



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



MEMOIRE DE FIN D'ETUDES

En vue de l'obtention du diplôme de Master Géophysique

Filière : Science et Technologie des Hydrocarbures

Option : Géophysique pétrolière

Thème

Caractérisation de réservoir par inversion simultanée avant sommation
Application de la méthode PNN « Réseaux de neurones probabilistes » à une région du bassin
d'Oued Mya

Présenté par :

Ouhib Sidali

Alioua Dhia Eddine

Devant le jury composé de :

M. FERAHTIA Jalal	Professeur	UMBB	Président
Mme AIT ADJEDJOU Doria	MAA	UMBB	Examinateur
M. ALLEK Karim	Professeur	UMBB	Encadrant
M.CHEMLI Mounir	Ingénieur	Sonatrach	Co-Encadrant

Année universitaire : 2024/2025

Dédicace

« À vous, mes parents, pour votre amour inconditionnel, vos sacrifices et votre soutien indéfectible.

À mes frères Tayeb, Walid, Moatassim et Anes, ainsi qu'à ma sœur Fatima, pour leur présence et leurs encouragements constants,

à mon cousin Haithem, pour son appui,

et à M. Khaled Kadi et M. Benzaoui Khaled, pour leurs précieux conseils et orientations.

Mes remerciements s'adressent également à mes collègues de la promotion MAGP 20,

notamment Chemso, Sidali, Amine, Hakim, Ilyes, Nadjib et Mohammed,

ainsi qu'à mes amis Sifo, Moad, Wahbi, Wakil, Youcef et Djaber, pour leur amitié et les moments partagés.

Enfin, un merci particulier à Meriem pour son soutien et l'intérêt qu'elle a porté à mon travail. »

DHA

Dédicace

« À mes parents bien-aimés,

Pour votre amour sans limites, vos sacrifices silencieux, et votre soutien de chaque instant...

Ce mémoire est avant tout le fruit de votre confiance et de vos prières.

À mes sœurs chéries, Monia et Nadia,

Pour votre tendresse, votre patience et vos encouragements discrets mais toujours présents.

À mon frère Walid,

Pour ta force, ton humour, ta présence qui m'ont porté dans les moments de doute comme dans les instants de joie.

À mes camarades de la promotion MAGP20,

Merci pour cette aventure partagée, ces efforts communs et les souvenirs gravés pour toujours.

À mes amis de cœur : Wassim, Mehdi, Chemso, Amine et Dhia,

Merci pour votre amitié sincère, vos rires, votre énergie et votre présence tout au long de ce parcours. Vous avez été une part essentielle de cette belle expérience.

À vous tous,

Je dédie ce travail avec une profonde reconnaissance et une grande fierté. »

SIDALI

Remerciements

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

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

Nous tenons à exprimer notre profonde reconnaissance au Monsieur **Allek Karim** Professeur des universités, enseignant au département Géophysique, Faculté des Hydrocarbures et de la Chimie (FHC) pour son encadrement scientifique de haute qualité et pour les orientations méthodologiques qui ont guidé nos recherches. Nos remerciements s'adressent également à Monsieur **Chemli Mounir**, Ingénieur à Sonatrach, pour sa collaboration précieuse, son expertise technique et son soutien indéfectible qui ont enrichi ce travail de fin d'études.

Nos plus vifs remerciements s'adressent aux ingénieurs de Sonatrach, **Monsieur Zarat Mohammed, Monsieur Igueni Amar et Monsieur Boualam**, pour leur expertise et leur soutien inestimables qui nous ont été d'une grande aide tout au long de notre période de stage.

Nos remerciements s'adressent aussi à tous les enseignants du département géophysique.

Nous souhaitons aussi remercier l'équipe pédagogique et administrative de la FHC pour leurs efforts dans le but de nous offrir une excellente formation.

Pour finir, nous souhaitons remercier toute personne ayant contribué de près ou de loin à la réalisation de ce travail.

Table des matières

Liste des abréviations.....	Error! Bookmark not defined.
Introduction Générale.....	1
Chapitre 1 :	3
Physique des Roches	3
1.1 Introduction à la physique des roches.....	4
1.2 Déformation et Contrainte	4
1.2.1 Contrainte.....	4
1.2.2 Déformation.....	4
1.2.3 Loi de Hooke	5
1.3 Propriétés Élastiques des Roches	5
1.3.1 Modules Élastiques Fondamentaux	6
1.3.2 Relations entre les Modules Élastiques.....	7
1.3.3 Les Vitesses Sismiques	7
1.3.4 Rapport V_p/V_s	8
1.3.5 Impédance Acoustique	9
1.3.6 La densité (ρ).....	9
1.4 Paramètres Pétrophysiques.....	10
1.4.1 Porosité et Perméabilité	10
1.5 Modèles de Physique des Roches	12
1.5.1 Modèles Empiriques	13
1.5.2 Modèles théoriques	13
1.5.3 Modèles granulaires (Modèles de contact).....	13
1.6 Conclusion.....	14
Chapitre 2 :	15
Aspects théoriques de l'inversion des données sismiques	15
2.1 Introduction:.....	16
2.5. Définition de l'inversion	18
2.6. La résolution du problème inverse :	18
2.6.1. Données du problème inverse:	18
2.6.2. Fonction coût:.....	19
2.6.3. La régularisation:.....	19

2.7.	Inversion sismique:.....	20
2.7.1.	Définition et objectif:.....	20
2.7.2.	Classifications des méthodes d'inversion selon la sommation des données.....	20
2.8.1	20
2.8.	Méthodologie de l'inversion AVO simultanée.....	22
2.8.2	22
2.8.1	Conditionnement des données sismiques à introduire :.....	22
2.8.2	Conditionnement des logs de puits à introduire :.....	23
2.8.3	Corrélation et Extraction de l'ondelette sismique à utiliser.....	23
2.8.4	Les méthodes d'extraction de l'ondelette :.....	24
2.8.5	La corrélation des puits aux données sismiques :.....	25
2.8.6	Construction du modèle basse fréquence :.....	26
2.8.7	Mise en œuvre de l'algorithme d'inversion :.....	26
2.8.8	Contrôle de qualité et interprétation des résultats d'inversion :.....	27
2.9	Approximation d'Aki et de Richards :.....	27
2.10	Conclusion:.....	29
Chapitre 3 :	30
Pre-conditionnement des données sismiques	30
3.1	Introduction:.....	31
3.2	Le conditionnement des données sismiques :.....	31
3.2.1	Filtrage passe-bande.....	32
3.2.2	Mute:.....	33
3.2.3	Super Gather:.....	34
3.2.4	Filtrage Radon Parabolique (Parabolic Radon Transform) :.....	35
3.2.5	Correction statique (Trim Statics):.....	36
3.3	Conclusion:.....	36
Chapitre 4 :	37
Contexte géologique.....	37
4.1	Introduction.....	38
4.2	Présentation du bassin Oued Mya.....	38
4.2.1	Cadre géographique.....	38
4.2.2	Contexte régional :.....	38

4.3	Évolution géodynamique et histoire structurale	39
4.3.1	L'orogénèse hercynienne (Carbonifère supérieur - Permien)	39
4.3.2	L'évolution mésozoïque et l'extension triasique	40
4.3.3	L'orogénèse alpine (Crétacé supérieur – Tertiaire).....	40
4.4	Stratigraphie du bassin d'Oued Mya	40
4.5	Le Trias : T1, T2, S4	42
4.6	Contexte géologique de la zone d'étude	42
4.7	Contexte pétrolier général du bassin.....	43
4.8	Conclusion:	44
Chapitre 5 :		45
APPLICATION SUR DES DONNEES REELLES.....		45
5.1	Préparation des données:.....	47
5.1.1	Préparation des données de puits :.....	47
5.1.2	Préparation des données de la sismique :.....	48
5.1.3	Interprétation structurale :.....	48
5.1.4	Génération des angles stacks :.....	49
5.2	Étude de faisabilité et analyse de la physique des roches :.....	51
5.2.1	Etude au niveau des Puits :.....	52
5.2.2	Cross-plot de la lithologie :.....	52
5.3	Inversion simultanée (Application sur des données réelles).....	55
5.3.1	Calage des données de puits aux données sismiques.....	55
5.3.2	Extraction d'ondelettes et corrélation au puits pour chaque angle stack	57
5.3.3	Extraction de l'ondelette moyenne	58
5.3.4	Construction des modèles initiaux:.....	58
5.3.5	Validation des résultats de l'inversion aux puits	61
5.3.6	Interprétation géologique des volumes inversés.....	62
5.3.7	Conclusion.....	62
5.4	caractérisation sismique des réservoirs	63
5.4.1	Estimation du volume d'argile:	64
5.4.2	Estimation du volume de la porosité effective :	65
5.4.3	Génération des times slices:	67
5.4.4	Interprétation des résultats et détermination de la zone de prospects :.....	67

Conclusion :	70
Bibliographie	71

Listes des figures

Figure 2.1 : Définition traditionnelle du problème direct et inverse (Snieder 1998).....	16
Figure 2.2 : Problème direct et problème inverse	18
Figure 2.3 : Problème inverse en sismique (CGG Veritas Company)	20
Figure 2.4 : Les angles des rayons d'incidence, de réflexion et de transmission de l'onde P avec une incidence non normale (Mavko et al., 2020)	28
Figure 3.1 : Données sismique avant et après filtrage passe bande	33
Figure 3.2 : Données sismique avant et après Mute	34
Figure 3.3 : Données sismique avant et après Super Gather	35
Figure 3.4 : Données sismique avant et après Filtrage Radon.....	36
Figure 4.1 : Situation géographique de la Bassin Oued Mya (Geosystems and Geoenvironment 2023)	39
Figure 4.2 : Bassin de l'Oued Mya : discordance hercynienne (WEC Algérie, 2007)	40
Figure 4.3 : Coupe stratigraphique type d'oued Mya (Rapport Sonatrach)	41
Figure 4.4 : Coupe géologique de Bassin Oued Mya (WEC 2007).....	43
Figure 5.1 : Workflow de caractérisation et inversion sismique pré-stack.....	46
Figure 5.2 : Organigramme de l'édition des logs de puits	47
Figure 5.3 : Section sismique prés-conditionné.....	48
Figure 5.4 : Carte en isochrone au niveau de la DH	49
Figure 5.5 : Passage CDP gather vers l'angle gather	50
Figure 5.6 : Section sismique interprétée en angles stacks (Near)	50
Figure 5.7 : Section sismique interprétée en angles stacks (Mid)	51
Figure 5.8 : Section sismique interprétée en angles stacks (Far).....	51
Figure 5.9 : Cross-plot de l'impédance (MURHO RHOB) coloré en fonction du volume d'argile Vsh	53
Figure 5.10 : Cross-plot de l'impédance (MURHO RHOB) coloré en fonction de la porosité effective ϕ et f	54
Figure 5.11 : Cross-plot de l'impédance (MURHO RHOB) coloré en fonction de la saturation en eau S_w	55
Figure 5.12 : Calibration du log sonique à l'aide des check-shots au niveau du Puit 1.....	56
Figure 5.13 : Log correlation Puit 1 "Near"	57
Figure 5.14 : Log correlation Puit 1 "Mid"	58
Figure 5.15 : Log correlation Puit 1 "Far".....	58
Figure 6.16 : Ondelettes moyennes extraites lors du calage des puits Puit 1, Puit 2 et Puit 3	58
Figure 5.17 : Modèle bas frequency-AI	59

Figure 5.18 : Modèle bas fréquence-SI.....	60
Figure 5.19 : Modelé bas frequence-Densite.....	60
Figure 5.20 : Modèle finale de l'impédance acoustique (AI).....	61
Figure 5.21 : Modèle finale de l'impédance de cisaillement (SI).....	61
Figure 5.22 : Modèle finale de densité (ρ)	61
Figure 5.23 : Réseaux de neurones probabilistes.....	63
Figure 5.24 : Les logs de Vsh des deux puits d'entraînement utilisés (VCL).....	64
Figure 5.25 : L'analyse du cross corrélation (Log Vsh original vs Log estimé)	65
Figure 5.26 : volume d'argile Résultant de la caractérisation sur le volume total	65
Figure 5.27 : Training et validation de log estimé(porosité)	66
Figure 5.28 : L'analyse du cross corrélation (Log PHIE original vs Log estimé)	66
Figure 5.29 : Volume de la porosité effective résultante de la caractérisation sur le volume total	66
Figure 5.30 : Les times slices de : Zp, Zs, Densité, Vsh et PHIE.....	67
Figure 5.31 : Horizon slice de l'attributs Zp et Zs.....	68
Figure 5.32: Horizon slice de l'attribut Densité	68
Figure 5.33 : Horizon slice de l'attribut volume d'argile.....	69
Figure 5.34 : Horizon slice de l'attribut porosité effective	69

Liste des tableaux

Table 1: Relations V_p , V_s et V_p/V_s pour différents types de roches	8
---	---

Introduction Générale

L'exploration et la caractérisation des réservoirs pétroliers constituent des étapes cruciales dans le développement des gisements. Dans le cadre de ce travail de fin d'étude, nous nous sommes intéressés à l'inversion sismique pour la caractérisation d'un réservoir situé au sein du bassin d'Oued Mya. Les études se sont focalisées sur la série inférieure du Trias, connue pour son potentiel en hydrocarbures.

Le principal défi rencontré dans cette zone est lié à la complexité du milieu de dépôt. Il s'agit d'un environnement fluviatile, caractérisé par une forte variabilité latérale des faciès. En effet, les grès réservoirs, généralement localisés dans les chenaux, sont souvent en contact direct avec des argiles non réservoirs, rendant la prédiction de la distribution des réservoirs particulièrement difficile.

Face à cette hétérogénéité, notre objectif est de réduire les incertitudes géologiques et de mieux localiser les zones riches en grès, afin d'optimiser les points d'implantation de nouveaux forages. Pour cela, nous avons eu recours à l'inversion sismique, qui permet d'estimer des propriétés pétrophysiques à l'échelle du cube sismique, et d'améliorer ainsi la compréhension spatiale du réservoir.

Ce mémoire présente donc l'approche adoptée pour caractériser le réservoir à partir des données sismiques et diagaphiques, en mettant en avant les résultats obtenus et leur contribution à la réduction du risque géologique.

Pour mener à bien cette étude, nous avons structuré notre travail en quatre chapitres, traitant successivement les aspects essentiels de la caractérisation du réservoir

- Le premier chapitre, intitulé Physique des roches, présente les concepts fondamentaux liés aux propriétés physiques des roches
- Le deuxième chapitre est consacré à l'inversion sismique. Il décrit le principe, le fonctionnement et la base mathématique de la méthode principale utilisée dans cette étude.
- Dans le troisième chapitre, nous abordons le pré-conditionnement des données sismiques, en décrivant les différentes étapes et filtres appliqués pour améliorer la qualité des données

- Le quatrième chapitre présente l'aspect géologique de la région d'étude, en décrivant la localisation, la géologie générale ainsi que le potentiel en hydrocarbures du Bassin d'Oued Mya.
- Le cinquième chapitre expose l'application de l'inversion simultanée pré-stack réalisée sur des données réelles, dans le but de caractériser un réservoir situé dans le Trias inférieur au sein du bassin d'Oued Mya. Ce dernier est divisé en trois parties :
 - 1) La première partie concerne la préparation des données de puits et des données sismiques. Cette partie inclut aussi une étude de faisabilité qui permet de vérifier si l'inversion simultanée peut donner des résultats utiles pour la caractérisation du réservoir.
 - 2) La deuxième partie, intitulée Inversion simultanée, traite de l'application de cette méthode sur des données réelles
 - 3) La troisième et dernière partie, intitulée 'Caractérisation du réservoir', est consacrée à l'identification des zones à fort potentiel pétrolier. Pour ce faire, une approche basée sur l'intelligence artificielle, en l'occurrence la méthode PNN (Probabilistic Neural Network), a été mise en œuvre. Cette méthode s'appuie sur la combinaison des résultats de l'inversion simultanée et de l'analyse de la physique des roches, permettant ainsi une meilleure discrimination des zones réservoirs

Chapitre 1 :

Physique des Roches

1.1 Introduction à la physique des roches

La physique des roches est une science multidisciplinaire qui établit un lien fondamental entre les propriétés physiques et mécaniques des roches telles que la porosité, la lithologie et la saturation en fluides et leurs réponses élastiques, incluant notamment les vitesses sismiques et les impédances. Elle constitue un pont essentiel entre les données géologiques et pétro physiques d'une part, et les observations géophysiques d'autre part. Un modèle de physique des roches se compose d'équations ou de cadres théoriques permettant de traduire les propriétés des roches en attributs élastiques, mesurables par les méthodes sismiques.

1.2 Déformation et Contrainte

1.2.1 Contrainte

La contrainte (σ) est définie comme la force appliquée par unité de surface sur un matériau. Elle s'exprime en pascals (Pa) et correspond au rapport de la force appliquée à la surface sur laquelle elle s'exerce.

Le tenseur de contrainte est représenté par une matrice V , obtenue en considérant un cube élémentaire situé à l'intérieur d'un corps soumis à des contraintes agissant sur ses faces. Lorsque les axes sont parallèles aux arêtes du cube, on distingue 18 composantes ; cependant, si

$dx = dy = dz = 0$, le nombre de composantes se réduit à 9 (fig. 1.1)

$$\tau_{i,j} = \begin{pmatrix} \tau_{xx} & \tau_{xy} & \tau_{xz} \\ \tau_{yx} & \tau_{yy} & \tau_{yz} \\ \tau_{zx} & \tau_{zy} & \tau_{zz} \end{pmatrix} \quad (1)$$

- Si la force est perpendiculaire à la surface → contrainte normale (ou pression).
- Si la force est tangentielle → contrainte de cisaillement (Sheriff et al., 1995).

1.2.2 Déformation

La déformation (ε) mesure le changement relatif de dimension ou de forme d'un corps soumis à une contrainte. Elle est exprimée par un tenseur de déformation symétrique, de la forme :

$$\varepsilon_{i,j} = \begin{pmatrix} \varepsilon_{xx} & \varepsilon_{xy} & \varepsilon_{xz} \\ \varepsilon_{yx} & \varepsilon_{yy} & \varepsilon_{yz} \\ \varepsilon_{zx} & \varepsilon_{zy} & \varepsilon_{zz} \end{pmatrix} \quad (2)$$

(Il est symétrique car $\epsilon_{ij}=\epsilon_{ji}$)

La déformation peut être :

- **Élastique** : réversible, le matériau retrouve sa forme initiale une fois la contrainte retirée.
- **Plastique** : irréversible, une partie de la déformation persiste même après retrait de la

Contrainte.

- **Rupture** : le matériau se casse lorsque la contrainte dépasse sa limite de résistance.

La nature de la déformation dépend des conditions de température, de pression, de la vitesse d'application de la contrainte et de la nature du matériau (Goyal, 2017).

1.2.3 Loi de Hooke

Dans le domaine élastique (petites déformations), la loi de Hooke énonce que la déformation est proportionnelle à la contrainte appliquée. Pour un matériau homogène, isotrope et élastique, elle s'écrit :

$$\sigma_{ij} = \lambda \delta_{ij} \Delta + \mu \epsilon_{ij} \quad (3)$$

Avec :

- λ, μ : constantes de Lamé
- ϵ_{ij} : déformation
- $\Delta = \epsilon_{xx} + \epsilon_{yy} + \epsilon_{zz}$: dilatation volumique

δ_{ij} : symbole de Kronecker, défini comme :

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

1.3 Propriétés Élastiques des Roches

Les propriétés élastiques des roches décrivent leur comportement sous l'application de contraintes mécaniques et sont essentielles pour interpréter les données sismiques, modéliser les réservoirs, et prédire les comportements mécaniques en profondeur.

1.3.1 Modules Élastiques Fondamentaux

Les roches sont considérées comme des milieux élastiques pour de faibles déformations. Les propriétés élastiques fondamentales sont :

- **Module de Young (E)** : décrit la raideur du matériau sous chargement uniaxial (Fig. 1.2).

