



République Algérienne Démocratique Et Populaire
Ministère de l'Enseignement supérieur et de la
Recherche Scientifique



Université M'Hamed Bougara de Boumerdès
Faculté des Hydrocarbures et de la Chimie
Département Géophysique, Génie parasismique et
phénomènes aléatoires

Mémoire de fin d'études

En vue de l'obtention du diplôme de master en géophysique
pétrolière

Présenté par

Mordjani Mourad & Sehli Mohamed Lamine

Thème

**Acquisition et Contrôle de Qualité (QC) en
Sismique réflexion 3D de la région Metlili-
Ghardaïa**

Devant le jury composé :

Mme. ALIOUANE.L	Professeur	UMBB	Président
Mr. DJEDDLM	Professeur	UMBB	Encadreur
Mr. BAOUCH.R	Professeur	UMBB	Examineur

Année universitaire : 2022/2023

DEDICACES

J'AI LE GRAND HONNEUR DE DÉDIER CE MODESTE TRAVAIL :

À CEUX QUI M'ONT ENCOURAGÉ ET SOUTENU MORALEMENT ET MATÉRIELLEMENT
PENDANT LES MOMENTS LES PLUS DIFFICILES

DE MA VIE.

☞ À MON **TRÈS CHER PÈRE** ET MA **TRÈS CHÈRE MÈRE** QUI M'ONT DONNÉ LA
POSSIBILITÉ D'ARRIVER LÀ OÙ JE SUIS.

☞ À MES TRÈS CHÈRS FRÈRES ET À MA SOEUR.

☞ À TOUS MES AMIS DE FHC ET DU GROUPE ENAGEO ET TOUTE L'ÉQUIPE DE
LA MISSION EGS-60 ET SURTOUT CHERIF ABDALI.

☞ À TOUTE *PERSONNE QUI OCCUPE UNE PLACE DANS MON CŒUR.*

ET ENFIN À TOUTES MES CONNAISSANCES

MOURAD

Remerciements

EN PREMIÈRE LIEU, NOUS TENONS À REMERCIONS NOTRE DIEU, NOTRE CRÉATEUR POUR NOUS AVOIR DONNÉ LA FORCE POUR ACCOMPLIR CE TRAVAIL.

NOUS ADRESSONS NOS VIFS REMERCIEMENTS À NOTRE PROMOTEUR MR DJEDDI MEBROUK POUR SON ENCADREMENT TOUT AU LONG DE CE TRAVAIL, POUR SA COMPRÉHENSION, SA PATIENCE, SA COMPÉTENCE, ET CES REMARQUES QUI ONT ÉTÉ PRÉCIEUSES.

SANS OUBLIER DE PRÉSENTER NOS CHALEUREUX REMERCIEMENTS AUX ENSEIGNANTS DU DÉPARTEMENT GÉOPHYSIQUE POUR LEURS AIDES ET ORIENTATIONS DURANT NOTRE FORMATION.

NOUS NE LAISSERONS PAS PASSER CETTE OCCASION DE PRÉSENTER NOS REMERCIEMENTS À TOUT LE GROUPE DE L'EGS 60.

ENFIN, NOS REMERCIEMENTS VONT À TOUS CEUX QUI ONT CONTRIBUÉ DE PRÈS OU DE LOIN POUR L'ABOUTISSEMENT DE CE TRAVAIL.

Sommaire

Introduction générale	1
-----------------------------	---

CHAPITRE I

Généralités sur la sismique 3D

I.1 Introduction	4
I.2 Apport de la sismique 3D	5
I.3 Terminologie utilisée en sismique 3D	6
I.3.1 Mots clés d'une études 3D	6
I.4 Conclusion	9

CHAPITRE II

Techniques et dispositifs d'acquisition 3D

Introduction	11
II.1 Les dispositifs d'acquisition	13
II.1.1 Profilage parallèle ou InlineProfiling	13
II.1. 2 Profilage Croise ou Cross Profiling.....	14
II.1. 2. 1 Dispositif en grille	15
II.1. 2. 2 Dispositif en brique	16
II.1. 2. 3 Dispositif non orthogonal.....	17
II.1. 2. 4 Dispositif en button patch	18
II.1. 2. 5 Dispositif flexin bin.....	19
II.1. 2. 6 Dispositif en zig zag.....	19
II.2 Les techniques d'acquisition vibro sismique	20
II.2.1 Méthode flip-flop	20
II.2.2 Méthode de Slip sweep	22
II.3 Conclusion	29

CHAPITRE III

Généralités sur le contrôle de Qualité (QC)

III.1 Introduction	31
III .2 Contrôle d'équipement d'acquisition sismique	32
III.2.1 Test des instruments.....	32
III.2.1.1 Test des géophones	32
A. SMT300	32
B. Test lekeage	35
C. Test tilt	36
D. Test de bruit ou noise.....	36
E. Test polarité ou tap top	37
III.2.1.2 Test FDU.....	38
III.2.1.3 Test LAUL (Line Acquisition Unit-Line)	39
III.2.1.4 Test LAUX.....	39
III.2.2 Test des sources Vibratoires	40
III.2.2.1 Test Similarité par câble Wire line.....	42
III.2.2.2 Test de similarité par radio.....	45
III.2.3 Test de Laboratoire d'enregistrement	47
III.2.3.1 Test de sommateur	47
III.2.3.2 Test corrélateur.....	48
III.3 conclusion	48

CHAPITRE IV

Contrôle de Qualité sur des données réelles

IV.1 Introduction.....	50
IV .2 Situation géographique de l'étude	51
IV .3 Cadre géologique.....	56
IV.4 Paramètres de l'étude.....	57
IV.4.1 Paramètres d'acquisition.....	57
IV.4.2 paramètres de sweep.....	59
IV.5 description de la géométrie de terrain	59
IV.6 contrôle lors la lecture des données terrain	61
IV.7 contrôle des sweepes pilotes.....	63
-Représentation spectrale du sweep pilot	64
IV.8 chargement de la base des données et habillage des traces	66
A. Distinction des offset par signe	67
B. Calcule des offsets négatives et positives signe	67
C. Calcule de l'amplitude quadratique moyenne (RMS) de bruit	67
D. Compensation de l'énergie RMS LVL de l'effet de l'offset	68
IV.9 contrôle de la géométrie	68
IV.10 contrôle LMO	70
IV.10.1 Contrôle par shot LMO.....	71
IV.10.2 Contrôle par receiver LMO.....	74
IV.10.3Contrôle par RMS.....	76
IV.11 Picking	78
IV.12 conclusion.....	80
Conclusion générale et recommandation	81
Bibliographie	83

Tableau des figures.

Figure 1: Géométrie d'acquisition en 3D	6
Figure 2: Le box ou (boite)	7
Figure 3: Représentation du Template et du salvo.	8
Figure 4: Définition de Xmin pour un box rectangle.....	9
Figure 5: Acquisition sismique marine.	11
Figure 6: Acquisition sismique terrestre	11
Figure 7 Schéma d'acquisition en sismique 3D (Manuel Sercel).....	12
Figure 8: La géométrie d'acquisition selon (Cordsen et al 2000).....	13
Figure 9: profilage croisé.....	14
Figure 10: dispositif en grille.....	16
Figure 11 Dispositif en Briques.	Erreur ! Signet non défini.
Figure 12 Straight line non orthogonal.	17
Figure 13 R-line et X-line en dispositif Non Orthogonal.	18
Figure 14: Dispositif en Button Patch.....	18
Figure 15: Dispositif Flexi-bin	19
Figure 16: Dispositif en Zigzag	Erreur ! Signet non défini.
Figure 17 Mode d'opération de la méthode flip flop.....	Erreur ! Signet non défini.
Figure 18 Technique flip flop.	21
Figure 19 Représentation de l'envoi du sweep dans la méthode de flip flop	19
Figure 20 Représentation de mode d'envoi de slip sweep.....	19
Figure 21: <i>Corrélation dans le mode d'acquisition de flip flop.</i>	24
Figure 22: Corrélation dans le mode d'acquisition slip sweep.....	25
Figure 23: <i>Séparation des enregistrements dans la méthode d'acquisition Slip Sweep</i>	25
Figure 24: Représentation des harmoniques avant la corrélation (Manuel Sercel).	26
Figure 25: . Représentation des harmoniques après la corrélation	26
Figure 26: Contamination des réflexions par les harmoniques.	27

Figure 27: Représentation des harmoniques avant corrélation dans le mode slip sweep.	27
Figure 28: Représentation le chevauchement des harmoniques après la corrélation.	28
Figure 29 : appaillage de test SMT300	23
Figure 30 test de géophone.	33
Figure 31 : Le Migger.....	35
Figure32 : Test de grappe en l'eau.	35
Figure 33 : Test noise sur laboratoire.	36
Figure 34: Test Tape top.....	37
Figure35: Résultat du test tape top	38
Figure36 : FDU et son branchement.	38
Figure37 : LAUL.	39
Figure38 : LAUX et son branchement.	40
Figure39 : vibreur	41
Figure 40 : Dispositif de branchement du test wire line.	42
Figure 41 : test wire line	43
Figure 42 : <i>Auto et Cross corrélation du Sweep de Référence et du signal vibreur, leur spectre d'amplitude et leur enveloppe logarithmique.</i> line	44
Figure 43 : Tests de Wire Line distordu.	45
Figure 44 : test similarité par radio.	46
Figure 45 : Résultat de sommation labo et PROMAX.	47
Figure 46 : test corrélateur.	48
Figure 47 : Plan de Situation géographique de l'étude.	52
Figure 48 : Plan de position de la zone d'étude.	53
Figure 49 : plan de position zipper 01.	54

Figure 50 : plan de position zipper 02.	54
Figure 51 : plan des obstacles étude MTL-3D.	55
Figure 52 : situation géologique de l'étude MTL 3D.	56
Figure 53 : Représentation graphique du swath 124-137	60
Figure 54 : géométrie du template de dimension 30×380 (EGS 60).	60
Figure 55 : l'organigramme de contrôle journalier.	61
Figure 56 : enregistrements de point de tir.	62
Figure 57 : Défilement de point de tir (Module Display Shot sous ProMax).	63
Figure 58: Résultat du Contrôle de sweep pilot (PROMAX EGS 60).	64
Figure 59 : autocorrélations du sweep pilot (EGS60).	65
Figure 60 : Spectre fréquentiel du Sweep pilot(EGS60).	66
Figure 61 : contrôle de la géométrie des points des tirs et des points de réception.	68
Figure 62 : distributions de la couverture.	69
Figure 63 : représentation des points de tirs skipés et shiftés (EGS60).	70
Figure 64 : contrôle shot LMO(PROMAX EGS 60).).	73
Figure 65 : Contrôle receiver LMO (PROMAX EGS 60).	75
Figure 66 : QC-RMS (PROMAX EGS60).	77
Figure 67: picking des traces mortes.	78
Figure 68 : picking des traces bruitées.	79

Introduction Générale

La sismique tridimensionnelle (3D) est, sans nul doute, le développement le plus remarquable en exploration géophysique par la sismique réflexion de ces dernières années. Elle consiste à recueillir des mesures à intervalles fins et réguliers des informations sismiques sur toute la surface de la zone à prospector, permettant le recouvrement précis et total de tous les objectifs du sous-sol sous investigation.

La sismique 3D est souvent présentée comme une nouvelle technologie qui, avec les puits horizontaux va permettre de multiplier les réserves et découvertes en hydrocarbures cependant avec l'imagerie on peut espérer demain extraire 80%-90% d'un gisement.

Du moment qu'en sismique 2D on corrige l'obliquité dans le plan d'un profil, il est normal d'aller enregistrer latéralement pour corriger l'obliquité réelle en 3D, ce qui montre que la 3D est l'extension naturelle de la sismique 2D, elle peut être donc utilisée comme un outil de détail indispensable pour développer le gisement.

La première sismique 3D date de 1966 où les chinois ont montré qu'ils avaient décelé 200 failles sur le champ de **Shenli** avec une sismique 3D calculée par des nombreux géophysiciens équipés de simples bouliers tandis que les Américains ont attendu d'avoir des ordinateurs puissants pour faire ce même travail dont la première sismique 3D Américaine est celle de GSI en **1972 à Bell Lake Field**. Elle a été précédée par le WLP (Wide Line Profiling) de la compagnie **CGG** où l'enregistrement se fait sur des profils latéraux.

L'amélioration spectaculaire en sismique marine provient de la régularité de l'espacement, de la faible dimension du bin, la grande dimension de l'étude, une topographie performante et un traitement mieux adapté à la géologie locale.

Bien que la sismique 3D engendre des coûts d'acquisition plus élevés, elle est plus économique que la sismique 2D. Avec la mise au point de programmes performants d'interpolation de traces, elle a tendance à se généraliser même dans les phases de reconnaissance, d'autant plus que les problèmes d'exploration ne cessent de devenir de plus en plus complexes.

Aujourd'hui, avec l'augmentation du volume des informations sismiques et les nouvelles exigences de production et d'exploitation, il est indispensable d'avoir des méthodes d'identification rapide des erreurs et/ ou des données sismiques de mauvaise qualité qui donnent des fausses images de la subsurface, ce qui rend la tâche des spécialistes du traitement et de l'interprétation de plus en plus difficile d'où la nécessité d'une tâche permettant d'identifier les erreurs et d'améliorer la qualité de ces images, cette dernière est le contrôle de qualité (Qualité Control QC) exercée au niveau du terrain.

Le contrôle de qualité (QC) est défini comme l'ensemble des activités telles que mesurées, examinées, essayées, ou calibrées d'une ou plusieurs caractéristiques d'une entité et comparer les résultats aux exigences spécifiées en vue de déterminer s'il existe un écart entre les deux résultats. Les caractéristiques à mesurer sont souvent établies lors de la planification de l'étude. Le contrôle de qualité permet de mesurer les résultats et de donner la confiance à la direction et au client. Ce contrôle est assuré par le logiciel PROMAX.

Le logiciel PROMAX offre en matière de contrôle de qualité toute une armada des programmes qui s'organisent en job permettant ainsi de vérifier les data et d'en faire dans la mesure du possible un data qui soit prêt au traitement.

Dans le domaine industriel seulement quelques contrôles jugés utiles sont exigés aux compagnes de l'exploration par le client.

Ce mémoire comporte deux principales parties, la première traite des notions inhérentes sur la sismique 3D que nous avons entamé en introduisant les mots usités en 3D afin de permettre au lecteur d'assimiler graduellement cette technique. Après avoir survolé les différentes techniques et dispositifs d'acquisitions les plus utilisés, tandis que dans la deuxième partie nous décrivons les différents contrôles de qualité auxquels les compagnes de prospection font requête. Nous faisons une description du contrôle de qualité du matériel d'acquisition et différentes procédures de QC sur station PROMAX et nous finalisons le travail par une conclusion et des recommandations.

CHAPITRE I

Généralités sur la sismique 3D

I.1 Introduction :

Dans l'arsenal des outils mis à la disposition de l'explorateur et du producteur dans leur recherche d'hydrocarbures, la technique sismique 3D a atteint sa maturité dans le courant des années 90 par les grandes compagnies pétrolières et possède aujourd'hui un niveau de qualité tel qu'elle est devenue partie intégrante de presque tous les projets d'exploration et de développement. Plus de 80% de l'activité sismique mondiale est en 3D (**Bernard Biju, 1999**).

Cependant cette technique est toujours en développement dont elle profite des énormes progrès remarquables à partir de développement des autres techniques tel que les outils informatiques, positionnement GPS, l'augmentation de nombre des géophones dans le processus d'enregistrement, l'amélioration des soft de traitement, etc. (**Chaouch et Mari, 2006**).

Le premier intérêt de la sismique 3D est de fournir par imagerie un volume sismique permettant l'interprétation 3D des structures et des couches sédimentaires à l'aide d'outils interactifs afin de pointer les événements (**Marsset et al, 2002**).

L'exploration pétrolière des volumes de sismique 3D ne se limite pas à ce premier stade d'interprétation mais aussi elle permet la construction de réels modèles numériques de terrain à travers le calcul d'attributs sismiques sur le volume sismique traité et leur corrélation avec des données issues de mesures in situation. Néanmoins, les contraintes d'acquisition et de traitement deviennent alors telles qu'elles ne sont pas transposables aux études des sols superficiels (**Marsset et al, 2002**).

Le coût de la sismique est très dépendant de l'environnement : la sismique marine reste relativement peu chère par rapport à la sismique terrestre. Comme toute étape d'un processus industriel, la sismique 3D doit être prévue et intégrée (budgets, délais) dès le début d'un projet pétrolier avec des variantes liées au type d'environnement (**Bernard Biju, 1999**).

Autrefois, réservé aux études de développement ou de la production de champ, la 3D permet de faire des prédictions suffisamment fiables pour en justifier l'acquisition dans les vastes domaines.

I.2 Apport de la sismique 3D :

Cette technique permet de remédier les insuffisances de la sismique conventionnelle, elle offre plusieurs avantages qui sont :

- ☞ La capacité de la sismique 3D permet de représenter réellement le sous-sol en 3 dimensions, permettant ainsi aux explorateurs et producteurs d'avoir une représentation certes qualitative.
- ☞ La possibilité d'obtenir, par cette méthode et dans certains cas favorables une valeur approchée des grandeurs pétro-physiques telles que la porosité et l'argilosité (**Bernard Biju, 1999**).
- ☞ Un pouvoir de détection directe des hydrocarbures lorsque les conditions sismo-géologiques sont favorables.
- ☞ Une acquisition sismique 3D permet d'obtenir directement un volume d'information plus dense enregistré par rapport à des directions azimutales.
- ☞ Le traitement et l'imagerie 3D sont plus performants : Les corrections des anomalies de propagation (statiques) sont plus cohérentes et l'analyse de champ de vitesse de meilleure qualité, les amplitudes sismiques sont mieux préservées et deviennent par la suite exploitables de façon quantitative pour caractériser les paramètres de réservoirs (**Bernard Biju, 1999**).
- ☞ La précision de l'image sismique 3D peut être accrue par une optimisation de l'échantillonnage spatial.
- ☞ Précision des données : la migration en 3D prend en charge les arrivées latérales, par conséquent, l'obtention d'une meilleure précision.
- ☞ Une bonne définition de la géométrie des réservoirs les plus complexes (**Bachta, 2002**).
- ☞ Une bonne délimitation des pièges d'hydrocarbures, par conséquent, la diminution du taux des puits secs.

I.3 Terminologie utilisée en sismique 3D :

Pour faciliter la compréhension de la sismique 3D, il est utile de définir quelques termes les plus utilisés. Les figures représentent le type d'acquisition et illustrent au mieux cette terminologie.

I.3.1 Mots clés d'une étude 3D :

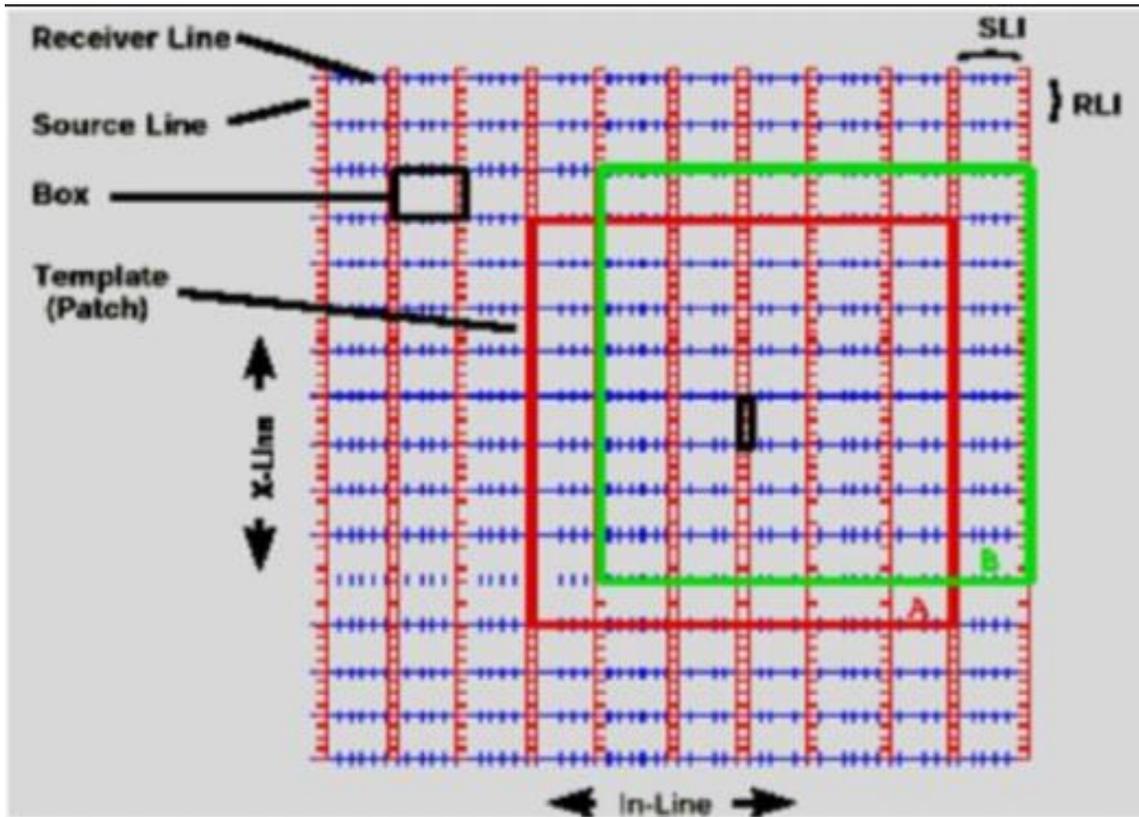


Figure 1: Géométrie d'acquisition en 3D.

- ☞ **Sources Line (SL):** C'est la ligne sur laquelle sont placées les sources.
- ☞ **Receiver line (RL):** C'est la ligne sur laquelle les géophones sont placés.
- ☞ **Sources Line Interval (SLI):** La distance qui sépare les lignes de tirs.
- ☞ **Receiver Line Interval (RLI):** C'est l'intervalle entre les lignes de réception.
- ☞ **In-Line direction :** La direction des lignes parallèles aux lignes de réception.
- ☞ **Cross-Line direction :** C'est la direction des lignes perpendiculaires aux in-lignes.

- ☞ **Patch** : C'est la nappe de réception active pour un point de tir ou bien encore c'est le modèle du dispositif d'enregistrement lors de l'acquisition.
- ☞ **Template** : C'est un bloc élémentaire qui est constitué de plusieurs lignes de réceptions et d'un ensemble de points de tirs. Il est généralement appelé bloc d'observation. Template = Patch + Points sources associés.
- ☞ **Salvo** : C'est un ensemble de tir dans un Template. Ou bien c'est la séquence de tir pour laquelle le dispositif d'enregistrement reste à la même position.

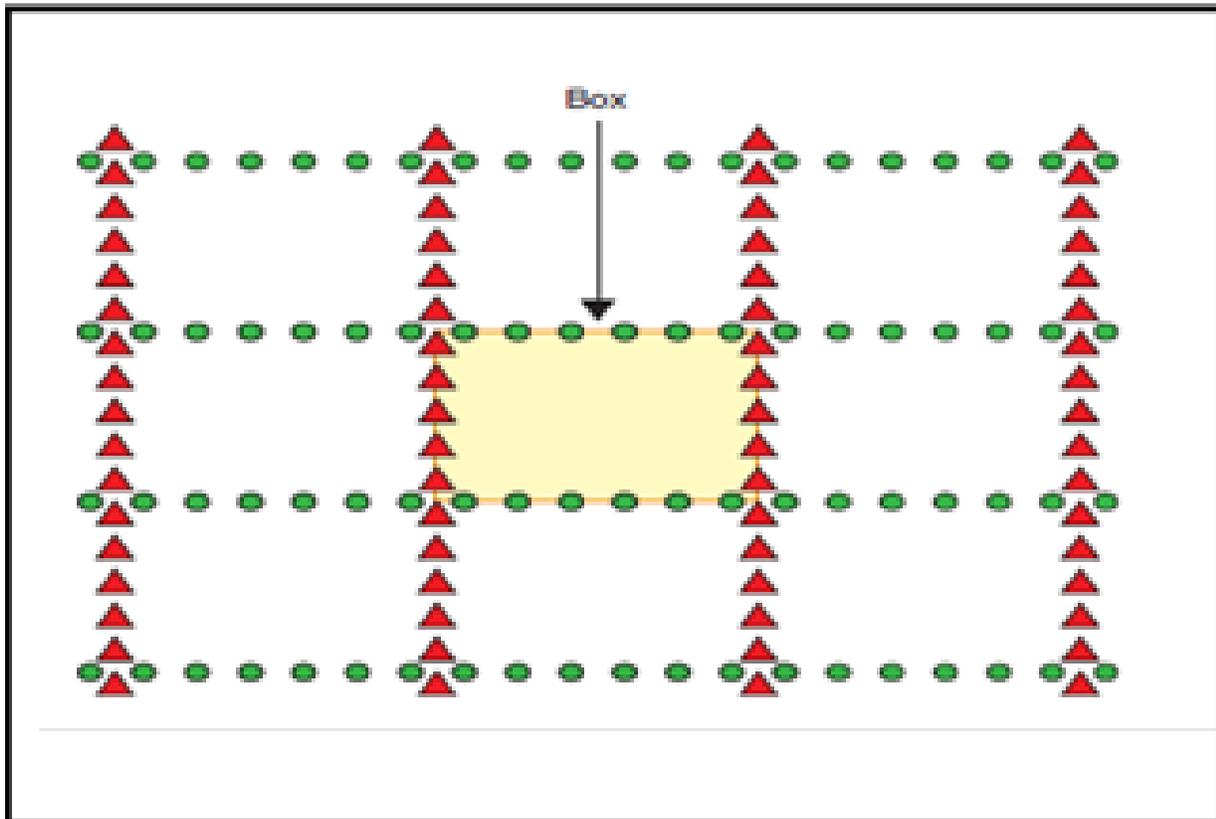


Figure 2: Le box ou (boîte).

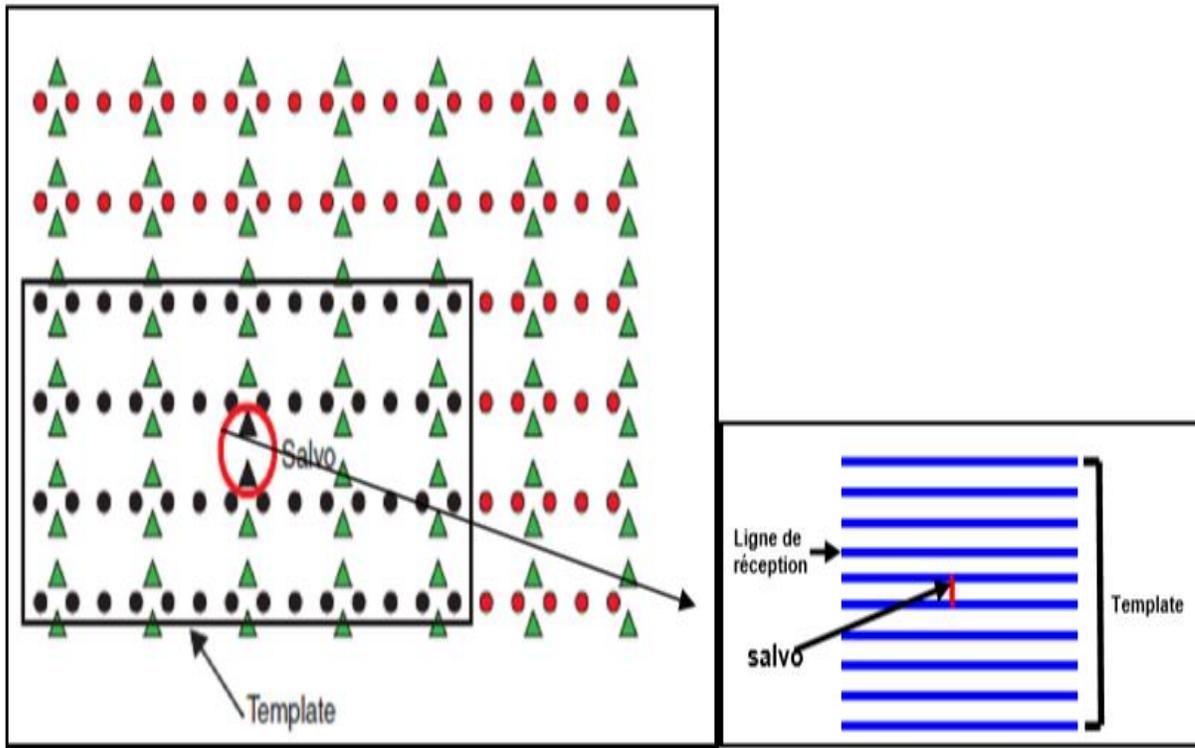


Figure 3: Représentation du Template et du salvo.

