

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

ÉCOLE NATIONALE POLYTECHNIQUE



Département Génie Minier

Mémoire de Projet de Fin d'Études

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

Thème

Interprétation de la sismique marine pour l'exploration
d'hydrocarbures dans la marge offshore algérienne,
au large de la Grande Kabylie

Réalisé par : Mlles **HABCHI Lylia & MEHENNA Soraya**

Sous la direction de : M. **Larouci CHANANE**

Présenté et soutenu publiquement le (29/06/2025)

Composition du jury

| | | |
|----------------|--------------------|----------------|
| Président : | Pr. Sami YAHYAOUI | Professeur ENP |
| Examineur : | Pr. Rezki AKKAL | Professeur ENP |
| Promoteur : | M. Larouci CHANANE | MAA ENP |
| Co-encadrant : | M. Chafik AIDI | MRA CRAAG |
| Co-encadrant : | M. Nahim KHENNAF | ING SONATRACH |

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

ÉCOLE NATIONALE POLYTECHNIQUE



Département Génie Minier

Mémoire de Projet de Fin d'Études

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

Thème

Interprétation de la sismique marine pour l'exploration
d'hydrocarbures dans la marge offshore algérienne,
au large de la Grande Kabylie

Réalisé par : Mlles **HABCHI Lylia & MEHENNA Soraya**

Sous la direction de : M. **Larouci CHANANE**

Présenté et soutenu publiquement le (29/06/2025)

Composition du jury

| | | |
|----------------|--------------------|----------------|
| Président : | Pr. Sami YAHYAOUI | Professeur ENP |
| Examineur : | Pr. Rezki AKKAL | Professeur ENP |
| Promoteur : | M. Larouci CHANANE | MAA ENP |
| Co-encadrant : | M. Chafik AIDI | MRA CRAAG |
| Co-encadrant : | M. Nahim KHENNAF | ING SONATRACH |

ملخص

تم تنفيذ هذه الأطروحة لإجراء تفسير هيكل للبيانات الزلزالية ثنائية الأبعاد للتقيب عن الهيدروكربون، على الهامش الجزائري قبالة منطقة القبائل الكبرى، تم الحصول عليها خلال حملات ملقبة "SPIRAL 2009" و "SONATRACH (2002)" من أجل تحديد الهياكل الجيولوجية الملائمة لتراكم الهيدروكربون .

تم إجراء التفسير باستخدام برنامج "Petrel Schlumberger 2017" ، مختص في الأبحاث والتنقيبات البترولية لرسم خرائط مختلف الطبقات في باطن الأرض. هذه الخرائط تعطي صورة عن شكل الطبقات الباطنية للأرض و التي من خلالها يمكن معرفة أماكن تواجد الهيدروكربون .

يساعد هذا العمل على تحسين معرفتنا بالسياق الجيولوجي لهذه المنطقة غير المستكشفة بشكل كافٍ، وذلك باستخدام البيانات الزلزالية المتاحة لتفسير وتحديد البنية الجيولوجية التي من المحتمل أن تحتوي على تراكبات هيدروكربونية. وسيكون هذا بمثابة منصة لتوجيه حملات الاستكشاف المستقبلية في المنطقة البحرية قبالة منطقة القبائل الكبرى.

الكلمات المفتاحية: بيانات زلزالية ثنائية الأبعاد، الهامش الجزائري، القبائل الكبرى، الهياكل الجيولوجية.

Abstract

This thesis was carried out as part of a marine seismic interpretation study for offshore oil exploration along the Algerian margin to the coast of Greater Kabylie. The main objective of this study is to carry out a structural interpretation of 2D-seismic data acquired during the "SPIRAL, 2009" campaign and those of "SONATRACH, 2000 & 2002" in order to identify geological structures favorable to the hydrocarbons accumulation.

The interpretation was fulfilled by using "Petrel software- Schlumberger 2017", which allowed us to interpret and correlate the seismic horizons as well as the main structural discontinuities. The work led to the construction of isovalues structural maps of the interpreted horizons and faults. These maps provide a clear view of the subsurface layers geometry and highlight potentially exploitable positive structures, such as structural traps.

The results identified several anticlinal-type structural highs, some of which show a closed geometry at the Tortonian roof. This study contributes to improving knowledge of the geological context of this under-explored region, and provides a basis for orienting future exploration campaigns in the offshore area off Grande Kabylie.

Keywords: Algerian offshore, Grande Kabylie, 2D seismic data, Petrel Software, Geological structures.

Résumé

ce mémoire a été effectué dans le cadre d'une étude d'interprétation sismique marine pour l'exploration pétrolière en Offshore, dans la marge algérienne au large de la Grande Kabylie. L'objectif principal est de réaliser une interprétation structurale des données sismiques-2D, acquises lors de la campagne "SPIRAL, 2009" et celles de "SONATRACH, 2000 & 2002" afin d'identifier des structures géologiques favorables à l'accumulation d'hydrocarbures.

L'interprétation a été menée à l'aide du logiciel **Petrel Schlumberger 2017**, qui nous a permis d'interpréter et de corréliser les horizons sismiques ainsi que les principales discontinuités structurales. Le travail a abouti à la construction de cartes structurales en isovalues des horizons et des failles interprétés. Ces cartes offrent une vision claire de la géométrie des couches du sous-sol et mettent en évidence des structures positives potentiellement exploitables, telles que des pièges structuraux.

Les résultats ont permis d'identifier plusieurs hauts structuraux de type anticlinal, dont certains présentent une géométrie fermée au niveau du toit du Tortonien. Cette étude contribue à l'amélioration de la connaissance du contexte géologique de cette région sous-explorée, et constitue une base pour orienter de futures campagnes d'exploration dans la zone offshore au large de la Grande Kabylie.

Mots clés : Offshore algérien, Grande Kabylie, Données sismiques 2D, Petrel, Pièges structuraux à hydrocarbures.

Remerciements

Tout d'abord, on commence par exprimer notre profonde gratitude envers **ALLAH**, le Tout-Puissant, qui nous a accordé la force, la patience et la persévérance nécessaires pour mener ce travail à terme. C'est par sa miséricorde et sa guidance que nous avons pu surmonter les défis et avancer avec assurance.

Nos remerciements les plus sincères vont à Monsieur L. CHANANE, notre encadrant, pour son accompagnement rigoureux, ses conseils avisés et sa disponibilité constante. Sa pédagogie, son expertise et son soutien indéfectible ont été essentiels dans la réalisation de ce mémoire.

Nos sincères remerciements vont également au Professeur Sami YAHYAOUI, chef de département génie minier, pour l'honneur qu'il nous fait en acceptant de présider le jury. Son suivi bienveillant, ses encouragements et sa clairvoyance ont été une source d'inspiration pour nous.

Nous tenons aussi à remercier le Professeur Rezki AKKAL, notre examinateur pour l'honneur qu'il nous fait en acceptant d'évaluer ce mémoire. Nous sommes convaincues que ses remarques et observations contribueront significativement à l'amélioration de notre travail.

Nous exprimons également toute notre reconnaissance à Monsieur AIDI Chafik et Monsieur KHENNAF Nahim, nos co-encadrants, pour leurs précieux conseils, leur soutien technique, leurs orientations méthodologiques et leurs encouragements nous ont permis de progresser avec confiance et sérénité.

Enfin, nous adressons nos remerciements les plus chaleureux à l'ensemble des enseignants du département de Génie Minier, dont les enseignements de qualité et l'engagement envers notre formation ont été déterminants dans notre parcours académique.

Sans oublier bien sûr toutes les personnes qui, de près ou de loin, ont contribué à la réussite de ce projet. Leur soutien, leurs encouragements et leurs conseils nous ont été d'une aide précieuse, et nous leur en sommes profondément reconnaissantes.

Nous souhaitons également exprimer notre amour et notre reconnaissance infinie à nos parents, Leur soutien inconditionnel, leurs sacrifices et leurs prières nous ont porté tout au long de ce parcours. Sans leur amour et leurs encouragements constants, ce travail n'aurait pas été possible.

Dédicace 1

Je dédie ce mémoire

*À mes très chers parents, ma mère et mon père El Hachemi,
pour leur patience, leur amour inconditionnel, leur soutien, leurs prières
et leurs encouragements de chaque instant.*

*À la mémoire de ma chère grand-mère — Allah yarhamha —
Bien qu'elle n'est plus parmi nous, Ses pieux Doaa continuent de me
porter et de me guider à chaque étape de ma vie.*

*À ma sœur Hanane, à mon frère Lounes et à ma belle-sœur Sylia,
pour leur présence réconfortante et leur précieux soutien.*

*À l'être le plus cher à mon cœur, ma petite nièce Zahra,
Depuis sa naissance, elle remplit notre maison de lumière et de joie.
Elle est ma source de bonheur et de bonne humeur.*

*À mes amies de cœur, Katia et Nour,
dont l'affection, la bienveillance et le soutien moral m'ont accompagné
tout au long de ce parcours.*

*À mon binôme Lyliia, avec qui j'ai partagé chaque étape de cette aventure,
Merci pour ta complicité, ta patience et ton soutien.*

*À toute ma famille,
à tous mes amis,
ainsi qu'à mes camarades de la promotion 2025 – Génie Minier (ENP),
avec qui j'ai partagé tant d'efforts, de souvenirs et d'expériences.*

*Et à tous ceux et celles, de près ou de loin,
qui ont contribué d'une manière ou d'une autre à la réalisation de ce
mémoire d'études. En témoignage de ma profonde reconnaissance
pour tous les sacrifices, les encouragements et l'amour
qui m'ont permis d'atteindre cette étape de ma vie.*

Recevez toute ma tendresse.

Soraya

Dédicace 2

Je dédie ce mémoire

À ma très chère mère

*Pour ta tendresse infinie, ton amour inconditionnel et tes prières
silencieuses qui m'ont porté à chaque étape.*

À mon père Mohamed

*Pour ta force, ta patience et ton dévouement sans faille. Ce travail est
aussi le fruit de tes efforts et de ton soutien constant.*

À ma sœur Nahla

Pour ta présence apaisante, ton soutien sincère et ta complicité précieuse.

À mon petit cousin Zakaria

*Pour ta joie, ta lumière et les instants de bonheur partagés. Merci
d'avoir embelli mes journées.*

À tous les membres de ma famille, petits et grands

*Veillez trouver dans ce travail l'expression de ma reconnaissance pour
tous vos efforts, votre soutien et votre présence.*

À mon binôme Soraya

Pour ta patience et les efforts déployés pour la réussite de ce travail.

À tous mes amis,

*ainsi qu'à mes camarades de la promotion 2025 – Génie Minier (ENP),
dont l'engagement et la collaboration ont marqué chaque étape de cette
formation.*

Et à toutes les personnes, de près ou de loin,

*dont l'aide, les encouragements ou les gestes bienveillants ont contribué
à l'aboutissement de ce mémoire.*

Recevez toute ma reconnaissance.

Lylia

Table des matières

Table des matières

Table des figures

Liste des tableaux

Liste des abréviations, acronymes et sigles

| | |
|--|-----------|
| Introduction générale | 20 |
| 1 CADRE GÉOLOGIQUE ET GÉODYNAMIQUE DE LA MARGE ALGÉRIENNE | 22 |
| 1.1 Définition et caractéristiques des marges continentales | 22 |
| 1.2 Marges passives et marges actives | 23 |
| 1.2.1 Les marges passives | 23 |
| 1.2.2 Les marges actives | 25 |
| 1.3 La Marge algérienne dans le contexte géodynamique du bassin méditerranéen occidental | 25 |
| 1.3.1 Histoire de la Méditerranée occidentale | 25 |
| 1.3.2 Formation et évolution tectonique | 26 |
| 1.3.3 Contexte orogénique | 26 |

| | | |
|----------|--|-----------|
| 1.3.4 | La crise de salinité messinienne | 27 |
| 1.3.5 | L'évolution géodynamique de la Marge algérienne | 27 |
| 1.4 | Géologie du domaine continental | 31 |
| 1.4.1 | Le domaine précambrien | 32 |
| 1.4.2 | Le domaine hercynien de la plateforme saharienne | 32 |
| 1.4.3 | Le domaine alpin | 33 |
| 1.4.4 | Les unités structurales de la Grande Kabylie | 34 |
| 1.4.5 | Le Volcanisme Miocène en Algérie et en Grande Kabylie | 37 |
| 1.5 | Géologie du domaine marin | 40 |
| 1.5.1 | Morphologie de la marge Algérienne | 40 |
| 1.5.2 | Stratigraphie et Lithologie de la Marge Algérienne et du Bassin Central | 43 |
| 1.5.3 | Structure profonde de la marge algérienne | 45 |
| 1.6 | La Sismicité en Méditerranée Occidentale et en Algérie | 46 |
| 1.7 | L'aspect pétrolier (Géologie et géodynamique des hydrocarbures) | 47 |
| 1.7.1 | Origine et formation des roches sédimentaires | 48 |
| 1.7.2 | Formation des hydrocarbures | 49 |
| 1.7.3 | Migration des hydrocarbures | 50 |
| 1.7.4 | Formation des gisements d'hydrocarbures | 50 |
| 1.7.5 | La notion de système pétrolier | 52 |
| 1.7.6 | Modèles structuraux | 53 |
| 1.8 | Conclusion | 55 |
| 2 | LES TECHNIQUES ET ÉQUIPEMENTS D'EXPLORATION DU PÉTROLE EN OFFSHORE | 56 |

| | | |
|----------|---|-----------|
| 2.1 | Méthode de prospection sismique | 57 |
| 2.1.1 | Principes des méthodes sismiques | 57 |
| 2.1.2 | Méthode sismique de réflexion | 58 |
| 2.1.3 | Méthode sismique de réfraction | 59 |
| 2.1.4 | Comparaison entre les méthodes sismiques en onshore et en off-shore | 60 |
| 2.1.5 | Les ondes sismiques | 63 |
| 2.2 | Campagnes géophysiques en mer | 65 |
| 2.2.1 | La campagne SPIRAL 2009 | 65 |
| 2.2.2 | La campagne SONATRACH | 67 |
| 2.3 | Acquisition des données sismiques | 68 |
| 2.3.1 | Acquisition de la sismique réflexion multitrace (SMT) | 68 |
| 2.3.2 | Acquisition de la sismique grand-angle | 75 |
| 2.4 | Synthèse des données utilisées | 83 |
| 2.5 | Analyse des données de puits offshore | 84 |
| 2.5.1 | Description des forages et puits | 84 |
| 2.6 | Conclusion | 86 |
| 3 | MÉTHODOLOGIE ET INTERPRÉTATION SISMIQUE | 87 |
| 3.1 | Généralités sur l'interprétation sismique | 87 |
| 3.2 | Présentation du logiciel PÉTREL | 88 |
| 3.3 | Méthodologie d'interprétation sismique | 89 |
| 3.3.1 | Choix des horizons | 89 |
| 3.3.2 | Pointé des horizons | 90 |
| 3.3.3 | Identification des failles | 91 |

| | | |
|----------|--|------------|
| 3.4 | Conclusion | 92 |
| 4 | PRÉSENTATION ET MANIPULATION DU LOGICIEL PETREL POUR L'INTERPRÉTATION DES DONNÉES SISMIQUES | 93 |
| 4.1 | Interface de Petrel et principales fonctionnalités | 94 |
| 4.2 | Éléments principaux de l'interface Petrel | 95 |
| 4.3 | Étapes d'interprétation sismique sur petrel | 96 |
| 4.4 | Conclusion | 106 |
| 5 | RÉSULTATS ET DISCUSSIONS, RÉALISATION ET INTERPRÉ- TATION DES CARTES | 107 |
| 5.1 | Établissement des cartes en isovaleurs | 108 |
| 5.1.1 | Cartes en isochrones | 108 |
| 5.1.2 | Cartes en isobathes | 109 |
| 5.1.3 | Cartes en isopaques | 109 |
| 5.2 | Interprétation des cartes | 110 |
| 5.2.1 | Carte bathymétrique | 110 |
| 5.2.2 | Carte en isopaques de la série sédimentaire | 111 |
| 5.2.3 | Carte en isobathes du socle acoustique | 112 |
| 5.2.4 | Carte en isobathes au toit du Tortonien (Miocène) | 114 |
| 5.3 | Conclusion | 118 |
| | Conclusion générale | 118 |
| | Recommandations | 119 |
| | Bibliographie | 120 |

Table des figures

| | | |
|------|---|----|
| 1.1 | Plateau continental, talus et glacis continental [1] | 23 |
| 1.2 | L’histoire des continents et des océans [2] | 24 |
| 1.3 | Schéma d’une marge continentale [3] | 25 |
| 1.4 | Carte des limites de la mer Méditerranéenne, où sont indiqués les sous-bassins, les principaux passages et détroits de la Méditerranée, les principales chaînes de montagne ou zones de relief entourant la Méditerranée [4] | 26 |
| 1.5 | Distribution des évaporites Messiniennes en Méditerranée et localisation des puits DSDP-ODP enregistrant les dépôts Messinien [4] | 27 |
| 1.6 | Capture de Google-Earth montrant les limites de la marge algérienne . | 28 |
| 1.7 | Mouvement de la plaque africaine par rapport à la plaque eurasiennne fixe [5] et du front de subduction téthysien du Crétacé à l’actuel | 29 |
| 1.8 | Scénario d’évolution de la Méditerranée Occidentale sur un transect NNO/SSE allant des Baléares à la plate-forme saharienne [6] | 30 |
| 1.9 | Scénario d’évolution de la Méditerranée Occidentale sur un transect NNO/SSE allant des Baléares à la plate-forme saharienne [6] | 31 |
| 1.10 | Les grands ensembles géologiques d’Algérie [7] | 32 |
| 1.11 | Carte des principales unités géologiques composant le pourtour de la Méditerranée Occidentale. Maghrébides = Kabylides, Zones internes d’Algérie (Socle cristallophyllien + Dorsale kabyle + Oligo-Miocène kabyle), Rif + Atlas Tellien, Atlas intracontinental = Aurès + Atlas saharien + Atlas tunisien [8] | 34 |

| | | |
|------|--|----|
| 1.12 | Position des différentes unités géologiques des zones internes [9] | 35 |
| 1.13 | Position des nappes de flyschs par rapport aux unités de la chaîne des Maghrébides [8] | 37 |
| 1.14 | Carte de distribution du volcanisme dans la région de la Grande Kabylie [10] | 39 |
| 1.15 | Campagnes MARADJA / MARADJA2 / SAMRA : Traits morpho-sédimentaires et tectoniques de la marge algérienne - implications sur les instabilités gravitaires et la paléosismologie [11] | 42 |
| 1.16 | Carte bathymétrique 3D de la marge algérienne d'après les deux campagnes marines Maradja1 (2003) et Maradja2-Samra (2005), délimitation les éléments morphologiques (plateau continental, talus continental, glacis et plaine abyssale) et configuration schématique des domaines physiographiques de la marge algérienne au large de la Grande Kabylie [12] | 42 |
| 1.17 | (a)- Séquence stratigraphique-type caractérisant les bassins de la Méditerranée occidentale (exemple du Golfe du Lion). (b)- Schéma conceptuel illustrant l'organisation des marqueurs Messinien en Méditerranée occidentale, depuis la marge continentale vers le bassin profond [13]. Les unités UU, MU et LU, forment la "Trilogie Messinienne" [14] | 45 |
| 1.18 | sismicité du Nord de l'Algérie 1910-2024 (CRAAG) | 47 |
| 1.19 | Carte de situation du domaine minier des hydrocarbures [15] | 48 |
| 1.20 | Migrations primaire et secondaire du pétrole conduisant à la formation d'un gisement d'hydrocarbures à piège anticlinal [16]. | 50 |
| 1.21 | Les principaux types de pièges à hydrocarbures [16]. | 51 |
| 1.22 | Bloc 3D représentatif d'un système pétrolier classique composé de roche mère, roche réservoir, roche couverture et de pièges [17]. | 53 |
| 2.1 | Récapitulatif des caractéristiques des différentes campagnes de géophysique marine dans l'Offshore algérien [18] | 58 |
| 2.2 | Dispositifs de sismique marine (Sismique réflexion multitrace et sismique réfraction/réflexion à grand-angle) [19] | 59 |

| | | |
|------|---|----|
| 2.3 | Schéma de principe de la méthode sismique en Onshore [16] | 61 |
| 2.4 | Schéma de principe de la méthode sismique en Offshore[16] | 62 |
| 2.5 | Schéma comparatif des ondes sismiques P et S [20] | 64 |
| 2.6 | Navire océanographique l'Atalante [21] | 66 |
| 2.7 | Plan de position des données acquises au cours des Legs 1 et 2 de la campagne SPIRAL ; les lignes en noir représentent les profils <i>sismique grand-angle (sismique-réfraction)</i> ; les lignes en rouge représentent les profils sismiques multi-traces (<i>sismique-réflexion</i>). AB : profil de Mostaganem, CD : profil de Tipaza, EF : profil de la Grande Kabylie, IJ : profil de Jijel, GH : profil de Annaba [22]. | 67 |
| 2.8 | (a) La flûte sismique Sercel – 360 traces, (b) l'un des avions, (c) la bouée de queue. Système récepteur d'Ifremer/GENAVIR, utilisé pour l'acquisition des données SMT de la campagne SPIRAL [22] | 71 |
| 2.9 | Schéma constitutif de la flûte utilisée durant la campagne SPIRAL [21] | 72 |
| 2.10 | Caractéristiques techniques de la source "monobulle" SPIRAL durant le leg1. Seuls les canons représentés en vert étaient actifs pendant l'acquisition, les autres servant de lest et de canons de remplacement en cas de dysfonctionnement [23]. | 73 |
| 2.11 | Fenêtre de contrôle des 13 signaux sources synchronisés sur la première oscillation après le pulse initial (trait en pointillés) [23]. | 73 |
| 2.12 | Fenêtre de contrôle des 13 signaux sources synchronisés sur la première oscillation après le pulse initial (trait en pointillés) [23] | 77 |
| 2.13 | Fenêtre de contrôle Sources-Sismiques Actris-Contrôle de l'immersion et synchronisation de la source, tribord et bâbord pour la source "pic" utilisée pendant le leg2 [23] | 77 |
| 2.14 | Caractéristiques techniques de la source utilisée pour l'acquisition des profils SMT complémentaires durant le leg2. Seuls les canons représentés en vert étaient actifs pendant l'acquisition, les autres servant de lest et de canons de remplacement en cas de dysfonctionnement [23] | 78 |
| 2.15 | (a) OldOBS Ifremer lors du déploiement, (b) Structure d'un OldOBS Ifremer [24] | 80 |

| | | |
|------|---|-----|
| 2.16 | Les caractéristiques techniques des OldOBS Ifremer [24] | 81 |
| 2.17 | (a) MicrOBS sur le pont de l'Atalante, (b) Coupe schématique d'un MicrOBS [24] | 82 |
| 2.18 | Les caractéristiques techniques des MicrOBS et MicrOBS+ IFREMER [24] | 83 |
| 2.19 | Plan de position des données de lignes sismiques disponibles dans la région de la Grande Kabylie | 84 |
| 2.20 | Les principales caractéristiques des forages effectués sur la marge off- shore algérienne [18] | 85 |
| 2.21 | Résumé des caractéristiques géologiques des formations traversées par le DSDP-371 [18] | 86 |
| 3.1 | Pointé des principaux horizons sur une section sismique offshore de la marge algérienne (capture de notre manipulation sur Petrel) | 91 |
| 3.2 | Pointé des failles sur une section sismique (Capture de notre manipula- tion sur Petrel) | 92 |
| 4.1 | Interface du Petrel, (Petrel 2017) | 96 |
| 4.2 | Création d'un nouveau projet (Petrel 2017) | 97 |
| 4.3 | Choix du système de projection (Petrel 2017) | 97 |
| 4.4 | Insertion d'un nouveau dossier de l'étude sismique (Petrel 2017) | 98 |
| 4.5 | Importation des données sismiques (Petrel 2017) | 99 |
| 4.6 | Affichage des données sismiques Fenêtre 2D (Petrel 2017) | 99 |
| 4.7 | Fenêtre d'interprétation (Petrel 2017) | 100 |
| 4.8 | Outils d'interprétation (Petrel 2017) | 100 |
| 4.9 | Fonctionnalités des outils d'interprétation) | 101 |
| 4.10 | Insertion des failles (Petrel 2017) | 102 |
| 4.11 | Création de cartes isochrones (Petrel 2017) | 103 |

| | | |
|------|---|-----|
| 4.12 | Création de cartes isobathes (Petrel 2017) | 104 |
| 4.13 | Création de cartes isopaques (Petrel 2017) | 105 |
| 4.14 | Calcul des surfaces des structures (Petrel 2017) | 106 |
| 5.1 | Carte bathymétrique (Petrel 2017) | 111 |
| 5.2 | Carte en isopaques de la série sédimentaire (Petrel 2017) | 112 |
| 5.3 | Carte en isobathes du socle acoustique (Petrel 2017) | 113 |
| 5.4 | Carte en isobathes au toit du Tortonien (Petrel 2017) | 114 |
| 5.5 | Carte des structures positives au toit du Tortonien (Petrel 2017) | 115 |
| 5.6 | Profil sismique 2D montrant la structure L1, identifiée comme un piège structural potentiel dans le Miocène | 115 |
| 5.7 | Profil sismique 2D montrant la structure L2, identifiée comme un piège structural potentiel dans le Miocène | 116 |
| 5.8 | Profil sismique 2D montrant la structure L3, identifiée comme un piège structural potentiel dans le Miocène | 116 |
| 5.9 | Profil sismique 2D montrant la structure L4, identifiée comme un piège structural potentiel dans le Miocène | 117 |
| 5.10 | Profil sismique 2D montrant la structure L5, identifiée comme un piège structural potentiel dans le Miocène | 117 |

Liste des tableaux

| | | |
|-----|--|-----|
| 2.1 | Tableau récapitulatif des principales différences entre la sismique On-shore et Offshore | 63 |
| 2.2 | Paramètres d'acquisition et d'enregistrement des données SMT du leg-1 [25]. | 75 |
| 2.3 | Principaux paramètres d'acquisition du leg2 [25]. | 76 |
| 5.1 | Vitesses moyennes des horizons géologiques interprétés (vitesse extraites des donnée du puits HBB-1) | 109 |
| 5.2 | Caractéristiques des structures positives identifiées sur le toit du Tortonien | 118 |

Liste des abréviations, acronymes et sigles

Institutions, programmes et campagnes

| | |
|------------------|--|
| ALS | Acquisition Line Section. |
| AlKaPeCa | Alboran, Kabylies, Peloritain et Calabre. |
| CRAAG | Centre de Recherche en Astronomie, Astrophysique et Géophysique. |
| DGRSDT | Direction Générale de la Recherche Scientifique et du Développement Technologique. |
| DSDP | Deep Sea Drilling Project. |
| GENAVIR | Gestionnaire des navires océanographiques français. |
| IFREMER | Institut Français de Recherche pour l'Exploitation de la Mer. |
| IUEM | Institut Universitaire Européen de la Mer. |
| MARADJA | MARge Active DJAzaïr. |
| MSC | Messinian Salinity Crisis (Crise de salinité messinienne). |
| OMK | Oligo-Miocène Kabyle. |
| SABN | Sidi Ali Bounab. |
| SGA | Sismique Grand-Angle. |
| SMT | Sismique Réflexion Multitrace. |
| SONATRACH | Société Nationale pour la Recherche, la Production, le Transport, la Transformation et la Commercialisation des Hydrocarbures. |

| | |
|---------------|--|
| SPIRAL | Sismique Profonde et Investigation Régionale du Nord de l'Algérie. |
| UBO | Université de Bretagne Occidentale. |
| UTM | Universal Transverse Mercator (projection transverse universelle de Mercator). |

Unités, paramètres et autres notations

| | |
|------------|--|
| C | Vitesse du son dans l'eau. |
| cm | centimètre. |
| CU | Complex Unit (unité supplémentaire). |
| CMP | Common Mid-Point (point miroir commun). |
| E | Est. |
| F | Failles. |
| GPS | Global Positioning System. |
| H | Profondeur du canon (en mètres). |
| Hz | Hertz. |
| HC | Hydrocarbures. |
| K | Constante propre au canon. |
| kg | kilogramme. |
| km | kilomètre. |
| LU | Lower Unit (unité évaporitique inférieure). |
| Ma | Millions d'années. |
| MES | Messinian Erosional Surface (surface d'érosion messinienne). |
| MFS | Maximum Flooding Surface (surface de la charge maximale). |
| mm | millimètre. |

| | |
|--------------|--|
| m | mètre. |
| ms | milliseconde. |
| Ms | Magnitude de surface. |
| MU | Mobile Unit (unité mobile). |
| Mw | Magnitude de moment. |
| N/O | Navire Océanographique. |
| OBS | Ocean Bottom Seismometer (sismomètre de fond marin). |
| OBH | Ocean Bottom Hydrophone. |
| P | Pression. |
| PP | Potentiel pétrolier. |
| SEGD | Standard Exchange Format for Geophysical Data. |
| SEG-Y | Standard format d'Enregistrement des données sismiques en 2D ou 3D. |
| ZGY | Format volumique de données sismiques utilisé notamment dans Petrel. |
| std | seconde en temps double. |
| T | Période de l'oscillation de la bulle. |
| twt | Two-Way Travel Time (temps double). |
| Vp | Vitesse des ondes P (ondes primaires). |
| Vs | Vitesse des ondes S (ondes secondaires). |

Introduction générale

L'exploration pétrolière en offshore constitue un enjeu stratégique pour l'Algérie. Face à la demande interne croissante et pour honorer les engagements contractuels en matière de fourniture de gaz et de pétrole à nos différents partenaires internationaux, dans un contexte où la demande du marché énergétique mondial demeure sans cesse croissante, l'exploration et la découverte de nouveaux gisements de pétrole et de gaz offshore s'avèrent une nécessité majeure de haute importance. À ce titre, la Sonatrach a relancé l'exploration du domaine offshore algérien.

Cependant, cette zone offshore reste complexe sur le plan géotectonique. Les défis de l'exploration dans l'offshore algérien sont nombreux : il s'agit d'un domaine frontière, caractérisé par une tectonique active et des structures géologiques complexes. On note également la présence d'une épaisse couche de sel messinien, rendant l'imagerie sismique du sous-sol contraignante pour ne pas dire compliquée. Ces difficultés influent directement sur les conditions d'exploration, augmentant les incertitudes et les coûts associés aux campagnes géophysiques et aux forages. Sur le plan économique, l'incapacité à identifier rapidement et précisément des structures pétrolières et gazières viables peut retarder l'exploitation de nouvelles ressources et compromettre la compétitivité énergétique du pays face à une demande mondiale accusant une très forte croissance.

