

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

### Design d'une étude sismique 3D de type wide azimuth de la zone d'étude NECHOU pour cartographier les réserves d'hydrocarbures dans le bassin d'Oued Mya.

**BOUZIDI Nouara Amira & KOURIBECHE Rania**

Présentée et soutenue publiquement le 26/09/2024

#### Composition du jury :

Président :	Pr. Sami YAHYAOUI	ENP
Examineur :	M. Larouci CHANANE	ENP
Promoteurs :	Pr. Rezki AKKAL	ENP
	Pr. Sid Ali OUADFEUL	IAP
Co-promoteur :	M.Fouad GHELLOUDJ	SONATRACH



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

### Design d'une étude sismique 3D de type wide azimuth de la zone d'étude NECHOU pour cartographier les réserves d'hydrocarbures dans le bassin d'Oued Mya.

**BOUZIDI Nouara Amira & KOURIBECHE Rania**

Présentée et soutenue publiquement le 26/09/2024

#### Composition du jury :

Président :	Pr. Sami YAHYAOUI	ENP
Examineur :	M. Larouci CHANANE	ENP
Promoteurs :	Pr. Rezki AKKAL	ENP
	Pr. Sid Ali OUADFEUL	IAP
Co-promoteur :	M.Fouad GHELLOUDJ	SONATRACH

**المخلص:** تصميم دراسة زلزالية ثلاثية الأبعاد من نوع الزوايا الواسعة لمنطقة الدراسة نيشو تلعب عملية الاكتساب الزلزالي ثلاثي الأبعاد دورًا مهمًا في تقليل الشكوك المرتبطة بالاستكشاف وإنتاج النفط والغاز. من خلال تقديم تعريف أفضل لهندسة الخزانات وتحديد أهداف أكثر دقة مقارنة بالزلازل ثنائية الأبعاد، فإنها تتيح دقة أعلى. يعتمد نجاح دراسة زلزالية ثلاثية الأبعاد على اختيار المعايير المثلى لتحقيق جودة زلزالية عالية، بما في ذلك تحسين نسبة الإشارة إلى الضوضاء، وهو ما يشكل محور تصميم الزلازل. يركز هذا البحث على تطوير تصميم للاكتساب لدراسة زلزالية ثلاثية الأبعاد في منطقة نيتشو، الواقعة في حوض وادي ميا. الهدف الرئيسي هو تحسين التعريف الهيكلي وتوصيف خزانات العصر الثلاثي والأوردوفيشي. يتكون العمل من جزئين: جزء نظري يتناول المفاهيم الأساسية وقوانين تصميم الزلازل، وجزء عملي مخصص لتنفيذ تصميم الزلازل في منطقة نيشو

**الكلمات المفتاحية:** الاكتساب الزلزالي ثلاثي الأبعاد، استكشاف النفط، دراسة زلزالية ثلاثية الأبعاد، حوض وادي ميا، خزانات

**Abstract :** Design of a 3D Wide Azimuth Seismic Study for the Nechou Study Area

The 3D seismic acquisition plays a crucial role in reducing uncertainties associated with oil and gas exploration and production. By offering better reservoir geometry definition and more accurate target localization compared to 2D seismic, it provides superior resolution. The success of a 3D seismic study relies on selecting optimal parameters to achieve high seismic quality, particularly by improving the signal-to-noise ratio, which is the focus of seismic design. This thesis focuses on the development of an acquisition design for a 3D seismic study in the Nechou area, located in the Oued Mya basin. The primary objective is to enhance structural definition and characterize Triassic and Ordovician reservoirs. The work is divided into two parts : a theoretical section covering the fundamental concepts and laws of seismic design, and a practical section dedicated to the implementation of seismic design in the Nechou area.

**Keywords :** 3D Seismic Acquisition, Oil Exploration, Seismic Design, Oued Mya Basin, Reservoirs.

**Résumé :** Design d'une étude sismique 3D de type wide azimuth pour la zone d'étude NECHOU

L'acquisition sismique 3D joue un rôle important dans la réduction des incertitudes liées à l'exploration et à la production pétrolière et gazière. En offrant une meilleure définition de la géométrie des réservoirs et une localisation plus précise des objectifs comparativement à la sismique 2D, elle permet une résolution supérieure à celle de la sismique 2D. Le succès d'une étude sismique 3D repose sur le choix des paramètres optimaux pour obtenir une qualité sismique élevée, notamment un meilleur rapport signal sur bruit, ce qui est l'objet du design sismique. Ce travail se focalise sur le développement d'un design d'acquisition pour une étude sismique 3D dans la zone de Nechou, située dans le bassin de Oued Mya. L'objectif principal est d'améliorer la définition structurale et de caractériser les réservoirs de l'âge Trias et Ordovicien. Le travail est structuré en deux parties : une partie recherche abordant les notions fondamentales et les lois du design sismique, et une partie pratique dédiée à la mise en œuvre du design

sismique dans la zone de Nechou.

**Mot-clés** : Acquisition sismique 3D, Exploration pétrolière, Design sismique, Bassin de Oued Mya, Réservoirs.

# Dédicace

*Je remercie avant tout **Dieu Tout-Puissant**, pour m'avoir accordé la force, la patience et la persévérance nécessaires pour accomplir ce travail. Sans Sa bénédiction, rien n'aurait été possible.*

*À mon **père bien-aimé**, qui nous a quittés trop tôt. Papa, ton absence a laissé un vide immense dans ma vie, un vide que rien ni personne ne peut combler. Chaque jour sans toi est un défi, mais ton souvenir est ma lumière et ma force. Ta sagesse, ton amour et tes enseignements continuent de me guider. Ce travail est dédié à ta mémoire, avec l'espoir de te rendre fier de là où tu es. Tout ce que j'ai accompli, c'est pour réaliser tes rêves et honorer tes sacrifices. Si tu étais là avec moi aujourd'hui, je sais que tu serais fier et heureux de voir jusqu'où j'ai pu arriver grâce à toi.*

*À ma **mère**, qui a traversé tant de souffrances pour moi. Maman, ton amour inconditionnel et tes sacrifices infinis sont le socle sur lequel j'ai pu construire mes rêves. Ta présence constante, ton soutien indéfectible et ta foi en moi m'ont donné la force de surmonter tous les obstacles. Tu as été mon roc, ma source de courage et d'inspiration. Je te dédie ce travail avec toute ma gratitude et mon amour profond*

*À ma **sœur Rania**, à son époux **Islem**, et à ma chère petite nièce **Eline**, que j'aime plus que tout. Votre amour, votre soutien et vos encouragements constants ont été une lumière dans les moments d'obscurité. Eline, ta joie de vivre et ton innocence m'apportent un bonheur indescriptible.*

*À mes amis **Roumaïssa, Hamza , Fatah, Foutia , Yacine , Nazih , Yousra , Boukertouta zaky** et à ma binôme **Rania**, merci pour vos encouragements et votre amitié.*

**Amira**

# Dédicace

*Je remercie d'abord **Dieu Tout-Puissant**, pour m'avoir accordé le courage, la patience et la ténacité indispensables à la réalisation de ce travail. Sans Sa bénédiction, rien n'aurait été possible.*

*À **mon cher père** pour son amour infini et sa confiance en moi. Chaque étape de ce projet a été réalisée avec le désir de te rendre fier. Tu as toujours été à mes côtés pour me soutenir et m'encourager, et ce travail est l'expression de ma gratitude et de mon affection.*

*À **ma chère mère** Quoi que je fasse ou dise, je ne saurais te remercier comme il se doit. Ton affection me couvre, ta bienveillance me guide, et ta présence à mes côtés a toujours été ma source de force pour affronter les différents obstacles.*

*À mes chères sœurs, **Mouna et Lina**, pour leur soutien constant, leurs encouragements enthousiastes, et leurs sourires qui ont illuminé chaque étape de ce parcours. Ce travail est dédié à notre lien indéfectible et à l'amour familial qui m'ont inspirée et motivée tout au long de cette aventure.*

*À ma deuxième famille **Mohammed , Iméne, Nazim et Meriem**, un grand merci pour votre présence constante, vos encouragements, et votre soutien sans faille. Vous avez été une source inestimable de motivation.*

*À ma binôme **Nouara Amira**, merci pour ton soutien et ton amitié précieuse tout au long de ce parcours.*

*À **mes amis**, pour vos encouragements constants et votre amitié sincère, je vous suis profondément reconnaissant*

**Rania**

# Table des matières

## LISTE DES FIGURES

## LISTE DES TABLEAUX

## LISTE DES ABRÉVIATIONS

## INTRODUCTION GÉNÉRALE 15

### Partie Recherche 15

#### 1 Situation de l'Étude 16

1.1 Situation géographique de l'étude . . . . . 16

1.2 Cadre géologique et intérêt pétrolier . . . . . 20

1.2.1 Cadre Géologique . . . . . 20

1.2.2 Système pétrolier . . . . . 24

#### 2 Processus d'Exploration 26

2.1 Contenu et objectif d'un plan d'exploration . . . . . 26

2.1.1 Objectifs de l'exploration . . . . . 26

2.1.2 Le processus de l'exploration pétrolière . . . . . 27

2.2 Les étapes de la prospection pétrolière . . . . . 30

2.2.1 La géologie pétrolière : Observation et analyse de la surface . . . . . 30

2.2.2 La géophysique : Étude des profondeurs . . . . . 31

#### 3 Généralités sur la Sismique 3D 33

3.1 Avantages de la sismique 3D . . . . . 33

3.2 Terminologie de la sismique 3D . . . . . 34

3.3 Principaux dispositifs d'acquisition 3D . . . . . 39

3.3.1 Full Fold 3D . . . . . 39

3.3.2 Dispositif Swath . . . . . 40

3.3.3 Dispositif Button Patch . . . . . 41

3.3.4 Dispositif Zig-Zag . . . . . 42

#### 4 Design d'une Étude Sismique 3D 45

4.1 Préservation des pendages . . . . . 45

4.2 Détermination des paramètres d'acquisition . . . . . 45



4.2.1	Forme et dimension du Bin . . . . .	45
4.2.2	La couverture . . . . .	47
4.2.3	Inter-géophones et Inter-sources . . . . .	49
4.2.4	Densité des Points de Tirs . . . . .	49
4.2.5	Calcul de l'Espacement entre Lignes Sources . . . . .	50
4.2.6	Calcul de l'espacement entre lignes de réception . . . . .	50
4.2.7	Calcul des offsets . . . . .	51
4.3	Taille de l'Étude . . . . .	54
4.3.1	La marge de migration (Migration aperture) . . . . .	54
4.3.2	La rampe de couverture (Fold Taper) . . . . .	55
4.4	Choix de l'orientation de l'étude . . . . .	56
<b>Partie Pratique</b>		<b>57</b>
<b>5</b>	<b>Logiciel Mesa : Présentation et Procédures</b>	<b>58</b>
5.1	Présentation du logiciel MESA . . . . .	58
5.2	Modèle synthétique . . . . .	58
5.3	Exécution . . . . .	59
<b>6</b>	<b>Données préliminaires en 2D</b>	<b>73</b>
6.1	Description des objectifs de l'étude et des données disponibles . . . . .	73
6.1.1	Les objectifs de l'étude . . . . .	73
6.1.2	Données de puits . . . . .	73
6.1.3	Données sismiques . . . . .	74
6.1.4	Pendage . . . . .	76
<b>7</b>	<b>Calculs, Simulations et Sélection du Design</b>	<b>77</b>
7.1	Calcul des paramètres de design . . . . .	77
7.1.1	La taille du bin . . . . .	78
7.1.2	Intervalle entre sources et intervalle entre récepteurs (SI et RI) . . . . .	79
7.1.3	L'intervalle entre lignes source et lignes réceptrices (SLI, RLI) . . . . .	79
7.1.4	Maximum minimum offset . . . . .	79
7.1.5	Offset maximal Xmax . . . . .	79
7.1.6	Nombre de récepteurs par ligne . . . . .	80
7.1.7	Nombre de lignes réceptrices dans le template . . . . .	80
7.1.8	Nombre de canaux dans le patch . . . . .	81
7.1.9	Le rapport d'aspect (ratio) . . . . .	81
7.1.10	L'offset maximal dans la direction in-line . . . . .	81
7.1.11	L'offset maximal dans la direction cross-line . . . . .	81

7.1.12	La couverture longitudinale, transversale et totale . . . . .	81
7.1.13	La marge de migration . . . . .	82
7.1.14	La marge de couverture . . . . .	82
7.1.15	Orientation des lignes source et de réception . . . . .	82
7.2	Les options de design . . . . .	82
7.2.1	Les variantes choisies . . . . .	86
7.3	Gestion des bordures de l'étude . . . . .	95
7.3.1	Délimitation de la zone d'intérêt . . . . .	95
7.3.2	Marge de migration . . . . .	96
7.3.3	Limite de la surface d'acquisition . . . . .	96
7.4	Fiche statique du design choisi . . . . .	97
7.5	Les différents aspects du design final sur logiciel MESA. . . . .	98

**CONCLUSION GÉNÉRALE** **101**

Bibliographie . . . . .	103
-------------------------	-----

# Table des figures

1.1	Plan de situation géographique de l'étude.[1]	17
1.2	Plan de position des périmètres et des blocs [2].	18
1.3	Plan de position et d'obstacles.[1]	19
1.4	Colonne stratigraphique de la zone NECHOU.[1]	23
2.1	Système pétrolier. [3]	27
2.2	Les étapes du processus d'exploration.[4]	29
2.3	Les étapes géologiques de recherche de prospection pétrolière.[4]	31
2.4	Les étapes géophysiques de recherche de prospection pétrolière.[4]	32
3.1	Description des éléments d'une étude sismique 3D [5].	34
3.2	Point milieu et CMP bin.[6]	36
3.3	Les différents offsets.[7]	37
3.4	In-line et cross-line move ups.[8]	37
3.5	Azimut.[9]	38
3.6	Représentation schématique d'un Swath.[8]	38
3.7	Représentation en trois dimensions d'une étude sismique 3D.[7]	39
3.8	Dispositif Full Fold 3D. [5]	40
3.9	Dispositif Swath.[5]	41
3.10	Dispositif Button Patch.[5]	41
3.11	Dispositif Zig-zag.[5]	42
3.12	Mirrored Zig-zag.[10]	43
3.13	Double Zig-zag. [10]	43
4.1	Couverture In-Line d'un patch $10 \times 72$ . [5]	48
4.2	Couverture X-Line d'un patch $10 \times 72$ . [5]	48
4.3	Couverture totale d'un patch $10 \times 72$ . [5]	49
4.4	Schéma expliquant le calcul de RLI.[11]	50
4.5	Maximum minimum offset.[10]	52
4.6	L'offset maximal à l'horizontal du patch.[12]	53
4.7	L'offset maximal à la diagonale du patch.[12]	53
4.8	Ouverture maximale de migration aperture.[13]	54
4.9	95% de l'énergie de migration sismique contenue dans un angle de $30^\circ$ . [14]	55
4.10	Fold tapers	56

5.1	Exemple . . . . .	59
5.2	Edit Exclusions . . . . .	60
5.3	Polygone . . . . .	60
5.4	Define exclusions . . . . .	61
5.5	Insertion des coordonnées (x; y) . . . . .	61
5.6	Layout . . . . .	62
5.7	Unit template . . . . .	62
5.9	Schéma montre les différentes distances.[8] . . . . .	63
5.10	L'introduction de (X, Y) . . . . .	65
5.11	Template . . . . .	65
5.12	shot options . . . . .	66
5.13	Plan de position point source et point receiver . . . . .	66
5.14	étape de numérotation source/recepteur . . . . .	67
5.15	Numéro des récepteurs . . . . .	67
5.16	Numérotation des sources . . . . .	68
5.17	1ere étape . . . . .	68
5.18	2eme étape . . . . .	69
5.19	3eme étape . . . . .	69
5.20	Full Fold . . . . .	70
5.21	Bin analysis . . . . .	70
5.22	Offset graph . . . . .	71
5.23	Azimuth graph . . . . .	71
5.24	Rose diagramme . . . . .	71
6.1	Position des deux puits.[15] . . . . .	74
6.2	Les campagnes sismiques antérieurs.[15] . . . . .	75
6.3	Profil 03-ZIR-02; à gauche sa position, à droite la section sismique correspondante.[15] . . . . .	75
6.4	Profil 96-ZIR-04; à gauche la position, à droite la section sismique correspondante.[15] . . . . .	76
7.1	La section sismique . . . . .	77
7.2	Analyse spectrale sur une fenêtre de 1.8s à 2.4s . . . . .	78
7.3	Film sismique d'un shot. . . . .	80
7.4	Rose diagramme . . . . .	84
7.5	Azimuth . . . . .	87
7.6	Distribution Azimuth & traces . . . . .	88
7.7	histogramme des offsets . . . . .	89
7.8	Distribution offset & traces . . . . .	91
7.9	Histogramme offset-bin-couverture . . . . .	92

7.10	Rose diagramme . . . . .	94
7.11	La zone d'intérêt et les deux campagnes sismiques EMZNO et ANZ . . . . .	96
7.12	Marge de migration et zone d'intérêt . . . . .	96
7.13	La zone d'intérêt avec toutes les marges nécessaires . . . . .	96
7.14	La couverture totale du design final. . . . .	98
7.15	Le Template . . . . .	99
7.16	Les différentes distances SI, RI, RLI et SLI. . . . .	99

# Liste des tableaux

6.1	OME-1 . . . . .	73
6.2	OMEE-1 . . . . .	74
7.1	Différentes options pour un bin=25 . . . . .	83
7.2	Différentes options pour un bin=30 . . . . .	85
7.3	Les variantes choisies . . . . .	86
7.4	Fiche statistique résume les paramètres du projet. . . . .	98

# Abréviations utilisées en sismique 3D

## Notation Récepteurs (Receivers)

**RLI** : Interligne de réception (Receiver Line Interval).

**RI** : Inter-trace (Receiver Interval).

**LLR** : Longueur de la ligne de réception (Receiver Line Length).

**NR** : Nombre de canaux par ligne de réception (Number of Receivers per Line).

**NRL** : Nombre des lignes de réceptions (Number of Receiver Lines).

**NC** : Nombre des canaux utilisés pour l'enregistrement dans le Template (Number of Channels used for Recording in the Template).

**D<sub>r</sub>** : Densité des récepteurs (Receiver Density).

## Notation Point de Tir (Shot or Source)

**SLI** : Interligne d'émissions (Source Line Interval).

**SI** : Inter-tir (Source Interval).

**NS** : Nombre de points d'émissions par Template (Number of Shots per Template or Line).

**NSL** : Nombre des lignes d'émissions (Number of Source Lines).

**SL** : Longueur de la ligne d'émission (Source Line Length).

**D<sub>s</sub>** : Densité des points d'émissions (Source Density).

## Notation d'Offset

**X** : Offset (Distance Source-Récepteur).

**X<sub>in-line</sub>** : offset max dans la direction in-line.

**X<sub>x-line</sub>** : offset max dans la direction x-line.

**X<sub>min</sub>** : Diagonale du bin.

**X<sub>max</sub>** : Demi-diagonale du template.

**X<sub>max of min</sub>** : Diagonale du box.

## Notation de Couverture (Fold)

**C<sub>in-line</sub>** : Couverture dans la direction In-line (In-line fold).

**C<sub>X-line</sub>** : Couverture dans la direction Cross-line (Cross-line fold).

**C<sub>3D</sub>** : Couverture totale 3D (3D Total Fold).

**C<sub>2D</sub>** : Couverture 2D.

**C<sub>tot</sub>** : Couverture totale.

## Notation de Bin

**B** : La dimension du bin.

**N<sub>B</sub>** : Nombre de bins.

## Autres Notations

**CMP** : Point milieu commun (Common midpoint)

**F<sub>dom</sub>** : La fréquence dominante au niveau de l'objectif (Dominant Frequency at the Target).

**F<sub>max</sub>** : La fréquence maximale (Maximum Frequency).

**T<sub>0</sub>** : Temps double à l'objectif (Two Way Travel Time : TWT).

**V<sub>int</sub>** : Vitesse d'intervalle au-dessus de l'objectif (Interval Velocity Above the Target).

**V<sub>moy</sub>** : Vitesse moyenne des couches de la surface à l'objectif (Average Velocity from Surface to Target).

**Z** : La profondeur de l'objectif (Depth to Target).

**Z<sub>h</sub>** : La profondeur de l'horizon superficiel.

**Ma** : La migration aperture.

$\lambda$  : Longueur d'onde (Wavelength).

$\alpha$  : Le pendage dominant des couches géologiques (Dominant Dip of Geological Layers).

**R<sub>H</sub>** : Résolution latérale (Lateral Resolution).

**S/B** : Rapport signal/bruit (Signal-to-Noise Ratio).

**U** : Facteur unité (Unit Factor).

**DP** : Plan de référence (Datum Plane).

**R** : Rapport d'aspect.



# Introduction générale

Depuis les premières études sismiques terrestres réalisées en 1920, la qualité des données sismiques a considérablement progressé grâce à l'utilisation de conceptions améliorées et à des techniques d'acquisition et de traitement plus efficaces. Au cours du dernier siècle, bien que la sismique 2D se soit imposée comme l'une des méthodes géophysiques les plus efficaces pour la cartographie géologique de la sub-surface, elle présente des limitations en matière de précision et de définition des structures géologiques. Ce manque de précision a conduit à une transition vers la sismique tridimensionnelle (3D), qui réduit les incertitudes liées à l'exploration et à la production pétrolière et gazière.

La sismique 3D offre des avantages significatifs en termes de résolution et de localisation des objectifs, permettant ainsi une meilleure définition de la géométrie des réservoirs par rapport à la sismique 2D. Toutefois, pour tirer pleinement parti de ces avantages, les géophysiciens doivent suivre un ensemble de règles essentielles lors de la préparation et de la mise en œuvre d'une campagne sismique 3D, une phase connue sous le nom de "pré-planning" ou "design". Cette étape est cruciale pour garantir que les données acquises répondent aux exigences structurelles, stratigraphiques et lithologiques.

L'objectif du design d'une étude sismique est de trouver un équilibre entre le coût de l'étude et les besoins de l'interpréteur. Les contraintes budgétaires, les besoins en équipements et les délais de réalisation des études sismiques imposent aux géophysiciens de prendre en compte des paramètres économiques, logistiques et techniques.

Ce document est structuré en deux parties principales après une introduction générale. La première partie recherche aborde la situation géographique de la zone d'étude, ensuite le processus d'exploration en géophysique et en géologie, en présentant les méthodes et approches utilisées pour l'exploration des ressources. Elle introduit également la sismique tridimensionnelle en expliquant la terminologie associée ainsi que les dispositifs utilisés dans ce domaine. Enfin, elle présente les calculs nécessaires pour élaborer un design sismique 3D, en détaillant les formules théoriques et les principes de base. La deuxième partie, plus pratique, commence par une présentation du logiciel Mesa et des procédures pour l'utiliser dans la création d'un design sismique. Elle décrit les données 2D utilisées pour l'analyse. Enfin, elle couvre les calculs des paramètres de design, la réalisation des simulations avec le logiciel MESA, et la sélection du design le plus adapté en fonction des résultats obtenus. Le document se termine par une conclusion générale résumant les principaux résultats et conclusions des deux parties.

# **Partie Recherche**

# Chapitre 1 : Situation de l'Étude

## Introduction

Pour ce chapitre, nous allons d'abord présenter le contexte géologique de la région d'étude, en soulignant ses caractéristiques stratigraphiques et structurales. Ensuite, nous aborderons le système pétrolier en décrivant les principales roches mères, réservoirs, couverture, et pièges présents dans la zone.

### 1.1 Situation géographique de l'étude

L'étude NECHOU-3D se situe dans les périmètres de recherche NECHOU, El Mzaid II et Ghardaia II, englobant les blocs 422a, 425b, 438b et 438c. La zone d'étude dépend administrativement des wilayas de GHARDAIA et OUARGLA, et se trouve à environ 65 km à mi-distance entre les villes de Ouargla et Zalfana.

La zone d'étude se caractérise par un terrain rocailleux plat traversé par oued M'zab au Nord et oued Metlili au Sud.

Les figures fournies dans le document présentent le plan de situation géographique de l'étude, le plan de position des blocs et des périmètres couvrant la zone d'étude, ainsi que le plan des obstacles. Par exemple, la figure 1.1 illustre la localisation de la zone d'étude, située entre les wilayas de Ghardaïa et Ouargla. La zone est délimitée par une couleur rouge afin de la distinguer clairement. La figure 1.2 montre le plan de position des périmètres et des blocs, englobant les blocs 422a, 425b, 438b et 438c, permettant de visualiser la répartition géographique des blocs au sein de la zone d'étude. La figure 1.3 fournit un plan détaillé des positions et des obstacles présents dans la zone d'étude NECHOU-3D. Cette figure met en évidence les éléments géographiques et environnementaux susceptibles d'influencer les opérations d'acquisition sismique. Parmi les principaux obstacles, on trouve :

- La zone agricole El Remtha au sud de l'étude.
- Le pipeline GR6 traversant la partie nord de l'étude d'est en ouest.
- La route nationale Ghardaïa-Ouargla, traversant l'étude de sud-est vers le nord-ouest.
- Des lignes haute tension.
- La station de pompage de Sonatrach SP2.
- Les puits pétroliers OME-1 et OMEE-1.

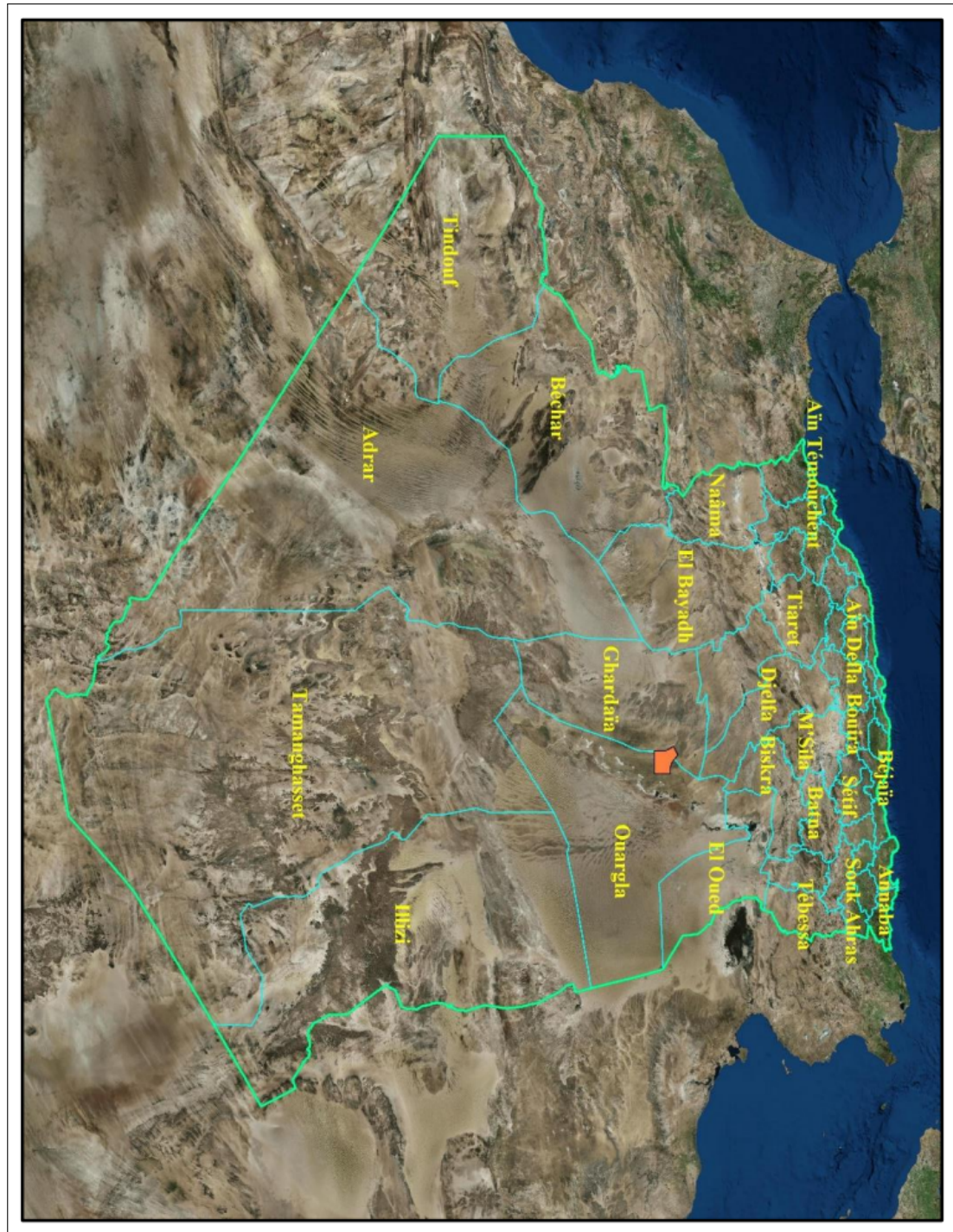


FIGURE 1.1 – Plan de situation géographique de l'étude.[1]

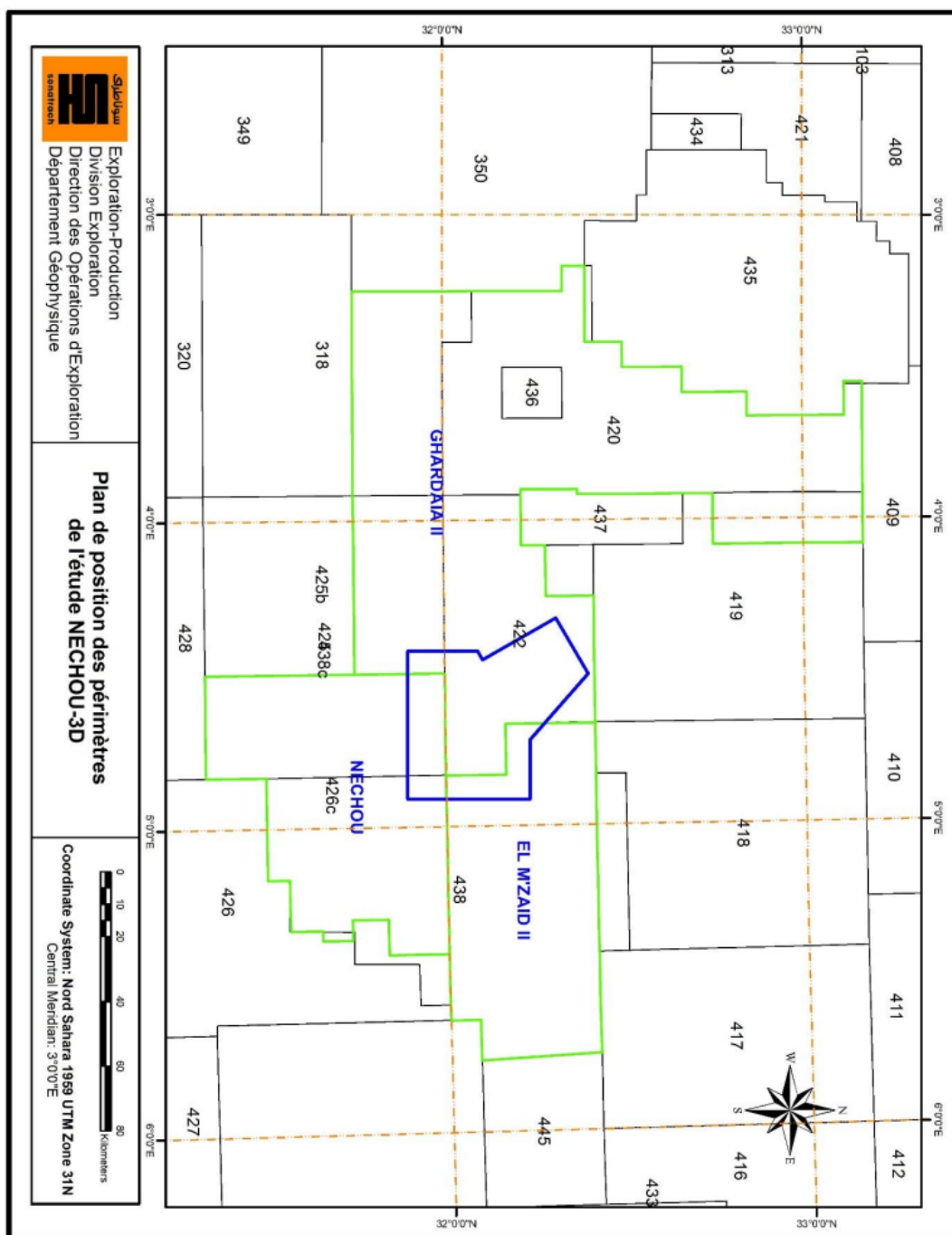


FIGURE 1.2 – Plan de position des périmètres et des blocs [2].

