pas un problème bien posé car la matrice G, peut être singulière et donc non inversible ou bien le système peut être mal conditionné (instable). [Trantola, 2005]

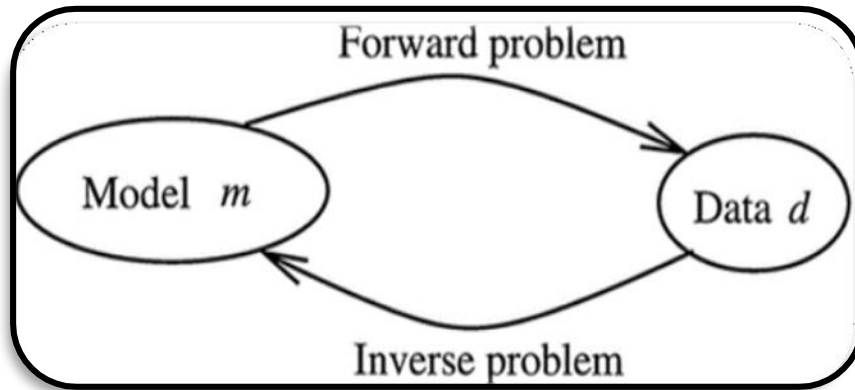


Figure III.2 : problème direct et inverse en géophysique [Kyriakopoulos.C et al.2023]

❖ Informations du problème inverse :

Trois types de données sont nécessaires pour la résolution d'un problème inverse, elles sont :

- **L'information réelle** : c'est l'ensemble des valeurs des paramètres observables obtenus en réalisant des mesures au cours des expériences. Ils sont caractérisés par des incertitudes expérimentales (l'effet de bruits par exemple). Dans la pratique Les données de base en exploration sismique et notamment en inversion sont les enregistrements sismiques qui mesurent le temps de déplacement des ondes dans le sol généré par une source active (explosion, vibroseis). Ce type de données peuvent être enregistrés sur 3 composantes ou seulement sur une, à 2D (section sismique) ou à 3D (cube sismique). Ces informations ne sont jamais utilisées brutes, en effet elles sont transformées par traitement afin d'essayer minimiser les différents distorsions qui cachent la réalité géologique.

- **L'information synthétique** : Est une information acquise en modélisation directe, elle prédite à partir d'un modèle synthétique (supposé idéale). En pratique la modélisation sismique est une simulation d'une acquisition sismique qui implique la prédiction des données synthétiques à partir d'un modèle géologique théorique supposé comme étant un cas idéal, mais en réalité, les données prédites ne sont pas identiques aux données observées. Ceci est dû d'une part à l'incertitude expérimentale et d'autre part à l'erreur de modélisation qui est une approximation d'une réalité encore beaucoup plus complexe

- **L'information à priori** : On appelle information à priori tous types d'information que l'on peut obtenir indépendamment des données de mesures. En raison de la non-unicité du

problème inverse, il faut rendre explicite toute information à priori disponible sur le paramètre du modèle. [Trantola, 2005].

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

La résolution du problème inverse est basée sur la combinaison de ces trois types d'information suscités : information de mesure, de modélisation et information a priori. [Brian, 2001] [Shang , 2001]

- **Méthodologie de résolution d'un problème inverse en géophysique :**

Le problème inverse en sismique est essentiel pour interpréter les données sismiques et comprendre les propriétés du sous-sol. Pour mieux expliquer ce concept, considérons un exemple pratique où des géophysiciens cherchent à cartographier les couches géologiques d'une région spécifique.

Une équipe de géophysiciens utilise la réflexion sismique, pour recueillir des données sur des différentes couches de sous le sol. Enregistrent les temps de retour ainsi que les amplitudes des ondes réfléchies.

Pour résoudre le problème inverse, les géophysiciens analysent ces données enregistrées afin d'estimer les propriétés des couches géologiques ayant provoqué ces réflexions. Voicicomment ils pourraient procéder

- **Modélisation géologique initiale :**

Les géophysiciens commencent par construire un modèle géologique initial basé sur les connaissances géologiques existantes de la région. Ce modèle inclut des hypothèses sur les types de roches présentes et leur disposition et profondeur.

- **Simulation des données sismiques :**

Avec ce modèle géologique initial, ils calculent les données sismiques attendues pour différentes configurations de couches géologiques. Cette simulation leur permet de comparer les données observées avec celles prévues par le modèle initial.

- **Ajustement du modèle :**

Ensuite, les géophysiciens ajustent le modèle géologique initial pour minimiser l'écart entre les données observées et les données calculées. Ils modifient les propriétés des couches

géologiques, comme la vitesse des ondes sismiques à travers chaque couche et leur épaisseur, afin d'obtenir un meilleur ajustement.

Validation et itération :

Quand le modèle ajusté produit des prédictions sismiques qui correspondent le mieux aux données observées, les géophysiciens valident le modèle,

Interprétation géologique finale :

Une fois qu'un modèle satisfaisant est obtenu, les géophysiciens interprètent les propriétés géologiques de la région. Ils déterminent la profondeur et l'épaisseur des différentes couches de roche, identifient les discontinuités géologiques et repèrent les structures géologiques telles que les failles.

Ce problème est un exemple typique de problème mal posé, car une petite perturbation sur les données peut avoir une influence arbitrairement grande sur le résultat.

Pour résoudre ce problème, on peut utiliser des méthodes numériques, telles que la méthode des moindres carrés, qui permettent de minimiser l'erreur entre les données mesurées et les données simulées à partir du modèle.

Méthode des moindres carrés : permet de trouver les paramètres du modèle qui minimisent la somme des carrés des écarts entre les valeurs observées et les valeurs prédites par le modèle.

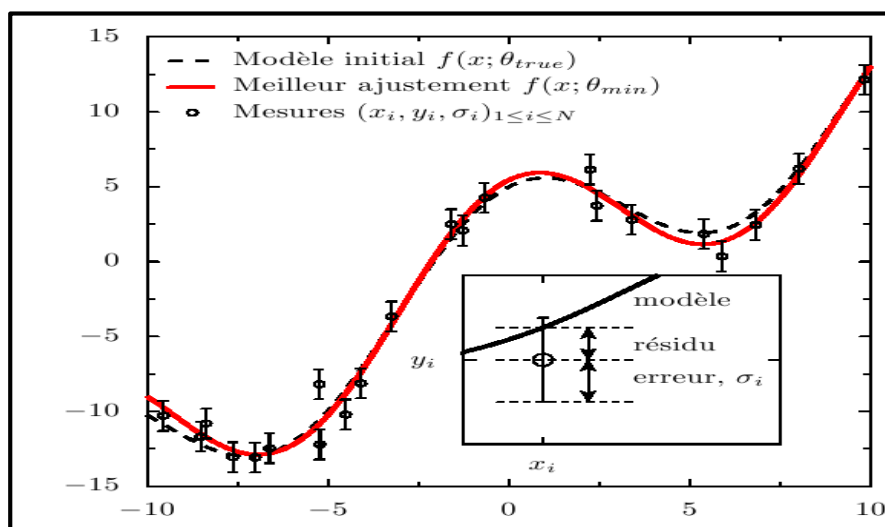


Figure III.3 : représentation graphique de la méthode des moindres carrés

$$\mathbf{d} - \mathbf{G}\mathbf{m} = \boldsymbol{\varepsilon} \quad (\text{III-4})$$

\mathbf{d} : vecteur des mesures

\mathbf{G} : le modèle.

\mathbf{m} : les paramètres modèles .

$\boldsymbol{\varepsilon}$: erreur minimale.

Cette erreur conduirait à une solution unique qui se rapproche étroitement de la solution exacte du problème. Elle s'agit de minimiser la différence entre les données réelles et les données estimées du modèle à l'aide de la méthode des moindres carrés s'écrit comme suit :

$$\phi(\mathbf{m}) = \|\hat{\mathbf{d}} - \mathbf{d}\|_2^2 = \|\mathbf{G}\mathbf{m} - \mathbf{d}\|_2^2 \quad (\text{III-5})$$

III.3.2. Fonction objectif (coût) :

La fonction objectif est une fonction qui sert de critère pour déterminer la meilleure solution à un problème d'optimisation. Elle peut être à minimiser ou maximiser.

$$\text{Min} \|\mathbf{G}\mathbf{m} - \mathbf{d}\|_2^2 \quad (\text{III-6})$$

Où : $\mathbf{m} \in \mathbf{R}$

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

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

$\phi(\mathbf{m})$ est minimisée lorsque y'aura une solution de :

$$\mathbf{G}^T \mathbf{G}\mathbf{m} = \mathbf{G}^T \mathbf{d} \quad (\text{III-8})$$

$$\mathbf{m} = (\mathbf{G}^T \mathbf{G})^{-1} \mathbf{G}^T \mathbf{d} \quad (\text{III-9})$$

C'est la solution au sens des moindres carrés.

III.3.2.1. Optimisation locale et globale :

Avant d'aborder les différentes méthodes de résolution de problèmes inverses non linéaires, serait nécessaire d'expliquer les concepts de minimum local et de minimum global. La principale différence entre les problèmes linéaires et non linéaires est que lors de la résolution de problèmes inverses linéaires, la fonction coût sera représentée par une fonction quadratique (c'est-à-dire en trouvant la valeur minimale de la fonction objectif dans ce cas, si elle existe, elle sera unique (**Figure III.4.a**). Lors de la résolution du problème inverse non linéaire, la fonction de coût à minimiser ne sera pas quadratique, nous serons donc confrontés à l'existence d'un grand nombre de minimales (**Figure III.4 b**).

Sur la **figure (a)** on peut voir que la fonction a un minimum global (**point B**) ce qui rend la recherche de la solution du problème inverse un peu plus abordable.

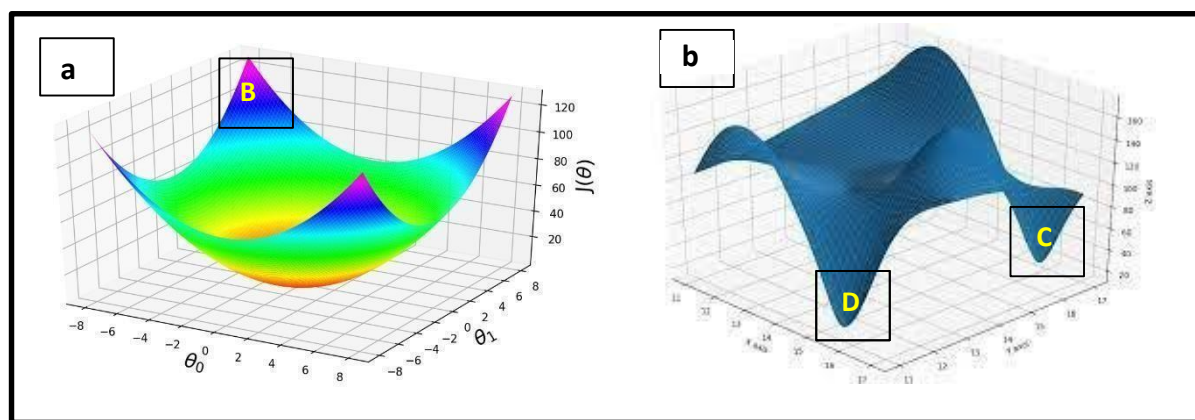


Figure III.4 : fonction coût d'un problème inverse linéaire et non linéaire

Sur la base de la (**figure b**), nous pouvons évaluer le défi que représente la résolution du problème inverse non linéaire et la recherche du minimum global de la fonction de coût (**point D**), afin d'éviter de tomber dans le minimum local (**point C**). C'est à ce niveau que se situe la solution la plus optimale au problème pour obtenir la solution qui permettra d'estimer le modèle le plus proche de la réalité.

III.3.2.2 Méthode de minimisation :

Il existe différentes méthodes pour traiter les problèmes inverses non linéaires. Certaines méthodes impliquent des algorithmes qui recherchent et trouvent le minimum global de la fonction de coût, ce qui est l'objet de notre étude. D'autres méthodes visent à trouver un minimum global mais courent le risque d'être piégées dans un minimum local et de l'accepter

comme solution finale. Dans l'industrie, la seconde méthode est plus couramment utilisée car elle prend moins de temps et, si le modèle initial est bien choisi, peut conduire à des résultats acceptables. À partir de maintenant, nous parlerons d'"optimisation de la solution". Comme nous venons de le voir, il existe deux approches de l'optimisation des solutions : l'optimisation globale et l'optimisation locale.

- **Méthode de Gauss newton :**

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

$$X = (A^T A)^{-1} A^T y \quad \text{(III-10)}$$

La forme générale de la solution sera comme suit :

$$m^{k+1} = m^k + (A^T A)^{-1} A^T y \quad \text{(III-11)}$$

Où, la matrice jacobienne est calculée en m^k

- **Méthode de gradient :**

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

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

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

La formule de récurrence est :

$$m^{k+1} = m^k + (2k) A^T y \quad , \quad \text{(III-12)}$$

L'un des avantages de cette méthode est qu'elle ne nécessite pas de calculer l'inverse d'une matrice, et qu'elle ne diverge pas même lorsque $(ATA)^{-1}$ est singulière. Un autre avantage est que cette méthode ne nécessite pas forcément que le modèle initial soit proche du minimum pour converger.

➤ **Inconvénients de la méthode :**

Le taux de convergence diminue au fur et à mesure que l'on s'approche de la solution en termes de moindres carrés, ce qui nécessite un grand nombre d'itérations pour atteindre une solution acceptable.

• **La méthode de gradient conjugué :**

La méthode du gradient conjugué est un algorithme qui permet de résoudre des systèmes d'équations linéaires ayant une matrice symétrique définie

Pour résoudre un système d'équation linéaire $Ax = b$, où A est une matrice symétrique définie positive :

Soit $x_0 \in R^n$ arbitraire.

Tel que : x_0 est le vecteur initial de la solution. Il est souvent initialisé à zéro, c'est-à-dire $x_0 = 0$.

La direction de recherche initiale d_0 est définie comme l'opposé du résidu initial selon l'équation suivante :

$$d_0 = -g_0 = b - Qx_0 \quad \text{(III-13)}$$

D'où :

d_0 : la direction de recherche initiale

g_0 : le résidu initial

b : le vecteur de termes constants, utilisé comme le vecteur observé ou mesuré.

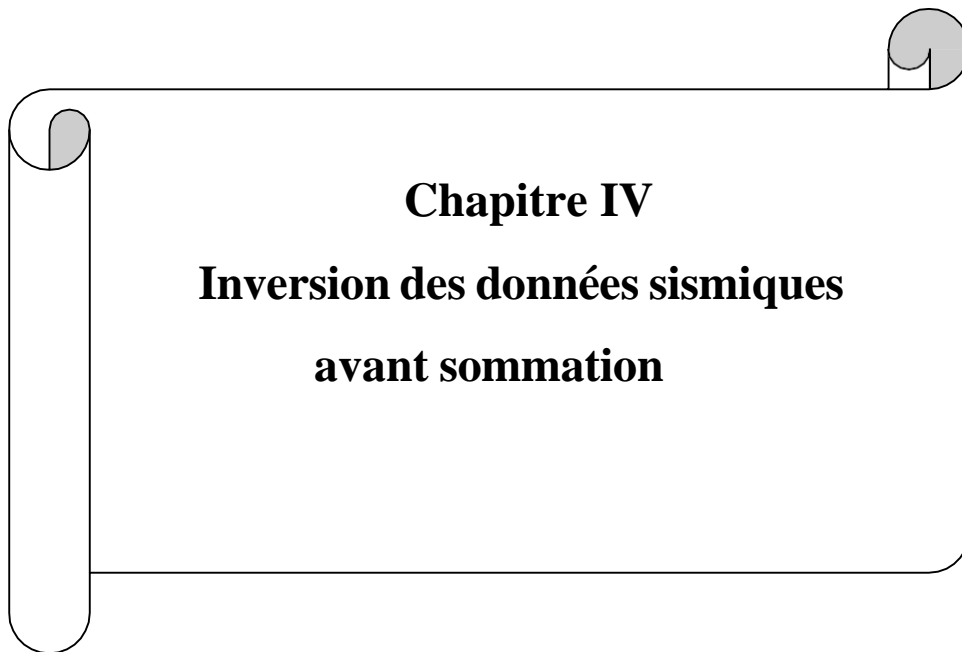
Q : matrice symétrique définie positive, qui représente les relations linéaires entre les variables.

Pour $k = 1,2,3,\dots$ Jusqu'à convergence, L'algorithme itère jusqu'à ce que le résidu soit suffisamment petit ou jusqu'à ce qu'un nombre maximal d'itérations soit atteint.

Calcule le pas α_k :

$$\alpha_k = -\frac{g_k^T d_k}{d_k^T Q d_k} \quad (\text{III-14})$$

α_k : est le facteur de mise à jour pour la solution



Chapitre IV
Inversion des données sismiques
avant sommation

Chapitre IV : Inversion des données sismiques avant sommation

IV.1 Inversion sismique :

L'inversion est une technique mathématique visant à estimer les caractéristiques d'un système, connaissant sa réponse à une excitation donnée, L'inversion des données sismiques cherche à résoudre le problème fondamental de l'exploration pétrolière qui est la détermination de la répartition spatiale des propriétés des roches à partir des observations faites à la surface. [Barclay , 2008]

L'inversion sismique vise à construire un modèle géologique du sous-sol, en déterminant les propriétés acoustiques et élastiques des roches. Cette technique utilise les données sismiques comme données d'entrée, tandis que les données de puits servent de référence pour le contrôle.

Les données de puits sont utilisées pour estimer l'ondelette et construire le modèle à priori. Donc le but de l'inversion est de retrouver la distribution des impédances acoustiques dans le sous-sol et de donner alors le modèle géologique qu'on appelle modèle stratigraphique.

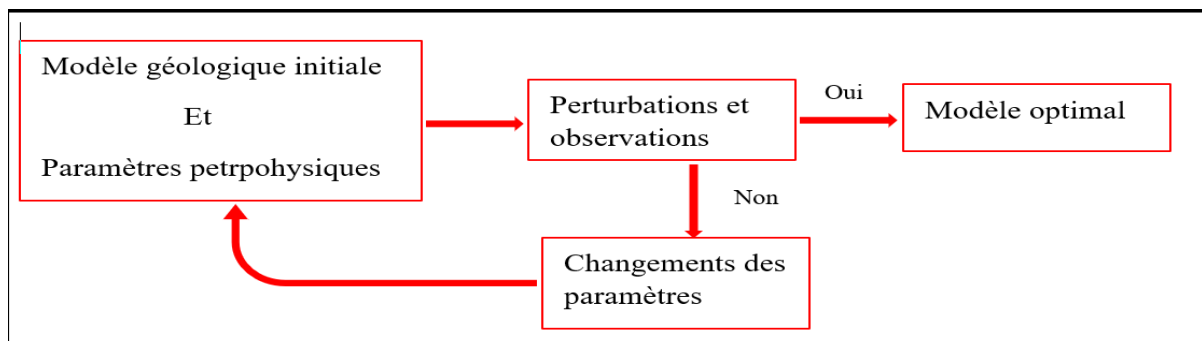


Figure IV.1 : Algorithme de l'inversion sismique

Il existe deux types d'inversion :

- L'inversion des temps d'arrivées permet de déduire la forme et la profondeur des structures de la sub-surface et est appelée inversion structurale ou tomographie.
- L'inversion des amplitudes permet de déterminer la distribution spatiale des paramètres acoustiques du sous-sol, et est appelée inversion stratigraphique, cette dernière représente l'objet de notre étude.

IV2 Problème direct et inverse en sismique :

IV2.1. Problème directe :

L'enregistrement des données sismiques sur le terrain est un problème direct, où les données d'entrée comprennent le signal émis et la série des coefficients de réflexion représentant le sous-sol. La convolution de ces deux éléments permet d'obtenir la trace sismique, en négligeant le bruit.

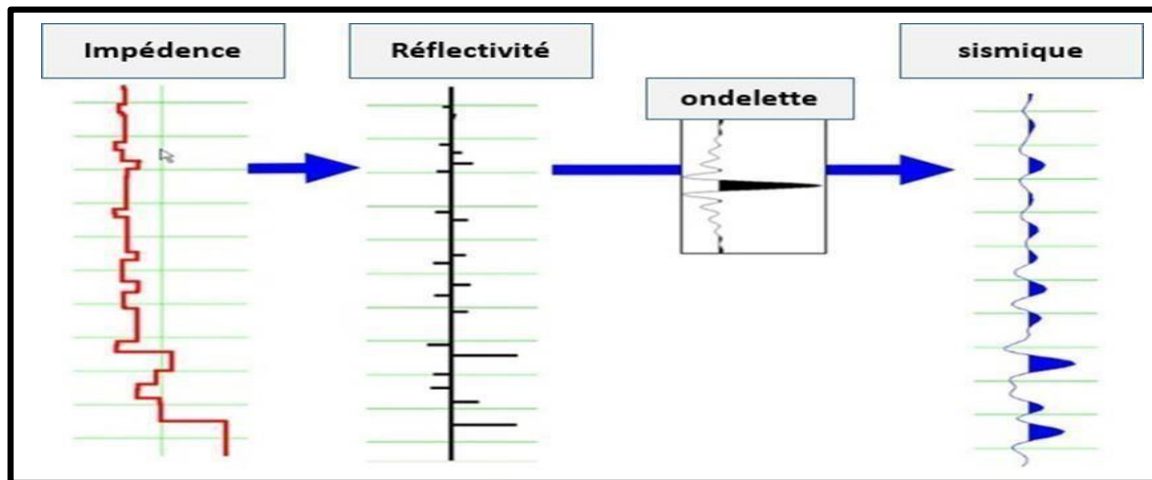


Figure IV.2 : Problème direct en sismique

IV.3.1. Problème inverse :

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

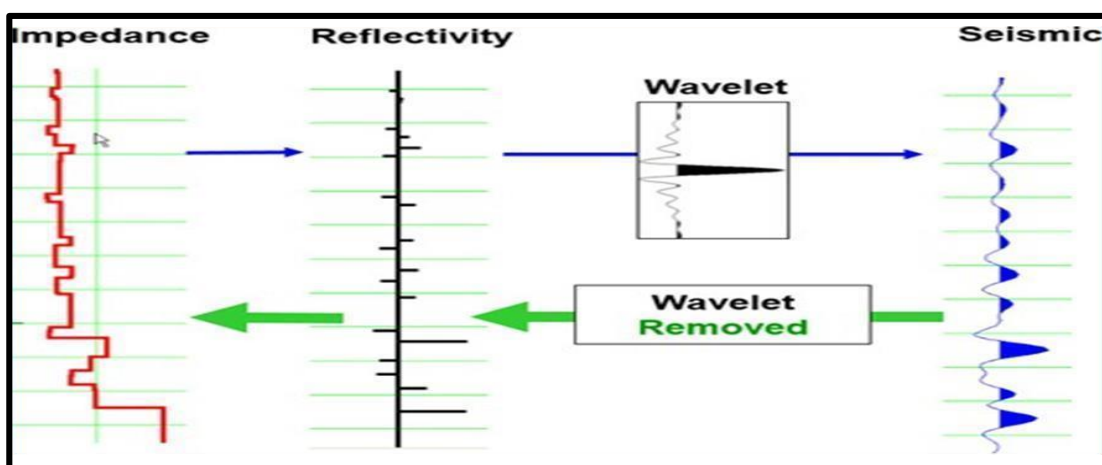


Figure IV.3 : Problème inverse en sismique (en vert)

IV4 Les différentes méthodes d'inversion sismique :

IV4.1 Classification selon la méthode utilisée :

➤ Inversion stochastique :

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

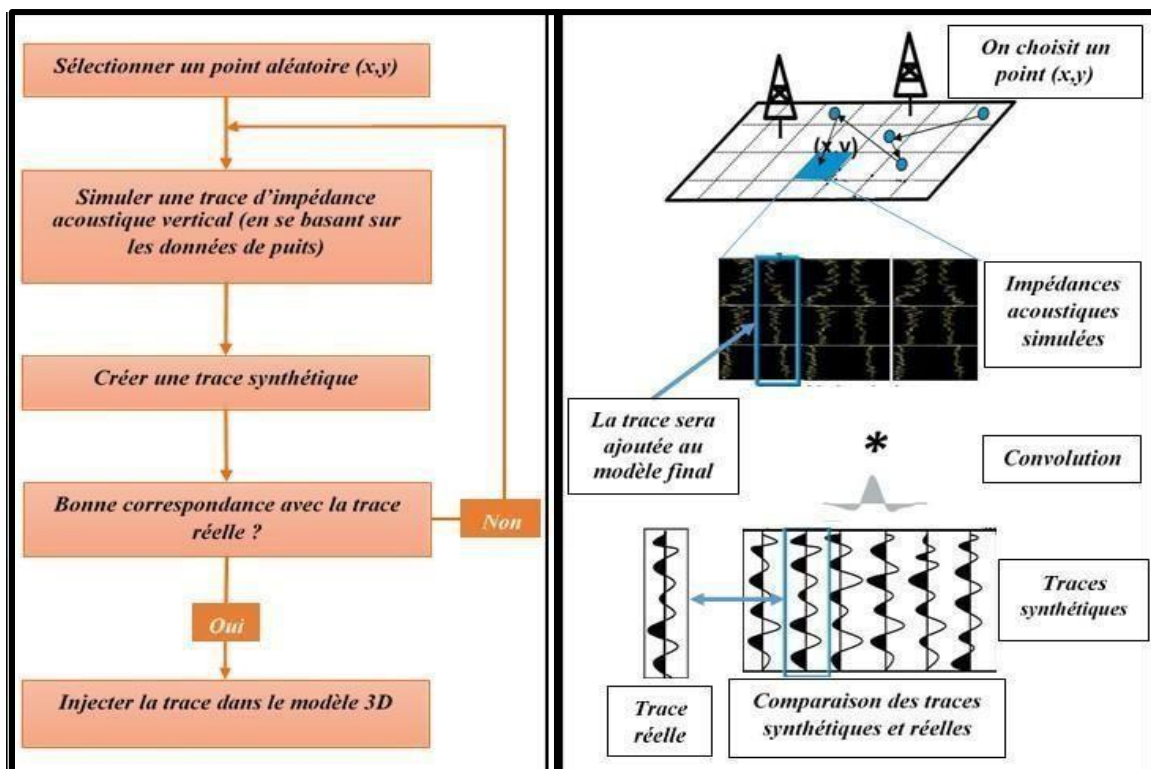


Figure IV.4 : Procédure de l'inversion stochastique [Dubrule, 2003]

➤ Inversion déterministe :

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

nombre de couches ...). Le model obtenu est perturbé et convolué avec l'ondelette estimée, le model sismique résultant est comparé avec le cube sismique.

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

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

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

- L'inversion linéaire (Newton basée sur le gradient)
- Inversion par bloc (Bloky inversion)
- Inversion des pics dispersés (Sparse spike inversion)
- Inversion non-linéaire (Local ou Global) : cela par l'optimisation (locale ou globale)

de la solution de la fonction cout en cherchant à minimiser (d'une manière locale ou globale) le décalage entre le modèle d'impédance réel et synthétique. [Russell, 2007]

IV42 Classification selon type de donnée :

➤ Inversion post-stack :

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

L'inversion post-stack est considérée comme une méthode plus efficace que l'inversion pré-stack car elle utilise des données plus précises et plus fiables, obtenues après la sommation des signaux réfléchis par les interfaces des couches géologiques. [Maurya, 2020]

Certains des avantages de l'inversion post-stack sont mentionnés ci-dessous : Elle prend moins de temps que l'inversion pré-stack.

- Comme l'impédance acoustique est une propriété de couche, d'où l'interprétation stratigraphique est plus facile sur les données d'impédance que sur les données sismiques.

- Amélioration de la résolution de couches souterraines, par la réduction des effets d'ondelettes.
- L'impédance acoustique peut être directement comparée aux mesures de diagraphie et permet un lien avec les propriétés du réservoir.
- La porosité peut être liée à l'impédance acoustique. Par l'utilisation de méthodes géostatistiques ce volume d'impédance peut être transformé en volume de porosité dans le réservoir.

L'inversion sismique post-stack est une catégorie d'approches qui regroupe plusieurs méthodes d'inversion sismique, tel que : l'inversion colorée, inversion récursive...etc.

➤ **Inversion pré-stack :**

Cette inversion sismique utilise les données sismiques pre-stack (Avant sommation), organisée en intervalles d'angles « angles stack » ou bien en groupes d'offsets « offsets-stack », elle se base sur l'utilisation de l'information de la variation de l'amplitude en fonction de l'offset et l'angle d'incidence. Les méthodes les plus fréquemment utilisées dans cette catégorie d'inversion sont : l'inversion simultanée, l'inversion d'impédance élastique et l'inversion AVO.

Ce processus permet d'évaluer les propriétés élastiques qui sont sensibles à la saturation des fluides. Son objectif est de transformer les amplitudes des données sismiques avant sommation (offset ou angle gather) pour extraire l'impédance acoustique (Z_p), l'impédance d'onde de cisaillement (Z_s) et la densité en intégrant les données de puits.

A la base de ces paramètres, il est possible de générer d'autres attributs comme le rapport V_p / V_s , le coefficient de Poisson (σ), la densité (ρ) et les paramètres de Lamé liés à la densité (LambdaRho et MuRho), en fonction des objectifs spécifiques de l'étude. Grâce à ces résultats d'inversion, il est possible d'obtenir des indications sur la porosité et le contenu en fluide.

Elle est parfois appelée l'inversion simultanée car les impédances P et S sont calculées en même temps que la densité.

Les résultats de l'inversion pré-stack varient souvent, étant donné leur dépendance à plusieurs paramètres : Les approximations de Zoeppritz utilisées, Le nombre de bandes d'angles d'incidences utilisées et leurs étendues, La qualité des données angles/offsets stack utilisées.

Les avantages de l'inversion Sismique pré-stack sont nombreux, parmi elles on cite : [Maurya , 2020]

- L'impédance P, l'impédance S et la densité donnent des propriétés de couche, alors que les données sismiques sont une propriété d'interface.
- Amélioration de la résolution des couches souterraines en raison de la réduction des effets d'ondelettes.
- L'impédance acoustique peut être directement comparée aux mesures à proximité de puits qui sont à leur tour liés aux propriétés du réservoir.
- Comparativement à d'autres techniques d'inversion (par exemple l'inversion post-stack), les données offrent des informations supplémentaires pour séparer les effets de la lithologie et des fluides.

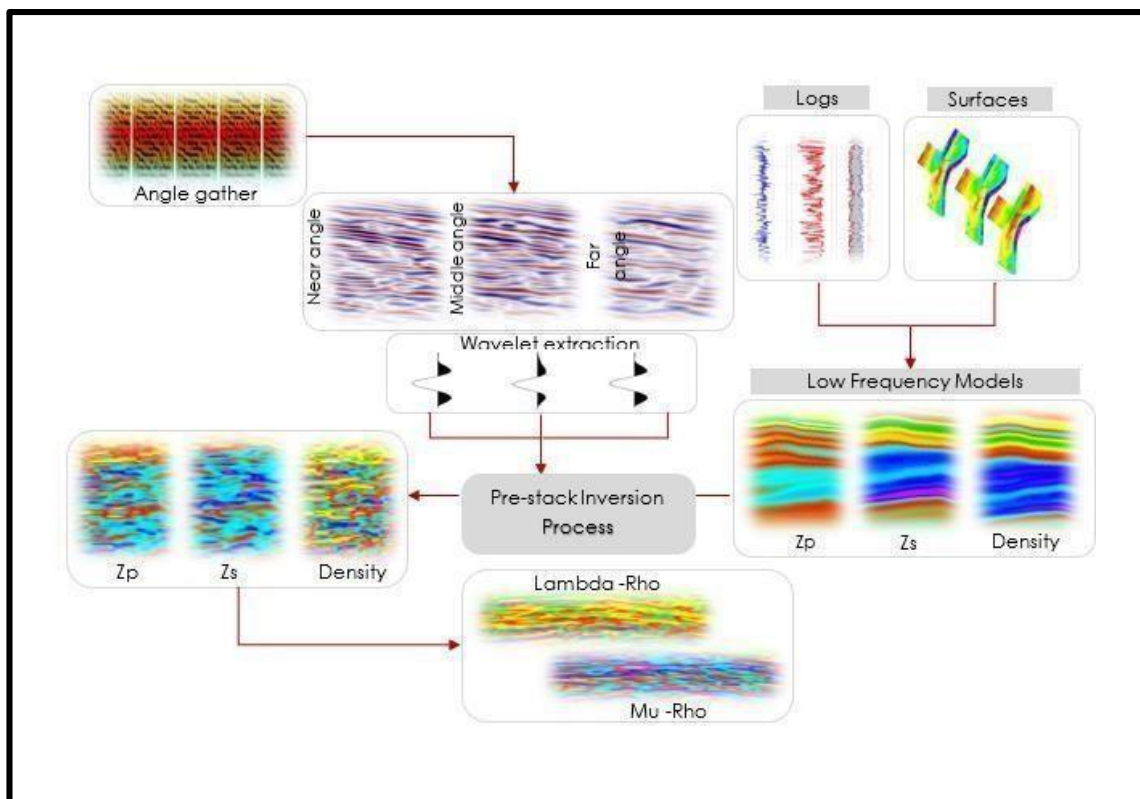


Figure IV.5 : l'inversion avant sommation (Hampson Russel Software)

IV5. Résolution de l'inversion simultanée avant sommation :

L'objectif de l'inversion sismique avant sommation est d'obtenir des estimations précises de la vitesse des ondes P (V_P), de la vitesse des ondes S (V_S) et de la densité (ρ), afin de prédire le contenu en fluides et les propriétés lithologiques du sous-sol.

Les relations linéaires suivantes ont été formulées par Russell et Hampson :

$$\ln(Z_S) = k \ln(Z_P) + k_c + \Delta L_S \quad (\text{IV-1})$$

$$\ln(Z_D) = m \ln(Z_P) + m_c + \Delta L_D \quad (\text{IV-2})$$

L'équation de l'inversion simultanée est donnée par: [Hampson, 2005]

$$T(\theta) = C_1 W(\theta) L_P + C_2 W(\theta) D \Delta L_S + C_3 W(\theta) D \Delta L_D \quad (\text{IV-3})$$

Où :

$$C_1 = \frac{1}{2} c_1 + \frac{1}{2} k c_2 + m c_3$$

$$C_2 = \frac{1}{2} c_2$$

$$C_3 = c_3$$

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

$$\begin{bmatrix} T(\theta_1) \\ T(\theta_2) \\ \vdots \\ T(\theta_n) \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} C_1(\theta_1) W(\theta_1) D & C_2(\theta_1) W(\theta_1) D & C_3(\theta_1) W(\theta_1) D \\ C_1(\theta_2) W(\theta_2) D & C_2(\theta_2) W(\theta_2) D & C_3(\theta_2) W(\theta_2) D \\ \dots & \dots & \dots \\ C_1(\theta_n) W(\theta_n) D & C_2(\theta_n) W(\theta_n) D & C_3(\theta_n) W(\theta_n) D \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} R_{p1} \\ R_{p1} \\ \vdots \\ R_{pn} \end{bmatrix} \quad (\text{IV-4})$$

Finalement les valeurs de Z_P , Z_S et ρ sont données par :

$$Z_P = e^{L_P} \quad (\text{IV-5})$$

$$Z_S = e^{(kL_P + k_c + \Delta L_S)} \quad (\text{IV-6})$$

$$\rho = e^{(mL_P + m_c + \Delta L_D)} \quad (\text{IV-7})$$

IV.6 Processus de l'inversion simultanée avant sommation :

Le processus d'inversion simultanée consiste à calculer la réponse sismique d'un modèle initial en utilisant les relations linéarisées du coefficient de réflexion en fonction de l'angle d'incidence (approximations de Fatti et al.), convoluées avec une ondelette a été estimée (fonction de l'angle).