En l'absence de forages significatifs dans la zone offshore et d'un système pétrolier encore non prouvé, la région est aujourd'hui considérée comme sous-explorée. Néanmoins, des indices sismiques fort révélateurs d'hydrocarbures tels que les flat-spots, bright-spots et les cheminées de gaz renforcent l'hypothèse de la présence de systèmes actifs. Par ailleurs, les découvertes récentes de gaz biogéniques dans des contextes géologiques similaires en Méditerranée orientale, notamment au large de l'Égypte, de la Palestine et de Chypre, redonnent un intérêt majeur à l'offshore algérien.

Dans ce contexte, notre Projet de Fin d'Études s'inscrit dans une démarche d'interprétation sismique, visant à mieux comprendre la structure géologique de la marge offshore algérienne au large de la Grande Kabylie. L'étude repose sur les données sismiques issues de la campagne **SPIRAL-2009**, associées à d'autres profils sismiques acquis par la **Sonatrach**.

La méthodologie adoptée repose sur une synthèse bibliographique des travaux de recherches menés dans des contextes géologiques similaires en Méditerranée, combinée à l'utilisation d'outils modernes de traitement et d'interprétation des données.

Pour atteindre les objectifs de cette étude, le mémoire est structuré en trois parties :

- **Une partie théorique**, présentant le **cadre géologique et géodynamique** de la marge algérienne, avec un accent particulier sur la région de la Grande Kabylie, ainsi qu'une description des **techniques et équipements géophysiques** utilisés en exploration pétrolière offshore.
- **Une partie méthodologique et applicative**, consacrée à la **démarche d'interprétation sismique** suivie, et à l'utilisation du logiciel **Petrel** pour l'interprétation des données sismiques 2D.
- **Une partie résultats**, dédiée à la **réalisation et à l'interprétation des cartes structurales**, permettant de localiser ponctuellement les zones à potentiel pétrolier.

Chapitre 1

CADRE GÉOLOGIQUE ET GÉODYNAMIQUE DE DE LA MARGE ALGÉRIENNE

Introduction

La marge algérienne, située le long de la côte algérienne, s'étendant sur 1200 km environ, constitue une zone clé pour l'exploration pétrolière et gazière en raison de sa position à l'interface entre la plaque africaine et la plaque eurasiennne. Cette région est marquée par une dynamique tectonique active qui a conditionné la formation des structures favorables à l'accumulation d'hydrocarbures. L'étude du cadre géologique et géodynamique de la marge algérienne est donc essentielle pour évaluer son potentiel pétrolier et orienter les futures campagnes d'exploration.

1.1 Définition et caractéristiques des marges continentales

L'expression « *marge continentale* » est utilisée pour définir la zone de transition structurée entre une croûte continentale et une croûte océanique (Figure 1.1), qui se forment lors de la séparation ou de la collision de deux plaques tectoniques voisines. Elles assurent l'équilibre géodynamique terrestre et construisent des pièges d'accumulation pour les ressources naturelles, notamment les hydrocarbures.

Une marge continentale est généralement composée de trois parties principales :

- **Le plateau continental** : Une zone relativement inclinée et peu profonde (jusqu'à 200 m de profondeur), elle constitue un prolongement naturel du continent sous la mer. Elle est souvent recouverte de sédiments très riches en matière organique, favorables à la formation d'hydrocarbures.
- **Le talus continental** : contenant une rupture de pente plus abrupte marquant la transition entre le plateau continental et les grandes profondeurs océaniques.
- **Le glacis continental** : une zone d'accumulation des sédiments continentaux et marins, assurant le prolongement vers la plaine abyssale (Figure 1.1).

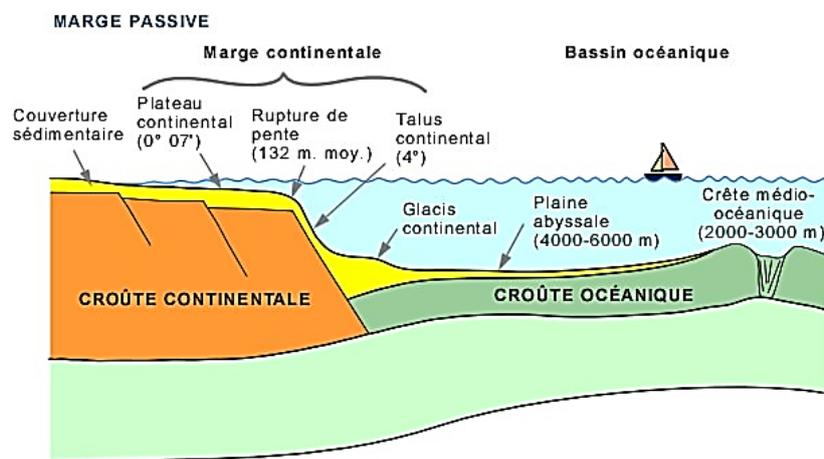


FIG. 1.1 : Plateau continental, talus et glacis continental [1]

En fonction de leur contexte tectonique, il existe deux types de marges continentales : les marges actives et les marges passives (Figure 1.2).

1.2 Marges passives et marges actives

1.2.1 Les marges passives

Les marges passives se forment principalement par le processus tectonique associé à l'écartement des plaques lithosphériques. En voici les étapes de leur formation :

Rifting : au départ, la croûte continentale subit des forces de tension provoquant un amincissement, des fissures, une rupture et un affaissement pouvant conduire à la création d'un rifting, où la croûte se subdivise en blocs plus petits.

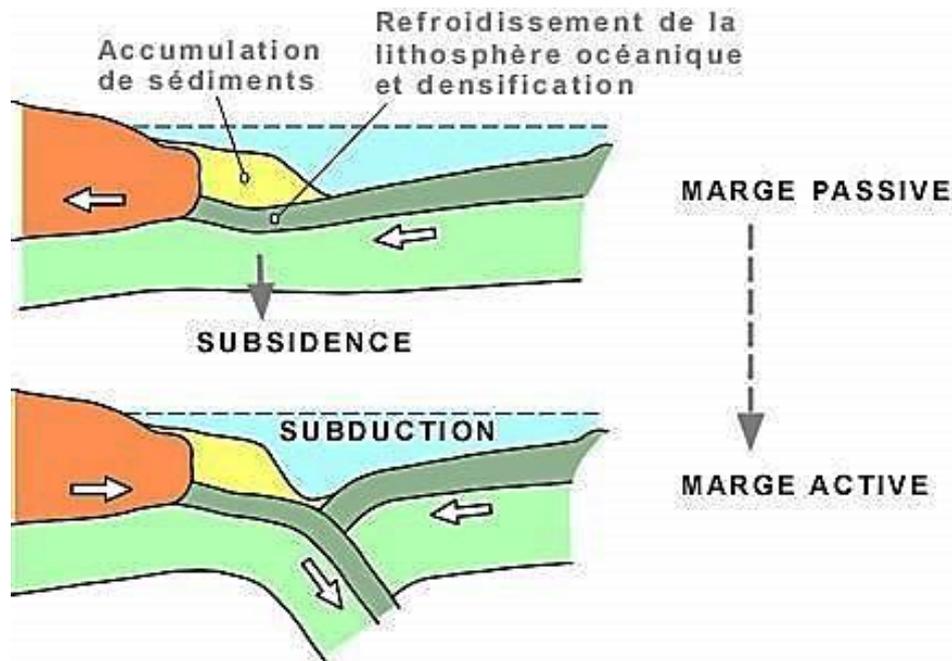


FIG. 1.2 : L'histoire des continents et des océans [2]

Subdivision : À mesure que le rifting évolue, les blocs de la croûte continentale se séparent, formant une vallée de rifting qui devient une dépression. Avec la progression de cette séparation, l'eau envahit ces dépressions formant ainsi un bassin océanique.

Formation d'un nouveau plancher océanique : L'activité volcanique, due aux remontées magmatiques mantelliques associées à l'ouverture du bassin océanique, permet la création d'un nouveau plancher océanique basaltique.

Accumulation de sédiments : Au fil du temps géologique, les sédiments provenant des continents s'accumulent sur le nouveau plateau continental. Cela favorise la formation d'une large plateforme peu profonde caractérisant les marges passives.

Stabilisation : Ces marges passives, généralement peu actives sur le plan tectonique, peuvent maintenir leur stabilité pendant de longues périodes, favorisées par les lents mouvements des plaques tectoniques. La subsidence peut s'intensifier en raison de l'accumulation de sédiments (voir Figure 1.1 et Figure 1.2).

Les marges passives résultent donc de la divergence de deux plaques tectoniques. Cette divergence engendre la formation d'une zone de rifting, caractérisée par une extension lithosphérique progressive, entraînant un amincissement de la croûte continentale jusqu'à sa rupture (*continental breakup*). Ce processus conduit à la formation d'une croûte océanique par l'accrétion de matériaux mantelliques lors du *seafloor spreading*. La croûte océanique nouvellement formée remplit progressivement l'espace entre les masses continentales divergentes [26].

1.2.2 Les marges actives

Les marges actives sont le siège de phénomènes géodynamiques majeurs, notamment la sismicité et le volcanisme, causant une forte déformation de la plaque lithosphérique [27]. Ces marges marquent une transition brutale entre la croûte continentale et la croûte océanique. Contrairement aux marges passives, elles correspondent à la frontière entre deux plaques tectoniques clairement individualisées, ce qui n'est pas le cas des marges passives [28]. Les marges actives sont toujours associées à la présence d'une zone de subduction marquant les plans des limites des plaques convergentes (Figure 1.3).

Ce contexte géodynamique particulier est à l'origine d'intenses activités sismiques et volcaniques qui dominent dans ces milieux géotectoniques de la lithosphère définissant ainsi le contexte morphostructural de la bordure continentale [29]. Les marges actives sont ainsi caractérisées par la présence d'une fosse océanique séparant la croûte océanique de la croûte continentale. L'espace de la partie continentale sous-marine qui se situe au-delà du littoral est relativement réduit (Figure 1.3).

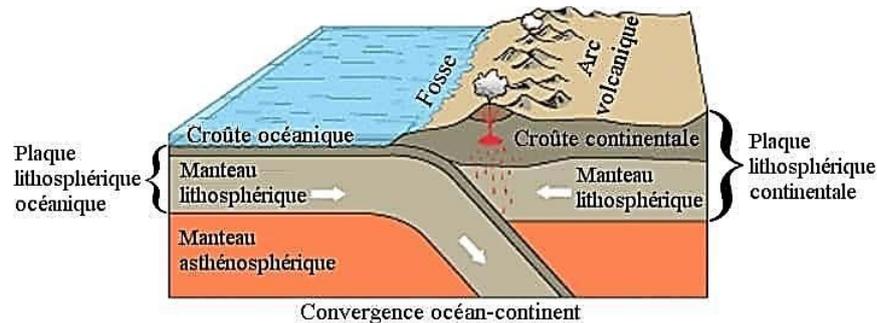


FIG. 1.3 : Schéma d'une marge continentale [3]

1.3 La Marge algérienne dans le contexte géodynamique du bassin méditerranéen occidental

1.3.1 Histoire de la Méditerranée occidentale

La Méditerranée occidentale est la partie la plus jeune de la Méditerranée [30]. Son évolution résulte de la convergence entre les plaques africaine et eurasienne, ayant conduit à la formation d'un ensemble de bassins séparés par des chaînes de montagnes appartenant à divers orogènes. Cette région est structurée en plusieurs bassins majeurs : le

bassin *Tyrrhénien* au Nord-centre, le bassin *Liguro-Provençal* au Nord-ouest, le bassin *Algérien* au Sud, le *Golfe de Valence* et le bassin *d'Alboran* au Sud-ouest (Figure 1.4).



FIG. 1.4 : Carte des limites de la mer Méditerranéenne, où sont indiqués les sous-bassins, les principaux passages et détroits de la Méditerranée, les principales chaînes de montagne ou zones de relief entourant la Méditerranée [4]

1.3.2 Formation et évolution tectonique

La formation de ces bassins a commencé à la fin de l'Oligocène, avec une progression Ouest - Est. Le bassin Tyrrhénien, le plus récent, s'est développé à partir du Miocène moyen [31]. Ce bassin, récemment océanisé, renfermant les sous-bassins *Vavilov* et *Marsili*, présente une structure complexe incluant une croûte continentale amincie et des zones de manteau exhumé.

Les bassins *Liguro-Provençal* et *Algérien*, plus anciens, ont subi une océanisation durant leur phase d'ouverture et atteignent des profondeurs d'environ 3000 m. En revanche, le bassin *d'Alboran* et *Golfe de Valence* reposent sur un substratum de nature continentale amincie. Le bassin *d'Alboran* est géologiquement associé aux Bétiques internes [32], tandis que le *Golfe de Valence* est interprété soit comme un *rift Oligo-Miocène* avorté, soit comme un bassin d'avant-pays [33].

1.3.3 Contexte orogénique

Les bassins de la Méditerranée occidentale sont bordés par différents segments orogéniques issus de la chaîne alpine. Sur la marge *ibérique*, se trouvent les *Cordillères Bétiques*, tandis que la marge africaine est marquée par les chaînes du *Rif*, du *Tell* et

des *Kabylides*, qui se prolongent à l'Est par l'unité *Péloritaine*, l'*arc Calabrais Apennins* (Figure 1.5). Ces segments orogéniques se subdivisent en deux domaines :

- Les **domaines internes**, constitués d'unités du socle d'âge hercynien, regroupant les massifs *Calabro-Péloritain*, *Calabro-Péloritain* de Grande et Petite *Kabylie*, ainsi qu'une partie des chaînes *Bético-Rifaines*.
- Les **domaines externes**, vestiges de la marge *téthysienne*, incluant une partie de la *Sicile*, la chaîne du *Tell*, le *Rif* et une portion de la *Cordillère Bétique* qui s'étend jusqu'aux *Baléares* [34].

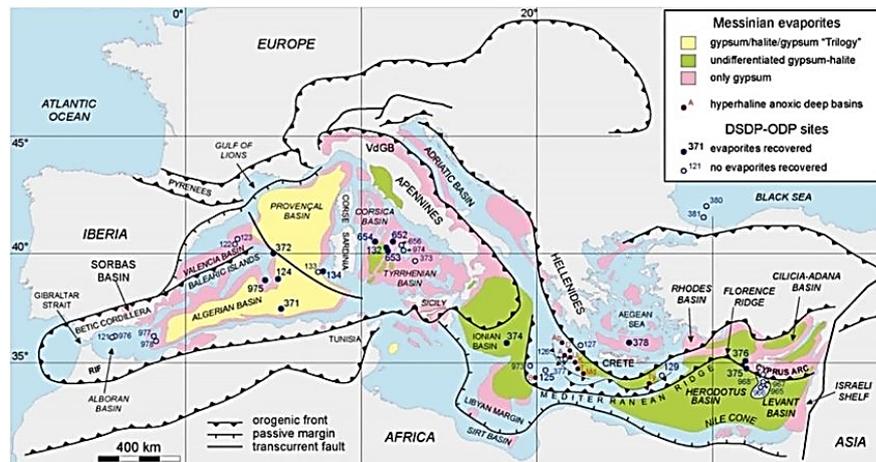


FIG. 1.5 : Distribution des évaporites Messiniennes en Méditerranée et localisation des puits DSDP-ODP enregistrant les dépôts Messinien [4]

1.3.4 La crise de salinité messinienne

Un événement majeur dans l'histoire géologique de la Méditerranée occidentale est la crise de salinité messinienne, survenue entre 5,96 et 5,32 Ma [35]. Cet épisode résulte de la fermeture progressive des connexions entre l'Atlantique et la Méditerranée, réduisant ainsi l'apport en eau océanique et provoquant une augmentation de la salinité. Cette situation a conduit à la déposition d'épaisses séquences évaporitiques, témoignant des conditions environnementales extrêmes. Ce phénomène a eu un impact profond sur l'évolution des bassins méditerranéens et leur dynamique hydrologique.

1.3.5 L'évolution géodynamique de la Marge algérienne

La marge algérienne est située le long de la bordure de la Méditerranée occidentale. Elle s'étend sur plus de 1200 km, depuis la frontière marocaine à l'Ouest jusqu'à la

frontière tunisienne à l'Est (Figure 1.6).



FIG. 1.6 : Capture de Google-Earth montrant les limites de la marge algérienne

Elle est considérée comme une marge active, bien que son évolution soit particulière. En effet, contrairement aux marges classiques de subduction, la marge algérienne s'est formée dans un contexte de convergence oblique entre la plaque africaine et la plaque eurasiennne. Cette convergence a généré des structures compressives et extensives qui influencent fortement l'évolution géodynamique de la région.

Caractéristiques de la marge algérienne :

- Tectonique compressive due à la convergence Afrique-Eurasie.
- Présence de failles et de plis sous-marins, caractéristiques d'une marge en compression.
- Sismicité élevée, avec des tremblements de terre fréquents, notamment au large d'Alger et de Bejaïa.
- Formation de bassins sédimentaires sous-marins, favorables à l'accumulation d'hydrocarbures.
- Segmentation de la marge, divisée en plusieurs sous-domaines influencés par de récentes structures héritées.

L'évolution de la marge algérienne s'inscrit dans le cadre des processus géodynamiques qui ont affecté la Méditerranée occidentale depuis le Mésozoïque. Elle résulte principalement des interactions entre les plaques africaine et eurasiennne, marquées par des phases d'ouverture et de fermeture des bassins, de subduction et d'accrétion continentale (Figure 1.7).

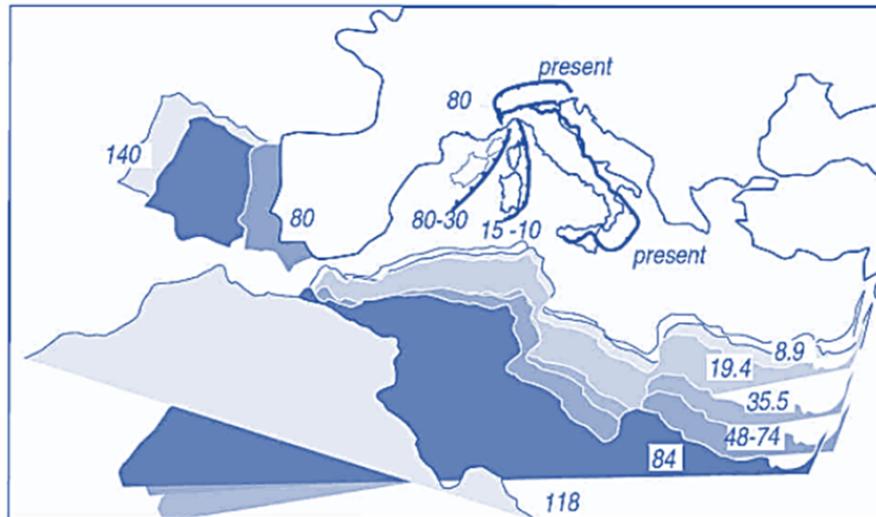


FIG. 1.7 : Mouvement de la plaque africaine par rapport à la plaque eurasiennne fixe [5] et du front de subduction téthysien du Crétacé à l'actuel

1. Formation et fragmentation de la Téthys

L'histoire de la marge algérienne commence avec la fragmentation du supercontinent **Pangée** au début du **Pangée Trias** (~250 Ma), entraînant l'ouverture de l'océan **Téthys** entre le Gondwana (incluant l'Afrique) et l'Eurasie [36]. Cette dynamique se s'active manifestement au **Jurassique**, lorsque l'éclatement de la Pangée crée une mosaïque de micro-blocs séparés par des domaines océaniques étroits.

2. Fermeture de la Téthys et mise en place de la subduction

Au **Crétacé supérieur**, l'ouverture de l'Atlantique central modifie la cinématique de la plaque africaine, qui amorce un **mouvement vers le Nord** en direction de l'Eurasie [37]. Ce déplacement génère un phénomène de **subduction de la croûte téthysienne sous l'Europe**, entraînant la formation progressive des bassins méditerranéens et l'individualisation de plusieurs blocs continentaux, dont le bloc **AlKaPeCa** (**Alboran, Kabylies, Peloritain et Calabre**).

Vers la fin du **Crétacé**, cette subduction évolue sous l'effet de la convergence Afrique-Eurasie, fragmentant les domaines océaniques et intensifiant la déformation des blocs continentaux. Ce processus marque le début de la **fermeture progressive de l'océan Téthys**.

3. Rifting et formation du bassin algérien

Durant l'**Oligocène**, un ralentissement de la convergence Afrique-Eurasie (0,5 à 1 cm/an) s'accompagne d'une **extension en arrière-arc** (2 à 3 cm/an), favorisant le morcellement du bloc **AlKaPeCa**. Ce rifting entraîne la séparation progressive

du **bloc Kabyle** du reste du continent africain, amorçant ainsi l'ouverture du **bassin Algéro-Provençal**.

Au **Miocène inférieur (~21 Ma)**, l'extension se poursuit sous l'effet du **roll-back rapide de la subduction** vers le Sud, générant la formation d'une croûte océanique dans le bassin algérien. Ce bassin continue son expansion jusqu'au **Tortonien (8 Ma)**, où l'accrétion des **blocs Kabyles** à la marge africaine met fin à son ouverture [38].

4. Migration du bloc d'Alboran et interactions avec la marge algérienne

Parallèlement, le **bloc d'Alboran** migre vers l'ouest, probablement sous l'effet de grands mouvements décrochants[36]. Cependant, la relation cinématique entre cette migration et l'évolution du bassin algérien demeure encore mal comprise.

5. Dernière phase d'extension et formation de bassins en mer Tyrrhénienne

À partir du **Tortonien (~7 Ma)**, l'extension méditerranéenne se **déplace vers la mer Tyrrhénienne**, où de nouveaux bassins océaniques se forment au **Pliocène** : le bassin de **Vavilov** (au Sud-ouest de Naples) et le bassin de **Marsili** (au Nord de la Sicile). Cette dernière phase marque la fin des grandes évolutions de la marge algérienne et de la Méditerranée occidentale, marquant la fin des grandes évolutions de la marge algérienne et de la Méditerranée occidentale(Figure 1.8, Figure 1.9).

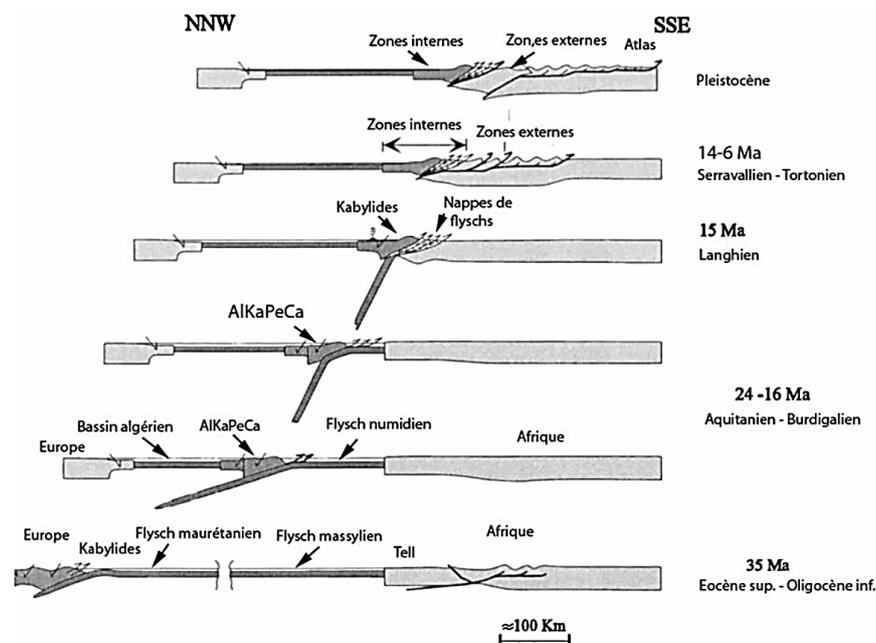


FIG. 1.8 : Scénario d'évolution de la Méditerranée Occidentale sur un transect NNO/SSE allant des Baléares à la plate-forme saharienne [6]

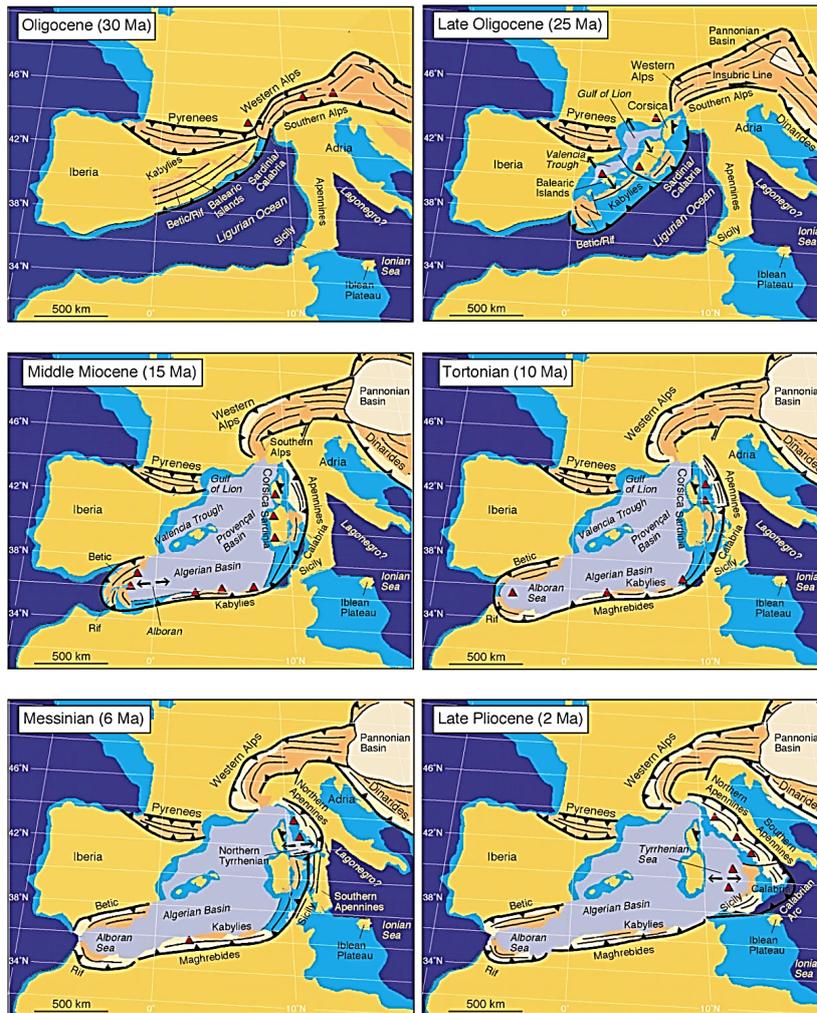


FIG. 1.9 : Scénario d'évolution de la Méditerranée Occidentale sur un transect NNO/SSE allant des Baléares à la plate-forme saharienne [6]

1.4 Géologie du domaine continental

L'Algérie se caractérise par une large diversité lithologique et de structures géologiques très complexes, faisant partie de l'ensemble Nord-Ouest africain. Le pays est divisé en deux unités tectoniques majeures séparées par la faille sud-atlasique : le domaine septentrional mobile (domaine alpin) et le domaine de la plateforme saharienne beaucoup plus stable (Figure 1.10).

Du Sud au Nord, les principaux domaines géologiques sont :

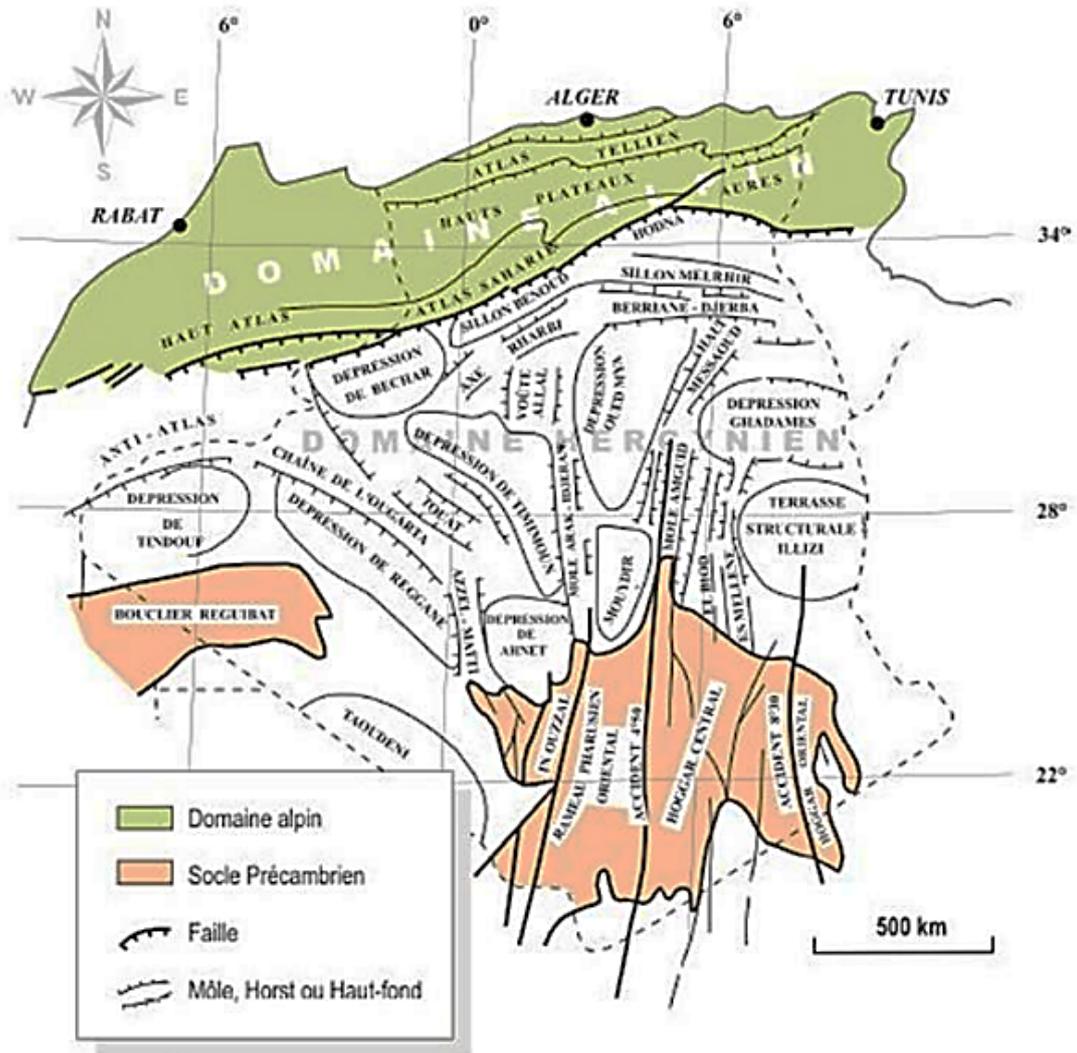


FIG. 1.10 : Les grands ensembles géologiques d'Algérie [7]

1.4.1 Le domaine précambrien

Le Sud de l'Algérie est dominé par le socle précambrien, témoin des anciennes orogènes protérozoïques, notamment les cycles éburnéen et panafricain. Ce domaine représente le noyau le plus ancien du continent, formé principalement de roches métamorphiques et magmatiques datant de l'Archéen et du Protérozoïque.