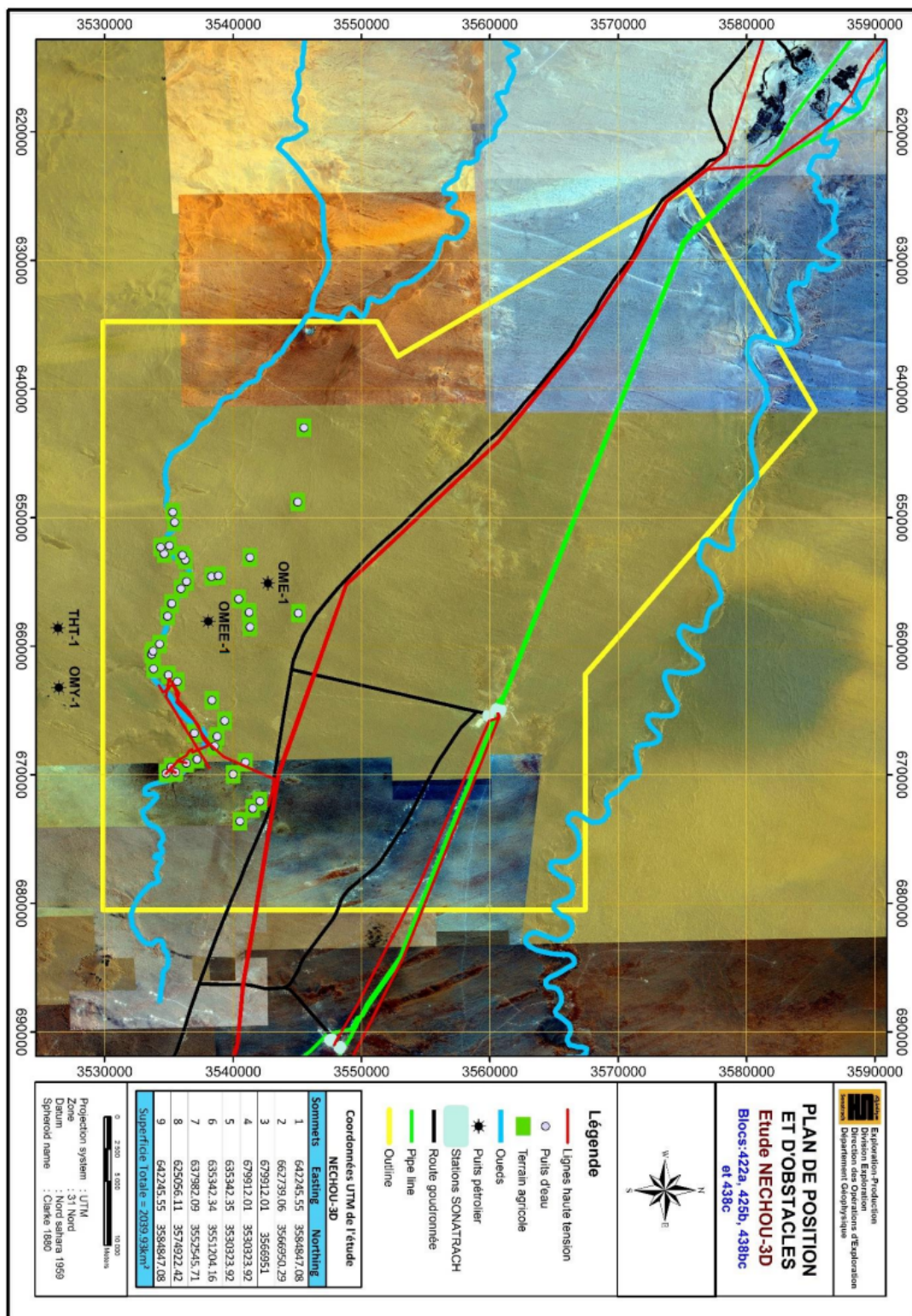


FIGURE 1.3 – Plan de position et d’obstacles.[1]

## 1.2 Cadre géologique et intérêt pétrolier

### 1.2.1 Cadre Géologique

L'étude NECHOU-3D se situe sur 3 blocs différents : 425b, 438 et 422, où la géologie est généralement la même.

La région d'étude se trouve dans le paléo-synclinal d'Oued Mya et est orientée globalement NNE-SSW. Ils sont limités à l'ouest par les môles d'Allal et Tilhermt, au nord par le système Djemâa-Touggourt, à l'est par la zone structurale d'Agreb Messaoud et s'ouvrant au sud sur la dépression du Mouydir.

La région est compliquée par des trends structuraux parallèles de direction NE-SW sur le même prolongement du bassin. Les cartes en isochrones régionales au niveau de la discordance Hercynienne montrent deux trends de réseau de failles :

- Le premier trend, d'orientation nord-est sud-ouest.
- Le deuxième trend est situé à l'ouest d'orientation nord-nord-est sud-sud-ouest.

### Stratigraphie et Environnement de dépôts

La couverture sédimentaire dans le bloc 425 est représentée par une mince série quaternaire et tertiaire, et par deux assises mésozoïque et paléozoïque épaisses d'environ 4500 mètres.

#### • Le Paléozoïque

Il repose sur un socle granitique et est affecté dans ses termes supérieurs par l'érosion hercynienne. Le paléozoïque est constitué de dépôts détritiques d'origine marine et continentale allant du Cambrien au Dévonien Inférieur.

##### **Cambrien**

Le Cambrien est surmonté de dépôts azoïques d'origine continentale d'une épaisseur moyenne de 500m, formés essentiellement de grès et de quartzite avec quelques rares et fines intercalations argileuses.

##### **Ordovicien**

L'Ordovicien, d'une épaisseur moyenne de 500 à 550 m, commence par des dépôts marins transgressifs qui marquent la fin des dépôts continentaux et se termine par des dépôts glaciaires.

##### **Silurien**

Le Silurien est représenté par des argiles noires carbonatées d'origine marine qui constituent la principale roche mère à l'échelle du bassin de Oued M'ya, épaisses de 60 m en moyenne.

##### **Dévonien**

Seul le Dévonien inférieur affleure sous la discordance hercynienne. C'est un ensemble argilo-gréseux d'épaisseur très variable, délimité à sa base par les argiles radioactives du Silurien.

### • Mésozoïque

Le Mésozoïque repose en discordance sur le Dévonien inférieur ou le Silurien et il est constitué de dépôts continentaux, lagunaires et marins du Trias, Jurassique et Crétacé.

#### **Trias**

Le Trias correspond à la tranche détritique comprise entre la surface de la discordance hercynienne et les dépôts évaporitiques du S4. La partie inférieure du Trias est caractérisée par les dépôts argilo-gréseux d'origine fluviatile intercalés dans la partie Est du bloc 425, par une série éruptive présente. Ces dépôts appelés aussi Trias argilo-gréseux constituent l'objectif pétrolier principal. Les apports semblent provenir du démantèlement de paléo-hauts hercyniens tels que Tilghemt, Allal et Hassi Messaoud.

Dans le détail, on retrouve de bas en haut :

#### La série inférieure

La répartition des dépôts de la série inférieure semble être liée à la subsidence d'anciens reliefs plus ou moins accentués où les paléo-vallées se seraient comblées préférentiellement à partir du démantèlement des zones hautes telles que Tilghemt et Hassi Messaoud.

#### Roches éruptives

Ce sont des épanchements volcaniques d'une épaisseur très variable atteignant 143 m à GLA-1 (bloc 438) et diminuant sur les flancs du bassin jusqu'à disparition. Les roches éruptives sont rencontrées uniquement à l'Est du bloc 425 (OMY-1 et THT-1), et par endroits, elles sont entrecoupées de minces bancs de grès ou d'argile (GBC-1 et DR1).

#### L'unité T1

Cette unité se développe au sommet des roches éruptives et comprend des intervalles distincts d'argiles et de grès. Le T1 se traduit par une superposition de plusieurs séquences fining up plus ou moins complètes à base érosive et développant un niveau grossier sous forme de microconglomérats.

#### L'unité T2

C'est le dépôt final du Trias détritique. Il est silto-gréseux évoluant progressivement vers un faciès argileux. L'évolution du faciès sur les logs diagraphiques montre une tendance générale fining up avec une abondance de ciment argilo-salifère dans sa partie sommitale. La distribution des faciès a été maintenue durant le T2 avec l'apparition de certaines zones hautes hercynienne sur lesquelles, il ne se déposent que des fractions fines (GBC-1) à l'Est et (OTO-1) à l'Ouest. Deux sources d'apport sont portables : le paleohaut de Hassi Messoud à l'Est et dôme d'Allal au Sud-Ouest.

#### Argileux inférieur

Il est constitué d'argiles pâteuses salifères avec une épaisseur plus ou moins constante.



### Le S4

C'est l'unité finale triasique qui marque l'installation du cycle évaporitique couvrant toute la série argilo-gréseuse dans sa partie supérieure.

### **Jurassique**

L'épaisseur du Jurassique varie de 1000 m à l'ouest à 140 m au sud-est. Le Lias qui constitue sa partie inférieure est représenté par une série lagunaire épaisse de 424 m à OTO-1 et de 645 m à GBC-1. Le Dogger, qui constitue sa partie médiane, a une épaisseur moyenne de 240 m et est représenté de bas en haut par une série lagunaire (argile, dolomie, anhydrite) surplombée par une série argileuse. Le Malm est le terme final du Jurassique, il est constitué par un faciès argilo-gréseux d'une épaisseur allant de 200 à 250 m.

### **Crétacé**

Il est constitué de formations allant du Néocomien au Sénonien . Son épaisseur totale varie de 1330 m à l'ouest du bloc à 1937 m à l'est.

### • **Cénozoïque**

Le Cénozoïque est surmonté en discordance par les argiles, sable et calcaire de l'Éocène et Mio-pliocène traversés par plusieurs puits du bloc 425.

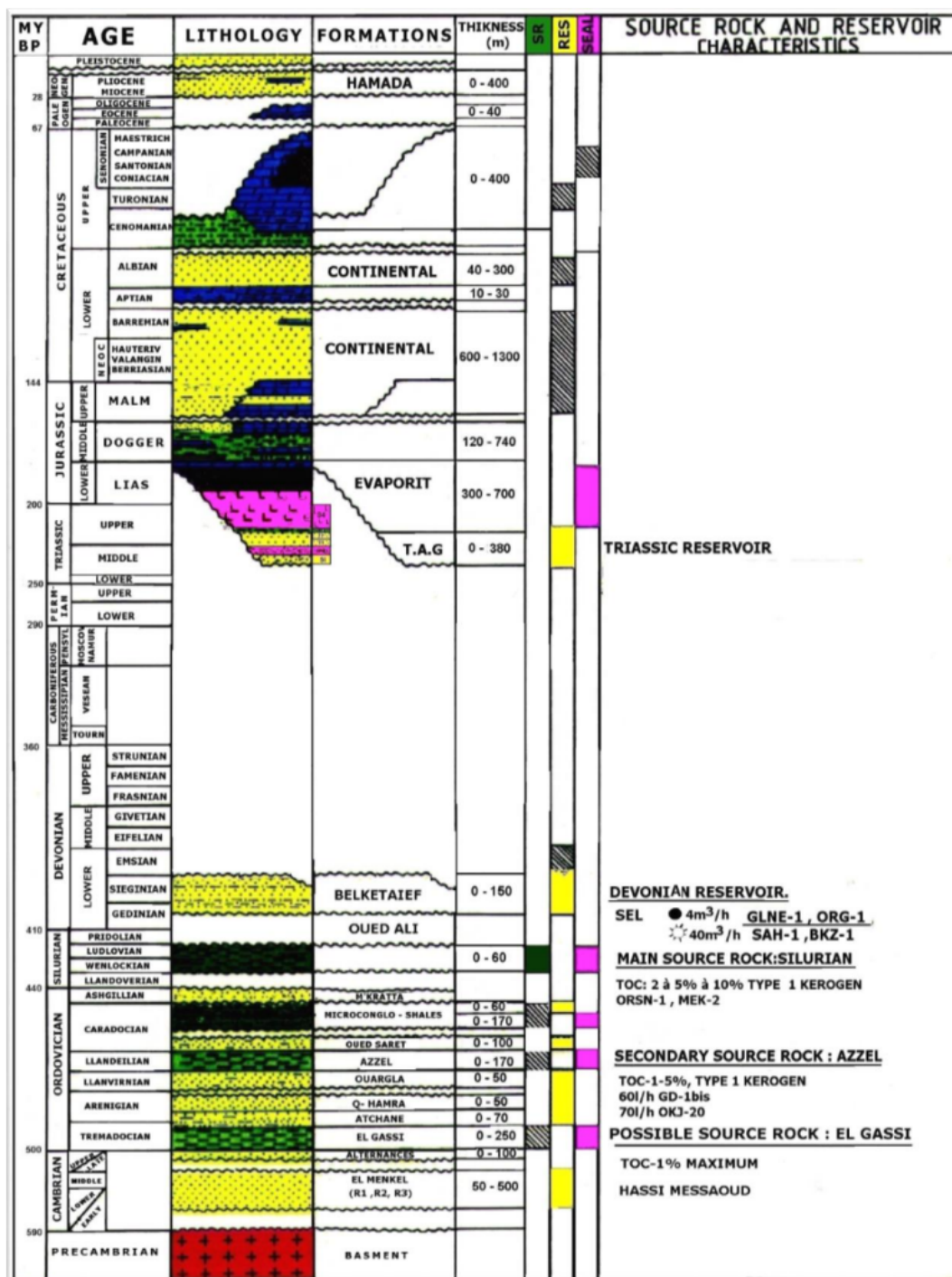


FIGURE 1.4 – Colonne stratigraphique de la zone NECHOU.[1]

La figure 1.4 présente la colonne stratigraphique de la zone NECHOU, qui illustre les différentes couches géologiques de la région. Elle comprend des informations clés telles que l'âge des formations, la lithologie qui décrit la composition des roches, ainsi que la roche mère, source potentielle d'hydrocarbures, et la roche réservoir, qui a la capacité de contenir ces ressources. De plus, elle indique la roche couverture, essentielle pour le confinement des hydrocarbures, ainsi que l'épaisseur des différentes couches géologiques. Cette représentation stratigraphique est cruciale pour comprendre la géologie locale et évaluer le potentiel

d'exploitation des ressources.

### 1.2.2 Système pétrolier

#### Roches mères

La roche mère principale est représentée par les argiles noires à haute radioactivité d'origine marine du Silurien. Ces argiles ont souvent montré une bonne teneur en COT mais elles ne sont plus potentielles vu leur état de maturation avancée (phase à gaz). Les paramètres recueillis à partir des évaluations géochimiques (analyse et modélisation) mènent à conclure que les argiles radioactives du Silurien sont de bonnes roches mères à huile qui a déjà été générée en quantités significatives mais converties en gaz. La génération a eu lieu au début du Jurassique, c'est-à-dire du centre du bassin de Oued M'ya, là où la roche mère Silurienne est en phase à huile. L'huile commençait à migrer verticalement à travers le réseau de failles qui jalonne le centre du bassin pour être drainée latéralement le long des paléochenaux du Trias et remplir en hydrocarbures les pièges potentiels dans le périmètre d'Erg Tahtani.

Quant à la roche mère secondaire, elle est représentée par des argiles micro-conglomératiques et les argiles d'Azzel de l'Ordovicien analysées à GBC-1 par CRD. Ces argiles ont montré un COT d'une valeur maximum de 13.55%. L'état de maturation de ces roches mères se situe entre fenêtre à huile pour les premières et fenêtre à gaz pour les secondes. Ces mêmes argiles sont très potentielles et en phase à huile à l'Est et au Nord-Est du bloc 425.

#### Roches couvertures

Une épaisse série évaporitique de 450 à 700 m déposée vers la fin du Trias et au Lias assure l'étanchéité de tous les réservoirs paléozoïques et triasiques. Les argiles développées dans le Trias et le Dévonien assurent des couvertures locales. De même, le Silurien argileux constitue une bonne couverture pour l'Ordovicien.

#### Roches réservoirs

##### Le réservoir triasique

Le Trias argilo-gréseux représente la roche réservoir la plus potentielle au niveau du Bassin de Oued Mya. Il est atteint à une profondeur approximative de l'ordre de 2500 m. Le Trias argilo-gréseux est constitué de 03 unités principales avec de bas en haut la Série Inférieure et les unités du T1 et du T2. Seules les unités du T1 et du T2 présentent des qualités réservoirs, la Série Inférieure étant pratiquement argileuse sur l'ensemble de la région. Les qualités réservoir du Trias argilo-gréseux dans la région sont variables d'un puits à un autre et sont principalement contrôlées par les phénomènes diagénétiques qui affectent ces grès.

##### Série inférieure

Son extension se limite à l'Ouest et au Nord-Ouest du bloc 425 avec une épaisseur moyenne de 45

m. La série inférieure n'a pu être reconnue à la base du TAG à GBC-1 et à DR-1 où des coulées éruptives et des traces de cinérites y sont décrites.

### L'unité « T1 »

Cet ensemble se biseaute vers l'Ouest du bloc 425 et dans la zone du paléo haut de Daiet Remt (DR-10) où il n'a pu être reconnu même avec des corrélations diagraphiques. Les dépôts du T1 progradent d'une manière générale du Sud-Ouest vers le Nord-Est. La moyenne d'épaisseur est de 25m alors qu'en allant vers le nord un maximum de 65m peut être enregistré à ODM-1 dans le bloc 422.

### L'unité « T2 »

Le T2 prograde dans la direction Nord-Est et est isopaque sur l'axe reliant OSB-1 et THT-1 avec une épaisseur moyenne de l'ordre de 15m qui évolue rapidement vers le Nord-Est (48m à ANZ-1 dans le bloc 422).

### **Dévonien inférieur**

Le réservoir Dévonien constitue un réservoir potentiel au niveau du bloc 425 où il s'étend selon une direction NE-SW. Il est érodé à l'Est de la zone haute DR-1 GBC-1 et à l'Ouest du bloc 425 dans la région de HFL-1 et OTO-1. Les dépôts correspondant à un environnement de plateforme et sont principalement formés de barres sableuse transgressives et régressives dépendant du volume d'apport détritique et des fluctuations du niveau de la mer. Le réservoir Dévonien inférieur produit de l'huile au Nord Est du bloc 425 (permis El M'Zaid).

### **Ordovicien supérieur**

Cette unité est très peu cernée dans le bassin de Oued M'ya à cause de ces fréquents changement de facies et d'épaisseur. Les possibilités en hydrocarbures de cette formation s'étendent à tout le permis. Dans ce type de dépôts la paleotopographie joue un rôle important quant à la distribution des sédiments. Dans le bloc 425, les puits qui ont traversés l'ordovicien ont montré en général un important développement des zones grès-quartzitiques qui sont sans intérêt à cause de l'absence d'indice et du manque de caractéristiques de réservoir.

### **Cambrien**

Seul le puits DR-1 a traversé le Cambrien composé essentiellement de quartzites n'ayant montré aucun indice et dont les caractéristiques de réservoir sont faibles à nulles.

### **Pièges**

Le piégeage se fait essentiellement dans des structures anticlinales. Des pièges mixtes pourraient aussi se développer dans les réservoirs triasiques.

# Chapitre 2 : Processus d'Exploration

## Introduction

Ce chapitre décrit le processus d'exploration pétrolière, en mettant en avant les étapes essentielles et les méthodes utilisées pour détecter et évaluer les réserves d'hydrocarbures.

## 2.1 Contenu et objectif d'un plan d'exploration

### 2.1.1 Objectifs de l'exploration

Les activités d'exploration visent à trouver de nouveaux volumes d'hydrocarbures et de remplacer les volumes produits à un coût minime et une période courte.

#### **Accumulation des hydrocarbures**

Le pétrole et le gaz naturel (hydrocarbures) proviennent de matières organiques transformées par l'action de hautes températures et de hautes pressions en absence d'air dans les roches sédimentaires souterraines. C'est la raison pour laquelle l'exploration des hydrocarbures se fait toujours sur ce qu'on appelle des « bassins sédimentaires ».

On emploie le terme « roche mère » pour désigner les accumulations de matières organiques emprisonnées dans les différentes roches sédimentaires du sous-sol, composées généralement des argiles fines. La présence d'une roche-réservoir est le deuxième élément nécessaire à l'existence d'un gisement d'hydrocarbures exploitables. Comme son nom l'indique, une telle roche sert à emmagasiner des fluides, ici les hydrocarbures produits par la transformation de la matière organique dans la roche mère. Les principaux attributs d'une bonne roche-réservoir sont sa porosité et sa perméabilité. Enfin, le troisième élément indispensable dans la chaîne d'accumulation des hydrocarbures c'est la roche couverture, caractérisée par son étanchéité, recouvrant une structure géologique afin de piéger et emmagasiner les hydrocarbures dans la roche-réservoir. En l'absence de couverture, les hydrocarbures peuvent migrer vers la surface et se disperser, ce qui rend impossible la découverte de gisements ou d'exploitation.[16]

La figure 2.1 illustre les éléments principaux d'un système pétrolier, comprenant la roche-mère, le réservoir et la couverture. Les hydrocarbures migrent de la roche-mère vers le réservoir, où ils sont piégés sous la couverture. Le contenu du piège peut inclure différents types de fluides.

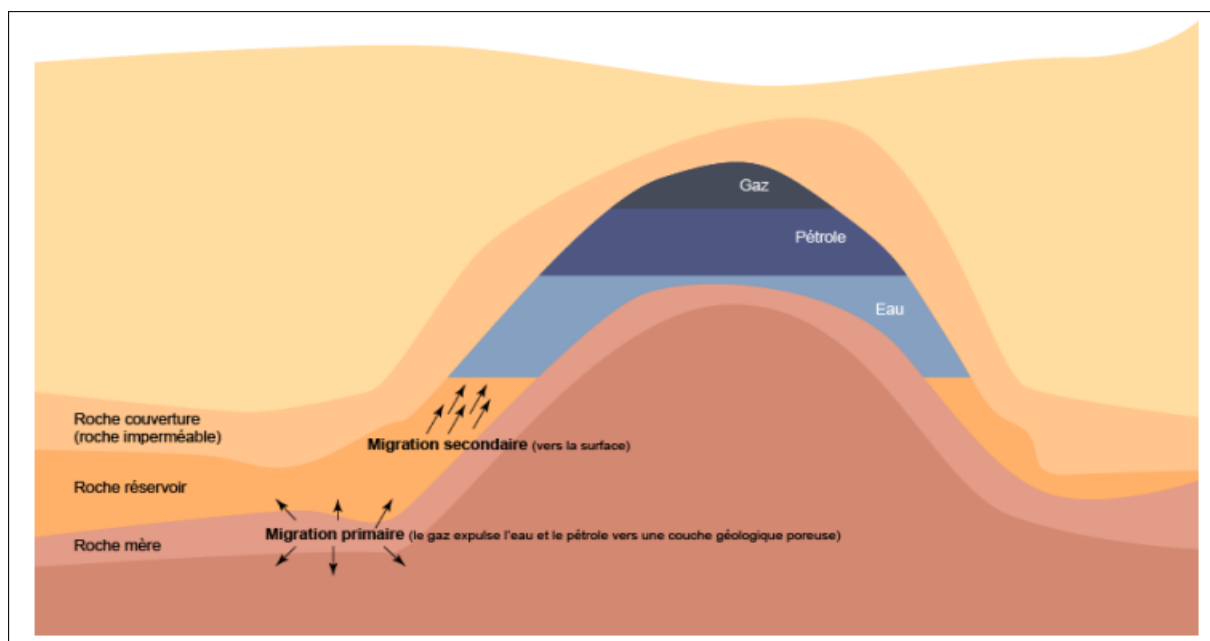


FIGURE 2.1 – Système pétrolier. [3]

## 2.1.2 Le processus de l'exploration pétrolière

L'exploration pétrolière est un processus très long, hautement capitalistique et très risqué. L'évaluation du potentiel pétrolier d'un bassin ou d'une zone d'un bassin et la mise en évidence d'une accumulation d'hydrocarbures commerciale sont déterminées par la caractérisation des paramètres pétroliers.

La définition de ces paramètres nécessite de nombreuses analyses et études progressives, parfois très longues, selon la nature et la complexité géologique du bassin considéré. Ces travaux et investigations ont recours à des techniques, en perpétuelle évolution, et demandent des investissements très lourds.[4]

La figure 2.2 montre le processus d'exploration pétrolière, qui commence par la phase de préparation où l'équipe détermine le périmètre à explorer. Ensuite, elle recueille les données géologiques pour mieux comprendre le sous-sol, ainsi que des données magnétiques et gravimétriques qui permettent de cartographier les structures cachées. Une fois ces informations collectées, il devient essentiel de choisir la méthode géophysique la plus adaptée, souvent la sismique réflexion, qui utilise des ondes pour obtenir une image du sous-sol. L'équipe élabore alors un plan en 2D et 3D pour organiser la collecte des données. À ce stade, un cahier des charges est créé pour définir les besoins du projet, et une équipe spécialisée est sélectionnée.

La deuxième étape, la mise en œuvre (acquisition), consiste à préparer le terrain. L'équipe installe un réseau GPS pour se repérer, procède à l'implantation des points de mesure, et réalise le layonnage du site, c'est-à-dire le traçage de lignes pour guider l'acquisition des données. Ensuite, les instruments sont testés pour s'assurer de leur bon fonctionnement, et les paramètres d'enregistrement sont ajustés pour garantir la qualité des données. Une fois ces préparatifs terminés, la production peut commencer, c'est-à-dire la collecte des informations géophysiques.

Après la collecte, les données sont traitées à l'aide de logiciels spécialisés. Ce traitement permet de transformer les enregistrements bruts en images ou modèles compréhensibles, révélant les structures du sous-sol.

Ensuite, les géophysiciens interprètent les données. Ils analysent les résultats pour identifier des pièges potentiels où du pétrole ou du gaz pourrait s'accumuler.

Enfin, si les résultats sont prometteurs, l'équipe procède au forage pour vérifier la présence d'hydrocarbures dans la zone et évaluer leur viabilité économique.

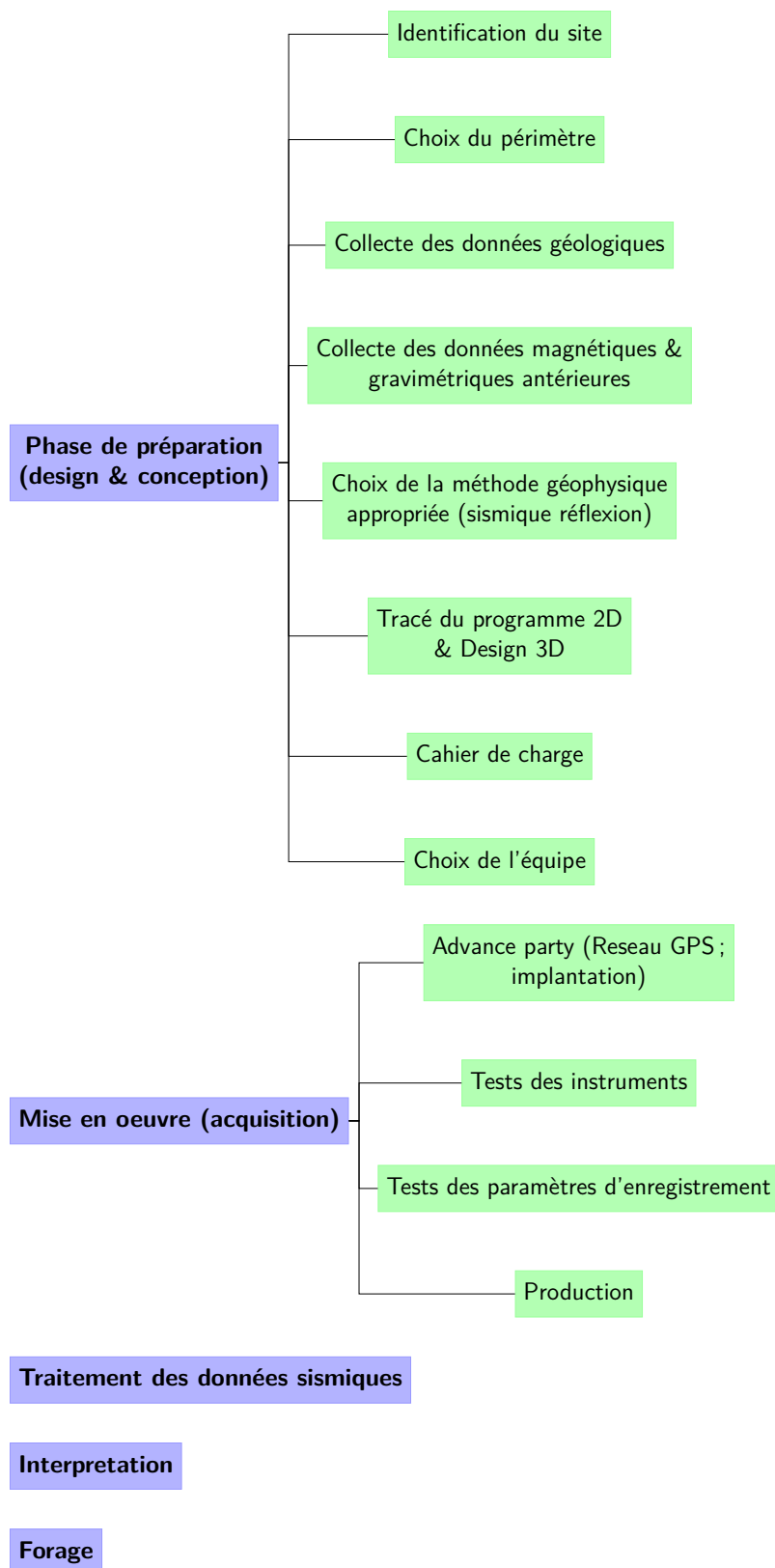


FIGURE 2.2 – Les étapes du processus d'exploration.[4]



## 2.2 Les étapes de la prospection pétrolière

L'exploration pétrolière commence par l'identification des indices permettant de prédire l'existence des hydrocarbures ainsi leurs quantités. Cette enquête minutieuse, à fort enjeu économique, implique la collaboration de géologues et de géophysiciens, qui démarre à la surface de la terre et se poursuit jusqu'au sous-sol.

### 2.2.1 La géologie pétrolière : Observation et analyse de la surface

La géologie pétrolière, ou l'observation de la surface, constitue la première étape, permettant de repérer les zones sédimentaires méritant d'être étudiées (plissements, failles, etc.). Les géologues utilisent des photographies aériennes et des images satellites, puis se rendent sur le terrain pour examiner les affleurements. Ces derniers peuvent en effet renseigner sur la structure en profondeur. Ensuite, l'analyse en laboratoire d'échantillons de roche prélevés permet de déterminer l'âge et la nature des sédiments, afin de cerner les zones les plus prometteuses. Pour identifier les régions potentiellement pétrolifères, les géologues s'interrogent sur les points suivants :

- Quelle est la nature des roches ?
- Est-ce qu'elles ont été soumises à des conditions favorables à la formation des hydrocarbures ?
- Ces hydrocarbures ont-ils pu migrer vers des réservoirs et être piégés par des couches imperméables ?