L'objectif est de minimiser de manière itérative l'écart entre cette réponse synthétique et la réponse mesurée, en ajustant à chaque itération les paramètres du modèle.

Alors, le processus d'inversion simultanée nécessite la construction d'un modèle initial et l'extraction de plusieurs ondelettes en fonction de l'angle d'incidence.

IV.6.1 Extraction de l'ondelette :

L'ondelette sismique établit le lien entre la réponse sismique et les paramètres du sous-sol, constituant ainsi le point commun entre le chemin direct et le chemin inverse. L'inversion étudiée est dite déterministe car elle repose sur l'hypothèse que l'ondelette sismique est connue. Le succès de toute inversion sismique dépend toujours d'une estimation précise de cette ondelette.

IV.6.2 Construction du modèle initial :

La résolution du problème d'inversion sismique par des méthodes itératives nécessite la connaissance d'un modèle initial décrivant la distribution spatiale des paramètres du sous-sol (Z_p, Z_s, ρ). Ces paramètres doivent être aussi proches que possible de ceux du modèle géologique réel. Pour ce faire, on combine les données de puits, qui fournissent les vrais paramètres à la verticale, avec les horizons sismiques, qui définissent les limites entre les différentes couches.

La construction du modèle géologique se fait ainsi par interpolation des données de puits obtenue en se basant sur les horizons sismiques, on est plus intéressés par l'horizon où se trouve exactement notre objectif.

L'utilisation des données de puits dans le modèle initial permet de dépasser la bande fréquentielle de la sismique et d'augmenter la précision des résultats d'inversion en termes de basses fréquences. En effet, ces basses fréquences [0-10 Hz], qui ne sont pas mesurées par la sismique ou qui sont atténuées lors du traitement, peuvent être récupérées à partir des données de puits dont la bande passante est de [0-500 Hz]. Ceci nous permettra après inversion de récupérer

les impédances absolues et non relatives. Cependant, on ne peut pas élargir la bande fréquentielle au-delà de celle de la sismique en termes de basses fréquences, car sinon les résultats d'inversion ne correspondraient pas aux données sismiques.

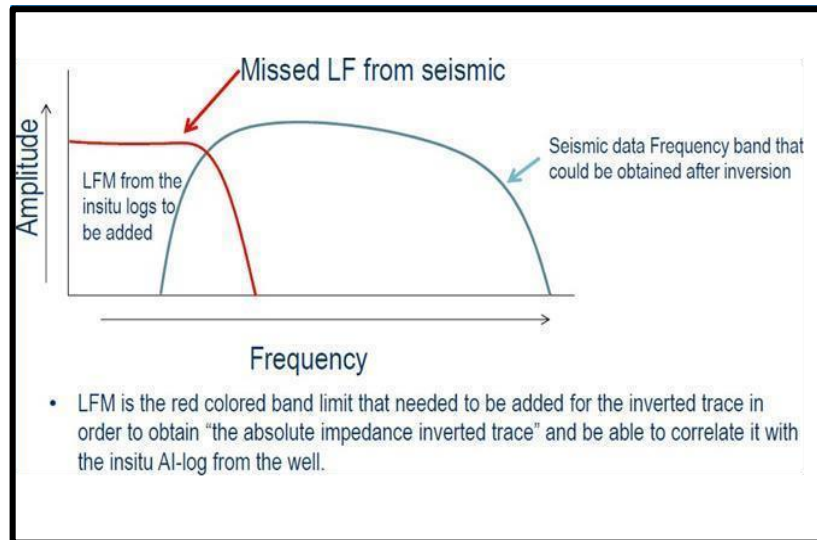


Figure IV.6 : Bande fréquentielle des données sismiques

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

Après avoir extrait l'ondelette, et généré le modèle initial, on peut maintenant appliquer le processus d'inversion simultanée, les modèles finaux en Z_p , Z_s , seront obtenus par la résolution du système selon la méthode itérative qu'elle a été appliquée dans notre étude.

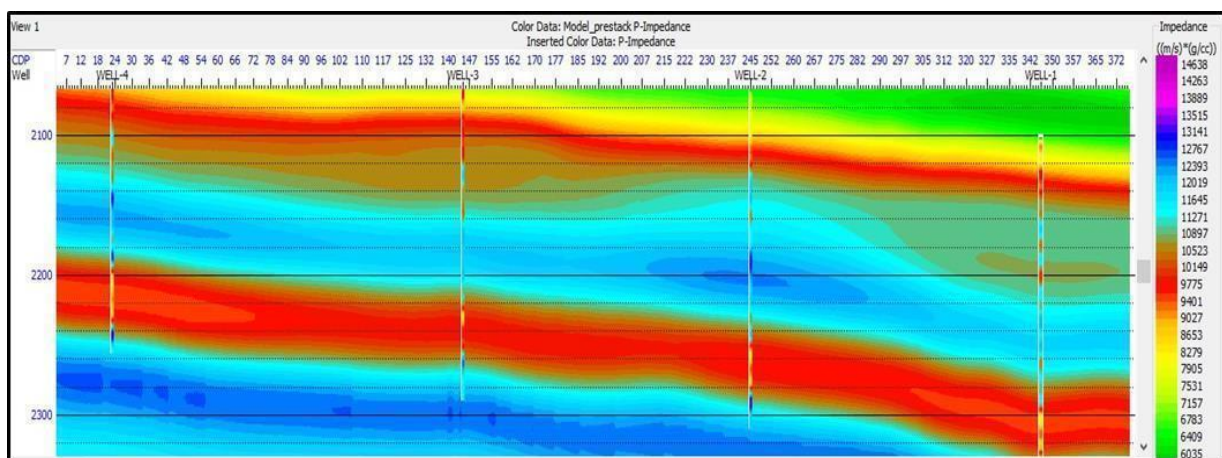


Figure IV.7 : Exemple d'un modèle initial d'impédance acoustique Z_p (CGG software)

Ensuite, on peut aussi calculer les paramètres élastiques du milieu qu'ils vont permet de renforcer notre interprétation.



Chapitre V :
La caractérisation de réservoir :

Chapitre V : La caractérisation de réservoir :

Chapitre V.1. Qu'est-ce que la caractérisation de réservoir :

La caractérisation des réservoirs pétroliers est un processus qui consiste à intégrer des données provenant de diverses disciplines telles que la géophysique, les diagraphies, la géologie, le forage, et la production. Cette caractérisation vise à décrire le réservoir de manière qualitative et quantitative, en identifiant des propriétés clés comme la porosité, la perméabilité, la lithologie, les faciès, et les niveaux productifs. Elle est particulièrement importante pour les réservoirs "Brownfields", dont le pic de production a été dépassé. La construction d'un modèle statique et dynamique du réservoir est un objectif majeur de la caractérisation des réservoirs, permettant ainsi une meilleure exploitation des ressources pétrolières.

Les géophysiciens utilisent principalement des données sismiques pour effectuer une inversion sismique et relier l'impédance acoustique et élastique, l'épaisseur, l'amplitude versus offset (AVO) et d'autres indicateurs et attributs sismiques pour en déduire les différentes propriétés du réservoir.

V.2. But de la caractérisation :

Le but de la caractérisation des réservoirs géologiques est de comprendre et d'analyser les propriétés et les caractéristiques des systèmes réservoirs géologiques. Cela implique d'étudier l'évolution sédimentaire et structurale des réservoirs pour proposer un cadre général d'étude et une architecture évolutive. La caractérisation des réservoirs vise à déterminer les zones à potentiel hydrocarbures en se basant sur l'analyse des propriétés des réservoirs, telles que la perméabilité, la lithologie, les faciès et les niveaux productifs, dans le but de réaliser une interprétation quantitative, il est impératif de traduire les résultats d'inversion en paramètres réservoirs et qui sont les suivants :

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

A la fin La caractérisation des réservoirs pétroliers est importante pour plusieurs raisons :

Optimisation de l'exploitation des.

Réduction des risques et des coûts.

Amélioration de la récupération du pétrole.

Planification à long terme.

V.3. Evaluation pétrophysique :

L'**évaluation pétrophysique** est essentielle pour comprendre la capacité d'un réservoir à produire du pétrole ou du gaz, et pour prendre des décisions éclairées concernant l'exploration et l'exploitation des gisements. Il est essentiel de conduire une évaluation pétrophysique en utilisant les mesures enregistrées dans les puits afin de déterminer les caractéristiques pétrophysiques telles que le volume d'argile (Vsh), la porosité effective (ϕ_{eff}) et la saturation en eau (Sw).

V.4 Estimation des paramètres pétrophysique :

Pour estimer les propriétés pétrophysiques (Vsh , et Sw) à l'échelle du réservoir, on établit des relations linéaires multiples entre ces propriétés et les paramètres élastiques ($Zp, Zs, \lambda\rho, \mu\rho, \sigma\dots$) ainsi que les attributs sismiques (amplitude, fréquence, phase, etc.).

Nous vérifions la fiabilité de ces relations en comparant les logs calculés par l'évaluation pétrophysique avec ceux obtenus à partir des relations déterminées précédemment.

Une fois que nous avons identifié la relation la plus fiable pour chaque paramètre, nous l'appliquons au volume sismique 3D afin d'estimer la distribution spatiale de chaque paramètre à l'échelle du réservoir.

L'objectif principal de cette étape est d'établir un lien entre les propriétés pétrophysiques calculées à partir des puits et les résultats de l'inversion sismique ainsi que les attributs sismiques.



Chapitre VI :
Cadre géologique et Pétrolier de la
zone d'étude

Chapitre VI : Cadre géologique et Pétrolier de la zone d'étude

VI.1 Situation de la zone d'étude :

VI.1. Cadre géographique et limites :

Faisant partie du Sahara algérien, le champ Hassi berkane est situé au nord du bassin de Oued M'ya qui se situe entre les latitudes : 32°08' et 32°46' Nord Longitudes : 4°28' et 5°08' Est.

Le bassin de oued M'ya est limitée au Nord par l'ensellement de Touggourt et la route de Tirlhemt, au Sud par le bassin du Moudir, à l'Est par le môle d'Amguid -El.Biod -Hassi Messaoud, au Nord-Ouest par le champ de Hassi R'mel, à l'Ouest par la route d'Allal et au Sud-ouest par le môle d'Idjerane (**Fig.1**).

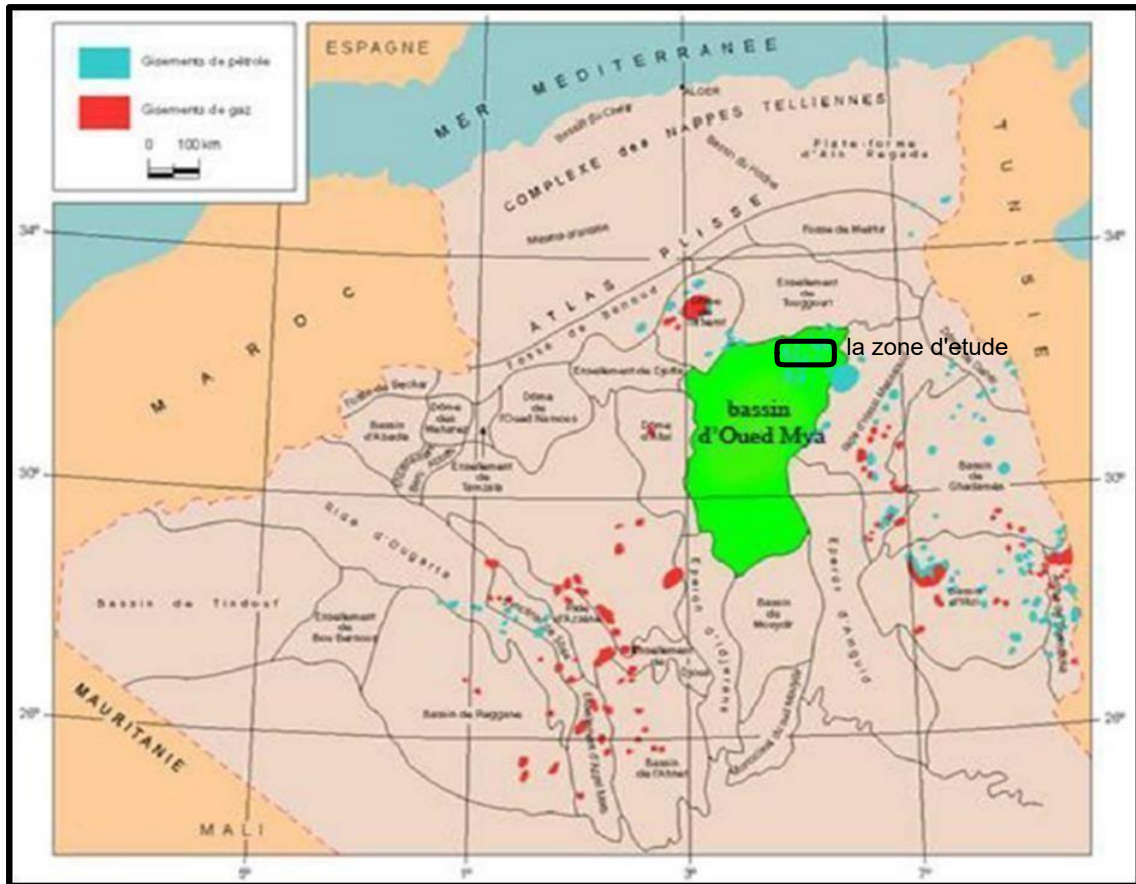


Figure VI.1 : Situation géographique du bassin d'oued M'ya

VI.1.2. Cadre géologique :

La région d'Oued M'ya ne constitue qu'un sous bassin intracratonique. Sa bordure nord s'ennoie progressivement vers la flexure saharienne où l'existence d'un fossé très subsidient au mésozoïque donnera naissance à la chaîne péricratonique de l'atlas saharien.

L'évolution de la région de l'Oued M'ya depuis le Cambrien comporte deux étapes majeures :

- La sédimentation du Paléozoïque, pratiquement restreinte au Paléozoïque inférieur et sa structuration pré-hercynienne.
- La création d'un bassin au Trias et son évolution au cours du Mésozoïque et du tertiaire.

Ces deux étapes principales de l'histoire régionale conduisent à considérées comme deux mégacycles sédimentaires, Paléozoïque et Mésozoïque, classiquement séparés par la discordance hercynienne, avec la pérennité pendant tout le Paléozoïque des zones hautes structurant la région.

VI.1.3. Tectonique d'Oued M'ya :

Le bassin d'Oued M'ya est affecté par plusieurs bourrelets de direction NE-SO dont la majorité est liée à un système de failles de même direction. Parmi les plus importants, en citant : le bourrelet d'Erg Djouad qui s'étend jusqu'à Benkahla, Haoud Berkaoui et se prolonge jusqu'au bloc 417 en passant par Guellala, N'goussa et Boukhezana, le bourrelet de Tahtani, le bourrelet de Kef el Argoub et le bourrelet de Djerrah.

VI.1.4. Evolution structurale du bassin d'oued mya :

On ne s'intéresse qu'aux grandes étapes tectoniques influençant la sédimentation et la structuration.

Avant la mise en place des premiers dépôts mésozoïques, la plate-forme saharienne a subi les mouvements Hercyniens dont la phase majeure (poststéphanien) correspond à une compression de direction NI 20°. Les effets les plus importants se situent le long des accidents

NE-SO. Un des faits les plus marquants de ces déformations est la préservation des principales roches mères siluriennes dans la dépression d'Oued Mya.

Au Trias, il y a deux phénomènes :

✓ Un épaissement et des variations de faciès sont observables du SO vers le NE. Les faciès argilo-gréseux sont d'origine fluviatile. Ces épaisissements et variations de faciès traduisent un enfoncement du bassin vers le NE.

✓ Des variations d'épaisseur le long des failles NE-SO et, à un degré moindre, le long des failles N-S, individualisent des déconcentres orientés NE-SO. Dans la dépression d'Oued Mya, les jeux des failles NE-SO s'accompagnent de volcanisme. Ces mouvements sont rattachés à la distension NO-SE. La puissance actuelle des sédiments varie de 0 à 500m.

VI.1.5 Structure actuelle du bassin d'oued Mya :

La structure actuelle du bassin d'Oued Mya est le résultat des mouvements exercés sur un socle plissé, fracturé et érodé et sur les couches sédimentaires de plusieurs phases tectoniques qui sont, soit compressées, soit d'intensives, et qui sont en relation avec les mouvements des plaques lithosphériques qui ont provoqué la dislocation de la Pangée à partir du Trias.

VI.2. Généralités sur la zone d'étude :

VI.2.1. Aspect structural :

La structure de Hassi Berkane, secteur d'étude se situe dans le prolongement vers le Sud-Ouest du trend Haoud Berkaoui Benkahla sur lequel se situent les champs Berkaoui et Benkahla productifs d'huile dans le Trias (série inférieure).

La structure de Hassi Berkane est définie comme étant un anticlinal allongé et orienté globalement Nord-Est/Sud-Ouest, bordée par deux failles d'importance régionale et de direction presque Nord-Est/ Sud-Ouest et traversé par des failles décrochantes de direction globale WNW-ESE.

La géométrie actuelle de cet axe et de ces structures satellites sont le résultat de superposition de plusieurs phases tectoniques (Tectonique polyphasée) :

L'analyse des épaisseurs des formations permet de conclure que ce trend a été déjà formé au paléozoïque. A l'Hercynien les structures sont déjà marquées mais l'orogénèse autrichienne qui semble avoir eu un rôle prépondérant dans la forme actuelle de ce trend.

VI.2.2. Aspect stratigraphique :

Mio-pliocène : Sable blanc, jaunâtre, translucide, fin à grossier, sub-anguleux à sub-arrondi, mal classé avec rares passées d'Argile brun rouge, pâteuse et de Calcaire blanc, microcristallin, gréseux, moyennement dur. Argile grise, pâteuse intercalée par du Sable fin à grossier et de Dolomie beige, microcristalline, dure.

MESOZOIQUE :

Sénonien :

➤ **Sénonien Carbonaté** : Dolomie calcaire blanc beige à beige, microcristalline à cristalline localement grise, cristalline, dure intercalée par Argile grise, pâteuse, carbonatée avec fines passées d'Anhydrite blanche, grise, microcristalline, dure.

➤ **Sénonien Anhydritique** : Anhydrite blanche et grise à gris clair, microcristalline, dure intercalée par Dolomie-Calcaire grise, cristalline parfois saccharoïde, dure et de très fines passées d'Argile grise, tendre à indurée légèrement carbonatée.

Turonien : Calcaire beige à blanc, crayeux, localement argileux, tendre. Traces d'Argile, grise, tendre à pâteuse. Calcaire, blanc à beige, tendre, crayeux, localement argileux avec passées de Marne grise à la base.

Cénomanién : Anhydrite blanche, cristalline, localement, pulvérulente avec intercalations d'Argile grise à gris verdâtre, rarement brune, dolomitique, tendre à indurée, et de Dolomie gris clair, argileuse, parfois beige, microcristalline, dure. Niveaux de Sel blanc, translucide vers le top. Argile, brune à brun rouge et gris vert à verdâtre, dolomitique, tendre, avec passées d'anhydrite, blanche, pulvérulente et de Dolomie gris clair, argileuse, parfois beige, microcristalline, dure. Traces de Grès, gris vert et brun, fin, argileux, friable.

Albien : Alternance de Grès, blanc à beige et gris vert, très fin à fin, silico-argileux à argileux, localement, carbonaté, friable à moyennement consolidé et d'Argile brune, parfois, grise à gris-verdâtre, silteuse, indurée, avec fines passées de Calcaire dolomitique, beige, microcristallin, dur.

Aptien : Dolomie Calcaire, beige à blanche et gris clair, microcristalline à cryptocristalline, dure, localement argileuse, tendre, avec intercalations d'Argile grise à gris clair, dolomitique, indurée et fines passées d'Anhydrite, blanche, pulvérulente.

Barrémien : Grès, beige et brun rouge, parfois gris vert, fin, silico-argileux à argileux, friable, avec intercalations de Sable, blanc, translucide, fin à moyen, localement grossier, subarrondi à subanguleux, d'Argile, brun rouge, fortement silteuse, tendre et fines passées de Dolomie calcaire, beige à blanche, microcristalline à argileuse, indurée. Traces de Lignite.

Néocomien : Argile, grise à gris vert, indurée, localement dolomitique avec fines passées d'Anhydrite, blanche, microcristalline, dure et de Dolomie calcaire, blanche cryptocristalline, dure.

JURASSIOUE :

Malm : Alternance d'Argile, grise à gris vert parfois, brun rouge, indurée, localement dolomitique et de Grès, beige, gris vert et brun rouge, silico-argileux à argileux, localement dolomitique, friable, avec fines passées de Dolomie calcaire, gris clair à beige, cryptocristalline, dure Présence d'Anhydrite, blanche, microcristalline, dure. Traces de Charbon.

Dogger Argileux : Argile, brune à brun rouge, rarement gris vert, localement dolomitique, silteuse, indurée, avec passées de Grès, blanc à gris-clair, très fin à fin, argilo-carbonaté, friable et fines passées d'Anhydrite, blanche, microcristalline. Traces de Lignite et de Pyrite.

Argile, grise à gris vert, localement, brun rouge, dolomitique, parfois Anhydritique, indurée à moyennement dure, avec fines passées d'Anhydrite, blanche, microcristalline. Traces de Lignite et de Pyrite.

Dogger Lagunaire : Anhydrite blanche, localement gris clair, microcristalline, dure avec passées d'Argile grise à gris vert, légèrement carbonatée, silteuse, indurée, et de Dolomie grise à gris clair, mouchetée, microcristalline, dure.

Lias LD-1 : Anhydrite blanche, pulvérulente, parfois grisâtre, microcristalline, dure avec passées d'Argile grise à gris foncé, légèrement carbonatée, silteuse, indurée, parfois brune à brun rouge, tendre et de Dolomie grise à gris clair, microcristalline, dure.

Lias LS-1 : Sel blanc parfois rosâtre, translucide, avec passées d'Anhydrite blanche, pulvérulente parfois gris blanc, cristalline et d'Argile grise et brun rouge, salifère, tendre à indurée.

Lias LD-2 : Anhydrite blanche, pulvérulente avec passées de Dolomie grise, microcristalline, dure et d'Argile grise à gris foncer, localement brun-rouge, légèrement carbonatée, indurée. Présence de Sel blanc, translucide.

Lias LS-2 : Sel blanc à rosâtre, translucide, massif avec passées d'Argile brun rouge, salifère, tendre à indurée.

Lias Horizon B : Dolomie à Dolomie calcaire grise, gris clair, oolitique, microcristalline, dure avec passées d'Argile brun rouge, grise, carbonatée, tendre à indurée. Traces d'Anhydrite blanche pulvérulente à la base.

Lias S1+ S2 : Sel translucide, rosâtre, massif avec passées d'Anhydrite blanche, pulvérulente et d'Argile brun rouge, grise à gris vert, salifère, tendre à indurée.

Lias S3 : Sel blanc, translucide, massif avec passées d'Argile brun rouge rarement grise, salifère, tendre à indurée.

Lias Argileux : Argile brune à brun rouge, localement salifère, silteuse, tendre à indurée avec fines passées de Sel blanc rosâtre, translucide et de Grès gris vert parfois blanc rougeâtre, très fin, argileux à silico-argileux, moyennement consolidé.

Argile brune à brun rouge, localement salifère, silteuse, tendre à indurée avec fines passées de Grès gris vert parfois blanc rougeâtre, très fin, argileux à silico-argileux, moyennement consolidé, friable. Traces d'Anhydrite blanche.

TRIAS :

Trias roche éruptive : Roches éruptives brun rouge localement verte, avec inclusion de minéraux blanc, vert et noire. Traces d'Anhydrite blanche pulvérulente.

Trias Série Inferieur : Argile brun rouge, gris vert, silteuse, tendre à indurée avec passées de Grès blanc à blanc rougeâtre, fin à moyen, sub-arrondi, argilo carbonaté et silico-argileux, moyennement consolidé, friable.

Gré blanc à blanc beige à prédominance brun rouge ver la base, fin à moyen parfois grossier, sub-arrondi, bien classé, silico-argileux, moyennement consolide, friable légèrement micacé avec passées d'Argile brun rouge et gris vert, silteuse, tendre à indurée micacée.

SILURIEN :

Silurien argileux gréseux : Grès blanc à gris beige, gris vert, fin, silico-argileux, moyennement compacte, dur avec passées d'Argile grise, gris fonces et brun rouge, silteuse, tendre à indurée.

Argile noir, feuilletée, silteuse, tendre à indurée micacée localement charbonneuse parfois carbonatée avec fines passées de Calcaire argileux, moyennement dur et microcristallin, dur. Traces de Pyrite.

Silurien Radioactif : Argile noir, charbonneuse, silteuse, carbonatée, parfois feuilletée, indurée, devienne localement pyriteuse à la base, avec passées de Calcaire blanc à gris blanc, microcristallin, dur. Traces de Pyrite.

PALEOZOIOUE :

ORDOVICIEN :

Dalle de M'krata : Grés blanc à gris blanc, blanc beige, gris foncée très fin à fin et moyen, grossier par endroit, sub-arrondi, mal classé, siliceux à silico-quartzitique, compact, bien consolidé, avec fines d'Argile grise à gris foncée, silteuse micacée, indurée, présence de Pyrite.

Argiles Micro conglomératiques : Grés blanc à gris blanc, blanc beige, gris foncée très fin à fin et moyen, grossier par endroit, sub-arrondi, mal classé, siliceux à silico-quartzitique, compact, bien consolidé, avec fines d'Argile grise à gris foncée, silteuse micacée, indurée, présence de Pyrite.

COUPE STRATIGRAPHIQUE TYPE

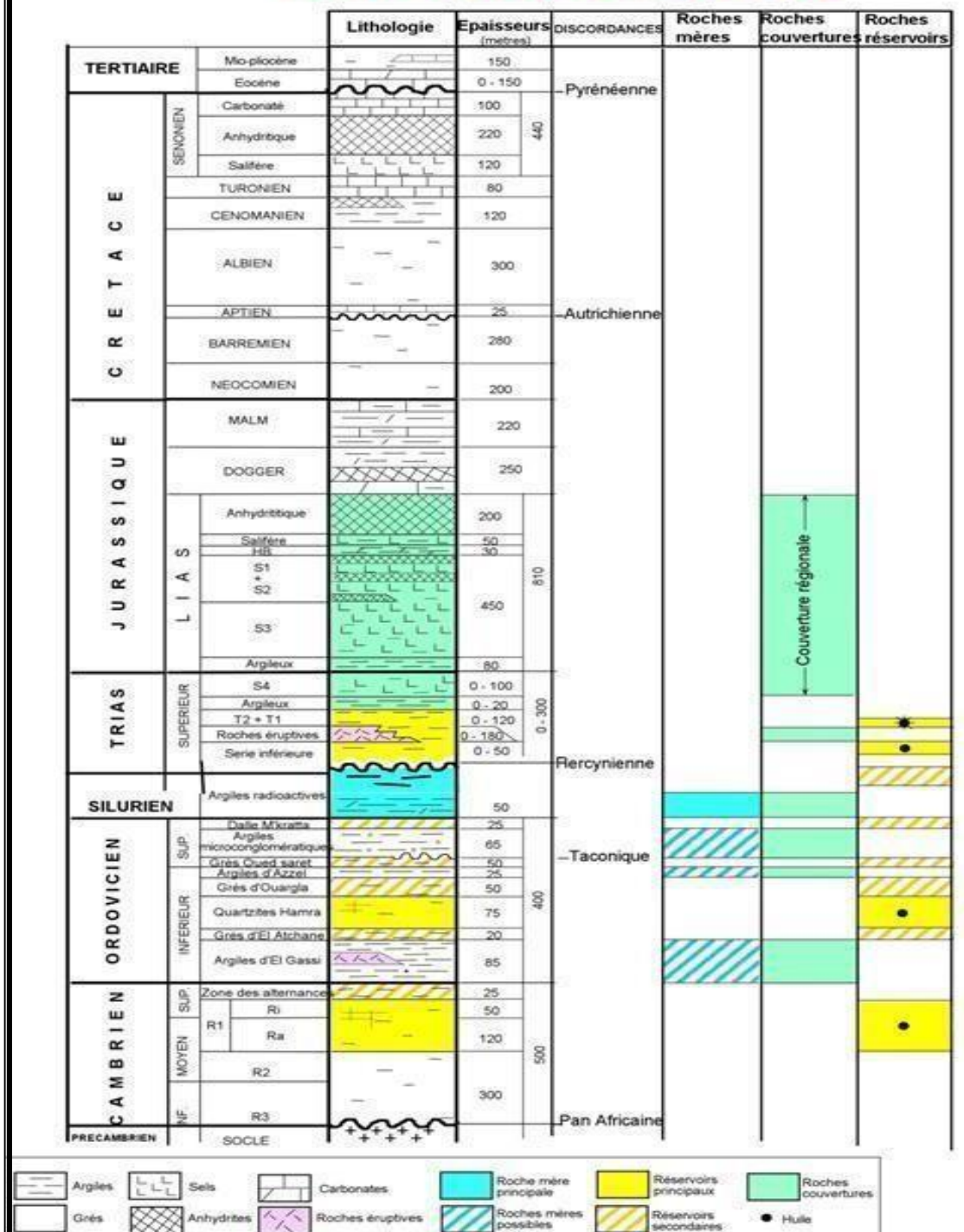


Figure VI.2 : colonne stratigraphique d'oued Mya

VI.2.3. Aspect pétrolier :

1- Piège :

Les structures de Hassi Barkane se présentent comme un piège mixte (structural, stratigraphique), qui forme un anticlinal de forme allongée, bordé à l'Est et à l'Ouest par des failles majeures d'orientation globale NE-SW ainsi que par d'autres failles WNW-ESE au Nord et au Sud.

2- Réservoir :

a- Réservoir Trias « Série Inférieure » :

Du point de vue lithologique, le Trias est formé par une série Argilo-gréseuse avec des bancs de Grés blanc à blanc beige localement brun rouge, vert, fin à moyen, sub-arrondi à sub-anguleux, siliceux, moyennement consolidé à friable, avec passées d'Argile verte et brun rouge, silteuse, tendre à indurée. De dépôt d'origine continentale et fluviatile avec une influence marine qui se fait sentir par la présence de niveaux carbonatés.

3- Couverture :

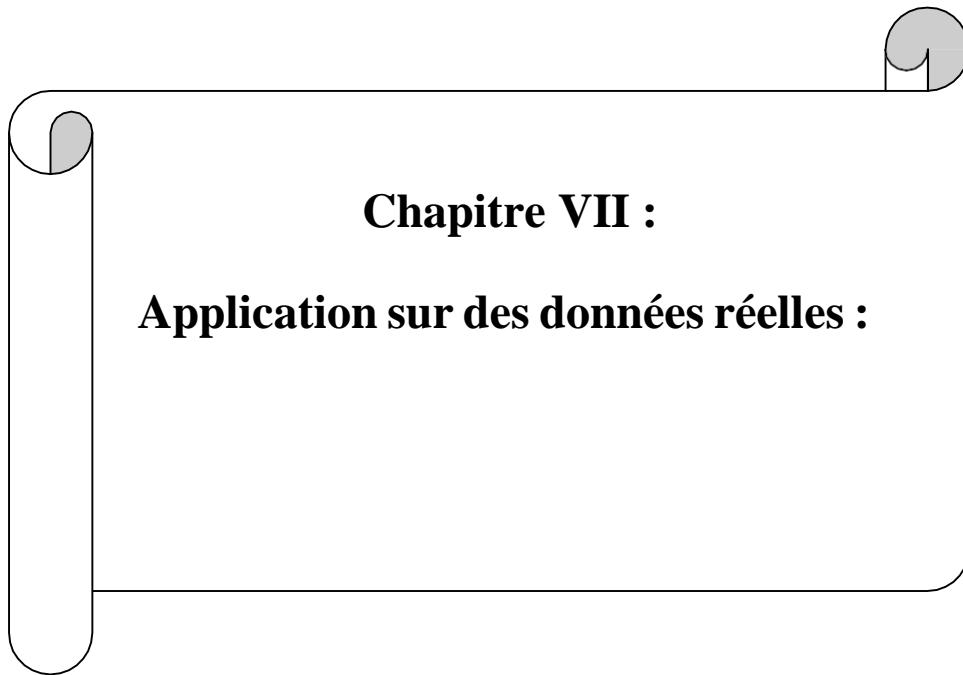
La couverture régionale est assurée par les séries argilo-salifère du Lias pour les réservoirs Triasiques (Série Inférieure) et Silurien Argilo-gréseux. Pour le réservoir ordovicien dalle de M'kratta la couverture est assurée par les argiles Radioactives du Silurien.

4- Roche mère :

Le Silurien dans son intégralité présente une bonne à très bonne richesse en matière organique dans l'ensemble de la région d'étude et particulièrement au Nord du bassin d'Oued Mya. Cependant, nous notons l'individualisation d'une manière évidente d'un niveau particulier présentant les caractéristiques d'une excellente roche mère en terme de richesse, maturation et extension et qui correspond au niveau des Argiles radioactives (Hot Shale) situées à la base du Silurien, niveau considéré comme « roche mère » principale. Il se caractérise par une quasi-présence dans l'ensemble de la région d'étude et est facilement reconnaissable sur les logs. Il se caractérise par une excellente richesse à Oued Mya. Avec l'outil de diagraphies FLEX, des valeurs de COT atteignant les 22% ont été enregistrées.

Du point de vue maturation, les températures de pyrolyse enregistrées et les quelques données de PRV fixent la phase à huile dans la partie Nord Du bassin d'Oued Mya ; la phase à condensat/gaz humide pour le Silurien radioactif situé dans la partie centrale du bassin d'Oued

Mya et le flanc occidental de la région d'étude ; et la phase à gaz sec plus au Sud vers le bassin du Mouydir.



Chapitre VII :

Application sur des données réelles :

Chapitre VII : Application sur des données réelles :

Ce chapitre présentera de manière détaillée les étapes de l'application de l'inversion simultanée sur des données réelles. Cette application a été réalisée à l'Entreprise National de Géophysique (ENAGEO) en utilisant le logiciel Hampson Russel propriété de CGG Veritas.

L'objectif de cette étude est de décrire les différentes étapes de l'inversion simultanée des données sismiques, de détecter le niveau du réservoir au niveau des puits et de délimiter son extension au niveau du volume sismique à partir de l'interprétation des résultats d'inversion. En outre, cette étude vise à déterminer la présence et la nature des fluides contenus dans le réservoir en utilisant les paramètres acoustiques et élastiques obtenus par inversion.

Notre objectif est les Trias (série inférieure).

VII.1. Présentation et caractéristiques de l'étude :

On cherche à caractériser notre réservoir, dans le champ Hassi berkane et pour cela, le meilleur outil dont on dispose est l'inversion sismique simultanée. Les données sismiques utilisées dans cette étude sont des données pré-stack (CDP gather) traitées en amplitudes préservées et le volume des vitesses RMS, Ces données sont acquises lors d'une campagne sismique 3D.