1.4.2 Le domaine hercynien de la plateforme saharienne

Au Nord du domaine précambrien, la plateforme saharienne est caractérisée par un empilement de dépôts sédimentaires d'âge paléozoïque. Ce domaine a connu une relative stabilité tectonique après l'orogénèse hercynienne (Paléozoïque supérieur), ne subissant

que de faibles déformations. Il est composé de vastes bassins sédimentaires et de hauts-fonds, offrant un important potentiel pétrolier.

1.4.3 Le domaine alpin

Le Nord de l'Algérie est dominé par la présence du domaine alpin, qui résulte des processus de convergence entre les plaques africaine et eurasienne. Ce domaine est le plus récent et le plus dynamique du point de vue tectonique, avec une sismicité active et un relief montagneux très prononcé. Il comprend plusieurs unités structurales :

A. L'Atlas tellien

L'Atlas Tellien est une chaîne de montagnes faisant partie de l'orogène alpin périméditerranéen, qui s'étend sur environ 1400 km parallèlement à la côte Nord-Africaine, du Maroc à la Tunisie. Le mot « Tell » désigne le Nord de l'Algérie, une zone de terres labourables (Figure 1.11).

Le domaine tellien se présente comme un empilement de nappes formant la bordure montagneuse méridionale de la Méditerranée occidentale. Il est constitué de terrains d'origines différentes, disposés de part et d'autre en zone de suture témoignant de la fermeture de la Téthys alpine. On y rencontre des structures complexes de tectonique tangentielle se traduisant par des écaillages et des nappes de charriage au Nord, évoluant vers une tectonique plus simple et plus souple au Sud. Il est composé principalement de trois sous-domaines :

- *Le domaine interne (zone interne)* : Situé au Nord, il correspond aux vestiges de l'ancien bloc AlKaPeCa (Alboran, Kabylie, Péloritain, Calabre). Il représente la paléo-marge Nord-téthysienne issue de la fragmentation du Gondwana.
- *Le domaine externe (zone externe)* : Situé au Sud, il représente la **paléo-marge africaine** de la Téthys, constituée de dépôts sédimentaires affectés par la tectonique alpine.
- *Le domaine des flyschs* : Situé entre les deux domaines, il regroupe des formations détritiques d'âge **Crétacé à Éocène**, déposées dans un contexte de bassin d'avant-arc. Ces dépôts résultent de processus de subduction et d'accrétion liés à la fermeture progressive de l'océan Téthysien [39]. Ils témoignent de l'évolution tectonique du sillon maghrébin, ancien bassin océanique interposé entre la marge européenne et la marge africaine.

B. Les Hauts-Plateaux

Situés au Sud de l'Atlas tellien, les Hauts-Plateaux constituent une vaste zone tabulaire agissant comme un bloc rigide se déformant principalement au niveau de ses bordures (Figure 1.11).

C. L'Atlas saharien

Situé encore plus au sud, l'Atlas saharien est séparé de la plateforme saharienne par l'accident sud-atlasique, qui marque la limite méridionale du domaine alpin (Figure 1.11).

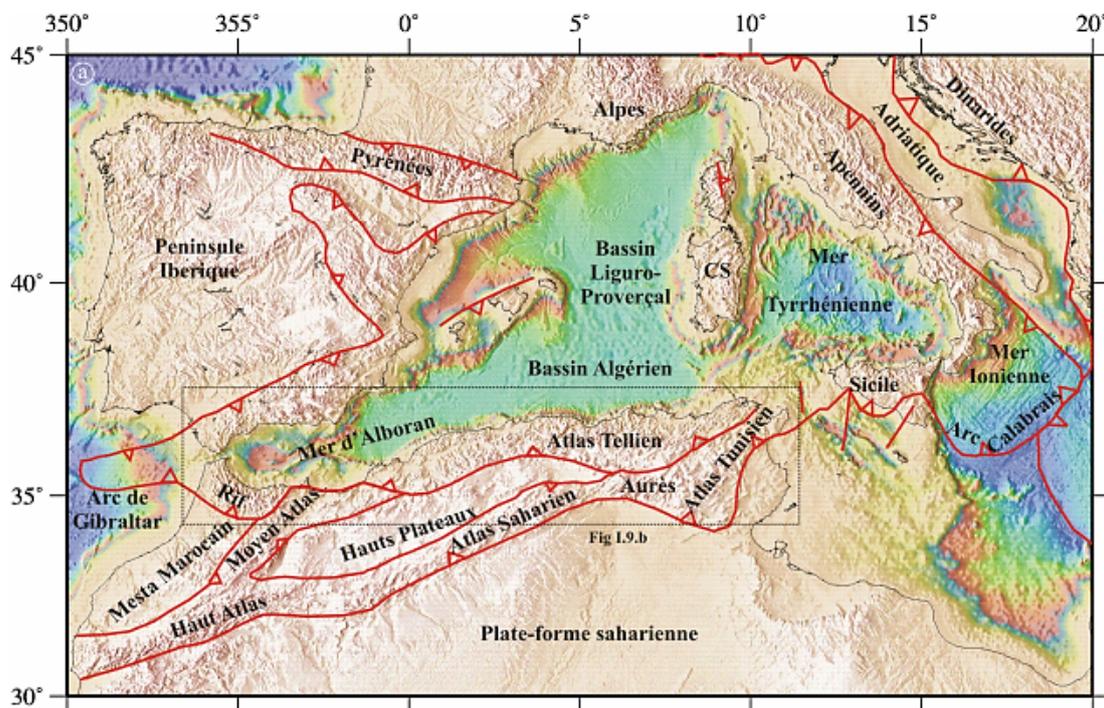


FIG. 1.11 : Carte des principales unités géologiques composant le pourtour de la Méditerranée Occidentale. Maghrébides = Kabyliques, Zones internes d'Algérie (Socle cristallophyllien + Dorsale kabyle + Oligo-Miocène kabyle), Rif + Atlas Tellien, Atlas intracontinental = Aurès + Atlas saharien + Atlas tunisien [8]

1.4.4 Les unités structurales de la Grande Kabylie

Faisant partie du domaine tellien, la Grande Kabylie est caractérisée par les unités suivantes : l'unité interne, l'unité externe et le domaine des flyschs.

A. L'unité interne

L'unité interne est composée du socle cristallin de la Grande Kabylie, des massifs

montagneux (Djurdjura, Lalla Khedidja, Sidi Ali Bounab), du bassin de Tizi-Ouzou et des nappes de flyschs (Figure 1.12).

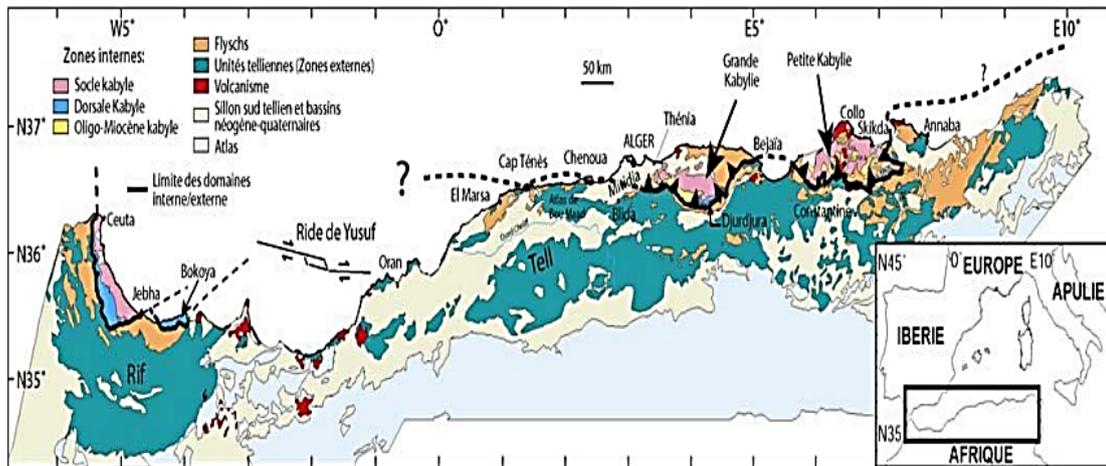


FIG. 1.12 : Position des différentes unités géologiques des zones internes [9]

- **Le bassin de Tizi-Ouzou**

Ce bassin s'étend sur 80 km de long et 20 km de large. Il se caractérise par des affleurements de marnes du Miocène post-nappe. Dominé par les reliefs du Djebel Sidi Ali Bounab et Aïssa Mimoun (socle métamorphique), il est limité au Nord par les nappes de flyschs Nord-kabyles. Les structures déformées sont d'orientation N65° [40].

- **Le socle de la Grande Kabylie**

Le socle cristallin affleure sous forme de massifs et de lanières entre Tizi-Ouzou au Nord et les chaînes du Djurdjura et du massif de Chellata au Sud [40]. Il se divise en deux ensembles : un complexe inférieur composé de gneiss, quartzites et paragneiss migmatitiques, et un complexe supérieur constitué de micaschistes, marbres et séricitoschistes, où trois grandes subdivisions sont clairement identifiées :

- ▷ La Grande Kabylie orientale : limitée par l'accident de Souama (Est) et celui de l'Oued Aïssi (Ouest).
- ▷ La Grande Kabylie centrale et occidentale : située entre l'Oued Aïssi et le chevauchement Sud de Sidi Ali Bounab.
- ▷ Le massif de Sidi Ali Bounab (SABN) : caractérisé par un accident décrochevauchant à pendage WNW.

- **L'Oligo-Miocène Kabyle (OMK)**

L'OMK est un *Oligocène* terminal à l'*Aquitaniens* basal et est surmontée par des olistostromes et des flyschs du *crétacé-paléogène*. Cette formation présente des traces d'activité volcanique, avec des dépôts de tuffites et de silexites, témoignant d'un épisode volcanique à la limite Aquitaniens-Burdigaliens.

- **La dorsale kabyle ou chaîne calcaire**

Ce massif montagneux, culminant à 2308 mètres, s'étend sur environ 60 km de long et 10 km de large. Il forme une barrière naturelle séparant le domaine interne du domaine externe [8], et il comprend :

- ▷ **Le Djurdjura** : constitué d'écaillés tectoniques redressées, orientées vers le Sud, regroupées en trois grandes dorsales (interne, médiane et externe). Ces structures témoignent d'une activité tectonique intense liée à la distension jurassique et à la formation de blocs basculés.
- ▷ **Le massif de Chellata** : présentant une structure tectonique plus complexe mais conservant la distinction entre les dorsales internes et médianes.

Une caractéristique majeure de cette chaîne est la présence de formations calcaires massives datant du Lias inférieur, atteignant plusieurs centaines de mètres d'épaisseur. Ces formations contiennent des mégabèches interprétées comme étant des effondrements liés aux failles normales actives lors du rifting liasique.

B. Le domaine des flyschs

Les flyschs de la Grande Kabylie sont des dépôts marins profonds formés par des courants de turbidité dès le *Crétacé* basal [39]. Ils sont classés en trois groupes :

- Les **flyschs Nord-kabyles**, superposés aux massifs kabyles et rétro-charriés sur le domaine AlKaPeCa.
- Les **flyschs Sud-kabyles**, transportés jusqu'à une centaine de kilomètres au Sud du Tell sous forme de masses isolées.
- Les **flyschs externes**, transportés jusqu'à une centaine de kilomètres au Sud du Tell sous forme de masses isolées.

Un autre groupe plus récent, les flyschs numidiens (*Oligocène* supérieur - *Burdigaliens* inférieur), est associé à l'ouverture de la Méditerranée (Figure 1.13).

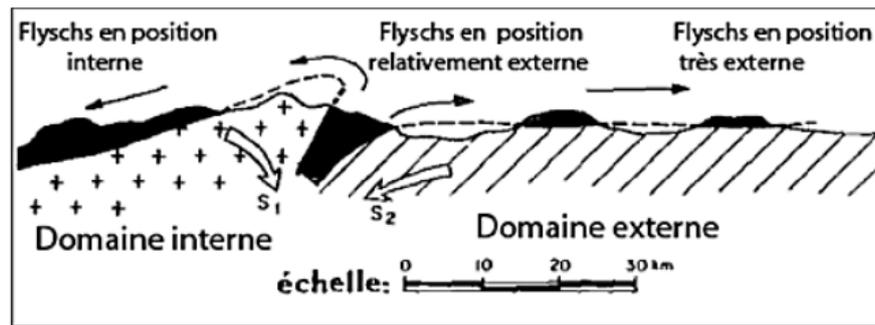


FIG. 1.13 : Position des nappes de flyschs par rapport aux unités de la chaîne des Maghrébides [8]

C. Les unités externes

- **Les unités baborienne et bibanique** Il s'agit de nappes caractérisées par des terrains marno-calcaires, d'âge *néocomien* à *lutétien*, qui se sont déposées au Sud du domaine paléogéographique des flyschs, sur la marge africaine. Leur substratum stratigraphique est constitué des unités para-autochtones (Biban et Babor), qui font partie des zones paléogéographiques voisines, mais différentes par leur évolution sédimentaire [41]. Les Bibans sont constitués d'une longue bande monoclinale, à pendage Sud. Les unités baboriennes sont principalement constituées du Jurassique calcaire, d'orientation Est-ouest et séparées probablement par des failles Est-ouest [42].

1.4.5 Le Volcanisme Miocène en Algérie et en Grande Kabylie

L'Algérie présente des traces d'activité volcanique aussi bien sur terre qu'en mer, principalement le long de sa marge côtière. Ce volcanisme, de nature calco-alcaline et daté de l'*Oligo-Miocène* [43], se manifeste sous forme d'épandages volcaniques, de coulées et d'intrusions, souvent en lien avec des failles tectoniques majeures. Il est principalement localisé dans les parties orientale et occidentale du pays.

L'activité magmatique en Algérie s'étend de 15 à 13 Ma, englobant aussi bien les coulées de lave que les intrusions [44]. Cependant, une migration progressive de l'âge du magmatisme est observée le long de la marge africaine Nord, débutant vers 16 Ma en Algérie centrale et atteignant l'Oranie et la Tunisie entre 8 et 6 Ma [43]. Ce phénomène résulterait du détachement post-collisionnel de la lithosphère plongeante, initié en Algérie centrale avant de s'étendre latéralement vers l'Est et l'Ouest. Avant cet épisode volcanique, un soulèvement du domaine collisionnel aurait entraîné l'affleure-

ment de formations profondes de la croûte terrestre sous l'effet de grands détachements tectoniques.

A. Le Volcanisme Miocène en Grande Kabylie

En Grande Kabylie, le magmatisme miocène est localisé dans une bande littorale étroite (0 à 20 km), entre Alger et Dellys à l'Ouest, et jusqu'à Oued Amizour, près de Bejaïa, à l'Est [10]. Les principales manifestations volcaniques observées, d'Ouest en Est, sont les suivantes (Figure 1.14) :

- **Région de Zemmouri El Bahri et El Kerma** : datée à environ 16 Ma, cette région est caractérisée par une abondance de produits d'épanchements volcaniques : brèches de nuées ardentes, coulées ignimbritiques, coulées dacitiques et rhyolitiques, ainsi que des tufs pyroclastiques. Les roches plutoniques sont plutôt rares, se présentant sous forme de blocs isolés sur la plage ou de fragments dans les brèches volcaniques [10] [44].
- **Région de Thénia** : le magmatisme de cette région, daté entre 13 et 16 Ma, se manifeste par des intrusions granodioritiques, apparemment isolées entre deux grands accidents d'orientation E-W et NE-SW. Ces intrusions sont en contact au Nord avec Atlas tellien ancien et au Sud avec le *Miocène* de Tizi-Ouzou, dont la base contient des conglomérats riches en roches rhyodacitiques.
- **Région de Cap-Djinet** : située à 70 km d'Alger, les formations magmatiques de Cap-Djinet, datées entre 12 et 13 Ma, sont représentées par des pointements intrusifs et des coulées d'une épaisseur atteignant 300 m, intercalées avec des marnes. On observe notamment un sill basaltique d'une quinzaine de mètres d'épaisseur, des niveaux bréchiques (pyroclastiques, puis remaniés), une coulée basaltique en coussins, surmontée d'une coulée prismée et de nombreuses coulées basaltiques massives et/ou bréchifiées, coiffées par des coulées andésitiques [10] [44].
- **Région de Dellys** : située à 22 km Est de Cap-Djinet, le magmatisme de Dellys, daté entre 19 et 16 Ma, se présente sous la forme d'un complexe volcano-sédimentaire. Ce complexe comprend un ensemble plissé basal constitué de brèches hyaloclastiques finement litées et d'une coulée basaltique prismée, intercalées dans une formation molassique. Un ensemble supérieur discordant est constitué de coulées basaltiques en coussins, surmontées de coulées andésitiques massives [10].

- **Région d'Oued Amizour (Bejaïa) :** situé au Sud de la vallée de la Soummam, entre Oued Amizour et la rive occidentale du golfe de Bejaïa, le complexe magmatique d'Oued Amizour est daté entre 16.2 et 15.3 Ma [10]. Il affleure dans la partie la plus interne du domaine externe des Maghrébides et comprend deux ensembles [45].
 - ▷ **Un ensemble intrusif,** : composé de sept plutons de tailles variables,
 - ▷ **Un ensemble volcanique,** : constitué de laves et de pyroclastites, Les analyses pétrographiques indiquent la présence d'une intrusion granitoïdique à la base, surmontée d'un épisode volcano-bréchiq, suivi d'une alternance de tufs et de laves andésitiques.

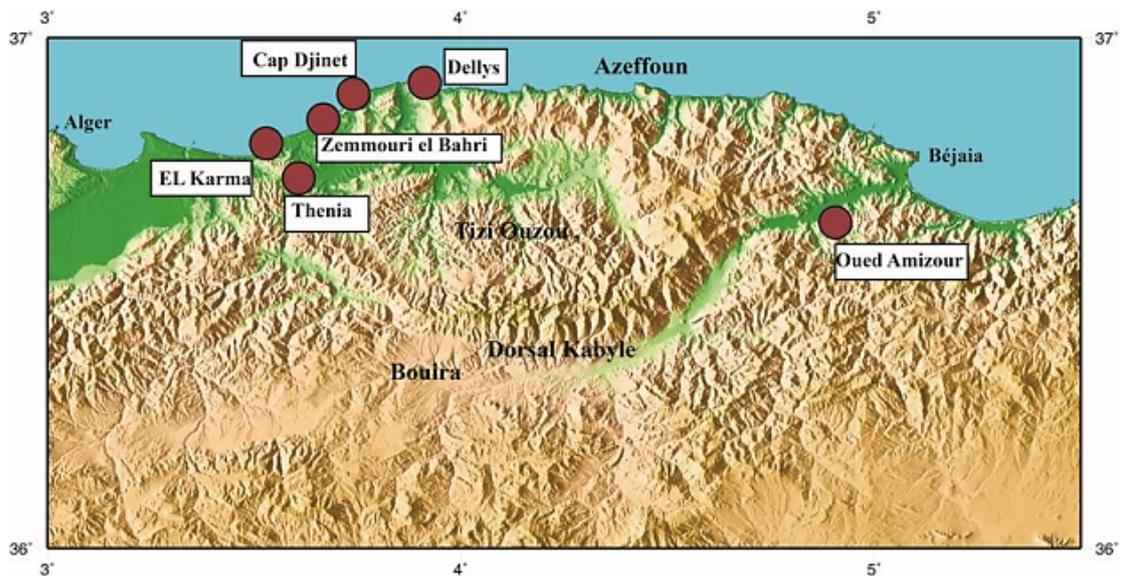


FIG. 1.14 : Carte de distribution du volcanisme dans la région de la Grande Kabylie [10]

B. Chronologie du Magmatisme Miocène en Grande Kabylie

Les datations micropaléontologiques et isotopiques [44] ont permis de préciser l'âge de mise en place du magmatisme miocène du centre d'Algérie, distinguant deux épisodes majeurs :

- Une première phase ($19,7 \text{ Ma} \pm 1$ et $18,6 \text{ Ma} \pm 0,8$) correspondant à la mise en place des basaltes de Dellys.
- Une seconde phase marquée par la mise en place de la granodiorite de Thénia, suivie probablement par l'épanchement des basaltes du Cap Djinet ($14,3 \text{ Ma}$), des

laves acides de Thénia (13,4 – 14,3 Ma), de Zemmouri El Bahri et El Kerma (13,9 - 14,2 Ma). Cet épisode s'achève avec l'émission des basaltes du cap « Dellys » (11,8 Ma) et du Cap Djinet (11,6 – 14,3 Ma).

Le *premier épisode* est caractérisé par l'émission du magma basique à Dellys, tandis que le second épisode voit la remontée du magma à la fois basique et acide [44]. On observe une migration de l'âge du magmatisme le long de la marge Nord-africaine, débutant vers 16 Ma en Algérie centrale pour atteindre la Tunisie et l'Oranie-Maroc vers 8-6 Ma.

L'épisode magmatique bordant la marge méditerranéenne du Maghreb est généralement attribué au détachement post-collisionnel de la lithosphère plongeante [43]. Ce détachement aurait débuté dans la partie centrale de l'Algérie, puis se serait propagé latéralement vers l'Ouest et vers l'Est. Il serait précédé d'un soulèvement du domaine collisionnel, mettant en affleurement des niveaux profonds de la croûte par le jeu de grands détachements.

1.5 Géologie du domaine marin

1.5.1 Morphologie de la marge Algérienne

D'un point de vue **morphologique**, une première description de la marge algérienne, réalisée dans les années 1950 par Rosfelder, a révélé l'existence d'un bassin profond d'une profondeur moyenne de **2700 mètres**, marqué par la présence de nombreux **diapirs** et **rides salifères** de **faible** altitude. Ce bassin est bordé au Sud par une **pente** escarpée et rectiligne, orientée globalement **Est-ouest**, parfois **Nord-est / Sud-ouest**, et incisée par de nombreux canyons sous-marins.

Les données récentes, issues de campagnes océanographiques à haute résolution, notamment celles de **MARADJA (2003-2005)** (Figure 1.15), ont permis d'affiner la cartographie des principaux reliefs morphologiques de la marge algérienne. De la côte vers le bassin profond, cette marge se subdivise en plusieurs domaines distincts, séparés par des ruptures de pentes successives :

- 1. Le plateau continental :** ou plateforme continentale, représente le prolongement sous-marin du continent jusqu'à la rupture de pente marquant la transition vers le talus continental. Pour la marge algérienne, si l'on considère l'isobathe 200 mètres comme limite, sa largeur varie significativement le long de la côte, présentant d'importantes

variations morphologiques. En général, le plateau continental algérien est étroit, avec une largeur inférieure à 10 km. Il se réduit à 2 km face aux massifs côtiers et devient pratiquement inexistant au large de Dellys et Ténès [46]. En revanche, il s'élargit dans les baies, atteignant 25 à 26 km dans la région d'Annaba et à l'Ouest d'Oran (au niveau des bassins néogènes). Dans d'autres secteurs, comme Skikda, Bejaïa et à l'Ouest d'Alger, il mesure entre 10 et 15 km de large. D'un point de vue morphologique, le plateau continental est marqué par de nombreuses incisions sous-marines, correspondant aux têtes de canyons, identifiées dans des études antérieures [47]. Sa profondeur moyenne varie entre 100 et 200 mètres.

2. Le talus continental : constitue la zone de transition en pente, reliant le plateau continental à la plaine abyssale. Il se caractérise par une inclinaison marquée, formant parfois des escarpements abrupts atteignant localement une pente de 10° à 20° [46]. Le talus est souvent entrecoupé par des canyons sous-marins et dans certains secteurs, il présente des bassins perchés. Sa largeur varie de 8 à 20 km, sauf dans la baie d'Annaba, où elle peut atteindre 35 km. Cette zone s'étend sur une tranche bathymétrique de 1000 à 2500 mètres. L'un des éléments structurants majeurs du talus est la présence de canyons sous-marins profonds, qui jouent un rôle essentiel dans le transport des sédiments détritiques du plateau continental vers la plaine abyssale (Figure 1.16).

3. Le glacis continental : le glacis continental est une zone bombée, située au pied du talus continental et formée par l'accumulation des sédiments provenant des hauteurs du plateau continental. Toutefois, le glacis n'est pas toujours identifié sur toute la marge algérienne. Dans certaines régions, comme au large du banc de Khayr-el-Din, l'escarpement sous-marin, probablement d'origine tectonique, plonge directement dans la plaine abyssale. À d'autres endroits, comme au large d'Alger et de Dellys, la pente continentale présente une morphologie plus graduelle, caractérisée par des bassins versants et un fond marin (Figure 1.16).

Lorsqu'il est présent, notamment dans les grands fonds marins, le glacis affiche une pente moyenne de 2° à 3° , avec une bathymétrie variant entre 2000 et 2700 mètres et une largeur comprise entre 0 et 30 km [46] (Figure 1.16).

4. La plaine abyssale : la plaine abyssale est une vaste zone relativement plane, située dans les grandes profondeurs marines, reliant les différentes marges continentales du bassin algérien. La profondeur y atteint un maximum de 2800 mètres [48], et elle se trouve en moyenne à 50 km de la côte (Figure 1.16).

D'un point de vue morphologique, bien que globalement plate, la plaine abyssale présente des irrégularités du fond marin en raison de la présence du sel Messinien en

profondeur. L'activité diapirique et les couches de sel mobiles, entraînent parfois des déplacements verticaux du fond marin, atteignant 200 mètres dans certains cas. Ces diapirs sont souvent entourés de couches de sédiments instables [46], influençant la dynamique sédimentaire du bassin (Figure 1.16).

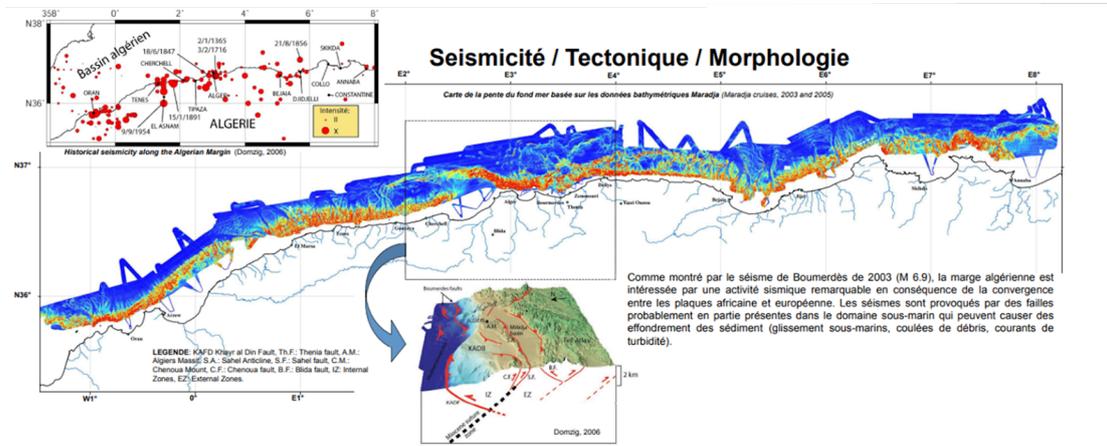


FIG. 1.15 : Campagnes MARADJA / MARADJA2 / SAMRA : Traits morpho-sédimentaires et tectoniques de la marge algérienne - implications sur les instabilités gravitaires et la paléosismologie [11]

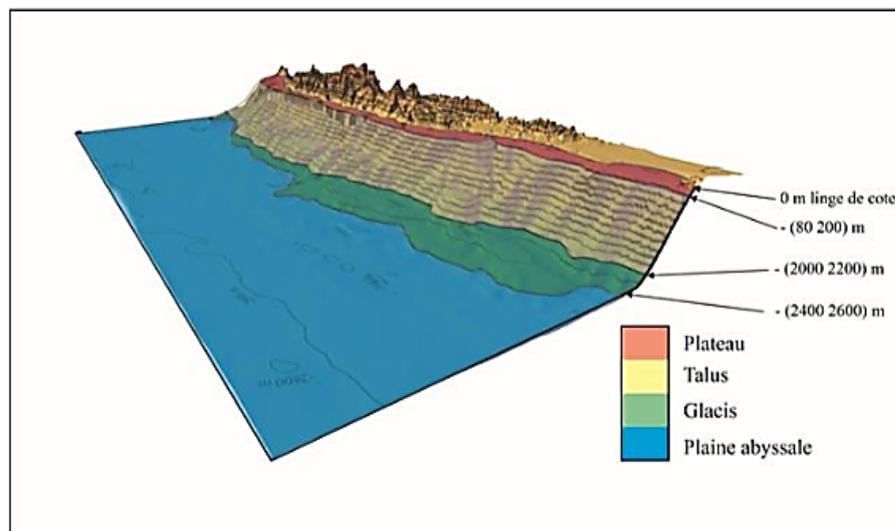


FIG. 1.16 : Carte bathymétrique 3D de la marge algérienne d'après les deux campagnes marines Maradja1 (2003) et Maradja2-Samra (2005), délimitation les éléments morphologiques (plateau continental, talus continental, glacis et plaine abyssale) et configuration schématique des domaines physiographiques de la marge algérienne au large de la Grande Kabylie [12]

1.5.2 Stratigraphie et Lithologie de la Marge Algérienne et du Bassin Central

La stratigraphie du bassin algérien et de sa marge a été établie grâce à l'analyse des données sismiques de réflexion acquises depuis les années 1970. Ces données proviennent de plusieurs campagnes menées en Méditerranée, notamment **Géomède-III** (1970) ; **Polymède I** et **II** (1970 et 1972), ainsi que des relevés pétroliers réalisés par **Sonatrach** et **Total**. Elles sont également enrichies par les forages scientifiques du **Deep Sea Drilling Project (DSDP)**, tels que **ALGER-1**, **ARZEW-1**, **HBB-1**, et le **site 371 (Leg 42, DSDP)**. Plus récemment, les campagnes MARADJA (Figure 1.15) ont permis d'affiner cette stratigraphie en fournissant des profils sismiques haute résolution couvrant l'ensemble de la marge, avec une pénétration de 2 à 3 km sous le fond marin et une résolution de quelques mètres à quelques dizaines de mètres.

