

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

ÉCOLE NATIONALE POLYTECHNIQUE



Département Génie Minier

Mémoire de Projet de Fin d'Études

Pour l'obtention du diplôme d'ingénieur d'état en Génie Minier

Interprétation sismique des données Du golfe du Mexique

HAFSAOUI Riadh

HAMOUCHE Zakaria

Présentée et soutenue publiquement le 17/10/2024

Composition du jury :

Président :	Pr. Sami YAHYAOUI	ENP
Examineur :	M. Larouci CHANANE	ENP
Promoteurs :	Pr. Rezki AKKAL	ENP
	Pr. Sid Ali OUADFEUL	IAP

ENP 2024

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

ÉCOLE NATIONALE POLYTECHNIQUE



Département Génie Minier

Mémoire de Projet de Fin d'Études

Pour l'obtention du diplôme d'ingénieur d'état en Génie Minier

Interprétation sismique des données Du golfe du Mexique

HAFSAOUI Riadh

HAMOUCHE Zakaria

Présentée et soutenue publiquement le 17/10/2024

Composition du jury :

Président :	Pr. Sami YAHYAOU	ENP
Examineur :	M. Larouci CHANANE	ENP
Promoteurs :	Pr. Rezki AKKAL	ENP
	Pr. Sid Ali OUADFEUL	IAP

ENP 2024

الملخص

أحدثت التقنية الزلزالية ثلاثية الأبعاد ثورة في الاستكشاف الجيوفيزيائي من خلال توفير صور أوضح للهياكل تحت السطحية مما يسهل تحديد الفوالق والآفاق الجيولوجية تحسن هذه التقنية من دقة النماذج الجيولوجية وتقلل من الشكوك المرتبطة بالبيانات التقليدية ثنائية الأبعاد من خلال دمج سجلات الآبار والبيانات الزلزالية توفر السيسمكية ثلاثية الأبعاد تحليلاً مفصلاً لخصائص الصخور مثل المسامية والنفاذية وهي خصائص أساسية لتقييم إمكانات النفط والغاز تسلط هذه الدراسة الضوء على أهمية التفسير الزلزالي ثلاثي الأبعاد باستخدام أدوات مثل بيتزل حيث يؤدي دمج مصادر بيانات متعددة مثل سجلات الآبار والبيانات الزلزالية إلى نمذجة أكثر دقة للمكامن واتخاذ قرارات محسنة وقد أصبح تتبع الفوالق والآفاق الجيولوجية أسهل باستخدام الخرائط الزمنية وخرائط الأعماق والمكعبات الزلزالية مما يساعد في تحديد الفواصل والاختلافات في العمق وتعد هذه التصورات مهمة لتحديد مواقع المكامن المحتملة للهيدروكربونات وتحليل الفوالق في العمق العمودي الحقيقي مما يوفر رؤى حول الأنظمة التكتونية.

الكلمات المفتاحية التقنية الزلزالية ثلاثية الأبعاد، الاستكشاف الجيوفيزيائي، الهياكل تحت السطحية، الفوالق، النماذج الجيولوجية، سجلات الآبار

Abstract

3D seismic technology has revolutionized geophysical exploration by providing clearer images of subsurface structures, facilitating the identification of faults and geological horizons. This technique enhances the accuracy of geological models and reduces uncertainties associated with traditional 2D data. By integrating well logs and seismic data, 3D seismic allows for a detailed analysis of rock properties, such as porosity and permeability, which are crucial for evaluating oil and gas potential. This study highlights the importance of 3D seismic interpretation using tools like Petrel, where the integration of multiple data sources, including well logs and seismic data, leads to more accurate reservoir modeling and improved decision-making. The tracking of faults and geological horizons has been facilitated by the use of isochron and isobath maps, as well as seismic cubes, allowing for the identification of discontinuities and depth variations. These visualizations are key for locating and analyzing faults in true vertical depth (TVD), providing insights into tectonic regimes, due to extensive and intense stress.

Key words: 3D seismic technology, geophysical exploration, subsurface structures, faults, geological models, well log

Résumé :

La technologie sismique 3D a révolutionné l'exploration géophysique en fournissant des images plus claires des structures souterraines, facilitant l'identification des failles et des horizons géologiques. Cette technique améliore la précision des modèles géologiques et réduit les incertitudes associées aux données 2D traditionnelles. En intégrant les logs de puits et les données sismiques, la sismique 3D peut apporter une analyse détaillée des propriétés des roches, telles que la porosité et la perméabilité, essentielles pour évaluer le potentiel pétrolier et gazier. Cette étude met en avant l'importance de l'interprétation sismique 3D avec des outils comme Petrel, où l'intégration de multiples sources de données, telles que les logs de puits et les données sismiques, conduit à une modélisation plus précise des réservoirs et à une prise de décision optimisée. Le suivi des failles et des horizons géophysiques a été facilité par l'utilisation des cartes isochrones, isobathes et des cubes sismiques, permettant d'identifier les discontinuités et les variations de profondeur. Ces visualisations sont importantes pour localiser et analyser les failles en profondeur verticale réelle (TVD), apportant ainsi des éclairages sur les régimes tectoniques, en raison du stress extensif et intensif.

Mot clés : Technologie sismique 3D, exploration géophysique, structures souterraines, failles géologiques, modèles géologiques, logs de puits

Remerciements

Nous tenons tout d'abord à exprimer notre profonde gratitude à Monsieur **Sami YAHYAOU**, chef du département de Génie Minier, pour sa disponibilité, son soutien constant, et ses conseils avisés tout au long de notre parcours académique. Votre leadership exemplaire et votre implication ont été des éléments clés dans la réussite de ce projet. Grâce à votre sens de l'organisation et à votre bienveillance, nous avons pu évoluer dans un environnement favorable à l'apprentissage et à l'accomplissement de nos objectifs.

Nous remercions sincèrement Monsieur **Rezki AKKAL** et Monsieur **Sid Ali OUEDFEUL**, nos encadrants, pour leur encadrement remarquable, leur patience et leurs orientations éclairées. Tout au long de ce travail, vous nous avez guidés avec rigueur et perspicacité, en nous fournissant des conseils constructifs qui nous ont permis de surmonter les obstacles et de développer une réflexion approfondie. Votre disponibilité et votre soutien constant ont été une source de motivation et d'inspiration. Grâce à vos remarques précieuses, nous avons pu améliorer la qualité de ce projet, et ce dans un climat de confiance et de collaboration.

Nous souhaitons également exprimer nos sincères remerciements à Monsieur **Sami YAHYAOU** et à Monsieur **Laarouci CHANANE**, qui ont accepté d'évaluer ce travail. Nous vous sommes reconnaissants pour le temps que vous avez bien voulu y consacrer, ainsi que pour vos remarques constructives et votre rigueur scientifique. Vos observations judicieuses ont contribué à enrichir et à perfectionner cette étude, et nous vous en sommes profondément reconnaissants.

Enfin, nous tenons à exprimer toute notre gratitude à notre famille et à nos amis pour leur soutien inconditionnel tout au long de cette aventure. Vos encouragements, votre patience et votre présence bienveillante ont été pour nous une force inestimable. Nous remercions également toutes les personnes qui, de près ou de loin, ont contribué à la réalisation de ce travail, que ce soit par leurs conseils, leurs encouragements, ou leur aide précieuse.

Riadh, Zakaria

Dédicace

Je rends avant tout grâce à Dieu Tout-Puissant, pour m'avoir accordé le courage, la patience et la persévérance nécessaires à l'accomplissement de ce travail. Sans Ses bénédictions, cela n'aurait pu être possible.

À mon cher père, merci pour ton amour inconditionnel et ta confiance. Chaque étape de ce projet a été menée avec le désir de te rendre fier. Ton soutien et tes encouragements constants ont été une source précieuse de force.

À ma chère mère, aucune parole ne pourrait exprimer toute ma gratitude. Ton amour m'a toujours enveloppée, ta bienveillance m'a guidée, et ta présence à mes côtés a été une force inépuisable pour surmonter les obstacles.

À mes chères sœurs et frères, merci pour votre soutien sans faille, vos encouragements et vos sourires qui ont illuminé ce parcours. Ce travail est dédié à notre lien familial unique, source d'inspiration tout au long de cette aventure.

À toute ma famille, en particulier mes grands-parents, un grand merci pour vos encouragements qui m'ont permis de franchir cette étape.

À Monsieur Ala Eddine Lebouezda, pour son soutien tout au long du projet. Je tiens à le remercier une nouvelle fois pour ses efforts.

À ma deuxième famille, Mohammed (Zaki), Anis Languer, Assil, Akram, Anis Amir, chakib, seiffeddine , je vous adresse mes remerciements les plus sincères pour votre soutien, vos encouragements et votre présence réconfortante, qui ont été une source inestimable de motivation.

À mon binôme, Zakaria, merci pour ton amitié précieuse et ton soutien constant tout au long de ce parcours.

Enfin, à tous mes amis, pour vos encouragements et votre amitié sincère, je vous exprime toute ma reconnaissance.

Riadh,

Dédicace

Je rends d'abord grâce à Dieu Tout-Puissant, pour m'avoir donné le courage, la patience, et la persévérance nécessaires à l'accomplissement de ce travail. Sans Ses bénédictions, rien n'aurait été possible.

À mon cher père, pour ton amour inconditionnel et ta confiance en moi. Chaque étape de ce projet a été réalisée avec le souhait de te rendre fier. Tu as toujours été là pour me soutenir et m'encourager, et ce travail est le reflet de ma gratitude et de mon affection.

À ma chère mère, rien de ce que je pourrais dire ou faire ne saurait exprimer toute ma reconnaissance. Ton amour m'enveloppe, ta bienveillance me guide, et ta présence à mes côtés a toujours été ma force pour surmonter chaque obstacle.

À mes chères sœurs, Ala et Lina, pour votre soutien indéfectible, vos encouragements enthousiastes, et vos sourires qui ont illuminé chaque moment de ce parcours. Ce travail est dédié à notre lien unique et à l'amour familial qui m'ont inspirée et motivée tout au long de cette aventure.

À tout ma famille, mes grands-parents, oncles et tantes, ma tante Dahbia et mes deux oncles Boualem spécialement, vous m'avez encouragé pour que j'ai réussi à atteindre cette étape.

À monsieur Ala eddine LEBOUZDA de son soutien durant la réalisation des étapes de projet. Je veux le remercier encore une fois pour ces efforts.

À ma deuxième famille, Mohammed (Zaki), Anis, Assil, Anis, Brahim et Houssam, je vous adresse un immense merci pour votre soutien constant, vos encouragements, et votre présence réconfortante. Vous avez été une source inestimable de motivation.

À mon binôme, Riadh,, merci pour ton amitié précieuse et ton soutien indéfectible tout au long de ce parcours.

Enfin, à mes amis, pour vos encouragements et votre amitié sincère, je vous suis profondément reconnaissante.

Zakaria,

Table des matières

Listes des figures

Introduction générale-----	12
----------------------------	----

Chapitre 1 : Cadre géologique et intérêt pétrolier de la zone d'étude-----	16
--	----

1. Formation et Stratigraphie-----	17
2. Structure de la croûte et origine du bassin-----	18
3. Système pétrolier-----	19
4. Géologie des Réservoirs-----	20

Chapitre 2 : Généralités et notions de base-----	22
--	----

1. Les ondes sismiques-----	23
2. Les types d'ondes sismiques-----	23
2.1. Les ondes de volume (P et S) -----	23
2.1.1. Les ondes P-----	23
2.1.2. Les ondes S-----	23
2.2. Les ondes de surface (L et R) -----	24
2.2.1. Les ondes L-----	25
2.2.2. Les ondes R-----	25
3. Contraintes et déformations-----	25
4. Réflexion et transmission des ondes-----	26
4.1. Formules de base (Loi de Snell) -----	26
4.2. Coefficient de réflexion (R) -----	27
4.3. Coefficient de transmission (T) -----	27
5. Les rayons sismiques-----	28
5.1. Rayons sismiques normaux-----	28
5.2. Rayons sismiques obliques-----	28
6. Sources d'énergie sismique-----	29
7. Réflexion-----	29
(Directe, Réflexion, Réfraction, Diffraction) -----	29
8. Diagraphie-----	33
8.1. Introduction-----	33
8.2. Diagraphie sonique-----	34
8.2.1. Principe-----	34
8.3. Diagraphie gamma-gamma (diagraphie de densité) -----	35
8.3.1. Principe-----	35
8.3.2. Appareillage-----	36

Chapitre 3 : La sismique réflexion (Principe et acquisition des données) -----	37
--	----

1. Introduction-----	38
----------------------	----

2.	La sismique réflexion	39
2.1.	Sismique marine	40
2.2.	Sismique terrestre	41
3.	Avantages de la sismique réflexion	41
4.	Dispositif terrain	42
4.1.	Dispositif à tir en bout	42
4.2.	Dispositif à tir au centre	42
5.	Types de couvertures	43
5.1.	Couverture simple	43
5.2.	Couverture multiple	43
6.	L'acquisition des données sismiques	44
6.1.	Appareillage d'acquisition sismique	47
6.2.	Sismique 2D	47
6.3.	Acquisition sismique 2D	47
6.4.	Sismique 3D	49
6.5.	Acquisition sismique 3D	50
7.	Notions de sismique 3D	51

Chapitre 4 : Traitement des données sismiques-----55

1.	Introduction	56
2.	Séquence de traitement	56
3.	Les étapes de traitement d'un profil sismique	57
3.1.	La lecture des données sismiques	57
a.	Démultiplexage	57
b.	Récupération du gain sur le terrain	58
3.2.	Habillage des données sismiques	58
3.3.	Récupération des amplitudes	58
a.	Divergence sphérique	58
b.	Absorption	58
c.	Transmission	59
3.4.	Édition	59
3.5.	Corrections statiques	60
5.1.	Effet de la zone altérée	61
5.2.	Influence de la correction statique sur les signaux	61
3.6.	Le filtre FK	61
3.7.	Mise en CDP	61
3.8.	Analyse de vitesse	61
3.9.	Correction dynamique (Normal Move Out)	64
3.10.	Correction de pendage (DMO)	65
3.11.	Mute	65
3.12.	Déconvolution	66
3.13.	Corrections statiques résiduelles	66
3.14.	Migration	67
3.15.	Sommation en couverture multiple	67

Chapitre 5 : Interprétation et manipulation sur Pétrel-----69

1.	Introduction	70
2.	Sélection du système de référence de coordonnées	71

3.	Téléchargement des données du puits	72
3.1.	Well heads	72
3.1.1.	Téléchargement des Well heads	72
3.1.2.	Visualisation et contrôle qualité	73
3.2.	Déviations des puits (Well devs)	74
3.2.1.	Téléchargement des Well devs	74
3.2.2.	Visualisation et contrôle qualité	74
3.3.	Diagraphies des puits (Well logs)	75
3.3.1.	Téléchargement des Well logs	75
3.3.2.	Visualisation et contrôle qualité	76
3.4.	Well Tops	78
3.4.1.	Téléchargement des Well tops	78
3.4.2.	Visualisation et contrôle qualité	79
4.	Données sismiques (Mig)	80
4.1.	L'Importation des données	80
4.2.	Visualisation et contrôle qualité	82
5.	Calage sismique (Well to Seismic tie)	84
5.1.	Téléchargement des Check Shots	84
5.1.1.	Vitesses moyennes (average velocity)	85
5.1.2.	Vitesses intervalle (interval velocity)	86
5.2.	Conditionnement de diagraphie acoustique (Despiking)	87
5.3.	L'étalonnage sonique	88
6.	Suivi des horizons	88
6.1.	Suivi d'horizon dans une fenêtre d'interprétation 2D	88
6.2.	Suivi automatique de l'horizon en 3D	89
6.3.	Smoothing	90
7.	Création des cartes isochrones	91
8.	Suivi des Failles (Faults tracking)	94
8.1.	Suivi des Failles	94
8.2.	Interprétation des failles	94
9.	Modélisation de la vitesse (Velocity modeling)	95
9.1.	Téléchargement des données de vitesse	95
9.2.	Visualisation et contrôle qualité	95
10.	Conversion des cartes d'isochrones et des failles	96
10.1.	Conversion des cartes d'isochrones	96
10.2.	Visualisation des cartes des isobathes	97
10.3.	Conversion des failles	100
11.	Cubes sismiques dans le domaine de profondeur	101
12.	Interprétation des cartes isobathes et faille	101

Conclusion générale	103
----------------------------	-----

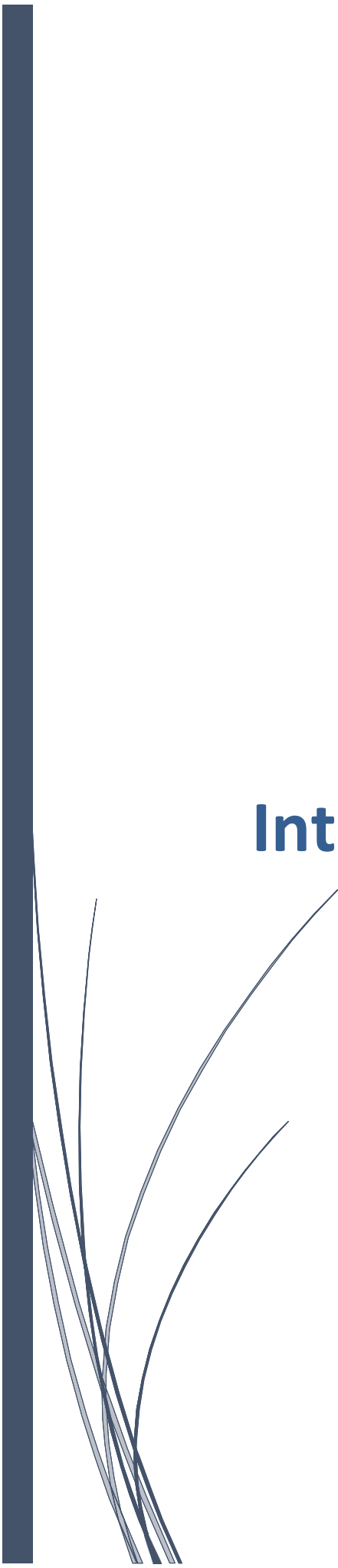
Bibliographie	105
----------------------	-----

Bibliographie des figures	107
----------------------------------	-----

Liste des figures

Figure 1.1 : Éléments physiographiques principaux du bassin du golfe... [1.1]	17
Figure 1.2 : Types de croûte, profondeur jusqu'au socle (en km)... [1.2]	19
Figure 2.1 : Les quatre types d'ondes sismiques. [2.1]	25
Figure 2.2 : Courbe déformation-contraintes. [2.2]	26
Figure 2.3 : La réfraction et la réflexion. [2.3]	27
Figure 2.4 : Sources d'énergie sismique. [2.4]	30
Figure 2.5 : Propagation d'onde directe. [2.5]	30
Figure 2.6 : Propagation des ondes. [2.6]	31
Figure 2.7 : Propagation d'onde réfractée. [2.7]	31
Figure 2.8 : Différence entre réflexion, réfraction et diffraction. [2.8]	33
Figure 2.9 : Principe de fonctionnement de la sonde sonique. [2.9]	35
Figure 2.10 : Appareillage de diagraphe de densité et enregistrement. [2.10]	36
Figure 3.1 : Dispositif de mesure et propagation d'ondes en sismique réfraction. [3.1]	38
Figure 3.2 : Dispositif de mesure et propagation d'ondes en sismique réflexion. [3.2]	38
Figure 3.3 : Principe de la sismique réflexion. [3.3]	39
Figure 3.4 : Acquisition en sismique marine (offshore). [3.4]	41
Figure 3.5 : Acquisition sismique terrestre (onshore). [3.5]	41
Figure 3.6 : Couverture simple. [3.6]	43
Figure 3.7 : Couverture multiple. [3.7]	44
Figure 3.8 : Principe de la sismique réflexion. [3.8]	45
Figure 3.9 : Différents rangements de données. [3.9]	46
Figure 3.10 : Les modes de collecte des données sismiques. [3.10]	46
Figure 3.11 : Imagerie du sous-sol : sismique réflexion 2D, sismique réflexion 3D [3.11]	48
Figure 3.12 : Maillage en cas de sismique 2D. [3.12]	49
Figure 3.13 : Exemple de profil sismique réflexion 3D, In line (a), cross line (b). [3.13]	49
Figure 3.14 : Acquisition sismique 3D. [3.14]	51
Figure 3.15 : Maillage d'acquisition sismique. [3.15]	52
Figure 3.16 : Dimensions du Cell. [3.16]	53
Figure 3.17 : Collection CMP et CDP. [3.17]	54
Figure 3.18 : Dispositif à tir en bout	42
Figure 3.19 : Dispositif tire au centre	42
Figure 4.1 : Résumé des séquences de traitement. [4.1]	56
Figure 4.2 : Forme des rayons sismiques. [4.2]	58
Figure 4.3 : Atténuation d'une onde par un milieu absorbant. [4.3]	59
Figure 4.4 : Principe des corrections statiques. [4.4]	60
Figure 4.5 : Détermination de la vitesse optimale pour un réflecteur donné. [4.5]	62
Figure 4.6 : Principe des corrections dynamiques. [4.6]	64
Figure 4.7 : Alignement des réflexions. [4.7]	65
Figure 4.8 : Influence de CS résiduelles sur la qualité des signaux. [4.8]	67
Figure 4.9 : Principe de la sommation en point-milieu. [4.9]	68
Figure 4.10 : Section sismique finale. [4.10]	68
Figure 5.1 : Définition du système de coordonnées sur Pétrel pour le champ Louisiana.	71
Figure 5.2 : Téléchargement des Well heads.	72
Figure 5.3 : Visualisation et contrôle qualité de la position des Well heads dans une fenêtre 2D.	73
Figure 5.4 : Téléchargement des données des déviations des puits (Well devs)	74
Figure 5.5 : Visualisation et contrôle qualité de la déviation des puits dans 3D	75

Figure 5.6 : Téléchargement des données des diagraphies de puits (Well logs).	76
Figure 5.7 : Visualisation des diagraphies des quatre puits	78
Figure 5.8 : Téléchargement du fichier Well Tops.	79
Figure 5.9 : Affichage des Well Tops dans une fenêtre de section de puits.	80
Figure 5.10 : Création de (new seismic main folder).	81
Figure 5.11 : Importation des données sismiques Mig.	81
Figure 5.12 : L'importation des données sismiques Mig.	82
Figure 5.13 : Affichage du cube sismique dans la fenêtre 3D.	83
Figure 5.14 : L'importation des données sismiques Mig.	84
Figure 5.15 : La courbe des vitesses moyennes (average velocity) par rapport à la profondeur.	85
Figure 5.16 : La courbe des vitesses intervalles (interval velocity) par rapport à la profondeur.	86
Figure 5.17 : Conditionnement de diagraphie acoustique (Despiking).	87
Figure 5.18 : L'étalonnage sonique du puits Cooper-6 dans une fenêtre de section de puits.	88
Figure 5.19 : Suivi d'horizon KOBE.	89
Figure 5.20 : Suivi automatique de l'horizon en 3D.	90
Figure 5.21 : Procédure de lissage sur la surface HOUSTON.	91
Figure 5.22 : Représentation des cartes isochrones	92
Figure 5.23 : Le suivi des failles dans la fenêtre d'interprétation.	94
Figure 5.24 : Les failles et l'horizon KOBE	95
Figure 5.25 : La commande de l'importation des données de vitesse	95
Figure 5.26 : Cube des vitesses.	96
Figure 5.27 : Conversion de la carte isochrone HOUSTON vers isobathe	98
Figure 5.28 : Présentation des cartes isobathes en fenêtre 3D	99
Figure 5.29 : Présentation des failles.	100
Figure 5.30 : Cube sismique dans le domaine de profondeur	101
Figure 5.31 : Présentation des cartes isobathes et failles	102

A thick, dark blue vertical bar is positioned on the left side of the page. To its right, several thin, dark blue lines of varying lengths and curves extend upwards and outwards, creating an abstract, organic shape that resembles a stylized plant or a calligraphic flourish.

Introduction générale

Introduction générale

Cette étude sismique se concentre sur le golfe du Mexique, une région réputée pour sa complexité géologique. Les cartes isochrones générées mettent en lumière les variations topographiques ainsi que les structures géologiques complexes, comme les failles et les plis, qui caractérisent cette zone. Le golfe du Mexique pose des défis particuliers en raison de ses formations sédimentaires épaisses et de ses nombreuses déformations tectoniques. Ces facteurs rendent l'interprétation sismique un paramètre clés pour appréhender la distribution des réservoirs d'hydrocarbures. L'application de techniques avancées de la sismique contribue à améliorer la précision des modèles géologiques dans cette région complexe.

Sur cette base, l'interprétation sismique joue un rôle délicat dans l'exploration et l'exploitation des ressources géologiques, notamment dans le secteur pétrolier et gazier. La compréhension des propriétés des réservoirs, ainsi que la prédiction de leur comportement en réponse aux activités d'exploration, dépendent largement de la précision des données sismiques et de leur corrélation avec les informations provenant des puits. La problématique centrale réside dans l'optimisation de ces corrélations afin de garantir des résultats fiables et exploitables. En effet, l'exactitude des corrélations entre les puits et les données sismiques est essentielle pour évaluer correctement les propriétés lithologiques et fluidiques des formations géologiques. Sans des corrélations précises, les transformations des données sismiques en sections d'impédance deviennent peu fiables, compromettant ainsi l'analyse AVO (Amplitude Versus Offset) et la modélisation de la réponse sismique d'un réservoir.

Les défis rencontrés dans l'établissement de ces corrélations sont variés. Les phénomènes de failles géologiques et de complexité structurale compliquent la modélisation du signal de réflexion primaire. Ainsi, pour assurer la fiabilité des interprétations, il est nécessaire d'effectuer un conditionnement minutieux des données sismiques et des logs des puits. Des techniques telles que le "despiking" des diagraphies acoustiques permettent d'éliminer les anomalies indésirables et d'obtenir des courbes plus lisses, favorisant une interprétation plus précise des propriétés géologiques.

Pour relever ces défis, les cartes isochrones, essentielles à l'interprétation sismique, sont utilisées pour comprendre la géométrie des formations géologiques. Elles représentent les temps de parcours des ondes sismiques entre différents horizons, fournissant des informations essentielles sur les variations de profondeur et l'architecture interne des formations. Élaborées à partir de données sismiques traitées, chaque ligne de contour indique un temps de parcours constant, révélant les variations topographiques et aidant à visualiser les déformations

tectoniques. L'intégration de données provenant de puits améliore la précision des cartes, permettant la création de modèles 3D détaillés du sous-sol. En hydrogéologie, elles éclairent la distribution et le comportement des aquifères. L'interprétation précise des cartes isochrones réduit les incertitudes et optimise les stratégies d'exploitation, faisant d'elles un outil puissant en géophysique appliquée [1].

Le suivi des horizons sismiques est également constitué un outil efficace pour surmonter ces défis et mieux comprendre les structures géologiques. Les méthodes de picking manuel en 2D permettent d'identifier précisément les couches et leurs variations de profondeur, facilitant l'analyse des déformations comme le plissement et le faillage. Les techniques automatiques en 3D enrichissent cette perspective en traitant rapidement de grandes quantités de données, améliorant ainsi la visualisation des structures complexes grâce à des algorithmes avancés. L'intégration de ces méthodes offre une compréhension exhaustive des formations géologiques, utile pour cartographier les réservoirs potentiels et évaluer leur viabilité économique. Les cartes isochrones générées fournissent une image claire des variations topographiques, renforçant la corrélation entre les données sismiques et les informations des puits, ce qui est essentiel pour l'exploration pétrolière et gazière [2],[3].

Les méthodes utilisées pour analyser les cartes isochrones sont basées sur le logiciel PETREL, qui offre des outils avancés pour l'interprétation sismique. PETREL permet de traiter efficacement les données sismiques en 3D, facilitant la visualisation des structures géologiques complexes. Grâce à ses capacités de picking manuel et automatique, il améliore la précision des interprétations en identifiant clairement les horizons et les failles. L'intégration de données provenant de diverses sources géophysiques dans PETREL renforce la corrélation entre les informations sismiques et lithologiques. Cela permet de créer des modèles géologiques détaillés, essentiels pour l'exploration pétrolière et gazière. En résumé, PETREL est un outil incontournable pour optimiser l'analyse des formations géologiques.

La recherche présentée s'articule autour de plusieurs chapitres théoriques. Le premier chapitre est consacré à la géologie, abordant l'étude structurale ainsi que les gisements pétroliers et d'hydrocarbures. Le deuxième chapitre présente des généralités sur la sismique directe, ainsi que sur les phénomènes de réflexion et de réfraction, accompagné d'une brève description des outils de diagrapie, tels que les logs acoustiques et de densité, tandis que le troisième chapitre se concentre sur la sismique de réflexion. Le quatrième chapitre traite de l'acquisition de données sismiques en 3D.

La partie expérimentale se concentre sur la méthodologie utilisée pour l'acquisition des données à l'aide du logiciel PETREL. La seconde section aborde l'interprétation des résultats de la sismique 3D générés par PETREL, visant à déterminer les horizons ainsi que les failles dans les quatre gisements du golfe du Mexique.

A thick dark blue vertical bar runs down the left side of the page. A blue arrow-shaped banner points to the right from this bar, containing the chapter title. In the bottom left corner, several thin, dark blue curved lines sweep upwards and to the right, resembling stylized reeds or abstract brushstrokes.

Chapitre 01

Cadre géologique et intérêt pétrolier de la zone d'étude

1. Formation et stratigraphie

Le golfe du Mexique, situé entre la plaque nord-américaine et le bloc du Yucatán, est un bassin océanique formé au Jurassique moyen. L'expansion asymétrique du plancher océanique pendant 25 millions d'années a conduit à la formation d'une croûte continentale atténuée sous le bassin nord. Le dépôt initial de sel a formé des structures tectoniques complexes, avec une majorité de sel allochtone sous forme de stocks et de canopées. Le bassin, contenant des strates atteignant 20 km d'épaisseur, a été rempli en grande partie par des sédiments nord-américains, subdivisés en sept phases, allant des évaporites du Jurassique à la progradation influencée par le climat au Néogène. Aujourd'hui, le bassin moderne, avec une plaine abyssale centrale à 3 km de profondeur [5], présente des morphologies complexes sur la marge nord et des mini bassins sur la pente centrale. Les plateaux de Floride et du Yucatán, qui bordent le bassin, restent des zones de dépôt carbonaté [4].

La marge nord et nord-ouest du golfe du Mexique présente une vaste plaine côtière composée de strates du Néogène et du Quaternaire (**Figure 1.1**). La plaine côtière inférieure est plate, tandis que la plaine côtière supérieure est façonnée par l'incision de fleuves dans les strates plus anciennes du Paléogène et du Crétacé tardif. Le bassin est bordé par des reliefs cénozoïques, mésozoïques et paléozoïques, incluant la Sierra Madre orientale, les montagnes Trans-Pecos, et le plateau Edwards. Le nord-est du bassin se fond dans la plaine côtière atlantique de la Floride, tandis que sa limite structurale est située près de la côte ouest de la Floride [6].



Figure 1.1 : Éléments physiographiques principaux du bassin du golfe du Mexique et de l'Amérique du Nord adjacente. Les contours blancs indiquent les limites géologiques approximatives du bassin. [1.1]

2. Structure de la croûte et origine du bassin

Le bassin du golfe du Mexique a été formé par un épisode d'extension crustale et d'expansion du plancher océanique durant la dislocation mésozoïque de la Pangée. Cette origine est reflétée dans la distribution et la nature de la croûte basale (**Figure 1.2**). Le bassin est principalement entouré par une croûte continentale normale de la plaque nord-américaine. La majorité de la structure du bassin repose sur une croûte transitionnelle, qui est une croûte continentale étirée et atténuée par le rifting, s'étendant du Jurassique moyen au Jurassique tardif. Deux types de croûte transitionnelle sont identifiés.

La marge du bassin est sous-tendue par une vaste zone de croûte transitionnelle épaisse, montrant un amincissement modeste, généralement entre 2 et 12 km de profondeur sous-marine. Cette zone est constituée de blocs de croûte continentale d'épaisseur quasi normale, séparés par des zones de croûte étirée qui ont subsidé plus profondément, formant une chaîne d'arcs nommés, d'anses et de bassins salins autour de la périphérie nord du bassin (**Figure1.2**).

La plaine côtière intérieure, le plateau continental et la pente continentale reposent sur une croûte transitionnelle mince, généralement entre 10 et 16 km de profondeur, avec des reconstructions suggérant qu'elle pourrait atteindre plus de 20 km au centre de la plaine côtière sud de la Louisiane. Le fond central du golfe est soutenu par une croûte océanique basaltique formée durant le Jurassique tardif au Crétacé précoce, bien que sa distribution pose problème en raison de l'absence de signature magnétique typique.

Les mouvements tectoniques ayant formé le bassin sont bien compris : le golfe s'est ouvert avec la séparation des plaques nord et sud-américaines, accompagnée d'une extension et de la formation de grabens entre le Trias tardif et le Jurassique précoce.

La reconnaissance de réflecteurs inclinés vers le large dans le nord-est du golfe suggère une phase initiale de volcanisme subaérien. L'étirement continu au Bathonien et Callovien a initié un affaissement large, conduisant à l'ouverture vers l'océan Pacifique. Le dépôt généralisé d'épais sels Louann et d'évaporites, événement déterminant pour l'évolution structurale ultérieure du remplissage sédimentaire du golfe, s'est répandu dans le bassin peu profond hypersalin centré au-dessus de la croûte continentale amincie. L'épaisseur maximale du sel se trouvait au-dessus des anses crustales marginales et des bassins, ainsi qu'au-dessus de la croûte transitionnelle en évolution (**Figure 1.2**).

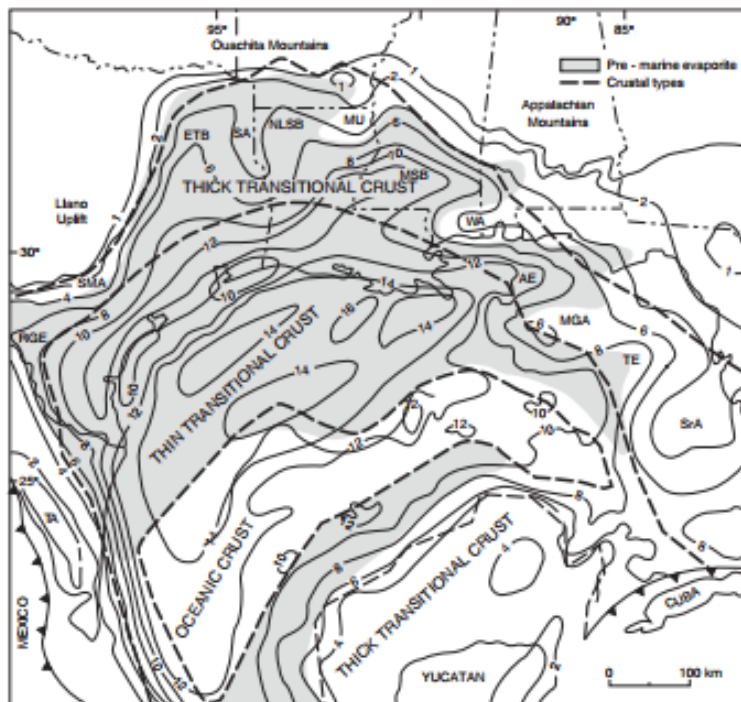


Figure 1.2 : Types de croûte, profondeur jusqu'au socle (en km) et distribution originale de l'évaporite pré-marine jurassique Louann sous le bassin du golfe du Mexique. Les principales structures du socle [1.2]

3. Système Pétrolier

Le golfe du Mexique est un pôle majeur pour les ressources en hydrocarbures, caractérisé par des formations géologiques complexes et d'importants dépôts de pétrole tant en eaux peu profondes qu'en eaux profondes. L'histoire géologique de la région, marquée par des processus sédimentaires et des activités tectoniques, a créé des conditions favorables à l'accumulation de pétrole et de gaz. Des découvertes récentes faites par Pemex mettent en évidence le potentiel des réserves en eaux profondes au large de la côte de Tamaulipas ainsi que près de Veracruz et de Tabasco, soutenues par des technologies géologiques et géophysiques avancées [10].

La nature prolifique du golfe est due à une combinaison de facteurs, y compris l'épaisseur des couches sédimentaires, les structures salines qui piègent les hydrocarbures et la diversité des roches sources riches en matière organique. Ces éléments ont contribué à la formation de vastes réservoirs d'hydrocarbures au fil de millions d'années. La présence d'un épais manteau de sel a historiquement posé des défis pour l'exploration, mais a également préservé d'importantes réserves de pétrole en dessous [11].

Les avancées technologiques dans l'imagerie sismique ont amélioré la capacité à explorer les formations sous-salines, révélant de nouvelles opportunités dans les zones ultra-profondes.

Ces développements sont importants, car l'exploration continue de s'étendre dans des environnements de plus en plus difficiles. L'importance stratégique du golfe est soulignée par les efforts d'exploration en cours et les investissements visant à exploiter son vaste potentiel énergétique.

Pour des informations plus détaillées, vous pouvez consulter des études géologiques ou des rapports sur le système pétrolier du golfe du Mexique provenant de sources telles que l'American Association of Petroleum Geologists ou d'autres publications académiques.

4. Géologie des Réservoirs

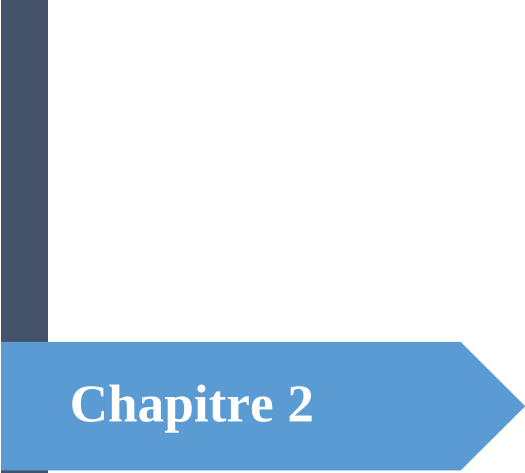
Les réservoirs en eau profonde et ultra-profonde sont principalement associés aux dépôts de turbidite, en particulier aux systèmes de canaux et de levées, ainsi qu'aux dépôts de sédiments en masse des éventails et des lobes de ces systèmes de turbidite. Le Golfe du Mexique (GOM) est un bassin très productif, car les gisements d'hydrocarbures s'étendent à la fois en hauteur et sur de larges zones. On trouve des gisements à différents niveaux de la colonne stratigraphique et sur toute l'étendue du bassin. De nombreux grands et petits champs illustrent cette diversité.[8].

