

REPUBLIQUE ALGERIENNE DEMOCRATIQUE ET POPULAIRE
MINISTRE DE L'ENSEIGNEMENT SUPERIEUR ET DE LA RECHERCHE SCIENTIFIQUE
UNIVERSITE M'HAMED BOUGARA BOUMERDES



Faculté des Hydrocarbures et de la Chimie
Département Géophysique Génie Parasismique et
Phénomènes Aléatoires



Mémoire de Fin d'Etudes
En vue de l'obtention du diplôme :

MASTER

Présenté par :

LAKEHEL Chihab Eddine
ZOUAOUI Abdelhak

Filière : Hydrocarbures

Option : Géophysique Pétrolière

Thème :

Etude structurale du Lias Carbonaté (interprétation
sismique 2D) dans la région de Taghit-Bechar
Bassin d'Oued Namous

Devant le jury :

AITADJEDJOU Doria
ALLEK Karim
FERAHTIA Jalal

MAA
MCA
Professeur

UMBB
UMBB
UMBB

Présidente
Examineur
Encadreur

Remerciements

La louange est à Allah, le Tout Puissant, le Tout Miséricordieux et le Très Miséricordieux de nous avoir donné la santé et le courage pour mener à bien ce modeste travail, et pour nous avoir fait voir ce jour si important. Qu'Allah guide nos pas toujours vers le droit chemin.

Tout d'abord, nous tenons à exprimer notre profonde reconnaissance à notre promoteur Mr FERAHTIA Jalal, à qui nous adressons nos sincères remerciements pour sa disponibilité d'écouter et de discuter, son œil critique et l'aide compétente qu'il nous a apportés.

Nous tenons à remercier particulièrement les membres du jury pour avoir accepté d'examiner ce travail et de prendre part du jury.

Nous tenons à remercier aussi Mr HACHEMI Djamel, ING Géophysique au niveau de Sonatrach/EX pour son aide pratique, ses conseils judicieux et ses encouragements le long du notre travail.

Nos vifs remerciements s'adressent à nos enseignants du Département Géophysique Génie Parasismique et Phénomènes Aléatoires de la Faculté Des Hydrocarbures et de la Chimie pour leur soutien, et pour la qualité de formation qu'ils nous ont offert durant toutes ces années d'études.

On voudra exprimer notre reconnaissance envers nos très chers amis et collègues qui nous ont apportées leur soutien moral et intellectuel tout au long de notre parcours.

Enfin, nous remercions infiniment toutes les personnes qui ont contribué de près ou de loin à la réalisation de ce modeste travail. Que vous trouverez tous ici le témoignage de notre profonde gratitude pour le temps, la sympathie, la gentillesse et l'aide que vous nous avez apportés.

Dédicaces

A mes très chers parents ; aucune dédicace ne saurait suffire pour exprimer mon amour pour vous et ma considération pour tout le sacrifice, l'encouragement, Le soutien et la confiance que vous avez en moi. Je vous aime énormément et je vous serai toujours reconnaissant.

A ma tendre grand-mère, sa prière, sa présence et son amour me donne la joie et le courage. Que Dieux elle donne une longue et joyeuse vie.

A toute ma famille paternelle qu'elle soit ou maternelle.

A mon cher binôme Chihab-eddine, pour sa compagnie et sa compréhension tout au long de ce travail.

A mes frères : Abdelouadoud, Aziz, Zeid, Oussama EL Biskri, Mohammed Echelfi, LarDem, Lounis, Youcef, Raouf et Azzem.

Et surement ne pas oublier mes frères : Azzeddine, Omar et Chihab.

A mes chers voisins : Amine, Mohammed, Hamidou, Houari et Abdennour.

Qui m'ont toujours guidé vers le droit chemin le long de ma durée et sans qui je n'aurais pas pu surmonter toute cette période du travail.

A tous mes camarades de la promotion H16, notamment ceux du groupe MAGP16.

A tous ceux qui me sens chers et qui j'ai omis de citer.

Abdelhak

Dédicaces

A mes chers parents, pour tous leurs sacrifices, leur amour, leur tendresse, leur soutien et leurs prières tout au long de mes études,

*A ma chère sœur, pour son encouragement permanent, et son soutien moral,
A mes chers frères, pour leur appui et leur encouragement,
A toute ma famille pour leur soutien tout au long de mon parcours universitaire,
A tous mes collègues et amis du Groupe MAGP 16 et Promo H 16*

Que ce travail soit l'accomplissement de vos vœux tant allégués, et le fruit de votre soutien infailible,

Merci d'être toujours là pour moi.

Chihab Eddine

Table des Matières

Remerciements	I
Dédicaces	II
Liste des Figures.....	VI
Liste des Tableaux.....	VIII
Introduction Générale.....	1
Chapitre I : Présentation de la région d'étude	3
I.1 Situation géographique	3
I.2 Situation et présentation de la géologie	4
I.3 La tectonique.....	5
I.4 Stratigraphie	5
I.4.1 Lithostratigraphie	5
I.5 Système pétrolier	10
I.5.1 Objectifs pétroliers.....	10
Chapitre II Présentation des données et séquences du traitement	12
II.1 Introduction	12
II.2 Plan de position	12
II.3 Les Sections Sismiques	13
II.4 Données des puits	15
II.4.1 La fiche stratigraphique	15
II.4.2 Profil sismique vertical (PSV)	17
II.4.3 Le carottage sismique (check shot).....	18
II.5 Séquence du traitement.....	21
II.5.1 Séquence du traitement du 17-BT	21
II.5.2 Séquence du traitement des profils 90-BT et 95-BT	26
Chapitre III Etapes d'interprétation et réalisation des cartes	32
III.1 Introduction	32
III.2 Étapes de l'interprétation structurale :	32
III.2.1 Choix des horizons	32
III.2.3 La corrélation	36
III.2.4 Chronométrage	43
III.2.5 Réalisation du polygone des failles	43
III.2.6 Trace des cartes	44
Chapitre IV Description et discussion des résultats	57

Table des Matières

IV.1 Introduction	57
IV.2 Interprétation des cartes	57
IV.2.1 Cartes en isochrones.....	57
IV.2.2 Cartes en isobathes :.....	57
IV.3 Description des structures	59
IV.4 Conclusion	77
Chapitre V Bibliography	78

Figure I-1 Vue aérienne du périmètre de prospection Oued Namous	3
Figure I-2 Carte de situation des bassins sédimentaires Algérien. Le bassin d'étude est encadré en rouge.....	4
Figure I-4 Colonne stratigraphique synthétique du Périmètre de Béchar (Document EX/SH) .	9
Figure II-1 représentation d'une ligne sismique.....	12
Figure II-2 Plan de Position	13
Figure II-3 Section sismique sans structure et de bonne qualité	14
Figure II-4 Section sismique structurée mais de mauvaise qualité	14
Figure II-5 Section sismique sans structure de bonne qualité	15
Figure II-6 Section sismique sans structure mais de mauvaise qualité	15
Figure II-7 Colonne stratigraphique synthétique du Périmètre de Béchar (Document EX/SH).	16
Figure II-8 Mise en œuvre d'un PSV ((W.CHALABI, 2018))	17
Figure II-9 corridor stack au niveau du Puit A avant le traitement (W.CHALABI, 2018).....	18
Figure II-10 La courbe temps-profondeur au niveau du puits A (W.CHALABI, 2018)	19
Figure II-11 Dispositif d'acquisition des profils (90-BT-04 & 90-BT-12).....	28
Figure II-12 Dispositif d'acquisition du profil (95-BT-18)	28
Figure II-13 Séquence finale du retraitement.....	29
Figure III-1 Calage du profile 17-BT-02 en utilisant le corridor stack du Puit A.....	34
Figure III-2 Calage au niveau du puits A sur la section sismique 17-BT-02.....	35
Figure III-3 Calage au niveau du puits B sur la section sismique 17-BT-23	35
Figure III-4 Calage au niveau du puits C sur la section sismique 17-BT-12	36
Figure III-5 Corrélation aux toits de notre horizons suivant le profil 17-BT-02	37
Figure III-6 Exemple de mistie de 36 ms entre les profils (95-BT-05 et 17-BT-08).....	37
Figure III-7 Correction de mistie entre les profils (95-BT-05 et 17-BT-08).....	38
Figure III-8 Schéma de la première maille sur le plan de position	39
Figure III-9 Corrélation de la première maille	40
Figure III-10 Corrélation entre les puits C et A	41
Figure III-11 Corrélation entre les puits A et B	41
Figure III-12 Identification des failles le long du profil 17-BT-01	42
Figure III-13 rejet de faille de 120 ms le long du profil 17-BT-01	43
Figure III-14 Polygone des failles	44
Figure III-15 Carte en isochrones au toit du Lias.....	46
Figure III-16 Carte en isochrones au toit du Lias Carbonaté	47
Figure III-17 Carte en isochrones au toit du Trias	48
Figure III-18 Carte en isovitesses au toit du Lias.....	49
Figure III-19 Carte en isovitesses au toit du Lias Carbonaté	50
Figure III-20 Carte en isovitesses au toit du Trias	51
Figure III-21 Carte en isobathes au toit du Lias	52
Figure III-22 Carte en isobathes au toit du Lias Carbonaté	53
Figure III-23 Carte en isobathes au toit du Trias	54
Figure III-24 Carte en isopaques entre le Lias et le Lias Carbonaté (roche couverture).	55
Figure III-25 Carte en isopaques entre Le Lias Carbonaté et le Trias (roche réservoir).....	56
Figure IV-1 Schéma illustrant la stratigraphie de la région (Document SH/EX)	58
Figure IV-2 Identification des structures majeures sur la carte isobathe du Lias Carbonaté... ..	59
Figure IV-3 Zoom sur la structure A (carte en isobathes).....	60
Figure IV-4 Zoom sur la structure A (carte en isopaques).....	60

Figure IV-5 Zoom sur la structure A (carte en isochrones)	61
Figure IV-6 Profil sismique 17-BT-04 passant par la structure A	61
Figure IV-7 Profil sismique 17-BT-05 passant par la structure A	62
Figure IV-8 Zoom sur la structure B (carte en isobathes).....	62
Figure IV-9 Zoom sur la structure B (carte en isopaques).....	63
Figure IV-10 Zoom sur la structure B (carte en isochrones).....	63
Figure IV-11 Profil sismique 17-BT-01 passant par la structure B	64
Figure IV-12 Profil sismique 17-BT-02 passant par la structure B	64
Figure IV-13 Zoom sur la structure C (carte en isobathes).....	65
Figure IV-14 Zoom sur la structure C (carte en isopaques).....	65
Figure IV-15 Zoom sur la structure C (carte en isochrones).....	66
Figure IV-16 Profil sismique 17-BT-03 passant par la structure C	66
Figure IV-17 12 Profil sismique 90-BT-18 passant par la structure C	67
Figure IV-18 Figure Profil sismique 17-BT-01 passant par la structure C.....	67
Figure IV-19 Zoom sur la structure D (carte en isobathes)	68
Figure IV-20 Zoom sur la structure D (carte en isopaques).....	68
Figure IV-21 Zoom sur la structure D (carte en isochrones)	69
Figure IV-22 Profil sismique 95-BT-09 passant par la structure D	69
Figure IV-23 Profil sismique 95-BT-10 passant par la structure D	70
Figure IV-24 Zoom sur la Structure E sur (carte en isobathes)	71
Figure IV-25 Zoom sur la Structure E sur (carte en isopaques).....	71
Figure IV-26 Zoom sur la Structure E sur (carte isochrone).....	72
Figure IV-27 Profil sismique 17-BT-25 passant par la structure E.....	73
Figure IV-28 Profil sismique 17-BT-23 passant par la structure E.....	73
Figure IV-29 Zoom sur la Structure F sur (carte en isobathes).....	74
Figure IV-30 Zoom sur la Structure F sur (carte en isopaques).....	75
Figure IV-31 Zoom sur la Structure F sur (carte en isochrones)	75
Figure IV-32 Profil sismique 17-BT-09 passant par la structure F.....	76
Figure IV-34 Profil sismique 17-BT-11 passant par la structure F.....	76
Figure IV-33 Profil sismique 17-BT-13 passant par la structure F.....	76

Liste des Tableaux

Tableau II-1 Paramètres des puits A, B et C	20
Tableau II-2 Les Well Tops au niveau des trois puits A, B et C.....	20
Tableau II-3 Liste des profils traitées de la 17-BT.....	21
Tableau II-4 Liste des profils traitées de la compagne 90-BT	26
Tableau II-5 Liste des profils traitées de la compagne 95-BT	27

Introduction Générale

La science de l'exploration sismique est essentiellement basée sur le phénomène des ondes élastiques et ses applications dans l'exploration des structures géologiques de subsurface avec ce qu'elles contiennent de minéraux, d'eau et de dépôts d'hydrocarbures. Ce phénomène dépend largement des propriétés élastiques du milieu au sein duquel le champ d'ondes prévaut.

Les données sismiques sont l'un des outils fondamentaux utilisés pour interpréter la géologie de subsurface, avec une application à la compréhension des processus terrestres, de l'évolution tectonique et de l'exploration énergétique en particulier. (Onajite, 2014)

L'interprétation sismique transmet la signification géologique des données sismiques en extrayant des informations de subsurface et peut être de différents types, tels que des données structurales, stratigraphiques et sismique. Elle dépend des objectifs géologiques liés à la phase d'exploration et du type de données disponibles, de leur densité de grille et de leur qualité.

L'exploration pétrolière est une entreprise intensive à haut coût et à haut risque, qui exige d'importantes informations géologiques de subsurface, aussi précises que possible, avec un minimum de perturbations dans la prédiction. (Nanda, 2016)

L'interprétation des données sismiques offre ces informations géologiques décisives pour les entreprises d'exploration. Pour fournir des prédictions sismiques fiables, il faut une approche synergique de l'analyse des données sismiques et de toutes les autres données connexes par des personnes expérimentées et compétentes.

Ce présent mémoire, réalisé à l'issue d'un stage au sein du département Oued Namous de la division Exploration de la SONATRACH, a pour objectif l'interprétation structurale des données sismiques des compagnes 90-BT, 95-BT et 17-BT réalisées respectivement en 1990, 1995 et 2017 par l'Entreprise Nationale de Géophysique (ENAGEO) dans la région d'Oued Namous, Taghit à Bechar. L'interprétation s'est faite sur une station PETREL et a permis d'obtenir des cartes en iso-valeurs décrivant les structures et les failles majeures qui subsistent dans la région.

Pour réaliser cette étude, quatre chapitres ont été proposés :

- Le premier chapitre présente la situation géographique, le cadre géologique, l'aspect structural et stratigraphique de la région d'étude et également les phases tectoniques qui l'ont affectée, ainsi que le système pétrolier en place.
- Le deuxième chapitre comporte les données sismiques et d'autres données utilisées lors de l'interprétation
- Le troisième chapitre consiste à présenter les étapes suivies et la méthodologie suivie pour établir les différentes cartes en iso valeurs, ainsi que leur interprétation.
- Le quatrième chapitre représente une conclusion qui comporte la discussion des résultats et quelques recommandations.

Problématique :

Pour définir la problématique de notre travail, nous avons jugé de répondre aux questions suivantes :

Quel est l'intérêt de la région :

Traditionnellement, les hydrocarbures sont localisés dans la partie Sud-Est du Sahara Algérien. Le Sud-Ouest est plutôt connu pour ces ressources minières, mais les campagnes sismiques menées dans les années 1990 et les forages d'explorations ont révélés des formations intéressantes susceptibles de piéger les hydrocarbures sont : le réservoir carbonaté du Viséen, le réservoir gréseux de l'Ordovicien et le réservoir dolomitique du Lias. Les deux roches mères principales dans la région de Béchar sont la roche mère du Frasnien et celle du Silurien.

Quels sont ses potentialités en hydrocarbures ?

Le réservoir dolomitique du Lias qui se trouve à une profondeur moyenne de 1100 m avec une épaisseur d'environ 300 m constitue la première découverte d'huile sur le périmètre de Taghit. Le Lias carbonaté quant à lui constitue un nouveau secteur pétrolier, nous nous sommes donc intéressés à l'étudier en détail à travers ce mémoire. Ce qui nous a motivé à étudier le Lias Carbonaté est la présence des dépôts du continental intercalaire qui renferment d'importantes séries argileuses qui peuvent jouer le rôle de la couverture.

Quels problèmes veut-on résoudre ?

L'une des difficultés majeures rencontrées lors de notre travail était la qualité des données, dont une grande partie était de mauvaise qualité. De plus, ces données avaient subi des séquences de traitement différentes, ce qui a conduit à des décalages (misties) importants. Nous avons donc corrigé ces misties en procédant à un traitement complémentaire et une nouvelle interprétation des données.

Chapitre I
Présentation de la
région d'étude

Chapitre I : Présentation de la région d'étude

I.1 Situation géographique

Administrativement, le périmètre de prospection Oued N'amous est situé dans la wilaya de Bechar, localisée au Nord-Ouest de la plateforme saharienne. La région d'étude est située dans le bassin de Bechar, périmètre Taghit et englobe les Blocs 309a, 310, 311&319c une superficie de 5095,43 Km² (Figure I-1). Cette région d'étude est délimitée par les coordonnées géographiques suivantes :

Latitudes : 31°23' N 32°05' N

Longitudes : 0°17' O 1°03' O

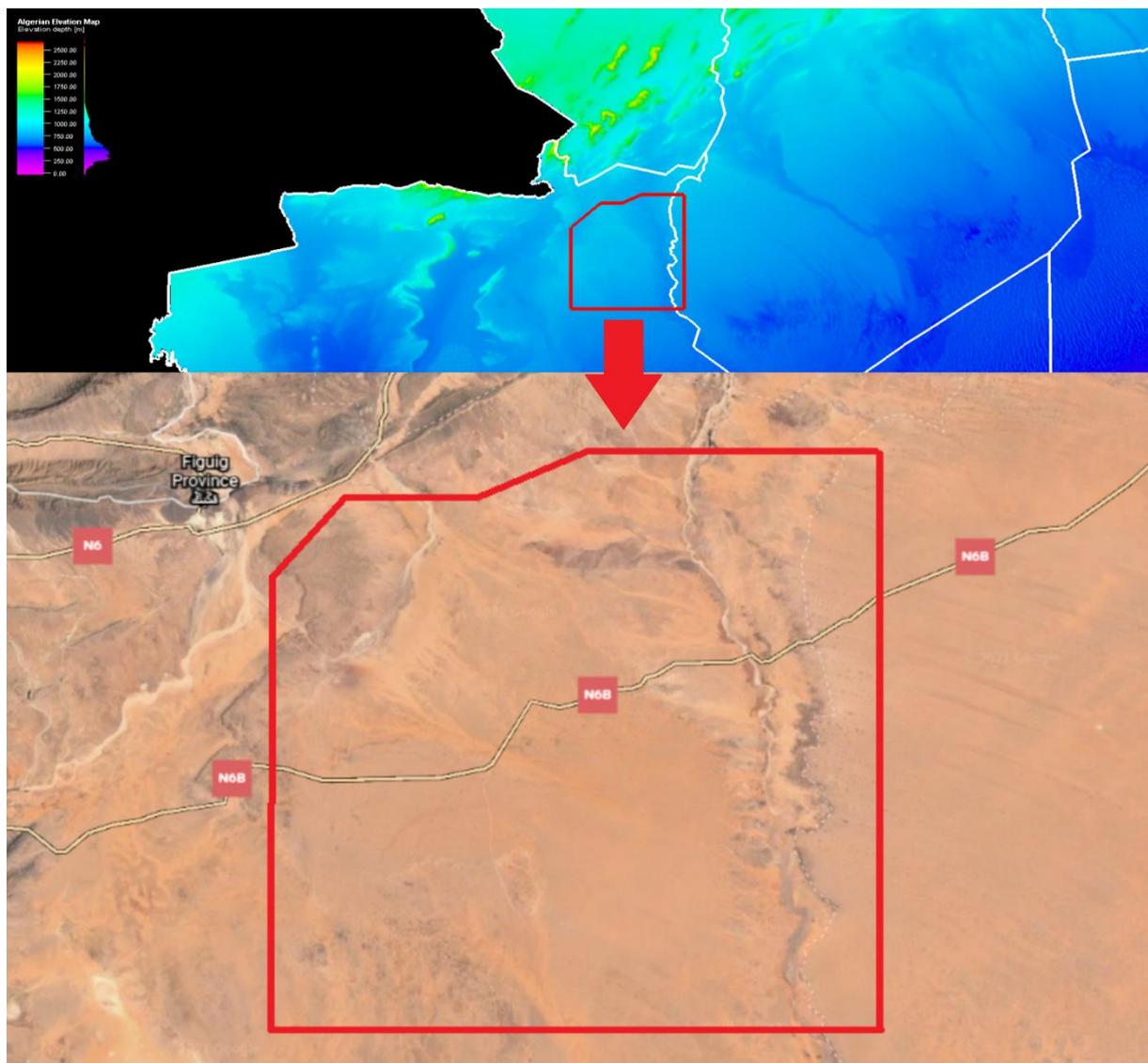


Figure I-1 Vue aérienne du périmètre de prospection Oued Namous

I.2 Situation et présentation de la géologie

Le permis Taghit 2D est situé dans le bassin sédimentaire d'Oued Namous au Nord-Ouest de la Plate-forme Saharienne. Il est limité au Nord par l'accident sud-atlasique, au Sud et au Sud-Ouest par la chaîne de l'Ougarta. Il est caractérisé par des éléments structuraux d'Est à Ouest à savoir : les voûtes d'Oued Namous et de Meharez, les ensellements de Tarhouzi, de Tamzaïa et de Beni Abbes, les dépressions de Terfas et de Abadla (Figure I-2).

Dans ce périmètre la série sédimentaire est composée de dépôts paléozoïques épais de 2500m sur la zone haute de Méharez et de plus de 10 000 m dans le bassin de Bechar-Abadla. Ces sédiments sont recouverts par une série Mésozoïque épaisse de 1000 m à 2000 m dans l'extrême Nord-Est du périmètre, dans la région de Touadjine. Sur la voûte de Méharez et le bassin d'Abadla, les dépôts mésozoïques sont absents.

Les principaux indices pétroliers sont obtenus sur la voûte de Méharez et l'ensellement de Tamzaïa. La région d'étude est caractérisée par un terrain rocailleux et dunaire avec une altimétrie qui varie de 650m a 1000m.

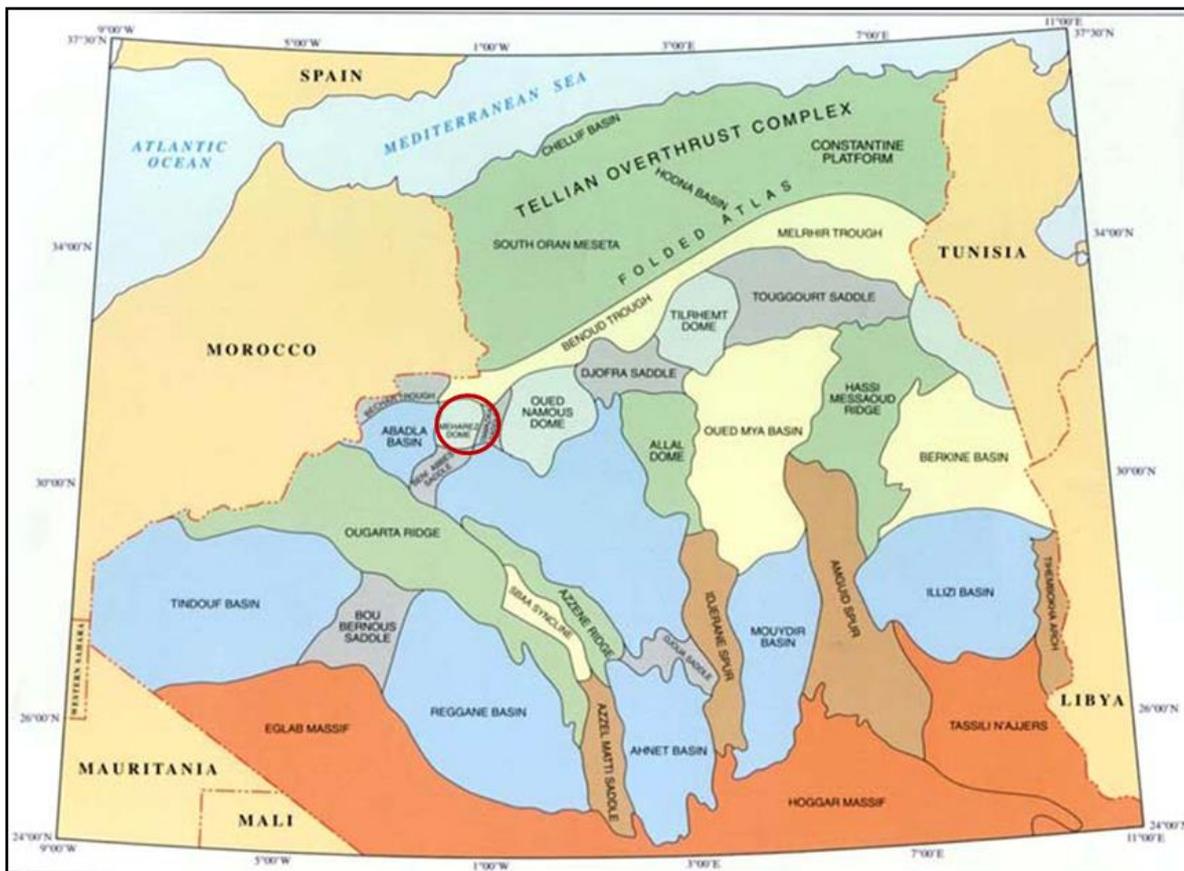


Figure I-2 Carte de situation des bassins sédimentaires Algérien. Le bassin d'étude est encadré en rouge

I.3 La tectonique

La région est affectée par plusieurs phases tectoniques depuis le Panafricain. La sismique réflexion montre des dépôts antécarbonifères plissés et cassés en blocs basculés puis érodés de façon irrégulière sous lesquels viennent de déposer en discordance souvent angulaire les dépôts carbonifères. Cet événement est attribué à la phase "bretonne". Depuis, des discordances intra carbonifères ont été observées ainsi que des plissements, failles et surfaces de décollement ont affecté les dépôts Carbonifères durant la phase Hercynienne finale et les phases Atlasiques. La proximité du bassin de Kenadza par rapport à la flexure sud atlasique a beaucoup influencé le style tectonique dans ce bassin.

I.4 Stratigraphie

I.4.1 Lithostratigraphie

Une coupe stratigraphique synthétique est établie à partir des données de forages et d'affleurement, elle montre de bas en haut (Figure I-3).

I.4.1.1 Le Paléozoïque :

Le Cambrien : il est subdivisé en sous-ensembles, on retrouve de bas en haut :

- Les grès de Djorf : ce sont des grès bruns, verts gris clairs quartzitiques fins à grossiers, contenant des débris volcaniques et de minces passées d'argile brune.
- Les grès de Hassi-Menkel : ce sont des grès blancs, fins à grossiers, quartzitiques avec de rares passées d'argiles grises micacées.
- Les Grès d'El Arich El Megta : on les retrouve en affleurement au Nord de Béchar et à Ben Zireg où ils atteignent une épaisseur de 400 m, Ils sont constitués de grès fins à moyens quartzitiques renfermant des passées d'argiles silteuses.

L'Ordovicien : Il est subdivisé en sous-ensembles, on retrouve de bas en haut :

- Les argiles d'El Gassi : elle est composée essentiellement d'argiles silteuses.
- Les grès d'El Atchane : ce sont des grès verts parfois blancs grossiers à très fins glauconieux, ferrugineux avec des passées d'argiles grises parfois silteuses.
- Les quartzites de Hamra : cette formation est présente au Sud de Béchar, elle est constituée par des grès fin silico-quartzitique, à quartzitique passant à des quartzitiques à Tigillites avec des films à joints d'argiles noires silteuses.
- Les Argiles d'Oued Rharbi : Cette formation est composée d'argile grise-foncée à noire silto-micacée avec des intercalations de grès fins argilo-carbonatés.
- Les Argiles de Tifferouine et d'Azzel : constituées d'argile brunes, silto-micacée, localement pyriteuse à fines passées de grès argileux. Cette formation présente une épaisseur de 100 m environ à Oued Namous et sur la voûte de Meharez.
- Le complexe de Meharez : il est subdivisé en sous-ensembles, on retrouve de bas en haut :

- Les grès d'Oued Saret : cette formation est présente au Sud de Béchar, elle est constituée de grès clair siliceux à silico-quartzitique avec des passées d'argiles noires, feuilletées et silteuses.
- Les argiles micro-conglomératiques : c'est un ensemble argileux noire, parfois vert, silteux à sableux avec quelques intercalations de grès très fins silteux parfois oolithiques et ferrugineux, avec des grains de quartz grossiers, arrondis, noyés dans la masse argileuse.
- La dalle de M'Kratta : constitué de quartzite gris foncé à grise, avec des marnes interstratifiées et des argiles noires.

Le Silurien : il est représenté par des argiles radioactives charbonneuses noires à graptolites avec des intercalations de calcaires.

Le Dévonien inférieur : Il affleure dans l'anticlinal de Ben-Zireg mais avec des épaisseurs et un faciès très différent des puits.

Le Gédinnien : est composé essentiellement de grès fins compacts à passées d'argiles. Parfois des grès argileux à ciment calcaire développés à la base.

Le Siegénien : est un ensemble constitué par des grès fins à ciment généralement argileux, des grès quartzitiques et des argiles noires silteuses et pyriteuses avec des intercalations de bancs de calcaires dolomitiques ou marneux.

L'Emsien : débute par un niveau carbonaté de 20 m d'épaisseur environ, ce dernier constitue un repère régional appelé « muraille de chine », au-dessus de celui-ci, on retrouve un ensemble argilo-silteux avec des intercalations de calcaires et de grès fins argileux.

Le Dévonien moyen : Il affleure au niveau du Djebel Ben-Zireg et à l'Ougarta :

L'Eifelien : constitué de siltstones gris foncé, légèrement dolomitique, argileux, quartzitique interstratifiés d'argiles grises.

Le Givétien : constitué de marnes brunes, fortement micacées, très dolomitique à la base avec de fines passées d'argiles claires.

Le Dévonien supérieur : affleure à Djebel Ben Zireg. Il est caractérisé par la prédominance de dépôts argileux et argilo-carbonatés.

Le Frasnien : composé de calcaires et de marnes radioactives.

Le Famennien : Il débute par les calcaires noduleux « griottes » surmontés par un ensemble argilo-silteux,

Le Carbonifère : Constitue la principale formation qui affleure dans la région de Béchar. Les maximums d'épaisseurs sont atteints dans la cuvette de Nekheila et l'anticlinal de la Zousfana.

Le Tournaisien : composé entièrement d'argiles silteuses,

Le Viséen inférieur : Il affleure au Sud, dans la vallée de la Saoura, où il est représenté par la base de la formation argilo-gréseuse de Hassi Sguilma.

Le Viséen Supérieur : repose souvent en discordance sur le Dévonien supérieur, il est caractérisé par des variations d'épaisseurs et de faciès. Il est essentiellement carbonaté d'aspect récifal partiellement dolomitisés avec des passées d'argiles et de marnes. À l'Ouest de Béchar, le Viséen supérieur est caractérisé par de puissantes épaisseurs de silts et d'argiles.

Le Namurien : On le retrouve en affleurement sur la moitié Nord de la Zousfana, à Meharez Ioucha, Djebel Béchar, Chebket Menouna, et Horeit-Antar. Il est subdivisé en :

Namurien A (Serpukovien) : essentiellement constitué par des argiles dites de Guelmouna puis des calcaires massifs fossilifères partiellement dolomitisés (la formation de Djenien de Pareyn) surmontés par une surface karstifiée.

Namurien B – C (Bashkirien) : débute par des grès discontinus représentant des vallées incisées, surmontés par une alternance de calcaires, dolomies, grès et argiles constituant les formations de Tagnana et de Hassi Kerma.

Le Westphalien : affleure dans le bassin de Béchar – Kenadza. Le Westphalien basal (westphalien A) est marin, le reste du Westphalien est essentiellement détritique, il est constitué de grès épais de plus en plus continentaux vers le sommet avec intercalations de niveaux charbonneux.

Le Stéphanien : composé de dépôts continentaux, constitués de pelites rouges, sables, charbon, argiles rouges, grès et marnes gypsifères.

Le Permien : Une partie des pelites rouges traversées pourrait correspondre au Permien selon A. Nedjari.

I.4.1.2 Le Méso-Cénozoïque

Sont présent uniquement à l'ensellement de Tamzaia et le sillon de Benoud, il est constitué de :

Le Trias : constitué de dolérites interstratifiées d'argiles rouge bariolées en subsurface dans les sondages de l'ensellement de Tamzaia et du sillon de Benoud.

Le Lias : Vers le Nord-Est en direction du sillon de Benoud il présente une épaisseur d'environ 300m, il est constitué d'intercalations d'argile brun rouge, bariolées, gypseuse, à minces passées d'anhydrites à la base. Passant à des Calcaire dolomitique blanc à beige à fines massif, auxquels s'intercallent des argiles brun-rouge vers le sommet.

Cet ensemble est chapoté par une intercalation d'argile gris-vert brune, de dolomie grise légèrement argileuse et de grès verdâtre fin dans sa partie somital.

Cette configuration a été rencontré également dans les affleurements à Dj Fendi et à Ben Zireg. À l'ensellement de Tamzaia, le Lias présente une variation latérale de faciès passant à une intercalation d'argiles gypsifère et d'anhydrite avec des rares passées de dolomies.