On a aussi utilisé les données de trois puits : HBIN-1 HBIN-2 HBIN-3.

VII.1.1 Les données sismiques :

Les données sismiques réelles ont été préparées à partir d'une séquence de traitement en amplitudes préservées, à partir de données d'avant sommation provenant d'une campagne sismique 3D.

La géométrie de cette étude est illustrée dans la Figure VII.1.

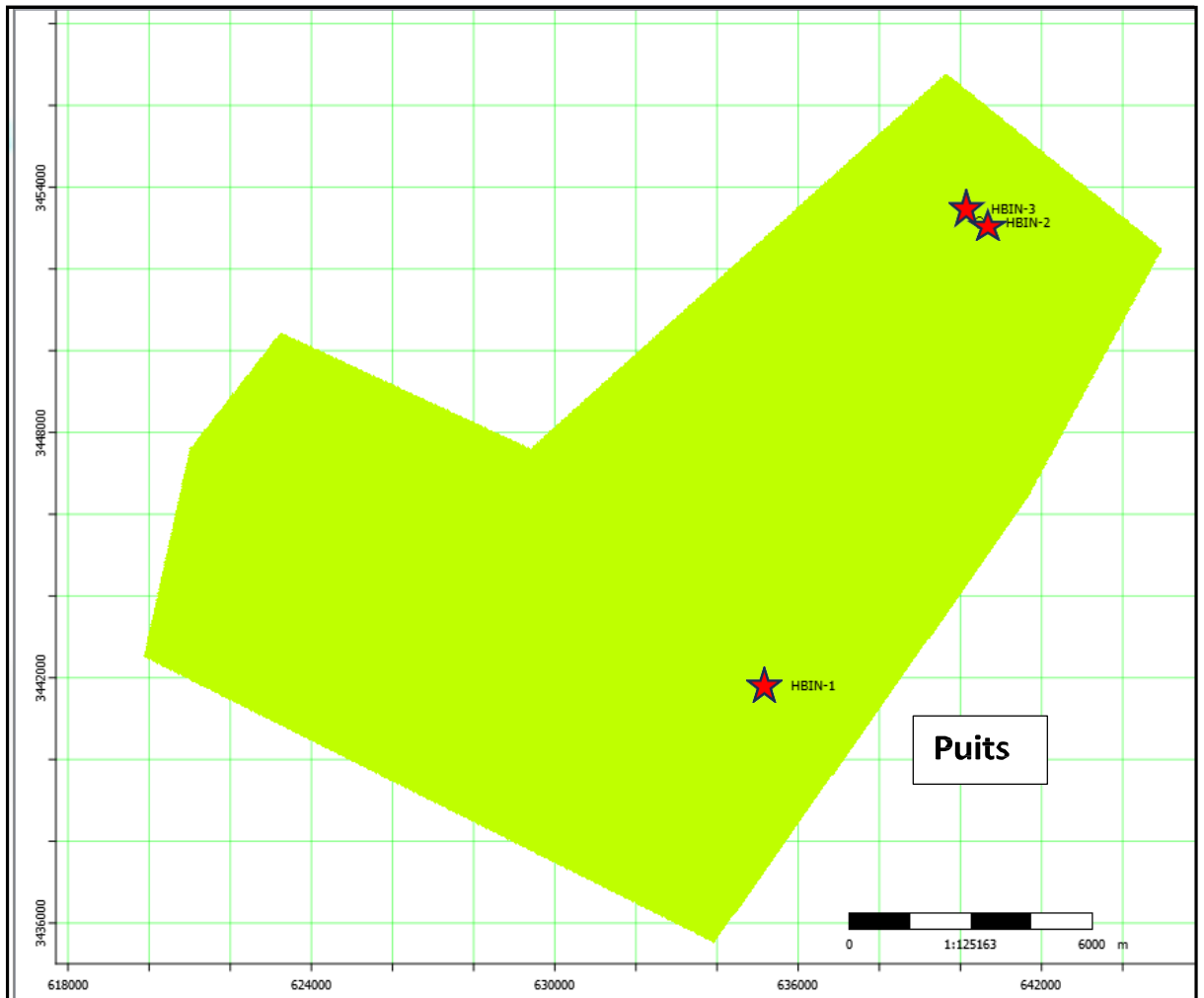


Figure VII.1 : Géométrie de la sismique et la position de puits

VII .1.2. Les données de puits :

Nous avons trois puits implantés dans la région couverte par la sismique, comme illustré par la figure ci-dessus, les puits sont les suivants : HBIN-1, HBIN-2 et HBIN-3 .

Puits	P-wave	S-wave	Density	GR	Caliper	Vsh	PHI	Sw	Check Shot
BIN-1	OK	OK	OK	OK	OK	OK	OK	OK	OK
BIN-2	OK	OK	OK	OK	OK	OK	OK	OK	OK
BIN-3	OK	OK	OK	OK	OK	OK	OK	OK	OK

Tableau VII.1 : Disponibilité des données de puits

VII.1.3. Les horizons sismiques :

L'interprétation structurale reste indispensable, car elle est d'une importance capitale lors de la construction du modèle initial pour l'inversion, les horizons disponibles sont : la discordance Hercynienne (DH), le Lias argileux et l'argile micro :

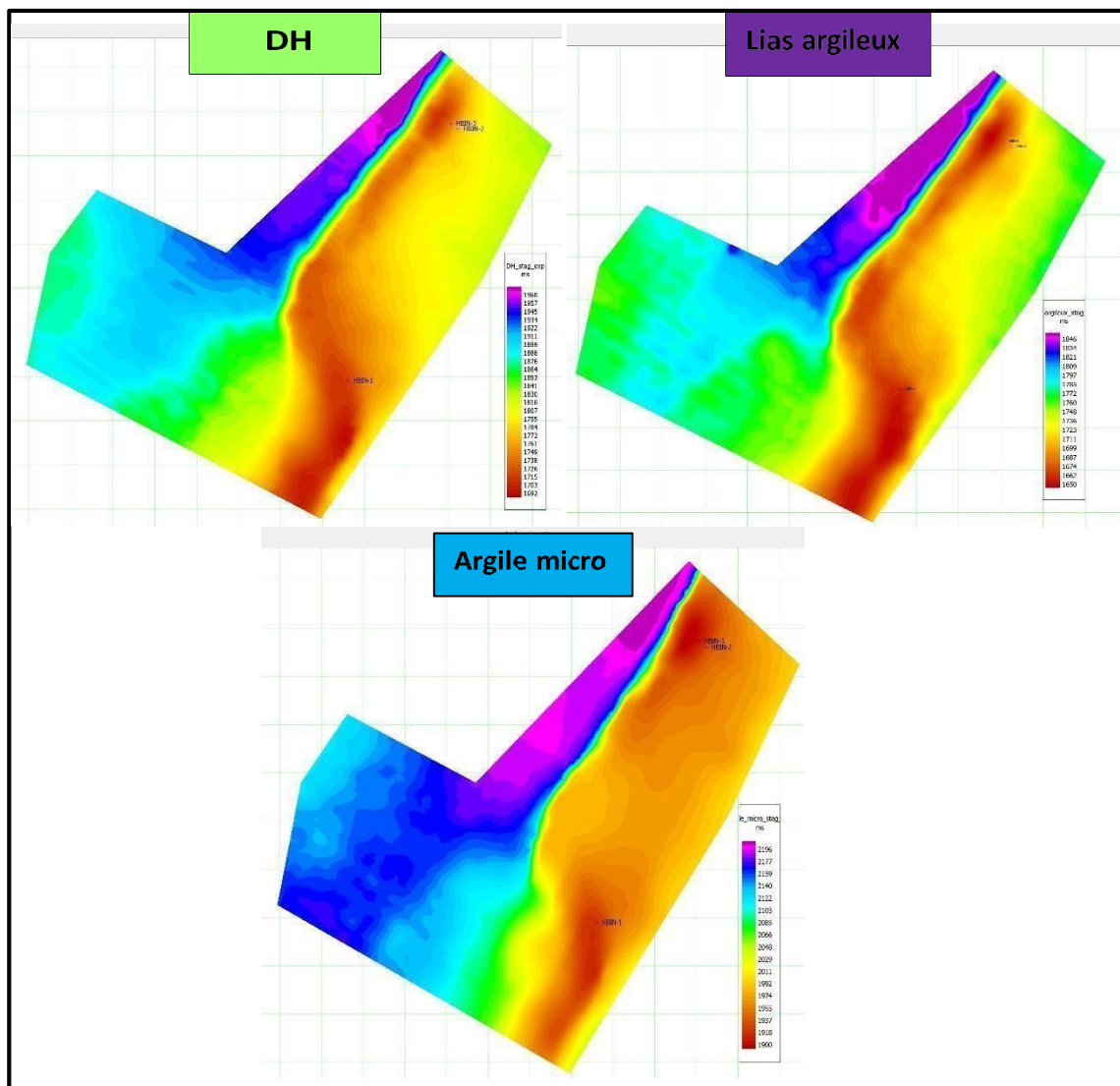
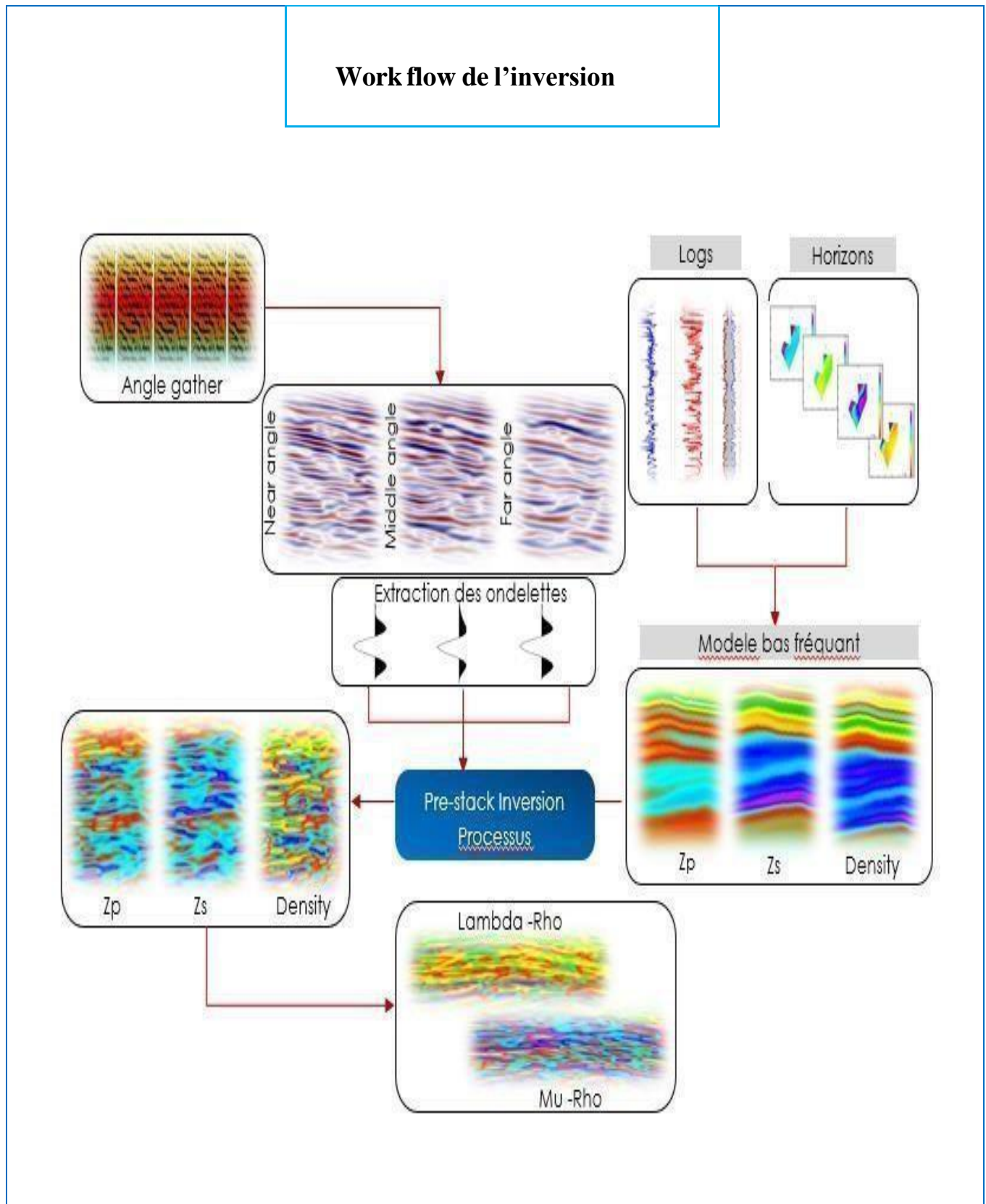


Figure VII.2 : Les horizons sismiques interprétés et utilisés dans l'étude

VII. 2. Workflow de l'inversion sismique simultanée :



La problématique de l'inversion sismique est complexe et ne possède pas de solution unique. Elle est également très sensible aux interférences, c'est pourquoi il est nécessaire de préconditionner les données avant de les traiter.

VII.3. Pré-conditionnement des données sismiques :

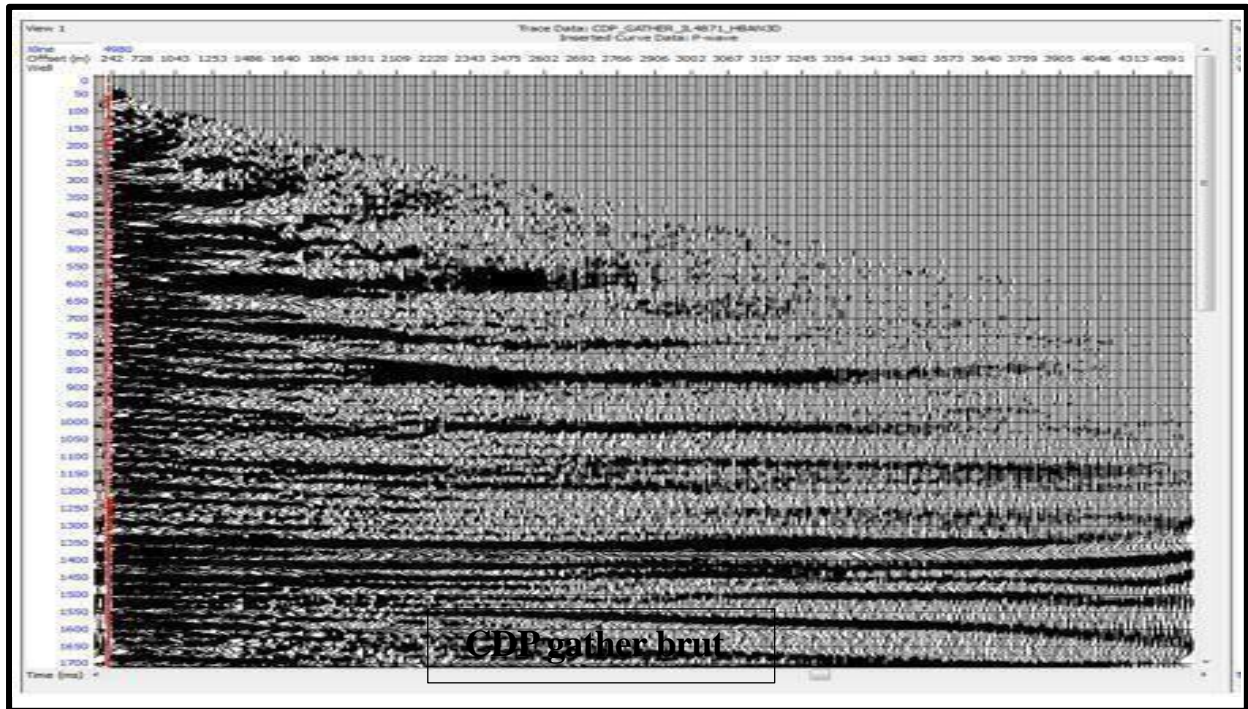


Figure VII.3 : CDP gather brut avant pré-conditionnement

Un premier examen des données sismique a permis de constater le mauvais alignement des réflexions sismiques ainsi de la présence de bruit aléatoire. A l'effet de palier à ces problèmes, On a procédé à l'application d'une séquence de traitement complémentaire ayant abouti à l'amélioration de la qualité de l'image sismique en augmentant le rapport signal/bruit.

On peut voir sur la figure le mauvais alignement des évènements ainsi la présence de bruit aléatoire qu'on doit éliminer.

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

- Le mute.
- Corrections statiques résiduelles.
- Filtre radon.
- Filtre passe bande.

VII.3.1. Le mute :

Le mute consiste à la mise à zéro du signal indésirable présent dans les données sismique brutes. Ce signal indésirable est dû à l'offset et ça se voit sur la sismique sous forme des stretches sur les évènements sismiques.

Concernant la sismique utilisée dans cette étude, un mute est appliqué sur l'ensemble des traces du CDP Gathers dans une fenêtre de temps ne dépassant pas les mille premières millisecondes (1000 ms) car notre objectif se trouve plus au moins superficiel.

Le mute a été effectué à l'angle 42°.

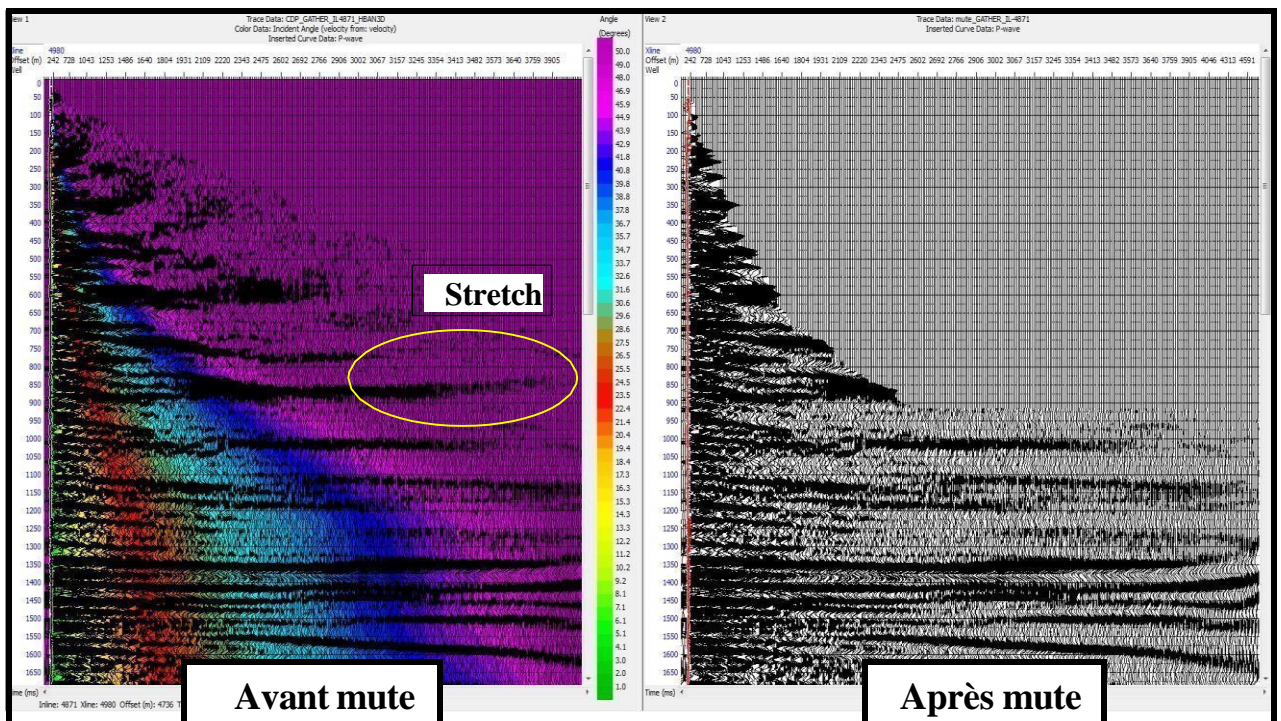


Figure VII.4 : Gather avant et après le mute à 42°

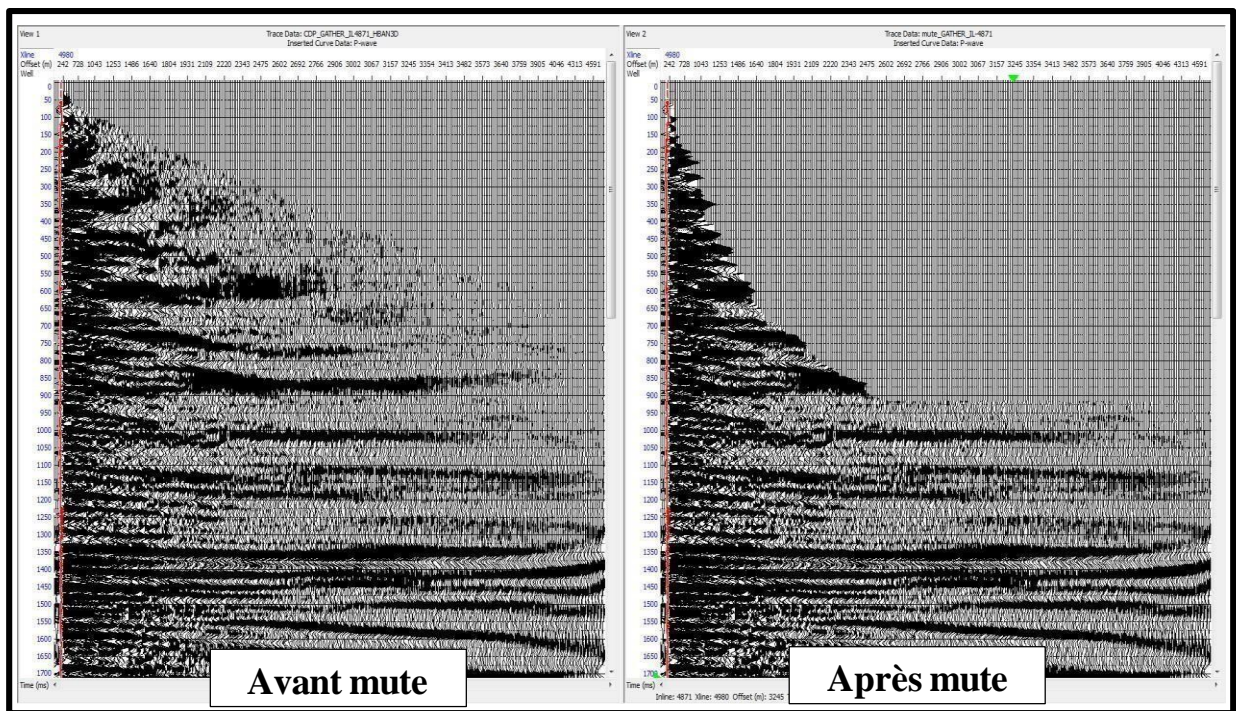


Figure VII.5 : Gather avant et après le mute

Contrôle qualité du mute :

En général, Le contrôle qualité de certain processus en préconditionnement c'est par l'analyse du spectre d'amplitude en fonction de la fréquence. Cette analyse s'assure que le processus joue un rôle efficace et permet de garantir que les données préparées pour l'analyse ultérieure sont de la meilleure qualité possible.

Pour cela, on a fait l'analyse suivante :

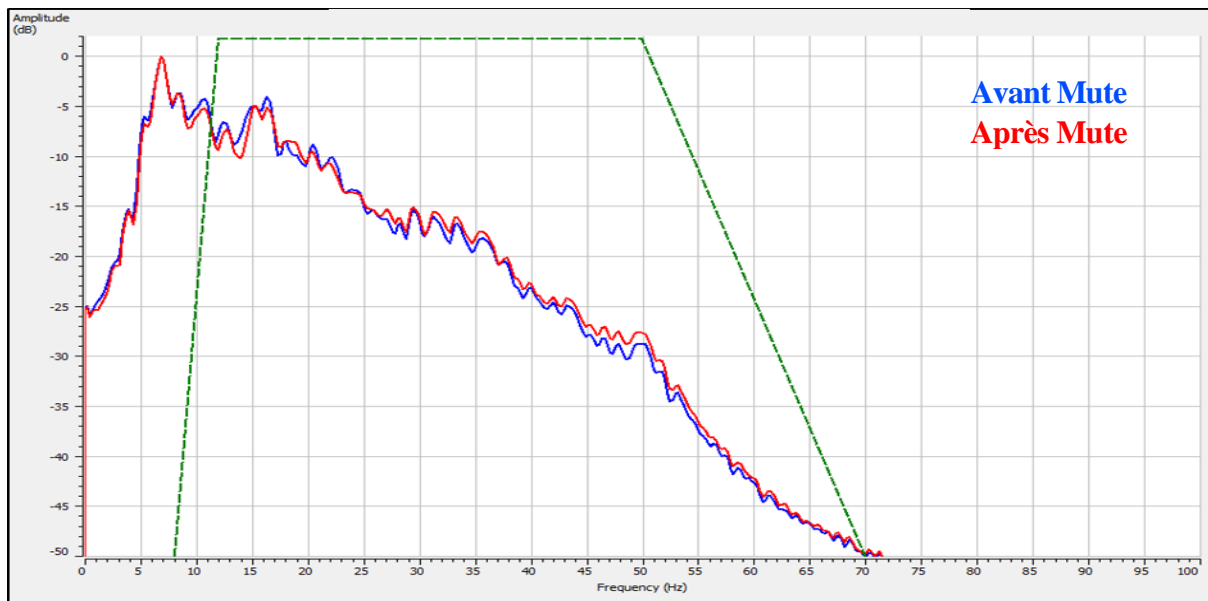


Figure VII.6 : Spectres d'amplitude sur le Stack avant & après Angle Mute

VII.3.2 Corrections Statiques Résiduelles (Trim Static) :

En vue d'améliorer l'alignement des réflexions une correction statique résiduelle CSR a été appliquée après avoir effectué plusieurs tests, on choisit une fenêtre dans laquelle les traces seront sommées donnant naissance à une trace de référence, l'ensemble des traces seront "shiftées" selon un seuil prédéfini afin de correspondre au maximum à la référence.

Les paramètres choisis sont les suivants :

- Length = 24 ms (longueur de la fenêtre).
- Time step = 12 ms (pas de glissement).
- Maximal Time shift = 8ms

Tests	Longueur	Pas en temps	Shift en temps
1	100	50	16
2	80	40	4
3	24	12	8

Tableau VII.2 : Les testes de corrections statiques résiduelles

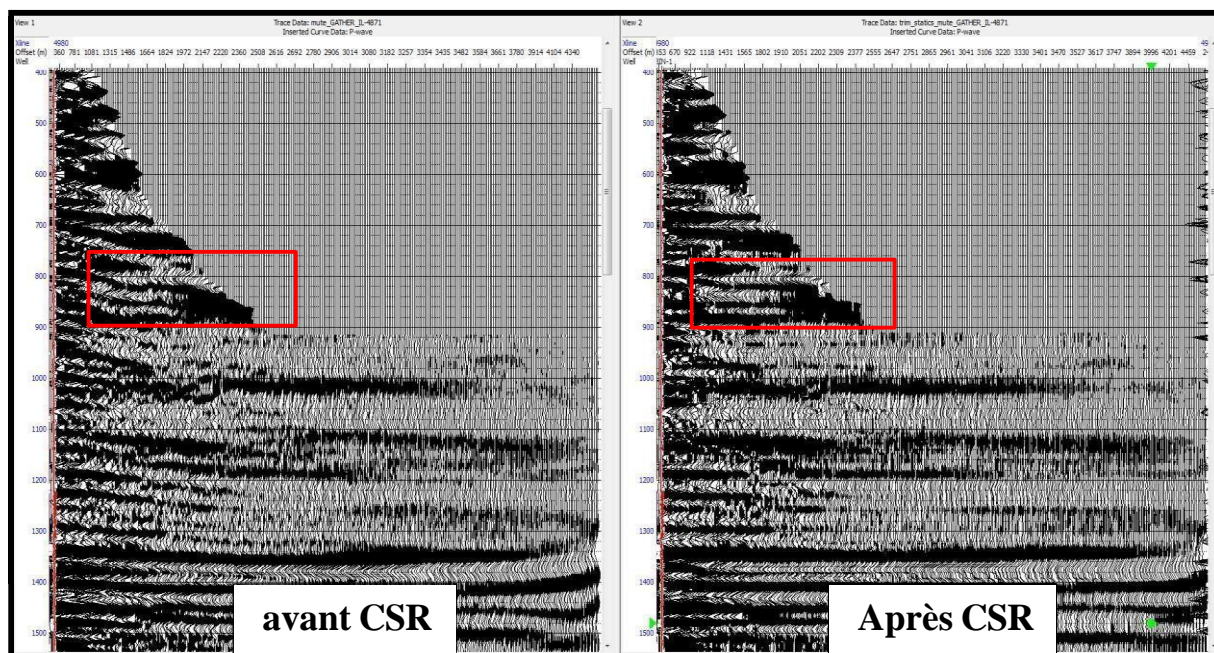


Figure VII.7 : Gather avant et après trim static (CSR)

On peut bien voir l'alignement des événements sur le gather après avoir effectué les corrections statiques résiduelles (trim static).

Contrôle qualité des corrections statiques résiduelles :

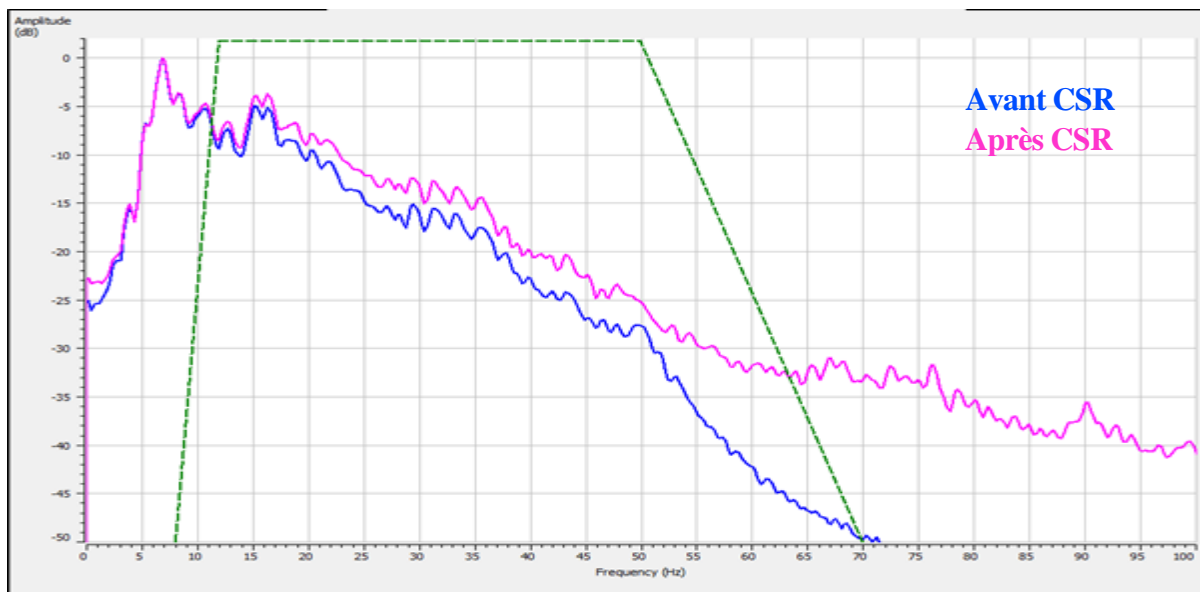


Figure VII.8 : Spectres d'amplitude sur le Stack avant & après Angle Mute

VII.3.3 Atténuation du bruit aléatoire (Transformée de Radon) :

L'atténuation du bruit utilisant la transformée de Radon qui consiste à la soustraction des bruits. Cette opération a été appliquée avec les paramètres suivants :

- Low delta = -10 ms.
- High Delta T = 100 ms.
- Rapport Signal/Bruit désiré = 0,6.

Ce filtre utilise une fenêtre limitée (dans notre cas : de -10 ms à 100 ms) pour effacer tout arrangement aléatoire qui nous apparaît comme une réflexion.

Teste	High delta	Low delta	Signal/Bruit
1	-30	200	0.6
2	-30	100	0.6
3	-10	100	0.6

Tableau VII.3: Les testes de transformée de Radon

La figure suivante montre le CDP gather après avoir utilisé les paramètres de test :

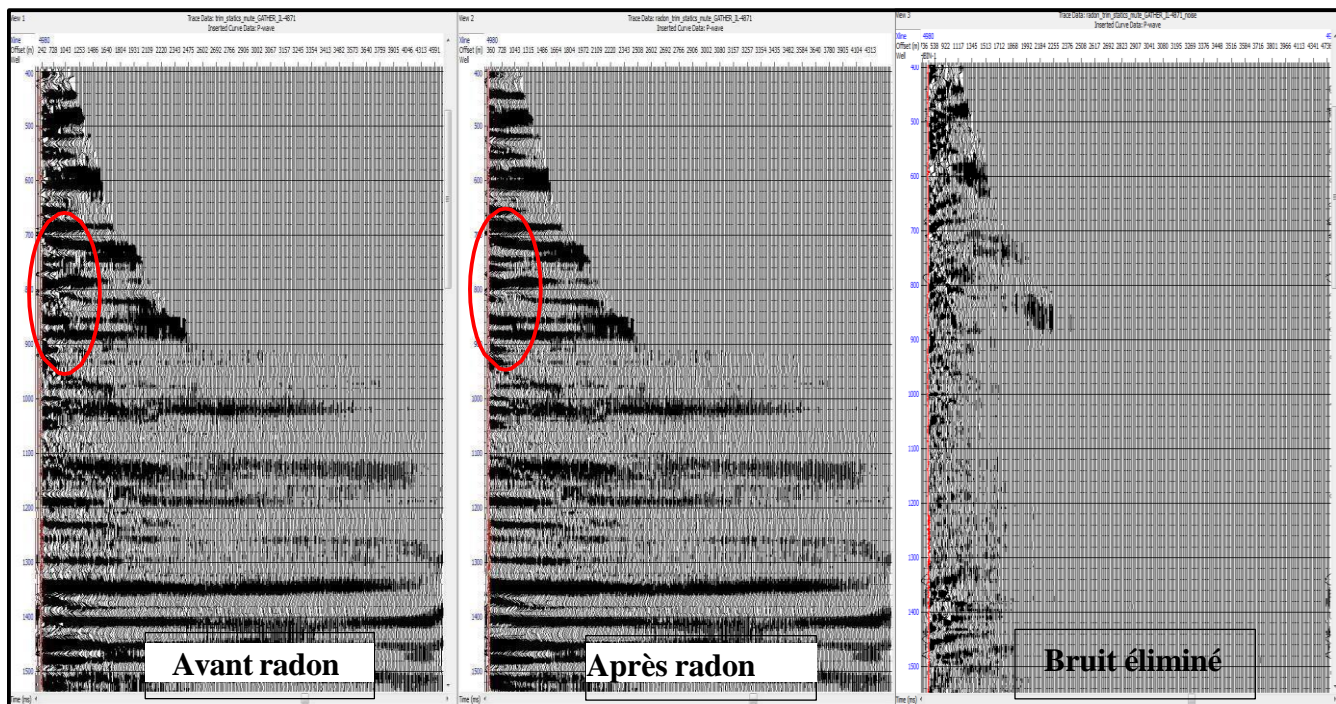


Figure VII.9 : CDP Gather avant, après filtre radon et le bruit éliminé

VII.3.4 Le Filtre Passe Bande :

C'est un filtre qui permet d'atténuer les fréquences considérées comme des bruits en dehors de la bande fréquentielle sismique. Ce filtre a été effectué avec les paramètres suivant :

- Bande passe filtre : 8-12 Hz /60-70 Hz

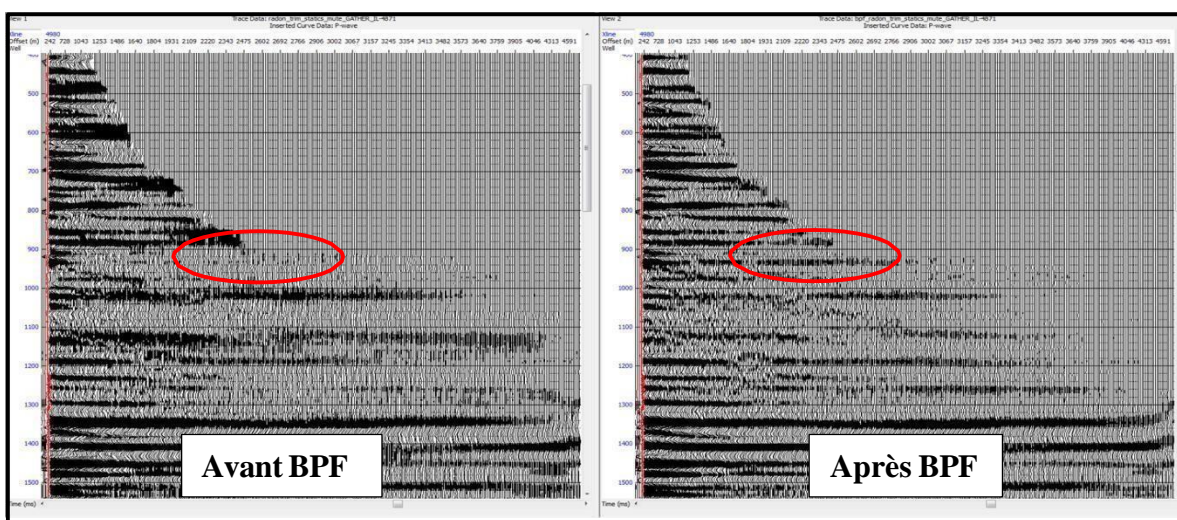


Figure VII.10 : Application du filtre passe-bande (BPF) sur le gather

Le filtre passe bande amplifie aussi le signal sismique utile comme on peut le voir sur la figure VII.11.