Les réservoirs de l'époque du Miocène, qui sont souvent associés à des gisements en eau profonde et ultra-profonde, sont les plus productifs, ayant produit plus de 23 milliards de barils d'équivalent pétrole jusqu'en 2009. De plus, des gisements notables en eau profonde et ultra-profonde se trouvent également dans les sédiments du Pliocène et du Pleistocène. À l'avenir, les sédiments du Paléocène, de l'Éocène et de l'Oligocène, qui composent les gisements du Tertiaire inférieur sur la pente continentale, devraient contenir des ressources encore non découvertes, estimées à près de 18 milliards de barils d'équivalent pétrole. La tendance Wilcox du Tertiaire inférieur a déjà donné lieu à au moins une douzaine de découvertes au cours de la dernière décennie [9].

La qualité et le type des réservoirs varient principalement en fonction de l'environnement de dépôt et de la structure géologique, mais peuvent également être influencés par des processus d'altération secondaire et de diagénèse. Les sables de turbidite associés aux réservoirs du Miocène au Pleistocène présentent généralement une porosité élevée et une bonne à excellente qualité de réservoir. Cependant, ils peuvent être séparés par des failles ou des strates à faible perméabilité. En revanche, les sables plus anciens du Tertiaire inférieur sont généralement enfouis plus profondément, avec une bonne extension latérale, mais ont une porosité et une perméabilité beaucoup plus faibles que les réservoirs du Miocène.

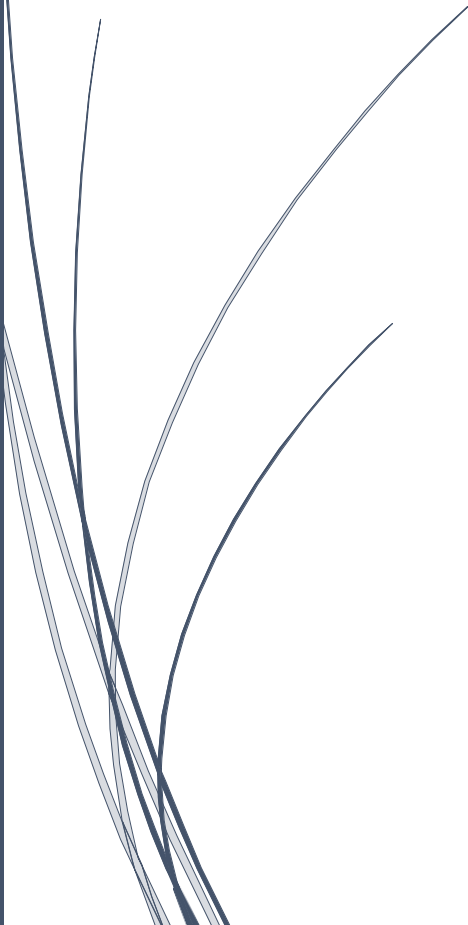
Les propriétés des réservoirs associés aux gisements du GOM peuvent varier

considérablement à travers le bassin. Par conséquent, l'analyse des caractéristiques spécifiques des champs et des réservoirs, lorsque cela est possible, est essentielle pour mieux comprendre les différences à différentes échelles des propriétés des réservoirs [9].

A thick dark blue vertical bar runs down the left side of the page. A blue arrow points to the right from this bar, containing the chapter title.

Chapitre 2

Généralités et notions de base de géophysique



1. Les ondes sismiques

Les ondes sismiques sont des vibrations qui se propagent de proche en proche dans un matériau. Elles sont générées par un choc initial, par exemple la rupture ou le rejoue d'une faille. Leur vitesse de propagation est proportionnelle à la densité du milieu qu'elles traversent ; c'est cette propriété qui a notamment permis de déterminer un modèle de structure interne de la Terre (modèle PREM) [27].

2. Les types des ondes sismiques

2.1. Les ondes de volume (p et s)

Les ondes de volume, comme leur nom l'indique, se propagent à l'intérieur de la Terre en profondeur. Il existe deux types principaux d'ondes : les ondes P (ondes de compression ou de pression) et les ondes S (ondes de cisaillement) [27].

2.1.1. Les ondes P

Les ondes P sont des ondes qui se déplacent parallèlement à leur direction de propagation, similaires au mouvement d'un ressort. Ce sont des ondes de compression (figure 2.1-A). Elles peuvent se propager à travers des milieux solides, liquides et gazeux, et sont à l'origine du bruit perceptible lors d'un séisme. Leur vitesse moyenne dans la croûte terrestre est d'environ 6 km/s, mais cette vitesse varie en fonction du milieu traversé selon la formule suivante :

$$v_p = \sqrt{\frac{K + \frac{4}{3}\mu}{\rho}}$$

K le module d'incompressibilité,

μ le module de cisaillement,

ρ la masse volumique du milieu traversé [27].

2.1.2. Les ondes S

Les ondes S se déplacent perpendiculairement à leur direction de propagation, ce qui en fait des ondes de cisaillement (figure 2.1-B). Contrairement aux ondes P, elles ne peuvent pas se propager dans les liquides. Leur vitesse est inférieure à celle des ondes P, avec une moyenne d'environ 3,5 km/s dans la croûte terrestre. Cependant, elles présentent une amplitude et une période plus grandes. Leur vitesse varie également en fonction du milieu traversé [2], selon la

formule suivante :

$$V_s = \sqrt{\frac{\mu}{\rho}}$$

2.2. Les ondes de surface (L et R)

Les ondes de surface (L et R) se propagent uniquement près de la surface terrestre et sont responsables des dommages matériels et humains lors des séismes. Elles résultent de l'interaction entre les ondes P et S. Il existe deux types d'ondes de surface : les ondes L (Love) et les ondes R (Rayleigh). Bien qu'elles se déplacent plus lentement que les ondes de volume, elles s'atténuent moins rapidement avec la distance par rapport à l'épicentre, ce qui les rend particulièrement destructrices [27].

2.2.1. Les ondes L

Les ondes L, découvertes par Augustus E. Love en 1911, se déplacent par cisaillement, tout comme les ondes S, mais sans comporter de composante verticale (figure 2.1-C).

$$v_L = \frac{v_s}{\sqrt{1 - \frac{2\nu}{1 + \nu}}}$$

Où ν est le coefficient de Poisson du matériau [27].

2.2.2. Les ondes R

Les ondes R, identifiées par John W. Rayleigh en 1885, se caractérisent par un déplacement elliptique des particules, semblable à celui d'une vague (voir figure 2.1-D). Leur vitesse est inférieure à celle des ondes L [27].

$$v_R \approx \frac{0,87 + 1,12}{1 + \nu} v_s$$

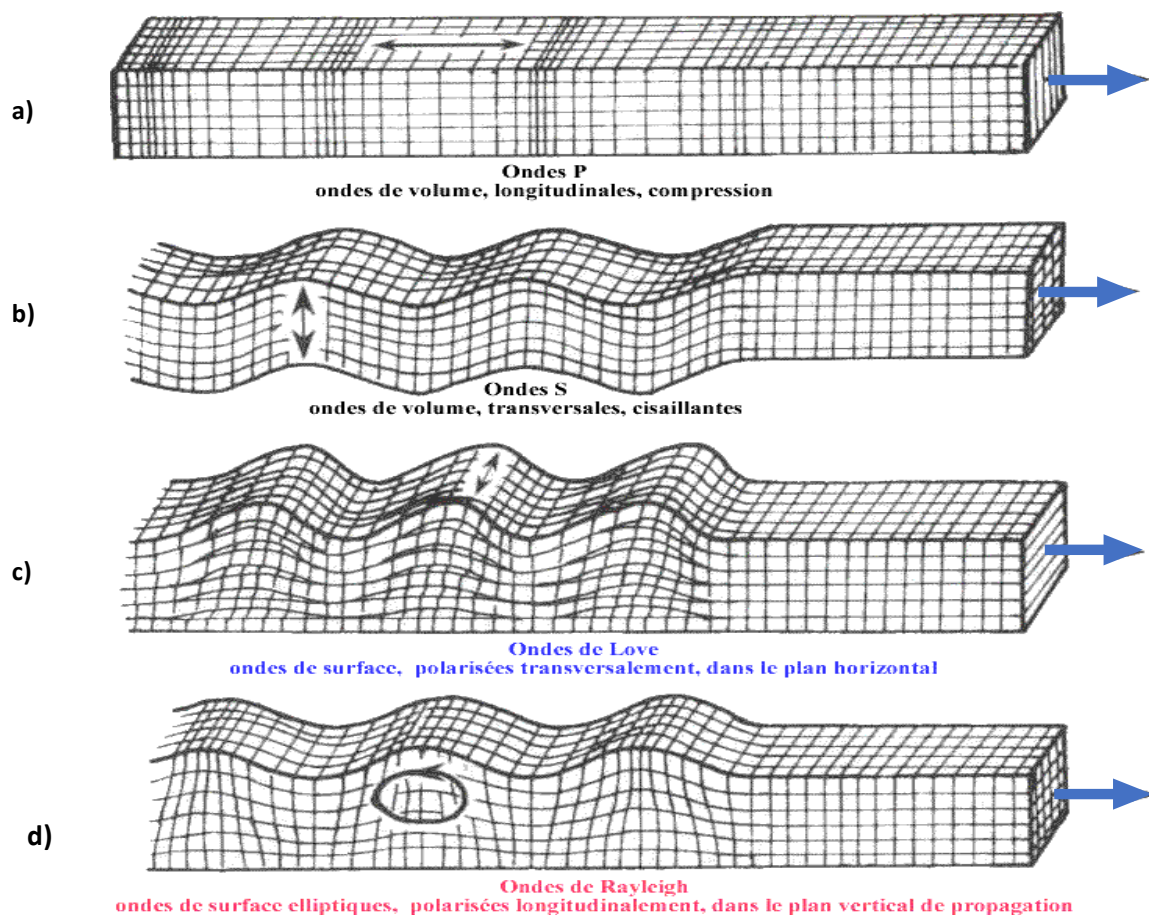


Figure 2.1 : Les quatre types d'ondes sismiques : a) ondes P, b) ondes S, c) ondes L et d) ondes de Rayleigh.

Les flèches bleues représentent la direction des ondes, et les flèches noires le mouvement des particules au passage des ondes [2.1].

4. Contraintes et déformations

Lorsqu'un corps est soumis à des forces externes, sa forme ou ses dimensions peuvent changer. Ce phénomène est désigné par le terme de déformation. Tous les corps subissent une déformation sous l'effet des forces qui leur sont appliquées. L'ampleur de cette déformation varie en fonction de l'intensité des forces exercées et des propriétés des matériaux concernés.[12]

Loi de Hooke

Lorsqu'un matériau est soumis à une charge, si la contrainte reste en dessous de sa limite élastique, la déformation qu'il subit est proportionnelle à cette contrainte.

$$\varepsilon \propto \sigma$$

$$\sigma = E\varepsilon \text{ [N/m}^2\text{] ou [Pa]}$$

Où E : est la constante de proportionnalité appelée module d'élasticité ou module de Young. [Pa] (**voir figure 2.2**)

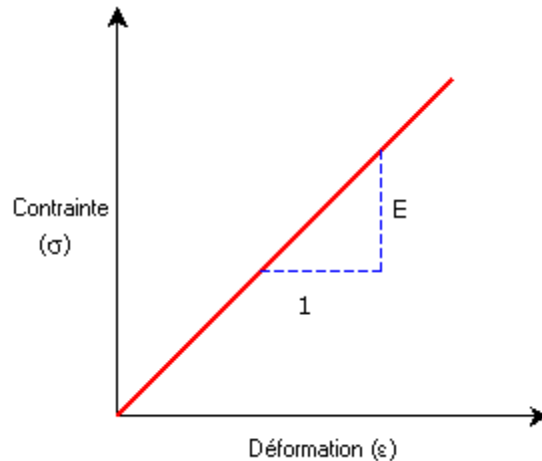


Figure 2.2 : courbe déformation-contraintes [2.2]

Les relations entre la contrainte et la déformation d'un matériau décrivent ses propriétés élastiques et les caractéristiques des ondes qui s'y propagent, telles que leur vitesse.

Contrainte σ : force par unité de surface (F/A) en N/m^2 ;

Déformation ε : déformation unitaire $\Delta L/l$ ou $\Delta V/V$. À l'intérieur des limites d'élasticité, la contrainte est proportionnelle à la déformation (loi de Hooke) [13].

4. Réflexion et transmission des ondes

Lorsqu'une onde atteint une interface entre deux milieux différents, elle se divise en deux composantes : l'une est réfléchiée et l'autre est transmise. Les conditions de continuité à l'interface déterminent les amplitudes et les angles des ondes réfléchies et transmises [27].

4.1. Formules de base (Loi de Snell)

La loi de Snell établit la relation entre les angles d'incidence, de réflexion et de réfraction lorsqu'une onde, qu'elle soit lumineuse ou acoustique, passe d'un milieu à un autre avec des indices de réfraction ou des vitesses différentes. Elle stipule que le rapport entre le sinus de l'angle d'incidence et le sinus de l'angle de réfraction est constant, et dépend des vitesses de

propagation dans les deux milieux [27]. Cela peut être exprimé par la formule :

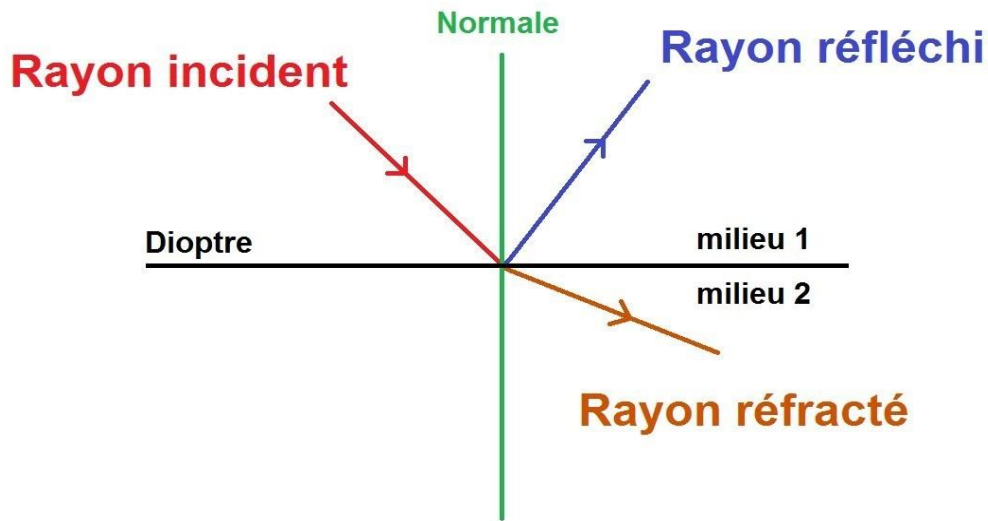


Figure 2.3 : la réfraction et la réflexion [2.3]

$$\sin(\theta_i) = \sin(\theta_r) \quad \frac{\sin(\theta_i)}{v_1} = \frac{\sin(\theta_t)}{v_2}$$

Où v_1 et v_2 sont les vitesses des ondes dans les deux milieux.

4.2. Coefficient de réflexion (R)

Le coefficient de réflexion (R) représente la proportion d'énergie d'une onde sismique qui est réfléchi à l'interface entre deux couches de matériaux de densité et de vitesse différentes [27]. Il est calculé par la formule :

$$R = \frac{Z_2 - Z_1}{Z_2 + Z_1}$$

4.3. Coefficients de transmission (T) :

Le coefficient de transmission (T) représente la fraction d'énergie d'une onde sismique qui est transmise à travers l'interface entre deux couches de matériaux différents [2]. Il est calculé par la formule :

$$T = \frac{2Z_2}{Z_2 + Z_1}$$

Où Z_1 et Z_2 sont les impédances acoustiques des deux milieux.

$$Z_1 = \rho_1 v_1$$

$$Z_2 = \rho_2 v_2$$

Où ;

ρ est la densité du milieu

v est la vitesse de l'onde dans le milieu

5. Les rayons sismiques

Les rayons sismiques peuvent être classés en deux catégories selon leur angle d'incidence par rapport à l'interface entre deux milieux : les rayons sismiques verticaux (ou normaux) et les rayons sismiques inclinés (ou obliques). Chaque type présente des comportements distincts en matière de réflexion et de transmission des ondes sismiques à travers l'interface [2].

5.1. Les rayons sismiques normaux

Les rayons sismiques normaux frappent l'interface perpendiculairement. La réflexion et la transmission sont plus simples et les coefficients sont calculés en fonction des impédances acoustiques des milieux [2].

5.2. Rayons sismiques obliques

Les rayons sismiques obliques sont ceux qui frappent l'interface entre deux milieux avec un certain angle d'incidence autre que 90° . Dans ce cas, les lois de réflexion et de transmission deviennent plus complexes en raison des composantes tangentiels et normales des ondes [2].

6. Sources d'énergie sismique

Il existe généralement trois types de sources sismiques : l'impact, l'impulsif et le vibreur. Ces sources peuvent être utilisées sur terre, dans l'eau et dans des forages. Les sources par impact génèrent des ondes sismiques en frappant la surface avec une masse lourde. Les sources impulsives, telles que les explosifs, produisent des ondes sismiques instantanément et de manière brève. Les vibreurs, quant à eux, génèrent des ondes sismiques en appliquant une force oscillatoire sur la surface pendant une période prolongée. Chaque type de source a ses propres avantages et inconvénients, et le choix de la source dépend souvent des conditions du site et des objectifs de l'enquête sismique [2].

Tableau N° 01: Sources d'énergie Sismique [2.4].

		On land	On water
<i>Impact:</i>	Sledge hammer Drop-weight Accelerated		
<i>Impulsive:</i>	weightDynamite	Airgun	Pinger Boomer Sparker
	Detonating cordAirgun Shotgun Borehole	Gas gun Sleeve gunWater gun Steam	
<i>Vibrator:</i>	sparker Vibroseis Vibrator plate Rayleigh wave generator	gun Multipulse GeoChirp	

Ce tableau présente différentes sources d'énergie sismique utilisées pour générer des ondes sismiques, réparties entre celles utilisées sur terre ("On land") et en mer ("On water"). Les sources sont classées en trois catégories selon leur mode d'action : Impact (ex. masse, poids lâché), Impulsive (ex. dynamite, airgun), et Vibrator (ex. vibreurs, pistolet à air comprimé). Ces sources permettent de créer des ondes pour des études sismiques de la croûte terrestre.

7. Réflexion (Directe-Réflexion-Réfraction-Diffraction)

7.1. Directe

Une réflexion directe (Direct wave) se produit lorsqu'une onde sismique se déplace en ligne droite de la source à une interface souterraine, puis est réfléchi directement vers le récepteur sans rencontrer d'autres obstacles (**voir Figure 2.5**). Ces réflexions sont cruciales en interprétation sismique car elles fournissent des informations précises sur la profondeur, la

vitesse et les propriétés acoustiques des couches souterraines sous la zone d'étude. Le temps d'arrivée des réflexions directes est utilisé pour calculer le temps de parcours aller-retour (TWTT), essentiel pour convertir les temps de trajet en profondeurs et interpréter la structure géologique. Ces réflexions, souvent les plus nettes et les plus intenses dans les données sismiques, servent de repères clés pour identifier les limites géologiques, les couches stratigraphiques et les réservoirs d'hydrocarbures [11].

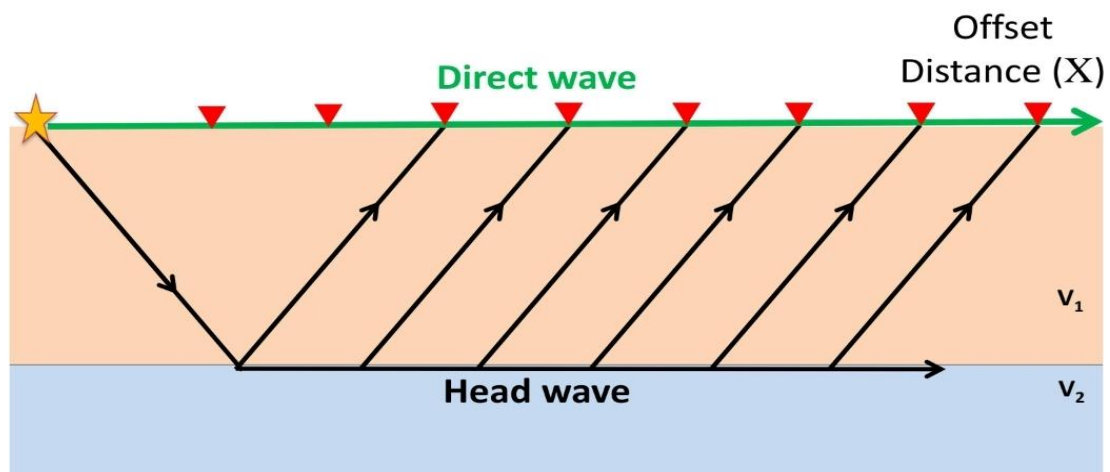


Figure 2.5 : Propagation d'onde direct [2.5].

7.2. Réflexion

Lorsqu'une onde sismique générée par une source atteint une limite entre deux couches souterraines avec des impédances acoustiques différentes, une partie de l'énergie est réfléchie vers la surface tandis que le reste continue de se propager plus profondément dans la Terre (voir figure 2.6).

L'onde réfléchie transporte des informations sur la structure souterraine, y compris la profondeur, la géométrie et les propriétés physiques de l'interface réfléchissante, qui peuvent être enregistrées par des récepteurs (géophones ou hydrophones) à la surface.

Le temps de parcours de l'onde réfléchie, ainsi que la vitesse de l'onde sismique dans les couches souterraines, sont utilisés pour calculer la profondeur de l'interface réfléchissante et créer des profils sismiques qui décrivent la géologie souterraine.

Les réflexions sont essentielles dans l'interprétation des données sismiques car elles fournissent des informations précieuses sur la composition, la stratigraphie et les caractéristiques géologiques du sous-sol, facilitant l'exploration des hydrocarbures, les études d'ingénierie et les enquêtes environnementales [2].

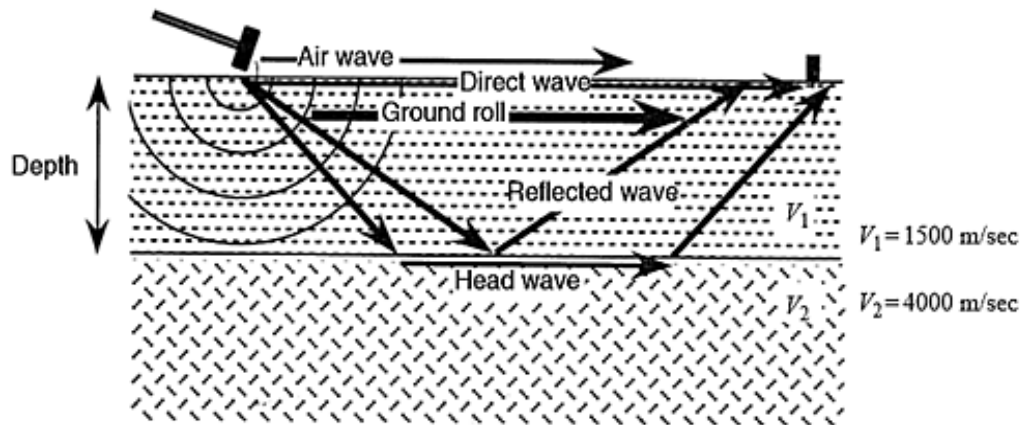


Figure 2.6 : Propagation des ondes réfléchies [2.6]

7.3. Réfraction

Lorsqu'une onde sismique traverse le sous-sol terrestre et atteint la frontière entre deux milieux différents (couches), une partie de l'énergie est réfléchiée et l'autre est réfractée et transmise dans la Terre avec un angle différent (**voir Figure 2.7**). Une onde sismique incidente sur une interface est partiellement réfléchiée et partiellement transmise. Dans le cas général où l'onde arrive obliquement sur l'interface, l'onde transmise change de direction (réfractée). Elle sera déviée soit vers la normale (perpendiculaire à l'interface au point d'incidence), soit s'éloignera de cette normale. La quantité de déviation (angle de réfraction) et le sens de cette déviation (vers ou loin de la normale) sont régis par les vitesses des deux couches séparées par l'interface. Le rayon réfracté est dévié loin de la normale lorsque la vitesse dans le milieu dans lequel l'onde est réfractée est supérieure à celle du milieu qui contient l'onde incidente. La déviation de l'onde réfractée est vers la normale lorsque la vitesse du milieu, dans lequel se produit la réfraction, est plus faible [11].

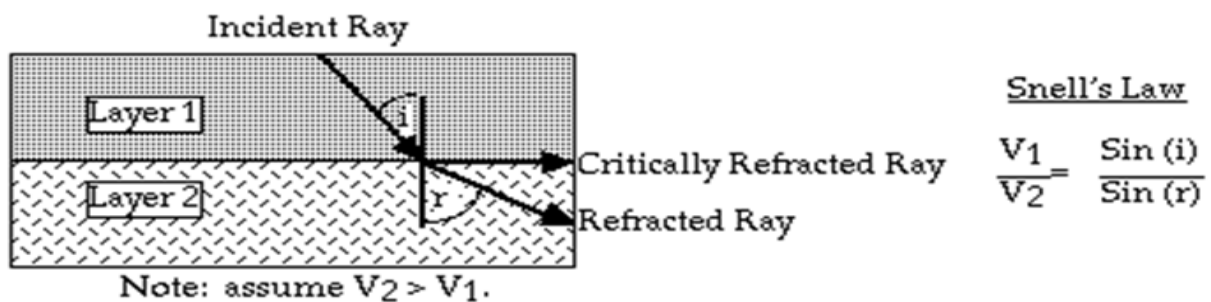


Figure 2.7 : Propagation d'onde Réfractées [2.7]

- La **réfraction sismique** concerne le changement de direction des ondes sismiques lorsqu'elles passent entre deux couches de la Terre avec des vitesses différentes.
- La **réfraction critique sismique** se produit lorsque l'onde frappe l'interface sous un angle tel qu'elle se propage le long de l'interface entre les couches, générant des ondes réfractées mesurables à la surface [11].

7.4. Diffraction

Une partie de l'énergie d'une onde sismique est réfléchiée lorsque l'onde frappe une interface plane continue. Cependant, lorsque l'interface n'est pas une surface plane continue mais présente une courbure importante par rapport à la courbure du front d'onde incident, le changement de direction de la propagation ne suit pas les lois de la réflexion connues. Si l'obstacle rencontré par l'onde sismique en progression est de taille proche de celle d'un « réflecteur ponctuel », l'onde se propage à partir de cet obstacle dans toutes les directions possibles (**Figure 2.8**), donnant lieu à un phénomène appelé (diffraction), et l'onde qui quitte l'obstacle après l'incidence est appelée (onde diffractée) [11].

Un terme étroitement lié est (dispersion des ondes), utilisé pour décrire le champ d'onde diffracté causé par de petites irrégularités structurales, par exemple lorsqu'une énergie sismique est réfléchiée par des surfaces basaltiques accidentées [11].

Réflexion classique vs diffraction :

Lorsque l'onde frappe une surface plane continue, une partie de l'énergie est simplement réfléchiée, comme un rayon de lumière sur un miroir. C'est ce qu'on appelle la réflexion, et elle suit des lois bien connues (l'angle d'incidence est égal à l'angle de réflexion).

Toutefois, si l'onde sismique frappe une surface non plane ou un obstacle de petite taille comme une petite structure dans la croûte terrestre, les lois de la réflexion classiques ne s'appliquent plus. L'onde se disperse dans plusieurs directions (**figure 2.8**) au lieu de suivre une trajectoire précise. Ce phénomène est appelé diffraction [2].

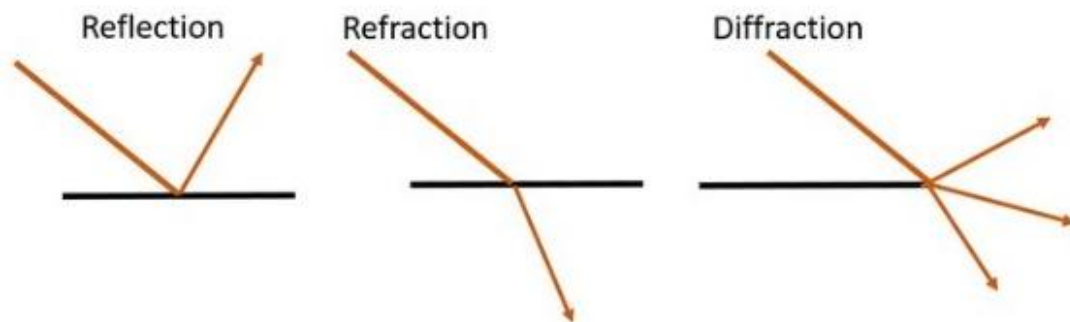


Figure 2.8 : Différence entre réflexion-réfraction-diffraction [2.8]

Tableau N 02 : La différence entre les ondes sismiques

Type d'onde	Trajectoire	Interaction avec les couches géologiques
Onde directe	Ligne droite	Ne rencontre pas d'interface
Onde réfléchie	Retourne à la surface	Se réfléchit sur une interface
Onde transmise	Traverse l'interface	Traverse l'interface sans revenir vers la surface
Onde réfractée	Change de direction	Traverse l'interface avec un changement d'angle

8. Diagraphie

8.1. Introduction

En géophysique, le terme **diagraphie** (ou **log** en anglais) désigne un ensemble de techniques permettant de mesurer **les propriétés physiques des formations géologiques** traversées par un forage. Ces mesures sont réalisées à l'aide de sondes ou de capteurs insérés dans un puits de forage, fournissant des données essentielles sur la composition et la structure des roches ou des fluides présents en profondeur.

Voici quelques types de diagraphies couramment utilisées en géophysique :

1. **Diagraphie de résistivité** : Mesure la capacité des roches à résister au passage du courant électrique. Cette technique aide à distinguer les zones saturées en eau des zones contenant des hydrocarbures.
2. **Diagraphie gamma** : Mesure la radioactivité naturelle des roches, utile pour identifier différents types de formations géologiques.
3. **Diagraphie acoustique ou sonique** : Utilise des ondes sonores pour évaluer la vitesse de propagation à travers les roches, ce qui permet d'en déduire leur densité et leur compacité.
4. **Diagraphie neutronique** : Mesure l'hydrogène présent dans les roches, permettant de déterminer le contenu en eau ou en hydrocarbures.
5. **Diagraphie de densité** : Utilise des rayons gamma pour mesurer la densité des roches, ce qui permet de caractériser les réservoirs potentiels de pétrole ou de gaz [14].

8.2 Diagraphie sonique

Le log sonique repose sur l'analyse de la propagation des ondes acoustiques à travers les roches, générées par l'outil de diagraphie. En mesurant la vitesse de propagation et l'atténuation de ces ondes, on obtient des informations précieuses sur les propriétés mécaniques des formations rocheuses traversées. La vitesse des ondes acoustiques est directement influencée par les propriétés élastiques des roches constituant le sous-sol. Ainsi, le principal paramètre mesuré est la vitesse de propagation des ondes P, qui permet de mieux comprendre les caractéristiques mécaniques des formations géologiques [14].

8.2.2. Principe

En pratique, le Log Sonic mesure le temps de transit ΔT des ondes longitudinales entre deux récepteurs, après leur émission dans la formation (Fig. 2.9). Le système comporte généralement deux émetteurs et deux récepteurs couplés, permettant de corriger les décalages dans les temps de parcours, ainsi que les effets liés aux cavités et au décentrement de l'outil. Le temps de transit ΔT est mesuré en secondes par pied (s/pied) et enregistré sur une échelle linéaire. Cela permet d'obtenir des informations précises sur la vitesse des ondes à travers la formation géologique [14].

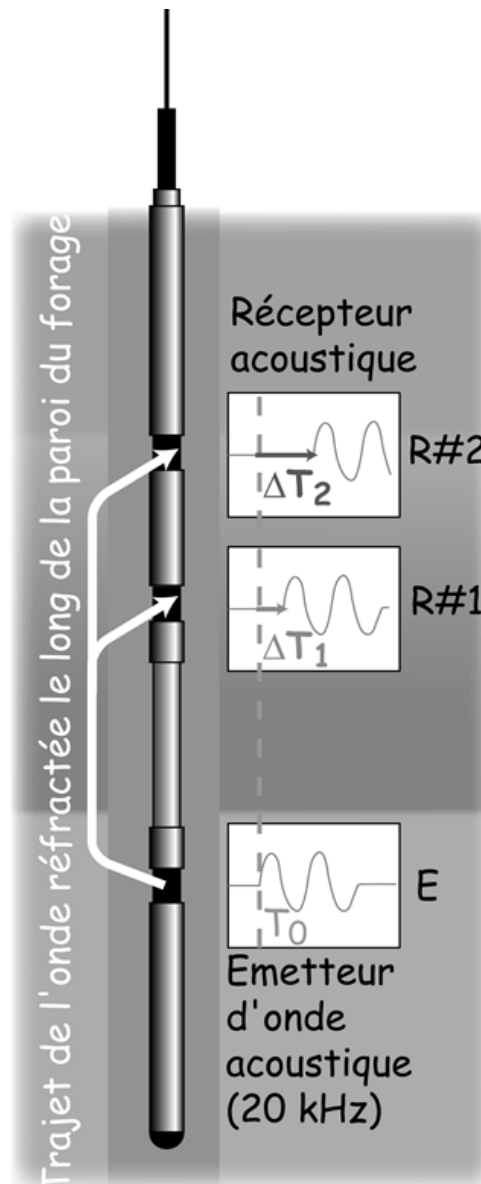


Figure 2.9 : Principe de fonctionnement de la sonde sonique. [2.9]

8.3. Diagraphie gamma-gamma (diagraphie de densité)

La diagraphie gamma-gamma repose sur l'interaction entre la radioactivité incidente et les composants de la formation soumis à un bombardement radioactif, ce qui génère une radioactivité induite. Un faisceau de rayons gamma, émis par une source radioactive, bombarde la formation, et un récepteur capte le rayonnement gamma diffusé. L'intensité de ce rayonnement diffusé dépend de la densité de la roche : plus la formation est dense, plus le rayonnement est atténué. Ce principe permet ainsi de déterminer la densité des roches traversées [15].

8.3.2. Appareillage

La **figure 2.10** représente un schéma de l'appareil utilisé en diagraphie de densité. En bas de la sonde se trouve une source concentrée de rayons gamma, en général du Co^{60} ou bien du Cs^{137} . Le détecteur est un compteur à scintillations ; il est placé à 45 cm au-dessus de la source. La sonde est appuyée par un ressort contre la paroi du forage. La source et le détecteur sont enveloppés d'un blindage plomb, à l'exception d'une fenêtre, face à la paroi ; ainsi, seuls atteignent le détecteur les rayons gamma qui ont traversé la formation adjacente. Le rayon d'investigation maximal est d'environ 15 cm. La plus grande partie du signal provient de la portion de roche située à moins de 7 cm de la paroi [15].

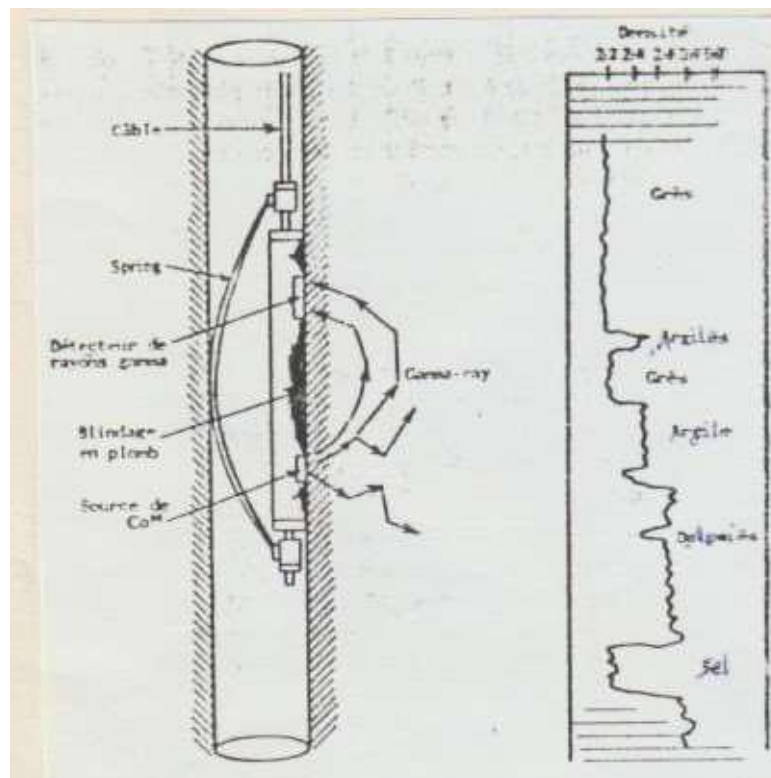
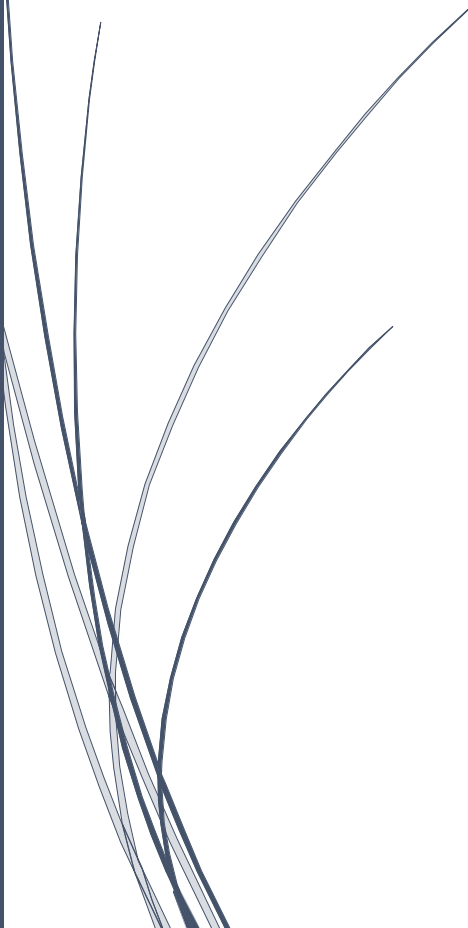


Figure 2.10 : Appareillage de diagraphie de densité et enregistrement. [2.10]

Chapitre 03

La sismique réflexion (Principe et acquisition des données)



1. Introduction

La sismique est utilisée dans plusieurs domaines, tel que la Géotechnique, la Géologie...etc. Toute fois, c'est dans le domaine pétrolier que se réalise la quasi-totalité (environ 95 %) des dépenses relatives aux études sismiques.

Selon le mode de propagation de l'onde qui est directement lié au dispositif de réception, il existe deux types d'études sismiques : **la sismique réfraction et la sismique réflexion**. **La sismique réfraction** est utilisée pour explorer les structures superficielles (à faible profondeur : environ 300m) ce qui nous conduit à travailler avec un dispositif très court, contrairement à la sismique réflexion qui est utilisée pour des objectifs beaucoup plus profonds avoisinant les 3000m réalisée avec des dispositifs du même ordre 3000 à 4000m. C'est la raison pour laquelle, notre travail s'intéresse beaucoup plus à la sismique réflexion qu'à la sismique réfraction [19].