Les séries sédimentaires du bassin algérien sont organisées selon un cadre chronostratigraphique bien défini, dont l'élément clé est **l'épisode Messinien**, qui sera détaillé ultérieurement. Globalement, ces séries se répartissent en trois grandes unités distinctes :

1. La série sédimentaire post-messinienne (Plio-Quaternaire)

Elle marque le retour à un environnement marin ouvert après la **crise de salinité messinienne (CSM)**. Cette série est principalement composée de **sédiments pélagiques et hémipélagiques**, alternant avec des dépôts turbiditiques. Sur les profils sismiques, elle se caractérise par un **faciès lité de haute fréquence**, parfois affecté par le **diapirisme salifère**. Sous la marge, elle repose en concordance sur les unités messiniennes, avec une épaisseur variant entre **1,1 std** sur le plateau continental et **0,2 std** ou moins sur la pente continentale. Une particularité de la marge algérienne par rapport aux autres marges méditerranéennes réside dans **l'approfondissement de l'horizon** marquant la transition entre les évaporites messiniennes et les dépôts pliocènes à l'approche de la pente continentale. Cette anomalie est interprétée comme une **flexure lithosphérique** résultant d'une subduction naissante au Nord de l'Algérie [49] [50].

2 .La série sédimentaire messinienne

La **crise de la salinité messinienne (CSM)**, datée entre 5,96 et 5,32 Ma [35], correspond à une baisse drastique du niveau marin en Méditerranée, causée par sa fermeture progressive en rapport avec la connexion atlantique. Cet épisode a entraîné une intense érosion des bordures du bassin méditerranéen et ledépôt d'une importante

couche d'évaporites dans les grandes profondeurs du bassin méditerranéen [51].

Sur les profils sismiques, la crise messinienne est identifiée par la surface d'érosion messinienne (**MES**) marquant une discordance entre les dépôts pré- et post-messéniens [52]. les niveaux profonds du bassin méditerranéen, se caractérisent par une stratigraphie messinienne qui se subdivise en une **trilogie** :

- **L'unité évaporitique supérieure (UU – Upper Unit)** : est caractérisée par une alternance de couches de gypse, d'anhydrite, de marne dolomitique et d'argile [51]. Son épaisseur varie entre **0** et **0,4 std**.
- **L'unité mobile (MU – Mobile Unit)** : composée principalement de halite avec des intercalations d'anhydrite, cette unité est marquée par un **faciès acoustique transparent** et des structures diapiriques résultant de la plasticité du sel. Son épaisseur est très variable.
- **L'unité évaporitique inférieure (LU – Lower Unit)** : est moins visible sur les profils sismiques, elle se caractérise par un **faciès lité continu** et des réflecteurs de forte amplitude [13], pouvant atteindre **0,35 std** dans le Golfe du Lion.

3. Une unité supplémentaire (CU - Complex Unit)

Constituée de dépôts clastiques issus de l'érosion des marges messéniennes, elle a été identifiée localement en aval de pente, notamment entre **Tipaza** et **Dellys** [9], ainsi que dans la zone offshore de la Kabylie sur les profils **SPIRAL**.

4. La série sédimentaire anté-messinienne (infra-salifère)

Cette série, datée de *l'Oligocène supérieur ou Aquitanien au Tortonien*, présente un faciès lité à semi-transparent et des épaisseurs variant entre 1 et 1,8 std. Ses vitesses sismiques des ondes « P », notées V_p , varient entre 3,5 et 5,5 km/s [50] [53]. Toutefois, elle est rarement identifiable sous la marge en raison d'une faible pénétration du signal sismique.

L'organisation stratigraphique de ces unités, notamment la « Trilogie Messinienne » (UU, MU, LU), est illustrée sur la figure 1.17, à travers un exemple du Golfe du Lion, représentatif de la Méditerranée occidentale.

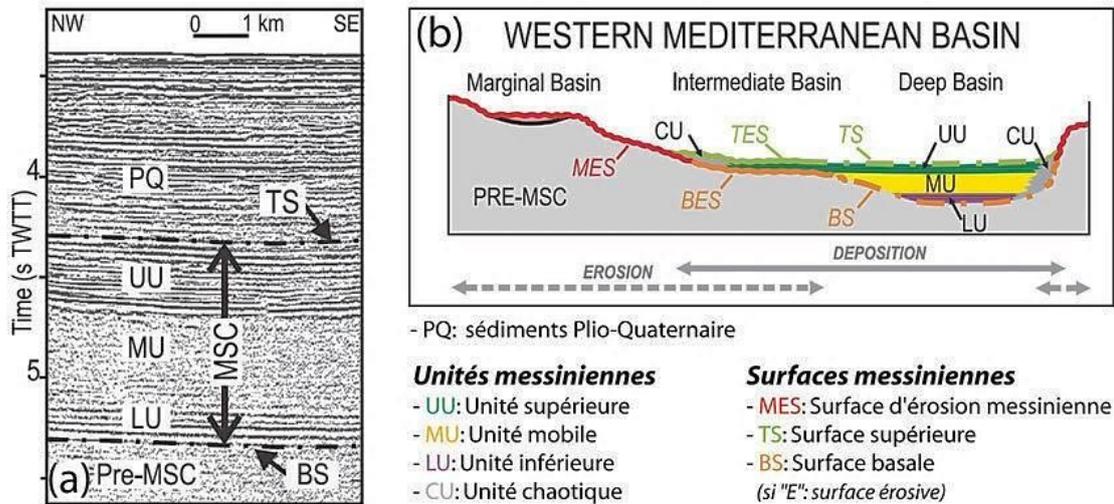


FIG. 1.17 : (a)- Séquence stratigraphique-type caractérisant les bassins de la Méditerranée occidentale (exemple du Golfe du Lion). (b)- Schéma conceptuel illustrant l'organisation des marqueurs Messinien en Méditerranée occidentale, depuis la marge continentale vers le bassin profond [13]. Les unités UU, MU et LU, forment la "Trilogie Messinienne" [14]

1.5.3 Structure profonde de la marge algérienne

L'investigation de la structure des niveaux profonds de la marge algérienne est restée longtemps limitée en raison du manque de données disponibles. Les premières campagnes **MARADJA (2003-2005)** ont fourni une vision détaillée de la **structure superficielle** de la **marge**, tandis que la campagne **SPIRAL 2009** a apporté de nouvelles et meilleures informations sur les **niveaux profonds** du **bassin algérien**.

Les premières études géophysiques [54], suggèrent la présence d'une **croûte océanique** d'environ **4 à 6 km** d'épaisseur, avec la discontinuité de Mohorovicic située à **14 km** de profondeur. Dans l'**Est** du **bassin algérien**, le Moho semble plus superficiel (**7 twt**), développant un **fort flux thermique** 125 mW m^{-2} , suggérant une **mince lithosphère** ($\sim 45 \text{ km}$).

Les données des campagnes **CROP-2** et **ESCI**, met en évidence une **croûte** de **4,5 à 5,8 km** d'épaisseur, comparable à celle du **bassin provençal** [55]. De plus, l'analyse des anomalies magnétiques indique l'existence de **deux types d'anomalies**, confirmant la nature océanique du bassin algérien.

1.6 La Sismicité en Méditerranée Occidentale et en Algérie

La Méditerranée occidentale, située à la convergence des plaques africaine et européenne, est une région tectoniquement active, caractérisée par une importante sismicité. Cette activité sismique reste concentrée principalement le long des marges continentales et dans certaines zones potentiellement enfourchées en subduction, comme celle du *bassin d'Alboran* [22]. Les séismes enregistrés dans cette région sont généralement peu profonds et souvent destructeurs, affectant souvent les zones côtières fortement peuplées.

Le Nord Algérien, en particulier, subit une intense activité sismique en raison de son positionnement sur la faille située à la limite des deux plaques. Les séismes les plus significatifs sont localisés dans une bande de **70** à **100** km le long du littoral et le large de la méditerranée, sous la marge algérienne, citons en substance les événements sismiques majeurs, tels que le séisme d'El Asnam du 10/10/1980 ($M_s = 7.5$) et celui de Boumerdès du 23/05/2003 ($M_s = 7.75$), qui ont développé de fortes intensités sismiques causant des milliers de victimes et d'importants dégâts sur terrains. L'étude de la sismicité historique a permis de cartographier les zones à risque et d'identifier ponctuellement les failles actives responsables de ces tremblements de terre [22].

Dans le domaine littoral et sublittoral, la sismicité est concentrée principalement le long des bassins néogènes, comme ceux de la Mitidja et du Chélif, où les déformations tectoniques sont les plus marquées. En revanche, l'arrière-pays de la côte algérienne, en l'occurrence dans les domaines Tellien, Hautes-plaines et le front sud-atlasique, enregistre de faibles d'activités sismiques, avec des magnitudes ne dépassant guère $M_w=4$ [22].

Les études géodésiques, ont mis en évidence une vitesse de convergence entre l'Afrique et l'Europe estimée à **5-6 mm** /an dans la marge algérienne centrale, avec une concentration des déformations le long de la marge algérienne et le Tell. La Figure 1.18 illustre la sismicité du Nord de l'Algérie 1910-2024 (CRAAG).

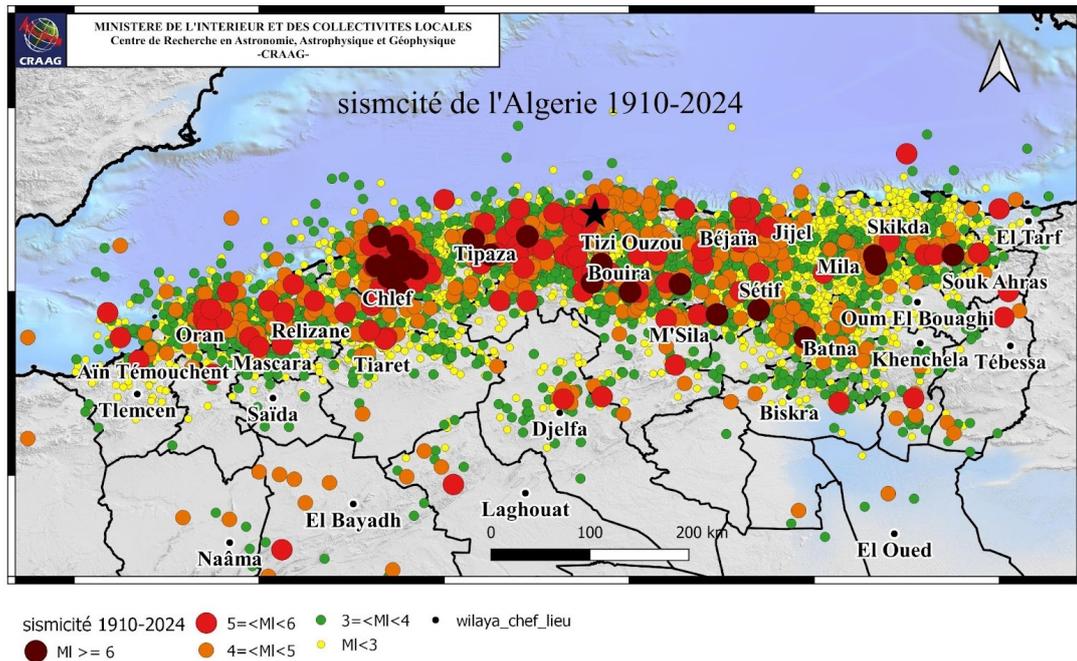


FIG. 1.18 : sismicité du Nord de l'Algérie 1910-2024 (CRAAG)

1.7 L'aspect pétrolier (Géologie et géodynamique des hydrocarbures)

Le domaine minier énergétique algérien est particulièrement riche en hydrocarbures, répartis sur presque tout le territoire national. Les anciens gisements se concentrent principalement dans les grands bassins sédimentaires de la plateforme saharienne algérienne, au Sud du pays, localisés dans les trois provinces :

Cependant, de nouveaux gisements ont été découverts dans le Sud-ouest à Adrar et Béchar, et dans le Nord-est à Bouira et Tébessa. Par ailleurs, des zones situées en offshore, au Nord-est de Béjaïa à Annaba, et au Nord-ouest de Mostaganem à Oran, suscitent un intérêt croissant pour la prospection et l'exploration (Figure 1.18).

- Triasique : Hassi Messaoud (HMD), Hassi R'Mel et le bassin d'oued Mya,
- Orientale : bassins de Berkine, Illizi et Mouydir,
- Occidentale (région d'In Salah) : bassins de Timimoune, Hanet, Reggane et Sbaa.

Les bassins offshore, qui s'étendent d'Est en Ouest sur environ 1 200 km, se sont formés au cours de la dynamique tectonique allant de l'Oligocène au Pliocène, suivie de conditions de relative stabilité durant le Pliocène terminal et le Quaternaire. Ces bassins couvrent une superficie d'environ 95 000 km² et sont divisés en quatre grands blocs d'exploration, numérotés 143, 144a, 144b et 145 [56]. Leurs explorations exigent une connaissance optimale bien maîtrisée de l'histoire géologique et géodynamique qui a donné naissance aux hydrocarbures.

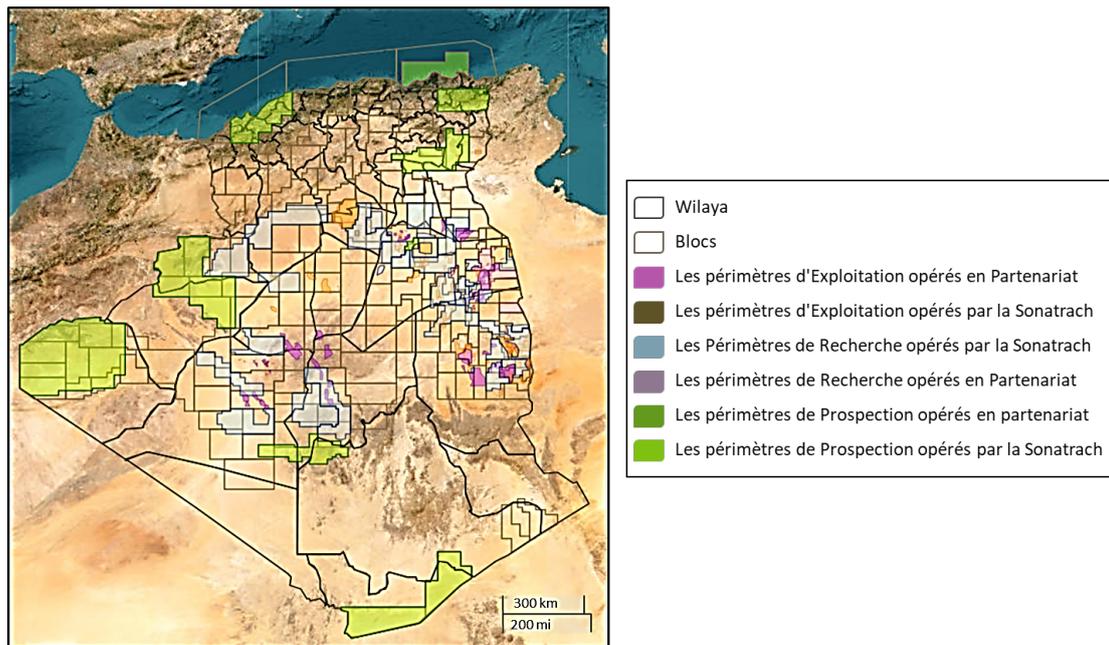


FIG. 1.19 : Carte de situation du domaine minier des hydrocarbures [15]

1.7.1 Origine et formation des roches sédimentaires

Le processus de formation des roches sédimentaires débute par l'accumulation des sédiments minéraux et des micro-organismes au fond des lacs, lagunes, mers ou dans les zones côtières des océans d'où les marges continentales. Ces micro-organismes se mêlent à des particules minérales fines issues de l'érosion des reliefs environnants des continents, pour former des vases riches en matière organique [57].

Dans les environnements pauvres en oxygène, les sédiments s'enfouissent progressivement sous l'apport continu de nouvelles couches. L'augmentation de la pression et de la température déclenche alors des processus de compaction, déshydratation, dissolution et recristallisation, regroupés sous le terme de diagenèse, qui transforment ces vases en roches sédimentaires [57].

Ces roches, formant des couches, se classent en trois catégories principales :

- **Roche mère** : C'est la roche source contenant une quantité importante d'accumulation de matière organique sédimentaire qui produit ou qui est potentiellement capable de générer des hydrocarbures (huile ou gaz). Cette roche se caractérise souvent par une faible porosité et une faible perméabilité [58].
- **Roche réservoir** : Cette roche est définie comme étant une unité sédimentaire poreuse et perméable, contenant des pores ou des fissures dans lesquelles s'accumulent et circulent des hydrocarbures (huile et gaz) [58].
- **Roche couverture** : C'est une roche imperméable qui se trouve au-dessus de la roche réservoir, formant une barrière, et qui a pour rôle d'empêcher la migration du pétrole et du gaz vers la surface et leur permettre de s'accumuler pour former un gisement. Cette formation lithologique est très importante dans la formation et la préservation du système pétrolier. Cette roche est imperméable ou très peu perméable, résistante à la déformation. Les roches couvertures les plus fréquentes sont les mudstones, les argilites, les shales et les évaporites [58].

1.7.2 Formation des hydrocarbures

Les matières organiques piégées dans les roches mères, subissent au fil du temps et de l'enfouissement des transformations progressives sous l'effet de la chaleur et de la pression. Ces transformations conduisent à la formation de chaînes moléculaires composées de carbone et d'hydrogène, donnant naissance aux hydrocarbures liquides et gazeux.

La nature des hydrocarbures dépend du type de la matière organique initiale et des conditions thermiques :

- Entre 80 à 140 °C (généralement entre 2 000 et 3 000 m de profondeur), la matière organique animale produit du pétrole liquide, marquant la "fenêtre à huile".
- Entre 140 à 180 °C (4 500 à 6 000 m de profondeur), les hydrocarbures liquides se transforment en gaz thermogénique secondaire, marquant la "fenêtre à gaz".

La matière organique d'origine végétale produit principalement du gaz, généré soit par biodégradation à faible profondeur (biogaz), soit par thermogénèse à plus grande profondeur (gaz thermogénique primaire) [57].

1.7.3 Migration des hydrocarbures

Sous l'effet de la pression croissante due à l'enfouissement, les hydrocarbures formés dans la roche mère migrent vers des formations poreuses et perméables à moindre profondeur, appelées roches réservoirs, à la recherche des zones de pression plus faible (Figure 1.20). Lorsqu'aucun obstacle ne freine cette migration, les hydrocarbures peuvent circuler pour atteindre la surface via des fractures ou des affleurements naturels, formant des suintements. Les hydrocarbures les plus légers s'évaporent vers l'atmosphère, tandis que les fractions les plus lourdes s'altèrent sous l'effet des agents bactériens et atmosphériques, formant ainsi des huiles très visqueuses qui imprègnent les sables et les calcaires [57].

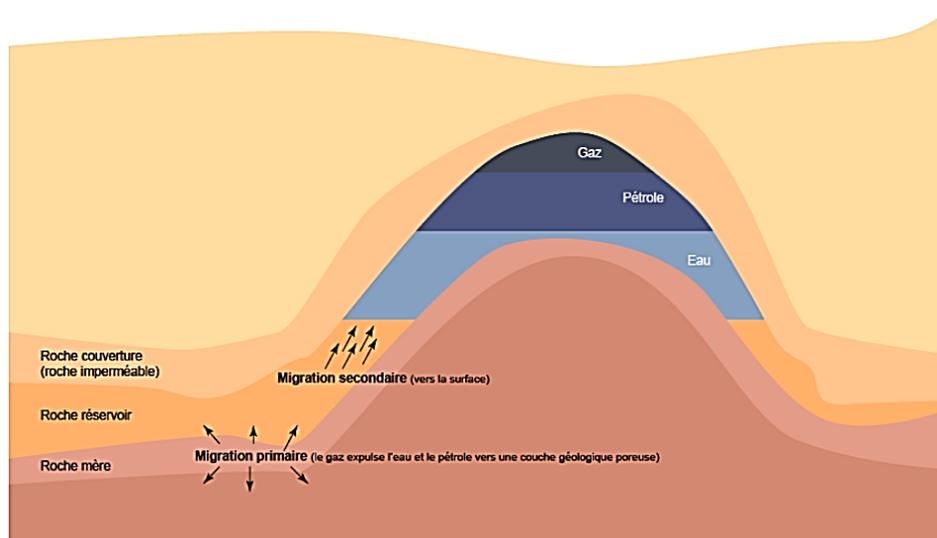


FIG. 1.20 : Migrations primaire et secondaire du pétrole conduisant à la formation d'un gisement d'hydrocarbures à piège anticlinal [16].

1.7.4 Formation des gisements d'hydrocarbures

Lors de la migration, si les hydrocarbures rencontrent une barrière géologique, ils s'accumulent en amont de celle-ci pour former un gisement. Cette configuration, où une roche réservoir est surmontée par une roche couverture, constitue un piège [57]. Et on distingue plusieurs types de pièges :

1.7.4.1 Pièges structuraux

Le plus courant est le piège anticlinal (Figure 1.21), structure où les roches ont été plissées en forme de voûte par les mouvements tectoniques. Pour le géologue, la présence d'un anticlinal est un indice en faveur de la présence de gisements d'hydrocarbures. En effet, environ 80% Lors de la création d'une faille, un bloc stratigraphique peut glisser vers le haut ou vers le bas au niveau de la fracture. Une couche imperméable peut cependant venir obstruer une couche perméable et empêche la migration des fluides d'hydrocarbures [16] .

1.7.4.2 Pièges stratigraphiques

Les dômes de sels appelés diapirs (Figure 1.21), sont des masses salines formées en profondeur qui remontent sous l'effet de la température et de la pression dérivant des remontées magmatiques. En s'élevant, elles traversent des couches perméables et subdivisent les réserves de pétrole. En surplombant les roches réservoirs, les dômes de sel imperméables constituent des roches couvertures [16].

1.7.4.3 Pièges mixtes

Correspondent à des mécanismes géologiques combinant des caractéristiques structurales et stratigraphiques (Figure 1.21).

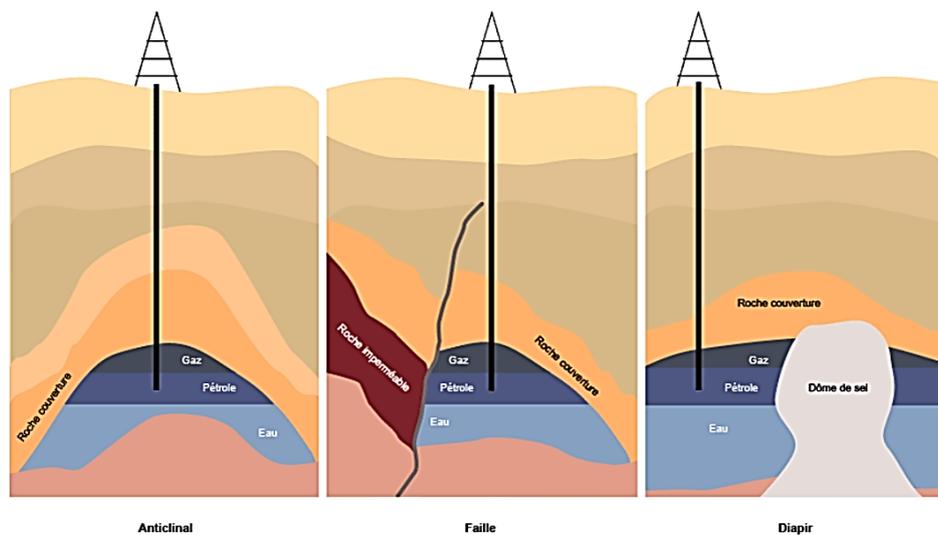


FIG. 1.21 : Les principaux types de pièges à hydrocarbures [16].

1.7.5 La notion de système pétrolier

Un système pétrolier désigne un ensemble d'unités lithostratigraphiques et de processus géologiques favorables à l'accumulation des hydrocarbures [59] [60] identifient cinq éléments-clés, appelés les « *magic five ingredients* », à savoir : la roche mère, la roche couverture, le piège, la roche réservoir et le timing. Selon [61], ces unités lithostratigraphiques incluent l'accumulation du pétrole, la roche réservoir, la roche couverture, le piège et le moment critique. Enfin, selon [59], un système pétrolier comprend une roche mère active, des chemins de migration, un piège défini par sa géométrie, ainsi que la roche réservoir et la roche couverture, avec un timing crucial.

- **Roche mère** : source des hydrocarbures.
- **Roche réservoir** : espace de stockage des hydrocarbures, possède un réseau poreux perméable (grès et carbonates).
- **Roche couverture** : barrière imperméable qui empêche leur fuite (grès, argiles, sels).
- **Structure piège** : configuration géologique qui permet leur accumulation (anticlinaux).
- **Timing crucial** : un facteur déterminant pour qu'un système pétrolier soit fonctionnel.
- **La Génération** : formation et maturation des hydrocarbures dans la roche mère.
- **La Migration primaire** : expulsion des hydrocarbures vers des roches plus perméables.
- **La Migration secondaire** : déplacement jusqu'à un piège.
- **L'Accumulation et piégeage** : concentration et confinement des hydrocarbures.
- **La Conservation** : maintien des hydrocarbures pour leur séjour sur de longues périodes géologiques.

L'interaction entre ces unités lithostratigraphiques et processus géologiques est indispensable à la formation d'un gisement d'hydrocarbures exploitable. Cependant, un déséquilibre à n'importe quelle étape peut compromettre l'ensemble du système, menant à la dissipation des hydrocarbures. La figure 1.22 illustre cette organisation typique d'un système pétrolier classique.

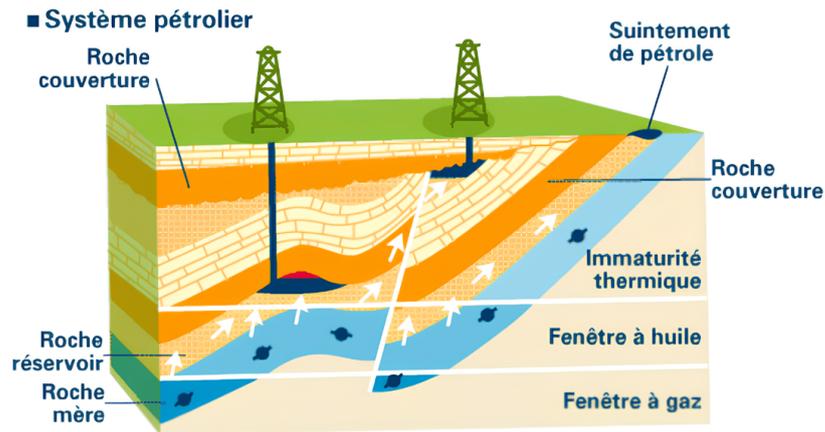


FIG. 1.22 : Bloc 3D représentatif d'un système pétrolier classique composé de roche mère, roche réservoir, roche couverture et de pièges [17].

1.7.6 Modèles structuraux

Les modèles structuraux du domaine offshore algérien se distinguent par des particularités propres à chaque région :

1.7.6.1 Région occidentale

Le style structural de la région occidentale, observé à travers les sections sismiques passant par le forage HBB-1, révèle un plan de décollement orienté Nord-Sud, accompagné d'accidents d'effondrement du socle datant du Miocène moyen à supérieur. HBB-1 est situé dans une zone plus élevée par rapport aux sections Nord et Est [56].

Les principaux événements géologiques ayant marqué la Méditerranée sont :

- **Lutétien** : Collision alpine optimale avec subduction de la plaque africaine sous la plaque européenne vers le Nord-ouest.
- **Aquitaniens** : Ouverture Est-Ouest du rift du golfe de Valence-Provence.
- **Burdigaliens** : Formation de la croûte océanique méditerranéenne.
- **Tortonien** : Phases d'extensions mineures.
- **Messinien** : Période de tectonique calme et de confinement de la Méditerranée.
- **Pliocène supérieur** : Inversion tectonique de la Méditerranée occidentale.

De plus, le volcanisme Plio-Quaternaire pourrait avoir favorisé la maturation thermique des roches mères du Pliocène inférieur, encore immatures à HBB-1. Toutefois, le diapirisme des épais couches de sel messinienne est également notable [56].

1.7.6.2 Région orientale

Le style structural de la région orientale, centré sur Béjaïa, est caractérisé par des structures anticlinales faillées et des contre-failles, bien identifiables sur les sections sismiques Nord-Sud de l'offshore oriental [56].

1.7.6.3 Roches mères

Les principales roches mères identifiées dans l'offshore algérien sont :

- **Pliocène inférieur** : Malgré un Carbone Organique Total modéré (COT entre 0,23 % et 2,71 %), les roches mères présentent un potentiel pétrolier prometteur (**PP** = 14,08 kg HC/tonne de roche), bien que demeurant immatures à proximité de HBB-1. Près de la surface de charge maximale (*Maximum Flooding Surface* : **MFS**) du Pliocène inférieur, les analyses géochimiques révèlent :
 - **COT** : 2,71 % et **PP** : 14,08 kg HC/tonne à 1 695 m ;
 - **COT** : 1,12 % et **PP** : 2,88 kg HC/tonne à 1 590 m.
- **Miocène** : Ce niveau présente un potentiel pétrolier plus faible, avec des COT variant entre 0,23 % et 1,13 %, et un potentiel pétrolier dépassant parfois 5 kg HC/tonne. La matière organique est mature et atteint la fenêtre à huile [56]. *Des niveaux argileux à la base de l'Oligocène pourraient également jouer le rôle de roche mère dans la partie Est de l'offshore.*

1.7.6.4 Roches Réservoirs

Le forage HBB-1 a traversé plusieurs niveaux gréseux du *Miocène*, bien identifiés par le log composite. La porosité varie de 5 à 18 % dans les intervalles détritiques miocènes. Dans les grès turbiditiques du *Pliocène inférieur*, la porosité sonique atteint 30 %.