Il est donné par :
$$E = \frac{\sigma}{\varepsilon} \quad \text{ou, } E = \frac{F/WL}{\Delta L/L} \quad (5)$$

Où

❖ $\sigma = \frac{F}{S} = \frac{F}{WL}$: est la contrainte longitudinale

❖ $\varepsilon = \frac{\Delta L}{L}$: la déformation longitudinale. (Jaeger, Cook & Zimmerman, 2007)

- **Module de cisaillement (μ)** : mesure la rigidité au cisaillement, il est défini comme :

$$\mu = \frac{\sigma_{\text{cisaillement}}}{\gamma} \quad \text{ou } \mu = \frac{F/WL}{\tan \theta} \approx \frac{F/WL}{\Delta L/L} \quad (6)$$

Où

❖ $\sigma_{\text{cisaillement}} = \frac{F}{WL}$

❖ $\gamma = \tan(\theta) \approx \frac{\Delta L}{L}$: est la déformation angulaire. (Mavko, Mukerji & Dvorkin, 2009)

- **Module d'incompressibilité (K)** : décrit la résistance au changement de volume sous

Pression hydrostatique uniforme (fig 1.4). Sa relation est :

$$K = \frac{\Delta P}{\Delta V/V} \quad (7)$$

Où ΔP : est la variation de pression

$\Delta V/V$: est la variation relative de volume. (Sheriff & Geldart, 1995)

- **Coefficient de Lamé (λ)** : C'est un constant relie le module de Young par le coefficient de Poisson

$$\lambda = \frac{E\sigma}{(1+\sigma)(1-2\sigma)} \quad (8)$$

- **Coefficient de Poisson (σ)** : représente la contraction transversale par rapport à l'allongement longitudinal sous une contrainte uniaxiale :

$$\sigma = -\frac{\epsilon_{\text{latérale}}}{\epsilon_{\text{axiale}}} \text{ Ou } \frac{\Delta W/W}{\Delta L/L}$$

- ❖ $\frac{\Delta W}{W}$: Déformation transversale
- ❖ $\frac{\Delta L}{L}$: Déformation longitudinale (Jaeger, Cook & Zimmerman, 2007)

1.3.2 Relations entre les Modules Élastiques

Les modules élastiques sont interreliés par les équations suivantes :

$$E = \mu \frac{(3\lambda+2\mu)}{(\lambda+\mu)} = \frac{9K\mu}{3K+\mu} \quad (9)$$

$$\mu = \frac{3(K-\lambda)}{2} = \frac{E}{2(1+\sigma)} \quad (10)$$

$$K = \frac{3\lambda+2\mu}{3} = \frac{E}{3(1-2\sigma)} \quad (11)$$

$$\sigma = \frac{\lambda}{2(\lambda+\mu)} = \frac{3K-2\mu}{6K+2\mu} \quad (12)$$

$$\lambda = \frac{3K-2\mu}{3} = \frac{\sigma E}{(1+\sigma)(1-2\sigma)} \quad (13)$$

1.3.3 Les Vitesses Sismiques

Les vitesses des ondes sismiques (ondes P et S) dépendent directement des propriétés élastiques et de la densité ρ de la roche :

Vitesse des ondes de compression (ondes P) :

$$V_p = \sqrt{\frac{K + \frac{4}{3}G}{\rho}} \quad (14)$$

Vitesse des ondes de cisaillement (ondes S) :

$$V_s = \sqrt{\frac{G}{\rho}} \quad (15)$$

Ces relations sont fondamentales pour la conversion des logs en modèles sismiques et pour l'interprétation de l'impédance acoustique.

(Sheriff & Geldart, 1995 ; Mavko et al., 2009)

1.3.4 Rapport V_p/V_s

Le rapport V_p/V_s est défini simplement comme : $\frac{V_p}{V_s}$

Ce rapport est sensible à la saturation en fluide car :

- Le fluide augmente V_p mais n'affecte presque pas V_s (puisque les fluides ne supportent pas le cisaillement).
- Un rapport V_p/V_s élevé ($>2,0$) peut indiquer la présence de gaz ou de fluide.
- Un rapport bas ($<1,8$) est typique des roches compactes ou carbonatées.
- La droite de Castagna :

La droite de Castagna (1985) donne une relation entre la vitesse des ondes P et la vitesse des ondes S (V_s)

$$V_p = 1,16 \cdot V_s + 1360 \quad (\text{en m/s})$$

Type de roche	V_p (km/s)	V_s (km/s)	$\frac{V_p}{V_s}$
Grès	2,6 – 4,5	1,5 – 2,8	~1,7 – 1,9
Grès saturé	3,0 – 5,5	1,5 – 3,2	~2,0 – 2,3
Calcaire	5,0 – 6,5	3,0 – 3,5	~1,7 – 1,9
Argile	2,0 – 4,0	0,8 – 1,5	~2,3 – 2,6

Table 1: Relations V_p , V_s et V_p/V_s pour différents types de roches

(Gardner et al.1974)

1.3.5 Impédance Acoustique

L'impédance acoustique (AI) est un paramètre crucial pour l'interprétation sismique :

$$AI = \rho \times V_p$$

Elle contrôle la réflexion des ondes sismiques aux interfaces entre différentes couches géologiques. Un contraste d'impédance acoustique est à l'origine des réflecteurs sismiques visibles. (Yilmaz, 2001)

1.3.6 La densité (ρ)

La densité (ρ) représente la masse par unité de volume Elle dépend principalement de la minéralogie, de la porosité et des fluides contenus dans les pores. Exprimée en kg/m^3

La densité globale d'une roche, en tenant compte de la porosité et des fluides interstitiels, peut s'exprimer par

$$\rho = (1 - \phi) \cdot \hat{\rho} + \phi \cdot \rho_f \quad (16)$$

Où :

ϕ : porosité,

$\hat{\rho}$: densité de la matrice solide (en kg/m^3),

ρ : densité du fluide (eau, hydrocarbure, etc.).

Cette relation montre que la densité effective d'une roche est une **combinaison pondérée** de la densité de la matrice minérale et de celle du fluide contenu dans les pores.

Relation empirique de Gardner (1974)

Gardner et al. (1974) ont établi une relation empirique entre la vitesse des ondes P (V_p) et la densité (ρ) pour les roches sédimentaires saturées :

$$\rho = 0,23 \cdot V_p^{0,25} \quad (17)$$

Où :

- ρ est en (g/cm^3)
- V_p est en (m/s)

1.4 Paramètres Pétrophysiques

1.4.1 Porosité et Perméabilité

La porosité (ϕ)

La porosité est la fraction volumique des pores ou des vides dans une roche ou un sédiment. Elle est généralement exprimée en pourcentage ou en fraction comprise entre 0 et 1

Equation:

$$\phi = \frac{V_p}{V_t} \quad (18)$$

où :

- Φ : porosité (sans unité ou en %),
- V_p : volume des pores,
- V_t : volume total de la roche.

Types de porosité

La porosité des roches réservoirs peut être classée en deux grandes catégories selon son origine : primaire ou secondaire.

La porosité primaire, aussi appelée intergranulaire, se forme lors de la sédimentation. Elle dépend essentiellement de la taille, de la forme et du tri des grains constituant la roche (Tiab & Donaldson, 2015). Ce type de porosité est typique des roches détritiques non compactées.

La porosité secondaire se développe après la formation de la roche, par des processus tels que la fracturation, la dissolution ou la dolomitisation (Lucia, 2007 ; Schön, 2015).

Sur le plan quantitatif, on distingue plusieurs formes de porosité :

- **Porosité totale** : représente l'ensemble des pores présents dans la roche, qu'ils soient interconnectés ou non.
- **Porosité résiduelle** : désigne les pores isolés, qui ne participent pas à l'écoulement des fluides.

- **Porosité effective** : correspond au volume des pores interconnectés, exprimé en pourcentage du volume total de la roche. C'est cette dernière qui détermine la capacité de la roche à stocker et à transmettre les fluides (Tiab & Donaldson, 2015 ; Schön, 2015).

La porosité effective peut varier selon les roches :

- Faible : < 5 %
 - Médiocre : 5 – 10 %
 - Moyenne : 10 – 20 %
 - Bonne : 20 – 30 %
 - Excellente : > 30 %
- (Tiab & Donaldson, 2015)

Perméabilité (k)

La perméabilité (notée k) représente la capacité d'un matériau poreux à permettre l'écoulement d'un fluide à travers son réseau de pores interconnectés. Elle est exprimée en unités de Darcy (D) ou de milliDarcy (mD), et dépend non seulement de la taille et de la connectivité des pores, mais également de la viscosité du fluide.

Équation (Loi de Darcy) :

$$Q = -\frac{kA}{\mu} \frac{dP}{dx} \quad (19)$$

Où :

- Q : débit volumique du fluide (m^3/s).
- k : perméabilité de la roche (m^2).
- A : surface de la section transversale (m^2).
- μ : viscosité dynamique du fluide ($\text{Pa}\cdot\text{s}$).
- $\frac{dP}{dx}$: gradient de pression (Pa/m).

La perméabilité est une propriété directionnelle (anisotrope) et peut varier considérablement selon l'orientation dans la roche. (Tiab & Donaldson, 2015)

- Saturation en fluids

La saturation (notée S_f , où f peut être l'eau w , l'huile o ou le gaz g) correspond à la fraction du volume poreux occupée par une phase fluide donnée. La saturation permet de quantifier la distribution des fluides dans les pores d'un réservoir. Elle est également exprimée en pourcentage ou comme une fraction entre 0 et 1.

Équation :

$$S_f = \frac{V_f}{V_p} \quad (19)$$

- S_f : saturation de la phase fluide f ,
- V_f : volume du fluide f (eau, huile ou gaz),
- V_p : volume des pores.

Il est à noter que :

$$S_w + S_o + S_g = 1 \quad (20)$$

où S_w, S_o, S_g Représentent respectivement les saturations en eau, en huile et en gaz.

1.5 Modèles de Physique des Roches

Les modèles de physique des roches permettent de relier les propriétés pétro-physiques (porosité, minéralogie, saturation) aux propriétés élastiques mesurables (vitesses sismiques, densité, impédance). Ils sont indispensables dans les études d'inversion sismique, de calage puits-sismique et de caractérisation des réservoirs.

On distingue trois grandes familles :

1. **Modèles empiriques** : basés sur des observations de données réelles.
2. **Modèles théoriques** : issus de la physique des milieux continus.
3. **Modèles granulaires** : prennent en compte la microstructure (contacts entre grains).

1.5.1 Modèles Empiriques

Les modèles empiriques sont des formules ajustées à des données de laboratoire ou de diagraphies. Ils sont simples à utiliser mais valables uniquement dans des contextes géologiques similaires à ceux des données d'origine.

Exemple : Formule de Gardner (1974)

1.5.2 Modèles théoriques

Les modèles théoriques reposent sur les équations de la mécanique des milieux poreux. Ils permettent de prédire comment les propriétés élastiques changent avec la saturation, la pression ou la porosité. Exemple : Modèle de Gassmann (1951)

Ce modèle fondamental décrit comment la saturation fluide affecte le module d'incompressibilité d'une roche poreuse (Mavko et al. (2009)

Équation de Gassmann :

$$K_{\text{sat}} = K_{\text{dry}} + \frac{\left(1 - \frac{K_{\text{dry}}}{K_m}\right)^2}{\frac{\phi}{K_f} + \frac{1-\phi}{K_m} \frac{K_{\text{dry}}}{K_m^2}} \quad (21)$$

K_{sat} : module d'incompressibilité de la roche saturée

K_{dry} : module de la roche à sec

K_m : module de la matrice solide

K_f : module du fluide

ϕ : porosité

1.5.3 Modèles granulaires (Modèles de contact)

Ces modèles tiennent compte de la structure microscopique des roches (forme, taille, arrangement des grains, type de cimentation). Ils sont particulièrement utiles pour les roches non consolidées, partiellement cimentées ou fortement poreuses.

Exemple : Modèle de Dvorkin-Nur (1996)

Il repose sur la théorie des milieux granulaires et des contacts élastiques entre grains sphériques :

$$K_{\text{dry}} = \frac{n^2(1-\phi)^2 G_c}{18\pi^2(1-\sigma)^2} \quad (22)$$

G_c : module de rigidité des grains

n : coordination (nombre de contacts par grain)

σ : coefficient de Poisson

ϕ : porosité

Ce modèle permet de modéliser l'effet de la compaction mécanique et de la cimentation progressive.

Où :

(A) Ciment de contact et sans contact.

(B) Schéma 1 du dépôt de ciment.

(C) Schéma 2 du dépôt de ciment.

1.6 Conclusion

La physique des roches joue un rôle central dans le traitement et l'interprétation des données géophysiques, en particulier sismiques. En établissant des liens quantitatifs entre les propriétés Pétrophysiques (porosité, lithologie, saturation) et les réponses élastiques (vitesses sismiques, impédance acoustique, modules), elle permet de transposer les observations en forage vers des modèles prédictifs à l'échelle du réservoir.

L'étude des modules élastiques, des vitesses d'ondes, des rapports V_p/V_s , ainsi que des différents modèles (empiriques, théoriques et granulaires), offre un socle théorique solide pour les applications pratiques à venir, notamment l'inversion sismique. Cette compréhension constitue donc un préalable indispensable à toute démarche de caractérisation géophysique et de modélisation réservoir.

Chapitre 2 :

Aspects théoriques de l'inversion des données

sismiques

2.1 Introduction:

Comprendre l'intérieur de la Terre à partir de données mesurées en surface est un objectif important pour les géophysiciens. Pour cela, on utilise ce qu'on appelle le problème inverse, qui permet d'estimer les propriétés du sous-sol à partir d'informations souvent limitées ou bruitées. Avec le temps, plusieurs méthodes ont été développées pour résoudre ce type de problème, qui est souvent difficile à traiter car il peut manquer de stabilité ou donner plusieurs solutions possibles. Dans ce chapitre, nous présentons le principe du problème inverse et son importance en géophysique, notamment en sismique.

Un aspect clé des sciences physiques réside dans la capacité à déduire des paramètres physiques à partir de données observées. Le problème direct consiste à calculer les données à partir d'un modèle en utilisant les lois de la physique. En revanche, le problème inverse est de reconstruire le modèle à partir d'un ensemble de mesures (Fig. 2.1). Dans une situation idéale, une théorie existe qui décrit la manière dont les données doivent être transformées pour obtenir le modèle recherché (Snieder 1998).

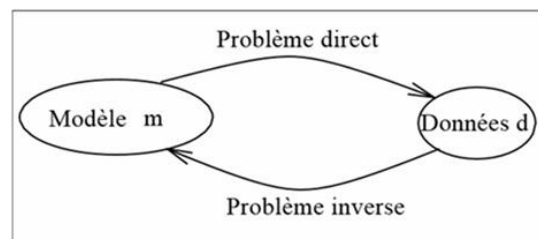


Figure 2.1 : Définition traditionnelle du problème direct et inverse (Snieder 1998)

2.2. Problème bien posé et problème mal posé :

Selon Hadamard (1902), un problème est qualifié de bien posé s'il satisfait trois critères essentiels :

1. **Existence d'une solution** : Il doit exister une solution pour le problème posé.
2. **Unicité de la solution** : Il ne doit y avoir qu'une seule solution possible.
3. **Stabilité du système** : La solution doit être sensible de manière continue aux variations des conditions initiales.

Un problème direct peut être considéré comme un problème bien posé, car les trois critères d'existence, d'unicité et de stabilité sont souvent remplis. Cependant, dans le domaine de la géophysique, les problèmes inverses sont fréquemment non linéaires et mal posés, ce qui rend leur résolution plus complexe et moins stable.

Lorsqu'on parle de problème mal posé cela signifie qu'un critère ou plus de ceux cités ci-dessus ne sont pas satisfait. La non-unicité de la solution se produit lorsqu'une solution existe, mais que plusieurs configurations de paramètres peuvent mener au même résultat. Dans ce cas, l'intégration d'informations supplémentaires, souvent appelées informations a priori, peut aider à résoudre l'ambiguïté et à choisir la solution la plus appropriée. Concernant la stabilité, un système est qualifié d'instable lorsqu'une variation infime des valeurs des données d'entrée entraîne des changements importants dans les résultats du modèle inversé. Cela s'explique par le fait que les données expérimentales sont inévitablement contaminées par des erreurs de mesure.

2.3. Formulation :

Afin de déterminer plusieurs inconnues, appelées mesures (m), à partir d'un ensemble de données (D), une relation entre ces deux éléments peut être exprimée par un opérateur (G) dans le cadre d'une fonction linéaire, de la manière suivante (Tarantola, 2005) :

$$D=G \cdot m \quad (23)$$

2.4. Conditionnement :

Le conditionnement d'un système dépend de sa réactivité aux bruits présents dans les données. En d'autres termes, si l'on considère que la relation (matrice/vecteur) à inverser subit une perturbation δd dans les observations, alors la perturbation δm sur la solution est donnée par : (Djarfour 2008)

$$\frac{\|\delta m\|}{\|m\|} \leq cond(G) \frac{\|\delta d\|}{\|d\|} \quad (24)$$

Où :

$$cond(G) = \frac{\lambda_{max}}{\lambda_{min}} \quad (25)$$

Ceci dit, que plus le conditionnement soit important plus le système devient moins stable.

2.5. Définition de l'inversion

La définition la plus courante d'un problème inverse consiste à déterminer les causes à partir des effets observés. Toutefois, il est possible que plusieurs causes différentes produisent les

Mêmes effets. Cette caractéristique illustre l'une des principales difficultés associées à l'étude des problèmes inverses l'absence d'unicité de la solution (Snieder 1998)

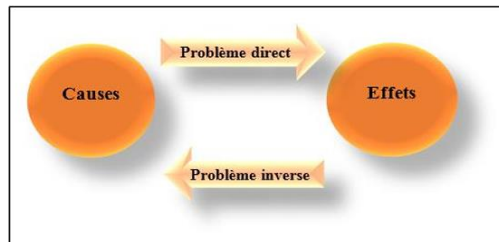


Figure 2.2 : Problème direct et problème inverse

2.6. La résolution du problème inverse :

La procédure scientifique pour l'étude d'un système physique, selon Tarantola (2005), repose sur trois étapes clés :

- **Paramétrisation du système :** Cette première étape consiste à définir les paramètres essentiels qui caractérisent le système étudié (Tarantola 2005).
- **Modélisation directe :** Une fois les paramètres définis, on passe à la modélisation directe, qui vise à décrire comment ces paramètres se traduisent en résultats observables (Tarantola 2005).
- **Modélisation inverse :** L'étape finale consiste à inverser le processus, c'est-à-dire à utiliser les observations réelles du système pour estimer les valeurs des paramètres inconnus (Tarantola 2005).

2.6.1. Données du problème inverse:

- **Informations déduites de la modélisation :**

La résolution du problème direct implique la création d'un modèle théorique qui tente de refléter au mieux la réalité, en le considérant comme un cas idéal. Par conséquent, les informations extraites de ce modèle sont supposées être parfaites. Cependant, en réalité, ces informations comportent souvent des erreurs dues à l'incertitude des mesures expérimentales et des approximations faites lors de la modélisation (Tarantola 2005).

- **Informations déduites des mesures :**

Pour paramétrer un système donné, il est nécessaire d'utiliser les informations obtenues à partir des observations réalisées lors d'une expérience physique. Cependant, ces données doivent être traitées et filtrées afin d'éliminer les divers bruits qui peuvent les affecter.

- **Informations à priori :**

Pour améliorer la résolution du problème inverse, il est essentiel d'intégrer des informations supplémentaires, appelées informations a priori. Ces informations proviennent de sources indépendantes des mesures ou de la modélisation. En règle générale, elles sont issues d'interprétations précédentes ou de données provenant de puits (Tarantola 2005).

2.6.2. Fonction coût:

La résolution du problème inverse se résume à minimiser la fonction coût qui est l'écart entre les données mesurées et celles prédites. La meilleure approche pour obtenir une solution unique c'est la minimisation au sens des moindres carrés :

$$\phi = (d - Gm)^T \cdot (d - Gm) \quad (26)$$

La solution générale de problème inverse au sens des moindres carrés est donnée par :

$$\phi = (G^T G)^{-1} G^T d \quad (27)$$

2.6.3. La régularisation:

Les méthodes utilisées pour résoudre les problèmes inverses sont appelées méthodes de régularisation. Elles consistent à ajouter des informations supplémentaires sur la solution recherchée, qu'on appelle des informations a priori. En effet, les données seules ne suffisent souvent pas à trouver une solution précise et stable. C'est pourquoi on introduit des connaissances supplémentaires, comme des contraintes de régularité ou de stabilité du modèle, pour mieux orienter la solution et éviter les erreurs (Tarantola 2005).

2.7. Inversion sismique:

2.7.1. Définition et objectif:

L'inversion sismique est une méthode mathématique qui permet de construire un modèle géologique du sous-sol, en déterminant les propriétés acoustiques et élastiques des roches. Cette technique utilise les données sismiques comme entrée, tandis que les données de puits servent de référence pour le contrôle. L'objectif principal de l'inversion sismique est la transformation des données sismiques en des propriétés des roches décrivant quantitativement le réservoir. Contrairement aux amplitudes sismiques, les résultats de l'inversion montrent une résolution plus élevée. Cela facilite à son tour une meilleure estimation des propriétés du réservoir tel que la porosité, en plus de l'amélioration des résultats de l'interprétation (Doyen,2007).

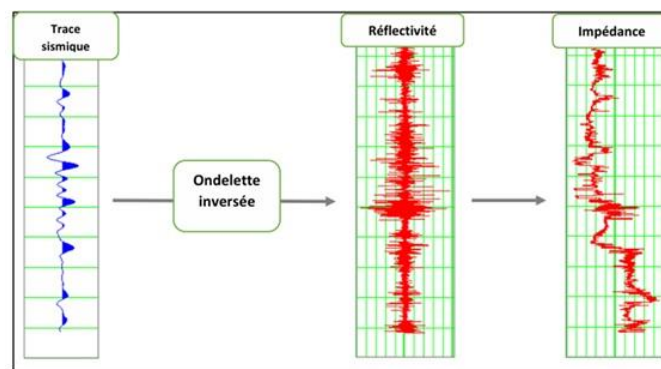


Figure 2.3 : Problème inverse en sismique (CGG Veritas Company)

2.7.2. Classifications des méthodes d'inversion selon la sommation des données

Par le passé, l'inversion était appliquée aux données sismiques après sommation, dans le but de générer l'impédance acoustique. Cette dernière permettait de différencier les lithologies du sous-sol et d'améliorer la cartographie de l'extension et de l'épaisseur du réservoir. Cependant, l'impédance acoustique seule ne permet pas d'obtenir des informations sur la présence et la nature des fluides, ce qui conduit à une caractérisation incomplète du réservoir. Pour remédier à cela, les géophysiciens ont adopté l'inversion des données sismiques avant la sommation (pré-stack), afin d'obtenir une analyse plus précise (Russell 1991).