Les géologues élaborent une carte du sous-sol en se basant sur les données recueillies en surface par examen des affleurements et dans les airs par photogéologie. Dès qu'une zone favorable (prospect) est repérée par les géologues depuis la surface, ce sont aux géophysiciens d'explorer le sous-sol pour la cartographier avec précision.[4]

L'organigramme ci-dessous se concentre sur trois aspects géologiques essentiels à l'exploration pétrolière. Il débute par l'existence de bassins sédimentaires, zones favorables à l'accumulation de sédiments riches en matière organique, indispensables à la formation d'hydrocarbures. Ensuite, il aborde l'importance d'un système pétrolier fonctionnel, comprenant les conditions nécessaires à la génération, migration et accumulation des hydrocarbures, comme la roche-mère, le réservoir et la couverture. Enfin, l'organigramme examine les modèles de types de gisements, qui permettent d'identifier les structures géologiques propices à la concentration d'hydrocarbures.

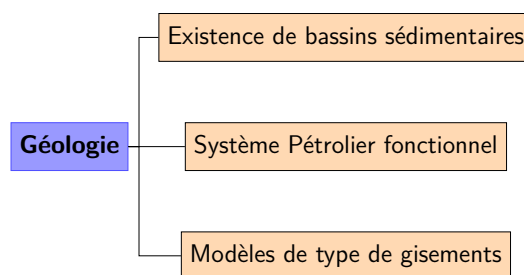


FIGURE 2.3 – Les étapes géologiques de recherche de prospection pétrolière.[4]

### 2.2.2 La géophysique : Étude des profondeurs

La géophysique est la science qui s'intéresse aux phénomènes physiques du sous-sol. Elle utilise diverses méthodes pour étudier les formations géologiques en se basant sur les réactions provoquées par des sources d'énergie, telles que les ondes sismiques ou les champs électromagnétiques.

#### La méthode magnétique

La prospection magnétique a pour objet la mesure des variations du champ magnétique terrestre causées par des modifications des propriétés magnétiques des structures et formations géologiques de subsurface. Les mesures peuvent être réalisées au sol ou à une certaine altitude au-dessus de la surface de la terre, dans le cas des campagnes aéroportées. La prospection magnétique pourra contribuer à la connaissance structurale régionale du site et aider à la cartographie géologique et à la localisation des zones de fracture.[17]

#### La méthode gravimétrique

La gravimétrie consiste à étudier les anomalies du champ de la pesanteur qui sont dues à des variations de densité du sous-sol. Les anomalies gravimétriques positives indiquent des zones où les roches sont plus denses, tandis que les anomalies négatives signalent des zones moins denses. Comme le magnétisme, la gravimétrie aide à repérer des structures régionales qui guident la prospection géothermique.[17]

#### La méthode sismique

Après la prospection magnétique et gravimétrique, on passe à l'étape de confirmation du système pétrolier. C'est la phase d'exploration qui requiert un périmètre de recherche sur lequel seront effectués des travaux plus poussés et plus précis comme la sismique réflexion 2D. Une fois les données de la sismique 2D analysées et interprétées, on procède généralement à la sismique réflexion 3D pour obtenir une image encore plus détaillée et précise de la structure géologique.[18]

L'organigramme 2.4 présente les étapes principales de l'exploration géophysique. Il débute par un levé géophysique magnétique et gravimétrique, qui permet d'identifier les structures géologiques régionales

et fournit une vue d'ensemble des principales caractéristiques du sous-sol. Ensuite, l'organigramme se concentre sur le levé géophysique sismique en 2D et 3D, qui est utilisé pour détecter des structures propices aux accumulations d'hydrocarbures, en offrant une image plus détaillée des zones ciblées pour l'exploration.

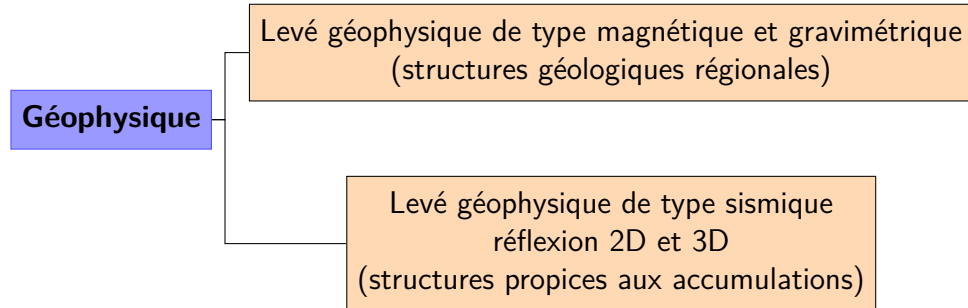


FIGURE 2.4 – Les étapes géophysiques de recherche de prospection pétrolière.[4]

# Chapitre 3 : Généralités sur la Sismique 3D

## Introduction

Ce chapitre traitera des termes couramment utilisés dans la sismique 3D ainsi que des divers dispositifs utilisés pour l'acquisition sismique.

La sismique à deux dimensions (2D) ne peut donner de résultats strictement corrects que lorsque les structures du sous-sol sont à deux dimensions. Ceci est dû au fait que la sismique 2D se base sur des théories simplificatrices telles que la supposition que le sous-sol est constitué d'axes tectoniques horizontaux parallèles ou perpendiculaires au plan de la section sismique. Il est évident que lorsque l'on désire obtenir des informations détaillées sur des structures qui n'admettent pas de plan de symétrie, il faut procéder à une mise en œuvre à 3 dimensions.

Depuis son apparition vers la fin des années 1970, la sismique tridimensionnelle (3D) n'a cessé de gagner du terrain face à la sismique 2D. Elle consiste à recueillir des mesures à intervalles réguliers sur toute la surface d'un prospect, permettant ainsi le recouvrement précis et total de tous les objectifs du milieu prospecté. Elle a été introduite par les grandes compagnies pétrolières dans les phases d'évaluation et de développement des gisements d'hydrocarbures parce qu'elle permettait une restitution claire.

La sismique 3D, engendrant des coûts d'acquisition très élevés, a été peu utilisée dans le passé, mais avec la mise au point de programmes performants d'interpolation des traces, elle tend à se généraliser, même dans la phase de reconnaissance, d'autant plus que les problèmes d'exploration ne cessent de devenir de plus en plus complexes.[19]

## 3.1 Avantages de la sismique 3D

La sismique 3D n'est qu'une extension de la notion de profil latéral à échantillonnage complet de surfaces réfléchissantes à des points miroirs répartis régulièrement dans l'espace. Elle offre ainsi plus d'avantages que la sismique 2D classique. La sismique 3D répond aux problèmes posés par les structures géologiques complexes dans une étude 2D. Ces problèmes peuvent être résumés comme suit :

- L'information enregistrée par un profil en 2D est supposée être contenue dans un plan vertical par rapport aux structures, mais en présence d'une géologie complexe, les réflexions latérales interfèrent avec les signaux sans fournir d'informations utiles.[20]
- La sismique 2D est limitée par le manque d'information (conséquence de l'espacement des profils), ce qui la rend sensible aux structures géologiques complexes.[20]
- L'image d'une structure pentée restituée est fortement liée à l'orientation du profil. Le pendage apparent sur les sections sismiques est souvent inférieur au pendage réel, ce qui se répercute

négativement sur les vitesses utilisées lors du NMO et de la migration, notamment en sismique 2D.[20]

- La migration a pour finalité de replacer les événements à leurs positions spatiales réelles. Cet objectif est difficilement atteint en 2D si la projection de l'élément de l'espace n'est pas sur le plan de la section. Afin de surmonter ce problème, une translation transversale s'impose, ce qui ne peut se faire qu'en sismique 3D.[20]
- La capacité de la 3D à représenter réellement le sous-sol en trois dimensions permet aux explorateurs et producteurs d'avoir une représentation plus qualitative.[13]
- Une acquisition sismique 3D permet d'obtenir un volume de données plus dense, avec une couverture dans plusieurs directions.[19]
- Une bonne délimitation des pièges d'hydrocarbures, par conséquent, la diminution du taux de puits secs.[13]
- Une meilleure définition de la géométrie des réservoirs les plus complexes.[19]

## 3.2 Terminologie de la sismique 3D

Les termes utilisés en sismique 3D peuvent varier d'un géophysicien à l'autre. La terminologie employée dans ce domaine est illustrée dans la Figure 3.1 ci-après et comprend plusieurs éléments clés :

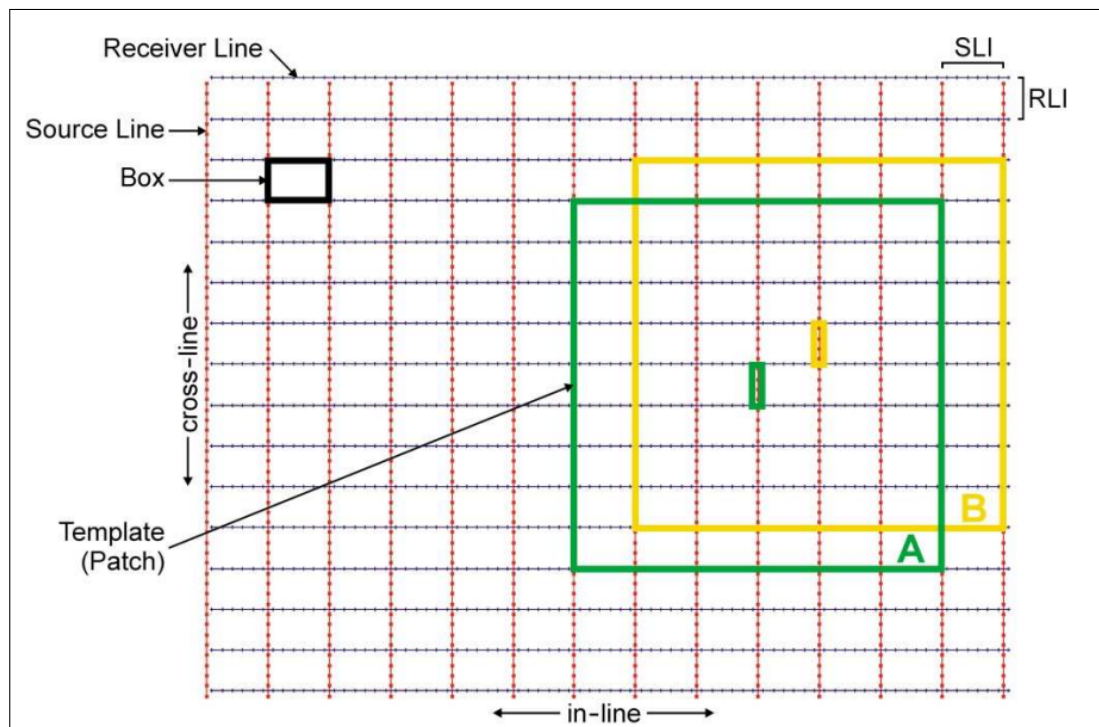


FIGURE 3.1 – Description des éléments d'une étude sismique 3D [5].

### a. Source Line (SL)

- **Source line interval** : c'est la distance entre deux lignes sources consécutives. Elle est aussi appelée source line spacing.[8]
- **Source interval** : c'est la distance entre deux sources consécutives situées sur la même ligne émettrice. Appelée aussi source spacing.[8]
- **Source density** : c'est le nombre de sources par unité de surface, généralement en kilomètre carré ( $\text{km}^2$ ).[8]

### b. Receiver Line (RL)

- **Receiver line interval** : c'est la distance entre deux lignes réceptrices consécutives. Elle est aussi appelée receiver line spacing.[8]
- **Receiver interval** : c'est la distance entre deux récepteurs consécutifs situés sur la même ligne réceptrice. Appelée aussi receiver spacing.[8]
- **Receiver density** : c'est le nombre de récepteurs par unité de surface, généralement en kilomètre carré ( $\text{km}^2$ ).[8]

### c. Directions

- **Direction In-line** : elle est parallèle aux lignes de réception.[5]
- **Direction Cross-line** : elle est perpendiculaire aux lignes de réception.[5]

### d. Fold (Couverture)

La couverture en sismique 3D est le nombre de points miroirs dans un bin (c'est le nombre de trajets différents touchant le même bin).[21]

### e. Midpoint (Point milieu)

Le point milieu est un point situé exactement au milieu de la distance source-récepteur.

- **Point milieu commun (Common midpoint CMP)** : dans un milieu de couches horizontales avec des vitesses constantes, le CMP est le point localisé au milieu de différentes paires source-récepteur qui ont des réflexions correspondant au même point de subsurface.[5]
- **CMP Bin** : c'est la surface carrée ou rectangulaire qui contient tous les points milieu correspondant au même CMP. Les traces du même bin sont sommées. Leur nombre représente la couverture du bin.[21]

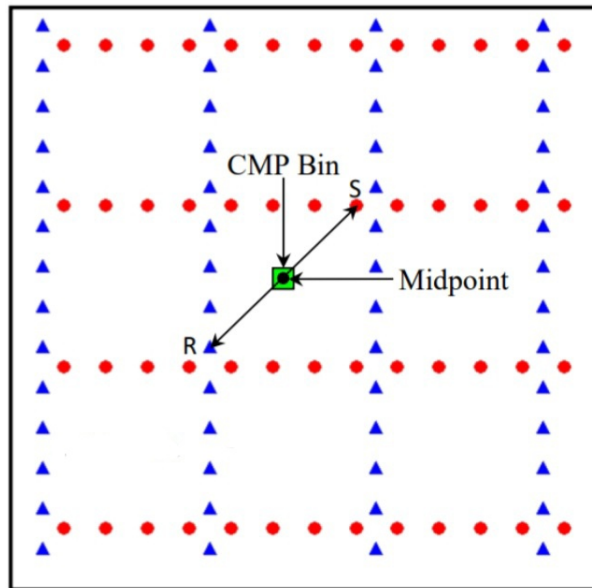


FIGURE 3.2 – Point milieu et CMP bin.[6]

- **Bin Size (taille du bin)** : correspond à la longueur et la largeur du bin. La plus petite dimension du bin est égale à la demi-intervalle entre points sources et demi-intervalle entre points récepteurs ( $\frac{S_y}{2} \times \frac{R_x}{2}$ ).[8]

f. **Offset**

En tenant compte de la configuration du template 3D, différents offsets peuvent être définis :

- **In-line offset** : c'est la distance qui représente la demi-longueur du template dans la direction in-line.[8]
- **Cross-line offset** : c'est la distance qui représente la demi-longueur du template dans la direction cross-line.[8]
- **Maximum offset (Xmax)** : c'est la distance maximum entre la source et le récepteur dans un bin.[5]
- **Redondance des offsets** : c'est le phénomène de répétition d'offsets dans le même bin. Le nombre de répétitions définit l'ordre de redondance.[8]

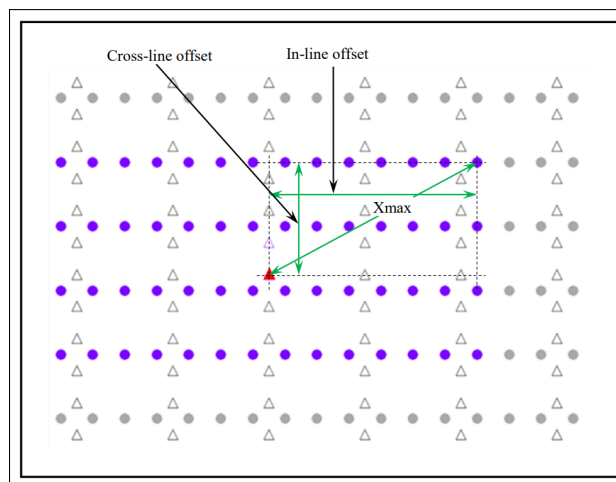


FIGURE 3.3 – Les différents offsets.[7]

g. **Roll-along**

C'est la distance entre deux positions consécutives du Template exprimée en nombre.

- **In-line roll-along** : correspond à l'in-line move up du Template et représente la distance entre deux positions consécutives du Template. Le nombre de colonnes de récepteurs laissés derrière le Template est égal à l'in-line roll-along.[8]
- **Cross-line roll-along** : correspond au cross-line move up du Template et représente la distance entre deux positions consécutives du Template. Le nombre de lignes de récepteurs laissés derrière le Template est égal à la cross-line roll-along.[8]

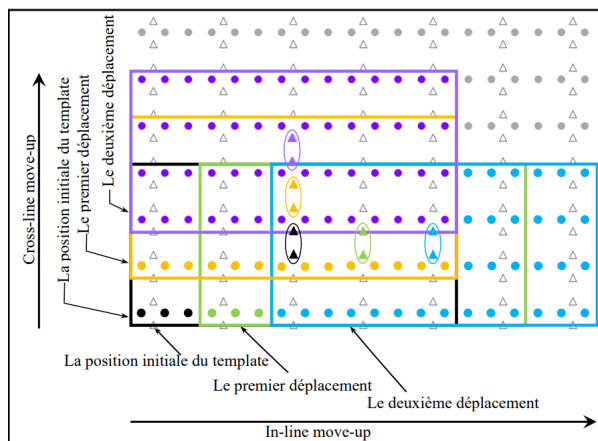


FIGURE 3.4 – In-line et cross-line move ups.[8]

h. **Box**

Dans une conception orthogonale, la boîte correspond à la zone englobée par deux lignes réceptrices consécutives (espacées de  $R_y$ ) et deux lignes sources consécutives (espacées de  $S_x$ ) (voir figure 3.1). La surface de la boîte est donc donnée par :  $S_b = R_y \times S_x$  .[8]

i. **Template (Patch)**



Tous les récepteurs actifs correspondant à un point de tir donné correspondent à un Template. Ces récepteurs sont situés sur plusieurs lignes parallèles, figure 3.1.[5]

j. **Salvo**

Représente l'ensemble de points de tir d'un même template, figure 3.1.

k. **Signal to noise ration (Rapport signal sur bruit)**

C'est le rapport de l'énergie du signal sur l'énergie du bruit.

l. **Azimut**

C'est l'angle formé par le nord géographique et le vecteur source-récepteur, figure 3.5.[9]

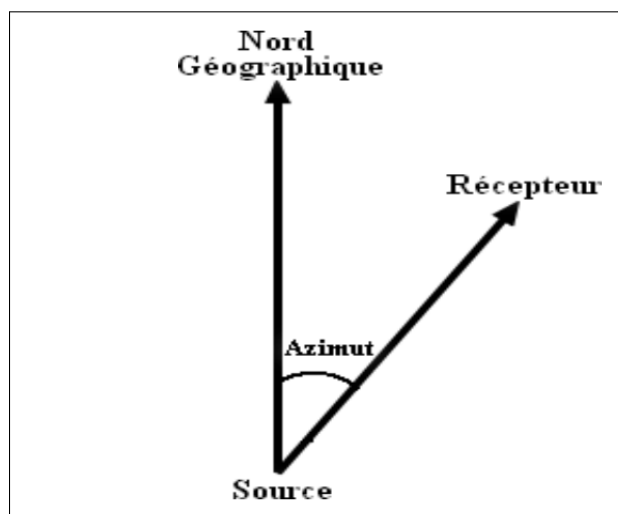


FIGURE 3.5 – Azimut.[9]

m. **Swath**

Le terme swath est utilisé avec différentes significations dans l'industrie. Le plus souvent, un swath est égal à la largeur de la zone sur laquelle les points source sont enregistrés sans aucun cross-line roll.[8]

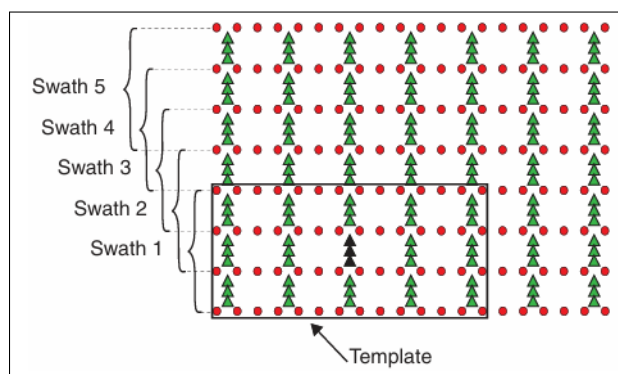


FIGURE 3.6 – Représentation schématique d'un Swath.[8]

n. **Migration apron**

La largeur de la zone marginale à rajouter à l'étude 3D pour permettre une migration optimale de tout événement incliné, figure 4.8 . [8]

### o. Fold taper

Représente la zone d'extension qu'il faut ajouter à la zone d'intérêt pour assurer la couverture demandée (désirée) de la zone à explorer.[8]

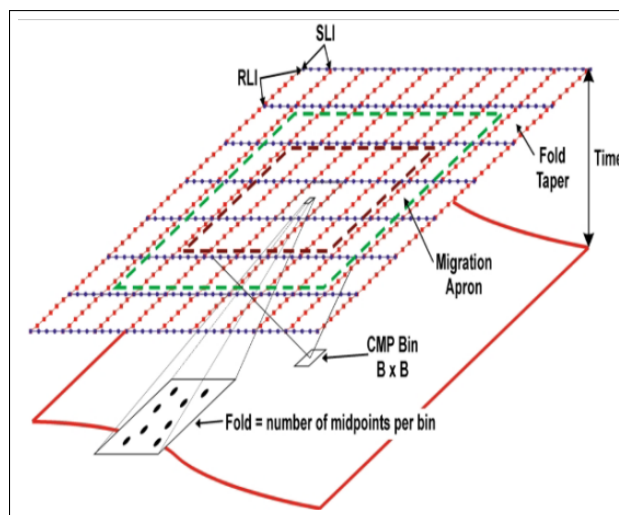


FIGURE 3.7 – Représentation en trois dimensions d'une étude sismique 3D.[7]

## 3.3 Principaux dispositifs d'acquisition 3D

Il existe plusieurs dispositifs d'acquisition en sismique 3D, chacun ayant des spécificités propres en termes de couverture et de configuration des sources et récepteurs. Voici les dispositifs les plus courants.

### 3.3.1 Full Fold 3D

Le dispositif Full Fold est celui qui permet d'obtenir une couverture homogène et complète de la zone d'étude. Dans ce type de dispositif, chaque bin a un nombre égal de points de réflexion, permettant ainsi une couverture uniforme.

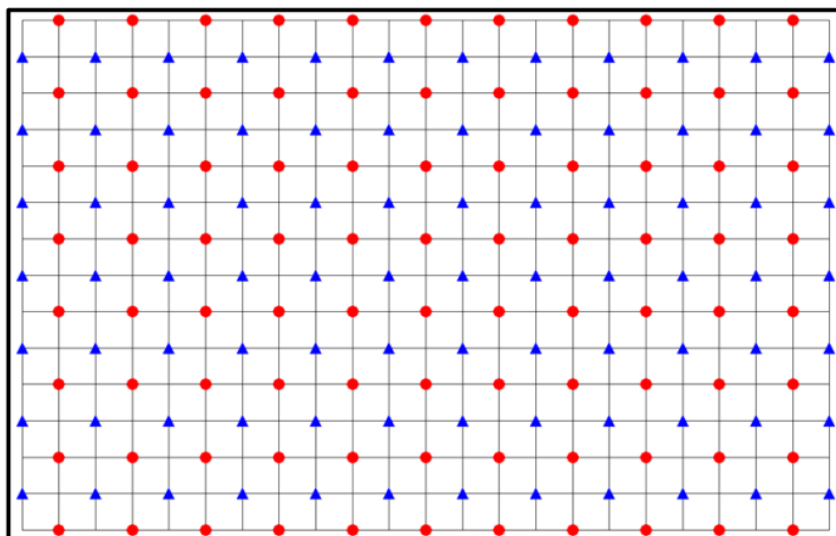


FIGURE 3.8 – Dispositif Full Fold 3D. [5]

### Avantages

- Une couverture complète et uniforme de la zone d'étude.
- Une bonne distribution des offsets et des azimuts.

### Inconvénients

- Un coût d'acquisition relativement élevé en raison du nombre important de récepteurs et de sources nécessaires.
- Une mise en œuvre complexe sur le terrain.

### 3.3.2 Dispositif Swath

Le dispositif d'acquisition Swath a été utilisé dans les premiers design 3D. Dans ce dispositif, les lignes sources et les lignes réceptrices sont parallèles (parfois elles se coïncident). Lorsque les points sources sont positionnés sur la ligne de réception, les récepteurs enregistrent non seulement le long de cette ligne mais aussi le long des lignes réceptrices parallèles voisines. Ce dispositif est utilisé lorsque les conditions d'accessibilité terrain sont sévères et aussi quand les coûts des campagnes doivent être minimisés.

La distribution d'azimuts est très réduite, elle dépend du nombre de lignes réceptrices actives dans le patch d'enregistrement.[5]



FIGURE 3.9 – Dispositif Swath.[5]

### Avantages

- Facilité de mise en œuvre.
- Bonne distribution d’offsets.

### Inconvénients

- Sensibilité aux obstacles et skips.
- Forte redondance d’offset dans le même bin.

### 3.3.3 Dispositif Button Patch

Le dispositif de Button Patch a été développé et breveté par ARCO depuis 1991. Il exploite efficacement les systèmes à grand nombre de traces en disposant les stations de réception sur des surfaces rectangulaires et en plaçant les sources le long de leurs bords pour améliorer la résolution (figure 3.10). Cette approche permet d’accélérer les opérations en utilisant deux groupes de vibrateurs. Elle se distingue par sa rapidité sur le terrain et son coût relativement bas par rapport à d’autres techniques, comme le Swath Shooting, qui peut être jusqu’à 10 fois plus coûteux. De plus, la méthode du Button Patch offre une bonne répartition des offsets et des azimuts.[5]

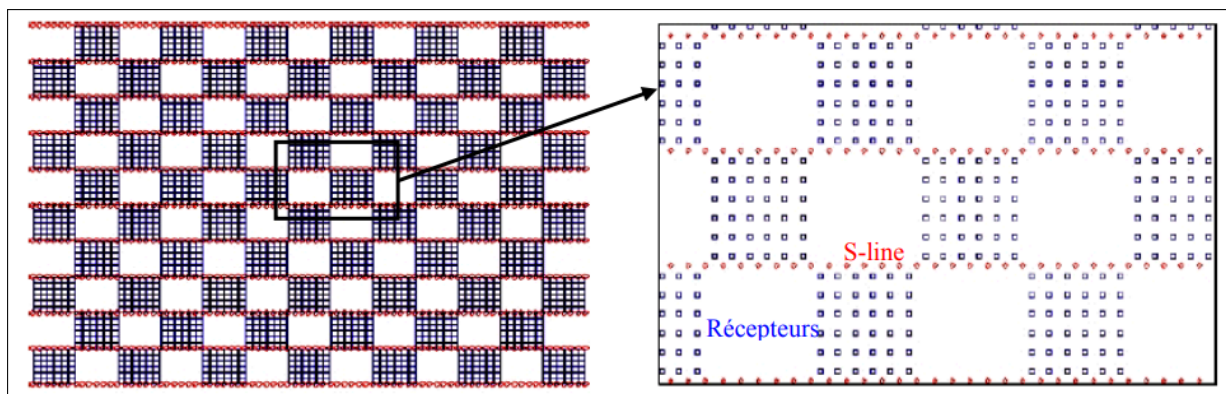


FIGURE 3.10 – Dispositif Button Patch.[5]

### Avantages

- Une haute résolution.
- La possibilité de positionner les vides entre boutons autour des obstacles.

### Inconvénients

- Le dispositif nécessite un déplacement facile des vibrateurs dans la zone d'étude, ce qui peut être limité dans certaines zones.

#### 3.3.4 Dispositif Zig-Zag

Le dispositif en Zig-Zag est populaire dans les zones désertiques, ou d'autres endroits à accès facile entre lignes de réception. Des lignes sources uniques sont situées entre des paires adjacentes de lignes de réception pour le simple Zig-Zag. [5]

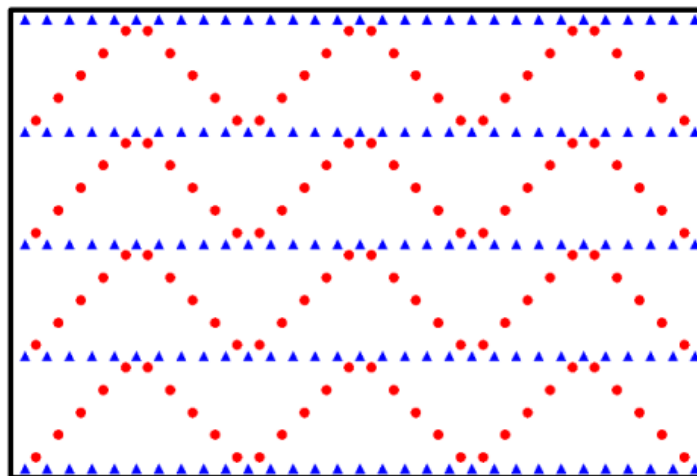


FIGURE 3.11 – Dispositif Zig-zag.[5]

### Avantages

- La possibilité de déplacement des vibrateurs le long d'une très longue ligne source sans traverser les lignes réceptrices.
- Le dispositif Zig-Zag a un temps de déplacement des vibrateurs très réduit par rapport au dispositif orthogonal.

### Inconvénients

- Mise en oeuvre difficile sur terrain .
- On distingue deux autres types de dispositif Zig-Zag :

- **Mirrored Zig-Zag** : Chaque deuxième ligne source est inversée par rapport à son image miroir, comme illustré dans la figure 3.12.[10]

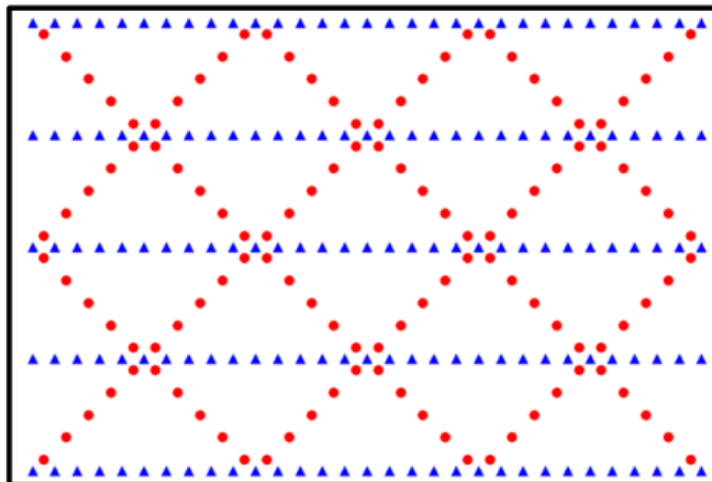


FIGURE 3.12 – Mirrored Zig-zag.[10]

- **Double Zig-Zag** : est réalisé sur terrain par deux groupes de vibrateurs qui progressent sur deux lignes source en Zig Zag situés entre deux lignes de réception. On utilise ce dernier pour améliorer la distribution d'offset.(Figure 7.11) [10]

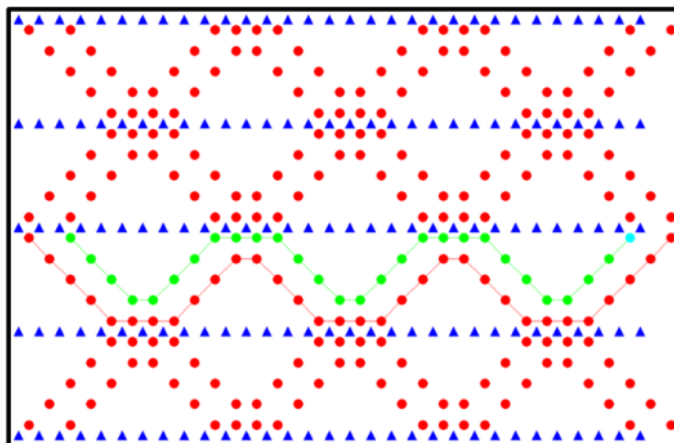


FIGURE 3.13 – Double Zig-zag. [10]

Le dispositif d'acquisition orthogonal est couramment utilisé en sismique, car il offre une couverture régulière et uniforme des données. Dans cette configuration, les lignes de sources et de récepteurs sont perpendiculaires, ce qui permet de créer des croisements efficaces et d'assurer une bonne distribution des décalages et des azimuts. L'un des principaux avantages de cette méthode est sa simplicité de mise en œuvre sur le terrain, facilitant le suivi et le contrôle de l'enregistrement. De plus, elle garantit une bonne résolution des images sismiques, tout en minimisant les risques de lacunes dans les données enregistrées.