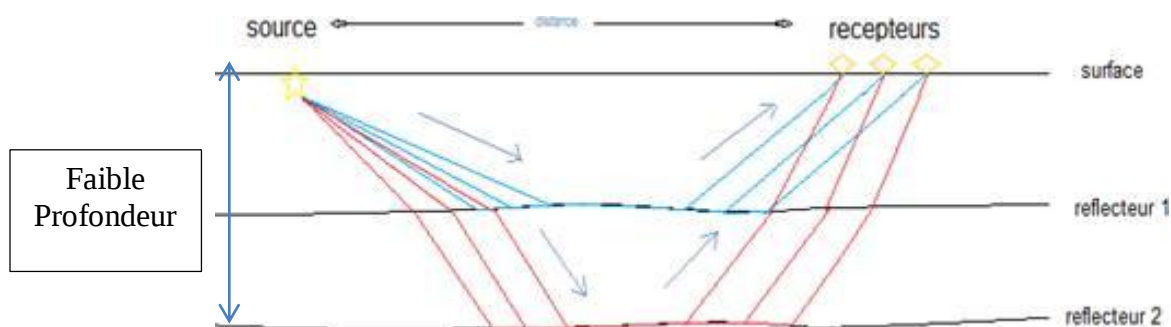


Figure 3.1 : Dispositif de mesure et de propagation d'ondes en sismique réfraction. [3.1]

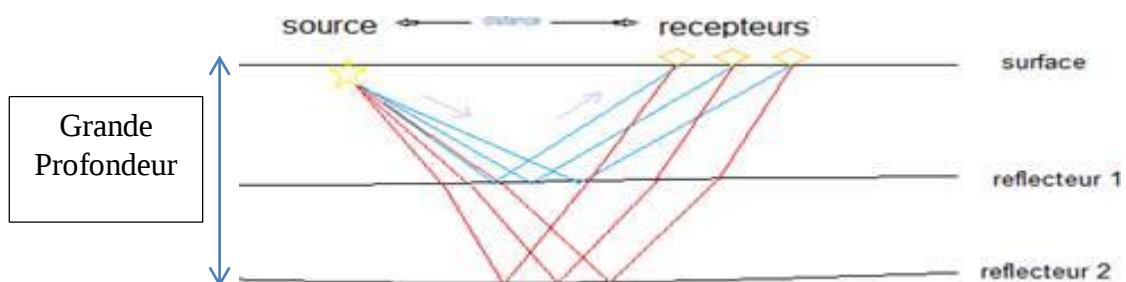


Figure 3.2 : Dispositif de mesure et de propagation d'ondes en sismique réflexion. [3.2]

2. La sismique réflexion

Le principe de la méthode sismique réflexion consiste à émettre une impulsion sismique par l'explosion de charges d'explosif ou l'utilisation de camions vibrateurs. Cette onde va se propager à travers les terrains du sous-sol. Suivant le processus de réflexion et de transmission au niveau des interfaces (surface de discontinuité), les ondes réfléchies sont enregistrées à la surface de la terre par une série de sismographes ou géophones, positionnés d'une manière préétablie. Ainsi, connaissant la vitesse de propagation des ondes de chaque couche, on pourra déterminer la profondeur de chaque événement réfléchi [17].

Pour faire une étude sismique d'une région donnée. On doit passer par 3 étapes :

1. -L'acquisition de données sismiques
2. -Le traitement des données sismiques (processing)
3. -L'interprétation des données sismiques

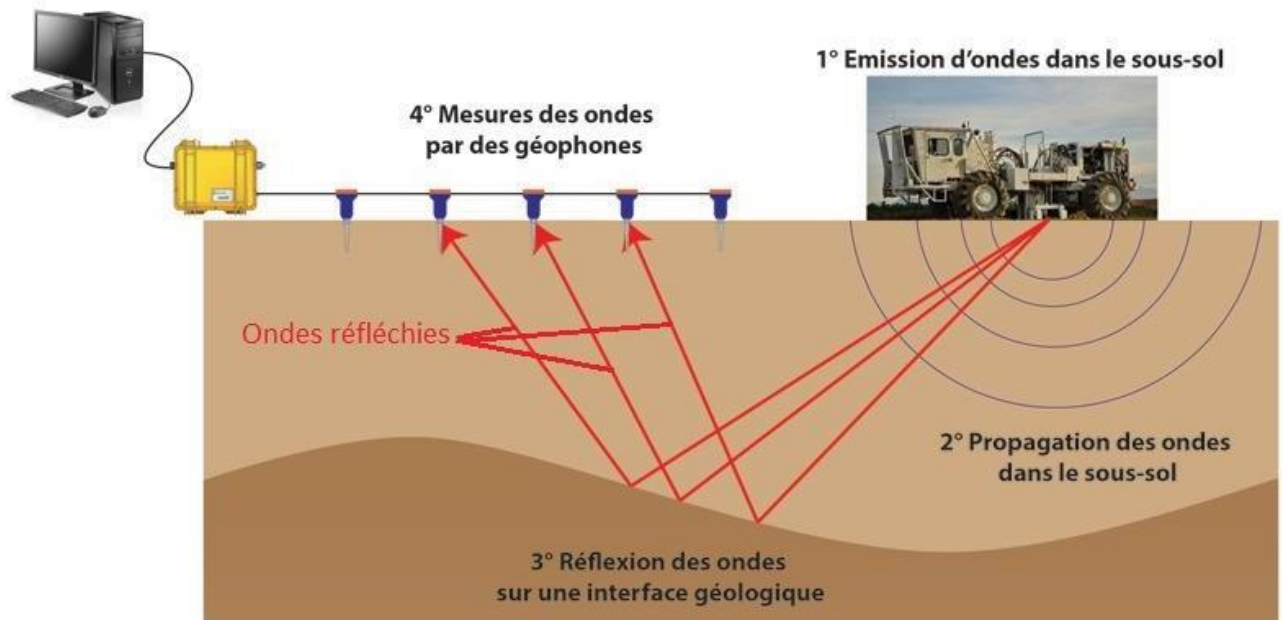


Figure 3.3 : principe de La sismique réflexion [3.3]

3. Avantages de la sismique réflexion

La sismique réflexion présente plusieurs avantages, notamment dans le domaine de l'exploration géologique et de la prospection pétrolière.

1. **Résolution élevée** : La sismique réflexion permet de capturer des images très détaillées des structures géologiques souterraines. Cela aide à identifier les couches de roches, les failles, et les réservoirs potentiels d'hydrocarbures.
2. **Exploration non destructive** : Contrairement à d'autres méthodes, elle permet d'explorer les sous-sols sans avoir à forer, ce qui est moins coûteux et moins invasif.
3. **Couverture spatiale large** : Elle permet de cartographier de grandes zones géographiques de manière continue, fournissant une vision globale des structures sous-jacentes.
4. **Détection de petits détails géologiques** : Grâce à sa sensibilité, elle peut identifier de petites variations dans les propriétés des roches, telles que des fractures ou des changements de porosité.
5. **Applications variées** : En plus de la prospection pétrolière, la sismique réflexion est utilisée dans l'étude des séismes, des volcans, et dans les projets d'ingénierie civile (ex. tunnels ou barrages).
6. **Profondeur d'investigation** : Elle permet d'explorer à différentes profondeurs, des couches superficielles aux zones profondes de la croûte terrestre.

En résumé, la sismique réflexion est une méthode polyvalente et efficace pour l'exploration du sous-sol, avec des applications variées dans de nombreux secteurs.

3.1. Sismique marine

L'acquisition marine se déroule en milieu marin ; les sources sismiques sont des canons à eau, des canons à air ou bien des explosifs, ces derniers ne sont plus utilisés à cause du risque environnemental pour la faune marine. Les canons à air ou à eau génèrent des bulles dans l'eau, la fluctuation de la taille de la bulle engendre une impulsion de pression et par la suite la création d'une onde sonore qui va se propager dans le fond marin et le sous-sol. Après réflexion, les signaux seront enregistrés par les capteurs sismiques qui sont appelés dans ce cas des hydrophones.

Les hydrophones sont constitués d'un élément piézo-électrique qui génère un courant suite à une déformation causée par une différence de pression. Comme les ondes de

cisaillement ne se propagent pas dans l'eau, les hydrophones ne captent que les ondes de compression P [21].

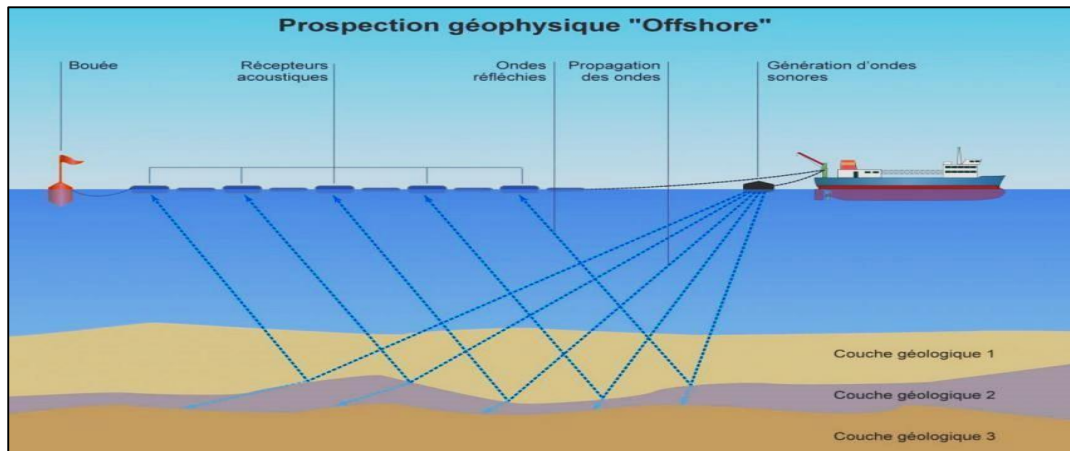


Figure 3.4 : Acquisition en sismique marine (offshore) [3.4]

3.2. Sismique terrestre

L'acquisition terrestre se déroule sur terre ; les sources sismiques sont essentiellement de deux types : les explosifs et les camions vibrants. Les explosifs génèrent des impulsions très courtes dans le temps mais très énergétiques et qui sont très bien approximées par des ondelettes à phase minimale. Les camions vibrants génèrent des signaux à phase nulle appelés sweep dont on peut régler plusieurs paramètres comme la durée, le domaine fréquentiel, etc.

Les capteurs sismiques sur terre sont appelés géophones et contiennent un circuit avec un aimant et une bobine. Le déplacement des particules du sous-sol va générer un déplacement relatif entre la bobine et l'aimant et, par suite, un courant qui est proportionnel au déplacement [21].

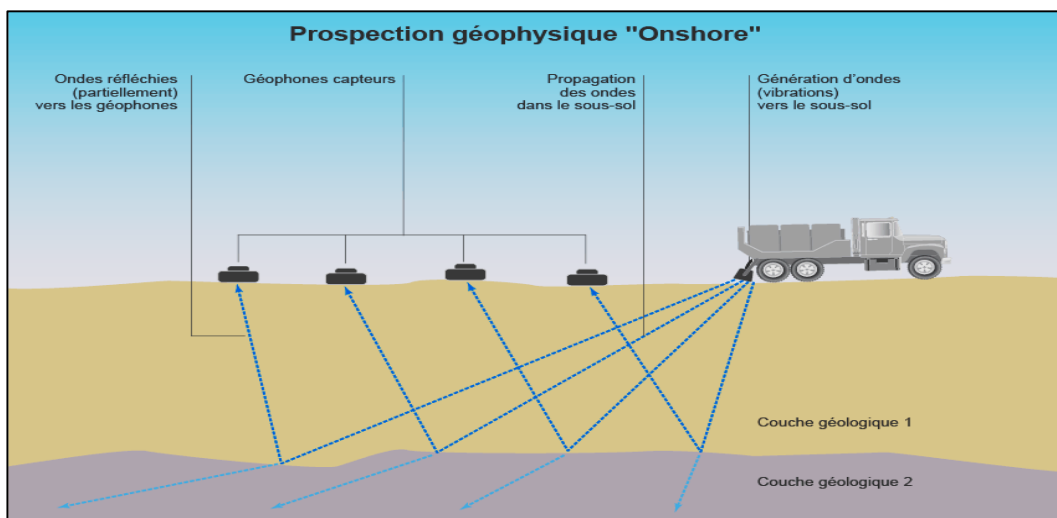


Figure 3.5 : Acquisition sismique terrestre (Onshore) [3.5]

4. Dispositif terrain

L'arrangement spatial des émetteurs par rapport aux récepteurs décrit le dispositif sismique.

4.1. Dispositif à tir en bout

La source se trouve en un point et les récepteurs sur l'un de ses cotés

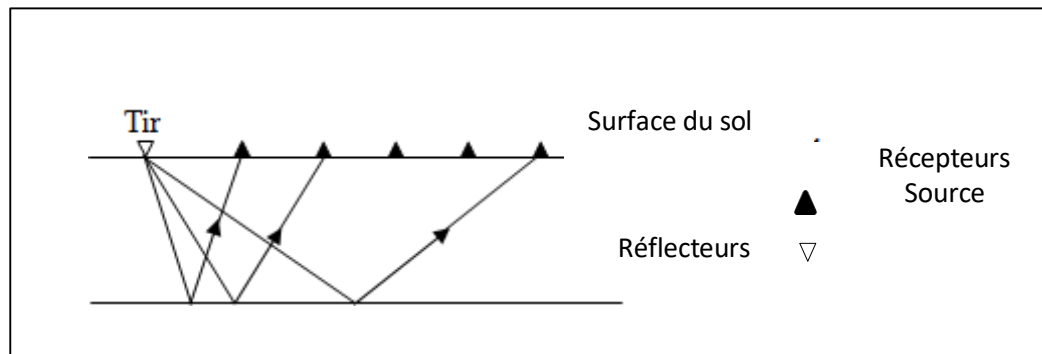


Figure 3.18 : Dispositif à tir en bout

4.2. Dispositif à tir au centre

Dans ce cas la source se trouve au centre du dispositif, les récepteurs de part et d'autre de la source.

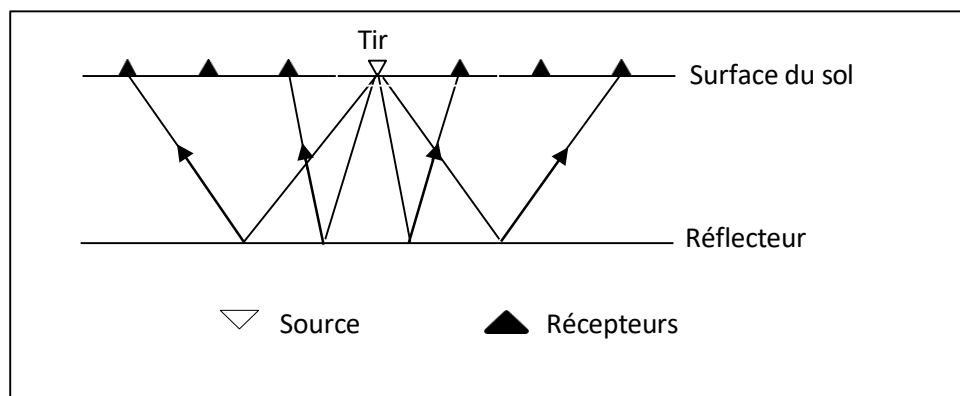


Figure 3.19 : Dispositif tire au centre

5. Types de couvertures

5.1. La couverture simple

Les géophones sont placés par groupe en un point que l'on appelle « trace ». L'espace défini entre trace s'appelle « inter-trace ».

L'énergie sismique émise est réfléchiée par le miroir et sera ensuite détectée par les géophones placés en surface. Après enregistrement de chaque acquisition, l'ensemble du dispositif est déplacé de manière à ce que les points d'impacts sur le miroir soient régulièrement répartis sur tout le profil [20].

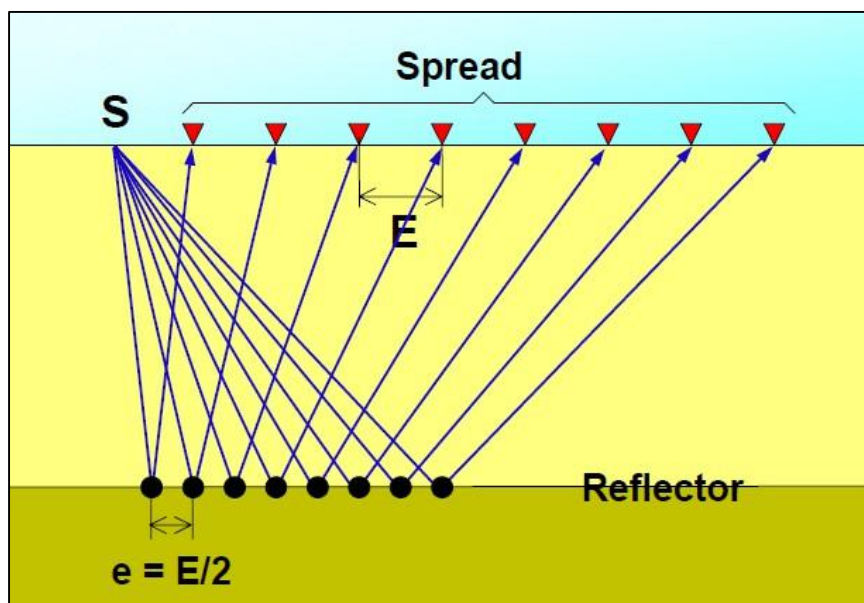


Figure 3.6 : Couverture simple [3.6]

5.2. La couverture multiple :

Le principe d'acquisition généralement utilisé maintenant n'est plus celui de la couverture simple mais celui de la couverture multiple [Waters, 1978], elle consiste à enregistrer un point de réflexion (point miroir) à l'aide de point de tir différent, son principe est le suivant : l'enregistrement se fait en ligne, le point de tir et les traces étant disposés le long d'un profil sismique rectiligne. Le point de tir peut être situé au centre du dispositif d'enregistrement (Tir au centre) ou à son extrémité (Tir en bout).

Après chaque tir, le dispositif est déplacé et mis en place pour le tir suivant. Les tirs sont espacés de telle sorte que chaque point miroir soit couvert p fois, d'où l'expression couverture multiple d'ordre p .

On montre qu'avec un dispositif de n traces, il faut un point de tir toutes les $n/2p$ traces pour obtenir une couverture d'ordre p .

Cette méthode a pour but d'améliorer le rapport signal sur bruit (S/B) [20].

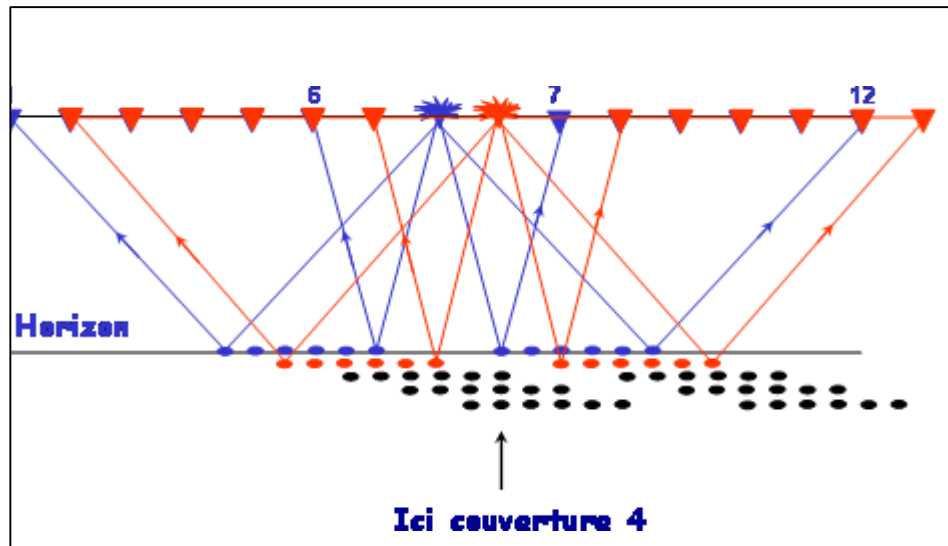


Figure 3.7 : Couverture multiple. [3.7]

6. L'acquisition des données sismiques

C'est l'étape de collecte d'information sismique qui consiste à envoyer une onde de choc à la surface et enregistrer la réponse du sous-sol par des récepteurs (sismographes) positionnés à différents emplacements de la source.

Ces capteurs sismiques, appelés géophones, sont composés d'une bobine suspendue à un ressort mobile sur un axe fixe constitué par un barreau aimanté. Le mouvement du sol sera converti par le biais de la bobine en un signal électrique proportionnel à la vitesse de déplacement du sol.

La réponse du géophone est limitée sur les faibles fréquences à une valeur de 8 à 10 Hz. La terre quant à elle, représente un filtre pour les hautes fréquences. Ceci se traduit par des traces sismiques à bandes limitées de l'ordre de 8 à 70 Hz [21].

Cette acquisition est faite à l'aide d'un système formé :

- D'un dispositif d'émission (source)
- D'un dispositif de réception (géophone)

- D'un matériel d'enregistrement (labo)

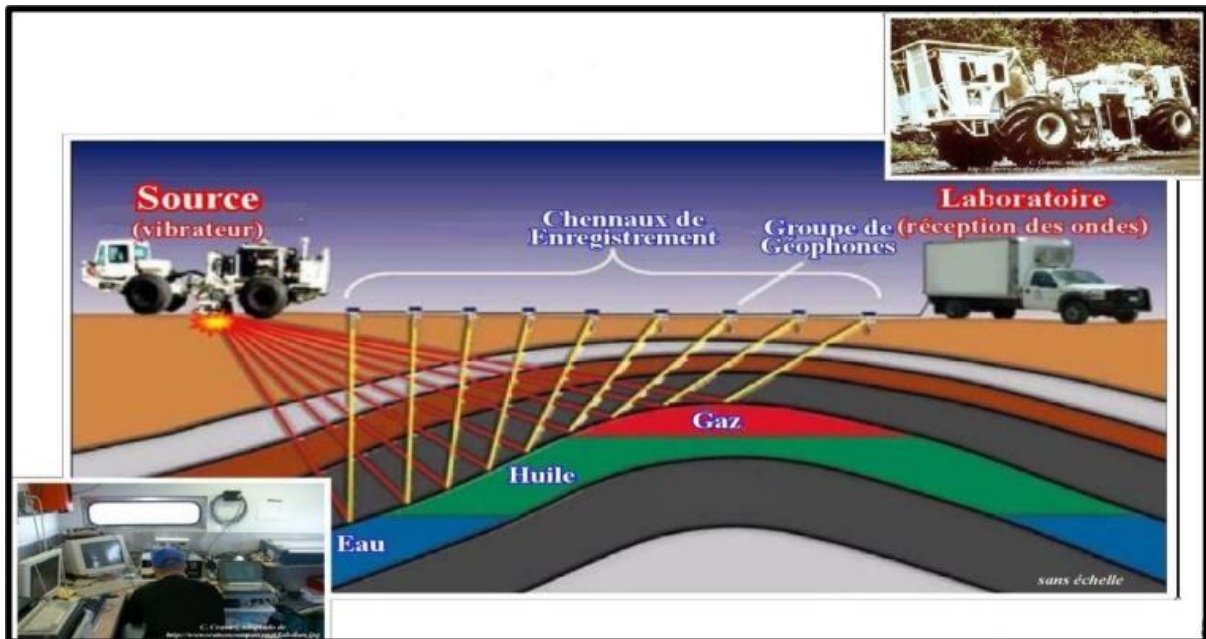


Figure 3.8 : Principe de la sismique réflexion mise en œuvre lors d'une campagne sismique réflexion. [3.8]

Après l'acquisition, différents types de rangement des données sont possibles, comme le montre les figures suivantes [21].

- Les rangements SC (Source Commune) regroupant toutes les données (traces) issues d'un même tir.
- Les rangements RC (Récepteur Commun) regroupant toutes les données enregistrées par un même récepteur.
- Les rangements PM (Point-Milieu) regroupant toutes les données qui ont le même point milieu situé à mi-distance entre la source et le récepteur.

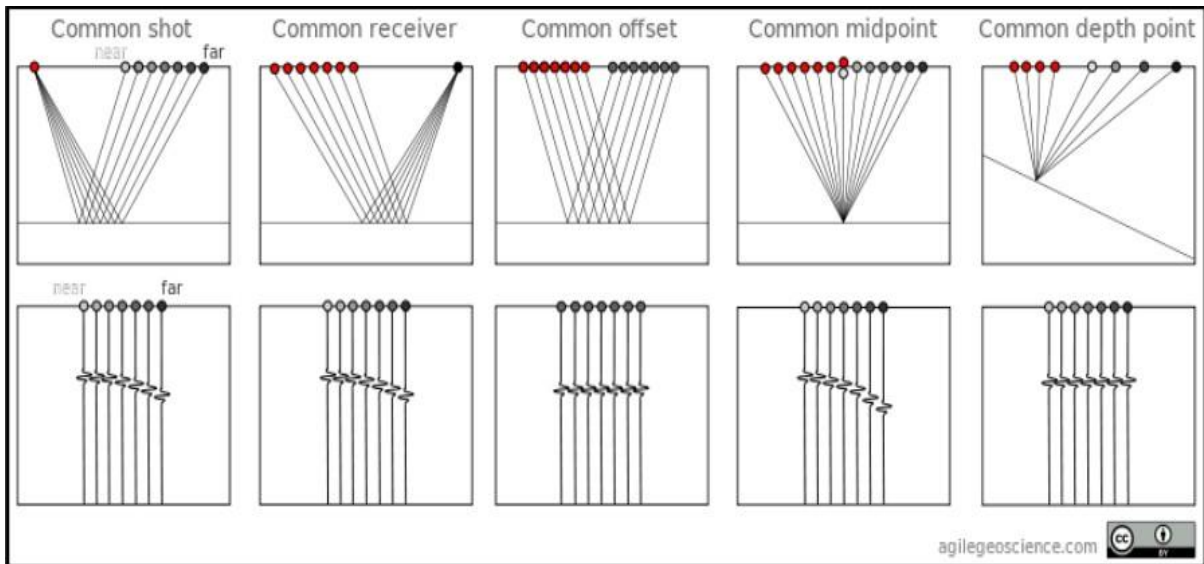


Figure 3.9 : Différents rangements de données. [3.9]

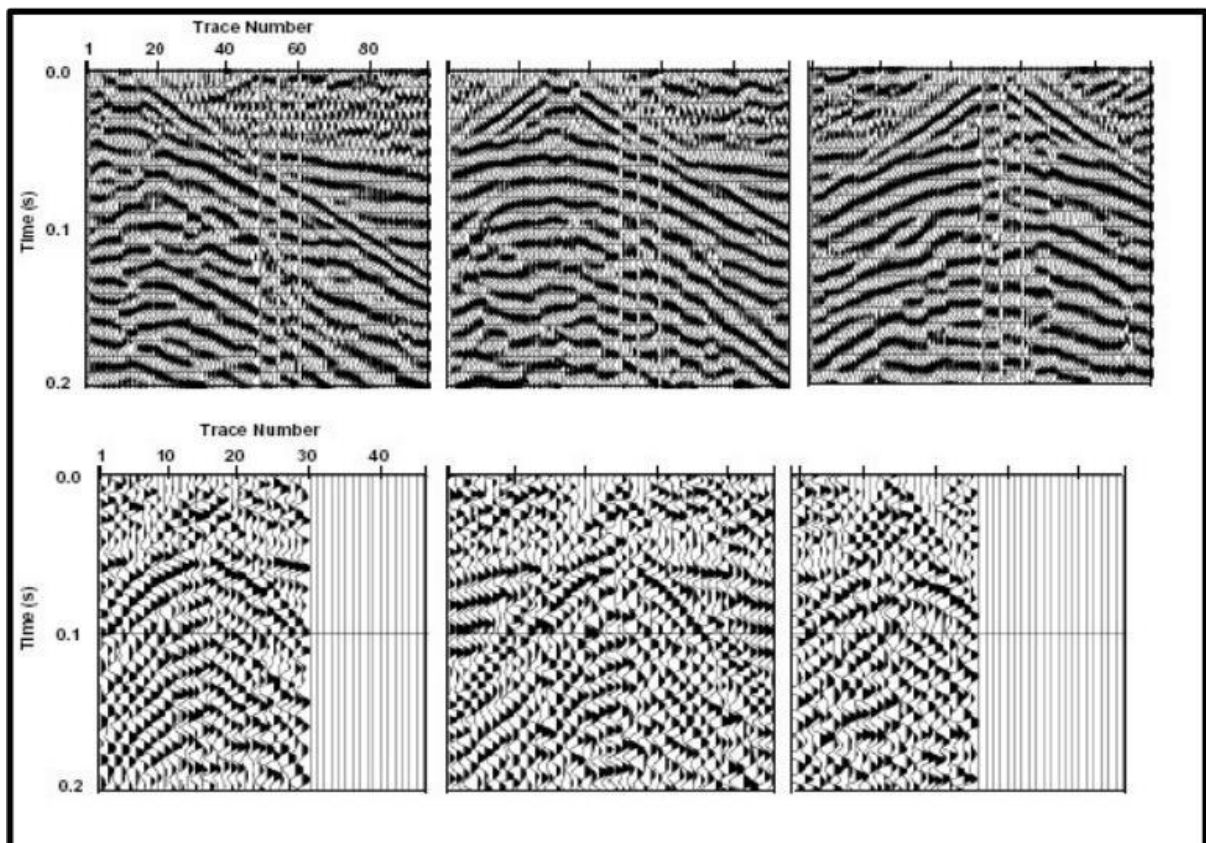


Figure 3.10 : Les modes de collecte des données sismiques. En haut, un exemple de collecte en émetteur commun (CSG). En bas, un exemple de collecte en point milieu commun (CMP). [3.10]

6.1. Appareillage d'acquisition sismique :

➤ La source :

Il existe plusieurs types de source. Les plus utilisées sont :

- **La dynamite** : génèrent des impulsions très courtes dans le temps mais très énergétiques et qui sont très bien approximées par des ondelettes à phase minimale.
- **Le vibroseis** : génèrent des signaux à phase nulle appelé

➤ Le récepteur :

La détection d'une onde sismique se fait à l'aide d'un capteur appelé géophone.

➤ L'enregistrement :

- L'enregistrement des signaux sismiques se fait à l'aide d'un camion laboratoire qui est considéré comme le cerveau de l'opération d'acquisition et qui assure :
- La vérification des dispositifs ainsi que les vibrateurs par radio.
- L'envoi du sweep référence au vibrateur et l'enregistrement de la réponse du sous-sol sur des bandes magnétique.

6.2. Sismique 2D

La sismique réflexion **2D** a pour but de fournir aux géologues et aux géophysiciens une image (une coupe) en temps des structures du sous-sol en deux dimensions (x, z) (**Figure 3.11**) à la verticale des profils sismiques rectilignes sur plusieurs kilomètres en profondeur. Elle permet d'enregistrer des signaux sismiques réfléchis dans un plan vertical contenant l'axe sources sismiques-traces sismiques. Les sources sismiques et les traces (composées de géophones mono composante) sont étalées sur une ligne **X** (profil sismique rectiligne) à la surface du sol.

Les traces sismiques enregistrent alors les signaux sismiques réfléchies dans une seule direction de l'espace qui est la verticale c'est-à-dire en fonction de la distance traces sismiques-sources d'émission d'ondes et de la durée d'enregistrement qui correspond à la profondeur **z**. L'emplacement des profils sismiques est choisi en fonction des connaissances que l'on a de la géologie de la zone d'étude. Ils sont généralement implantés parallèlement les uns aux autres et suivant deux directions se recoupant à **90°** afin de permettre une bonne restitution de la position en temps des horizons sismiques à la verticale des

profils sismiques rectilignes. Chaque mesure sera constituée d'un point d'émission (dynamite ou vibroseis) et d'un dispositif d'observation comprenant des dizaines voire des centaines de traces sismiques. Toutefois la zone de séparation entre les profils sismiques n'est pas imagée [16].

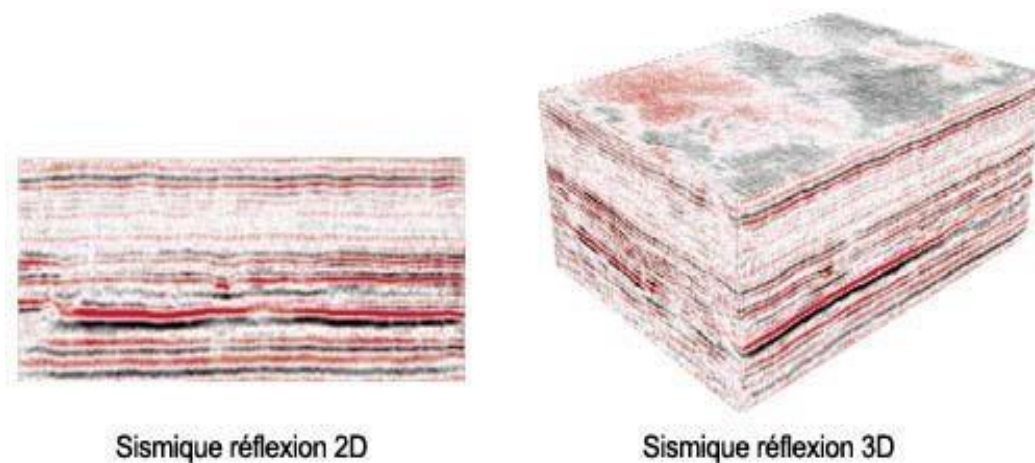


Figure 3.11 : Imagerie du sous – sol présent sismique réflexion 2D et sismique réflexion 3D [3.11]

6.3. Acquisition sismique 2D

Le dispositif d'enregistrement et le dispositif d'émission sont placés le long d'une même ligne de mesure (**Figure 3.12**), généralement rectiligne. En déplaçant émetteur et récepteur de nombreuses fois, on parvient à construire une image en temps et à deux dimensions (2D) du sous-sol et des couches géologiques.

Cette acquisition sismique a pour but d'enregistrer le plus de réflexions primaires possible (signal) et le moins d'ondes parasites (bruit). À ce stade, on peut éliminer l'effet des ondes directes et de surface en augmentant la distance entre l'émetteur et le premier point d'enregistrement (offset).

Lorsque l'acquisition concerne une étude dite de reconnaissance ou à une étude à caractère régional, le maillage serait plutôt large alors qu'il est d'avantage serré lorsqu'il s'agit d'une étude plus localisée et plus détaillée [17].

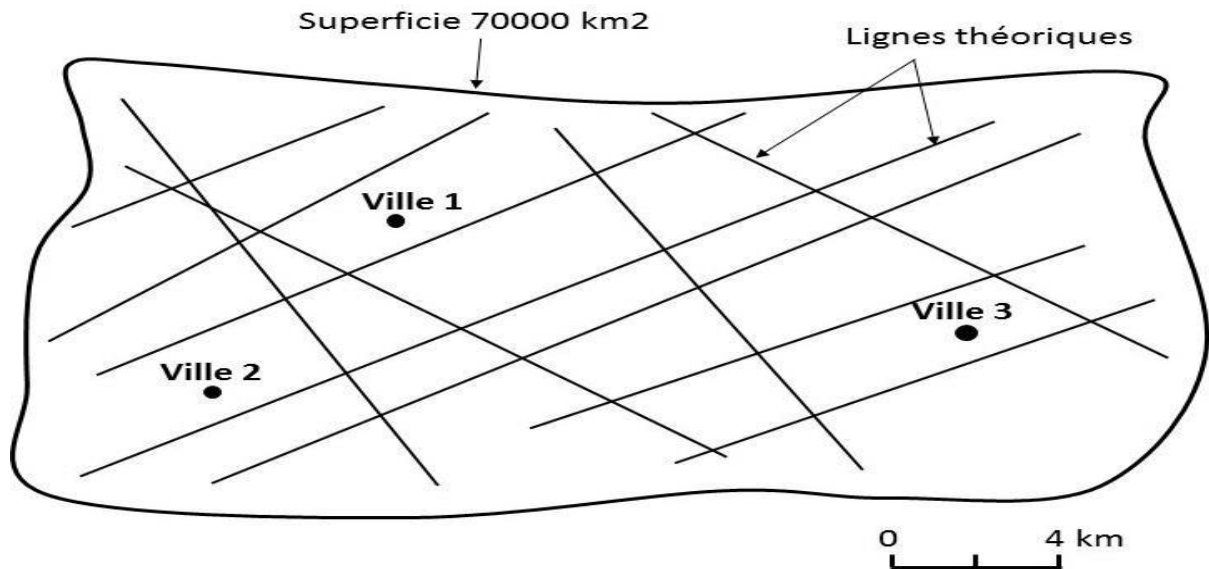


Figure 3.12 : Maillage en cas de sismique 2D. [3.12]

6.4. Sismique 3D

La Sismique réflexion **3D** (x, y, z) date de 1966 cependant, elle ne fut présentée par les Chinois aux congrès AAPG de San Francisco qu'en 1981. Elle fut appliquée pour la première fois aux USA en 1972 à Bell Lake Field. Sur le terrain, l'acquisition 3D se fait simultanément sur plusieurs lignes qui forment une grille autrement dit les sources sismiques et les traces sismiques sont étalées sur une surface (x, y). Elle constitue une technique d'investigation du sous - sol en trois dimensions en fournissant par imagerie un volume sismique permettant l'interprétation **3D** des structures et des couches sédimentaires du sous-sol dans toutes les directions à la verticale des profils sismiques. Elle met ainsi en évidence les informations qui échappent à la sismique réflexion **2D** avec une grande précision [16].