- **L'inversion après sommation (post-stack) :**

Ce type d'inversion vise à obtenir le volume d'impédance acoustique en utilisant les données sismiques post-stack, les informations provenant des puits et celles de l'interprétation

stratigraphique. Le volume d'impédance acoustique ainsi généré peut ensuite être utilisé pour prédire les caractéristiques du réservoir en dehors de la zone de puit (Russell et Hampson, 1991).

Voici quelques-uns des avantages de l'inversion post-stack :

- L'impédance acoustique étant une propriété de la couche, l'interprétation stratigraphique devient plus aisée sur les données d'impédance que sur les données sismiques classiques (Russell 1991).
- La résolution des couches souterraines est améliorée grâce à la réduction des effets d'ondelettes (Russell 1991).
- L'impédance acoustique peut être directement comparée aux mesures de diagraphie, établissant ainsi un lien avec les propriétés du réservoir (Doyen 2007).
- La porosité peut être corrélée à l'impédance acoustique. En utilisant des méthodes géostatistiques, ce volume d'impédance peut être transformé en un volume de porosité dans le réservoir (Russell 1991).
- Elle prend moins de temps que l'inversion pré-stack.

- **L'inversion avant sommation (pré-stack) :**

L'inversion pré-stack permet d'estimer les propriétés élastiques sensibles à la saturation des fluides. Son objectif est de transformer les amplitudes des données sismiques avant sommation (offset ou angle gather) afin d'extraire l'impédance acoustique (ZP), l'impédance des ondes de cisaillement (ZS) et la densité, tout en intégrant les données provenant des puits. Une fois que les volumes de ZP , ZS et densité ont été générés, il devient possible d'estimer les volumes élastiques (tels que le rapport VP/VS , le coefficient de Poisson σ , Λ Rho, μ Rho) en fonction des objectifs de l'étude.

Cette méthode est également appelée inversion simultanée, car elle calcule à la fois les impédances P et S et la densité. Parmi les techniques les plus courantes dans cette catégorie, on retrouve : l'inversion simultanée, l'inversion d'impédance élastique et l'inversion AVO.

Les avantages de l'inversion sismique pré-stack sont multiples, en voici quelques-uns :

- L'impédance P, l'impédance S et la densité fournissent des propriétés de couche, contrairement aux données sismiques qui correspondent à des propriétés d'interface.

- La résolution des couches souterraines est améliorée grâce à la réduction des effets d'ondelettes.
- L'impédance acoustique peut être directement comparée aux mesures proches des puits, lesquelles sont elles-mêmes liées aux propriétés du réservoir.

Par rapport à d'autres techniques d'inversion (comme l'inversion post-stack), les données pré-stack offrent des informations supplémentaires qui permettent de mieux séparer les effets de la lithologie et des fluides (Russell 2002).

- **L'inversion simultanée**

Récemment, l'inversion simultanée a largement surpassé l'inversion post-sommation, car cette dernière était limitée par le fait qu'elle ne permettait d'inverser que l'impédance acoustique à partir des données sismiques. Cela rendait difficile la distinction entre les effets de la porosité, de la lithologie et de la saturation en fluide, car ces éléments étaient représentés par un seul paramètre inversé. Dans des conditions favorables, l'inversion simultanée permet de fournir des estimations indépendantes de paramètres élastiques, tels que l'AI (impédance acoustique) et le SI (impédance de cisaillement). D'autres paramètres élastiques, comme le coefficient de Poisson, peuvent également être dérivés des résultats de l'inversion (Doyen 2007).

L'inversion simultanée repose sur cinq approches principales : la préparation des données, l'estimation des ondelettes, la construction du modèle basse fréquence, le contrôle des paramètres d'inversion et l'analyse des résultats. Lorsque des données de haute qualité sont disponibles, l'étape cruciale est l'estimation des ondelettes et la liaison sismique des puits. En effet, une relation temps-profondeur précise et des ondelettes de haute qualité jouent un rôle essentiel dans l'élaboration du modèle basse fréquence et influencent fortement les résultats de l'inversion (Liu et al., 2012).

2.8. Méthodologie de l'inversion AVO simultanée

2.8.1 Conditionnement des données sismiques à introduire :

L'inversion sismique AVO repose sur l'utilisation de données sismiques traitées amplitude préservées, migrées en fonction du temps et collectées sous forme de "gather" angulaire. En règle générale, les données sismiques sont enregistrées en fonction de l'offset ou de l'angle d'incidence (Castagna 1997).

2.8.2 Conditionnement des logs de puits à introduire :

Les données de puits servent à la fois de point de départ et de référence pour vérifier la bonne exécution du programme, car il est possible d'imposer tous les paramètres à la verticale du puits.

Trois types de données de puits sont utilisés :

1. Les diagraphies soniques :

Ces données correspondent à des enregistrements des ondes sismiques transmises dans un puits, entre un ou plusieurs émetteurs et un ou plusieurs récepteurs situés dans le même outil de diagraphie. En général, la diagraphie permet de déterminer uniquement la vitesse de l'onde de compression (V_p), mais il est possible de générer un log de V_s en utilisant l'équation de conversion entre V_p et V_s (selon Castagna et Biot-Gassmann).

2. Diagraphie de densité :

C'est un enregistrement de la variation de la densité en fonction de la profondeur. Elle emploie une source radioactive pour émettre des rayons gamma, dont la dispersion est mesurée pour évaluer la densité de la roche.

Une fois que les trois logs (V_p , V_s et ρ) sont déterminés, ils peuvent être combinés pour obtenir d'autres logs, tels que l'impédance acoustique. Les diagraphies fournissent une mesure continue, ce qui permet d'obtenir des paramètres pour des tranches d'épaisseur très fines, donc avec une grande précision. Cependant, l'enregistrement ne commence pas à la surface. Pour remédier à cette limitation, on utilise le carottage sismique afin de compléter les logs.

2.8.3 Corrélation et Extraction de l'ondelette sismique à utiliser

• L'ondelette sismique :

La mise en œuvre de la sismique de réflexion commence par la génération d'un signal sismique, appelé ondelette $\omega(t)$, qui doit posséder une énergie suffisante dans la gamme de fréquences sismiques. Elle doit aussi présenter des caractéristiques spécifiques, comme une concentration temporelle d'énergie, pour faciliter son traitement et son interprétation. Les sources terrestres en sismique peuvent être des explosifs, qui génèrent des ondelettes brèves (impulsions), ou des vibrateurs, qui produisent des signaux de plus longue durée (Yilmaz 2001).

Une ondelette est définie par son spectre d'amplitude et de phase. En fonction de son spectre de phase, plusieurs formes d'ondelette peuvent être envisagées. Cependant, en sismique, on se concentre généralement sur deux types principaux :

- **L'ondelette à phase minimale :**

Elle est caractérisée par une énergie concentrée au début, ce qui correspond à la position de l'interface géologique sur la section sismique (Yilmaz 2001).

- **L'ondelette à phase nulle :**

Ici, le maximum d'énergie correspond exactement au début de l'ondelette, ce qui coïncide aussi avec l'interface géologique (Yilmaz 2001).

L'ondelette sismique n'est ni purement à phase nulle ni à phase minimale, mais elle est généralement mixte. En traversant le sous-sol, le signal subit des phénomènes de dispersion et d'atténuation avant d'être enregistré. Étant donné que l'ondelette est souvent inconnue, on fait l'hypothèse qu'elle est soit à phase nulle, soit à phase minimale pour améliorer la précision de l'interprétation géologique du sous-sol. Des traitements sont ensuite appliqués pour convertir ces ondelettes mixtes en une forme plus claire et précise (Yilmaz 2001).

2.8.4 Les méthodes d'extraction de l'ondelette :

L'extraction de l'ondelette peut se faire par un processus déterministe basé sur la série de réflectivité, ou par une approche statistique utilisant la fonction de corrélation croisée entre une trace sismique et la trace voisine pour estimer une ondelette de phase spécifique. Cette dernière méthode est généralement préférée, car la série de réflectivité ne correspond pas toujours à des réflecteurs réels. Pour la réalisation de l'inversion on a besoin des informations sur l'ondelette sismique et l'extraction de l'ondelette est un processus très complexe en traitement des données sismique, Bien qu'il existe plusieurs méthodes d'extraction de l'ondelette, on peut citer un algorithme général : (Robinson 2000)

Dans le domaine fréquentiel, on peut diviser le problème d'extraction d'ondelettes en deux parties :

- La détermination du spectre d'amplitude

- La détermination du spectre de phase

Les méthodes d'extraction d'ondelettes se répartissent en trois grandes catégories :

- **Les méthodes purement déterministes :**

Est une méthode directe qui consiste à mesurer la forme de l'onde source à l'aide de dispositifs physiques, les enregistrements VSP, ou les récepteurs placés à proximité de la source. Cette approche vise à obtenir une estimation précise de l'ondelette en termes d'amplitude et de phase, (Robinson,2000).

- **Les méthodes purement statistiques :**

Est une méthode indirecte qui consiste à estimer la forme de l'ondelette à partir des seules données sismiques, en supposant que les réflexions dans le sous-sol ont un comportement aléatoire et que l'ondelette est à phase nulle. Cette méthode permet généralement de déterminer le spectre d'amplitude, mais l'estimation de la phase reste approximative, ce qui peut introduire des incertitudes dans les résultats d'inversion (Robinson,2000).

- **L'utilisation des données de puits :**

Il s'agit d'utiliser les données de puits en plus des données sismiques. En théorie, cela pourrait fournir des informations exactes sur la phase à l'emplacement du puits. Le problème est que cette méthode dépend de façon critique sur le calage entre le puits et la sismique. En particulier, la loi de conversion qui convertit les profondeurs du puits en temps peut causer un mauvais calage qui dégrade le résultat (Sheriff,1995).

2.8.5 La corrélation des puits aux données sismiques :

La corrélation est une étape cruciale dans l'interprétation et l'inversion sismique. Elle consiste en une comparaison entre la trace sismique réelle et synthétique au niveau de puits. Cette dernière est obtenue à partir de la convolution de l'ondelette sismique estimée précédemment et la série de réflectivité calculée en utilisant les informations des diagraphies (sonique et densité). L'opération de corrélation a pour but d'améliorer la corrélation de temps entre les données synthétiques et les données réelles et les ramener au même niveau de référence. Elle permet aussi de déterminer la phase réelle d'ondelette sismique qu'on a supposé qu'elle soit à zéro phase lors de l'extraction

statistique alors qu'elle est à phase mixte et ce déphasage est provoqué par le fait que le signal se déforme progressivement sur son chemin. Pour l'estimer, on détermine l'écart en temps entre les données synthétiques et réelles. Après on applique une rotation de phase sur la trace synthétique qui sera par la suite l'entrée d'une nouvelle procédure qui cherche à extraire une ondelette plus proche de la réelle (Yilmaz,2001).

2.8.6 Construction du modèle basse fréquence :

Les données sismiques ne contiennent pas les basses fréquences. Par contre les données de puits possèdent une bande fréquentielle très large, de 0 à 500 Hz, qui nous a permis d'exploiter les basses fréquences et on a constaté qu'ils contiennent des informations utiles concernant les vitesses provenant de grandes profondeurs, qu'on ne trouve pas malheureusement dans la sismique. L'objectif de la modélisation des basses fréquences est de déterminer un modèle à basse fréquence qui permette de corriger les résultats de l'inversion sismique, afin de passer de valeurs relatives à des valeurs absolues. Cela permet d'assurer une répartition adéquate des propriétés élastiques dans l'ensemble du milieu, garantissant ainsi une représentation plus précise et réaliste des caractéristiques du sous-sol (Russell,1991).

Notre inversion sismique AVO simultanée globale nous donne comme résultat l'impédance acoustique, la densité et l'impédance en cisaillement donc il est nécessaire de construire pour chaque propriété physique (Z_p , Z_s et RHO), un modèle bas fréquent, Chaque modèle à basse fréquence est généré par interpolation et extrapolation en utilisant les données provenant des puits déjà utilisés et non utilisé (Russell 2004).

2.8.7 Mise en œuvre de l'algorithme d'inversion :

Le processus d'inversion consiste dans un premier temps à calculer la réponse synthétique par la convolution de la série de réflectivité calculée pour un angle d'incidence à partir des paramètres donnée par le modèle initial, ensuite ,on calcule la différence entre la réponse synthétique et la réponse réelle (fonction coût) qu'on essaye de minimiser (algorithme du gradient conjugué) en modifiant les paramètres de modèle initiale d'une façon itérative jusqu'à avoir la valeur optimale de cet écart qui correspondant aux paramètres du modèle réel (Yilmaz 2001).

L'inversion sismique utilisée dans cette étude est une inversion sismique de type globale (optimisation globale des solutions de la fonction coût pour minimisation d'incertitude), qui s'applique sur les données sismiques prestack (avant sommation) en terme d'angle d'incidence

(AVA), avec l'approche simultanée (inversion simultanée des angles stacks partiels), en utilisant l'approximation de Zoeppritz à 03 termes , pour but d'avoir comme résultat d'inversion, les propriétés physiques des roches (IA, IS et RHO). Cette inversion utilise une optimisation globale des solutions contre la fonction coût (méthode du gradient conjugué) qui s'effectue pour les différentes propriétés physiques qui résulte de l'inversion sismique AVO (Yilmaz 2001).

2.8.8 Contrôle de qualité et interprétation des résultats d'inversion :

Cette démarche vise à garantir la qualité des résultats d'inversion en comparant les propriétés physiques des roches déduites par l'inversion avec celles obtenues à partir des données rééchantillonnées des puits, selon le même pas d'échantillonnage que celui de la sismique. Une bonne corrélation entre ces valeurs permet de valider l'interpolation et l'extrapolation des informations des logs entre les puits utilisés durant la phase d'inversion.

Enfin une interprétation lithologique des résultats d'inversion est nécessaire afin d'établir des recommandations concernant les données inversées (Yilmaz,2001).

2.9 Approximation d'Aki et de Richards :

Avant d'aborder les équations d'Aki-Richards, il est important de clarifier certaines notions de base sur lesquelles repose l'inversion avant sommation.

Lorsqu'une onde P arrive avec un angle d'incidence non nul (c'est-à-dire pas perpendiculairement), la situation devient plus complexe. En effet, cette onde P incidente génère plusieurs types d'ondes : des ondes P et S réfléchies, ainsi que des ondes P et S transmises. Les coefficients de réflexion et de transmission varient en fonction de l'angle d'incidence et des propriétés des matériaux situés de part et d'autre de l'interface entre les deux couches (Mavko et al. 2020).

Les angles des rayons incident, réfléchi et transmis sont illustrés sur la figure. Sont liés par la loi de Snell-Descartes :

$$\frac{\sin\theta_1}{V_{p1}} = \frac{\sin\theta_2}{V_{p2}} = \frac{\sin\theta_{S1}}{V_{S1}} = \frac{\sin\theta_{S2}}{V_{S2}} \quad (29)$$

- θ_p et θ_s : Angles des ondes P et S respectivement.
- Indices (1,2) : les angles ou les propriétés des matériaux des couches 1 et 2, respectivement.

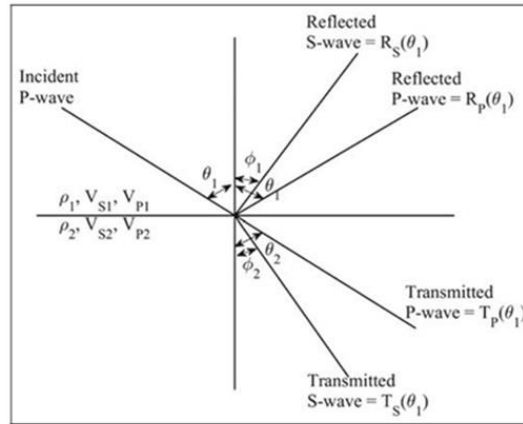


Figure 2.4 : Les angles des rayons d'incidence, de réflexion et de transmission de l'onde P avec une incidence non normale (Mavko et al., 2020)

L'approximation d'Aki et Richards est une version simplifiée, où les résultats sont exprimés de manière pratique en fonction des contrastes de vitesses des ondes P (V_p), des ondes S (V_s) et de la densité (ρ) entre deux milieux.

$$(\theta) = \alpha \frac{\Delta V_p}{V_p} + \beta \frac{\Delta \rho}{\rho} + c \frac{\Delta V_s}{V_s} \quad (30)$$

Les coefficients a , b et c dépendant de l'angle d'incidence θ

$$(\theta) = \frac{1}{2} \left(1 - 4 \frac{V_{2s}}{V_{2p}} \sin 2\theta \right) \frac{\Delta \rho}{\rho} + \left(\frac{1}{2 \cos 2\theta} \right) \frac{\Delta V_p}{V_p} - \left(4 \frac{V_{2s}}{V_{2p}} \sin 2\theta \right) \frac{\Delta V_s}{V_s} \quad (31)$$

Où :

$$V_s = \frac{V_{S1} + V_{S2}}{2}$$

$$V_p = \frac{V_{P1} + V_{P2}}{2} \quad (32)$$

$$\rho = \frac{\rho_1 + \rho_2}{2} \quad (33)$$

2.10 Conclusion:

L'inversion simultanée consiste en cinq approches majeures comprenant la préparation des données, l'estimation des ondelettes, la construction de modèle basse fréquence, le contrôle des paramètres d'inversion et l'analyse des résultats. Si des données de haute qualité sont préparées, l'étape la plus importante c'est l'estimation des ondelettes et de la liaison sismique du puits, car la relation temps-profondeur raisonnable et les ondelettes de haute qualité ont un effet significatif sur le modèle basse fréquence et le résultat de l'inversion.

Chapitre 3 :

Pre-conditionnement des données sismiques

3.1 Introduction:

L'inversion sismique est une méthode puissante utilisée pour caractériser les propriétés du sous-sol à partir des données sismiques. Cependant, cette technique est très sensible à la qualité des données utilisées en entrée. Elle nécessite une grande précision, et la moindre erreur peut entraîner des résultats incorrects, ce qui compromet l'interprétation finale et peut mener à des pertes de temps et de ressources.

C'est pourquoi, avant de réaliser une inversion sismique, il est indispensable de passer par une étape de préparation rigoureuse des données. Ce chapitre se concentre sur deux étapes fondamentales de cette préparation :

- Le conditionnement des données sismiques, qui vise à améliorer la qualité des signaux

En réduisant le bruit et en corrigeant les anomalies pour obtenir une donnée exploitable et fiable.

Cette étape est essentielle pour garantir la fiabilité et la précision de l'inversion sismique. Les différentes étapes de ce processus seront présentées et détaillées dans ce chapitre.

3.2 Le conditionnement des données sismiques :

Avant de procéder à l'inversion sismique, il est nécessaire de s'assurer que les données sont bien préparées, en particulier lorsqu'elles se trouvent dans le domaine des offsets. Si les données ne sont pas encore converties en angle gathers, cette transformation doit être effectuée. En effet, un stack sismique constitué d'offsets ne peut pas être modélisé à l'aide de l'équation d'Aki-Richards, car il représente un mélange d'informations provenant de différents offsets. Par conséquent, il ne convient pas à une inversion pré-stack (Singleton, 2009).

De plus, les gathers sismiques pré-stack contiennent souvent un bruit important, susceptible de dégrader la qualité des résultats inversés. C'est pourquoi un conditionnement des données est essentiel avant toute tentative d'inversion. L'objectif principal de cette étape est d'améliorer le rapport signal/bruit, afin de garantir une interprétation plus fiable.

Le processus de conditionnement des données sismiques comprend généralement cinq étapes clés

1. Filtrage passe-bande : pour conserver uniquement les fréquences utiles et éliminer les fréquences parasites.

2. Muting : suppression des multiples ou du bruit indésirable en début de trace.
3. Super Gather : regroupement de plusieurs traces proches afin d'améliorer la cohérence du signal.
4. Transformée de Radon probabiliste : technique permettant de séparer les ondes utiles du bruit.
5. Trim statics : correction des délais résiduels pour un meilleur alignement temporel des événements.

3.2.1 Filtrage passe-bande

La première étape du conditionnement des données sismiques est le filtrage passe-bande. Cette opération consiste à appliquer un filtre à une partie des données sismiques pour supprimer les composantes indésirables de basses et de hautes fréquences, sans modifier la forme de l'ondelette (Mari et al., 1999).

Ce filtrage est essentiel car, dans certains cas, le récepteur peut enregistrer des signaux avant l'arrivée du signal principal — il s'agit alors de bruit. De même, après la fin du signal principal, le récepteur peut encore capter des composantes résiduelles qui correspondent également à du bruit. Pour éliminer ces éléments indésirables, on conçoit un filtre adapté, capable de supprimer à la fois les basses fréquences captées avant le signal principal, et les hautes fréquences enregistrées après.