Le Continental Intercalaire

Dans le sillon de Tamzaia et le sillon de Benoud, Il est représenté par des grés, des sables, des argiles rouges, des bancs calcaires et des dolomies, suivis par les dépôts du Crétacé supérieur caractérisés par un faciès carbonaté particulièrement dolomitique. Ces derniers sont surmontés en discordance érosive par des conglomérats et calcaires de l'Eocène.

Age		Lithologies	Epaisseurs	R Réser-voir	R Mère	R. Couv erture
Le Méso-Cénozoïque	PLIO-QUATERNAIRE		0 à 100 m			
	CONTINENTAL INTERCALAIRE		0 à 900 m			
	LIAS		0 à 400 m			
	TRIAS		0 à 100 m			
Le Paléozoïque	STEPHANIE		0 à 1600 m			
	WESTPHALIE		0 à 2300 m			
	NAMURIEN SUP.		400 m			
	NAMURIEN INF.		400 m			
	VISEEN SUP.		400 à 4500 m			
	VISEEN INF.		0 à 600 m			
	TOURNAISIE		100 à 800 m			
	FAMENNIEN		0 à 600 m			
	FRASNIEN		70 m			
	GIVETIE		60 m			
	EIFELIE		180 m			
	EMSIEN SIEGNIEN GEDINNIEN		140 à 400 m			
			50 à 280 m			
SILURIE		70 m				
ORDOVICIE		500 m				
SOCLE PRECAMBRIEN		300 m				

Figure I-3 Colonne stratigraphique synthétique du Périmètre de Béchar (Document EX/SH)

I.5 Système pétrolier

I.5.1 Objectifs pétroliers

I.5.1.1 Le réservoir dolomitique du Lias :

C'est un réservoir dolomitique, il constitue la première découverte d'huile sur le périmètre de Taghit avec la mise en évidence d'un nouveau secteur pétrolier le Lias carbonaté.

I.5.1.2 Le réservoir gréseux de l'Ordovicien :

C'est la partie sommitale qui est perspective en hydrocarbure. Elle est constituée de grès siliceux à silico-quartzitique, avec des passées d'argile.

Les porosités sur carotte varient de 0.5 à 5%. Il faut noter également la présence de fractures horizontales partiellement ouvertes, qui peuvent améliorer les qualités réservoir.

I.5.1.3 Le réservoir carbonaté du Viséen :

L'existence de constructions récifales en affleurement (Dj Ioucha, Méharez et Ouaber) et en subsurface, situés plus au Sud-West, favorise la possibilité de rencontrer le faciès carbonaté à la base du Viséen supérieur.

I.5.1.4 Le réservoir gréseux du Siegénien-Gédinnien :

C'est un ensemble grés-argileux à prédominance de grès gris quartzitique à intercalations d'argiles gris noir. Le potentiel pétrolier a été prouvé dans la région.

I.5.1.5 Les roches mères :

Les deux roches mères principales dans la région de Béchar sont la roche mère du Frasnien et celle du Silurien.

Les argiles du Silurien : Elles se présentent sous un faciès argileux carbonatés. La partie basale radioactive du Silurien présente une bonne richesse en matière organique. Avec des valeurs de COT variant de 1.47 à 4.2%. Les argiles du Silurien présentent un état de maturité assez avancé phase à condensât à gaz sec.

Les argiles du Frasnien : Elles sont constituées d'argiles radioactives noires. Les COT varient de 0.2 à 6 %. Les argiles du Frasnien sont en phase à huile.

I.5.1.6 Les roches couvertures :

Couverture du réservoir du Lias : Les dépôts du continental intercalaire renferment d'importantes séries argileuses qui peuvent jouer le rôle de couverture.

Couverture du réservoir du Viséen : Les argiles du Viséen et du Namurien peuvent jouer le rôle de couverture.

Couverture du réservoir du Siegénien-Gédinnien : La couverture des réservoirs du Siegénien-Gédinnien est assurée par les argiles de l'Emsien.

Couverture du réservoir de l'Ordovicien : Les argiles du Silurien assurent la couverture du réservoir Ordovicien.

I.5.1.7 Le piège :

Dans la région de Béchar, les hydrocarbures peuvent être piégés principalement dans les pièges structuraux caractérisés par des anticlinaux et des structures contre failles. D'autres pièges, stratigraphiques, sont également susceptibles de constituer des objectifs dans la région. Il s'agit principalement de pièges récifaux et de paléovallées. (Rapport géologique de la région de Taghit, 2017)

Chapitre II
Présentation des
données et séquences
du traitement

Chapitre II Présentation des données et séquences du traitement

II.1 Introduction

Les méthodes sismiques d'exploration sont des méthodes indirectes qui permettent de prospector sur une vaste échelle et de localiser, à partir d'études de surface ou subsurface, des anomalies du sous-sol profond. Ces méthodes fournissent des informations sur l'origine de l'anomalie, sur sa structure ainsi que sur sa géométrie. (Nanda, 2016)

Dans ce chapitre, nous allons présenter nos données sismiques et décrire les paramètres d'acquisition des campagnes sismiques 90-BT, 95-BT, 17-BT réalisées respectivement en 1990, 1995 et en 2017 par l'Entreprise Nationale de Géophysique (ENAGEO) et qui diffèrent en termes de qualité.

II.2 Plan de position

Il s'agit d'une grille composée des lignes de profil des différentes études sismiques encadrées par une forme géométrique régulière (en 3D) ou irrégulière (en 2D) et dans laquelle sont également placés les différents puits forés dans cette zone.

Dans notre cas, il y a eu trois campagnes, la première a été réalisée en 1990 et il s'agit probablement d'une petite compagnie d'exploration parmi les premières dans cette zone. Après avoir trouvé des preuves de la présence de pétrole les autres campagnes récentes en 1995 et 2017, respectivement, ont été réalisés pour explorer le reste de la zone d'Oued Namous dans le bassin de Bechar et pour mieux cartographier le Lias carbonaté qui est notre objectif pétrolier comme son nom l'indique, un réservoir carbonaté (Figure II-2).

C'est une grille sur laquelle sont positionnés les différents profils sismiques des différentes campagnes qui ont eu lieu dans la région ainsi que l'emplacement des puits de forage, en fonction des coordonnées UTM. C'est un document essentiel en interprétation structurale.

Chaque ligne sismique est représentée comme suit (Figure II-1).

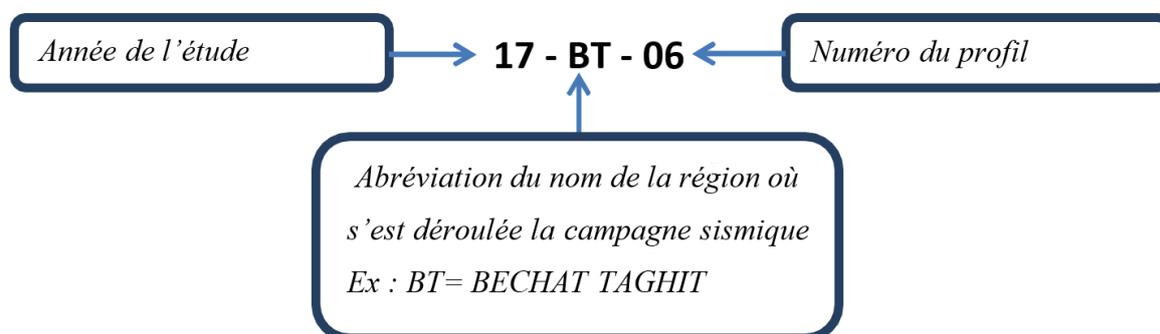


Figure II-1 représentation d'une ligne sismique

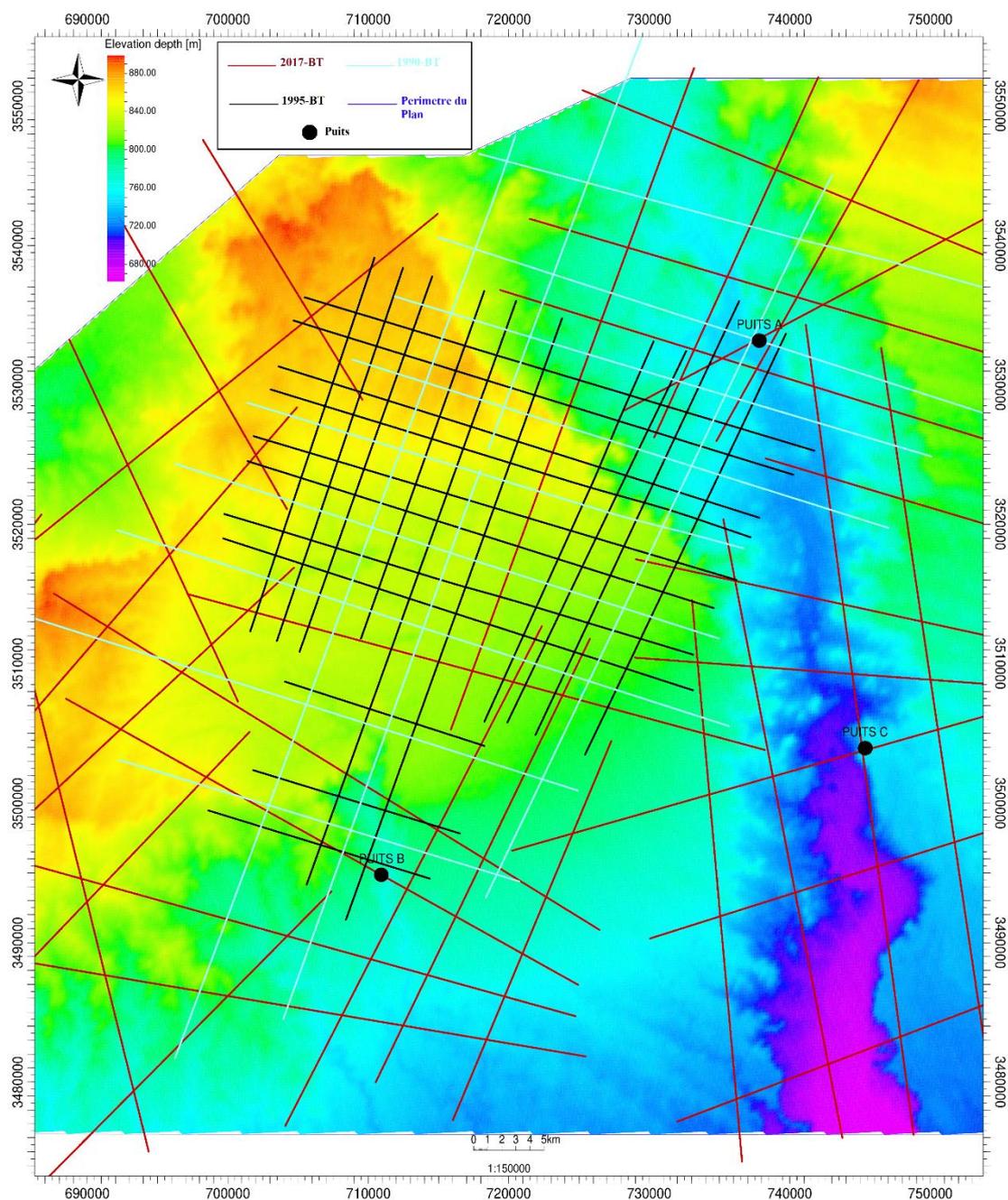


Figure II-2 Plan de Position

II.3 Les Sections Sismiques

Comme nous l'avons déjà mentionné, dans notre région d'étude, nous avons trois campagnes sismiques réalisées sur des périodes différentes avec des paramètres d'acquisition différents, ce qui a donné des qualités non similaires.

En termes de qualité la meilleure campagne est celle réalisée en 2017 en raison de l'avancement des technologies d'acquisition tant au niveau du matériel que du logiciel. La qualité des campagnes de 1990 et 1995 est assez similaire. Elles ont été retraitées pour essayer d'améliorer et d'égaliser la qualité de la campagne de 2017.

Chapitre II : Présentation des données et séquences du traitement

Les Sections sismiques sont le document de base sur lequel se fait l'interprétation sismique, c'est une juxtaposition de plusieurs traces donnant la position des différents réflecteurs. Elle représente une coupe en temps double du sous-sol qui est le reflet, plus ou moins fidèle de la géologie. La section sismique représente la majeure partie des données sismiques.

Les sections sismiques diffèrent en qualité (la bonne ou mauvaise qualité des réflecteurs).

Cela dépend de l'activité tectonique :

Une forte activité tectonique nous donnera forcément une qualité de données sismique dégradée.

Une zone calme nous donnera une bonne qualité de section sismique.

Les couleurs sont représentées selon la polarité normale de SEG dans les figures suivantes :

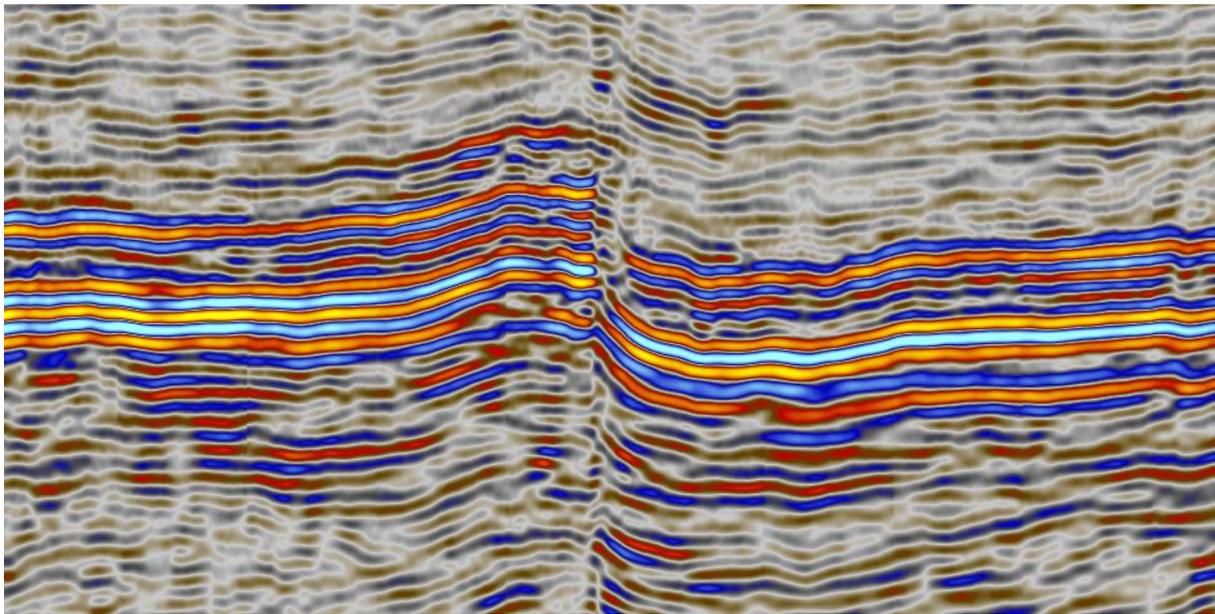


Figure II-3 Section sismique sans structure et de bonne qualité

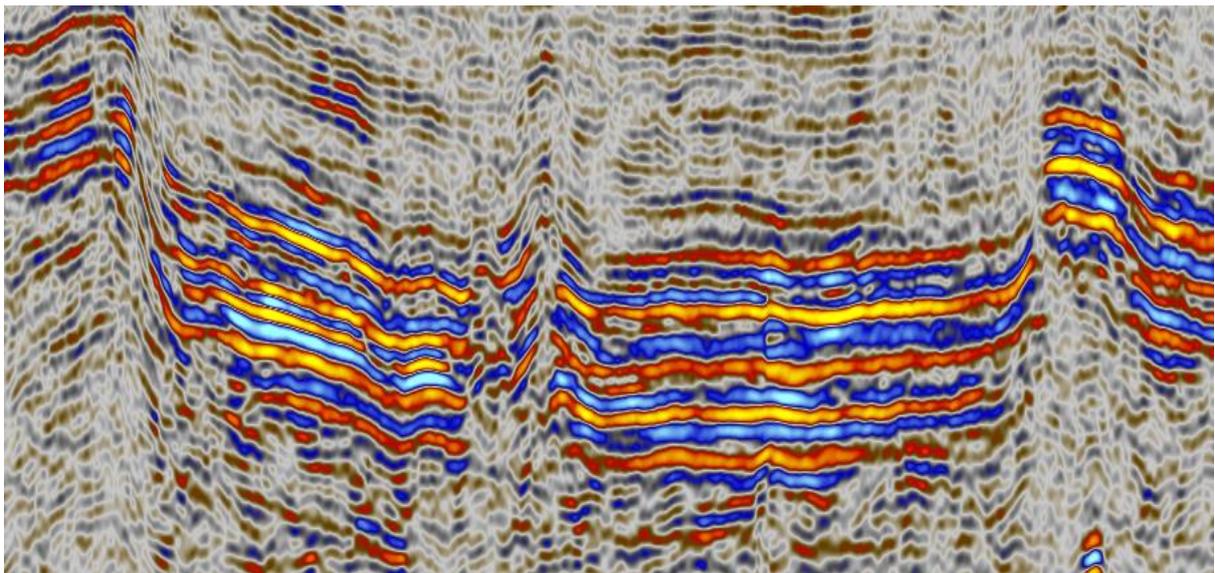


Figure II-4 Section sismique structurée mais de mauvaise qualité

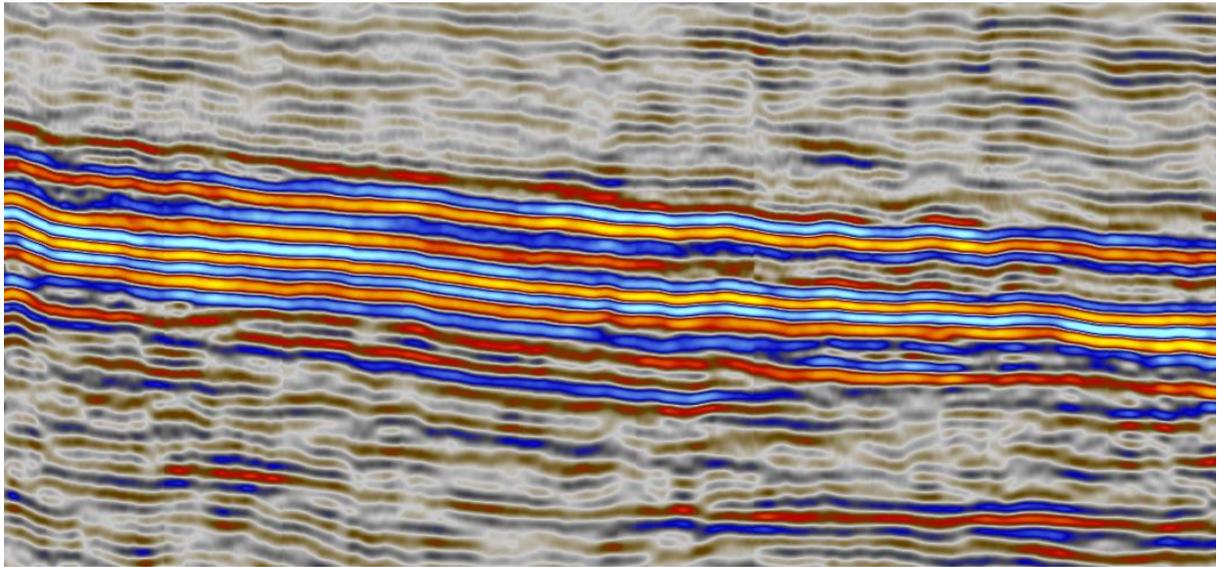


Figure II-5 Section sismique sans structure de bonne qualité

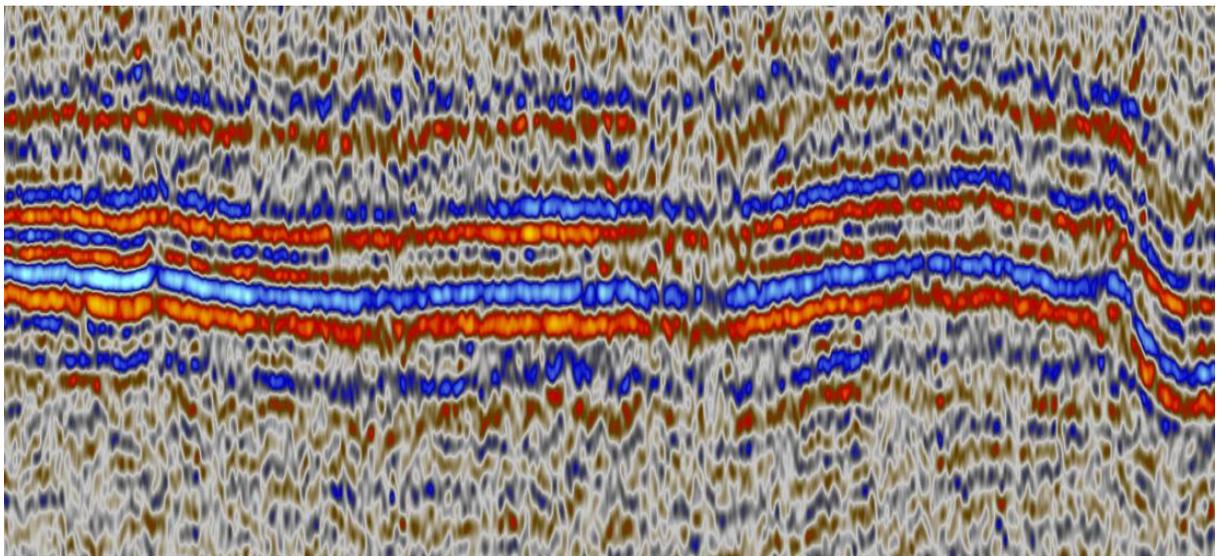


Figure II-6 Section sismique sans structure mais de mauvaise qualité

II.4 Données des puits

II.4.1 La fiche stratigraphique

Le log habillé est établi au niveau de puits, il nous permet d'identifier et de localiser les formations traversées par le forage et de déterminer les horizons à carter (Figure II-7).

Chapitre II : Présentation des données et séquences du traitement

Age		Lithologies	Epaisseurs	R Réser-voir	R Mère	R. Couv erture
Le Méso-Cénozoïque	PLIO-QUATERNAIRE		0 à 100 m			
	CONTINENTAL INTERCALAIRE		0 à 900 m			
	LIAS		0 à 400 m			
	TRIAS		0 à 100 m			
Le Paléozoïque	STEPHANIE		0 à 1600 m			
	WESTPHALIE		0 à 2300 m			
	NAMURIEN SUP.		400 m			
	NAMURIEN INF.		400 m			
	VISEEN SUP.		400 à 4500 m			
	VISEEN INF.		0 à 600 m			
	TOURNAISIEN		100 à 800 m			
	FAMENNIEN		0 à 600 m			
	FRASNIEN		70 m			
	GIVETIEN		60 m			
	EIFELIEN		180 m			
	EMSIEN SIEGNIEN GEDINNIEN		140 à 400 m 50 à 280 m			
	SILURIEN		70 m			
	ORDOVICIEN		500 m			
SOCLE PRECAMBRIEN		300 m				

Figure II-7 Colonne stratigraphique synthétique du Périmètre de Béchar (Document EX/SH).

II.4.2 Profil sismique vertical (PSV)

Le profil sismique vertical est une opération de sismique de puits, pour laquelle un signal sismique émis à la surface du sol est enregistré par un géophone situé successivement à différentes profondeurs dans le puits (Figure II-8). Le PSV fournit une trace sismique sans multiple, directement comparable à la section sismique de surface passant au voisinage du puits (Figure II-9), c'est aussi un outil de calage, permettant d'avoir la courbe temps-profondeur (Figure II-10).

Parmi les principales applications du profil sismique vertical, on cite :

- La corrélation avec la profondeur de la sismique réflexion.
- La mesure des vitesses des ondes P et S
- La prévision des zones compactées
- L'identification des réflexions primaires et multiples
- L'estimation du pendage des réflecteurs
- La localisation des plans de faille
- La corrélation entre les arrivées réfléchies P et S
- L'obtention d'une sismique détaillée au voisinage du puits
- L'identification des zones à forte perméabilité et des zones fracturées

Le PSV permet également d'accéder à certains paramètres lithologiques comme l'impédance acoustique, le rapport V_p/V_s qui fournit le coefficient de poisson et l'atténuation.

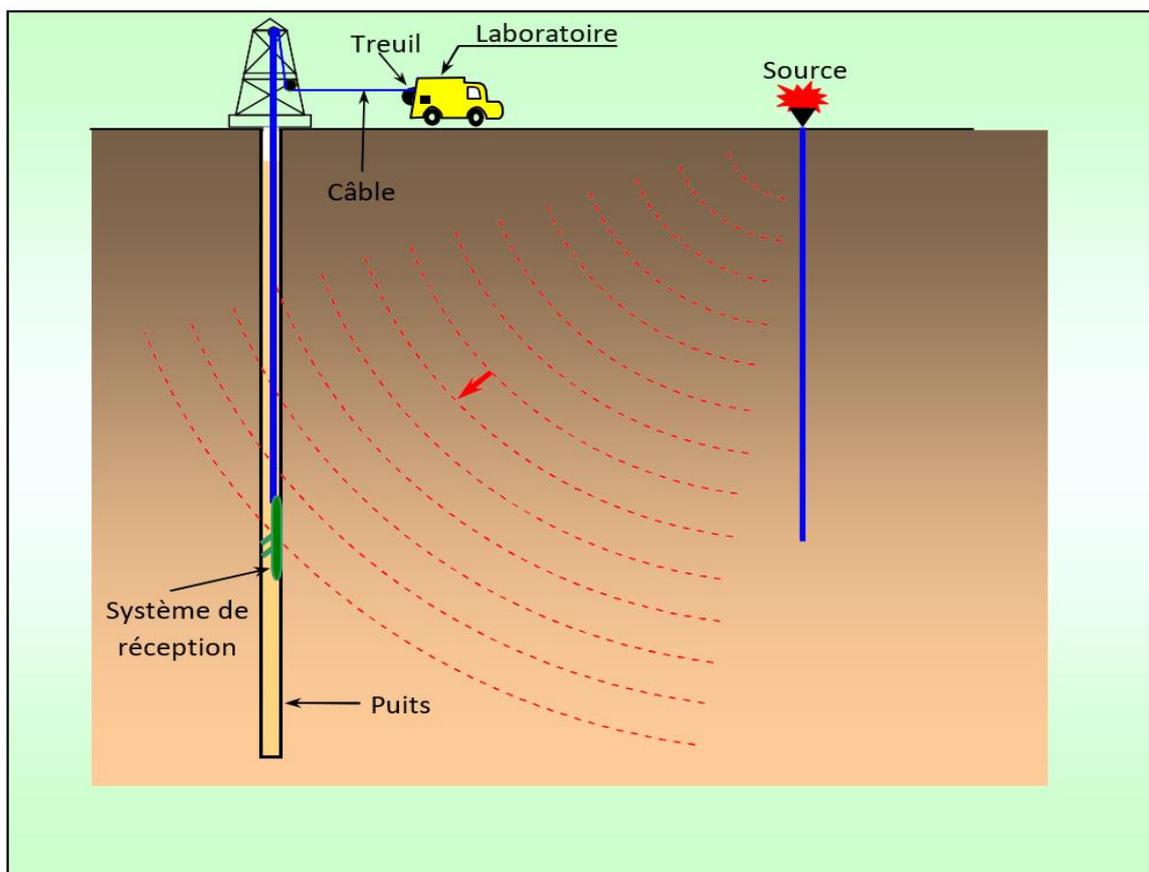


Figure II-8 Mise en œuvre d'un PSV (W.CHALABI, 2018))

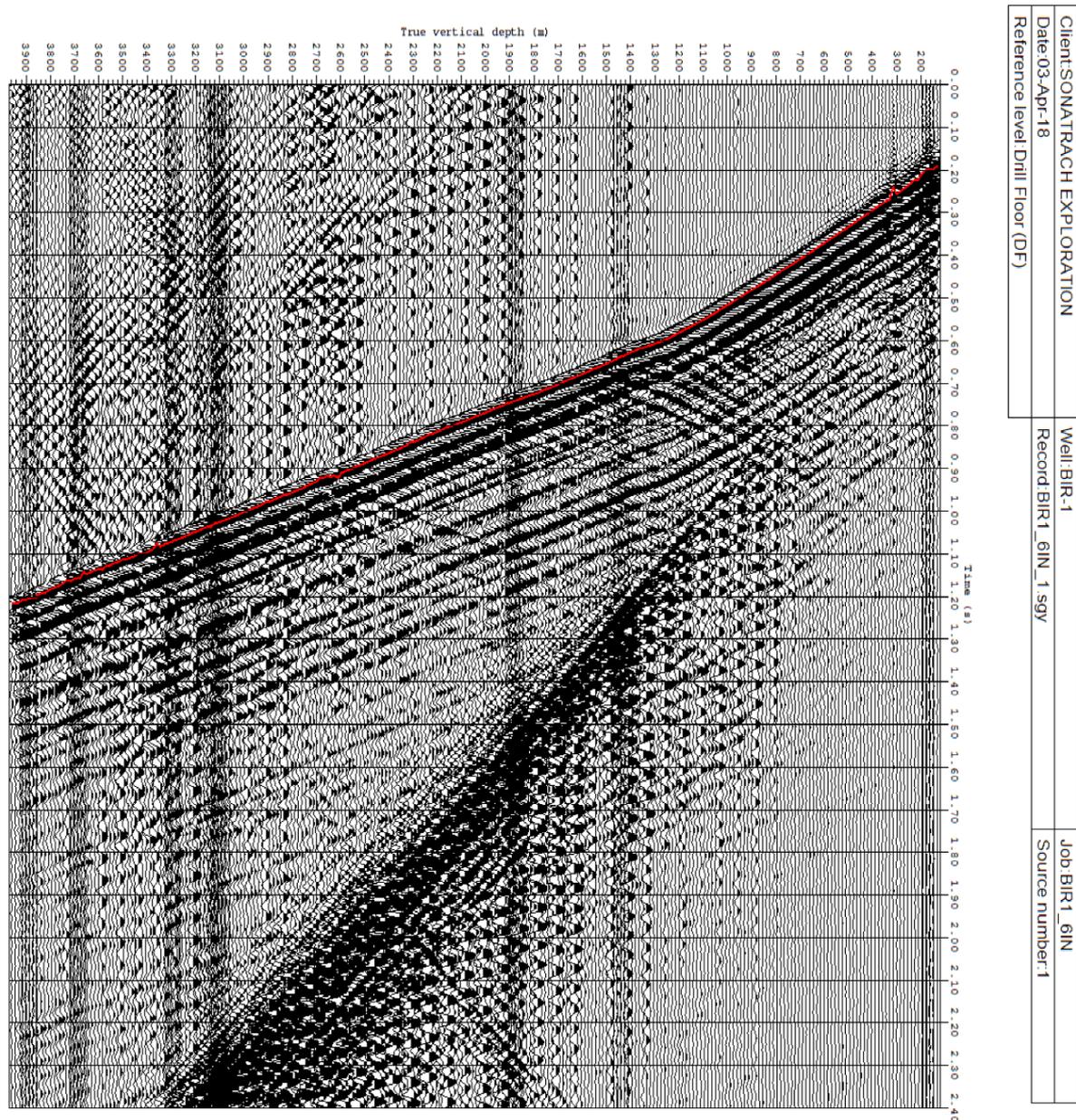


Figure II-9 corridor stack au niveau du Puit A avant le traitement (W.CHALABI, 2018)

II.4.3 Le carottage sismique (check shot)

C'est un type de données sismiques de puits, destiné à mesurer le temps de parcours d'une onde sismique allant de la surface à une profondeur connue. Il consiste à émettre un signal à partir de la surface et de l'enregistrer à différentes profondeurs à l'intérieur du puits. Les données de carottage sismique sont utilisées dans le but d'avoir une échelle de conversion temps-profondeur ainsi que pour la détermination des vitesses moyennes, RMS et intervalles. (W.CHALABI, 2018)

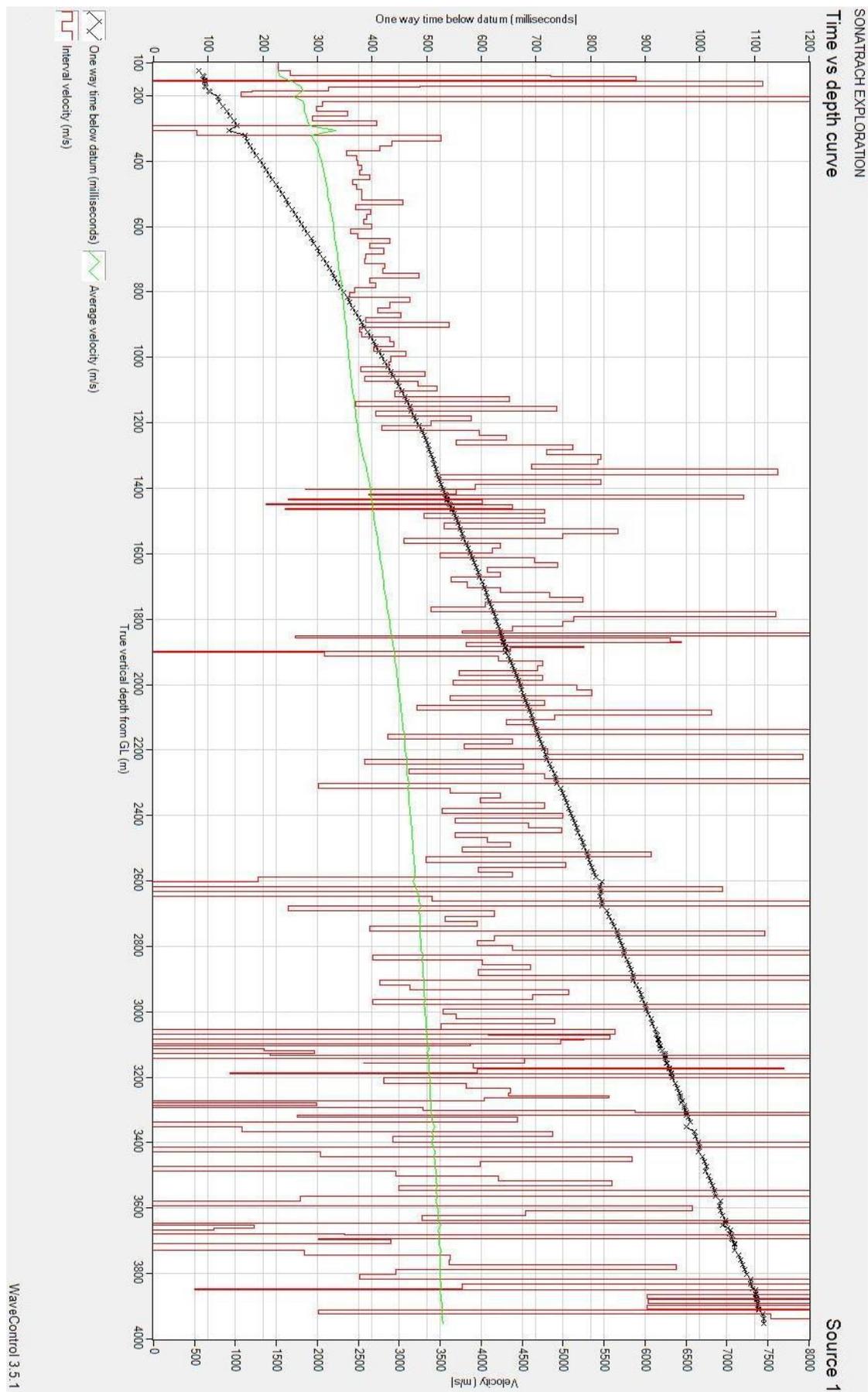


Figure II-10 La courbe temps-profondeur au niveau du puits A (W.CHALABI, 2018)

Chapitre II : Présentation des données et séquences du traitement

Dans notre région, nous avons des données de trois puits seulement, à savoir : Puits A qui se situe au nord-est du plan, puits B au sud-ouest et Puits C au sud-est. Les paramètres des puits sont donnés dans le tableau ci-dessous (Tableau II-1).