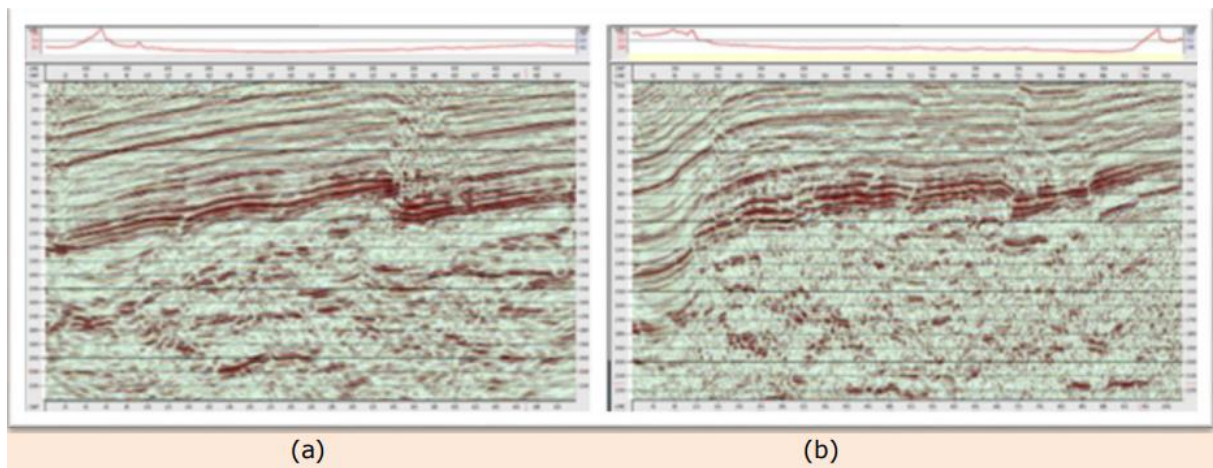


Figure 3.13 : Exemple de profil sismique réflexion 3D section sismique Inline(a), section sismique cross line (b)[3.13]

6.5. Acquisition sismique 3D

C'est une technique d'investigation du sous-sol en trois dimensions, qui est basé sur le choix d'une configuration de source et de géophone en 2D (x, y). Plutôt qu'en profil(x) de façon à obtenir un cube de données. Un maillage 2D ne donne d'information qu'à la verticale des lignes, ce qui se passe entre les lignes est inconnu. Son résultat n'est strictement correct que pour des structures de sous-sol à deux dimensions, monoclinaux, anticlinaux ou synclinaux à axe allongés, failles et flexures admettant un plan de symétrie. Pour obtenir plus d'information sur des structures qui n'admette pas un plan de symétrie, il faudra resserrer beaucoup des lignes, ce qui nous amène à définir la 3D.

En utilisant cette technique, cela nous permet d'implanter les forages avec de bien meilleures chances de succès et d'acquérir un plus grand nombre de données sur la zone d'étude et de prendre en compte la réalité du terrain et d'obtenir non plus une coupe à la verticale d'un profil (2D), mais un cube à la verticale d'un dispositif étalé sur une surface.

Dans l'acquisition de profils sismiques 2D, les événements provenant hors du plan d'acquisition sont interprétés comme du bruit (échos latéraux). Dans le cas 3D, tous les événements sismiques enregistrés correspondent à un signal qui doit permettre d'imager correctement les structures ; les signaux provenant hors du plan d'acquisition peuvent être focalisés et contribuent ainsi à améliorer la résolution des images sismiques. L'acquisition de profils sériés 2D est couramment employée pour réaliser une interprétation pseudo 3D.

Le premier intérêt des données sismiques 3D sont de fournir par imagerie un volume sismique permettant l'interprétation 3D des structures et des couches sédimentaires à l'aide d'outils interactifs de piqué d'événements. L'exploitation des volumes de sismique 3D conventionnelle (pétrolière), ne se limite pas à ce premier stade d'interprétation et permet la construction de réels modèles numériques de terrain à travers le calcul d'attributs sismiques sur le volume sismique traité et leur corrélation avec des données issues de mesures in situ.

Dans un programme d'acquisition 3D, les lignes réceptrices sont parallèles et régulièrement espacées et définissent ainsi une grille. Il en est de même pour les lignes source.

Les lignes sources et récepteurs sont en général perpendiculaires, mais on peut adopter n'importe quelle orientation [17].

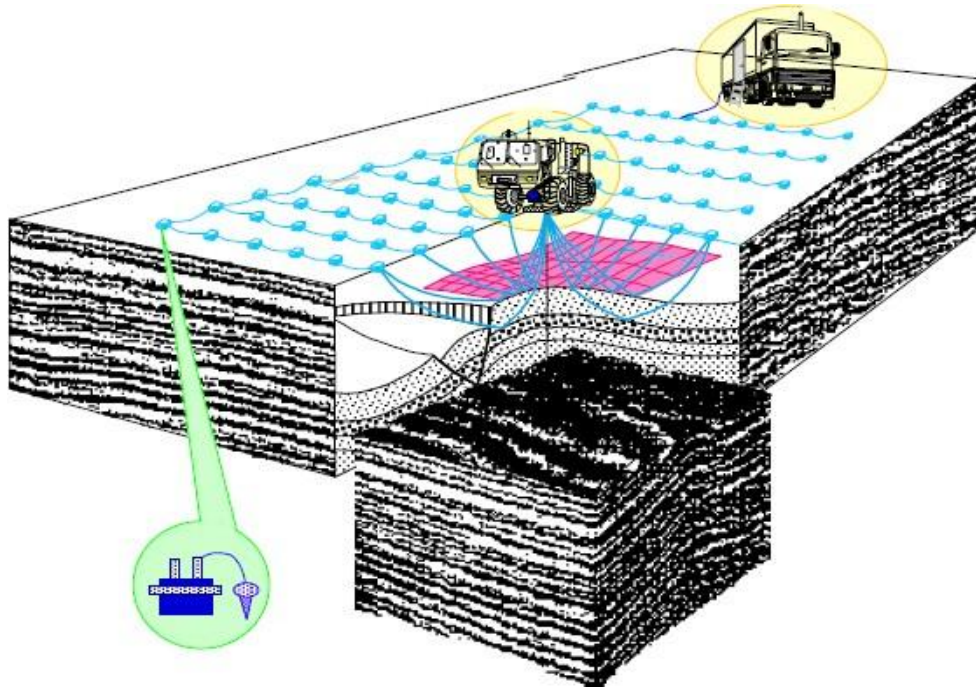


Figure 3.14 : Acquisition sismique 3D. [3.14]

7. Notions de sismique 3D

La sismique 3D a été introduite par les grandes compagnies pétrolières dans les phases d'évaluation et de développement des gisements d'hydrocarbures. Elle vise à occulter les différentes couches du sous-sol par une vision tridimensionnelle. Cette nouvelle technique d'acquisition, nous fournit non seulement une meilleure continuité spatiale de l'information collectée mais permet également de répondre aux problèmes de la sismique 2D notamment en face de géologies complexes.

L'acquisition 3D se fait à la surface par un maillage de points d'émissions du signal (source) et de points de réceptions (géophones), organisés de telle manière que les lignes d'émission et de réception soient perpendiculaires ou avec un certain angle bien défini [17].

La ligne source (SLI) et la ligne de réception (RLI) :

On appelle « **SLI** » (*ligne de source*) l'intervalle entre deux lignes d'émission successives.

On appelle « **RLI** » (*ligne de réception*) l'intervalle de deux points de réception [18].

Ligne d'émission et ligne de réception :

Par convention, les lignes de tir (émissions) sont appelés « **lignes d'émission** » et les points de réception « **lignes de réception** ». La représentation qui permet de faire le lien entre les deux est appelé « **Coupe de temps** » qui désigne une coupe horizontale à temps constant [18].

- La boîte :

La **boîte** est la maille élémentaire d'un dispositif 3D. Elle est utile quant à la détermination de la valeur maximale de l'offset minimal « X_{Min} » [17].

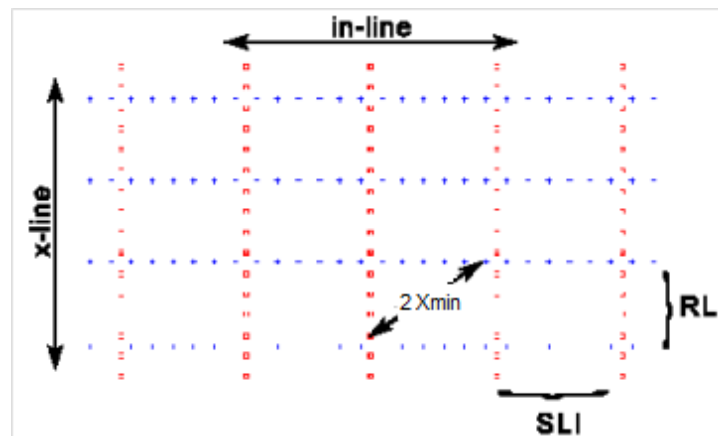


Figure 3.15 : Maillage d'acquisition sismique. [3.15]

- Offset X:

L'Offset représente la demi-distance entre le point de tir et le point de réception. Sachant que l'offset minimal, X_{Min} , représente la demi-diagonale de la boîte (box), et que l'offset maximum X_{Max} est la semi distance entre le point de tir et le dernier point récepteur du Template. Ce dernier dépend notamment de la profondeur des objectifs qu'on voudrait cartographier [19].

- La cellule :

La **cellule** (ou **Cell**) est déterminée par une longueur, une largeur et une profondeur, et il correspond à l'élément détenant l'information élémentaire du sous-sol pour une position de surface donnée.[19]

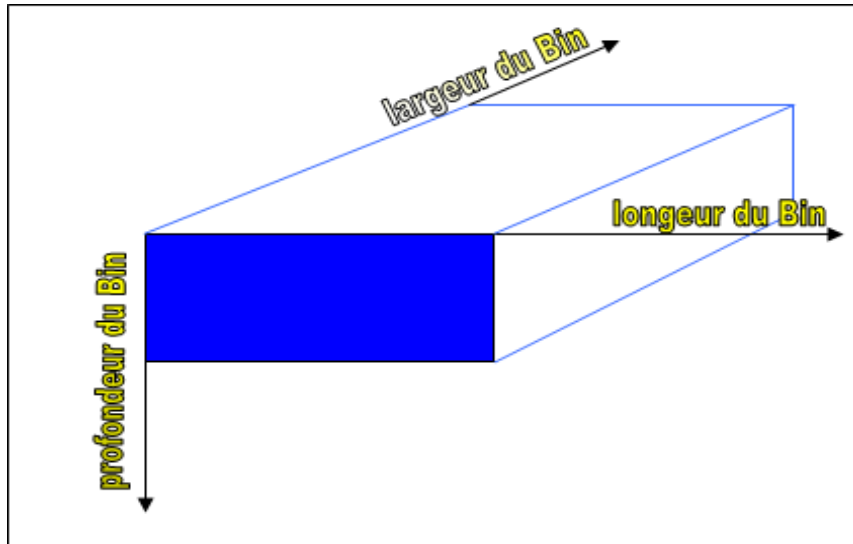


Figure 3.16 : Dimensions d'une cellule. [3.16]

En sismique 3D, le sous-sol est subdivisé en Cell (unités de volume) ayant les caractéristiques (Δx , Δy , Δt). Il est donc représenté par une mosaïque de cellules égales.

- **Résolution verticale :**

La résolution désigne la capacité à distinguer les détails. Les facteurs qui interviennent dans la résolution verticale sont principalement la vitesse du milieu et la fréquence de l'onde émise. [18].

Sachant que

$$T = 1/f = x/v \quad \Rightarrow \quad x = v / f \quad \dots(\text{II-9})$$

Avec : T : la période ; f : la fréquence
 v : la vitesse ; x : la longueur d'onde

On désigne par λ la résolution, tel que : $\lambda = x/2$

L'acquisition peut se faire, dans le but d'optimiser le rapport signal sur bruit, par différents types de collections :

- 1- La collection **point de tir commun** (Shot) : c'est l'ensemble des traces associées au même point de tir pour différents points de réception. Cette collection est la collection naturelle d'acquisition.
- 2- La collection du **point récepteur commun** : c'est l'ensemble des traces enregistrées par le même point de réception issues de différents points de tir.
- 3- La collection du **point de milieu commun** (CMP) : c'est l'ensemble des traces associées à des couples de points de réception, point de tirs qui partage le même point central.
- 4- La collection **point de profondeur commune** (CDP) : représente les traces réfléchies par le même point en profondeur. En face d'interface plan, cette collection sera semblable à celle de la collection CMP.
- 5- La collection **déport commun** (ou iso déport) : c'est l'ensemble de traces ayant la même distance par rapport au point de tir. Cette collection représente une couverture simple du profil[19],[18].

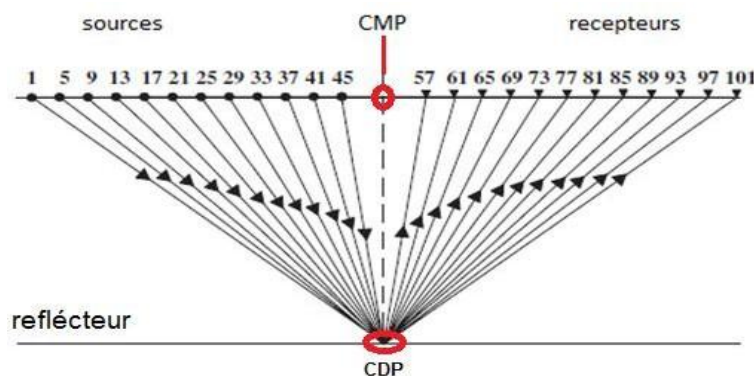
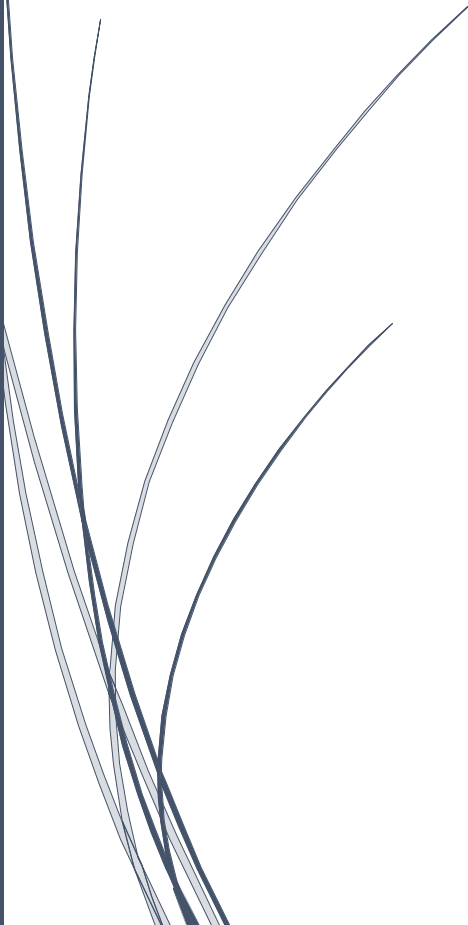


Figure 3.17 : Collection CMP et CDP. [3.17]

A thick dark blue vertical bar runs down the left side of the page. A blue arrow points to the right from this bar, containing the chapter title.

Chapitre 04

Traitement des Données sismiques



I. Introduction

Le traitement sismique consiste en une succession de traitement élémentaire permettant de passer par les données de terrain (brutes), à une section sommée à 2D ou à 3D montrant l'agencement des réflecteurs sismiques le long du profil.

Avant tout traitement la préparation des données terrain par l'habillage géométrique nécessaire est indispensable.

II. Séquence de traitement

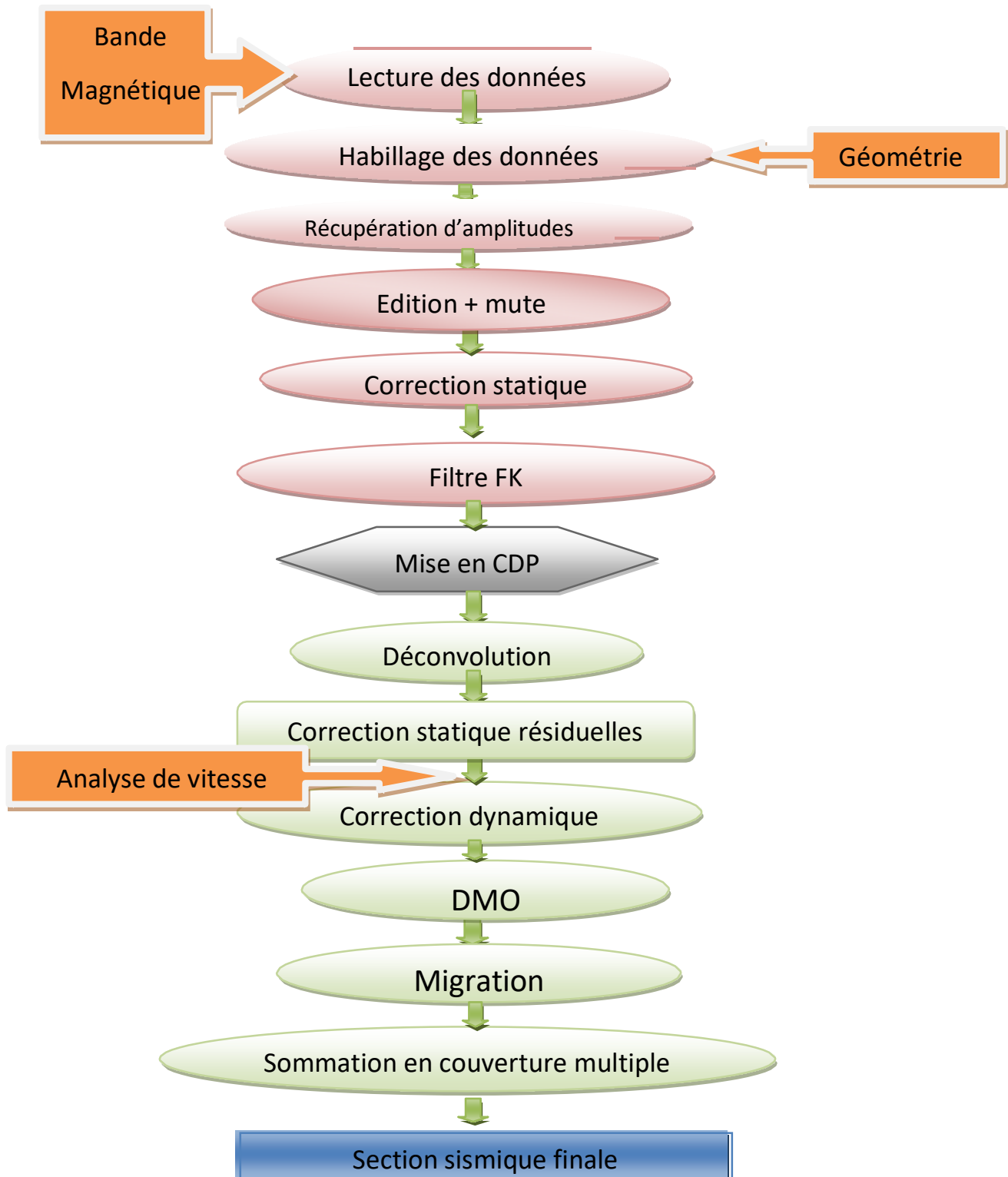


Figure 4.1 : Résumé des Séquence de traitement.

III. Les étapes de séquence de traitement d’un profil sismique :

On désigne par séquence de traitement (Figure 4.1), un enchainement de traitements, qui permet d’obtenir à partir des bandes magnétiques terrain des documents définitifs interprétables appelés section finale (Figure 4.10).

D’après le schéma précédant, on a plusieurs étapes à effectuer qu’on verra par la suite :

1-La lecture des données sismiques :

Après l’acquisition des données sismiques, l’enregistrement du terrain (l’information sismique) est inscrit sous forme numérique sur des bandes magnétiques en fonction du format d’enregistrement.

Il existe plusieurs formats d’enregistrement : format SEGA, SEGB, SEGC, SEGD, SEG Y.

Avant l’arrivée de la bande au niveau du centre de calcul, elle se passe par deux traitements élémentaires sont :

a-démultiplexage : réarrangement des échantillons sur la bande magnétique.

Avant cette opération, il y a une autre opération a été effectuée, c’est le multiplexage.

La bande numérique multiplexée est celle qui comprendra les valeurs de toutes les traces du dispositif pour des temps successifs.

Donc, on réalise une opération de démultiplexage pour obtenir la valeur de chaque trace en fonction du temps. On consiste à sélectionner et grouper toutes les valeurs de chaque trace.

La bande démultiplexée présentant l’enregistrement de la suite des traces telles qu’elles sont disposées sur le terrain sous forme de courbes échantillonnées [3].

Tableau N 03 : Bande terrain multiplexée

Heade r Bloc	1 ^{er} écha nt trace 1	1 ^{er} écha nt trace 2	-----	1 ^{er} écha nt trace P	-----	N ^{ème} écha nt trace 1	N ^{ème} écha nt trace 2	----- --	N ^{ème} écha nt trace P
-----------------	---	---	-------	---	-------	--	--	-------------	--

Tableau N 03 : Bande terrain demultiplexée

Heade r Bloc	1 ^{er} écha nt trace 1	2 ^{ème} écha nt trace 1	-----	N ^{ème} écha nt trace 1	-----	1 ^{er} écha nt trace P	2 ^{ème} écha nt trace P	-- -- -	N ^{ème} éch ant trac e P
-----------------	---	--	-------	--	-------	---	--	---------------	---

b- La récupération du gain sur le terrain :

- Cette opération a été faite à la région d'étude, la bande magnétique qui s'arrive au centre de traitement est déjà préparée, son principe est de compenser le gain appliqué à l'enregistrement. [3]

2- L'habillage des données sismique :

Dans cette étape du traitement, on fait l'application de la géométrie ; c'est-à-dire on donne à chaque trace d'enregistrement son offset (la distance entre la trace et la source), ces coordonnées (x, y, z) et le nombre de CDP (commun dipth point).

On trouve ces données dans la géométrie qui se fait au niveau de la région d'étude, elles s'arrivent au centre de calcul dans des fichiers SPS [2].

3-La récupération des amplitudes :

L'amplitude du signal sismique varie considérablement au cours de l'enregistrement. Son atténuation est due à plusieurs facteurs.

a-divergence sphérique :

Diminution de l'intensité d'une onde sismique (**Figure 4.2**), autrement dit, diminution de l'énergie par unité de la surface du front d'onde [3].

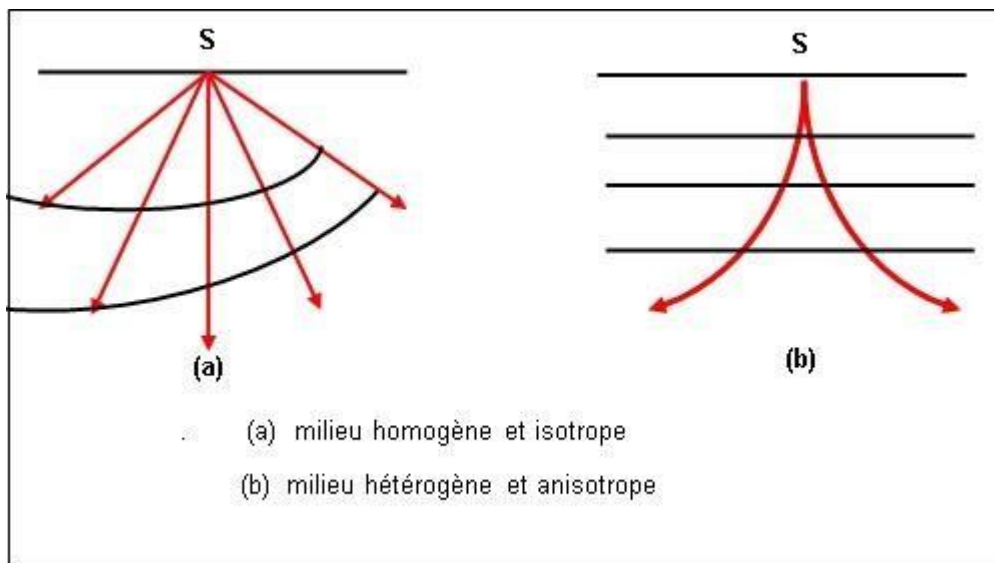


Figure 4.2 : Forme des rayons sismiques. [4.1]

b - L'absorption :

L'absorption est un phénomène physique naturel subit par les ondes sismiques au cours de leurs trajets qui a pour effet une diminution de l'énergie de ce signal (Figure 4.2), modifiant sa forme.

C'est une transformation irréversible d'une partie de l'énergie sismique en chaleur.

La couche altérée constitue le milieu le plus absorbant, et chaque couche géologique ayant son propre coefficient d'absorption α [23].

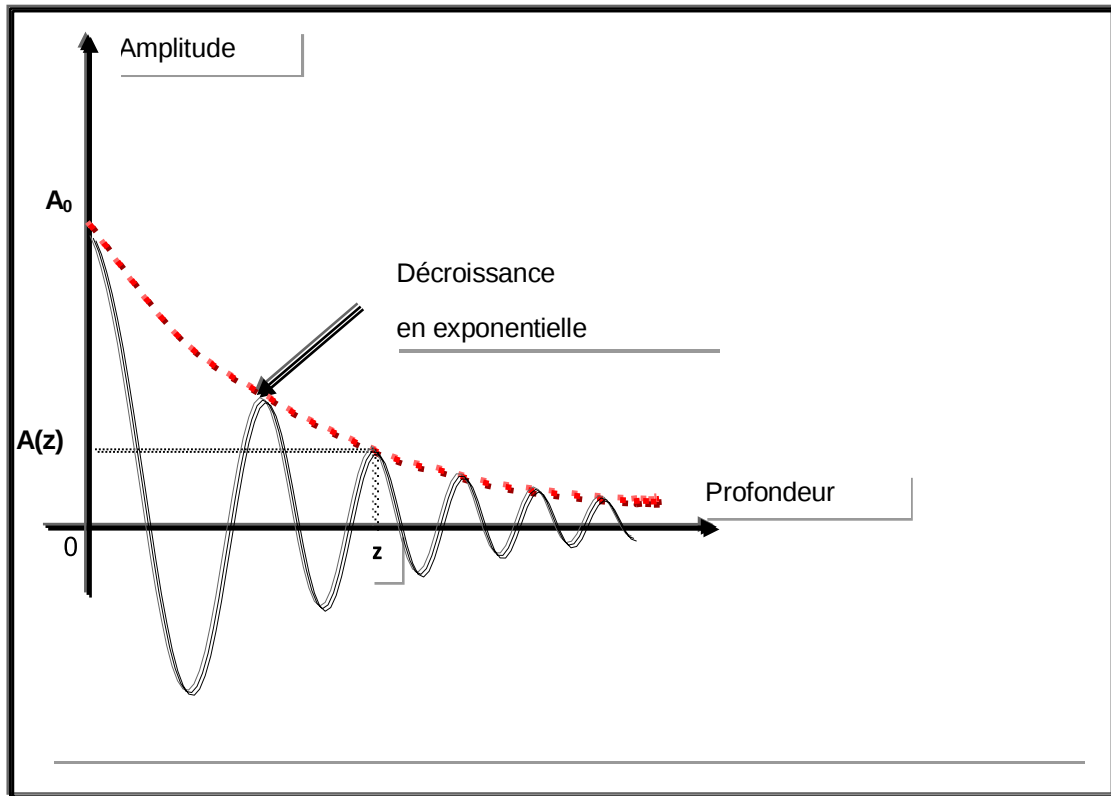


Figure 4.3: Atténuation d'une onde par un milieu absorbant. [4.2]

- Si $\alpha=0$, pas d'absorption dans la couche.

C -La transmission :

La transmission de l'onde sismique au niveau d'une interface provoque une perte d'énergie. Si on considère une réflexion à incidence normale sur un réflecteur donné, l'amplitude de l'onde réfléchie arrivant en surface est donnée par la formule suivante :

$$A_n = A_0 R_0 \prod_{i=1}^{n-1} (1 - R_i^2)$$

Où:

A_0 : amplitude de l'onde initiale.

R_i ($i=1, n$) : coefficient de réflexion au niveau de l'interface [24].

4-EDITION :

L'édition permet l'élimination des enregistrements et des traces de mauvaise qualité et le changement de polarité des signaux inversés.

L'édition est très nécessaire avant d'effectuer la sommation, car si on additionne sans l'élimination de ces traces, on obtient un mauvais rapport signal sur bruit(S/B).

De plus, on peut utiliser le mute qui consiste en la suppression du signal par la mise à zéro des échantillons qui ont un mauvais rapport signal sur bruit [3].

5-Généralités sur les Corrections statiques :

En sismique réflexion terrestre, et dans la théorie, on suppose que le dispositif sismique soit effectué sur une surface plane, et l'onde se propage dans un terrain homogène et isotrope, mais en réalité ce dispositif se positionne sur des élévations variées, et l'onde se propage dans une première couche WZ (zone altérée) qui est hétérogène et non isotrope.

Donc, on a l'enregistrement sismique qui contient des traces décalées qu'il faut les corrigées par des délais de temps appropriés afin de simuler le positionnement de dispositif (source, récepteur) à une même élévation (datum plane DP). Généralement, le choix de ce dernier doit être proche de la surface (**Figure 4.4**).

La correction statique est une valeur en temps, qu'on doit ajouter ou retrancher au temps total enregistrée [22].

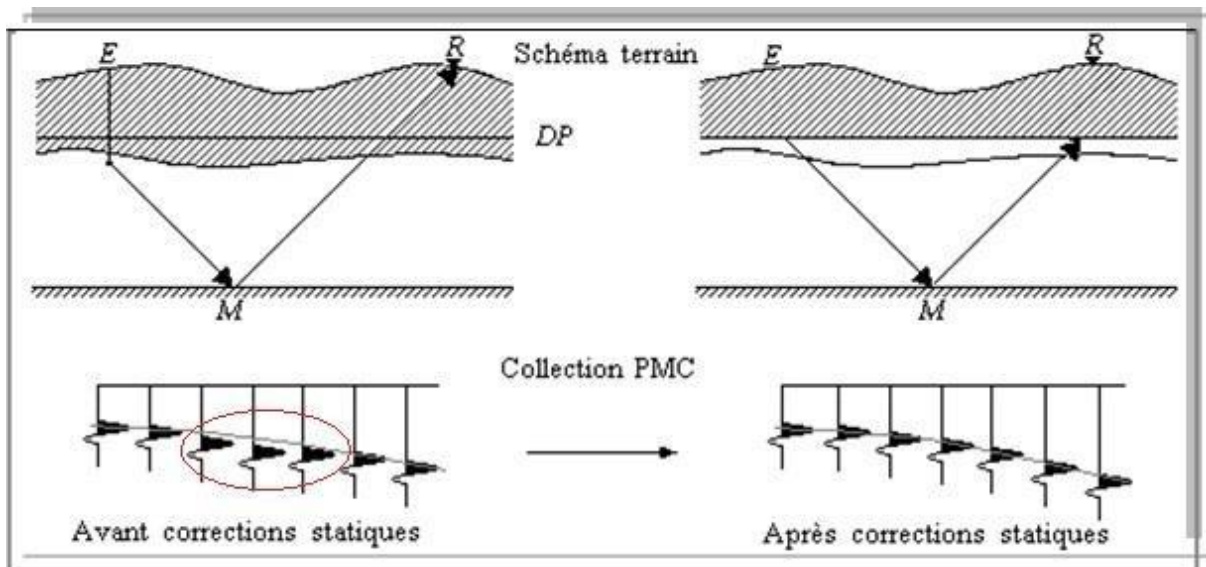


Figure 4.4: Principe des corrections statiques. [4.3]

Pour obtenir ces corrections statiques, il est nécessaire de connaître :

- L'altitude de point de tir et récepteur.
- Epaisseur de la zone altérée.
- Vitesse de la zone altérée.
- Altitude du plan de référence DP.
- Vitesse de comblement.

Le plan de référence DP peut être choisi de trois façons différentes :

- sous la zone altérée.
- dans la zone altérée.
- au-dessus de la zone [24].

5-1-L'effet de la zone altérée :

La zone altérée ayant un rôle d'un filtre coupe haut. Elle absorbe fortement l'énergie sismique et décale le temps des trajets sismiques, et elle brise fortement les rayons sismiques de sorte que leurs trajets dans la couche altérée sont à peu près verticaux [24].

5-2 -Influence de la correction statique sur les signaux :

Après application des corrections statiques, les signaux sont alignés suivant l'indicatrice théorique. Mais souvent, cette première opération n'est qu'approchée en raison des incertitudes qui affectent les paramètres et des approximations faites, il reste donc une fluctuation résiduelle nocive pour la qualité des résultats qui nécessite l'application de corrections statiques résiduelles obtenues en corrélant les traces entre elles [24].

6-Le filtre FK :

On désigne par

F : la fréquence.

K : Le nombre d'ondes.

Il permet d'atténuer plusieurs événements organisés tel le ground-roll, les multiples et enlève l'effet des corrections dynamique.

Afin que le filtrage dans le domaine (F, K) soit efficace et justifié, on doit prendre comme considération quelques nombre de mesures et certaines conditions doivent être vérifiées :

- Il faut veiller à ce que les distances soient bien respectées sur le terrain.
- L'éventail contenant les réflexions ne doit pas être trop ouvert. Il ne doit pas contenir à la fois des réflexions à pendage nul et à pendage fort. Auquel cas on est contraint de sacrifier certaines de ces réflexions.
- L'événement organisé que l'on cherche à conserver ou à enlever doit être bien cohérent dans le domaine (t, x) pour être concentré dans le domaine (f, k) [3].

7-La mise en CDP :

La mise en collection CDP est une technique industrielle basée essentiellement sur la géométrie des rayons sismiques et a pour effet l'amélioration du rapport signal sur bruit, les traces sismiques relatives au même point miroir seront corrigées (NMO, CS) puis sommées pour donner une trace de meilleure qualité (bruits aléatoires atténués, signal utile amélioré) [2].

8-Analyse de vitesse :

Le principe des analyses de vitesses est de rechercher l'équation de l'hyperbole qui passe, au mieux à travers les signaux correspondant à une réflexion (primaire ou multiple)

En faisant varier la vitesse V pour un T_0 donné, on obtient plusieurs équations d'hyperboles et en faisant l'addition (ou corrélation) des traces, la vitesse de correction est celle qui donne la meilleure corrélation (ou bien une amplitude maximale).

La vitesse d'addition choisie est celle qui optimise l'amplitude de la trace somme (après correction dynamique) (Figure 4.5) [3].

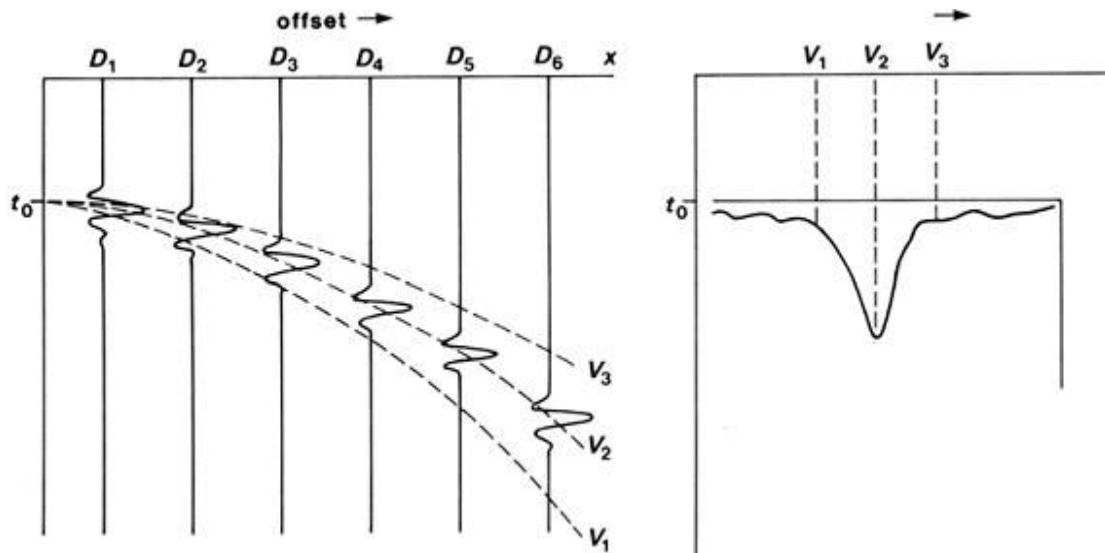


Figure 4.5 : Détermination de la vitesse optimale pour un réflecteur donné. [4.4]

❖ Les vitesses en sismique :

En interprétation sismique réflexion, la connaissance des vitesses est très importante, et cela dans le but de réaliser des cartes en isobathes, des coupes géologiques, d'estimer les épaisseurs des formations géologiques, ... etc.

Parmi les vitesses existantes en sismique nous citons :

➤ *La vitesse instantanée (V_i) :*

Elle correspond à la vitesse de propagation de l'onde dans une couche infiniment mince d'épaisseur dz [2]. Théoriquement elle est donnée par la formule suivante :

$$v_i = \frac{dz}{dt}$$

➤ *La vitesse d'intervalle (V_{int}) :*

Appelée aussi vitesse de tranche. Elle correspond à la vitesse des ondes dans une tranche donnée. Si on considère une couche d'épaisseur ΔZ située entre les temps T_1 et T_2 , la vitesse d'intervalle s'écrit :

$$V_{int} = \frac{\Delta Z}{\Delta T} = \frac{Z_2 - Z_1}{T_2 - T_1}$$

➤ **La vitesse moyenne (VM) :**

La vitesse moyenne à la profondeur z pour une onde qui se propage verticalement entre les instants 0 et T , est la moyenne temporelle de la vitesse instantanée V_i (mesurée dans les forages par les diagraphies acoustiques).

Elle s'exprime par la relation :

$$V_m = \frac{\sum_{i=1}^n v_i t_i}{\sum_{i=1}^n t_i}$$

Où :

V_i est la vitesse instantanée.

t_i est le temps de trajet vertical de l'onde sismique

Elle est utilisée généralement, pour la conversion des cartes en isochrones en cartes en isobathes. [3], [2].

➤ **La vitesse quadratique moyenne (Vrms) :**

Elle est égale à la racine carrée de la moyenne temporelle du carré de la vitesse instantanée, théoriquement elle est définie par :

$$V_{rms} = \left(\frac{\sum_{i=1}^n V_i^2 t_i}{\sum_{i=1}^n t_i} \right)^{1/2}$$

La vitesse V_{rms} est utilisée pour le calcul de la vitesse d'intervalle, connue sous le nom de la formule de Dix :

$$V_t = V_{1-2} = [(V_{2rms}^2 t_2 - V_{1rms}^2 t_1) / (t_2 - t_1)]^{1/2}$$

Où :

V_{1rms} = vitesse quadratique moyenne lue au temps t_1 .

V_{2rms} = vitesse quadratique moyenne lue au temps t_2 .

V_t = vitesse de la tranche de terrain comprise entre les temps t_1 et t_2 [3], [2].

➤ La vitesse d'addition (V_{ad}) :

Appelée aussi, vitesse de stack ou de sommation ; elle est tirée des analyses de vitesses. Elle donne la véritable valeur de ΔT (correction dynamique), mais ne peut être mise en équation. Elle est liée aux trajectoires sismiques. C'est une approximation de la vitesse quadratique moyenne (V_{rms}), dans le cas d'un sous-sol constitué de couches horizontales et à lithologie peu variable.

- Pour une stratification horizontale de miroir, elle s'écrit : $V_{ad} = V_{rms}$.
- Pour des miroirs inclinés et parallèle, elle s'écrit : $V_{ad} = V_{rms} / \cos \alpha$, où α est le pendage des miroirs de la subsurface.

Dans tous les cas, on a la relation suivante : $V_{ad} > V_{rms} > V_M$ [3], [2].