L'analyse séquentielle révèle des dépôts associés à des systèmes de bas niveau, de haut niveau, et transgressifs, marqués par des *Surfaces d'inondation majeures*. Des niveaux

réservoirs supplémentaires, tels que les grès du *Numidien*, sont identifiés à l'Est, notamment dans les *core-drills* de Bou-Abed (BAD-1 à BAD-5), près d'Annaba [56].

1.7.6.5 Roches Couvertures

L'étanchéité est assurée par les épaisses séries argileuses du *Pliocène moyen et supérieur*, du *Tortonien* et du *Serravallien*, reconnues dans toute l'étendue de l'offshore algérien. Leur extension latérale et leur puissance en font d'excellentes roches couvertures [56].

1.7.6.6 Pièges

L'interprétation sismique révèle la présence de nombreux conduits (*leads*), confirmant la diversité des pièges structuraux dans la région. Ces pièges incluent des structures anticlinales, des contre-failles, ainsi que des configurations mixtes combinant plusieurs mécanismes de piégeage [56].

1.8 Conclusion

Ce chapitre a mis en évidence la complexité géologique et géodynamique de la marge algérienne, liée à la convergence des plaques africaine et eurasienne. L'analyse des structures profondes en relation avec le volcanisme miocène et la sismicité confirme l'importance géoscientifique de cette zone sur le plan de développement et de maturation d'hydrocarbures.

Cette base géologique solide permet d'introduire les méthodes d'exploration offshore abordées dans le chapitre suivant.

Chapitre 2

LES TECHNIQUES ET ÉQUIPEMENTS D'EXPLORATION DU PÉTROLE EN OFFSHORE

Introduction

La prospection et l'exploration orientées vers la détection et l'évaluation du potentiel pétrolier d'une région donnée, repose sur l'analyse des données relatives aux méthodes géophysiques permettant d'imager la structure du sous-sol et d'identifier d'éventuelles accumulations d'hydrocarbures. Cette étude s'appuie sur l'interprétation des profils sismiques et données géophysiques précédemment acquises et traitées afin de caractériser la structure de la marge algérienne.

Les données utilisées proviennent principalement des campagnes **SONATRACH 2000 & 2002** et **SPIRAL 2009**, qui ont permis d'acquérir des profils de **sismique-réflexion** et de **sismique-réfraction à grand-angle**.

L'objectif principal de cette recherche est d'identifier les structures sous-marines favorables à l'accumulation d'hydrocarbures, pour analyser les différentes données disponibles. L'exploitation de ces informations, permettra d'améliorer la compréhension de la marge algérienne et d'évaluer son potentiel pétrolier.

2.1 Méthode de prospection sismique

Le domaine offshore algérien, a fait l'objet de plusieurs campagnes *sismiques, gravimétriques* et *magnétométriques*, réalisées sous la supervision de l'opérateur Sonatrach, et qui sont bien amplement illustrées dans la figure 2.1 ci-dessous.

De 1968 à 2011, l'Offshore algérien a connu plusieurs travaux de prospection géophysique dont - la première campagne a eu lieu entre 1968 et 1970 (Teledyne et GUS/USA) dans les baies d'Arzew, Alger, Skikda, Bejaïa et Annaba, et - La deuxième campagne, réalisée en 1973 (73SH-SSL/England), constitue la plus importante campagne de par son extension et son volume, car elle a couvert l'ensemble des bassins profonds de l'Offshore algérien.

En 1976, le bassin d'Alboran, Sud-occidental, a connu une autre acquisition sismique (76L-Western-Geco/USA) de semi-détail, suivie en 1977 d'une autre acquisition sismique de reconnaissance (77LE-Western-Geco/USA) dans la partie orientale de l'Offshore algérien (d'Alger à la frontière tunisienne).

En 2013, une autre campagne de sismique-reflective-3D a été réalisée dans l'Offshore de Bejaia et Mostaganem par le **contracteur (CGG)**, couvrant une zone de **5000 km²**.

2.1.1 Principes des méthodes sismiques

Les méthodes sismiques constituent l'outil géophysique de référence pour l'étude de la structure interne du sous-sol. Elles permettent d'obtenir une imagerie détaillée des différentes couches géologiques par l'analyse de la propagation des ondes sismiques générées par une source contrôlée. Ces ondes, en traversant les différentes interfaces du sous-sol, subissent des phénomènes de *réflexion*, *réfraction* et *diffraction*, qui sont enregistrées par des capteurs spécifiques bien adaptés, puis minutieusement traités afin d'en extraire d'amples informations sur la nature et la géométrie des structures traversées.

En exploration marine, la source sismique est généralement constituée de **canons à air**, tandis que les récepteurs sont des **hydrophones** (capteurs de pression dans l'eau) ou des **géophones** (capteurs des vibrations du sol). Deux approches principales se distinguent par le mode de propagation des ondes : **la sismique-réflexion** et **la sismique-réfraction à grand-angle** (Figure 2.2).

| ZONE | TYPE | ANNEE | KMS | CDP | SOURCE | CONTRACTEUR | OPERATEUR |
|---|--|---------|----------------------|------|-----------|--------------------|----------------------------|
| Marge algérienne | Réflexion 2D | 1968 | 3449 | | Sparker | Teledyne (USA) | Sonatrach |
| Arzew Alger Bejaia Skikda Annaba | Réflexion 2D | 1969/70 | 2545 | 24 | Air Gun | Gus (USA) | Sonatrach |
| Méditerranée occidentale | Reflexion 2D | 1973/74 | 9930 | 24 | Seisprobe | SSL (England) | Sonatrach |
| Offshore occidental | Réflexion 2D Gravimétrie Magnétométrie | 1976 | 1675 | 24 | Maxipulse | Western-Geco (USA) | Sonatrach Total-Algérie |
| Offshore oriental | Réflexion 2D Gravimétrie | 1977 | 2100 | 24 | Maxipulse | Western-Geco (USA) | Sonatrach Total-Algérie |
| Offshore sud-Baleares | Bathymétrie Gravimétrie Magnétométrie | 1977 | ---- | ---- | ----- | Tidelands | Sonatrach |
| Offshore oriental | Réflexion 2D Gravimétrie Magnétométrie | 2000 | 4583 | 120 | Air Gun | Western -Geco | Sonatrach Western Geco |
| Offshore occidental | Réflexion 2D Gravimétrie Magnétométrie | 2002 | 4544 | 120 | Air Gun | Western-Geco | Sonatrach Western Geco |
| Marge algérienne | Réflexion 2D Bathymétrie Gravimétrie Magnétométrie Shirp | 2003 | | | | Ifremer | Projet Maradja |
| Marge Algérienne | Réflexion 2D Refraction (SGA) Bathymétrie Gravimétrie Magnétométrie Shirp | 2009 | 1248 | | | Ifremer | Projet SPIRAL |
| Offshore entre Oran et Mostaganem | Réflexion 2D Gravimétrie Magnétométrie | 2011 | | | | BGP | Sonatrach |
| Offshore entre Bejaia et Annaba | Réflexion 2D Gravimétrie Magnétométrie | 2011 | | | | BGP | Sonatrach |
| Offshore Bejaia et Offshore Mostaganem | Réflexion 3D | 2013 | 5000 Km ² | | | CGG | Sonatrach |

FIG. 2.1 : Récapitulatif des caractéristiques des différentes campagnes de géophysique marine dans l'Offshore algérien [18]

2.1.2 Méthode sismique de réflexion

La sismique réflexion est l'une des méthodes géophysiques les plus utilisées pour imager la structure interne du sous-sol. Elle repose sur l'analyse des ondes sismiques générées par une source artificielle (le plus souvent des canons à air comprimé), enregistrées après leur réflexion sur les interfaces géologiques présentant un contraste d'impédance, c'est-à-dire une variation de densité et/ou de vitesse des ondes.

Dans un environnement marin, l'émetteur (source) et le récepteur sont tractés ensemble derrière un navire. Le récepteur est constitué d'une flûte sismique, " streamer ", composée de groupes d'hydrophones disposés à intervalles réguliers. Cette configuration permet de maintenir une distance constante entre la source et les récepteurs, ce qui est essentiel pour enregistrer les ondes réfléchies à incidence sub-verticale [23].

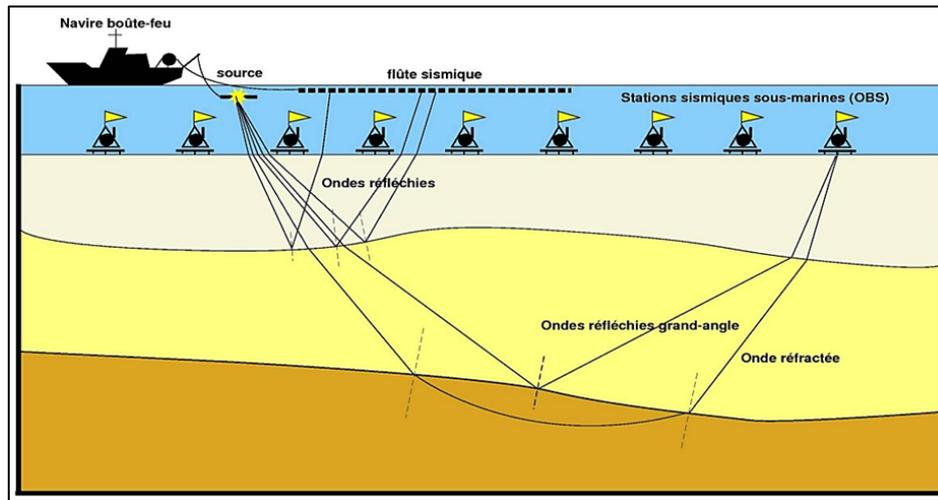


FIG. 2.2 : Dispositifs de sismique marine (Sismique réflexion multitrace et sismique réfraction/réflexion à grand-angle) [19]

À chaque tir, le système enregistre une trace sismique qui correspond au signal réfléchi sur les différentes interfaces du sous-sol. En juxtaposant les traces acquises le long d'un profil, on obtient une section sismique bidimensionnelle (**2D**), représentant les temps d'arrivée des ondes réfléchies. Cette représentation, exprimée en temps double (période d'aller-retour entre la source et le récepteur via le réflecteur), fournit une image du sous-sol en fonction du temps de propagation des ondes, et non directement en profondeur.

Les réflecteurs observés sur ces sections traduisent des discontinuités dans le sous-sol, comme la limite entre l'eau et les sédiments, des variations de lithologie, le toit du socle cristallin, ou encore des zones de failles. Ainsi, cette technique permet de cartographier avec précision la géométrie des structures géologiques, et d'en déduire des informations sur la *stratigraphie*, la *tectonique* et l'*évolution géologique* d'une région.

2.1.3 Méthode sismique de réfraction

La sismique réfraction est une méthode géophysique complémentaire à la sismique réflexion, permettant d'explorer les structures profondes du sous-sol. Contrairement à la sismique réflexion, où les ondes sont renvoyées vers la surface à l'interface entre deux milieux, la sismique réfraction repose sur un principe différent : lorsque l'angle d'incidence d'une onde sismique dépasse un certain seuil critique, celle-ci n'est plus réfléchi, mais se propage horizontalement le long de l'interface avant de remonter vers la surface. L'onde émerge alors avec le même angle qu'à l'incidence, créant ainsi un trajet réfracté typique.

Cette méthode est particulièrement efficace pour atteindre des profondeurs d'investigation importantes, jusqu'à 20 à 30 km selon le dispositif utilisé. En sismique marine, elle est souvent mise en œuvre à travers des dispositifs appelés grand-angle : une source sismique mobile, généralement composée de canons à air tractés par un navire, émet les ondes, qui sont ensuite enregistrées par des récepteurs fixes placés sur le fond marin, appelés **OBS** (**O**cean **B**ottom **S**eismometers).

La configuration géométrique de cette méthode, où la distance entre la source et le récepteur augmente au fur et à mesure de la progression du navire, permet aux ondes de sonder progressivement des niveaux plus profonds du sous-sol. Les temps d'arrivée des ondes réfractées (et également des ondes réfléchies à grand angle), sont ensuite analysés en fonction de ces distances source-récepteur (offsets). Cela permet de déterminer les vitesses sismiques dans les différentes couches traversées ainsi que la profondeur des interfaces majeures, comme celle du Moho à la base de la croûte [23].

2.1.4 Comparaison entre les méthodes sismiques en onshore et en offshore

Les méthodes sismiques, qu'elles soient appliquées en milieu terrestre (onshore) ou marin (offshore), suivent généralement les mêmes grandes étapes : acquisition, traitement et interprétation des données. Cependant, les conditions d'acquisition, les types de sources et de récepteurs, ainsi que certains aspects techniques diffèrent considérablement selon l'environnement [62].

2.1.4.1 Méthode sismique en onshore

La sismique terrestre repose sur la propagation d'ondes générées artificiellement (par des vibroseis ou des charges explosives) à travers les différentes couches du sous-sol. Ces ondes sont partiellement réfléchies ou réfractées aux interfaces entre les différentes couches géologiques, puis enregistrées en surface à l'aide de géophones (Figure 2.3).

Les sources utilisées incluent :

- **Le camion vibrant (Vibroseis)** : Le camion vibrant est un dispositif mécanique, utilisé pour générer des ondes sismiques à travers un système de vibration contrôlée. Il produit un train d'ondes durant 7 secondes environ. En exploration pétrolière, plusieurs unités appelées *shakers*, peuvent être utilisées simultanément, fonctionnant de manière synchronisée. Leur fonctionnement est entière-

ment contrôlé à distance, généralement depuis un laboratoire mobile via une connexion sans fil.

Les signaux enregistrés nécessitent un traitement spécifique afin de convertir les trains d'ondes étalés en impulsions courtes, qui sont plus exploitables pour l'interprétation sismique.

- **Les explosifs** : Les explosifs constituent une source sismique très efficace caractérisée par une large bande de fréquences et une réponse impulsionnelle extrêmement brève. Cette propriété permet d'obtenir des enregistrements de haute résolution, notamment en ce qui concerne la résolution verticale des structures géologiques.

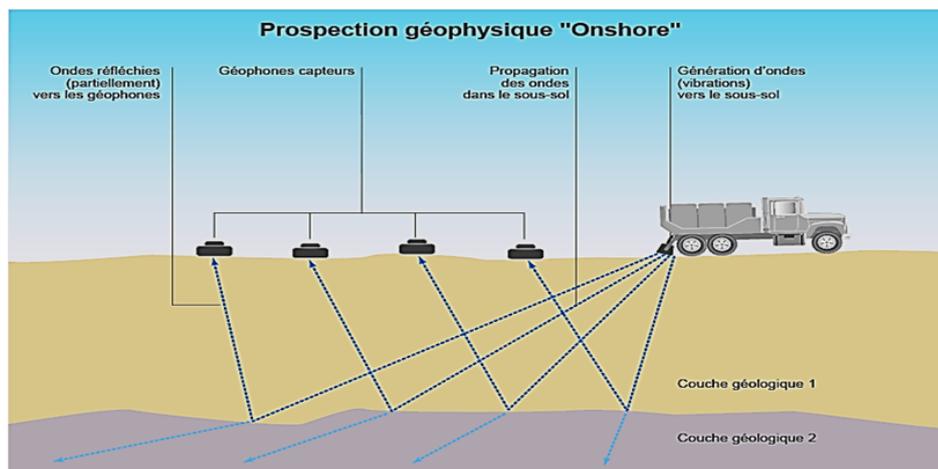


FIG. 2.3 : Schéma de principe de la méthode sismique en Onshore [16]

2.1.4.2 Méthode sismique en offshore

En mer, le principe est identique, mais l'environnement impose l'utilisation de dispositifs adaptés. Les ondes sont produites par des **canons à air comprimé (air guns)** qui libèrent soudainement une bulle d'air sous pression, créant une onde acoustique se propageant à travers l'eau, puis dans les couches géologiques sous-marines.

Les ondes réfléchies sont captées par des **hydrophones** installés, soit sur des câbles remorqués (streamers) à l'arrière du navire sismique, soit fixés au fond marin (**OBS – Ocean Bottom Seismometers**) (Figure 2.4). Les équipements clés incluent :

- **Le navire sismique** : Le navire sismique est spécialement conçu pour les opérations de recherche en milieu marin. Il est équipé de systèmes avancés en acquisition sismique permettant d'identifier les zones les plus favorables au forage

pétrolier en zone Offshore. Sa configuration lui permet de déployer à la fois les sources et les récepteurs sismiques tout en assurant un contrôle rigoureux continu des opérations.

- **Le compresseur** : Le compresseur joue un rôle essentiel dans la génération de l'onde sismique marine. Il permet d'atteindre une pression de gaz élevée, nécessaire à l'alimentation du canon à air. Cette pression, ajustée selon les conditions d'acquisition, peut varier, par exemple, de 130 bars lors du premier jour à 110 bars le second jour.
- **Le canon à air** : Le canon à air est actuellement l'une des sources sismiques les plus utilisées en milieu Offshore. Il s'agit d'un dispositif pneumatique qui libère brusquement une bulle d'air comprimée dans l'eau, générant ainsi une onde acoustique. Cette bulle, en oscillant, produit une impulsion qui pénètre efficacement dans les couches géologiques sous-marines. Bien que cette méthode offre une bonne pénétration, l'énergie générée reste modérée, comparée à d'autres types de sources.

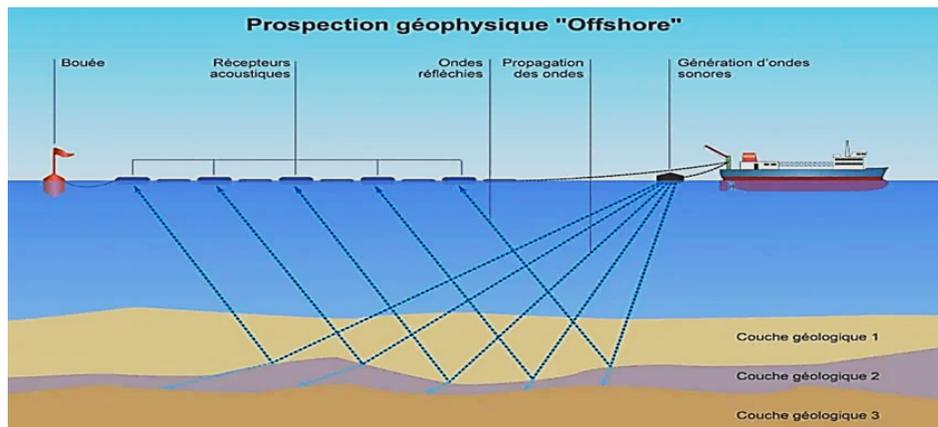


FIG. 2.4 : Schéma de principe de la méthode sismique en Offshore[16]

Afin de mieux mettre en évidence ces différences, un **tableau récapitulatif (Tableau 2.1)** a été établi à l'issue de cette sous-section. Il synthétise les principales distinctions entre les approches sismiques onshore et offshore, en termes de sources sismiques, de récepteurs, d'équipements, ainsi que de contraintes opérationnelles.

TAB. 2.1 : Tableau récapitulatif des principales différences entre la sismique Onshore et Offshore

| Critère | Onshore | Offshore |
|----------------------------|---|---|
| Milieu | Terre ferme | En mer (zone côtière ou profonde) |
| Source sismique | Vibroseis, explosifs | Canons à air (air guns) |
| Récepteurs | Géophones (au sol) | Hydrophones ou OBS (au fond marin) |
| Plateforme | Sol terrestre, camion ou piéton | Navire sismique équipé |
| Coût logistique | Moins élevé, dépend du terrain | Très élevé (navire, matériel marin spécialisé) |
| Qualité du signal | Bonne, mais bruit de surface fréquent | Excellente, bruit marin mais signal plus propre |
| Environnement | Variable : relief, végétation, urbanisation | Plus homogène, mais sensible aux conditions marines |
| Impact environnemental | Explosifs destructifs, bruit | Pollution sonore, perturbation de la faune |
| Profondeur d'investigation | Moyenne à grande selon la source | Très grande (exploration en mer profonde) |

2.1.5 Les ondes sismiques

Les ondes sismiques résultent des vibrations élastiques générées par une source, se propageant dans toutes les directions à travers le milieu. Elles peuvent traverser les matériaux sans entraîner de déformation permanente du support [20].

2.1.5.1 Les ondes P (ondes primaires)

Les ondes **P** sont les premières à être enregistrées sur un sismographe ou sismogramme. Elles se propagent par des mouvements de compression et dilatation successives du sol, parallèlement à la direction de propagation. Leur vitesse est relativement élevée, atteignant environ 6 km/s près de la surface terrestre.

2.1.5.2 Les ondes S (ondes secondaires)

Appelées aussi par ondes de cisaillement ou transversales, les ondes S se propagent perpendiculairement à leur direction de propagation. Contrairement aux ondes P, elles ne peuvent pas traverser les milieux liquides, ce qui explique leur incapacité à franchir le noyau externe (barysphère) de la Terre. Leur vitesse est nettement inférieure à celle des ondes P.

2.1.5.3 Vitesses des ondes sismiques se propageant dans les roches

La vitesse de propagation des ondes sismiques dépend des propriétés mécaniques du milieu traversé. Les ondes **P** (V_p) et les ondes **S** (V_s) se déplacent à des vitesses différentes selon la densité du milieu traversé, l'élasticité et la composition des roches. Ces vitesses constituent des indicateurs importants utilisés pour caractériser les structures géologiques profondes. La Figure 2.5 présente un schéma comparatif des ondes sismiques P et S.

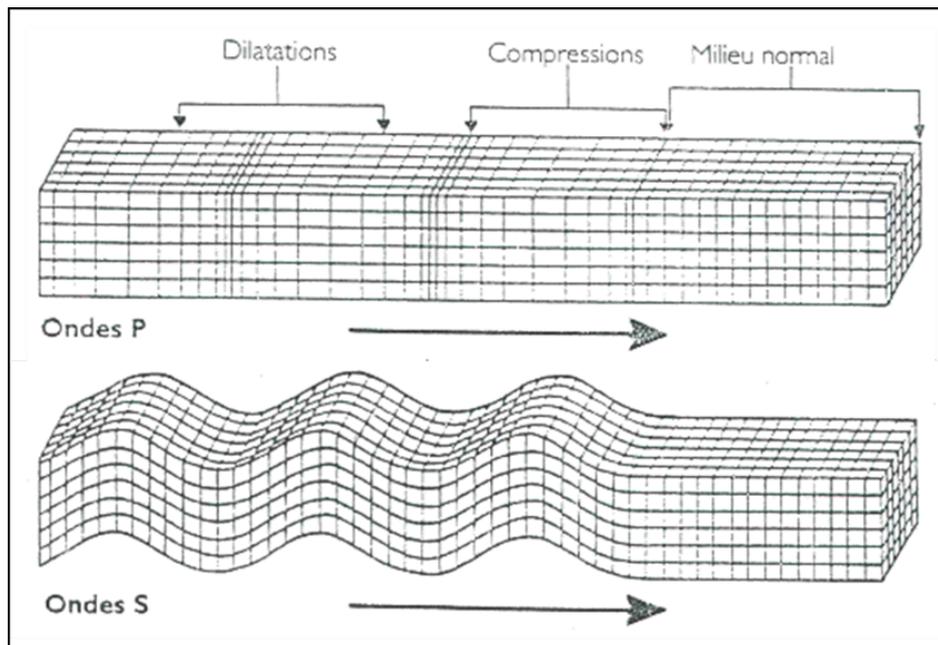


FIG. 2.5 : Schéma comparatif des ondes sismiques P et S [20]

2.2 Campagnes géophysiques en mer

2.2.1 La campagne SPIRAL 2009

La campagne **SPIRAL** (Sismique Profonde et Investigation Régionale du Nord de l'Algérie) est un programme de recherche partenarial franco-algérien lancé en 2009. Ce projet a été mis en place grâce à une étroite collaboration entre des institutions scientifiques algériennes telles que le **CRAAG** (Centre de Recherche en Astronomie, Astrophysique et Géophysique), **SONATRACH** (Société Nationale pour la Recherche, la Production, le Transport, la Transformation et la Commercialisation des Hydrocarbures), et la **DGRSDT** (Direction Générale de la Recherche Scientifique et du Développement Technologique), ainsi que des organismes de recherche français, notamment **IFREMER** (Institut Français de Recherche pour l'Exploitation de la Mer), **l'Université de Bretagne Occidentale** et **GeoAzur** [21].

2.2.1.1 Objectifs du Programme SPIRAL

Le programme avait pour objectif principal d'explorer et d'étudier le domaine de connexion **terre-mer** identifié par la marge algérienne, en se concentrant sur sa structure crustale ainsi que l'enracinement en profondeur des structures identifiées en subsurface lors des campagnes précédentes, notamment celles réalisées dans le cadre des projets **MARADJA** et **SAMRA**.

La campagne **SPIRAL** visait - à obtenir des images détaillées de la structure géologique de la marge, - à caractériser les niveaux structuraux de la croûte terrestre jusqu'au manteau, et - à analyser les processus tectoniques et sismiques qui affectent la région. Elle a permis de mieux comprendre l'évolution et la dynamique de la marge algérienne, avec une attention particulière portée sur la transition entre les domaines continentaux et océaniques. [21].

2.2.1.2 Déroulement de la Campagne

La campagne s'est déroulée, à bord du navire océanographique **N/O Atalante de l'IFREMER** (Figure 2.6), entre septembre et novembre 2009, en deux phases distinctes, appelées **legs** :

- **Le Leg 1** a été principalement dédié à l'acquisition de données de **sismique-**

réflexion multitrace (SMT). Cette phase a permis de collecter des informations à partir de **25 profils**, numérotés de **Spi01** à **Spi25**, sur un total d'environ **2800 km** de profils sismiques à travers le bassin profond et la marge algérienne.

- **Le Leg 2** a consisté en l'acquisition de **cinq grands transects terre-mer en sismique grand-angle (SGA)**, traversant différents secteurs géologiques le long de la marge algérienne. Ces profils ont été répartis de l'Est à l'Ouest le long de la côte algérienne :
 - la zone de Mostaganem, à la hauteur de la côte Ouest d'Algérie (**AB**),
 - la zone de Tipaza, côte Centre d'Algérie entre les massifs Chenoua et Alger (**CD**),
 - la zone de Tizi-Ouzou, côte Centre d'Algérie, Grande Kabylie (**EF**),
 - la zone de Jijel, côte Est d'Algérie, Petite Kabylie (**IJ**),
 - la zone d'Annaba, côte extrême Est d'Algérie (**GH**).



FIG. 2.6 : Navire océanographique l'Atalante [21]

Des profils de *sismique-réflexion* multitrace (SMT) ont également été acquis (Figure 2.7), dont certains coïncident avec les profils de *sismique-réfraction*. Des données complémentaires de gravimétrie, de magnétisme et de sondeur de sédiment (SUBOP) ont été enregistrées en continu pendant les deux legs [22].

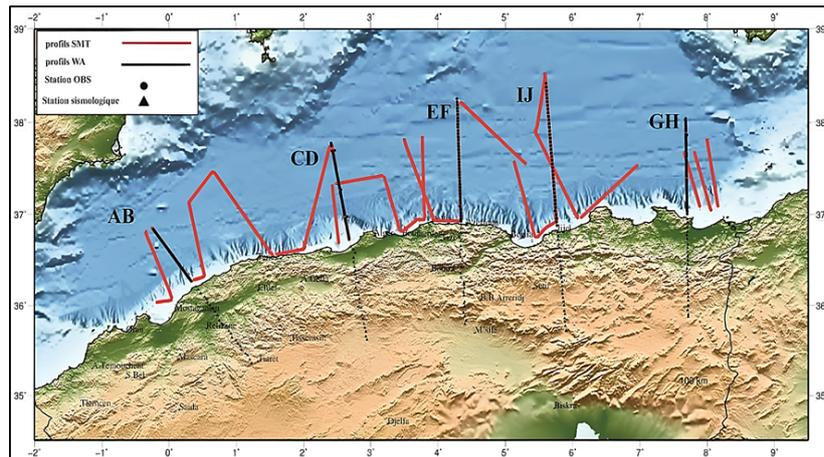


FIG. 2.7 : Plan de position des données acquises au cours des Legs 1 et 2 de la campagne **SPIRAL** ; les lignes en noir représentent les profils *sismique grand-angle* (*sismique-réfraction*) ; les lignes en rouge représentent les profils sismiques multi-traces (*sismique-réflexion*). **AB** : profil de Mostaganem, **CD** : profil de Tipaza, **EF** : profil de la Grande Kabylie, **IJ** : profil de Jijel, **GH** : profil de Annaba [22].

2.2.2 La campagne SONATRACH

Les données de **SONATRACH** (campagne AL-WG-00-02) sont des données profondes **SMT** qui couvrent la totalité de l'offshore algérien, allant de Ghazaouet, situé à la frontière marocaine, jusqu'à la frontière tunisienne à l'Est. Deux types de profils ont été acquis : des profils transverses à la marge d'une longueur d'environ **100 à 120 km** et des profils parallèles à celle-ci d'environ **200 km** [21]. Les enregistrements ont été effectués sur 10 secondes temps double, et les différents paramètres d'acquisition de ces données sont résumés dans ce qui suit :

Paramètres d'Acquisition :

- Contracteur : Western GECO
- Navire : Western Horizon
- Énergie source : Air gun
- Profondeur de tir : 6 m
- Volume : 3000 in³
- Pression : 1950 psi
- Inter-tir : 25 m

Câble :

- Longueur : 6000 m (type fibre optique W 62488)
- Nombre de traces : 480
- Longueur de trace : 15.52 m
- Intertrace : 12.5 m
- Profondeur de câble : 8 m

Instruments :

- Système d'enregistrement : WG.24
- Filtre coupe-bas : 2 Hz
- Filtre coupe-haut : 196 Hz
- Longueur d'enregistrement : 10 s
- Pas d'échantillonnage : 2 ms
- Format d'enregistrement : SEGD

2.3 Acquisition des données sismiques

Il existe deux types de sismique marine profonde :

- (1) la *sismique-réflexion verticale multitrace (SMT)*, où sont enregistrés les signaux de la source (plusieurs canons à air) sur une chaîne d'hydrophones (la flûte sismique) tractée derrière le bateau,
- (2) la *sismique-réfraction*, où la source est portée par le bateau et s'éloigne du récepteur fixe, posé au fond de la mer (la station OBS/OBH) [22].