Latitude	Longitude	KB	TD	Well Head
31°54'42.9571"N	0°29'5.7616"W	756	4000	Puits A
31°34'18.5291"N	0°46'38.6461"W	790	3000	Puits B
31°38'48.6011"N	0°24'45.1951"W	761	2600	Puits C

Tableau II-1 Paramètres des puits A, B et C

Où : KB : (Kelly bushing height) l'altitude de la table de rotation par rapport au DP

TD : Total depth

Le Tableau II-2 montre la profondeur mesurée de chaque âge géologique dans chaque puits.

Latitude	Longitude	MD	Surface	Well
31°54'42.9571"N	0°29'5.7616"W	1120	Lias	Puits A
31°54'42.9571"N	0°29'5.7616"W	1227	Lias Carbonaté	Puits A
31°54'42.9571"N	0°29'5.7616"W	1492	Trias	Puits A
31°54'42.9571"N	0°29'5.7616"W	1580	DH	Puits A
31°54'42.9571"N	0°29'5.7616"W	2699	Fammenien	Puits A
31°54'42.9571"N	0°29'5.7616"W	3881	Ordo	Puits A
31°38'48.6011"N	0°24'45.1951"W	1062	Lias	Puits C
31°38'48.6011"N	0°24'45.1951"W	1160	Lias Carbonaté	Puits C
31°38'48.6011"N	0°24'45.1951"W	1360	Trias	Puits C
31°38'48.6011"N	0°24'45.1951"W	1430	DH	Puits C
31°38'48.6011"N	0°24'45.1951"W	2304	Ordo	Puits C
31°34'18.5291"N	0°46'38.6461"W	765	Lias	Puits B
31°34'18.5291"N	0°46'38.6461"W	971	Trias	Puits B
31°34'18.5291"N	0°46'38.6461"W	1258	Famennien	Puits B
31°34'18.5291"N	0°46'38.6461"W	2950	Ordo	Puits B

Tableau II-2 Les Well Tops au niveau des trois puits A, B et C

MD : (Measured depth) ou profondeur mesurée.

II.5 Séquence du traitement

Comme nous avons des campagnes sismiques différentes, le traitement a été donc différent. Les plus anciennes campagnes 90-BT et 95-BT réalisées respectivement en 1990 et 1995 ont été retraitées afin de les rendre comparables aux plus récentes.

Les trois campagnes sismiques ont été réalisées au même endroit dans les blocs 309a, 310, 311 & 319c à Oued Namous, Taghit (Bechar). (H.Touileb, 2017)

II.5.1 Séquence du traitement du 17-BT

II.5.1.1 Les profils traités

PROFILS	DÉBUT	FIN	NBR VP	LONGUEUR (KM)
17-BT-01	1001	2444	1444	36,075
17-BT-02	1001	2372	1372	34,275
17-BT-03	1001	2377	1377	34,4
17-BT-04	1001	2189	1189	29,7
17-BT-05	1001	2560	1560	38,975
17-BT-06	1001	2138	1138	28,425
17-BT-07	1001	1764	764	19,075
17-BT-08	1001	3023	2023	50,55
17-BT-09	1001	2017	1017	25,4
17-BT-10	1001	3092	2092	52,275
17-BT-11	1001	2027	1027	25,65
17-BT-12	1001	3348	2348	58,675
17-BT-13	1001	2443	1443	36,05
17-BT-14	1001	2809	1809	45,2
17-BT-15	1001	2093	1093	27,3
17-BT-16	1001	2620	1620	40,475
17-BT-17	1001	2101	1101	27,5
17-BT-18	1001	2180	1180	29,475
17-BT-19	1001	2790	1790	44,725
17-BT-20	1001	2413	1413	35,3
17-BT-21	1001	2918	1918	47,925
17-BT-22	1001	2612	1612	40,275
17-BT-23	1001	2677	1677	41,9
17-BT-24	1001	3047	2047	51,15
17-BT-25	1001	2832	1832	45,775
17-BT-26	1001	3304	2304	57,575
17-BT-27	1001	2706	1706	42,625
17-BT-28	1001	3026	2026	50,625
17-BT-29	1001	1877	877	21,9
17-BT-30	1001	2312	1312	32,775
17-BT-31	1001	1971	971	24,25
17-BT-32	1001	2778	1778	44,425
17-BT-33	1001	2148	1148	28,675
17-BT-35	1001	3283	2283	57,05

Tableau II-3 Liste des profils traitées de la 17-BT

II.5.1.2 Objectifs sismiques et problèmes à résoudre :

- Objectif structural et stratigraphique
- Corrections statiques (courte et /ou grande longueur d'onde)
- Continuité
- Résolution
- Multiples
- Problème d'absorption
- Définition du plan de faille
- Inversion de vitesse

II.5.1.3 Paramètre d'acquisition :

- INTER TIRS : 25m
- SOURCE : VIBROSEIS
- COUVERTURE : 18000%
- NOMBRE DE CANNEAUX : 360

II.5.1.4 Lecture et contrôle des données sismiques :

Les données sismiques reçues sur des cartouches 3592 en format SEG-D sont transformées en format Javaseis avec un rééchantillonnage de 4 ms.

Le traitement s'est fait avec une longueur de 4 secondes. La géométrie est exploitée à partir des données de navigation en format SPS ; l'information est copiée sur le header de la trace sismique.

II.5.1.5 Présentation des données brutes :

Les données brutes présentent plusieurs anomalies les plus remarquables sont :

- Les Spikes : Très forte amplitudes masquant le signal.
- Les Bruits linéaires : Telle que les ondes aériennes et la Ground Roll caractérisée par une faible vitesse apparente donnée dans le domaine temporel.
- Les Bruits aléatoires : Ces anomalies nous empêchent de procéder à un traitement des amplitudes vu qu'elles masquent le signal.

II.5.1.6 . Géométrie et QC :

Différents QC ont été réalisés tel que les cartes de : Couverture, distribution des CMPs et distribution des offsets

II.5.1.7 Calcul des statiques primaires :

Différentes méthodes de calcul des corrections statiques ont été testées ; tel que :

- La méthode altimétrique : avec une $V_c=2400\text{m/s}$ et un $DP=700\text{m}$.
- La méthode d'inversion GLI (Generalized Linear Inversion).
- La méthode de calculs des statiques réfractions (DRM).
- La méthode de Tomographie.

(85) CVT réalisés ont servi à l'élaboration et la calibration des statiques primaires ; la solution DRM dans les zones de tests a donné de bons résultats.

Calcul des statiques dans toute l'étude : La solution retenue déduite de la méthode DRM utilisant le réfracteur sous la WZ dans la planche d'offsets 100-1000 m Une calibration par les CVT de la solution statique DRM Display & QC sur shot et stack

II.5.1.8 Atténuation des amplitudes anormales :

L'analyse des enregistrements bruts nous a montré la présence de traces bruitées que nous avons éliminé avec un filtre médian pour atténuer les fortes amplitudes dont le principal paramètre est le nombre de traces à utiliser pour ce filtre, ce dernier a été testé comme suit :

NT :3,5,7,9

Paramètres retenus : 7

II.5.1.9 Récupération des amplitudes :

La divergence sphérique est un phénomène géométrique. Il définit la décroissance de l'intensité de l'énergie d'une onde sismique ou d'un front d'onde par unité de surface, en fonction de son éloignement X de la source. Paramètres testés : - True Amplitude Recovery (TAR) avec les coefficients K=3 ; 6 ; 9. - Time Offset Variant Gain (TOVG) Paramètre retenu Time Offset Variant Gain (TOVG) pour la totalité du projet.

- 1) **Surface consistante amplitude (Scamp) :** En sismique terrestre, les conditions proches de la surface varient souvent, entraînant des différences dans l'intensité de la source et la signature. En outre, les écarts entre les enregistrements rapprochés sont également couramment observés.
Ce traitement fait partie de la séquence du traitement en amplitudes préservées. Il vise à calculer un gain pour chaque trace en fonction du point de tir, point de réception offset et d'autres attributs souhaités.
- 2) **Correction d'absorption :** L'absorption implique la décroissance d'amplitude sismique par la perte d'énergie, comme l'énergie de l'onde est convertie à d'autres formes (ex : chaleur).
D'autres paramètres ont été testés tel que le Gain et le type avant de procéder à l'application finale du Q factor sur data.

Paramètres retenus :

Q-Compensation ; Type of Q Values Input : **Interval Velocity**

II.5.1.10 Atténuation des bruits linéaires :

Pour l'élimination des bruits linéaires, nous avons utilisé un filtrage dans le domaine FX sur Shot Trois méthodes d'atténuation des bruits linéaires ont été testées sur shot gather :

- Filtre en éventail (FAN Filter) et filtre FK.

Paramètres retenus :

- SWANA après NMO, avec F-Band (8-12-60-70Hz), et Velocity (2500m/sec)

II.5.1.11 Déconvolution :

Elle est utilisée pour :

- Contracter l'ondelette afin d'augmenter la résolution verticale (déconvolution spike).
- Atténuer les multiples (déconvolution prédictive).

Différents types et paramètres de déconvolution ont été testés sur les quatre lignes tests, tel que : La déconvolution prédictive, Spike (monocanal) et surface consistante.

Avant de procéder aux tests, pour obtenir un stack optimum, un passage d'analyse de vitesses a été appliqué.

Le choix de la fenêtre d'application de la déconvolution est défini à partir des enregistrements sismiques. Types et paramètres testés :

Longueur de l'opérateur de Déconvolution OPL (ms) :	80, 120, 160, 180, 200, 240.
Distance de prédiction GAP (ms) :	8, 12, 16, 20, 24, 28, 32.
Bruit blanc (White noise)	0.1, 0.3, 0.9, 2.
Types de Déconvolution :	Surface consistante Spike. -Surface consistante prédictive. -Prédictive.

Paramètres retenus :

Type : Surface consistante prédictive.

OPL (ms) : 180.

Gap (ms) : 24.

Conversion de zéro phase a minimum phase :

Le filtre rephaser a été calculé en phase à réservoir par la conversion des données zéro phase à des données minimum phase en utilisant l'autocorrélation du Sweep, pour l'application de la déconvolution. Un retour à Zéro phase a été effectué après déconvolution.

II.5.1.12 Analyse de vitesses et mute :

Les analyses des vitesses sont faites de manière interactive à plusieurs passages. Trois passages d'analyses de vitesses ont été réalisés, dont un premier avec des intervalles réguliers de 1km, un second passage après application des statiques résiduelles avec des intervalles réguliers de 500m et enfin le dernier passage après application de la Migration avant Stack (PSTM) avec un intervalle de 500m. Les lois de mute externe sont piqués sur des COG (Commun Offset Gathers) corrigés dynamiquement par les vitesses RMS finales, pour chaque profil.

II.5.1.13 Calcul des statiques résiduelles :

Un premier passage de calcul des statiques résiduelles en surface consistante a été réalisé sur des CDP gathers contenant tous les traitements sus-cités.

Paramètres testés :

- Nombre de traces : 5, 11, 15, 21 ,31.
- Un passage de statiques résiduelles avec les paramètres suivants : NT (pilote) : de 21 traces. Fenêtre de calcul : de 100 à 2500 ms.
- Un deuxième passage de statiques résiduelles a été appliqué après un autre passage d'analyse de vitesses.

II.5.1.14 Atténuation des bruits aléatoires :

Après les statiques résiduelles, nous avons remarqué la présence de bruits aléatoires de fortes amplitudes, un traitement sur plan offset a été utilisé dans ce but.

Les paramètres testés sont :

- Dip Scan
- Eigenvector
- FK Power
- FX Decon

Paramètre retenu : Module : FX Decon

II.5.1.15 Pre-stack time migration (PSTM)

La KIRCHHOFF Pre-Stack Time Migration (PSTM) ou Migration temps avant Stack permet un repositionnement des événements sismiques et induits :

- Une focalisation de l'énergie.
- Une clarté de l'image des pendages et des structures.

Une migration PSTM a été réalisée pour le troisième passage des analyses de vitesses.

Ce dernier a été utilisé avec un lissage pour la migration finale.

Les paramètres testés sont : ouverture : 2000m, 2500m, 3000m, 4000m.

Fréquence : 55Hz,60Hz,65Hz.

Paramètres retenus : PSTM (Migration Pre-stack). Ouverture : 3000m, Fréquence : 60Hz

II.5.1.16 Traitements post stack

Dans cette étape, on a retenu les paramètres suivants :

Filtre passé bande : (8-12-60-70) HZ

Filtre FK 1.2

AGC 500 ms

II.5.2 Séquence du traitement des profils 90-BT et 95-BT

II.5.2.1 Objectifs du traitement et problèmes à résoudre

- Objectif structural et stratigraphique
- Corrections statiques (courte et/ou grande longueur d'onde)
- Continuité des horizons sismiques
- Résolution
- Problème d'absorption
- Définition de plan de faille
- Mettre en évidence les horizons situés entre 1.0 et 2.6 secondes Temps Doubles
- Homogénéiser le modèle WZ pour toutes les campagnes sismiques
- Homogénéiser le signal sismique de toutes les campagnes sismiques

II.5.2.2 Liste des profils sismiques traités

PROFIL S	PREMI ER SP	DERNIE R SP	COUVERTU RE (%)	INTE R- TRAC E (M)	INTE R-VP (M)	SP	LONGUEU R (KM)
90-BT-01	110	2465	120	30	30	234 5	70.65
90-BT-02	100	1100	120	30	30	100 1	30
90-BT-03	110	2730	120	30	30	232 5	78.6
90-BT-04	100	1498	120	30	30	134 9	41.94
90-BT-05	100	2035	120	30	30	191 8	58.1
90-BT-06	104	1635	120	30	30	136 0	45.93
90-BT-08	1	1370	120	30	30	136 7	41.07
90-BT-10	100	1334	120	30	30	123 0	37.02
90-BT-12	100	1435	120	30	30	113 4	40.05
90-BT-14	100	1433	120	30	30	132 7	40
90-BT-16	100	1510	120	30	30	138 8	42.3
90-BT-18	100	1340	120	30	30	125 0	37.2

Tableau II-4 Liste des profils traités de la campagne 90-BT

Chapitre II : Présentation des données et séquences du traitement

PROFILS	PREMIER SP	DERNIER SP	COUVERTURE (%)	INTER-TRACE (M)	INTER-VP (M)	SP	LONGUEUR (KM)
95-BT-01	101	654	120	30	30	554	16.59
95-BT-02	101	617	120	30	30	517	15.48
95-BT-04	101	601	120	30	30	501	15
95-BT-05	101	1275	120	30	30	1175	35.22
95-BT-06	101	1264	120	30	30	1163	34.89
95-BT-07	101	1263	120	30	30	1163	34.89
95-BT-08	101	1300	120	30	30	1184	35.97
95-BT-09	101	1300	120	30	30	1200	35.97
95-BT-10	101	1300	120	30	30	1200	35.97
95-BT-11	101	1345	120	30	30	1245	37.32
95-BT-12	101	1367	120	30	30	1267	37.98
95-BT-13	101	1045	120	30	30	945	28.32
95-BT-14	101	1045	120	30	30	945	28.32
95-BT-15	101	1056	120	30	30	956	28.65
95-BT-16	101	985	120	30	30	885	26.52
95-BT-17	101	1586	120	30	30	1486	44.55
95-BT-18	101	1632	120	30	30	1532	45.93
95-BT-19	101	1096	120	30	30	966	29.85
95-BT-20	101	1088	120	30	30	908	29.61
95-BT-21	101	1248	120	30	30	1148	34.41
95-BT-22	101	1217	120	30	30	1117	33.48

Tableau II-5 Liste des profils traitées de la campagne 95-BT

II.5.2.3 Acquisition des données sismiques (lignes tests)

Paramètres des données d'acquisition (profils 90-BT-04 et 90-BT-12)

- Le pas d'échantillonnage : 2ms
- Longueur d'enregistrement : 5secs
- Longueur de traitement : 4 secs
- Inter-trace= 30m et inter VP (Point de tir) =30 m
- Source : Vibro.

Configuration du dispositif

- Intervalle entre source :30m
- Offset longitudinale :5m
- Couverture :120.

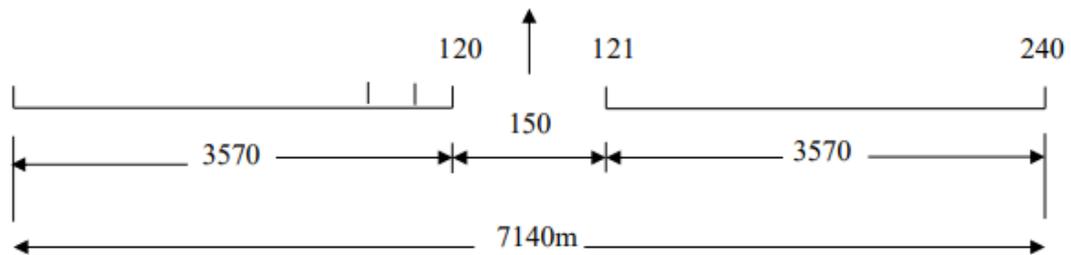


Figure II-11 Dispositif d'acquisition des profils (90-BT-04 & 90-BT-12)

Paramètres des données d'acquisition (95-BT18)

- Le pas d'échantillonnage : 2 ms.
- Longueur d'enregistrement : 5 secs.
- Longueur de traitement : 4 secs.
- Inter-trace= 30 m et inter VP=30 m.
- Source : Vibro.

Configuration du dispositif

- Intervalle entre source : 30 m
- Offset longitudinale :5m
- Couverture : 120.

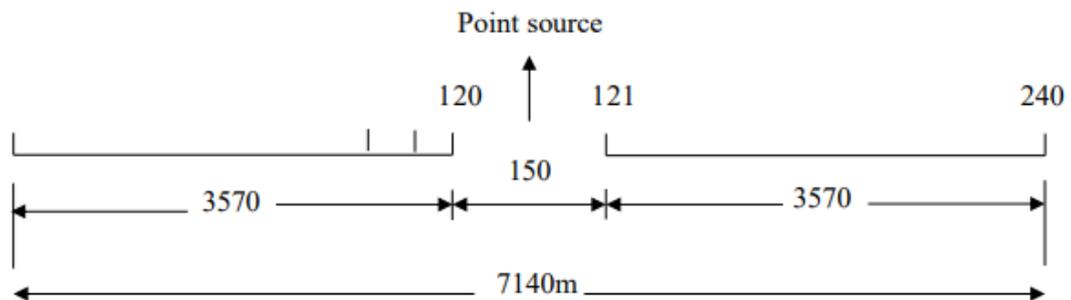


Figure II-1 Dispositif d'acquisition du profil (95-BT-18)

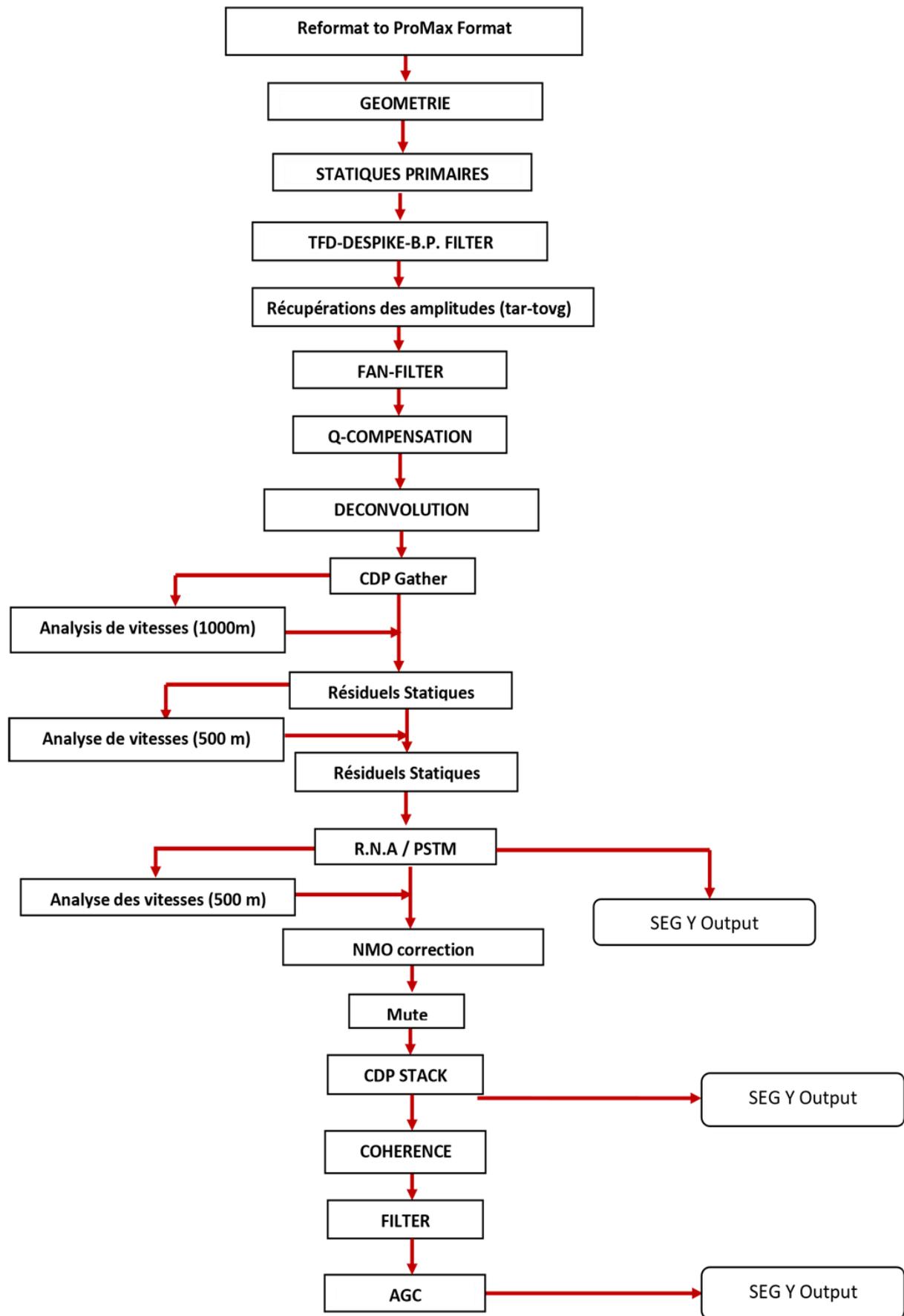


Figure II-13 Séquence finale du retraitement

Chapitre II : Présentation des données et séquences du traitement

	SEQUENCE DE RETRAITEMENT (TAGHIT-2D)
1	SEG-Y Input et échantillonnage de 2ms à 4ms
2	Préparation Manuelle de la Géométrie en exploitant les stackings charts
3	Edition des traces (traces mortes, polarité inversée et De-Spike)
4	Pré-filtre : 8-12-60-70Hz
5	Calcul des corrections statiques Réfractions par la méthode (D.R.M), Callées aux CVT&TPR ; DP=700m; Vc=2400m/s; Offset: 150-1000m
6	Récupérations des amplitudes TAR, TOVG.
7	Pass Fan Filter after NMO, F-Band(8-12-60-70Hz), Velocities(6000-20000m/sec)
8	Q-Compensation (Type of Q Values: Interval Velocity Formule:Futterman ,Application: Phase Only).
8	Déconvolution (Surface consistant Prédictive Opl=160ms GAP=24 et Pw= 1%)
09	Premier passage des analyses des vitesses (C.V.A) chaque 1 km
10	Statiques Résiduelles (Surface consistante) Max shift =+/-20ms
11	Deuxième passage des analyses des vitesses (C.V.A) chaque 0.5 km
12	Statiques Résiduelles (Surface consistante) Max shift =+/-10ms
13	Random noise atténuation en plan d'offset (FK-POWER ET EIGEN-VECTOR)
14	Pre-Stack Time Migration (kirchoof)
15	Troisième passage des analyses des vitesses (C.V.A) chaque 0.5 km
16	Correction dynamique (NMO)
17	Manuel Mute en temps variable chaque 0.5 km
18	Sommation en couverture multiple 1200%,6000% ,12000%
19	Filtre final : 0-4sec = 8-12-50-60Hz
20	Filtre de cohérence (FX Decon, Percentage of White noise :30, Horizontal Window Length :51).
21	Egalisation Dynamique AGC :500 ms

II.5.2.4 Conclusion

Les lignes sismiques de l'étude se caractérisent par un rapport signal sur bruit très faible (Onde aérienne, ground-roll et bruit aléatoire) face à une couverture de 120 pour les profils (90-BT et 95-BT). Cette limitation a induit une méthodologie de filtrage et de traitement spécifique.

La préparation des données s'est basée sur une saisie manuelle des données numériques prélevées à partir des cartes topographiques anciennes (stacking chart). L'application des solutions statiques additionnées aux résiduelles a pu corriger en grande partie le contenu sismique et a permis de rendre homogène les marqueurs sismiques en augmentant le rapport signal/bruit.

Un bon modèle de vitesse de la zone altérée (WZ) a été obtenu et qui reflète une complexité géologique.

La définition des horizons est assez bonne tant en ce qui concerne la résolution que la continuité dans les zones non 'sourdes'.

Enfin, tous les autres paramètres de traitement (Gain, Filtrage spatial, Q Compensation Déconvolution, et Migration) choisis de manière pertinente ont été d'un apport certain pour l'amélioration de la qualité ses sections sismiques.

L'écart au niveau des intersections des profils sont limités et malgré un nombre important de points d'intersections 280. (BOUKHEBACHE, 2018)

Chapitre III
Etapas d'interprétation
et réalisation des cartes

Chapitre III Etapes d'interprétation et réalisation des cartes

III.1 Introduction

L'interprétation en géophysique est l'analyse des données en vue de générer des modèles géologiques raisonnables, et de prédire les propriétés et structures du sous-sol.

L'interprétation des images sismiques dans le cadre de la prospection pétrolière, est une opération complexe qui nécessite une connaissance importante.

L'interprétation structurale est fondée sur les variations de forme des horizons, la forme du signal (réflexion) n'est utilisée que comme objet à corréliser en vue d'assurer le tracé ou le pointé d'un horizon.

D'une manière générale le résultat de l'interprétation n'est pas unique, c'est pour cette raison que l'interprétation en géophysique est considérée comme un problème inverse.

L'interprétation structurale se fait essentiellement sur machine, en utilisant des softs conçus dans le but de réaliser des cartographies sismiques, notre travail de cartographie est fait à l'aide du logiciel « Pétrel » version 2017.

III.2 Étapes de l'interprétation structurale :

L'interprétation structurale se fait en plusieurs étapes :

- Choix des horizons
- Le calage
- La corrélation
- Le chronométrage
- Réalisation (tracé des cartes, identification de failles)

III.2.1 Choix des horizons

Lors de l'étude d'interprétation sismique structurale, les horizons à corréliser sont choisis soit dans le but de carter des réservoirs connus et objectifs pétroliers, soit dans le but d'une analyse structurale de la région. Les horizons sont choisis soit pour leur intérêt pétrolier ; leurs bons caractères des réflexions, ou leurs continuités dans la région d'étude.

Pour notre étude on a choisi trois horizons :

- **Le toit du Lias (roche couverture) :** Les dépôts du continental intercalaire renferment d'importantes séries argileuses qui peuvent jouer le rôle de couverture.
- **Le toit du Lias carbonaté (roche réservoir) :** C'est un réservoir dolomitique, il constitue la première découverte d'huile sur le périmètre de Taghit avec la mise en évidence d'un nouveau plaie pétrolier le Lias carbonaté.
- **Le toit du Trias (la base de la roche réservoir) :** Constitué de dolérites interstratifiées d'argiles rouges bariolées.

III.2.2 Le calage

C'est une technique qui consiste à identifier sur les sections sismiques les différents niveaux et horizons en se basant sur les données de puits (film synthétique, carottage...), l'opération du calage s'effectue comme suit :

- 1) Positionner le point sur la section sismique
- 2) Choisir les objectifs pétroliers à caler, les principaux marqueurs et les discordances à partir du log habillé :
 - Lecture des profondeurs des horizons sur le log habillé
 - Ramener les profondeurs lues au DP sismique
 - Transformer les profondeurs obtenues en temps en utilisant la courbe temps-profondeur du carottage sismique ou du PSV (Figure III-1).
 - Multiplier les temps corrigés par deux, car le temps de la section est un temps double.
- 3) Positionner les horizons identifiés sur le corridor stack du PSV (ou film synthétique) du puits concerné.
- 4) Caler la section sismique avec le puits en superposant le corridor stack du PSV (ou film synthétique) sur la section sismique à l'emplacement
- 5) Reporter les différents horizons sur la ligne sismique et ceci après un contrôle de la meilleure concordance entre le PSV (ou film synthétique) et la section sismique.