9-La correction dynamique :(normal move out).

C'est une correction qui a pour but d'enlever l'effet d'obliquité, autrement dit ; elle est destinée à aligner les réflexions avant de les sommer. Cette étape consiste à faire l'analyse de vitesse afin d'horizontaliser les hyperboles de réflexion primaire sur les CMP pour pouvoir ensuite les additionner (Figure 4.6- Figure 4.7).

Afin d'appliquer la correction dynamique on mesure une vitesse de correction qui peut être approximée par la loi de vitesses moyennes quadratiques (V_{rms}). Cette correction est appliquée à chacune des collections de traces de chaque CMP.

La correction NMO consiste à calculer le NMO nécessaire pour rendre l'indicatrice horizontale [22].

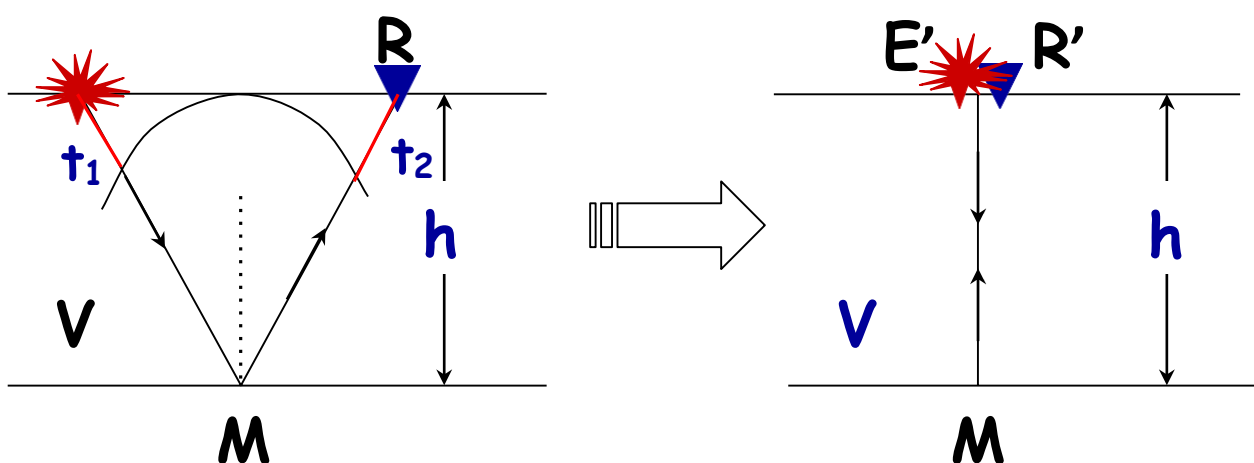


Figure 4.6 : Principe des corrections dynamiques. [4.5]

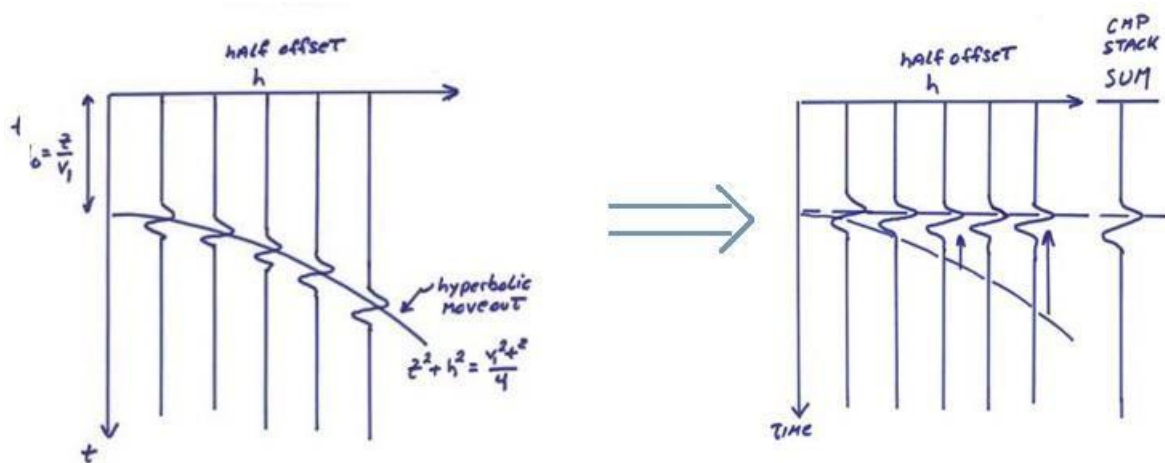


Figure 4.7 : Alignement des réflexions. [4.6]

Si les pendages sont importants, il est nécessaire de faire une correction de pendage appelée DMO (Dip Move Out).

10-Correction de pendage (DMO) :

Elle supprime la dispersion des points miroir sur le réflecteur en collection point milieu commun. Ainsi, elle rend les vitesses de sommation indépendantes du pendage et de ce fait résoudre le problème des pendages incompatibles [3].

11-Le mute :

C'est la mise à zéro des échantillons dans une zone bien déterminée, il est utilisé pour supprimer une partie du signal non utile qui altère le rapport s/b, il est généralement utilisé pour éliminer ou minimiser :

Les premières arrivées réfractées.

- Les zones d'étirement provoquées par les corrections dynamiques.
- Le cône d'onde aérienne
- Le ground-roll très puissant

Les traces bruitées au sens large et les traces mortes (traces non connectées au labo)[3]

On distingue trois types du mute :

- mute externe.
- mute interne.
- mute chirurgicale. (Surgical mute)

12-Déconvolution :

Ce traitement désigne donc un filtrage inverse destiné à supprimer les effets d'un autre filtrage, il est appliqué aux traces sismiques pour pallier aux différents facteurs qui modifient la forme de l'ondelette émise, il existe plusieurs méthodes de déconvolution, chaque méthode s'appuie sur un modèle sismique caractérisé par les hypothèses faites sur la trace [3].

❖ *Déconvolution avant sommation :*

La déconvolution avant sommation a pour objet de compenser l'effet de filtrage terrain afin de restaurer les hautes fréquences atténuées et de comprimer l'impulsion émise par la source pour la ramener à une impulsion brève à faible nombre d'oscillations [3].

❖ *Déconvolution après sommation :*

Elle a pour but essentiel d'éliminer les réflexions multiples insuffisamment atténuées par la sommation en couverture multiple et augmenter le pouvoir de résolution [3].

13 -les corrections statiques résiduelles :

Les corrections statiques résiduelles, réalisées au niveau du centre de traitement ont pour but de compenser les erreurs des statiques terrains (**Figure 4.8**) [2].

Leur application au niveau d'une séquence de traitement a pour objectifs :

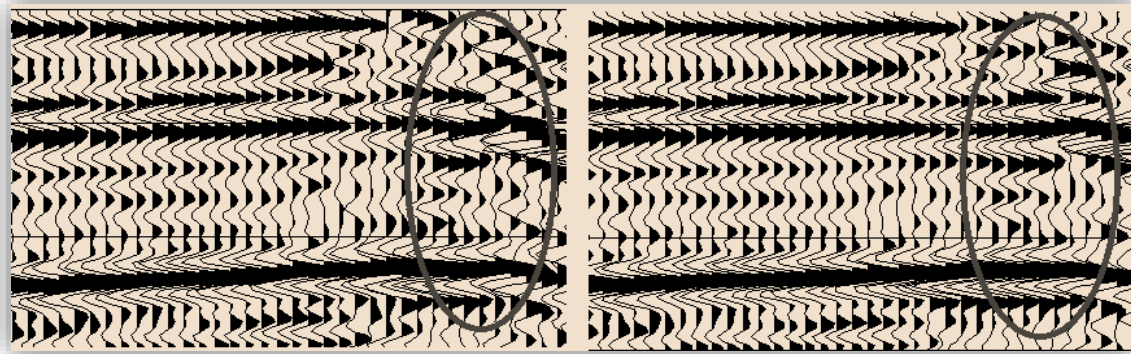
- L'optimisation du stack dans la trace somme.
- Le lissage d'un horizon supposé régulier.

Pour le calcul et l'application des corrections statiques résiduelles, les hypothèses de base généralement faites sont :

- Les corrections statiques terrain, les corrections dynamiques et les mutes sont appliqués.
- La correction statique (correction à la trace) est la même pour tous les tirs enregistrés sur cette trace.

On peut résumer les conséquences de mauvaises corrections statiques sur les sections sismiques comme suit :

- une déformation du signal dans la trace somme.
- une image fausse du sous-sol.



Somme sans CS résiduelles.

Somme avec CS résiduelles.

Figure 4.8 : Influence de CS résiduelles sur qualité des signaux. [4.7]

14- Migration :

La migration est un traitement dont le but est de mieux rapprocher l'image de sous-sol, elle permet de repositionnement spatial exact de miroir (x, t) obtenue en (x, z) où les réflecteurs seront remplacés en position correcte et où les diffractions auront été concentrées en leurs sources d'origines. Elle donne donc une meilleure résolution latérale [2].

(x, t) : image temps ou sismique. (x, z) : image profondeur ou géologique.

15- La sommation en couverture multiple :

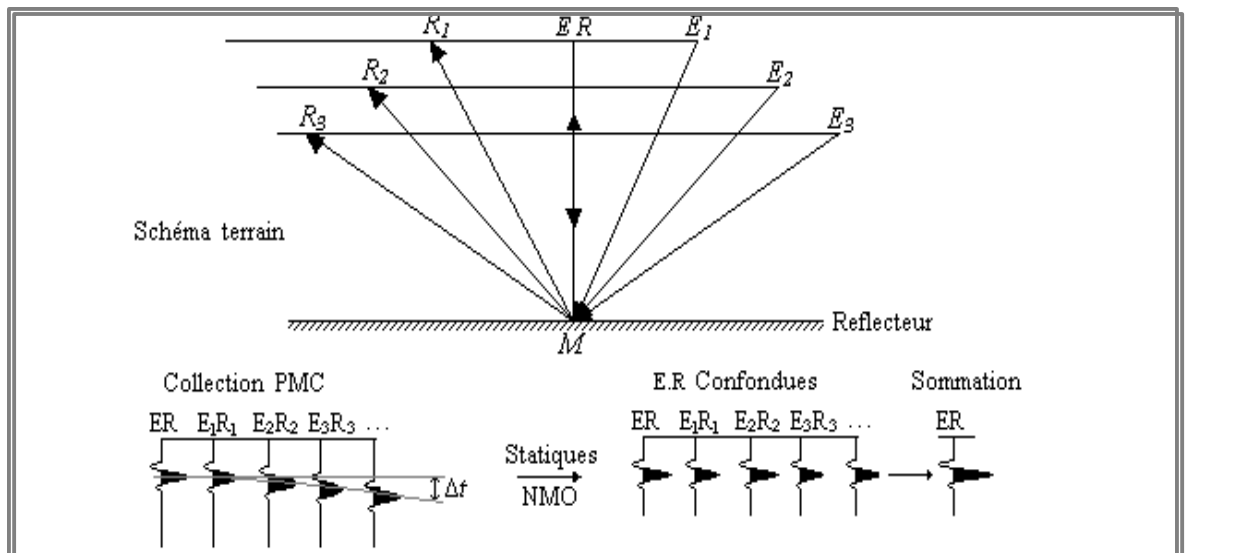


Figure 4.9 : Principe de la sommation en point-milieu. [4.8]

La sommation est une opération par laquelle on fabrique de nouvelles traces qui sont des sommes plus ou moins pondérées et filtrées des traces originelles (**Figure 4.8**).

Ce traitement consiste à additionner l'ensemble des traces appartenant à une même point miroir après les corrections statiques et corrections dynamiques ; l'échantillon à l'instant t est la somme algébrique des échantillons correspondant au même point miroir [3].

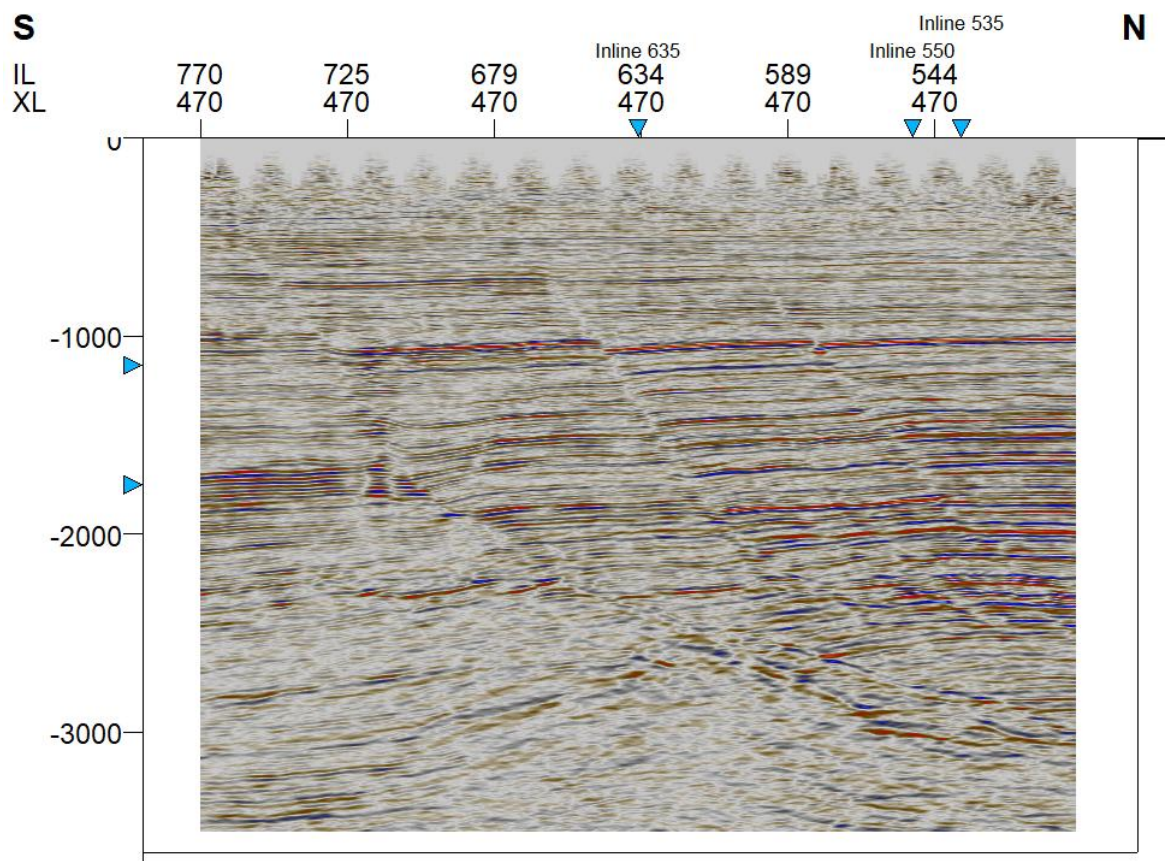
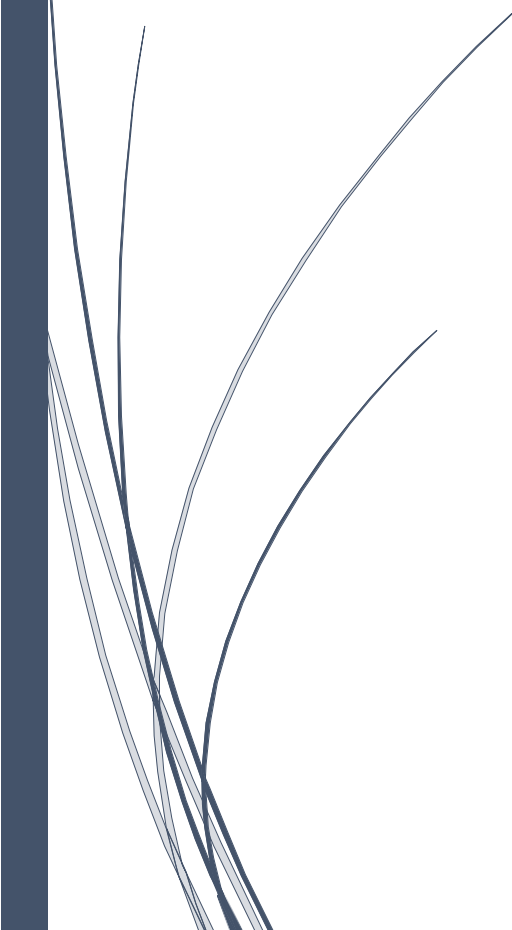


Figure 4.10 : Section sismique final. [4.9]

A thick, dark blue vertical bar runs down the left side of the page. A blue arrow points to the right from this bar, containing the chapter title.

Chapitre 05

Interprétation Et manipulation Sur Pétrel



1. Introduction

Après la séquence de traitement des données brutes dans le chapitre précédant, nous nous engageons dans la partie pratique de notre travail, qui consiste à l'interprétation des données à l'aide du logiciel Petrel. Ce chapitre est essentiel pour transformer les données prétraitées en informations exploitables. Grâce à Petrel, nous pouvons visualiser et analyser les données géophysiques et géologiques, facilitant ainsi la prise de décisions éclairées pour les projets d'exploration pétrolière et gazière. Pour ce faire, nous passerons par plusieurs étapes, notamment la sélection du système de référence de coordonnées, le téléchargement des données des puits et l'établissement de liaisons entre les puits et les données sismiques. Nous utiliserons les fonctionnalités avancées de Petrel afin d'afficher les cartes isochrones, iso-vitesse et isobathes, ce qui nous permettra de mieux visualiser la distribution des ressources géologiques et d'affiner notre interprétation des données.

Petrel est un **logiciel de modélisation et de visualisation 3D utilisé principalement dans l'industrie pétrolière et gazière pour l'exploration et la production d'hydrocarbures**. Développé par Schlumberger, une entreprise leader dans les services pétroliers, Pétrel est conçu pour aider les géo-scientifiques et les ingénieurs à gérer les données géologiques et réservoirs complexes, ainsi qu'à optimiser les stratégies d'exploration et de production.

Fonctionnalités de Petrel dans l'interprétation sismique

- **Visualisation 3D** : Permet de visualiser les données sismiques en trois dimensions, facilitant la compréhension des structures géologiques et des relations spatiales.
- **Intégration de données** : Capacité d'intégrer différentes sources de données (sismiques, puits, géologiques) en un seul environnement de travail, ce qui améliore la cohérence et la précision des analyses.
- **Outils d'interprétation** : Offre divers outils pour tracer des horizons, détecter des défauts et interpréter les propriétés des réservoirs à partir des données sismiques.
- **Modélisation géologique** : Permet la création de modèles géologiques basés sur des données sismiques, facilitant ainsi la simulation des comportements des réservoirs et des fluides.
- **Analyse des attributs sismiques** : Fournit des outils pour l'analyse des attributs sismiques, permettant d'extraire des informations supplémentaires sur les caractéristiques des réservoirs.

2. Sélection du système de référence de coordonnées

Pour garantir une modélisation précise des données géologiques et sismiques, il est essentiel de choisir un système de coordonnées adapté. Ce système permet de positionner correctement les données dans l'espace, assurant ainsi la cohérence des analyses et des visualisations. Dans notre projet, nous avons utilisé le système de coordonnées SPCS27_1702-NAD27 (voir figure 01). Ce choix est basé sur la compatibilité avec les données régionales et assure une représentation exacte des structures souterraines et des éléments géologiques à analyser.

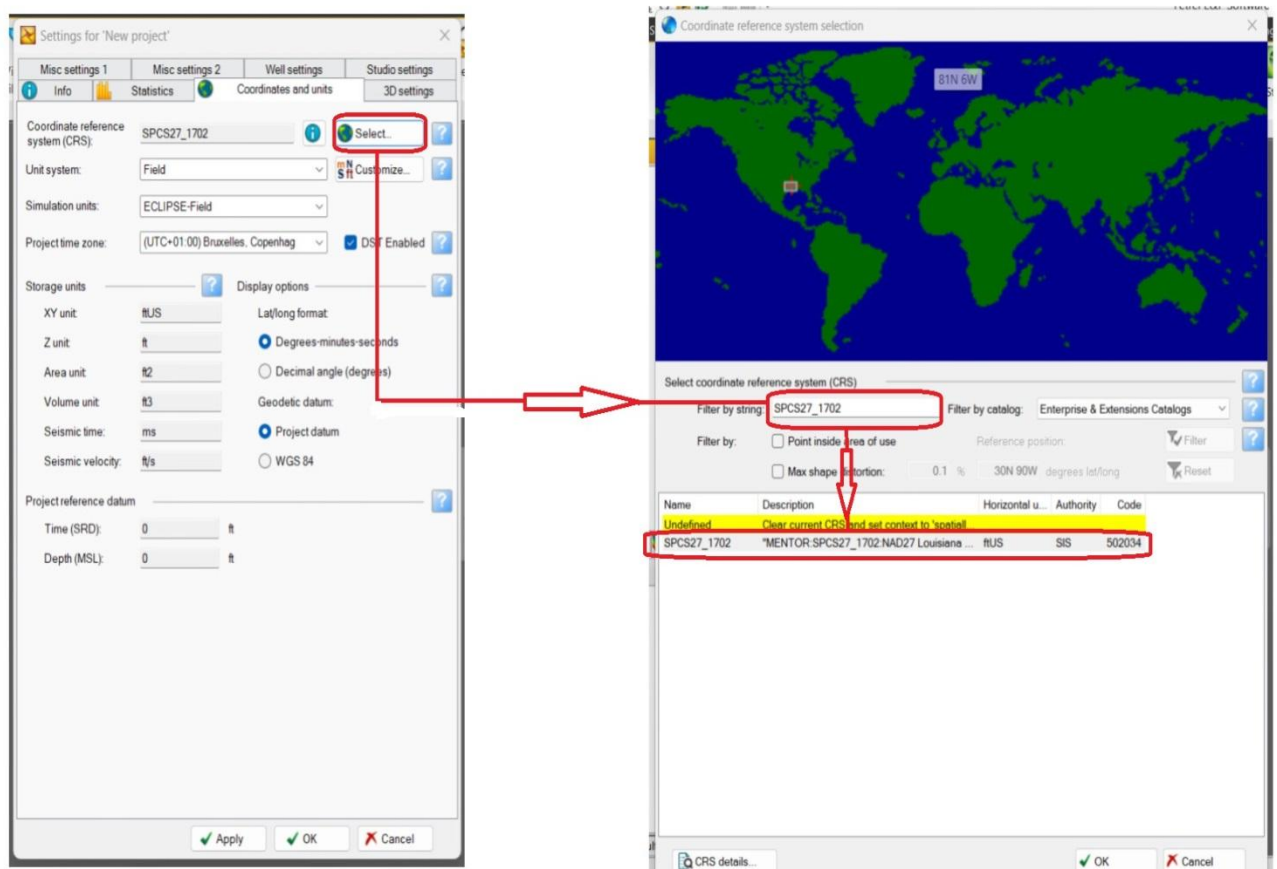


Figure 5.1: Définition du système de coordonnées sur Petrel pour le champ Louisiana (Petrel 2017)

Un **système de référence de coordonnées (CRS)** définit la manière dont les positions géographiques (latitude, longitude, altitude) sont converties en points sur une carte ou dans un modèle 3D. Chaque ensemble de données sismiques est collecté en utilisant un CRS spécifique, et pour que Petrel affiche ces données avec précision, il est essentiel de sélectionner le bon CRS dès le départ. Cette étape est cruciale, car une mauvaise sélection du CRS peut entraîner des erreurs de positionnement, compromettant ainsi l'exactitude des

analyses et des interprétations géologiques qui en dépendent.

3. Téléchargement des données du puits

Le téléchargement des données de puits dans Petrel est une étape clé pour intégrer les informations géologiques et de forage dans le modèle. Ces données, telles que les positions des puits et les relevés géologiques, permettent de relier les informations de surface aux données sismiques en sous-sol, assurant une interprétation précise et cohérente.

Pour sélectionner les données des puits dans Petrel, nous accédons tout d'abord au menu principal du logiciel. Ensuite, nous sélectionnons le répertoire "Folder" qui nous permettrons de créer le sous-dossier "Wells".

3.1. Well heads

3.1.1. Téléchargement des Well heads

Well Heads est la partie supérieure d'un puits, sont souvent utilisées pour représenter les points d'entrée des puits dans le modèle géologique ou de réservoir. Elles sont importantes pour définir les emplacements des puits et pour intégrer leurs données dans le modèle, assurant ainsi une représentation fidèle des structures souterraines.

Pour sélectionner les données "Well heads", dans le répertoire "Input" nous cliquons sur le sous-dossier "Wells" afin de gérer les informations liées aux puits. Nous choisissons ensuite l'option "Import on selection" permettant de télécharger le fichier "Well heads", qui se trouve dans le répertoire correspondant sur le disque de l'ordinateur, afin d'intégrer "Well heads" dans le modèle géologique. (**Figure 5.2**)

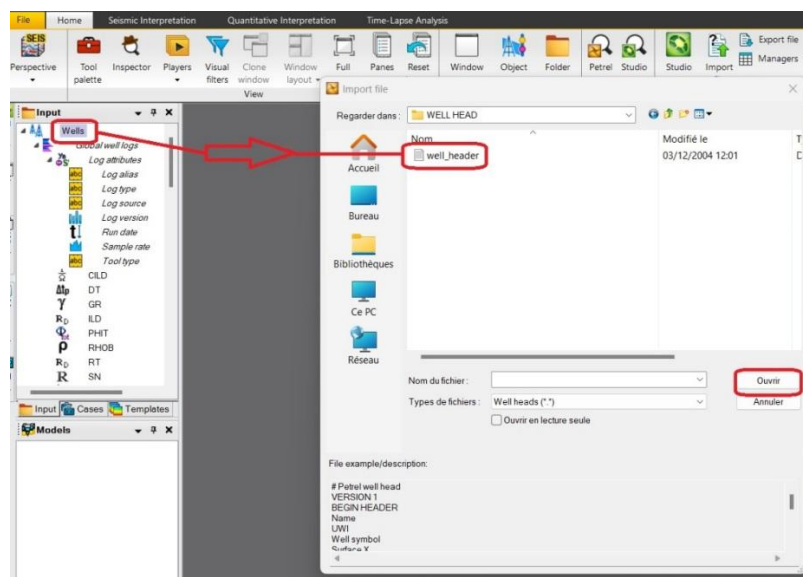


Figure 5.2 : Téléchargement des Well heads

3.1.2. Visualisation et contrôle qualité

Dans un modèle 2D de sismique ou de subsurface, Well Heads représentent les points d'entrée des forages depuis la surface vers les profondeurs. On observe que Well heads ont été importées avec leurs coordonnées géographiques précises. Cette précision garantit une cohérence entre la position des Well heads et les données de surface, ce qui est essentiel pour une interprétation fiable. De plus, cette correspondance valide l'exactitude des données utilisées dans notre modèle. Ainsi, l'intégration correcte des têtes de puits contribue à renforcer la crédibilité de notre analyse géologique (**voir figure 5.3**).

Pour visualiser les puits sur lesquels nous allons travailler, nous sélectionnons l'option "Windows" choisissant "2D Window". Ensuite, nous sélectionnons le sous-répertoire "Wells", qui permet de d'afficher la répartition de quatre puits nommés respectivement Dolomite, Apatite, Diamant et Copper, ainsi que leurs positions géographiques. Cette visualisation nous permet d'examiner les données relatives à ces puits et d'analyser leur disposition dans le modèle. C'est une étape cruciale pour assurer une intégration adéquate des informations dans notre projet. Cela nous permet de préparer efficacement notre travail d'interprétation en ayant une vue d'ensemble claire des puits disponibles (Figure 5.3).

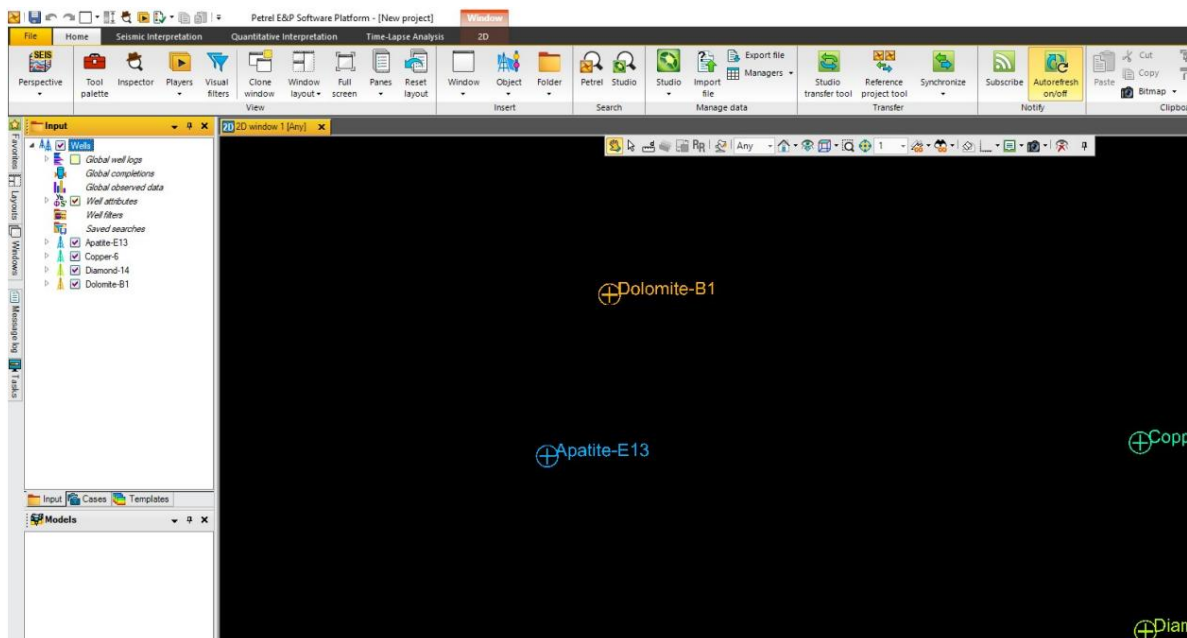


Figure 5.3 : Visualisation de la position Well Heads dans une fenêtre 2D

3.2. Déviations des puits (Well devs)

3.2.1. Téléchargement des Well devs

Se réfèrent aux trajectoires empruntées par les puits au fur et à mesure de leur forage, y compris les angles ou les courbes. Celles-ci sont importantes pour représenter avec précision les trajectoires des puits dans des modèles 3D et pour planifier les futures opérations de forage afin de garantir que les puits atteignent les cibles souhaitées. En tenant compte des déviations, les géo-scientifiques peuvent optimiser la conception des puits et améliorer l'efficacité des campagnes de forage. Une bonne compréhension de ces trajectoires est donc indispensable pour réussir les projets d'exploration et de production.

Pour sélectionner les puits DEV sur lesquels nous allons travailler, nous sélectionnons le sous-répertoire "Wells". Une fenêtre s'affiche, offrant l'accès au téléchargement des quatre puits déviés. Ces puits déviés sont identifiés par leurs noms précédemment mentionnés, suivis de l'extension DEV. Cette fonctionnalité nous permet d'accéder facilement aux données des puits et de les intégrer dans notre modèle.

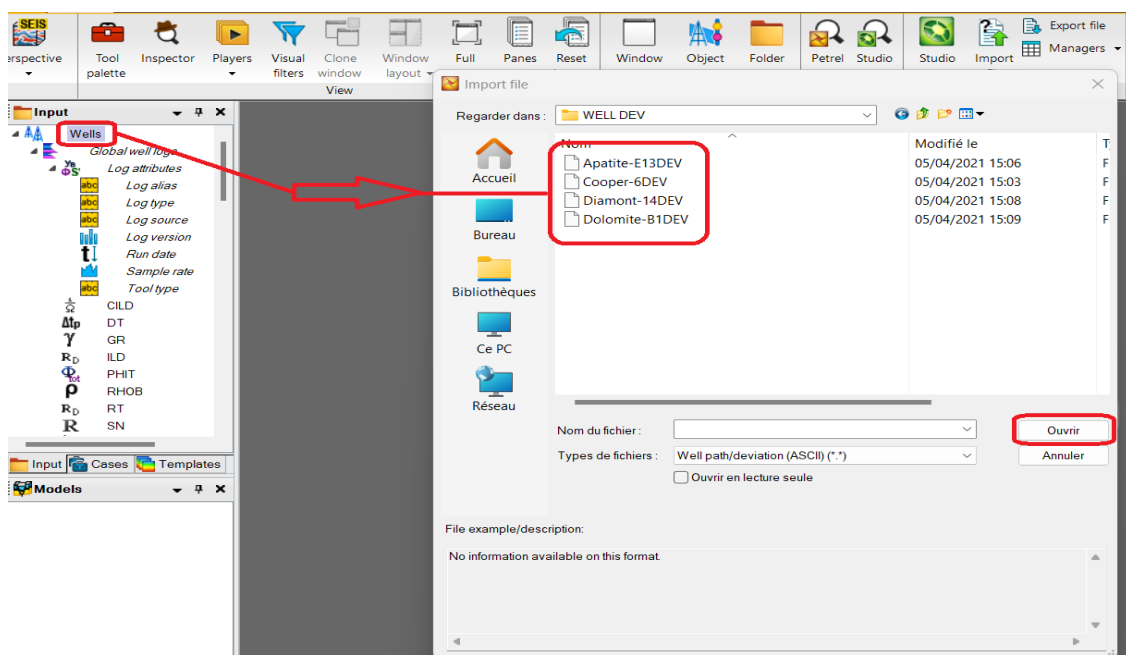


Figure 5.4 : Téléchargement des données des Déviations des puits (Well devs)

3.2.2. Visualisation et contrôle qualité

L'évaluation des zones cibles est essentiellement basée sur le trajet des puits, cette visualisation (voir figure 5.5) affiche la trajectoire de chaque puits (Dolomite, Apatite, Copper, Diamond) et confirme la combinaison de données géologiques ou d'horizons sismiques qui permettent de confirmer que les trajectoires correspondent à la structure du sous-

sol. Cette analyse est essentielle pour assurer une bonne compréhension des zones cibles et optimiser les futures opérations de forage. En reliant les trajets des puits aux données géologiques, nous pouvons améliorer la précision de nos interprétations.

Pour visualiser les puits sur lesquels nous allons travailler, nous sélectionnons l'option "Windows" choisissant "3D Window". Ensuite, nous sélectionnons le sous-répertoire "Wells", qui permet de visualiser la répartition de quatre puits nommés respectivement Dolomite, Apatite, Diamant et Copper. La visualisation des puits déviés est essentielle pour analyser leur trajectoire et optimiser nos futures opérations de forage. Cela contribue à une meilleure planification et à une exécution efficace de notre projet.

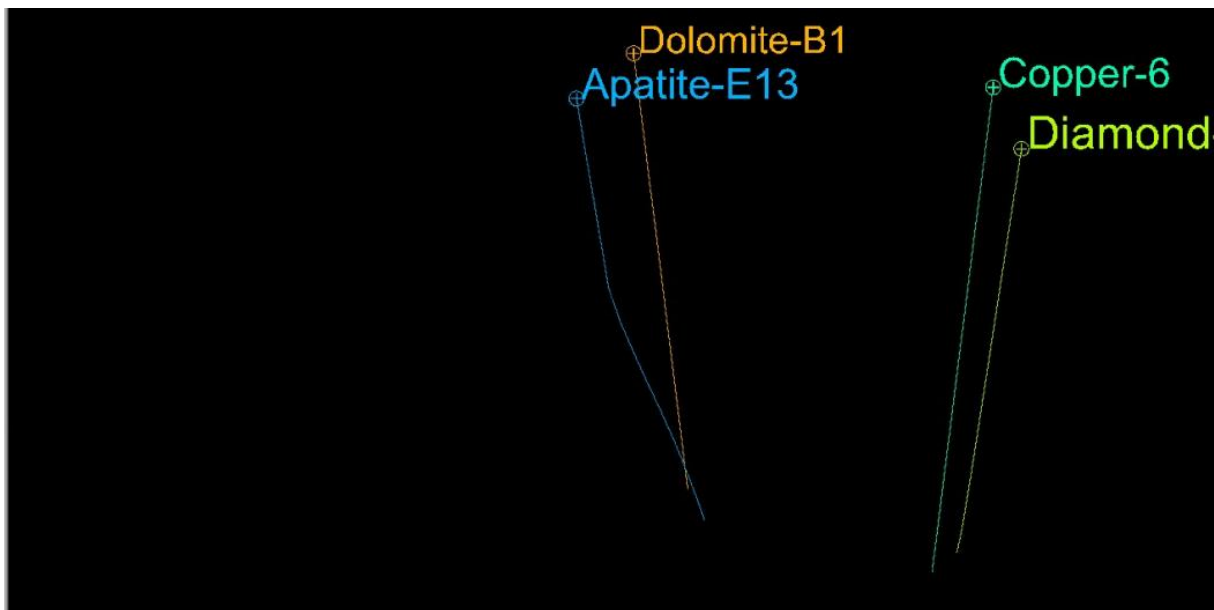


Figure 5.5 : Visualisation et contrôle qualité de la déviation des puits dans une fenêtre 3D

3.3. Diagraphies des puits (Well logs)

3.3.1. Téléchargement des Well logs :

Ils sont des ensembles de données qui fournissent des mesures continues des propriétés physiques du puits. Elles incluent des informations essentielles telles que la porosité, la perméabilité et la saturation des fluides, qui sont cruciales pour la caractérisation des réservoirs. Ces données permettent d'obtenir une compréhension approfondie des conditions géologiques et des ressources disponibles. Pétrel permet aux utilisateurs d'interpréter et d'intégrer ces données de journal dans leurs modèles géologiques. Cela facilite l'analyse des réservoirs et aide à optimiser les stratégies d'exploration et de production. En intégrant les diagraphies dans le modèle, les géo-scientifiques peuvent améliorer la précision des évaluations des réservoirs.

Pour sélectionner "Well logs" les données nous choisissons le sous-répertoire "Wells". Une fenêtre apparaît, permettant le téléchargement des données de logging pour les quatre puits. Ces loggings sont identifiés par les noms des puits mentionnés précédemment, suivis de l'extension LAS.