- ☞ **Box** : Représente la surface limitée par des deux lignes sources adjacentes et des deux lignes recevez adjacent. Elle est utilisée pour la définition de la plus grande valeur de l'offset minimal X_{min} .
 - **BIN** : C'est un volume élémentaire contenant l'information du sous -sol pour une position de surface donnée et qui est déterminé par une largeur, une longueur et une profondeur.
- ☞ **Offset** : C'est la distance entre un point de tir unitaire et une station de réception quelconque. En sismique 3D, on parle plutôt d'une plage ou distribution d'offsets courts et longs. On distingue deux types d'offsets :
 - **X_{min}** : C'est la distance minimale entre un point de tir et la station la plus proche, elle est proportionnelle à la profondeur de l'objectif superficiel à carter, le plus grand offset minimum dans un box à peu près égal à la diagonale de la boite (voire la figure 4).

- **Xmax**: C'est la distance entre un point de tir et le dernier récepteur dans un Template. Il dépend de la profondeur du réflecteur le plus profond qu'il convient de cartographier.

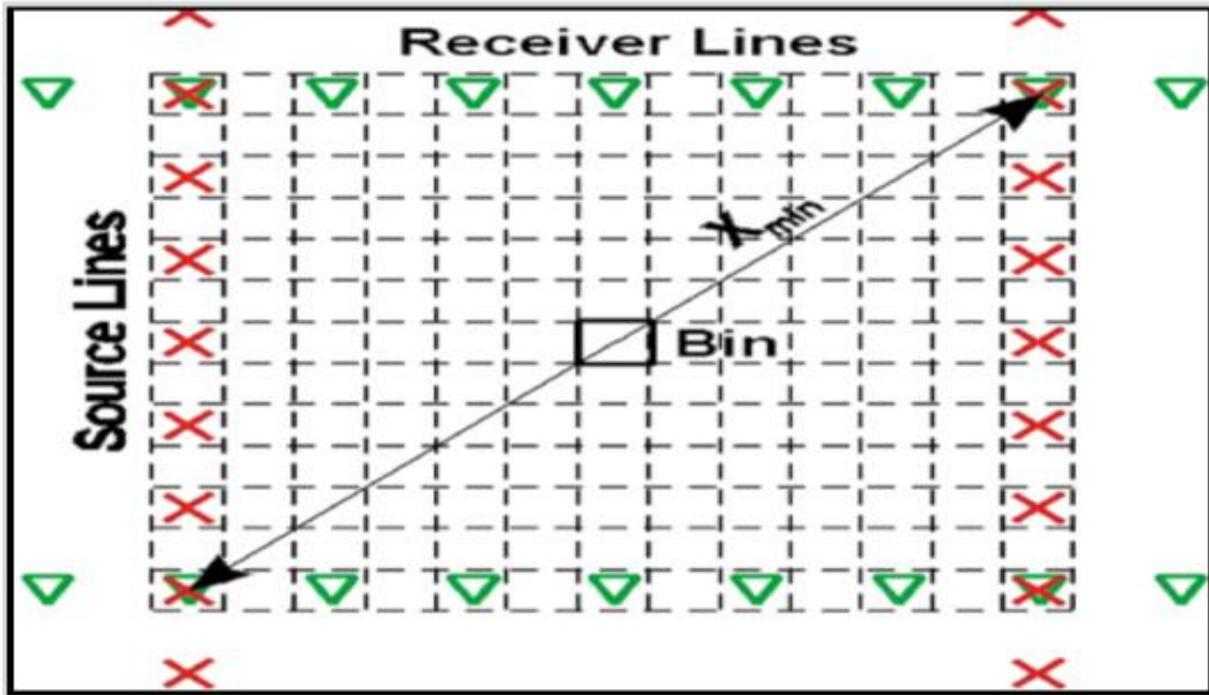
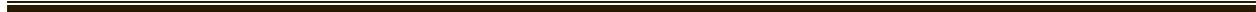


Figure 4: Définition de X_{min} pour un box rectangle.

I.4 Conclusion :

Dans ce chapitre nous avons pu définir les **termes** clefs de la sismique 3D qui nous permet de comprendre la méthodologie de la technique d'acquisition dont leur efficacité dépend de la technique d'acquisition et ses différentes géométries.

Plusieurs techniques sont utilisées en sismique 3D, elles donnent des nouveaux moyens de présenter les données traitées qui nous donnent une image claire et interprétable de la sub-surface permettant ainsi l'identification des flancs réflecteurs par l'addition d'une 3^{ème} dimension à nos données.



CHAPITRE II

Techniques et dispositifs d'acquisition 3D

Introduction :

La méthode d'acquisition chapote toutes les autres méthodes d'exploration, elle consiste à acquérir le maximum de données dans le but d'obtenir une meilleure échographie du sous-sol, par conséquent, elle fournit aux géologues des images décrivant la succession et la forme des couches sismiques.

Cette technique, pratiquée indifféremment en mer où à la surface même du sol (voir la figure 5 et la figure 6), consiste à étudier les réflexions d'une onde propagée artificiellement depuis la surface. En effet, à l'aide de différents moyens qui dépendent de la méthode utilisée (marine et terrestre), on crée un ébranlement à la surface du sol. Une onde sismique transmise au sous-sol, puis réfléchi sur les surfaces de discontinuité séparant les couches géologiques sédimentaires stratifiées.

Une discontinuité est une limite entre deux milieux géologiques ayant des propriétés acoustiques différentes (impédances acoustiques différentes), par exemple la limite entre deux couches sable et argile.

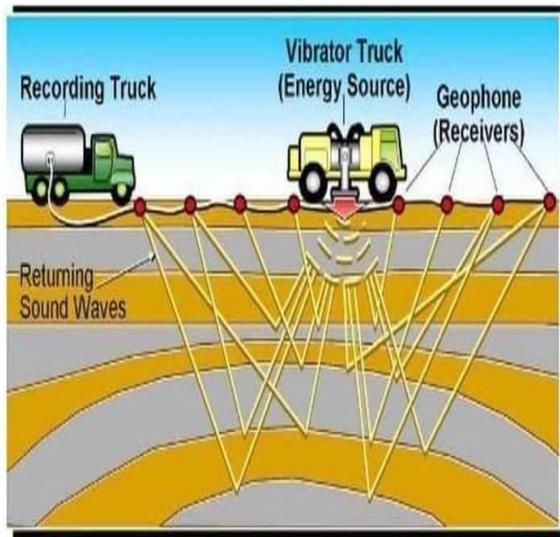


Figure 5: Acquisition sismique terrestre

1. Emission du signal par le camion vibreur.
2. Réception des ondes réfléchies par les géophones
3. Transmission des informations au camion laboratoire

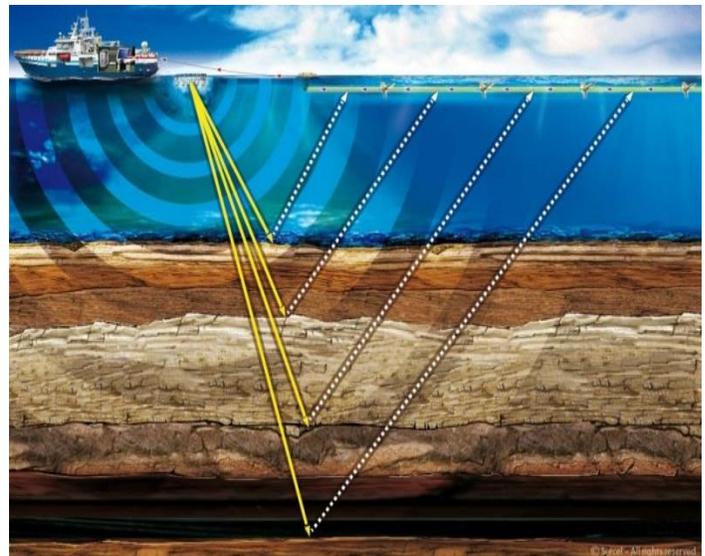


Figure 6: Acquisition sismique marine.

1. Navire sismique.
2. Hydrophones

L'acquisition se fait par l'envoi des ondes acoustiques au sous-sol utilisant des sources impulsives « vibroses » ou explosives utilisant la dynamite, ces ondes sismiques se propagent dans le sous-sol et se réfléchissent sur les différentes interfaces séparant les formations géologiques de propriétés acoustiques différentes. Elle reviennent en surface vers les récepteurs ou elles sont captées et enregistrées.

Les récepteurs se comptent par milliers, ce sont des géophones sur terre, ou au fond de la mer ou bien des gaines contenant les hydrophones "streamers" disposés à dix mètres de la surface de la mer, et enregistrant simultanément les temps de trajet que mettent les ondes réfléchies pour les atteindre. Ces données fournissent une information sur la position temporelle des réflecteurs dans le sous-sol.

L'acquisition en sismique 3D se fait selon le schéma suivant :

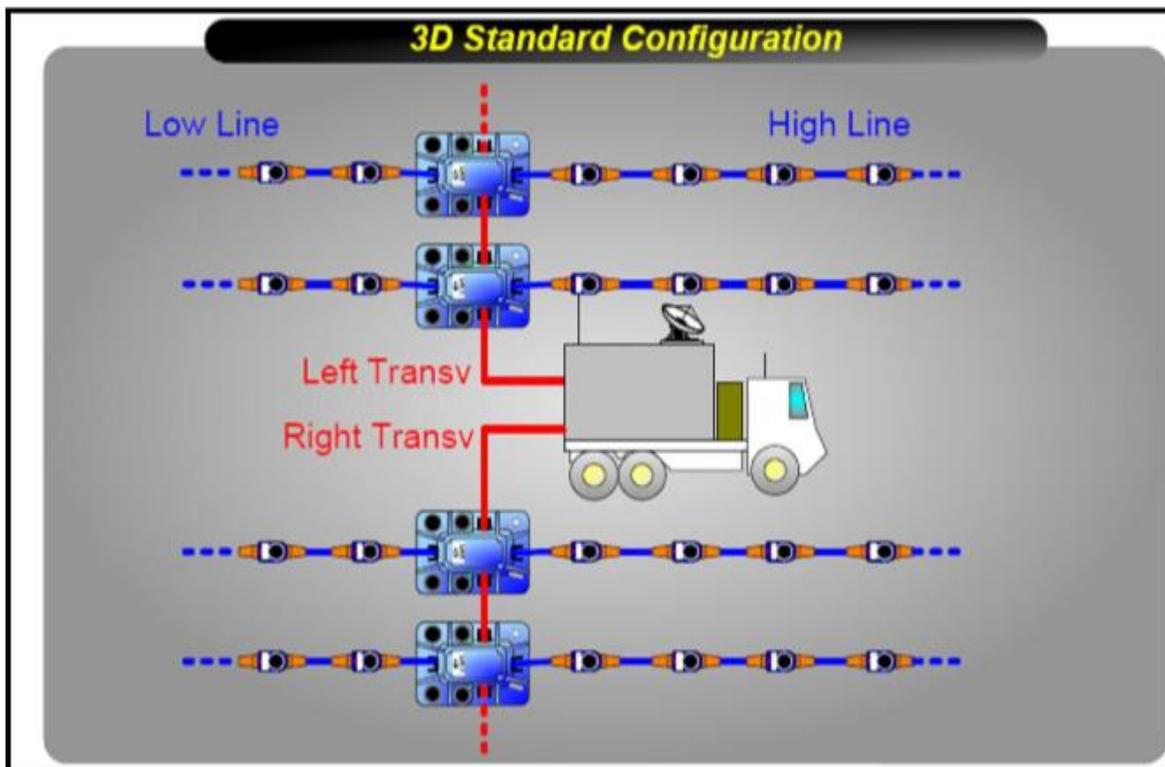


Figure 7 : Schéma d'acquisition en sismique 3D (Manuel Sercel).

II.1 Les dispositifs d'acquisition :

En sismique 3D, il existe plusieurs types des dispositifs d'acquisitions dont chacun a ses

- ☞ Propres caractéristiques.
- ☞ Difficultés de mise en œuvre.
- ☞ Avantages et inconvénients.

Par conséquent, le choix d'un dispositif dépend de plusieurs facteurs. Parmi ces différents dispositifs on peut citer :

II.1.1 Profilage parallèle ou Inline Profiling :

Cette géométrie est utilisée dès le début de la naissance de l'acquisition 3D, elle consiste à enregistrer une série des profils classiques 2D, très proches les uns des autres jusqu'à recouvrir tout le prospect (figure 8). Il est largement utilisé en sismique marine en raison de la rigidité de la géométrie d'acquisition.

La distribution des offsets sur les collections réceptrices et sources commune est excellente ainsi qu'en collection CMP, ce qui permet une bonne qualité des données après la sommation.

La distribution azimutale est étroite (**Bachta, 2002**) (voir la figure 8).

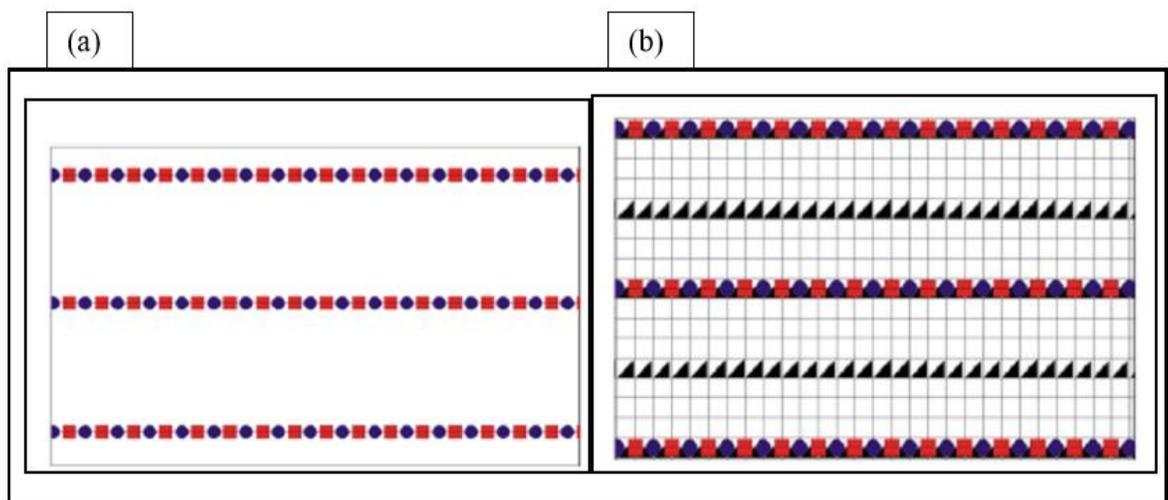


Figure 8: La géométrie d'acquisition selon (Cordsen et al 2000).

(a) Inline Profiling,

(b) distribution des offsets

II.1.2 Profilage Croisé ou Cross Profiling :

Le profilage croisé consiste à enregistrer des données par blocs élémentaires d'acquisition (voir la figure 9). Ces blocs élémentaires sont généralement composés de plusieurs lignes de réception et d'une ligne de tir placée orthogonalement ou non par rapport aux lignes de réceptions. Par chevauchement des blocs dans les deux directions longitudinale et transversale, il est possible de couvrir tout le prospect avec un degré de couverture prédéterminé. Le profilage croisé est une méthode d'acquisition très souple. Car Elle permet le recouvrement d'une même zone en accentuant l'effort soit sur les récepteurs (conditions favorables de surface) soit sur les sources, dépendant des contraintes de terrain et du matériel.

Ces alternatives offrent les possibilités de procéder à des observations sur des surfaces variées. Dans ce qui suit nous citons quelques dispositifs de profilage croisés (Cordson et al 2000).

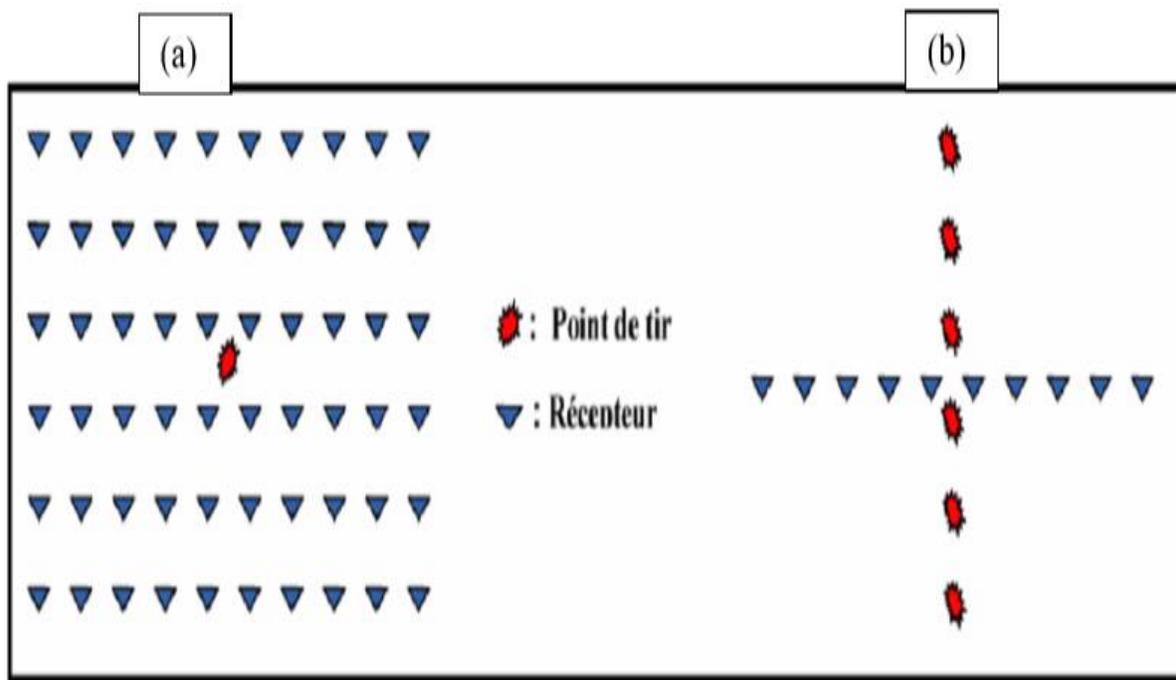


Figure 9: profilage croisé.

- (a) Effort sur les points de réception.
- (b) Effort sur les points de tir.

Dans les deux schémas ci-dessus nous avons mis en évidence ces deux manières d'accentuer l'effort. Le premier dispositif est dit « en croix » et consiste à enregistrer sur une seule ligne de réception un nombre N des points de tir repartis symétriquement par rapport à une ligne orthogonale passant par le milieu de la ligne de réception. Le deuxième, appelé « Broad line », consiste à étaler ce même nombre N , mais cette fois-ci des lignes parallèles de réception et de n'utiliser qu'un seul point de tir situé au barycentre de cette nappe d'enregistrement. A noter que ces deux dispositions couvrent exactement la même zone en sub-surface.

Dans les conditions normales, tous les dispositifs en 3D sont constitués par des lignes de réception disposées en parallèle couvrant, avec les lignes d'émission qui sont différemment disposées par rapports aux lignes de réception toute l'étude.

II.1.2.1 Le swathshoting (dispositif en grille) :

Le swathshoting est dispositif qui est généralement utilisé en sismique 3D. Il consiste à disposer les lignes de réceptions parallèles dans la direction In-Line qui correspond à la direction générale du pendage structurale et les lignes de tirs orthogonalement à celles-ci dans la direction X-Line. On obtient ainsi une grille couvrant toute l'étude, dont la taille est directement liée au pendage à restituer, ce qui facilite la réalisation au terrain. Avec cette technique, on enregistre les données de chaque séquence des tirs par un ensemble des lignes des réceptions, centrées sur celle-ci, et qui constitue un bloc élémentaire appelé Template d'un pas régulier dit « Template Roll », pour ainsi couvrir tout le prospect. Afin d'assurer une couverture régulière, la séquence de tir doit être uniforme à n'importe quelle position de la zone à prospecter, c'est -à-dire que le « shot roll » doit être égale au « Template Roll » et c'est presque valable pour tous les dispositifs utilisés.

Dans ce dispositif il est recommandé de prendre un patch dont le rapport d'aspect est compris entre (0.6 et 1). Dans cette condition, les offsets longitudinales seront proches des offsets désirés entrant dans l'addition et les offsets transversales ne seront pas proches des offsets maximums. Ce qui fait qu'aucune partie de l'information ne sera éliminée pendant l'étape de traitement par mute.

L'avantage de cette technique est qu'elle offre une bonne distribution d'offset, une mise en œuvre facile, un minimum d'équipement en mouvement, mais une mauvaise distribution d'azimut (voir la figure 10).

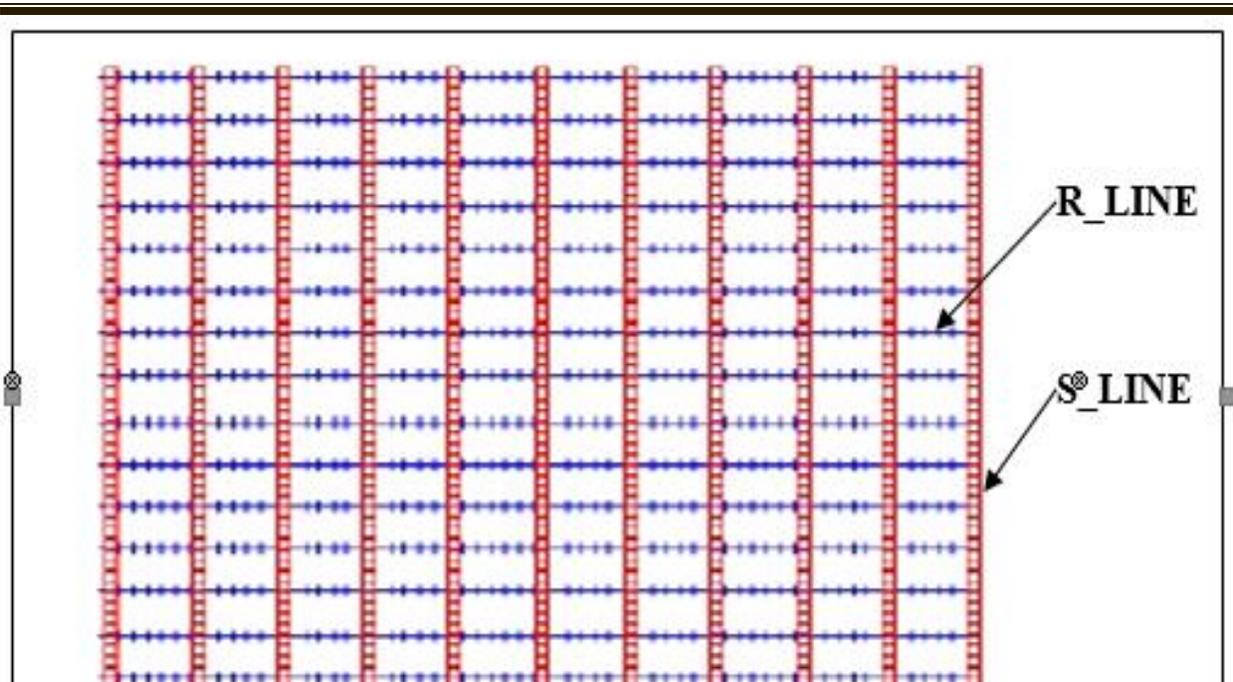


Figure 10: dispositif en grille.

II.1.2.2 Les dispositifs en briques (Brick Wall) :

Le dispositif en briques est développé afin d'améliorer la distribution d'offsets du dispositif orthogonal (voir figure 11). Ils offrent des offsets X_{min} plus courts et donnent ainsi la possibilité d'augmenter la distance entre les lignes de réception (Cordsen et al, 2000).

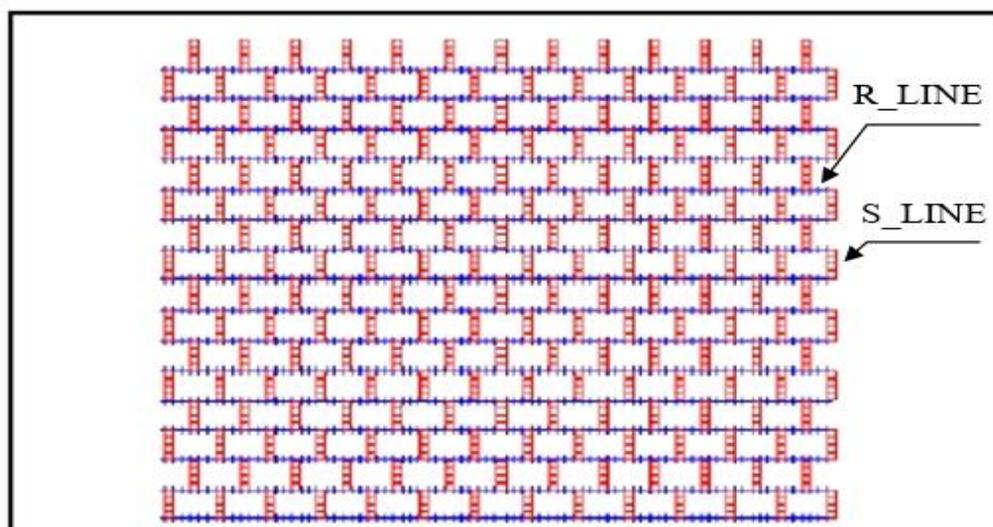


Figure 11 : Dispositif en Briques.

II.1.2.3 Dispositif non orthogonal :

Ce dispositif dans lequel les lignes des sources forment un angle inférieur à 90 degrés avec les lignes des réceptions (généralement on prend l'angle égal à 45 degrés). Ce dispositif est réalisé avec très peu des lignes réception par patch et par conséquent très opérationnel en raison de la disposition directe des lignes de réception et sources. Il offre une bonne distribution d'offset et azimuth étroit (voir la figure 12 et figure 13).

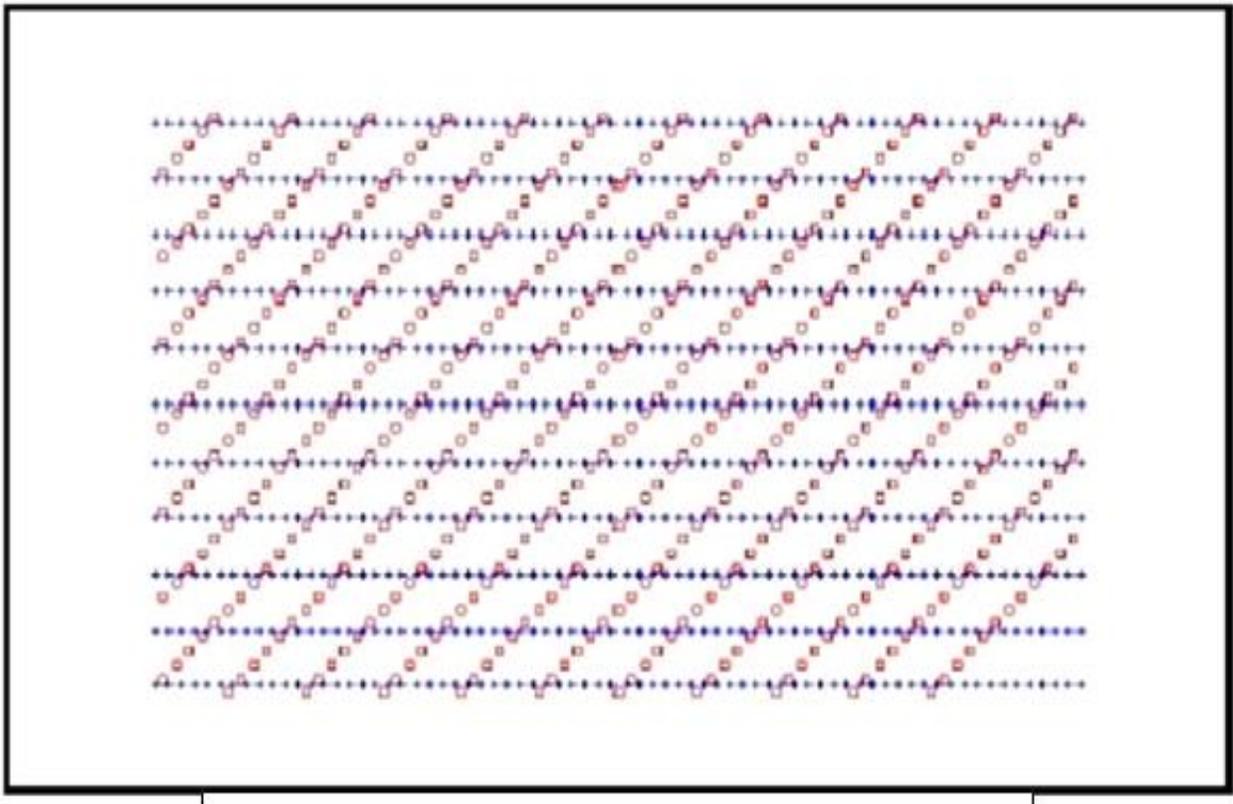


Figure 12 : Straight line non orthogonal.