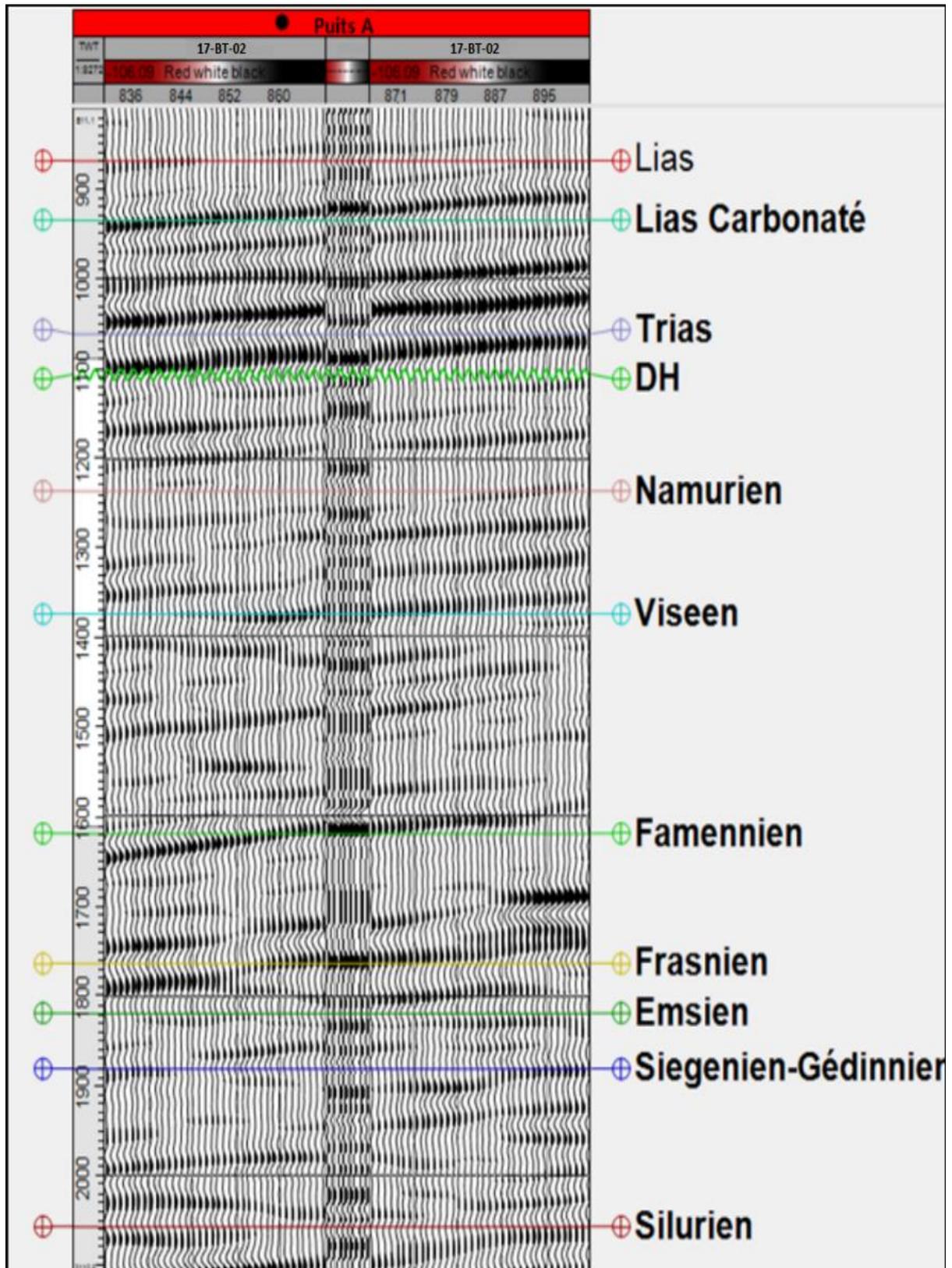


Figure III-2 Calage du profile 17-BT-02 en utilisant le corridor stack du Puit A

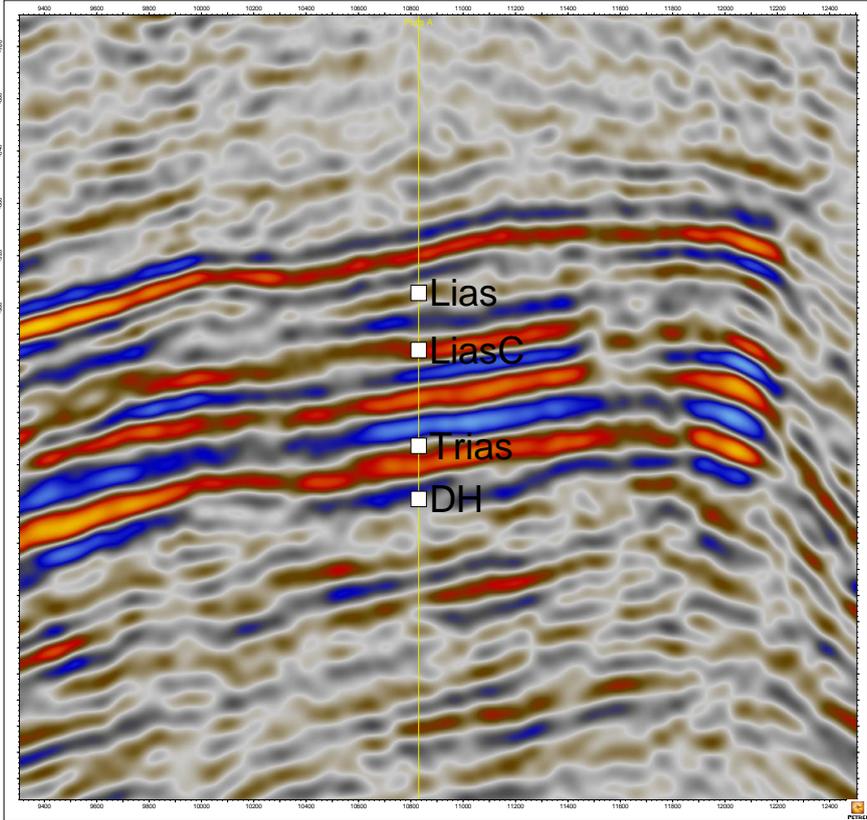


Figure III-3 Calage au niveau du puits A sur la section sismique 17-BT-02

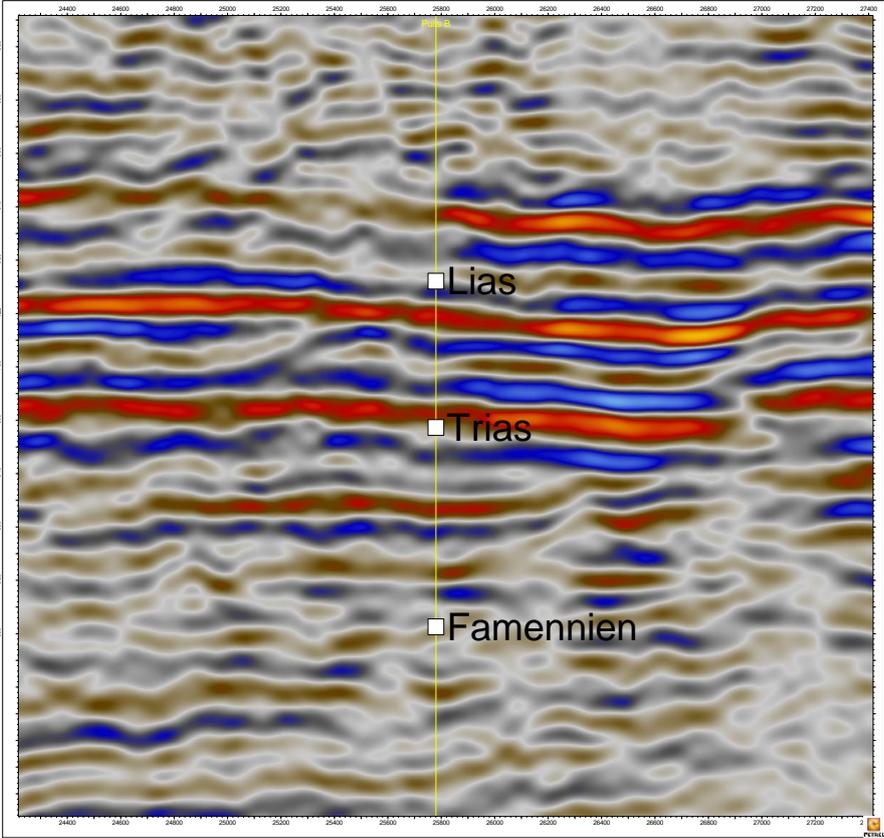


Figure III-4 Calage au niveau du puits B sur la section sismique 17-BT-23

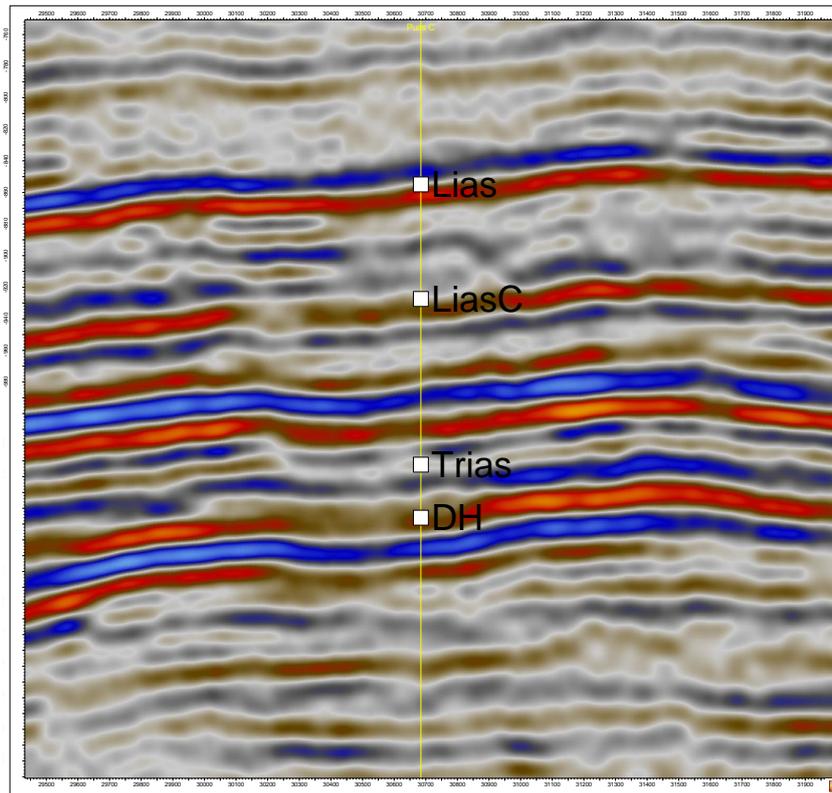


Figure III-5 Calage au niveau du puits C sur la section sismique 17-BT-12

III.2.3 La corrélation

L'opération de la corrélation ou pointé des réflexions est basée sur le critère de continuité des horizons, et du caractère sismique des réflecteurs. Elle permet d'identifier un horizon sur l'ensemble des sections. Le pointé des réflexions sur PETREL se fait par mailles, en commençant par les sections qui passent par les puits. Le passage d'une section à une autre se fait à partir du point d'intersection des deux sections en procédant maille par maille jusqu'à la corrélation de toutes les sections (Figure III-6).

Afin d'assurer la précision et la fiabilité des cartes en isochrones, il est primordial de respecter certains critères qui garantissent le bon déroulement de la corrélation :

La continuité des réflexions pour le même horizon.

En cas de perte de continuité, on fait une corrélation optique visuelle définie par le critère d'amplitude ainsi que le caractère de la réflexion (fréquence apparente et forme).

Il est aussi utile de comparer des sections parallèles pour l'identification des horizons en cas de perte du signal.

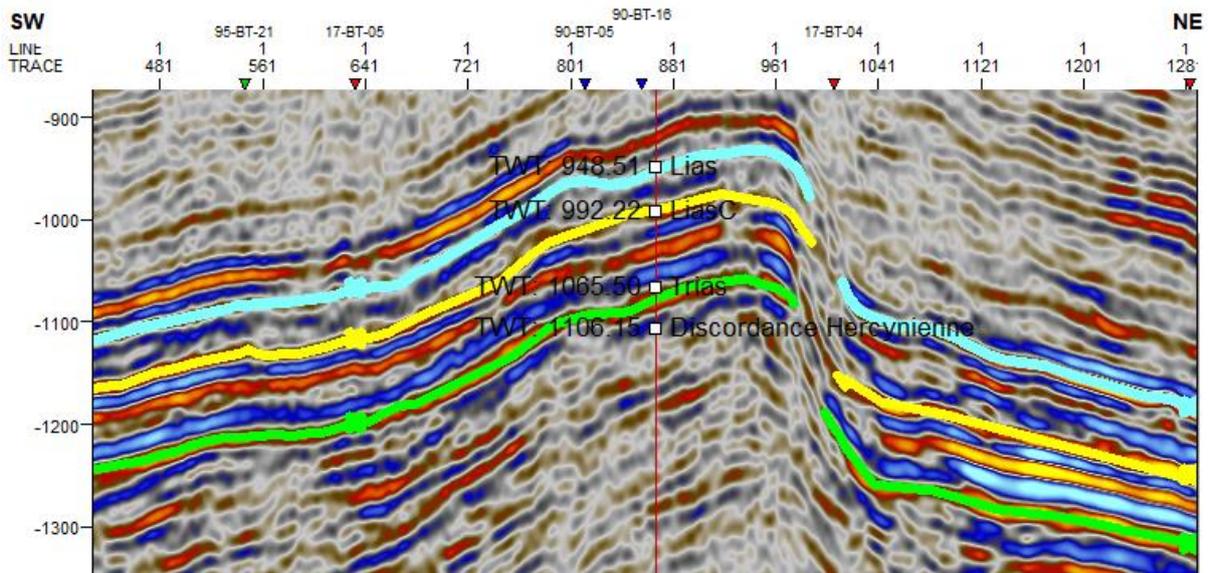


Figure III-6 Corrélation aux toits de notre horizons suivant le profil 17-BT-02

-Dans le cas d'un mauvais embrayage, on parle d'un mistie(Figure III-6),. Un mistie est une situation ou les valeurs prédites et les valeurs actuelles ne coïncident pas où bien lorsque les réflexions ne se referment pas d'où le terme « tie ».

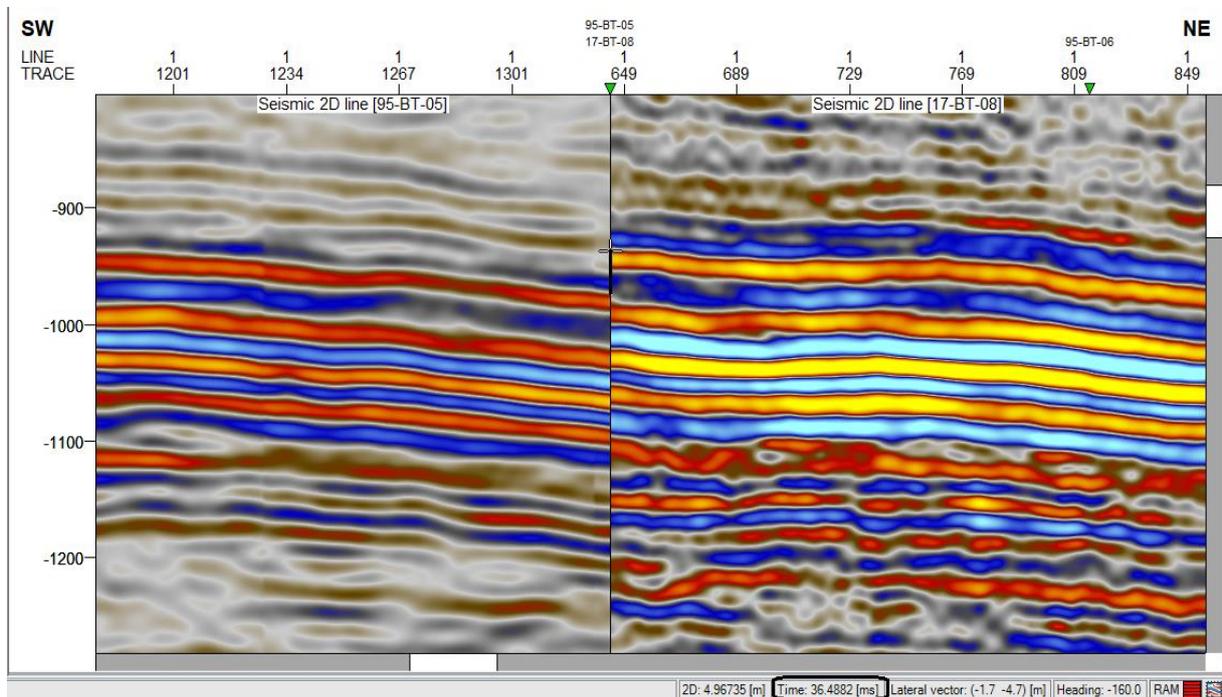


Figure III-7 Exemple de mistie de 36 ms entre les profils (95-BT-05 et 17-BT-08)

Chapitre III : Etapes d'interprétation et réalisation des cartes

Les origines des misties sont nombreuses, elles apparaissent dans les situations suivantes :

- Données de différentes phases
- Données corrigées avec des DP différents
- Méthode d'acquisition variable
- Problèmes des analyses de vitesse
- Mauvaise estimation NMO
- Mauvaise migration

Si le décalage entre les horizons est constant, on parle de misties statiques ; la correction peut alors se faire avec un simple shift du profil par rapport à un autre profil pris comme référence (généralement on prend un profil passant par un puits) (Figure III-7).

Cependant, les décalages aux croisements peuvent ne pas être constants, les misties sont alors dynamiques. Dans ce cas, la correction se fait uniquement au niveau de l'horizon d'intérêt.

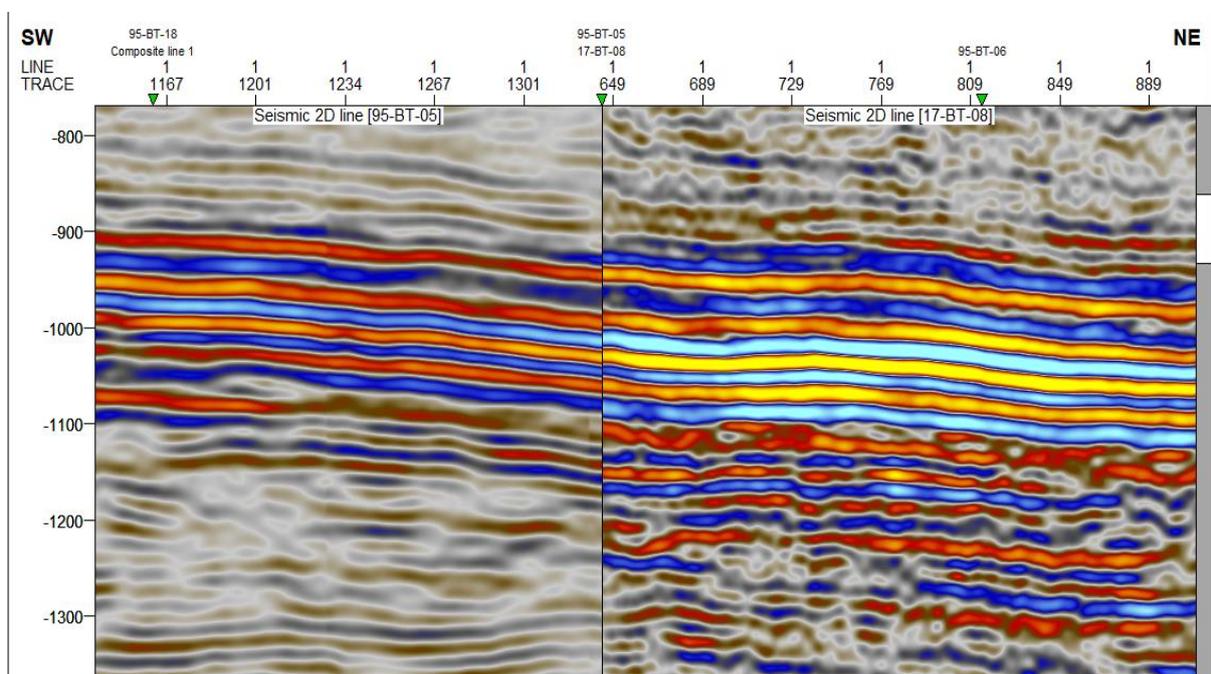


Figure III-7 Correction de mistie entre les profils (95-BT-05 et 17-BT-08)

Chapitre III : Etapes d'interprétation et réalisation des cartes

On fait notre première maille entre les profiles (17-BT-02 & 17-BT-04 & 17-BT-03 & 17-BT-06 & 17-BT-05 & 17-BT-02)(Figure III-8).



Figure III-8 Schéma de la première maille sur le plan de position

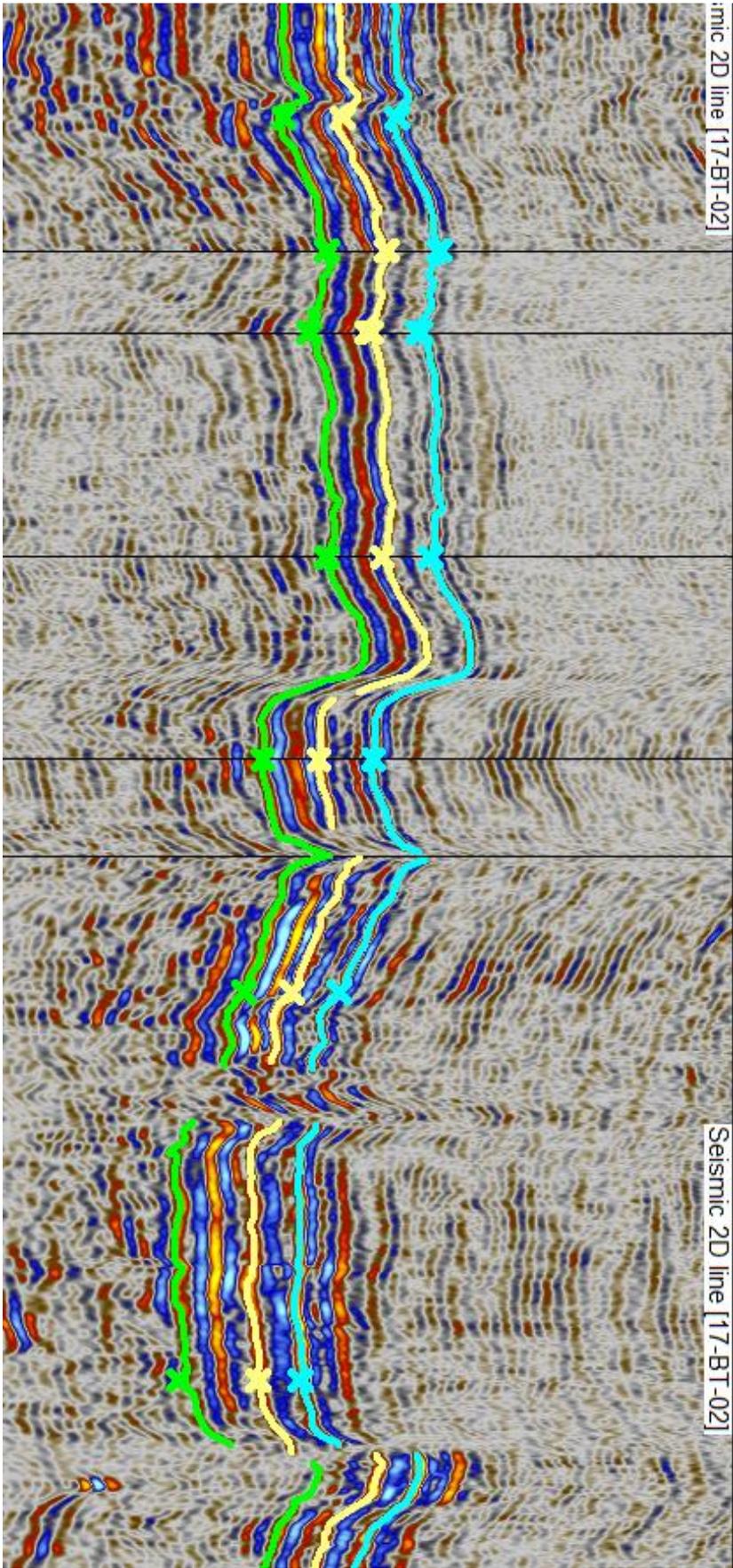


Figure III-9 Corrélation de la première maille

III.2.3.1 La corrélation entre puits

La corrélation entre puits (cross-well correlation) nous permet d'avoir une idée sur les épaisseurs des couches et la forme des structures en fonction de la direction.

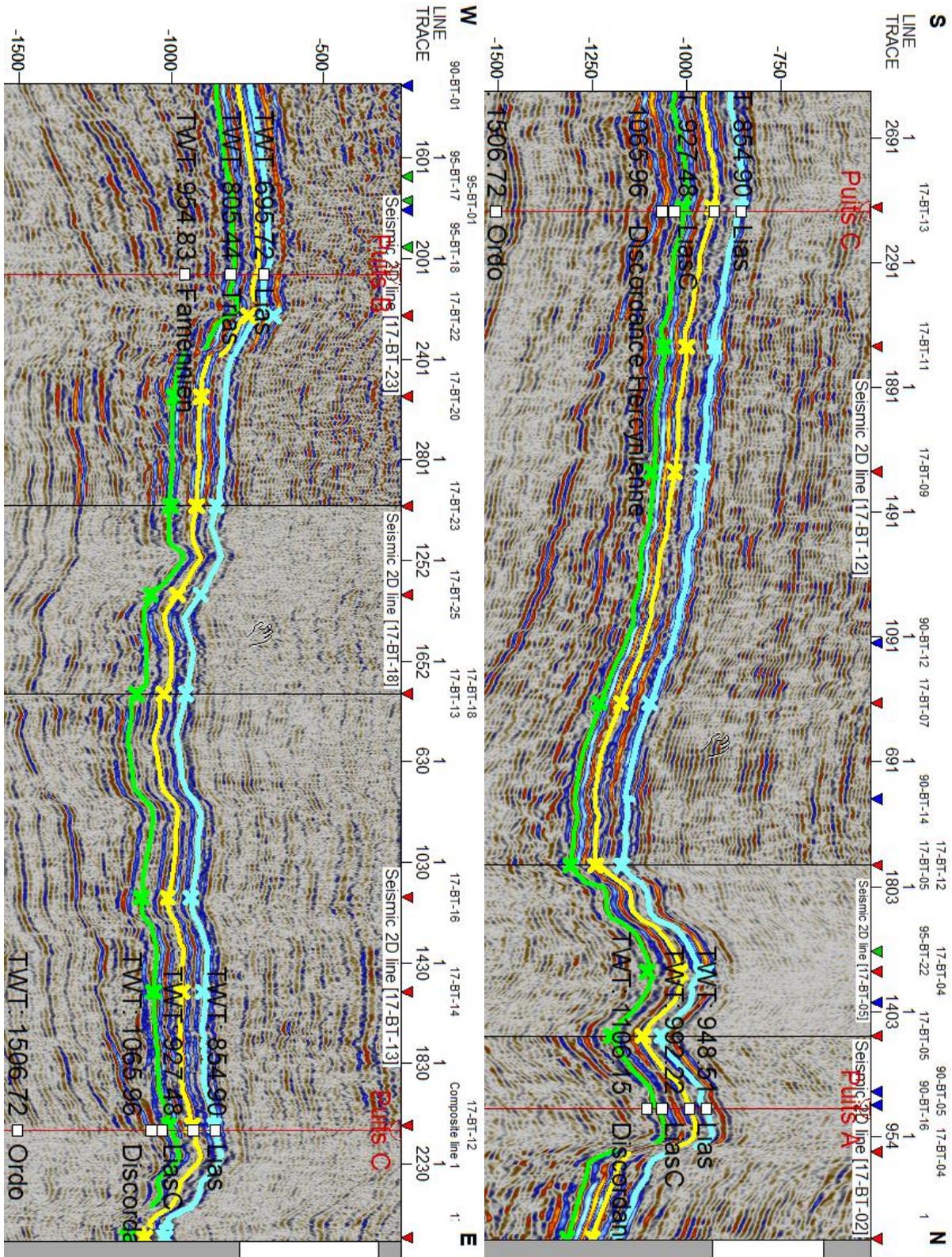


Figure III-10 Corrélation entre les puits A et B

Figure III-11 Corrélation entre les puits C et A

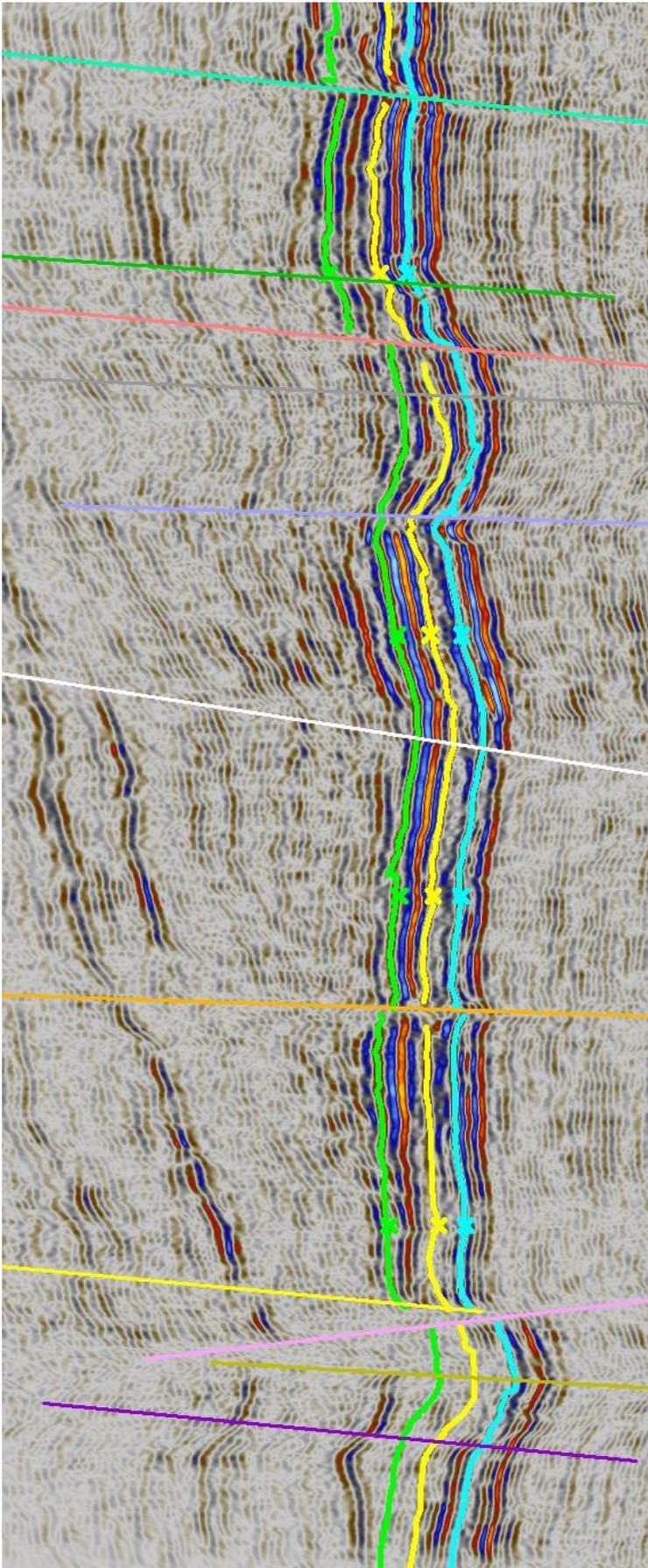


Figure III-12 Identification des failles le long du profil 17-BT-01

III.2.4 Chronométrage

Le chronométrage consiste à lire les temps des parcours (temps double) relatifs à un horizon donné. Ces temps sont pris à intervalle discret sur la section. En présence de failles, il est préférable de chronométrer l'horizon de part et d'autre afin de pouvoir estimer leurs rejets et faciliter le tracé des isochrones.

III.2.4.1 Identification des failles sur une section sismique

Lors du pointé, une attention particulière est portée aux failles. En effet, il faut traiter les traits structuraux qui ne se manifestent pas que sur un seul profil (Figure III-12).

Les failles sont représentées sur les sections sismiques par des discontinuités.

III.2.4.2 Le rejet de faille :

Le rejet décrit le mouvement relatif survenu entre le mur et le toit d'une faille (Figure III-13).

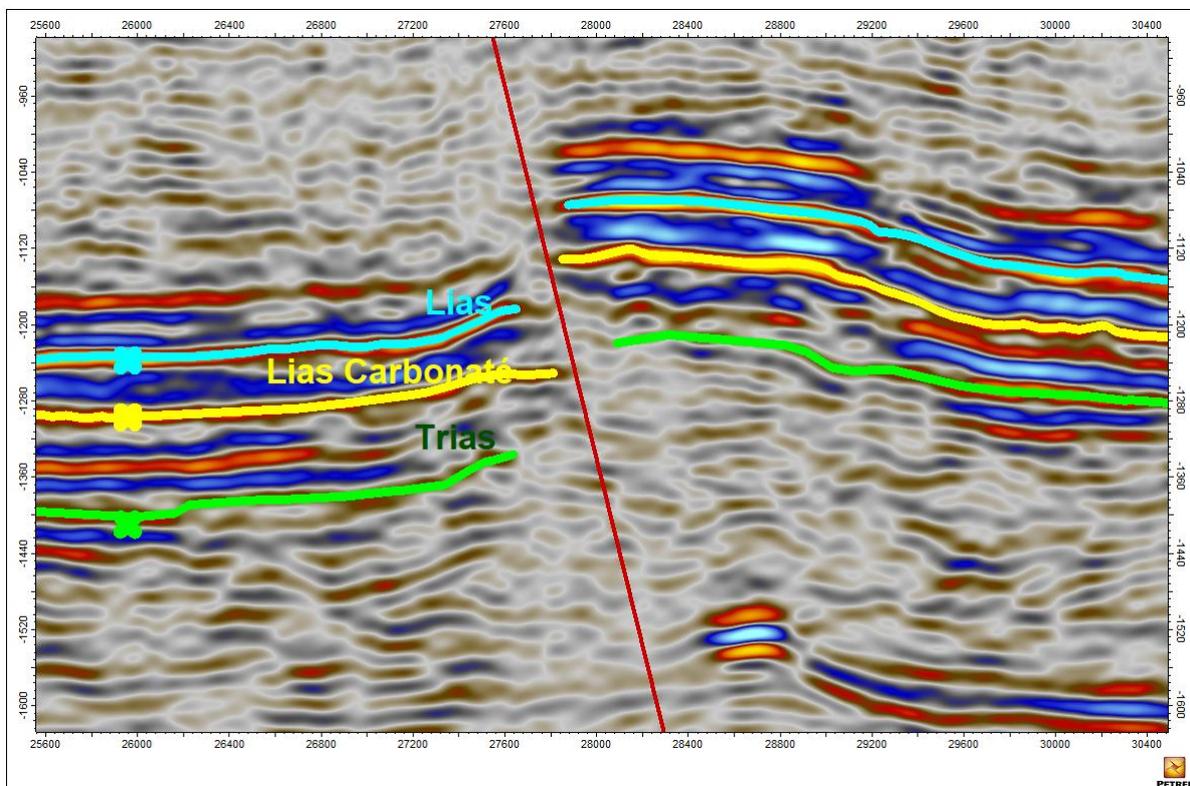


Figure III-13 rejet de faille de 120 ms le long du profil 17-BT-01

III.2.5 Réalisation du polygone des failles

Après interprétation des failles, PETREL joint la même faille sur les différentes sections.