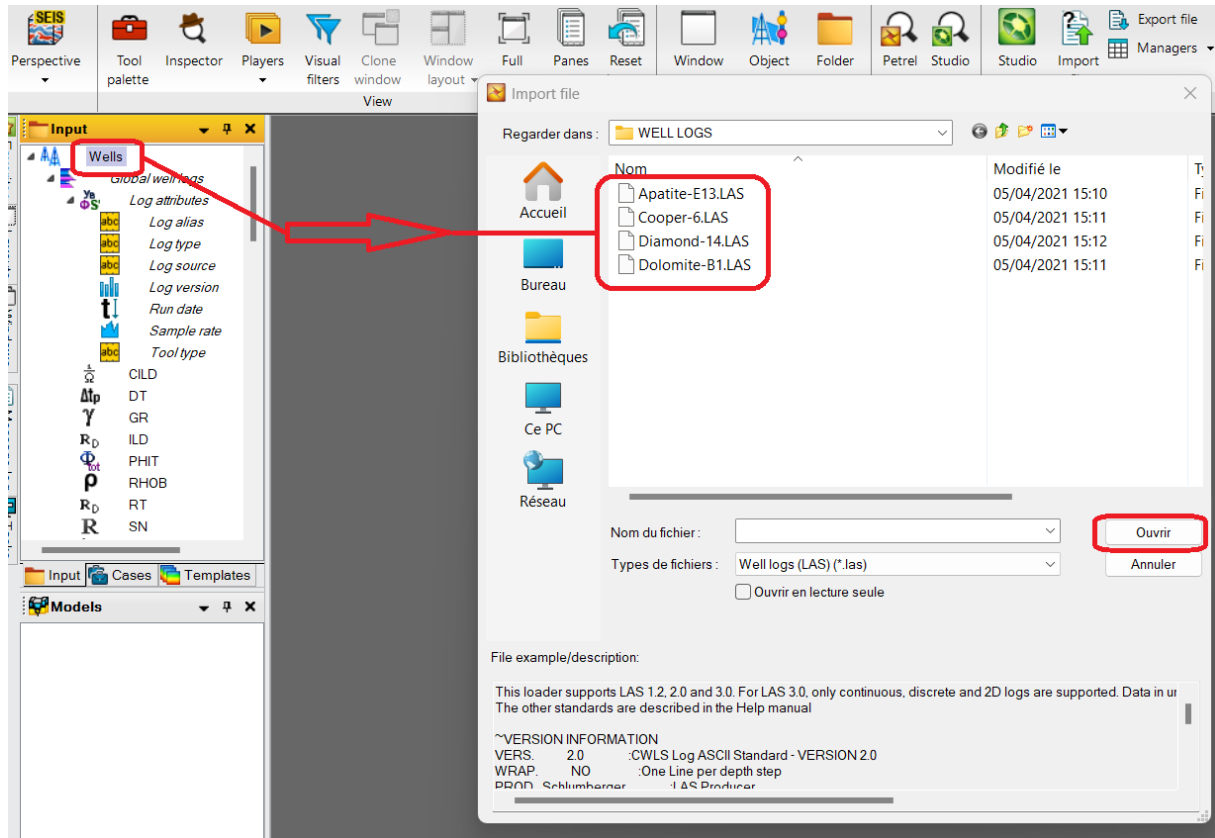


Figure 5.6 : Téléchargement des données des Diagrammes de puits (Well logs)

3.3.2. Visualisation et contrôle qualité

La figure 5.7 illustre les variations du log sonique (DT) en fonction de la profondeur verticale réelle sous-marine de chaque puits. Ces variations fournissent des indications précieuses sur la porosité et la nature des roches rencontrées. En analysant ces données, nous pouvons mieux comprendre les caractéristiques géologiques des formations traversées. Cette visualisation permet d'interpréter les conditions géologiques sous-jacentes avec précision.

➤ Apatite-E13 :

Pour le puits Apatite-E13, des formations plus poreuses ou moins compactées se traduisent généralement par des temps de transit plus longs. En revanche, des temps de transit courts suggèrent la présence de formations moins poreuses. Cette relation entre la porosité et les temps de transit est cruciale pour l'interprétation des propriétés des réservoirs. Elle permet d'évaluer la qualité des formations géologiques traversées.

➤ **Copper-6 :**

Pour le puits Copper-6, une variation longue du log sonique indique une porosité élevée, ce qui pourrait être propice à la formation de réservoirs. Cette caractéristique suggère que les conditions géologiques sont favorables à la rétention de fluides. Une telle porosité est essentielle pour évaluer le potentiel des ressources.

➤ **Diamond-14 :**

Le puits Diamond-14 présente principalement de courtes périodes de passage, ce qui indique des formations compactes et bien consolidées. Ces caractéristiques suggèrent une faible porosité et une solidité accrue des roches traversées. Cela peut avoir un impact sur la capacité de rétention des fluides.

➤ **Dolomite-B1 :**

Pour le puits Dolomite-B1, les faibles valeurs de DT indiquent la présence de roches compactées, probablement des dolomies bien consolidées. Cette compaction suggère une faible porosité, ce qui peut influencer la capacité du réservoir à retenir les fluides.

D'autre part, en ce qui concerne le logging de densité, nous notons que :

➤ **Apatite-E13 :**

Pour le puits Apatite-E13, le log de densité n'est pas disponible, ce qui empêche toute interprétation directe de la densité. Par conséquent, il est impossible d'évaluer les caractéristiques géologiques basées sur ces données. Cette absence de données limite notre analyse pour ce puits.

➤ **Copper-6 :**

Pour le puits Copper-6, les variations de densité révèlent des zones poreuses avec une faible densité ainsi que des formations compactes avec une densité élevée. Ces informations permettent d'identifier les caractéristiques géologiques des différentes couches.

➤ **Diamond-14 :**

Pour le puits Diamond-14, les zones à faible densité indiquent des structures plus poreuses, tandis que les valeurs de densité plus élevées révèlent la présence de roches compactées. Cette distinction est cruciale pour comprendre les caractéristiques géologiques.

➤ **Dolomite-B1 :**

Pour le puits Dolomite-B1, une forte densité signale la présence de formations

compactes. Cette caractéristique suggère une faible porosité des roches. Cette analyse est donc essentielle pour comprendre la nature géologique du puits.

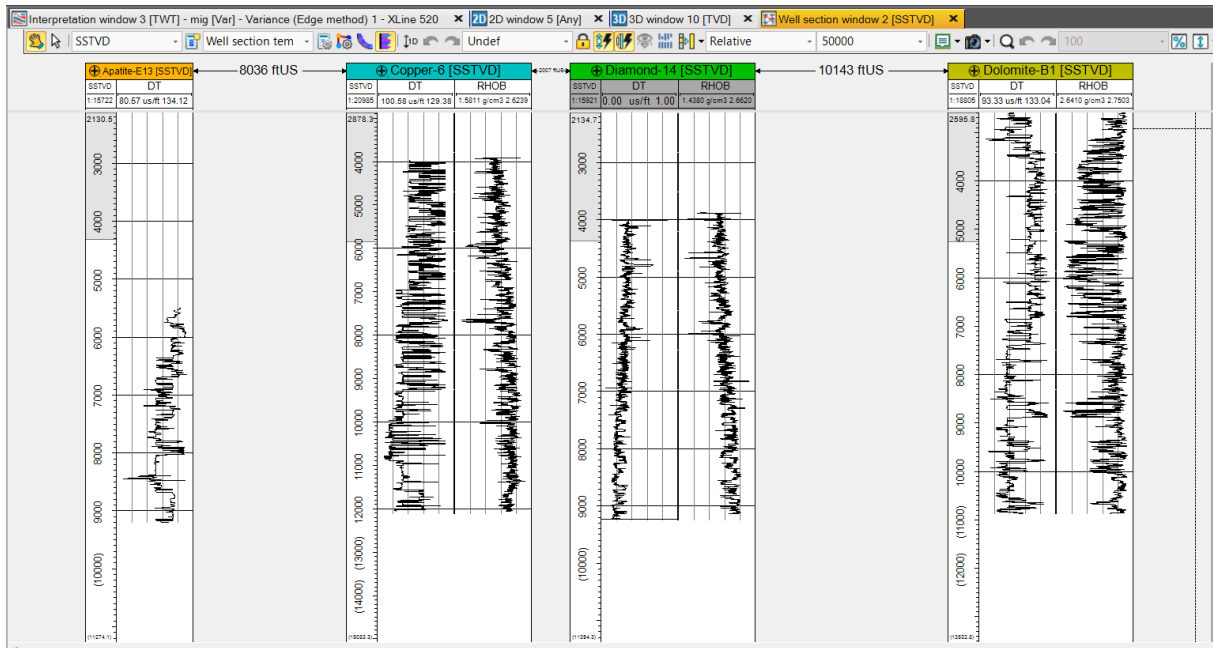


Figure 5.7 : Visualisation des diagraphies des quatre puits (Dolomite, Apatite, Copper, Diamond).

3.3. Well Tops

3.3.1. Téléchargement des Well Tops

Les Well TOPS correspondent aux profondeurs spécifiques où les puits rencontrent des couches ou des formations géologiques définies, souvent appelées horizons. Ces intersections servent de points de référence essentiels pour la modélisation géologique. En identifiant ces horizons, les géologues et géophysiciens peuvent mieux comprendre la stratigraphie de la région. Les Well TOPS facilitent également l'intégration des données des puits et sismiques dans les modèles. Leur précision est essentielle pour garantir des analyses fiables et des décisions éclairées lors de l'exploration.

Pour sélectionner les données "Well tops", dans le répertoire "Input" nous cliquons sur le sous-dossier "Wells" afin de gérer les informations liées aux puits. Nous choisissons ensuite l'option "Import on selection" permettant de télécharger le fichier "Well tops" qui contient les noms des quatre puits, qui se trouve dans le répertoire correspondant sur le disque de l'ordinateur, afin d'intégrer "Well tops" dans le modèle géologique.

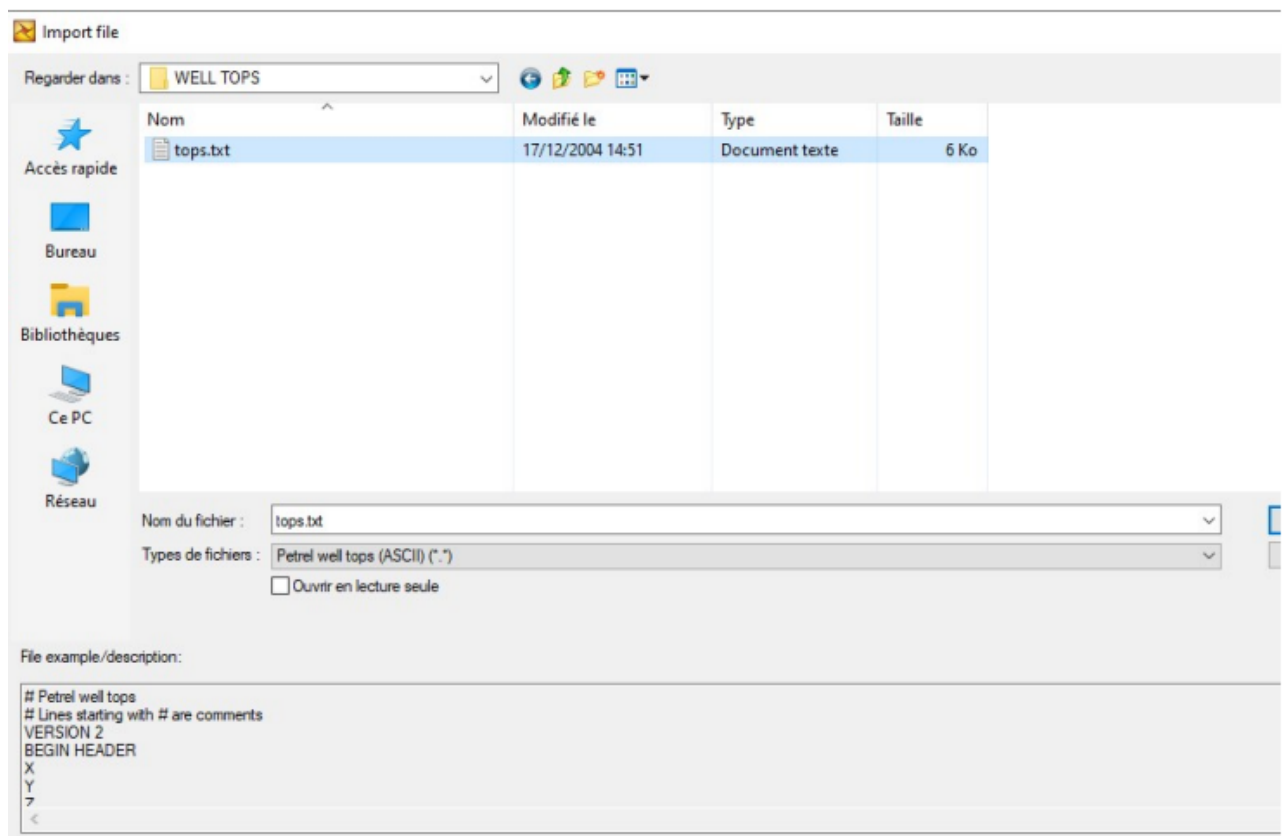


Figure 5.8 : Téléchargement du fichier Well Tops

3.4.2. Visualisation des Well Tops

La figure 5.9 présente les intersections entre les puits et les principaux horizons interprétés à partir des données sismiques. Ces intersections, qui correspondent aux "Well tops", indiquent la position des surfaces géologiques par rapport à chaque puits. La visualisation des horizons est essentielle pour comprendre la structure géologique sous-jacente et l'organisation des formations. Parmi les horizons identifiés, nous retrouvons le Kobe, représenté en bleu, le Paris en violet, et le Houston en orange, entre autres. Chaque horizon a ses propres caractéristiques géologiques et contribue à une meilleure interprétation des données sismiques. Cette représentation aide à établir des corrélations entre les différentes formations et à planifier les opérations de forage de manière plus efficace.

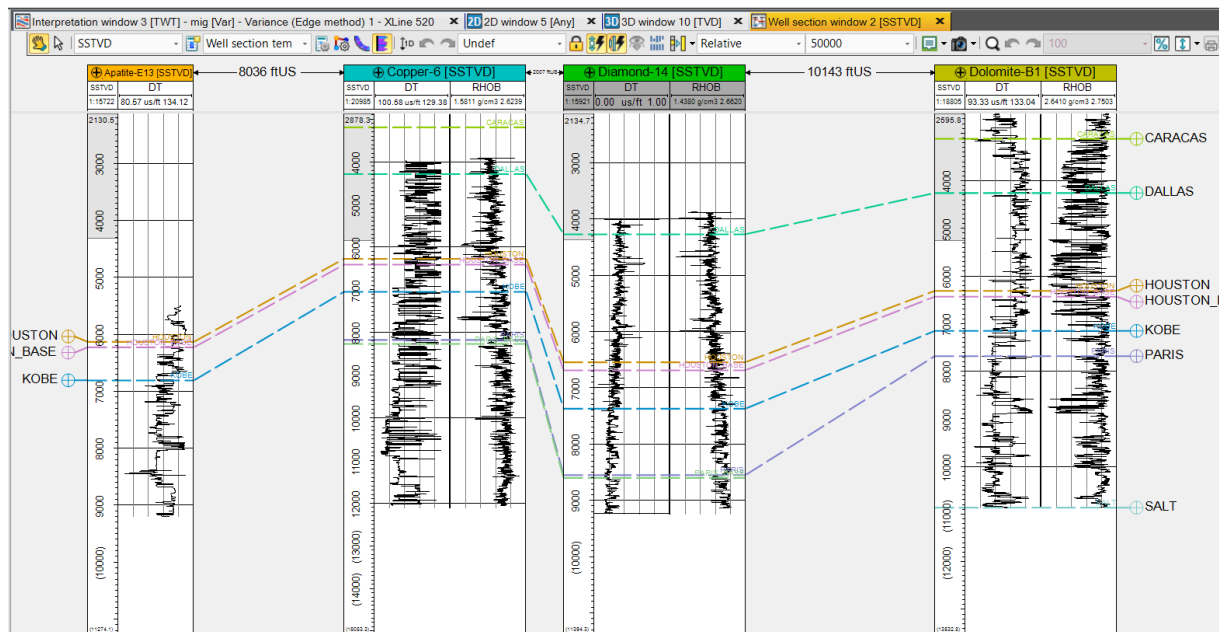


Figure 5.9 : Affichage des Well ops dans une fenêtre de section de puits

4. Données sismique (Mig)

Une fois ces données intégrées, les utilisateurs peuvent visualiser les résultats sous forme de cube, ce qui facilite l'analyse des formations sous-jacentes. Cette visualisation 3D permet également d'explorer les relations entre les différentes couches géologiques. En résumé, la migration sismique est un outil clé pour optimiser l'interprétation sismique dans le cadre de l'exploration pétrolière et gazière.

4.1. L'importation des données sismiques Mig

Tout d'abord, il est nécessaire de créer une nouvelle section sismique "New Seismic Folder", pour organiser ces données de manière appropriée. Cette étape est cruciale pour assurer une intégration efficace des informations. Une fois la section créée, nous pouvons procéder à l'analyse et à l'interprétation des données.

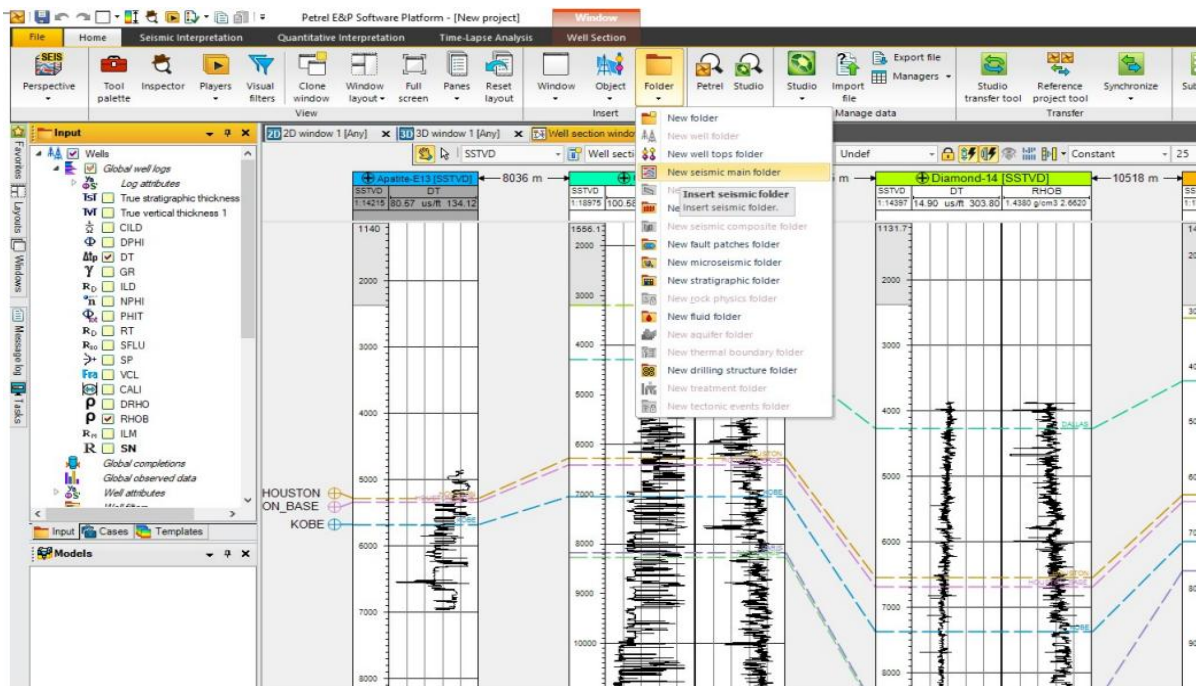


Figure 5.10 : Création de (new seismic main folder)

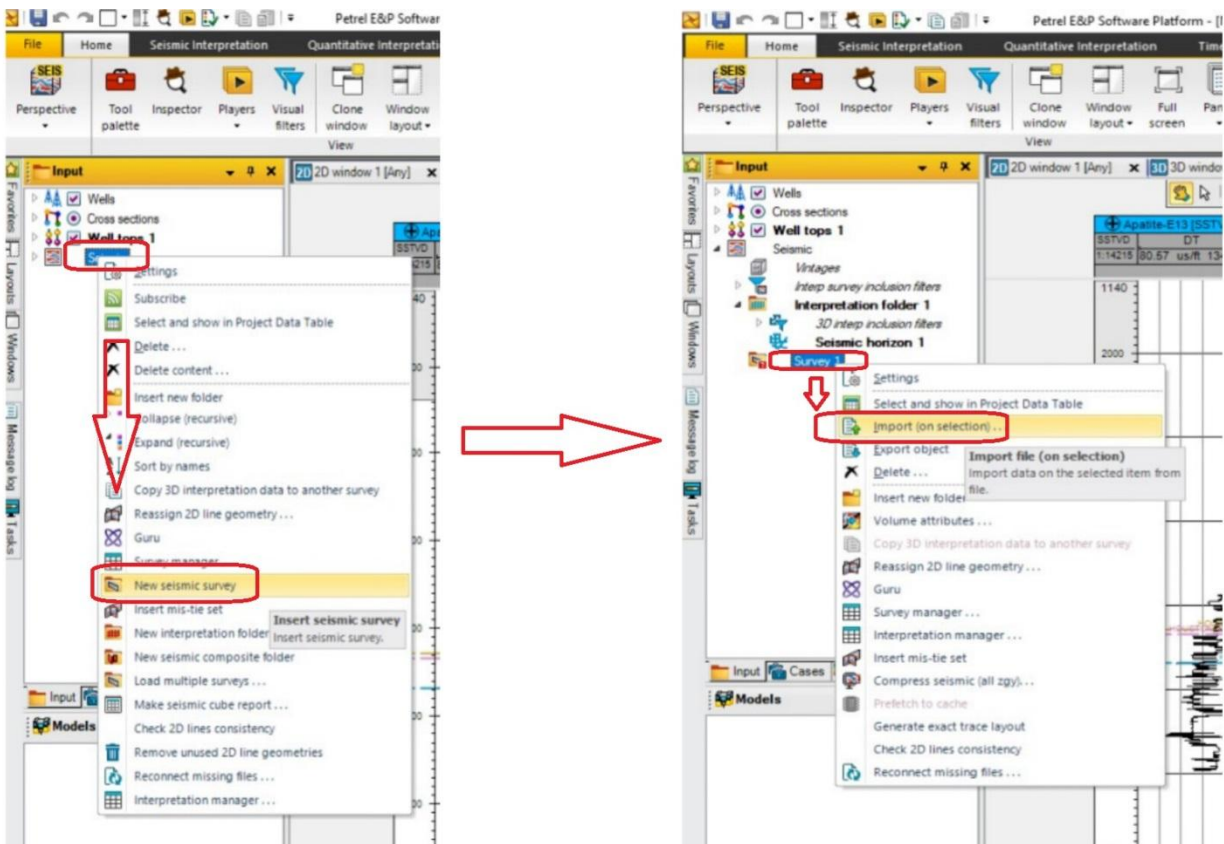


Figure 5.11 : L'importation des données sismiques Mig

Pour importer les données, nous accédons à Petrel et naviguons vers le répertoire « Input ». Ensuite, nous sélectionnons l'option « New Seismic Survey ». Une fois la nouvelle section créée, elle est nommée « Survey 1 ». Nous procédons ensuite à l'importation des données en cliquant sur « Import on selection », comme l'illustre **la figure 5.11**. Cette étape est essentielle pour garantir que les données sismiques soient correctement intégrées dans le modèle (**Figure 5.11 et Figure 5.12**).

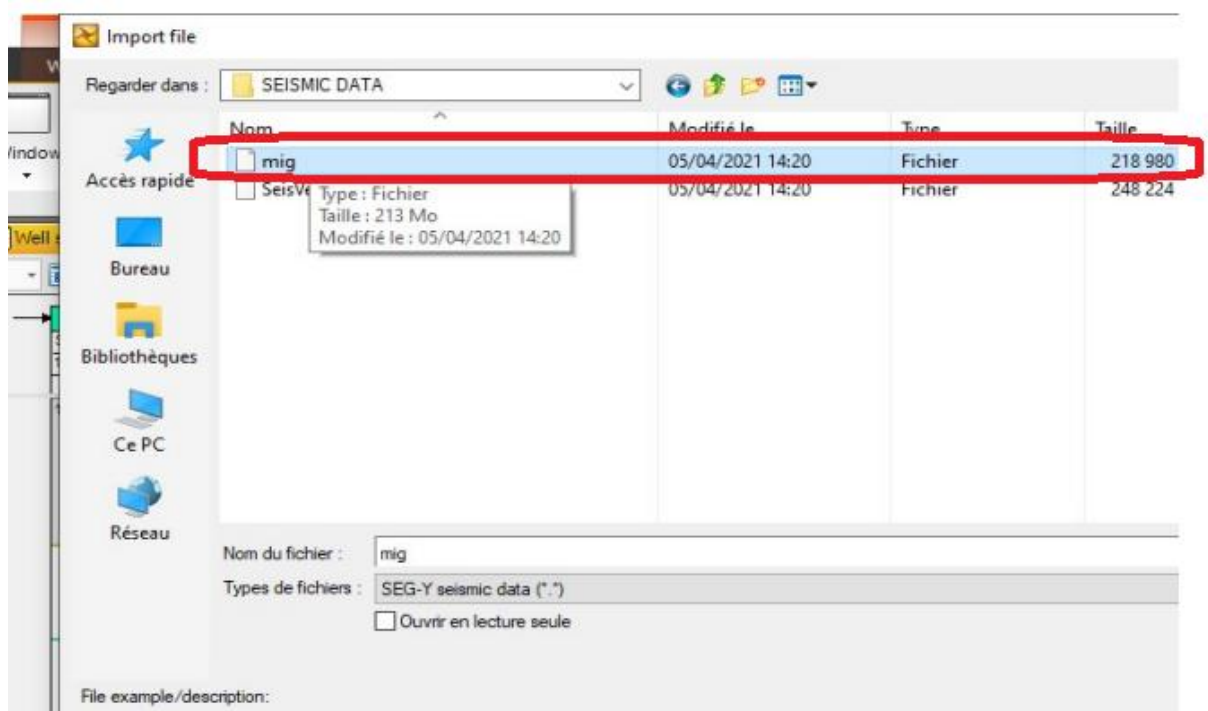


Figure 5.12 : L'importation des données sismiques Mig

4.2. Visualisation et contrôle qualité

Le cube sismique en domaine de profondeur est un outil fondamental pour comprendre la distribution tridimensionnelle des formations géologiques. La section évoque l'importance de ce cube pour l'interprétation sismique, notamment en visualisant les différentes couches géologiques et en identifiant les structures potentiellement intéressantes pour l'exploration.

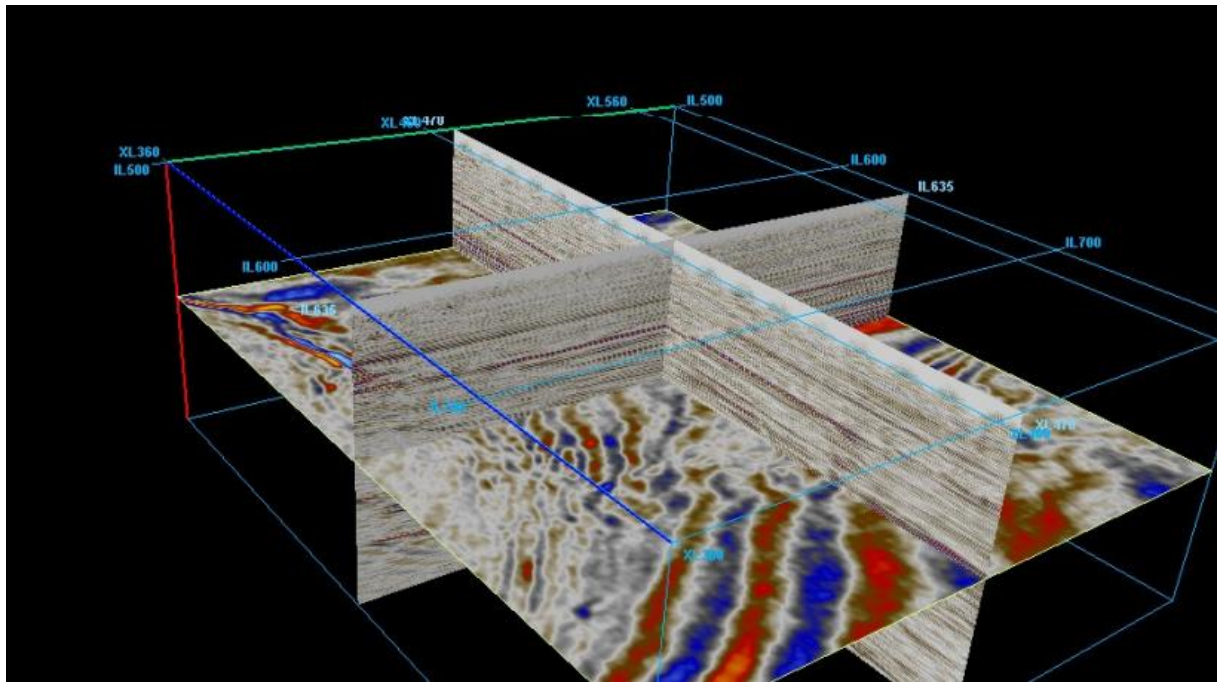


Figure 5.13 : Affichage du cube sismique dans la fenêtre 3D

La figure 5.13 présente un cube sismique en 3D, élément clé de l'interprétation sismique structurale. Il permet de visualiser des sections en ligne (inline), des sections perpendiculaires (crossline) et des tranches en temps (time slices), offrant une vue détaillée des structures géologiques.

- Sections **Inline** : Ces coupes verticales sont orientées dans le sens du récepteurs sismiques, permettant de suivre les structures longitudinales à travers le champ étudié.
- Sections **Crossline** : Ces coupes verticales sont perpendiculaires aux récepteurs, offrant une vue complémentaire aux sections inline, utile pour cartographier les structures transversales.
- Tranches en Temps (**Time Slices**) : Ce sont des coupes horizontales du cube sismique à différents niveaux de profondeur ou temps de parcours des ondes. Elles permettent d'explorer les variations géologiques à différentes profondeurs.
- Couleur **Rouge** : Le rouge symbolise généralement des amplitudes positives, indiquant une augmentation de la densité ou de la vitesse acoustique, souvent liée à une transition de sédiments plus légers à une roche plus dense.
- Couleur **Bleue** : Le bleu représente des amplitudes négatives, marquant une diminution de la densité ou de la vitesse acoustique, typique d'une transition vers des roches plus

tendres ou potentiellement poreuses, ce qui pourrait correspondre à un réservoir d'hydrocarbures.

Ces visualisations 3D facilitent l'interprétation des données sismiques en fournissant une vue complète et multidimensionnelle des structures souterraines.

5. Calage sismique (Well to Seismic tie)

Le calage sismique est un processus clé en exploration pétrolière et gazière, visant à aligner les données sismiques avec les profondeurs réelles des formations géologiques rencontrées dans les puits. Il consiste à ajuster les vitesses de propagation des ondes sismiques afin de convertir les événements enregistrés en domaine temps (sismique) en domaine profondeur. Cette conversion repose sur des modèles de vitesse dérivés des données de puits, comme les logs soniques et de densité, et permet d'assurer que les horizons et les structures géologiques identifiés en sismique correspondent précisément aux données de subsurface. Un calage précis est essentiel pour des interprétations géologiques fiables et pour des prises de décisions optimales lors du forage et de l'exploitation des réservoirs.

5.1. Téléchargement des (Check Shots)

Les données de **check shot** sont utilisées pour calculer et afficher des **vitesses moyennes (average velocity)** et des **vitesses intervalle (interval velocity)**, qui sont utiles pour la conversion des temps sismiques en profondeurs réelles.

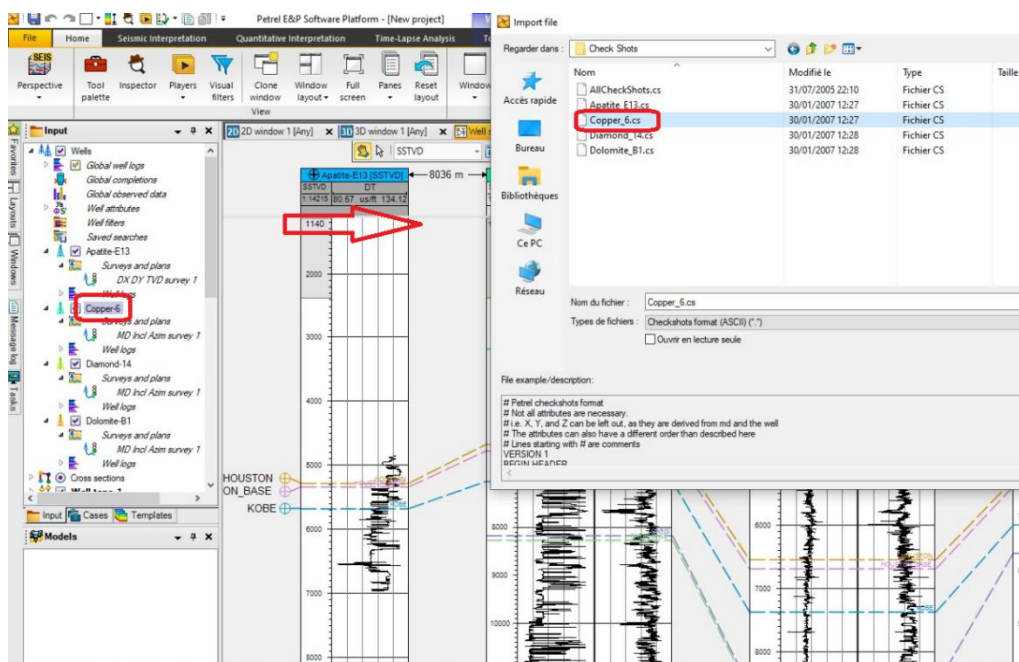


Figure 5.14 : importation des données **Check Shots**

5.1.1. La vitesses moyennes (average velocity)

La **figure 5.15** représente une **diminution de la vitesse moyenne** dans la courbe peut indiquer la présence de couches géologiques moins denses, comme des sédiments peu compactés, des réservoirs poreux, ou des zones fracturées. Cela peut aussi signaler la présence de fluides, tels que des hydrocarbures ou de l'eau, qui ralentissent la propagation des ondes sismiques. Cette anomalie mérite une attention particulière pour une meilleure interprétation des réservoirs potentiels.

Les résultats de la simulation réalisée avec Petrel, qui corrélient les données de diagraphies aux différents puits, mettent en évidence l'évolution de la vitesse moyenne (average velocity) en fonction de la profondeur. Comme illustré par la figure 5.15, une diminution de la vitesse moyenne sur la courbe peut indiquer la présence de couches géologiques moins denses, telles que des sédiments peu compactés, des réservoirs poreux ou des zones fracturées. De plus, cette diminution peut également signaler la présence de fluides, comme des hydrocarbures ou de l'eau, qui ralentissent la propagation des ondes sismiques. Ces anomalies sont des clés à prendre en compte, car elles peuvent fournir des indices précieux pour une interprétation plus précise des réservoirs potentiels. Une compréhension approfondie de ces variations de vitesse est essentielle pour optimiser les explorations et les évaluations de réservoirs [26],[25].

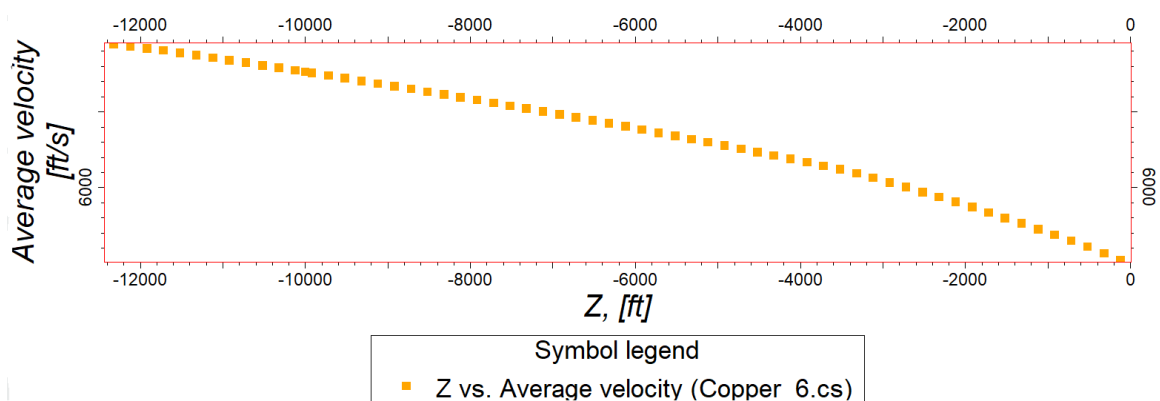


Figure 5.15 : La courbe des **vitesse moyennes (average velocity)** par rapport à la profondeur

5.1.2 La vitesses intervalle (interval velocity)

La **figure 5.16** représente une **diminution de la vitesse dans les deux intervalles** de la courbe de vitesse intervalle (Interval Velocity) peut indiquer que les deux couches traversées sont moins denses ou plus poreuses, telles que des sédiments saturés en fluides ou des formations géologiques friables. Cela peut également signaler une transition vers des horizons réservoirs potentiels. Une diminution de la vitesse peut signaler un affaiblissement des propriétés mécaniques des roches, ce qui est important pour l'évaluation des réservoirs et la planification des forages.

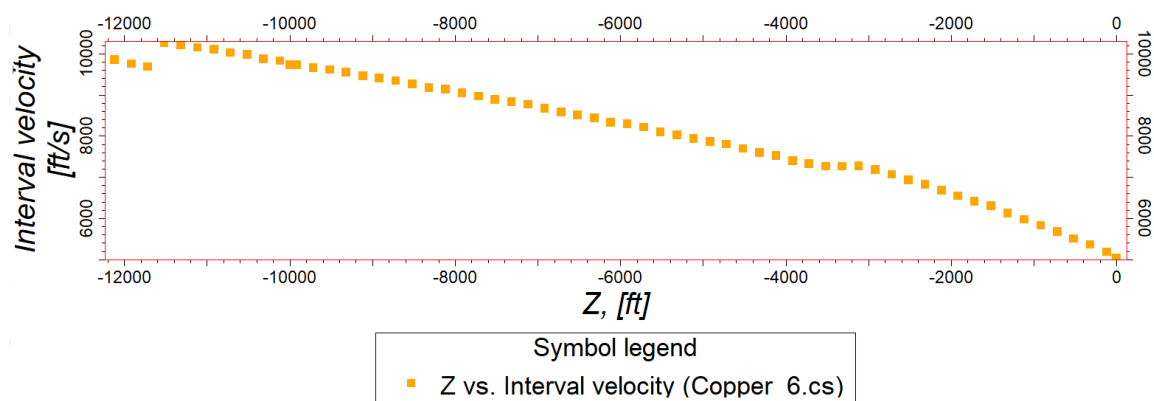


Figure 5.16 : La courbe des **vitesses intervalle (interval velocity)** par rapport à la profondeur

Le graphique illustre la relation entre la vitesse d'intervalle (interval velocity) et la profondeur (Z) pour le puits Copper 6. On peut observer une tendance générale à la diminution de la vitesse d'intervalle avec l'augmentation de la profondeur. Plus précisément, la vitesse d'intervalle commence à environ 10 000 ft/s à des profondeurs moins importantes, puis diminue progressivement pour atteindre environ 6 000 ft/s à des profondeurs plus élevées.