Cette régularité est particulièrement utile pour des analyses précises et fiables dans des environnements géologiques complexes.

# Chapitre 4 : Design d'une Étude Sismique 3D

## Introduction

Le design dépend de différentes données d'entrée et de contraintes, il est devenu tout un art. La disposition des lignes sources et des lignes réceptrices doit être faite avec un œil envers les résultats attendus.

### 4.1 Préservation des pendages

La connaissance du pendage des structures est très importante. C'est le paramètre essentiel dans un design en sismique 3-D pour choisir la taille et l'orientation de l'étude.

### 4.2 Détermination des paramètres d'acquisition

#### 4.2.1 Forme et dimension du Bin

En sismique 3D, le terrain est partitionné en unités de volume connues sous le nom de "bins", qui renferment les données sismiques.[22]

**La Forme de bin** : La forme typique d'un bin est généralement carrée. Cependant, dans certains cas, une forme rectangulaire peut être préférable pour mieux représenter certains accidents géologiques. En effet, si la résolution spatiale varie différemment dans une direction par rapport aux autres, il est nécessaire d'ajuster l'échantillonnage spatial en conséquence dans chaque direction. [22]

Pour optimiser efficacement une étude 3D, le planificateur doit fournir des spécifications claires et précises pour déterminer la dimension du bin. Le choix de la dimension du bin dépend de plusieurs considérations importantes, notamment [7] :

- Le rapport S/B.
- La couverture.
- Dimension de la plus petite anomalie.
- La résolution.



### Rapport S/B

Le rapport S/B est directement proportionnel à la dimension du Bin, par conséquent, un léger changement de la taille de Bin peut avoir un effet considérable sur la couverture et le rapport S/B.[6]

### La plus petite anomalie

Pour détecter la plus petite anomalie sur l'horizon objectif, il est nécessaire qu'au moins deux ou trois traces traversent cette anomalie. Selon **Cordson** (1995), la taille du bin est approximativement égale au tiers de la longueur de l'anomalie.[6]

$$B = \frac{L}{3} \quad (4.1)$$

où :

—  $L$  : la longueur de l'objectif.

### Fréquence Maximale Non Atteinte par l'Aliasing

Chaque réflecteur géologique incliné possède une fréquence maximale, appelée  $F_{\max}$ , qui n'est pas atteinte par le phénomène d'aliasing spatial. Cette fréquence dépend de la vitesse d'intervalle juste au-dessus de l'horizon ( $V_{\text{int}}$ ), du pendage  $\alpha$  et de la dimension du BIN, comme le montre la formule suivante [7] :

$$F_{\max} = \frac{V_{\text{int}}}{4 \cdot B \cdot \sin(\alpha)} \quad (4.2)$$

La dimension du BIN est choisie comme suit :

$$B < \frac{V_{\text{int}}}{4 \cdot F_{\max} \cdot \sin(\alpha)} \quad (4.3)$$

Pour prévenir l'aliasing, il est nécessaire que la dimension du bin demeure en dessous d'un seuil déterminé.

### Résolution Latérale

La réduction de la taille du bin conduit à une amélioration de la résolution latérale, car cette dernière est liée à la dimension du bin choisie.[7]

$$R_h = \frac{V_{\text{int}}}{N \cdot F_{\text{dom}}} \quad (4.4)$$

où :

—  $N$  : varie entre 2 et 4.

- Si  $N=2$ ,  $b < R_h$
- Si  $N=4$ ,  $b > R_h$

—  $F_{\text{dom}}$  : la fréquence dominante du signal au niveau de l'horizon objectif.

### 4.2.2 La couverture

La couverture est définie comme étant le nombre de points miroir qui doit être sommé dans un CMP bin. Elle contribue à l'amélioration du rapport signal/bruit. Elle est déterminée à partir des études d'acquisition 2D déjà réalisées.[5]

**T. Kery** (1987) a montré que la couverture 3D est égale à un tiers (1/3) de la couverture 2D dans le cas d'un bon rapport signal sur bruit.

$$C_{3D} = \frac{1}{3} C_{2D}$$

Dans le cas d'un mauvais rapport signal/bruit **Cordsen & Peirce** ont montré que :

$$C_{3D} = \frac{2}{3} C_{2D}$$

**Remarque** : cette méthode est impraticable en raison des exigences de la sismique 3D, qui nécessite une large couverture pour produire une image de haute qualité.

La relation générale qui permet de calculer la couverture en sismique 3D est la suivante : La couverture 3-D totale est le produit des deux couvertures longitudinale et transversale.

#### La couverture longitudinale (IN-LINE)

C'est la couverture utilisée dans la direction des lignes de réception, l'expression générale du calcul de la couverture dans le sens longitudinale est donnée par la relation suivante , [5] :

$$C_{\text{in-line}} = \frac{\text{LLR}}{2 \times \text{SLI}}$$

Où :

LLR : Longueur de la ligne de réception.

La figure 4.1 montre un exemple de la distribution de la couverture d'un patch de dimension  $10 \times 72$ .

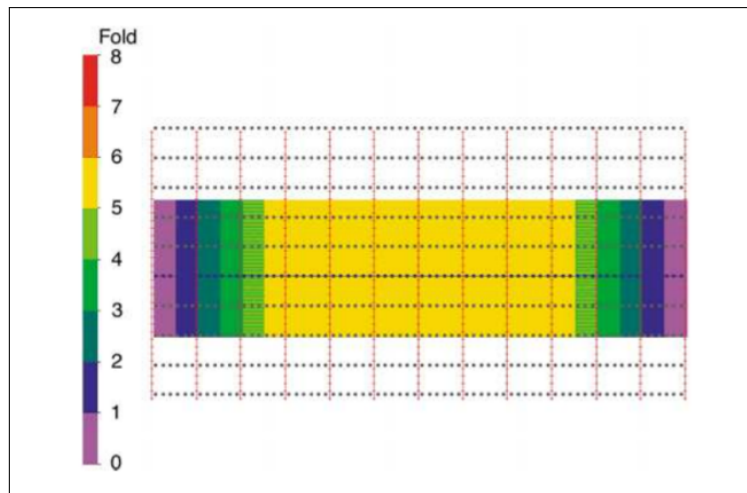


FIGURE 4.1 – Couverture In-Line d'un patch  $10 \times 72$  . [5]

### Couverture transversale (Cross-Line couverture)

C'est la couverture réalisée suivant la direction verticale à la ligne de réception, Cette couverture se calcule par l'expression suivante , [5] :

$$C_{X\text{-line}} = \frac{NRL}{2}$$

Où : NRL : Nombre des lignes de réceptions.

La figure 4.2 montre la distribution de la couverture d'un patch de dimension  $10 \times 72$ .

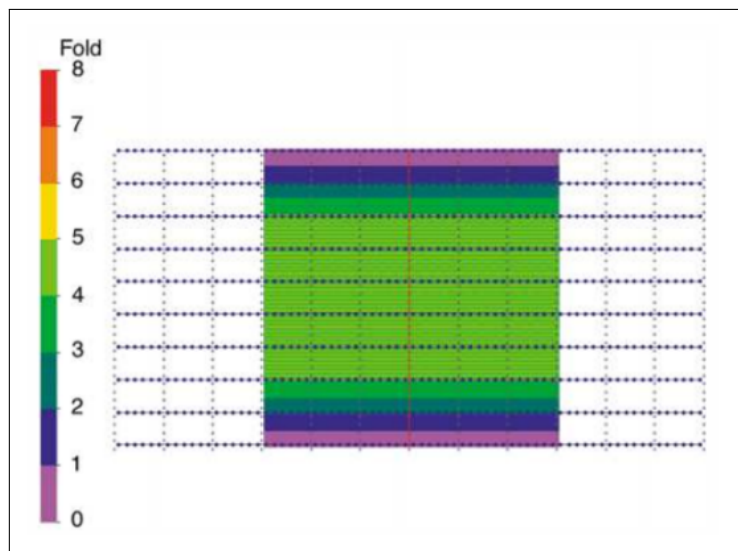


FIGURE 4.2 – Couverture X-Line d'un patch  $10 \times 72$  . [5]

### Couverture totale

Il s'agit simplement d'une multiplication entre les deux couvertures précédentes. La couverture totale est donnée par l'expression suivante , [5] :

$$C_{\text{tot}} = C_{\text{in-line}} \times C_{\text{X-line}}$$

La figure 4.3 montre la distribution de la couverture totale du même patch

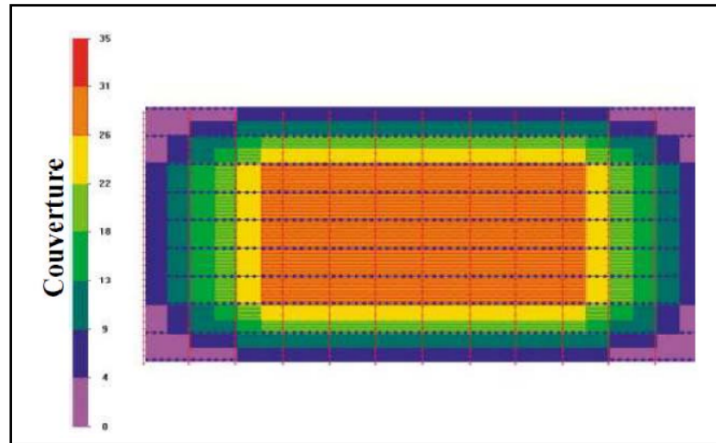


FIGURE 4.3 – Couverture totale d'un patch 10 × 72.[5]

### 4.2.3 Inter-géophones et Inter-sources

L'inter-géophones et inter-sources sont liés directement aux dimensions du bin. Pour un dispositif orthogonal,[7] , on a :

$$R_I = 2 \cdot B \tag{4.5}$$

$$S_I = 2 \cdot B \tag{4.6}$$

### 4.2.4 Densité des Points de Tirs

La densité de points de tir est un élément clé influençant le coût d'une étude sismique. Elle peut être calculée en utilisant les dimensions du bin, l'ordre de couverture requis et le nombre de stations disponibles dans l'équipement.[11]

$$D_s = \frac{C}{B^2 \cdot N_c \cdot U} \tag{4.7}$$

où :

—  $D_s$  : densité de points des sources.

- $C$  : couverture.
- $N_c$  : nombre de canaux par template.
- $B$  : dimension de bin.
- $U$  : facteur égal à  $10^{-6}$  m/km.

#### 4.2.5 Calcul de l'Espacement entre Lignes Sources

La détermination de la densité des points sources nous amène à calculer un autre paramètre essentiel, à savoir l'espacement entre les lignes sources [22], exprimé comme suit :

$$SLI = \frac{10^6}{2B \cdot D_s} \quad (4.8)$$

#### 4.2.6 Calcul de l'espacement entre lignes de réception

Pour calculer l'espacement entre les lignes de réception, on utilise deux paramètres essentiels : l'offset minimum entre les lignes source et l'intertrace. Dans cette configuration, nous considérons que les lignes source sont perpendiculaires aux lignes de réception. Pour estimer cet espacement, nous appliquons la relation de Pythagore à un triangle droit avec les côtés  $a$ ,  $b$  et  $X_{\min}$ , comme illustré dans la figure 4.4.[11]

$$a = \sqrt{X_{\min}^2 - b^2} \quad (4.9)$$

$$RLI = \sqrt{X_{\min}^2 - SLI^2} \quad (4.10)$$

où :

- $X_{\min}$  : offset minimum.

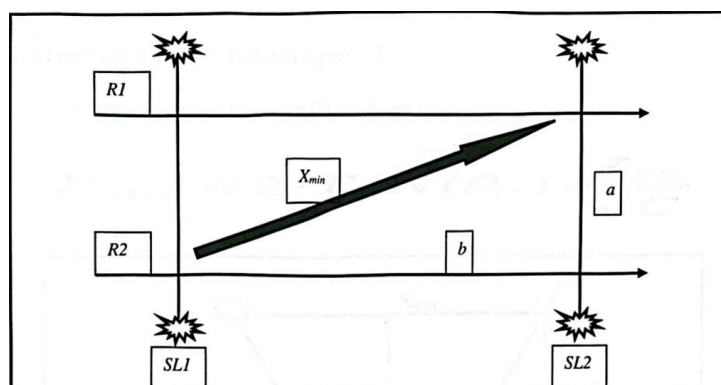


FIGURE 4.4 – Schéma expliquant le calcul de RLI.[11]

### 4.2.7 Calcul des offsets

l'offset représente la distance séparant le point de tir au point de réception , il varie selon une gamme d'offsets dans les bornes  $X_{\min}$  et  $X_{\max}$  et dont les valeurs dépendent des profondeurs des objectifs recherchés.[8]

#### **Xmin**

Il y a deux cas pour déterminer le maximum minimum offset :

- **Tir sur traces**

Dans un dispositif orthogonal, le bin central d'un box (formé par deux lignes réceptrices adjacentes et deux lignes sources adjacentes) a le maximum minimum offset par rapport à tous les autres bins de ce box , figure 4.5b. Cet offset représente la diagonale du box et elle est donnée par la relation suivante , [10] :

$$X_{\min} = \sqrt{RLI^2 + SLI^2} \quad (4.11)$$

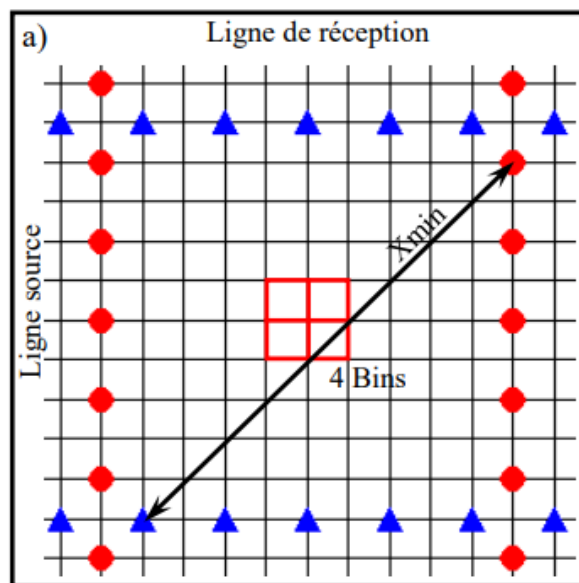
- **Tir entre traces**

Généralement, les lignes sont décalées de leurs positions de coïncidence par un bin du point d'intersection afin de réduire les trajets doublés,figure4.5a. La formule du maximum minimum offset changera légèrement et sera alors, [10] :

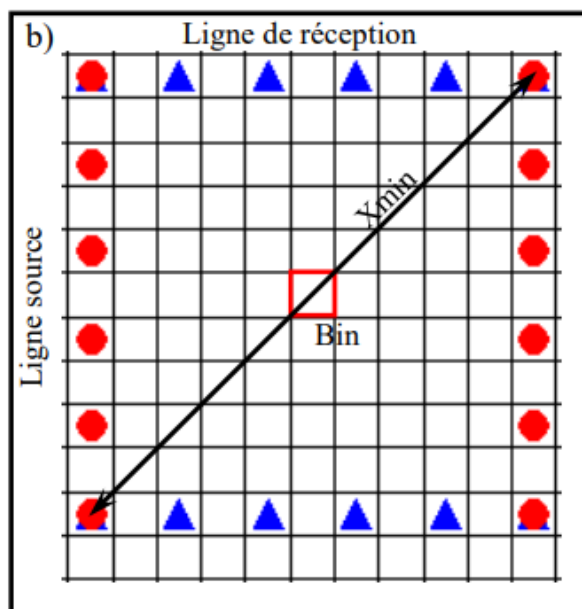
$$X_{\min} = \sqrt{(RLI - 0.5 \times SI)^2 + (SLI - 0.5 \times RI)^2} \quad (4.12)$$

Quand on décale les lignes de cette façon, les quatre bins centraux du box ont le même offset  $X_{\min}$  au lieu d'un seul bin central.

Le  $X_{\min}$  doit être suffisamment petit pour pouvoir cartographier convenablement les réflecteurs superficiels qui peuvent être utilisés pour le calcul des corrections statiques, il est donc nécessaire de choisir un  $X_{\min} < 1.0 Z_h$ . [12]



(a) Tir entre traces.



(b) Tir sur traces.

FIGURE 4.5 – Maximum minimum offset.[10]

### $X_{max}$

L'offset maximal correspond à la distance entre un point de tir et le récepteur le plus loin dans le template.

- Si  $X_{max}$  est mesuré comme l'offset maximal dans la direction longitudinale (maximum in-line offset), donc toutes les traces qui se trouvent dans les lignes réceptrices les plus éloignées du point source vont être éliminées à l'étape du traitement (par le mute). Par conséquent, la couverture va être réduite .[12]

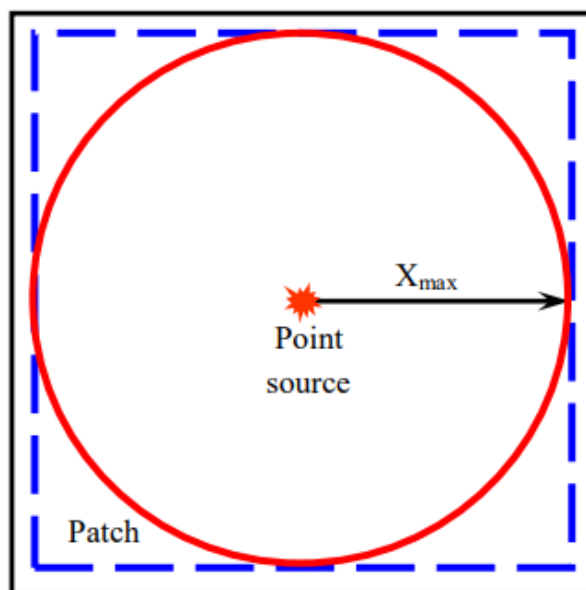


FIGURE 4.6 – L'offset maximal à l'horizontal du patch.[12]

- Si  $X_{max}$  est mesuré le long de la diagonale du patch, il n'y aura pas de traces à éliminer au traitement par le mute et cet offset devient alors l'offset maximal de toute l'étude.[12]

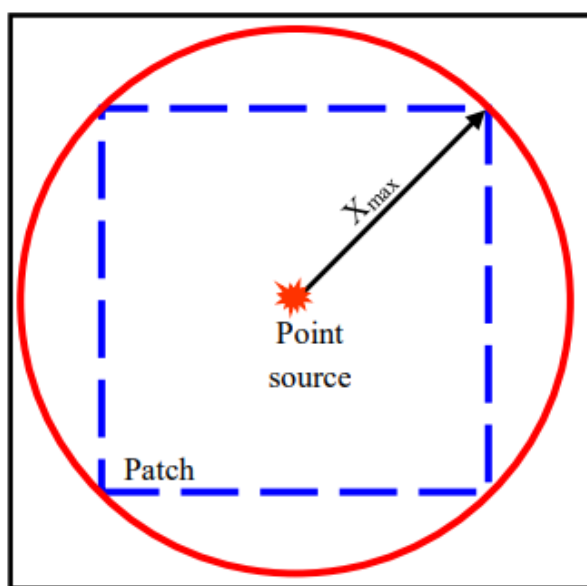


FIGURE 4.7 – L'offset maximal à la diagonale du patch.[12]

Plusieurs paramètres influent sur la sélection de l'offset maximal ( $X_{max}$ ), tel que la profondeur de l'objectif géologique, la fonction de mute, l'interférence de l'onde directe et l'onde réfracté.

### La profondeur de l'objectif géologique

Les traces se trouvant à des offsets longs enregistrent les réflexions issues des événements les plus profonds. En sismique 3D on pose souvent l'offset maximal proche de la profondeur de l'objectif visé.



Habituellement , il est exprimé comme , [23] :

$$X_{\max} = \text{Profondeur de l'objectif (Z)}$$

## 4.3 Taille de l'Étude

Elle est déterminée à partir de la taille de l'objectif,mais il existe deux zones supplémentaires à déterminer ,[8] :

### 4.3.1 La marge de migration (Migration aperture)

La migration est nécessaire pour replacer les horizons inclinés et les failles en position réelle. La migration aperture est une marge ajoutée à la taille de l'étude 3D, elle permet la migration de tout événement incliné. La dimension de cette marge est donnée par la formule , [13] :

$$Ma = Z \cdot \tan \theta$$

où :

- $Ma$  : Largeur de la migration aperture ;
- $Z$  : Profondeur de l'objectif ;
- $\theta$  : Pendage géologique.

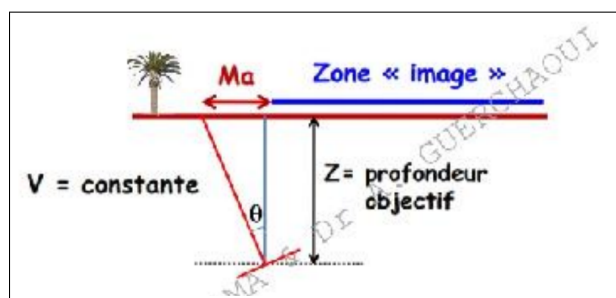


FIGURE 4.8 – Ouverture maximale de migration aperture.[13]

Dans les contours fins des structures géologiques tels que les failles, les biseaux, les discordances, etc., on applique les lois de diffraction. La collection des réflexions provenant du point diffractant est appelée diffraction.

Ce phénomène a une grande influence sur la couverture exigée lors de l'acquisition des données sismiques. L'énergie diffractée est distribuée dans toutes les directions d'une manière radiale, de sorte que les arrivées sismiques correspondantes se disposent sur un hyperboloïde de diffraction (en 3-D).

La zone située au sommet de chaque hyperboloïde de diffraction est généralement appelée la première zone de Fresnel. Elle est caractérisée par une épaisseur égale à un quart de la longueur d'onde dominante.

Pour la focalisation de l'énergie diffractée au sommet de l'hyperboloïde, la migration en 3-D permet cela tout en procédant à une sommation des amplitudes correspondant à différents offsets distribués sur la courbe de diffraction.

Une migration des portions correspondant à un angle de 30° permet la récupération de 95% d'énergie, tandis qu'avec un angle de 15°, la migration de la portion représentant la zone de Fresnel récupérera 70% de l'énergie, comme illustré en Figure 4.9. De ce fait, il n'est pas nécessaire de migrer toute la courbe de diffraction pour avoir le maximum d'énergie. [14]

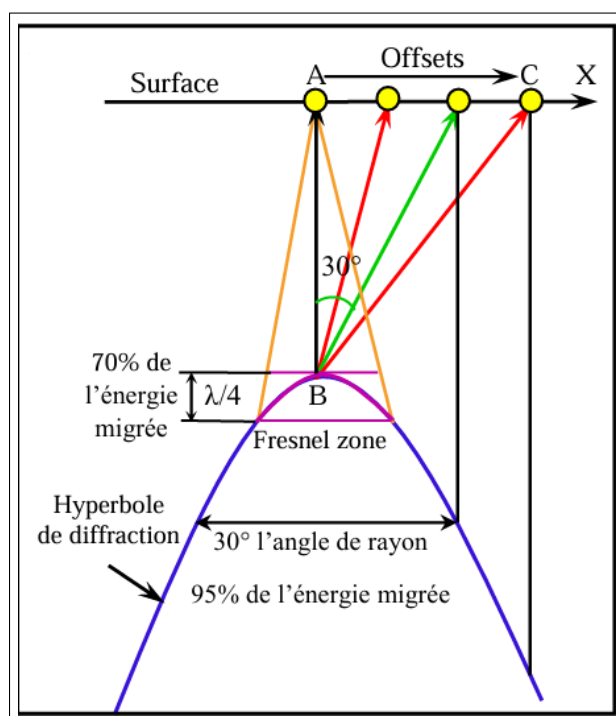


FIGURE 4.9 – 95% de l'énergie de migration sismique contenue dans un angle de 30°. [14]

### 4.3.2 La rampe de couverture (Fold Taper)

Elle correspond en fait à une surface d'acquisition supplémentaire qui permet de placer des points sources et récepteurs afin d'assurer une couverture complète aux limites du projet , [13] . La largeur de cette bande n'est pas nécessairement la même dans les directions In-line et X-line et doit être calculée séparément comme suit :

$$\text{Inline Taper} = \frac{C_{\text{in-line}}}{2} - 0.5 \cdot \text{SLI}$$

$$\text{Cross-line Taper} = \frac{C_{\text{X-line}}}{2} - 0.5 \cdot \text{RLI}$$

où :

— SLI : Distance entre deux lignes sources adjacentes ;

— RLI : Distance entre deux lignes réceptrices adjacentes.

**Règle empirique :** Le fold taper est approximativement égal à un quart de la dimension du patch dans la direction du fold taper.

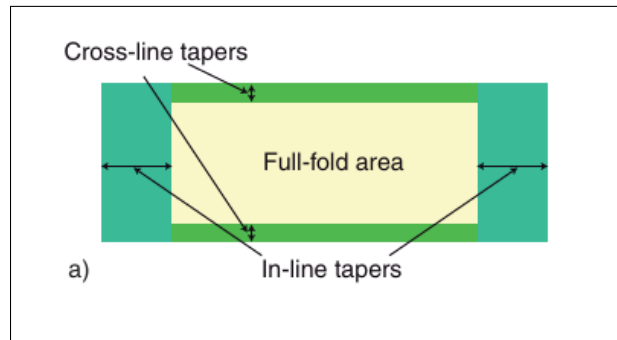


FIGURE 4.10 – Fold tapers

## 4.4 Choix de l'orientation de l'étude

L'évaluation du pendage structural et de sa direction est cruciale pour orienter correctement l'étude. En sismique 3D, il est essentiel d'aligner les profils de réception et d'émission selon la dip-direction (direction réelle de pendage) et la strike-direction (direction orthogonale) respectivement. [24]

# **Partie Pratique**

# Chapitre 5 : Logiciel Mesa : Présentation et Procédures

## Introduction

Ce chapitre présente le logiciel MESA, utilisé pour la planification et le suivi des projets d'acquisition sismique, en mettant l'accent sur son rôle dans l'optimisation des designs en 3D.

### 5.1 Présentation du logiciel MESA

MESA joue un rôle clé dans la planification et le suivi du projet, facilitant le travail de l'équipe de pré-planification. Cette équipe a pour mission de s'assurer que le design sélectionné par le client est mis en œuvre de manière efficace tout en respectant les normes de qualité requises. En s'appuyant sur les résultats d'une étude sismique 2D préalable réalisée dans la région, l'équipe d'experts ajuste avec précision les paramètres du projet. Cela permet d'élaborer un plan détaillé et optimisé pour une acquisition de données sismiques en 3D. L'objectif est d'assurer une couverture complète et de haute qualité, en tenant compte des contraintes géologiques et techniques propres au terrain, afin de maximiser l'efficacité des relevés sismiques.

### 5.2 Modèle synthétique

Prenons l'exemple de la création d'un design de type wide azimuth avec un objectif géologique situé à une profondeur de 2500 mètres. Cet objectif correspond à un marqueur sismique séparant deux couches, comme illustré à la figure 5.1.

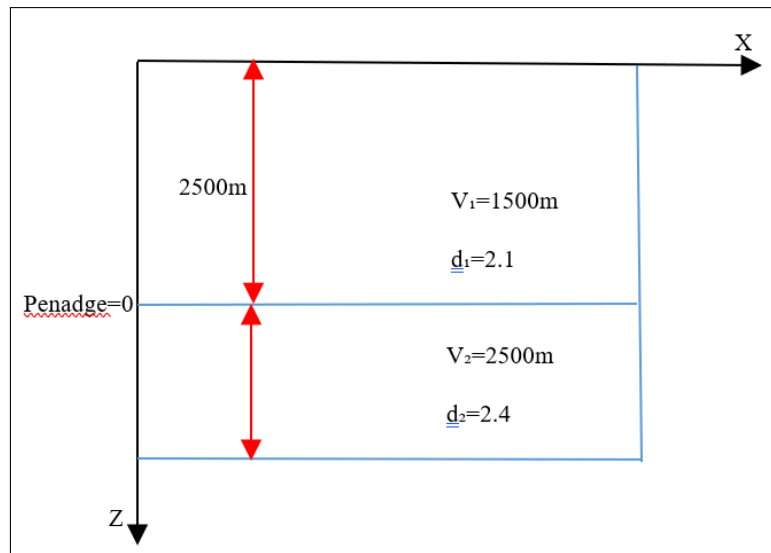


FIGURE 5.1 – Exemple

Les limites de la zone d'étude (A, B, C et D) sont données dans le tableau ci-dessous :

Coin	X	Y
A	0	0
B	10000	0
C	10000	10000
D	0	10000

Pour atteindre l'objectif géologique, deux conditions doivent être appliquées :

1.  $X_{\max} = 1.5 \times$  profondeur de l'objectif.
2. Afin de garantir un design **wide azimuth** :

$$\text{Rapport d'aspect} = \frac{\text{cross line offset}}{\text{inline offset}} \geq 0.6$$

### 5.3 Exécution

**Lancer le logiciel** : Après démarrage, cliquez sur "Edit Exclusions" pour spécifier les fichiers ou dossiers à exclure des analyses, comme montré à la figure 5.2.

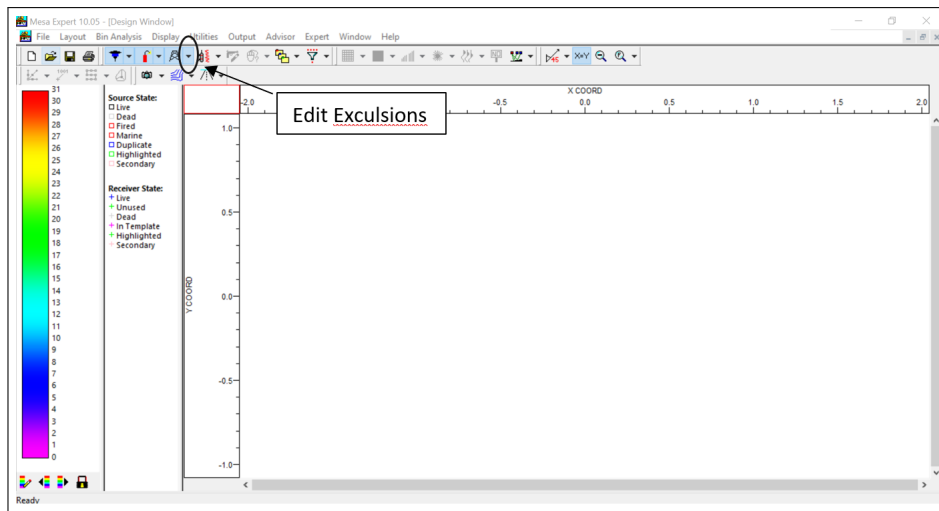


FIGURE 5.2 – Edit Exclusions

**Création des limites du projet :** À ce stade, il est nécessaire de créer des polygones afin de définir les zones d'intérêt à partir des coordonnées géologiques fournies, illustrées dans la figure 5.3.