Le résultat final de l'interprétation des failles sur toutes les sections sismiques est un polygone comme celui de la (Figure III-14).

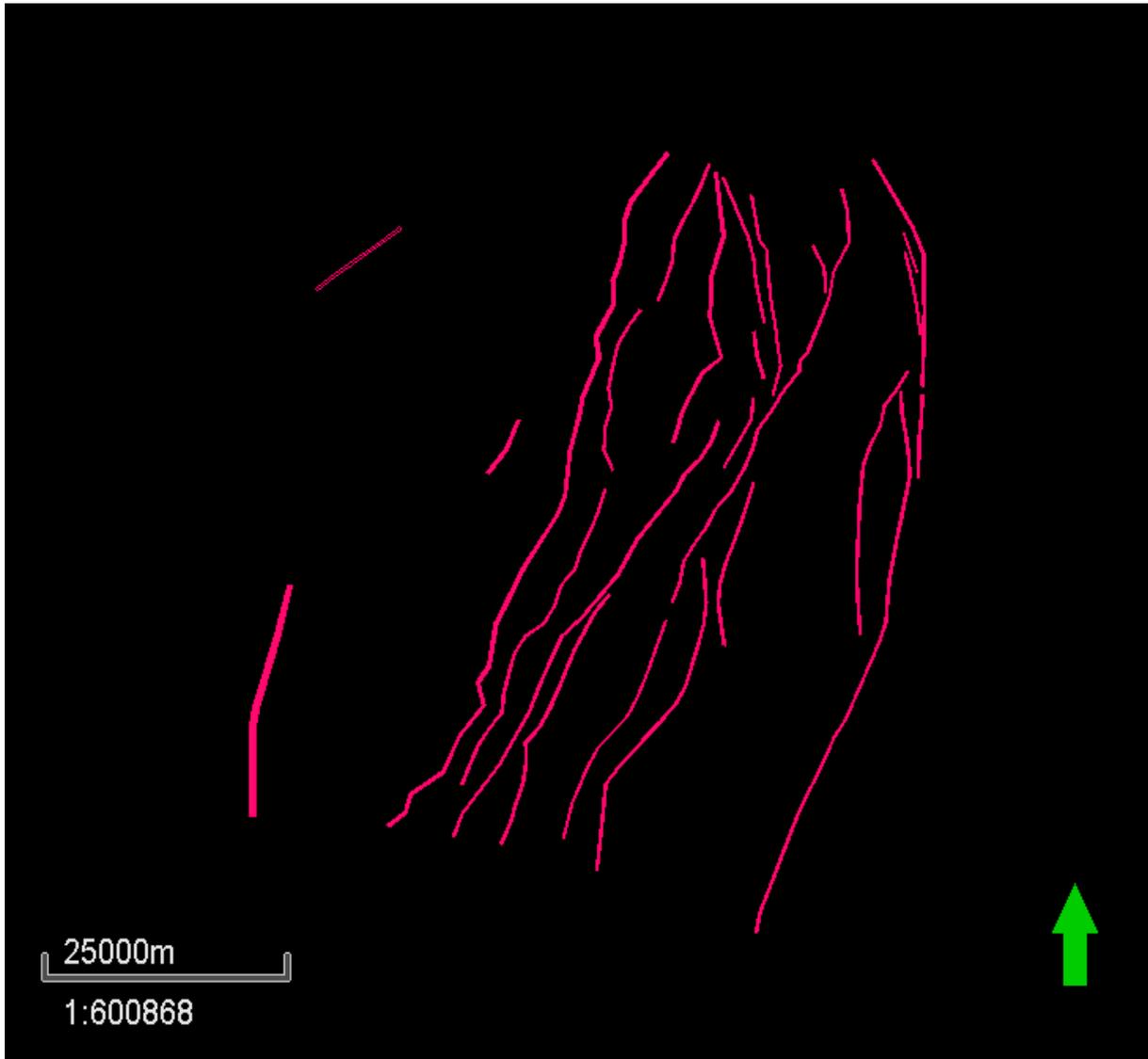


Figure III-14 Polygone des failles

III.2.6 Trace des cartes

Un plan de référence (ou Datum plane) égal à 700m a été choisi pour les quatre campagnes. Les décalages entre profils ont été éliminés en faisant des shifts statiques ou dynamiques par rapport à la campagne 17-BT prise comme campagne de référence (elle a une bonne couverture et elle présente un bon caractère de réflexion avec une bonne qualité des sections sismiques, comme elle est la plus récente).

Le passage des cartes isochrones en cartes isobathes a été fait à l'aide des cartes en isovitesse réalisées grâce aux vitesses V_{Rms} qui sont obtenus par les vitesses de stack par la formule de passage puis corrélé au niveau des puits A, B et C.

III.2.6.1 Les cartes en isochrones :

Après l'identification des horizons sur toutes les lignes sismiques, on reporte les valeurs du temps sur les différents points de tir dans la position sismique. On dessine les courbes ayant la même valeur temps, ce qui nous permet d'obtenir une carte en isochrone exprimée en temps double.

Une carte en isochrone donne la structure et la profondeur actuelle de l'horizon concerné, et montre, ainsi, la profondeur du toit des structures en question (failles normales, inverses, pli-faille, chevauchement...).

III.2.6.2 Les Cartes en isovitesses :

Parmi les données nécessaires dans notre étude et afin d'obtenir des cartes en isobathes après la réalisation des cartes en isochrones nous avons besoin des cartes en isovitesses.

Ces cartes-là sont obtenues en calibrant nos vitesses de stack obtenues par la sismique par les vitesses obtenues par les diagraphies soniques, car ces derniers sont les plus proches de la réalité grâce à la haute résolution des diagraphies.

III.2.6.3 Les Cartes en isobathes :

Une isobathe, ou courbe de profondeur est une ligne joignant des points d'égale profondeur ; c'est donc une courbe de niveau, indiquant la profondeur d'une surface par rapport à un plan de référence choisi. Elle est utilisée pour avoir une idée plus précise sur l'image structurale de l'horizon sismique.

Les cartes en isobathes aux toits du Lias, Lias Carbonaté et du Trias ont donc été établies sur la station de travail, et ce en multipliant la grille de la carte en isochrones par la carte en isovitesses et diviser sur (2) deux car la carte en isochrones était en temps verticale double (TWT) et ça dans le module Calculatrice intégré dans logiciel PETREL.

Les cartes en isobathes réalisées sont représentées avec un incrément de 20 m à l'échelle 1/325000.

III.2.6.4 Les Cartes en isopaques :

Les cartes en isopaques mesurent l'épaisseur depuis un point de la surface supérieure jusqu'au point correspondant de la surface inférieure.

Les cartes en isopaques montrent l'épaisseur stratigraphique entre un horizon supérieur et un horizon inférieur. Elle est mesurée comme la distance la plus courte entre les deux surfaces. Les cartes en isopaques donnent une image plus précise de l'épaisseur stratigraphique, car elles reflètent l'épaisseur du lit déposé.

Nous avons réalisé deux cartes en isopaques, la première (Figure III-24) correspondant à l'épaisseur entre le toit du Lias et le Lias Carbonaté qui se représente la roche couverture. La deuxième (Figure III-8) correspondant à l'épaisseur entre le toit du Lias Carbonaté et du Trias qui se représente la roche réservoir.

Les cartes en isopaques réalisées sont représentées avec un incrément de 20 m à l'échelle 1/325000.