Par exemple, dans le cas des données issues du champ de Penobscot au Canada, un filtre passe-bande de 5/10–60/70 Hz a été appliqué à un gather dont la bande fréquentielle principale est de 10–60 Hz. Cette opération a permis d'améliorer la résolution du signal, en rendant plus visible le réflecteur inférieur, qui n'était pas clair dans le gather initial (Yilmaz, 2001). Les effets de ce filtrage sont illustrés dans la figure 2.1, où l'on observe clairement l'amélioration du signal après application du filtre.

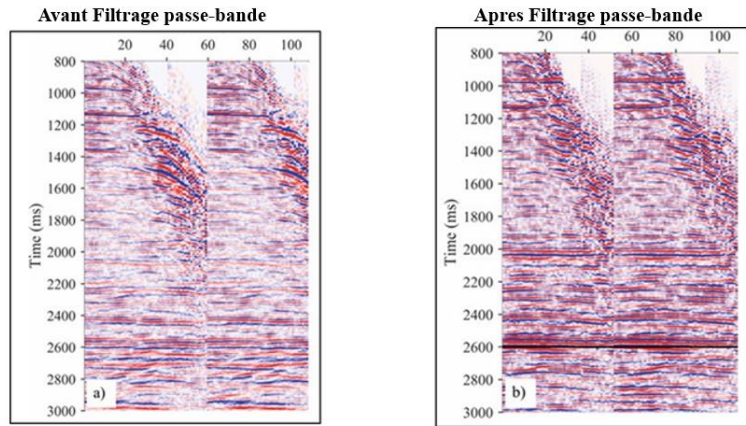


Figure 3.1 : Données sismique avant et après filtrage passe bande

3.2.2 Mute:

Le mute est la deuxième étape du conditionnement des données sismiques. Il a pour objectif de supprimer les bruits présents sur les traces les plus éloignées (grands offsets), en particulier ceux qui ne font pas partie du signal sismique principal. Pour cela, les traces bruyantes sont mises à zéro, c'est-à-dire que leurs amplitudes sont annulées.

Le mute est souvent appliqué après la correction NMO (Normal Move out), afin de réduire la déformation du signal, mais aussi pour atténuer d'autres types de bruit, comme les ondes réfractées ou les bruits géométriques (Robinson et al., 1986).

Dans la figure 2.2, on voit un exemple issu des données sismiques du champ de Penobscot.

- La figure 2.2a montre les données après le filtrage passe-bande mais avant le mute.
- La figure 2.2b présente le même gather après mute : les amplitudes parasites sur les grands offsets ont été éliminées, ce qui améliore la clarté et la qualité des données.

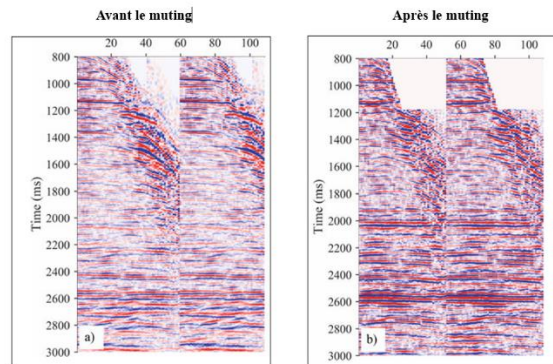


Figure 3.2 : Données sismique avant et après Mute

3.2.3 Super Gather:

Le super gather constitue la troisième étape du conditionnement des données sismiques pré-stack. Cette technique vise à améliorer le rapport signal/bruit en moyennant plusieurs CDPs (Common Depth Points) proches les uns des autres.

En pratique, cela consiste à regrouper des CDPs adjacents pour former un seul ensemble moyen. Cette méthode permet à la fois :

- Augmenter le couverture (fold) des données
- Réduire le bruit aléatoire
- Améliorer la lisibilité des réflecteurs

C'est une opération délicate qui doit être réalisée avec rigueur, car elle influence directement la qualité des données utilisées pour l'inversion sismique.

Sur la Figure 3.2, on peut comparer :

- Un gather après muting (Figure 3.2a),
- Le même gather après application du super gather (Figure 3.2b).

Le résultat montre une meilleure définition des réflecteurs, notamment ceux qui étaient moins visibles avant le regroupement. De plus, le super gather permet de corriger certaines anomalies d'amplitude liées à des interférences ou à des effets proches des réflecteurs (Chopra et al., 2006).

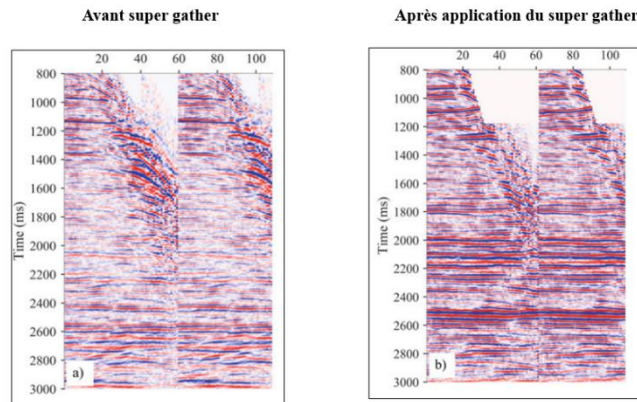


Figure 3.3 : Données sismique avant et après Super Gather

3.2.4 Filtrage Radon Parabolique (Parabolic Radon Transform) :

Le filtrage Radon parabolique constitue la quatrième étape du processus de conditionnement des données. Cette méthode vise à éliminer les multiples ainsi qu'à atténuer le bruit associé à la transformée de Radon. Il s'agit d'une étape cruciale, car les rassemblements pré-empilés contiennent généralement une quantité significative de bruit, susceptible d'altérer les résultats et de conduire à des interprétations erronées lors de l'inversion sismique.

Le principe fondamental de la transformée de Radon repose sur la définition de paramètres de modèle permettant d'identifier les multiples de longue période ou le bruit aléatoire présent dans les données. Une fois ce modèle établi, la transformée de Radon permet de soustraire le modèle des multiples ou du bruit des données originales, aboutissant ainsi à un jeu de données considérablement épuré, ce qui optimise la qualité des traces sismiques (Yilmaz, 1990 ; Robinson et Treitel, 2000).

À titre d'exemple, la figure 2.4a présente un super gather avant l'application du filtrage Radon, tandis que la figure 2.4b illustre le rassemblement pré-empilé après application du filtre. Avant traitement, les rassemblements ne présentent pas de tendance cohérente. Après filtrage Radon, le bruit, principalement dû aux multiples, semble être efficacement supprimé. On observe également une augmentation de l'amplitude des traces sismiques avec l'offset, ainsi qu'un aplatissement plus marqué des réflecteurs sur les gathers post-traitement.

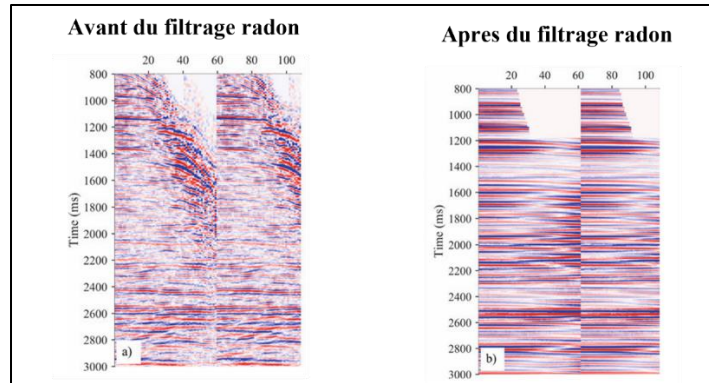


Figure 3.4 : Données sismique avant et après Filtrage Radon

3.2.5 Correction statique (Trim Statics):

La correction statique fine, appelée trim statics, constitue la dernière étape du conditionnement des données. Elle est utilisée pour améliorer l'aplatissement des horizons et corriger les problèmes de déplacement liés à la migration dans les rassemblements sismiques pré-empilés.

Le principe de base de la correction statique fine consiste à déterminer un décalage temporel optimal à appliquer à chaque trace du rassemblement. Ce décalage est calculé en croisant chaque trace avec une trace de référence, afin que la trace d'entrée corresponde le mieux possible à la trace de référence (Robinson et Treitel, 2000).

Généralement, la trace de référence utilisée est celle issue du rassemblement empilé au point de collecte commun (CDP stacked trace).

Cette étape nécessite également une certaine expertise car mal appliquée, elle peut dégrader le signal principal et donner aux données un aspect artificiel, proche de données synthétiques.

3.3 Conclusion:

La qualité de l'inversion sismique dépend fortement de la rigueur apportée à la préparation des données. Le conditionnement sismique permet d'assurer des données claires et utilisables, tandis que le repérage des horizons fournit les bases nécessaires à la construction du modèle géologique. Ces étapes, bien que parfois considérées comme préliminaires, jouent un rôle crucial dans la fiabilité des résultats finaux. Une attention particulière à leur mise en œuvre est donc indispensable pour réussir toute démarche d'inversion sismique.

Chapitre 4 :

Contexte géologique

4.1 Introduction

Ce chapitre vise à présenter le cadre géologique régional du bassin d'Oued Mya afin de comprendre les conditions structurales, sédimentaires et pétrolières qui influencent le comportement des réservoirs triasiques T1 et T2 étudiés dans ce mémoire. La compréhension de cette architecture est essentielle pour guider l'analyse sismique et l'évaluation pétrophysique dans la suite du travail.

4.2 Présentation du bassin Oued Mya

Le bassin d'Oued Mya fait partie des principaux bassins sédimentaires du Sahara algérien. De type intracratonique, il est situé au sud de la dorsale d'Idjerane-Mzab et à l'ouest de la dorsale Amguid-El Biod. Ce bassin est caractérisé par une puissante série sédimentaire paléozoïque et méso-cénozoïque, offrant un intérêt particulier pour l'exploration pétrolière, notamment dans les formations triasiques.

La structuration du bassin résulte de plusieurs événements tectoniques majeurs, notamment les orogénèses hercynienne et alpine, qui ont influencé la subsidence et la sédimentation. Le remplissage sédimentaire comprend des dépôts allant du Cambrien au Cénozoïque, avec des épaisseurs pouvant atteindre plusieurs kilomètres.

4.2.1 Cadre géographique

Le bassin de l'Oued Mya se situe au nord de la plate-forme saharienne, à environ 600 km au sud d'Alger. Cette région intracratonique du Sahara algérien se caractérise par :

4.2.2 Contexte régional :

Le bassin est bordé par plusieurs structures géologiques et bénéficie d'un contexte de subsidence qui a permis l'accumulation d'une épaisse pile sédimentaire, avec une séquence mésozoïque pouvant dépasser les 4 000 m d'épaisseur dans certaines zones, et une couverture récente (Miocène-Pliocène) d'une quarantaine à plusieurs centaines de mètres.

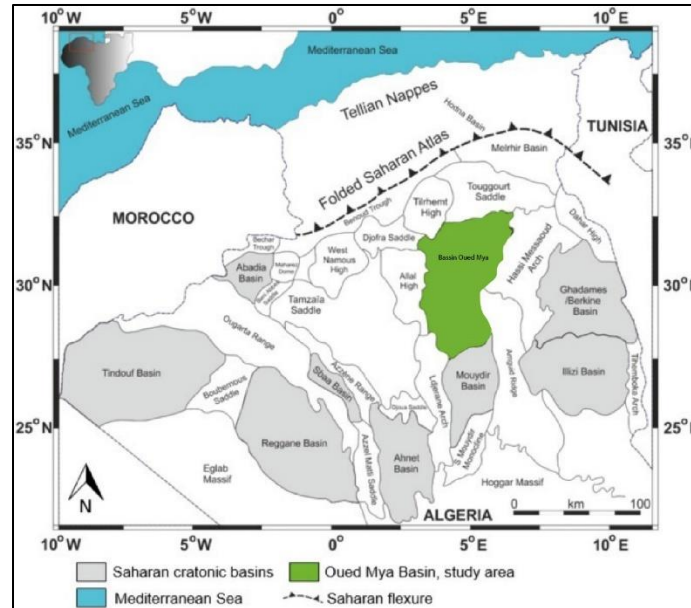


Figure 4.1 : Situation géographique de la Bassin Oued Mya (Geosystems and Geoenvironment 2023)

4.3 Évolution géodynamique et histoire structurale

L'évolution structurale du bassin d'Oued Mya est le résultat de plusieurs événements géodynamiques majeurs qui ont affecté la région saharienne depuis le Paléozoïque. Cette histoire complexe a contrôlé la formation des discordances, la subsidence du bassin, ainsi que sa compartimentation structurale actuelle.

4.3.1 L'orogénèse hercynienne (Carbonifère supérieur - Permien)

Durant le Carbonifère supérieur, la collision des plaques gondwanienne et laurentienne a généré l'orogénèse hercynienne, qui a provoqué une importante phase de déformation, soulèvement et érosion dans la région. Cet épisode tectonique a entraîné la formation d'une discordance hercynienne majeure, très marquée dans tout le Sahara central. Dans le bassin d'Oued Mya, cette discordance sépare les séries paléozoïques inférieures des dépôts triasiques sus-jacents, marquant une discontinuité stratigraphique significative.

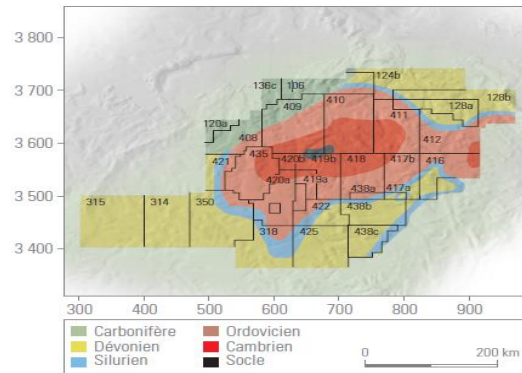


Figure 4.2 : Bassin de l'Oued Mya : discordance hercynienne (WEC Algérie, 2007)

4.3.2 L'évolution mésozoïque et l'extension triasique

Après le réajustement post-hercynien, le Trias est marqué par une période d'extension thermique accompagnée d'une forte subsidence, qui favorise le dépôt de sédiments continentaux à faciès fluvial, deltaïque et évaporitique. Ce contexte extensif permet la mise en place des séries T1 et T2, riches en alternances gréseuses et argileuses, souvent associées à des épisodes de piégeage structuro-stratigraphique.

4.3.3 L'orogénèse alpine (Crétacé supérieur – Tertiaire)

Au cours du Crétacé supérieur et du Cénozoïque, l'Afrique entre en convergence avec l'Eurasie, donnant lieu à l'orogénèse alpine. Cette phase compressive provoque la réactivation de structures anciennes (failles, plis, horsts) et renforce la compartimentation du bassin. Bien que moins intense que l'orogénèse hercynienne, l'événement alpin induit des déformations secondaires, parfois visibles dans les séries triasiques sous forme de plis doux ou de failles inverses.

Au final, la combinaison de ces événements a façonné un bassin subsidant faiblement à modérément, caractérisé par une stratification horizontale à légèrement déformée, et compartimenté par des accidents structuraux hérités des grandes phases tectoniques.

4.4 Stratigraphie du bassin d'Oued Mya

Le bassin d'Oued Mya présente une succession stratigraphique complète, allant du Paléozoïque au Cénozoïque, témoignant d'une histoire géologique riche et complexe

- Paléozoïque

Le Paléozoïque est caractérisé par des dépôts marins, notamment des schistes et des grès, avec des épisodes de transgressions et régressions marines. Cette période est marquée par des événements tectoniques majeurs, tels que l'orogénèse hercynienne, qui ont influencé la sédimentation et la structuration du bassin.

- **Mésozoïque**

Le Mésozoïque débute par le Trias, suivi du Jurassique et du Crétacé. Cette ère est dominée par des dépôts continentaux et marins, reflétant des environnements variés allant des plaines alluviales aux mers peu profondes.

- **Cénozoïque**

Le Cénozoïque est principalement représenté par des dépôts continentaux, incluant des formations alluviales et lacustres, résultant de l'érosion des reliefs environnants et de la subsidence continue du bassin.

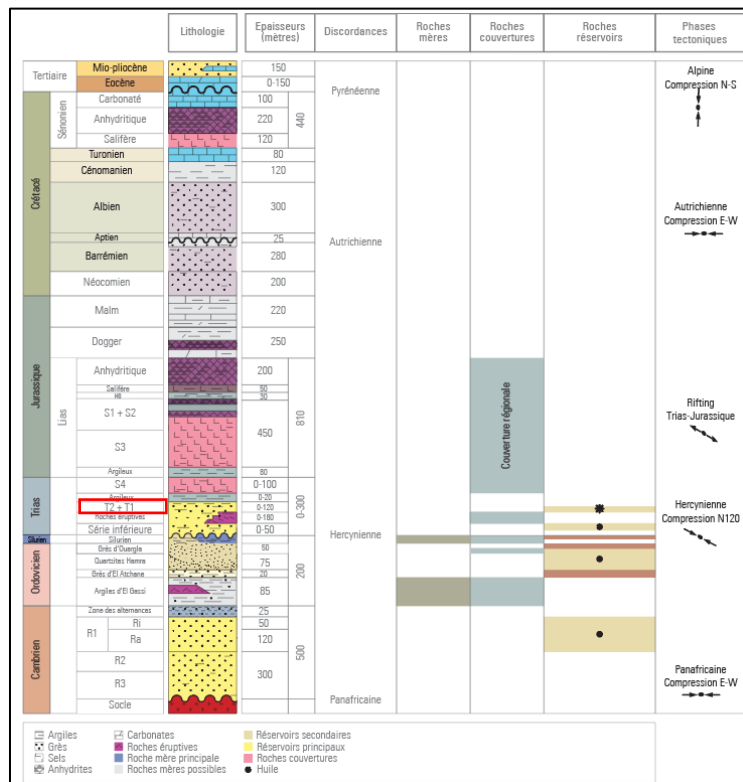


Figure 4.3 : Coupe stratigraphique type d'oued Mya (Rapport Sonatrach)

4.5 Le Trias : T1, T2, S4

Le Trias est subdivisé en trois unités principales dans le bassin d'Oued Mya :

- **Trias inférieur (T1)** : Caractérisé par des dépôts fluvio-deltaïques, incluant des grès fins à moyens et des argiles, témoignant d'un environnement continental avec des influences deltaïques.
- **Trias moyen (T2)** : Présente une alternance de grès, d'argiles et de dolomies, indiquant des conditions de sédimentation variées, allant des environnements fluviaux aux milieux plus marins.
- **Trias supérieur (S4)** : Dominé par des dépôts évaporitiques, tels que les gypses et les halites, reflétant des conditions arides avec des bassins fermés favorisant l'évaporation intense.

Ces unités triasiques jouent un rôle crucial dans la géologie pétrolière du bassin, servant à la fois de réservoirs et de couvertures pour les hydrocarbures.

4.6 Contexte géologique de la zone d'étude

La zone étudiée est située dans la partie occidentale du bassin d'Oued Mya, au sein d'un contexte géologique relativement stable, caractérisé par une sédimentation dominante de type continental. La coupe géologique illustrée à la figure 4.4 traverse le Bassin d'Oued Mya en recoupant notre zone d'étude. Les dépôts triasiques inférieur (T1) et moyen (T2) y sont bien développés, avec une prédominance de faciès gréseux associés à un environnement fluvial à chenaux distributifs. Ces conditions de dépôt ont conduit à une forte hétérogénéité latérale des réservoirs, ce qui nécessite une approche intégrée de caractérisation sismique et pétrophysique. Les structures tectoniques présentes sont généralement peu marquées, mais peuvent localement induire une compartimentation du réservoir. La présence d'évaporites au sommet du Trias (niveau S4) assure un bon scellement vertical, renforçant le potentiel de piégeage dans ces réservoirs gréseux.

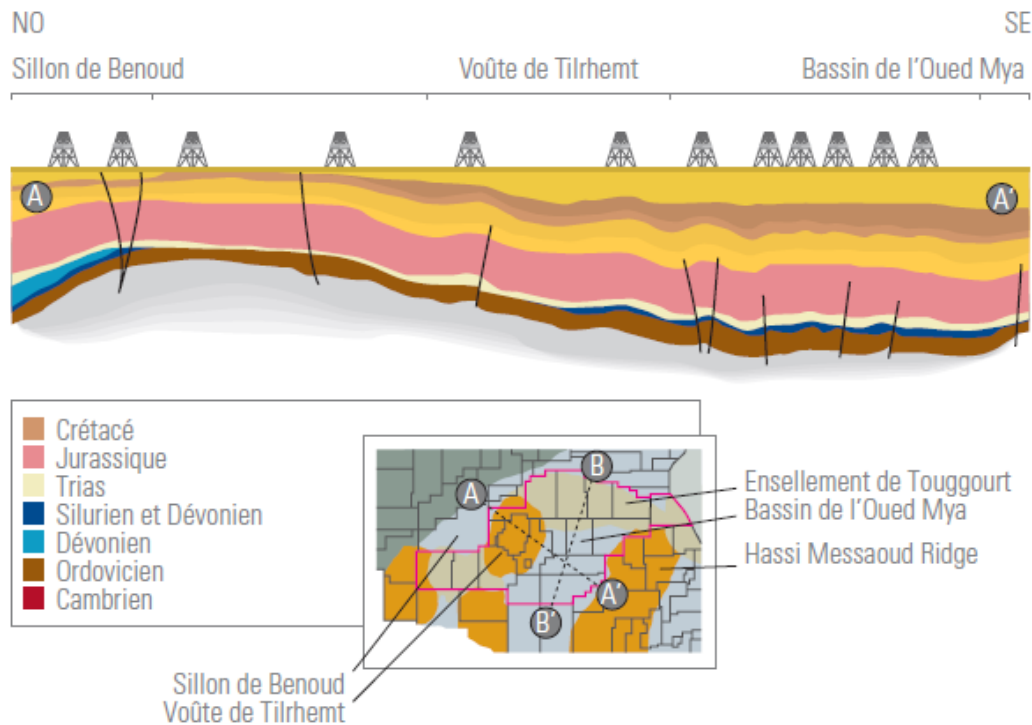


Figure 4.4 : Coupe géologique de Bassin Oued Mya (WEC 2007)

4.7 Contexte pétrolier général du bassin

Le bassin d'Oued Mya constitue l'un des éléments majeurs du système pétrolier saharien. Son architecture sédimentaire, combinée à son évolution tectonique, a permis la formation de systèmes pétroliers efficaces et complexes.