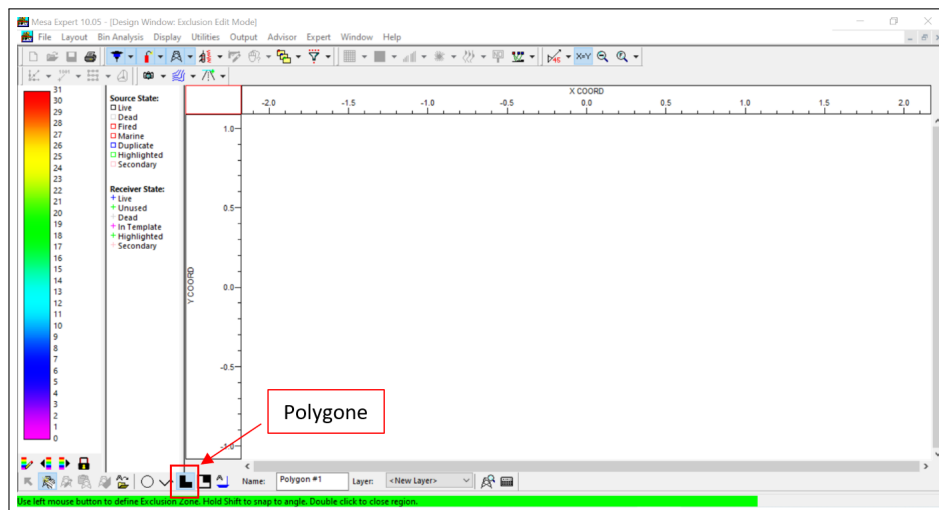


FIGURE 5.3 – Polygone

**Création de la grille du prospect :** Cette phase consiste à définir chaque point de départ et d'arrivée, ainsi que les lignes les reliant. Les coordonnées (x, y) du point initial doivent être saisies comme indiqué.

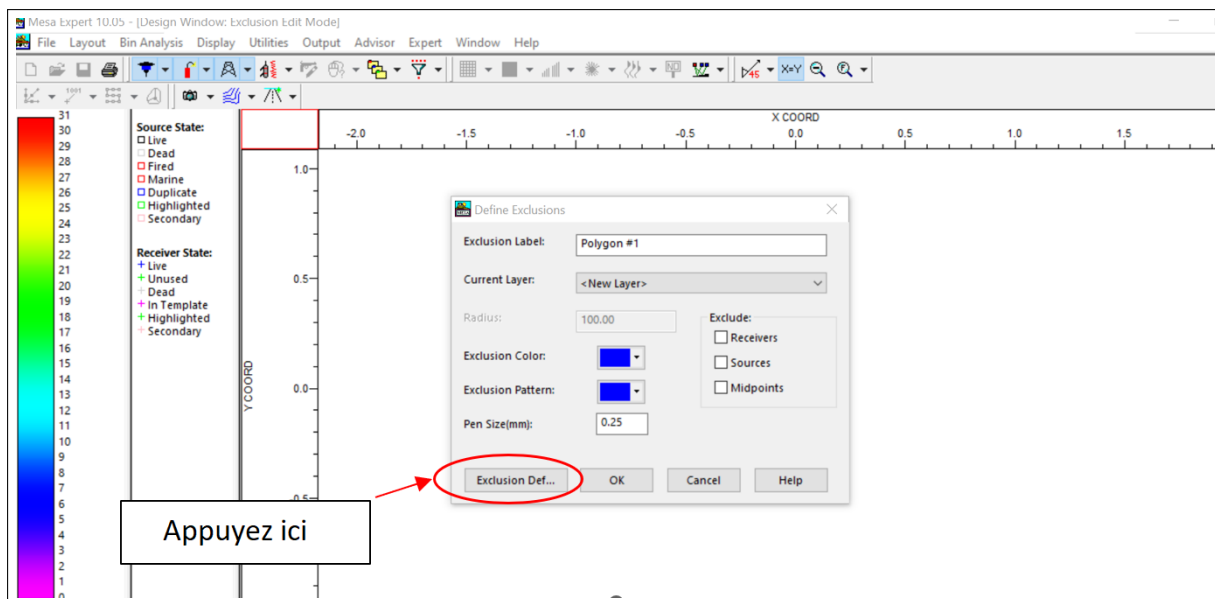


FIGURE 5.4 – Define exclusions

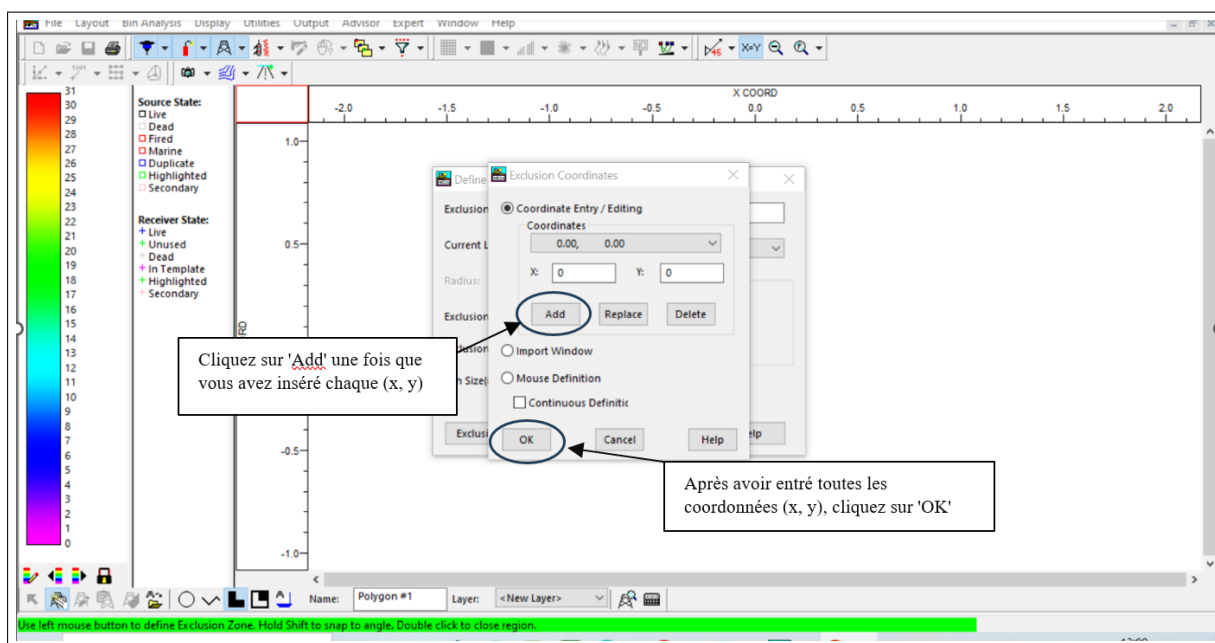


FIGURE 5.5 – Insertion des coordonnées (x; y)

**Détermination de la taille du bin :** Nous avons sélectionné une taille de bin de 25, en fonction des capacités de notre système informatique.

Pour cette étape, il suffit de désélectionner la case "Edit Exclusion", puis de cliquer sur "Layout" suivi de "Unit Template", comme illustré sur les figures (5.6; 5.7).



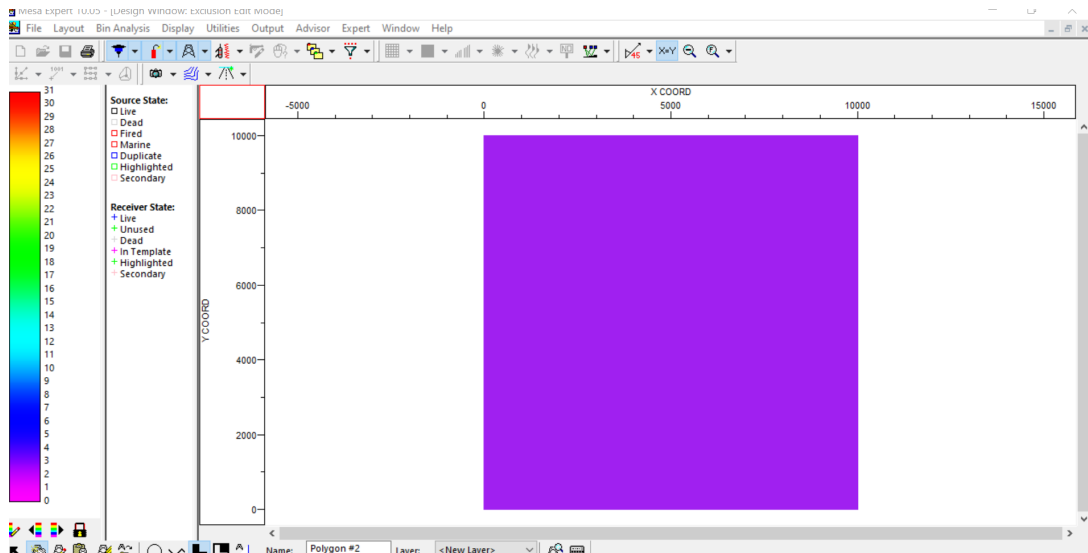


FIGURE 5.6 – Layout

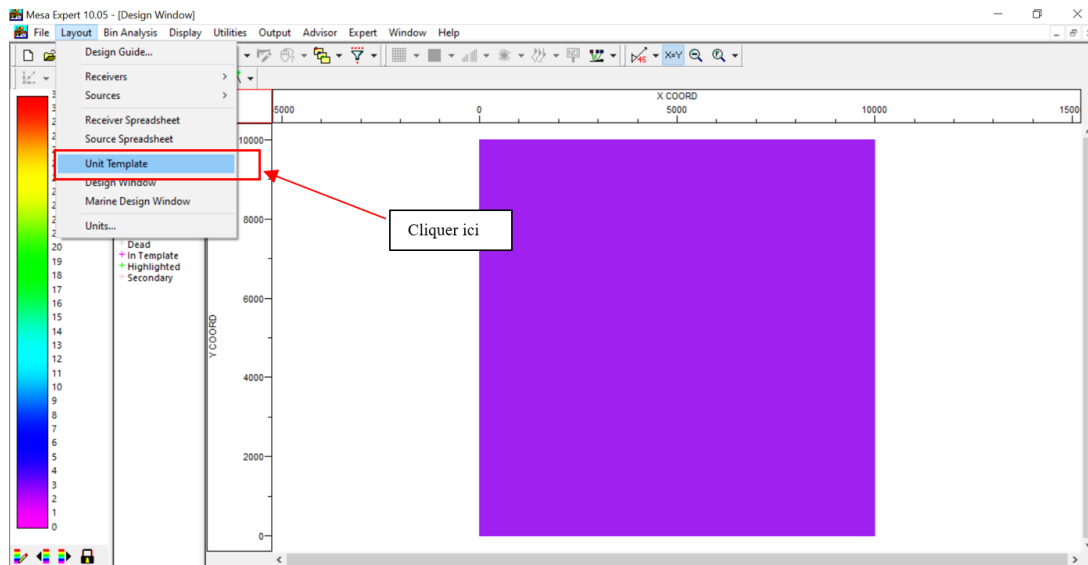
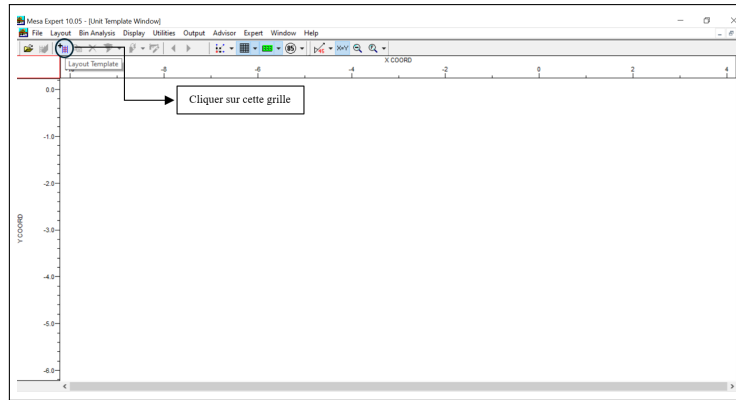
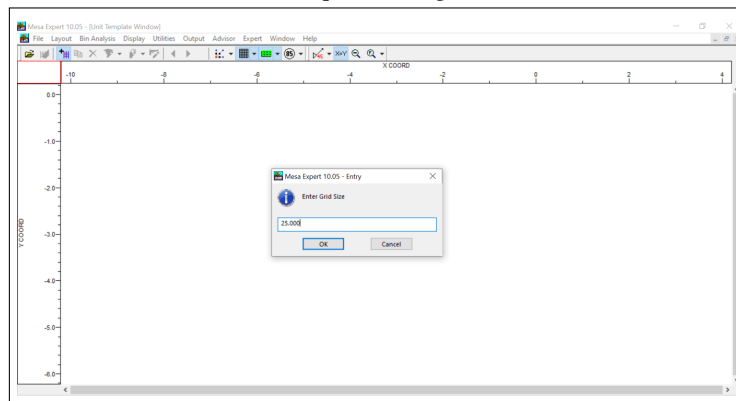


FIGURE 5.7 – Unit template

Ensuite, la fenêtre suivante (figure 5.8a) s'affiche. Un clic est requis pour sélectionner la taille du bin, comme montré dans la figure 5.8b.



(a) Cliquer sur la grille



(b) Choix de bin size

Pour déterminer les valeurs de  $x$  et  $y$  en fonction des distances données, vous devez effectuer les calculs suivants :

Étant donné que la taille du bin est de 25, on peut déterminer les valeurs des intervalles sources et des intervalles récepteurs en utilisant la formule suivante :

$$R_i = S_i = 2 \times B = 50$$

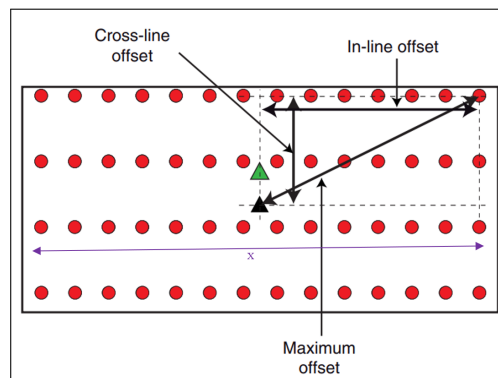


FIGURE 5.9 – Schéma montre les différentes distances.[8]

D'après le schéma 5.9, les offsets sont définis comme suit :

- **In-line offset :**

$$X_{\text{in-line}} = \frac{x}{2} \times 50 = 25x$$

Où :

- 50 correspond à la distance entre les récepteurs.
- x représente le nombre de traces par ligne de récepteurs.

- **Cross-line offset :**

$$X_{\text{x-line}} = \frac{y}{2} \times 200 = 100y$$

- 200 représente la distance entre les lignes de récepteurs.
- y indique le nombre de lignes de récepteurs

Pour obtenir les valeurs de x et y, vous devez utiliser à la fois la formule globale de  $X_{\text{max}}$  et le rapport d'aspect.

La formule pour  $X_{\text{max}}$  est donnée par :

$$X_{\text{max}} = \sqrt{(\text{in-line offset})^2 + (\text{cross-line offset})^2}$$

$$X_{\text{max}} = \sqrt{(25x)^2 + (100y)^2}$$

où  $X_{\text{max}}$  est calculé comme suit :

$$X_{\text{max}} = 1.5 \times \text{profondeur de l'objectif} = 1.5 \times 2500 = 3750.$$

On obtient :

$$3750 = \sqrt{(25x)^2 + (100y)^2} \tag{5.1}$$

De plus, la deuxième condition impose :

$$\frac{\text{cross-line offset}}{\text{in-line offset}} = \frac{100y}{25x} > 0.86 \tag{5.2}$$

En utilisant un rapport d'aspect de 0.95, nous résolvons simultanément les équations (4.1) et (4.2) pour obtenir les valeurs de x et y.

Les résultats sont saisis sur l'ordinateur, comme illustré à la figure 5.10.

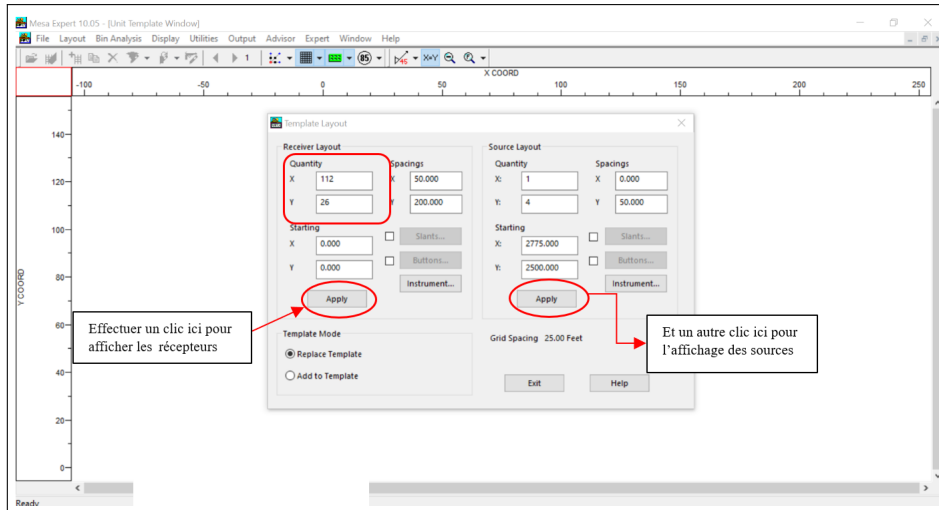


FIGURE 5.10 – L'introduction de (X, Y)

Après avoir suivi ces étapes, nous obtenons notre "template", comme présenté à la figure 5.11.

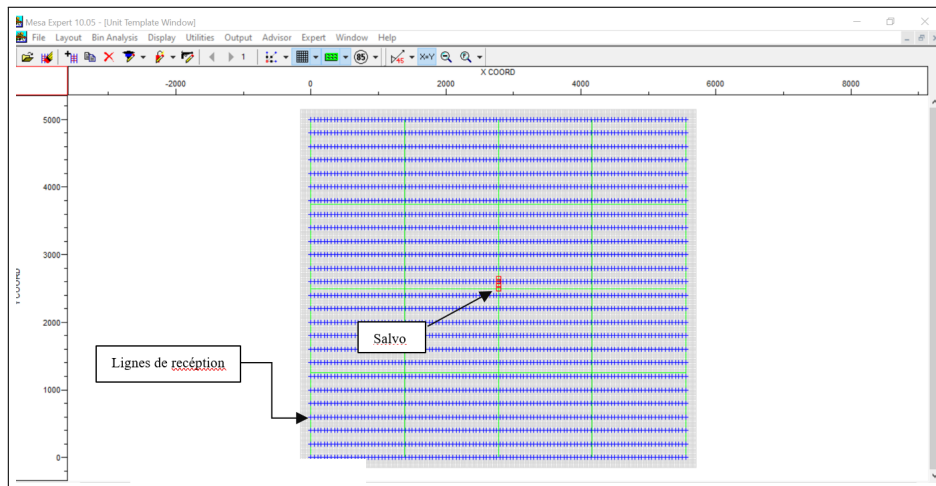


FIGURE 5.11 – Template

Ensuite, en cliquant sur "Shot Options" (voir figure 5.12) :

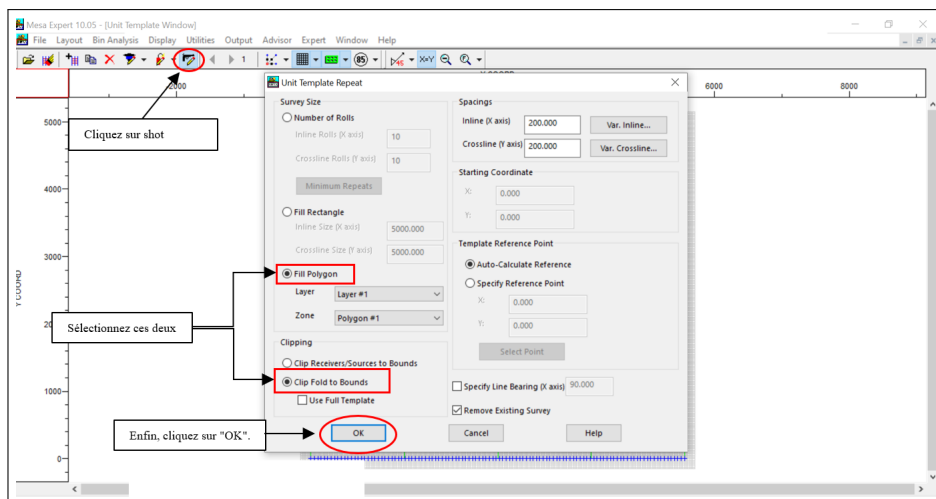


FIGURE 5.12 – shot options

Nous obtenons l’affichage illustré à la figure 5.13 :

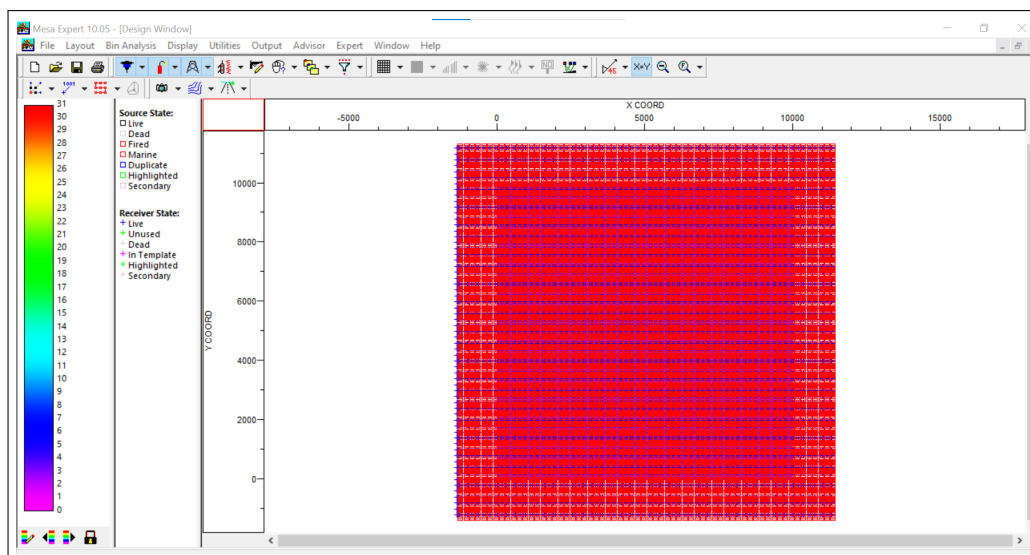


FIGURE 5.13 – Plan de position point source et point receiver

La numérotation des sources et récepteurs se fait comme suit :

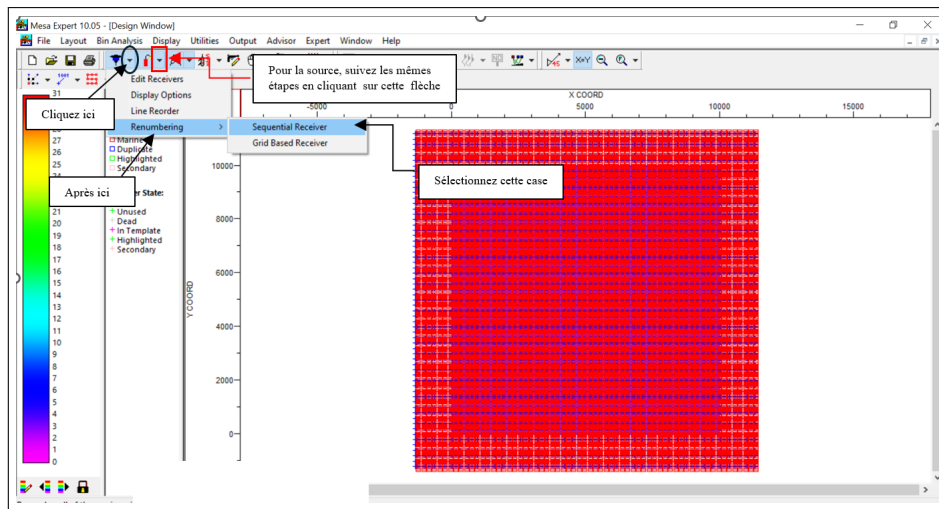


FIGURE 5.14 – étape de numérotation source/recepteur

Pour les récepteurs, nous commençons par numéroter le premier comme "10011001" et incrémentons de 1 à chaque fois, comme montré à la figure 5.15.

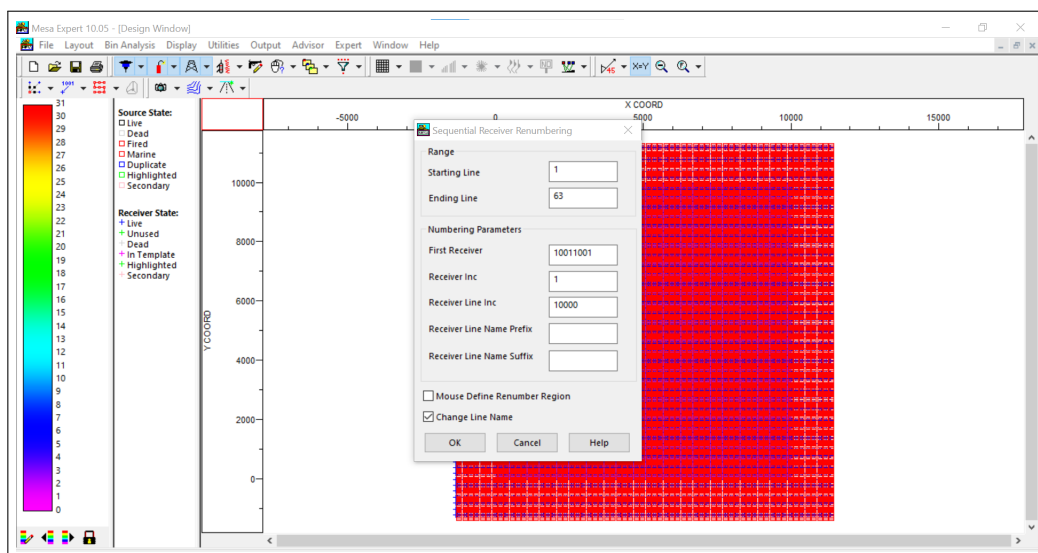


FIGURE 5.15 – Numéro des récepteurs

Pour les sources, nous modifions le premier numéro pour commencer par "50011001", puis incrémentons de la même manière, comme indiqué à la figure 5.16.

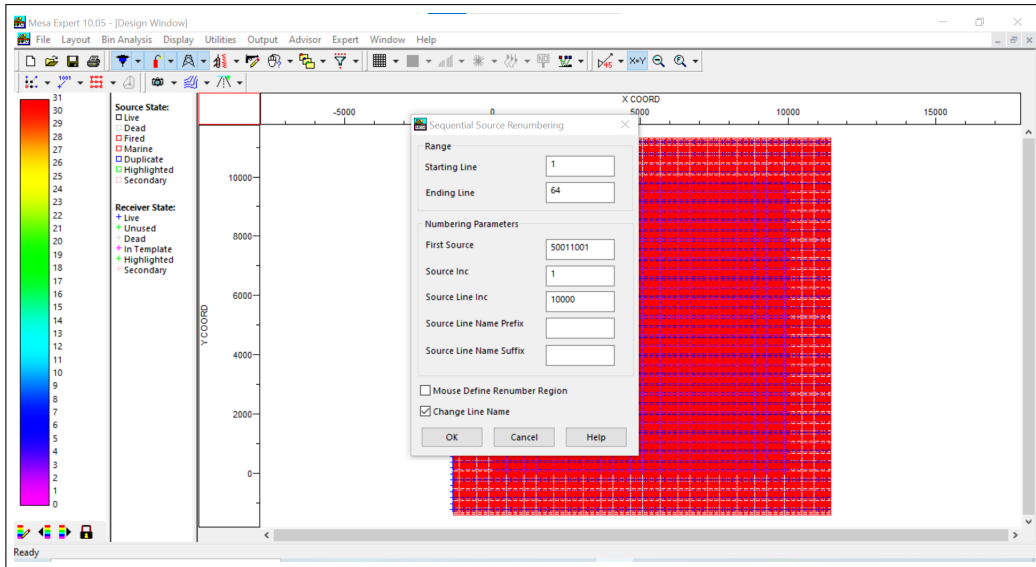


FIGURE 5.16 – Numerotation des sources

Pour obtenir la couverture, suivez les étapes ci-dessous :

- Cliquez sur "Bin Analysis", puis sur "Fold Calculation..." comme illustré à la figure 5.17.

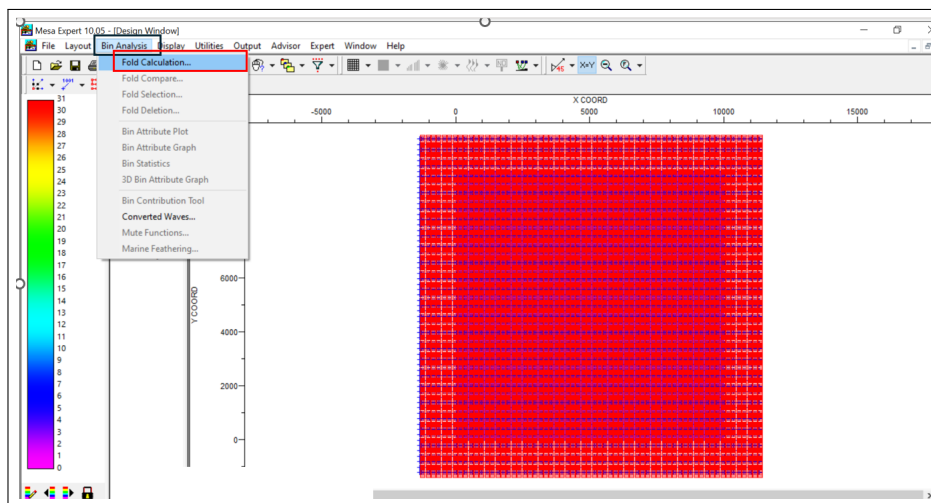


FIGURE 5.17 – 1ere étape

- Une fenêtre apparaîtra ; sélectionnez le point indiqué sur la figure 5.18.

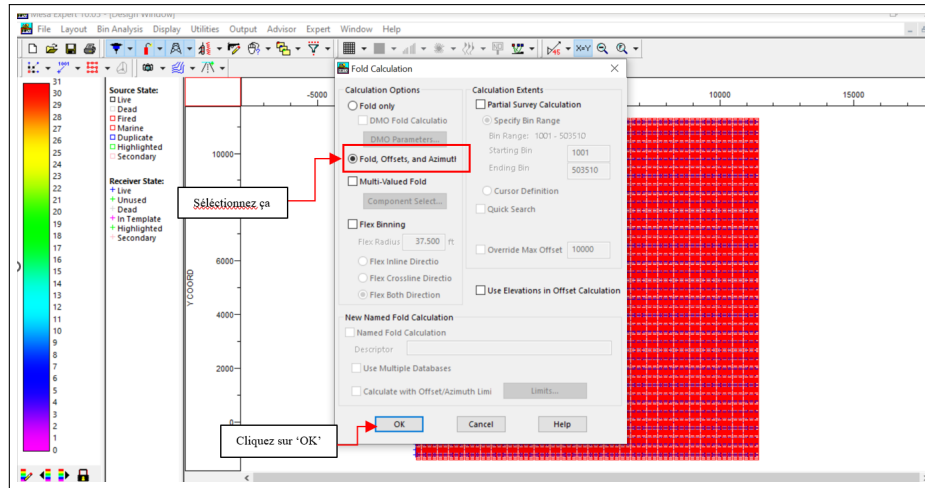


FIGURE 5.18 – 2eme étape

- Pour afficher la couverture totale, cliquez sur "Fold Graph", tout en désélectionnant les sources et récepteurs, comme montré à la figure 5.19.