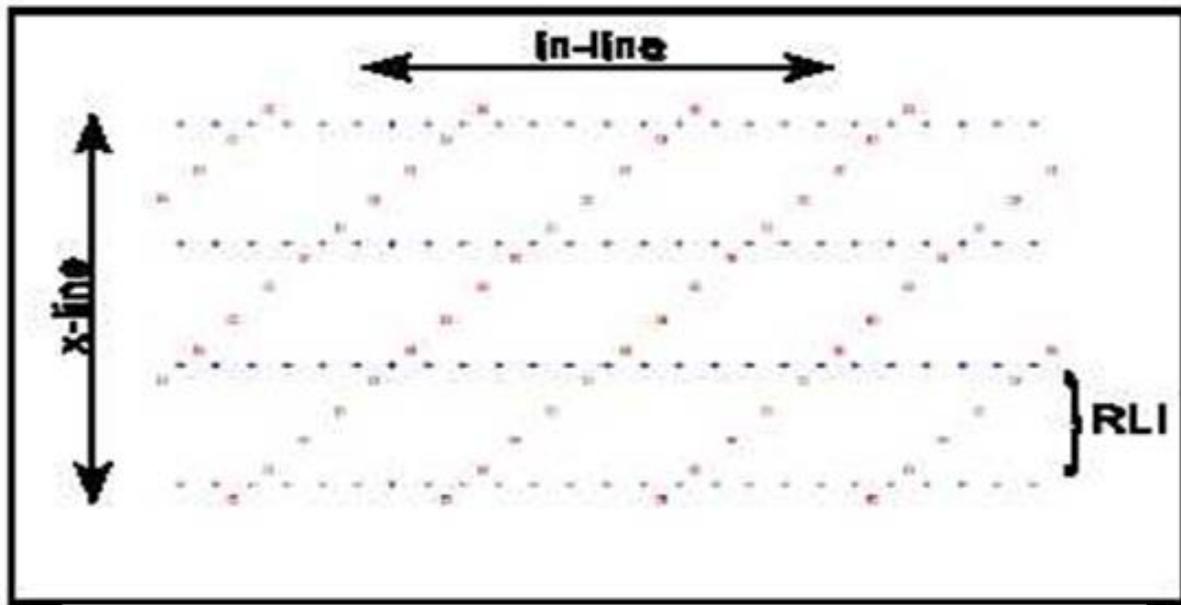


Figure 13 : R-line et X-line en dispositif Non Orthogonal.

II.1.2.4 Dispositif en Button Patch :

Ce dispositif donne l'avantage d'une mise en œuvre rapide et donne une bonne distribution des offsets longs et des azimuts (figure 14), mais une mauvaise distribution pour les offsets courts (Cordsen et al, 2000). Le coût d'acquisition est minimal.

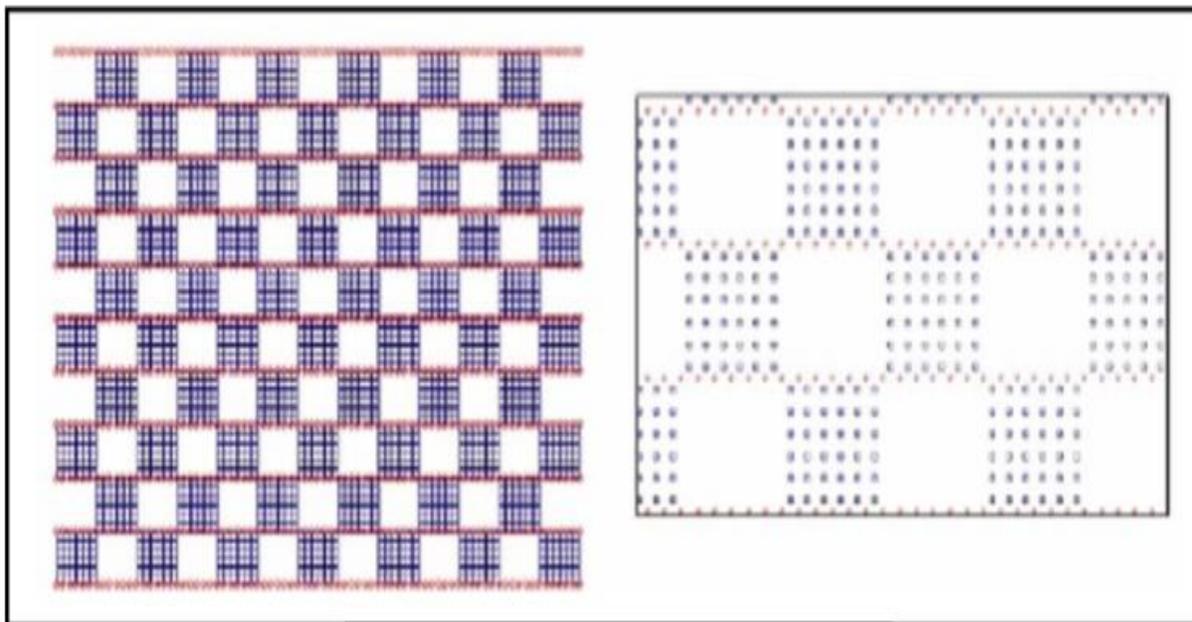


Figure 14: Dispositif en Button Patch

II.1.2.5 Dispositif Flexin-Bin :

C'est une géométrie indiquée dans le cas des contraintes topographiques ou autres, imposant des décalages des lignes de réception et/ou des lignes d'émission (réduction ou augmentation du RLI et/ou du SLI par exemple). Il est évident que ceci se traduit par un fractionnement des Bin. En d'autres termes, les points milieux communs seront répartis dans le Bin plutôt que d'être centrés comme c'est le cas des autres techniques d'acquisition. Il va sans dire que ces décalages doivent être étudiés de telle sorte à ce qu'ils n'induisent pas une dispersion, par rapport au centre du Bin, qui soit supérieure à la largeur ou la longueur du Bin (Cordson et al, 2000).

Il est important de signaler que pour préserver une régularité dans la couverture, la séquence de tir doit être uniforme à n'importe quelle position de la zone à prospector. Il faut alors que le "Shot Roll", qui est le pas d'avancement quand on part longitudinalement d'un salvo à un autre, soit égal au pas d'avancement du Template qu'on appelle "Template Roll" (voir figure.15).

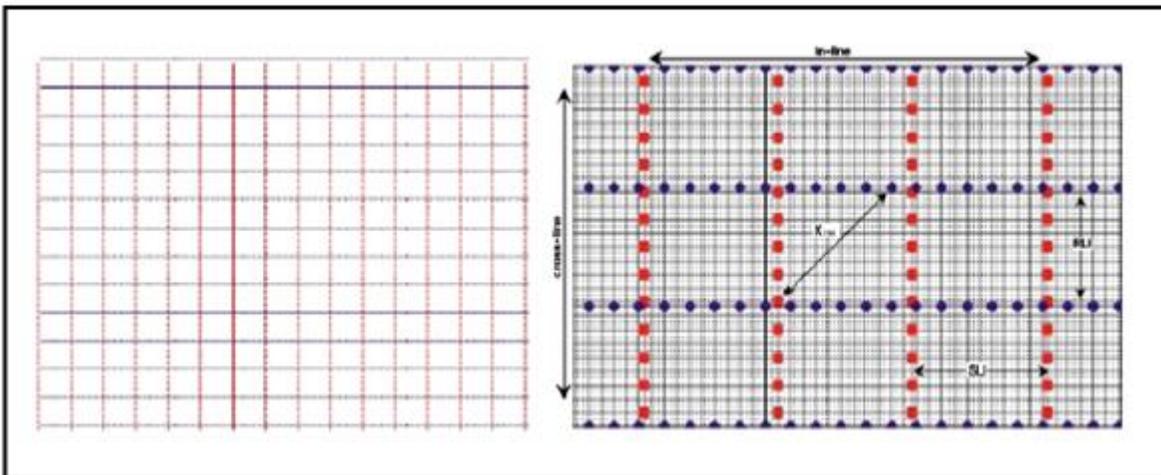


Figure 15: Dispositif Flexi-bin.

II.1.2.6 Dispositif en zigzag :

Le dispositif en ZIGZAG est utilisé dans les régions où on a un accès facile entre les lignes réceptrices, particulièrement dans les régions désertiques. Son principe consiste à faire des tirs en ZIGZAG entre des paires adjacentes des lignes réceptrices (ceci est expliqué dans la figure 16).

Il est important de faire des mesures très précises pour le positionnement des points de source de sorte qu'ils créent des points milieux centrés dans chacune des cellules.

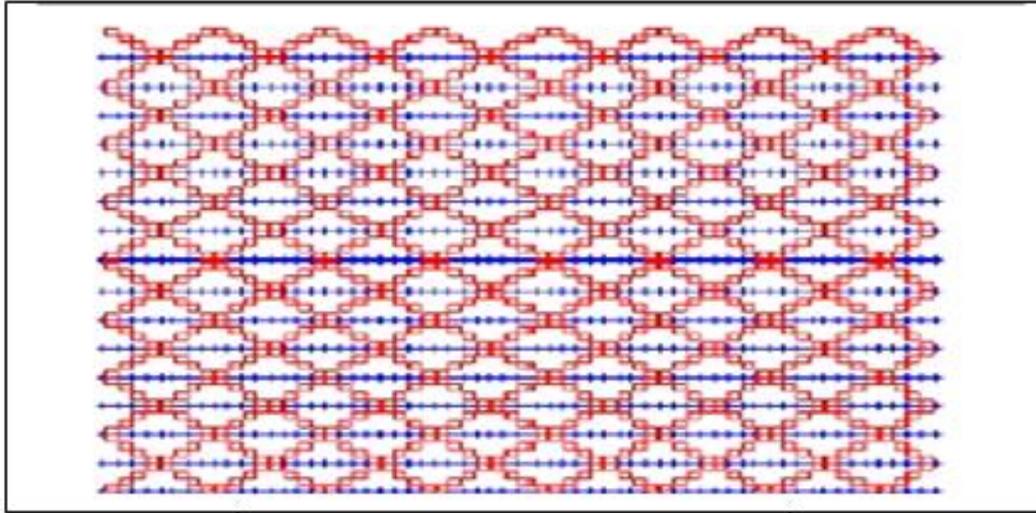


Figure 16: Dispositif en Zigzag.

II.2 Les techniques d'acquisition vibro sismique :

II.2.1 Méthode flip-flop :

Ils existent différentes méthodes d'acquisitions utilisées en domaine vibro sismique :

- ☞ La méthode simple dite flip flop.
- ☞ Des méthodes de haute productivité (simultaneosus) : On cite la méthode la plus utilisée (slip sweep,) et on fait une petite comparaison entre les deux méthodes.

Concernant la méthode simple ou flip flop, elle est très utilisée en Algérie (**Manuel Sercel**), elle utilise deux groupes (Set) de vibrateurs qui vibrent alternativement (voir la figure 17).

Ceci permet à un groupe de vibrateurs de se déplacer, tandis que l'autre envoie le sweep dans le sous-sol (**Manuel Sercel**).

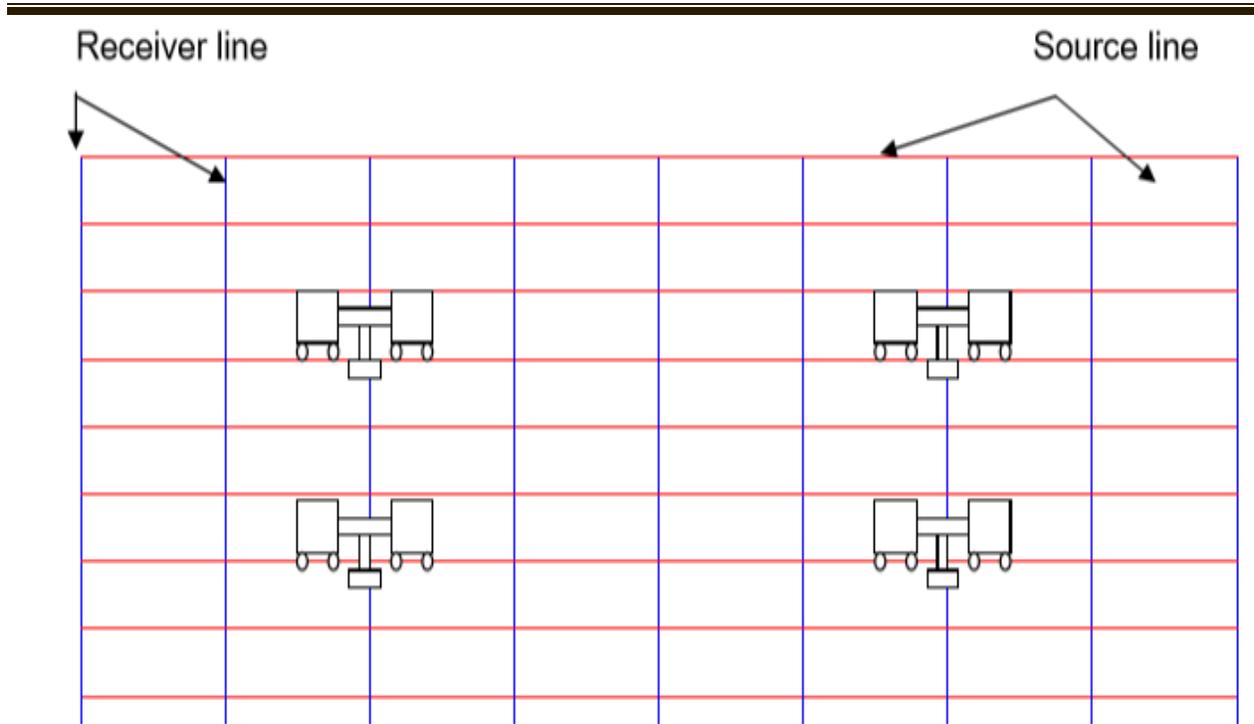


Figure 17 : Mode d'opération de la méthode flip flop.

Avec ce mode d'opération l'objectif visé est de minimiser le plutôt possible le temps entre deux Sweeps consécutifs (ceci est expliqué dans la figure 18).



Figure 18 : Technique flip flop.

Cette technique fournit au géophysicien un meilleur filtrage spatial dans le sens vertical car elle utilise plusieurs camions vibrateurs qui vibrent plusieurs fois (nombre de Sweep).

Cependant dans les méthodes de haute productivité (Slip sweep), l'objectif visé est d'obtenir un énorme data de bonne qualité en un minimum temps.

II.2.2 Méthode de Slip sweep :

Cette méthode consiste à déclencher le sweep d'un groupe de vibrateurs sans attendre la fin du sweep du groupe précédent. Le temps entre deux sweep successifs est appelé « Slip-time » La durée du cycle de vibration peut être considérablement réduite, impliquant une amélioration de la productivité.

Une petite comparaison entre le flip flop et slip sweep appraise dans la figure 19.

- Dans le flip flop, les sweeps déclenchent après la fin de l'autre sweep contrairement au technique slip sweep

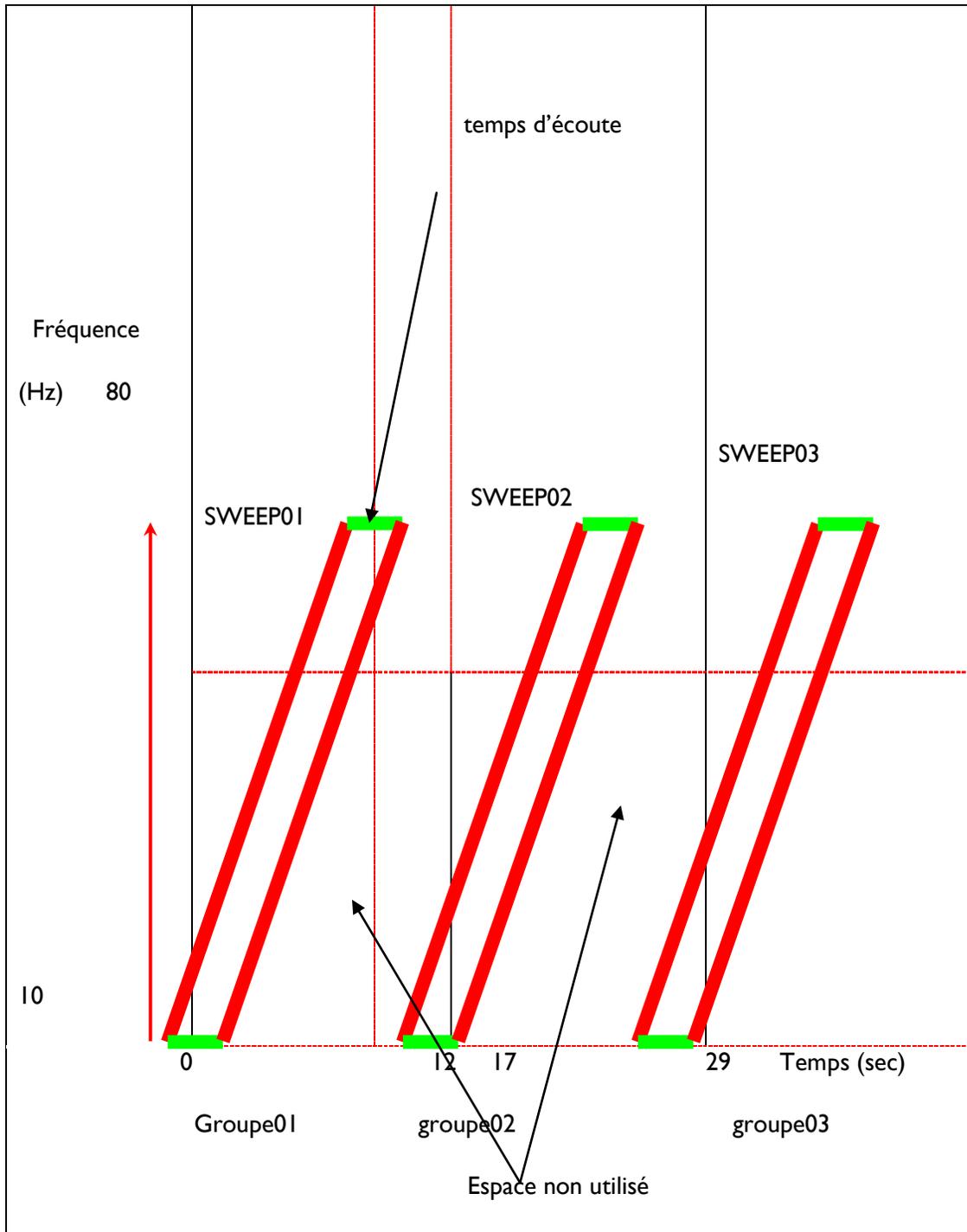


Figure 19 : Représentation de l'envoi du sweep dans la méthode de flip flop

Dans le slip sweep ces laps du temps sont utilisés dont le minimum temps qui sépare entre deux sweeps consécutifs est le time d'écoute (figure 20).

Remarque: Slip time (le temps entre les deux sweeps) supérieur ou égale au listening time (le temps d'écoute).

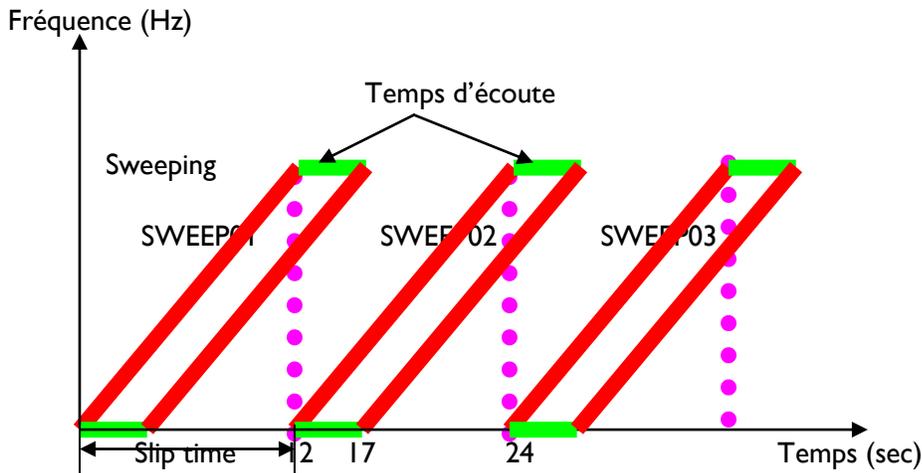


Figure20 : Représentation de mode d'envoi de slip sweep.

A titre d'information la méthode de slip sweep n'utilise que des sweeps de type up sweep et les vibrateurs vibrent une seule fois nombre de sweeps par vibration est égal à l'unité (**Manuel Sercel**).

Dans l'étape de corrélation, le mode de flip flop, les enregistrements sont corrélées les unes après les autres utilisant le pilot des canaux auxiliaires. (Voire la figure 21).

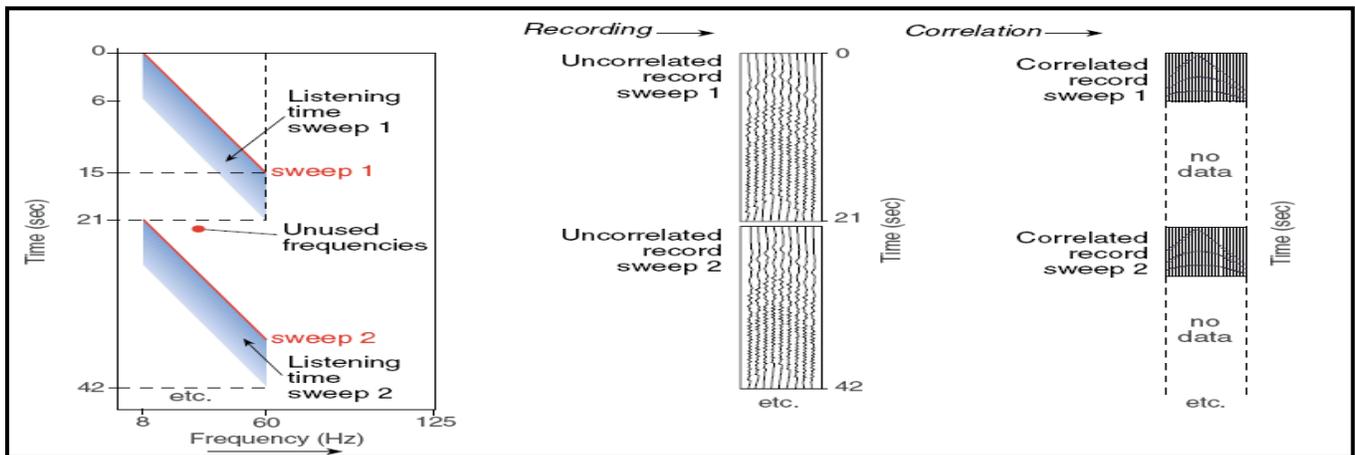


Figure21 : Corrélation dans le mode d'acquisition de flip flop.

Tandis que dans le mode slip sweep, les enregistrements sont continus. Ils sont coupés en enregistrements individuels en se basant sur les premières arrivées (figure 22 et figure 23).

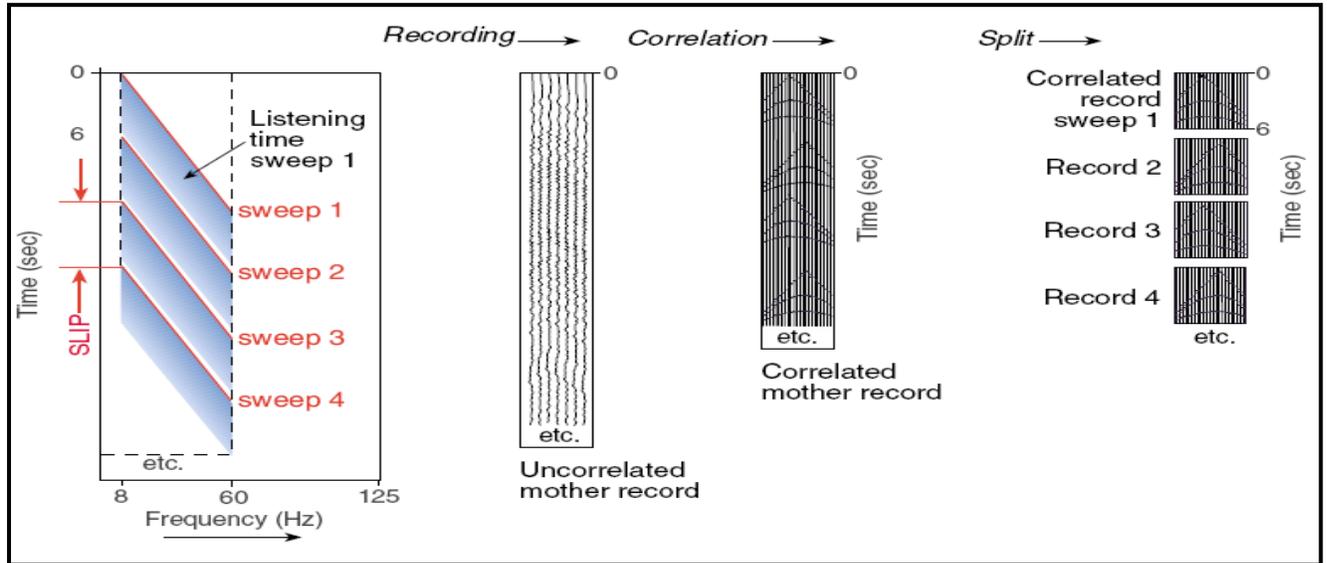


Figure 22 : Corrélation dans le mode d'acquisition slip sweep.

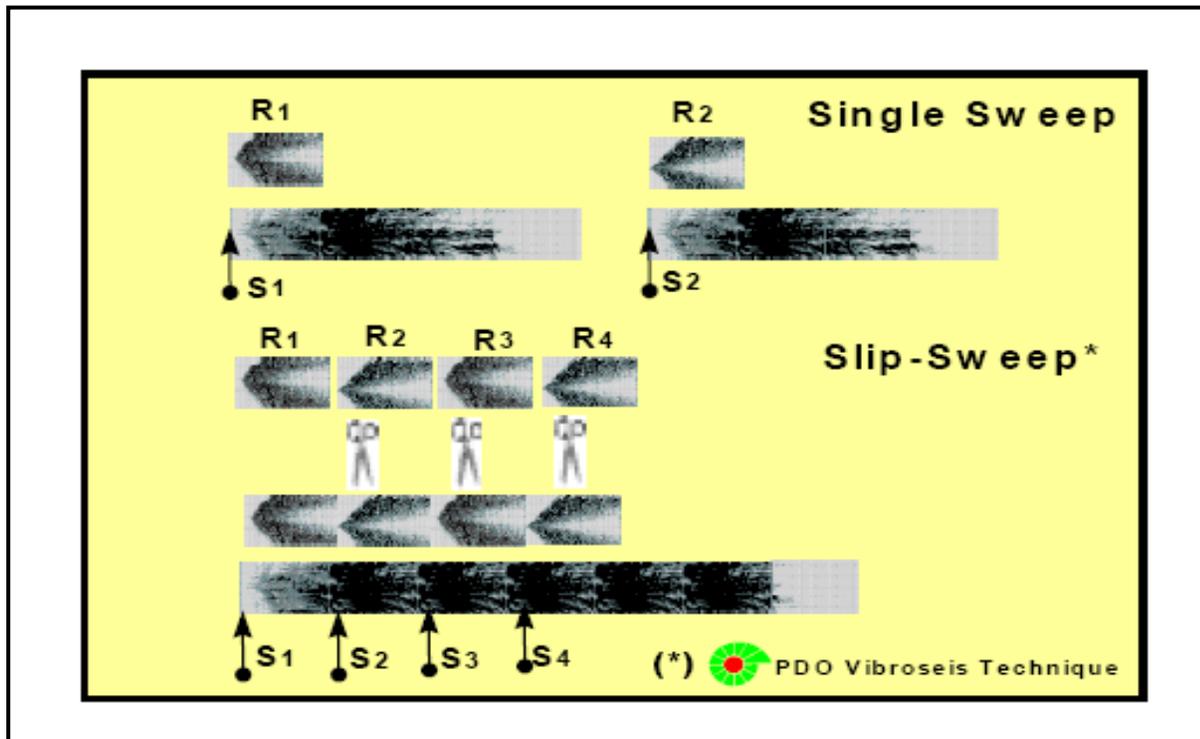


Figure 23: Séparation des enregistrements dans la méthode d'acquisition Slip Sweep.

L'effet de l'harmonique dans le flip flop est totalement indépendant, par conséquent le spectre des harmoniques d'un sweep donné n'est pas chevauché avec le spectre du deuxième sweep (voir figure 24).

L'énergie de ces harmoniques est déplacée ainsi aux temps négatifs par le processus de corrélation (voir figure 25).