2.3.1 Acquisition de la sismique réflexion multitrace (SMT)

L'acquisition des données de *sismique réflexion multitrace (SMT)* a été réalisée durant le **leg-1** de la campagne **SPIRAL**, entre le **26 septembre** et le **10 octobre 2009** [25]. Cette méthode vise à obtenir une imagerie sismique à haute résolution des structures profondes de la marge continentale, en particulier sous la couverture salifère, en ciblant la base de la croûte et les zones d'enracinement des structures tectoniques.

Cependant, pour répondre à ces objectifs, un dispositif spécifique d'acquisition a été mis en place, combinant une source sismique adaptée, une flûte d'hydrophone performante et une géométrie d'acquisition optimisée pour une couverture multiple. Le système utilisé reposait notamment sur l'utilisation d'une source **monobulle** particulièrement stable, offrant une bonne répétabilité du signal.

2.3.1.1 La source sismique

Afin de répondre aux objectifs de la mission visant à garantir une pénétration suffisante pour imager les structures géologiques profondes sous l'épaisse couche salifère, ainsi que la base de la croûte sous la marge, tout en maintenant une résolution optimale, le choix de la source s'est porté sur un modèle qui permet un bon compromis entre la pénétration et la résolution. Il existe en effet une anti-corrélation entre ces deux critères : plus la fréquence du signal est élevée, plus la résolution est grande, mais plus la pénétration du signal est limitée. Inversement, une fréquence plus basse favorise la pénétration, mais au détriment de la résolution. Dans ce contexte, la source de type **monobulle** a été retenue pour sa capacité à fournir un signal à basse fréquence tout en optimisant la pénétration. Cette source repose sur le principe de conserver la **première oscillation de la bulle** générée par les canons à air, un mécanisme décrit par [63].

Le dispositif de la source sismique, conçu pour la campagne **SPIRAL**, repose sur plusieurs éléments clés :

- **Ensemble des canons à air de différents volumes**

La source **monobulle** utilisée pour cette mission est composée d'un ensemble de canons à air de volumes variés. Ces canons sont disposés de manière à générer des signatures de signal diversifiées. L'objectif est de créer une gamme de signaux de différentes amplitudes et fréquences, ce qui permet de réduire les interférences dues aux signaux non synchronisés, notamment le premier pic et les oscillations secondaires de la bulle. En ajoutant les signaux provenant de différents canons, on parvient à atténuer ces effets indésirables, tout en améliorant la qualité du signal global. Cette technique permet d'obtenir une meilleure homogénéité du signal source, avec une réduction des artéfacts qui peuvent nuire à la précision de l'imagerie sismique.

- **Synchronisation des canons**

L'un des aspects clés de la source **monobulle** réside dans la synchronisation des canons à air. Plutôt que de synchroniser les canons sur le pic d'émission du canon (qui génère une impulsion de forte amplitude, mais peu pénétrante), les signaux

des différents canons sont synchronisés sur la **première oscillation de la bulle**. Cette oscillation a une fréquence plus basse que le pic d'émission et est donc plus pénétrante, **ce qui permet une meilleure traversée des couches géologiques profondes**. Cette approche réduit les pertes d'énergie dans les hautes fréquences, qui sont principalement responsables des faibles niveaux de pénétration dans les formations profondes. En synchronisant les canons de cette manière, on favorise la génération d'un signal riche en basses fréquences, optimisant ainsi la capacité de pénétration sans sacrifier totalement la résolution, bien que cette dernière soit légèrement réduite par rapport à une source synchronisée sur le pic.

- **Immersion profonde de la source**

L'immersion de la source est également un facteur critique pour optimiser son efficacité. La profondeur d'immersion des canons à air est ajustée pour garantir une synchronisation parfaite des signaux et une bonne qualité du signal global. Lors de la campagne **SPIRAL**, la profondeur moyenne optimale de la source a été déterminée à **28 m**. Cette profondeur a été calculée en fonction de la relation donnée par [64] [65], qui lie la profondeur d'immersion à la période d'oscillation de la bulle (**T**) et à la longueur d'onde du signal (λ). La relation est la suivante :

$$d(m) = \frac{\tau c}{4} = \frac{\lambda}{4} [64] \quad (2.1)$$

Où **C** est la vitesse du son dans l'eau, **T** la période de l'oscillation de la bulle, et λ la longueur d'onde.

De plus, la période **T** de l'oscillation de la bulle est calculée à partir de l'équation :

$$\mathbf{T} = \frac{1}{K} (V^{0.33} P^{0.309}) \left(1 + \frac{H}{10}\right)^{-0.81} [65] \quad (2.2)$$

Où « *V* » est le volume de la chambre du canon, « *P* » la pression (en bars), « *H* » la profondeur du canon (en mètres), et « *K* » une constante propre au canon (51,5 pour les canons utilisés dans cette mission).

Cependant, cette profondeur a varié au cours de la campagne en raison des courants de surface. Parfois, la profondeur moyenne de la source a atteint **35 m**, mais ces variations n'ont pas eu d'impact significatif sur la qualité du signal source, puisque le signal est dominé par de basses fréquences [22].

- **Suivi et positionnement de la source**

La position des éléments constituant la source sismique, y compris les canons à air, est déterminée par rapport au point de référence du navire, en utilisant les coordonnées GPS à bord. Le suivi précis de la position de la source est crucial

pour garantir la synchronisation et la couverture correcte des profils sismiques. Ce système de positionnement permet de maintenir une constance dans l'acquisition des données, minimisant ainsi les erreurs dues à des déplacements imprévus de la source.

2.3.1.2 La flûte d'hydrophones

Le système récepteur utilisé lors de la campagne SPIRAL, est constitué d'une *flûte numérique* « *SERCEL* » développée par **Ifremer / GENAVIR**, composée de **360** traces de **12,5 m** chacune, pour une **longueur active totale de 4500 m**. Cette flûte, qui se termine par une **bouée de queue**, est utilisée pour l'acquisition des données de sismique-réflexion multitrace (SMT) (Figure 2.8).

La position de la flûte est enregistrée en temps réel grâce à un système GPS embarqué et un ensemble de **16 avions** (ou *birds*), répartis tout au long de la flûte, assurant à la fois le contrôle de l'immersion et la localisation précise des éléments.

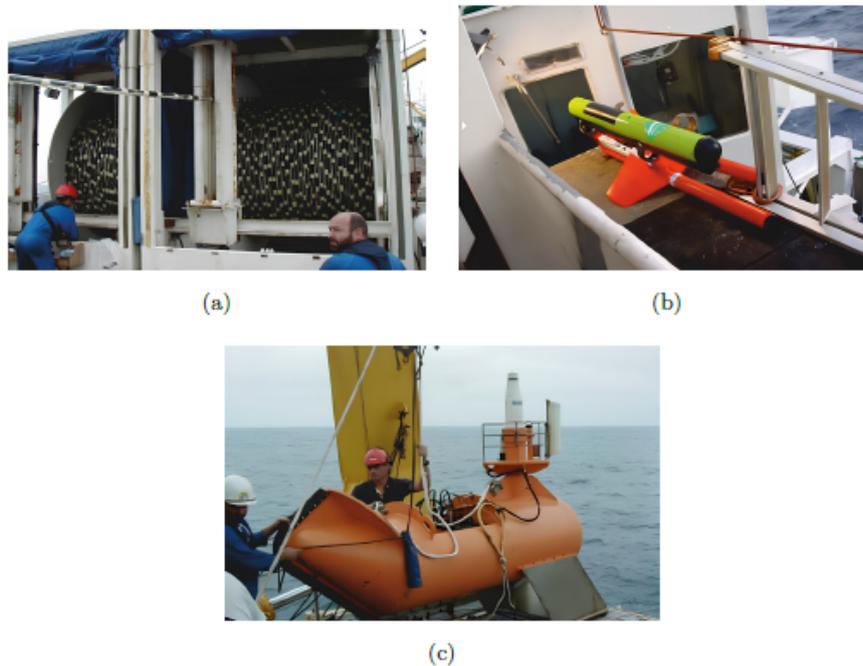


FIG. 2.8 : (a) La flûte sismique Sercel – 360 traces, (b) l'un des avions, (c) la bouée de queue. Système récepteur d'Ifremer/GENAVIR, utilisé pour l'acquisition des données SMT de la campagne SPIRAL [22]

Composition de la flûte : La flûte est composée de plusieurs sections :

1. **Câble de traction et amortisseurs :** Reliant la flûte au navire, ils permettent

de maintenir une tension adéquate et d'amortir les mouvements de la flûte.

2. **Section neutre de tête et de queue** : Ces sections sont conçues pour stabiliser la flûte et protéger ses composants à chaque extrémité.
3. **Traces actives** : Formées de 30 éléments ALS (Acquisition Line Section) de 150 m chacun, reliés en série. Chaque ALS contient 12 traces, totalisant ainsi **360 traces** réparties sur toute la longueur de la flûte.

Avions (birds) : Ces appareils flottants, positionnés sur la flûte (Figure 2.9), régulent l'immersion et la position de la flûte pendant l'acquisition des données, grâce à leurs ailes orientables et aux compas magnétiques intégrés.

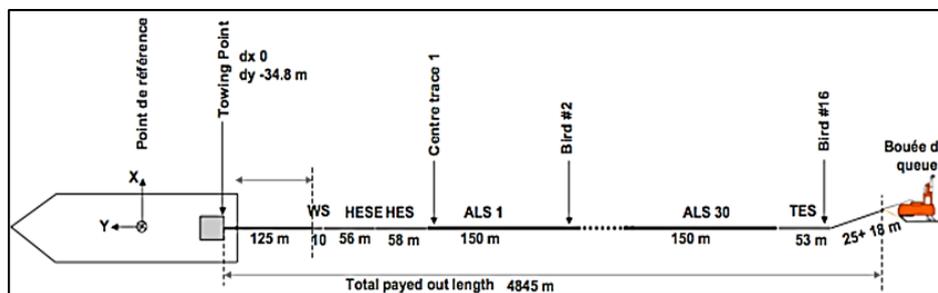


FIG. 2.9 : Schéma constitutif de la flûte utilisée durant la campagne SPIRAL [21]

La profondeur d'immersion de la flûte est maintenue à environ 20 m, sauf pour les traces **1**, **2** et **360**, qui se trouvent à une profondeur légèrement inférieure (entre 15 m et 20 m). La position précise des éléments de la flûte est déterminée par le GPS du navire et de la bouée de queue, ainsi que par les données des avions. Ce suivi minutieux garantit la précision des mesures et la qualité des données collectées tout au long de la campagne.

2.3.1.3 Géométrie du dispositif d'acquisition

La géométrie d'acquisition repose sur l'utilisation conjointe de la source sismique et de la flûte d'hydrophones décrites précédemment, permettant une acquisition en couverture multiple. À chaque tir, les **360** récepteurs de la flûte enregistrent chacun une trace sismique correspondant, de manière schématique, aux réflexions des ondes sur les points miroirs ou **CMP** (*Common Mid-Point*).

Avec une distance de **50 m** entre chaque tir, et un total de **45** tirs consécutifs, un même point miroir est illuminé **45** fois. Ce recouvrement permet, en théorie, d'améliorer le rapport signal-bruit d'un facteur $\sqrt{45}$ après sommation des traces associées.

Les caractéristiques techniques de la source « monobulle » utilisée durant le leg-1 de la campagne SPIRAL, ainsi que la fenêtre de contrôle des 13 signaux sources synchronisés sur la première oscillation, sont illustrées respectivement dans les figures 2.10 et 2.11.

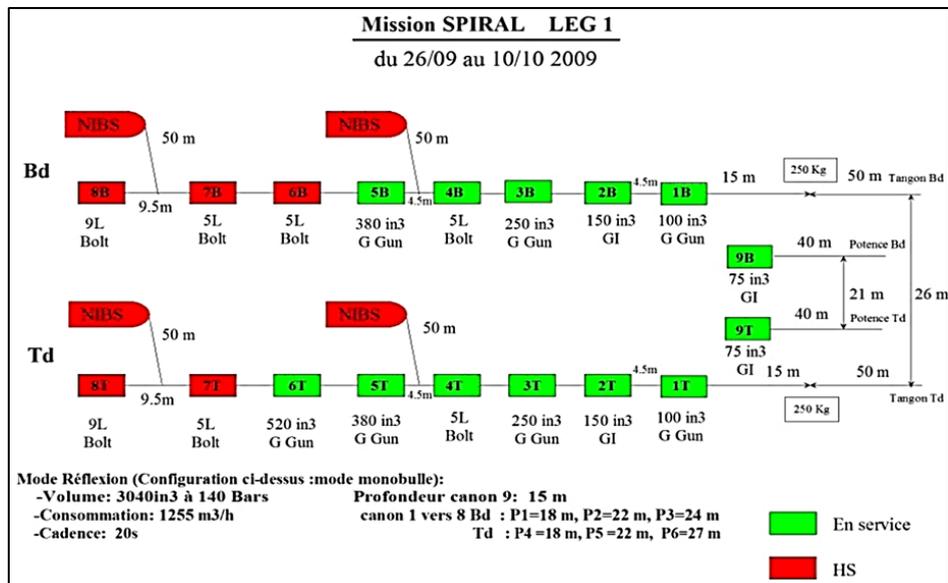


FIG. 2.10 : Caractéristiques techniques de la source "monobulle" SPIRAL durant le leg1. Seuls les canons représentés en vert étaient actifs pendant l'acquisition, les autres servant de lest et de canons de remplacement en cas de dysfonctionnement [23].

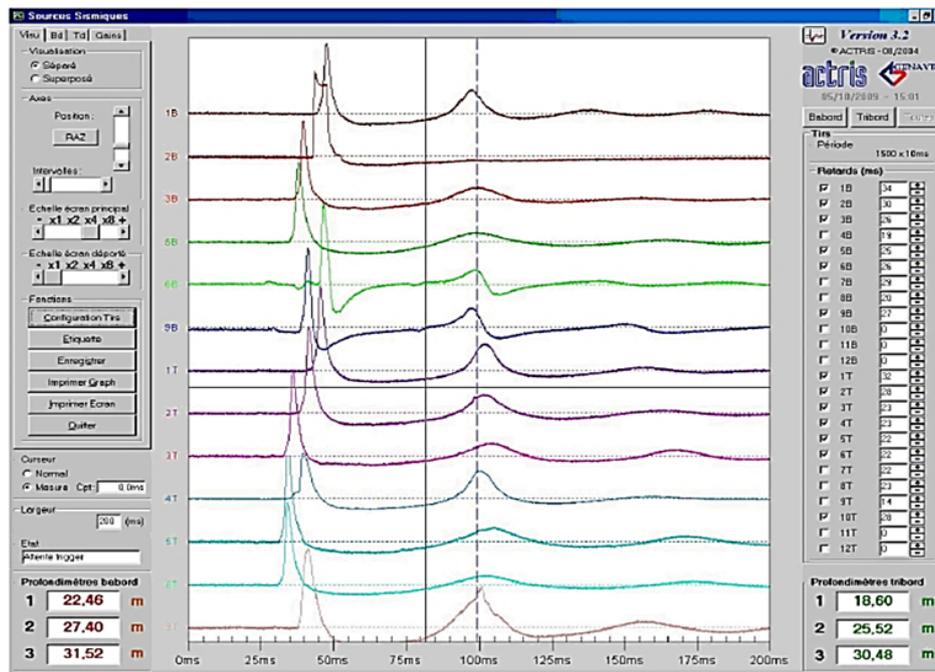


FIG. 2.11 : Fenêtre de contrôle des 13 signaux sources synchronisés sur la première oscillation après le pulse initial (trait en pointillés) [23].

2.3.1.4 Enregistrement

L'enregistrement des données sismiques au cours de la campagne SPIRAL est supervisé par le logiciel **ECOS**, qui assure la gestion des opérations d'acquisition en intégrant en temps réel les données de navigation. Ce système permet le déclenchement automatique et précis des tirs sismiques en fonction de la position du navire.

Le **laboratoire d'enregistrement SEAL**, version marine du système **SERCEL-SN408**, permet le suivi en temps réel de l'acquisition. Il offre une visualisation simultanée de la **géométrie de la flûte sismique** (notamment la position et la profondeur des sections actives via les « avions ») ainsi que du **signal enregistré** par chacune des **360** traces.

À chaque tir, les données sismiques sont captées par l'ensemble des **360** récepteurs de la flûte, avec un **échantillonnage toutes les 4 millisecondes** sur une **fenêtre d'écoute de 17 secondes** (réduite à **15 secondes** à partir du profil **Spi10**). Ce paramétrage permet de couvrir efficacement l'ensemble des réflexions, y compris celles provenant de grandes profondeurs. Les signaux sont ensuite **démultiplexés** et enregistrés au format standard **SEG-D** sur disque dur.

2.3.1.5. Contrôle de qualité et Binning

À bord du navire, les données sismiques brutes sont tout d'abord intégrées dans le logiciel **SISPEED**, développé par l'**IFREMER**. Ce logiciel joue un rôle essentiel dans trois étapes clés du traitement initial : - le contrôle qualité, - la correction de la navigation et - le binning des données.

- **Contrôle qualité**

Le logiciel permet d'évaluer la qualité des signaux enregistrés sur l'ensemble des **360** traces de la flûte. Il identifie les anomalies telles que les pertes du signal, les défauts de synchronisation ou la présence de bruit parasite, afin d'écarter les données défectueuses ou d'appliquer les corrections nécessaires.

- **Correction des données de navigation**

Les positions enregistrées par le **GPS** du navire, la **bouée de queue** et les capteurs magnétiques des *avions* (**birds**) sont recalculées pour reconstruire précisément la géométrie réelle de chaque tir. Cette étape garantit un positionnement fiable des sources et des récepteurs dans l'espace.

- **Binning**

Le **binning** consiste à regrouper les traces réfléchies vers un même point médian commun ou **CMP** (*Common Midpoint*). Ces points sont répartis régulièrement le long du profil sismique en fonction des positions corrigées des sources et des récepteurs. Dans le cas de la campagne SPIRAL (leg-1), un intervalle de binning de 6,25 mètres a été adopté, correspondant à la moitié de l'espacement entre deux récepteurs (12,5 m). Cette configuration permet une couverture dense des CMPs, améliorant ainsi la résolution de l'image sismique obtenue après empilement.

Les principaux paramètres d'acquisition et de traitement associés à cette phase sont présentés dans le tableau 2.2.

TAB. 2.2 : Paramètres d'acquisition et d'enregistrement des données SMT du **leg-1** [25].

| Paramètre | Valeur |
|--|----------------|
| Nombre de traces sur la flûte | 360 |
| Longueur des traces (m) | 12,5 |
| Distance entre tirs (m) | 50 |
| Vitesse du navire (nœud) | 4,85 |
| Cadence de tirs (s) | 20 |
| Volume de la source (in ³) | 3040 |
| Ordre de la couverture | 45 |
| Distance entre CMP (m) | 6,25 |
| Longueur d'écoute (s) | RL = 17 |
| Pas d'échantillonnage (ms) | SI = 4 |
| Format | SEG-D |

2.3.2 Acquisition de la sismique grand-angle

Dans le cadre de la campagne SPIRAL, des données de **sismique réfraction-réflexion grand-angle** ont été acquises le long des **cinq grands transects terre-mer**, traversant la côte nord de l'Algérie sur plus d'une centaine de kilomètres.

Ces profils ont pour objectif l'imagerie des structures profondes de la croûte, à la fois en mer et à terre.

- **Source sismique**

La source sismique utilisée pour l'acquisition des données de **sismique grand-angle (SGA)** dans le cadre de la campagne SPIRAL est communément appelée source

« **Pic** ». Elle a été spécifiquement conçue pour produire des ondes sismiques de forte puissance, adaptées à l'exploration des structures profondes de la croûte terrestre.

Contrairement à la configuration utilisée pour la **sismique-réflexion multitrace**, la source grand-angle doit permettre une meilleure pénétration des ondes dans le sous-sol et sur de longues distances.

La source « **Pic** » est composée de **8 canons** à air de **16 litres** et de **2 canons** de **9 litres**, soit un volume total de **146 litres** d'air comprimé. Cet assemblage permet de générer une onde de choc puissante, favorisant l'enregistrement de signaux clairs et profonds.

Les tirs sont espacés de **150 mètres** et réalisés à une fréquence d'**un tir par minute**, ce qui laisse suffisamment de temps aux compresseurs pour recharger les canons à une pression optimale, garantissant ainsi l'efficacité maximale de chaque impulsion [25]. Les principaux paramètres d'acquisition associés à cette configuration sont résumés dans le tableau 2.3.

TAB. 2.3 : Principaux paramètres d'acquisition du **leg2** [25].

| Paramètre | Valeur |
|--|-------------|
| Distance entre tirs (m) | 150 |
| Vitesse du navire (nœud) | 5 |
| Cadence de tirs (s) | 60 |
| Volume de la source (in ³) | 8909 |
| Débit compresseur (m ³ /h) | 1223 |
| Nombre de tirs | 489 |

Les canons à air sont **synchronisés** pour se **déclencher simultanément**, assurant une émission d'onde cohérente et concentrée. Cette configuration vise à produire une **forte amplitude** dans le **premier pic** du **signal sismique** (d'où le nom « **Pic** »), un élément essentiel pour une bonne localisation des temps d'arrivée des ondes.

Ce type de signal est appelé **minimum-phase**, car l'essentiel de l'énergie est concentré au début de l'onde, facilitant le traitement et l'interprétation des données. La figure 2.12 illustre la synchronisation des signaux sources, tandis que la figure 2.13 montre le système de contrôle utilisé à bord pour la surveillance de l'immersion et de la synchronisation de la source "Pic" durant le leg-2.

Cette configuration de la source « **Pic** » a été utilisée pour l'acquisition des profils **SGA**, notamment ceux qui se superposent aux profils **SMT** le long de la marge algérienne. Toutefois, des exceptions ont été observées sur les profils de Mostaganem et

d'Annaba, où une source « **monobulle** » a été utilisée à la place, en raison de conditions météorologiques défavorables ayant empêché la présence du navire de surveillance nécessaire au déploiement de la flûte [25].

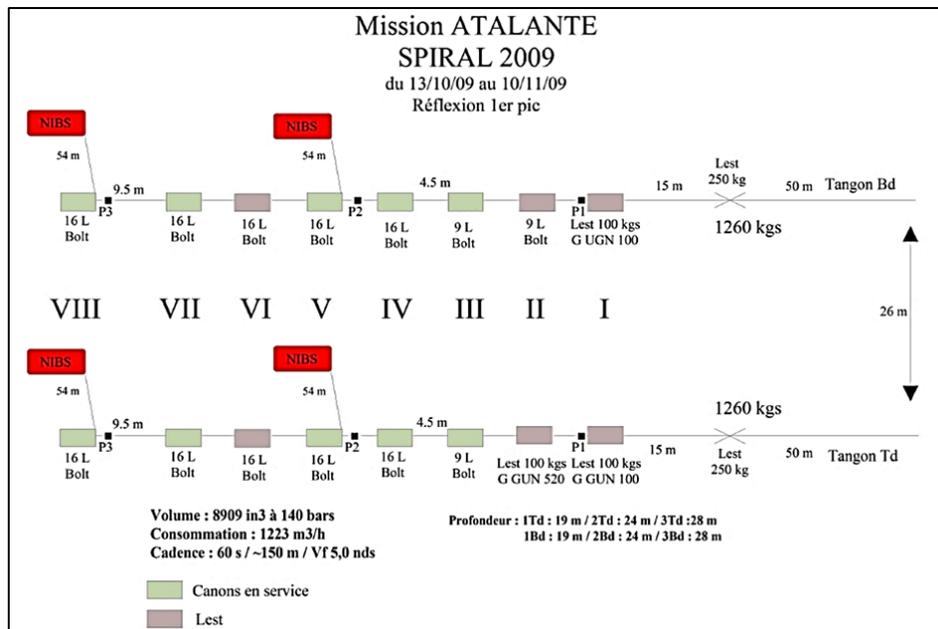


FIG. 2.12 : Fenêtre de contrôle des 13 signaux sources synchronisés sur la première oscillation après le pulse initial (trait en pointillés) [23]

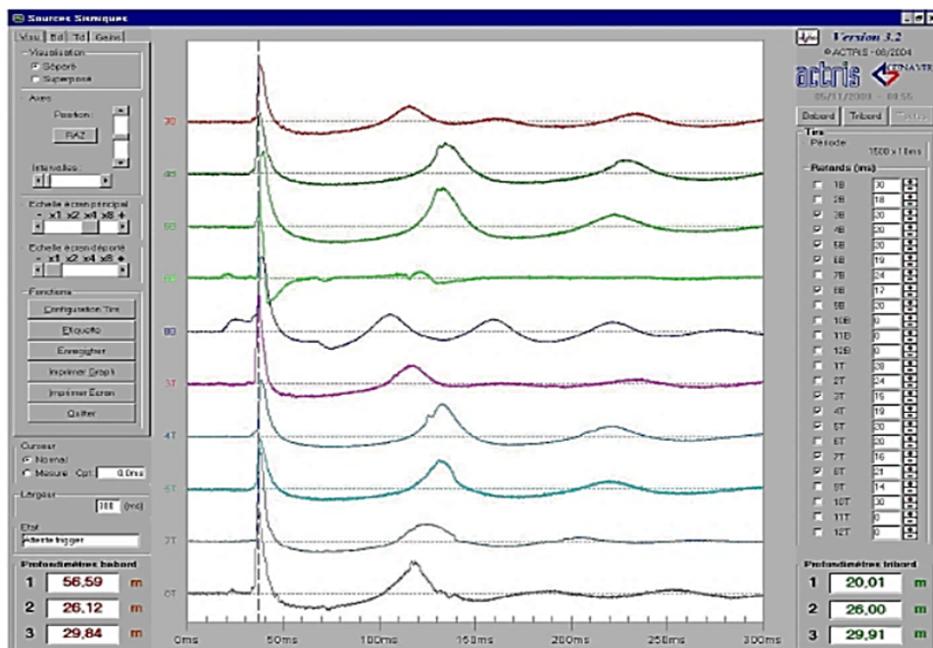


FIG. 2.13 : Fenêtre de contrôle Sources-Sismiques Actris-Contrôle de l'immersion et synchronisation de la source, tribord et bâbord pour la source "pic" utilisée pendant le leg2 [23]

Une configuration alternative de la source sismique a été mise en œuvre lors du **leg-2**

de la campagne SPIRAL, dans le but d'acquérir des profils **SMT** complémentaires. Cette **Configuration-3**, dérivée de la configuration utilisée pour la **sismique grand-angle**, exploite le réseau de canons dédié à cette dernière, tout en l'adaptant pour une acquisition **SMT** plus dense. Elle vise à **augmenter le degré de couverture** grâce à une **cadence de tir plus élevée**, optimisant ainsi l'échantillonnage spatial des réflexions.

La source était constituée de **5 canons de 16 litres** et **1 canon de 9 litres** configurés en mode « **Pic** », c'est-à-dire avec une **première impulsion du canon** synchronisée, favorisant un signal initial à forte amplitude. Cette approche, bien que différente du mode « monobulle », permettait de maintenir une bonne pénétration tout en accélérant le rythme d'acquisition [25].

Trois profils ont été acquis avec cette configuration durant le **leg-2**, dont le profil **SPI24**, situé dans le secteur de la **Grande Kabylie**. Cette adaptation technique a permis de compléter efficacement la couverture sismique initiale acquise pendant le **leg-1**. Les caractéristiques techniques précises de cette configuration alternative sont illustrées dans la figure 2.14.

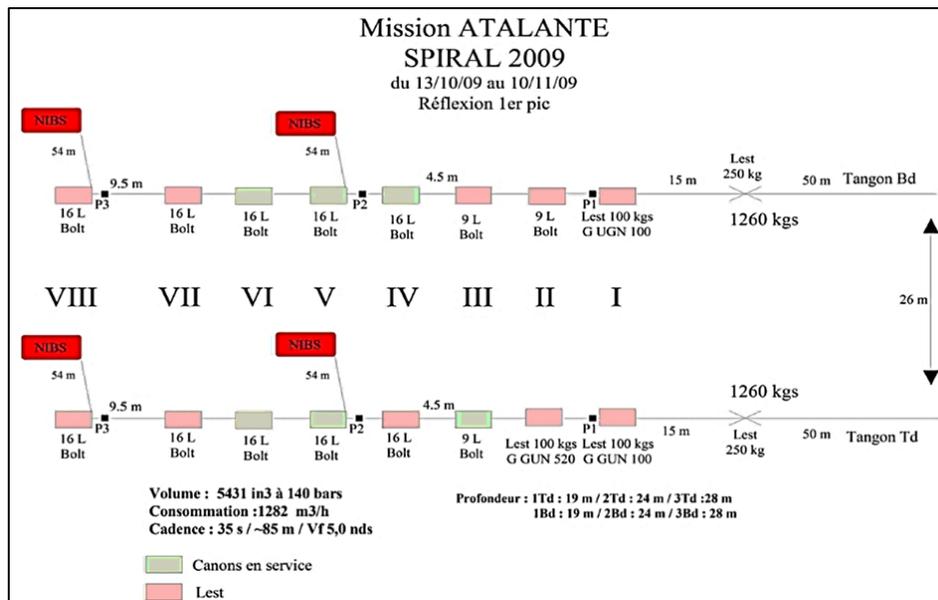


FIG. 2.14 : Caractéristiques techniques de la source utilisée pour l'acquisition des profils SMT complémentaires durant le leg2. Seuls les canons représentés en vert étaient actifs pendant l'acquisition, les autres servant de lest et de canons de remplacement en cas de dysfonctionnement [23]

• Récepteurs

Dans le cadre de l'acquisition sismique grand-angle menée lors de la campagne SPIRAL, deux catégories de récepteurs ont été utilisées afin d'enregistrer les signaux sismiques sur l'ensemble des profils :

- des capteurs fond de mer (**OBS**) pour la partie marine,
- des stations sismologiques portables pour la partie terrestre.