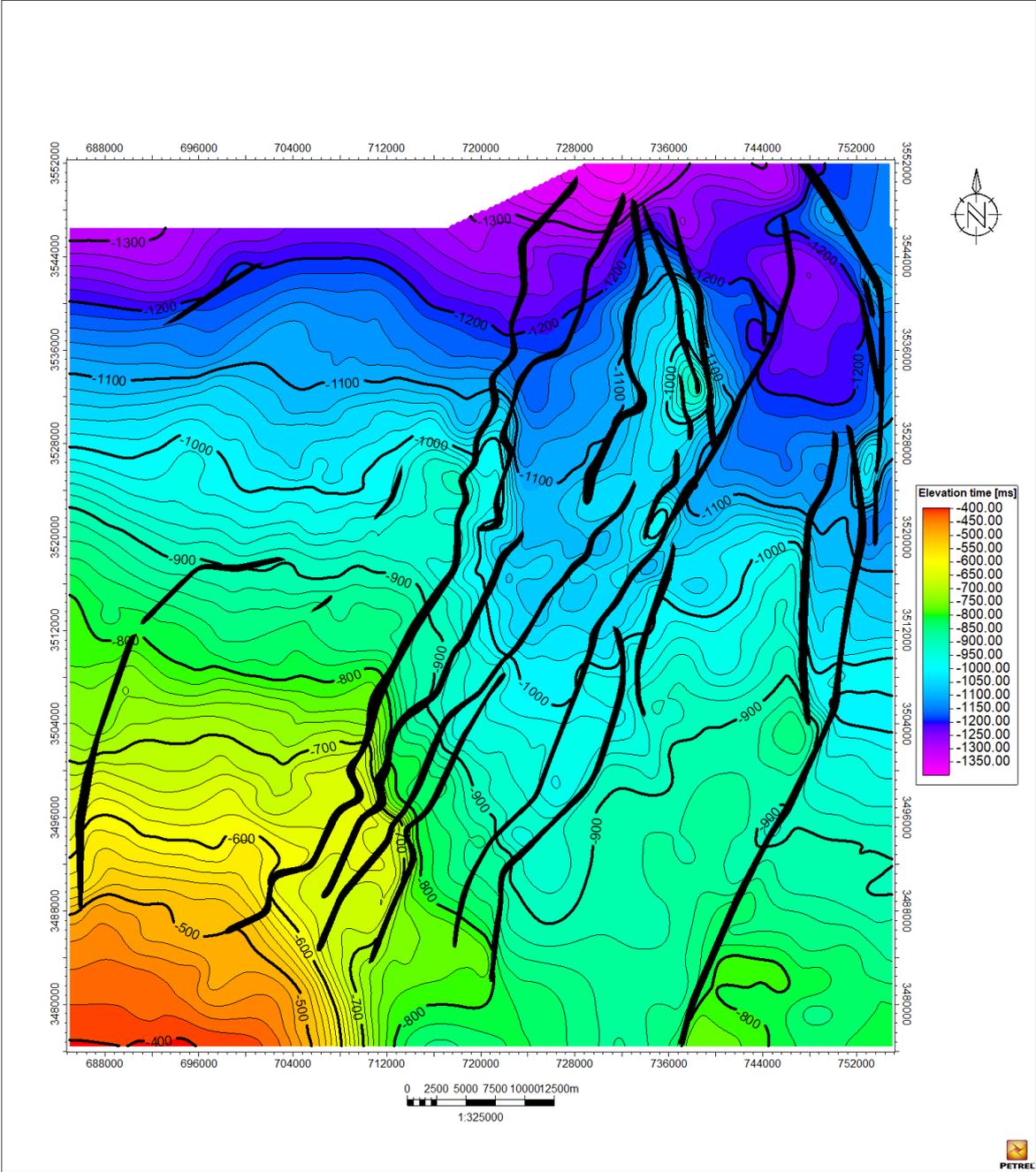


Figure III-15 Carte en isochrones au toit du Lias

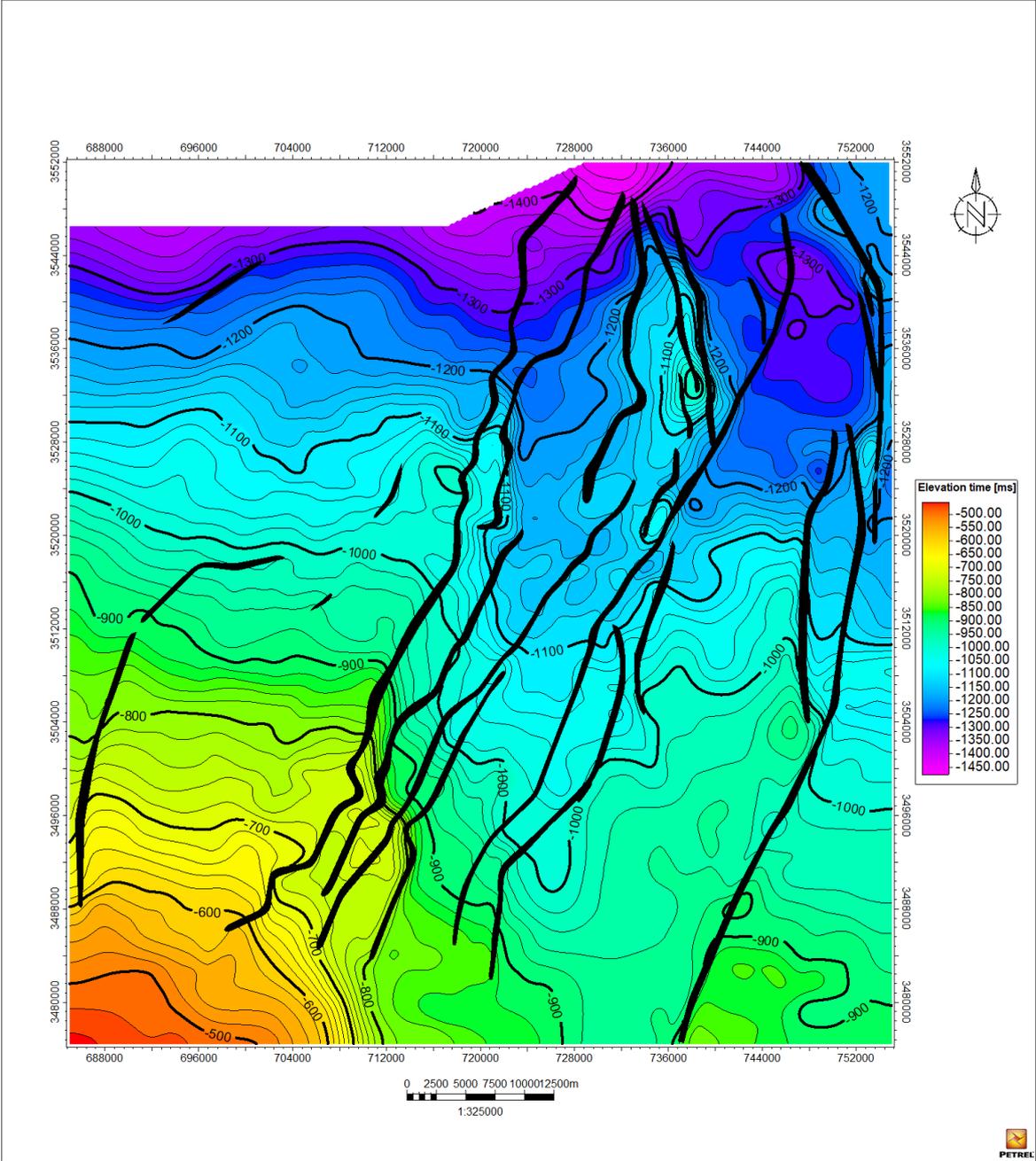


Figure III-16 Carte en isochrones au toit du Lias Carbonaté

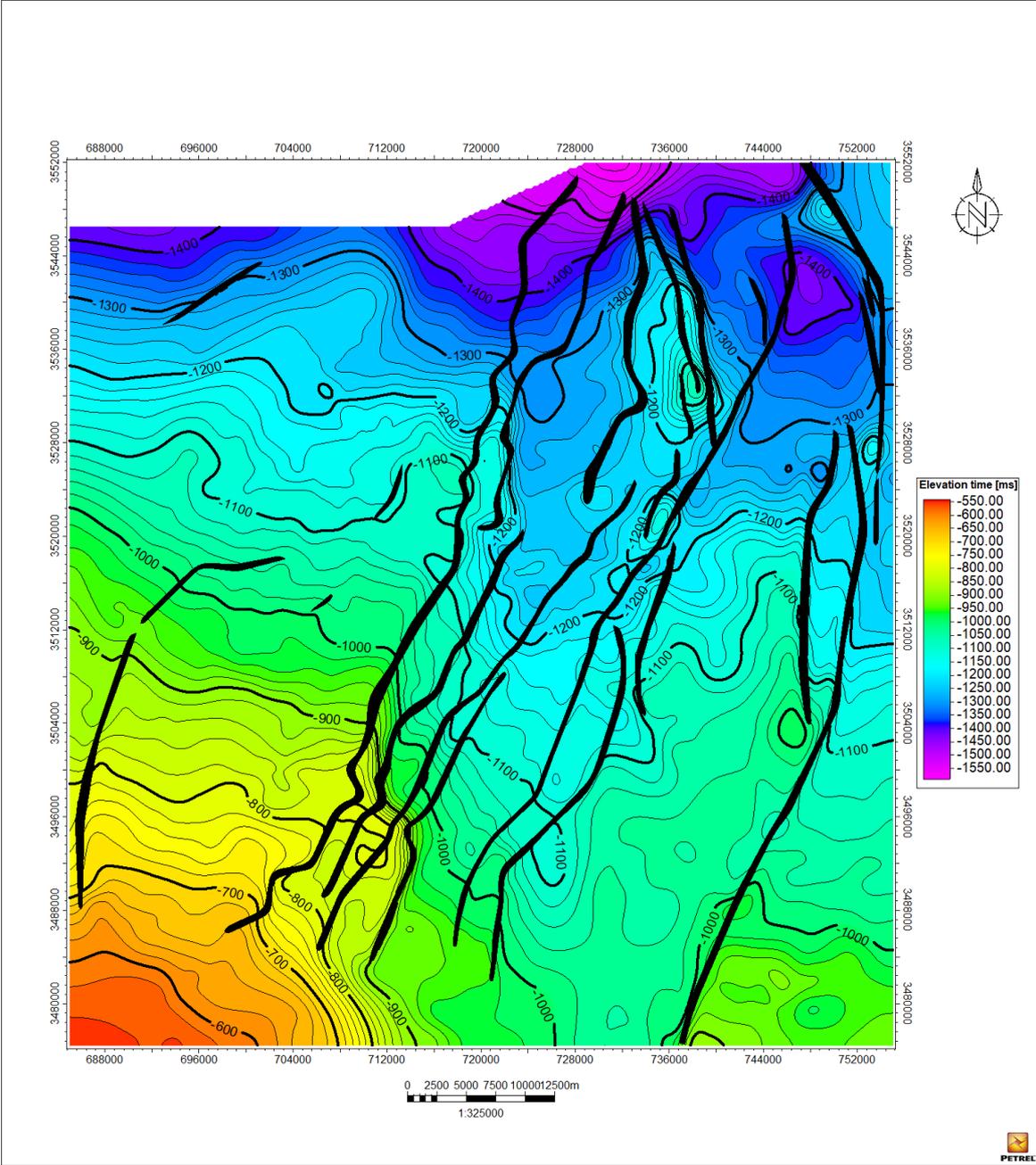


Figure III-17 Carte en isochrones au toit du Trias

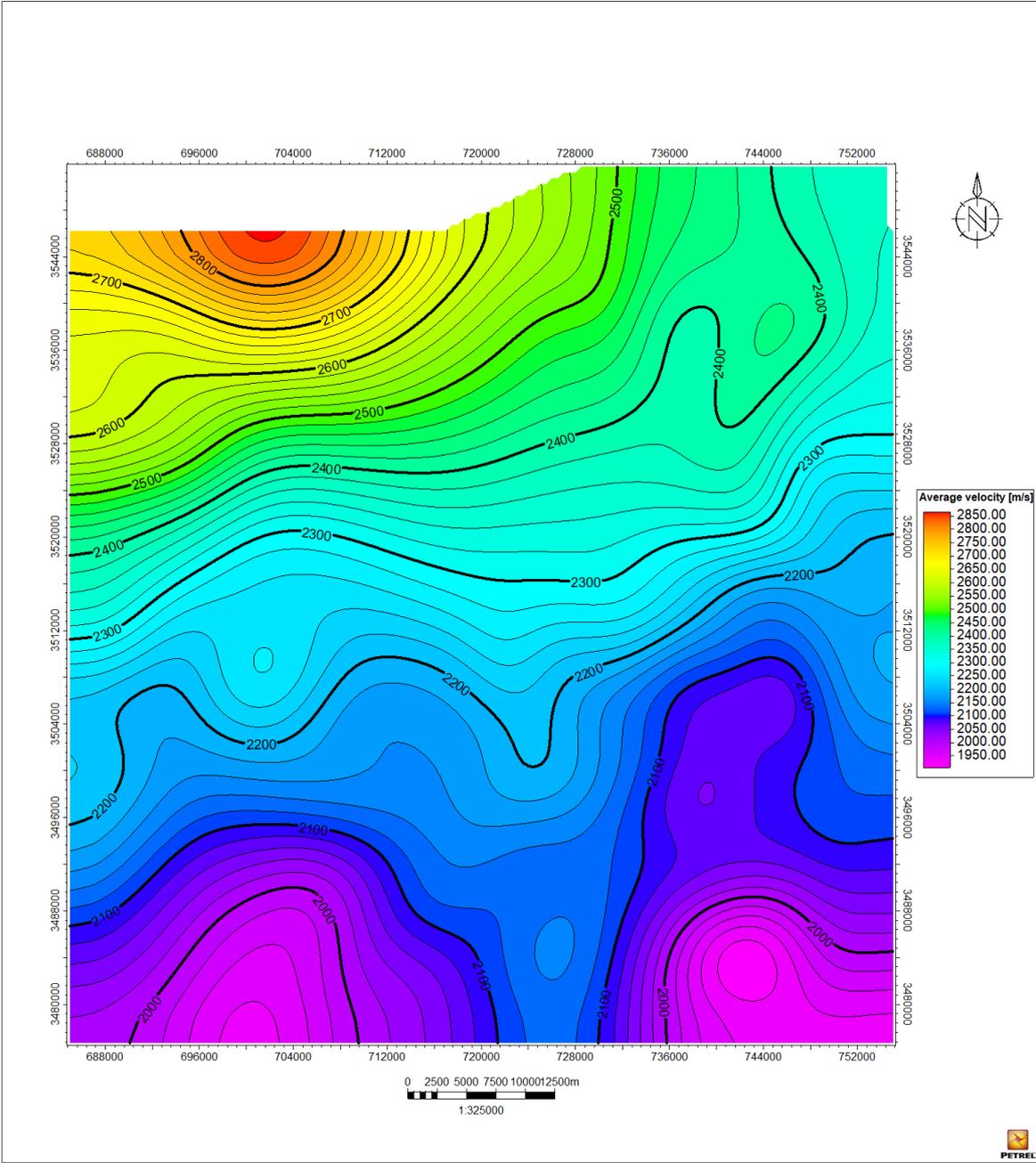


Figure III-18 Carte en isovitesse au toit du Lias

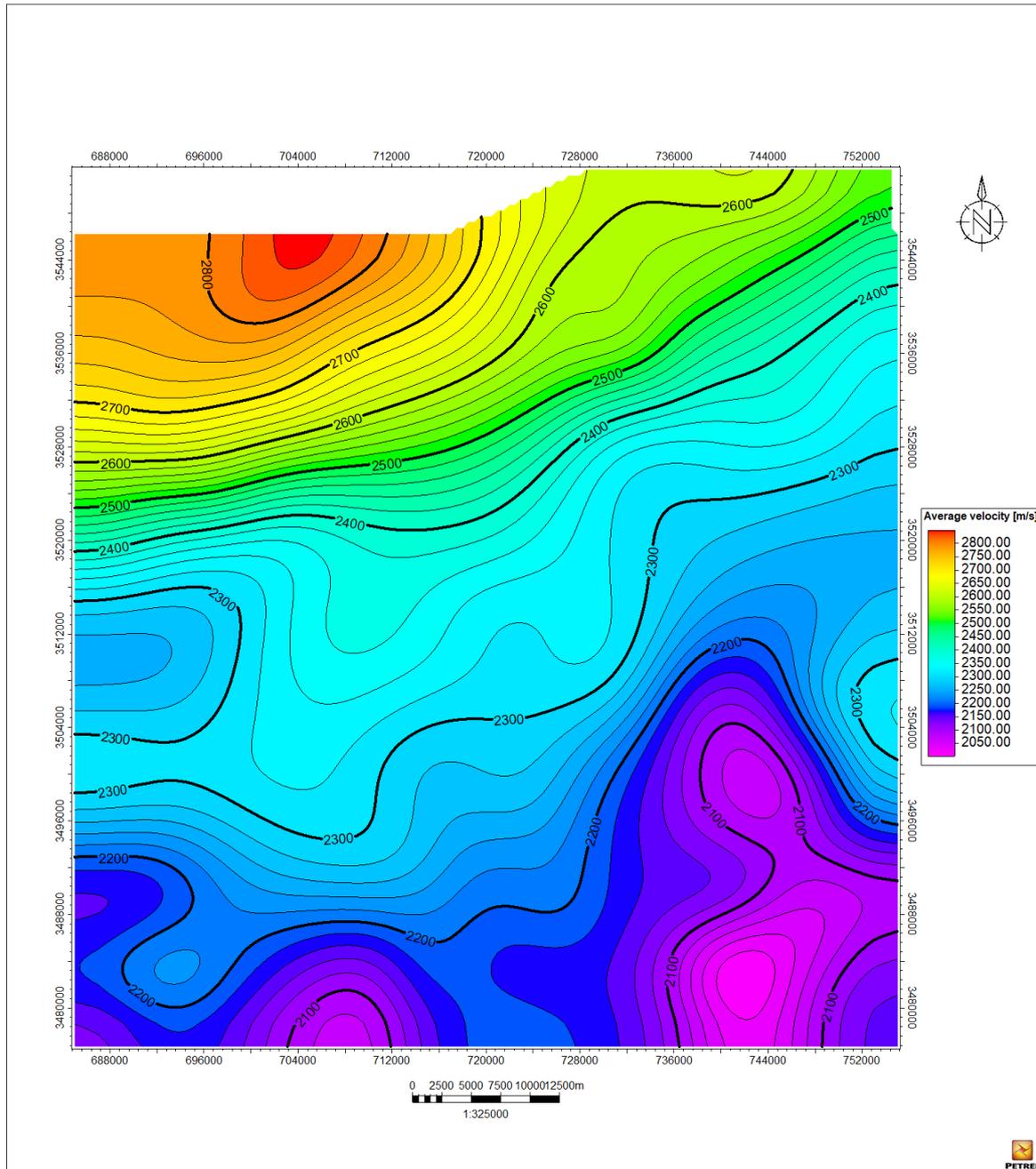


Figure III-19 Carte en isovitesse au toit du Lias Carbonaté

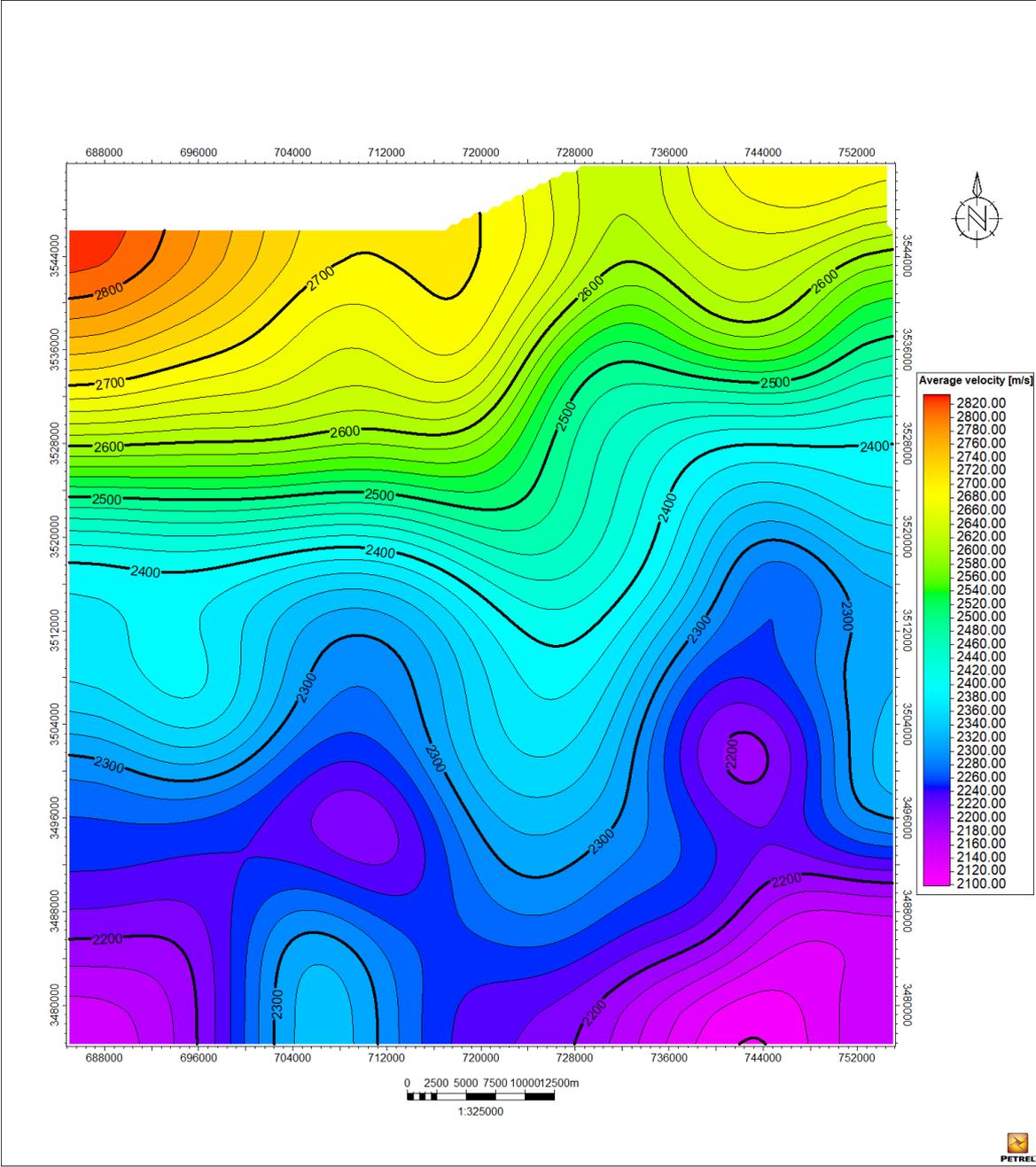


Figure III-20 Carte en isovitesse au toit du Trias

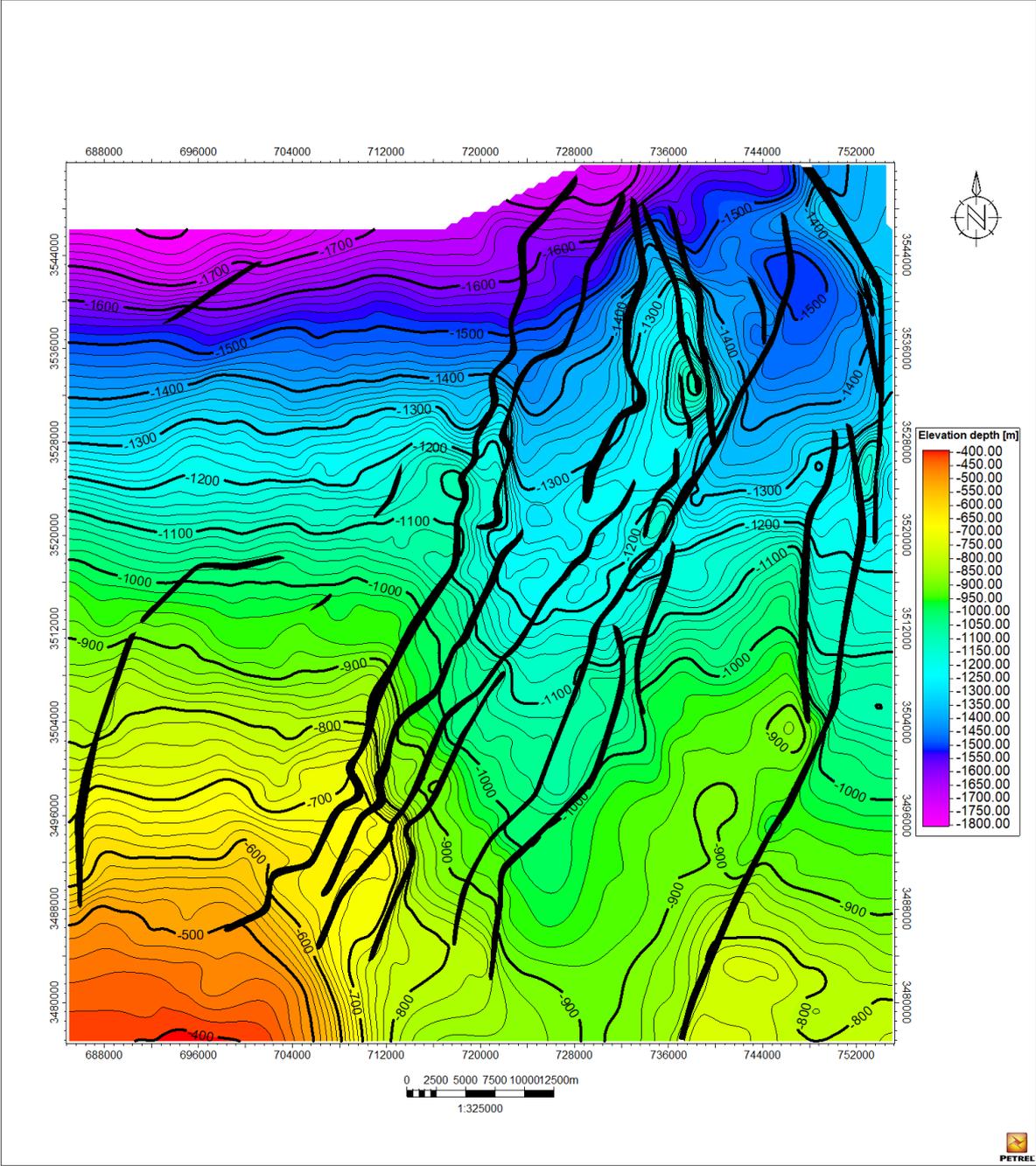


Figure III-21 Carte en isobathes au toit du Lias

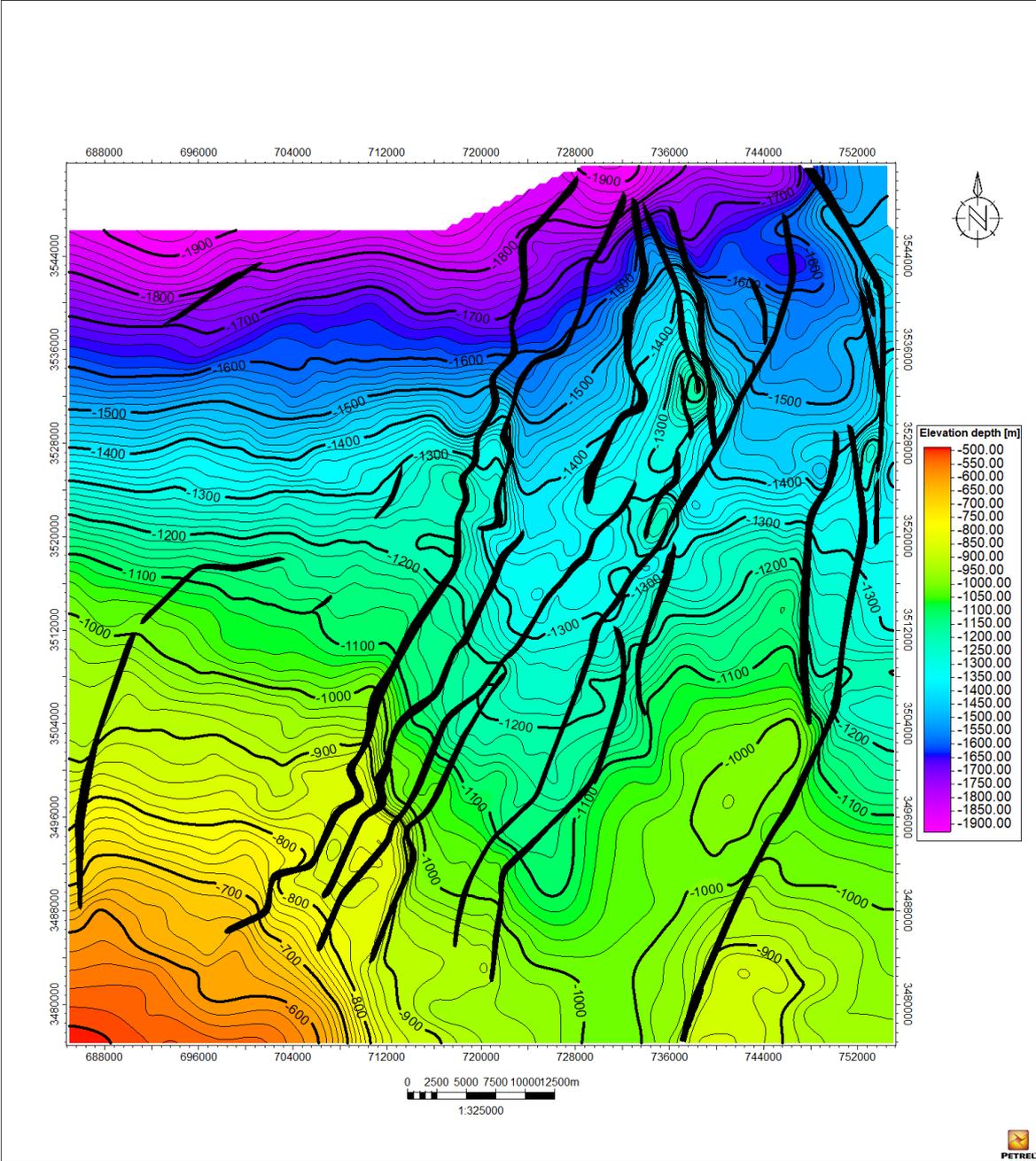


Figure III-22 Carte en isobathes au toit du Lias Carbonaté

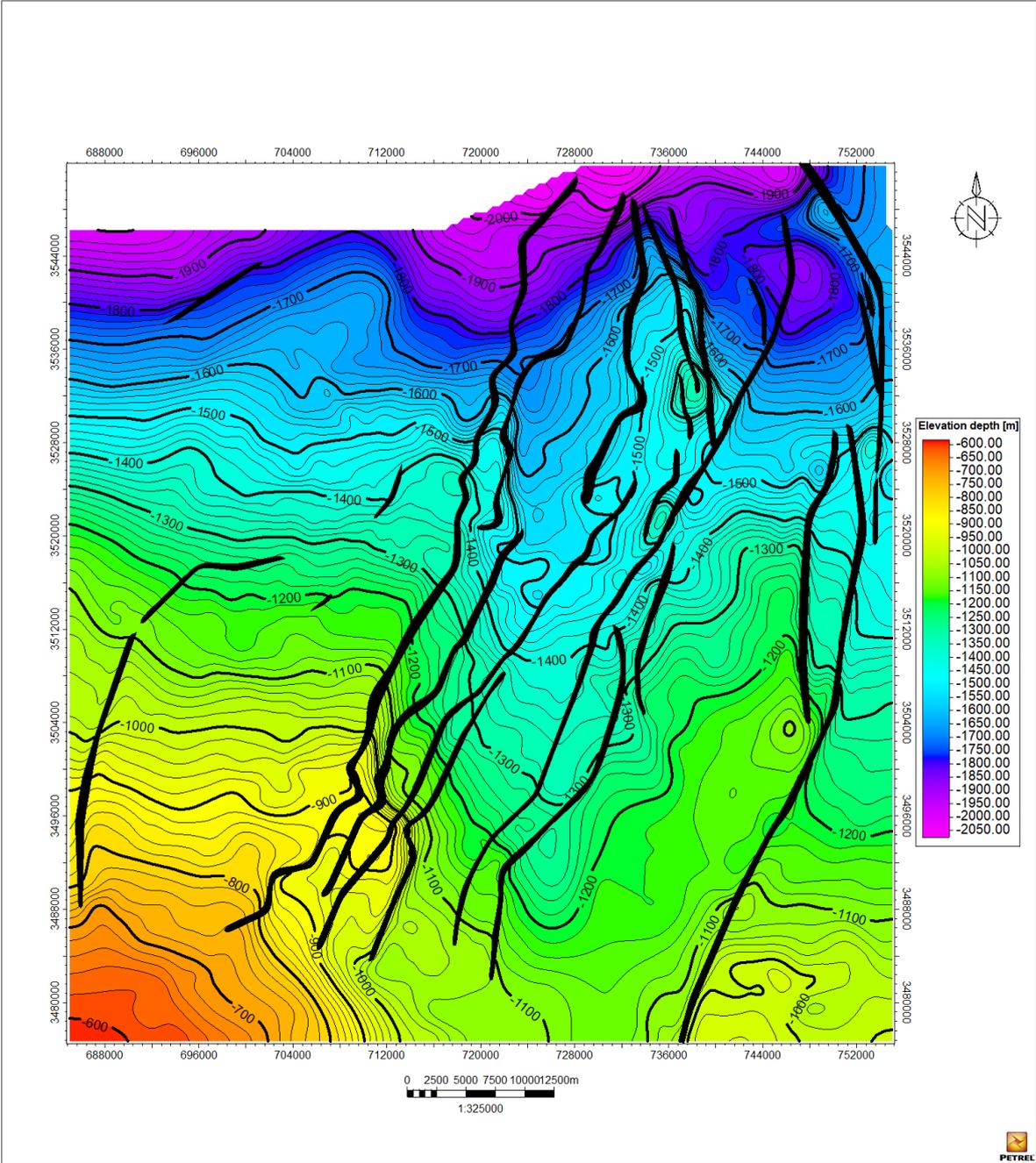


Figure III-23 Carte en isobathes au toit du Trias

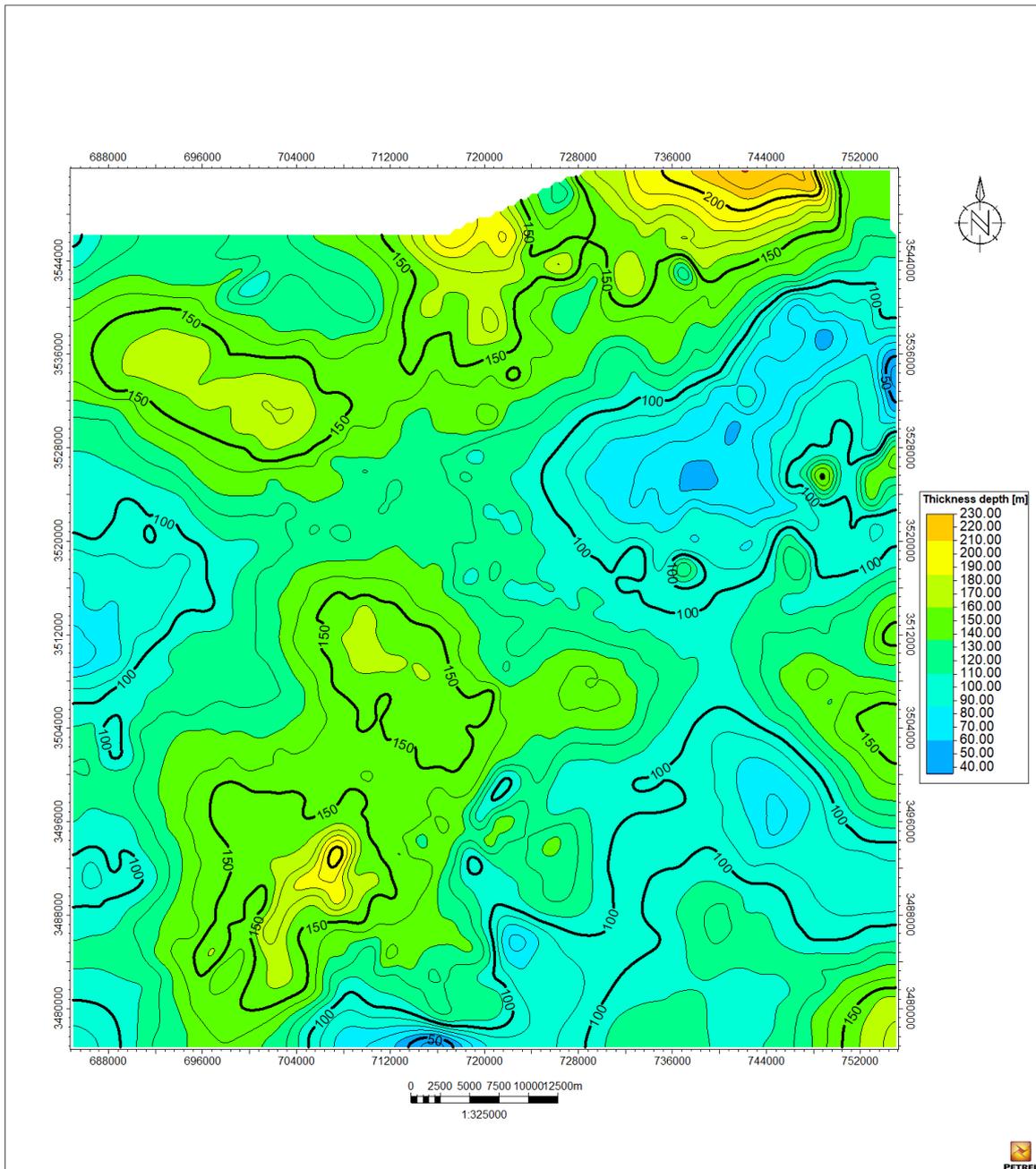


Figure III-24 Carte en isopaques entre le Lias et le Lias Carbonaté (roche couverture).

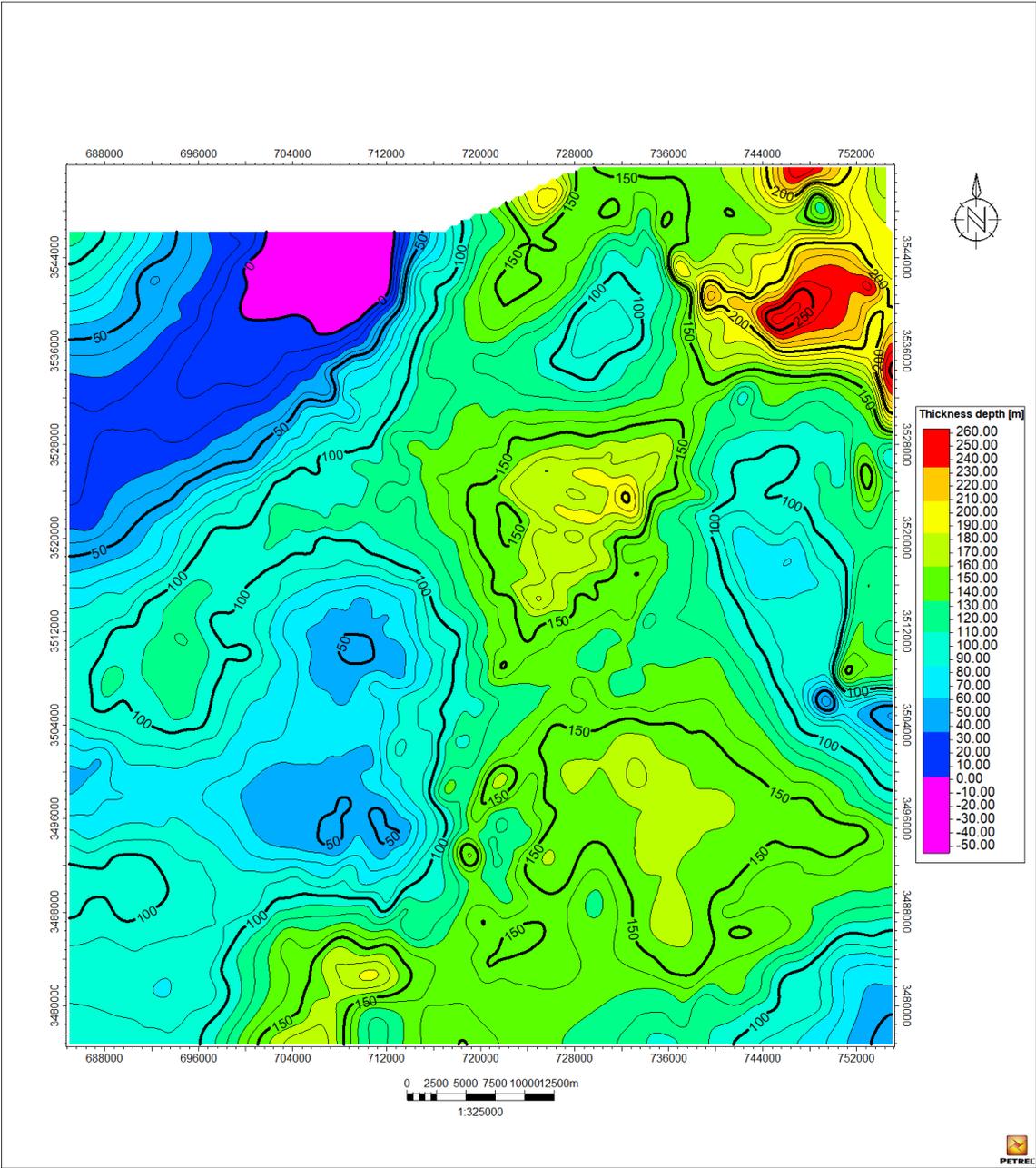


Figure III-8 Carte en isopaques entre Le Lias Carbonaté et le Trias (roche réservoir)

Chapitre IV
Description et
discussion des résultats

Chapitre IV Description et discussion des résultats

IV.1 Introduction

Le but final de l'interprétation sismique est d'isoler des structures susceptibles de contenir des hydrocarbures.

La précision et la fiabilité des résultats dépend de la qualité de la sismique, la réflectivité de la série inférieure, l'intégration des données de puits et l'interprétation des différents horizons.

L'ensemble des cartes en isovaleurs dans ce mémoire représentent la partie NE du périmètre d'exploration Taghit.

IV.2 Interprétation des cartes

IV.2.1 Cartes en isochrones

Les cartes en isochrones ont permis de définir les principaux éléments structuraux de la région, de mettre en évidence les axes positifs et négatifs ainsi que l'orientation des trends structuraux et les réseaux de failles.

L'analyse de ces cartes montre que le périmètre de recherche Taghit (Oued Namous) présente globalement une tectonique complexe.

IV.2.2 Cartes en isobathes :

L'allure des cartes établies montre que la région est structurée en un grand monoclinale de direction NE-SO incliné vers le NE. L'analyse des cartes et des sections sismiques indiquent que la région présente une tectonique complexe régie par des failles de direction SO-NE interceptées par quelques failles de direction SE-NO. Sur la partie Sud-Ouest, les formations affleurent en surface sur la discordance hercynienne (Figure IV-1).

La région est affectée par un réseau de failles important de direction SO-NE et un autre de direction SE-NO.

Les structures qui se dessinent sont des structures plissées de direction SE-NO sur la partie Ouest et centre de la région d'étude, et SO-NE à l'Ouest. Ces structures sont accommodées par les accidents régissant dans cette région (Figure IV-2).

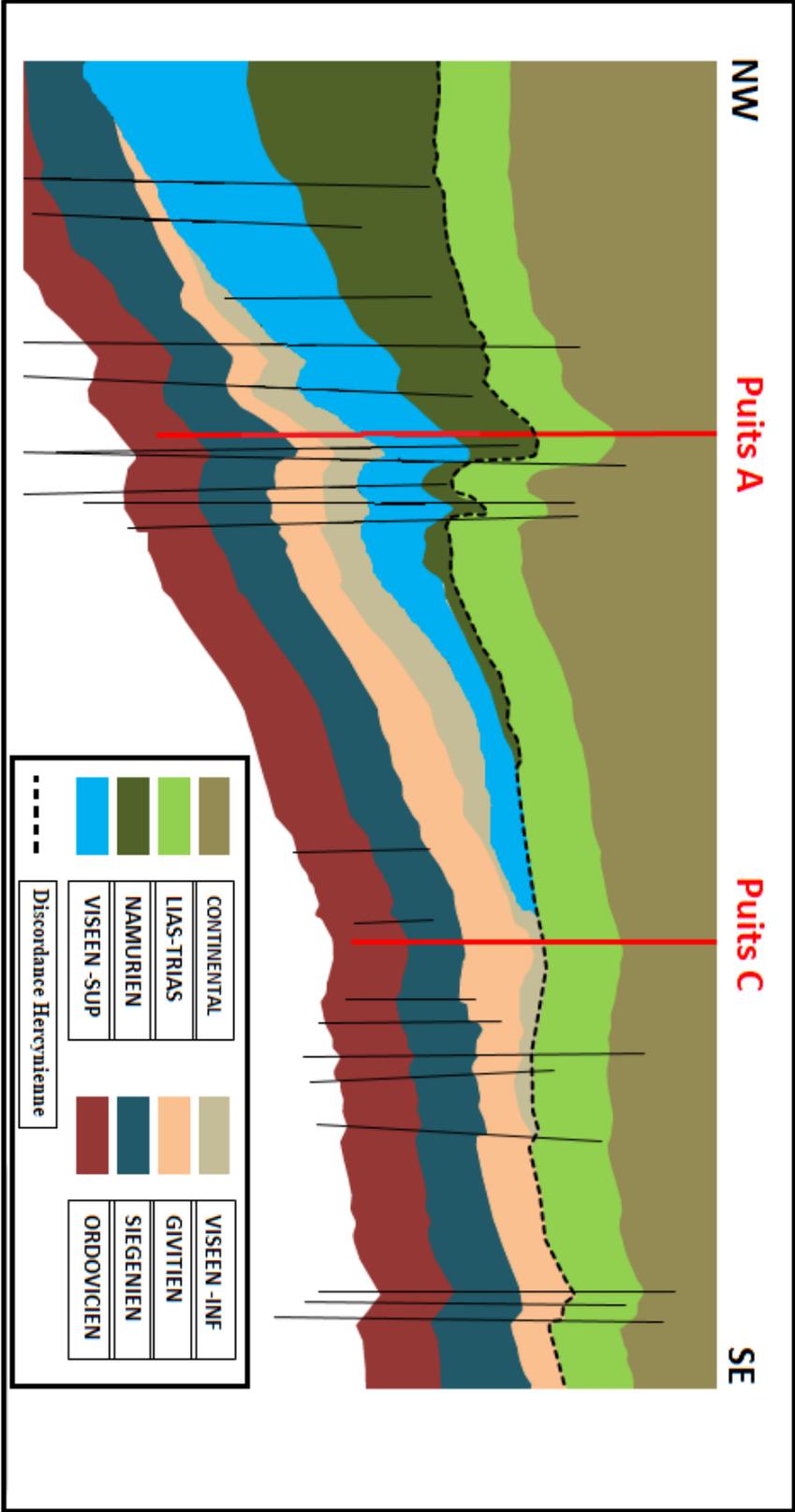


Figure IV-3 Schéma illustrant la stratigraphie de la région (Document SH/EX)

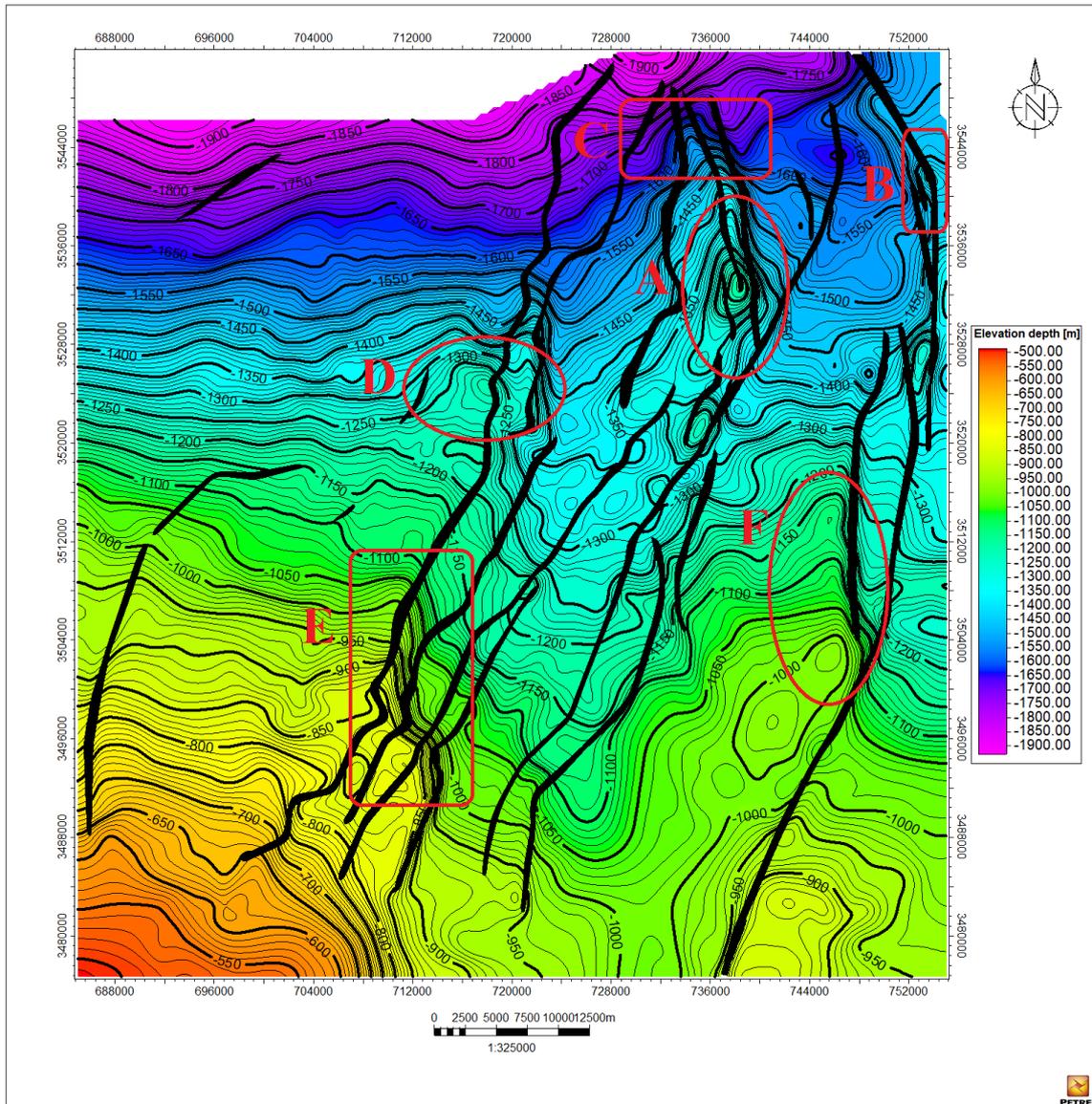


Figure IV-4 Identification des structures majeures sur la carte isobathe du Lias Carbonaté

IV.3 Description des structures

Les structures suivantes ont été mises en évidence

Structure A :

La structure A se localise au Nord-Est de la partie interprétée du (Figure IV-4) C'est une structure anticlinale présentant un plan axial de direction N-S. Elle est contrôlée par trois failles régionales de direction SE-NO et une autre faille régionale orientée SE-NO et traversée par le puit A. Les caractéristiques de cette structure sont :

Surface = 60446729 m ²	Longueur = 30099.9 m	Epaisseur =125 m à l'extrémité et 150 m au centre.
-----------------------------------	----------------------	--

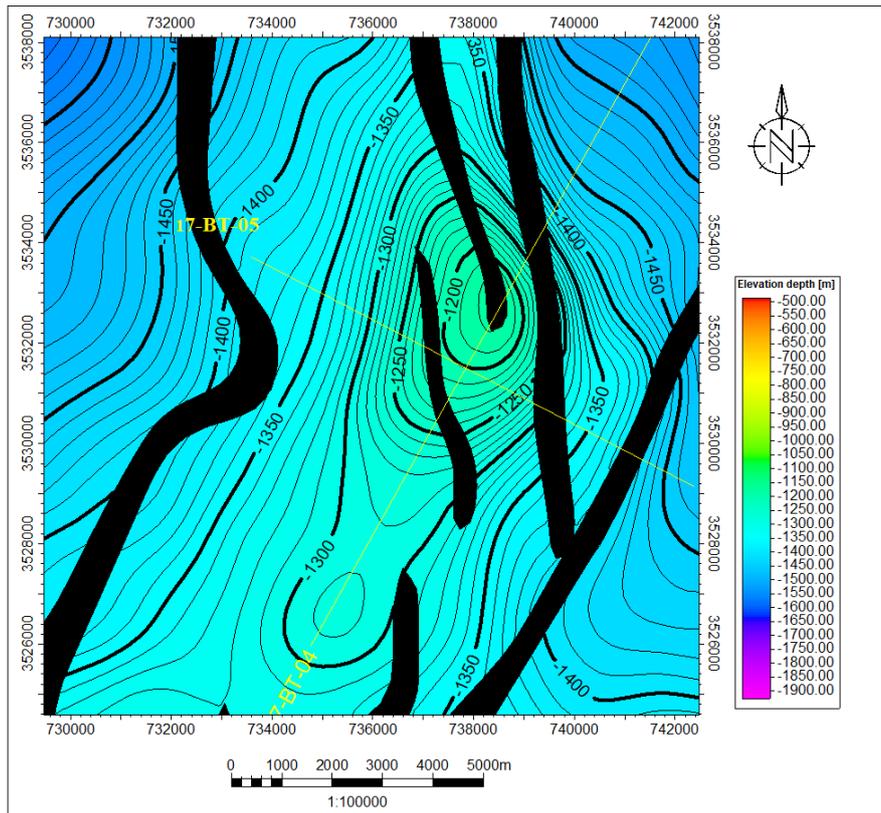


Figure IV-5 Zoom sur la structure A (carte en isobathes)

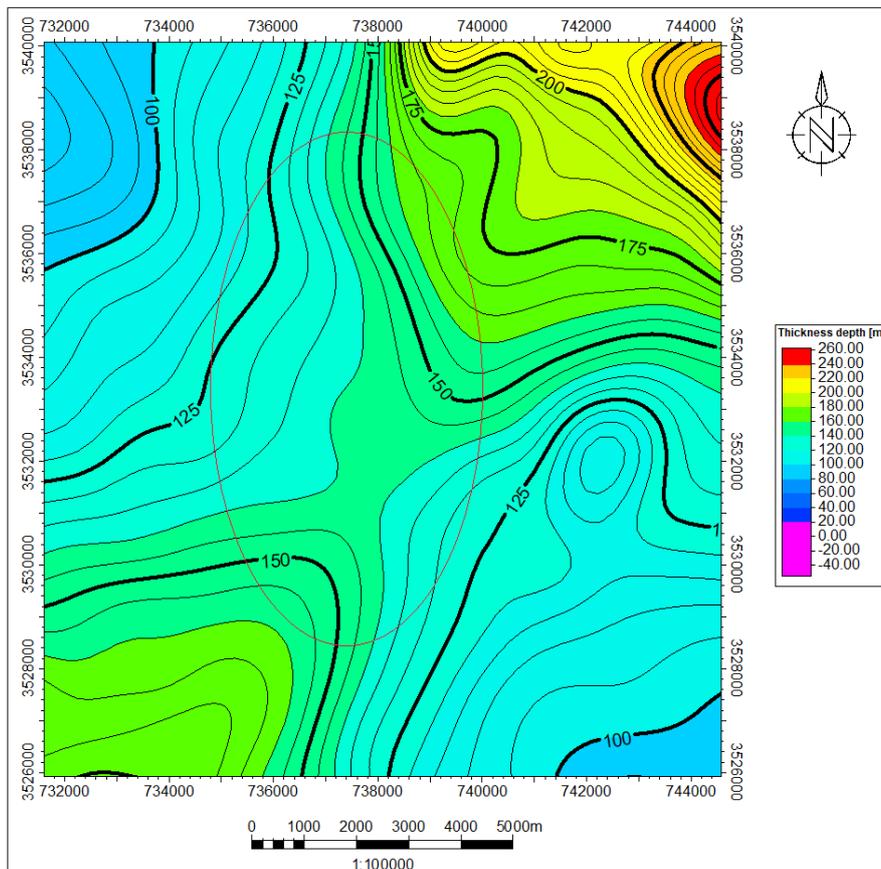


Figure IV-6 Zoom sur la structure A (carte en isopaques)

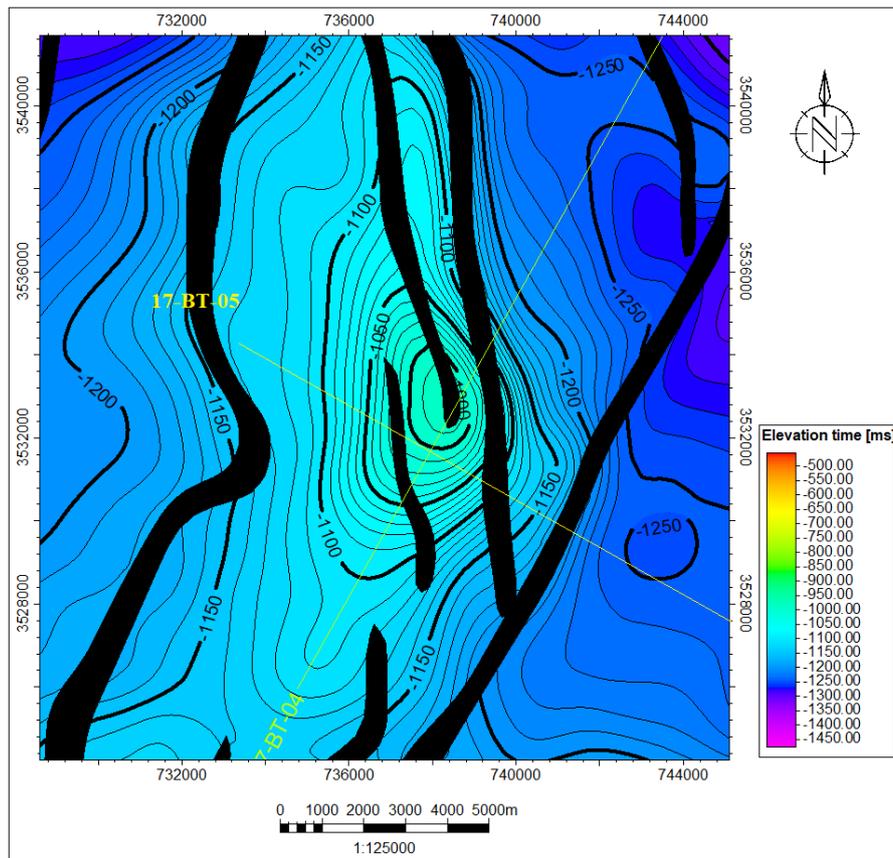


Figure IV-7 Zoom sur la structure A (carte en isochrones)