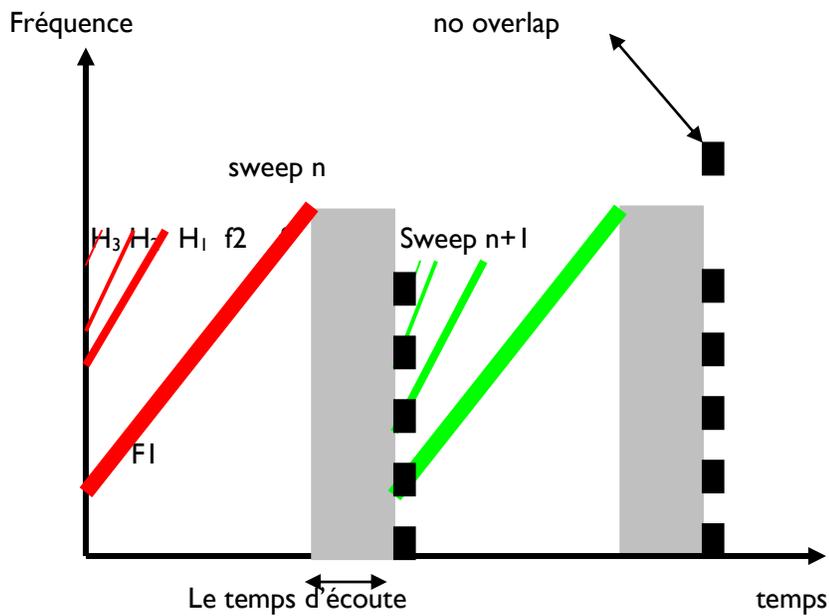


Figure24 : Représentation des harmoniques avant la corrélation (Manuel Sercel).

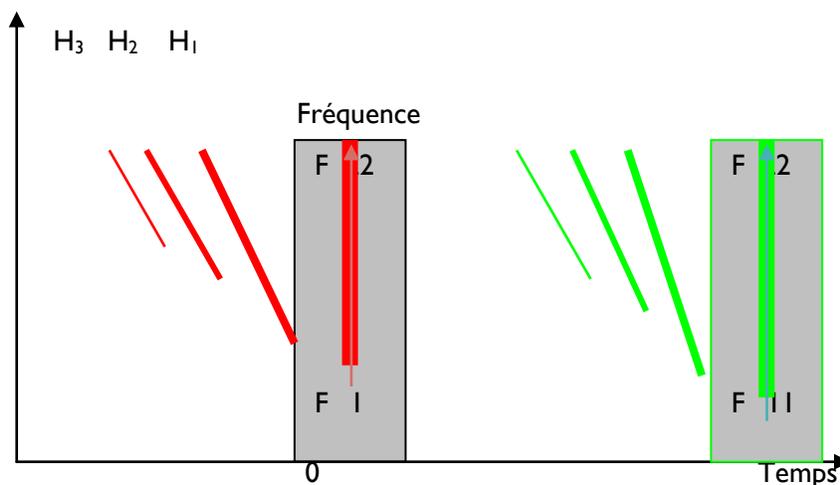


Figure 25 : Représentation des harmoniques après la corrélation.

Par contre dans le slip sweep les harmoniques d'un sweep donné sont chevauchées avec les réflexions (signal utile) du sweep suivant, qui pose un problème au niveau de traitement (Voir la figure 26, figure 27 et figure 28).

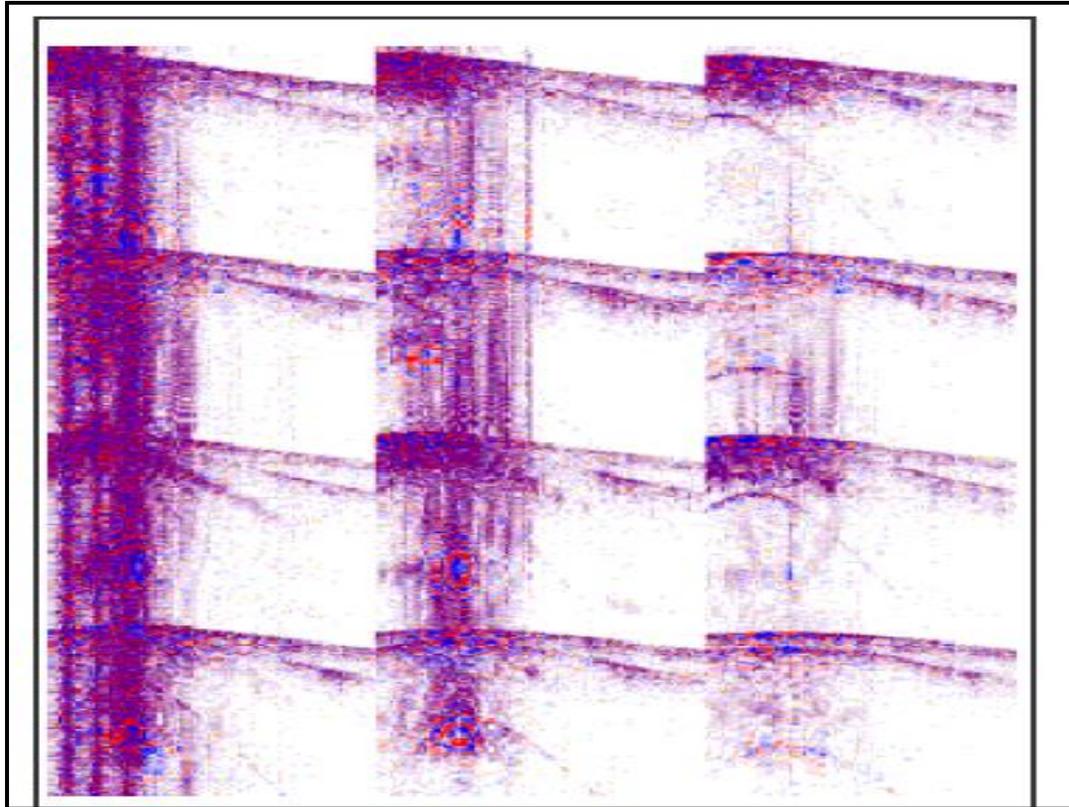


Figure 26 : Contamination des réflexions par les harmoniques.

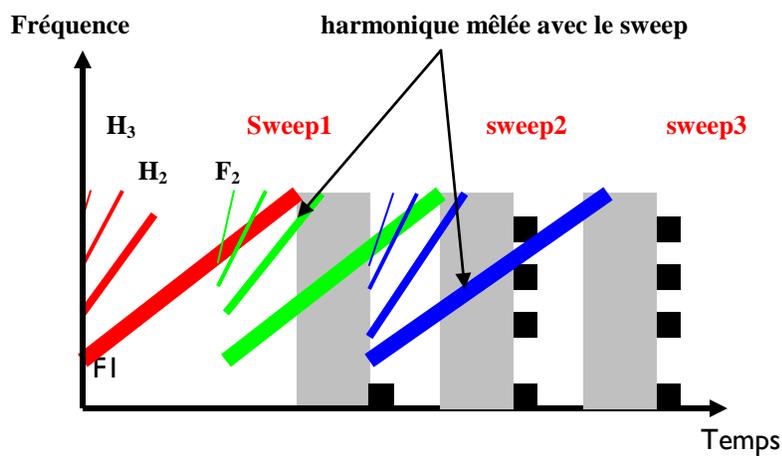


Figure 27 : Représentation des harmoniques avant corrélation dans le mode slip sweep.

Sweep corrélé

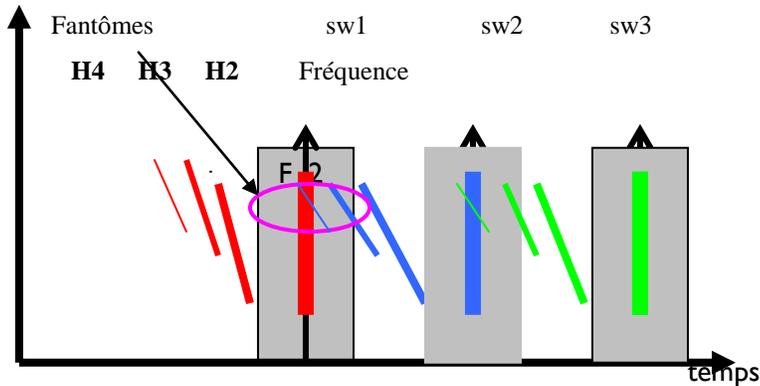


Figure 28: Représentation le chevauchement des harmoniques après la corrélation.

• Résumé :

- ☞ Un gain important sur le coût d'une acquisition vibro sismique pourrait être réalisé en employant la méthode slip-sweep.
- ☞ Pour réaliser cette amélioration de la productivité, des vibrateurs supplémentaires sont nécessaires, et les gains alors réalisés, compenseront largement les dépenses supplémentaires.
- ☞ En outre, l'optimisation de la productivité conduit à rechercher des écarts de temps entre vibrations aussi courts que possible (slip-time très proche du temps d'écoute).
- ☞ Dans ces conditions, les enregistrements obtenus présentent un rapport S/B dégradé par rapport à celui de la méthode conventionnelle, à cause du bruit harmonique.
- ☞ Un simple filtre passe-bande ne peut discriminer entre l'énergie "fondamentale" et l'énergie "harmonique".
- ☞ D'où la nécessité de concevoir un procédé de traitement permettant la réduction du bruit harmonique, seul.

☞ Ces dernières années, diverses techniques de réduction du bruit harmonique ont été développées.

II.3 conclusion :

Il ressort de l'analyse ci-dessus que chaque dispositif a des avantages et des inconvénients, et le choix du dispositif est dicté par le matériel, le budget et l'objectif recherché.

L'utilisation des techniques d'acquisitions de haute productivité offre des énormes data de bonne qualité au temps minimal,

Ces techniques et dispositifs sont liés au pouvoir d'assurer une bonne image de l'anomalie recherchée, avec un minimum de coût et de temps d'acquisition.

CHAPITRE III

Généralités sur le contrôle de Qualité (QC)

III.1 Introduction :

La sismique 3D nécessite une grande attention et un contrôle très détaillé pendant l'acquisition de l'énorme volume de l'information sismique, parce qu'elle est un coût très élevé.

L'ensemble de la mission sismique est réglementée par trois conditions principales : la durée de la mission (temps de travail sur le permis), le coût de l'acquisition et la qualité des données. Afin de garantir l'accomplissement de ces objectifs en termes de temps, d'argent et de qualité, des tests sont effectués au début de chaque mission. Ces tests permettent de vérifier le bon fonctionnement du matériel, d'évaluer les paramètres d'acquisition appropriée et de s'assurer que les normes de qualité sont respectées. Cela contribue à minimiser les risques, à optimiser les ressources et à obtenir des données sismiques fiables et de haute qualité tout au long de la mission.

Tous ces moyens de contrôle sont mis en place pour atteindre ces objectifs sans compromettre la qualité des données. Certains de ces contrôles sont effectués sur le matériel utilisé pendant l'enregistrement, tels que les géophones, les câbles et les boîtiers. D'autres sont réalisés au sein du laboratoire d'enregistrement lors de la collecte des informations sismiques. Enfin, certains contrôles sont effectués après l'acquisition quotidienne à l'aide du logiciel ProMax. L'ensemble de ces mesures vise à garantir la meilleure qualité possible des données sismiques.

Ces contrôles portant essentiellement sur la vérification de :

- L'état du matériel utilisé (laboratoire d'enregistrement et vibrateurs).
- La qualité des données (particulièrement le niveau de bruit et la bande fréquentielle des échos restitués).
- Le degré de respect des paramètres fixés en accord avec le maître de l'œuvre (ces paramètres sont préalablement établis lors du design).
- Le contrôle de la géométrie.
- La répartition de la couverture et la distribution des azimuts et des offsets.
- Les informations concernant la zone d'étude (l'importance de l'absorption, effets de la zone altérée WZ).
- Les tirs oubliés, sautés ou répétés.
- Les traces inversées, mortes ou très bruitées.

-
- Les erreurs d'élévation douteuse sur les stations de tir ou de réception.
 - La répartition de l'énergie pour chaque point de tir en fonction de l'offset et de l'azimut.

III.2 Contrôle d'équipement d'acquisition sismique :

III.2.1 Test des instruments :

III.2.1.1 Test des géophones :

Le géophone, qui est le premier élément de la chaîne d'enregistrement, est soumis à plusieurs tests à différents niveaux : à la base, au camp et également au laboratoire. Ces tests visent à vérifier le bon fonctionnement et la qualité du géophone avant son utilisation dans les enregistrements sismiques.

A. Test SMT300 :

Ce test est réalisé sur toutes les grappes du parc géophone d'une mission sismique avant qu'elles soient implantées sur le terrain, afin d'évaluer la fiabilité des douze géophones composant cette grappe, dans laquelle on contrôle leurs paramètres (résistance, **impédance**, ...) à l'aide d'un Appareil dit SMT300.

→ Déroulement du test :

On plante les géophones de la grappe, puis on branche l'entrée à polarité normale (seg normale) dans le SMT300 qu'est alimenté par une batterie de 12 volts (voir la figure 29).



Figure 29 : appareil de test SMT300.



Figure 30 : test de géophone

On génère des petites vibrations sur tous les géophones plantés, le premier test concerne la polarité de chaque géophone, ce résultat est donné par un indice sonore.

D'autres paramètres concernant la grappe testée sont affichés sur l'écran du SMT300 dans l'ordre suivant :

- **Numéro de grappe** : Ce numéro affiché sur le SMT correspond au rang du test réalisé.
- **Température** : La température affichée par l'appareil est celle du milieu ambiant où le test a été effectué car, les paramètres internes du géophone sont affectés si cette température n'est pas dans l'intervalle de -40°C à 100°C .
- **Polarité** : Elle représente le signe du premier pic du signal électrique à la sortie du géophone, ce signe est choisi conventionnellement positif dans la direction de l'arrivée de l'énergie.
- **Résistance** : Elle représente la résistance totale du circuit interne du géophone, elle est de l'ordre de 375Ω , avec une tolérance de 5%.
- **Dumping (amortissement)**: C'est un rapport sans unité lié au ressort, il est déterminé Par rapport à une valeur critique $h = 1$, qui représente un retour rapide au zéro sans oscillation (sans battement). Le facteur d'amortissement des géophones peut varier entre les valeurs : 0,6 et 0,66.

En finalité chacune des grappes qui ne répondent pas à ces valeurs qui caractérisent ses géophones, vont être recalés par l'appareil pré cité, et par conséquent ils seront réparés ou remplacés. Les résultats des tests sont enregistrés et envoyés au maître d'ouvrage.

Exemple : essaiera

- Résultat d'une grappe conforme :

Numéro de grappe	274
Température	18°C
Resistance	1774 Ω
Damp	0.634
Fréquence	10.8 hz

Résultat de test : la grappe est conforme.

- Résultat d'une grappe avec une anomalie de résistance :

Numéro de grappe	108
Température	18°C
Resistance	*3450 Ω
Damp	0.634
Fréquence	10.8 hz

Résultat de test : en remarque la grande valeur de la résistance de cette grappe, en affectée cette grappe vers l'atelier de préparation.

Remarque :

Sur l'écran du SMT300 on a le résultat détaillé de chaque test. Le paramètre détérioré est Indiqué par une étoile (*) à côté de cette valeur.

B. Test leakage :

Ce test concerne le câble de la grappe, il nous renseigne sur une éventuelle coupure ou déchirure de la gaine du câble, cela par l'utilisation de l'appareil dit MIGGER.

→ Déroulement du test :

Son objectif principal est la détection des fuites de courant qui réside dans les grappes et cela en réalisant un circuit fermé à l'intérieur d'un bassin d'eau. Pour cela on utilise le Migger qui est alimenté avec une batterie de 12 volts.

La connexion de cet appareil sur la grappe nous permet de lire directement sa résistance, dans le cas d'une bonne grappe elle est de l'ordre de 4 M Ω et dans le cas contraire elle tend vers zéro.

Afin de détecter la partie endommagée sur la grappe, on émerge celle-ci petit à petit dans le bassin en surveillant la variation de la résistance sur le Migger (voir la figure 31 et figure 32).



Figure 31: Le Migger.



Figure 32: Test de grappe en l'eau.

Au moment où la résistance tend vers zéro, ce qui signifie que la dernière partie émergée est endommagée, cette grappe est directement transmise à l'atelier de réparation pour refaire la partie endommagée.

C. Test tilt :

Il concerne la position des géophones et leur verticalité par rapport à la surface du sol, dont le but de mieux enregistrer les composantes verticales des signaux. La tolérance admise est fixée au niveau du laboratoire à 5%, ce qui représente un géophone par grappe au maximum.

D. Test de bruit (noise) :

Cette vérification concerne le pourcentage de traces bruitées parmi toutes les traces actives dans la zone exploitée du terrain. Le bruit ambiant provient principalement du vent et de la circulation des véhicules à proximité du profil à exploiter. L'objectif est d'évaluer la quantité de traces perturbées par ce bruit par rapport à l'ensemble des traces utilisables.

Si le pourcentage des traces non bruitées est supérieur à 75%, le dispositif de réception est bon, dans le cas contraire on doit arrêter la production jusqu'à la diminution de ce bruit.

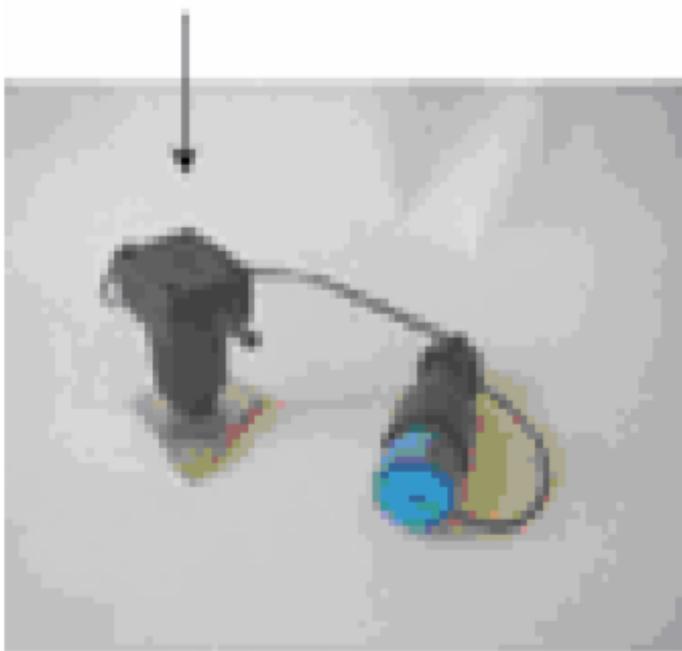


Figure 33: Test noise sur laboratoire.

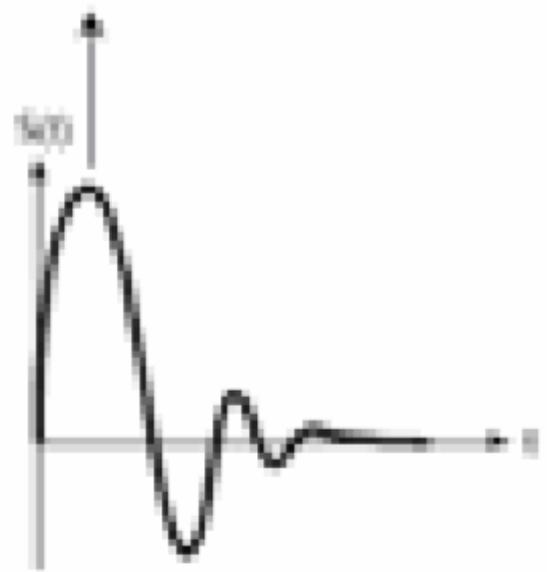
E. Test de polarité (tap top) :

Il vérifie la polarité des géophones et sa réponse durant la vibration, afin de réaliser ce test on branche une nappe de géophone au laboratoire d'enregistrement mais cette fois on plante uniquement un seul géophone au sol, choisi au hasard et le reste des géophones restent allongés. Ensuite on tape sur le géophone planté pour générer une vibration qu'on enregistre.

Cette réponse est analysée par l'équipe contrôle qualité et l'équipe labo pour vérifier la Polarité des géophones.



Géophone planté



Réponse de géophone

Figure 34: Test Tape top.

☞ Résultat du laboratoire d'enregistrement (voir la figure 35).

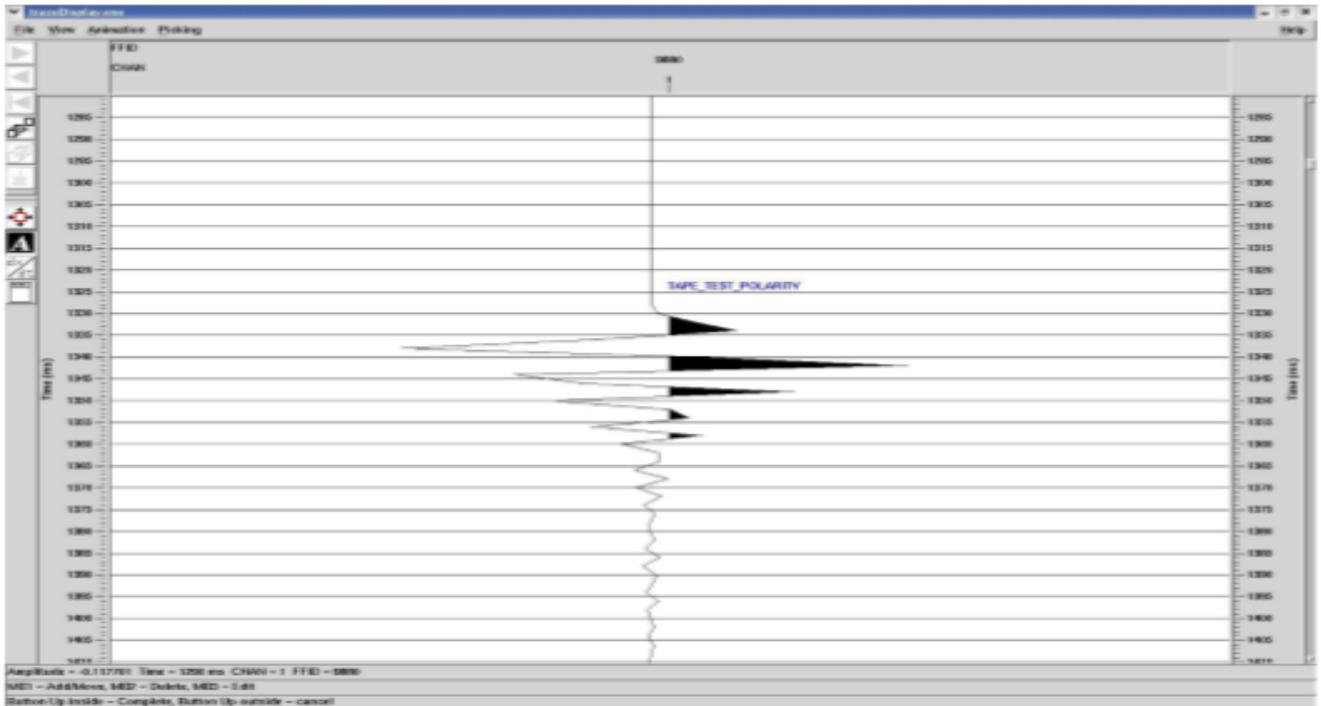


Figure 35: Résultat du test tape top.

III.2.1.2 Test FDU :

Le FDU est le premier boîtier qui reçoit le signal, il effectue la numérisation, le démultiplexage et l'échantillonnage du signal. Il est relié directement à une ou deux grappes au maximum qui représentent une trace (voir la figure 36).



Figure 36: FDU et son branchement.

III.2.1.3 Test LAUL (Line Acquisition Unit-Line):

Le boîtier LAUL remplit la fonction d'un accumulateur d'informations entre la FDU (Faisceau de Distribution d'Urgence) et la connexion de la ligne, ainsi que l'alimentation des traces FDU. Le test du LAUL est effectué quotidiennement pour assurer un contrôle continu des lignes FDU, collecter les données et les renvoyer à travers le boîtier LAUX (voir figure 37).



Figure 37: LAUL.

III.2.1.4 Test LAUX :

Le LAUX assume la même fonction que les LAUL. Il est positionné entre les lignes de réception pour acheminer l'information d'une ligne à la suivante, et ainsi de suite, jusqu'au laboratoire.

Le dernier LAUX est relié au câble jumper qui achemine l'information au laboratoire. Ce boîtier est alimenté avec une batterie de 12 volts, il subit le même test que celui des boîtiers précédents (voir la figure 38).

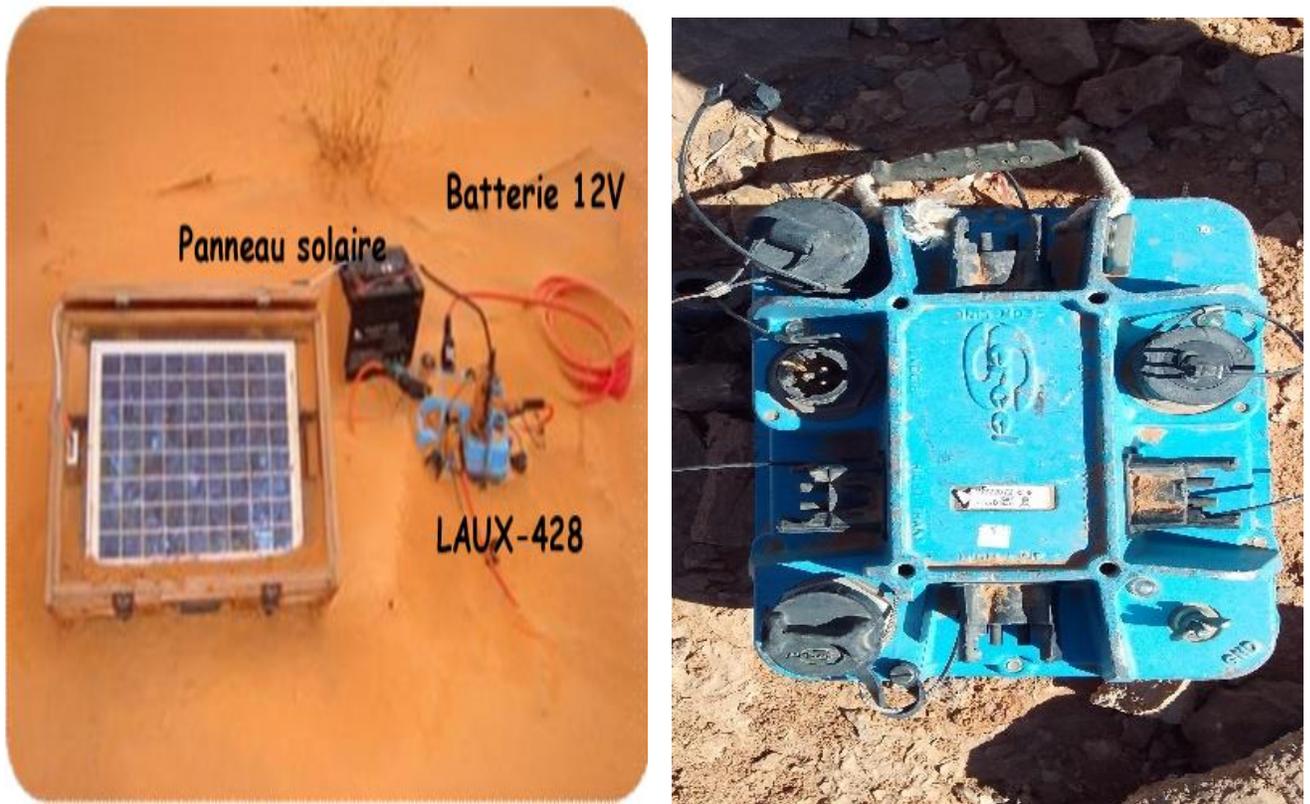


Figure 38: LAUX et son branchement.

III.2.2 Test des sources vibratoires :

Actuellement, le vibreur est utilisé en remplacement d'autres sources d'ébranlement en raison de sa facilité de mise en œuvre et de sa capacité à fournir des données de meilleure qualité que celles obtenues avec d'autres sources. Contrairement aux sources explosives qui produisent toutes les fréquences simultanément (un seul moment d'ébranlement), l'utilisation de méthodes vibratoires génère un train complet d'ondes sinusoïdales de fréquences variables dans le temps et d'amplitude constante sur une période de quelques secondes. Cela conduit à une ondelette de courte durée.

Il est donc essentiel de souligner la nécessité d'une inspection approfondie pour les sources vibratoires, ce qui est reflété par les rigoureux tests auxquels les vibreurs sont soumis. Lors de

l'acquisition, il est impératif que les paramètres des signaux émis par ces sources soient constants dans l'espace et dans le temps. Le test de similarité est l'un des tests spécifiques effectués sur les vibrateurs. Il est réalisé pour garantir la continuité spatiale et la synchronisation des groupes de vibrateurs, et il joue donc un rôle crucial dans l'acquisition sismique. Ce test peut être effectué de deux manières différentes : soit par câble, où les résultats sont enregistrés sur bande magnétique pour un traitement ultérieur, soit en temps réel, où les résultats sont transmis par radio et enregistrés sur disquette.