Contrôle qualité du filtre passe bande :

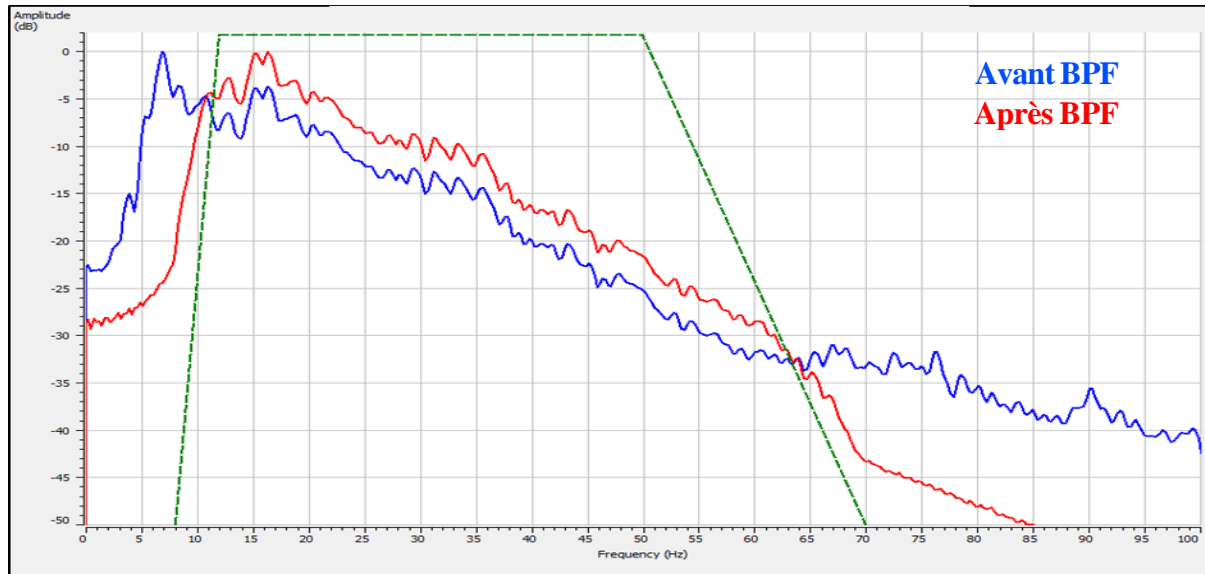


Figure VII.11 : Spectres d'amplitude sur le Stack avant et après le filtre passe bande

VII.3.5 Conclusion :

Au terme du conditionnement des données sismiques, nous avons amélioré le rapport Signal/Bruit sur les CDP-Gather données par un renforcement de la continuité de l'alignement des réflexions sismiques, tout en minimisant les bruits accompagnée d'une amélioration du rapport Signal/Bruit sur les CDP-Gather .

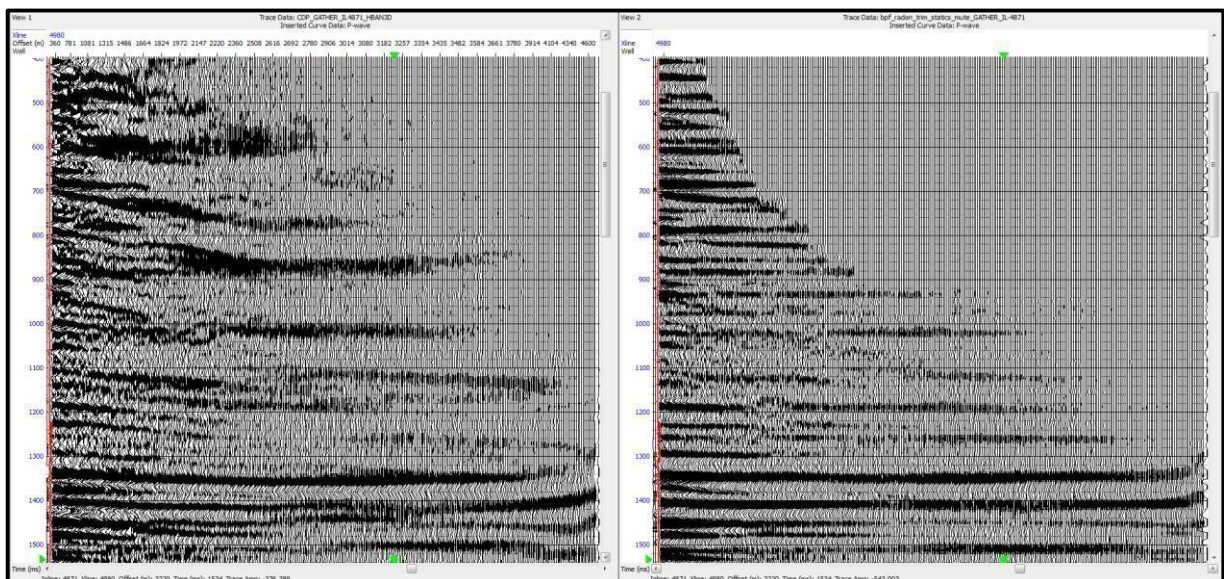


Figure VII.12 : CDP gather avant (gauche) et après pré-conditionnement (droite)

Contrôle qualité du pré-conditionnement :

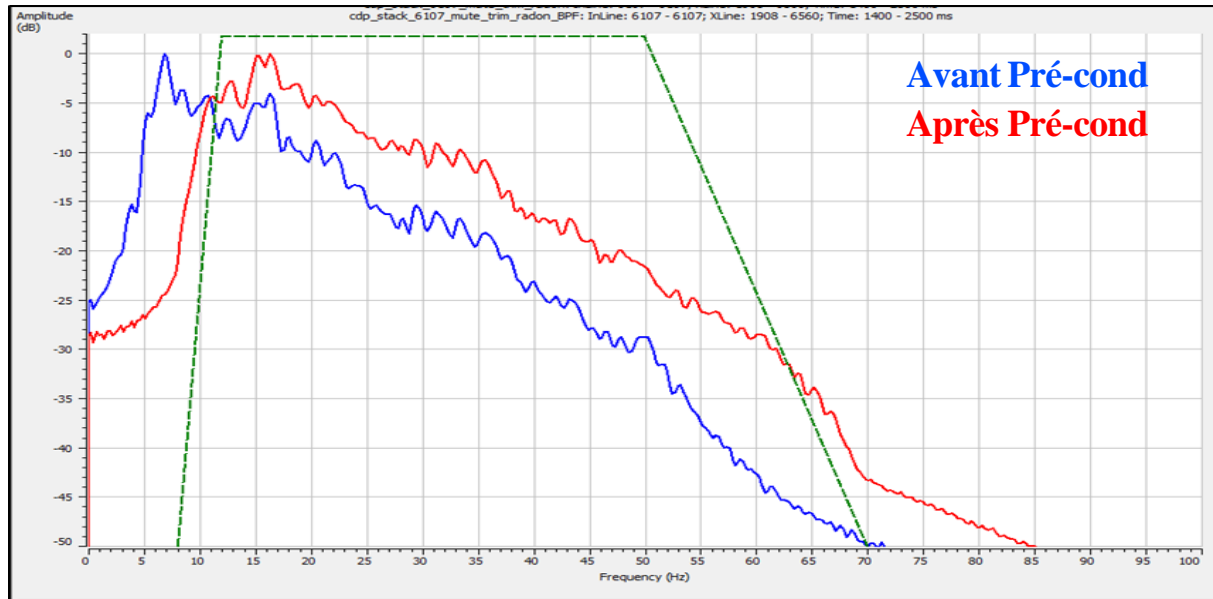


Figure VII.13 : Spectres d'amplitude avant (rouge) et après le filtre passe bande (bleu)

VII.4. Pré-conditionnement des données de puits :

Splice :

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

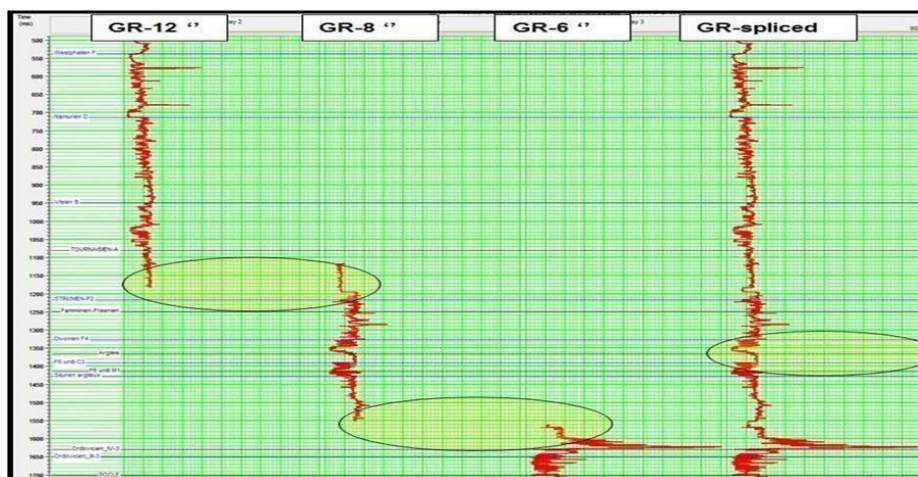


Figure VII.14 : Splice des différentes phases du gamma-ray

Dispike :

Le processus implique la suppression des pics anormaux dans les enregistrements, car ces pics peuvent conduire à une mauvaise interprétation. Ils sont généralement causés par les fissures dans la cimentation de puits.

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

Lissage (Smooth):

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

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

- Fréquence minimale 0 Hz.
- Fréquence maximale 70 Hz.

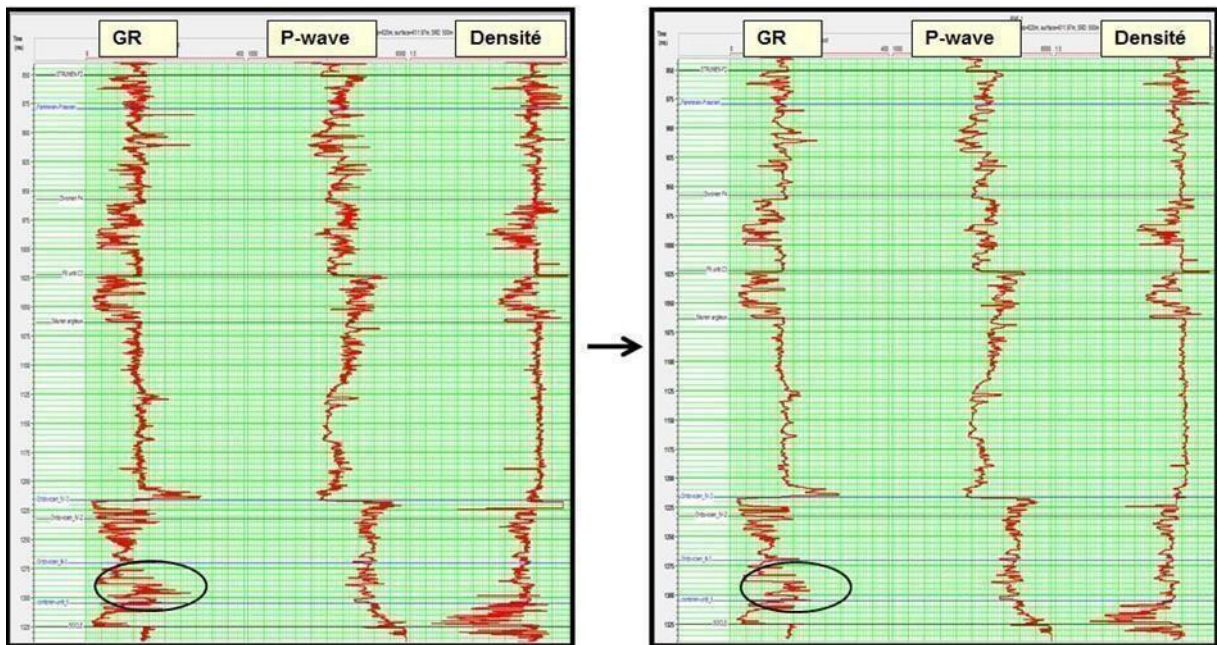


Figure VII.15 : Logs avant (gauche) et après pré-conditionnement (droite)

VII.5. Passage CDP gather-Angle:

La conversion des CDP gather (fonction des offsets) en Angle gather (fonction de θ) est nécessaire pour la réalisation l'inversion pré-stack utilisant l'approximation de Fatti et Al.

Il existe une relation non linéaire entre les offsets et les angles. Qui est calculée aux séquences de traitement et en analyse des vitesses. La Figure VII-16 représente le principe de la conversion :

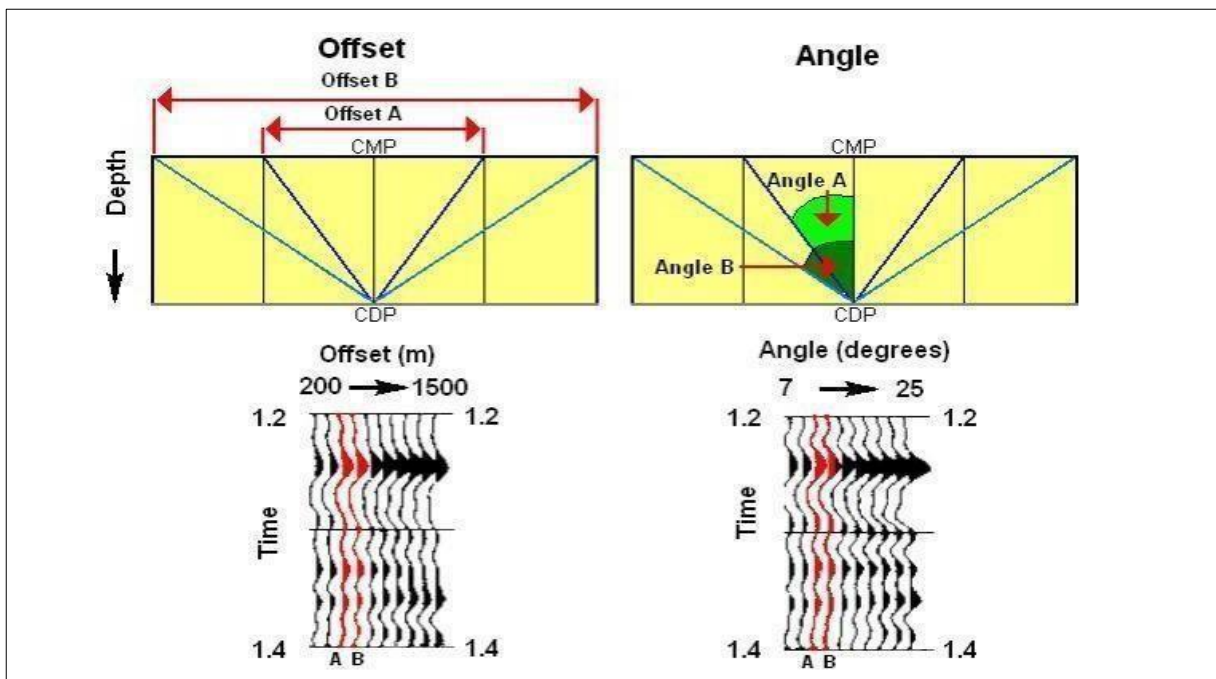


Figure VII.16 : Représentation de la transformation d'un CDP gather en un angle gather

La méthode utilisée est basée sur la relation entre offset et angle d'incidence donnée par :

$$\bullet \tan \theta = \frac{X}{2d} \quad (\text{VII.1})$$

$$\bullet d = \frac{V_{RMS} T_0}{2} \quad (\text{VII.2})$$

Où :

X : offset.

T₀ : two way time.

V_{RMS} : Vitesse quadratique Moyenne

On obtient un gather où chaque trace correspond à un angle d'incidence particulier.

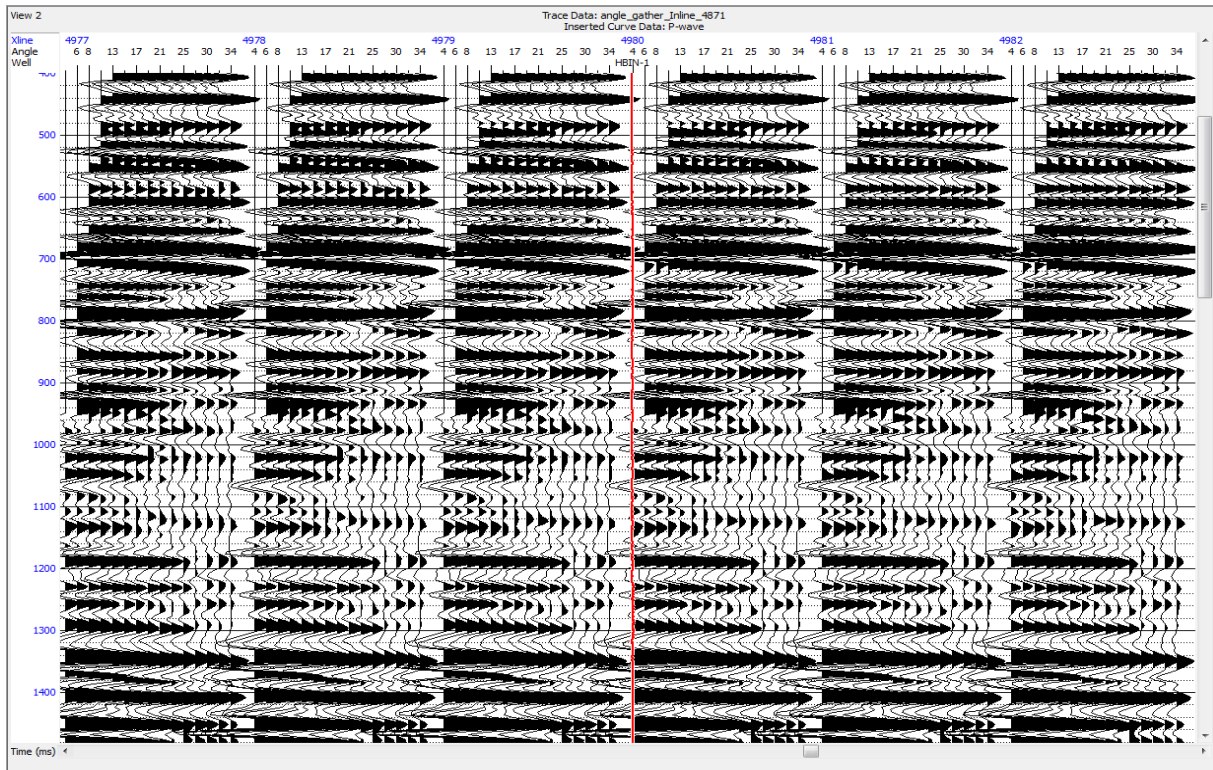
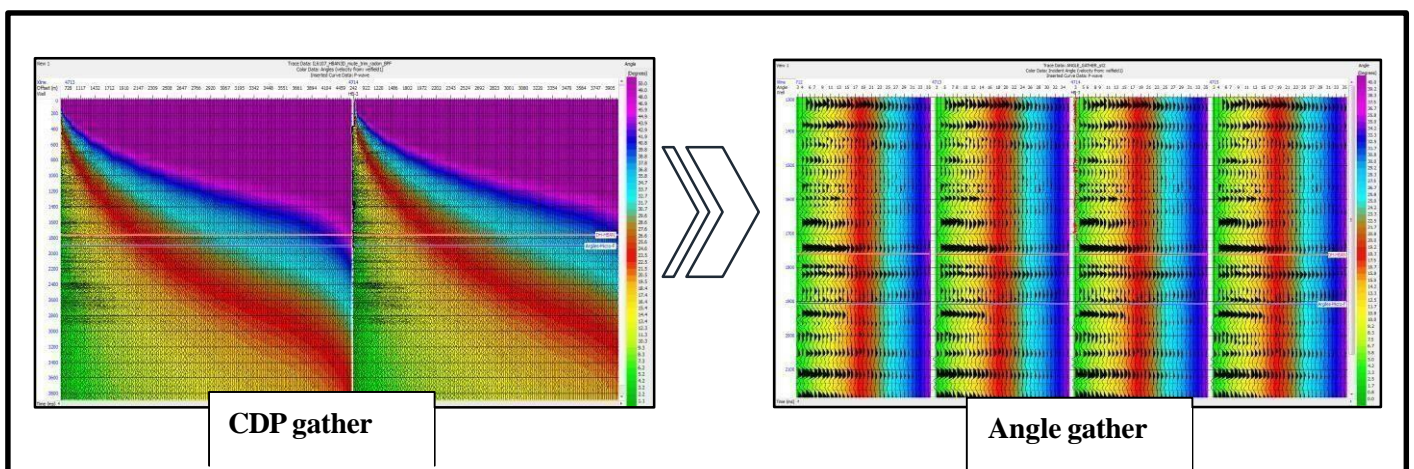


Figure VII.17: angle gather par rapport à l'angle d'incidence

Pour une meilleure visualisation on affiche cet angle gather en attribuant une palette de couleurs suivant l'angle d'incidence au voisinage du puits HBIN-3.



Figures VII.18 : Conversion CDP gather-Angle gathers L'attribut de couleur représente l'angle d'incidence

VII .6. Principe de la décomposition en stack partiel :

On décompose le full angle gather en plusieurs stacks partiels, et pour s'assurer que les amplitudes sont préservées, on étudie la corrélation entre chaque rang et le full angle gather.

Lorsqu'on décompose en stacks partiels, il y a deux aspects à prendre en compte :

- Il faut déterminer l'angle maximal et minimal d'incidence de l'intervalle qui nous intéresse.
- Il est nécessaire de définir le nombre de stacks partiels à utiliser.
- Tenir compte de la façon dont les amplitudes varient.

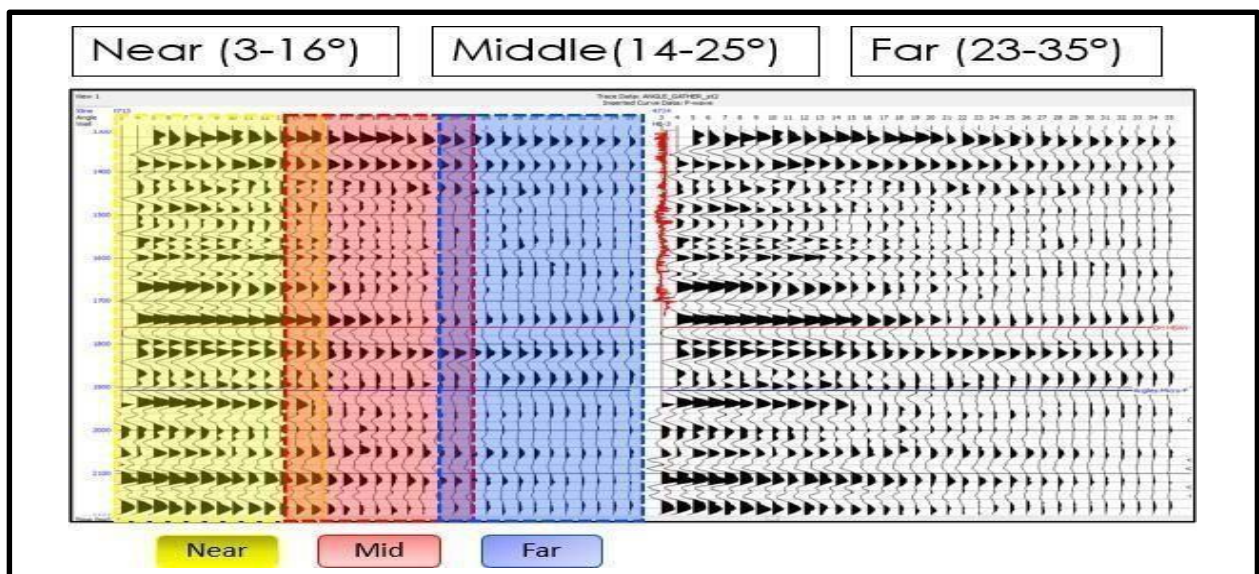
En décomposant trois stacks partiels, qui sont suffisant pour la vérification du rapport S/B, le temps de calcul et la corrélation ainsi que l'extraction des ondelettes.

Nous avons décomposé cet intervalle en trois rangs pour générer trois stacks partiels, avec chevauchement entre eux, afin de réaliser l'étude d'inversion pré-stack :

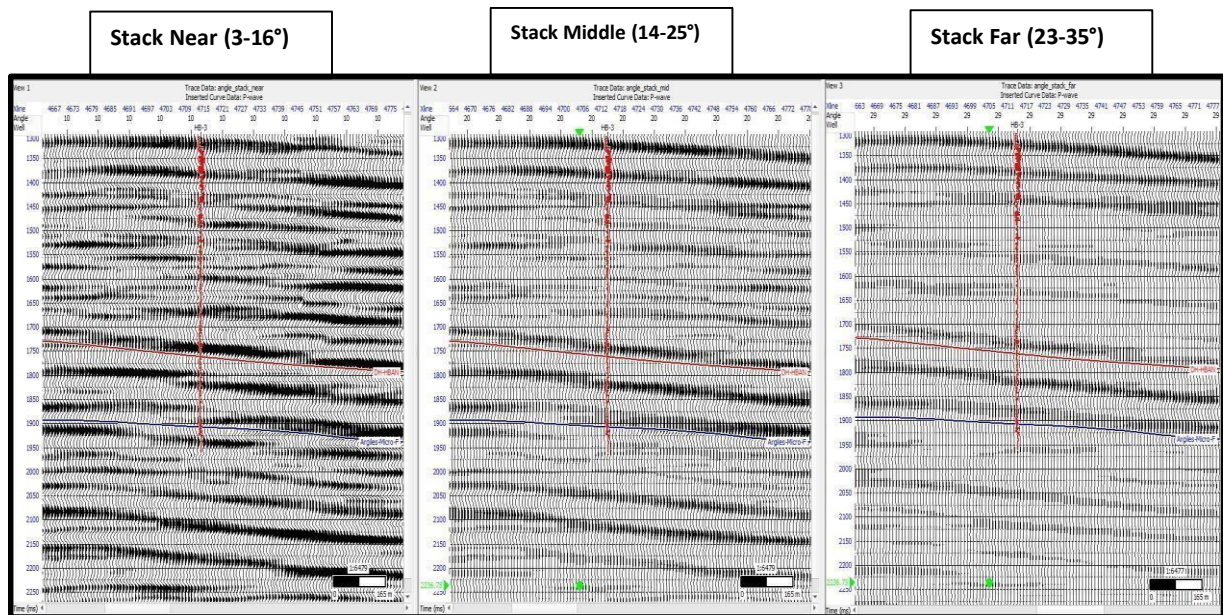
Near (proche): [3°-16°]

Middle (intermédiaire): [14°-25°]

Far (éloigné): [23°-35°]



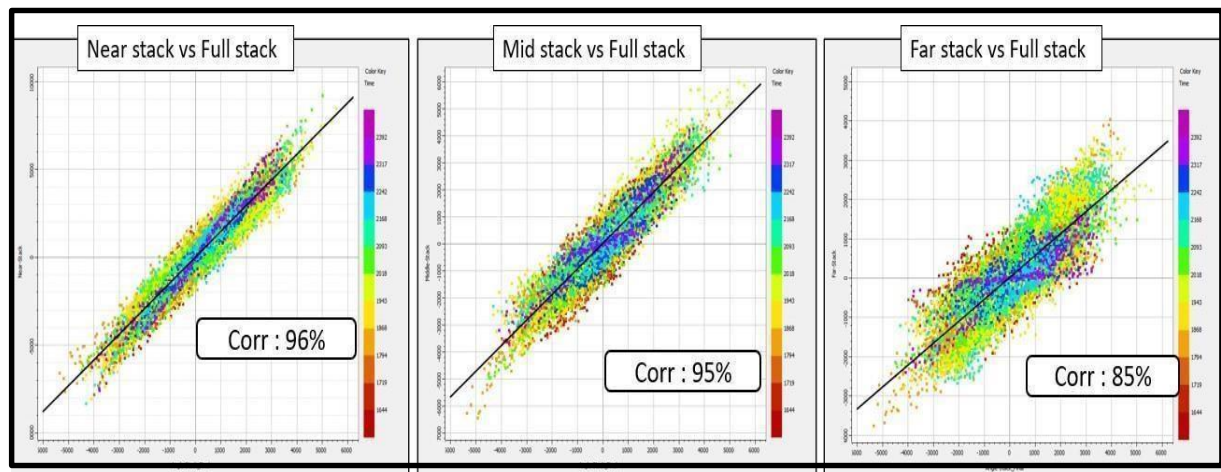
Figures VII.19 : Décomposition en angles stacks partiels Near, Mid et Far



Figures VII.20: Angle stacks

VII.6.1 Contrôle de qualité de la décomposition :

Pour contrôler la qualité de notre décomposition partielle, nous avons appliqué une corrélation pour chaque rang avec le full-stack au niveau de puits HBIN-3, et nous avons obtenu les résultats suivants :



Figures VII.21 : Contrôle qualité de la décomposition en stacks partiels « Near, Mid, Far » au niveau du puits HBIN-3

- Near (96 %) : une excellente corrélation avec le full stack
- Middle (95 %) : une excellente corrélation avec le full stack
- Far (85 %) : une très bonne corrélation avec le full stack

VII.7 Corrélation sismique/puits (Well-Tie) et extraction de l'ondelette :

Le well-tie est une étape fondamentale dans le processus d'inversion, il met en effet la relation des données de puits : des digraphies, VSP... et des données sismiques, mesurées respectivement en profondeur et en temps. Cette corrélation est établie au niveau de chaque puits pour les trois gammes d'angles : **Near, Middle, Far**.

Cette étape se déroule en plusieurs phases. Tout d'abord, une fonction temps/profondeur est déterminée à cet effet. Ensuite, on fait l'extraction des ondelettes pour chaque stack partiel qui passera par deux stades :

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

- Extraction de l'ondelette moyenne : dite « wavelet use well », permet d'estimer le spectre de phase de l'onde l'ondelette à partir des données de puits.

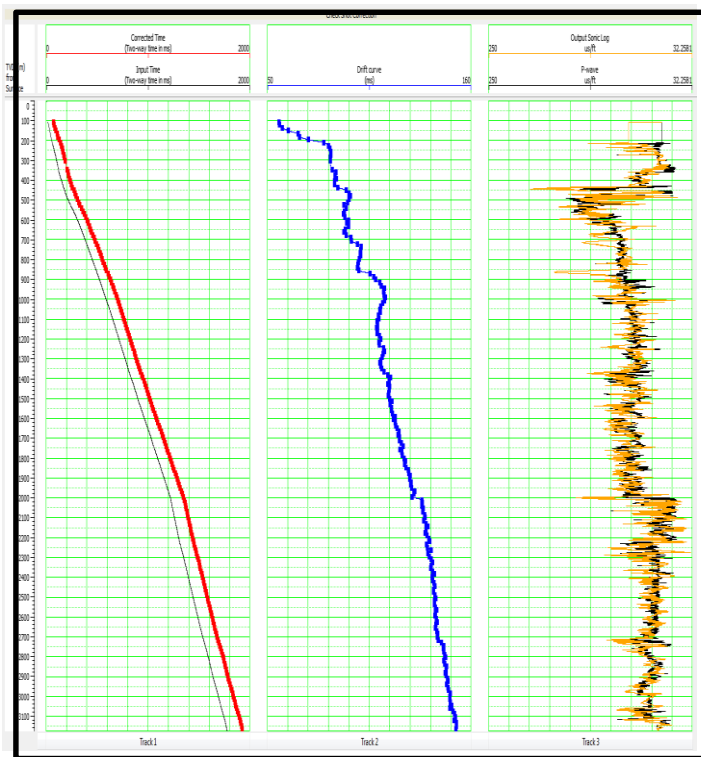
Alors, Une ondelette avec une estimation fiable de la phase et de l'amplitude a été déterminée.

À partir de chaque étape de ces derniers, un film synthétique sera généré et une corrélation sera effectuée entre ce film synthétique et la sismique au voisinage de chaque puits, et pour les trois intervalles d'angles.

VII.7.1 Calibrations du sonique (correction check-shot) :

La première étape consiste à effectuer une opération de correction appelée "check-shot correction" qui ajuste la table de conversion liée aux vitesses de l'onde P (sonique). Comme on peut le voir sur la figure **Figures VII.22**, la position de notre puits n'est pas la position réelle c'était juste pour l'affichage.

On applique la table temps-profondeur pour mettre les puits dans leurs position réelle en profondeur ce qui donne un affichage en temps double (ms) de puits dans les gathers sismiques. Cette correction permet d'avoir une meilleure correspondance entre la trace synthétique et la sismique réelle.



- Input (temps)
- Temps corrigé
- Drift time

Figures VII.22 : Corrections Check Shot au niveau du puits HBIN-1

VII.7.2 Extraction des ondelettes :

Une ondelette avec une estimation fiable de la phase et de l'amplitude est déterminante pour le processus d'inversion sismique.