Réservoirs :

Les unités triasiques, en particulier les formations T1 (grès fluviatiles) et T2 (grès à intercalations argileuses), constituent les principaux réservoirs. Ils présentent des porosités primaires modérées à élevées et des perméabilités variables, avec des possibilités de compartimentation structurale et lithologique.

Roches mères :

Les roches mères profondes proviennent principalement des formations siluriennes (riches en matière organique) et, dans certains cas, du Dévonien inférieur. Elles ont atteint la maturité

thermique suffisante pour générer des hydrocarbures, en particulier dans les zones profondes à forte subsidence.

Roches couvertures :

Les couches évaporitiques du Trias supérieur (S4) jouent un rôle crucial en tant que couvercles imperméables, limitant les pertes verticales et assurant la conservation des accumulations. Des argiles épaisses intercalées assurent également des scellages secondaires.

Pièges :

Les pièges présents sont variés :

- **Pièges structuraux** : plis, failles inverses, horsts.
- **Pièges stratigraphiques** : variations latérales de faciès, chenaux gréseux encastrés, biseau et point bar des réservoirs de la série inférieure et du T1.
- **Pièges mixtes** : combinant géométrie et lithologie.

4.8 Conclusion:

Le bassin d'Oued Mya présente une configuration géologique favorable à l'accumulation d'hydrocarbures, avec des réservoirs triasiques bien développés (T1 et T2), scellés par des évaporites et alimentés par des roches mères paléozoïques. Ce cadre pose les bases de l'analyse sismique et pétrophysique ciblée.

Chapitre 5 :

APPLICATION SUR DES DONNEES

REELLES

Dans ce chapitre, nous présentons les étapes de la caractérisation du réservoir triasique du bassin d'Oued Mya, en utilisant la technique d'inversion sismique simultanée avant sommation. Ce travail a été réalisé lors de notre stage au sein de la Division Exploration (SONATRACH), à l'aide du logiciel d'inversion et Petrel.

Un schéma type du programme d'étude pour l'inversion et la caractérisation sismique du réservoir est présenté dans la Figure 5.1. Après une première phase de collecte et de préparation des données, le travail a été organisé en trois grandes parties, correspondant aux principales étapes de l'analyse.

1. Etude de faisabilité aux puits et analyse de la physique des roches (rock physics)
2. Inversion simultanée avant sommation
3. Caractérisation sismique du réservoir

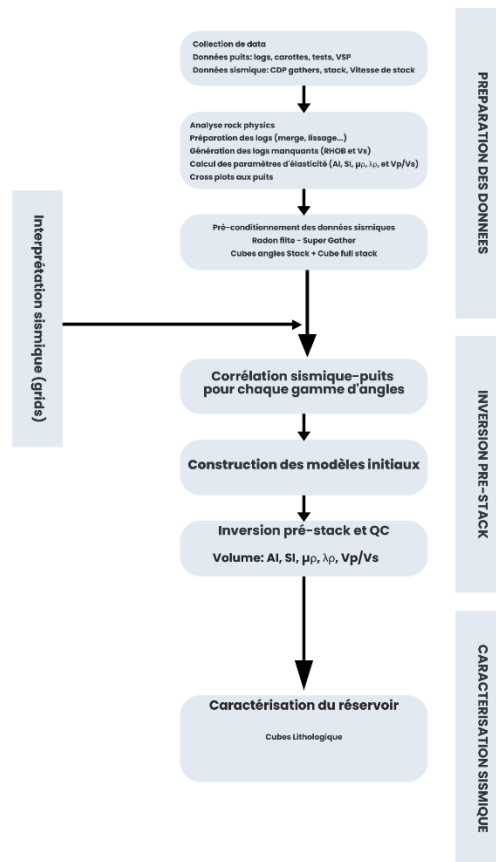


Figure 5.1 : Workflow de caractérisation et inversion sismique pré-stack

5.1 Préparation des données:

Avant de procéder à l'étude de la physique des roches, à l'inversion pré-stack et à la caractérisation du réservoir, il est essentiel de préparer en amont les données nécessaires, notamment par l'édition et la génération des données de puits ainsi que celles issues de la sismique.

5.1.1 Préparation des données de puits :

Pour éditer et générer les logs, trois étapes sont essentielles :

1. Collecte des logs
2. Génération des logs manquants en cas de nécessité
3. Edition des logs

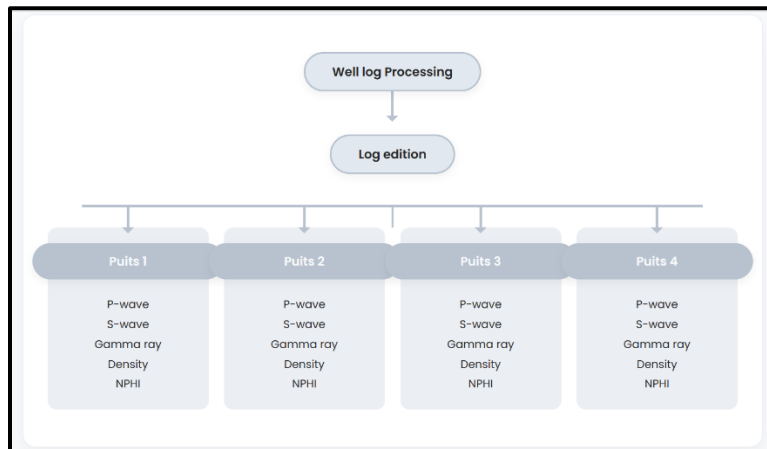


Figure 5.2 : Organigramme de l'édition des logs de puits

Où :

Les logs collectés sont :

- GR : Log de radioactivité naturelle total (API)
- RHOB : Log de densité (g/cm³)
- DTS : Log de vitesse des ondes de cisaillement
- DTC : Log de vitesse des ondes de compression
- Sw : Saturation en eau (%) ; Vsh : Volume d'argile (%) ; ϕ eff : Porosité effective (%)

L'édition des logs passe par deux étapes :

1. Supprimer les pics aberrants
2. Appliquer un filtre médian pour lisser les courbes tout en s'assurant à ne pas toucher aux événements utiles et visibles sur les logs.

5.1.2 Préparation des données de la sismique :

Pour réaliser ce projet, on a besoin de données sismiques déjà traitées, avec une conservation de l'amplitude. Cela permet de mieux aligner les événements sismiques et d'avoir un meilleur rapport entre le signal utile et le bruit.

Il est important de préciser que les données utilisées dans ce travail étaient déjà traitées avant.

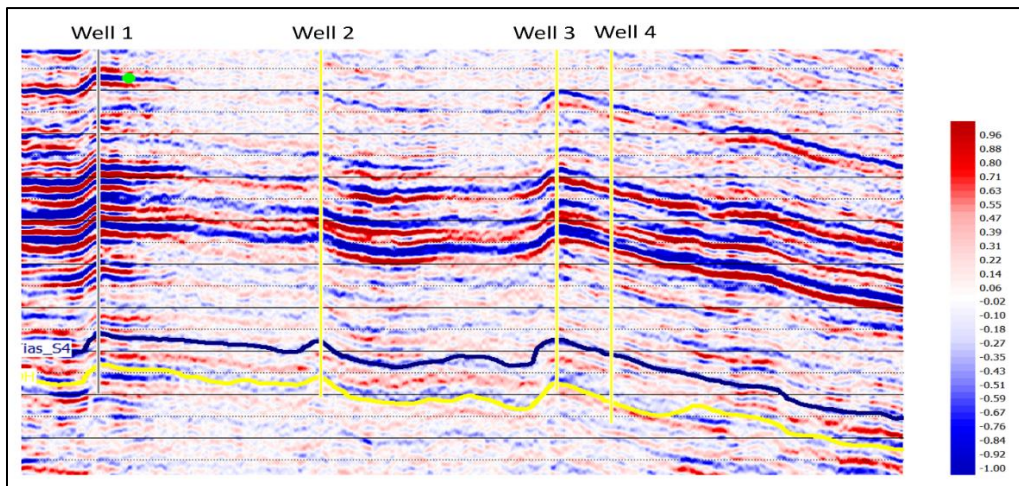


Figure 5.3 : Section sismique prés-conditionné

5.1.3 Interprétation structurale :

L'interprétation structurale des données sismiques est une étape importante qu'il faut faire avant de passer à la caractérisation, car elle permet de construire le modèle structural, qui sert de base au modèle du réservoir.

Dans notre étude, l'horizon principal étudié est le Trias T1 et T2, qui a été interprété, à l'aide de deux autres horizons de références : DH 'Discordance Hercynienne' et TRIAS S4.

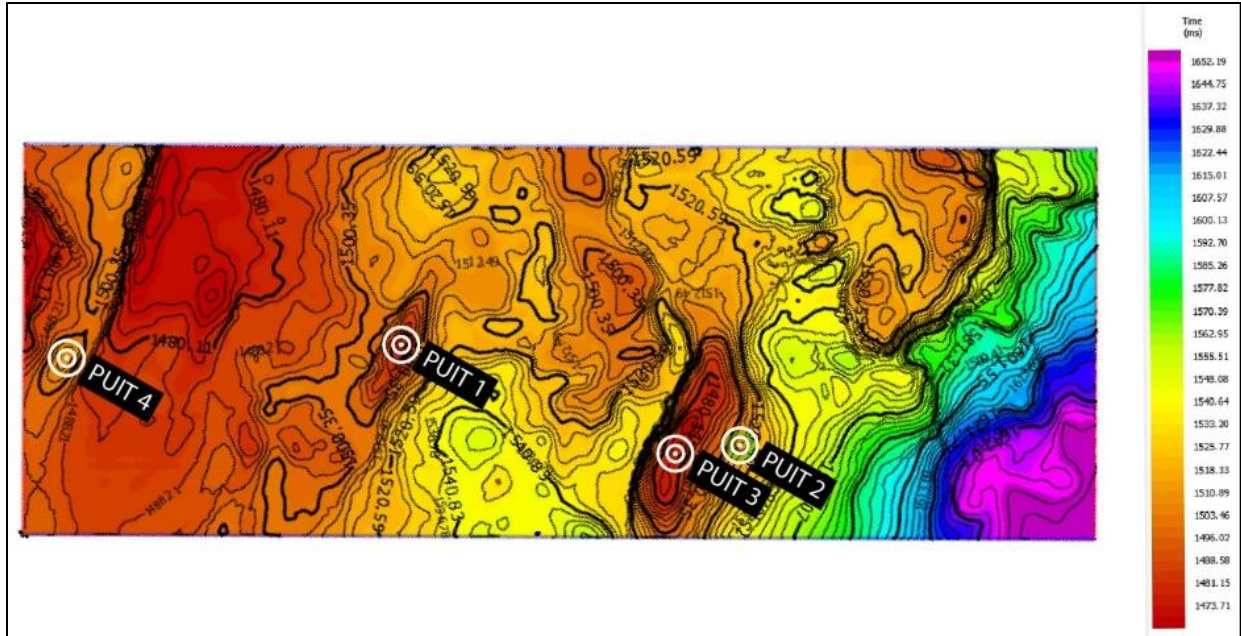


Figure 5.4 : Carte en isochrone au niveau de la DH

5.1.4 Génération des angles stacks :

Pour réaliser une inversion pré-stack, il est nécessaire de transformer les CDP gathers (données sismiques en fonction de l'offset) en gathers selon les angles d'incidence. Cette transformation est possible grâce à l'utilisation du volume de vitesses VRMS, obtenu lors du traitement sismique. Ce volume permet de calculer les angles d'incidence associés à chaque trace. Après cette étape, une analyse des angles a permis de définir trois intervalles d'angles d'incidence, conduisant à la création de trois stacks partiels correspondant à différentes gammes d'angles. Ces stacks seront ensuite utilisés pour l'inversion AVO et l'analyse des propriétés du réservoir.

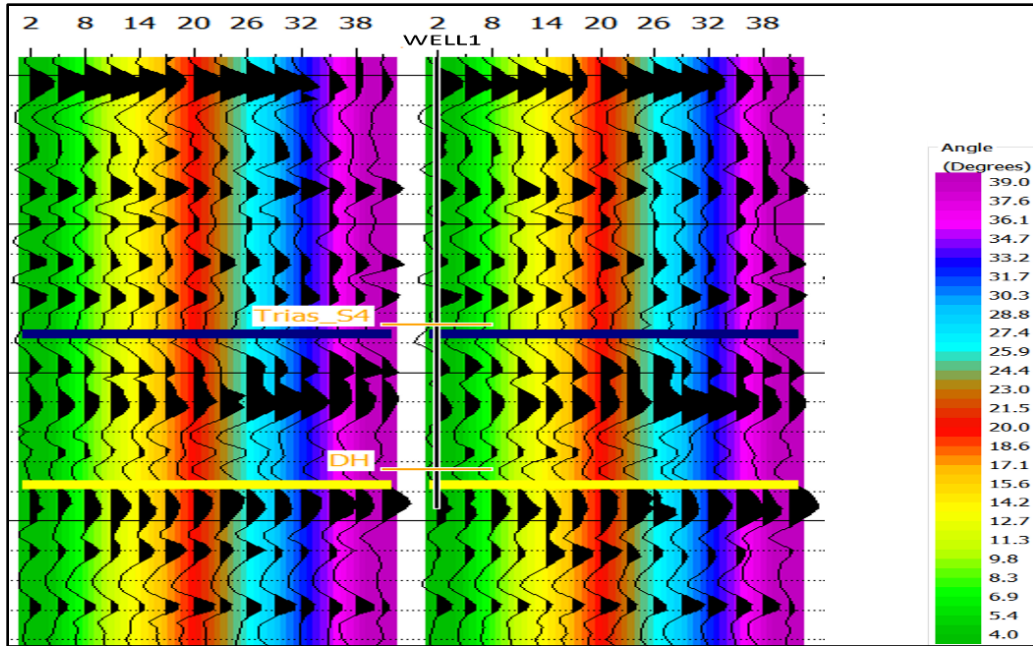


Figure 5.5 : Passage CDP gather vers l'angle gather

- Proches (ou Near) : [5°- 14°]
- Intermédiaires (ou Mid) : [14°- 24°]
- Proches (ou Far) : [24°- 35°]

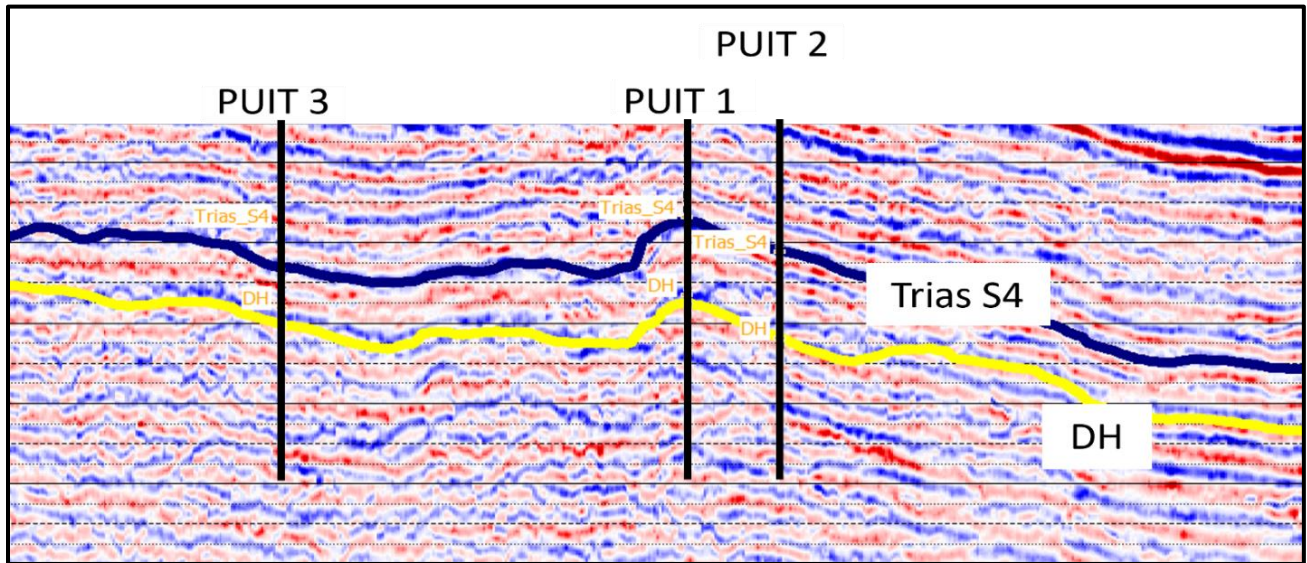


Figure 5.6 : Section sismique interprétée en angles stacks (Near)

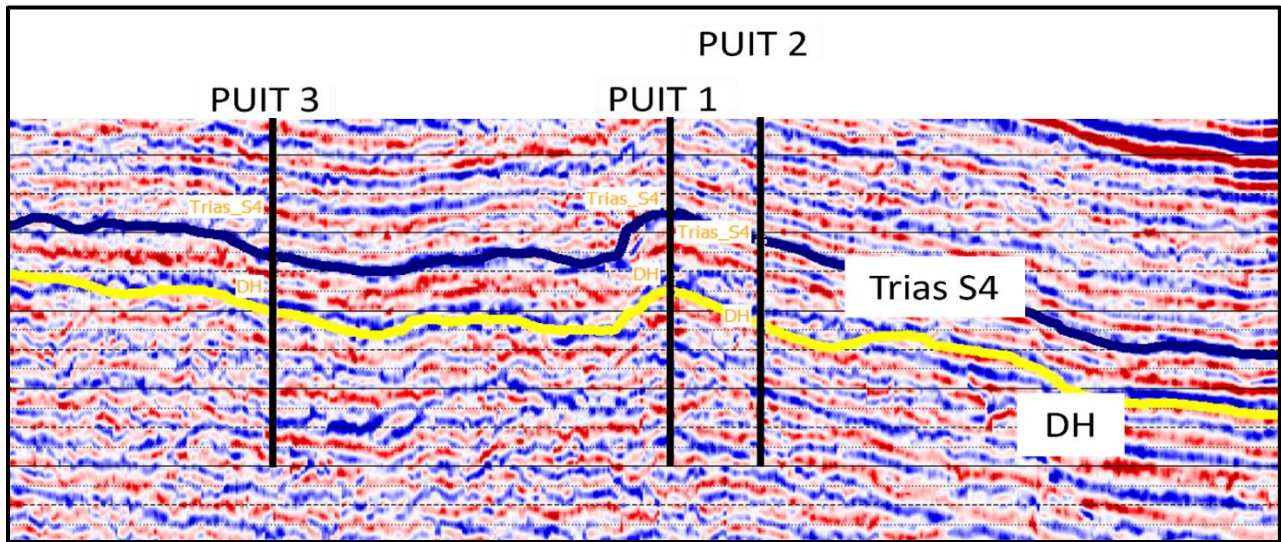


Figure 5.7 : Section sismique interprétée en angles stacks (Mid)

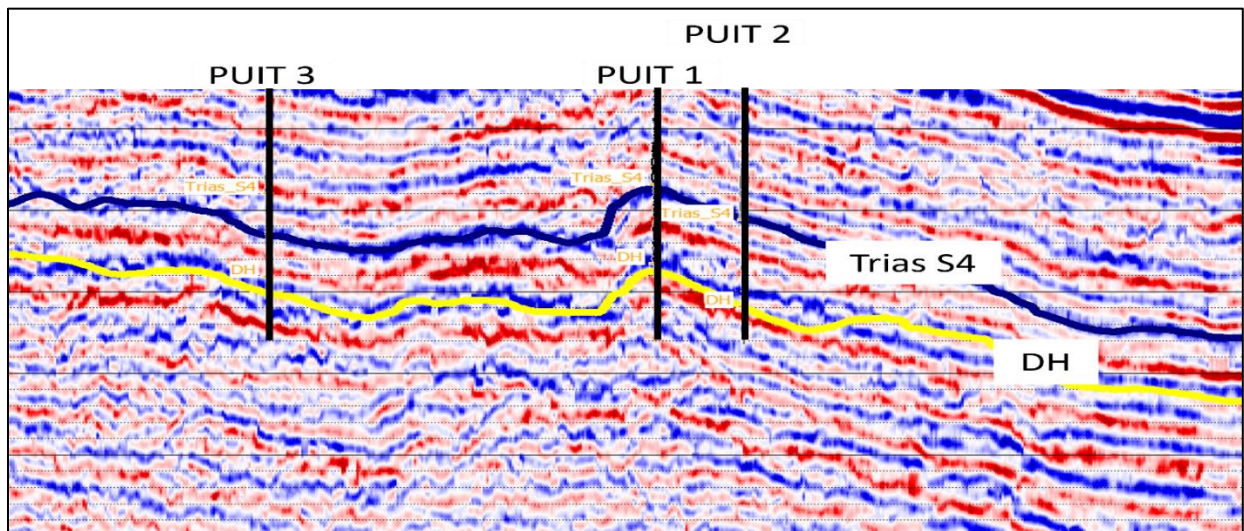


Figure 5.8 : Section sismique interprétée en angles stacks (Far)

5.2 Étude de faisabilité et analyse de la physique des roches :

Les techniques quantitatives avancées permettent une meilleure caractérisation du réservoir, notamment pour estimer la porosité, la saturation en fluides et la nature lithologique. Parmi ces méthodes, on retrouve l'inversion pré-empilée, l'inversion post-empilée et l'analyse AVO. Le choix de la méthode dépend des objectifs de l'étude, du budget disponible ainsi que de la qualité et du

type de données. Ainsi, une étude de faisabilité est indispensable avant de lancer une méthode d'interprétation quantitative, souvent coûteuse et longue, afin d'évaluer ses chances de succès.