En résumé le test de similarité répond aux questions suivantes :

- Les signaux émis par les vibrateurs sont-ils les mêmes que le sweep de référence ?
- Les vibrateurs vibrent-ils en synchronisation ?



Figure 39 : vibrateur.

III.2.2.1 Test Similarité par câble Wire line:

C'est un test qui s'impose à chaque début d'étude. Il méthode consiste à comparer le sweep de référence et les signaux délivrés par l'accéléromètre de chaque vibrateur. Cette méthode nécessite la connexion des sorties des accéléromètres de tous les vibrateurs à une même boîte de jonction, pour être acheminés au laboratoire d'enregistrement par un câble **jumper** comme étant des traces sismiques, le test est effectué en mettant en émission tous les vibrateurs ensemble. Celui-ci est enregistré sur bande magnétique pour être traité sur station PROMAX.

Ce test permet de :

- ☞ Les vibrateurs sont en phase entre eux.
- ☞ Estimer la différence de phase entre le sweep de référence et la réponse des vibrateurs
- ☞ Evaluer le déphasage entre l'autocorrélation du sweep de référence et la cross-corrélation de ce dernier avec la réponse des vibrateurs.
- ☞ Le spectre d'amplitude de la réponse du vibrateur représente bien la bande de fréquence émise.
- ☞ Vérifier la synchronisation entre les vibrateurs.

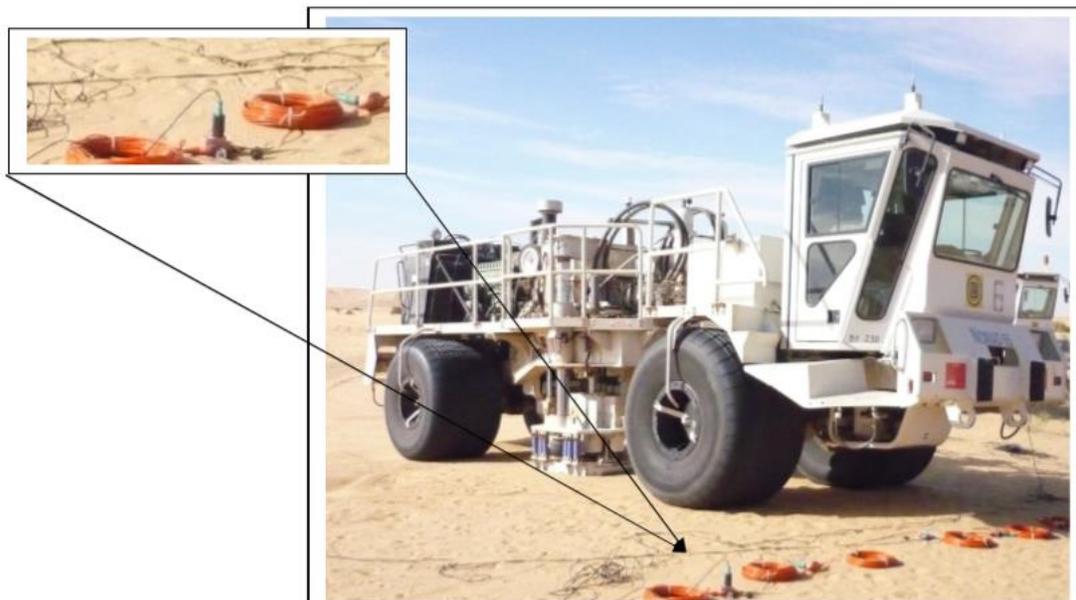


Figure 40: Dispositif de branchement du test wire line.

La figure 41 montre la similitude entre le sweep émis et le sweep de référence, ce qui confirme la bonne qualité du sweep. Le Sweep de référence est en couleur bleue, par contre le sweep émis et en couleur marron (voir figure 41). Ces deux signaux sont considérés en phase dans la bande fréquentielle [06,80 Hz].

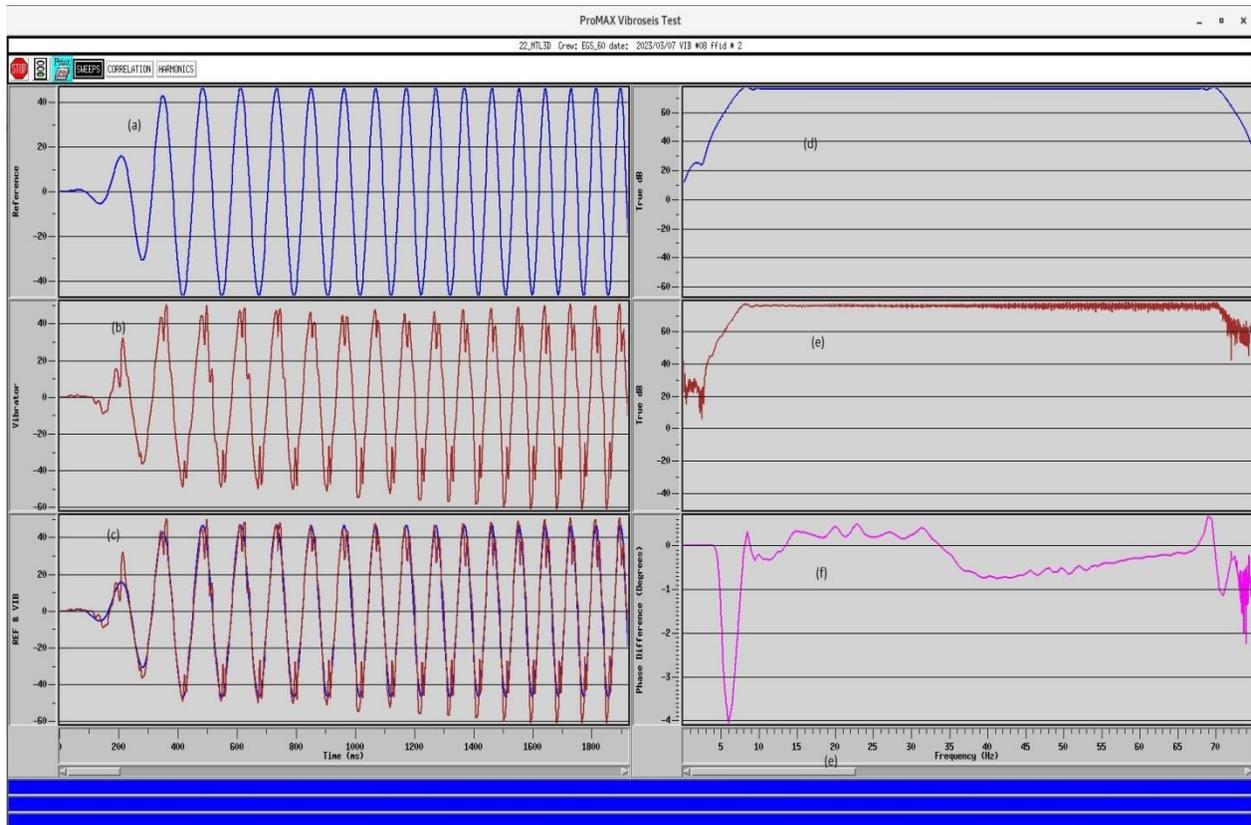


Figure 41 : test wire line.

(a): Sweep de référence, (d) : Spectre d'amplitude du sweep de référence.

(b) : Sweep délivré par le vibreur, (e) : Leur spectre d'amplitude.

(c) : Différence de phase entre les deux sweeps, (f) : Leur spectre d'amplitude.

La figure 42, montre le spectre d'amplitude et l'enveloppe logarithmique de l'autocorrélation du sweep de référence (en bleu), l'autocorrélation du sweep vibreur (en marron) et la cross corrélation des sweeps (en violet), le signal ne présente aucune distorsion harmonique.

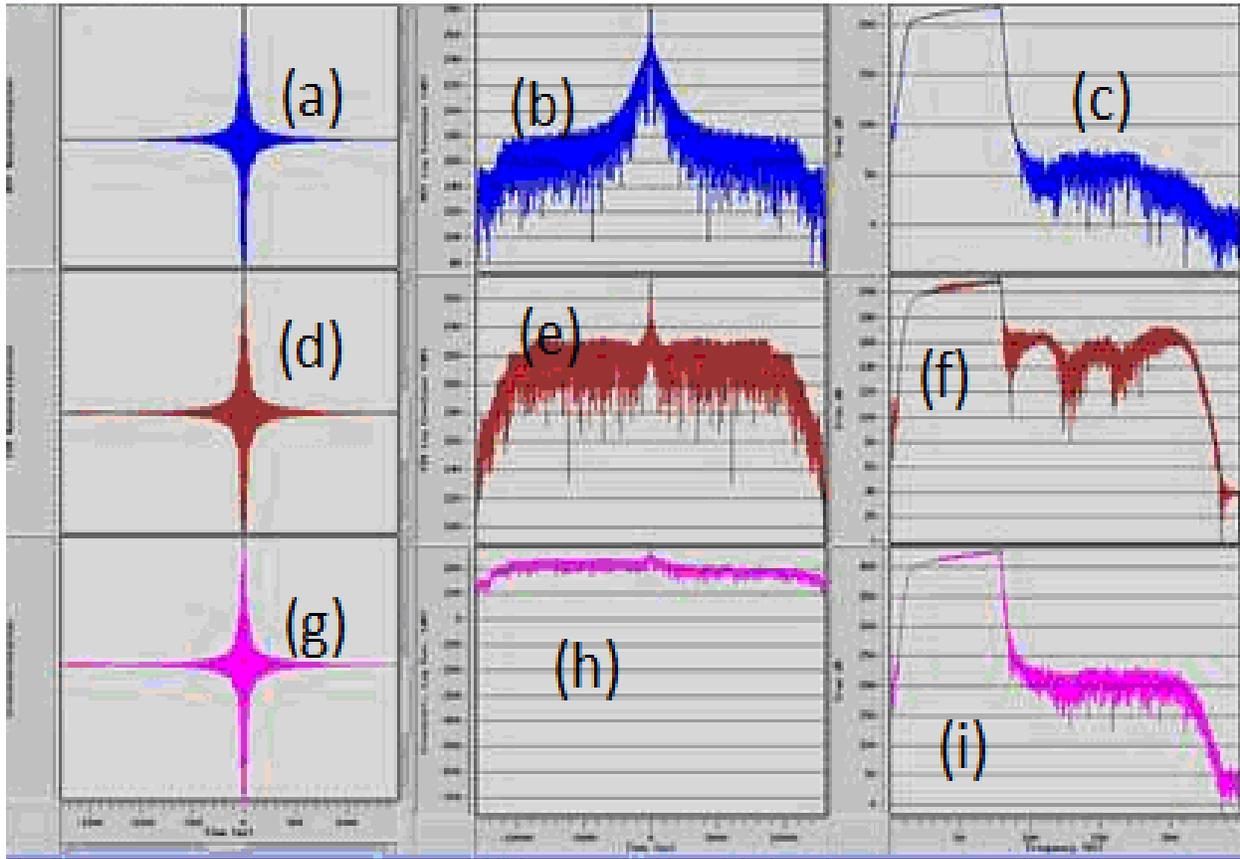


Figure 42 : Auto et Cross corrélation du Sweep de Référence et du signal vibrateur, leur spectre d'amplitude et leur enveloppe logarithmique.

(a) : auto corrélation du sweep de référence, (b) : Leur enveloppe logarithmique,

(c) : Spectre fréquentielle du sweep corrélé (référence).

(d) : auto corrélation du sweep délivré par le vibrateur, (e): Leur enveloppe logarithmique,

(f) : spectre fréquentielle du sweep corrélé (vibrateur).

(g) : Cross corrélation du sweep du référence et celle délivré par le vibrateur, (h) : Leur enveloppe logarithmique, (i) : Spectre fréquentielle du sweep inter corrélé.

Par contre la figure(43), montre une anomalie dans le spectre, cette anomalie est manifesté par une déférence de phase des deux sweeps (en violet), ce problème a été détecter par la suite qu'un problème dans la mécanique de vibrateur.

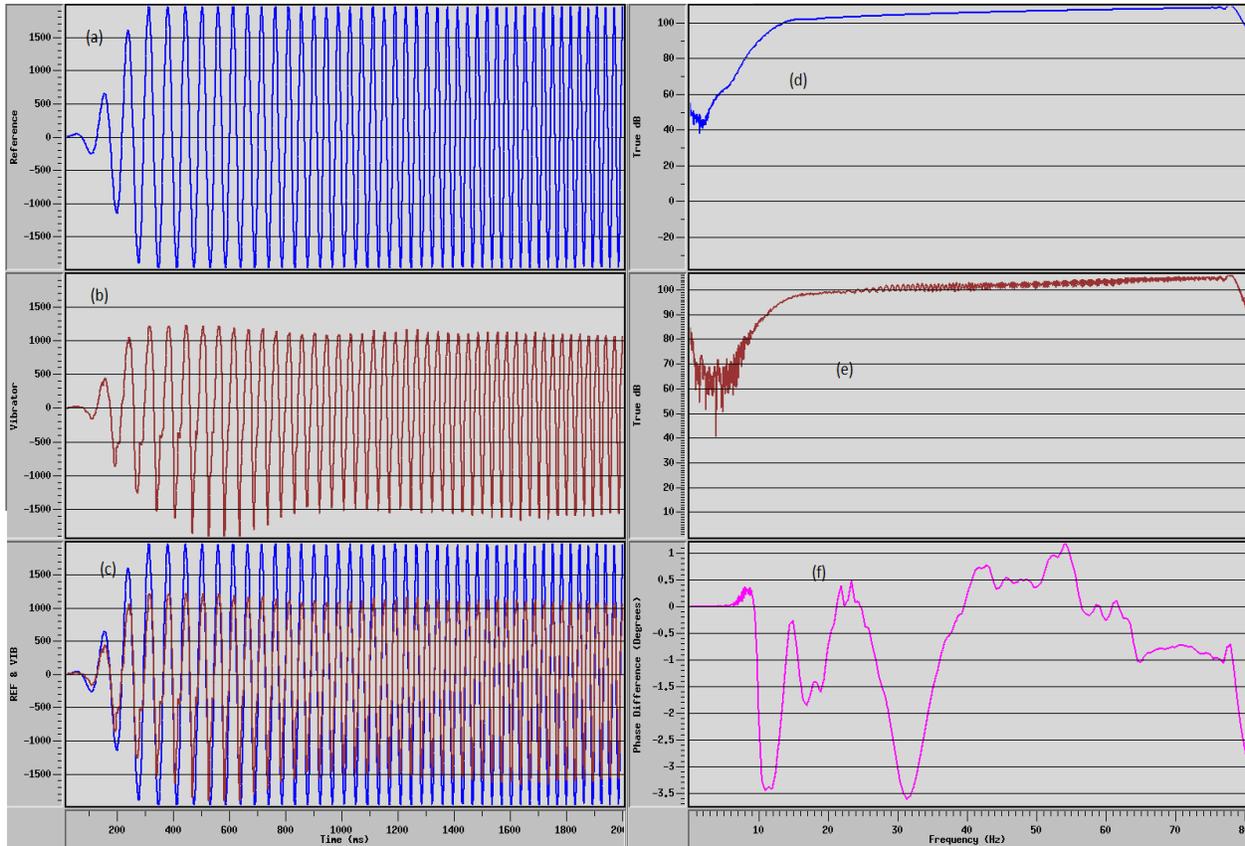


Figure 43: Tests de Wire Line distordu.

(a): Sweep de référence, (d) : Spectre d'amplitude du sweep de référence.

(b) : Sweep délivré par le vibreur, (e) : Leur spectre d'amplitude.

(c) : Différence de phase entre les deux sweeps, (f) : Leur spectre d'amplitude.

III.2.2.2 Test de similarité par radio :

Cette technique est une innovation récente développée dans le but de permettre un contrôle continu en temps réel de l'état des vibreurs. À la fin de chaque séquence d'émission (sweep), les vibreurs transmettent des données numériques concernant le signal émis, et elles portent essentiellement sur :

- ☞ Le déphasage entre le signal Ground Force et le sweep de référence.
- ☞ Le pourcentage de Peak Force appliqué durant l'émission du sweep.
- ☞ Sweep de référence.
- ☞ Réponse du vibreur.
- ☞ Déphasage entre le sweep de référence et la réponse du vibreur (la tolérance est de l'ordre de 5 degrés).
- ☞ Le spectre d'amplitude du sweep de référence et celui du signal émis par le vibreur.
- ☞ L'autocorrélation du sweep de référence et son cross corrélation avec la réponse du vibreur.
- ☞ Valeur du Ground Force appliquée.
- ☞ Pourcentage des distorsions harmoniques.

Ce test représente la différence de phase, la distorsion ainsi que le peak force de tous les vibrateurs utilisés lors de l'acquisition. Ces vibrateurs ne présentent aucun déphasage, le signal peak force du signal vibro-sismique est limité dans un intervalle [80,85%] qui est considéré comme un intervalle des valeurs nominales du signal voir la figure 44.

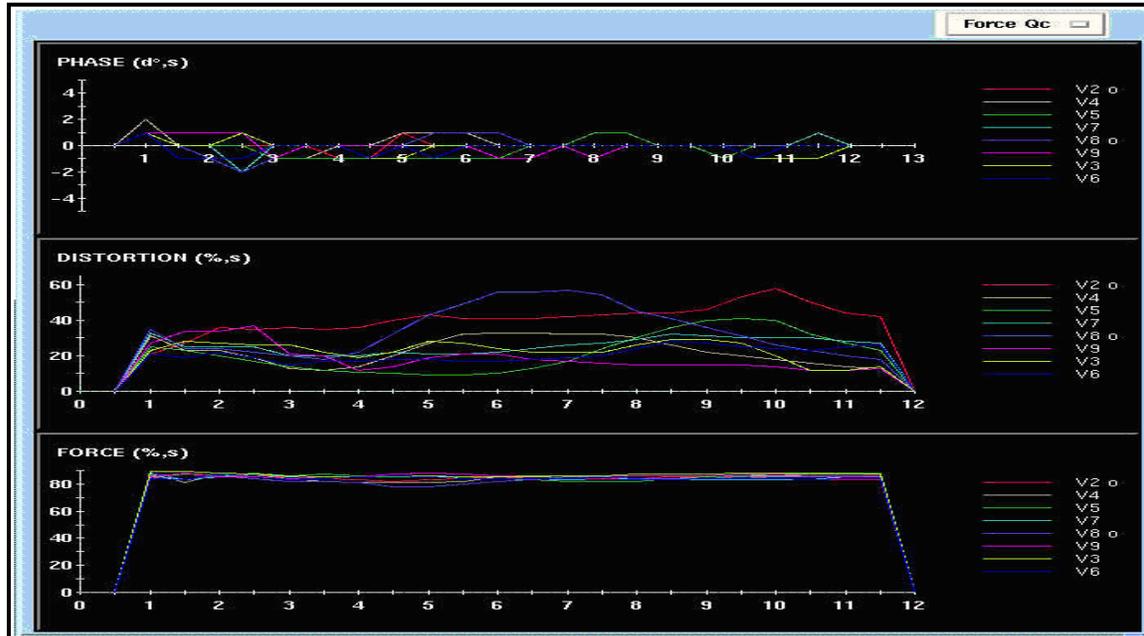


Figure 44 : test similarité par radio.

III.2.3 Test de laboratoire :

Les contrôles les plus effectués au niveau du labo portent sur le **Sommateur** et le **Corrélateur**, ils sont effectués généralement au début de chaque étude pour notre cas chaque semaine.

III.2.3.1 Test de sommateur :

Pour vérifier le bon fonctionnement du module de sommation, on applique deux signaux identiques (sweeps), dont l'un est de polarité inversée. Si le sommateur fonctionne correctement, la sortie du sweep converge vers zéro. Ce test est effectué en laboratoire, et le contrôle est réalisé dans la station ProMax (voir la figure 45).

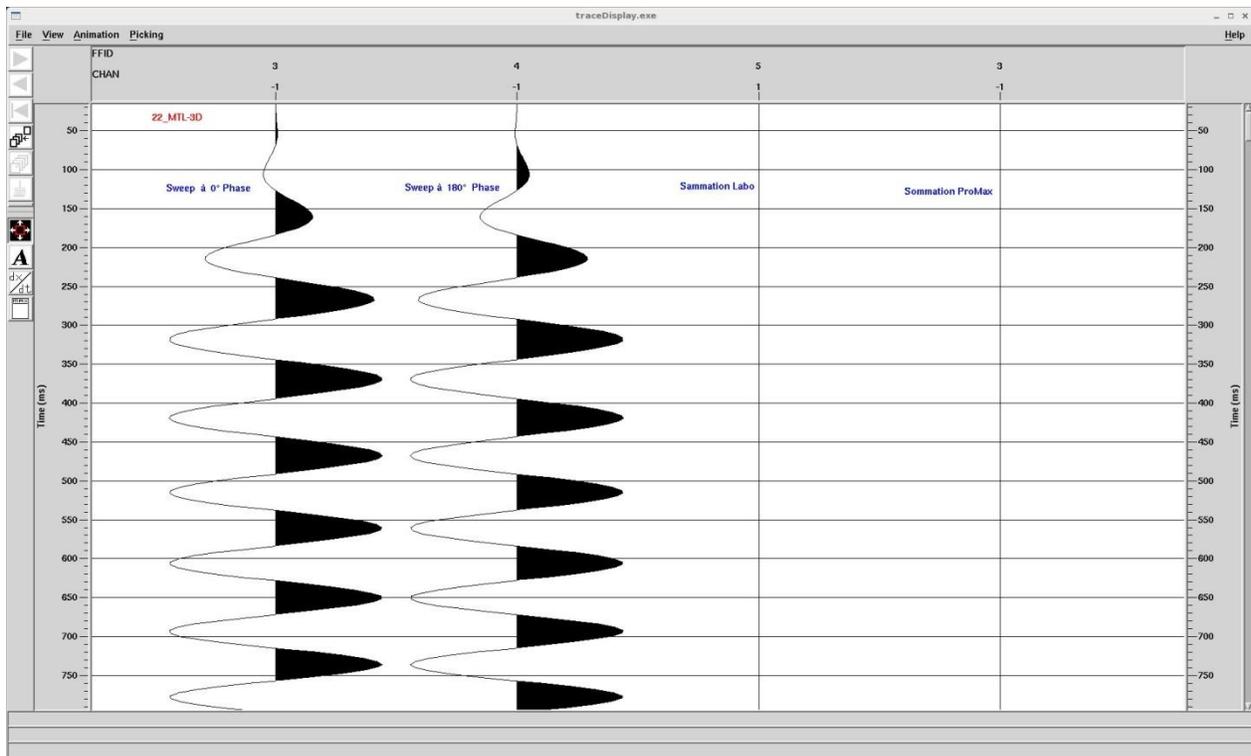


Figure 45: Résultat de sommation labo et PROMAX.

III.2.3.2 Test corrélateur :

Il se résume par une comparaison entre le résultat d'une corrélation effectuée au laboratoire d'un signal donné avec le sweep de référence et d'une corrélation des mêmes signaux effectuée avec le ProMax. La comparaison des résultats dans le cas d'un bon fonctionnement du corrélateur doit être identique ou leurs différences doivent être nulles (voir la figure 46).

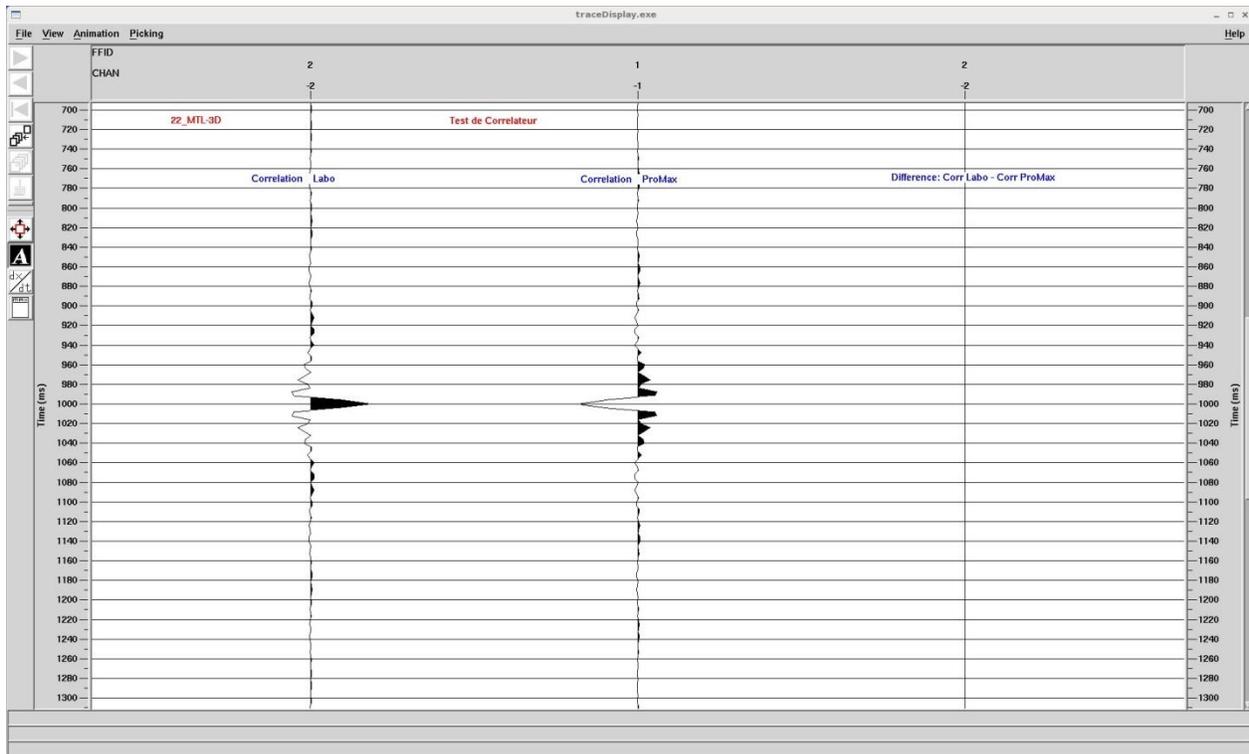


Figure 46: test corrélateur.

III.3 Conclusion :

Dans ce chapitre, nous avons présenté un aperçu des différentes étapes suivies pour effectuer quotidiennement un contrôle de qualité sismique (QC). Nous avons expliqué le principe de chaque tâche et son rôle dans le processus de vérification. Tous ces contrôles sont mis en place dans le but commun de collecter des données finales de haute qualité, conformes aux paramètres définis lors de l'étape de pré-planification et aux exigences du client. Il est impératif de respecter ces contrôles car chacun d'entre eux a une incidence sur le bon déroulement du processus de QC.

CHAPITRE IV

Contrôle de Qualité appliqué sur des données réelles.

IV.1 Introduction :

Lors de notre stage, nous étions été affectés à la mission sismique EGS60 qui avait pour but d'explorer la région de Metlili, celle-ci est située à l'ouest du vaste bassin oued Mya qui a montré des réservoirs d'huile et gaz dans le Trias et le Paléozoïque.

Afin d'augmenter les réserves en hydrocarbures, une campagne de sismique Réflexion 3D a été réalisée dans la région Metlili 22MTL 3D et ce afin de prouver la possibilité d'extension du réservoir triasique et ordovicien de cette région.

Le contrôle de qualité est de la responsabilité de chaque mission sismique de service de démontrer que les spécifications préconisées sont respectées, d'assurer la fiabilité des données, qui seront utilisées ultérieurement pour le traitement et l'interprétation des données sismiques.

Il est l'une des opérations qui sert à assurer la fiabilité de ces résultats. Par le passé, les données enregistrées sur terrain étaient envoyées directement au centre de contrôle, après la phase d'acquisition. (Les problèmes résidaient dans les mauvaises enregistrements : traces bruitées, traces mortes, qu'on ne pouvait pas corriger sur terrain) ; alors que maintenant si on constate, lors du contrôle de qualité, un mauvais enregistrement, l'équipe d'observation, informé du problème, prend les mesures nécessaires pour la résoudre directement sur terrain.

Tous les moyens de contrôle convergent vers un seul objectif qui est celui d'une meilleure qualité des données. Certains d'entre eux sont assurés par le laboratoire d'enregistrement lors de l'acquisition sur le terrain de l'information sismique, tandis que d'autres, sont effectués après l'acquisition journalière par le logiciel PROMAX.

IV.2 Situation géographique et géologique de l'étude :

L'étude sismique Metlili sud (MTL-3D SUD) se situe dans les deux blocs (314, 315) du bassin d'OUED MYA dans le périmètre de GHARDAIA .Le projet est réalisé pour le compte de la compagnie NATIONALE SONATRACH.

L'étude est située dans périmètre de GHARDAIA (Wilaya de Ghardaïa), environ de 79Kms, au Sud-Ouest de la ville de METLILI.