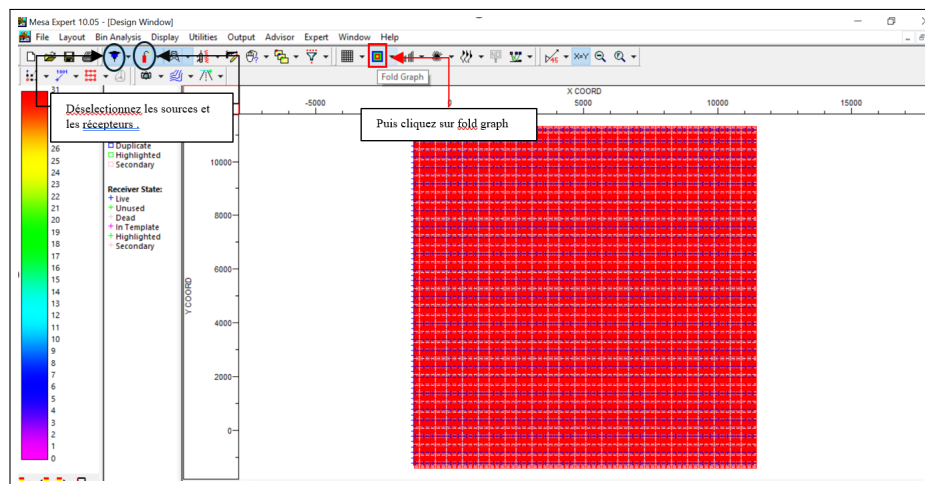


FIGURE 5.19 – 3eme étape

Notre couverture est représentée dans la figure 5.20 :



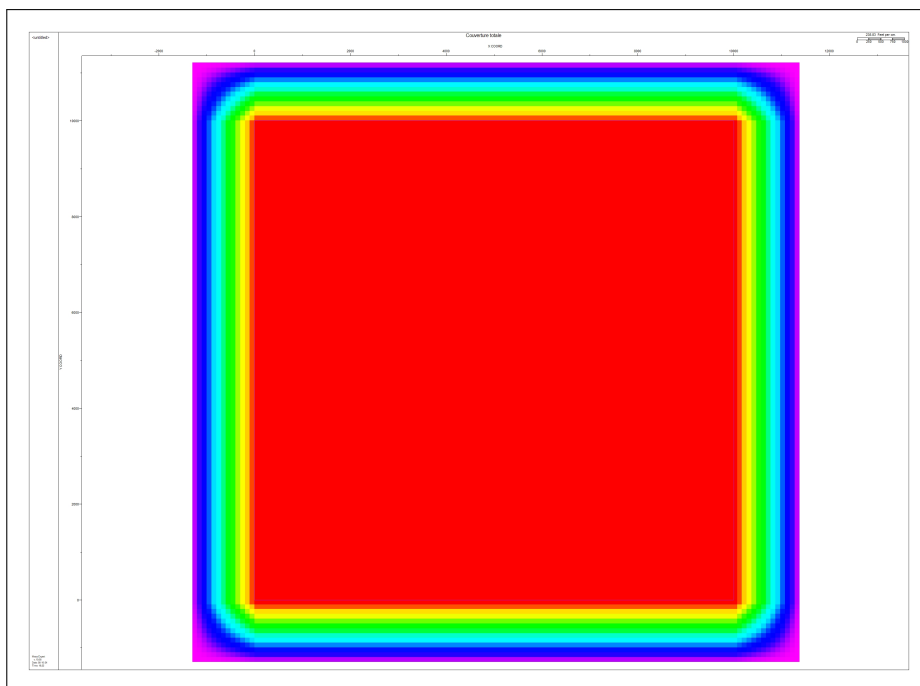


FIGURE 5.20 – Full Fold

Pour obtenir la distribution des offsets, la distribution des azimuths et le diagramme en rose, procédez comme suit :

Cliquez sur "Bin Analysis", puis sur "Bin Statistics", comme illustré à la figure 5.21.

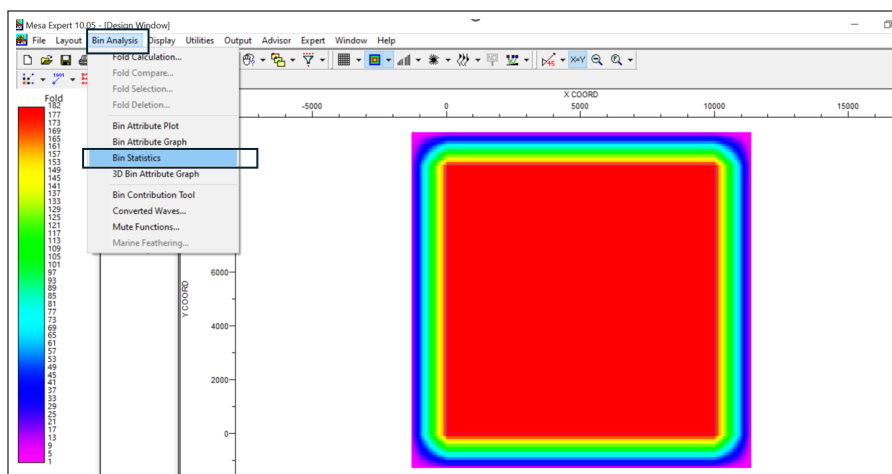


FIGURE 5.21 – Bin analysis

— Pour afficher la distribution des offsets, consultez la figure :

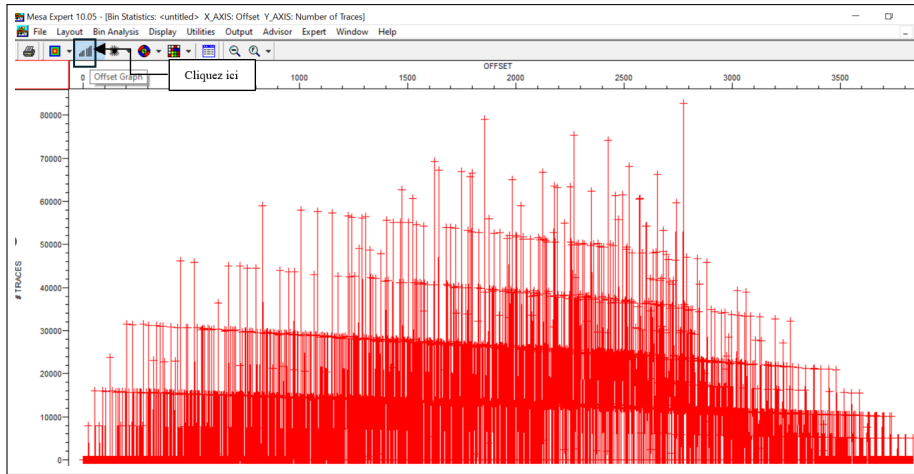


FIGURE 5.22 – Offset graph

— Pour obtenir la distribution des azimuths, référez-vous à la figure :

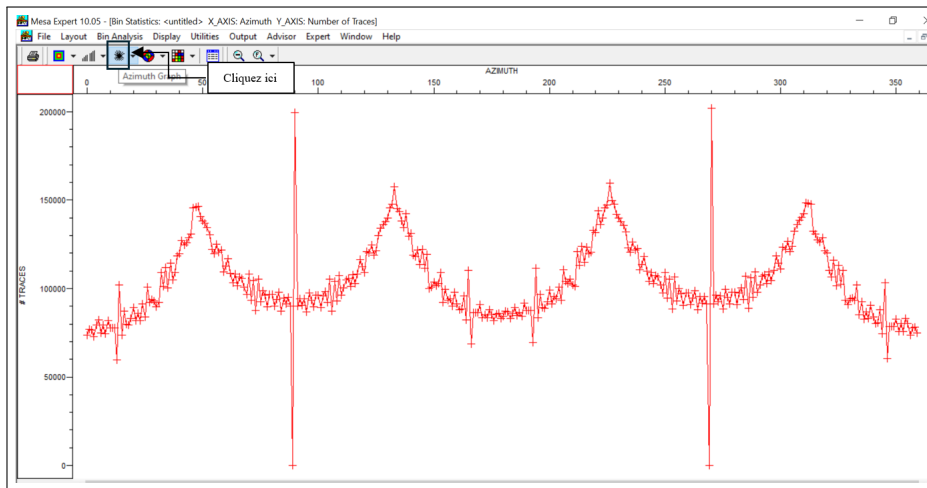


FIGURE 5.23 – Azimuth graph

— Pour le diagramme en rose, voyez la figure :

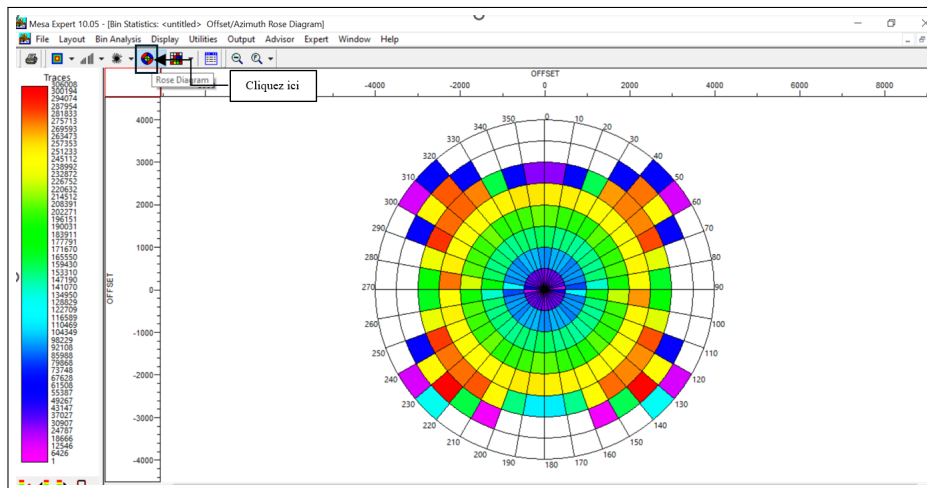


FIGURE 5.24 – Rose diagramme

À ce stade, nous avons acquis les différentes perspectives du design. Ces informations nous permettent d'interpréter les résultats en profondeur et d'évaluer si le design satisfait aux critères requis.

### **Conclusion**

En conclusion, le logiciel MESA s'affirme comme un outil essentiel pour la planification et l'exécution des projets d'acquisition sismique en 3D. Grâce à ses fonctionnalités avancées, il permet non seulement de définir précisément les zones d'intérêt, mais aussi d'ajuster les paramètres de manière optimale afin d'assurer une couverture complète et de haute qualité. L'exemple illustré dans ce chapitre démontre comment MESA facilite la création d'un design efficace, prenant en compte les contraintes géologiques et techniques. En intégrant des analyses détaillées, telles que la distribution des offsets et des azimuths, MESA fournit les outils nécessaires pour évaluer et affiner continuellement le design, garantissant ainsi des résultats fiables et pertinents pour les études sismiques.

# Chapitre 6 : Données préliminaires en 2D

## Introduction

Ce chapitre présente les données préliminaires essentielles à l'étude NECHOU 3D, notamment les objectifs de cartographie des réservoirs et les informations recueillies à partir des puits et des profils sismiques. Ces données sont essentielles pour le calcul des paramètres du design et la compréhension géologique de la zone.

## 6.1 Description des objectifs de l'étude et des données disponibles

### 6.1.1 Les objectifs de l'étude

L'étude NECHOU 3D a pour objectif de :

- Cartographier avec précision le trias qui est l'objectif principal et l'ordovicien qui est l'objectif secondaire (QH).
- Détailler les fermetures, les dimensions des structures et le réseau de faille existant.

### 6.1.2 Données de puits

Les données PSV des puits OME-1 et OMEE-1 ont été utilisées pour extraire les informations nécessaires au calcul des paramètres du design tels que les tops, les temps doubles et les vitesses de nos objectifs. Ces informations sont récapitulées dans les tableaux ci-dessous :

DP= 200 m ; SOL/ DP = 60.5 m			
Objectifs	TRIAS	ORDOVICIEN	TURONIER
Profondeur de top d'objectifs (m)/DP	3186.9	3956	540
Temps double (TWT) (s)	1.9434	2.323	0.39
Vitesse d'intervalle (m/s)	3230	4350	4151
Vitesse moyenne (m/s)	3281	3403	2577
Vitesses RMS (m/s)	3450	3558	3002

TABLE 6.1 – OME-1

DP= 200 m ; SOL/ DP = 48 m			
Objectifs	TRIAS	ORDOVICIEN	TURONIER
Profondeur de top d'objectifs (m)/DP	3260	4026	583.2
Temps double (TWT) (s)	1.9745	2.347	0.412
Vitesse d'intervalle (m/s)	2639	4563	4312
Vitesse moyenne (m/s)	3308	3432	2855
Vitesses RMS (m/s)	3438	3554	3082

TABLE 6.2 – OMEE-1

La figure suivante montre la position des deux puits :

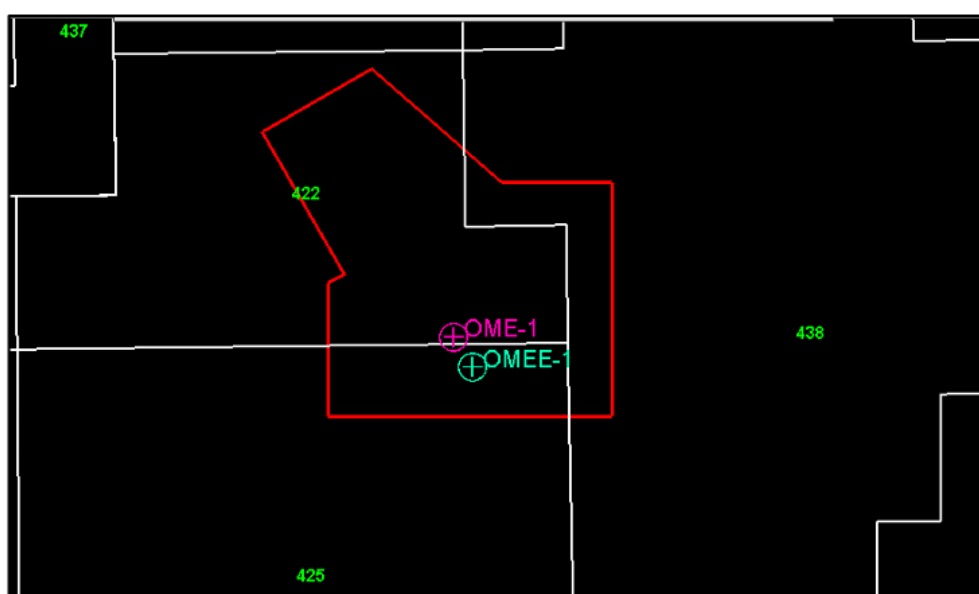


FIGURE 6.1 – Position des deux puits.[15]

### 6.1.3 Données sismiques

Plusieurs campagnes sismique 2D ont été réalisés dans cette zone à savoir 71-72-73-EL MZAID, 96-ZIRARA, 2003-ZIRARA, 2006-EL MZAID, 2012-EL MZAID.

Deux profils ont été choisis pour être utilisés dans le calcul des paramètres de design ; le profil 03-ZIR-02 passant par les puits OME-1 et OMEE-1 et le profil 96-ZIR-04 passant par le puit OMEE-1.

Dû à la mauvaise qualité du premier profil 03-ZIR-02, on a préféré de travailler avec le deuxième.

Les figures suivantes montrent la position des campagnes sismiques antérieurs, la position des deux profils et leurs sections sismiques.

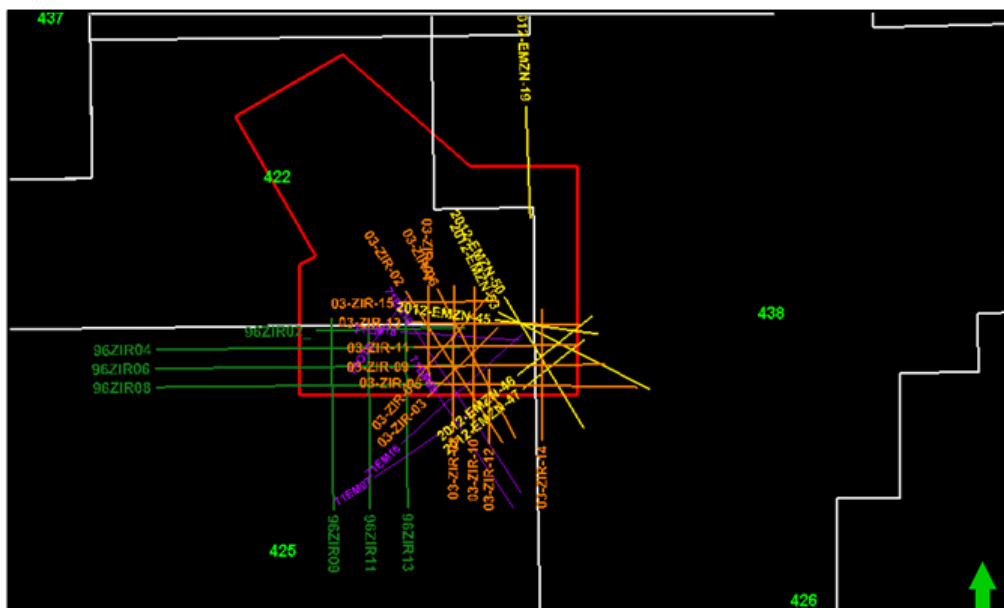


FIGURE 6.2 – Les campagnes sismiques antérieures.[15]

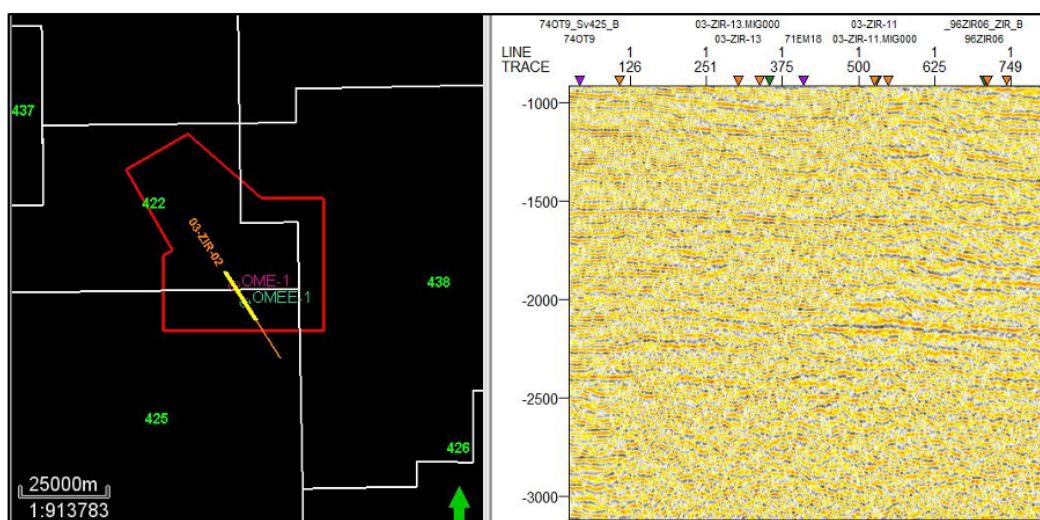


FIGURE 6.3 – Profil 03-ZIR-02; à gauche sa position, à droite la section sismique correspondante.[15]

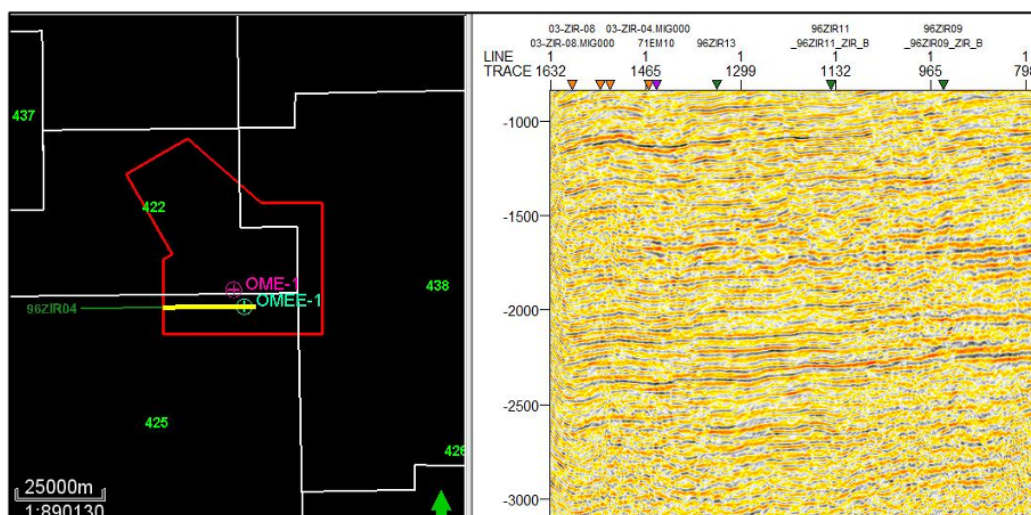


FIGURE 6.4 – Profil 96-ZIR-04 ; à gauche la position, à droite la section sismique correspondante.[15]

### 6.1.4 Pendage

Le pendage structural maximal dans la zone d'étude est de l'ordre de  $15^\circ$ , il est déterminé au niveau des failles.

### Conclusion

Ce chapitre a établi le cadre géologique de l'étude en présentant les objectifs de la campagne NECHOU 3D, qui visent à cartographier les réservoirs triasiques et ordoviciens. Les données disponibles, provenant des puits OME-1 et OMEE-1, ont été détaillées, mettant en évidence les paramètres essentiels tels que les profondeurs de top, les temps doubles et les vitesses d'intervalle. Les campagnes sismiques 2D antérieures ont également été recensées, avec une attention particulière portée aux profils sélectionnés pour le calcul des paramètres de design. Le pendage structural maximal dans la zone d'étude a été identifié, ce qui est important pour la compréhension de la géométrie des réservoirs. L'ensemble de ces données constitue une base solide pour le développement d'une étude sismique 3D efficace, visant à réduire les incertitudes liées à l'exploration et à la production pétrolière et gazière.

# Chapitre 7 : Calculs, Simulations et Sélection du Design

## Introduction

Ce chapitre présente les calculs et simulations effectués pour évaluer différentes options de design sismique 3D. L'objectif est de comparer la couverture, la répartition des offsets et des azimuts afin de sélectionner la configuration optimale. À travers l'utilisation du logiciel MESA, plusieurs paramètres techniques, tels que la taille du bin et la répartition des sources et récepteurs, sont analysés pour maximiser la qualité des données tout en minimisant les coûts. Enfin, une option de design est recommandée en tenant compte de l'équilibre entre efficacité et considération économique.

## 7.1 Calcul des paramètres de design

### Analyse fréquentielle

Afin de déterminer la fréquence dominante et la fréquence maximale, une analyse fréquentielle a été réalisée avec le logiciel Siespace dans une fenêtre centrée sur les deux objectifs (Trias et Ordovicien) allant de 1.8s à 2.4s.

Les figures suivantes présentent le résultat de l'analyse.

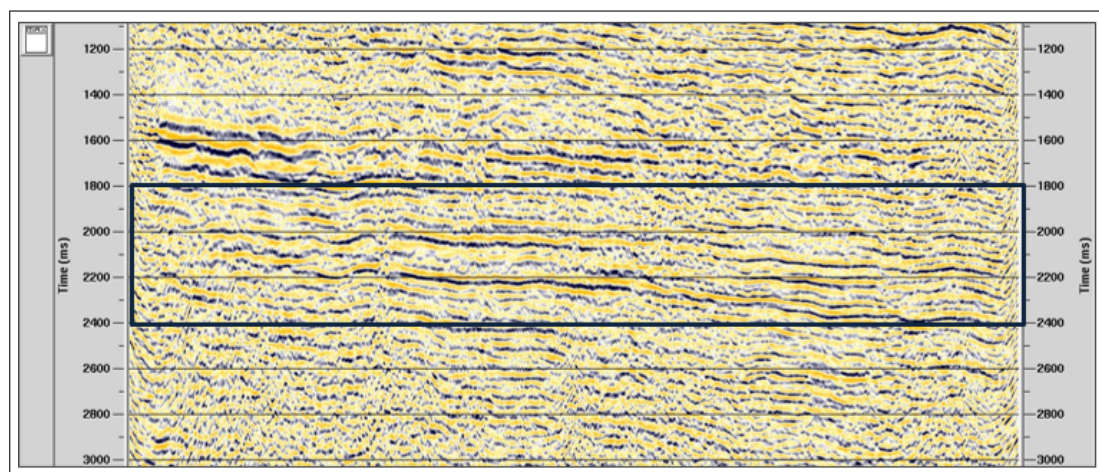


FIGURE 7.1 – La section sismique



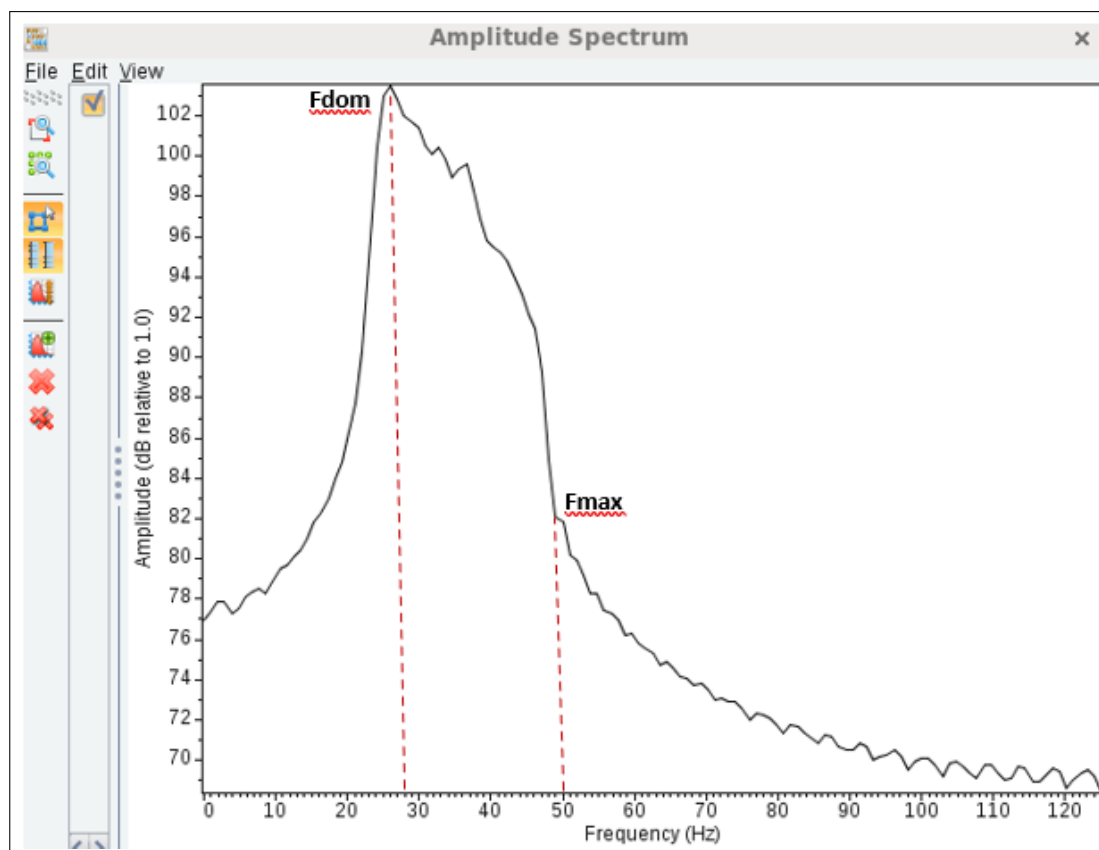


FIGURE 7.2 – Analyse spectrale sur une fenêtre de 1.8s à 2.4s

Après analyse des résultats il ressort que la fréquence dominante (Fdom) est de l'ordre de 28Hz et la fréquence maximale (Fmax) de 50Hz.

**Le logiciel Siespace** est un logiciel d'analyse et de traitement de données sismiques utilisé en exploration géophysique. Il offre des outils avancés pour le traitement des données brutes, la visualisation en 2D et 3D, ainsi que l'interprétation des résultats géologiques. Siespace facilite l'identification des structures sous-surface et intègre des données variées pour optimiser les projets d'exploration. C'est un atout majeur pour les géophysiciens souhaitant améliorer l'efficacité de leurs analyses.

### 7.1.1 La taille du bin

Pour la détermination de la taille du bin, trois critères sont à prendre en considération ; la taille de l'objectif, la fréquence maximale non repliée et la résolution latérale.

- **La taille de l'objectif**

- Supposant que la taille de l'objectif le plus petit est de l'ordre de 100m, en appliquant la formule suivante :

$$B \leq \frac{\text{taille de l'objectif}}{3} = \frac{100}{3}$$

La taille du bin doit être inférieure ou égale à 33.33m pour pouvoir cartographier cet objectif.

- **La fréquence maximale non- repliée**

— La fréquence maximale est de 50Hz, donc en appliquant la formule suivante :

$$B \leq \frac{V_{\text{int}}}{4 \cdot F_{\text{max}} \cdot \sin \theta} = \frac{2639}{4 \cdot 50 \cdot \sin(15^\circ)}$$

On trouvera que la taille du bin doit être inférieur ou égale à 50.98m afin d'éviter le phénomène d'aliasing.

- **La résolution latérale**

— Elle doit être entre le quart et la moitié de la longueur d'onde dominante et elle est donnée par :

$$R_H = \frac{V_{\text{int}}}{N \cdot F_{\text{dom}}} = \frac{2639}{N \cdot 28}$$

Avec N entre 2 et 4 La taille du bin est prise entre les deux valeurs de cette résolution 23.56m et 47.125m.

En analysant ces résultats, les dimensions du bin peuvent être choisies comme étant 25 ou 30.

### 7.1.2 Intervalle entre sources et intervalle entre récepteurs (SI et RI)

Notre choix s'est porté sur un bin carré, donc RI égal à SI, égal à deux fois la taille du bin. Plusieurs choix se présentent, ils sont répertoriés dans les tableaux 7.1 et 7.2.

### 7.1.3 L'intervalle entre lignes source et lignes réceptrices (SLI, RLI)

plusieurs possibilités de RLI et SLI se présentent (voir tableaux 7.1 et 7.2).

### 7.1.4 Maximum minimum offset

Le  $X_{\text{min}}$  doit être suffisamment petit pour cartographier convenablement l'objectif superficiel (Turonien). La profondeur de ce dernier est de 583.2m,  $X_{\text{min}}$  doit être alors inférieur ou égal à cette valeur.  $X_{\text{min}}$  est donné par la formule ci-dessous

$$X_{\text{min}} = \left[ (RLI - 0.5 \cdot SI)^2 + (RLI - 0.5 \cdot RI)^2 \right]^{\frac{1}{2}}$$

Plusieurs valeurs de  $X_{\text{min}}$  peuvent être déterminé en fonction de RLI, SLI, RI et SI (voir tableaux 7.1 et 7.2).

### 7.1.5 Offset maximal $X_{\text{max}}$

L'offset maximal, qui correspond à la distance entre un point de tir et le récepteur le plus éloigné du template, a été calculé en prenant en considération les facteurs suivants : la profondeur de l'objectif, l'interférence de l'onde directe et l'interférence de l'onde réfractée.

- **L'offset max et la profondeur de l'objectif** L'objectif le plus profond dans cette étude est l'ordovicien (QH) à une profondeur de 4026 m.
- **L'offset max et l'interférence des ondes directes et réfractées**

En utilisant un enregistrement d'un point de tir de l'ancienne étude pour déterminer la présence d'interférences entre les ondes directes, réfractées et réfléchies. Le point de tir est représenté dans la figure ci-dessous.