La diminution de la vitesse d'intervalle observée dans le graphique indique une transition vers des formations rocheuses moins compactes ou plus poreuses à mesure que la profondeur augmente. Cette tendance peut signaler la présence de zones de moindre densité, comme des sédiments non consolidés ou des réservoirs potentiels d'hydrocarbures, entraînant un ralentissement de la propagation des ondes sismiques. De plus, une telle variation peut également indiquer la présence de fluides, comme de l'eau, affectant la vitesse des ondes, ou des zones fracturées avec des propriétés mécaniques variables. Comprendre cette relation est

essentiel pour l'interprétation sismique, car elle fournit des indices sur la lithologie, la saturation en fluides et les caractéristiques des réservoirs. Ainsi, le graphique représente un outil précieux pour les géophysiciens et les ingénieurs pétroliers, facilitant la compréhension des propriétés géologiques sous-jacentes et optimisant les stratégies d'exploration [25].

5.2. Conditionnement de diagraphie acoustique “despiking”

Le **conditionnement de diagraphie acoustique**, également appelé « **despiking** » est une technique visant essentiellement à améliorer la qualité des données acoustiques recueillies lors de l'exploration des puits (voir Figure 16). Ce processus consiste à éliminer les « pics » ou anomalies indésirables dans les données acoustiques d'un puits. Ces anomalies sont souvent le résultat de bruits de fond, d'interférences électroniques ou d'autres perturbations qui peuvent fausser l'interprétation des données. En appliquant des méthodes de despiking, on obtient des courbes plus lisses et plus fiables, ce qui facilite l'analyse des propriétés géologiques telles que la porosité et la perméabilité des formations rocheuses.

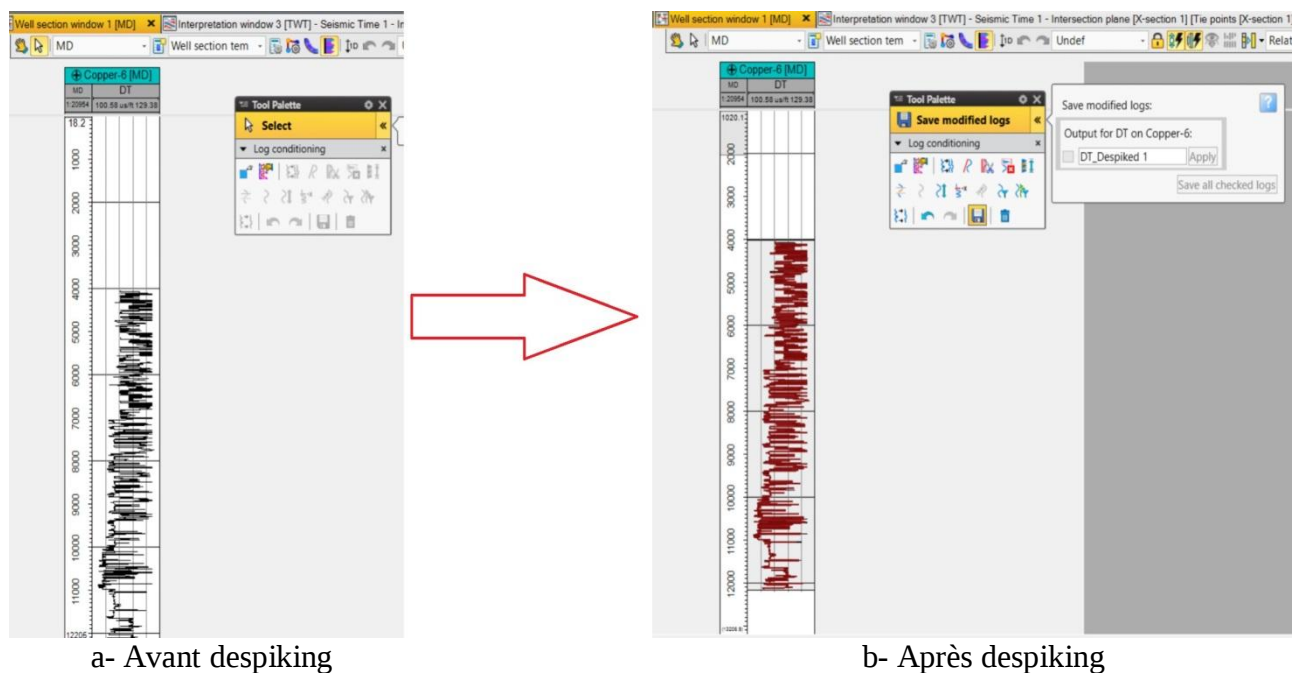


Figure 5.17 : le Conditionnement de diagraphie acoustique “despiking”

5.3. Visualisation de l'étalonnage sonique

La visualisation de l'étalonnage sonique est une étape clé pour valider et analyser les ajustements effectués sur les données acoustiques en utilisant les données de check shots. Dans cette visualisation, les courbes de temps de transit des logs soniques corrigés sont superposées aux données de check shots ou aux sismogrammes synthétiques pour voir si les corrections de vitesse sont alignées avec les mesures réelles.

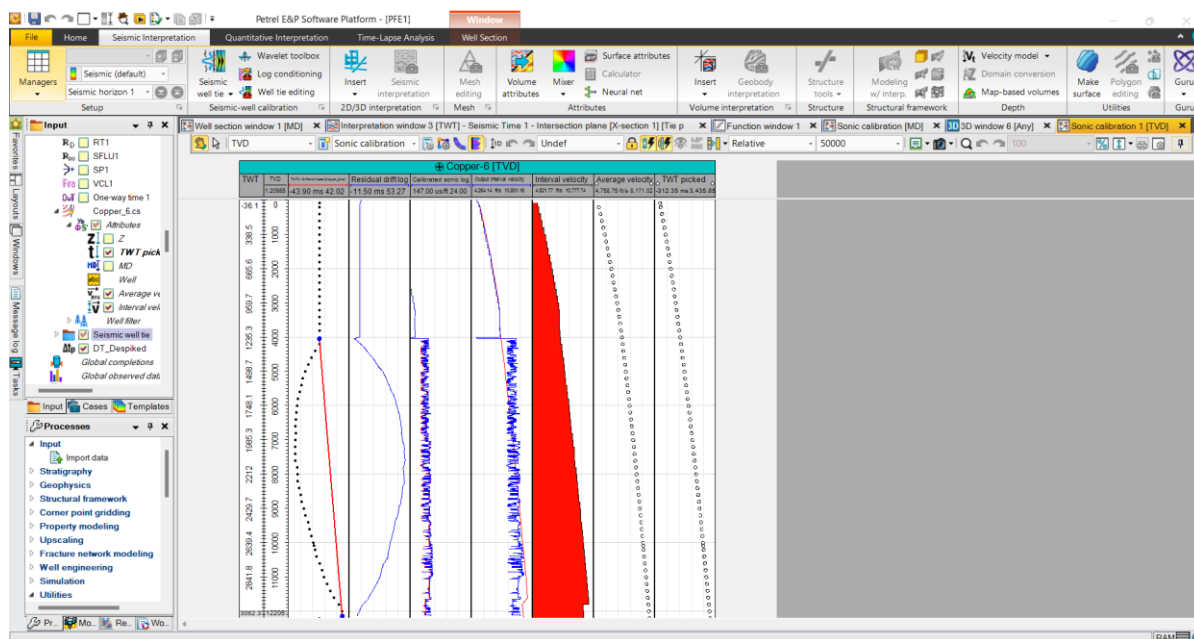


Figure 5.18 : L'étalonnage sonique du puits Cooper-6 dans une fenêtre de section de puits

6. Suivi des horizons

6.1. Suivi d'horizon dans une fenêtre d'interprétation 2D (picking)

L'étape de « picking », fait référence à l'identification des horizons sismiques, c'est-à-dire les différentes couches géologiques dans les données sismiques. Cette étape est effectuée manuellement à partir du point de départ du 'top de Kobe', l'horizon Kobe est suivi pour tracer la continuité de cette couche dans toute la zone d'étude. Cette méthode est également appliquée aux autres horizons, tels que Houston et Paris, permettant ainsi une compréhension approfondie de la stratigraphie de la région. Ce suivi est essentiel pour l'interprétation géologique, car il fournit des indications sur les variations lithologiques et les structures géologiques sous-jacentes (**Figure 5.16**).

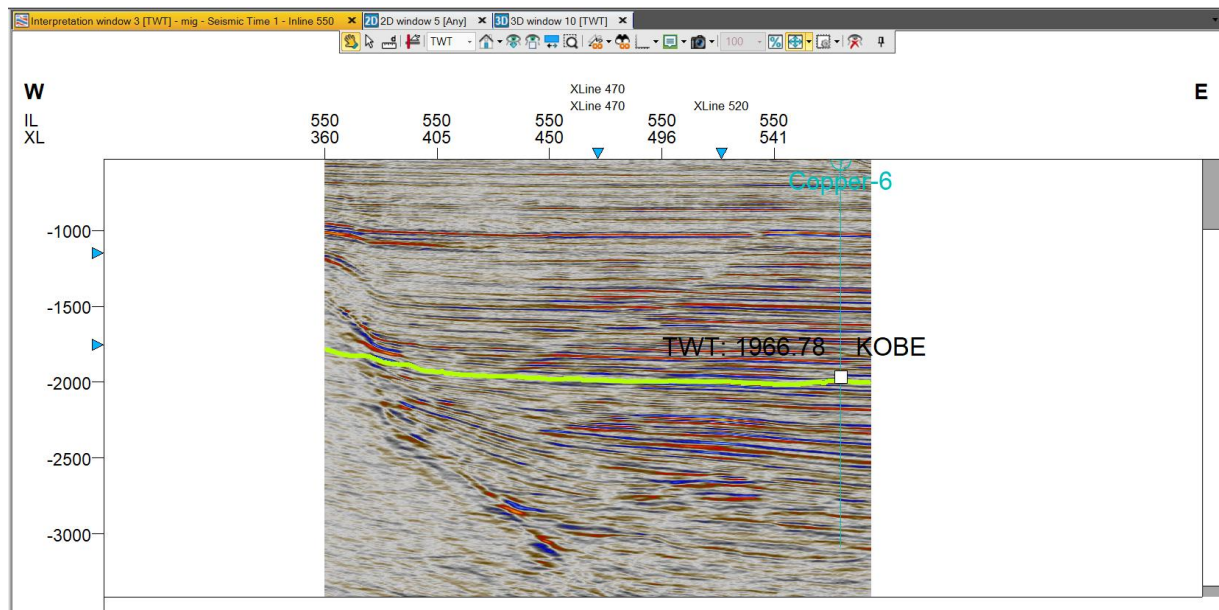


Figure 5.19 : Suivi d'horizon KOBE

6.2. Suivi automatique de l'horizon en 3D

Le suivi automatique de l'horizon en 3D permet une observation plus détaillée des couches géologiques sous divers angles. Cette manipulation offre une visualisation améliorée des déformations et des variations de profondeur associées à cet horizon. En utilisant des outils avancés, les géophysiciens peuvent rapidement identifier et analyser les anomalies sismiques, facilitant ainsi l'interprétation des données. Ce processus automatisé réduit le temps nécessaire pour effectuer des analyses manuelles et améliore la précision des résultats. (Figure 5.20)

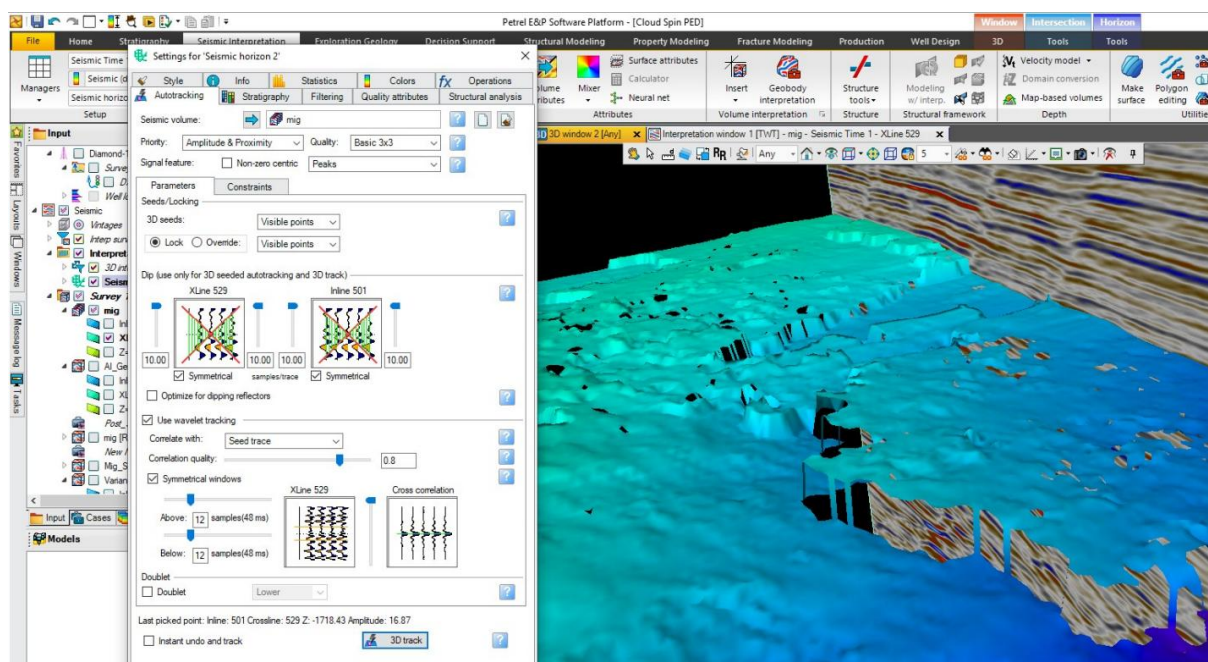


Figure 5.20 : Suivi automatique de l'horizon en 3D

La figure 5.20 présentée montre les paramètres de configuration pour le suivi d'un horizon sismique dans un environnement 3D, utilisant le logiciel d'interprétation sismique Petrel. À gauche, les paramètres permettent de définir les attributs du signal sismique, tels que l'amplitude et la proximité, ainsi que des options pour le traçage des points visibles. L'interface montre également des options pour la qualité de corrélation et le suivi des réflexions, indiquant que le logiciel est conçu pour améliorer la précision du modèle sismique. À droite, la visualisation en 3D de la surface sismique met en évidence les variations de profondeur et les déformations géologiques, ce qui représente un paramètre clés pour interpréter les caractéristiques des réservoirs et la structure sous-jacente.

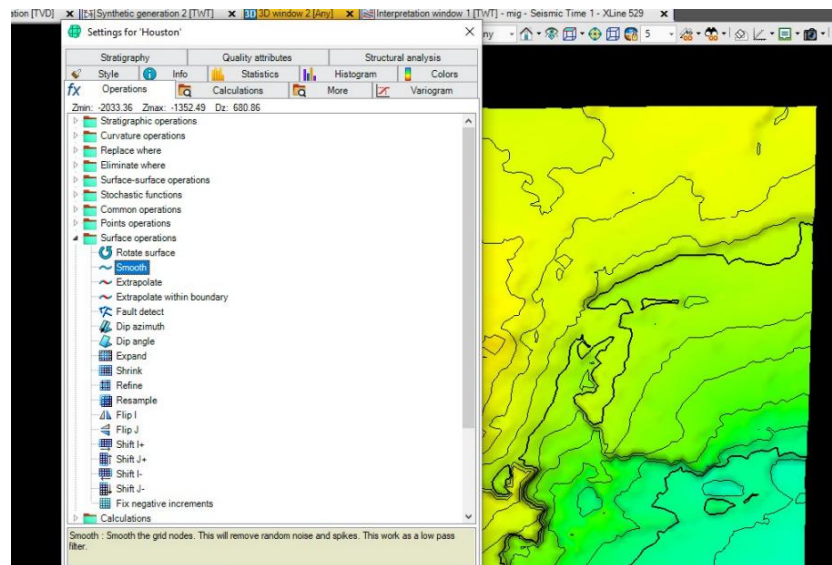
6.3. Lissage (Smoothing)

Le Lissage « Smoothing » est un processus utilisé pour atténuer les variations rapides ou les irrégularités dans un ensemble de données, tout en conservant les tendances principales.

Ce processus offre de nombreux avantages, notamment :

- **Amélioration de la continuité** : il permet de rendre les surfaces ou volumes plus continus et cohérents, ce qui est crucial pour l'interprétation des horizons et des structures sismiques.
- **Facilitation de la modélisation** : Des données trop bruitées peuvent entraîner des erreurs dans les processus de modélisation géophysique. Il crée des surfaces et volumes plus stables pour une modélisation plus fiable.

- **Amélioration de la visualisation** : Des données plus lissées sont plus faciles à visualiser, ce qui aide les géophysiciens à mieux comprendre les structures géologiques sous-jacentes



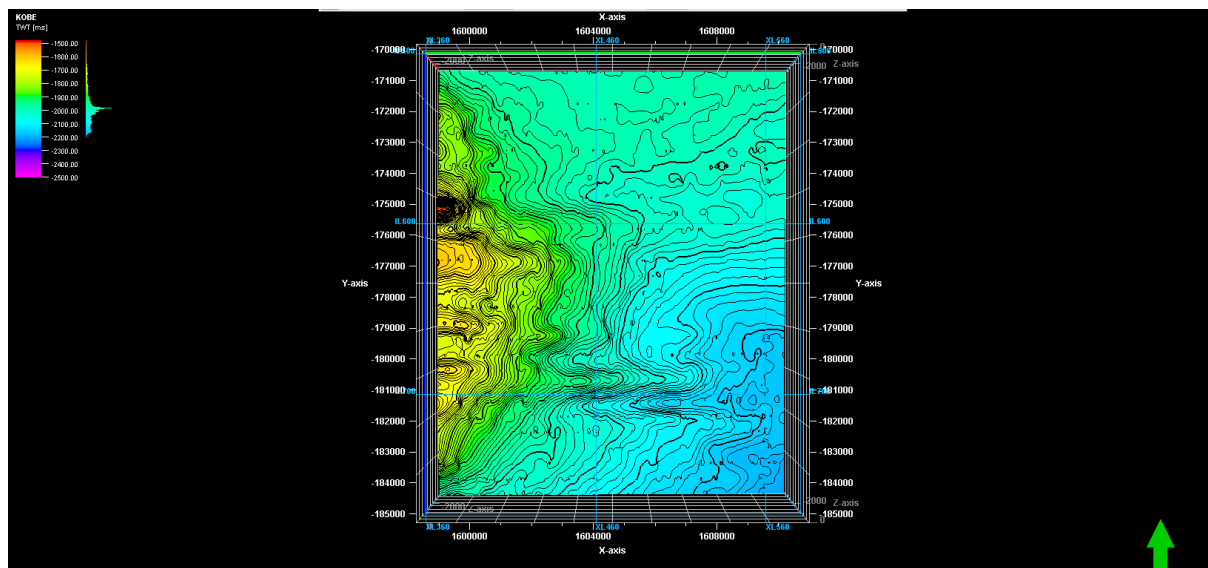
La figure 5.21 : Procédure de lissage sur la surface HOUSTON

7. Création des cartes isochrones

7.1. Les cartes isochrones

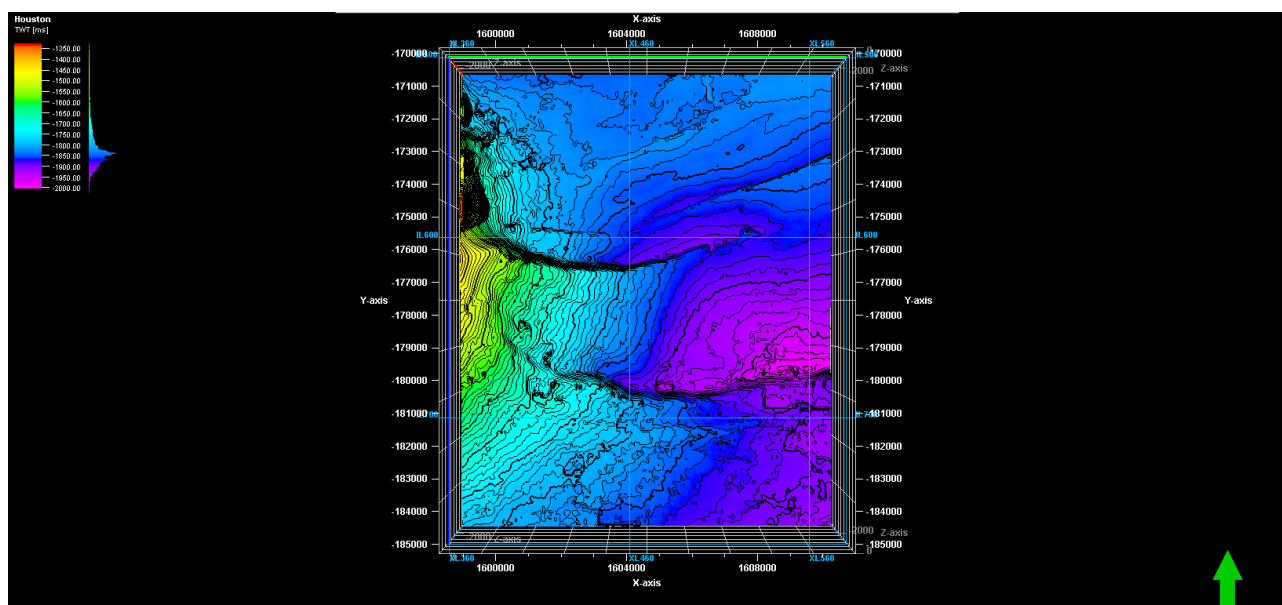
La figure 5.22 montre les 3 cartes isochrones des horizons « KOBE », « HOUSTON » et « PARIS » respectivement, ces dernières représentent les temps de parcours des ondes sismiques entre différents horizons ou couches géologiques, exprimés en unités de temps, généralement en millisecondes.

La variation des couleurs dans les cartes indique des changements de profondeur, ou les teintes rouge et orange indiquent des temps de trajet courts, ce qui est associé à des profondeurs faibles, tandis que les nuances violet et bleu signalent des temps de trajet plus longs, correspondant à des profondeurs plus importantes. De plus, les décalages visibles dans les lignes isochrones, représentées par des lignes noires, peuvent être des signes de failles géologiques dans le sous-sol, suggérant une rupture ou une déformation des couches géologiques.



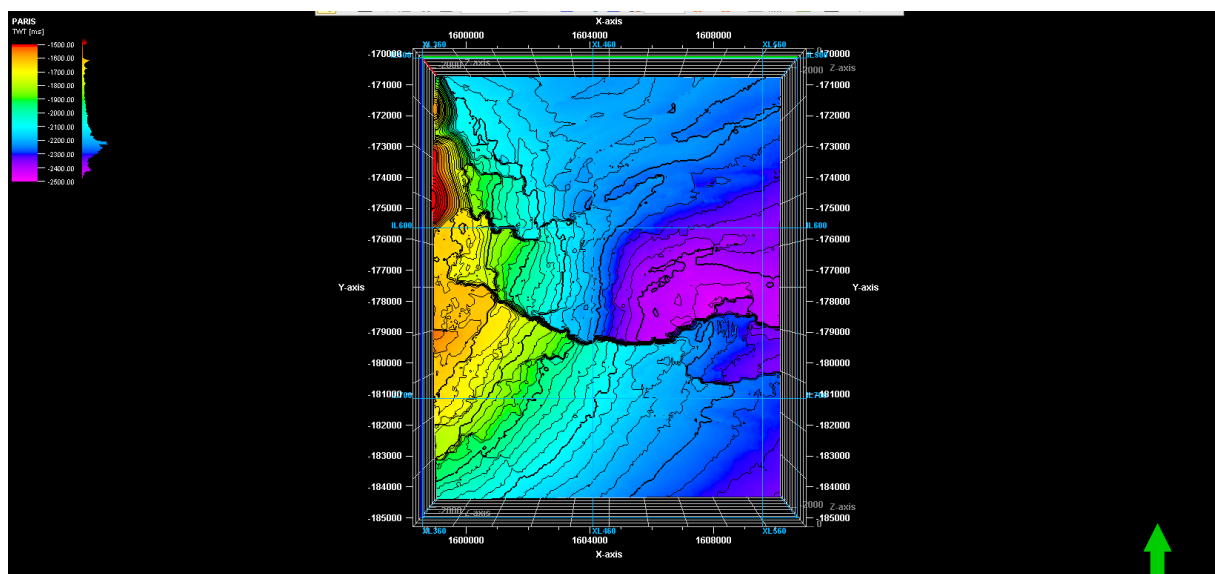
a- Carte isochrone KOBE

La figure 18-a montre une carte isochrone de l'horizon « KOBE », illustrant les temps de parcours des ondes sismiques en millisecondes entre différentes couches géologiques. La faible variation des couleurs suggère ainsi un pendage faible, témoignant de couches légèrement inclinées ou presque horizontales. Les lignes de contour définissent les variations précises du temps de parcours, mettant en évidence les structures géologiques sous-jacentes. Cette carte est essentielle pour comprendre la stratigraphie et la géométrie des formations géologiques dans la région étudiée.



b- Carte isochrone HOUSTON

La figure 17-b présente une carte isochrone des horizons "HOUSTON", illustrant les temps de parcours des ondes sismiques en millisecondes. Les variations de couleur sur ces cartes indiquent les différences de profondeur et de composition des couches géologiques. Les zones avec des variations abruptes de couleur et des lignes de contour rapprochées suggèrent la présence de failles géologiques. Ces failles sont des zones où les couches ont été déplacées, ce qui modifie les temps de parcours des ondes sismiques. Les cartes révèlent ainsi la distribution et l'orientation des failles, essentielles pour comprendre la structure tectonique sous-jacente. Cette analyse est cruciale pour l'exploration pétrolière et gazière, car les failles peuvent influencer la migration et l'accumulation des hydrocarbures [3].



c- Carte isochrone PARIS

Figure 5.22 : représentation des cartes isochrones

La figure 17-c montre la carte isochrone des horizons "PARIS", révélant la distribution des failles géologiques. Les variations de couleur et les lignes de contour indiquent les temps de parcours des ondes sismiques, avec des changements abrupts signalant la présence de failles. Ces failles sont visibles là où les lignes de contour sont rapprochées et déformées, suggérant un déplacement des couches géologiques. Les failles influencent la structure tectonique en créant des compartiments distincts. L'analyse des cartes isochrones est cruciale pour identifier ces structures, qui peuvent servir de pièges pour les hydrocarbures [3],[2].

8. Suivi des failles (Faults tracking)

8.1. Suivi des Failles

On doit suivre les lignes indiquées dans la **figure 5.23** dans tous les subsurface cross-line. Ce processus permet de s'assurer que les failles et autres structures géologiques sont correctement tracées et interprétées dans l'ensemble du modèle géologique, offrant ainsi une vue complète et cohérente des discontinuités à travers les différentes sections du sous-sol.

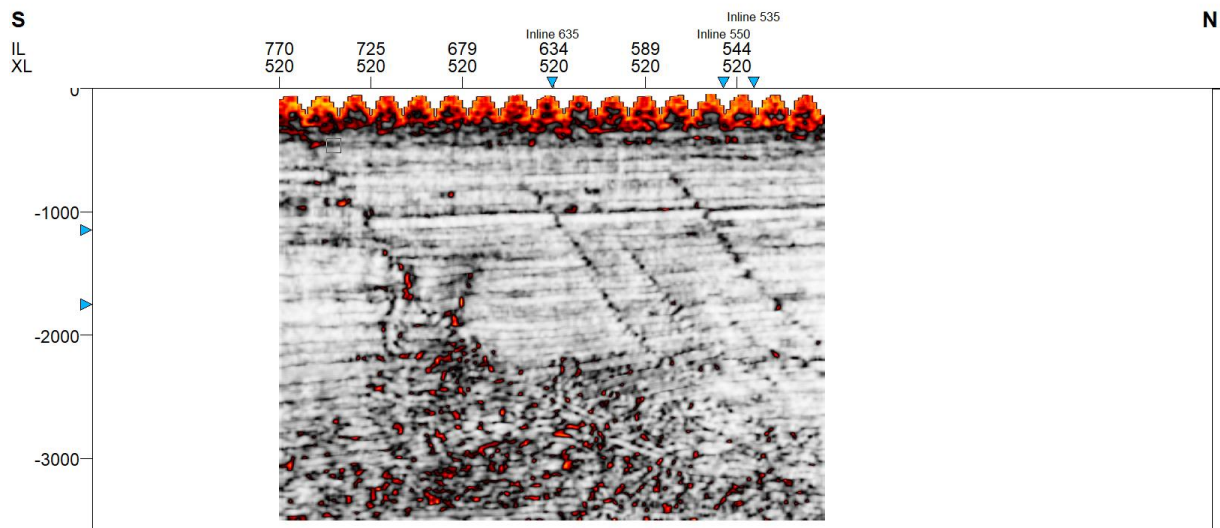


Figure 5.23 : Le suivi des failles dans la fenêtre d'interprétation

8.2. Interprétation des failles

L'interprétation des failles dans la **figure 5.22** montre quatre failles distinctes, identifiées manuellement dans la fenêtre d'interprétation. Ces failles sont représentées par des lignes de couleur qui traversent les données sismiques, indiquant des zones de discontinuité où les couches géologiques ont été décalées. La faille 1, en bleu clair, la faille 2, en jaune, la faille 3, en vert, et la faille 4, en orange clair, sont clairement visibles. Ces failles intersectent l'horizon KOBE, soulignant des points critiques où les déformations géologiques sont prononcées.

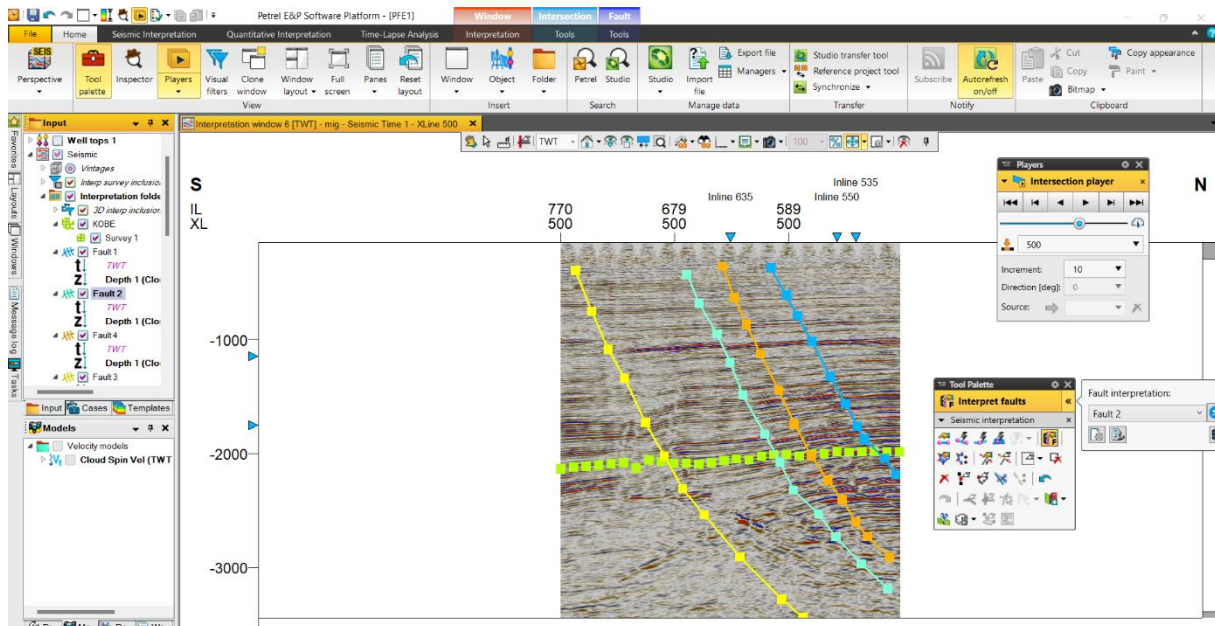


Figure 5.24 : les failles et l'horizon KOBE

9. Modélisation de la vitesse (Velocity modeling)

9.1. Téléchargement des données de vitesse

Le téléchargement des données de vitesse est fait dans la commande suivi (survey) on sélectionnant la donnée « SeisVelo ».

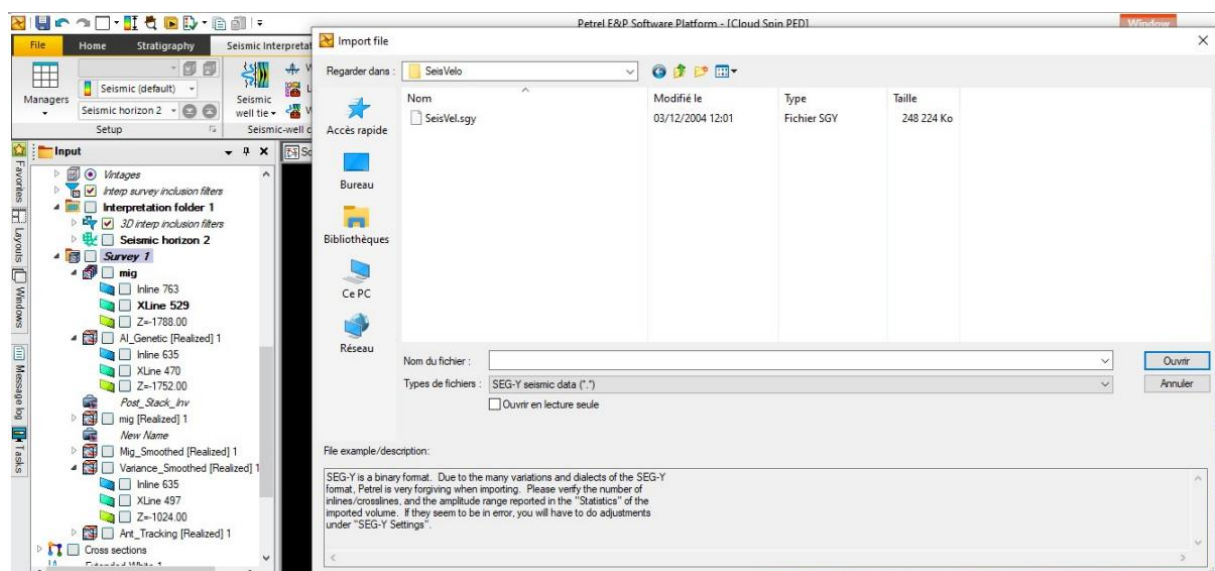


Figure 5.25 : la commande de l'importation des données de vitesse

9.2. La visualisation et contrôle qualité

Le model de vitesse est utilisé pour la conversion des cartes isochrones vers des cartes isobathes. Cette conversion des données sismiques facilite la compréhension des

caractéristiques géologiques.

Cette visualisation nous a permettre de voir en haut de la photographie, les strates plus bleues suggèrent des vitesses faibles, La faible vitesse est souvent liée à des formations rocheuses poreuses et perméables, comme les grès, favorisant l'accumulation d'hydrocarbures. Les zones en bas (jaune/orange) suggèrent des fortes vitesses ce qui pourrait suggérer des roches plus compactes ou des constructions plus solides.

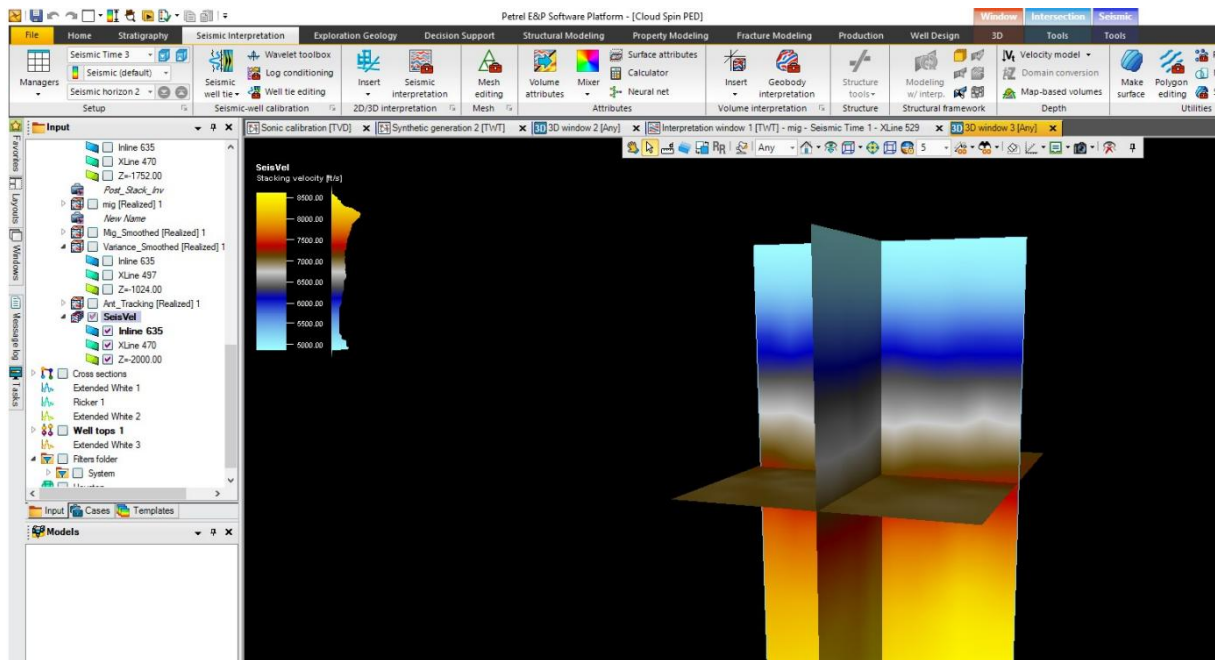


Figure 5.26 : Cube des vitesses

10. Conversion de domaine des cartes d'isochrones et des failles

10.1. Conversion de domaine des cartes d'isochrones

Le processus de conversion doit se faire à l'aide de model de vitesse, suivant ces étapes :

- L'insertion des cartes isochrones.
- Application du model de vitesse. (**La figure 5.27**)
- Transformation de temps en distances horizontales et verticales.
- Construction des cartes isobathes.