La parcelle en question est délimitée par les coordonnées géographiques suivantes :

Longitude : 03° 27' 14.96401''E ; Latitude : 32° 17'48.15352''N

Nous disposons d'un permis (projet) englobe en tout 368296 VP'S (point de tir) réparti sur une surface de 1157,83 km². Répartis sur 226 lignes sources et 273 lignes réceptrices. La production journalière dont nous disposons à dépasser souvent 500 points de tirs, et cela grâce à la fiabilité et les effort propres de l'équipe de cette mission (EGS 60).

Les figures (47-48) Suivantes représentent la situation géographique de l'étude :

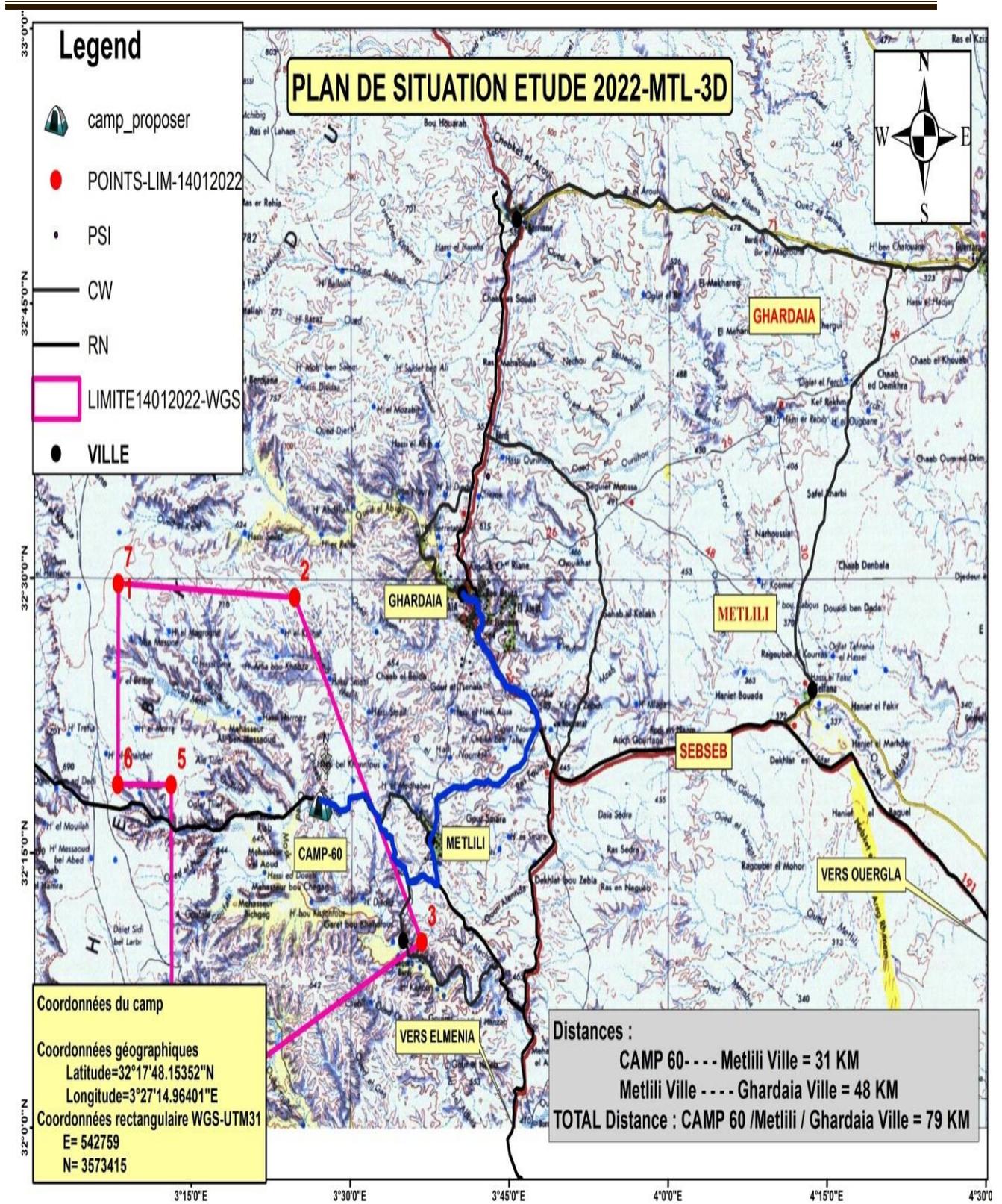


Figure 47: Plan de Situation géographique de l'étude.

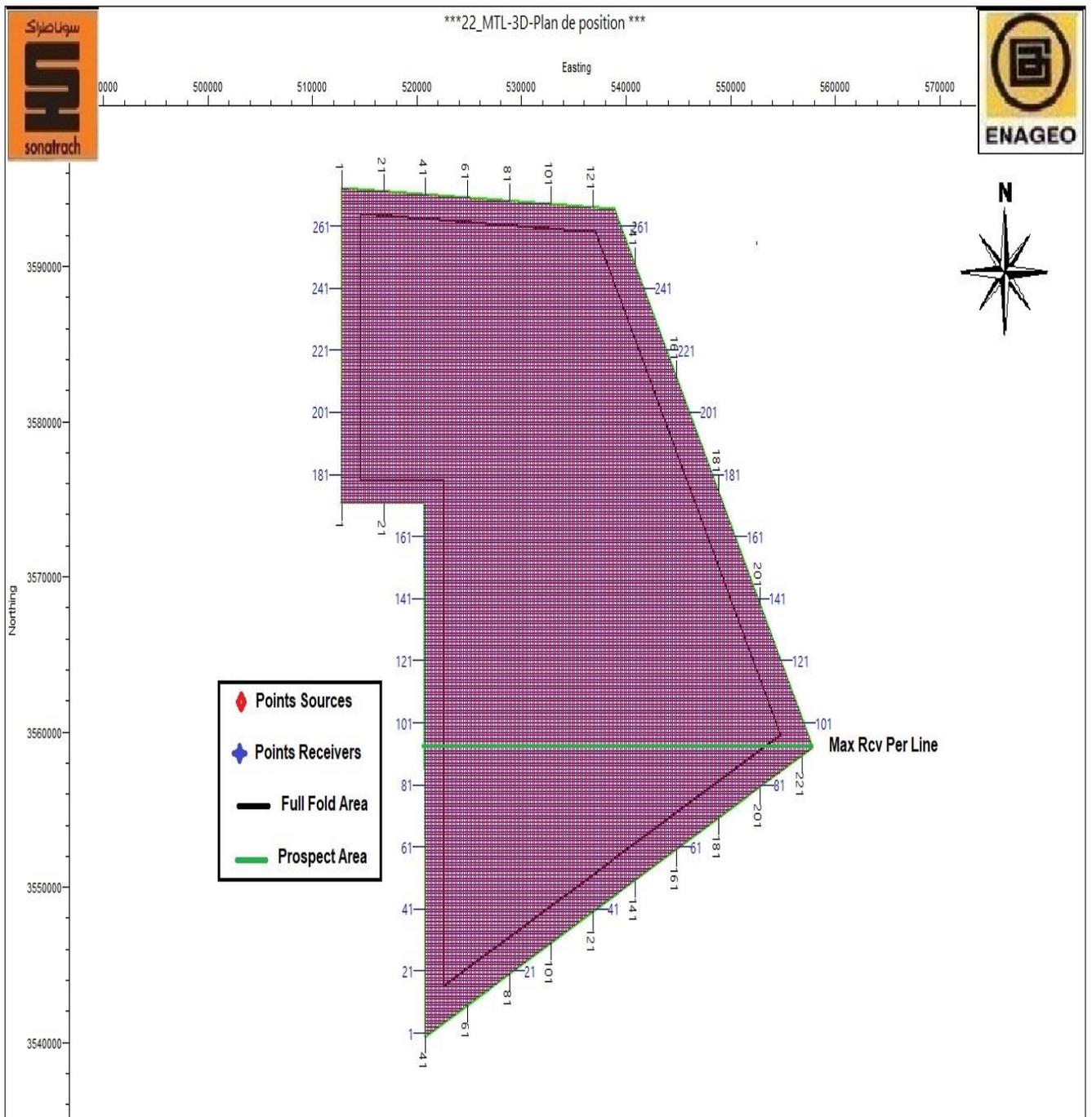


Figure 48 : Plan de position de la zone d'étude.

L'étude a été divisée en 02 zipper pour faciliter les travaux d'acquisition sismique sur le terrain (Voir la figures 49 et figure 50).

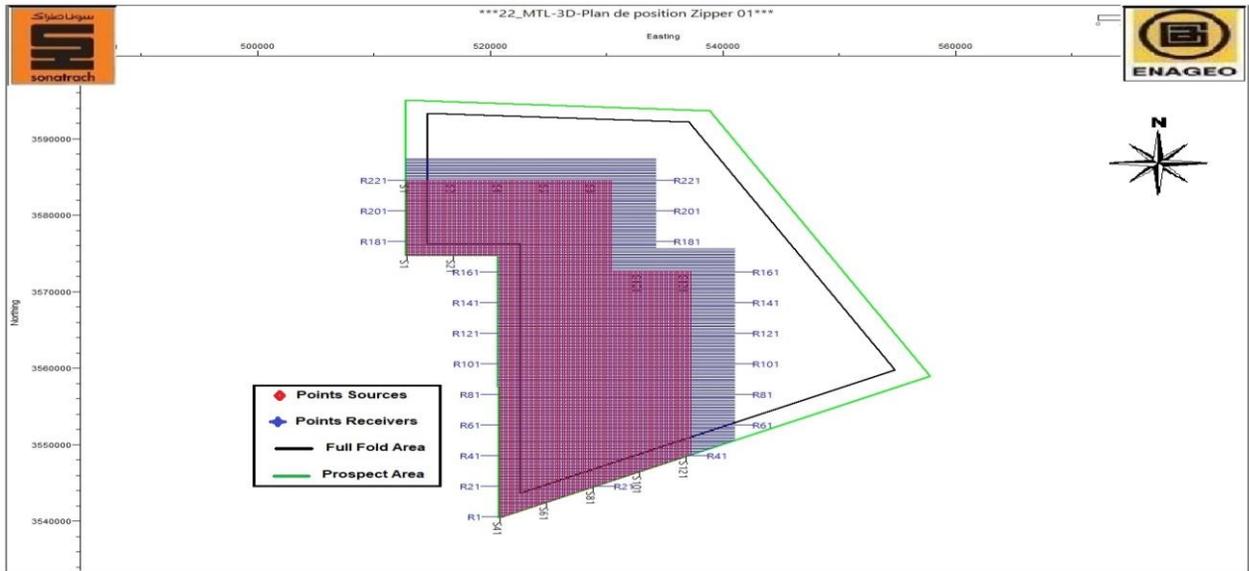


Figure 49 : plan de position zipper 01.

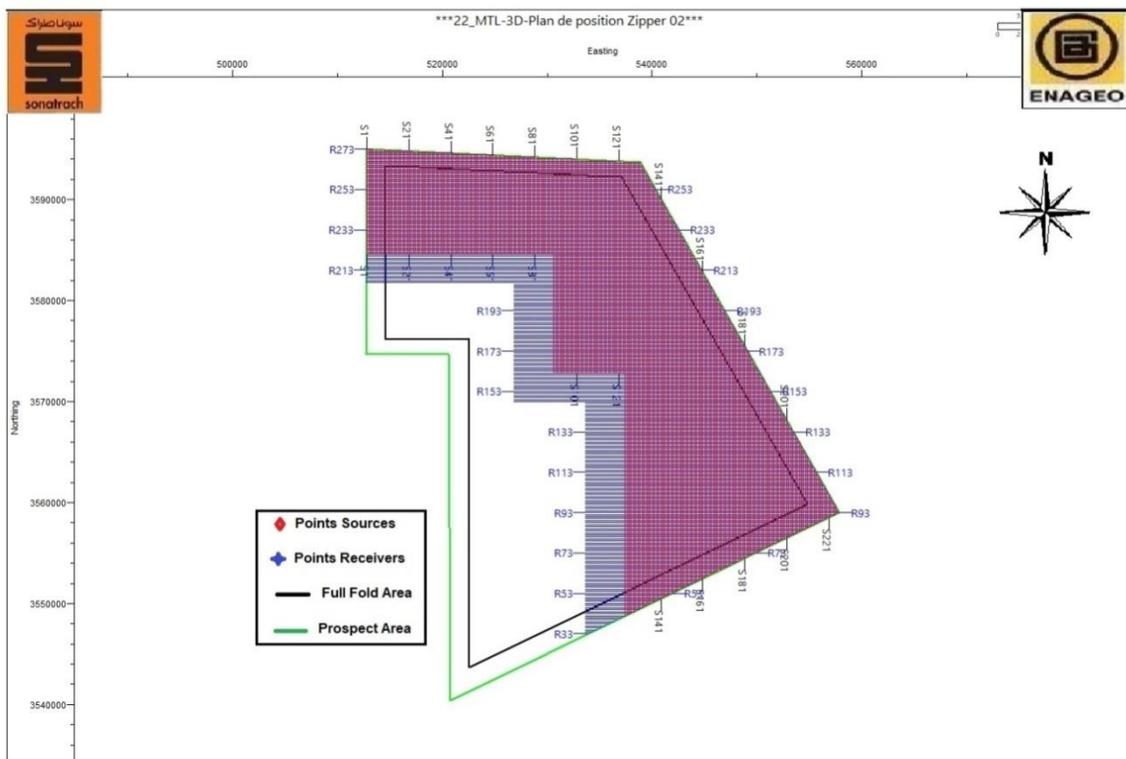


figure 50 : plan de position zipper 02.

La zone d'étude est caractérisée par la présence de différents types d'obstacles tels que :

- les Stations carburants
- Les carrières
- les puits d'eau
- le Bassin d'eau
- Les sondes
- les Terrains agricoles
- Les lignes de transport de gaz
- Les lignes électriques
- les Routes goudronnées

Tous ces obstacles sont représentés dans la figure(51) :

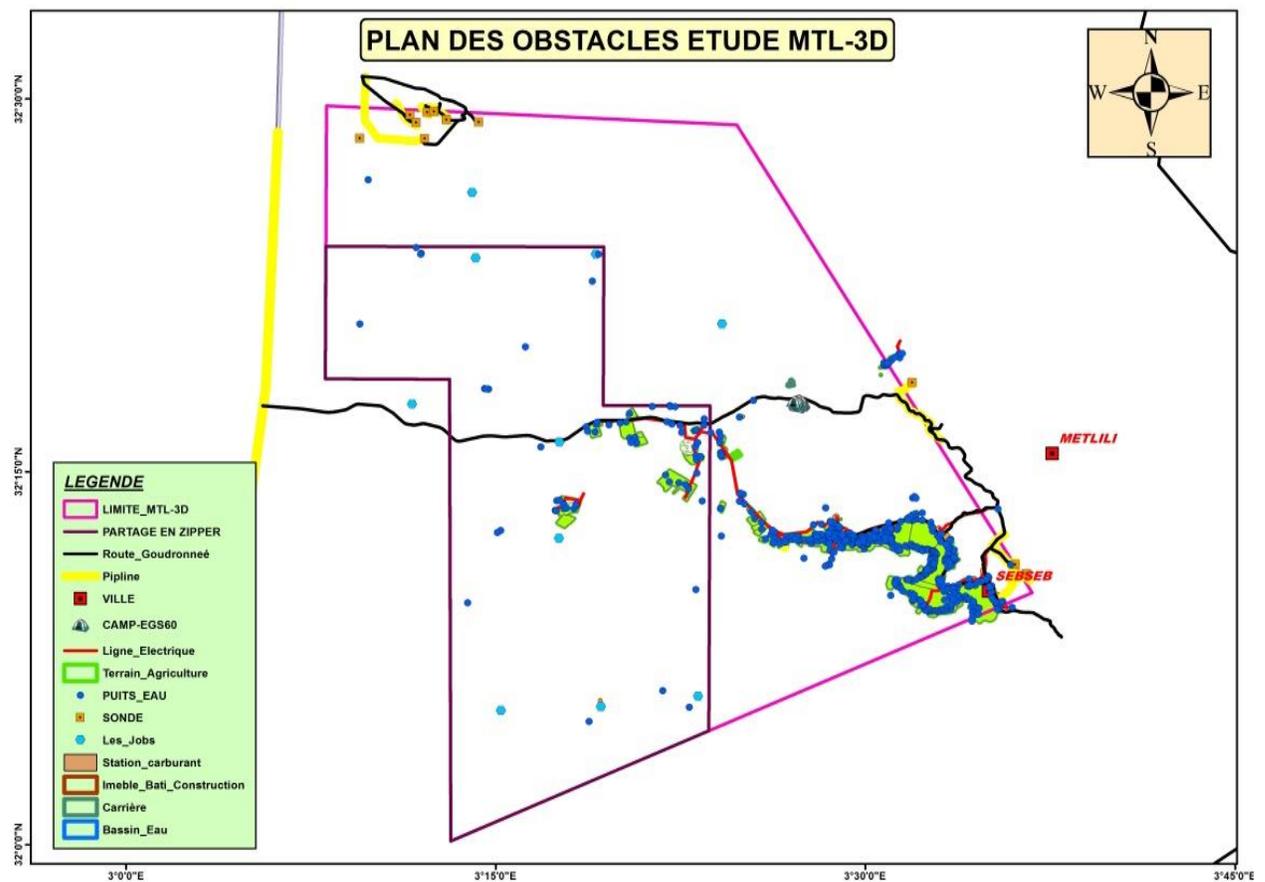
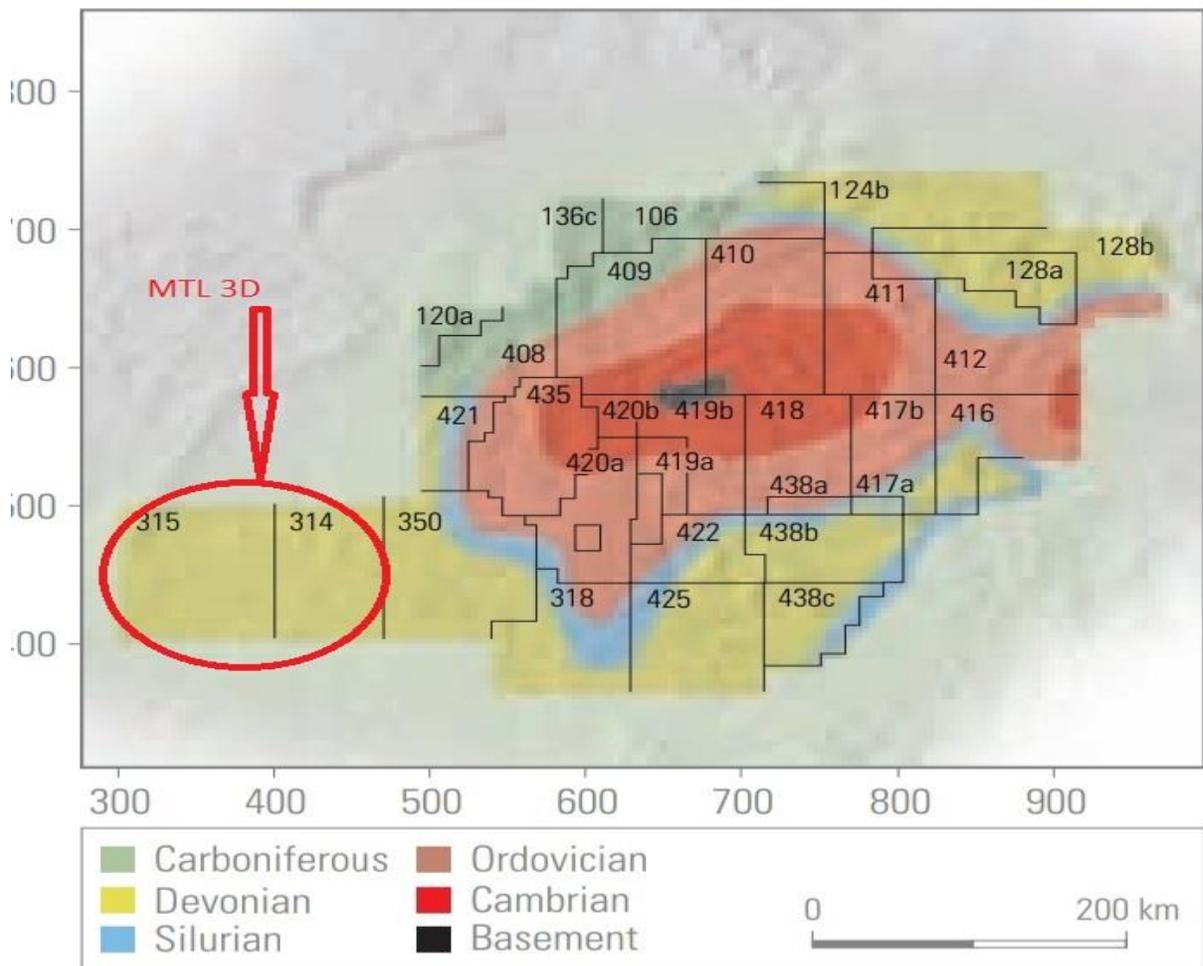


Figure 51 : plan des obstacles étude MTL-3D.

IV.3 Cadre géologique :

Le périmètre Metlili est situé dans le flanc sud-ouest du bassin d'Oued Mia. Il est situé dans les blocs 314 -315. Dans ce périmètre, les dépôts paléozoïques, d'une épaisseur totale supérieure à 600m, sont représentés par les formations d'âge cambrien à ordovicien et affectés par l'érosion hercynienne. Sur ces dépôts reposent en discordance angulaire les formations du Mésozoïque (Trias à Crétacé) d'une épaisseur totale de l'ordre de 2800m à 2950m. En surface affleurent les carbonates du Sénonien (voir la figure 52).



IV.4 PARAMETRES DE L'étude :

IV.4.1 Paramètres d'acquisition :

L'étude est réalisée avec une géométrie d'acquisition de type « orthogonal ». Le bloc élémentaire d'observation (patch ou template) est composé de 30 lignes de réception, ayant chacune 380 traces, avec 10 points de tir au centre.

Les paramètres d'acquisition utilisés pour la réalisation du programme sismique MTL-3D sont détaillés dans le tableau ci – dessous.



3D Land Seismic Acquisition **22-MTL-3D**



Survey	22-MTL-3D
	Orthogonal
Template information	
Number of receiver lines in template	30
Number of receivers per line	380
Number of receivers in template	11400
Number of shots in Salvo	10
Inline Template roll (m)	200
Cross line Template roll (m)	200
Station information	
Total Receiverlines	273
Max receivers per line	1857
Receiver line interval (m)	200
Receiverinterval (m)	20
Receiver Line Orientation	90 °
Station density (st/sq.km)	250,00
Live stations	368245
Total length (km)	7359,44

Source information	
Total Source lines	226
Source Line interval (m)	200
Source interval (m)	20
Source Line Orientation	0 °
Source density (shots/sq.km)	250,00
Live shots	368296
Firedshots	368296
Total Length (km)	7361,40
Survey size information	
Maximum X extend (m)	45080
Maximum Y extend (m)	54580
Approx. full fold surface area (sq.km)	1157,83
out line (sq.km)	1472,79
Fold information	
InlineFold	19
crosslineFold	15
Max Fold	285
Nominal Fold	285
Trace density (trace/sq.km)	2 850 000
Bin information	
Bin width (m)	10
Bin height (m)	10
Ratio	0,79
Maximum Offset (m)	4827,40
Min Maximum Offset (m)	4574,70
Max Minimum Offset (m)	268,70
Minimum Offset (m)	14,14

IV.4.2 Paramètres du sweep :

- Bande de fréquences : 6-72 HZ
- Longueur de sweep : 20 sec
- Type de sweep : linéaire
- Pente : 3db/oct
- Nombre de sweep : 1
- Taper : 400 ms
- Peak force= 72

IV.5 DESCRIPTION DE LA GEOMETRIE DE TERRAIN :

La portion de swath 124-137 (un petit peu plus de la moitié figure n°...) sur lequel nous avons travaillé est constituée de 30 lignes de réception. Chaque ligne de réception est composée de 1857 récepteurs ; pour pouvoir individualiser chaque station de réception on lui affecte un numéro d'ordre de 08 chiffres dont les 04 premiers désignent le numéro de la ligne et les derniers 04 chiffres indiquent l'ordre de ce récepteur sur la ligne.

On a également dans cette portion de swath 650 points de tir unitaire. En effet à cause du fait que la région dunaire, plusieurs points de tir ont été shiftés de leurs positions prévues, et plusieurs points de tir ont été skipés de leurs positions prévues. A chaque fois que le skip atteint ou dépasse les 9 m perpendiculairement à l'azimut source, un nouveau numéro de ligne de source lui est affecté. Les points de tir sont également numérotés selon huit chiffres dont les 04 premiers désignent la ligne de source et les 04 derniers renvoient au numéro de la station de réception la plus proche en allant vers la gauche. (figure53).

La technique d'acquisition utilisée dans cette région est la méthode sleep sweep utilisant deux vibrateurs et un dispositif de type Orthogonal, Chaque Salvo est composé de 10 points de tir.



Figure 53 : Représentation graphique du swath 124-137.

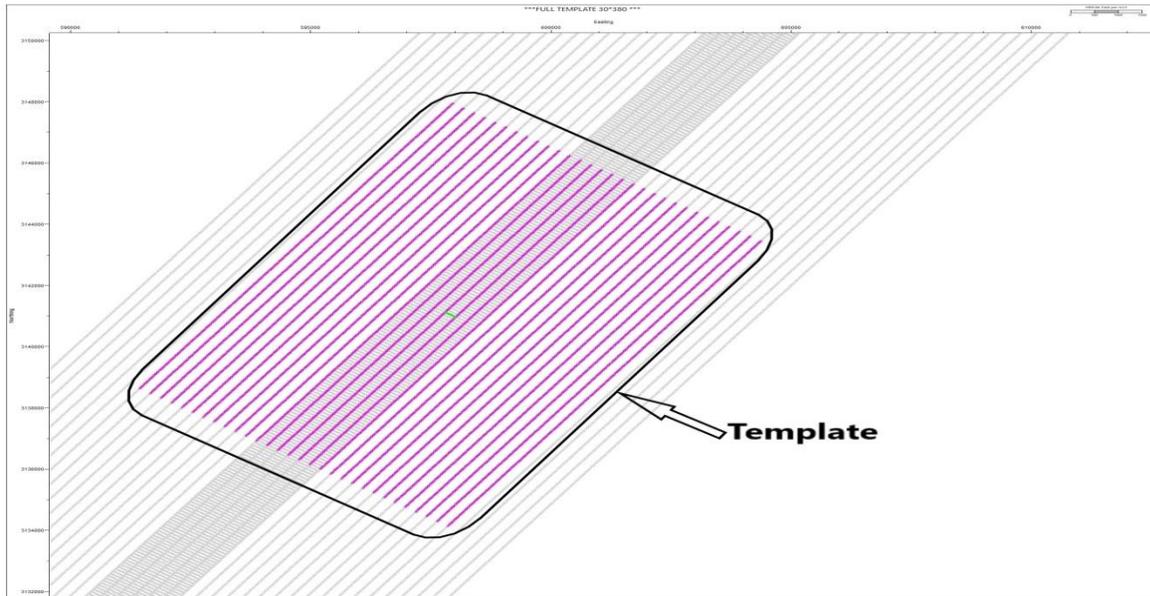


Figure 54 : géométrie du template de dimension 30×380 (EGS 60).

IV.6 Contrôle lors de la lecture des données terrain :

Le contrôle de qualité des données sismiques est une activité journalière. Il est considéré comme l'outil essentiel pour vérifier les data enregistrés avant toute nouvelle acquisition d'information sur le terrain. Ce travail est assuré par l'équipe Seis-Q. Cette équipe de géophysiciens utilise comme outil le logiciel PROMAX.

L'équipe Seis-Q procède également la visualisation des données par défilements des films terrain après leur lecture. Cette procédure peut être considérée comme un contrôle de qualité dans le sens où elle complète la visualisation sommaire des films de production (voir la figure 56 et figure 57). Dans notre travail nous avons repris les contrôles journaliers les plus communs, et les plus utilisés par les compagnies de prospection. **La figure (55) représente l'organigramme** résumant toutes les étapes des contrôles journalières.