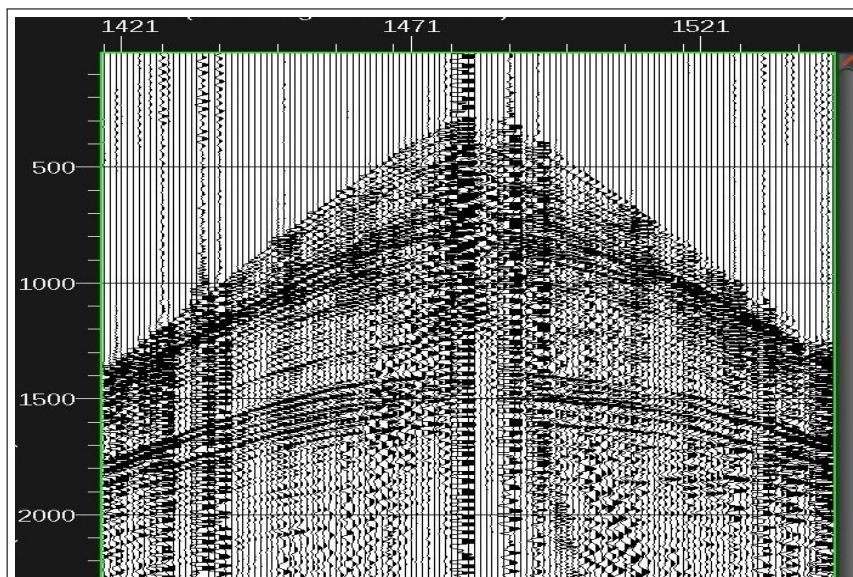


FIGURE 7.3 – Film sismique d'un shot.

La figure ci-dessus montre clairement qu'il n'y a pas d'interférence entre les ondes directes et réfractées avec les ondes réfléchies, ce qui nous permet de prendre directement  $X_{\max} = Z = 4026m$  pour les calculs.

### 7.1.6 Nombre de récepteurs par ligne

En utilisant les résultats des calculs précédents ( $X_{\max}$  et  $RI$ ), on trouvera le nombre de récepteurs par la relation suivante :

$$NR/L = \left( \frac{X_{\text{in-line}} \times 2}{RI} \right) + 1$$

où :

- $NR/L$  : nombre de récepteurs par ligne.
- $X_{\text{in-line}}$  : offset max dans la direction in-line.
- $RI$  : intervalle entre deux récepteurs consécutifs.

Les résultats sont reportés dans les tableaux 7.1 et 7.2

### 7.1.7 Nombre de lignes réceptrices dans le template

Le nombre de lignes réceptrices est donné par :

$$NRL = \left( \frac{2 \times X_{\text{xline}}}{RLI} \right) + 1$$

où :

- $NRL$  : nombre de lignes réceptrices.
- $X_{xline}$  : offset max dans la direction cross-line.
- $RLI$  : distance entre deux lignes réceptrices consécutives.

### 7.1.8 Nombre de canaux dans le patch

Le nombre de canaux dans le patch est calculé en appliquant la formule :

$$NC = NR/L \times NRL$$

où :

- $NC$  : nombre de canaux dans le patch.
- $NR/L$  : nombre de récepteurs par ligne.
- $NRL$  : nombre de lignes réceptrices.

### 7.1.9 Le rapport d'aspect (ratio)

Pour un design de type wide azimuth, le rapport d'aspect recommandé est de  $R \geq 0.6$ .

Dans le cadre de notre projet, nous avons opté pour un rapport d'aspect de  $R = 0.85$ .

### 7.1.10 L'offset maximal dans la direction in-line

Sachant que :

$$X_{\max} = \sqrt{X_{\text{in-line}}^2 + X_{\text{x-line}}^2}$$

et que

$$R = \frac{X_{\text{x-line}}}{X_{\text{in-line}}}$$

l'offset dans la direction in-line est donné par :

$$X_{\text{in-line}} = \frac{X_{\max}}{\sqrt{1 + 0.85^2}}$$

### 7.1.11 L'offset maximal dans la direction cross-line

L'offset dans la direction cross-line est donné par :

$$X_{\text{x-line}} = 0.85 \times X_{\text{in-line}}$$

### 7.1.12 La couverture longitudinale, transversale et totale

Les couvertures sont calculées par les formules suivantes :

$$\text{Couverture longitudinale} = \frac{NR/L \times RI}{2 \times SLI}$$

$$\text{Couverture transversale} = \frac{NRL}{2}$$

$$\text{Couverture totale} = \text{Couverture longitudinale} \times \text{Couverture transversale}$$

### 7.1.13 La marge de migration

Du fait de l'absence de grands pendages dans la zone, une valeur de la marge de migration de 2325 m a été choisie, en accord avec la théorie, pour une focalisation optimale des hyperboles de diffraction avec un algorithme à 30°, au niveau de l'objectif ( $Z = 4026$  m).

### 7.1.14 La marge de couverture

La marge de couverture sera déterminée pour chaque option choisie selon les dimensions du patch et du box.

### 7.1.15 Orientation des lignes source et de réception

L'orientation des lignes a été choisie en fonction du réseau de failles existant. Il est orienté Nord-Est Sud-Ouest avec un angle de 18°.

Une grille de points sources et de réception avec un angle de 63° a été choisie afin que les lignes traversent le réseau de failles.

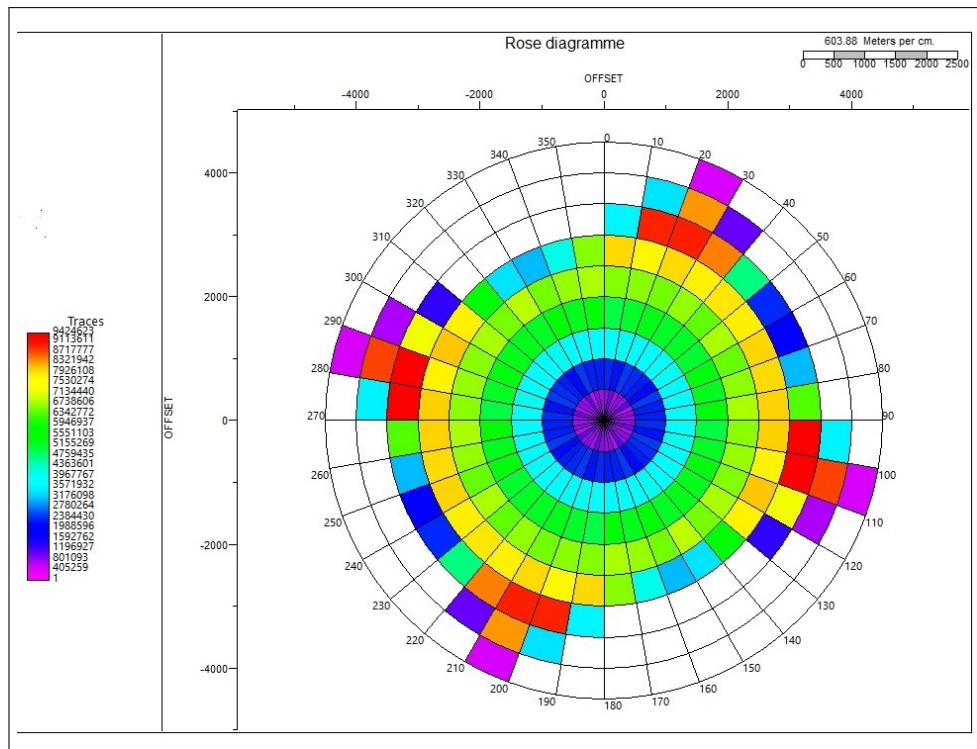
## 7.2 Les options de design

En utilisant les paramètres calculés précédemment à savoir la dimension du bin, SI, RI, RLI, SLI, l'offset min et l'offset max. . . , plusieurs scenarios de design ont été simulés, les variantes sélectionnées selon nos critères sont résumées dans le tableau ci-dessous.

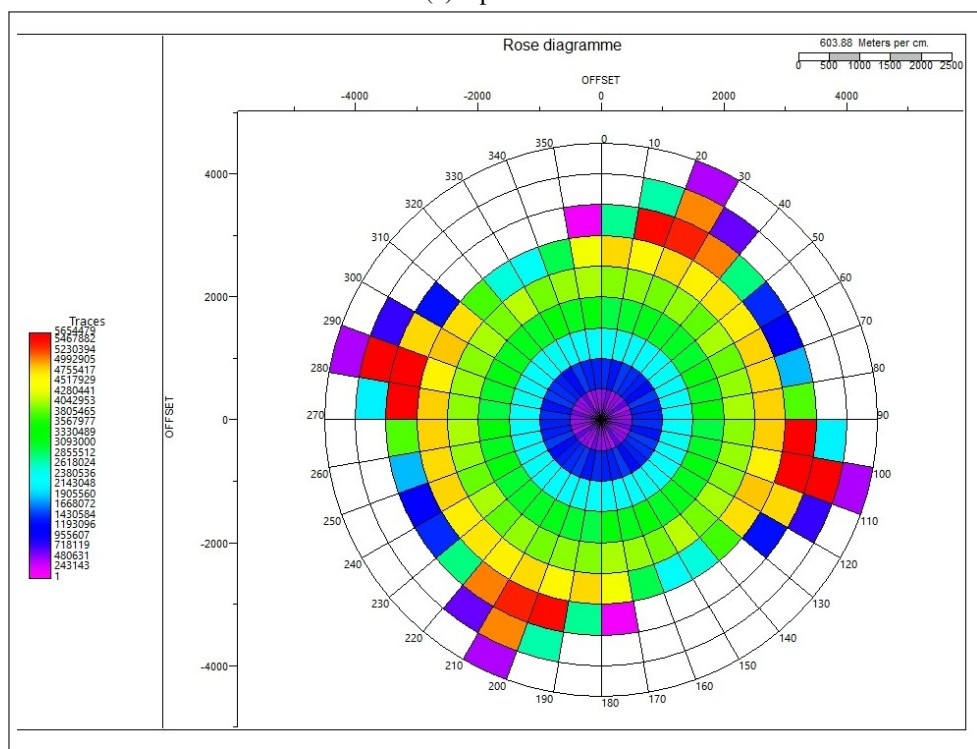
<b>R=0.85</b>						
<b>Options</b>	1	2	3	4	5	6
<b>SI</b>	50	50	50	50	50	50
<b>RI</b>	50	50	50	50	50	50
<b>SLI</b>	150	150	250	300	350	400
<b>RLI</b>	150	250	250	300	350	400
$X_{\max}$	4026	4026	4026	4026	4026	4026
<b>In-line offset</b>	3067,57	3067,57	3067,57	3067,57	3067,57	3067,57
<b>Cross-line offset</b>	2607,43	2607,43	2607,43	2607,43	2607,43	2607,43
$X_{\min} < 583,2$	176,78	257,39	318,20	388,91	459,62	530,33
<b>NRL</b>	124	124	124	124	124	124
<b>NRL</b>	36	22	22	18	16	14
<b>FOLD</b>	378	231	132	90	72	56
<b>In-line FOLD</b>	21	21	12	10	9	8
<b>Cross-line FOLD</b>	18	11	11	9	8	7
<b>Salvo</b>	3	5	5	6	7	8
<b>Template</b>	4464	2728	2728	2232	1984	1736
<b>SD</b>	135,483	135,483	77,419	64,516	58,064	51,612

TABLE 7.1 – Différentes options pour un bin=25

D'après les résultats obtenus dans le tableau ci-dessus, il apparaît que les deux premières options offrent une couverture supérieure par rapport aux autres. Par conséquent, nous avons choisi de mettre en œuvre ces deux options dans le logiciel MESA, car elles sont susceptibles de fournir une meilleure qualité d'image.



(a) Option 1



(b) Option 2

FIGURE 7.4 – Rose diagramme

Le diagramme en rose représente la distribution des traces sismiques dans divers intervalles d'azimut et d'offset, permettant de visualiser non seulement la répartition des traces, mais également d'obtenir des informations dans différentes directions. Cette analyse est essentielle pour évaluer la couverture des

données sismiques.

En comparant les diagrammes en rose des deux options, il est clair que les deux designs offrent une couverture symétrique et complète de la zone cible, un point crucial pour la qualité des données finales. Après une analyse plus approfondie, nous avons toutefois choisi l'option 2. Bien qu'elle présente des caractéristiques similaires à l'option 1 en termes de couverture, elle se distingue par un coût plus avantageux. Ce choix a été motivé par des considérations économiques, sans compromettre la qualité des données.

Le tableau 7.2 résume les différentes options et tous les paramètres préalablement calculés pour un bin de 30.

<b>R=0.85</b>					
<b>Options</b>	1	2	3	4	5
<b>SI</b>	60	60	60	60	60
<b>RI</b>	60	60	60	60	60
<b>SLI</b>	180	240	300	360	420
<b>RLI</b>	180	180	300	360	420
$X_{max}$	4026	4026	4026	4026	4026
<b>In-line offset</b>	3067,57	3067,57	3067,57	3067,57	3067,57
<b>Cross-line offset</b>	2607,43	2607,43	2607,43	2607,43	2607,43
$X_{min} < 583,2$	212,13	258,07	381,84	466,69	551,54
<b>NR/L</b>	102	102	102	102	102
<b>NRL</b>	30	30	18	15	13
<b>FOLD</b>	255	195	90	67,5	45,5
<b>In-line FOLD</b>	17	13	10	9	7
<b>Cross-line FOLD</b>	15	15	9	7,5	6,5
<b>Salvo</b>	3	3	5	6	7
<b>Template</b>	3060	3060	1836	1530	1326
<b>SD</b>	133,333	101,961	78,431	70,588	54,902

TABLE 7.2 – Différentes options pour un bin=30

L'analyse des résultats de ce tableau révèle que la première option présente un fold plus élevé. C'est pourquoi nous l'avons retenue, car elle permet d'obtenir des données de meilleure qualité.

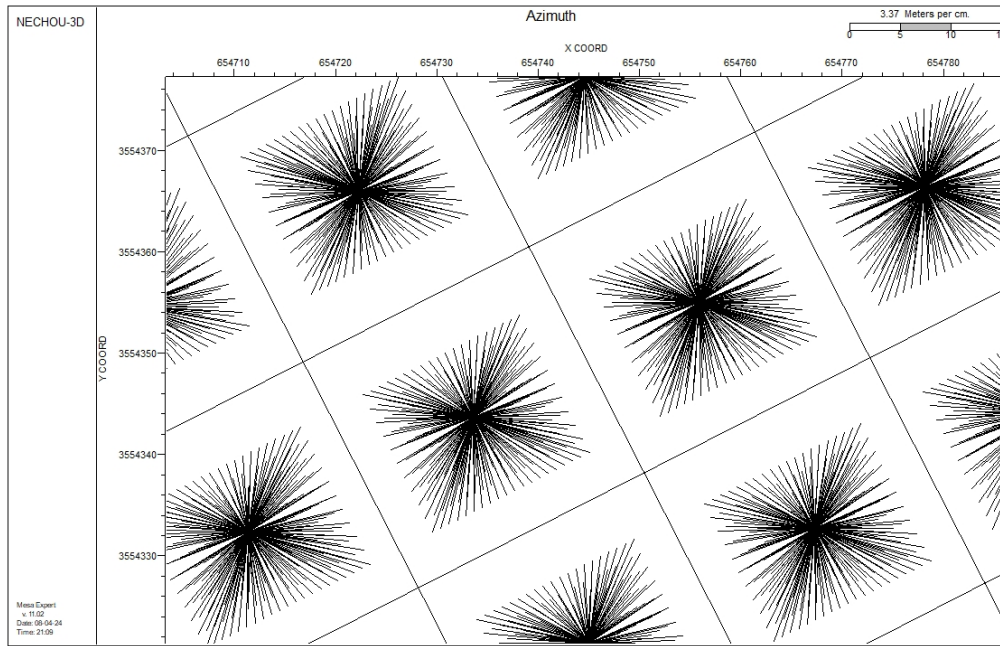


### 7.2.1 Les variantes choisies

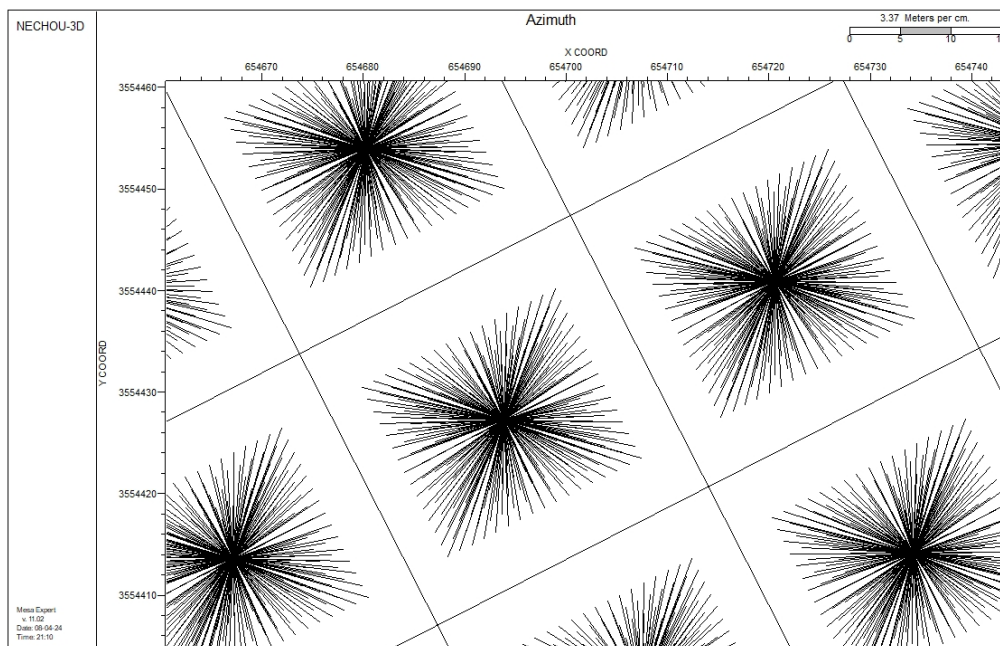
<b>R=0.85</b>		
<b>BIN</b>	<b>25</b>	<b>30</b>
<b>Variantes</b>	2	1
<b>SI</b>	50	60
<b>RI</b>	50	60
<b>SLI</b>	150	180
<b>RLI</b>	250	180
$X_{\max}$	4026	4026
<b>In-line offset</b>	3067.57	3067.57
<b>Cross-line offset</b>	2607.43	2607.43
$X_{\min} < 583.2$	257.39	212.13
<b>NRL</b>	124	102
<b>NRL</b>	22	30
<b>FOLD</b>	231	255
<b>In-line FOLD</b>	21	17
<b>Cross-line FOLD</b>	11	15
<b>Salvo</b>	5	3
<b>Template</b>	2728	3060
<b>SD</b>	135.48	133.33

TABLE 7.3 – Les variantes choisies

Le choix entre ces deux designs nécessite une étude de la distribution des azimuts et des offsets sur MESA, décrite comme suit :



(a) Bin=25

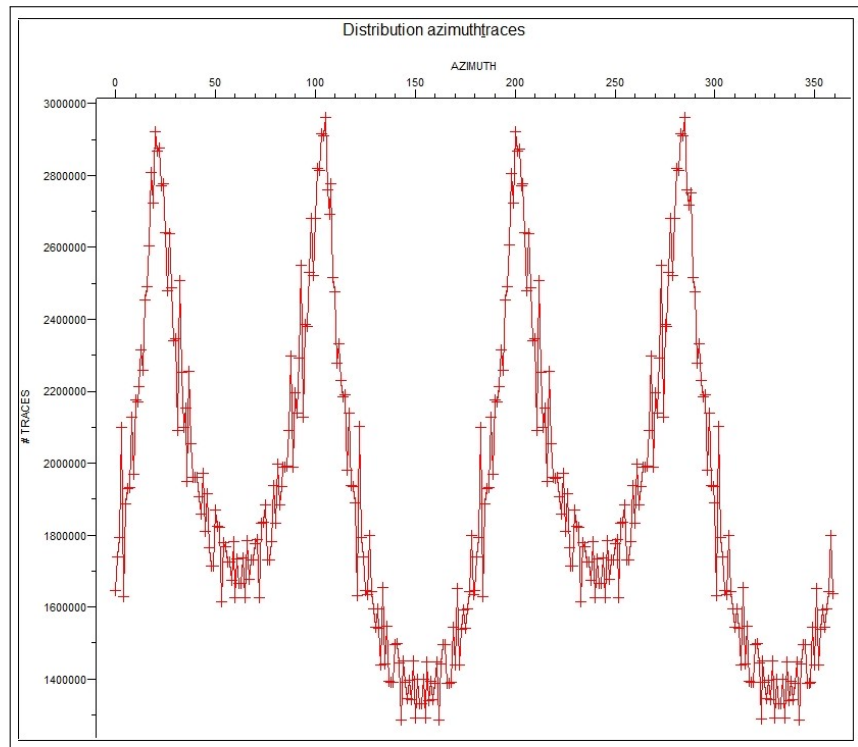


(b) Bin=30

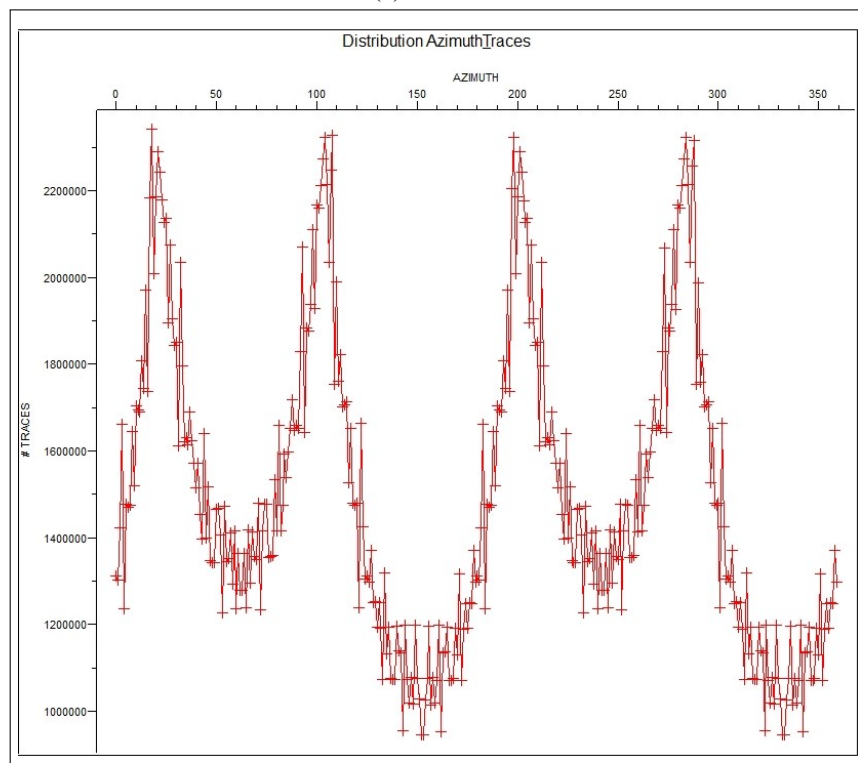
FIGURE 7.5 – Azimuth

Nous commençons notre comparaison par les azimuts, qui correspondent aux directions des traces sismiques. Cette représentation informe sur la distribution d'azimut dans chaque BIN, l'analyse révèle une répartition homogène des traces dans toutes les directions pour les deux designs. Cette répartition uniforme est essentielle, car elle garantit que les informations recueillies sous différents angles sont

intégrées dans la sommation. Cette dernière, appliquée aux traces du même bin, garantit une qualité et une précision optimales des résultats.



(a) Bin=25

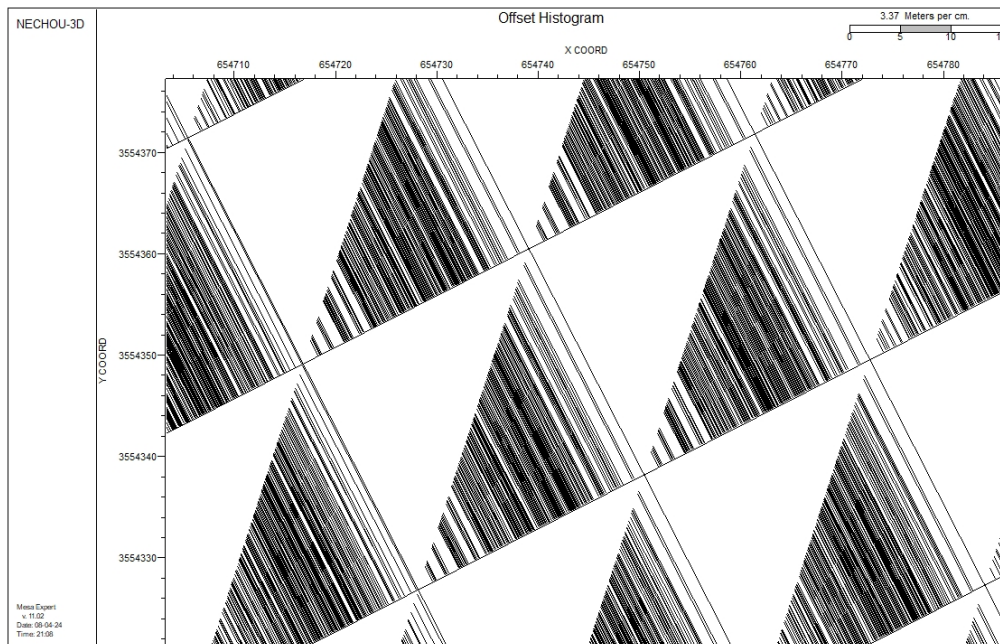


(b) Bin=30

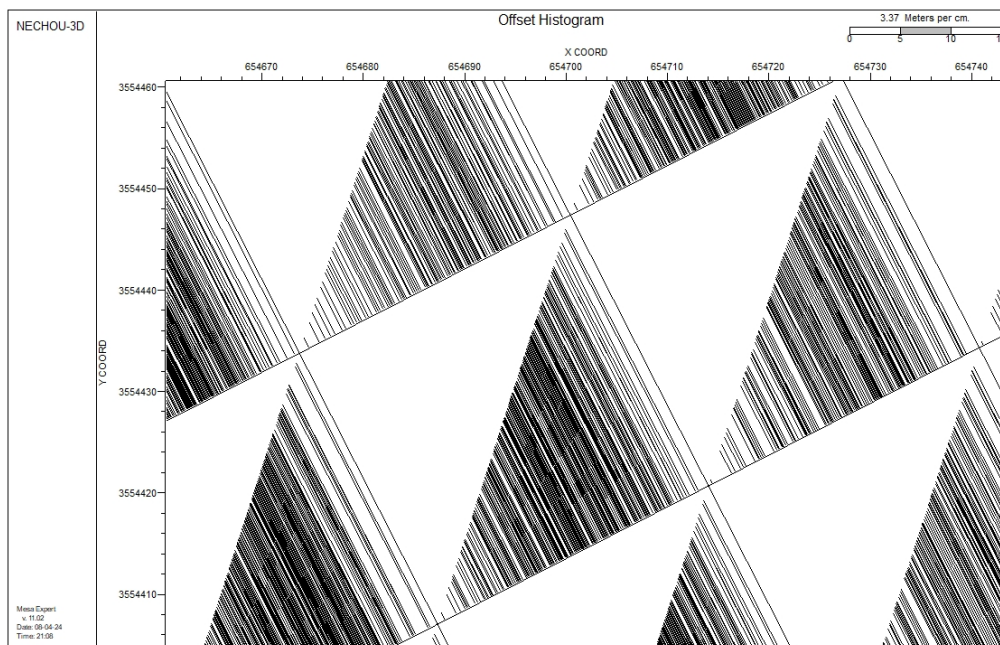
FIGURE 7.6 – Distribution Azimuth & traces

Pour la distribution des azimuts et des traces, celles-ci, représentant l'information, sont présentes

dans toutes les directions pour les deux designs. Cela confirme les observations des images précédentes, montrant que les données sont bien réparties dans toutes les directions



(a) Bin=25

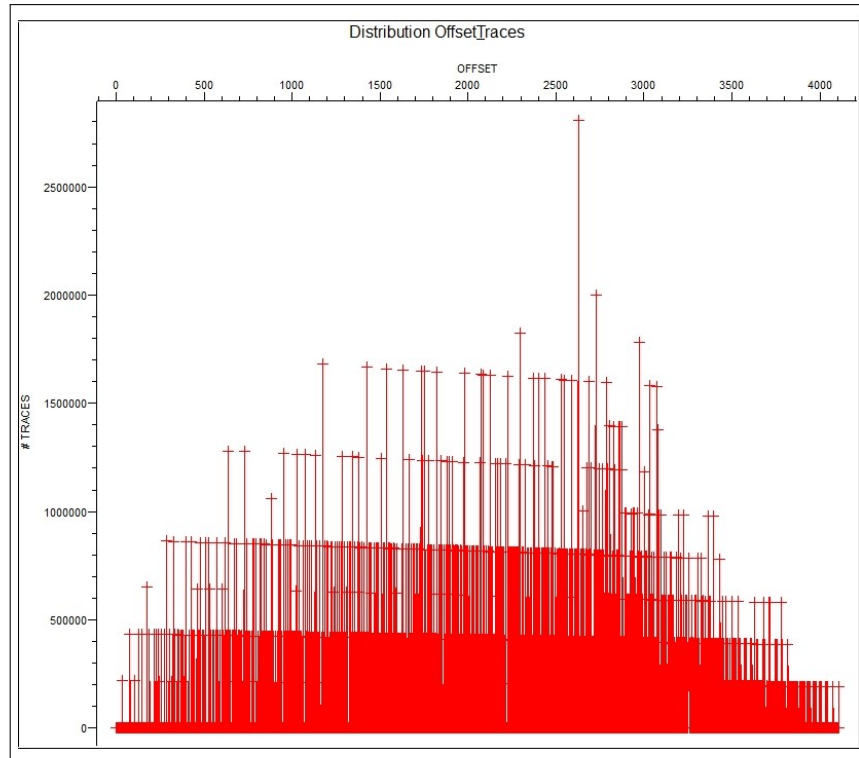


(b) Bin=30

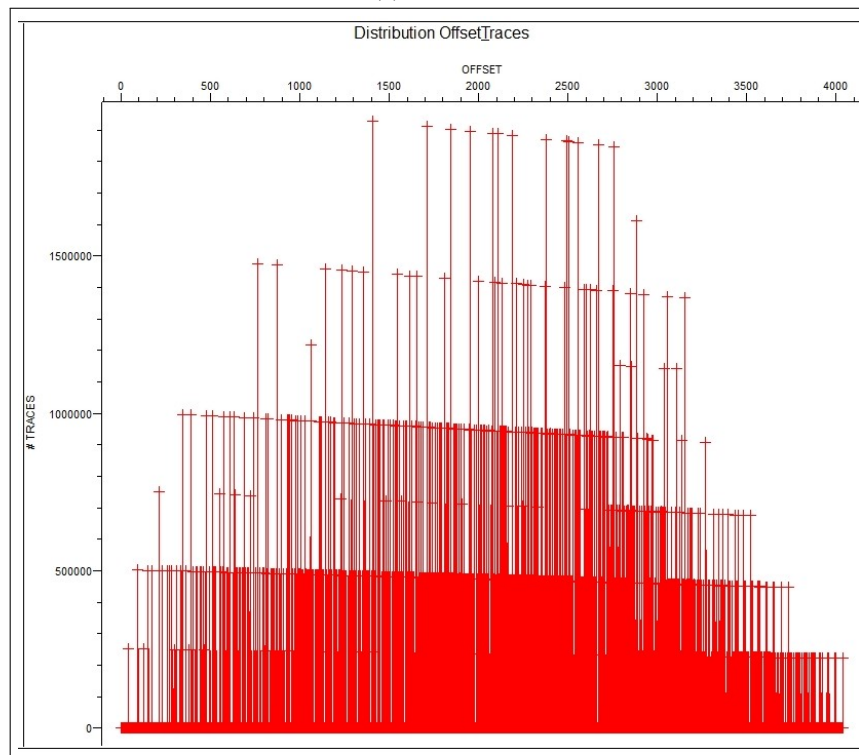
FIGURE 7.7 – histogramme des offsets

Les histogrammes des offsets montrent la répartition des traces sismiques selon les plages d'offsets : 'near', 'middle' et 'far' et permet l'analyse de la distribution d'offset par BIN. D'après les images fournies,

toutes ces plages d'offsets sont bien obtenues. Une distribution optimale des offsets se traduit par un histogramme en forme de triangle parfait, où la longueur de chaque barre correspond à la valeur de l'offset. Par exemple, si la longueur d'une barre est de 1000 mètres, cela représente un offset de 1000 mètres. Il convient de noter que l'histogramme pour le bin de 25 ne présente pas le plus petit offset 'near', contrairement à celui du bin de 30. Cette différence suggère que le bin de 30 pourrait être préférable.