Ces instruments, disposés soit sur le fond marin soit sur le sol, sont conçus pour enregistrer les vibrations du sol dans les trois directions de l'espace : verticale et deux horizontales, permettant ainsi de capter les différentes composantes du mouvement sismique.

• Récepteurs en mer : OBS

Trois types d'**OBS** (**O**cean **B**ottom **S**eismometers) ont été utilisés lors de la campagne : **OldOBS**, **MicrOBS** et **MicrOBS+**, tous développés ou co-développés par l'IFREMER.

OldOBS (IFREMER)

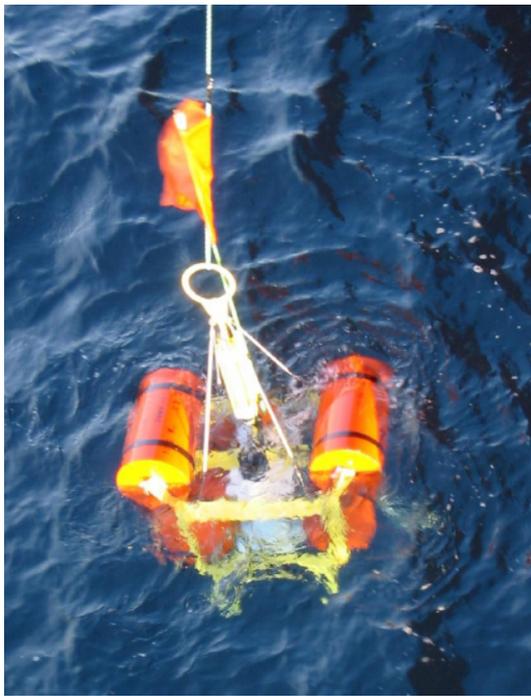
Les **OldOBS** sont des instruments robustes et volumineux, issus d'une collaboration entre le système électronique de **GEOMAR (SEND GmbH)** et la mécanique conçue par l'IFREMER. Chaque **OldOBS** est constitué d'un châssis en aluminium comportant deux cylindres :

- Le premier cylindre abrite l'électronique d'acquisition, le système de stockage (disques de **2 Go**) et les batteries.
- Le second cylindre contient le système de libération acoustique (**MORS**) ainsi que ses composants électroniques.

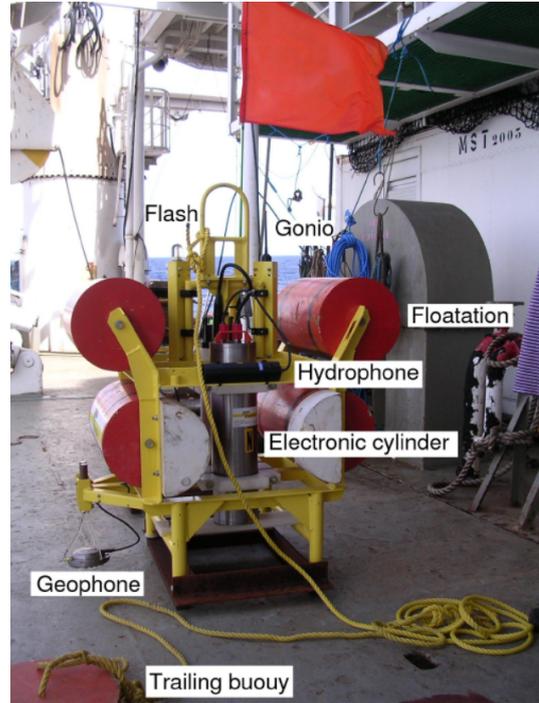
Les **OldOBS** sont équipés :

- d'un hydrophone externe de type **OAS-R2-PD**,
- d'un capteur tri-composant déporté (géophones **4,5 Hz**) reposant sur le fond marin.

Ils nécessitent une grue pour le déploiement, avec un poids total de **240 kg**, auquel s'ajoute un lest de **65 kg**. Ils possèdent une autonomie d'un mois en acquisition continue, une **profondeur maximale** de déploiement de **6000 m**, et sont équipés de **balises radio VHF** et de **flashes lumineux NOVATECH** pour leur récupération [24]. Figure 2.15 présente un OldOBS Ifremer lors du déploiement ainsi ainsi qu'une structure d'un OldOBS Ifremer [24].



(a)



(b)

FIG. 2.15 : (a) OldOBS Ifremer lors du déploiement, (b) Structure d'un OldOBS Ifremer [24]

| | |
|--------------------------------|--|
| Capteurs | 3 géophones déportés 4,5 Hz de KUM OAS E-2PD Hydrophone |
| Bandes passante | Géophones 4,5 Hz à 1000 kHz Hydrophone 4 Hz à 5 kHz |
| Analogique/Digital | Send MBS |
| Pas d'échantillonnage | 25-10000 Hz |
| Nombre de voies | De 1 à 4 |
| Précision de l'horloge | TCXO 5.10-8 synchronisation GPS pré et post-opérateur 10m, par analyse des ondes dans l'eau de tirs de surface en mode haute résolution |
| Positionnement de l'OBS | Par triangulation acoustique (12 kHz) 1° analyse a posteriori des ondes dans l'eau de tirs de surface Send MBS |
| Processeur | Continue |
| Stockage temporaire | Interface RS 232 MBS |
| Mode d'acquisition | |
| Acquisition | |
| Stockage | 4 cartes de mémoire de 1 à 2 Go |
| Consommation | ~1300 mW pour 4 canaux à 250 échantillons par seconde |
| Autonomie | 1 mois en acquisition continue (piles Lithium) |
| Energie | Piles Lithium ou Alcalines 19 V |
| Conteneur étanche | Cylindre titane |
| Poids | OldOBS 240 kg / Lest 65 kg |
| Profondeur maximale | 6000m Commandes de libération Acoustique et largeur Ixsea AR 671 CE Commandes de libération Largueur mécanique |
| Méthode récupération | Aides à la récupération Goniométrie par balise radio VHF interne Novatech OEM Lampes à éclats (flashes internes) Novatech OEM |

FIG. 2.16 : Les caractéristiques techniques des OldOBS Ifremer [24]

• **MicrOBS et MicrOBS+ (IFREMER)**

Les **MicrOBS** sont des **OBS** de nouvelle génération, conçus pour être plus compacts et faciles à manipuler. Toute l'électronique (acquisition, stockage, alimentation, systèmes de récupération) est intégrée dans une sphère en verre de **13 pouces (33 cm)**, pesant **20 kg**, avec un lest de **20 kg** ajouté lors de la mise à l'eau.

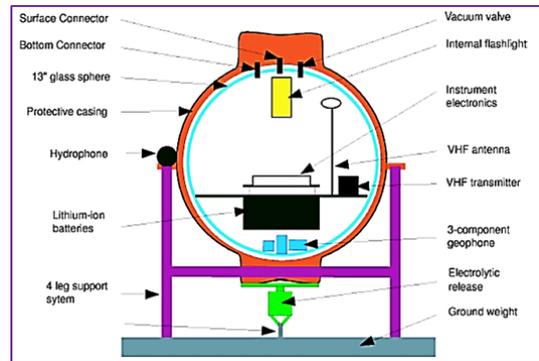
Ils sont équipés :

- d'un hydrophone large bande **HTI-90-U** monté à l'extérieur de la sphère,
- d'un capteur tri-composantes interne (géophones **4,5 Hz**).

L'ensemble est étanche grâce à une conception soignée de la sphère, utilisant la pression extérieure et un vide partiel. La récupération des données se fait via une interface **USB 1.1**, évitant l'ouverture en mer. Leur autonomie est de **7 jours** d'acquisition continue, pour une immersion pouvant durer jusqu'à **14 jours**, à une profondeur maximale de **5000 m** [24].



(a)



(b)

FIG. 2.17 : (a) MicroOBS sur le pont de l'Atalante, (b) Coupe schématique d'un MicroOBS [24]

Les **MicroOBS+**, versions améliorée dispose de batteries supplémentaires et d'une mémoire étendue à **4 Go**, permettant un déploiement de **4 semaines**, dont **2 semaines** d'enregistrement actif. Elle est contenue dans une sphère de **15 pouces (38 cm)**.

Tous les **OBS** utilisent une libération acoustique, avec un système de secours par **électrolyse** en cas d'échec du déclenchement principal. La figure 2.18 résume les caractéristiques techniques des modèles MicroOBS et MicroOBS+.

| | |
|--------------------------------|---|
| Capteurs | 3 géophones internes 4,5 Hz Hydrophone High Tech broad band HTI-90-U |
| Bandes passante | Géophones 4,5 Hz à 1000 kHz Hydrophone 4 Hz à 15 kHz |
| Analogique /Digital | Cirrus Logic CS5372 24 bits & DSP CS 5376 |
| Pas d'échantillonnage | 31.25, 62.5, 100, 125, 250, 500, 1000 Hz |
| Nombre de voies | De 1 à 4 |
| Précision de l'horloge | TCXO & *8 10-8 synchronisation GPS pré et post-opérateur 10m, par analyse des ondes dans l'eau de tirs de surface en mode haute résolution |
| Positionnement de l'OBS | Par triangulation acoustique (12 kHz) 1° analyse a posteriori des ondes dans l'eau de tirs de surface |
| Processeur | Persistor CFII Motorola CPU68332 |
| Stockage temporaire | Continue |
| Mode d'acquisition | Interface USB 1.1 pour relecture sans ouverture du conteneur |
| Acquisition | |
| Stockage | 2 Go (capacité > possible) carte mémoire «flash» |
| Consommation | ~700 mW pour 4 canaux à 200 échantillons par seconde |
| Autonomie | 7 jours en acquisition continue / 14 jours immersion |
| Energie | Rechargeable Lithium-ion (SAFT) 14.4v 16.5 A/H Cylindre titane |
| Conteneur étanche | 13 inch glass sphere |
| Poids | MicrOBS 20 kg / Lest 17 kg |
| Profondeur maximale | 5000m Commandes de libération Acoustique micrOBS (Brevet Auffret/Pelleau #212159, 10/02/2002) Libération de secours en fin de campagne préprogrammé Commandes de libération Largueur mécanique par électrolyse |
| Méthode récupération | Aides à la récupération Goniométrie par balise radio VHF interne Novatech OEM Lampes à éclats (flashes internes) Novatech OEM |

FIG. 2.18 : Les caractéristiques techniques des MicrOBS et MicrOBS+ IFREMER [24]

2.4 Synthèse des données utilisées

L'ensemble des données sismiques utilisées pour cette étude sont des données **2D** acquises par la campagne **SPIRAL** et **SONATRACH** (campagne AL-WG-00-02). Il s'agit de données profondes **SMT**, localisées dans le secteur de la **Grande Kabylie**, récapitulées et illustrées ci-dessous sur la Figure 2.19.

Deux types de profils sont concernés :

- Quatre profils de sismique-réflexion multitrace SMT 360 : SPI09, SPI10, SPI11 et SPI24, acquis dans le cadre de la campagne **SPIRAL** 2009.
- Quatre profils de sismique-réflexion pétrolière : AL-WG-01, AL-WG-02, AL-WG-115 et AL-WG-123, acquis dans le cadre de la campagne AL-WG-00-02 menée par **SONATRACH**.

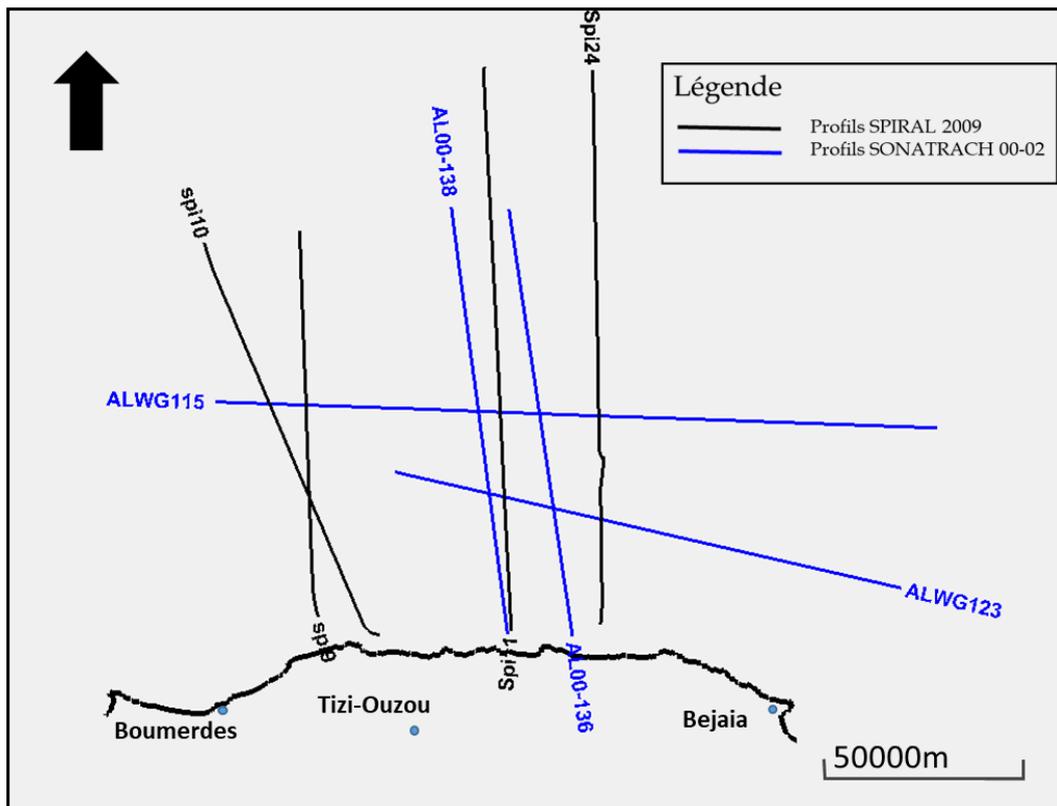


FIG. 2.19 : Plan de position des données de lignes sismiques disponibles dans la région de la Grande Kabylie

2.5 Analyse des données de puits offshore

2.5.1 Description des forages et puits

L'offshore algérien demeure largement sous-exploré tant du point de vue géologique que pétrolier. À ce jour, seuls quatre forages y ont été réalisés. Trois d'entre eux résultent d'une collaboration entre **Sonatrach** et **Total**, à savoir – d'Ouest en Est – deux forages de type **Core-Drill**, « ARZEW-1 » et « ALGER-1 », ainsi qu'un forage profond, « HABBIBAS-1 ».

Un quatrième forage, indépendant de cette association, a été effectué en 1978 dans le cadre du programme **Deep Sea Drilling Project (DSDP)**, au site **371 (Leg42)**. Ce **Core-Drill**, foré à plus de 2700 mètres de profondeur d'eau, est situé dans le bassin algérien, au large de la baie de Bejaïa. La figure 2.20 présente les principales caractéristiques techniques des quatre forages réalisés sur la marge offshore algérienne.

| Année | Zone | Tranche d'eau (m) | Emplacement | TD (m) | Objectif | Age des séries traversées |
|-------|-----------------|-------------------|------------------------------|--------|---------------------------|---|
| 1974 | Alger (Alg-1) | 99.9 | Teledyne 68 ligne 43 sp 85 | 1205 | Stratigraphique | Quaternaire Pliocène Miocène |
| 1974 | Arzew (Arz.1) | 127 | Teledyne 68 ligne 43 sp 168 | 1034 | Stratigraphique | Quaternaire Pliocène Miocène |
| 1977 | Habibas (Hbb-1) | 923 | Western 76 ligne Al 14 sp 27 | 4496.5 | Stratigraphique pétrolier | Quaternaire Pliocène Miocène Socle |
| 1978 | Bejaia DSDP-371 | 2750 | Profil IFP – CNEXO. J 103 | 551 | Stratigraphique | Quaternaire Pliocène Miocène |

FIG. 2.20 : Les principales caractéristiques des forages effectués sur la marge offshore algérienne [18]

D'un point de vue pétrolier, ces forages n'ont pas permis de mettre en évidence de gisements exploitables. Néanmoins, ils ont fourni des données géologiques ponctuelles. Ces dernières, bien que précieuses, ne peuvent être généralisées à l'ensemble du bassin algérien, en raison du contexte géologique spécifique de chaque site, de la nature des séries traversées et des profondeurs atteintes.

À l'exception du forage **DSDP-371**, implanté au large de la marge orientale de l'offshore algérien, correspondant au prolongement sud du bassin Provençal [66], les autres puits sont concentrés à l'ouest d'Alger, sur le plateau de la marge occidentale. Plus précisément, « ARZEW-1 » se situe dans la baie d'Arzew, « ALGER-1 » dans la baie ouest d'Alger, tandis que le puits « HABBIBAS-1 » a été foré au large des îles Habibas, sous une tranche d'eau d'environ **923 mètres**.

• DSDP-371

Le forage **DSDP-371** a été réalisé en **1978** dans le cadre du **Deep Sea Drilling Project (DSDP, Leg-42A)**, au large de la baie de Bejaïa, dans le bassin algérien. Il est implanté sur le flanc d'un haut structural du socle. Ce **Core-Drill** a permis de traverser **551 mètres** de sédiments, dont une partie a été récupérée à travers huit carottes. Toutefois, l'épaisseur totale carottée ne correspond pas à la totalité des sédiments forés, certaines sections n'ayant pas pu être récupérées, en raison des limitations techniques et technologiques de l'époque.

Le forage n'a atteint que **cinq mètres** de sédiments du Messinien avant d'être abandonné, les équipements disponibles ne permettant pas de forer efficacement les évaporites sous une colonne d'eau de **2792 mètres**. Cette contrainte technique majeure a limité l'exploration de la série messinienne, pourtant considérée comme stratégique pour la compréhension de l'histoire géologique récente de la Méditerranée.

Malgré son abandon précoce, ce forage a permis d'établir une colonne sédimentaire représentative des terrains traversés, basée sur les carottes extraites. Celle-ci est essentiellement composée de deux grandes unités lithostratigraphiques, définies selon la classification de [67] dans le bassin d'Alboran : l'**unité-I** et l'**unité-II**, chacune subdivisée en deux sous-unités. La **sous-unité IIA** représente à elle seule la quasi-totalité des sédiments carottés par le **DSDP-371**.

Ces dépôts sédimentaires sont riches en informations paléogéographiques et sédimentologiques, offrant ainsi un aperçu très précieux sur l'évolution du bassin algérien durant le **Néogène**. La figure 2.21 résume les unités géologiques traversées par le forage DSDP-371.

| Sous-unité | N° Carotte | Profondeur fond marin (m) | lithologie | Epaisseur (m) | Âge |
|------------|------------|---------------------------|---|---------------|-------------------------|
| I.a | 1-7 | 0 - 539 | Boues calcaires et calcaires argileux avec des intercalations de grès et de silts | 539 | Quaternaire et Pliocène |
| I.b | 8 | 539 - 545 | Grès carbonatés | 6 | |
| II.a | | 545 - 548.5 | Anhydrites avec des passées de calcaires dolomitiques | 2.5 | Messinien |
| II.b | | 548.5 - 551 | Calcaires dolomitiques gréseux et silteux | 2.5 | |

FIG. 2.21 : Résumé des caractéristiques géologiques des formations traversées par le DSDP-371 [18]

2.6 Conclusion

Ce chapitre présente les méthodes géophysiques utilisées en exploration offshore, en mettant l'accent sur la sismique réflexion multitrace et les campagnes géophysiques réalisées. Ces techniques permettent d'imager les structures profondes. Dans ce contexte, le chapitre suivant abordera la méthodologie d'interprétation sismique appliquée à l'analyse de ces données

Chapitre 3

MÉTHODOLOGIE ET INTERPRÉTATION SISMIQUE

Introduction

Dans le contexte de la marge algérienne, et plus particulièrement au large de la Grande Kabylie, l'interprétation des profils sismiques disponibles a permis de déduire l'architecture générale du bassin. Cette analyse s'appuie sur les unités acoustiques définies le long de la marge algérienne et celle des bassins adjacents, telles que décrites dans des travaux antérieurs, ainsi que sur des études réalisées dans le bassin de la Méditerranée occidentale. Cependant, un événement majeur, identifié par la crise de salinité messinienne (MSC), survenue entre 5,96 et 5,32 Ma, constituant un excellent marqueur chronostratigraphique, où les dépôts et surfaces associés à cet événement sont clairement identifiables, grâce à leur géométrie et faciès remarquables, dans les unités acoustiques d'âge Miocène.

L'objectif principal de ce chapitre est de présenter la méthodologie d'interprétation sismique adoptée, en détaillant l'importation des données dans le logiciel Petrel, l'identification des réflecteurs et horizons, ainsi que la mise en évidence des structures géologiques.

3.1 Généralités sur l'interprétation sismique

L'interprétation sismique est une étape fondamentale dans l'analyse des structures géologiques sous-marines, notamment dans l'exploration des hydrocarbures. Elle permet

de transformer les données sismiques brutes en informations géologiques qui s'avèrent très précieuses, mettant en lumière les réflecteurs, les horizons stratigraphiques et les éléments tectoniques structurants tels que les failles et les plis. Dans le cadre de l'exploration des marges continentales, l'interprétation sismique constitue une base essentielle pour comprendre l'architecture géologique du sous-sol et localiser les zones à fort potentiel d'hydrocarbures [68].

Dans le cadre de cette étude, les données sismiques ont été traitées à l'aide du logiciel *Petrel*, un outil informatique spécialisé, permettant une manipulation aisée pour le traitement des profils sismiques. Ce logiciel facilite le pointage des horizons et la création de cartes isochrones ou isopaques. Grâce à ses fonctionnalités, il est possible d'intégrer et de visualiser simultanément les données géologiques et géophysiques, ce qui en fait un outil performant pour l'interprétation sismique. Cependant, les données traitées peuvent être utilisées dans tous les logiciels du type : Kingdom-suite et QGIS.

Un autre aspect essentiel de l'interprétation sismique est la stratigraphie séquentielle, dérivant de la stratigraphie sismique développée dans les années 1970. Cette méthode repose fondamentalement sur l'analyse géométrique des réflexions sismiques destinée à la reconstitution de l'histoire sédimentaire d'un bassin par l'identification des séquences sismiques constituant les unités de dépôt liées à des cycles de variation du niveau marin. Ces séquences sont délimitées par des surfaces de discontinuité (discordances, non-dépôts), et leurs caractéristiques géométriques (onlap, downlap, toplap, troncature d'érosion) permettent une adéquate interprétation géologique [69].

3.2 Présentation du logiciel PÉTREL

Petrel est un logiciel développé initialement en 1998 par la société norvégienne *Technoguide*, puis racheté en 2002 par *Schlumberger*, qui assure depuis tous les projets de développement et de commercialisation relatifs à ce logiciel. De nos jours, ce logiciel est largement reconnu pour ses performances éprouvées, notamment dans la fiabilité de ses résultats en réponse aux exigences de la réalité du terrain. Il est destiné aux experts géoscientifiques et aux ingénieurs, leur permettant d'analyser, de modéliser et d'interpréter les données du sous-sol depuis la phase d'exploration jusqu'à celle de la production. Plus de détails seront développés dans le prochain chapitre sur *Petrel*.

Utilisation dans le cadre de notre étude :

Les données sismiques acquises lors des campagnes **SPIRAL 2009** et **Sonatrach** ont été importées et interprétées sur une station de travail utilisant le logiciel *Petrel*. Le

logiciel a permis de :

- Importer et visualiser les profils sismiques multitraces ;
- Pointer les réflecteurs sismiques majeurs et tracer les horizons stratigraphiques ;
- Identifier les structures géologiques telles que les failles, plis et anticlinaux ;
- Réaliser des cartes isochrones et isopaques à partir des horizons interprétés ;
- Construire un modèle structural 3D pour la modélisation du sous-sol ;
- Estimer les volumes piégés et effectuer une première évaluation du potentiel pétrolier.

Les données traitées restent compatibles avec d'autres plateformes telles que **Kingdom Suite™** ou **QGIS**, ce qui permet une bonne continuité d'analyse dans divers systèmes d'environnements logiciels.

Les principaux avantages de ce logiciel sont :

- L'élimination des problèmes d'importation et d'exportation de données, en intégrant tous les outils dans une même application.
- Un contrôle de qualité instantané de toutes les données 3D grâce à la possibilité d'une visualisation.
- Une mise à jour immédiate grâce à la prise en compte des données récentes, ce qui entraîne une prise de décision plus fiable et plus rapide.
- La possibilité de transférer les données à n'importe quelle application Windows.

3.3 Méthodologie d'interprétation sismique

3.3.1 Choix des horizons

En observant une section sismique, l'interprétant sélectionne tout d'abord certains horizons réflecteurs remarquables qui sont définis à partir des objectifs pétroliers à l'aide de la fiche stratigraphique et de la qualité de la réponse sismique, dont le caractère et la continuité latérale se conservent sur un grand nombre de traces.

Le choix des horizons dans notre région d'étude est porté sur leur intérêt pétrolier dans la région et la qualité de la réponse sismique, du moment qu'ils représentent les toits des réservoirs probables. Dans notre cas d'étude, les horizons à cartographier choisis sont :

- Fond marin ;
- Discontinuité messinienne ;
- Base des sels ;
- Tortonien (Miocène) ;
- Le socle acoustique.

3.3.2 Pointé des horizons

Lors de l'interprétation sismique, la corrélation des réflecteurs représente une étape clé. Elle consiste à identifier un horizon repère, généralement marqué par un fort réflecteur, et à le suivre de manière cohérente à travers l'ensemble des sections sismiques couvrant la zone d'étude. Cette opération s'effectue directement sur la station de travail, où l'interprétant suit les horizons repères en se basant sur deux critères principaux :

- les caractéristiques du signal réfléchi : fréquence, phase et amplitude ;
- la continuité des réflexions, indiquant interruptions, failles ou variations de faciès.

La corrélation du réflecteur correspondant au **Sea Floor** s'est révélée relativement simple grâce à la forte réflectivité et à la bonne continuité de cet horizon sur toute la section (Figure 3.1) .

En revanche, le suivi de la **Discontinuité Messinienne** et de **la base du sel** s'est avéré plus complexe. En effet, la présence des sels provoque des perturbations dans la continuité des réflecteurs en profondeur, ce qui rend leur interprétation plus délicate. De plus, les variations lithologiques (passage de couches évaporitiques à des sédiments plus classiques) modifient le caractère des réflexions sismiques (amplitude, phase, fréquence), ce qui complique davantage la corrélation.

Le **Miocène Tortonien** présente une continuité modérée, bien que des interruptions locales soient observées, probablement liées à des structures tectoniques telles que des failles ou à des variations de faciès sédimentaires. Le **Basement**, quant à lui, se caractérise par une réflectivité plus diffuse et discontinue, ce qui rend sa corrélation difficile, surtout dans les zones à faible rapport signal-bruit.

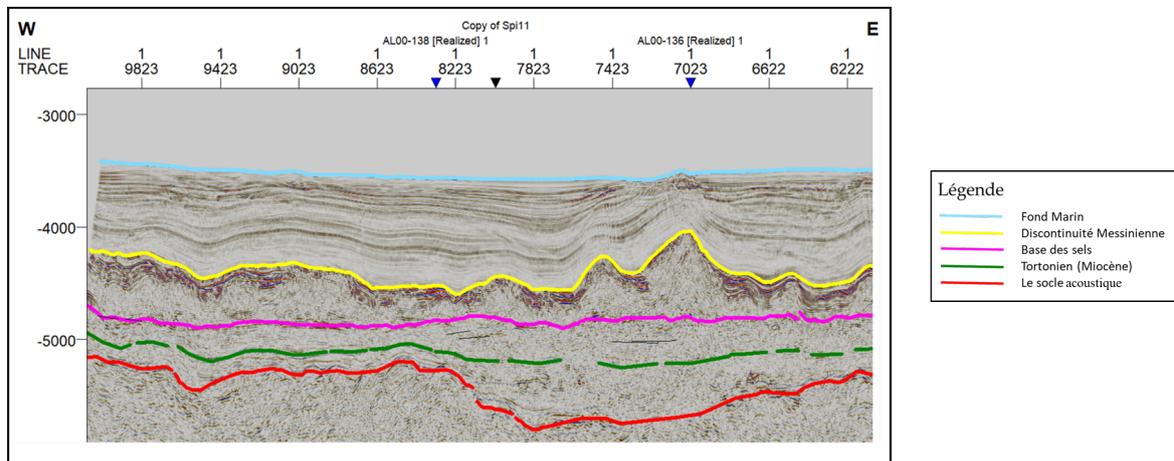


FIG. 3.1 : Pointé des principaux horizons sur une section sismique offshore de la marge algérienne (capture de notre manipulation sur Petrel)

À la fin de cette étape de corrélation, une première image de la structuration géologique du sous-sol marin est obtenue, ce qui permet d'identifier les grandes structures géologiques, telles que les **anticlinaux**, les **synclinaux**, ou encore des éléments structurants comme les **failles normales** ou **failles inverses**, susceptibles de jouer un rôle clé dans les processus de migration, d'accumulation et de piégeage des hydrocarbures.

Dans ce type d'interprétation, le critère principal repose sur la **variation de couleur** des horizons tracés, où chaque teinte correspond à une profondeur précise. La **variation topographique** des réflecteurs se traduit donc par une modification des couleurs, offrant ainsi une lecture directe des structures géologiques sous-jacentes.

3.3.3 Identification des failles

L'un des objectifs majeurs de l'interprétation structurale a été de dégager une image d'ensemble des failles les plus significatives affectant les horizons étudiés. Ces failles ont été repérées à partir des déplacements nets des terminaisons d'horizons sismiques, ainsi que par l'observation des caractéristiques morphologiques associées telles que les ruptures de pente, les dépressions ou encore les variations d'amplitude de réflexions.

Dans un premier temps, l'analyse s'est appuyée sur la visualisation en 2D des horizons corrélés. La présence d'une faille se manifeste alors par un changement brutal de couleur, ou par une altération géométrique du plan d'horizon, notamment pour les grandes failles (Figure 3.2). De plus, un changement de caractère dans la réflexion sismique ou une discontinuité marquée constitue un indicateur fiable de la présence d'une faille.

Le repérage précis des failles a été effectué à travers l'analyse détaillée de l'ensemble des sections sismiques disponibles. Ce travail de pointé a permis de suivre l'évolution latérale de chaque faille et de construire un réseau de discontinuités pour chaque niveau stratigraphique.