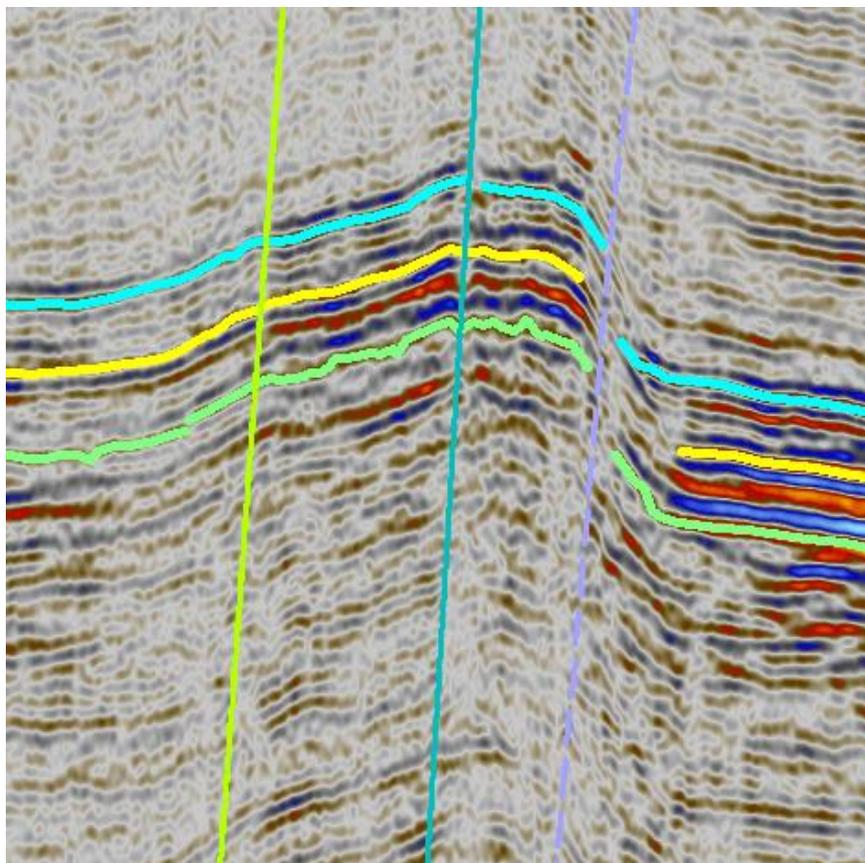


Figure IV-8 Profil sismique 17-BT-04 passant par la structure A

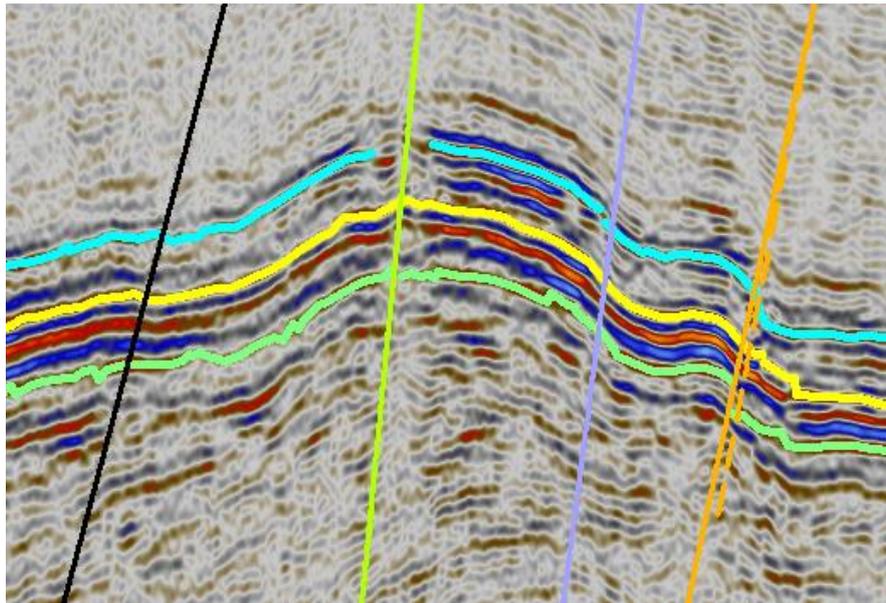


Figure IV-9 Profil sismique 17-BT-05 passant par la structure A

Structure B :

Cette structure se localise dans la partie Nord-Est du périmètre de prospection Taghit, c'est une structure anticlinale orientée ONO-ESE (Figure IV-10). Elle est contrôlée par trois failles régionales de direction NNO-SSE. Les caractéristiques de cette structure sont :

Surface = 18272580 m ²	Longueur = 18836.8 m	Epaisseur = 180-240 m
-----------------------------------	----------------------	-----------------------

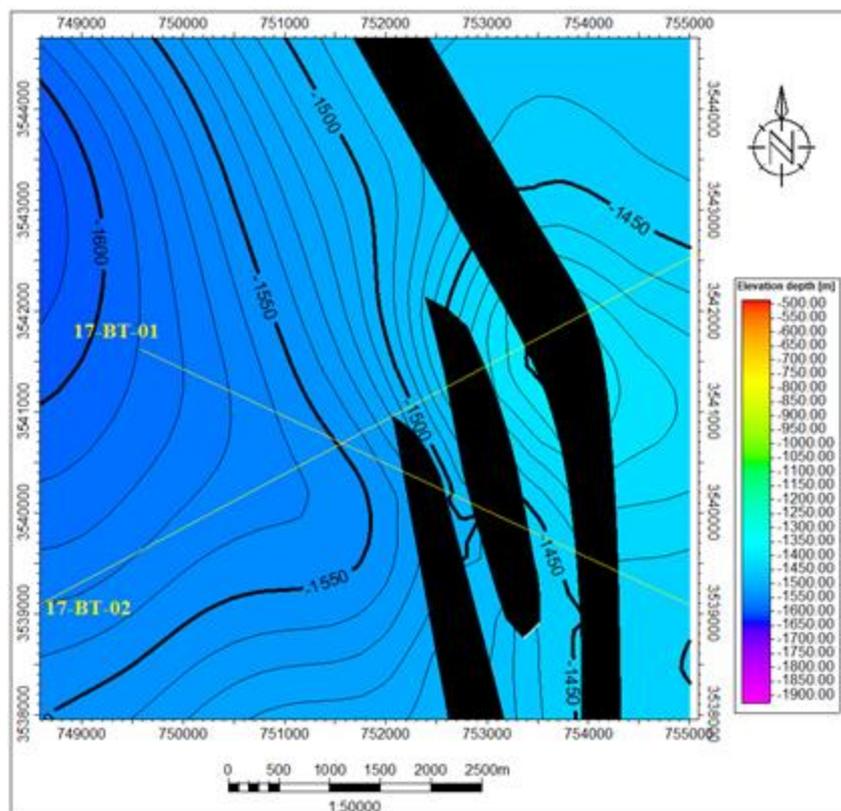


Figure IV-11 Zoom sur la structure B (carte en isobathes)

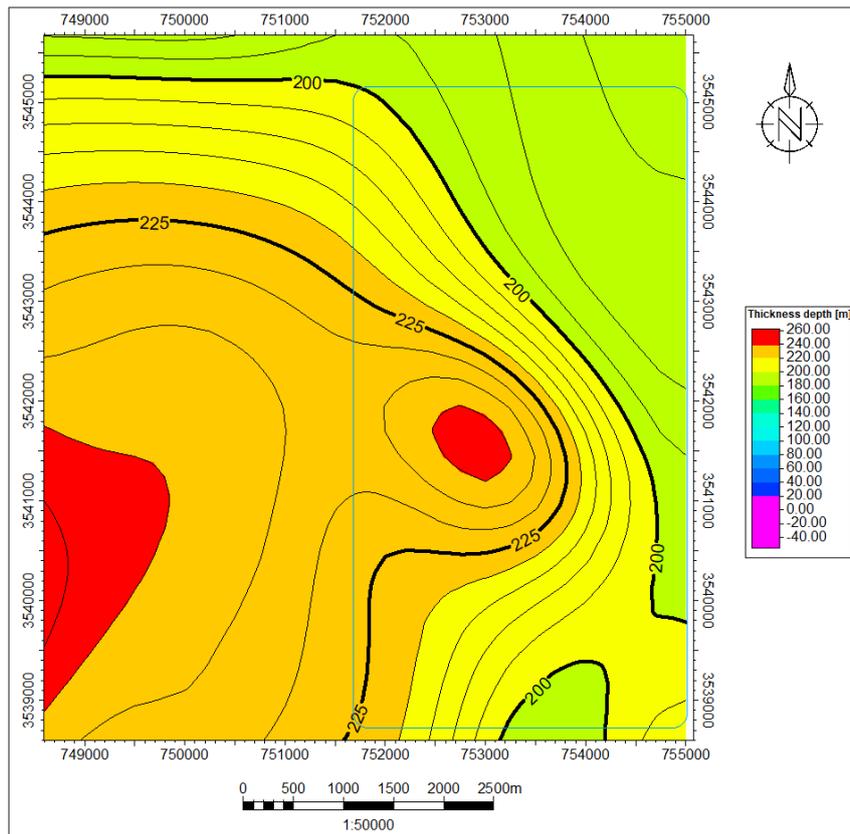


Figure IV-12 Zoom sur la structure B (carte en isopaques)

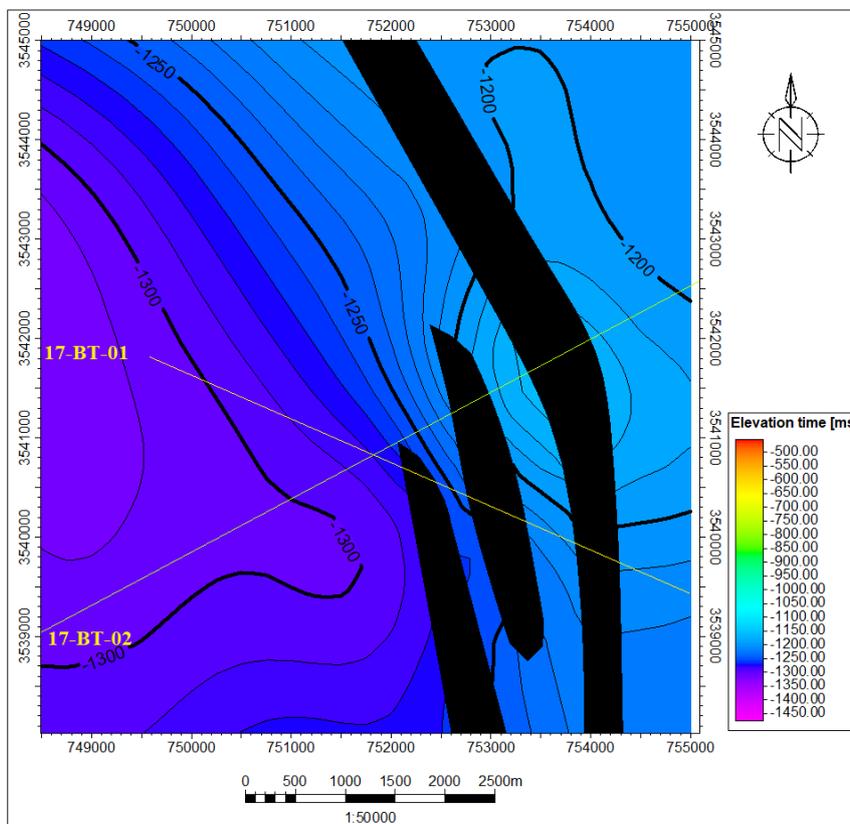


Figure IV-13 Zoom sur la structure B (carte en isochrones)

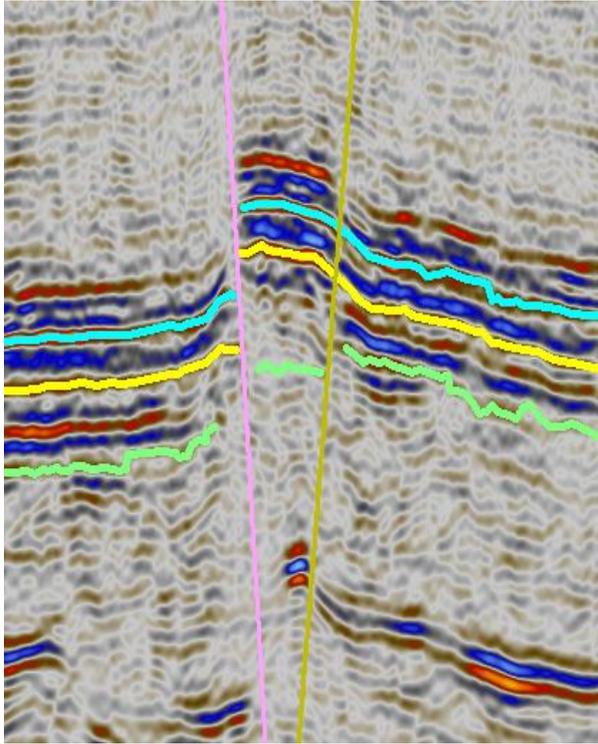


Figure IV-14 Profil sismique 17-BT-01 passant par la structure B

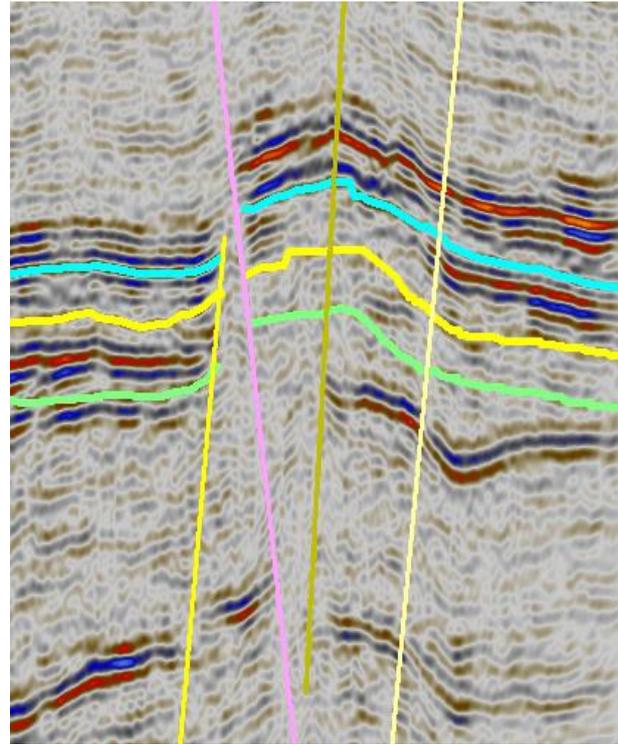


Figure IV-15 Profil sismique 17-BT-02 passant par la structure B

Structure C :

Cette structure se situe dans la partie Nord-Est du périmètre de prospection Taghit. C'est une structure plissée de direction Ouest-Est Contrôlée par trois failles de direction SSO-NNE et une faille de direction S-N. Cette structure présente globalement une direction axiale S-N et les failles qui les bordent sont presque de même direction (Figure IV-16).

Les caractéristiques de cette structure sont :

Surface = 85457192 m ²	Longueur = 36681.4 m	Epaisseur = 100 – 175 m de Ouest vers l'Est
-----------------------------------	----------------------	---

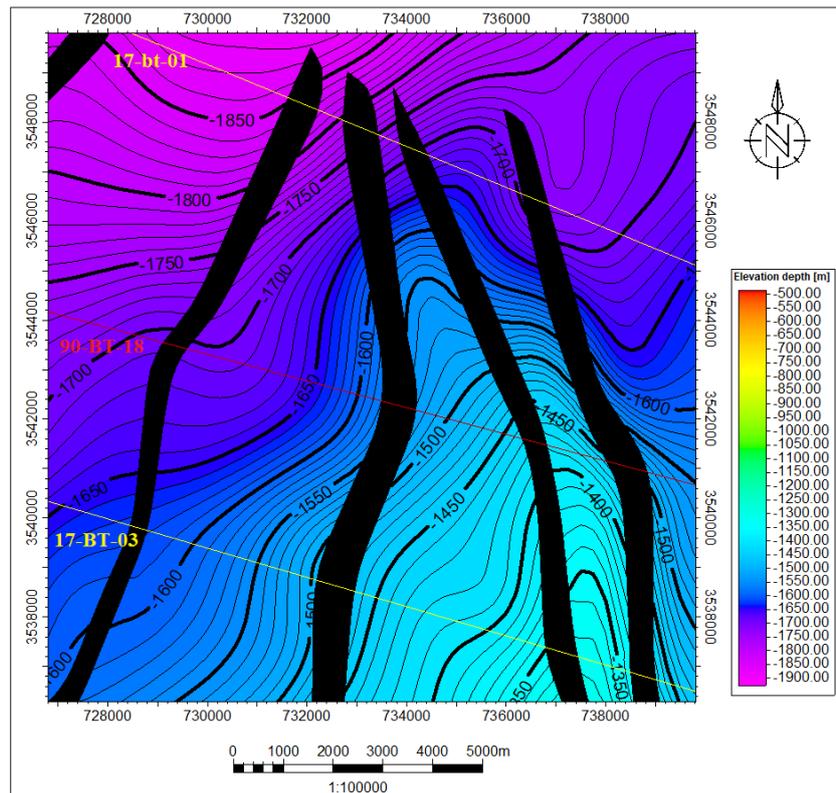


Figure IV-17 Zoom sur la structure C (carte en isobathes)

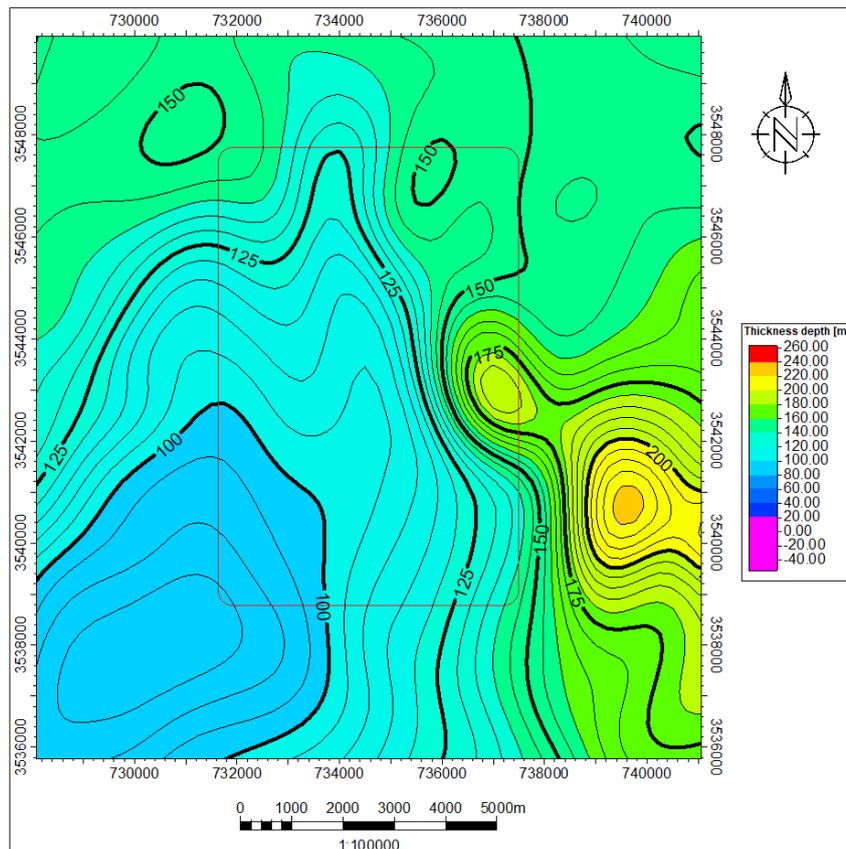


Figure IV-18 Zoom sur la structure C (carte en isopaques)

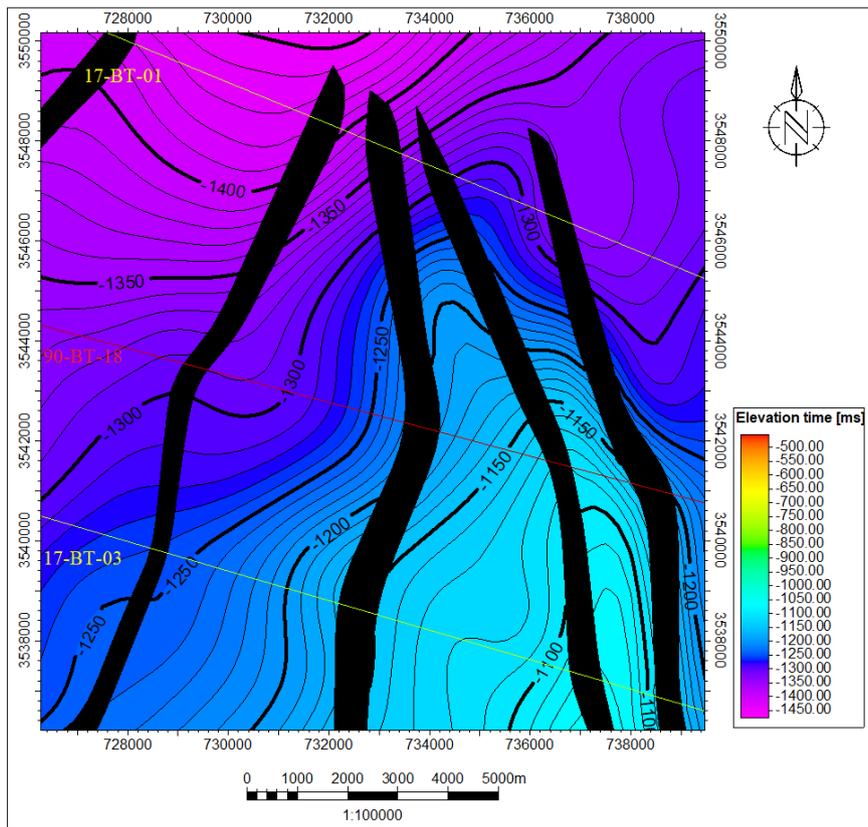


Figure IV-19 Zoom sur la structure C (carte en isochrones)

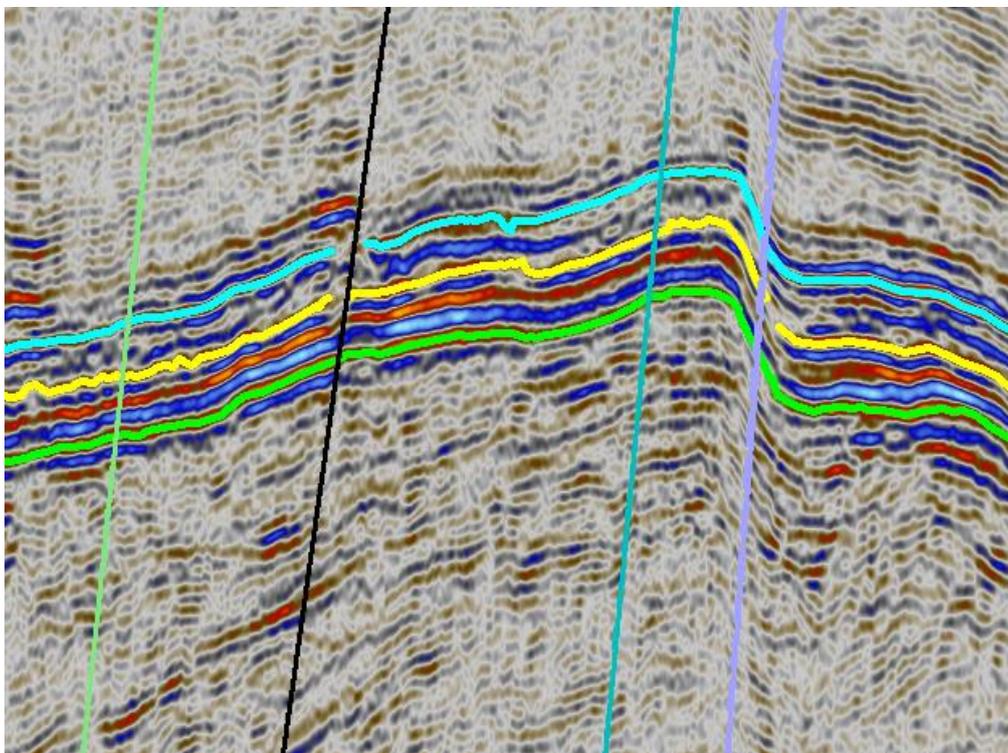


Figure IV-20 Profil sismique 17-BT-03 passant par la structure C

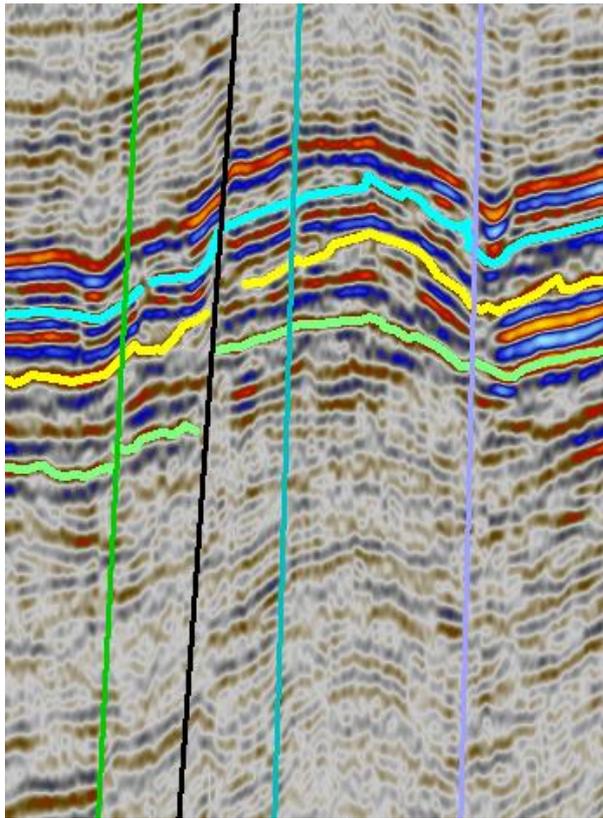


Figure IV-22 Profil sismique 17-BT-01 passant par la structure C

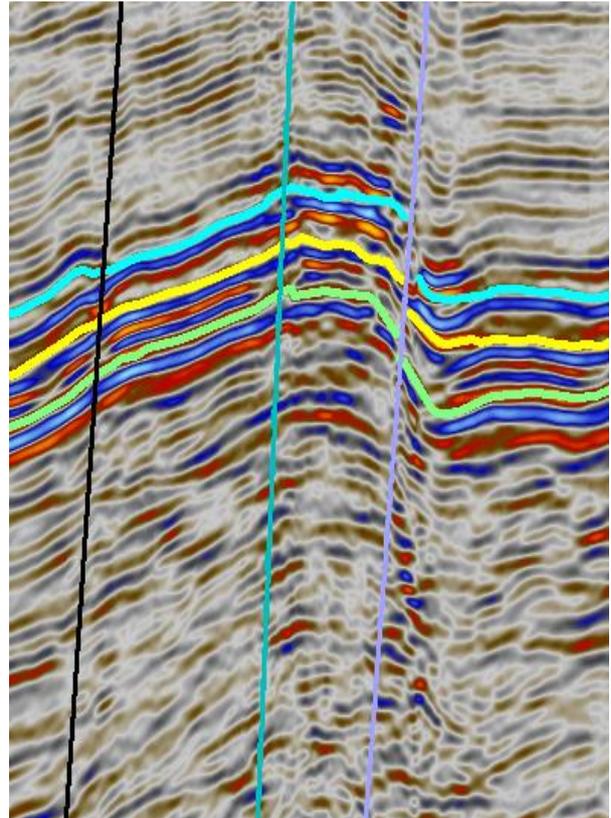


Figure IV-21 12 Profil sismique 90-BT-18 passant par la structure C

Structure D :

Cette structure est localisée au centre du périmètre de prospection Taghit.

C'est une structure anticlinale de direction Ouest-Est et contrôlée par trois failles régionales de direction Sud-Nord (Figure IV-23).

Les caractéristiques de cette structure sont :

Surface = 47201386 m ²	Longueur= 28110.3 m	Epaisseur = 110 – 150 m de Ouest vers l'Est
-----------------------------------	---------------------	---

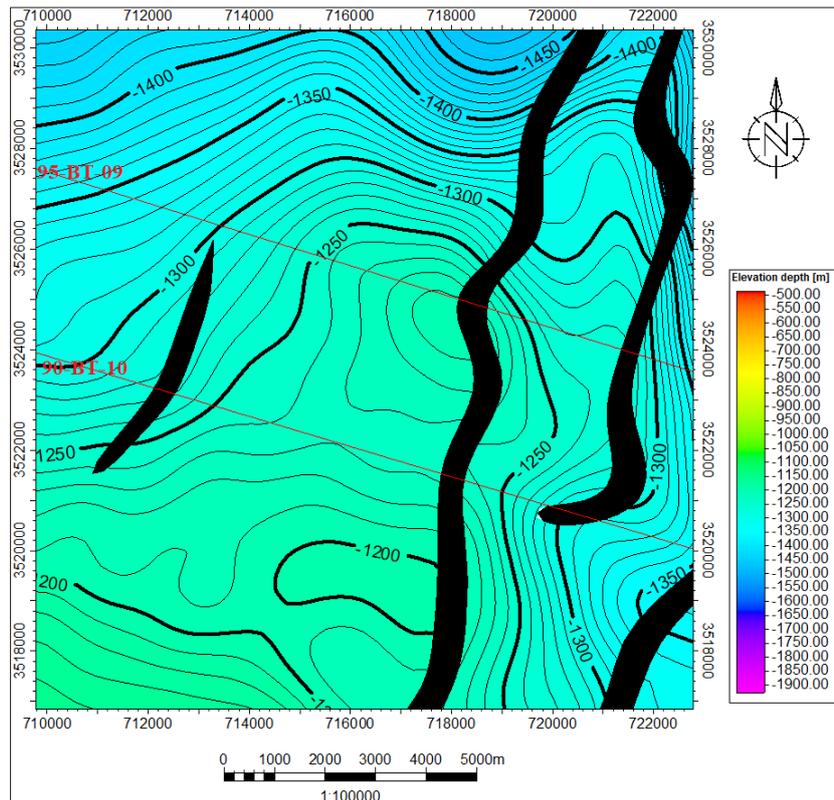


Figure IV-24 Zoom sur la structure D (carte en isobathes)

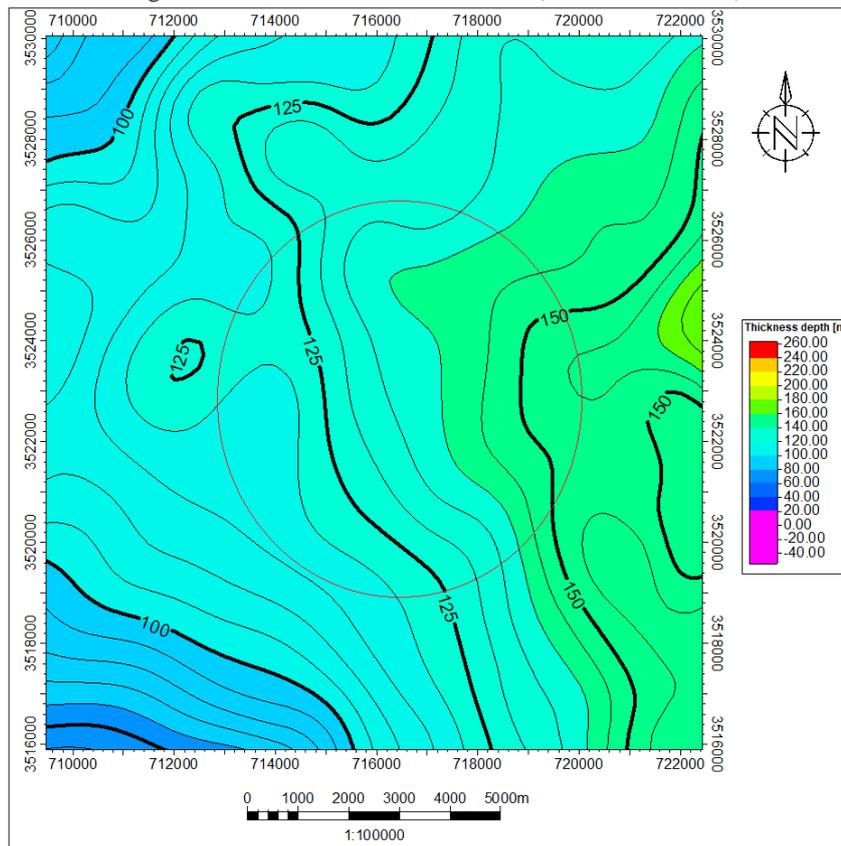


Figure IV-25 Zoom sur la structure D (carte en isopaches)

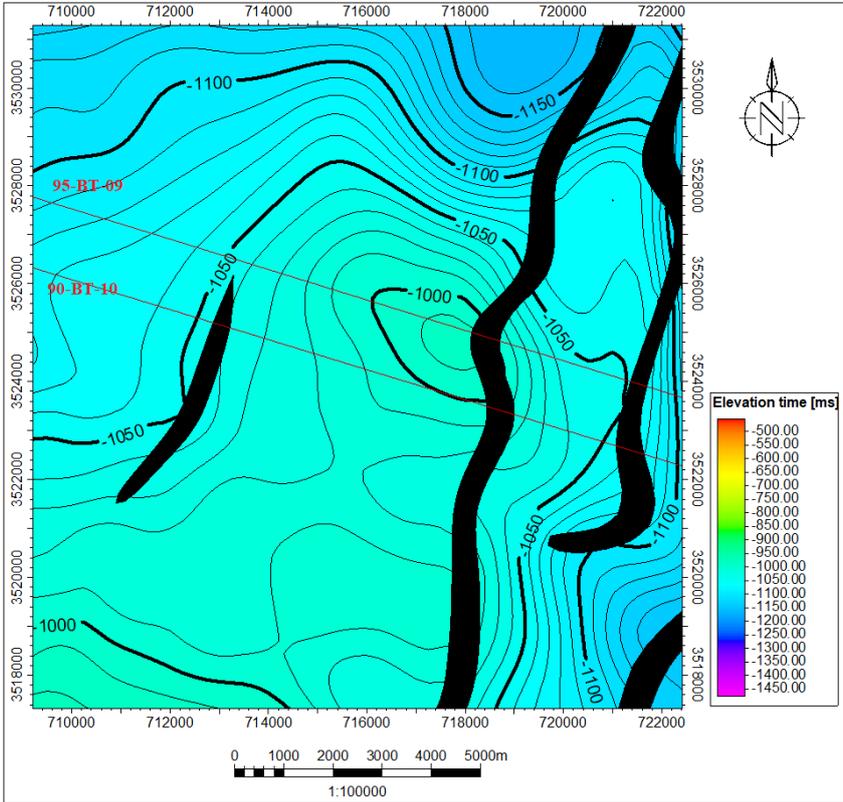


Figure IV-26 Zoom sur la structure D (carte en isochrones)