Dans ce travail, nous avons donc réalisé une étude de faisabilité basée sur les données des puits forés dans la zone d'étude.

5.2.1 Etude au niveau des Puits :

Dans le cadre de cette étude, plusieurs cross-plots ont été réalisés à partir des données des puits. L'objectif principal est d'évaluer la discrimination lithologique, le contenu en fluide ainsi que la porosité du réservoir. Parmi les analyses effectuées, on retrouve notamment des cross-plots entre l'impédance acoustique (AI) et la porosité, l'impédance de cisaillement (SI) et la porosité, AI et le rapport V_p/V_s et autres. Le cross plot qui nous a donné la meilleure discrimination lithologique été le (MURHO RHOB).

5.2.2 Cross-plot de la lithologie :

Ce cross-plot lithologique a été réalisé à partir des données issues des puits disponibles dans la zone d'étude. Il permet de différencier les principales lithologies présentes dans la formation en se basant sur leur réponse pétrophysiques, avec une coloration des points selon le volume d'argile. (Figure 5.9)

• Zone points verts ($2,15 < RHOB < 2,6$) ($12 < MURHO < 40$) :

Les points verts représentent des formations argileuses, caractérisées par une texture fine, une forte teneur en minéraux argileux, et une faible capacité de stockage et de circulation des fluides. Ces zones sont généralement considérées comme non réservoirs.

• Zone points jaunes ($2,05 < RHOB < 2,6$) ($15 < MURHO < 65$) :

Les points jaunes correspondent à des grès, roches plus propres et mieux classées. Leur faible contenu en argile indique des propriétés réservoirs plus favorables, notamment une porosité et une perméabilité souvent suffisante pour permettre l'accumulation d'hydrocarbures.

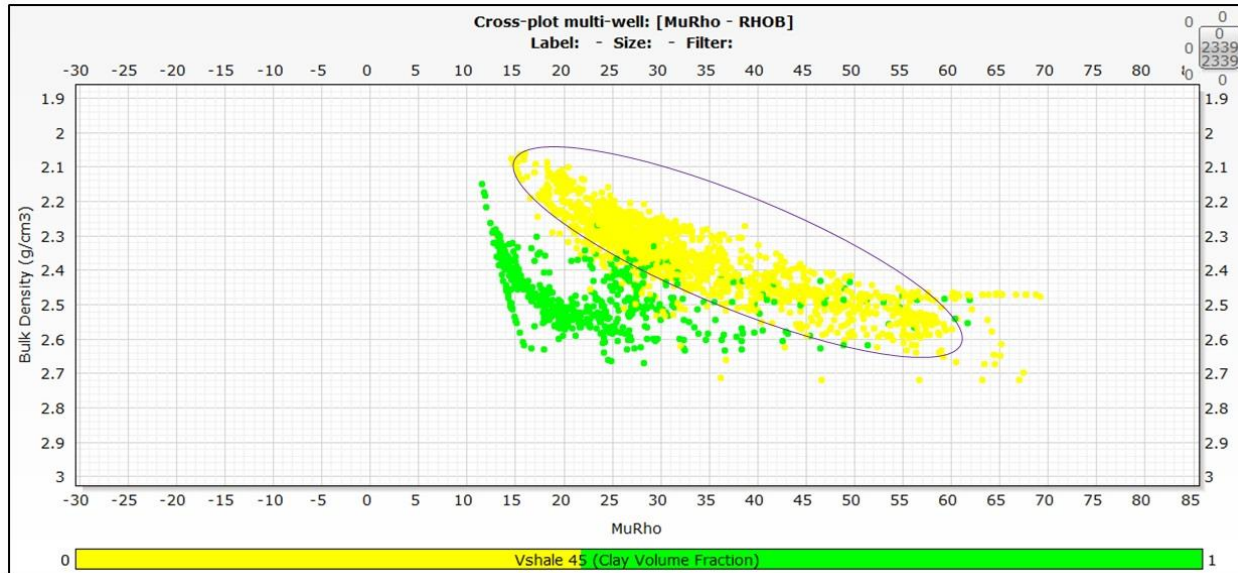


Figure 5.9 : Cross-plot de l'impédance (MURHO RHOB) coloré en fonction du volume d'argile V_{sh}

Cross-plot de la Porosité :

La porosité effective (ϕ eff) choisie comme attribut de colorisation nous a permis d'obtenir une bonne séparation en termes de qualité du réservoir (Grès poreux) figure

- **Zone points bleue ($2,25 < RHOB < 2,6$) ($12 < MURHO < 60$) :**

Cette zone regroupe des points à faible porosité effective, caractérisés par une couleur bleue. Ces points représentent typiquement des argiles compactes, riches en minéraux argileux, très peu poreuses et donc non favorables à l'accumulation de fluides.

- **Zone verte à jaune ($2,35 < RHOB < 2,5$) ($20 < MURHO < 50$) :**

On observe une porosité intermédiaire (7 à 15 %). Ces points correspondent à des grès moyennement compactés, avec un bon potentiel de stockage de fluide. Il s'agit de réservoirs modérément bons, pouvant être exploitables si la perméabilité est suffisante.

- **Zone orange à rouge ($2,05 < RHOB < 2,35$) ($14 < MURHO < 32$) :**

Cette zone représente les meilleurs réservoirs gréseux, avec des porosités atteignant jusqu'à 28 %. Ces formations sont peu compactées, riches en pores connectés, et très favorables à la migration et l'accumulation d'hydrocarbures.

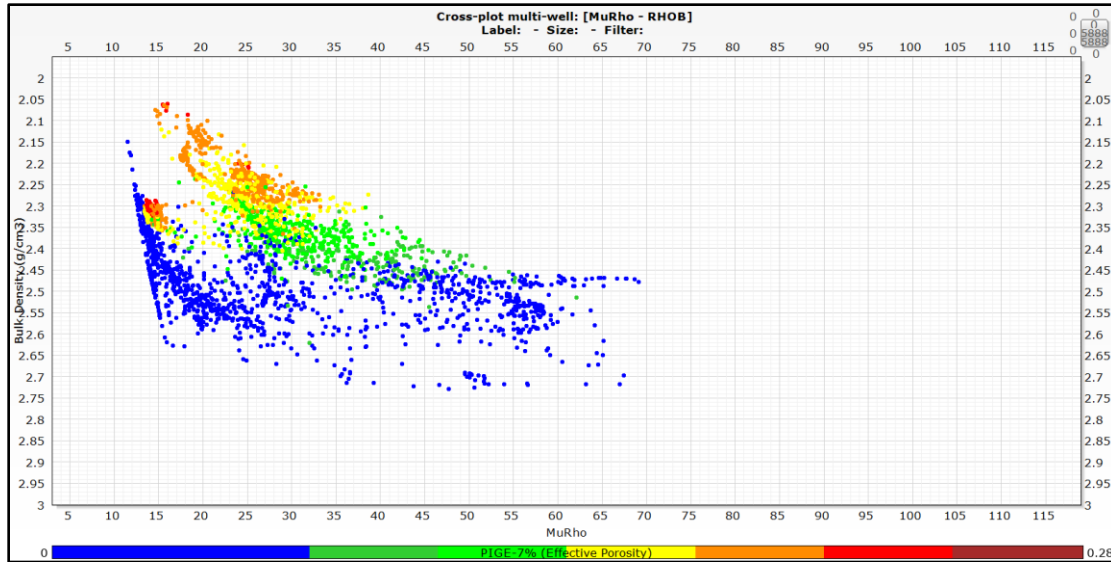


Figure 5.10 : Cross-plot de l'impédance (MURHO RHOB) coloré en fonction de la porosité effective ϕ_{ef}

Cross-plot de saturation en fluide :

Ce cross-plot met en évidence la distribution des fluides dans la formation à partir de la saturation en eau. La coloration des points permet de distinguer les zones potentiellement saturées en huile de celles saturées en eau

- **Zone points bleue ($2,25 < RHOB < 2,55$) ($13 < MURHO < 60$) :**

Les points bleus correspondent à des formations fortement saturées en eau. Ce sont généralement des roches argileuses ou des réservoirs très compacts, peu favorables à la circulation des hydrocarbures. Ces zones sont considérées comme non productives, en raison de leur faible porosité et de leur nature imperméable.

- **Zone points verte ($2,2 < RHOB < 2,6$) ($15 < MURHO < 50$) :**

Indiquent une faible saturation en eau, ce qui suggère la présence d'hydrocarbures dans la matrice poreuse. Ces formations sont typiquement constituées de grès réservoirs bien développés, offrant une bonne porosité et une connectivité suffisante pour permettre la migration et l'accumulation d'huile.

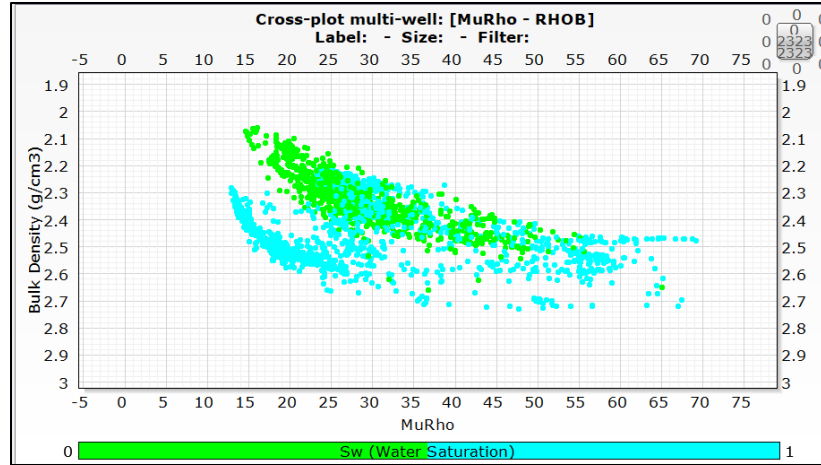


Figure 5.11 : Cross-plot de l'impédance (MURHO RHOB) coloré en fonction de la saturation en eau S_w

L'analyse par cross-plot entre RHOB et MURHO avait pour objectif d'identifier et discriminer les zones à forte saturation en eau de celles potentiellement saturées en hydrocarbures. Malgré une tentative de séparation visuelle des populations (zones bleues pour l'eau, zones vertes pour l'huile), les intervalles de valeurs se révèlent fortement chevauchants, tant au niveau de la densité que du MURHO.

Ce chevauchement traduit l'absence de contraste suffisant entre les milieux saturés en eau et en hydrocarbures, empêchant ainsi toute discrimination robuste à partir des logs conventionnels. En conséquence :

Par conséquent, la génération d'un volume de saturation S_w à l'échelle du réservoir n'est pas faisable, ni d'un point de vue quantitatif, ni qualitatif.

5.3 Inversion simultanée (Application sur des données réelles)

Cette partie de chapitre vise à décrire les étapes appliquées de l'inversion sismique simultanée avant sommation, dans le but de caractériser le réservoir triasique T1–T2 du bassin d'Oued Mya. L'inversion a permis d'estimer les volumes d'impédance acoustique (AI), d'impédance de cisaillement (SI) et de densité (ρ) à partir de données sismiques multi-angles (near, mid, far) et de trois puits intégrés.

5.3.1 Calage des données de puits aux données sismiques

Le calage puits-sismique constitue une étape indispensable dans tout processus d'interprétation sismique et d'inversion. Il permet d'aligner les horizons géologiques identifiés au puits avec les

événements sismiques, facilitant ainsi l'estimation d'ondelettes représentatives du sous-sol pour chaque angle d'incidence.

Le principe repose sur la réduction de l'écart entre une trace sismique réelle et une trace synthétique, cette dernière étant obtenue par convolution d'une série de réflectivités (calculée à partir des logs sonique et densité) avec une ondelette extraite à partir des données du puits et de la sismique.

Pour obtenir une trace synthétique fiable, le log sonique doit être calibré à l'aide de données de check-shots ou VSP, pour les raisons suivantes :

- Les vitesses dérivées du log sonique sont des vitesses instantanées, et non des temps doubles.
- Le log sonique ne couvre souvent que la zone cible, d'où l'intérêt de compléter les temps de parcours avec les check-shots.
- Le log sonique possède une bande de fréquences bien plus large que celle de la sismique, ce qui nécessite un ajustement.

La calibration du log sonique s'effectue en superposant les temps de ce dernier sur les temps d'un enregistrement VSP (Check-shots) comme la montre la figure 5.4

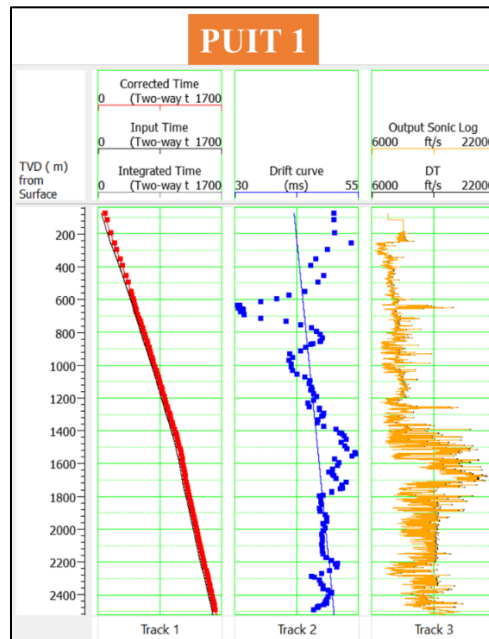


Figure 5.12 : Calibration du log sonique à l'aide des check-shots au niveau du Puit 1

5.3.2 Extraction d'ondelettes et corrélation au puits pour chaque angle stack

La calibration consiste à superposer les temps du log sonique sur ceux issus des check-shots, assurant ainsi une correspondance précise entre l'échelle de profondeur et l'échelle temps de la sismique.

L'ondelette sismique varie en fonction de l'angle d'incidence et de la position dans l'espace, ce qui rend nécessaire l'extraction spécifique d'une ondelette pour chaque gamme d'angles (stack), au niveau de chaque puits. Cette étape est indispensable pour générer un sismogramme synthétique représentatif, condition préalable à une inversion simultanée fiable.

Trois grandes méthodes sont classiquement utilisées pour l'extraction d'ondelettes :

1. Méthode analytique
2. Méthode statistique
3. Méthode déterministe

Dans le cadre de cette étude, c'est la méthode déterministe qui a été retenue. Elle consiste à estimer une ondelette (opérateur de convolution) telle que, lorsqu'elle est appliquée à la série de réflectivités dérivée des logs (sonique et densité), elle reproduit au mieux la trace sismique réelle au droit du puits. L'utilisation des données de puits permet notamment de contraindre la phase de l'ondelette, ce qui améliore considérablement la précision du calage et de l'inversion.

Les figures suivantes montrent la corrélation au niveau du Puit 1 pour chaque angle stack (Near, Middle, Far) :

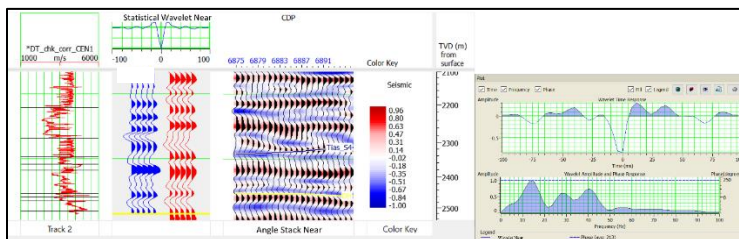


Figure 5.13 : Log correlation Puit 1 "Near"

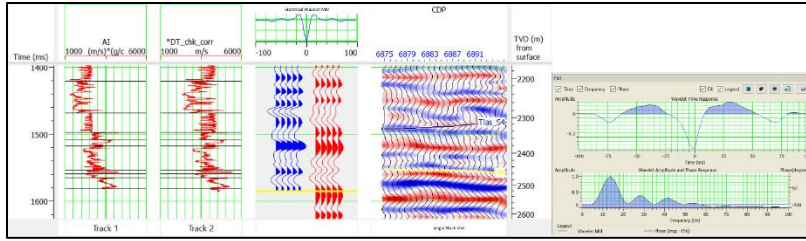


Figure 5.14 : Log correlation Puit 1 "Mid"

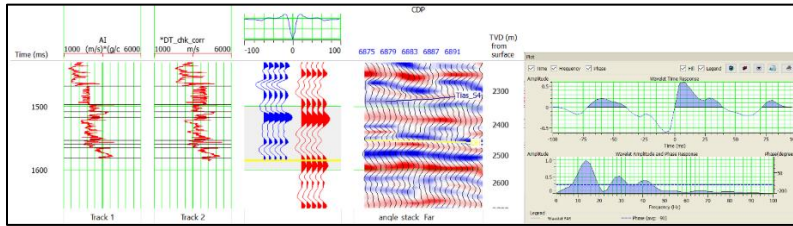


Figure 5.15 : Log correlation Puit 1 "Far"

5.3.3 Extraction de l'ondelette moyenne

L'extraction déterministe est effectuée au niveau de chaque puits pour chaque gamme d'angles. Toutefois, l'inversion nécessite l'utilisation d'une ondelette unique par angle stack, obtenue en calculant l'ondelette moyenne à partir des ondelettes extraites sur l'ensemble des puits.

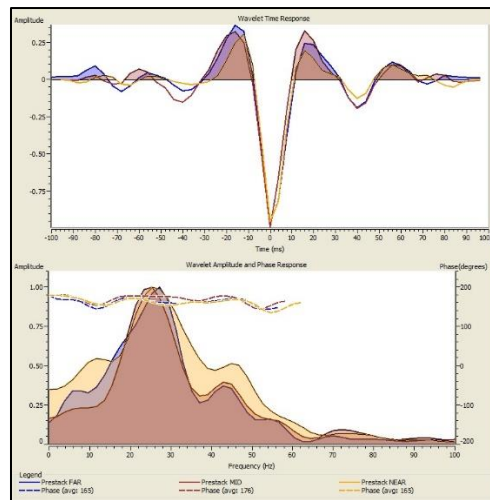


Figure 6.16 : Ondelettes moyennes extraites lors du calage des puits Puit 1, Puit 2 et Puit 3

5.3.4 Construction des modèles initiaux:

Dans le cadre de l'inversion simultanée avant sommation, la construction d'un modèle initial basse fréquence constitue une étape cruciale. En effet, la résolution du problème inverse repose sur la

minimisation de l'écart entre la sismique réelle et la sismique synthétique, et cette minimisation est effectuée par des algorithmes itératifs qui nécessitent un modèle de départ proche de la réalité.

Dans cette étude, les modèles initiaux sont obtenus par interpolation des logs de puits (impédance acoustique, impédance de cisaillement et densité) selon les horizons structuraux interprétés. L'interpolation est réalisée à l'aide de la méthode de l'inverse des distances. On obtient ainsi trois modèles :

- Modèle d'impédance acoustique (AI),
- Modèle d'impédance de cisaillement (SI),
- Modèle de densité (ρ).

Dans notre inversion, trois puits ont été utilisés pour la modélisation, tandis qu'un quatrième puits a servi à valider la qualité des résultats. Ce puits, non utilisé lors de l'inversion, permet de vérifier si les volumes inversés (Z_p , Z_s , ρ) sont fiables en dehors des zones d'apprentissage.