L'obtention des différentes ondelettes, nécessaires pour la réalisation de l'étape de corrélation, passe par deux principales étapes : la première étape consiste à déterminer le spectre d'amplitude de chaque ondelette par l'extraction de l'ondelette dite "statistical" par la supposition de phase nulle, suivie par un calage au niveau de chaque puits, afin d'établir une nouvelle fonction temps/profondeur. Dans le but de déterminer la phase réelle de chaque ondelette, une deuxième étape consiste à extraire une ondelette dite wavelet use well pour chaque puits. A partir de l'ensemble des ondelettes Use-well, une ondelette dite "moyenne" est déterminée pour chaque intervalle d'angle.

VII.7.2.1 Extraction des ondelettes statistiques :

Cette étape consiste en extraction de l'ondelette statistiquement par l'utilisation de l'autocorrélation de la trace sismique au voisinage de chaque puits. Cette ondelette statique doit être convoluée avec la série de réflectivité calculée à partir des impédances acoustiques pour générer le film synthétique. Ainsi, afin d'obtenir une corrélation optimale entre les données des puits et les données sismiques, l'extraction de l'ondelette est effectuée pour chaque stack partielle : **Near, Middle, Far**.

La figure VII-23 représente les différentes ondelettes statistiques estimées dans les puits : **HBIN-1, HBIN-2, HBIN-3**

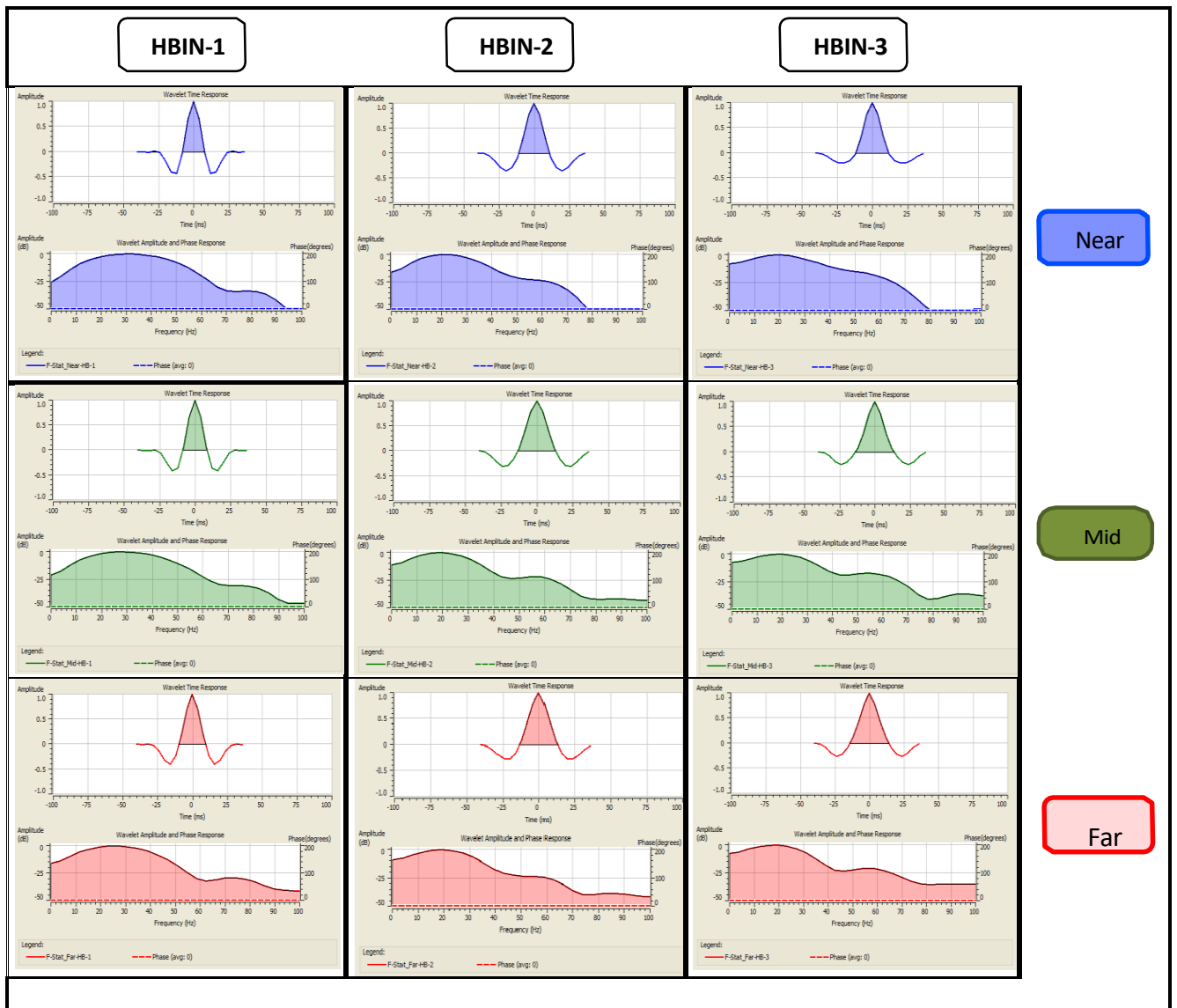


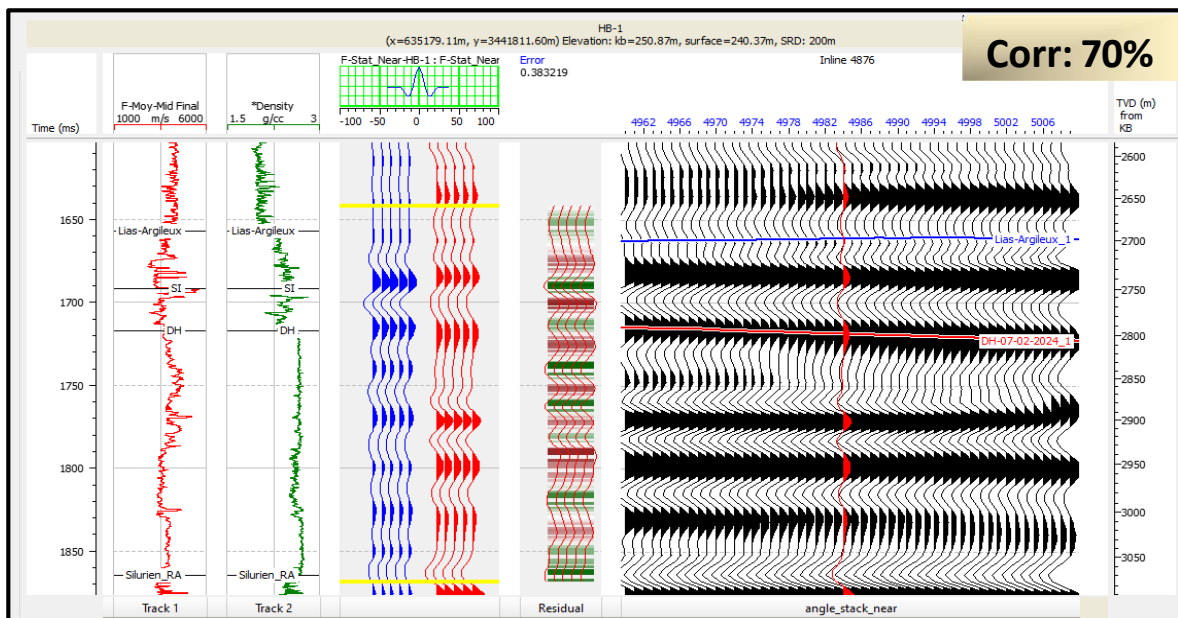
Figure VII.23 : les différentes ondelettes statistiques near, mid, far des puits HBIN-1, HBIN-2, HBIN-3

VII.7.2.2 Calage sismique-puits :

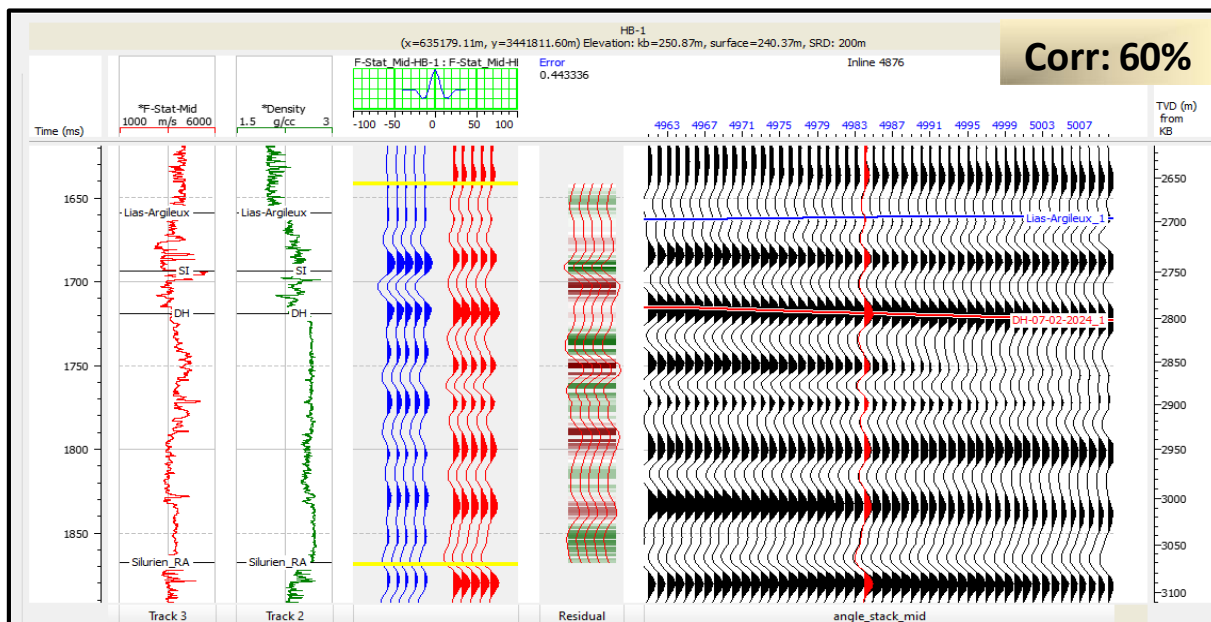
Cette étape vise à améliorer la correspondance en temps entre les événements sismiques du film synthétique et ceux des données réelles. Il s'agit d'identifier les événements sismiques sur le film synthétique, et de les faire correspondre avec la trace composite réelles au voisinage du puits, et ce en appliquant des shifts manuels. Des ajustements de cette relation sont généralement effectués afin de minimiser les erreurs de liaisons et d'affiner la corrélation entre la trace sismique, au voisinage du puits, et le film synthétique, généré à partir des données de diagraphies et les ondelettes extraites de la sismique.

Cette corrélation est établie au niveau de chaque puits pour les trois gammes d'angles, Near, Middle et Far

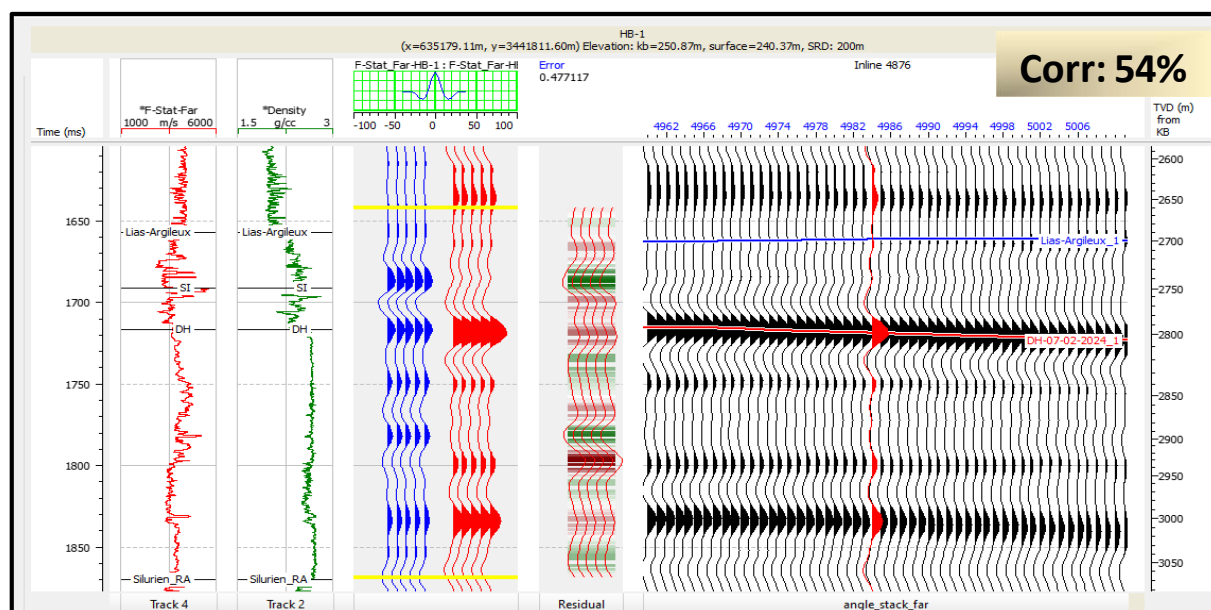
La figure VII-24 représente le résultat de la corrélation, après avoir supprimé, le décalage pour chaque stack au voisinage du puits



Figures VII.24 : calage sismique-puits HBIN-1(Near)



Figures VII.25 : calage sismique-puits HBIN-1 (Mid)



Figures VII.26 : calage sismique-puits HBIN- (Far)

Après avoir effectuer le calage au niveau du puits **HBIN-1** on passe a **HBIN-2**, **HBIN-3** :

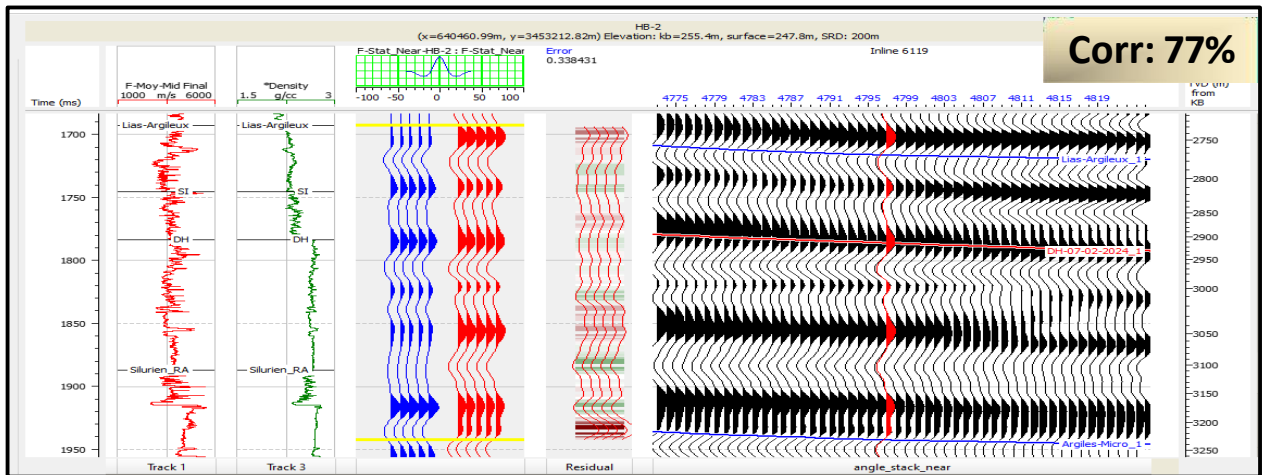


Figure VII.27 : calage sismique-puits HBIN-2(Near)

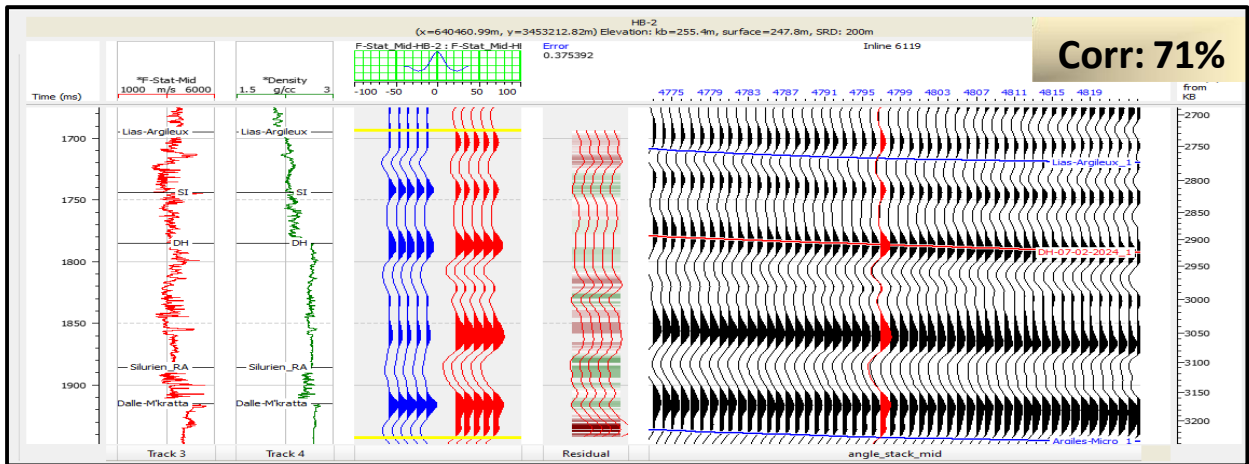


Figure VII.28 : calage sismique-puits HBIN-2 (Mid)

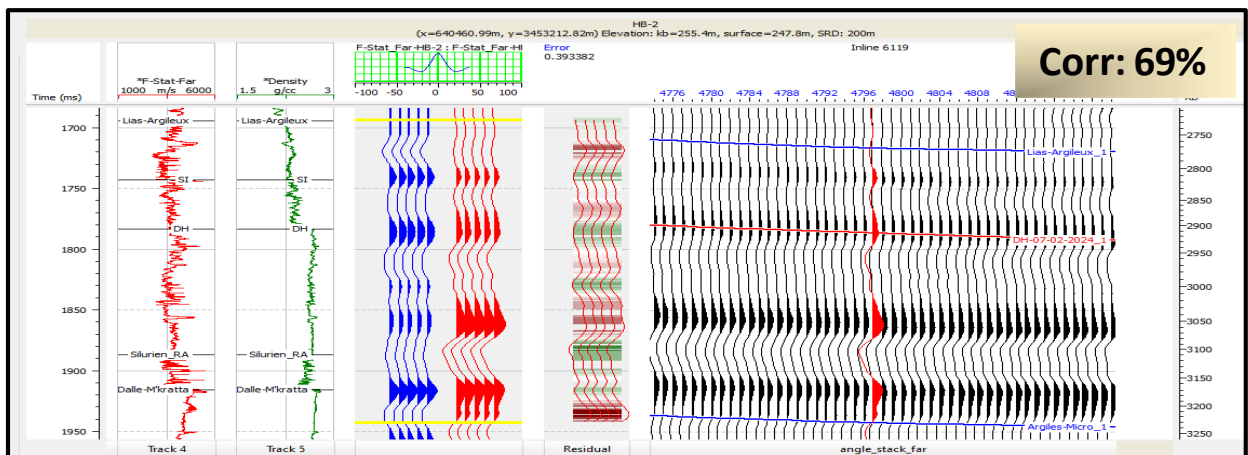
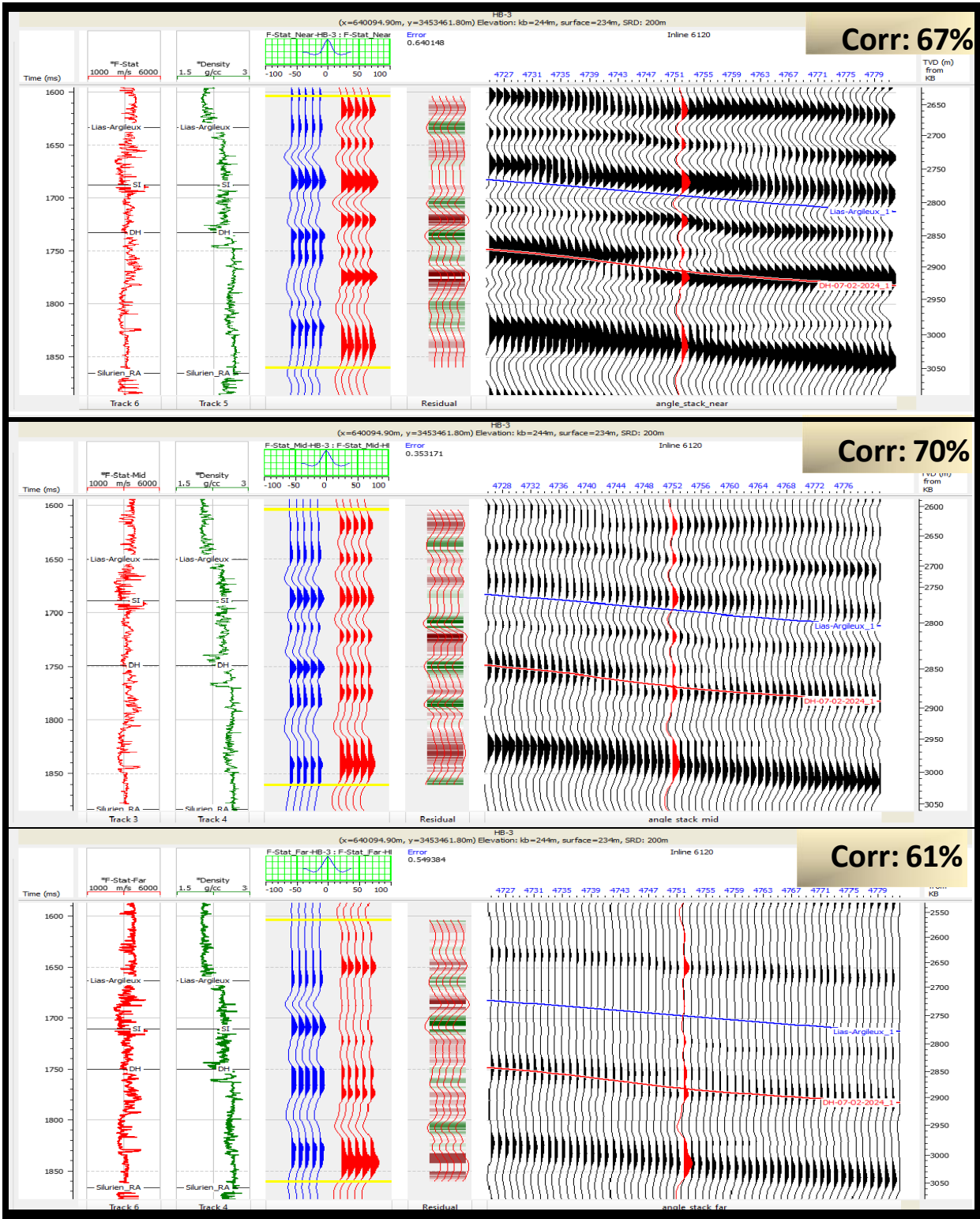


Figure VII.29: calage sismique-puits HBIN-2 (Far)



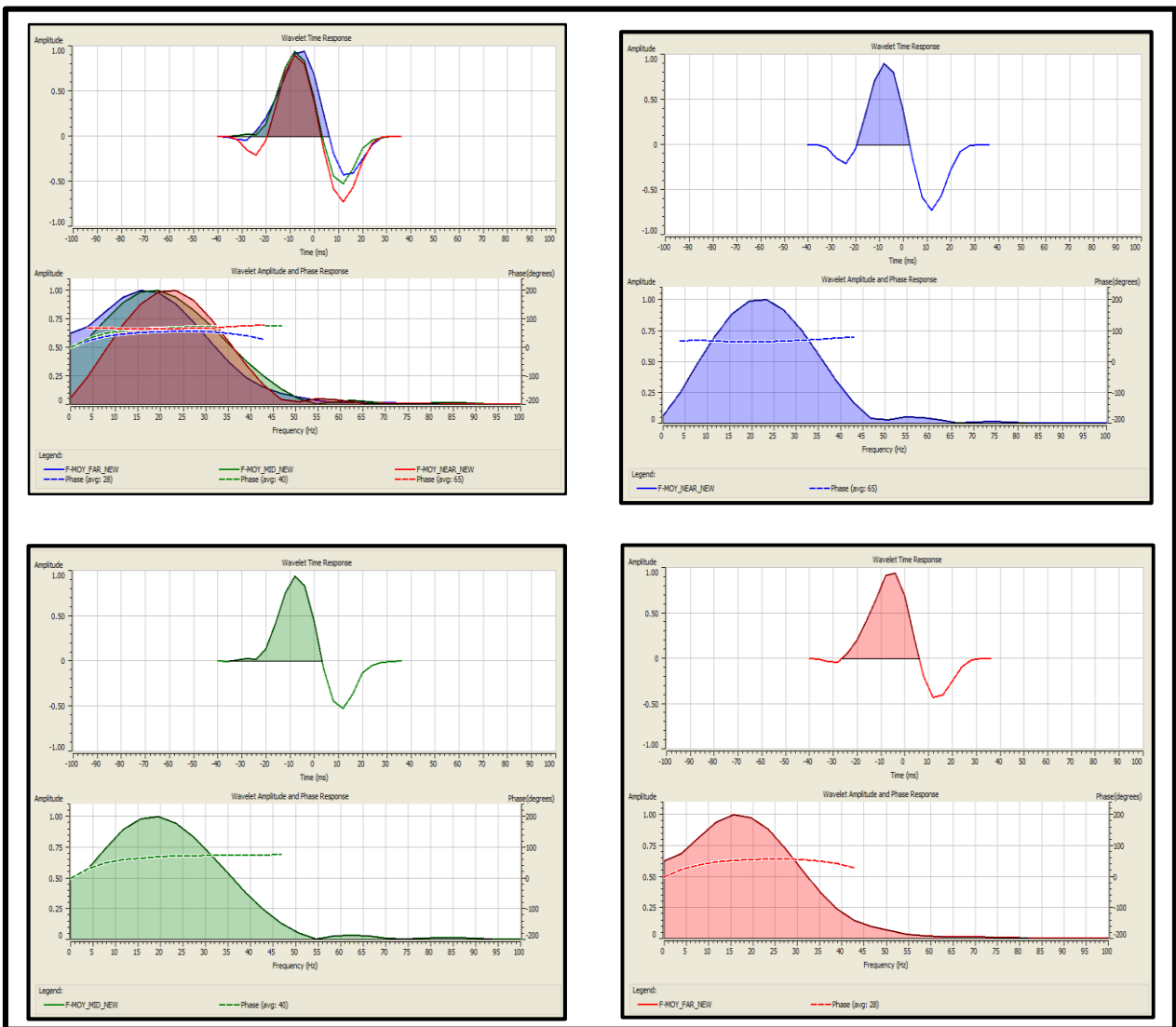
Figures VII.30: calage sismique-puits HBIN-3 (Near, Mid, Far)

VII.7.3 Extraction des ondelettes moyennes (using well) :

Dans le but de déterminer la phase réelle de chaque ondelette, une deuxième étape consiste à extraire une ondelette, dite wavelet use well, pour chaque puits.

A partir de l'ensemble des ondelettes Use-well, une ondelette dite 'moyenne' est déterminée pour chaque intervalle d'angle.

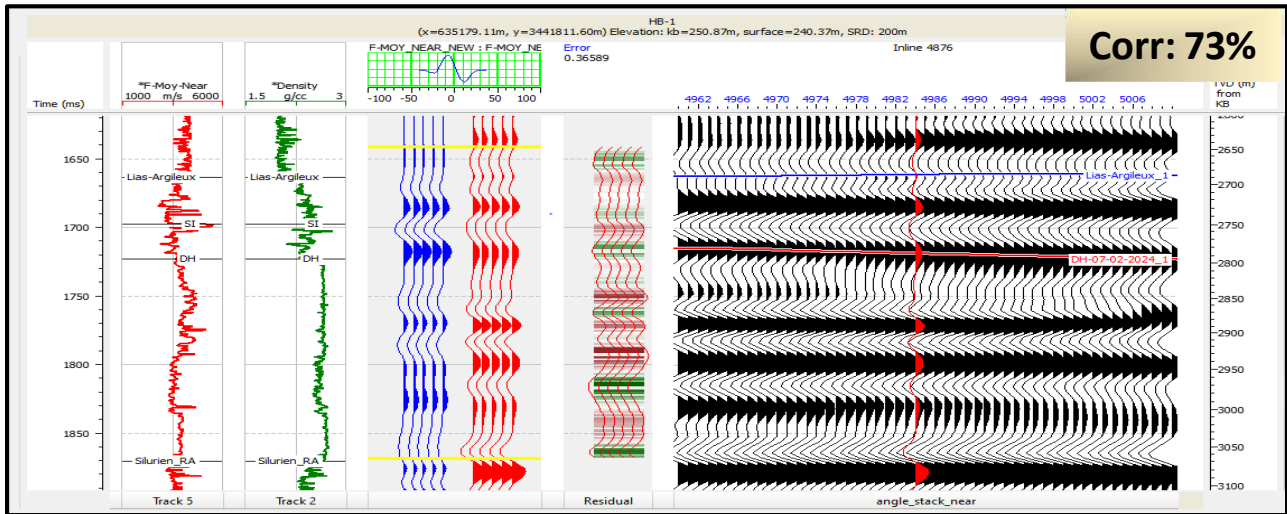
La figure VII-31 représente la forme des trois ondelettes moyennes et leur spectre d'amplitude respectif, ainsi que leurs phases correspondantes.



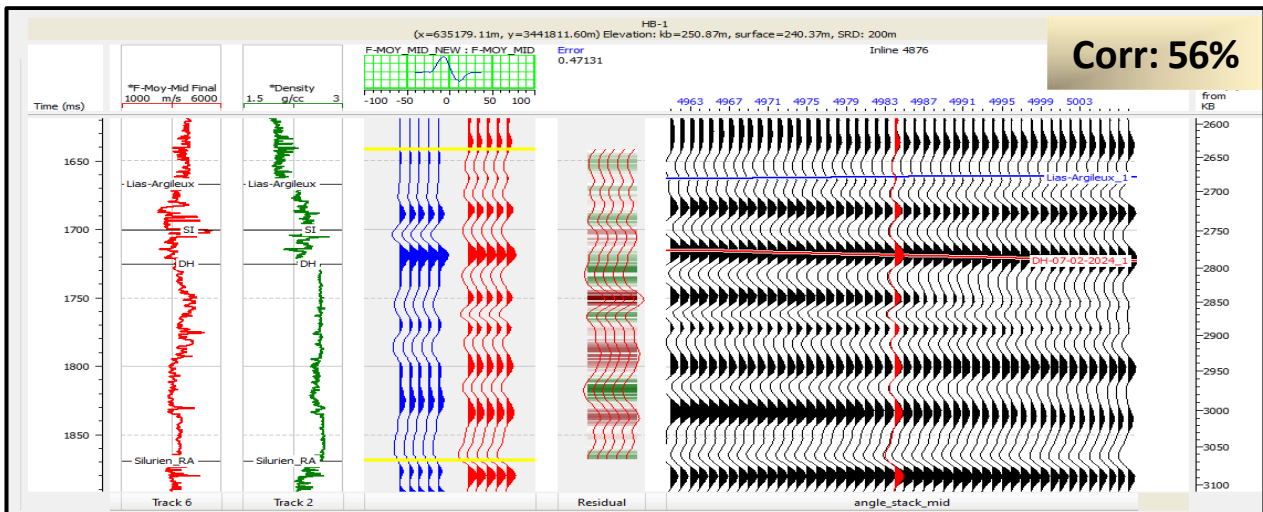
Figures VII.31 : Ondelettes moyennes : Near (bleu), Middle (vert) et Far (rouge)

VII.7.3.1 Calage sismique – puits (par l’ondelette moyenne) :

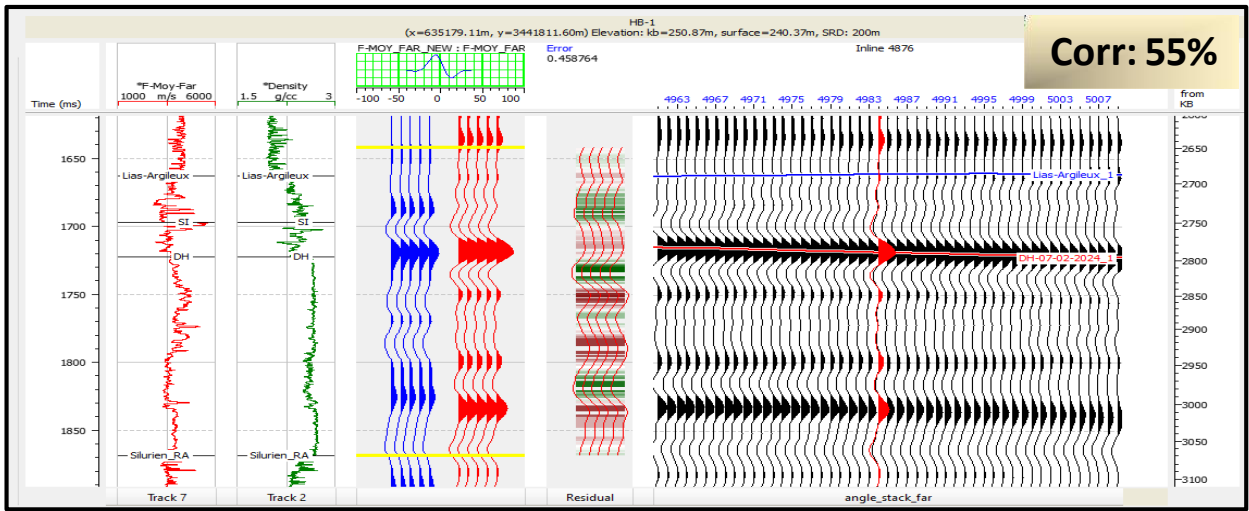
Après l’estimation de l’ondelette moyenne, celle-ci a été représentée par une phase et une amplitude bien définies, une corrélation est faite entre le film synthétique généré par l’ondelette moyenne obtenue et la sismique de chaque stack d’angle pour tous les puits illustré ci-dessous :



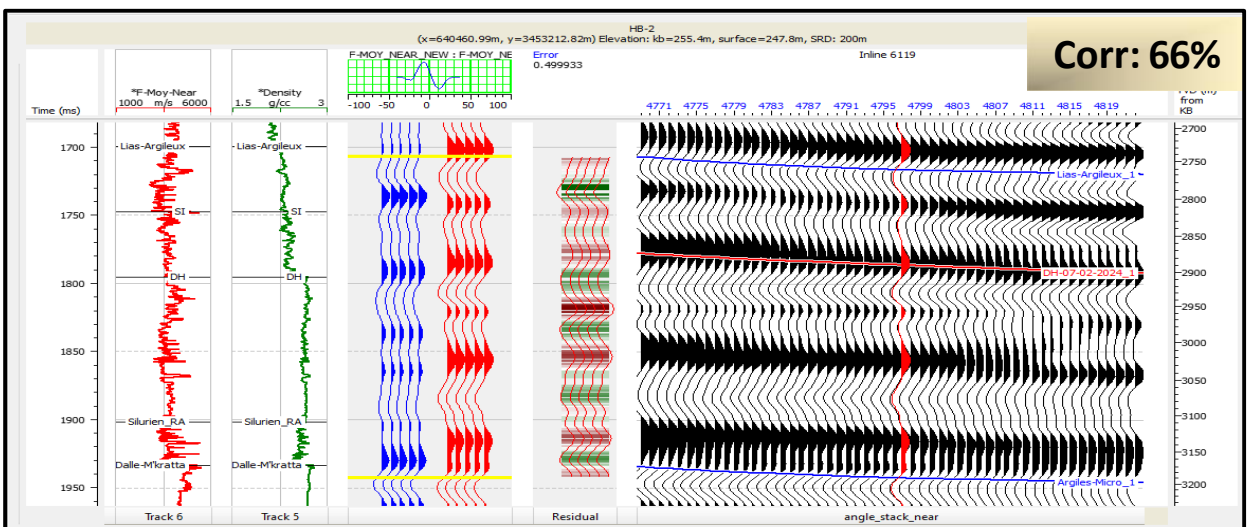
Figures VII.32: Calage sismique – puits ondelette moyenne (Near), HBIN-1