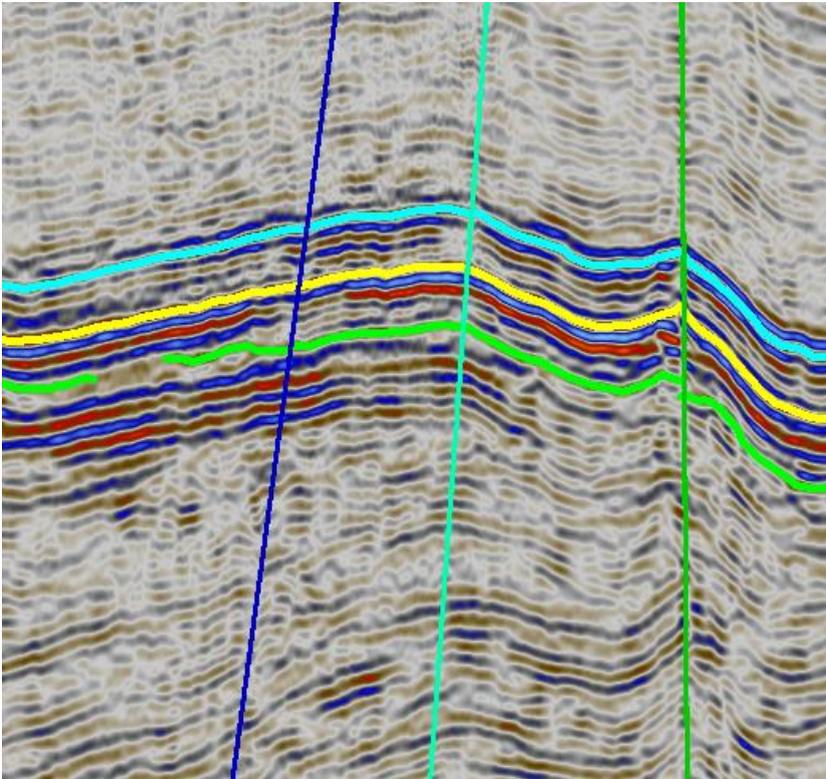


Figure IV-27 Profil sismique 95-BT-09 passant par la structure D

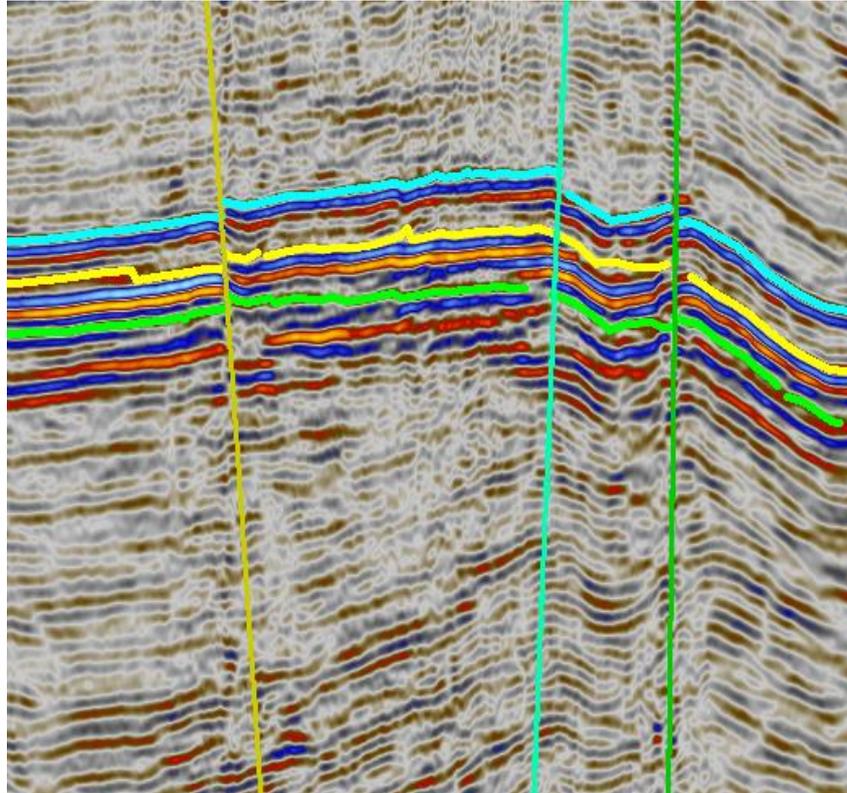


Figure IV-28 Profil sismique 95-BT-10 passant par la structure D

Structure E :

Cette structure se situe dans la partie Nord-Est du périmètre de prospection Taghit. C'est une structure plissée de direction Ouest-Est Contrôlée par quatre failles régionales de direction SSO-NNE (Figure IV-29).

Les caractéristiques de cette structure sont :

Surface = 2.0737279E+8 m ²	Longueur= 58954.1 m	Epaisseur = 50 – 125 de Ouest vers l'Est
---------------------------------------	---------------------	--

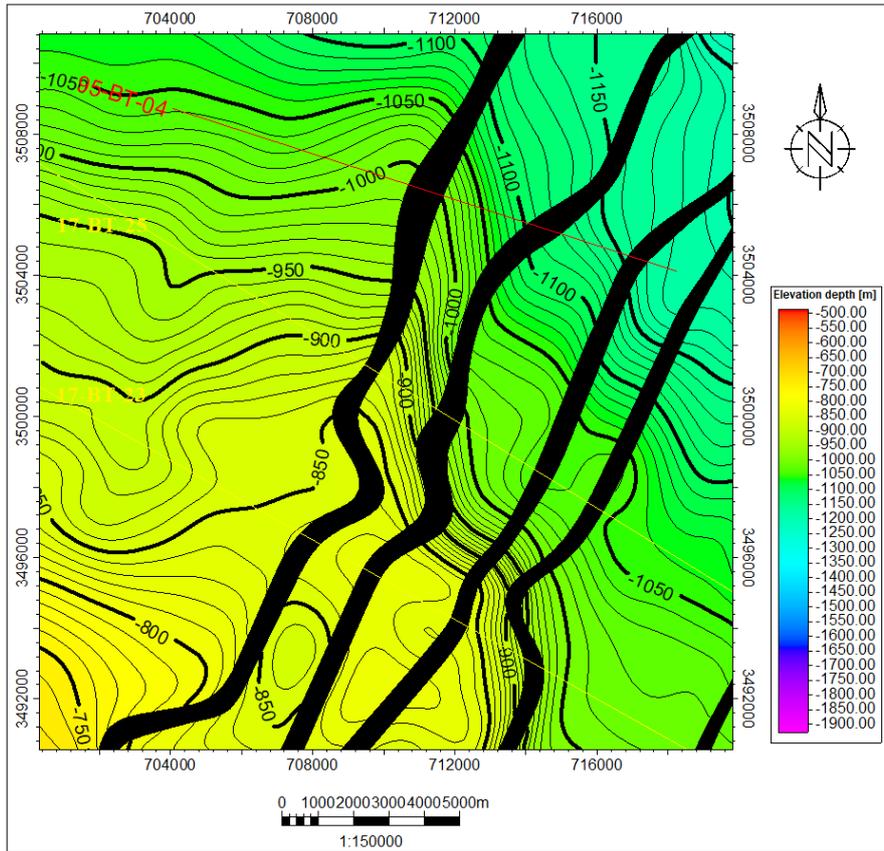


Figure IV-30 Zoom sur la Structure E sur (carte en isobathes)

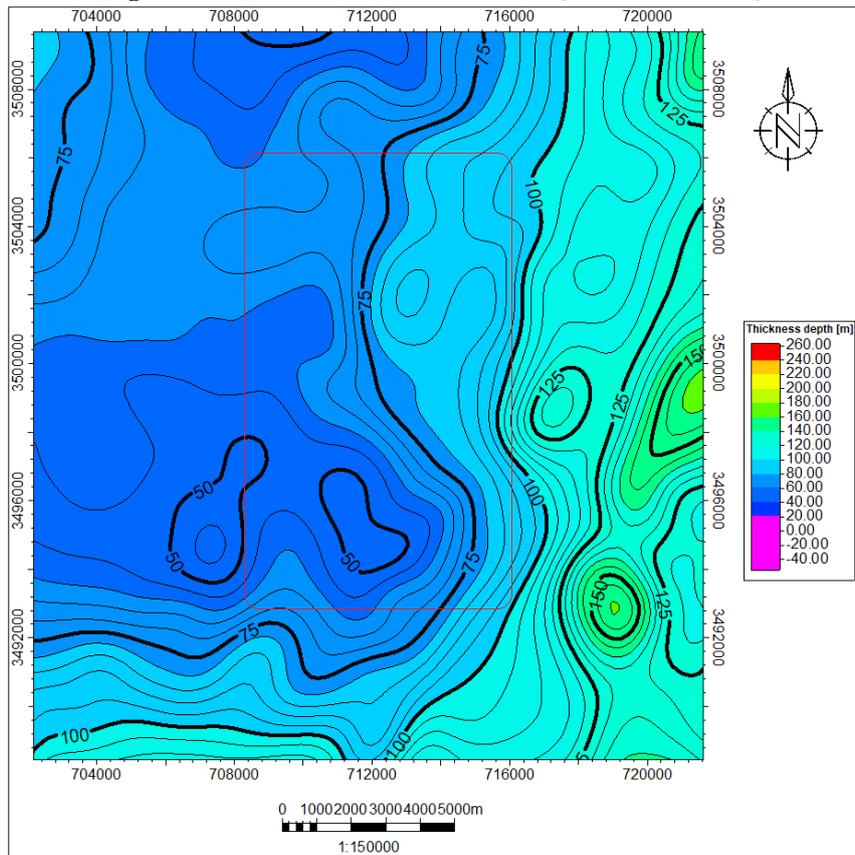


Figure IV-31 Zoom sur la Structure E sur (carte en isopaques)

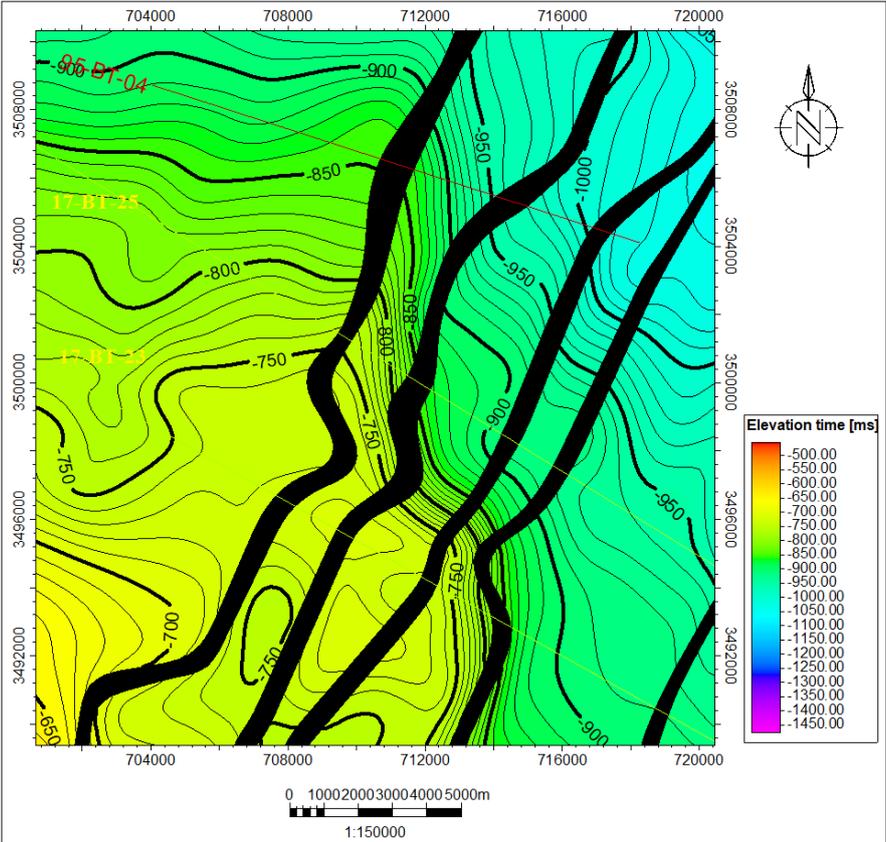


Figure IV-32 Zoom sur la Structure E sur (carte isochrone)

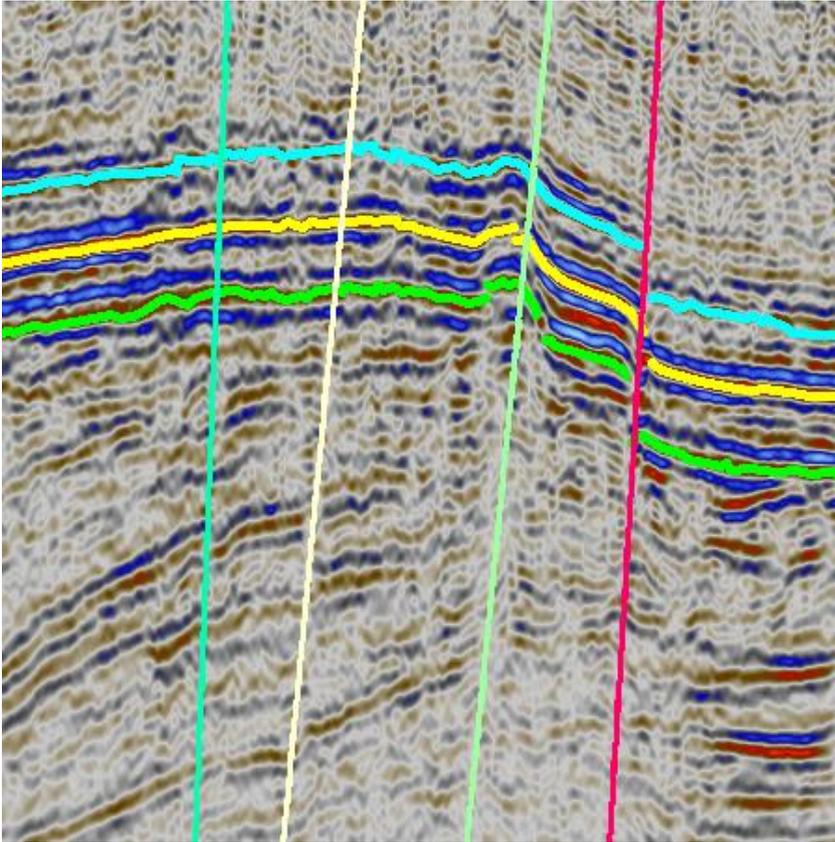


Figure IV-33 Profil sismique 17-BT-25 passant par la structure E

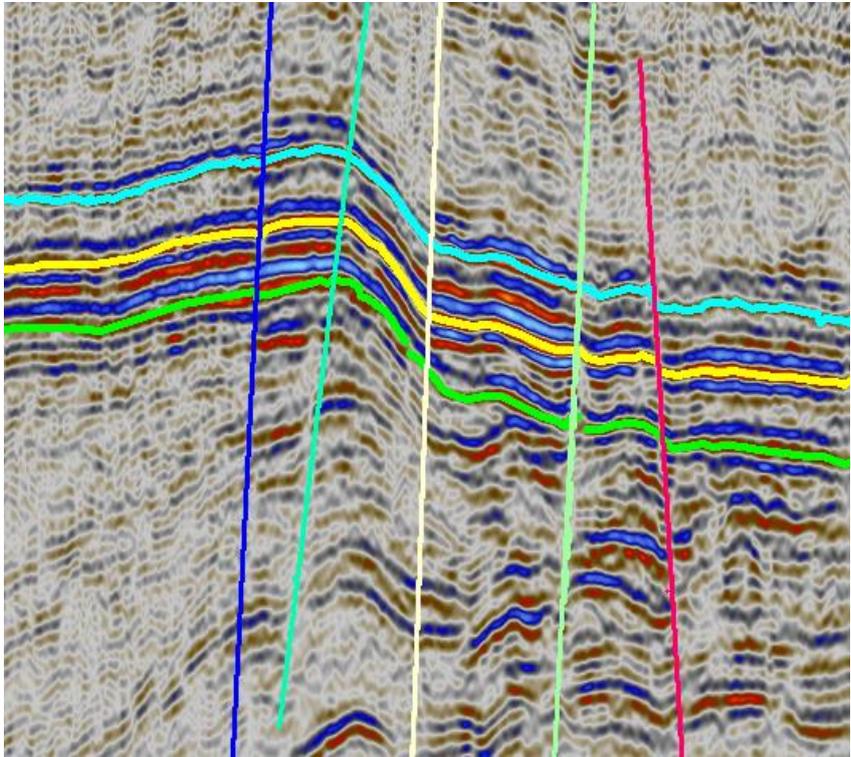


Figure IV-34 Profil sismique 17-BT-23 passant par la structure E

Structure F :

Cette structure se situe dans la partie Sud-Est du périmètre de prospection Taghit. C'est une structure plissée de direction Ouest-Est Contrôlée par deux failles régionales de direction S-N (Figure IV-35).

Les caractéristiques de cette structure sont :

Surface = 1.3250056E+8 m ²	Longueur = 45335.2 m	Epaisseur = 50 – 150 m
---------------------------------------	----------------------	------------------------

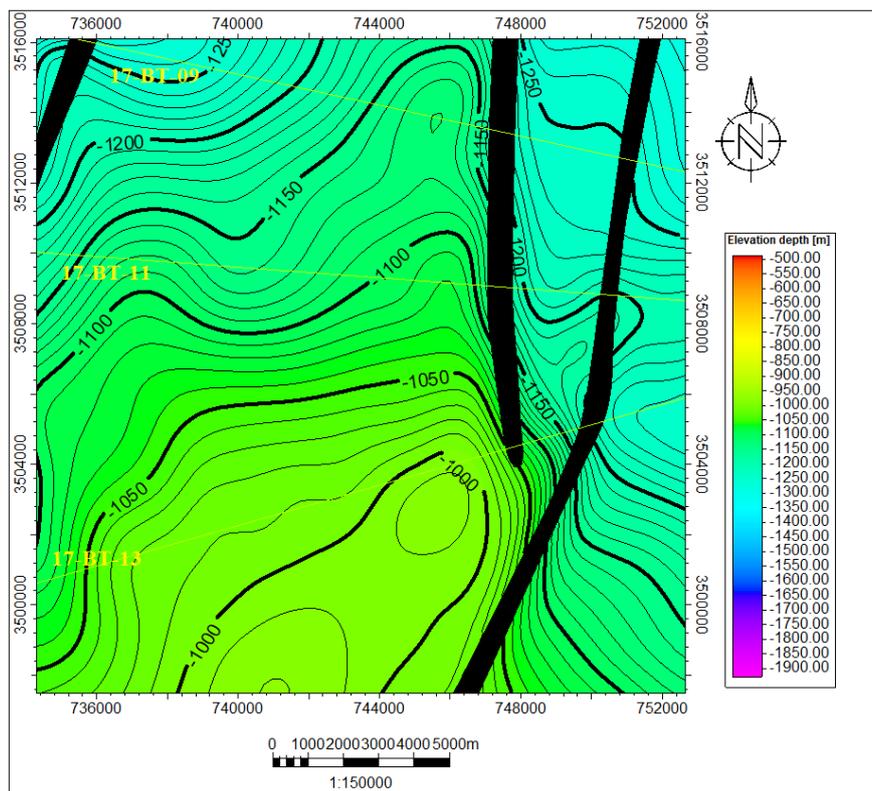


Figure IV-36 Zoom sur la Structure F sur (carte en isobathes)

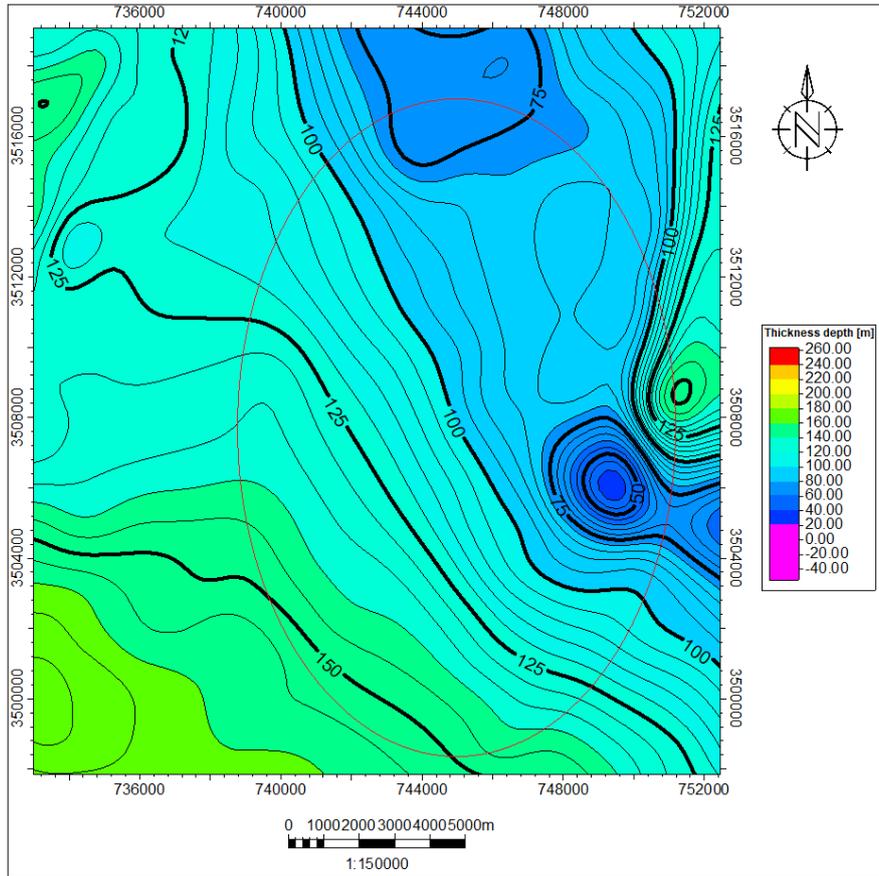


Figure IV-37 Zoom sur la Structure F sur (carte en isopaques)

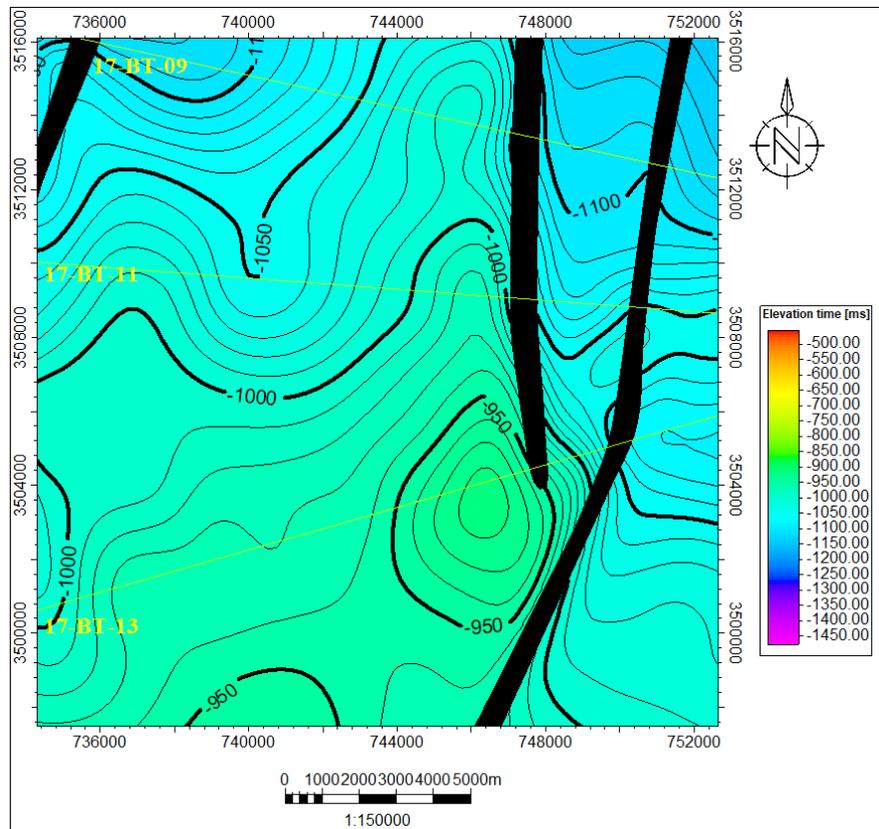


Figure IV-38 Zoom sur la Structure F sur (carte en isochrones)

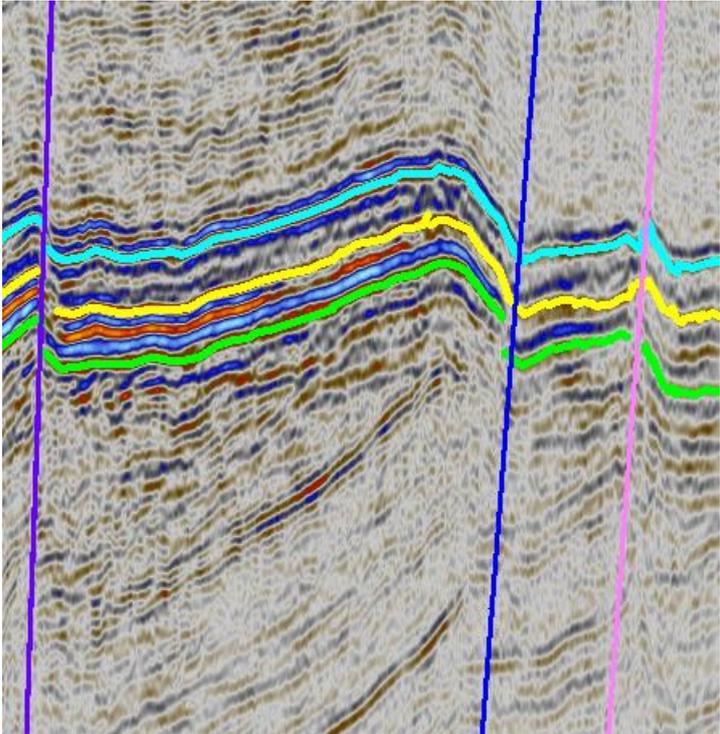


Figure IV-39 Profil sismique 17-BT-09 passant par la structure F

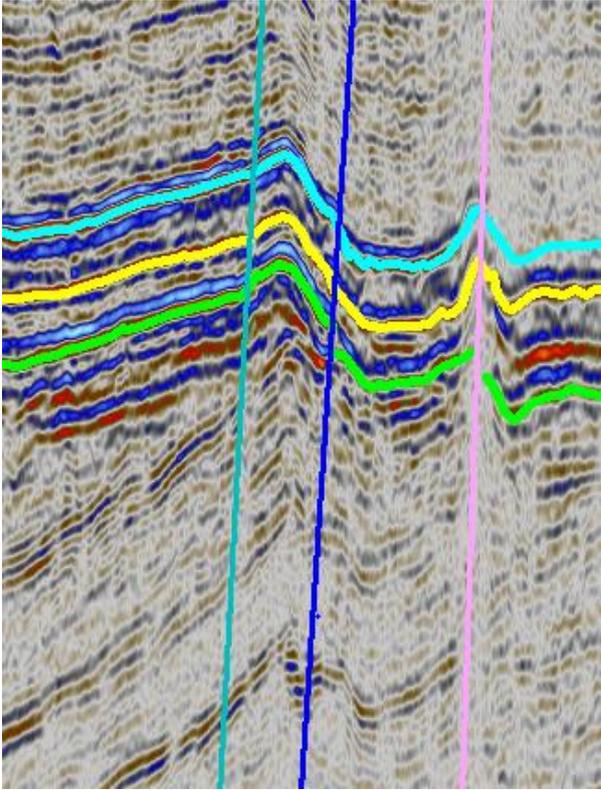


Figure IV-40 Profil sismique 17-BT-11 passant par la structure F

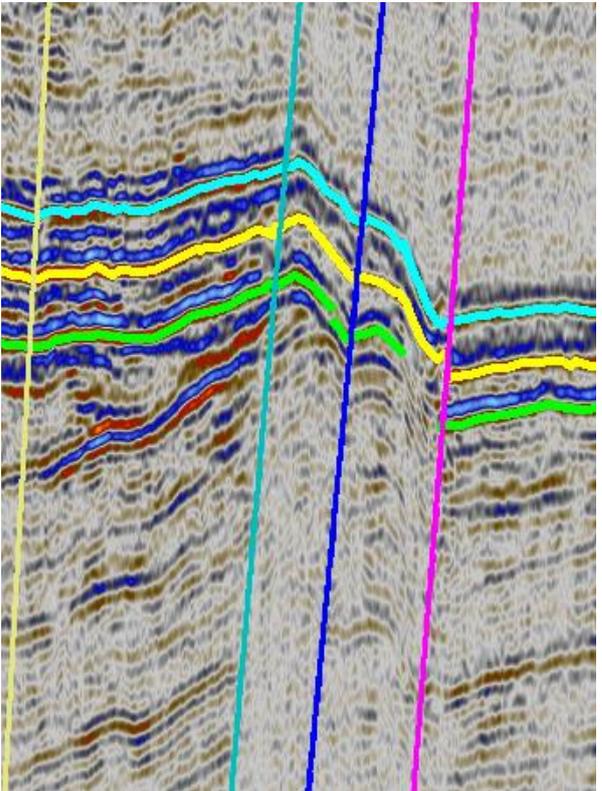


Figure IV-41 Profil sismique 17-BT-13 passant par la structure F

IV.4 Conclusion

L'objectif de ce travail consistait à interpréter les données sismiques des campagnes dans la région TAGHIT dans le but d'avoir une cartographie des réservoirs permettant de détecter des structures susceptibles de contenir des hydrocarbures.

Durant les différentes étapes nécessaires pour établir les cartes structurales, nous avons été confrontés à de nombreuses difficultés, à savoir :

- La complexité géologique de la région d'étude qui a rendu la corrélation des horizons beaucoup plus difficile ceci est principalement due à la qualité mauvaise des données sismiques.
- La rareté des puits dans la zone d'étude et les données de diagraphiques.
- La diversité des campagnes sismiques a fait apparaître des décalages entre les profils sismiques (misties) que l'on a éliminé en faisant des shifts atteignant les 40 ms.

Malgré ces complications, on a pu établir une cartographie au niveau du Lias, Lias Carbonaté et du Trias.

L'étude de ces cartes nous a aidé à mieux cerner l'aspect structural de la région d'étude qui présente une allure d'un monoclinale de direction NE-SO plongeant vers le Nord Est.

Les différentes cartes établies ont permis de mettre en évidence le réseau de failles caractérisant la région (majoritairement de direction SO-NE).

L'analyse de ces cartes a permis de confirmer la structure A ayant fait l'objet de forage d'exploration, mais aussi, elles ont permis de mettre en évidence de nouvelles structures et des leads pouvant faire l'objet de futures études.

En combinaison avec les études géologiques montrant l'existence d'un système pétrolier, nous pouvons dire que la région présente un intérêt considérable et mérite d'être explorée davantage.

A la lumière de ces analyses, nous recommandons :

- Réaliser d'autres forages et faire des acquisitions diagraphiques pour déterminer des corrélations des paramètres pétrophysiques entre ces puits.
- Création de modèles statiques et dynamiques sur les structures majeurs.

*Références
Bibliographiques*

Chapitre V Bibliography

- BOUKHEBACHE, D. (2018). *Retraitement sismique de données 2D*. TAGHIT: Entreprise Nationale de Géophysique.
- H.Touileb. (2017). *RAPPORT DE FIN DE TRAITEMENT SISMIQUE*. Boumerdes: Entreprise Nationale de Géophysique.
- Nanda, N. C. (2016). *Seismic Data Interpretation and Evaluation for Hydrocarbon Exploration and Production*. Cuttack , Odisha , India: Springer International Publishing.
- Onajite, E. (2014). *Seismic data analysis techniques in hydrocarbon exploration*. Waltham, USA: Elsevier.
- Per Avseth, Tapan Mukerji, Gary Mavko. (2005). *Quantitative Seismic Interpretation Applying Rock Physics Tools to Reduce Interpretation Risk*. Cambridge: cambridge university press.
- (2017). *Rapport géologique de la région de Taghit*. Taghit: Sonatrach.
- Smaïne ZEROUG, Noureddine BOUNOUA, Rabih LOUNISSI. (2007). *Well evaluation conference*. Algeria: Schlumberger.
- W.CHALABI. (2018). *Borehole Seismic Survey Field Report*. TAGHIT: BAKER HUGHES A GE COMPANY.