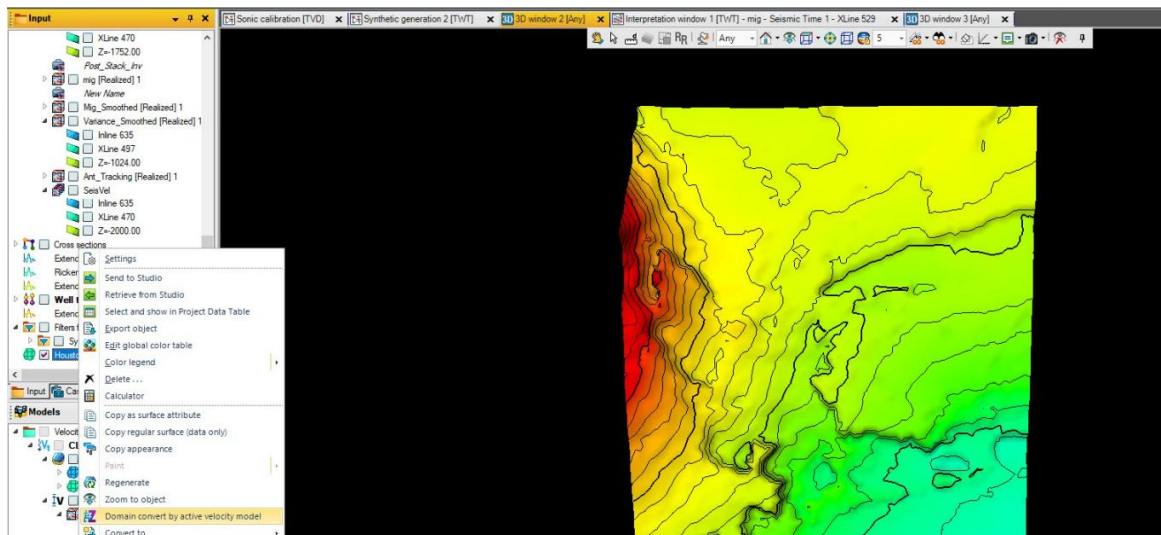


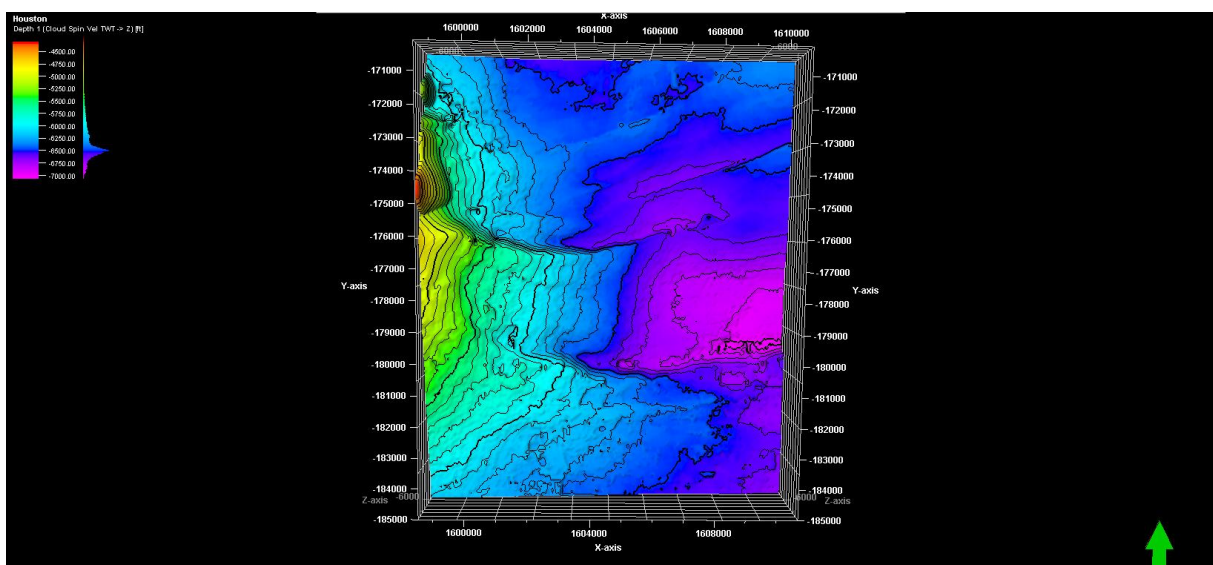
Figure 5.27 : la conversion du carte isochrone HOUSTON vers isobathe

10.2. Visualisation de la carte des isobathes

Une fois que les horizons ont été suivis et les données sismiques converties en profondeur, une carte isobathe peut être générée pour représenter les surfaces géologiques. Les cartes isobathes aident à déterminer les réservoirs, leurs formes et leurs étendue, failles, les plis, les structure anticlinaux ...etc

La figure 5.28 présente les cartes obtenues après la conversion qui sont KOBE, HOUSTON et PARIS respectivement, les cartes montrent Les couleurs chaudes (jaune, rouge) correspondent aux zones moins profondes, alors que les couleurs froides (bleu, violet) indiquent des profondeurs accrues.

L'utilisation de Lissage « Smoothing » est indispensable dans la visualisation des cartes isobathes.

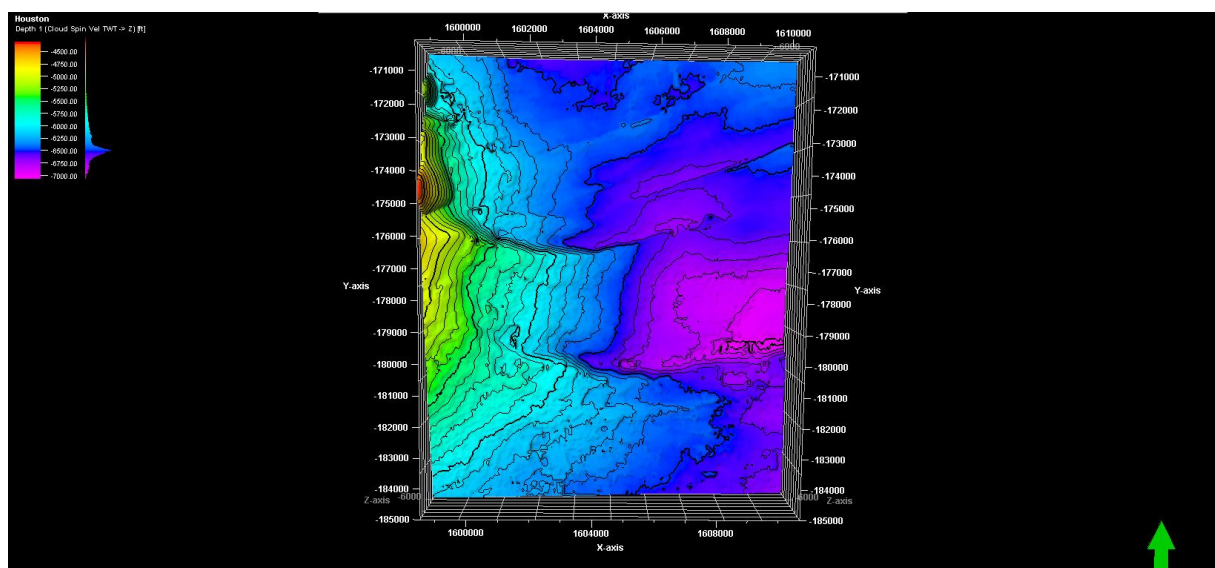


a-La carte isobathe KOBE

La figure 5.28 -a présente la carte isobathe KOBE, illustrant que les couleurs varient du violet au jaune, passant par le bleu et le vert. Les zones en **violet** et **bleu** représentent des profondeurs plus importantes (entre -7000 et -8000 pieds), tandis que les zones en **vert**, **jaune**, et **brun** indiquent des profondeurs plus faibles (environ -6000 à -6500 pieds). Ces transitions de couleur suggèrent des variations topographiques dans les couches géologiques, avec des zones plus profondes à l'est (côté droit de l'image) et des zones moins profondes à l'ouest (côté gauche de l'image).

Les lignes de contour sont plus rapprochées dans certaines zones, en particulier dans la partie centrale où les changements de profondeur semblent plus abrupts. Cela pourrait indiquer la présence de failles géologiques ou d'inclinaisons plus prononcées dans les couches géologiques.

L'analyse de cette carte permet de mieux comprendre la structure sous-jacente des formations géologiques et l'orientation des failles.

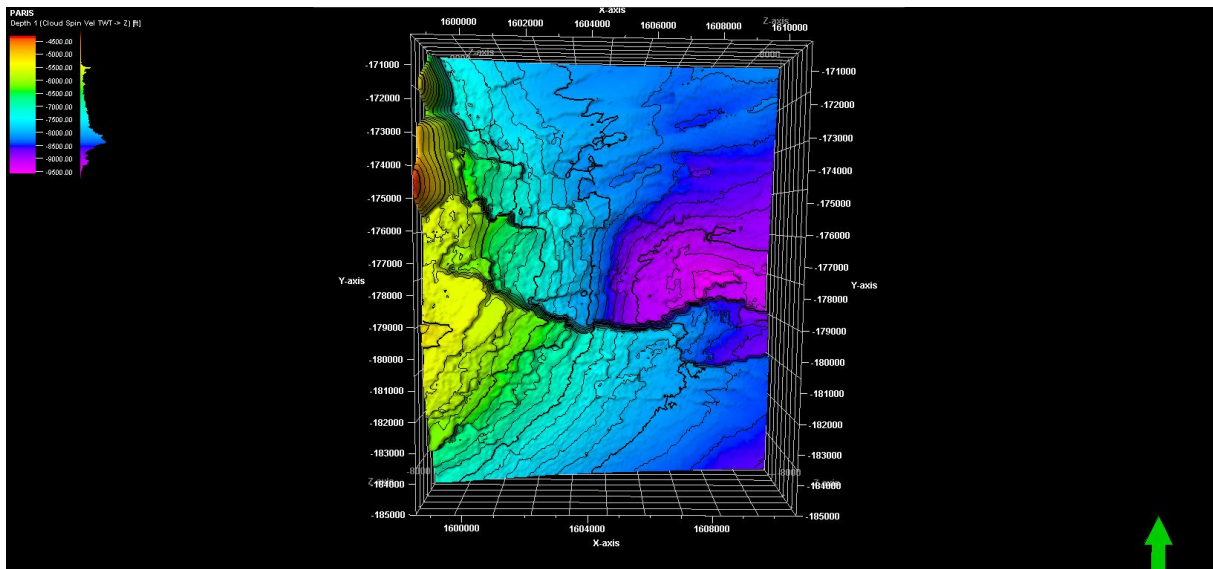


b-La carte isobathe HOUSTON

La figure b-5.28 présent la carte isobathe HOUSTON, illustrant que les couleurs s'étendent du **violet** au **jaune**, en passant par le **bleu** et le **vert**. Les zones en **violet** et **bleu** représentent les profondeurs les plus importantes, entre -6500 et -7000 pieds, tandis que les zones en **vert** et **jaune** indiquent des profondeurs plus faibles, allant d'environ -4500 à -6000 pieds. Ces transitions de couleur suggèrent des variations significatives dans la profondeur des couches géologiques. Le côté droit de l'image (est) montre des zones plus profondes, tandis que le côté gauche (ouest) présente des zones plus superficielles.

Les lignes de contour sont plus rapprochées dans certaines parties, notamment au centre,

ce qui indique des changements rapides de profondeur, probablement dus à des pentes abruptes ou à la présence de failles géologiques. Là où les lignes de contour sont plus espacées, les pentes sont plus douces, indiquant des variations plus graduelles dans les couches géologiques.



c-La carte isobathe PARIS

Figure 5.28 : Présentation des cartes isobathes en fenêtre 3D

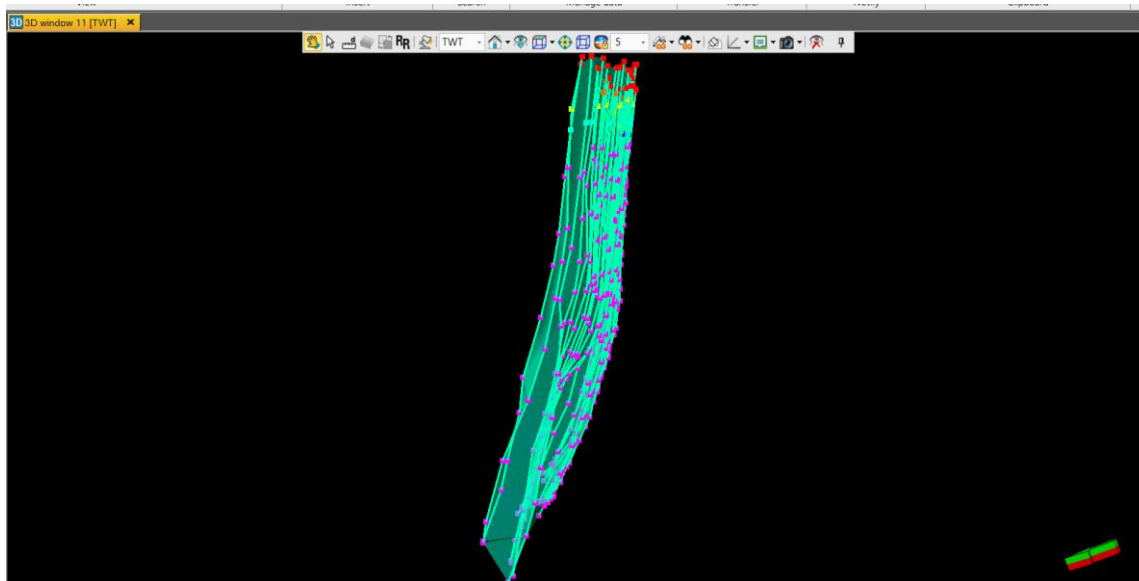
La **figure 5.28-c** présente la carte isobathe PARIS, illustrant que le spectre de couleurs va du rouge/jaune au bleu/violet. Les couleurs chaudes (rouge, orange, jaune) représentent des zones moins profondes (hautes altitudes ou surfaces), tandis que les couleurs froides (bleu, violet) correspondent à des zones plus profondes (bassins ou dépressions). La **partie gauche** de l'image montre des zones en jaune, rouge et vert clair, indiquant probablement des altitudes plus élevées ou des zones moins profondes. La **partie droite** est dominée par le bleu et le violet, ce qui suggère des zones beaucoup plus profondes.

Les lignes de contour sont des indicateurs de la variation topographique ou de profondeur. Plus les lignes sont rapprochées, plus la pente est abrupte, indiquant des changements rapides d'altitude ou de profondeur. Dans l'image, on peut observer des lignes de contour très rapprochées au centre et vers la droite, ce qui semble indiquer une pente abrupte ou une forte dépression dans ces régions. Vers la gauche de l'image, les lignes de contour sont plus espacées, représentant des zones avec une pente plus douce ou des altitudes plus élevées et moins variables.

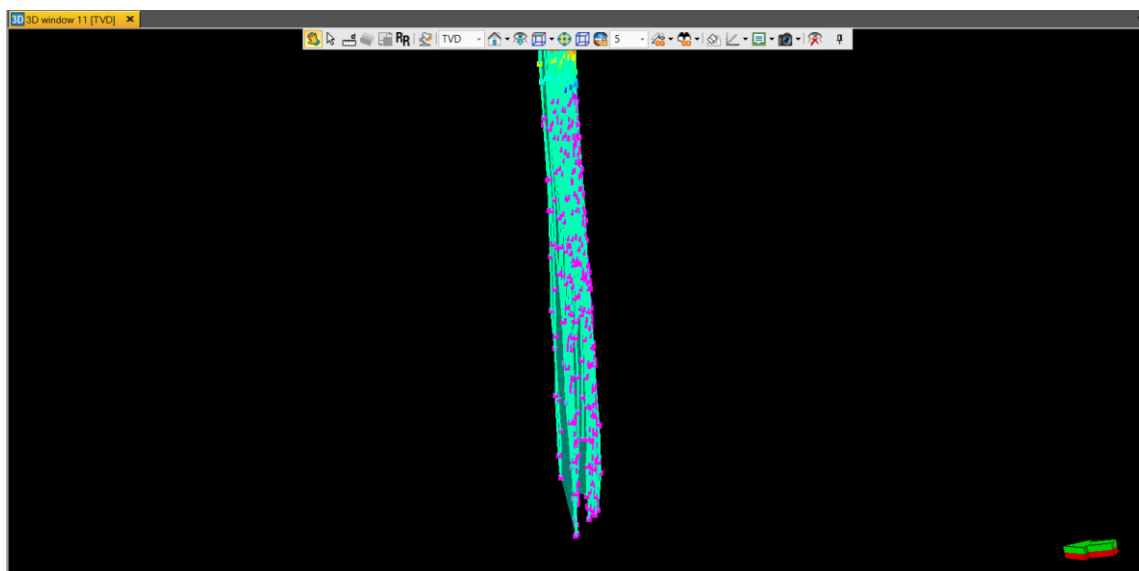
10.3. La conversion du domaine des Failles

Cette section se concentre sur la conversion des failles identifiées dans le domaine de temps double (Two-Way Time, TWT) en leur équivalent dans le domaine de profondeur réelle (True Vertical Depth, TVD).

La conversion en profondeur permet également de mieux comprendre le régime tectonique en place. En visualisant les failles avec précision, on peut déterminer si elles sont normales, inverses, ou en décrochement en fonction de leur direction et de leur pendage.



a- Dans le domaine aller-retour (two way time)



b- Dans le domaine de profondeur virtuel (true vertical depth)

Figure 5.29 : Présentation des failles dans le domaine temps double et profondeur virtuel

11. Cubes sismiques dans le domaine de profondeur

L'affichage principal montre une vue en **coupe sismique 3D**, avec plusieurs **coupes sismiques verticales** représentant les données migrées. Les lignes bleues au-dessus (comme **IL 500**, **XL 660**) indiquent les coordonnées d'**Inline** et **Crossline**, qui sont utilisées pour se repérer dans le cube sismique. Ces sections sont utilisées pour analyser les structures souterraines et identifier des horizons, des failles ou d'autres caractéristiques géologiques importantes.

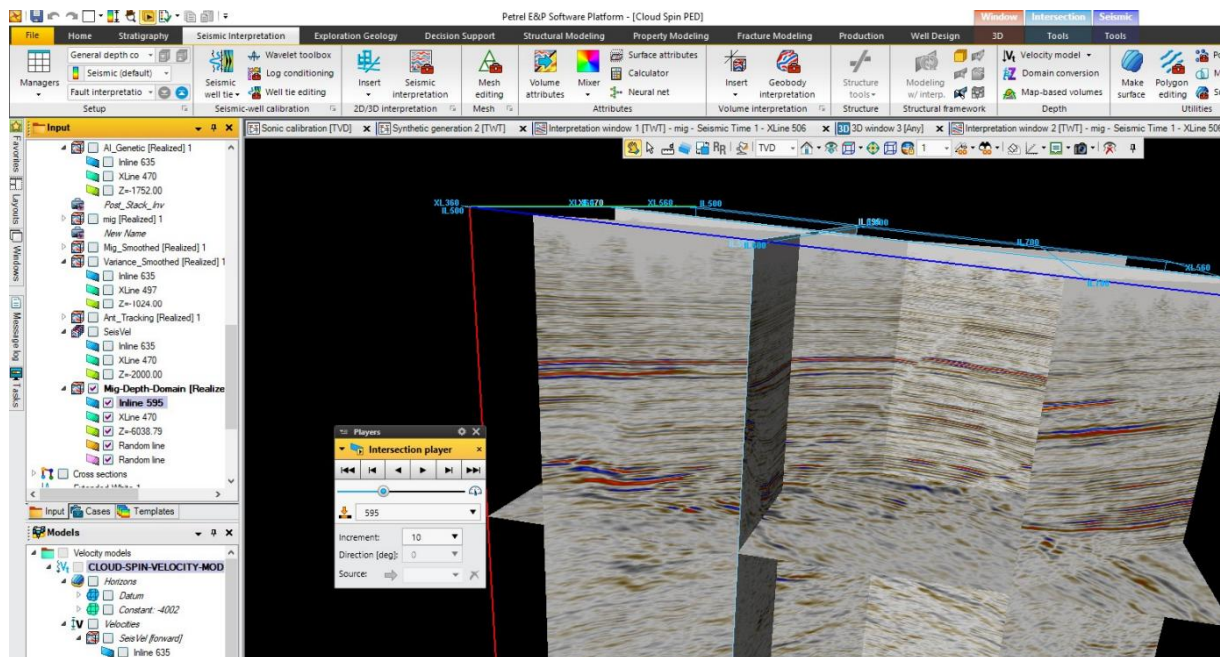


Figure 5.30 : Cube sismique dans le domaine de profondeur

12. Interprétation des cartes isobathes et failles

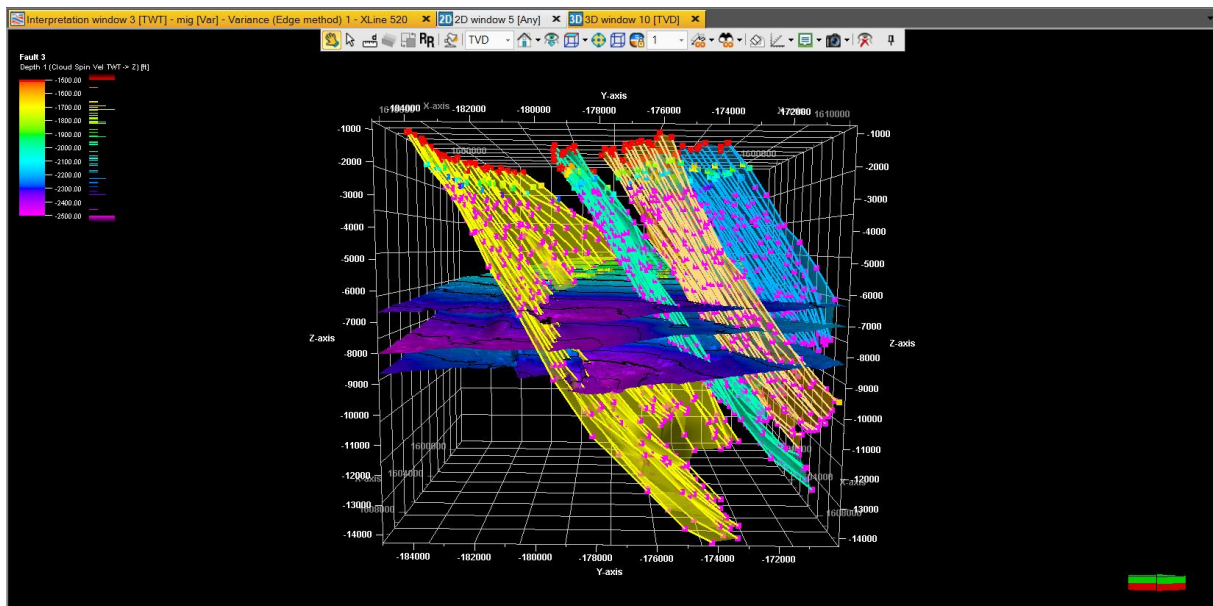
La figure 5.31 montre deux visualisations qui présentent un modèle sismique en 3D, marqué par des horizons et des failles, fréquemment employé dans le domaine pétrolier pour déterminer les réservoirs d'hydrocarbures.

Direction des failles (Nord-Ouest/Sud-Est) :

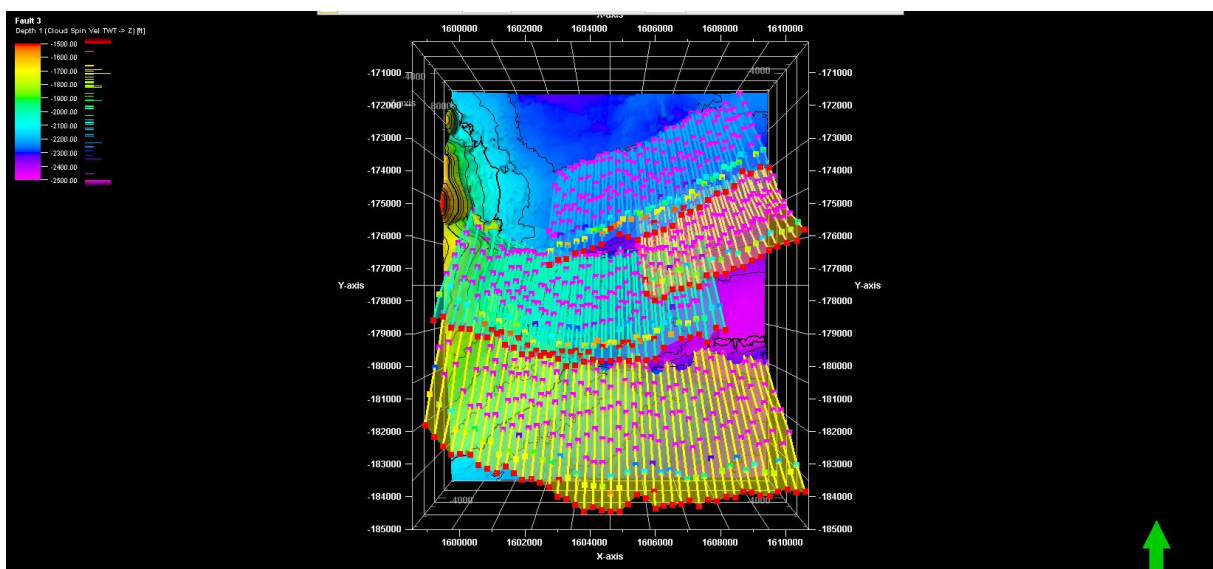
- La flèche verte marque le **nord**, donc en lisant l'image, nous pouvons observer que les failles se déplacent **diagonalement de la partie supérieure droite (Nord-Ouest) vers la partie inférieure gauche (Sud-Est)**.

Pendage des failles (Sud-Est) :

- Le pendage des failles indique l'inclinaison des plans vers une direction. Dans cette image, les failles (représentées par les lignes colorées inclinées) plongent également vers la **partie Sud-Est** (en bas à gauche de l'image), ce qui est cohérent avec ce qui a été précédemment décrit.
- Les failles sont clairement inclinées vers la profondeur, ce qui indique un **pendage vers le Sud-Est**.



a- Vue à coté



b- Vue à dessus

Figure 5.31 : présentation des cartes isobathes et failles

Conclusion générale :

La sismique 3D a révolutionné l'exploration géophysique en offrant une représentation plus précise des structures souterraines. Grâce à l'acquisition de données en trois dimensions, les géologues peuvent désormais visualiser avec clarté les formations géologiques, facilitant l'identification des structures complexes comme les failles et les horizons. Les images sismiques 3D permettent de repérer des caractéristiques subtiles, essentielles pour évaluer le potentiel pétrolier et gazier d'une région. Cette technique améliore la précision des modèles géologiques et réduit les incertitudes liées aux données 2D, tout en permettant d'analyser des propriétés telles que la porosité et la perméabilité des roches, en intégrant des données complémentaires comme les logs de puits. L'approche multidisciplinaire optimise ainsi les stratégies d'exploration et d'exploitation.

Les avancées technologiques dans le traitement des données sismiques 3D ont considérablement réduit le temps d'analyse, tout en augmentant la résolution des images obtenues. Cela se traduit par une meilleure compréhension des environnements géologiques complexes, notamment dans les zones offshore où l'interprétation du sous-sol est plus difficile. Ce travail pratique a démontré l'importance de l'interprétation sismique et l'utilisation d'outils comme Petrel pour convertir les données géophysiques en informations exploitables. L'intégration de plusieurs sources de données, comme les logs et les données liées aux puits, au sein d'un modèle géologique cohérent a permis d'améliorer la compréhension des structures souterraines et de réduire les incertitudes lors de la prise de décisions.

Durant ce travail, l'utilisation de systèmes de coordonnées adaptés, la gestion des puits déviés, ainsi que l'analyse des logs de diagraphie ont contribué à une modélisation plus précise des réservoirs, identifiant des horizons géologiques clés. L'analyse des données de check shot et des vitesses moyennes ou intervalles a permis de mieux comprendre les propriétés géologiques des couches traversées, notamment la présence de réservoirs potentiels. L'application de techniques de conditionnement des données, comme le despiking, a amélioré la qualité des logs acoustiques, offrant une base plus fiable pour l'interprétation géophysique. L'étalonnage sonique a validé les ajustements et garanti la fidélité des données.

L'étude des structures géologiques a été grandement facilitée par l'utilisation de cartes isochrones, isobathes, et de cubes sismiques. Ces outils ont permis d'identifier des discontinuités, failles et variations de profondeur, offrant une vision claire des temps de parcours des ondes sismiques et de la profondeur des structures. Ces visualisations sont essentielles pour localiser les réservoirs potentiels d'hydrocarbures et suivre les failles dans le

domaine de profondeur réelle (TVD), ouvrant ainsi des perspectives sur les régimes tectoniques en place. La sismique 3D joue un rôle clé dans la gestion des risques liés aux projets d'exploration. En offrant une image détaillée du sous-sol, elle permet d'identifier les zones à potentiels, comme les poches de gaz ou les zones instables, et de planifier des forages plus sûrs.

Bibliographie

Introduction

- [1] Guellala, R., Ben Marzoug, H., Inoubli, M. H., & Moumni, L. (2011). Apports de la sismique réflexion à l'étude de l'aquifère du Continental Intercalaire du Jérid (Tunisie). *Hydrological Sciences Journal*, 56(6), 1040–1052.
- [2] Sheriff, R.E. & Geldart, L.P. (1995). *Exploration Seismology* (2nd ed.). Cambridge University Press.
- [3] Yilmaz, Ö. (2001). *Seismic Data Analysis: Processing, Inversion, and Interpretation of Seismic Data*. Society of Exploration Geophysicists.

Chapitre 01

- [4] Steffens, G. S., Zolnai, G., & Rowan, M. G. (2003). *Salt tectonics and structural styles in the deep Gulf of Mexico*. In G. Parker & D. R. Hinds (Eds.), *Petroleum Systems of Deep-Water Basins: Global and Gulf of Mexico Experience* (pp. 151-176). Gulf Coast Section SEPM.
- [5] Bryant, W. R., Lugo, J., Cordova, C., & Salvador, A. (1991). *Physiographic and bathymetric characteristics of the Gulf of Mexico*. In A. Salvador (Ed.), *The Gulf of Mexico Basin* (Vol. J, pp. 13-30). Geological Society of America.
- [6] Murray, G. E., & Salvador, A. (1991). *Geology of the Gulf of Mexico: An overview*. In A. Salvador (Ed.), *The Gulf of Mexico Basin* (pp. 1-20). Geological Society of America.
- [7] Mancini, E.A., Puckett, T.M. (2002). *Petroleum systems in the greater Gulf of Mexico*
- [8] [Vazquez-Garcia, O. (2018). Tectonic synthesis of the deepwater Lamprea thrust and fold belt, offshore Burgos Basin, western Gulf of Mexico. *2018-Mines Theses & Dissertations*.].
- [9] [Aranda-Gómez, J. J., Godchaux, M. M., de Jesús Aguirre-Díaz, G., Bonnichsen, B., & Martínez-Reyes, J. CRETACEOUS TO THE MIOCENE, GUANAJUATO, MEXICO.].
- [10] [Shann, M. V., Vazquez-Reyes, K., Ali, H. M., & Horbury, A. D. (2020). The Sureste super basin of southern Mexico. *AAPG Bulletin*, 104(12), 2643-2700.].
- [11] [Wilhelm, O., & Ewing, M. (1972). Geology and history of the Gulf of Mexico. *Geological Society of America Bulletin*, 83(3), 575-600.].

Chapitre 02

- [27] Sciences à l'École. (2021). Types d'ondes sismiques. Consulté à l'adresse https://www.sciencesalecole.org/wp-content/uploads/2021/09/Types_ondes_sismiques.pdf
- [12] Villeneuve, S. (s.d.). Chapitre 6: Matériaux. Consulté à l'adresse <https://appx.cchic.ca/svilleneuve/materiaux/chap6.pdf>
- [13] Giroux, B. (s.d.). Chapitre 1: Ondes. Consulté à l'adresse https://bernard-giroux.github.io/teaching/PDFms/01_ondes.pdf

- [2] Sheriff, R.E. & Geldart, L.P. (1995). Exploration Seismology (2nd ed.). Cambridge University Press.
- [14] Diagraphies appliquées à l'hydrogéologie. Université Mohamed-Cherif Messaadia. URL: [https://fac.umc.edu.dz/fst/fichiers/M1%20Diagraphies-%20Cours%20\(LE%20LOG%20SONIQUE\)%20geo%20m1.pdf](https://fac.umc.edu.dz/fst/fichiers/M1%20Diagraphies-%20Cours%20(LE%20LOG%20SONIQUE)%20geo%20m1.pdf)
- [15] Introduction aux diagraphies. Université de Tlemcen. URL: https://elearn.univ-tlemcen.dz/pluginfile.php/129325/mod_resource/content/1/Diag1.pdf

Chapitre 03

- [16] Djeddi Mabrouk, 2022, sismique réflexion partie I
- [17] Ali ouargaga, 2019, analyse sismique 2d et sismostructurale du bassin du gharb septentrional
- [18] Kearey, P., Brooks, M., & Hill, I. (2002). An Introduction to Geophysical Exploration. Wiley-Blackwell.
- [19] Koudil, 2012, étude en Géomécanique des roches.
- [20] Bouchiba & Saada, 2016, Interprétation structurale 2D Hassi Bir Rekaïz Sud
- [21] Airoudj, 2022, Interprétation structurale 3D de la région de Gassi Touil

Chapitre 04

- [22] (Advances in Oil and Gas Exploration & Production) Hamid N. Alsadi (auth.) - Seismic Hydrocarbon Exploration_ 2D and 3D Techniques-Springer International Publishing (2017)
- [2] Sheriff, R.E. & Geldart, L.P. (1995). Exploration Seismology. Cambridge University Press.
- [3] Yilmaz, Ö. (2001). Seismic Data Analysis: Processing, Inversion, and Interpretation of Seismic Data. Society of Exploration Geophysicists.
- [23] Harlan, W. S. (1995). Seismic Processing Algorithms. SEG
- [24] Jean-Luc Mari, François Glangeaud, Françoise Coppens « TRAITEMENT DU SIGNAL POUR GEOLOGUES ET G2OPHYSICIENS » Édition TECHNIP

Chapitre 05

- [25] Aboaba, O., & Liner, C. (2020). Interpretation of Paleozoic paleokarst features in the Arkoma Basin of Oklahoma using 3D seismic and well logs. *Interpretation*, 8(2), T421-T440.
- [26] Telford, W. M., Geldart, L. P., & Sheriff, R. E. (1990). Applied geophysics. Cambridge university press.

Bibliographie des figures

- **[1.1]** Bryant, W. R., Lugo, J., Cordova, C., & Salvador, A. (1991). *Physiographic and bathymetric characteristics of the Gulf of Mexico*. In A. Salvador (Ed.), *The Gulf of Mexico Basin*. Geological Society of America
- **[1.2]** Murray, G. E., & Salvador, A. (1991). *Geology of the Gulf of Mexico: An overview*. In A. Salvador (Ed.), *The Gulf of Mexico Basin*. Geological Society of America.
- **[2.1]** : planet-terre.ens- lyon.fr
- **[2.2]** : Villeneuve, S. (s.d.). Chapitre 6: Matériaux. Consulté à l'adresse <https://appx.cchic.ca/svilleneuve/materiaux/chap6.pdf>
- **[2.3]** : « Les lois de Descartes – la réfraction et la réflexion » URL : https://www.methodephysique.fr/lois_de_descartes/
- **[2.4]** : Sheriff, R.E. & Geldart, L.P. (1995). *Exploration Seismology* (2nd ed.). Cambridge University Press.
- **[2.5]** : studypool.com
- **[2.6]** : Wang, M. (2023, October 24). La différence entre la réflexion sismique et la réfraction expliquée. Chongqing Gold M&E Equipment Co
- **[2.7]** : Seismology Lecture: Seismic Waves." Department of Earth Sciences, University College London
- **[2.8]** : Champika Epa Ranasinghe . November 2018 Location Information Quality: A Review
- **[2.9]** : Diagraphies appliquées à l'hydrogéologie. Université Mohamed-Cherif Messaadia. URL: [https://fac.umc.edu.dz/fst/fichiers/M1%20Diagraphies-%20Cours%20\(LE%20LOG%20SONIQUE\)%20geo%20m1.pdf](https://fac.umc.edu.dz/fst/fichiers/M1%20Diagraphies-%20Cours%20(LE%20LOG%20SONIQUE)%20geo%20m1.pdf)
- **[2.10]** : Introduction aux diagraphies. Université de Tlemcen. URL: https://elearn.univ-tlemcen.dz/pluginfile.php/129325/mod_resource/content/1/Diag1.pdf
- **[3.1]**: Koudil, 2012, étude en Géomécanique des roches.
- **[3.2]** : Koudil, 2012, étude en Géomécanique des roches.
- **[3.3]** : Ali ouargaga, 2019, analyse sismique 2d et sismostructurale du bassin du gharb
- **[3.4]** : cour origine du pétrole et gaz, univ de batna
- **[3.5]** : cour origine du pétrole et gaz, univ de batna
- **[3.6]** : Bouchiba & Saada, 2016, Interprétation structurale 2D Hassi Bir Rekaïz Sud
- **[3.7]** : Bouchiba & Saada, 2016, Interprétation structurale 2D Hassi Bir Rekaïz Sud
- **[3.8]** : Airoudj, 2022, Interprétation structurale 3D de la région de Gassi Touil
- **[3.9]** : Airoudj, 2022, Interprétation structurale 3D de la région de Gassi Touil
- **[3.10]** : Airoudj, 2022, Interprétation structurale 3D de la région de Gassi Touil
- **[3.11]** : Djeddi Mabrouk, 2022, sismique réflexion partie I
- **[3.12]** : Ali ouargaga, 2019, analyse sismique 2d et sismostructurale du bassin du gharb

- [3.13] : Djeddi Mabrouk, 2022, sismique réflexion partie I
- [3.14]: Ali ouargaga, 2019, analyse sismique 2d et sismostructurale du bassin du gharb
- [3.15] : BACHTA ,2002
- [3.16] : AID, 2008
- [3.17] : GADALLAH, 2009
- [4.2] Yilmaz, O. (2001). Seismic Data Analysis: Processing, Inversion, and Interpretation of Seismic Data. Society of Exploration Geophysicists.
- [4.3] Fomel, S. (2009). Seismic Data Processing. Seismic Wave Theory and Applications. University of Texas at Austin.
- [4.4] (Advances in Oil and Gas Exploration & Production) Hamid N. Alsadi (auth.) - Seismic Hydrocarbon Exploration_ 2D and 3D Techniques-Springer International Publishing (2017)
- [4.5] Fomel, S. (2009). Seismic Data Processing. Seismic Wave Theory and Applications. University of Texas at Austin.
- [4.6] (Advances in Oil and Gas Exploration & Production) Hamid N. Alsadi (auth.) - Seismic Hydrocarbon Exploration_ 2D and 3D Techniques-Springer International Publishing (2017)
- [4.7] (Advances in Oil and Gas Exploration & Production) Hamid N. Alsadi (auth.) - Seismic Hydrocarbon Exploration_ 2D
- [4.9] : Alsadi, H.N. (2017). *Seismic Hydrocarbon Exploration: 2D and 3D Techniques*. Springer International Publishing.
- [4.8] : Sheriff, R.E. & Geldart, L.P. (1995). *Exploration Seismology*. Cambridge University Press.
- [4.10] : Capture d'écran sur logiciel Petrel.