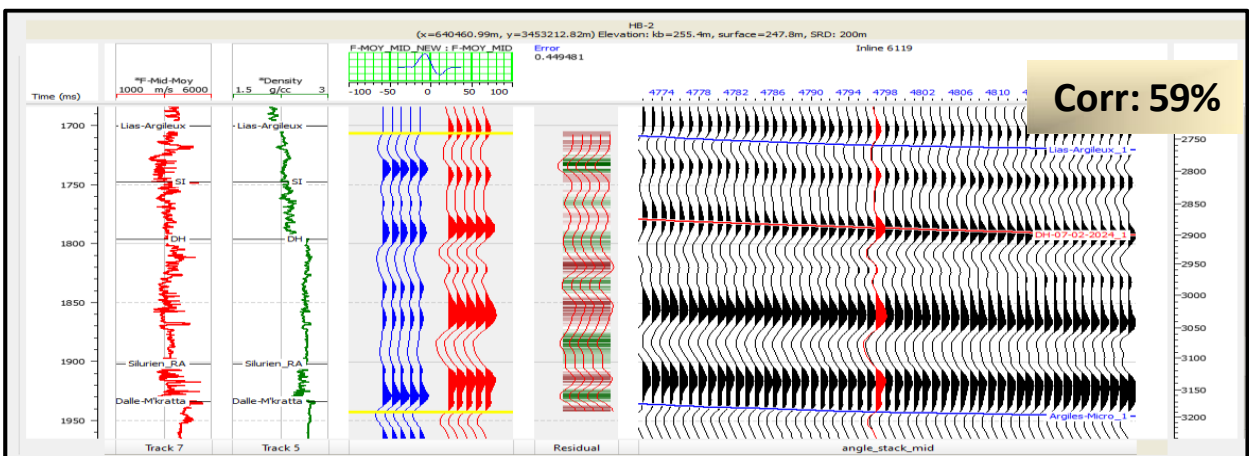
Figures VII.33 : Calage sismique – puits ondelette moyenne (Mid), HBIN-1



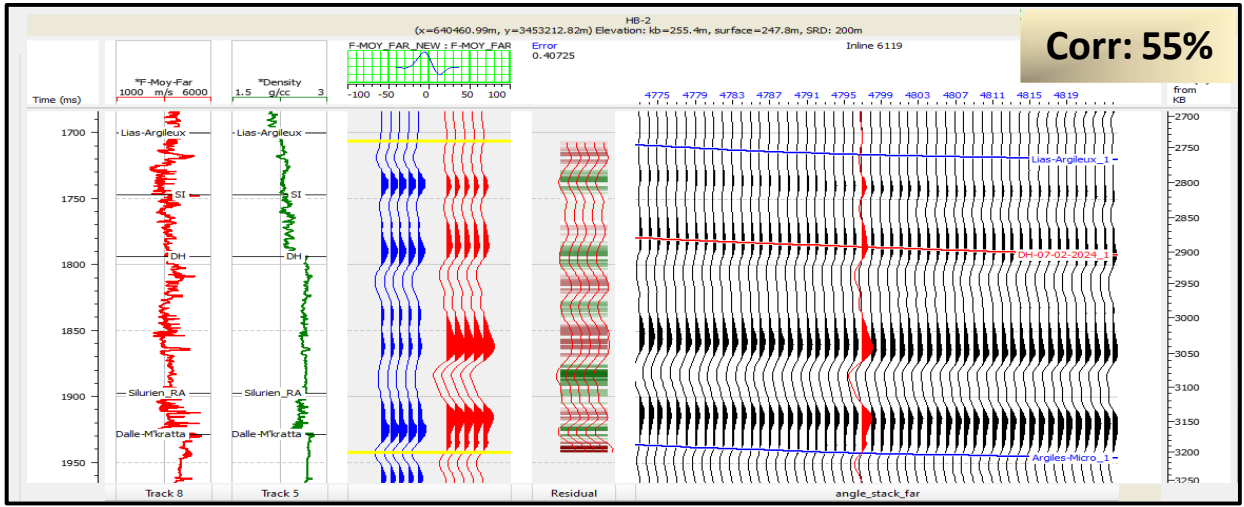
Figures VII.34 : Calage sismique – puits ondelette moyenne (Far), HBIN-1



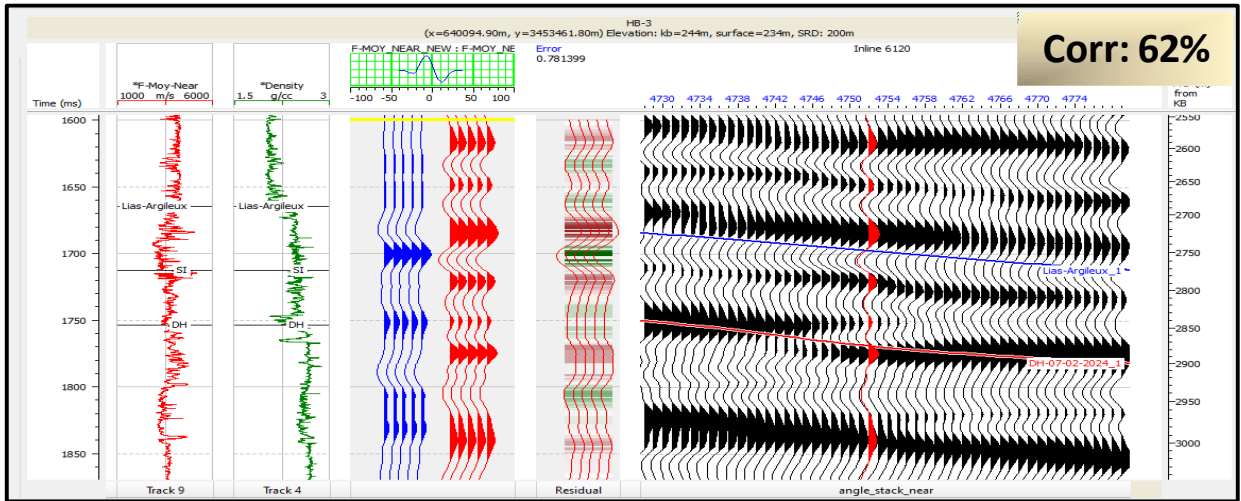
Figures VII.35 : Calage sismique – puits ondelette moyenne (near), HBIN-2



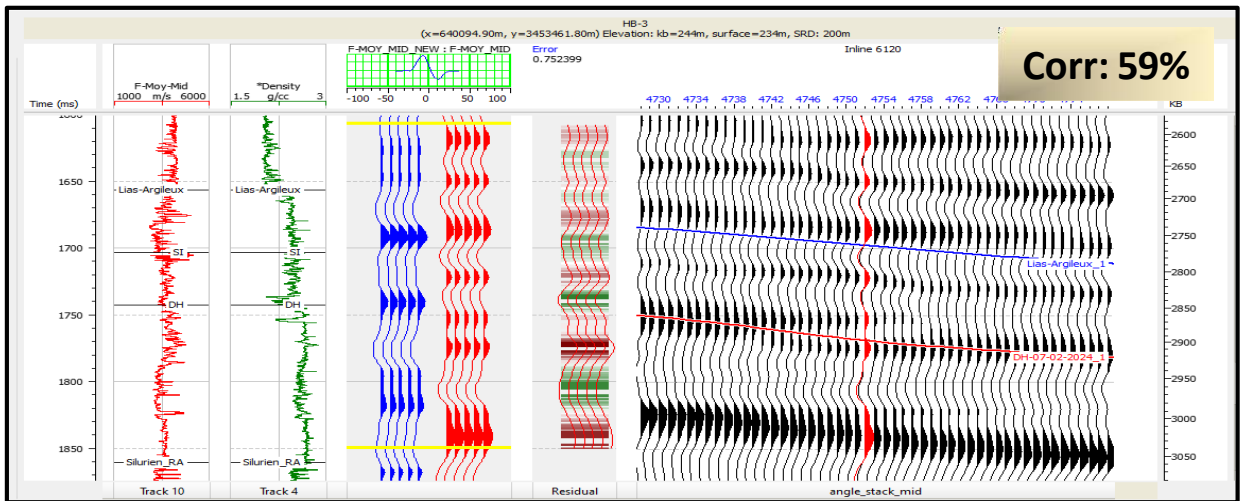
Figures VII.36 : Calage sismique – puits ondelette moyenne (Mid), HBIN-2



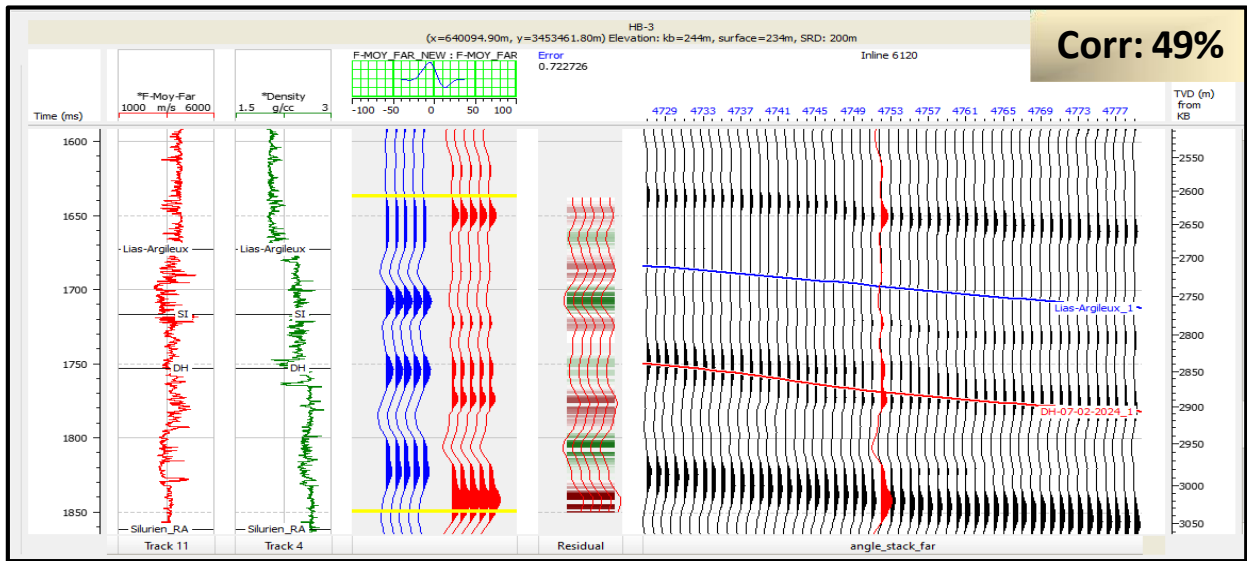
Figures VII.37 : Calage sismique – puits ondelette moyenne (FAR), HBIN-2



Figures VII.38 : Calage sismique – puits ondelette moyenne (Near), HBIN-3



Figures VII.39 : Calage sismique – puits ondelette moyenne (Mid), HBIN-3

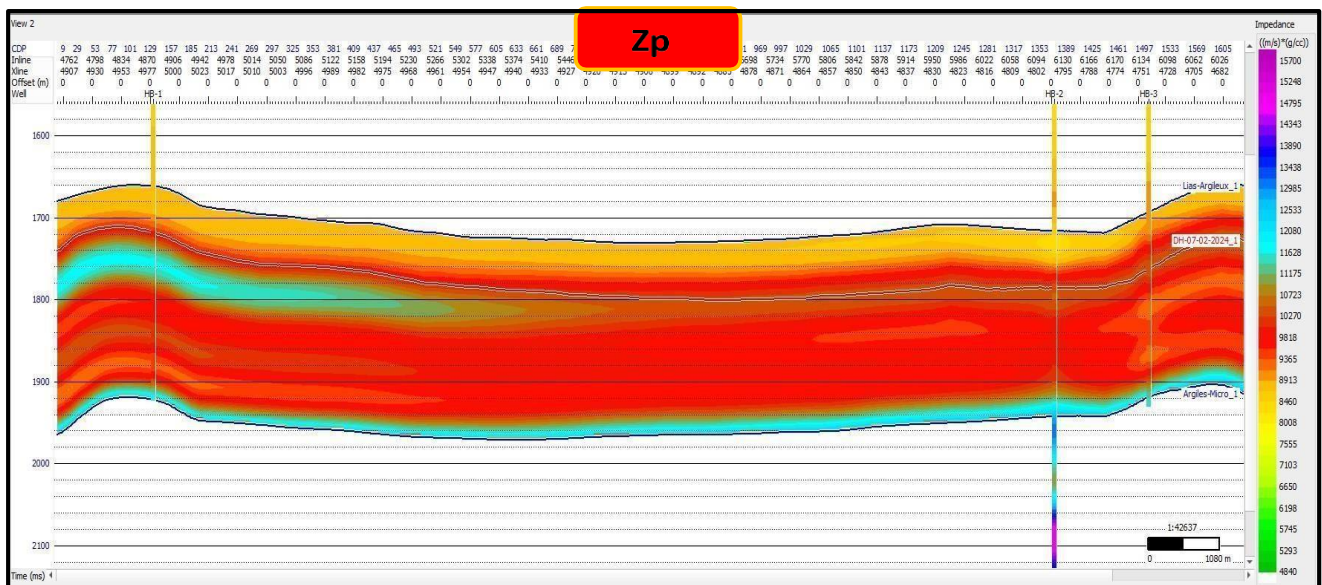


Figures VII.40 : Calage sismique –puits ondelette moyenne (Far), HBIN-3

VII.7.4 Processus d'inversion :

VII.7.4.1 Génération du modèle initial (bas fréquent (LFM)) :

L'algorithme utilisé pour résoudre un problème inverse nécessite un point de départ dit valeur initiale. Dans le cas de l'inversion sismique, on procède à la construction du modèle initial bas fréquent (10 Hz – 15 Hz). Le modèle est construit en utilisant les logs de vitesses V_p et V_s et le log densité au niveau de chaque puits. A partir de ces logs, on a construit les logs d'impédance Z_p et Z_s , qui ont été interpolés entre les puits.



Figures VII.41: Modèle bas fréquent de l'Impédance P sur une ligne arbitraire passant par les puits HBIN-1, HBIN-2 et HBIN-3

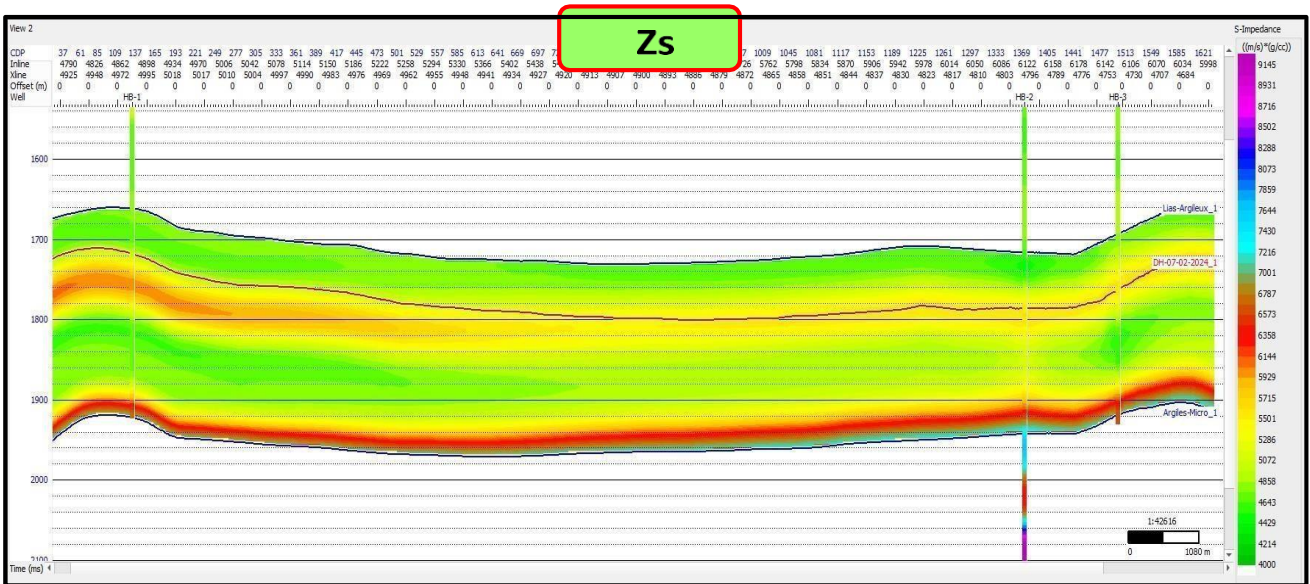
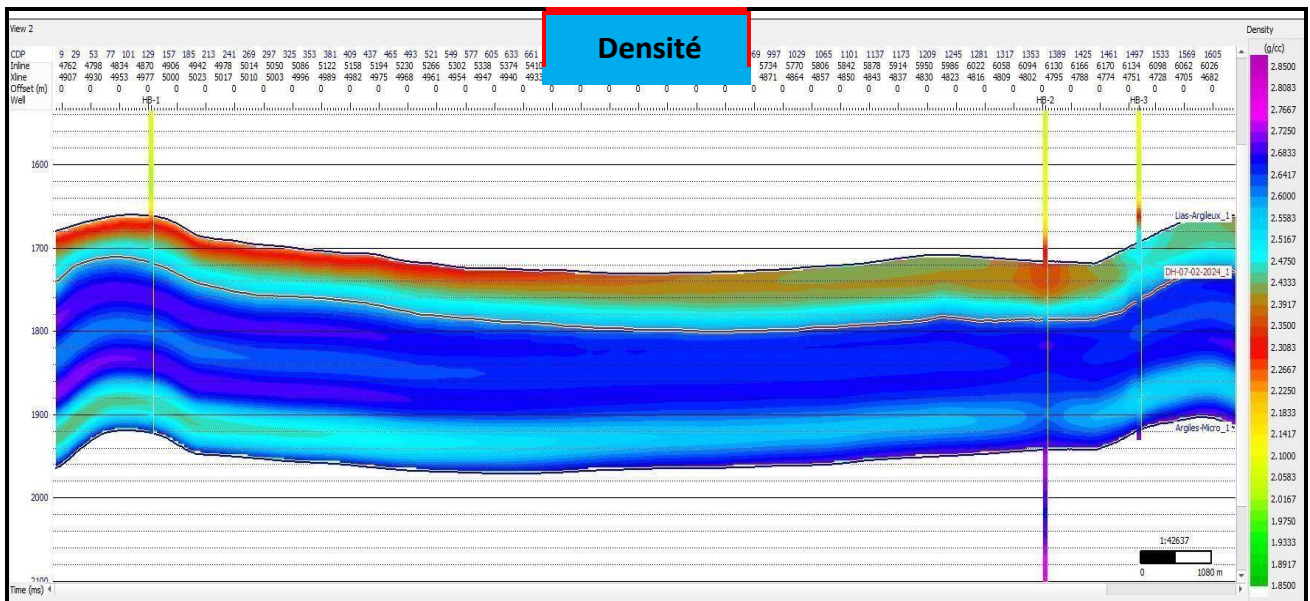


Figure VII.42 : Modèle bas fréquent de l'Impédance S- sur une ligne arbitraire passant par les puits HBIN-1 , HBIN-2 et HBIN-3



Figures VII.43: Modèle bas fréquent de la densité sur une ligne arbitraire passant par les puits HBIN-1, HBIN-2 et HBIN-3

VII.7.4.2 Analyse d'inversion aux niveaux des puits :

Après avoir construit les modèles initiaux, à partir desquels sera estimée la réflectivité, qui sera convoluée avec une ondelette pour chaque angle d'incidence, il est nécessaire de réaliser une analyse d'inversion au niveau des puits avant de lancer l'algorithme d'inversion sur tout le volume sismique. Cela permet d'assurer une meilleure paramétrisation de l'algorithme. Ce

dernier consiste à perturber le modèle pour minimiser l'écart entre la sismique et le film synthétique par la méthode du gradient conjugué.

Après plusieurs tests de paramètres, nous avons constaté que le log issu de l'inversion par l'utilisation des paramètres choisis se présente pratiquement avec la même signature que celui enregistré au niveau des puits.

Pour cela, on a fait une analyse des cross-plot suivante :

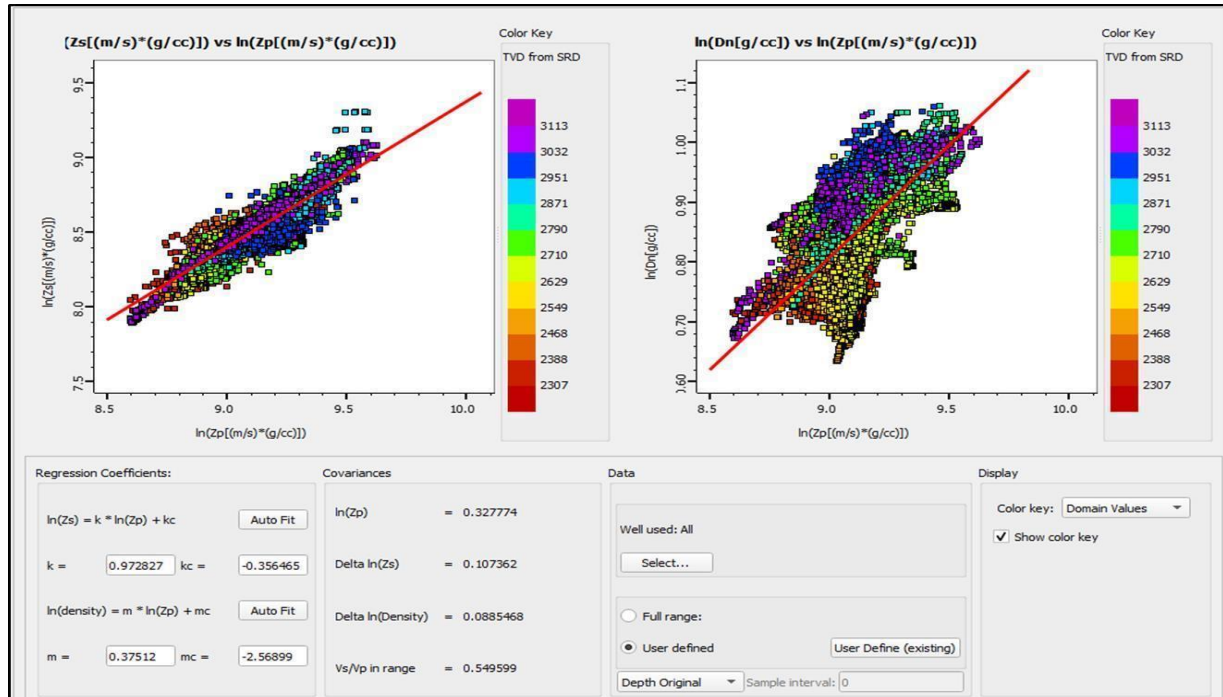


Figure VII.44 : Cross plots $\ln(Zs)$ vs $\ln(Zp)$ et $\ln(\text{Densité})$ vs $\ln(Zp)$ au niveau du réservoir en utilisant l'ensemble des puits de l'étude

De l'analyse des cross-plots les coefficients (K, Kc, m, mc) sont extraits à partir des deux équations ci-dessous :

$$\ln(Zs) = K * \ln(Zp) + Kc, \text{ où } K=0,972827 \text{ et } Kc= -0,356465$$

$$\ln(\text{Densité})=m * \ln(Zp) +mc, \text{ où } m= 0,37512 \text{ et } mc= -2,56899$$

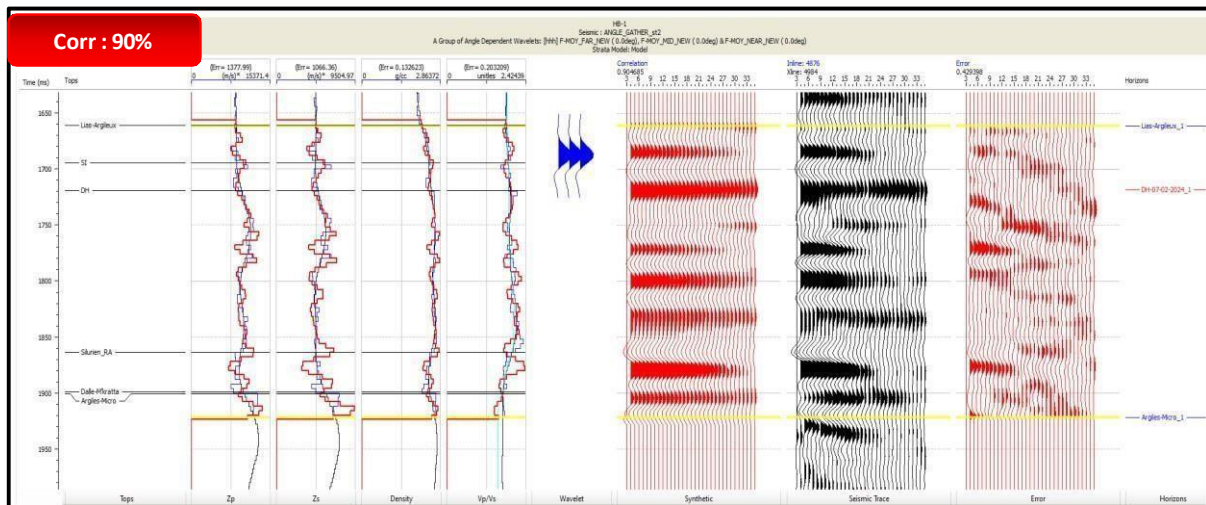
Ces coefficients serviront à résoudre le problème de l'unicité comme solution de l'inversion.

Après plusieurs tests de paramètres, il est à remarquer que le log issu de l'inversion par l'utilisation des paramètres choisis se présente pratiquement avec la même signature que celui enregistré au niveau des puits. A cela s'ajoute un angle gather synthétique généré en utilisant

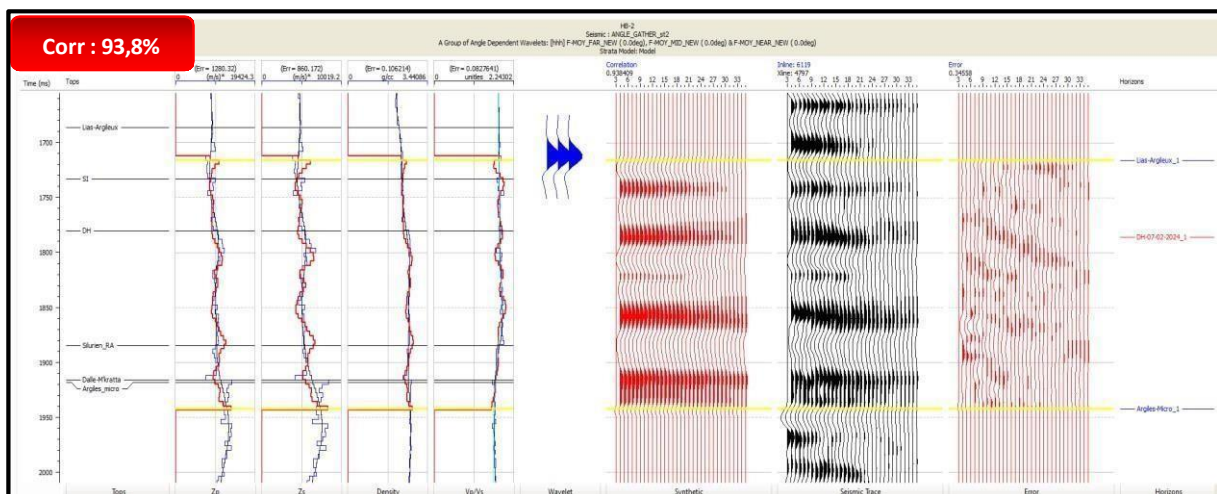
les résultats de l'inversion comparé à l'angle gather réel et ce en vue d'aboutir à un meilleur taux de corrélation pour valider l'inversion.

Après plusieurs analyses, on a trouvé :

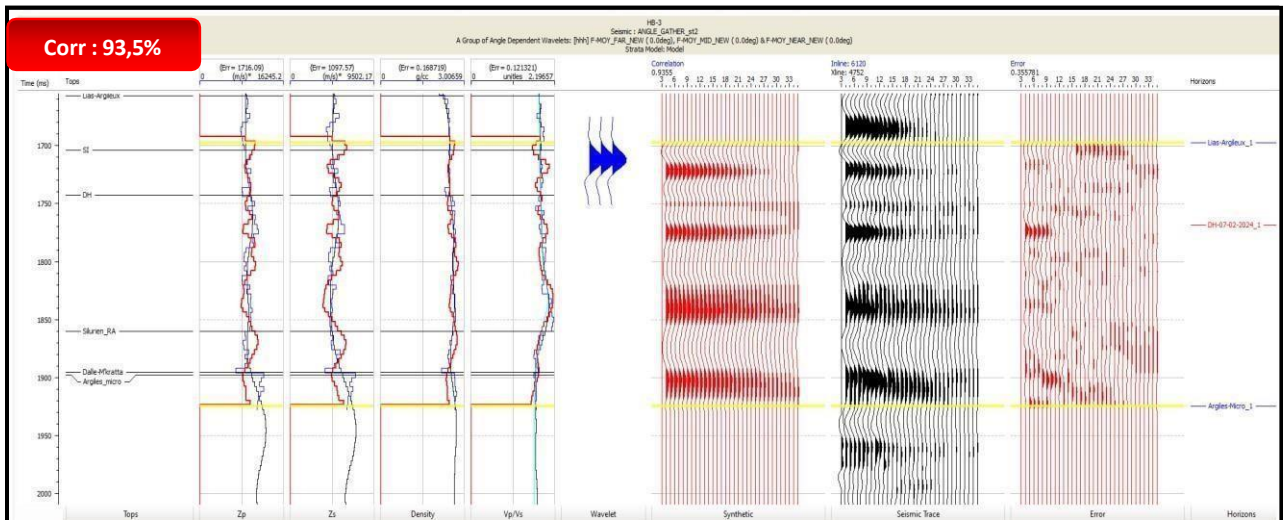
- Nombre d'itération nécessaire pour la convergence de l'algorithme : 20
- Les résultats d'inversion aux puits ont un coefficient de corrélation avec les logs enregistrés pour :
 - HBIN-1 : 90 %
 - HBIN-2 : 93,8 %
 - HBIN-3 : 93,5 %



Figures VII.45 : Analyse d'inversion au niveau du puits HBIN-1, en bleu les logs originaux et en rouge les résultats d'inversion.



Figures VII.46 : Analyse d'inversion au niveau du puits HBIN-2, en bleu les logs originaux et en Rouge les résultats d'inversion.



Figures VII.47: Analyse d'inversion au niveau du puits HBIN-3, en bleu les logs originaux et en

Contrôle qualité de l'analyse d'inversion au niveau du puits :

Pour évaluer et ajuster correctement les paramètres appropriés, utilisés dans un processus d'inversion, on utilise des cross-plots. La détermination de ces paramètres est contrôlée par la réalisation des cross-plots des paramètres estimés par l'inversion, et ceux enregistrés au niveau des puits, Ceci nous permet de faire une comparaison, et de voir la corrélation entre les valeurs des paramètres obtenus par le processus d'inversion et les valeurs enregistrées directement dans les puits. Pour cela on a réalisé ces cross-plot :

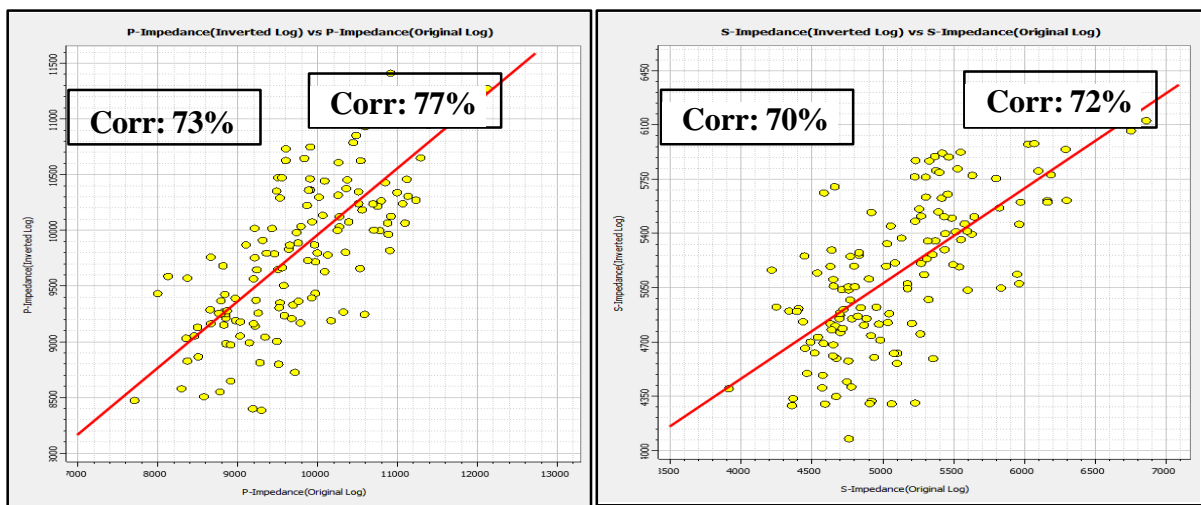
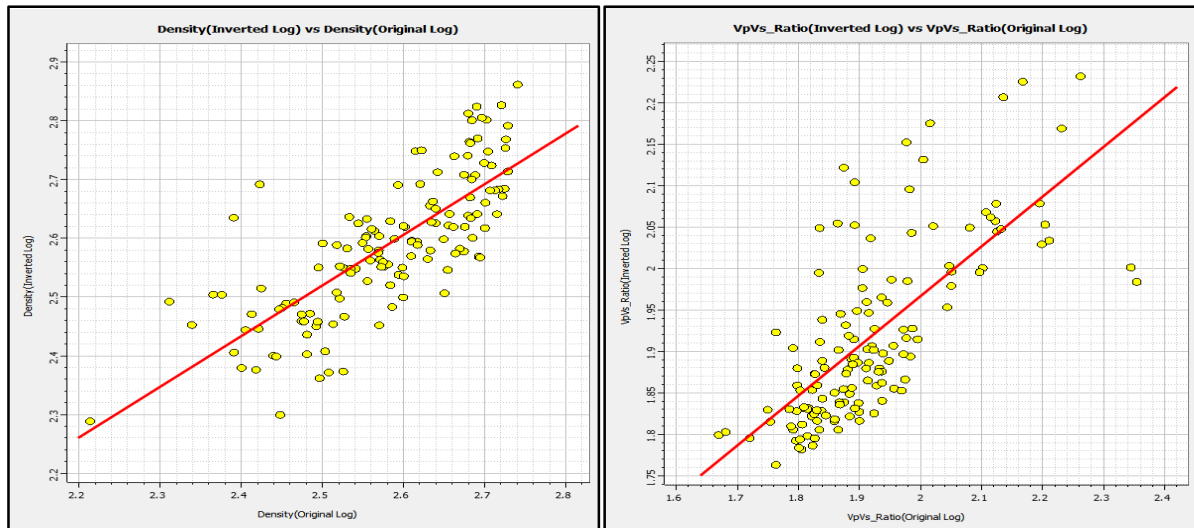


Figure VII.48 : Cross-plots du log estimé par l'inversion et le log enregistré pour le paramètre Z_p et S-impedance



Figures VII.49 : Cross-plots du log estimé par l'inversion et le log enregistré pour le paramètre Densité et le rapport VpVs

La figure VII-49 montre une bonne corrélation entre les logs enregistrés et ceux issus de l'Inversion. Ce résultat permet de confirmer le choix des paramètres de l'inversion appliqués, et qui seront par conséquent translatés à l'inversion du volume sismique.