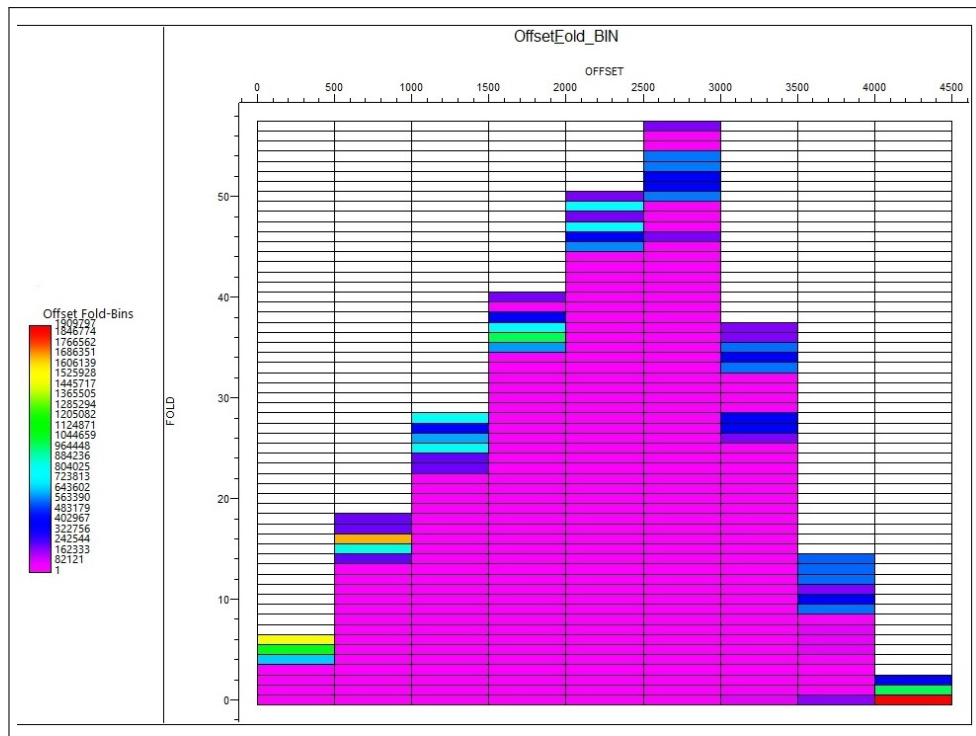
(a) Bin=25



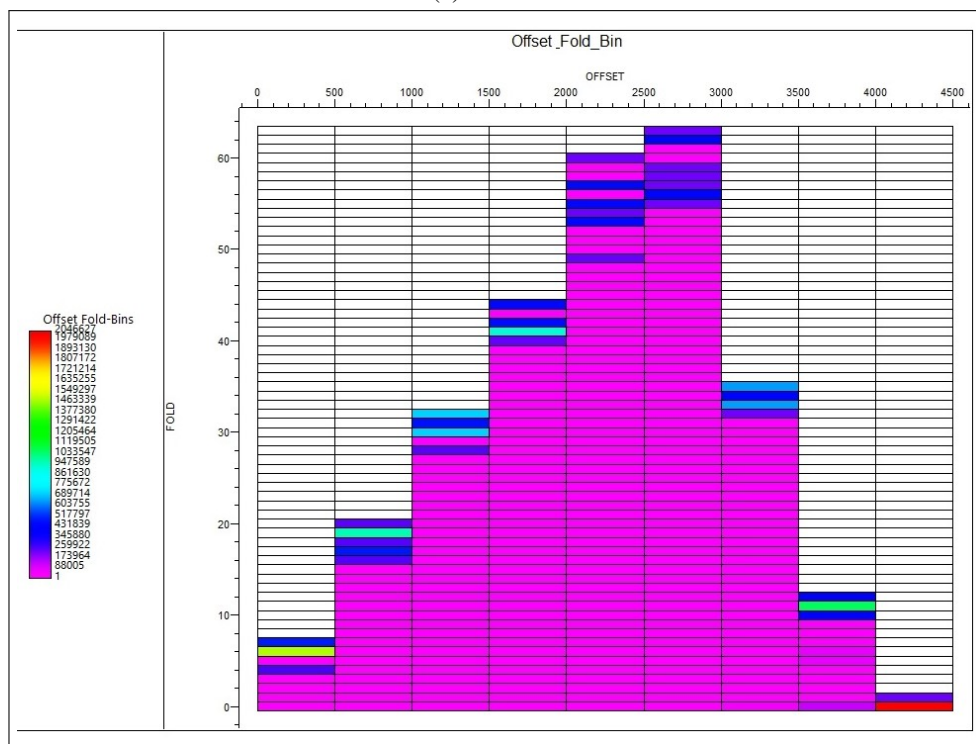
(b) Bin=30

FIGURE 7.8 – Distribution offset & traces

En comparant les deux distributions, on observe que les offsets, du minimal au maximal, sont bien enregistrés. La distribution des offsets est irrégulière pour un bin de 25, tandis qu'elle est régulière pour un bin de 30.



(a) Bin=25



(b) Bin=30

FIGURE 7.9 – Histogramme offset-bin-couverture

L'analyse des plages d'offsets montre que, bien qu'il y ait des variations dans la répartition de couverture selon les configurations choisies, les deux options restent globalement efficaces.

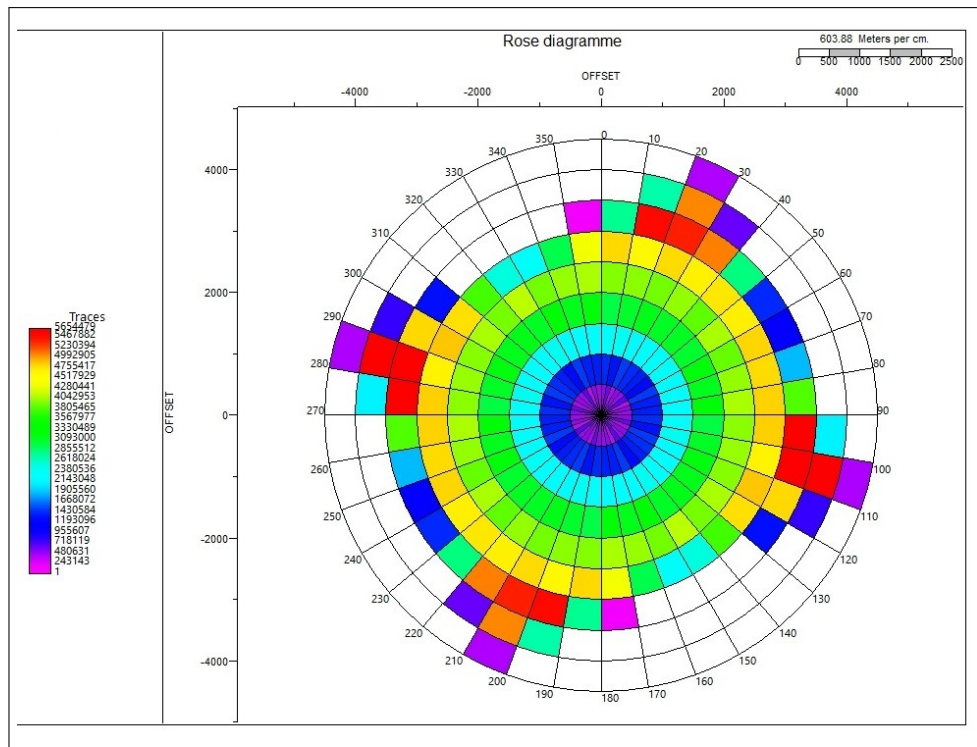
— Offsets Proches [0m–1500m] : Le bin de 30 m se révèle légèrement plus performant que le bin de

25 m, offrant une couverture efficace pour les réflexions des structures géologiques proches de la surface.

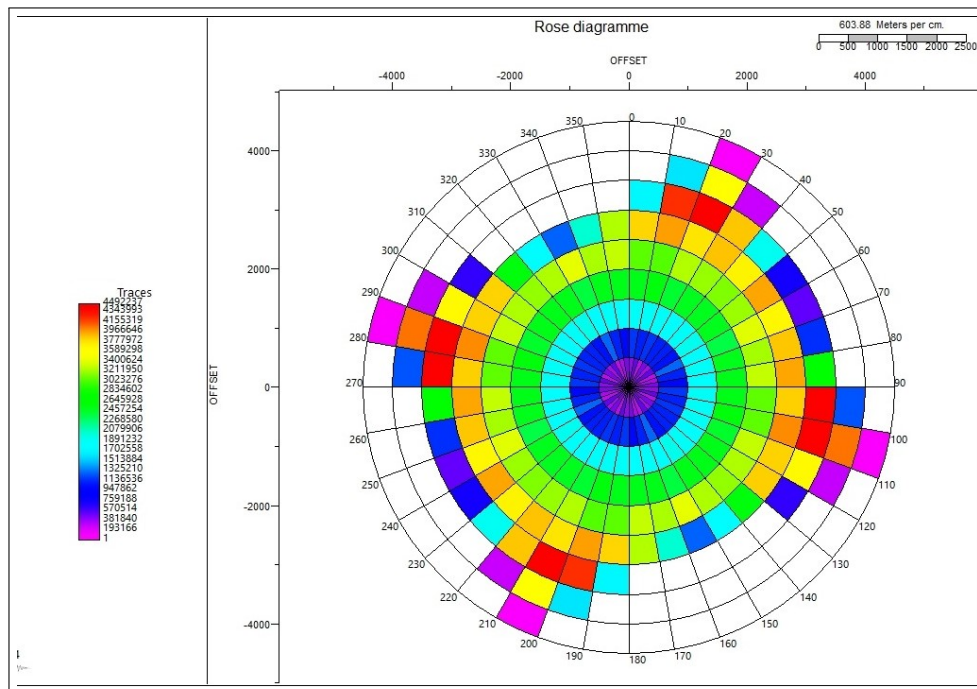
- Offsets Intermédiaires [1501m–3000m] : L'option (b) présente une couverture légèrement meilleure que l'option (a), ce qui indique qu'elle est bien adaptée pour capturer des informations précises dans cette plage. Cependant, les différences ne sont pas marquées, et les deux options fournissent des résultats acceptables.
- Offsets Éloignés [3001m–4500m] : L'option (a) montre une couverture plus avantageuse pour les réflexions éloignées, mais encore une fois, les différences par rapport à l'option (b) ne sont pas significatives.

Dans l'ensemble, bien que chaque option présente des avantages spécifiques selon les plages d'offsets, les différences restent minimales. Les deux configurations sont valables et permettent d'obtenir une couverture satisfaisante des données sismiques





(a) Bin=25



(b) Bin=30

FIGURE 7.10 – Rose diagramme

L'analyse des diagrammes de rose pour les bins de 25 m et 30 m révèle une lacune significative dans le bin de 30 m entre les angles 170° et 180°, où les données sont manquantes. Cela suggère une limitation de la couverture azimutale dans cette direction. En revanche, le bin de 25 m présente des informations dans cette même direction. En général, les diagrammes de rose des deux bins affichent des

caractéristiques similaires, indiquant une bonne répartition des traces et garantissant ainsi une couverture azimutale efficace dans la plupart des directions.

Après avoir interprété les distributions des offsets, des azimuts et des diagrammes en rose, nous constatons qu'il n'y a pas de grande différence entre les deux designs en termes de qualité. Les deux options offrent une bonne qualité des données. En conséquence, nous recommandons le design avec le bin de 30 m, car il permet de prévoir un programme sismique optimal en termes de qualité et de coûts.

### **Considération économique**

C'est une étape très importante pour le choix d'un dispositif. Il faut choisir un dispositif qui permet d'obtenir de bons résultats avec le moins de dépenses possibles et dans un temps court.

Le coût de mise en œuvre en sismique terrestre est plus élevé que le prix des équipements ; il est donc essentiel de procéder à la mise en œuvre la plus économique possible.

Les facteurs qui influent directement sur le coût d'une étude sont principalement la distribution du nombre de tirs sur le terrain et le nombre de récepteurs employés pour l'enregistrement.

L'augmentation du nombre de tirs assure la couverture et, ainsi, la qualité des résultats obtenus, mais demande un coût économique élevé. En revanche, si on diminue le nombre de tirs, les dépenses diminuent, mais cela affecte la couverture, ce qui est indésirable.

La diminution des récepteurs pose un problème dans le cas où le terrain à prospector est trop grand. On sera donc obligé de déplacer le dispositif plusieurs fois, ce qui augmente le temps de mise en œuvre et, par conséquent, les dépenses.

On essaie donc de réaliser un équilibre de façon à utiliser le moins d'équipements possible avec le minimum de temps de mise en œuvre, tout en gardant une qualité acceptable des données.

## **7.3 Gestion des bordures de l'étude**

Toutes les options analysées auparavant ont été réalisées sur le logiciel MESA. Dans cette phase, nous procéderons au calcul et à la gestion des bordures pour notre zone d'étude de 1600 km<sup>2</sup>, puis nous appliquerons l'option choisie à cette zone, pour cela on a suivi les étapes ci-dessous :

### **7.3.1 Délimitation de la zone d'intérêt**

Comme nous n'avons que la surface d'acquisition de 2000 km<sup>2</sup> qui englobe la zone d'intérêt, la marge de migration et la marge de couverture, nous devons déterminer la limite de la zone d'intérêt pour bien gérer les autres bordures. Cette zone complètera les zones d'intérêt des campagnes sismiques voisines.

En soustrayant les marges de migration des zones full fold des deux études sismiques 3D voisines EMZNO et ANZ par l'application de l'algorithme de diffraction ( $Ma = Z \times \tan 30^\circ$ ), on trouvera les limites de la zone d'intérêt de chaque étude, qui sont aussi les limites de notre zone d'intérêt.

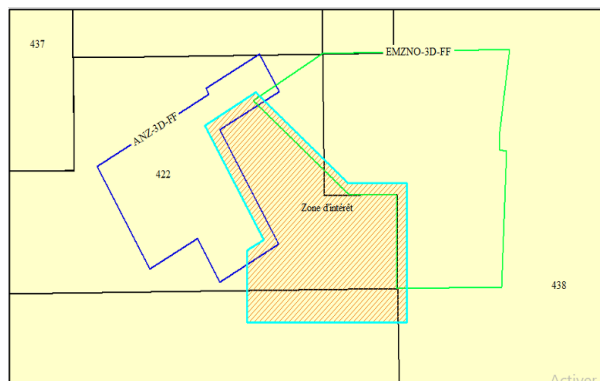


FIGURE 7.11 – La zone d’intérêt et les deux campagnes sismiques EMZNO et ANZ

### 7.3.2 Marge de migration

La marge de migration pour l’option (01) de la bin 30 choisie, a été calculée dans le paragraphe 4.4.18 , elle est égale à 2325m pour chaque côté de la zone d’intérêt.

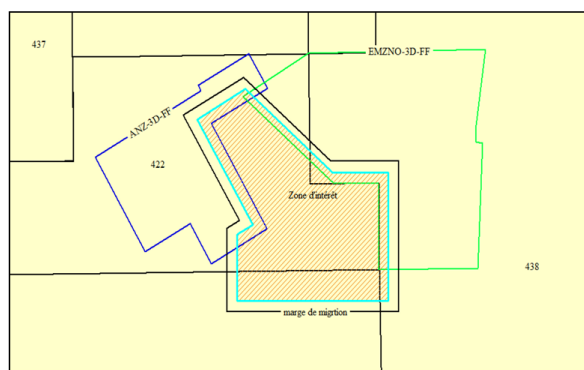


FIGURE 7.12 – Marge de migration et zone d’intérêt

### 7.3.3 Limite de la surface d’acquisition

Après détermination des limites de la couverture totale de l’étude, on ajoutera à chaque côté la marge de couverture nécessaire.

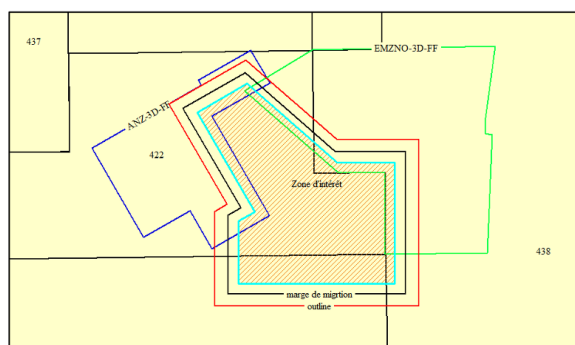


FIGURE 7.13 – La zone d’intérêt avec toutes les marges nécessaires

En immergeant ce programme avec les études antérieures, la surface Out-line de l'étude NECHOU-3D pourra atteindre jusqu'à **2039 km<sup>2</sup>**.

## 7.4 Fiche statique du design choisi

Nous allons maintenant examiner la fiche statique du design sismique 3D final, en incluant les paramètres calculés précédemment ainsi que ceux extraits directement du logiciel MESA

<b>Survey Statistics</b>	
<b>Survey site</b>	<b>Orthogonal shooting</b>
<b>Template information</b>	
<b>Number of receiver lines in template</b>	30
<b>Number of receivers per line</b>	102
<b>Number of receivers in template</b>	3060
<b>Number of sources in Salvo</b>	3
<b>Inline Template roll (m)</b>	180
<b>Crossline Template roll (m)</b>	180
<b>Ratio</b>	0.85
<b>Receiver information</b>	
<b>Total Receiver lines</b>	365
<b>Max receivers per line in the survey</b>	834
<b>Receiver line interval (m)</b>	180
<b>Receiver interval (m)</b>	60
<b>Receiver Line Orientation</b>	63°
<b>Receiver density (st/sq.km)</b>	51,22
<b>Live receivers</b>	188856
<b>Total length (km)</b>	11309.46
<b>Source information</b>	
<b>Total Source lines</b>	313
<b>Source Line interval (m)</b>	180
<b>Source interval (m)</b>	60
<b>Source Line Orientation</b>	153°
<b>Source density (shots/sq.km)</b>	51,23
<b>Live sources</b>	188883
<b>Fired sources</b>	188883
<b>Total Length (km)</b>	11417.64
<b>Survey size information</b>	

<b>Maximum X extend (m)</b>	56249.98
<b>Maximum Y extend (m)</b>	65549.99
<b>Approx. full fold surface area (sq.km)</b>	1697.53
<b>Out line (sq.km)</b>	2039,93
<b>FOLD information</b>	
<b>Inline Fold</b>	17
<b>Crossline Fold</b>	15
<b>Nominal Fold</b>	255
<b>Bin information</b>	
<b>Bin width (m)</b>	30
<b>Bin height (m)</b>	30
<b>MIN Offset (m)</b>	42.42
<b>MAX MIN Offset (m)</b>	212,13
<b>MAX Offset (m)</b>	4026

TABLE 7.4 – Fiche statistique résume les paramètres du projet.

## 7.5 Les différents aspects du design final sur logiciel MESA.



FIGURE 7.14 – La couverture totale du design final.

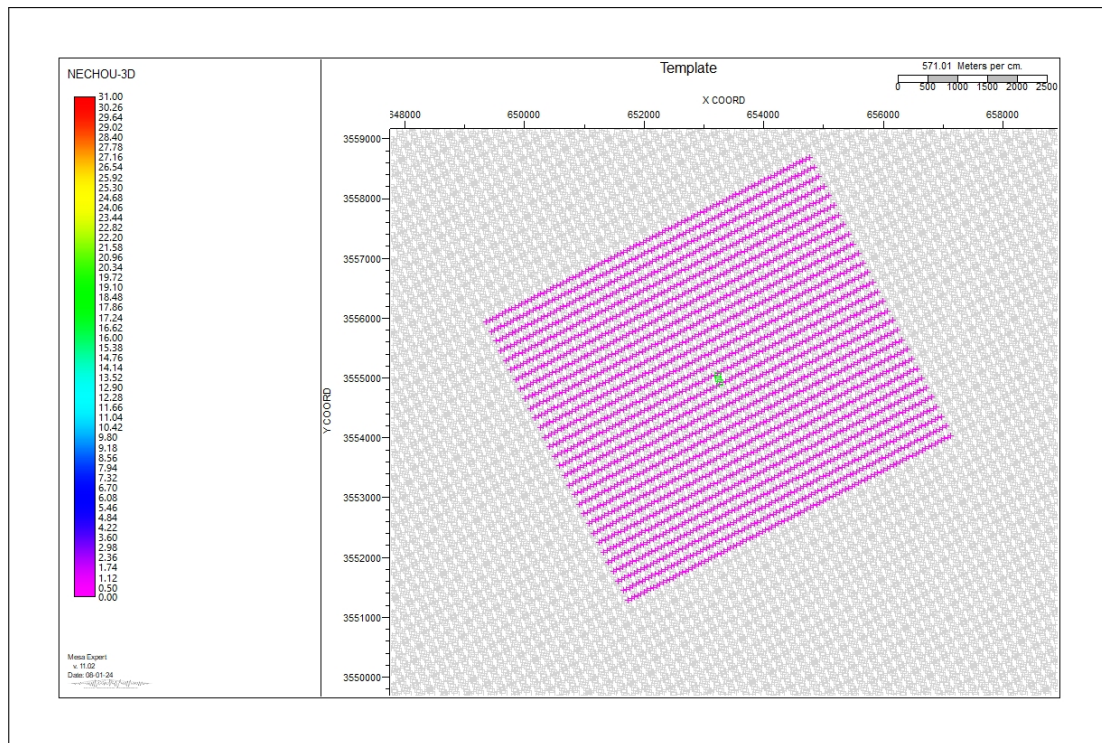


FIGURE 7.15 – Le Template

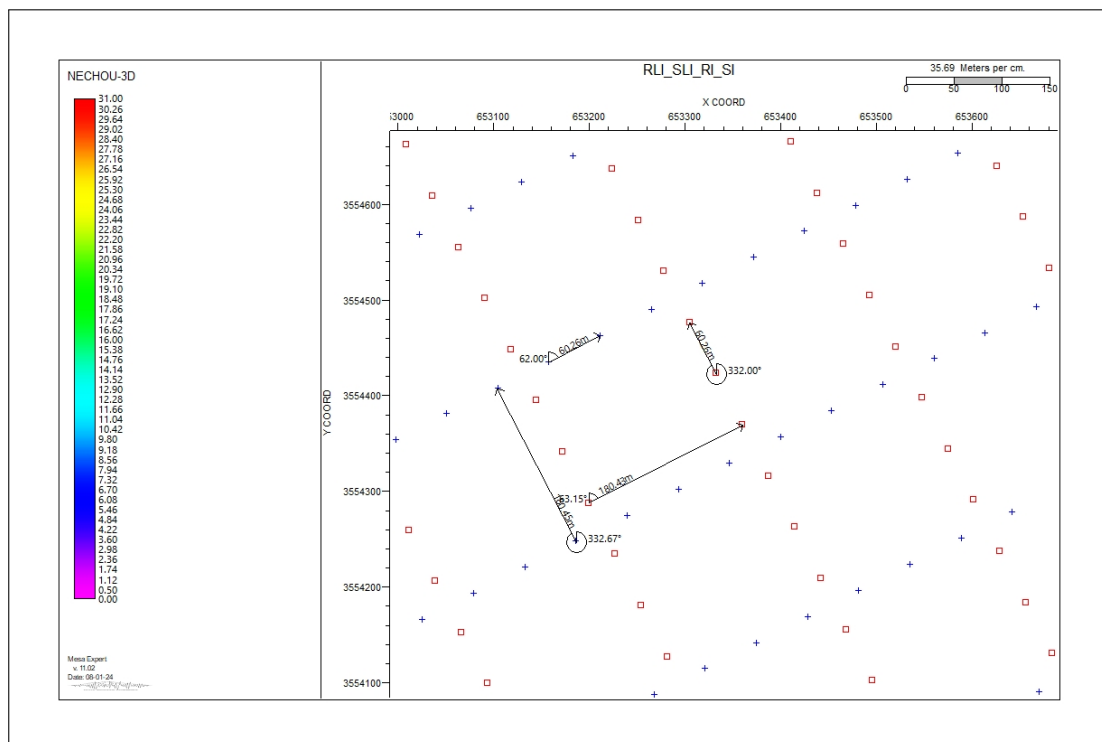


FIGURE 7.16 – Les différentes distances SI, RI, RLI et SLI.

## Conclusion

L'analyse et l'étude des différents statistiques et résultats des options proposées ont permis de présélectionner les options qui remplissent les conditions fixées au départ, surtout celles qui concernent la profondeur de l'objectif principal Trias, et de l'objectif secondaire l'Ordovicien. Les options retenues sont donc les options 1 et 2 pour le bin de 25m et l'option 1 pour le bin de 30 m.

Les options 1 et 2 pour un bin de 25 mètres offrent une couverture presque similaire, bien étendue pour couvrir toute la zone cible et garantissent une bonne qualité des données. Cependant, d'un point de vue économique, l'option 1 est très coûteuse par rapport à la 2ème, ce qui justifie son élimination.

En conclusion, nous recommandons l'option 1 avec un bin de 30 m, qui s'avère être optimale grâce à une meilleure distribution des offsets et une couverture plus élevée par rapport à l'option 2 avec un bin de 25 m

# Conclusion Générale

Ce travail a été consacré à l'élaboration d'un design pour une étude sismique 3D wide azimuth, soulignant l'importance cruciale de choisir les paramètres d'acquisition appropriés pour atteindre les objectifs d'un projet d'exploration. Le développement du contenu de ce mémoire a permis de mieux comprendre chaque étape du processus, qui a nécessité plusieurs phases de contrôle rigoureux.

L'objectif principal était de planifier et de réaliser un design pour une étude sismique 3D wide azimuth dans une zone spécifique de la plateforme saharienne, où des travaux d'exploration sont projetés pour valoriser un potentiel en hydrocarbures. Toutes les étapes ont visé à garantir la qualité des données sismiques recueillies, afin de répondre aux besoins particuliers de l'étude.

L'essentiel pour tout explorateur est de produire une image sismique de haute qualité tout en respectant les contraintes de coût et de délai. La conciliation entre les contraintes géophysiques et économiques a été un objectif clé, assurant l'obtention d'une image sismique interprétable en détail. La sismique 3D wide azimuth s'avère être l'outil le plus performant pour cartographier le sous-sol et remédier aux insuffisances de la sismique 2D.

Les paramètres d'acquisition ont été établis en tenant compte des anciennes campagnes sismiques 2D, avec un accent particulier sur la résolution, la couverture souhaitées, et les problèmes rencontrés lors des interprétations antérieures. Les résultats des simulations des paramètres de design, réalisées grâce au logiciel MESA, ont été comparés pour garantir l'atteinte des objectifs tout en réduisant les coûts et les délais de mise en œuvre sur le terrain.

Les principaux paramètres influençant le coût d'une acquisition sismique 3D wide azimuth incluent la densité des points de tir et des récepteurs, nécessitant des moyens appropriés selon les dispositifs d'enregistrement à utiliser, ainsi que des frais auxiliaires tels que la pose, le ramassage, le carottage, la topographie, le layonnage et la logistique. L'analyse des différentes options a permis de présélectionner celles répondant aux conditions initiales, en tenant particulièrement compte de la profondeur des objectifs principaux et secondaires.

L'option recommandée, après comparaison, est celle qui offre le meilleur rapport qualité/prix, garantissant ainsi une réalisation efficace de l'étude sismique tout en optimisant les ressources disponibles. Ce mémoire contribue à une meilleure compréhension des défis et des exigences associés à la mise en œuvre d'études sismiques 3D, ouvrant la voie à des projets futurs dans le domaine de l'exploration géophysique





# Bibliographie

- [1] Aissa Temina. Departement géologie. Technical report, Division Exploration. Document interne SONATRACH.
- [2] Lazhari Tounsi. Rapport d'implantation du sondage nechou. Technical report, Division Exploration. Document interne SONATRACH.
- [3] <https://www.connaissancedesenergies.org/fiche-pedagogique/formation-du-petrole>.
- [4] Fouad Ghelloudj. Optimisation des paramètres d'acquisition 2d. Master's thesis, Institut Algérien du Pétrole – Boumerdes, 2017.
- [5] Andreas Cordsen, Mike Galbraith, and John Peirce. Planning land 3-D seismic surveys. Society of Exploration Geophysicists, 2000.
- [6] Fatiha Kari. Contrôle de qualité des données sismiques 3d du projet atks sud. Master's thesis, Algerian Petroleum Institute, 2012.
- [7] S. Ouadfeul. 3d seismic designs using mesa. Technical report, Institut Algérien du Pétrole – Boumerdes, 2011.
- [8] A. Chaouch and J. L. Mari. 3-d land seismic surveys : definition of geophysical parameters. Oil & Gas Science and Technology - Revue de l'IFP, 61(5) :611–630, 2006.
- [9] Oualid Aissaoui. Étude comparative en terme d'acquisition et traitement sismique entre naz et waz. Master's thesis, Entreprise Nationale de Géophysique, 2020.
- [10] Imane Guerba. Design d'une étude sismique 3d « nechou » et techniques d'acquisition haute productivité. Master's thesis, Institut Algérien du Pétrole – Boumerdes, 2017.
- [11] Fares Mordjana. Design et optimisation des paramètres d'acquisition sismique 3d. Master's thesis, Université M'Hamed Bougara – Boumerdes, 2016.
- [12] A. Benhamma. Design 3d en sismique terrestre. Technical report, Institut Algérien du Pétrole – Boumerdes, 2013.
- [13] A. Benhamma. Design 2d en sismique terrestre. Technical report, Algerian Petroleum Institute, 2012. Rapport interne ENAGEO.
- [14] Kamel Selmi. Design 3d et contrôle de qualité des données sismiques 3d. Master's thesis, Institut Algérien du Pétrole – Boumerdes, 2009.
- [15] Youcef Hamdaoui. Les études 2d antérieures. Technical report, Division Exploration. Document interne SONATRACH.
- [16] <https://www.connaissancedesenergies.org/questions-et-reponses-energies/pourquoi-et-comment-un-hydrocarbure-migre-t-il-vers-la-surface>.
- [17] Farouk Al-Kasim. Exploration pétrolière. Consulté en 2023.
- [18] Mabrouk Djeddi. Sismique réflexion : fondements. Technical report, Université M'Hamed Bougara

- de Boumerdes, 2017.
- [19] Bachta. Acquisition 3d. Technical report, Algerian Petroleum Institute, 2002. Rapport interne ENAGEO.
- [20] Oussama Larroum. Design et contrôle de qualité en sismique 3d (application sur des données réelles) metlili – ghardaïa. Master's thesis, 2023. Document interne de l'IAP.
- [21] TOME 3. Analyse de la sismique 3d. Technical report, 2013. Projet CIGEO – Examen des études remises depuis 2009.
- [22] Dale G. Stone. Designing seismic surveys in two and three dimensions. Society of Exploration Geophysicists, 1994.
- [23] Oussama Benaskeur. Planning design 3d et paramètres d'acquisition. Master's thesis, Institut Algérien du Pétrole – Boumerdes, 2017.
- [24] KHALIL CHARBI. Design et control de qualité en sismique 3d. Master's thesis, Institut Algérien du Pétrole – Boumerdes, 2012.