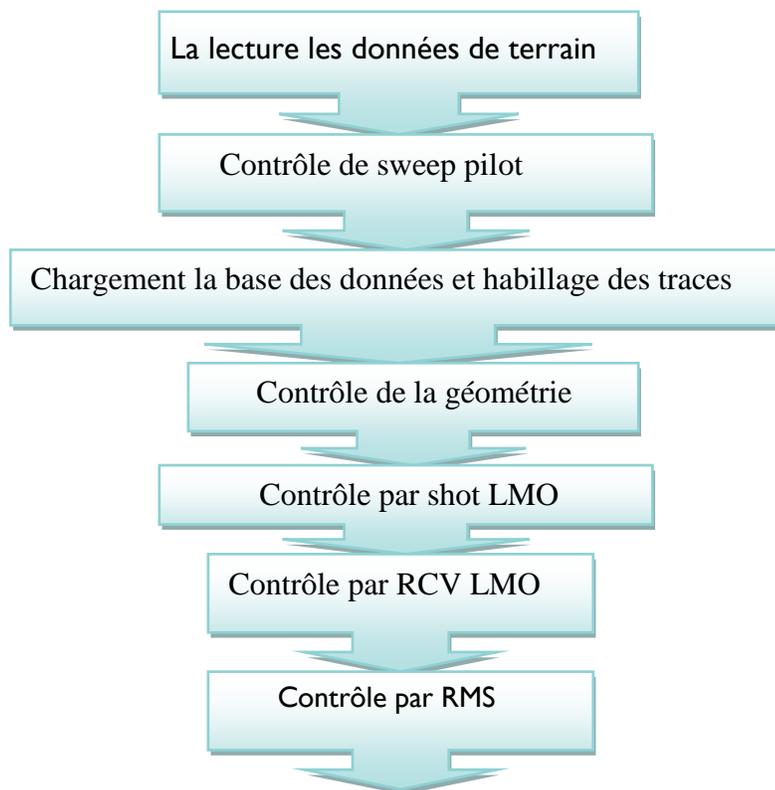


Figure 55 : l'organigramme de contrôle journalier.

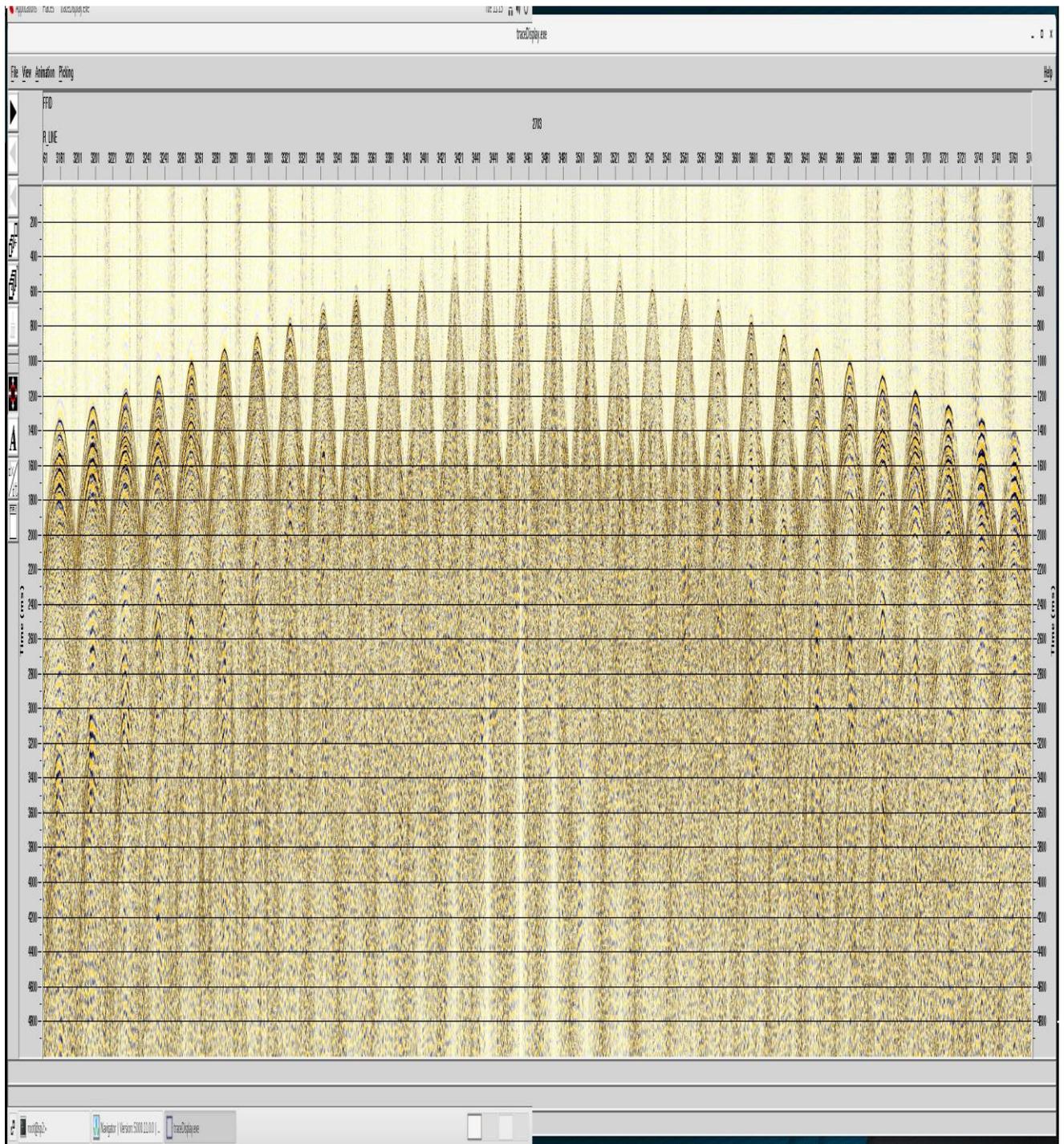


Figure 56 : enregistrements de point de tir.

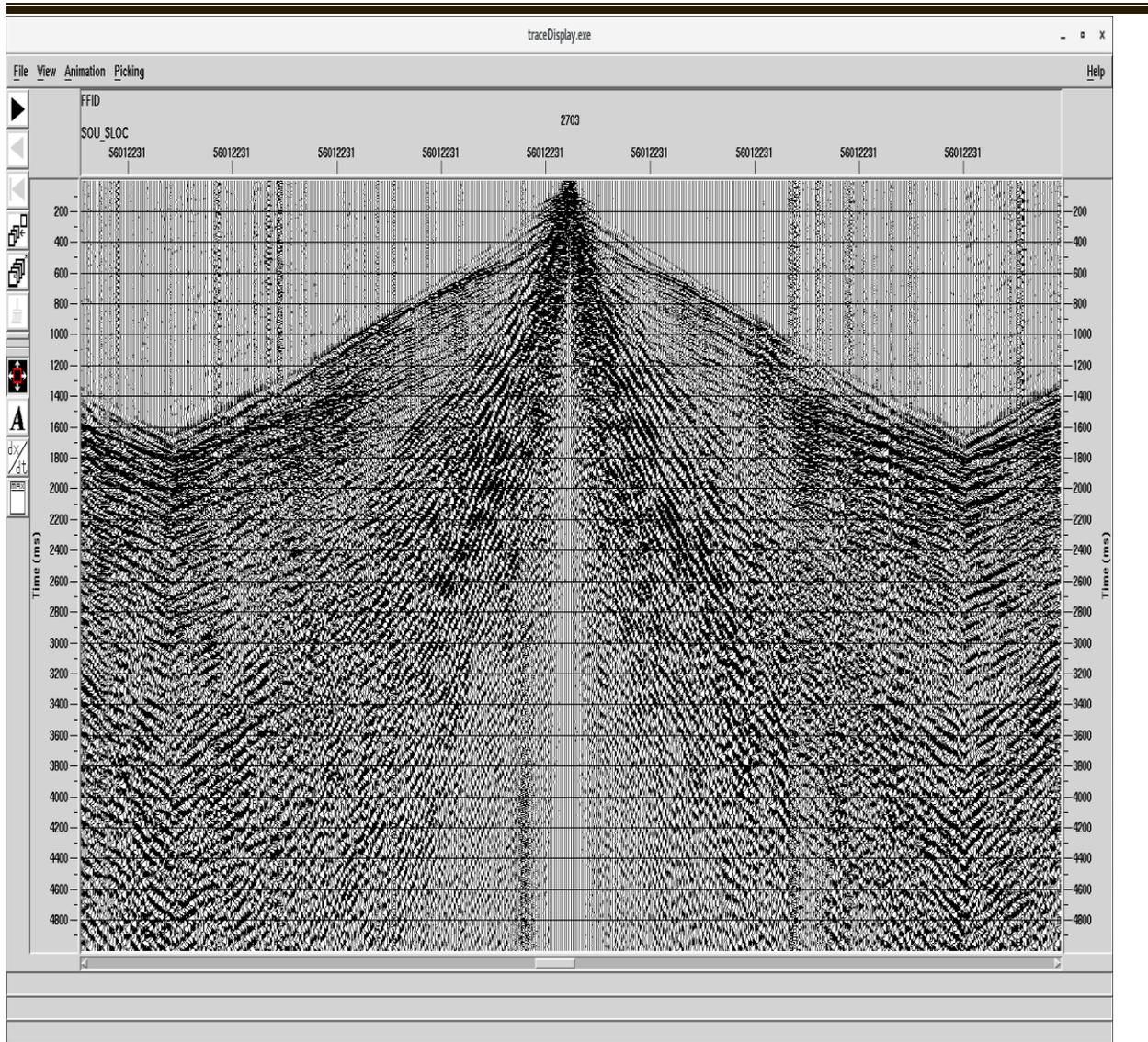


Figure 57 : Défilement de point de tir (Module Display Shot sous ProMax).

IV.7 Contrôle des sweep pilotes:

Le contrôle du Sweep pilot consiste à vérifier les Sweeps pilotes émis par les vibrateurs pour l'ensemble des points de tir effectué pendant la journée. Ce dernier est fait avant l'habillage des traces, il concerne essentiellement les attributs du Sweep à savoir l'amplitude, la phase et la bande fréquentielle. Pour ce faire, on a procédé à l'extraction des traces pilotes à partir des données brutes. Ces traces pilotes sont identifiées généralement par un canal négatif (dans notre cas $CHAN = -2$).

La figure 58 montre le résultat du contrôle trace pilote pour certains tirs. Les traces pilotes sont extraites des données brutes d'une journée de production. On remarque qu'il y a une

-Représentation spectrale du sweep pilot:

La représentation dans le domaine fréquentiel des traces pilotes est un autre moyen de contrôler la qualité de la trace pilote. Ce contrôle nous permet de vérifier les paramètres suivants :

- ☞ Le type de sweep : linéaire ou non
- ☞ La bande fréquentielle
- ☞ La phase
- ☞ La pente dB/octave du sweep non linéaire
- ☞ La représentation spectrale des traces pilotes se fait par le biais d'un programme

Les figures 59 et figure 60 illustrent une représentation spectrale d'un sweep pilote, on remarque sur la figure 60 que l'auto-corrélation du sweep de référence se caractérise par un pic centré sur la valeur 1000 ms. Cette valeur est prise comme référence dans le contrôle des traces pilotes. A travers ce contrôle on peut détecter les moindres changements des paramètres de la trace pilote (Amplitude, Phase, Fréquence) (figure 60).

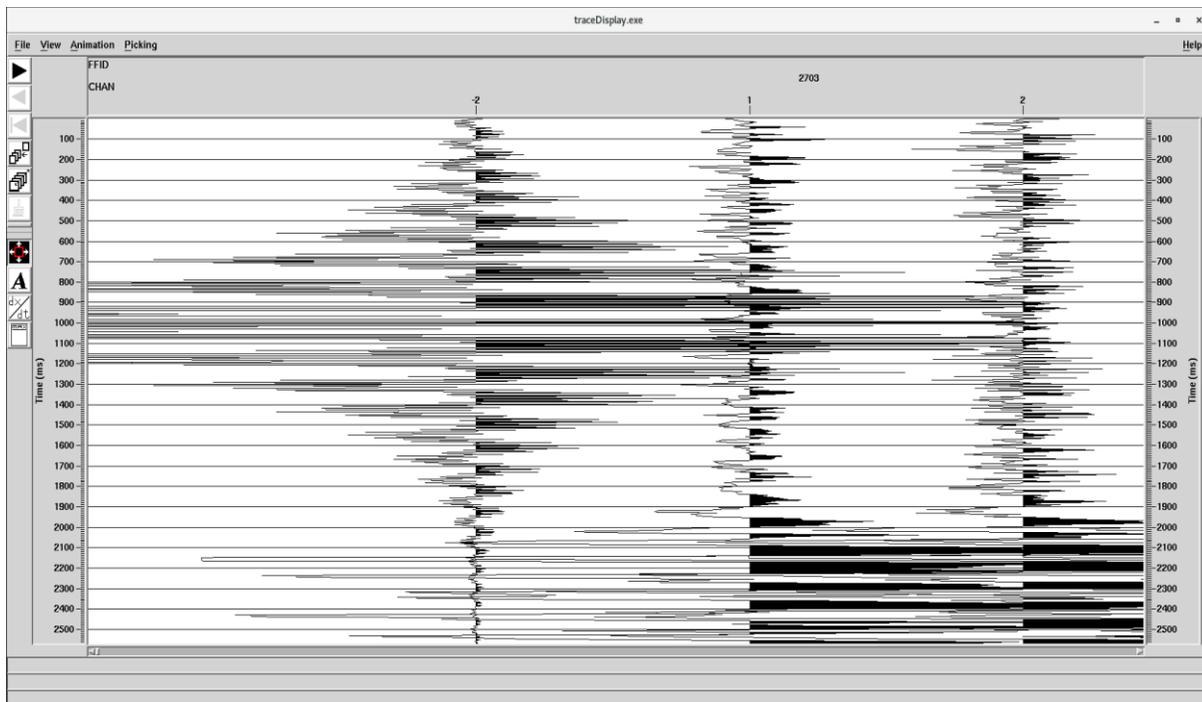


Figure 59 : autocorrélations du sweep pilot (EGS60).

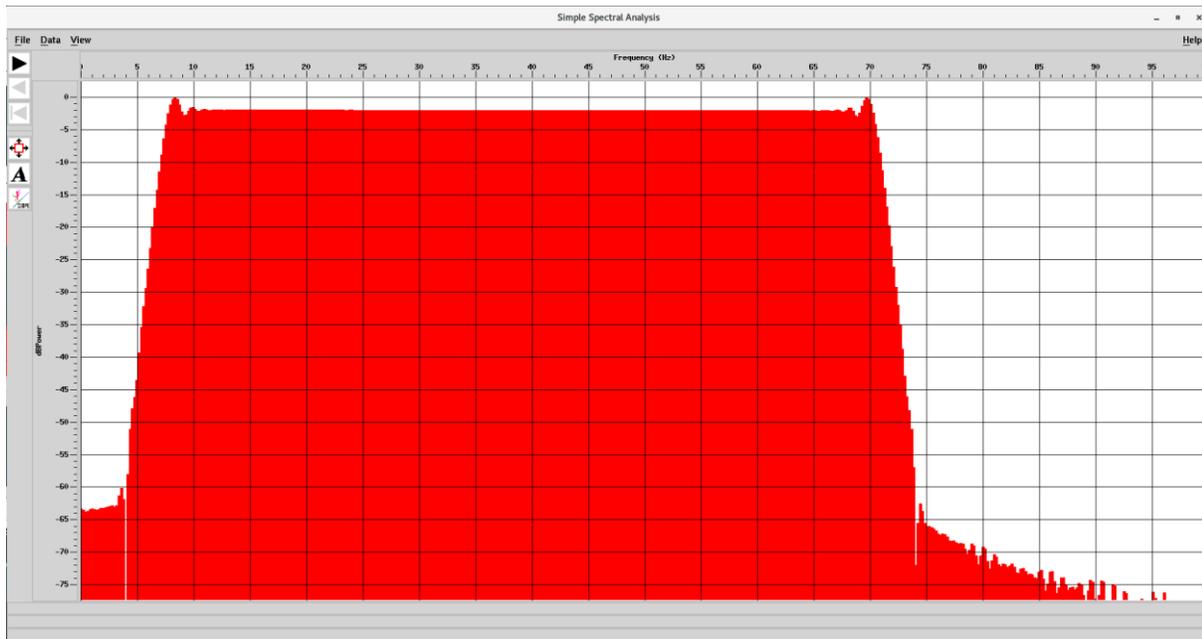


Figure 60 : Spectre fréquentiel du Sweep pilot(EGS60).

IV.8 Chargement de la base des données et habillage des traces:

Afin d'accéder au contrôle de la géométrie on est obligé de charger les données pour construire un OPF data base et le relier à l'entête de trace (Trace Header), pour cela nous utilisons la méthode manuelle « Hand input » où on fait le chargement direct des fichiers SPS, RPS et XPS sous format UKOOA

Les étapes suivies pour charger les données sont :

- ☞ Executer le job « 3D Land Geometry Spread sheet »
- ☞ Importer les fichiers SPS, RPS et XPS .Ces fichiers sont transmets par l'équipe topographique.
- ☞ Introduire dans le Set up les paramètres d'acquisitions (Inter- trace, Inter point de tir et l'Azimut).
- ☞ Remplir les colonnes Source et FFID dans le Spread sheet source.
- ☞ Exécuter le Binning du data.

Une fois que tous les OPF sont remplis on transfère les informations de la base des données vers le Header des traces par l'exécution de « Inline Geometry Header

Load ». Dans ce job on doit attribuer aux entêtes des traces des modifications en mode d'équation à savoir :

a. Distinction des offsets par un signe :

Calculer le signe de chaque offset $SIGN_OF$, ceci est défini par :

$$SIG_OFF = \frac{INT(SRF_OLD - SOU_OLD + 0.5)}{ABS(SRF_OLD - SOU_OLD + 0.5)}$$

Avec :

INT : désigne la partie entière.

ABS : désigne la valeur absolue.

b. Calcul des offsets négatives et positives :

Cette équation permet de séparer le patch (template) en deux plages d'offsets distinctes suivant le signe de l'offset.

$$NEW_OFF = OFFSET * REAL(SIGN_OFF)$$

c. Calcul de l'amplitude quadratique moyenne (RMS) du bruit :

Le calcul de l'amplitude quadratique moyenne se fait sur une fenêtre qui existe à la fin de la trace (entre 4500-5000 ms) parce qu'on considère que dans cette partie il n'y a pas de signal utile, il n'y a que du bruit. On appelle N cette fenêtre.

RMS_Lvl-N : Amplitude quadratique moyenne sur la fenêtre N

AVG_Lvl-N : Amplitude moyenne absolue sur la fenêtre N.

d. Compensation de l'énergie RMS_LVL1 de l'effet de l'offset :

Après le calcul de l'amplitude quadratique moyenne du bruit (RMS_LVL1), on a fait une compensation de cette énergie selon l'offset par la relation suivante :

$$RMS_{LVL2} = RMS_{LVL1} * 0.3 * EXP^{\frac{AOffset}{1000}}$$

IV.9 Contrôle de la géométrie :

Après le chargement et l'habillage des données on passe au contrôle de la géométrie, le ProMax offre plusieurs outils facilitant ce contrôle, citons par exemple au cours de la géométrie Spreadsheet, nous utilisons l'option XY Graph dans les Spreadsheet des sources et des réceptions en simulant un tir et en vérifiant le nombre de canaux dynamisés qui contribue à ce tir. Avec ce test on peut vérifier aussi les coordonnées des points de tir, cela nous permet de localiser mauvaises positions des points de tir dans le Spreadsheet et les corriger; Le logiciel ProMax nous offre aussi un autre outil de contrôle de la géométrie, il s'agit de DB Tools et XDB Data base Display des Cross plot à la fin de l'habillage des traces.

La figure (61) montre un contrôle de la géométrie effectué à l'aide de l'outil XY Graph, nous remarquons que tous les points de tir prévus ont été réalisés et il n'y a pas une anomalie dans les patches de l'ensemble des points de tir.

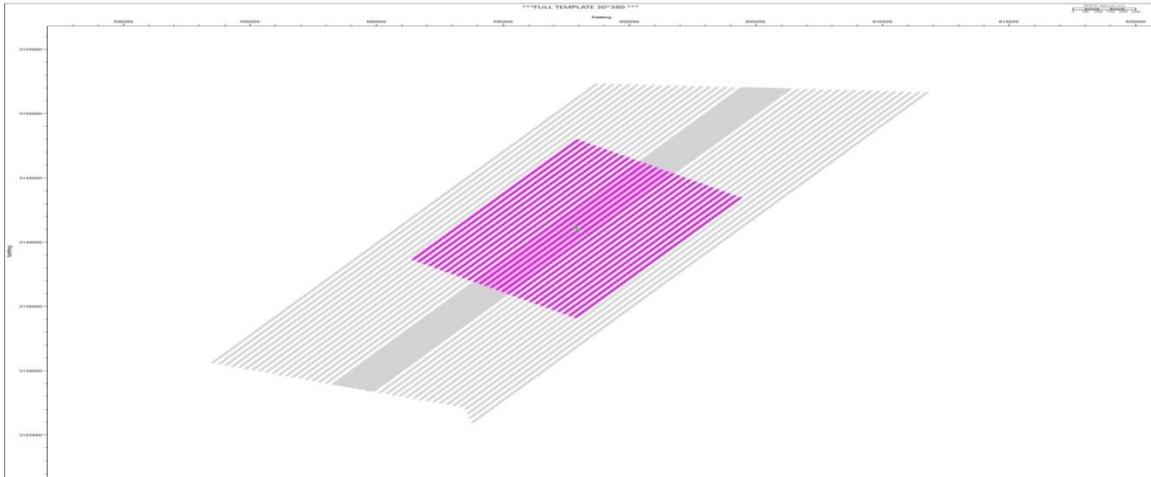


Figure 61 : contrôle de la géométrie des points des tirs et des points de réception.

La figure 62 représente une distribution logique de la couverture, elle atteint sa valeur nominale prévue.

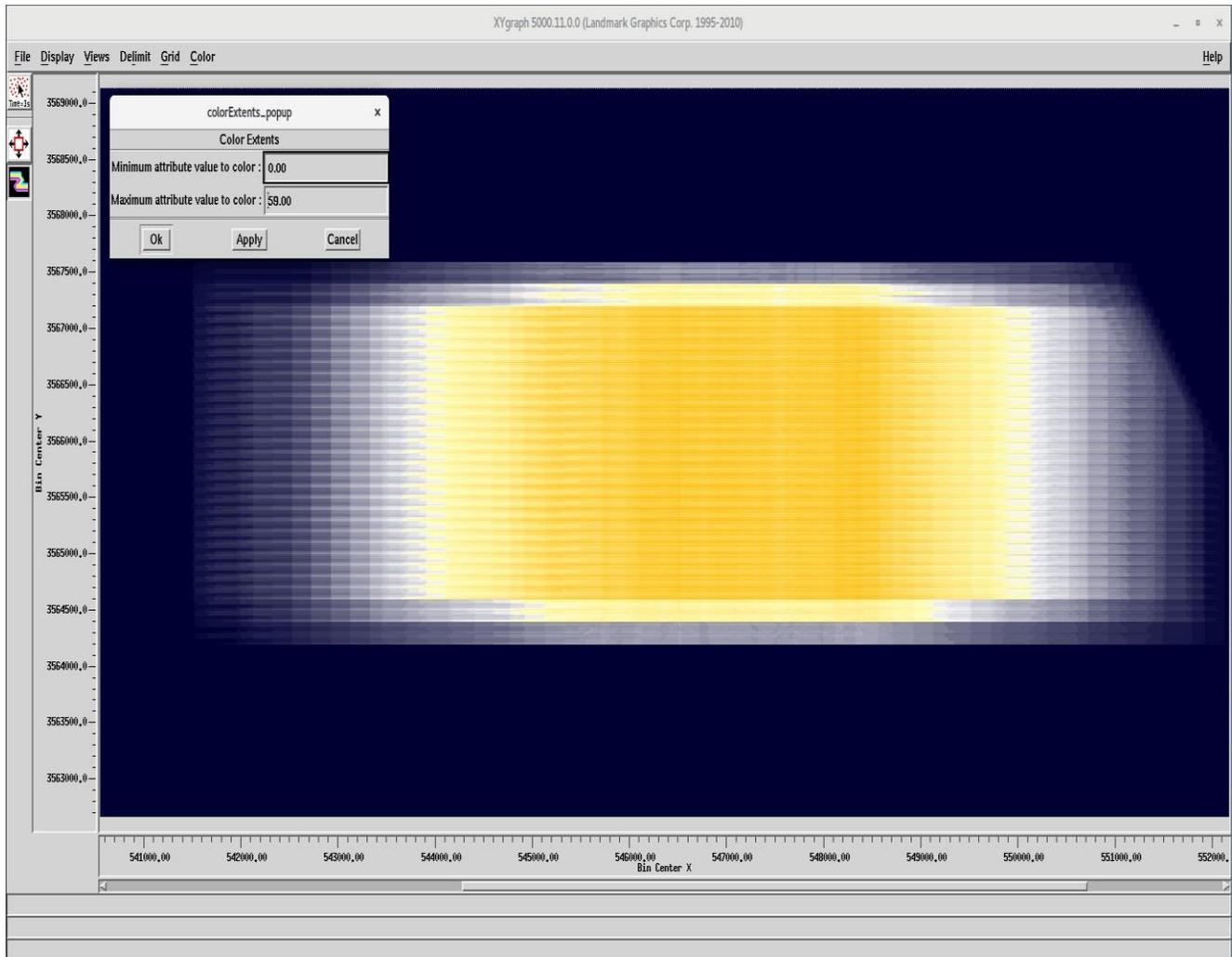


Figure 62 : distributions de la couverture.

La figure 63 représente la géométrie des points de tirs skipés et des points shiftés.

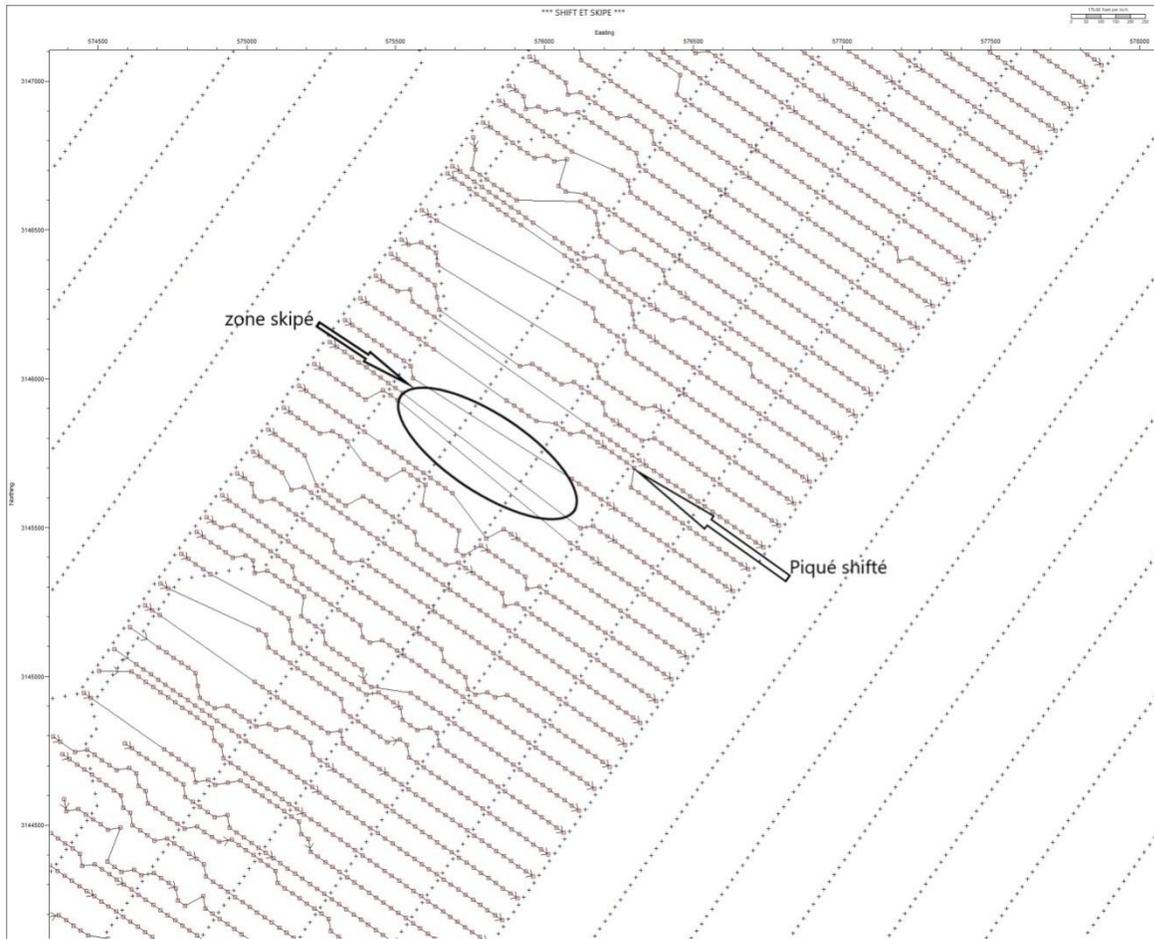


Figure 63 : représentation des points de tirs skipés et shiftés (EGS60).