Suite à l'analyse des résultats de l'inversion, et de la lecture des taux de corrélation des paramètres, il est à constater que ces résultats présentent une fiabilité moyenne ; ce qui est principalement justifié par la qualité médiocre des données sismiques.

VII.8 Résultats de l'inversion aux niveaux des puits :

Une fois les paramètres d'inversion déterminés et l'inversion appliquée à tout le volume sismique, nous avons obtenu les résultats suivants :

- Un cube de densité.
- Un cube d'impédance acoustique P
- Un cube d'impédance de cisaillement S
- Un cube du rapport Vp/Vs.

Les attributs qu'on va montrer, sont tous présentés sur une ligne arbitraire passant par les trois puits

.Les figures suivantes montrent les résultats d'inversion :

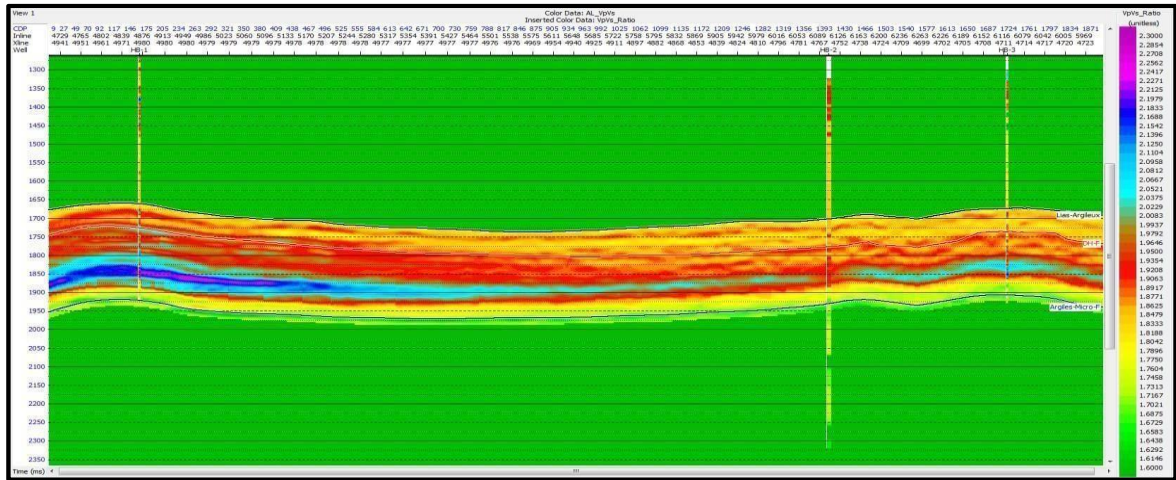


Figure VII.50 : Rapport V_p/V_s sur la ligne arbitraire passant par tous les puits

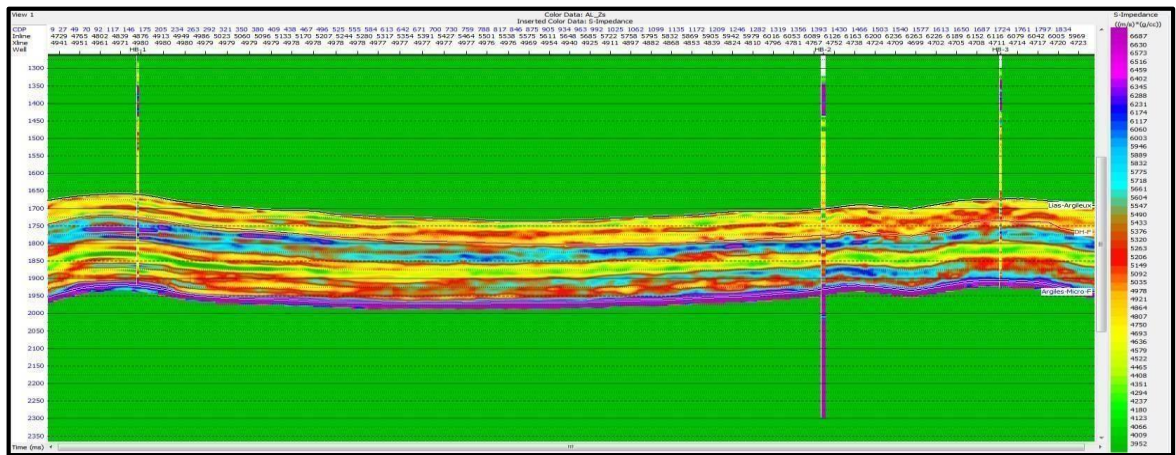


Figure VII.51: Impédance Z_s sur la ligne arbitraire passant par tous les puits

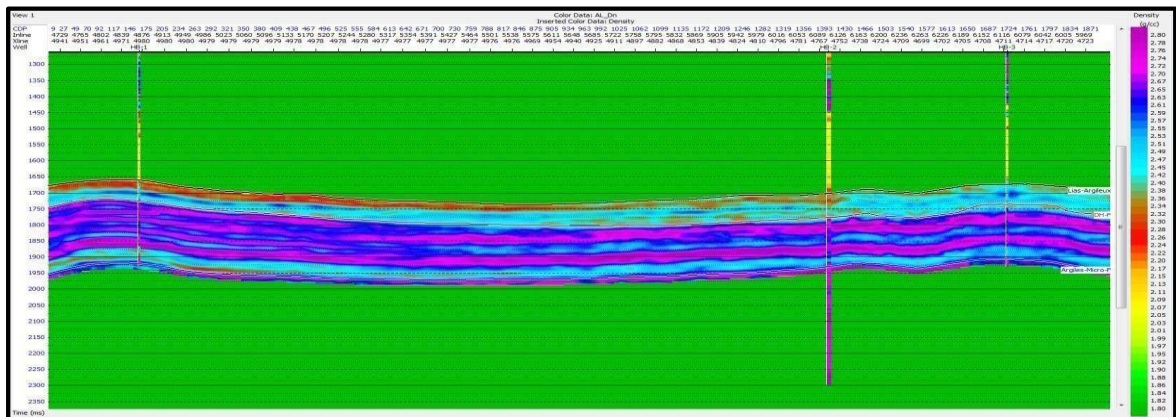


Figure VII.52: Impédance Densité sur la ligne arbitraire passant par tous les puits

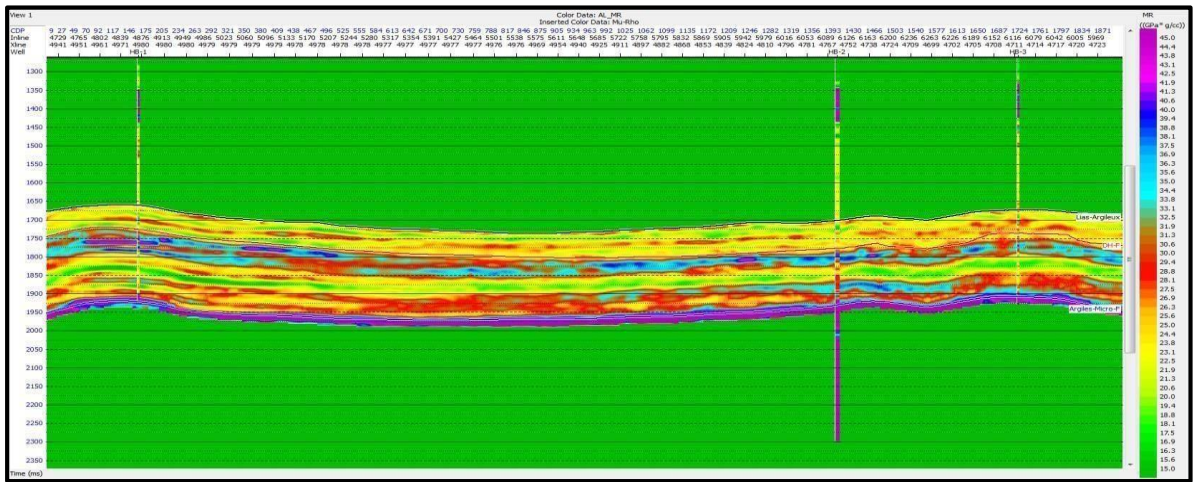


Figure VII.53 : Impédance Z_p sur la ligne arbitraire passant par tous les puits

VII.8.1 Transformation LMR (Lambda Mu Rho) :

À partir des paramètres Z_p et Z_s issus de l'inversion, il es possible de générer les deux coefficients élastiques.

$(\mu\rho, \lambda\rho)$ en utilisant les formules suivantes :

$$V_s = \sqrt{\frac{\mu}{\rho}} \quad (\text{VII.3})$$

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

Et comme : $Z_s = V_s \rho$

Alors :

$$\mu\rho = Z_s^2 \quad (\text{VII.4})$$

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

Et : $Z_p = V_p \rho$

Alors :

$$\lambda\rho = Z_p^2 - 2Z_s^2 \quad (\text{VII.5})$$

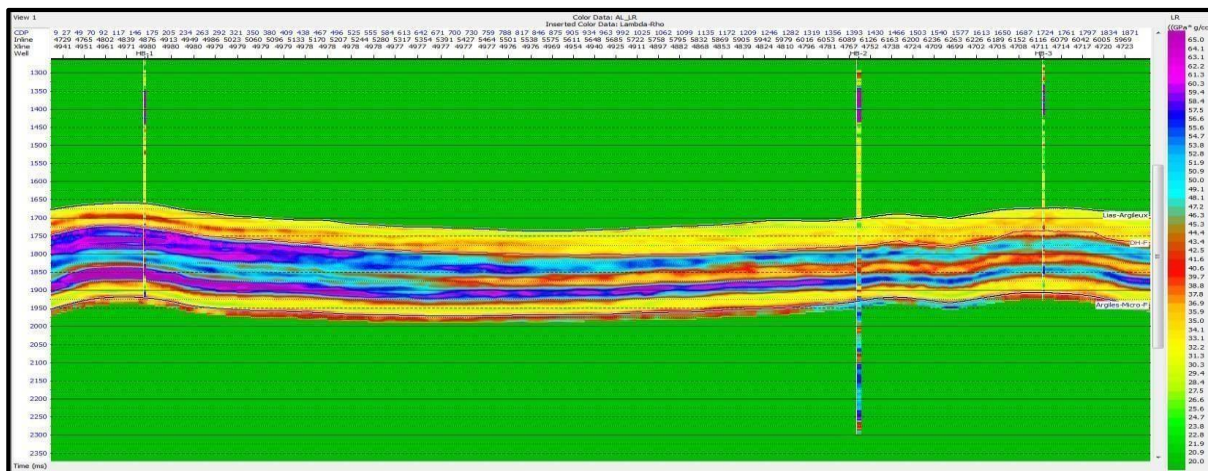


Figure VII.54 : Lamda Rho sur la ligne arbitraire passant par tous les puits

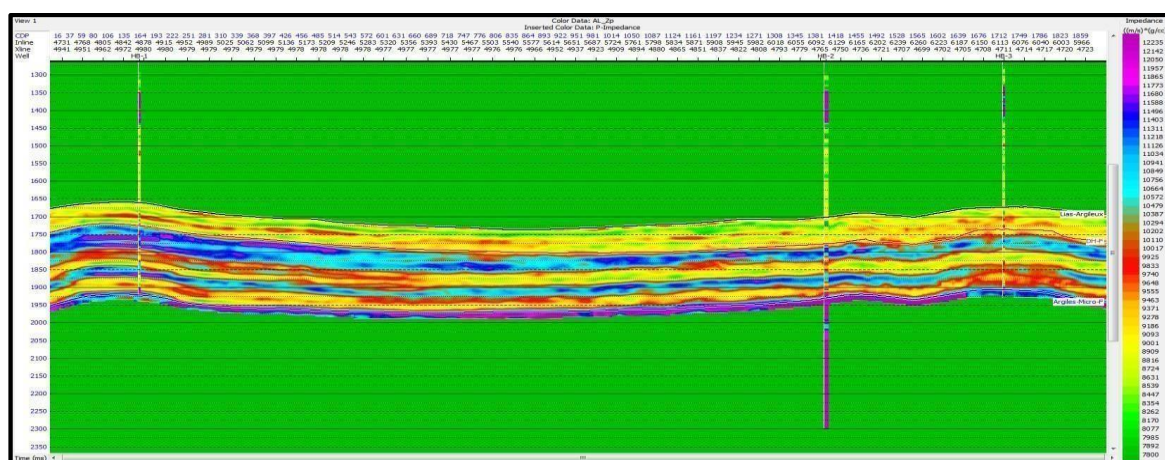


Figure VII.55 : Mu Rho sur la ligne arbitraire passant par tous les puits

VII.9 Caractérisation du réservoir :

Lors de l'étape de caractérisation du réservoir, nous allons appliquer une fonctionnalité qui se trouve dans le du logiciel Hapsson Russell, pour représenter tous les paramètres pétrophysique désirés suivant la ligne arbitraire.

Cette fonctionnalité utilise des filtres ainsi que toutes les opérations mathématiques possibles (integral, dérivé, multiplication...)

Cette option vise à créer des relations multilinéaires entre les attribues sismiques, acoustiques et élastiques afin de générer des logs, ainsi que des volumes pétrophysiques tels que : le volume d'argile (Vsh), la porosité effectif (PHIE) et la saturation en eau (Sw). Ces derniers sont générés grâce aux les résultats de l'inversion et celle de l'évaluation pétrophysiques (Logs).

D'un point de vue géophysique, cette fonction n'a pas de sens. Néanmoins, elle donne des résultats fiables si on la comparant avec les méthodes qui utilisent les probabilités et les géostatistiques.

Après avoir vérifié la fiabilité de toutes les relations au niveau des puits, on l'applique sur le volume. Ces dernières montrent la distribution du volume d'argile, la porosité effective et la saturation en eau.

Ces résultats sont représentés sur une ligne arbitraire qui passe par les puits **HBAN-1 HBIN-2 HBIN-3**

VII.9.1 Estimation du volume d'argile :

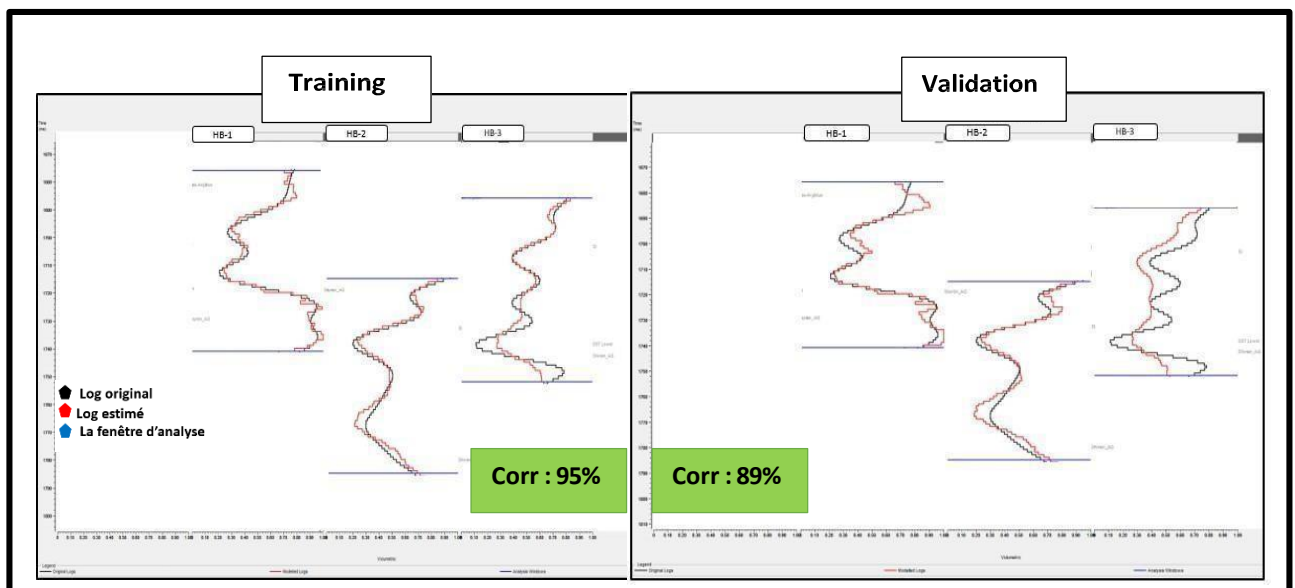


Figure VII.56 : training et validation de log estimé

L'analyse montre une corrélation de 95% entre le log original de Vsh et le log estimé.

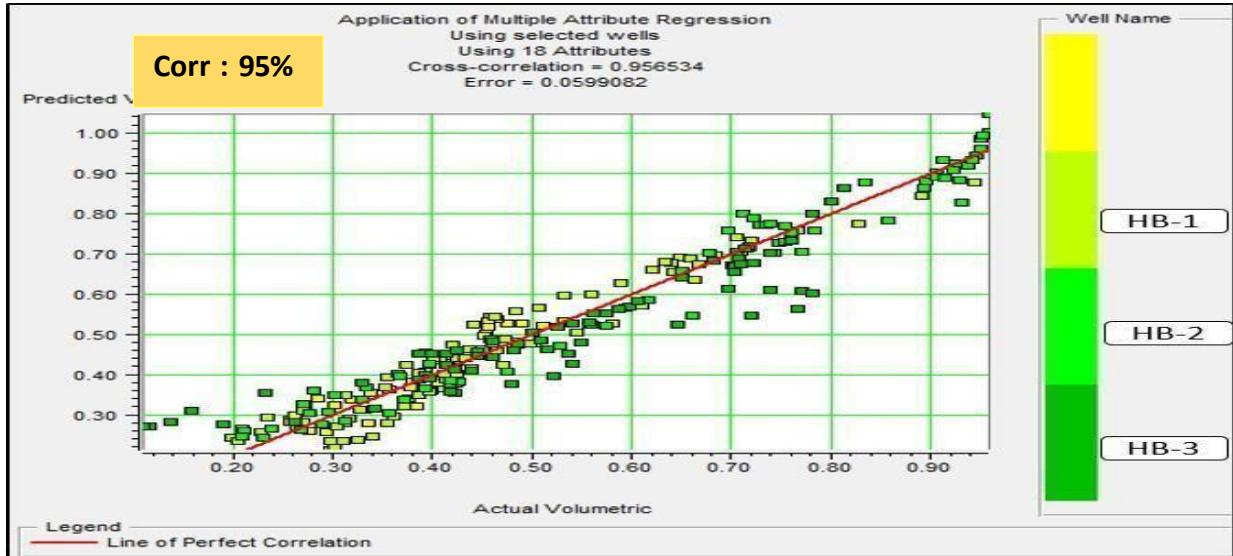


Figure VII.57 : L'analyse du cross corrélation (Log Vsh original vs Log estimé)

le volume d'argile obtenu :

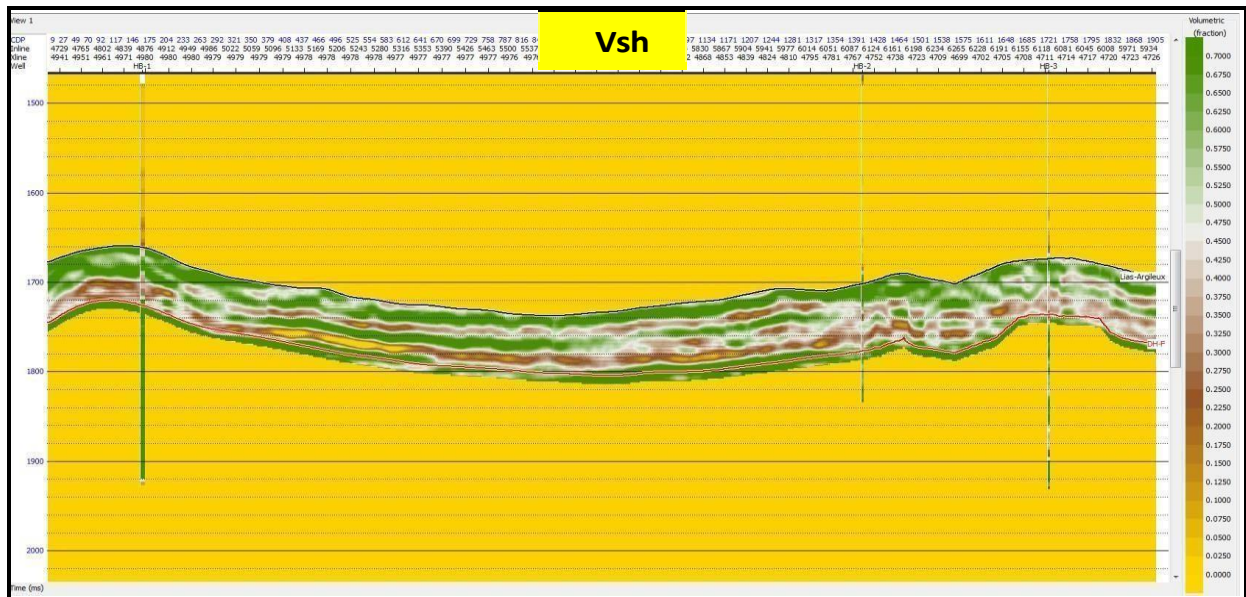


Figure VII.58 : volume d'argile Résultant de la caractérisation sur le volume total 3D

VII.9.2 Estimation du volume de la porosité effective :

De même, nous avons corrélé le log original de la porosité effective et le log estimé et nous avons trouvé un coefficient de 92 %.

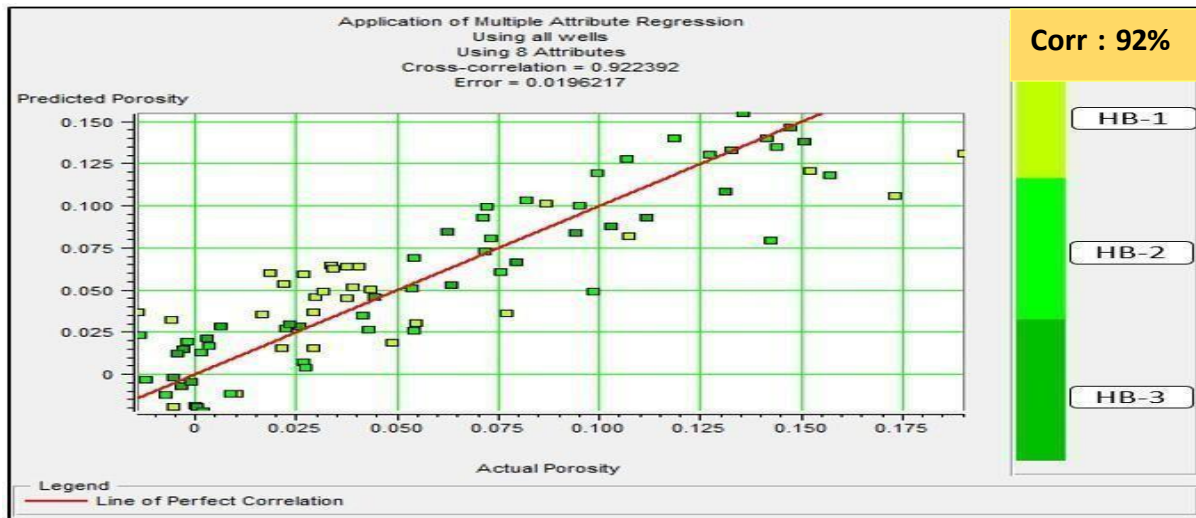


Figure VII.59: L'analyse du cross corrélation (Log PHIE original vs Log estimé)

Le volume de PHIE obtenu :

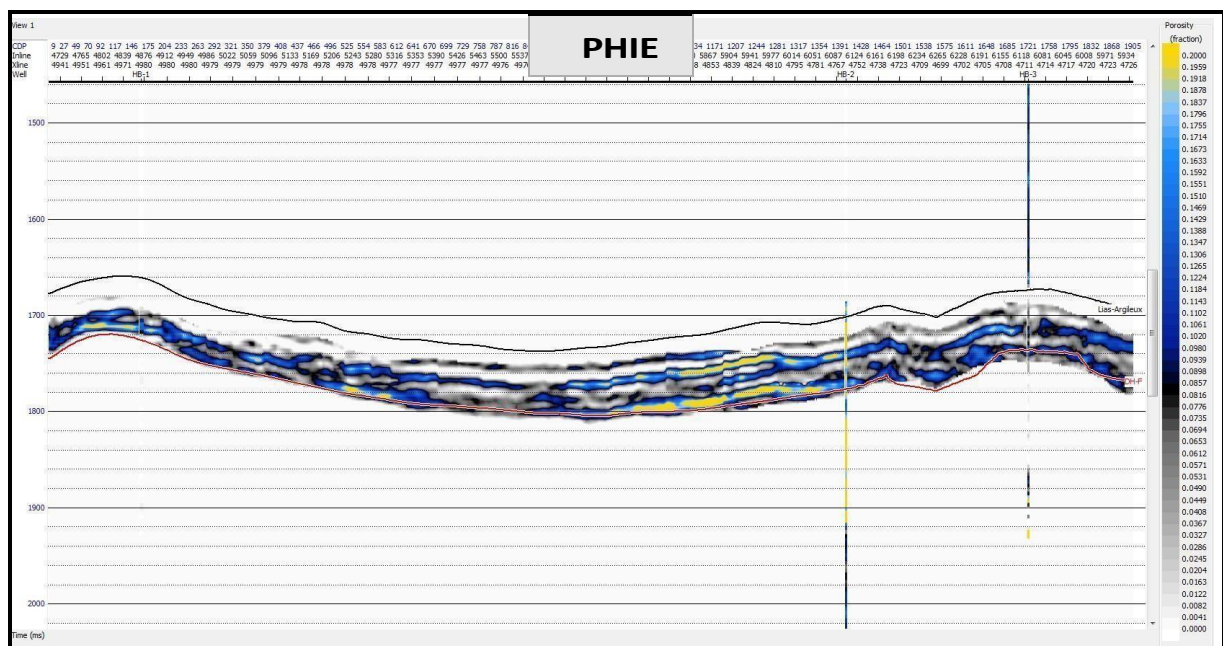


Figure VII.60 : volume de la porosité effective résultante de la caractérisation sur le volume total 3D

VII.9.3 Estimation du volume de la saturation en eau :

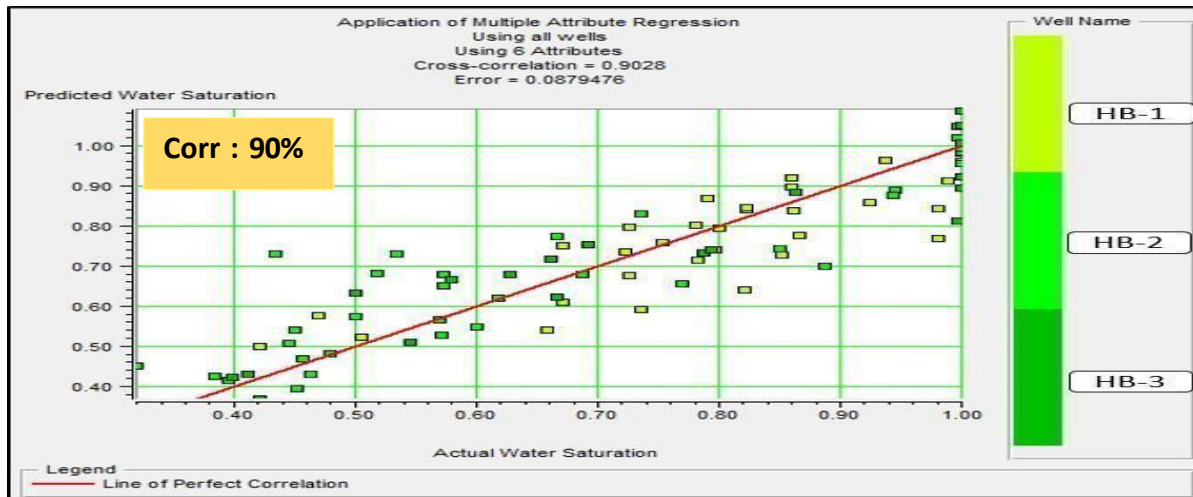


Figure VII.61 : L'analyse du cross correlation (Log Sw original vs Log estimé)

- Volume de Sw obtenu :

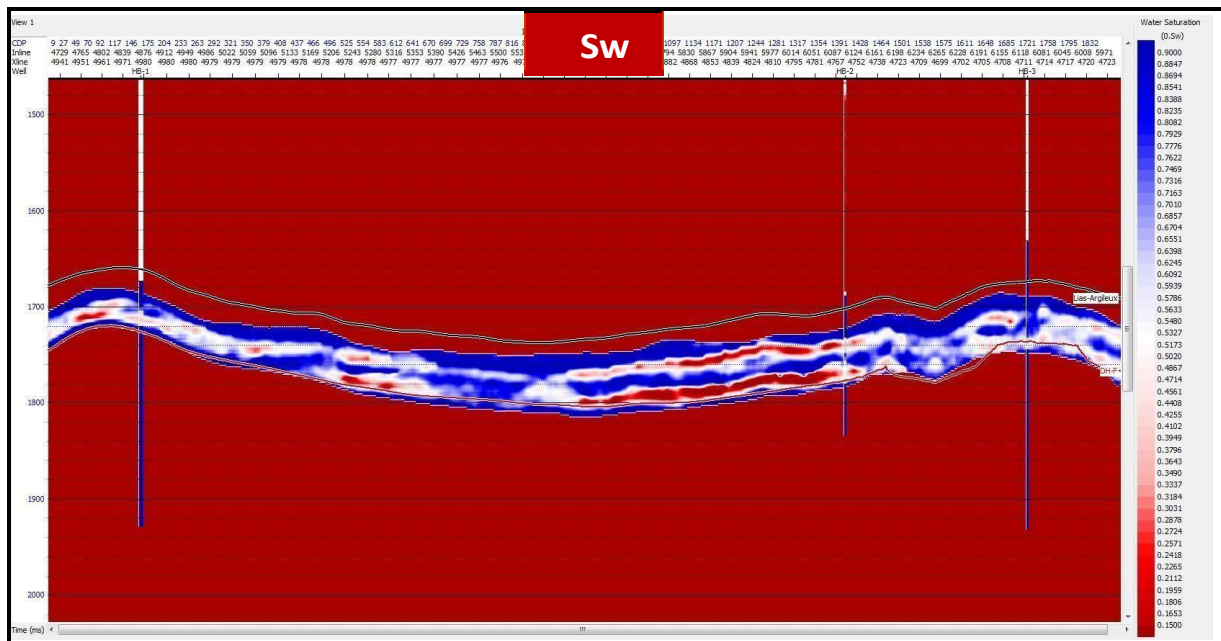


Figure VII.62 : volume de la saturation en eau résultante de la caractérisation sur le volume total 3D

VII.9.5. Génération des times slices :

- Dans cette partie, nous avons généré les horizons slices qui sont nécessaires pour l'interprétation et la délimitation de zones potentiels à hydrocarbures.

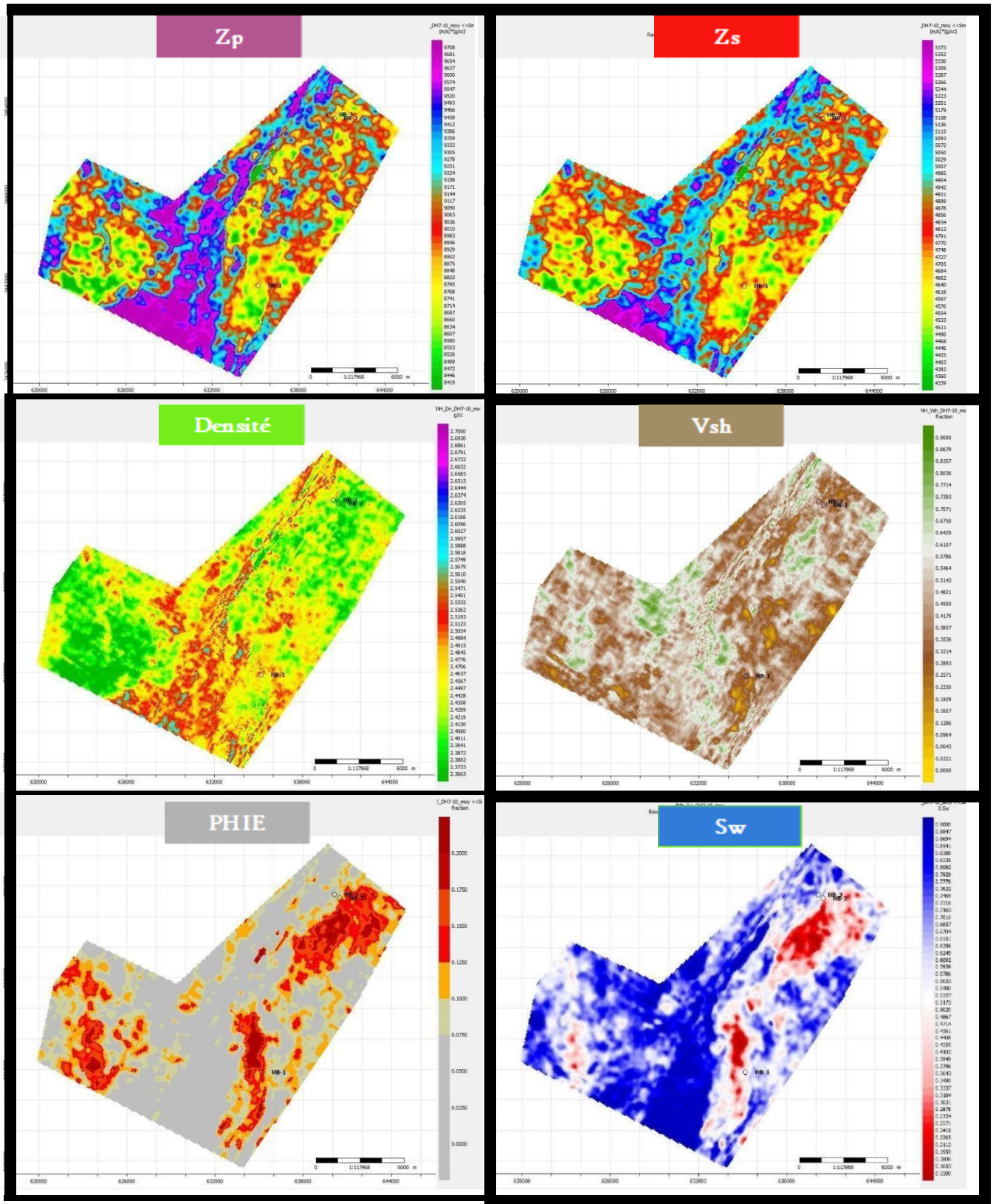


Figure VII.63 : Les times slices de : Zp,Zs,Densité ,Vsh,PHIE et Sw

Les times slices sont des coupes en temps du cube sismique pour chaque attribut obtenu après inversion. Ces coupes sont obtenues à partir de l'horizon objectif, dans notre cas, la série inférieure de trias, correspondant au toit du réservoir détecté à travers l'analyse pétrophysique au niveau des puits.