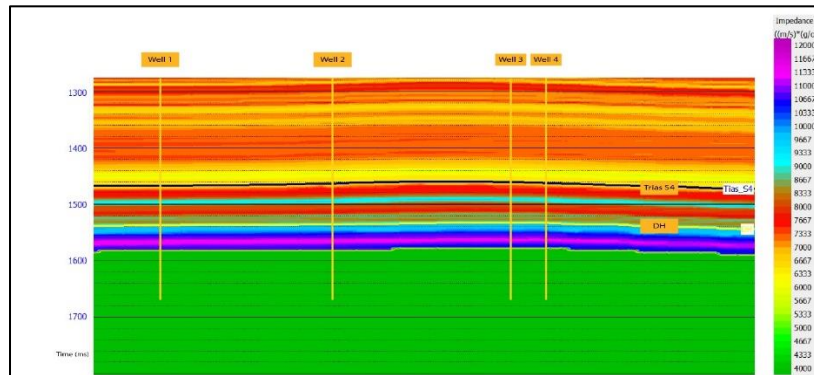


Figure 5.17 : Modèle bas fréquence-AI

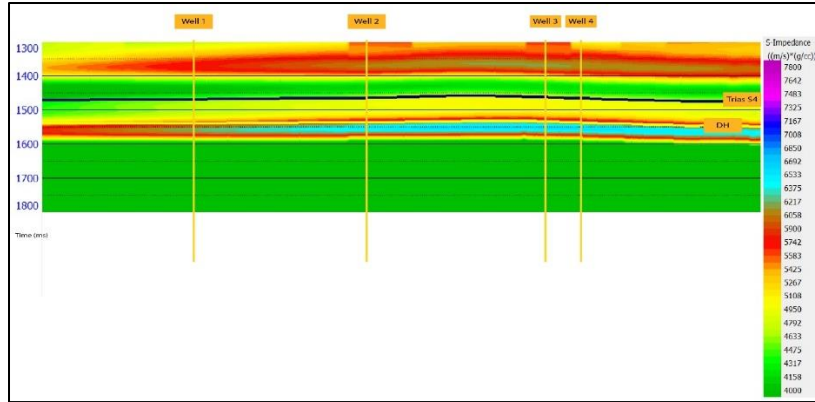


Figure 5.18 : Modèle bas fréquence-SI

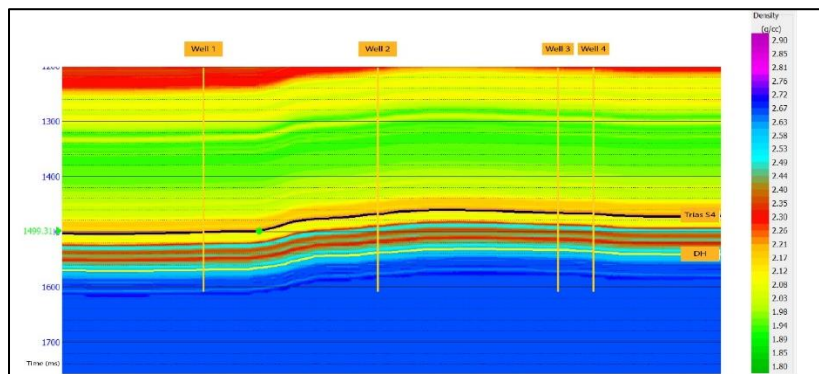


Figure 5.19 : Modelé bas fréquence-Densité

Les figures ci-dessus fig (5.18) (5.19) (5.20) représentent les modèles initiaux basse fréquence des paramètres élastiques : l'impédance acoustique (AI), l'impédance de cisaillement (SI) et la densité (ρ). Ces modèles ont été interpolés à partir des données des quatre puits disponibles, en suivant les horizons structuraux S4 et DH.

Ils contiennent uniquement les composantes spectrales basses (<10 Hz), absentes de la sismique pré-stack, et servent ainsi de base a priori pour l'inversion. Leur rôle est fondamental dans le processus, puisqu'ils guident les itérations vers une solution stable et géologiquement plausible.

En les combinant aux informations haute fréquence extraites de la sismique (via la convolution ondelette – réflectivité), l'inversion simultanée permet de reconstruire des volumes complets contenant toute la bande fréquentielle utile, conduisant ainsi à une meilleure estimation des propriétés réservoirs, notamment dans la série triasique T1–T2.

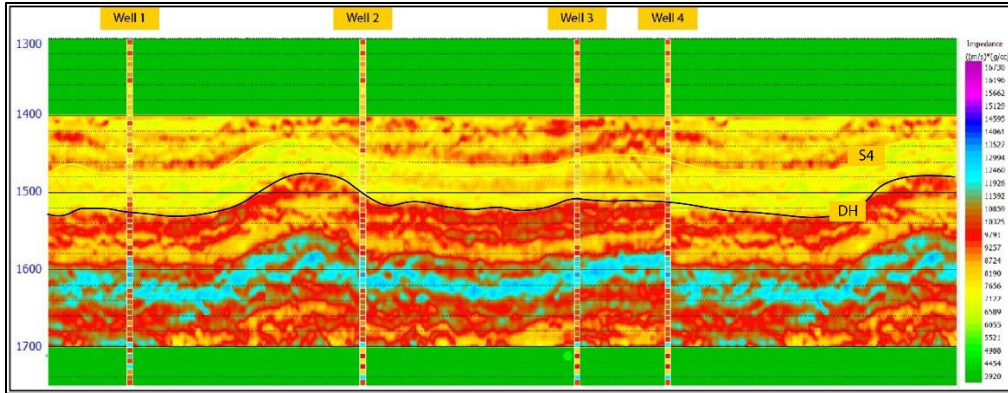


Figure 5.20 : Modèle finale de l'impédance acoustique (AI)

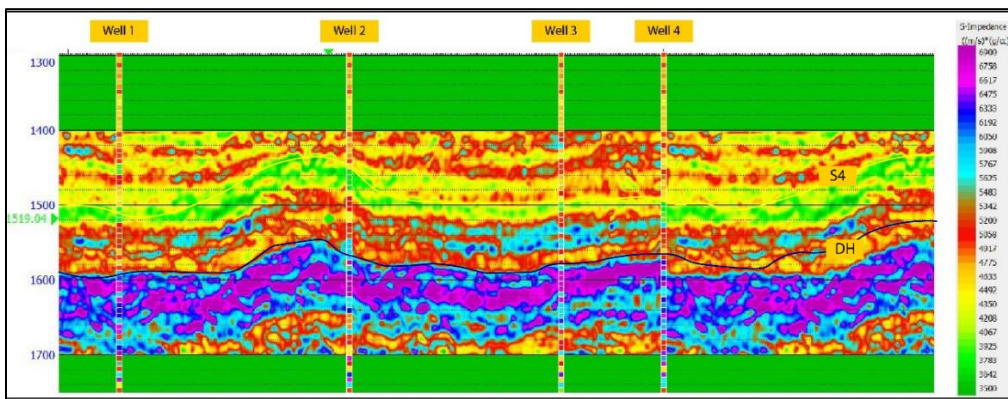


Figure 5.21 : Modèle finale de l'impédance de cisaillement (SI)

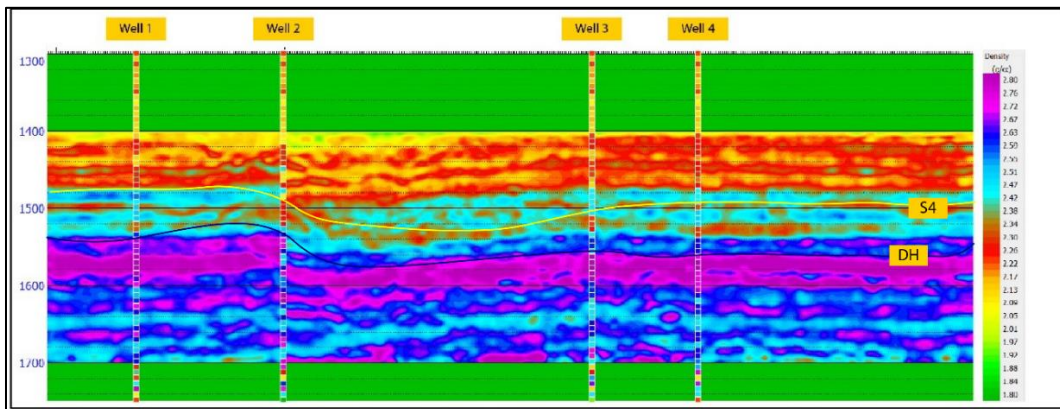


Figure 5.22 : Modèle finale de densité (ρ)

5.3.5 Validation des résultats de l'inversion aux puits

Les courbes d'impédance acoustique (AI), d'impédance de cisaillement (SI) et de densité (ρ) issues de l'inversion ont été superposées aux logs mesurés. Cette comparaison permet d'évaluer la

fiabilité du modèle inversé et de quantifier l'écart entre les données synthétiques et les observations réelles.

De manière générale, une bonne correspondance est observée entre les courbes inversées et les logs, notamment dans les niveaux réservoirs T1 et T2, avec un écart moyen modéré et une corrélation satisfaisante. Certains écarts plus marqués sont notés localement, en particulier dans les zones de forte hétérogénéité latérale, ce qui peut refléter soit la limite de résolution de la sismique, soit un manque de contrainte latérale par les données de puits.

5.3.6 Interprétation géologique des volumes inversés

Les volumes d'impédance et de densité obtenus par inversion fournissent une première lecture géologique des unités réservoirs ciblées. Les zones à faible impédance acoustique, identifiées dans les volumes AI, sont interprétées comme correspondant à des faciès gréseux plus poreux, caractéristiques de dépôts fluviatiles. Ces anomalies apparaissent spatialement cohérentes avec les niveaux stratigraphiques T1 et T2, tels qu'identifiés à partir des données de puits.

Par ailleurs, les variations latérales observées dans les volumes d'AI et de densité (ρ) peuvent indiquer la présence de chenaux fluviatiles ou d'anciens bras de rivière, soulignant ainsi le caractère hétérogène du réservoir. Cette interprétation préliminaire devra être affinée par une corrélation détaillée avec les coupes géologiques et les données sédimentologiques disponibles, mais elle met déjà en évidence le potentiel de certaines zones comme cibles prioritaires pour le développement.

5.3.7 Conclusion

L'inversion simultanée réalisée dans le cadre de cette étude a permis de reconstruire des volumes d'impédance P, d'impédance S et de densité globalement cohérents avec les données de puits disponibles. Le calage préalable, l'extraction des ondelettes par angle ainsi que la construction rigoureuse des modèles initiaux bas-fréquence ont largement contribué à la qualité des résultats obtenus.

Les anomalies d'impédance détectées dans les niveaux triasiques T1 et T2 sont interprétées comme correspondant à des zones réservoirs potentiellement productives. Ainsi, cette modélisation élastique fournit une base solide pour l'interprétation géologique finale et la délimitation des cibles prospectives en lien avec le système pétrolier régional.

5.4 caractérisation sismique des réservoirs

La caractérisation sismique des réservoirs vise à estimer certaines propriétés pétrophysiques clés du sous-sol, telles que la porosité, la lithologie et le contenu en fluide. Pour cela, on utilise les résultats de l'inversion sismique pré-stack, qui fournit des attributs géophysiques importants comme l'impédance acoustique (AI), l'impédance des ondes de cisaillement (SI) et la densité.

Avec l'évolution des technologies, l'industrie pétrolière adopte de plus en plus des méthodes basées sur l'intelligence artificielle afin d'affiner l'analyse des réservoirs. Parmi ces méthodes, la technique des réseaux de neurones probabilistes (PNN). Le module EMERGE basé sur l'algorithme PNN du logiciel PETREL permet de prédire les propriétés pétrophysiques en combinant les données sismiques issues de l'inversion avec les données de puits (logs).

Réseaux de neurones probabilistes (PNN) : Les réseaux de neurones sont un sous-ensemble du Machine Learning, est composé de trois couches :

- Une couche d'entrée : Le réseau commence par recevoir les données dans la couche d'entrée, puis celles-ci sont transférées aux couches suivantes pour traitement.
- Une couche cachée : la couche cachée contient un neurone pour chaque exemple d'apprentissage. Chaque neurone sert à estimer la probabilité qu'une nouvelle donnée appartienne à une certaine classe, en se basant sur les données d'apprentissage.
- Une couche de sortie : La couche de sortie donne le résultat final. Elle peut contenir un ou plusieurs neurones selon le type de problème.

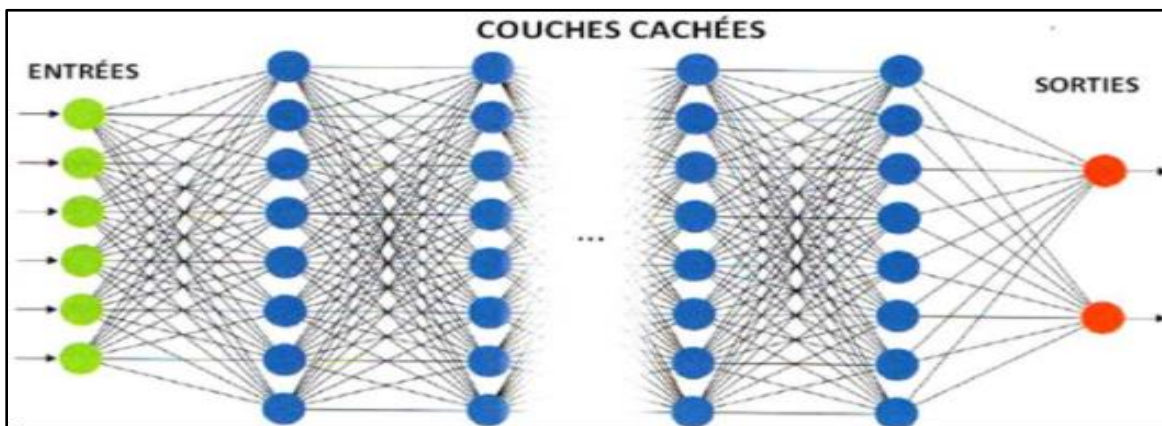


Figure 5.23 : Réseaux de neurones probabilistes

Cette méthode repose sur l'établissement de relations multilinéaires entre les attributs sismiques, acoustiques et élastiques. Elle permet ainsi de générer des logs synthétiques ainsi que des volumes 3D de propriétés pétrophysiques telles que le volume d'argile (Vsh), la porosité effective (PHIE).

Grâce à cette approche, on obtient une modélisation continue et spatialisée du réservoir, ce qui améliore significativement la compréhension inter-puits et facilite la prise de décision en exploration et en développement. Bien que cette méthode soit fondée sur des relations empiriques, elle s'avère particulièrement efficace lorsqu'elle est correctement calibrée à l'aide de données réelles.

Dans ce travail, l'inversion sismique a été réalisée en utilisant les données de quatre puits. Cependant, la caractérisation pétrophysiques à l'aide de la méthode PNN a été effectuée uniquement sur deux puits, choisis pour l'entraînement et la construction du modèle. Les deux autres puits ont été utilisés à des fins de validation, afin de contrôler la qualité des interpolations et évaluer la fiabilité des prédictions dans l'espace.

5.4.1 Estimation du volume d'argile:

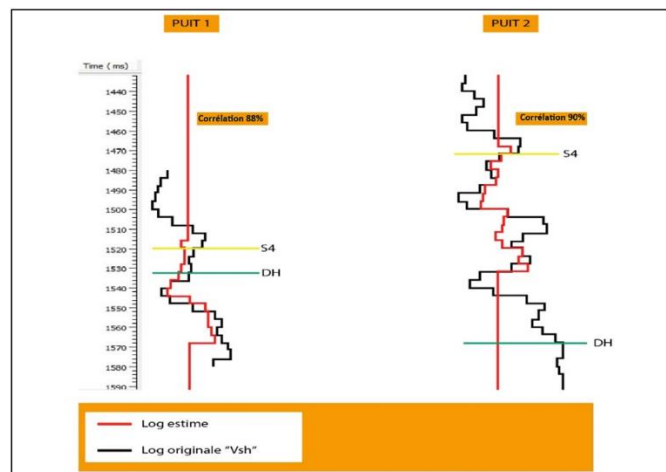


Figure 5.24 : Les logs de Vsh des deux puits d'entraînement utilisés (VCL)

L'analyse montre une corrélation de 90% et 88% entre les logs original de Vsh et les logs estimer.

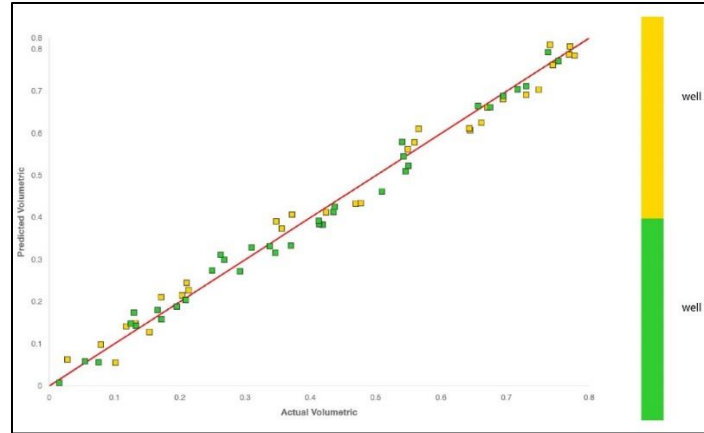


Figure 5.25 : L'analyse du cross corrélation ($\text{Log } V_{sh} \text{ original vs } \text{Log estimé}$)

Dans le cadre de ce projet, une analyse comparative a été réalisée entre le log original du volume d'argile (Vcl) et le log estimé sur deux puits d'apprentissage. Une analyse de corrélation croisée a ensuite été effectuée afin d'évaluer la qualité de la prédiction. Les résultats ont montré une bonne concordance entre les deux données, confirmant ainsi la performance du modèle. Sur cette base, un volume d'argile a été généré à l'échelle du cube sismique, fournissant une estimation fiable de la distribution de l'argile dans la zone étudiée, Pour vérifier la qualité et la fiabilité du modèle obtenu, deux autres puits, qui n'ont pas été utilisés lors de la modélisation, ont été ajoutés et comparés au modèle existant.

le volume d'argile obtenu :

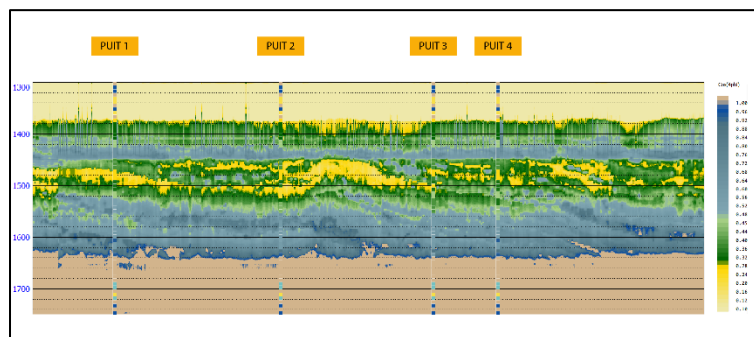


Figure 5.26 : volume d'argile Résultant de la caractérisation sur le volume total

5.4.2 Estimation du volume de la porosité effective :

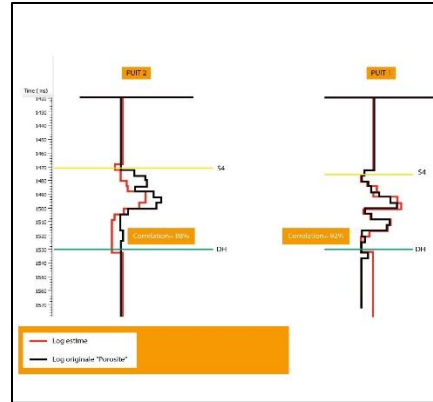


Figure 5.27 : Training et validation de log estimé (porosité)

De même, la corrélation entre les logs originaux de la porosité effective et les logs estimés a donné un coefficient de 92 % et 88%.

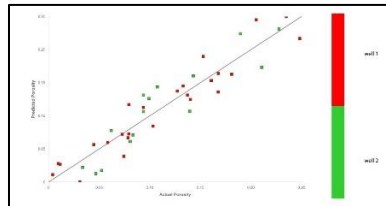


Figure 5.28 : L'analyse du cross corrélation (Log PHIE original vs Log estimé)

Dans cette section, une analyse comparative a été effectuée entre le log de porosité original et le log estimé sur deux puits d'apprentissage. Les résultats ont montré une bonne corrélation, validant ainsi la performance du modèle. Sur cette base, un modèle de porosité a été généré à l'échelle du cube sismique. Pour vérifier s'il est fiable, on a utilisé deux autres puits qui n'avaient pas servi pendant la modélisation. fig(5.28) Cela permet de s'assurer que le modèle donne de bons résultats

Le volume de porosité obtenu :

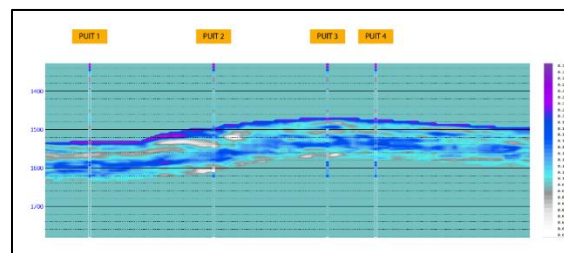


Figure 5.29 : Volume de la porosité effective résultante de la caractérisation sur le volume total

5.4.3 Génération des times slices:

Dans cette section, des horizons slices ont été générés afin de faciliter l'interprétation géologique et de mieux délimiter les zones à fort potentiel en hydrocarbures (figure 5.30)

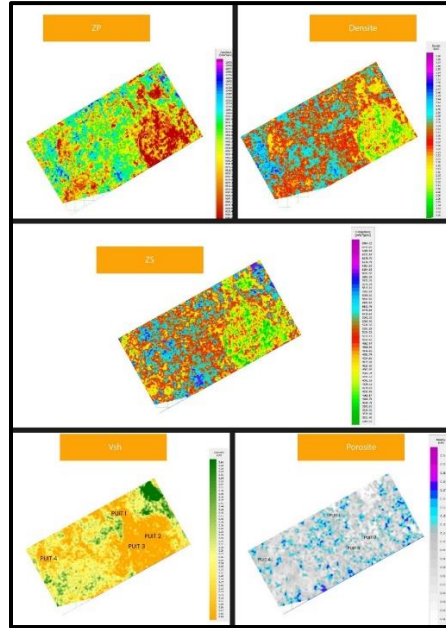


Figure 5.30 : Les times slices de : Zp, Zs, Densité, Vsh et PHIE

Les time slices sont des coupes horizontales en temps extraites du cube sismique pour chaque attribut issu de l'inversion. Elles sont générées à partir d'un horizon de référence, qui, dans notre cas, correspond à la série inférieure du Trias, identifiée comme le toit du réservoir à partir de l'analyse pétrophysiques réalisée sur les données de puits.