IV.10 CONTRÔLE LMO (LINEAR MOVE OUT) :

Ce contrôle consiste en la mise à l'horizontale des événements linéaires (premières arrivées) en appliquant des shifts statiques calculés par la formule suivante :

T : le shift statique

$$T = \frac{-N}{V(N)}$$

N : la valeur de l'offset

V(N) : la vitesse à l'offset N

☞ On distingue deux types de contrôle LMO :

- Le contrôle shot LMO.
- Le contrôle receiver LMO.

IV.10.1 Contrôle par shot LMO :

Ce contrôle permet de détecter et localiser toutes les erreurs faites sur les coordonnées des points de tir et celles faites sur leurs élévations.

Le principe consiste à appliquer une correction LMO sur tous les points de tir pour chacun de ces points, on prend dans une plage d'offset donnée, un nombre de traces qui correspond à cette plage d'offset, pour appliquer dans un premier temps une correction statique aux traces pour éliminer l'effet d'altimétrie. Après avoir déterminé la vitesse de réfraction, on applique une correction LMO pour ramener à l'horizontale tous les évènements linéaires. Ensuite on fait la sommation de toutes les traces pour obtenir une trace somme.

La même opération est répétée pour toutes les points de tirs et on met toutes les traces sommes de différents points de tir côte à côte pour former un stack. Ce stack nous permet de déceler les erreurs éventuelles.

Toute anomalie de géométrie détectée est renvoyée au groupe topographique pour une révision avant de passer au swath suivant.

Le contrôle shot LMO se résume dans les étapes suivantes :

- ☞ Lire les données habillées selon la clef FFID pour une plage d'offsets positives ou négatives.
- ☞ Appliquer une correction statique aux points de tirs et aux points de réceptions pour chaque trace avec une vitesse égale à 2500m/s et une altitude du DP égale à 200m suivant la formule :

$$User_Stat = (200 - Rec_elev - Sou_elev)/2.5$$

- ☞ Appliquer une correction linéaire LMO avec une vitesse de correction 4400m/s.

-
- ☞ Horizontalité des évènements linéaires. La vitesse de correction est obtenue en traçant une droite passant par les picks des premières arrivées correspondant à la plage d'offset choisi.
 - ☞ Sélectionner les traces corrigées pour un tir donné selon le signe d'offset (négative ou positive).
 - ☞ Sommer toutes les traces à l'intérieur de chaque point de tir pour obtenir une trace somme.

On répète cette opération pour tous les tirs. Le résultat est représenté sur la figure(64).

Pour préparer les données à la représentation splace, on applique un shift de 1000 ms sur les traces sommes pour les offsets positifs.

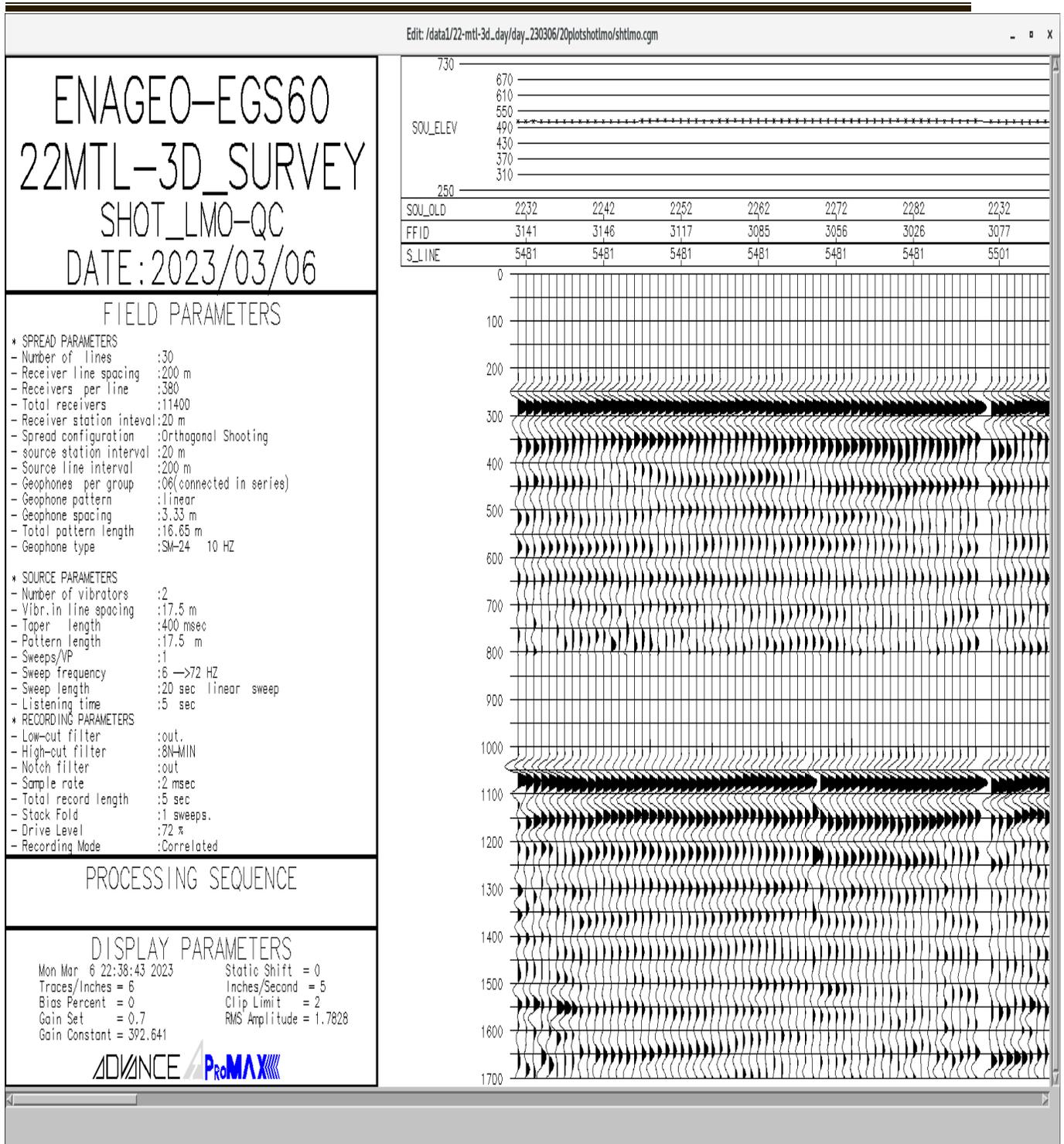


Figure 64 : contrôle shot LMO(PROMAX EGS 60).

IV.10.2 contrôle par receiver LMO :

Le contrôle RECEIVER LMO est appliqué sur les collections CRG « commun receiver gather »

Il permet de détecter les traces mortes, les traces très bruitées et les traces présentant des polarités inverses. La procédure à suivre pour réaliser ce contrôle est presque la même que celle utilisée dans le contrôle shot LMO. On sélectionne les traces à station de réception commune ayant des offset positives. Pour chaque trace on applique une correction statique au point de tir et au point de réception. Après la détermination de la vitesse de la réfraction, une correction LMO est appliquée et on fait la sommation des traces à l'intérieur d'une collection CRG. La procédure est répétée pour les différentes collections CRG pour obtenir un stack composé d'un ensemble de traces sommes.

Le résultat de ce contrôle est présenté dans la figure (65) .on observe sur cette figure qu'il n'existe pas des anomalies géométriques des points de réception.

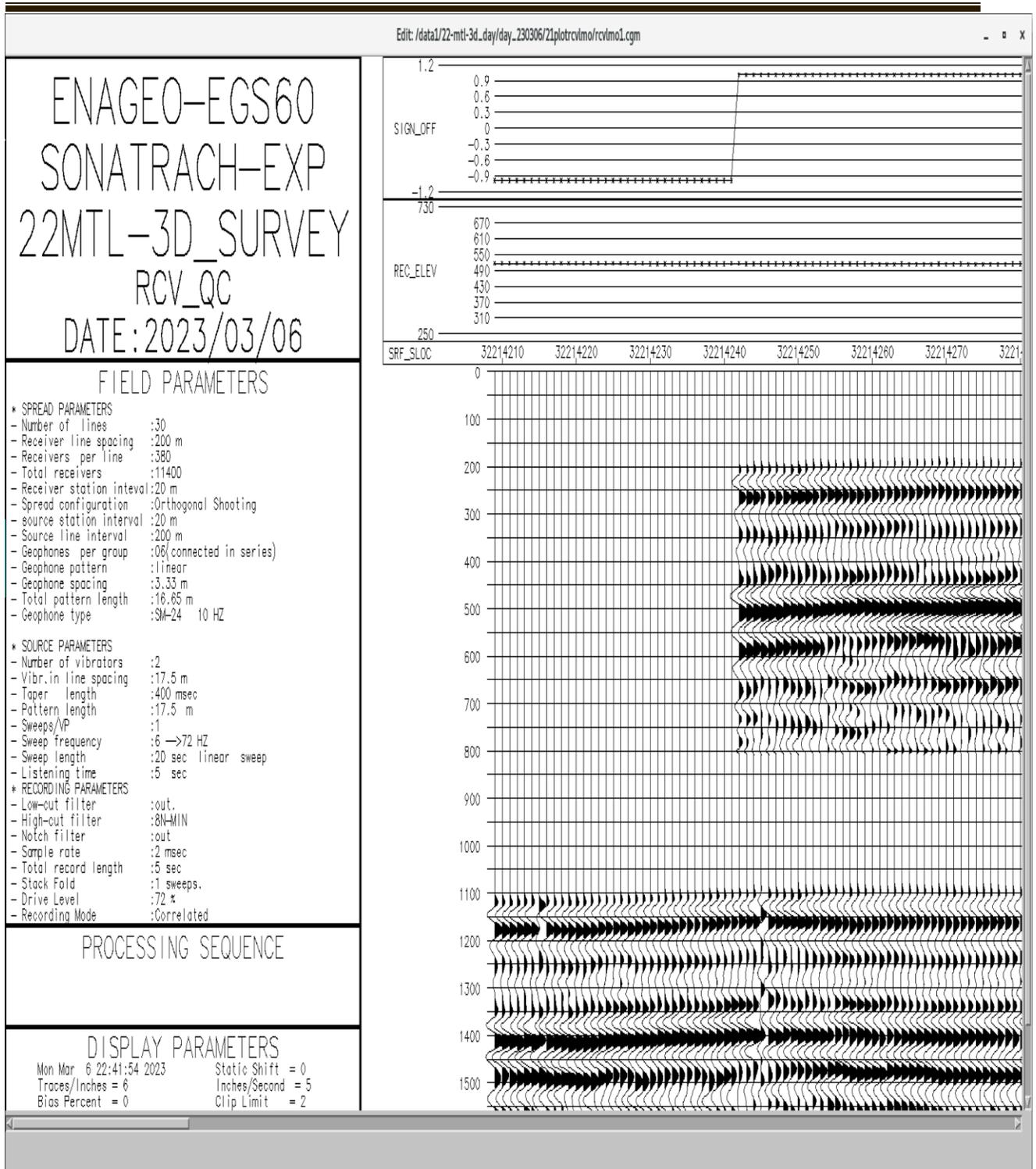


Figure 65: Controle receiver LMO (PROMAX EGS 60).

IV.10.3 Contrôle par RMS QC :

Le RMS_QC est un contrôle de qualité journalier, pour la détection des traces bruitées et mortes. Pour ce faire, on calcule l'amplitude quadratique moyenne RMS (Root Mean Square) de toutes les traces d'un tir dans une fenêtre de temps.

Un facteur de compensation d'offset est appliqué sur les valeurs RMS pour donner un même niveau pour les traces proches et lointaines. Cette fenêtre est utilisée pour mesurer le bruit présent dans le data c'est-à-dire là où il n'y a pas de signal sismique.

Les RMS nulles signifient que les traces considérées sont mortes. Par contre, Les valeurs importantes de RMS peuvent être dues aux traces bruitées.

Le RMS QC donne un bon résultat pour la détection de mauvais points de tir qui sont très bruités où ayant des problèmes télémétriques. Ce contrôle est appliqué sur toutes les traces shot par shot pour donner une représentation sur laquelle on peut détecter et identifier facilement les anomalies. Chaque tir est représenté verticalement par une trace.

Tous les tirs sont représentés de cette manière, les tirs qui contribuent au même template sont mis en collection pour faciliter la détection des traces mortes et bruitées d'un tir à un autre.

Les traces mortes se caractérisent par des valeurs RMS très faibles (<0.45 db). Les traces bruitées ont, en général, des valeurs RMS importantes (>10 db). Ces valeurs sont spécifiques à notre projet. Ils apparaissent comme des zones blanches et sont corrélés entre les shot adjacents, Par exemple, les traces mortes dans le même salvo apparaîtront comme une zone blanche horizontale qui se déplace verticalement lorsqu'on passe au salvo suivant.

Les traces bruitées et ce ayant une énergie faible se manifestent par des alignements verticaux traversant toutes les lignes de réception. Les tirs bruités seront vus comme couloir noir.

La figure (66) montre qu'il y a des couloirs noirs des traces bruitées, et des zones blanches qui représentent verticaux indiquent l'existence des traces mortes.

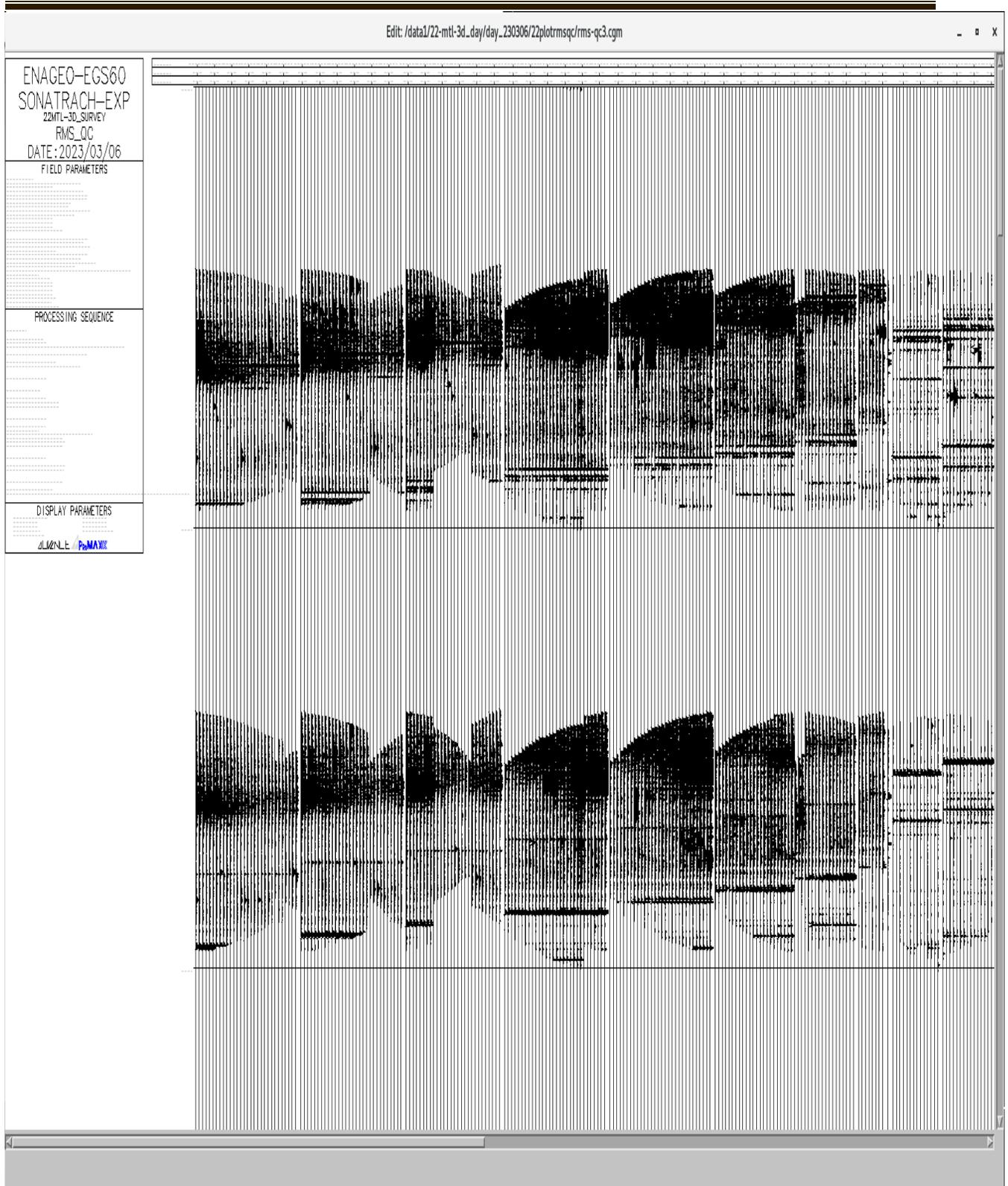


Figure 66 : QC-RMS (PROMAX EGS60).

IV.11 Picking :

Ce contrôle est réservé à la détection des traces bruitées, mortes et reversées. Le job se procède par une arrangement de toutes les traces d'un shot donné par l'énergie puis on les trie selon le types de trace à piquer, des plus grande vers les plus petites pour les traces bruitées et l'inverse pour les traces mortes voir les figures (67 et 68).

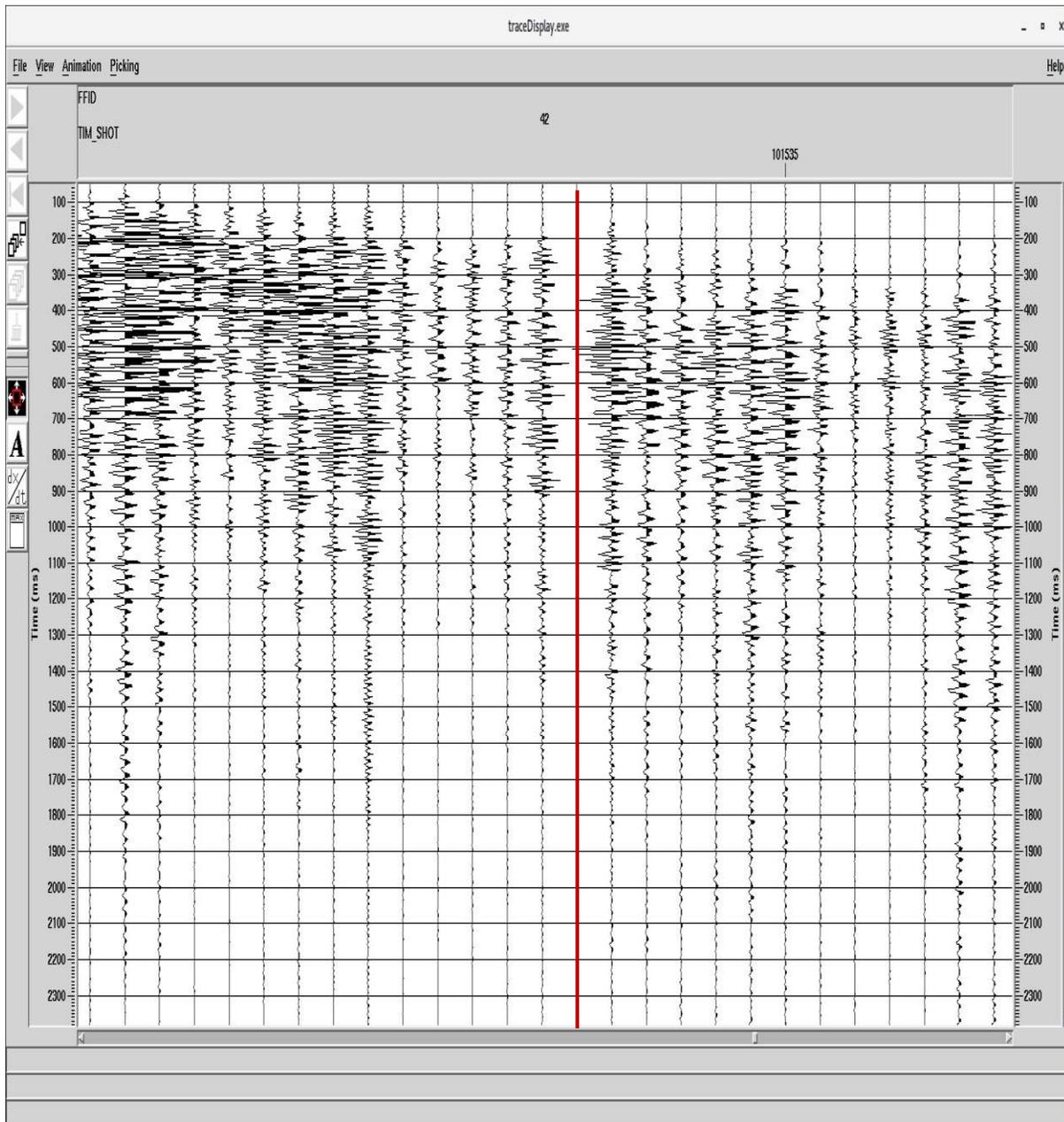


Figure 67 : picking des traces mortes.

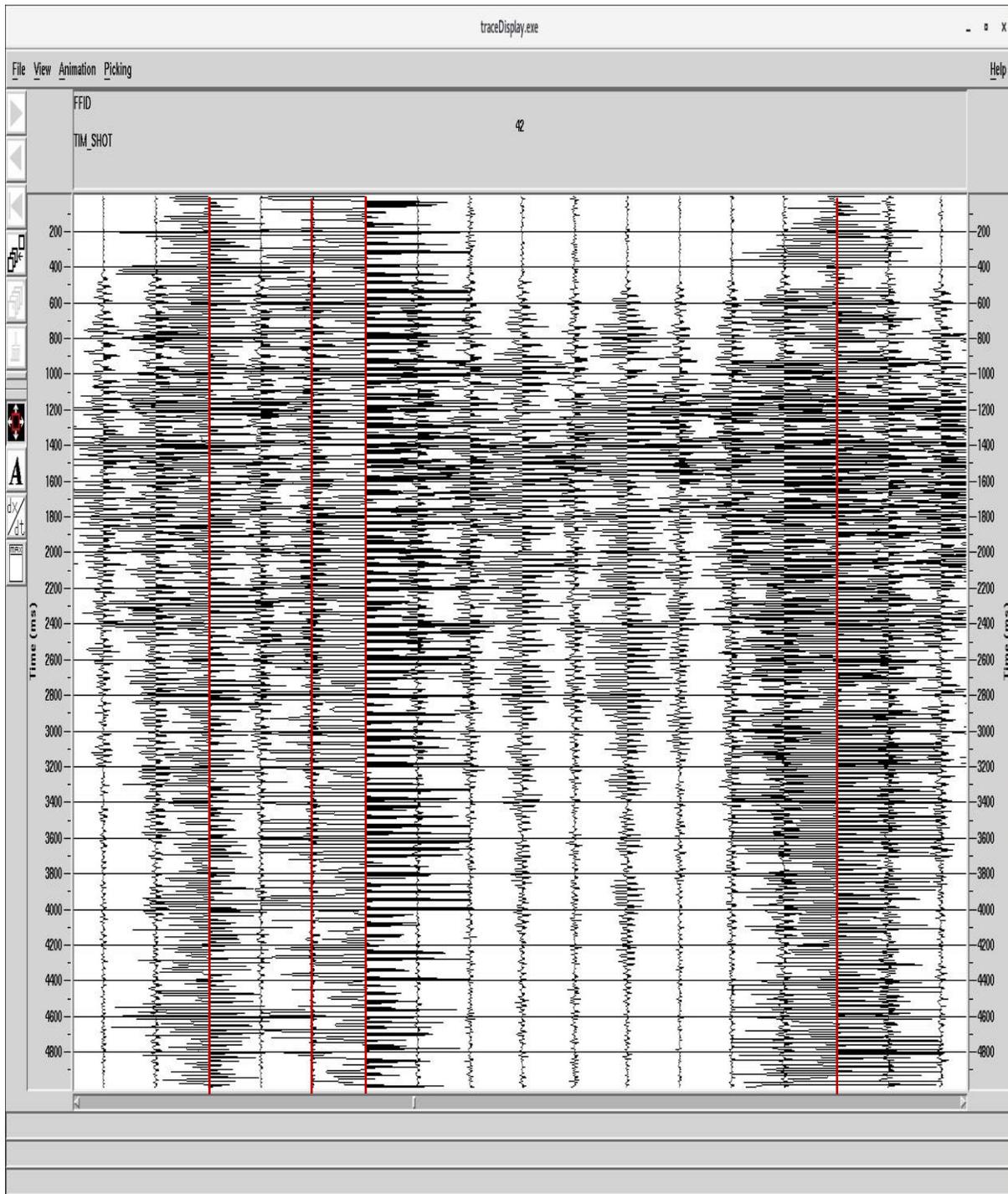


Figure 68 : picking des traces bruitées.

IV.12 Conclusion:

Le contrôle de qualité est un outil performant de vérification de la géométrie d'acquisition. Il donne une idée précise sur la qualité d'enregistrement sismique, il offre des informations sur le contenu du signal des données terrain. Le contrôle de qualité permet d'identifier les positions des points de tirs, de réception et la relation entre eux, lister les traces mortes, inverses et bruitées et vérifier la fidélité du sweep émis au sweep désiré.

Conclusion Générale et recommandation :

La réalisation de ce mémoire s'inscrit dans le cadre de ma formation de master en géophysique option sismique pétrolière à la Faculté des Hydrocarbures et de la Chimie(FHC).Il a été réalisé suite au stage que j'ai pu effectuer au sein de l'Entreprise Nationale de Géophysique ENAGEO .

Le but du thème est de réaliser un contrôle de qualité sur les données réelles de sismique réflexion. Celle-ci est par excellence celle qui offre une meilleure image du sous-sol. Elle offre des images exprimant le contraste d'impédance acoustiques des couches géologiques.

Dans un premier temps, on a déterminé les paramètres d'acquisition en fonction des horizons objectifs en tenant compte du pouvoir de résolution et de la couverture multiple désirée, afin d'avoir un bonne stratégie de tir qui conserve notre objectif ainsi que pour gagner du temps dans l'acquisition.

Dans un deuxième temps, on a fait un contrôle de qualité des données sismiques en utilisant différentes techniques pour localiser l'existence d'éventuelles anomalies dans ces données.

A la première étape on a contrôlé les paramètres de terrain (lecture des données terrain, contrôle de la trace pilote...). En seconde étape, on a contrôlé la géométrie ou on n'a détecté aucune anomalie sur la couverture ou bien sur les coordonnées des sources et des récepteurs.

Puis on a contrôlé les coordonnées et l'élévation des points de tirs ainsi que le niveau d'énergie dans chaque tir par la technique SHOT LMO. Aucune anomalie n'est signalée sur les coordonnées et l'élévation des sources. Concernant l'énergie, on n'a pas trouvé des tirs à faible énergie ou bruités.

Afin de contrôler les récepteurs, on a utilisé la technique RCV LMO ce qui nous permis de localiser quelques traces bruitées et traces mortes.

Finalement, avec la méthode RMS QC, on a réalisé différentes représentations. La première représentation consiste à faire une projection de terrain pour pouvoir localiser les traces mortes. Et la deuxième représentation consiste de détecter les zones des traces bruitées.

Enfin on peut dire que :

- L'un des apports de la sismique 3D est d'avoir contribué à la réconciliation entre les différentes disciplines.
- L'outil informatique occupe, à travers sa capacité de calcul et de mémoire, une place primordiale dans la manipulation des données sismiques.
- La performance du logiciel PROMAX réside dans sa souplesse et l'interactivité qu'offrent les principaux modules le composant.

Bibliographie :

- A.Berdioui, 2011-2012. Information sismique et Design 3D. Ingénieurs géophysiciens, groupes SH et ENAGEO- Document interne IAP.
- Bachta, M., 2002 : Sismique 3D, Rapport Interne ENAGEO.
- Chaouch, A., Mari, J. L., 2006: 3-D Land Seismic Surveys: Definition of Geophysical Parameters. Oil & Gas Science and Technology – Rev. IFP. Vol. 61, No. 5 pp. 611-630.
- Cordsen, A., Galbraith, M. and Peirce, J., 2000: Planning land 3-D seismic survey – Society of Exploration Geophysics Series n09 – Bob A. Hardage Ed.
- khalfi B., Benziane Y., 2012. Dezigne et contrôle de qualité en sismique 3D sur station promax. Mémoire d'ingénieur en géophysique. Institut Algérien du pétrole.
- Landmark., 2003: Promax 3-D Seismic Processing and Analysis. Manual training course.
- Manuel Sercel., june1999: VE438 Training Course Manual, Chapitre8: Vibroseis Source Management, main applications.
- M.Sedeki et M.Chouaki, 2002. Contrôle de qualité en sismique 3-D sur station PROMAX. Mémoire d'ingénieurs spécialisés en géophysique, Institut Algérien du Petrole IAP.