VII.9.6 Interpretation des resultatset détermination de la zone de prospects :

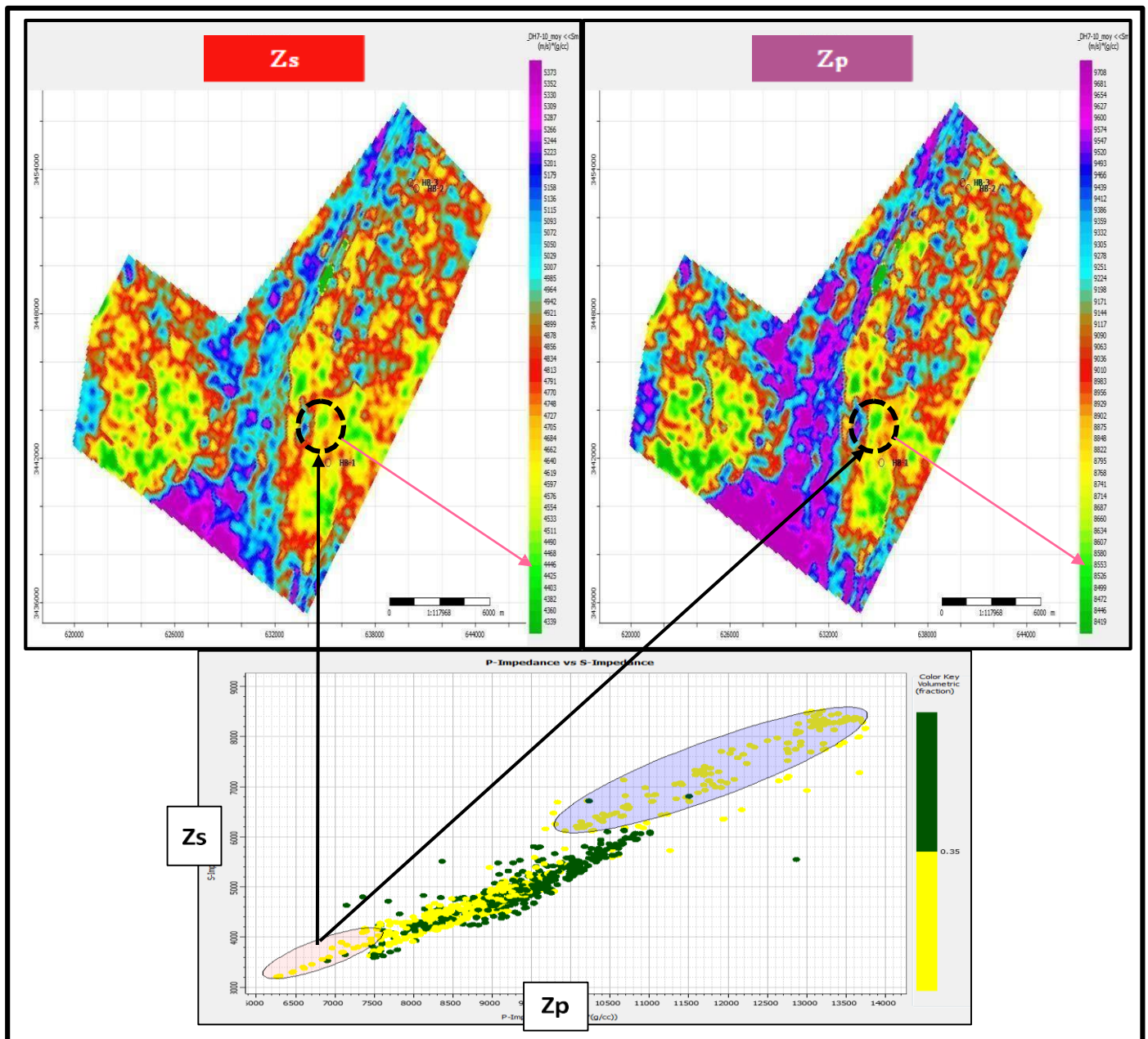


Figure VII.64 : Horizon slice de l'attributs Z_p et Z_s

Le cross plot est un outil indispensable pour quantifier et vérifier les résultats dans la zone choisie. L'étude de faisabilité consiste à montrer la séparation des grès et des argiles suivant leur distribution dans l'horizon en fonction de Z_p et Z_s .

La figure VII-65, illustre les variations d'impédances Z_p et Z_s au niveau de notre objectif (niveau réservoir). On remarque une chute de l'impédance au voisinage de la zone dans laquelle le puits HBIN-1 est implanté. Ceci peut être dû à :

- La chute de l'impédance de cisaillement Z_s est de même ordre de grandeur que la diminution de l'impédance acoustique Z_p . Ce phénomène se rencontre lorsqu'il y a un changement lithologique associé à une forte porosité

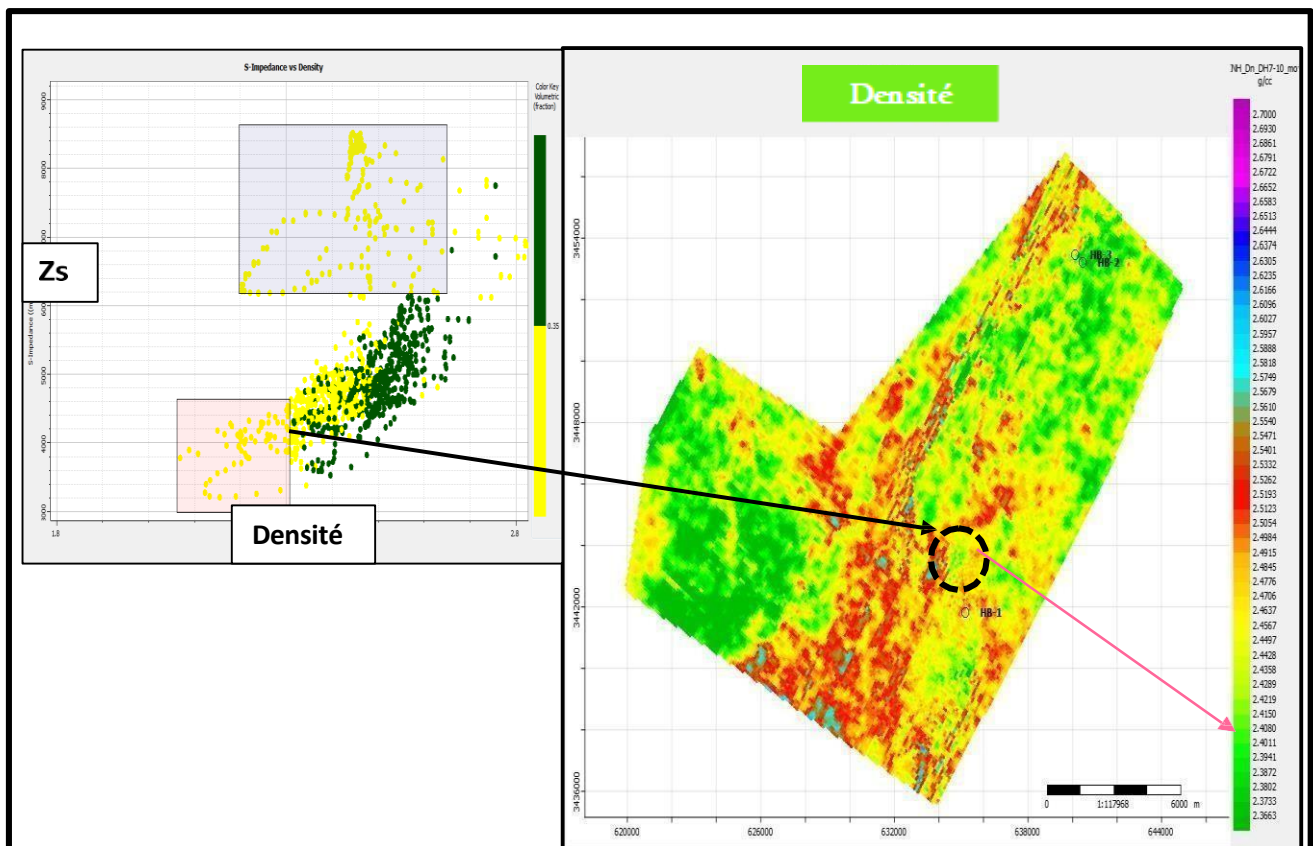


Figure VII.65: Horizon slice de l'attribut Densité

On note une forte diminution de la densité dans la zone avoisinant le puits HBIN-1 (qui a produit du gaz), ceci est probablement dû à une présence de gaz.

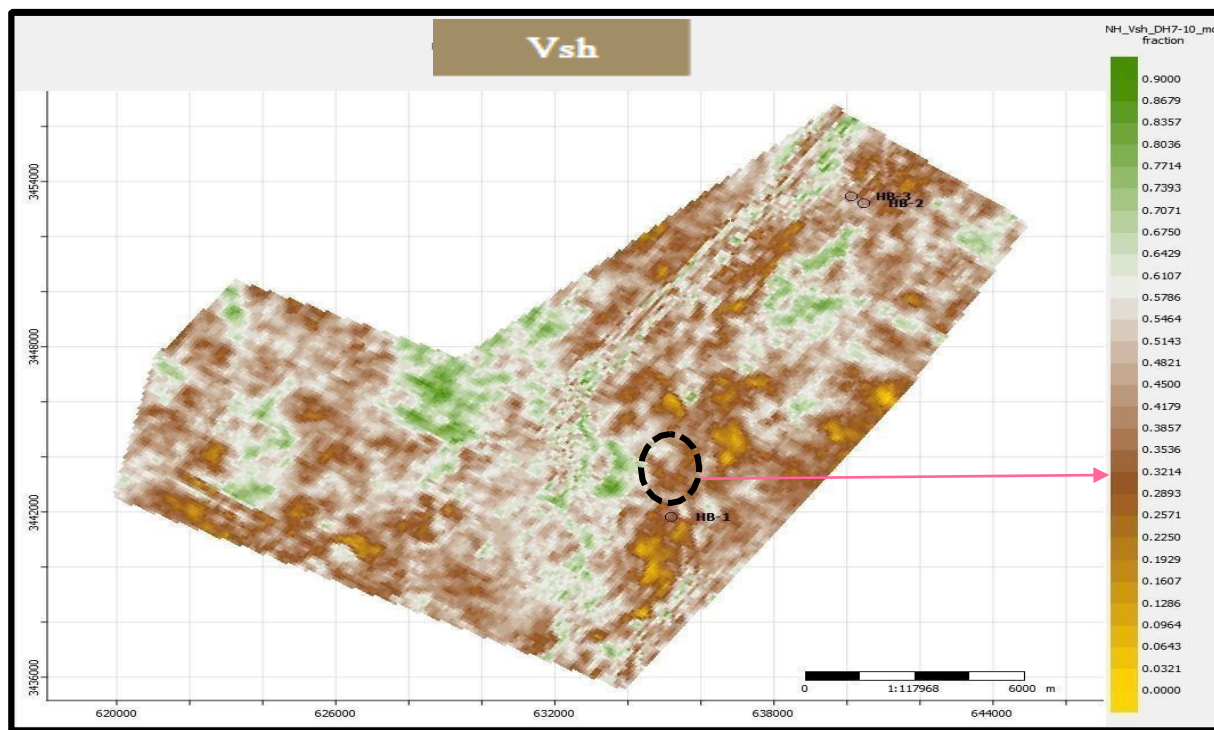


Figure VII.66 : Horizon slice de l'attribut volume d'argile

A partir du volume d'argile estimé, on peut séparer les formations gréseuses et celles argileuses.

Le volume d'argile généré permet d'identifier les zones à dominance gréseuse (Vsh inférieur à 45%) et les zones à dominance argileuse (Vsh > 45%). Dans la zone choisie, le Vsh est de 32% se qui traduit une zone gréseuse.

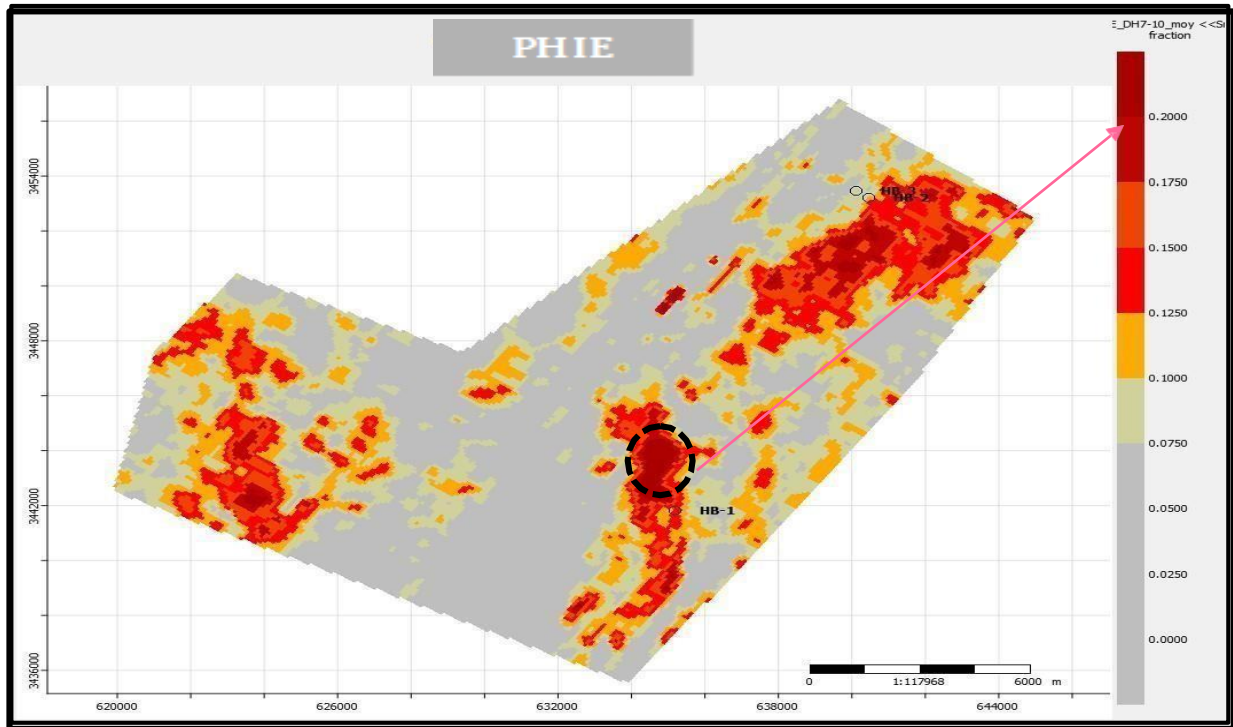


Figure VII.67 : Horizon slice de l'attribut porosité effective

En analysant les résultats de la porosité effective, représentés sur l'horizon slice au niveau de la zone optimale proche de puits **HBIN-1**, nous avons reporté une valeur moyenne de 20%, ce qui confirme la présence de gaz.

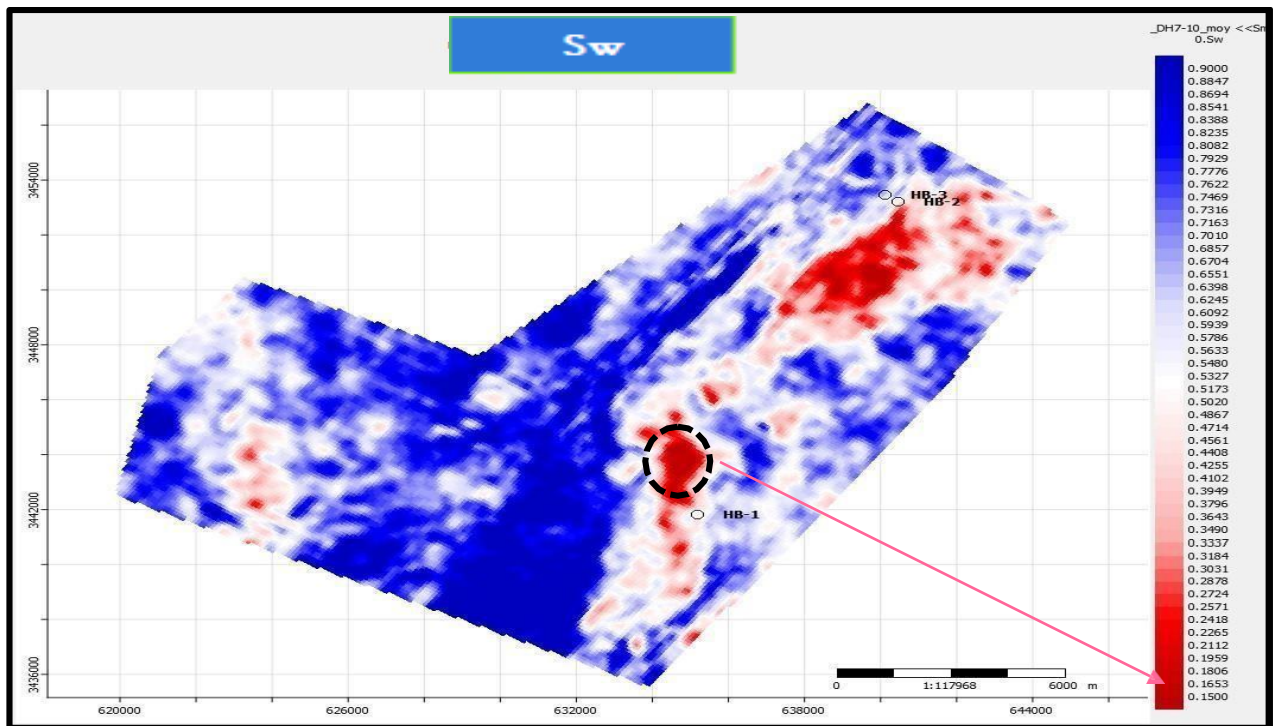


Figure VII.68 : Horizon slice de l'attribut saturation en eau

La saturation en eau c'est celle qui renseigne sur le potentiel pétrolier.

La zone avoisinante du puits **HBIN-1** montre une très faible saturation en eau (16%) inférieure au Cut-off (50%).

L'interprétation des résultats obtenus (résultats d'inversion + résultats de la caractérisation) a permis de :

- Conclure que la zone où se trouve le puits **HBIN-1** est une zone productive.
- Proposer une zone à forer qui a les mêmes propriétés que la zone du puits **HBIN-1**.

A l'issue de l'interprétation de la distribution des paramètres acoustiques et petro-physiques du volume sismique, nous avons pu proposer une zone potentielle à hydrocarbures. Cette zone ayant de bonnes caractéristiques en termes de lithologie et de qualité réservoir. Elle se caractérise par un volume d'argile de 32%, une porosité de 20%, et une saturation en eau de 16%.

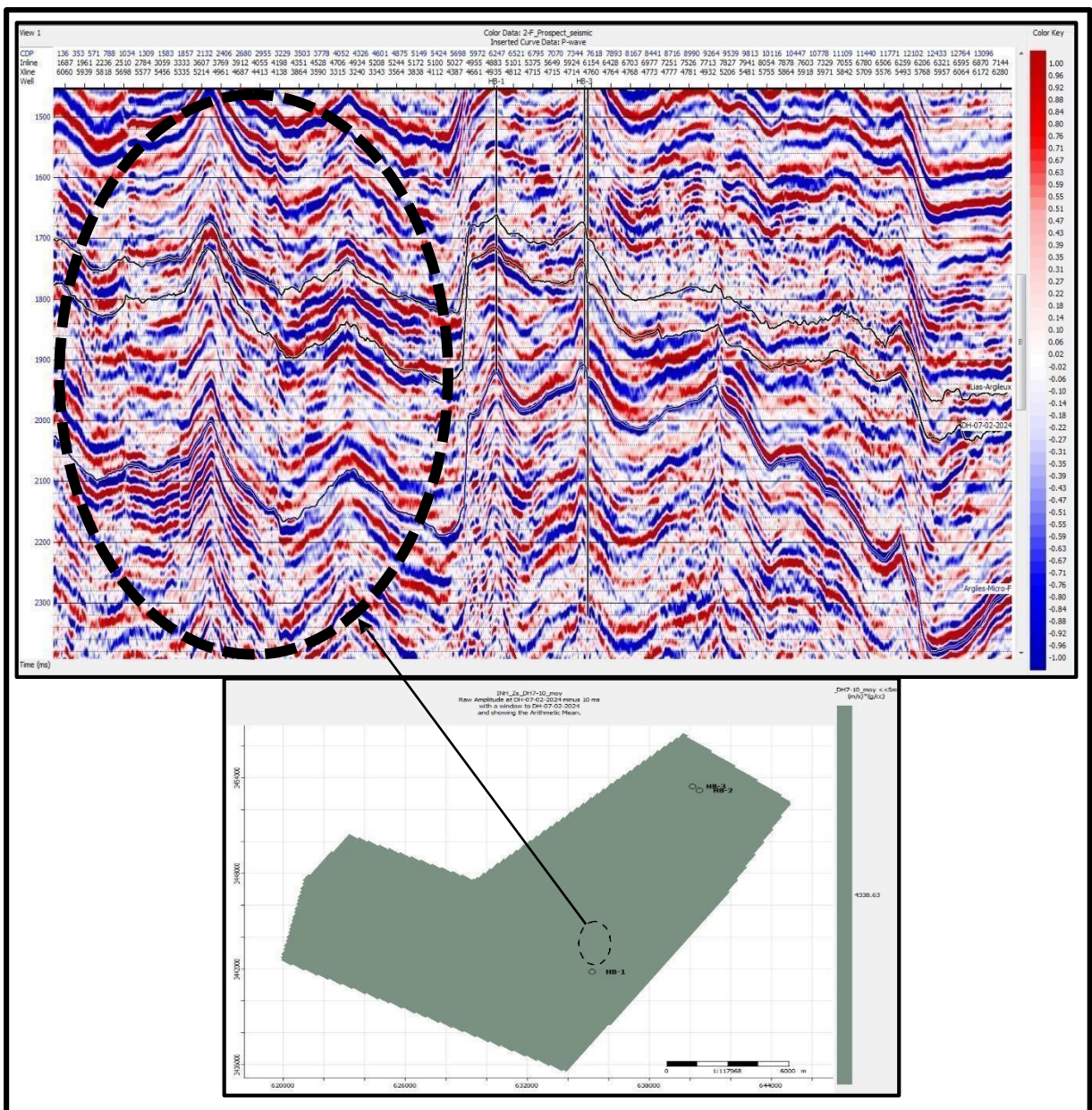


Figure VII.69 : La coupe sismique de la zone d'intérêt

Conclusion :

Le but de ce projet de fin d'études est de caractériser le réservoir triasique du bassin d'Oued Mya, en utilisant la technique d'inversion sismique simultanée pour identifier la qualité du réservoir.

Pour une caractérisation efficace, et pour s'assurer du succès du processus d'inversion, plusieurs étapes cruciales ont été suivies. Ces étapes sont :

- Pré-conditionnement des données : Horizontalisation des événements et élimination des bruits indésirables pour préparer les données en vue d'améliorer leur qualité en prévision du processus d'inversion
- Extraction des ondelettes sismiques qui sont le lien direct entre la réponse sismique enregistrée et les paramètres du sous-sol.
- Inversion pré-stack qui vise à transformer les amplitudes des données sismiques avant sommation (offset ou angle gather), afin d'extraire les propriétés acoustiques et élastiques du sous-sol, telles que l'impédance acoustique (ZP), l'impédance d'onde de cisaillement (ZS), la densité, le coefficient de Poisson, le rapport V_p/V_s , $\lambda\rho$ et $\mu\rho$, en intégrant les données du puits (information a priori).

La caractérisation du réservoir repose sur l'intégration des paramètres pétrophysiques et des résultats de l'inversion sismique. Nous avons vu qu'il était possible d'estimer les paramètres pétrophysiques du réservoir en utilisant les attributs, issus de l'inversion simultanée, grâce à la méthode multi-attribut.

Notre étude nous a permis de caractériser une zone ciblée (réservoir série inférieure), et de la proposer comme étant une zone d'intérêt dans la région du bassin d'Oued Mya. Cette dernière est caractérisée par un volume d'argile de **32%**, une porosité de **20%**, et une saturation de **16%**.

Liste des figures

Figure I.1 : Eléments d'un système pétrolier.....	9
Figure I.2 : La porosité entre les grains de la roche	16
Figure II.1 : Amplitude d'une onde sinusoïdale.....	20
Figure II.2 : Le principe de génération des ondes diffractées	23
Figure II.3: Correction de l'effet la divergence sphérique	25
Figure II.4 : Correction de l'effet de l'absorption.....	26
Figure II.5 : Courbe de décroissance et de récupération de l'amplitude.....	26
Figure III.1 : problème direct et problème inverse	28
Figure III.2 : problème direct et inverse en géophysique	30
Figure III.3 : représentation graphique de la méthode des moindres carrés	32
Figure III.4 : fonction cout d'un problème inverse linéaire et non linéaire.....	34
Figure IV.1 : Algorithme de l'inversion sismique.....	39
Figure IV.3 : Problème direct en sismique.....	40
Figure IV.4 : Problème inverse en sismique (en vert).....	40
Figure IV.5 : Procédure de l'inversion stochastique	41
Figure IV.6 : l'inversion avant sommation (Hampson Russel Software).....	44
Figure IV.7 : Bande fréquentielle des données sismiques	47
Figure IV.8 : Exemple d'un modèle initial d'impédance acoustique Z_p (CGG software)	47
Figure VI.1 : Situation géographique du bassin d'oued M'ya	53
Figure VI.2 : colonne stratigraphique d'oued Mya.....	60
Figure VII.1 : Géométrie de la sismique et position de puits.....	65
Figure VII.2 : Les horizons sismiques	66
Figure VII.3 : CDP gather brut avant pré-conditionnement	68
Figure VII.4 : Gather avant et après le mute à 42°	69
Figure VII.5 : Gather avant et après le mute.....	70

Figure VII.6 : Spectres d’amplitude sur le Stack avant & après Angle Mute	70
Figure VII.7 : Gather avant et après trim static.....	71
Figure VII.8 : Spectres d’amplitude sur le Stack avant & après Angle Mute	72
Figure VII.9 : CDP Gather avant, après filtre radon et le bruit éliminé	73
Figure VII.10 : application du filtre passe-bande (BPF) sur le gather	73
Figure VII.11 : Spectres d’amplitude sur le Stack avant et après le filtre passe bande.....	74
Figure VII.12 : CDP gather avant (gauche) et après pré-conditionnement (droite).....	74
Figure VII.13 : Spectre d’amplitude avant (rouge) et après le filtre passe bande (bleu).....	75
Figure VII.14: Splice des différentes phases du gamma-ray	75
Figure VII.15 : Logs avant (gauche) et après pré-conditionnement (droite).....	76
Figure VII.16 : Représentation de la transformation d’un CDP gather en un angle gather	77
Figure VII.17: angle gather par rapport à l’angle d’incidence	78
Figure VII.18: Conversion CDP gather-Angle gathers L’ attribut de couleur représente l’ angle d’incidence.....	78
Figure VII.19 : Décomposition en angles stacks partiels Near, Mid et Far.....	79
Figure VII.20 : Angle stacks	80
Figure VII.21: Contrôle qualité de la décomposition en stacks partiels « Near, Mid, Far » au niveau du puits HBIN-3.....	80
Figure VII.22: Corrections Check Shot pour le puits HBIN-1... ..	82
Figure VII.23: les différentes ondelettes statistiques near, mid, far des puits HBIN-1, HBIN 2, HBIN-3... ..	83
Figure VII.24 : calage sismique-puits HBIN-1(Near).....	84
Figure VII.25 : calage sismique-puits HBIN-1 (Mid).....	85
Figures VII.26: calage sismique-puits HBIN- (Far).....	85
Figure VII.27 : calage sismique-puits HBIN-2(Near).....	86
Figure VII.28 : calage sismique-puits HBIN-2 (Mid).....	86
Figure VII.29 : calage sismique-puits HBIN-2 (Far)	86
Figure VII.30: calage sismique-puits HBIN-3 (Near, Mid, Far).....	87
Figure VII.31 : Ondelettes moyennes : Near (bleu), Middle (vert) et Far (rouge)....	88
Figure VII.32 : Calage sismique – puits ondelette moyenne (Near), HBIN-1.....	89
Figure VII.33 : Calage sismique – puits ondelette moyenne (Mid), HBIN-1	89
Figure VII.34 : Calage sismique – puits ondelette moyenne (Far), HBIN-1... ..	90

Figure VII.35 : Calage sismique – puits ondelette moyenne (near), HBIN-2.....	90
Figure VII.36 : Calage sismique – puits ondelette moyenne (Mid), HBIN-2.....	90
Figure VII.37 : Calage sismique – puits ondelette moyenne (FAR), HBIN-2.....	91
Figure VII.38 : Calage sismique – puits ondelette moyenne (Near), HBIN-3.....	91
Figure VII.39 : Calage sismique – puits ondelette moyenne (Mid), HBIN-3.....	91
Figure VII.40 : Calage sismique – puits ondelette moyenne (Far), HBIN-3.....	92
Figure VII.41 : : Modèle bas fréquent de P-Impédance sur une ligne arbitraire passant par les puits HBIN-1, HBIN-2 et HBIN-3.....	92
Figure VII.42 : : Modèle bas fréquent de S-Impédance sur une ligne arbitraire passant par les puits HBIN-1 , HBIN-2 et HBIN-3.....	93
Figures VII.43 : Modèle bas fréquent de la densité sur une ligne arbitraire passant par les puits HBIN-1, HBIN-2 et HBIN-3.....	93
Figure VII.44: Cross plots Ln (Z_s) vs Ln (Z_p) et Ln (Densité) vs Ln (Z_p) au niveau du réservoir en utilisant l'ensemble des puits de l'étude.....	94
Figures VII.45 : Analyse d'inversion au niveau du puits HBIN-1, en bleu les logs originaux et en rouge les résultats d'inversion.....	95
Figures VII.46 : Analyse d'inversion au niveau du puits HBIN-2, en bleu les logs originaux et en rouge les résultats d'inversion.....	95
Figures VII.47 : Analyse d'inversion au niveau du puits HBIN-3, en bleu les logs originaux et en rouge les résultats d'inversion.....	96
Figure VII.48: Cross-plots du log estimé par l'inversion et le log enregistré pour le paramètre Z_p et S-impédance.....	96
Figures VII.49 : Cross-plots du log estimé par l'inversion et le log enregistré pour le paramètre Densité et le rapport V_p/V_s	97
Figure VII.50: Rapport V_p/V_s sur la ligne arbitraire passant par tous les puits.....	98
Figure VII.51 : Impédance Z_s sur la ligne arbitraire passant par tous les puits.....	98
Figure VII.52 : Densité sur la ligne arbitraire passant par tous les puits.....	98
Figure VII.53 : Impédance Z_p sur la ligne arbitraire passant par tous les puits.....	99
Figure VII.54 : Lamda Rho sur la ligne arbitraire passant par tous les puits.....	100
Figure VII.55 : Mu Rho sur la ligne arbitraire passant par tous les puits.....	100
Figure VII.56 : training et validation de log estimé.....	101
Figure VII.57 : L'analyse du cross corrélation (Log V_{sh} original vs Log estimé).....	102

Figure VII.58 : volume d'argile résultant de la caractérisation sur le volume total 3D.....	102
Figure VII.59 : L'analyse du cross corrélation (Log PHIE original vs Log estimé)	103
Figure VII.60 : volume de la porosité effective Résultante de la caractérisation sur le volume total	103
Figure VII.61 : L'analyse du cross correlation (Log Sw original vs Log estimé)	104
Figure VII.62 : volume de la saturation en eau Résultante de la caractérisation sur le volume total 3D	104
Figure VII.63 : Les times slices de : Zp,Zs,Densite,Vsh,PHIE et Sw	105
Figure VII.64 : Horizon slice, attributs Zp et Zs.....	106
Figure VII.65: Horizon slice de l'attribut Densité	107
Figure VII.66 : Horizon slice de l'attribut volume d'argile	108
Figure VII.67 : Horizon slice de l'attribut porosité effective	109
Figure VII.68 : Horizon slice de l'attribut saturation en eau	110
Figure VII.69 : La coupe sismique de la zone d'intérêt	111

Listes des tableaux

Tableau VII.1 : Disponibilité des données de puits	65
Tableau VII.2 : Les testes de corrections statiques résiduelles	71
Tableau VII. 3 : Les testes de transformée de Radon.....	72

Références bibliographiques :

Biteau, J, François Baudin. 2017. Géologie de pétrole édition Dunod.

Brian H. Russell. 2001. The Application of the AVO (Amplitude Versus Offset) Technique.

Brian H. Russell. December 2006. The old and the new in the seismic inversion.

Barclay.F, Bruun,A et al. 2008. Seismic Inversion : Reading Between the Lines, Oilfield Review, Sringer.

Cossé.R.Paris. 1988. Technique d'exploitation pétrolière : Le gisement. Institut français du pétrole. Editions Technip.

Chadouli.Kh. 2013. Caractérisation pétrographique appliquée à la modélisation pétrolière : étude de cas. Sciences de la Terre. Université de Lorraine. Français.

Egreteau.A. 2005. Etude des variations de l'amplitude de la réflectivité du sous-sol après imagerie sismique en profondeur. Sciences of the Universe [physics]. École Nationale Supérieure des Mines de Paris. English.

Giroux.B. 2019. GEO1303 Méthodes sismiques : Les ondes sismiques. Institut national de la recherche scientifique. Centre Eau Terre Environnement.

Hampson.D-P.Janvier 2005. Simultaneous Inversion of Pre-stack Seismic Data. Technical Program Expanded Abstracts, SEG.

[https://www.aquaportail.com/dictionnaire/definition/4237/amplitude.](https://www.aquaportail.com/dictionnaire/definition/4237/amplitude)

<https://djeddinabrouk.fr.gd>

<https://www.viridiengroup.com>

Kern.K . 2002. Problèmes inverses : Aspects numériques. Ecole supérieure d'ingénieurs, Léonard de Vinci.

Kyriaskopoulos et al,2023. Hierarchical dynamic workload scheduling on heterogeneous clusters for grid search of inverse problems .The journal of supercomputing.

Maurya.S-P,Singh.N-P et K-H. Singh. 2020. Seismic Inversion Methods: A Practical Approach. Springer.

Richard.G. 2013. Les sols et leurs structures. Observations à différentes échelles.

Shang G. et al. 1994. Reservoir Characterization II.

Tarantola.A. 2005. Inverse Problem Theory and Methods for Model Parameter Estimation.
SIAM.