5.4.4 Interprétation des résultats et détermination de la zone de prospects :

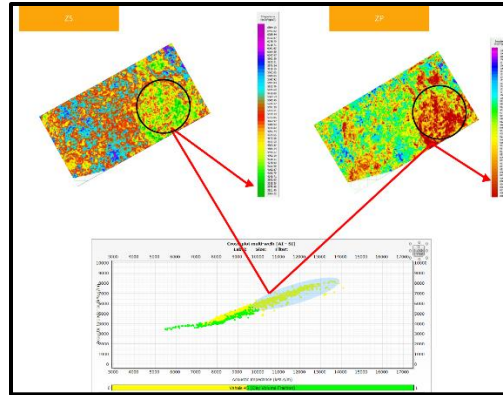


Figure 5.31 : Horizon slice de l'attributs Z_p et Z_s

Le cross plot constitue un outil essentiel pour l'évaluation et la validation des résultats dans la zone d'intérêt. L'étude de faisabilité vise à analyser la capacité de discrimination entre les grès et les argiles, en observant leur répartition au sein de l'horizon ciblé en fonction des paramètres Z_p et Z_s .

La figure 5.32, Elle met en évidence les variations des impédances Z_p et Z_s au niveau de la zone cible (réservoir).

Z_P et Z_S diminuent ensemble lorsque la roche devient plus poreuse, comme dans un réservoir saturé en fluides. Cela s'explique par la baisse de la densité et des vitesses des ondes P et S, due à la présence de fluides moins denses que les minéraux. Cette chute conjointe est un indicateur typique d'un bon réservoir, souvent observée lors de changements lithologiques.

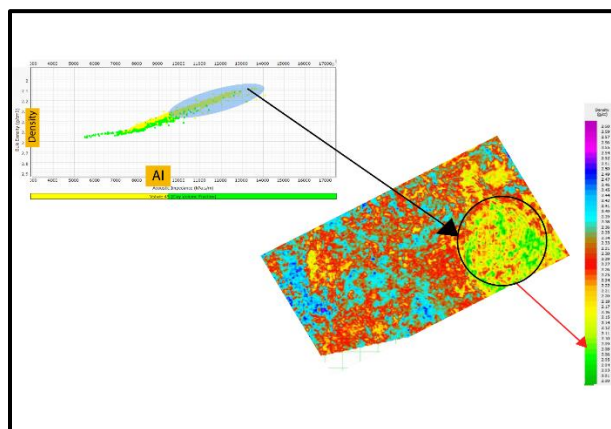


Figure 5.32: Horizon slice de l'attribut Densité

La chute de densité observée pourrait être attribuée à une accumulation d'huile dans cette zone.

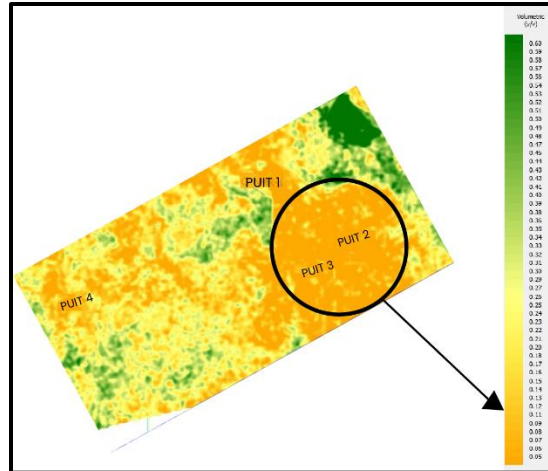


Figure 5.33 : Horizon slice de l'attribut volume d'argile

Grâce à l'estimation du volume d'argile, on peut différencier les couches de grès de celles riches en argile. Une valeur de Vsh inférieure à 45 % indique du grès, comme c'est le cas dans la zone étudiée, où le Vsh atteint 11% fig(5.33).

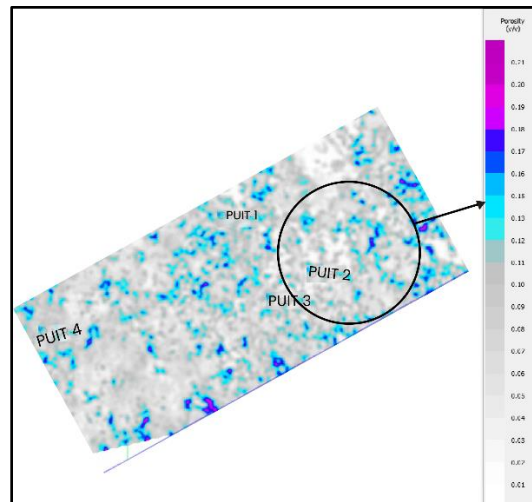


Figure 5.34 : Horizon slice de l'attribut porosité effective

L'analyse des résultats de la porosité effective, visualisés sur l'horizon slice au niveau de la zone, révèle une valeur moyenne d'environ 15 %, ce qui suggère la présence des fluides fig (3.34)

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, dans le but d'évaluer la qualité du réservoir et d'identifier les zones à fort potentiel.

Pour garantir l'efficacité de cette démarche, plusieurs étapes essentielles ont été réalisées. Il s'agit notamment du pré-conditionnement des données sismiques (horizontalisation des événements et suppression des bruits), de l'extraction des ondelettes sismiques, puis de l'application de l'inversion pré-stack afin d'estimer les paramètres élastiques du sous-sol, tels que l'impédance acoustique (ZP), l'impédance de cisaillement (ZS) et la densité, en intégrant les données de puits.

Ensuite, une étape de caractérisation a été menée à l'aide de la méthode des Réseaux de Neurones Probabilistes (PNN), pour modéliser les propriétés pétrophysiques telles que le volume d'argile (Vsh), la porosité. Des time slices ont été générés pour chaque paramètre afin de visualiser leur distribution spatiale dans la zone d'intérêt.

L'interprétation finale des résultats a permis d'identifier une zone cible, située dans la série T1B du Trias, présentant des caractéristiques intéressantes avec un volume d'argile de 11%, une porosité moyenne de 15 %.

Ce travail nous a permis d'exploiter des techniques avancées d'inversion et de caractérisation des réservoirs afin de minimiser les risques associés à la proposition de localisations de forages. Les résultats obtenus mettent en évidence la valeur ajoutée de ces approches dans le domaine de l'industrie pétrolière, en contribuant à une meilleure prise de décision et à l'optimisation de l'exploitation des ressources

Bibliographie

- [1] Castagna, J. P. (1997). *AVO analysis: tutorial and review. SEG course notes.*
- [2] Doyen, P. M. (2007). *Seismic Reservoir Characterization: An Earth Modelling Perspective. EAGE Publications.*
- [3] Dvorkin, J., Nur, A. (1996). *Elasticity of high-porosity sandstones: Theory for two North Sea data sets. Geophysics.*
- [4] Gardner, G. H. F., Gardner, L. W., Gregory, A. R. (1974). *Formation Velocity and Density—The Diagnostic Basics for Stratigraphic Traps. Geophysics, 39(6), 770–780.*
- [5] Goyal, M. (2017). *Rock Mechanics. Khanna Publishing.*
- [6] Hall, S. (2016). *Basic Rock Physics for Reservoir Engineers. Society of Petroleum Engineers.*
- [7] Jaeger, J. C., Cook, N. G. W., Zimmerman, R. (2007). *Fundamentals of Rock Mechanics (4th ed.). Blackwell Publishing.*
- [8] Lucia, F. J. (2007). *Carbonate Reservoir Characterization: An Integrated Approach. Springer.*
- [9] Magnin, A., Bertrand, D. (2005). *Ondes élastiques dans les milieux solides. Cours de Mécanique, ENSMP.*
- [10] Mari, J. L., Glangeaud, F., Coppens, F. (1999). *Signal Processing for Geologists and Geophysicists. Éditions Technip.*
- [11] Mavko, G., Mukerji, T., Dvorkin, J. (2020). *Rock Physics and Geostatistics in Seismic Reservoir Characterization. Cambridge University Press.*
- [12] Robinson, E. A., Treitel, S. (2000). *Geophysical Signal Analysis. SEG.*
- [13] Russell, B. H. (2002). *AVO inversion and elastic impedance. CSEG Recorder.*
- [14] Sheriff, R. E., Geldart, L. P. (1995). *Exploration Seismology (2nd ed.). Cambridge University Press.*

[15] Singleton, S. (2009). *Seismic Data Conditioning for AVO Inversion*. AAPG GeoConvention.

Snieder, R. (1998). *The Art of Geophysical Inversion*. SEG.

[16] Tarantola, A. (2005). *Inverse Problem Theory and Methods for Model Parameter Estimation*. SIAM.

[17] Tiab, D., Donaldson, E. C. (2015). *Petrophysics: Theory and Practice of Measuring Reservoir Rock and Fluid Transport Properties*. Gulf Professional Publishing.

[18] WEC Algeria. (2007). *Atlas Géologique du Sahara Algérien*. Éditions Sonatrach / Ministère de l'Énergie et des Mines.

[19] Yilmaz, O. (2001). *Seismic Data Analysis: Processing, Inversion, and Interpretation of Seismic Data*. SEG.

Annexe

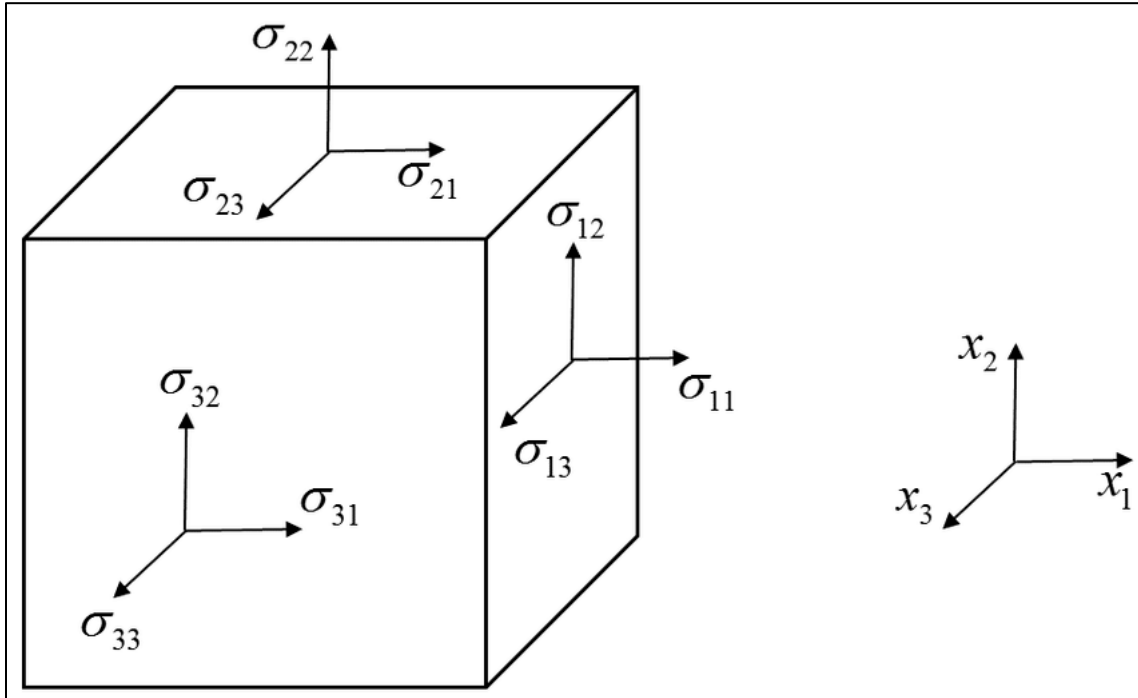


Figure 1.1: Tenseur de contrainte (Goyal 2017)

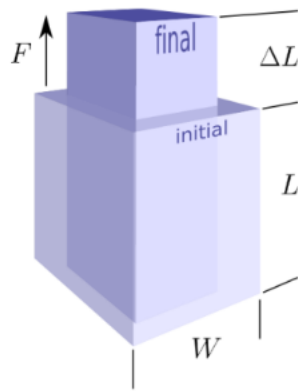


Figure 1.2: module de young (Hall, 2016)

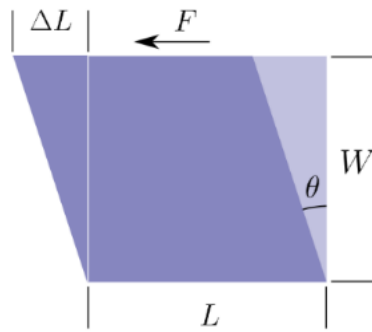


Figure 1.3 : module de cisaillement (Hall,2016)

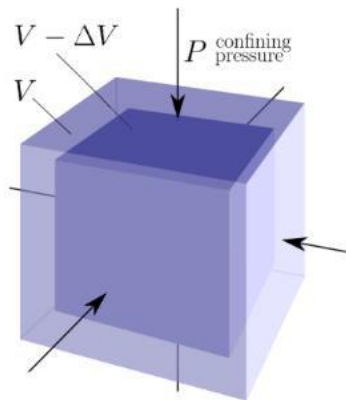


Figure 1.4 : module d' incompressibilité (Hall,2016)

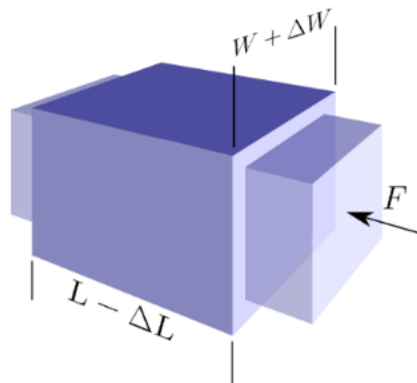


Figure 1.5 : Coefficient de Poisson (Hall,2016)

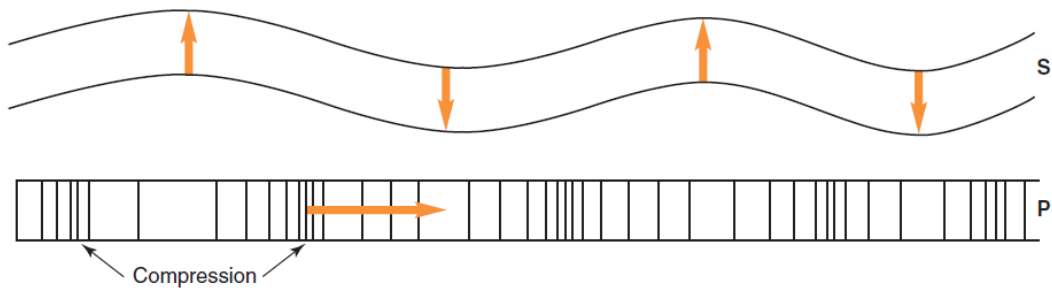


Figure 1.6 : Déplacement des ondes P et S (Magnin et Bertrand, 2005)

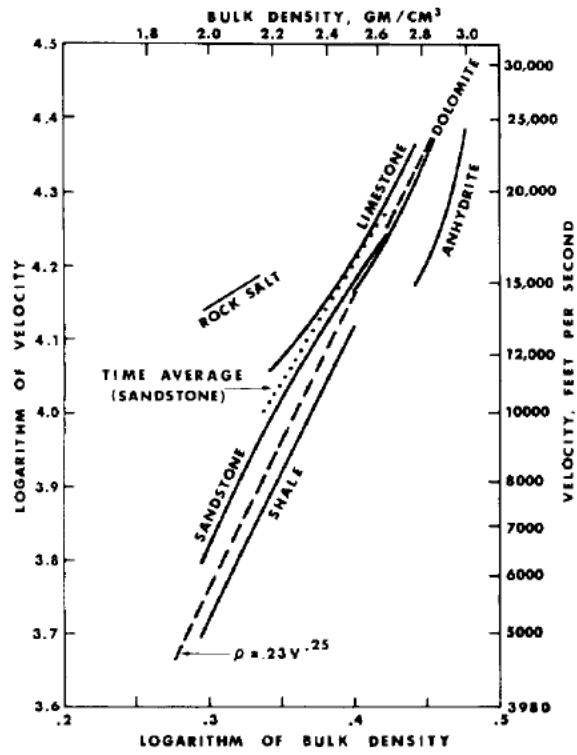


Figure 1.7 : Relation empirique de Gardner entre vitesse et densité (Gardner et al. 1974)

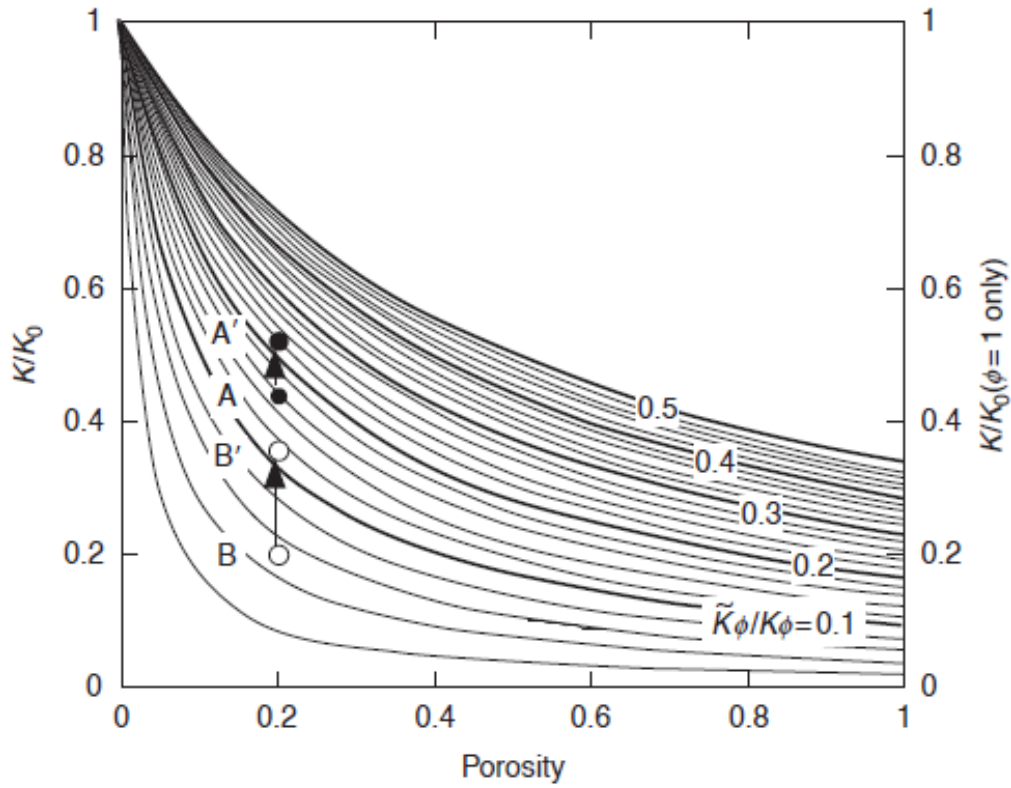


Figure 1.8 : Schéma du modèle de Gassmann (Mavko et al.2009)

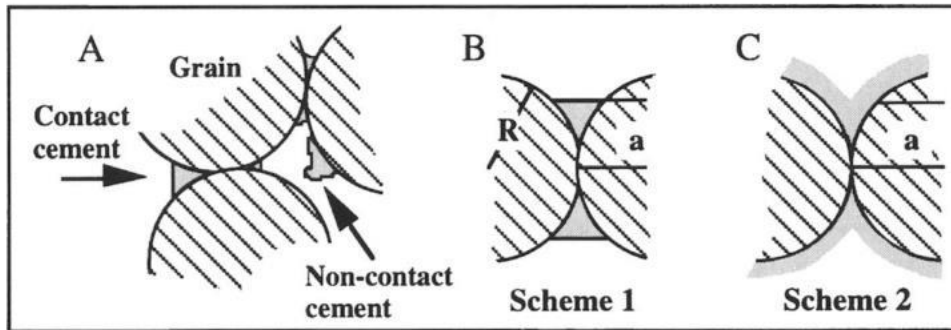


Figure 1.9 : Schémas de cimentation des contacts entre grains (Dvorkin et al., 1999)