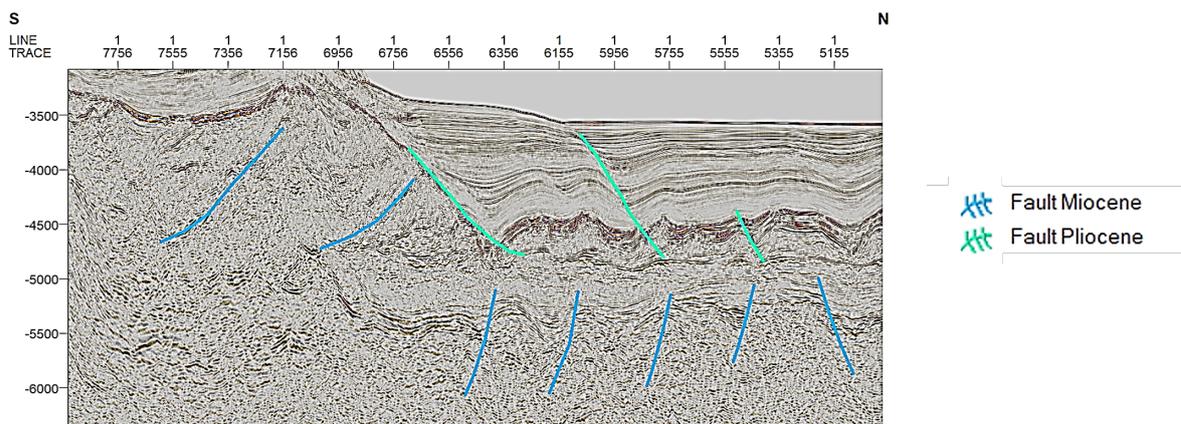


FIG. 3.2 : Pointé des failles sur une section sismique (Capture de notre manipulation sur Petrel)

3.4 Conclusion

Après l'identification et l'interprétation des horizons cibles ainsi que des failles qui les affectent, l'interprétation structurale se poursuit avec l'élaboration de cartes en isovaleurs. Ces cartes permettent de visualiser l'évolution spatiale des structures géologiques au sein de notre zone d'étude. Elles jouent un rôle déterminant dans la mise en évidence des configurations structurales favorables à l'accumulation et au piégeage d'hydrocarbures, en l'occurrence les pièges potentiels.

Cette phase finale de l'interprétation structurale fera l'objet d'une présentation détaillée dans le chapitre suivant.

Chapitre 4

PRÉSENTATION ET MANIPULATION DU LOGICIEL PETREL POUR L'INTERPRÉTATION DES DONNÉES SISMIQUES

Introduction

Petrel est un logiciel fonctionnant sous **environnement Windows**, conçu pour intégrer un ensemble de **processus** permettant la construction d'un **modèle géologique**.

Grâce à son intégration fluide des outils géologiques, géophysiques et technologiques, Petrel offre **la possibilité de réaliser des interprétations sismiques 2D et en 3D**. Il permet d'importer et de manipuler directement les **données sismiques** facilitant ainsi l'analyse structurale et stratigraphique.

Le logiciel dispose également d'une **bibliothèque riche en attributs sismiques**, utiles pour **l'identification d'indicateurs d'hydrocarbures**.

4.1 Interface de Petrel et principales fonctionnalités

L'interface utilisateur de Petrel est conçue de manière intuitive pour faciliter la manipulation des données et la gestion des différentes étapes du flux de travail. Elle se compose de plusieurs éléments principaux, répartis entre la fenêtre d'affichage, les volets de navigation et diverses barres d'outils et d'informations (Figure 4.1).

Petrel propose par ailleurs un **ensemble d'outils** dédiés à l'interprétation, à la modélisation et à la simulation des structures géologiques et des réservoirs. Ces fonctionnalités incluent notamment :

- **Interprétation sismique 2D et 3D** : visualisation et interprétation des données sismiques sous forme de cubes **SEG-Y** et **ZGY**.
- **Seismic Volume Rendering** : rend le volume sismique plus ou moins transparent, facilitant l'interprétation des structures.
- **Extraction automatique des failles (Ant Tracker)** : module avancé permettant la détection automatique des failles.
- **Petrel Geobody** : outil d'interprétation volumique isolant les corps géologiques dans le modèle.
- **Modélisation géologique et simulation 3D** : construction de grilles 3D incluant failles et surfaces érosives.
- **Gridding 3D** : cartographie 3D fidèle des surfaces structurales.
- **Visualisation 3D des données multi-sources** : immersion en réalité virtuelle pour une meilleure analyse.
- **Modélisation des propriétés 3D** : basée sur des données de diagraphies et des méthodes stochastiques ou déterministes.

4.2 Éléments principaux de l'interface Petrel

1. Fenêtre d'affichage (Display Window)

C'est la zone centrale où sont visualisés les objets du projet. Ces objets peuvent être des données sismiques, des données de puits, des grilles, des surfaces, ou des modèles 3D. Petrel permet d'ouvrir simultanément plusieurs fenêtres (2D, 3D, coupes verticales, etc.), offrant ainsi une visualisation comparative ou complémentaire selon les besoins.

2. Panneaux de l'explorateur Petrel (Petrel Explorer Panes)

Ces volets organisent l'ensemble des éléments du projet, divisés en plusieurs sections :

- **Entrée (Input)** : contient toutes les données importées (sismiques, diagraphies, coordonnées, etc.).
- **Modèles (Models)** : stocke les modèles créés dans Petrel, notamment les surfaces, les grilles et les propriétés simulées.
- **Résultats (Results)** : filtre dédié aux résultats de simulation, analyses de volumes, courbes de production, etc.
- **Processus (Processes)** : liste des processus disponibles dans Petrel, présentés dans l'ordre logique de traitement.
- **Workflows** : regroupe les workflows insérés depuis le menu « Insérer », modifiables via l'éditeur de workflows.
- **Cases** : stocke tous les cas de simulation et les variantes volumétriques.
- **Windows** : contient les fenêtres ouvertes (interprétation sismique, affichage 3D, coupes, etc.).

3. Barre d'outils

Elle regroupe des raccourcis vers les outils essentiels pour l'interprétation, la modélisation, la visualisation ou l'analyse. Elle s'adapte en fonction du contexte et du type de données sélectionnées.

4. Barre de menu

Située en haut de l'interface, elle donne accès à toutes les fonctionnalités du logiciel, classées par catégories : fichier, édition, affichage, modélisation, géophysique, simulation, etc.

5. Barre de fonctions

Associée au volet Processus, elle présente les outils disponibles pour le processus actif, facilitant la configuration des étapes de modélisation ou d'interprétation.

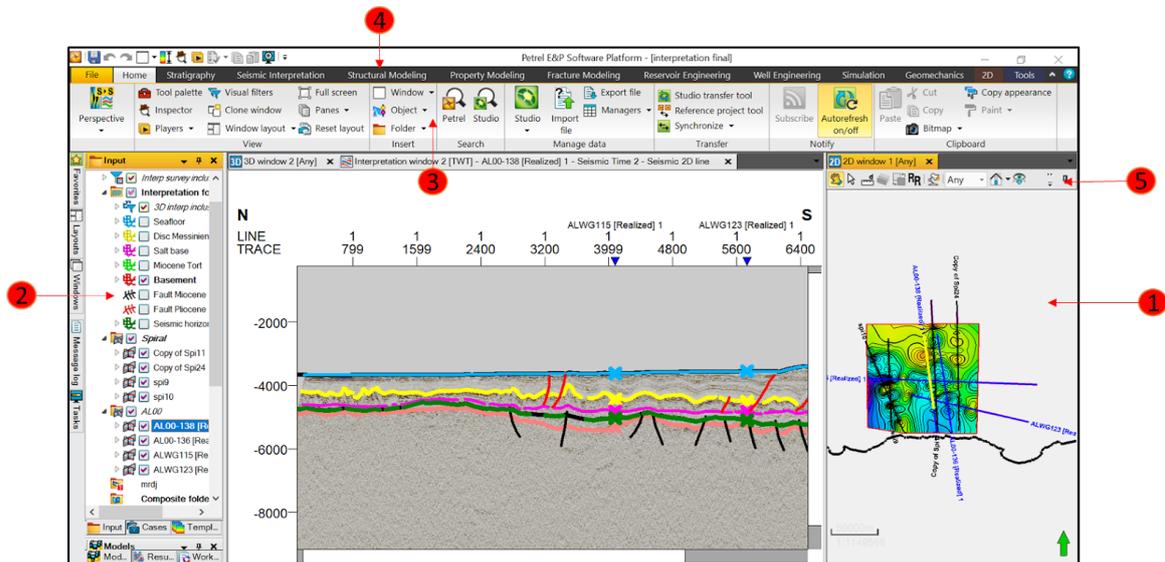


FIG. 4.1 : Interface du Petrel, (Petrel 2017)

4.3 Étapes d'interprétation sismique sur petrel

4.3.1. Création d'un nouveau projet

La création d'un nouveau projet constitue l'étape initiale indispensable à toute interprétation. Elle s'effectue via le menu **File**, en sélectionnant l'option **New Project** (Figure 4.2).

4.3.2. Introduction des paramètres de la zone d'étude

Avant de débuter le travail sur **Petrel**, il est essentiel de définir les informations relatives à la zone d'étude, notamment le système de coordonnées à utiliser. Pour cela, il faut se rendre dans le menu **File**, puis cliquer sur **Project Setup**, puis sur **Project Settings**. On y sélectionne le fuseau horaire ou la projection correspondant à la région d'étude, ainsi que les unités des grandeurs physiques (distance, temps, profondeur, etc.) à appliquer à l'ensemble du projet (Figure 4.3).

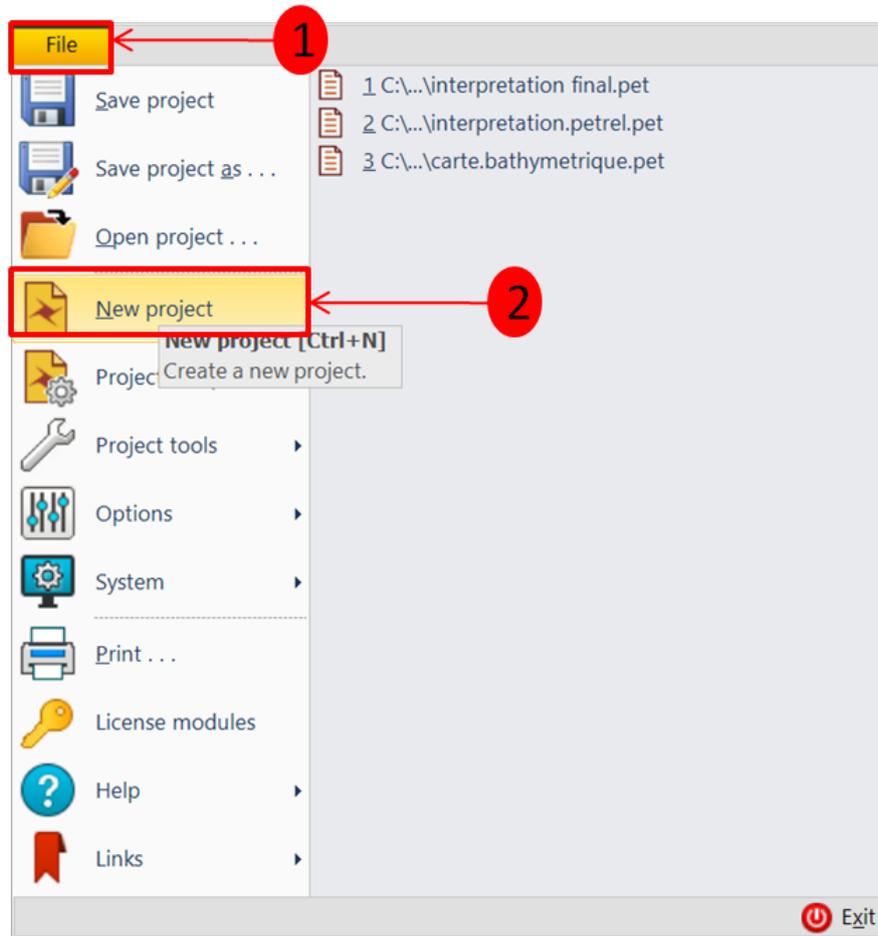


FIG. 4.2 : Création d'un nouveau projet (Petrel 2017)

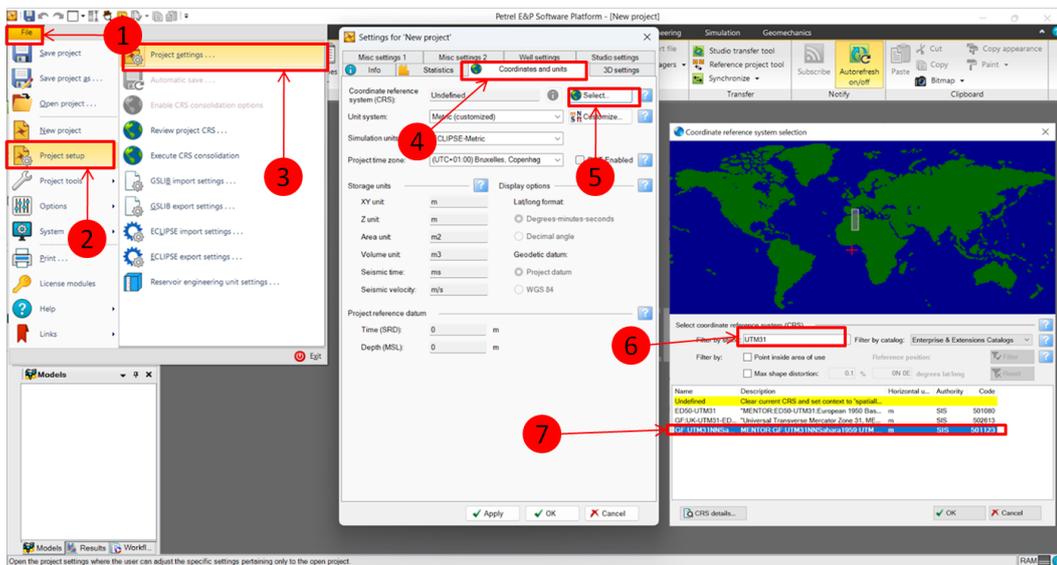


FIG. 4.3 : Choix du système de projection (Petrel 2017)

4.3.3. Insertion d'un nouveau dossier d'étude sismique (New Seismic Survey)

Avant d'importer les données sismiques, il est recommandé de créer des dossiers dédiés à l'interprétation afin d'organiser les données de manière structurée. Pour cela, dans la barre de menu, aller dans **Folder**, puis cliquer sur **New Seismic Main Folder**. Un dossier nommé **Seismic** est alors créé dans la fenêtre **Input**. En cliquant avec le bouton droit sur ce dossier, sélectionner ensuite **New Seismic Survey**; un nouveau dossier nommé **Survey1** apparaît, que l'on peut renommer afin de refléter le nom du profil sismique traité (Figure 4.4).

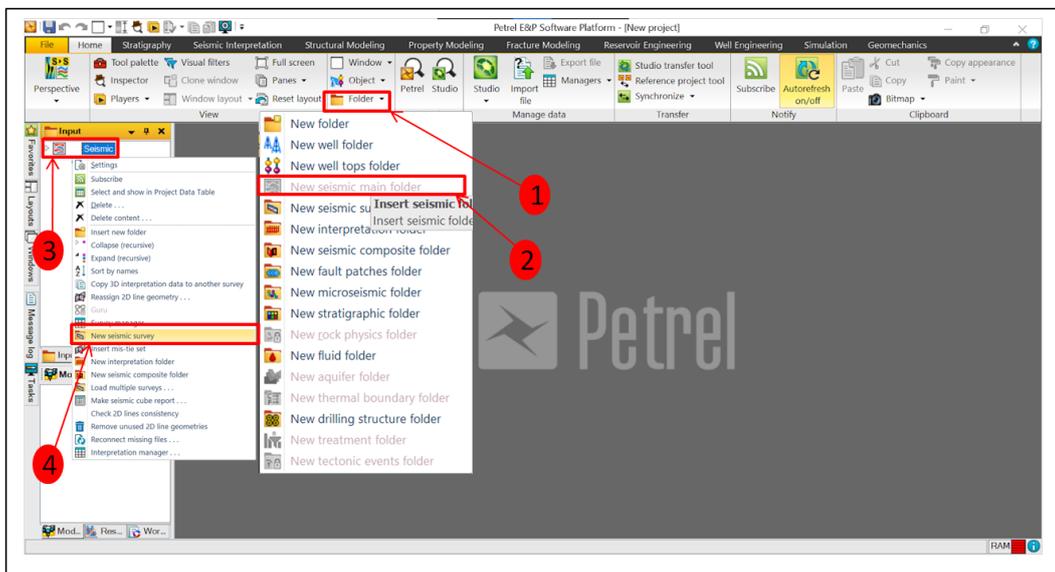


FIG. 4.4 : Insertion d'un nouveau dossier de l'étude sismique (Petrel 2017)

4.3.4. Importation des données sismiques

Pour importer les données sismiques dans le dossier d'étude, cliquer avec le bouton droit sur le dossier **Survey1**, puis sélectionner **Import**. Avant de lancer l'importation, il est nécessaire de spécifier le type de fichiers à utiliser (Figure 4.5); dans notre cas, il s'agit de fichiers **SEG-Y seismic data (.sgy)**.

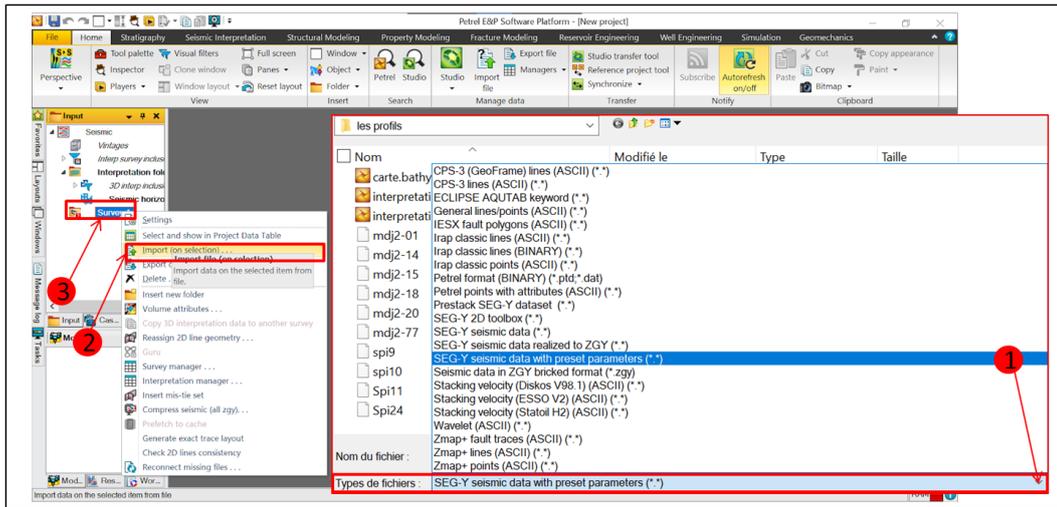


FIG. 4.5 : Importation des données sismiques (Petrel 2017)

4.3.5. Visualisation des données sismiques (DATA VISUALISATION)

Petrel offre plusieurs options pour visualiser les données sismiques. Il suffit d'insérer une fenêtre d'affichage adaptée à nos besoins. Pour cela, on accède au menu **Window**, puis on sélectionne **2D Window** (Figure 4.6).

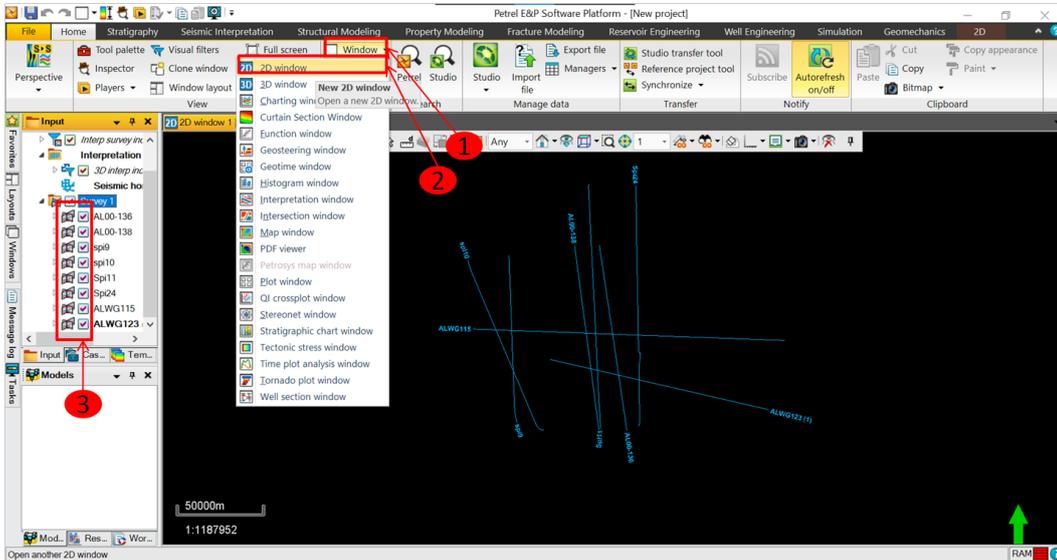


FIG. 4.6 : Affichage des données sismiques Fenêtre 2D (Petrel 2017)

4.3.6. Interprétation des horizons

La première étape de l'interprétation consiste à **ouvrir une fenêtre dédiée**, en accédant à l'onglet **Window**, puis en sélectionnant **Interprétation Window**. Il est ensuite

nécessaire de **cocher les profils sismiques un par un** afin de les afficher, car cette fenêtre ne permet la visualisation **que d'un seul profil à la fois** (Figure 4.7).

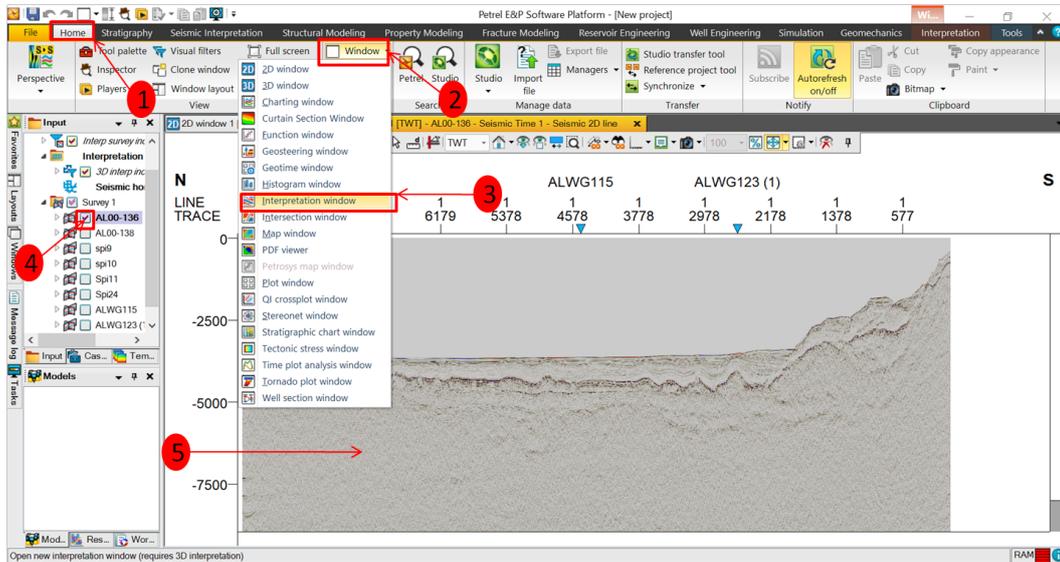


FIG. 4.7 : Fenêtre d'interprétation (Petrel 2017)

Pour débiter le travail d'interprétation, il faut **activer les outils appropriés**. Cela se fait en cliquant sur l'onglet **Seismic Interpretation** dans la barre de menu, puis en activant la **palette d'outils** (Figure 4.8). Les différentes fonctionnalités de ces outils sont détaillées dans la Figure 4.9. Ensuite, dans le volet **Input**, faites un **clic droit** sur le dossier **Interprétation**, puis sélectionnez **Insert Horizon**. Un nouvel horizon est alors créé ; **renommez-le** selon la couche à interpréter. En cliquant sur cet horizon, il devient actif (surligné en gras), ce qui permet de **commencer l'interprétation du réflecteur** sur le profil sélectionné.

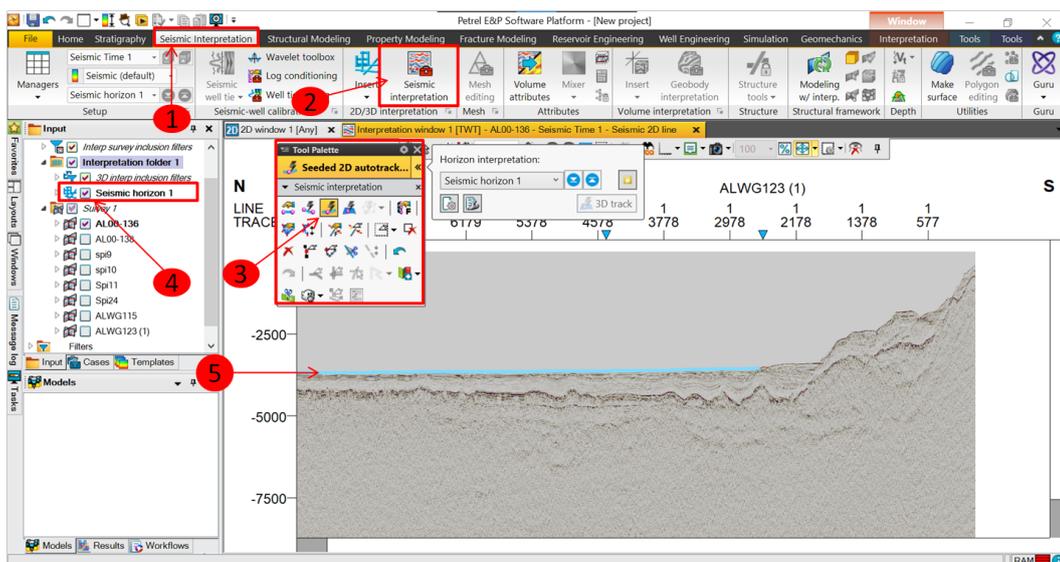


FIG. 4.8 : Outils d'interprétation (Petrel 2017)

| Icône | Utilité |
|---|--------------------------------------|
|  | Activer l'interprétation manuelle. |
|  | Activer Autotracking guidé. |
|  | Activer la poursuite automatique 2D. |
|  | Activer la poursuite automatique 3D. |
|  | Activer l'interpretation de faille. |
|  | Gomme à effacer. |
|  | Défaire. |
|  | Refaire |

FIG. 4.9 : Fonctionnalités des outils d'interprétation)

4.3.7. Tracé des failles

Pour interpréter les failles, **cliquez avec le bouton droit de la souris** sur le dossier Interprétation dans le volet **Input**, puis sélectionnez **Insert Fault** afin de créer une nouvelle faille (Figure 4.10). Une fois la faille ajoutée, **activez-la** en cliquant dessus.

Ensuite, dans la barre des fonctions, activez l'**outil "Interpret Faults (F)"**, ce qui permet de commencer la numérisation des failles. Les failles sont tracées sous **forme de segments**, qui seront **triangulés automatiquement** par Petrel afin d'être affichés sous forme de surfaces continues.

Pour **valider chaque point d'interprétation**, effectuez un **double-clic** ou utilisez le **raccourci clavier "N"**.

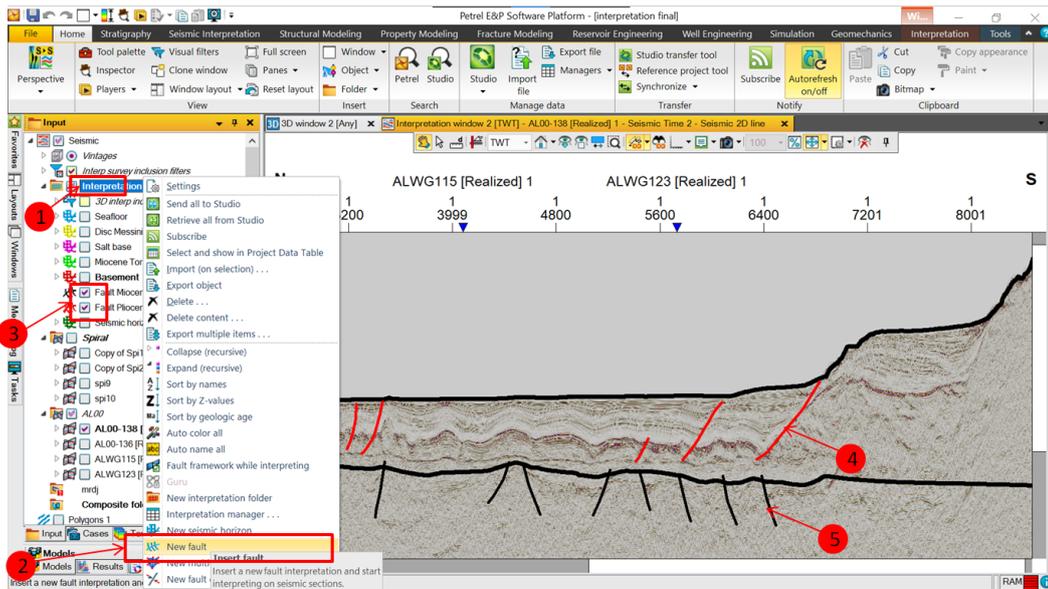


FIG. 4.10 : Insertion des failles (Petrel 2017)

4.3.8. Création des cartes isochrones

Pour générer une carte en isochrones d'un horizon, il faut tout d'abord cliquer sur l'onglet **Seismic Interpretation** dans la barre de menu, puis sélectionner la commande **Make Surface** (Figure 4.11). Dans la zone **Main Input**, l'horizon souhaité doit être spécifié. Si l'on souhaite délimiter la zone, il est possible de définir une **limite** dans la section **Boundary**, ce qui permet d'exclure les parties altérées ou mal définies des données sismiques, et ainsi d'obtenir une interprétation plus fiable. Une fois l'ensemble des paramètres définis, il suffit de cliquer sur **Apply and OK** pour générer la carte structurale correspondante.

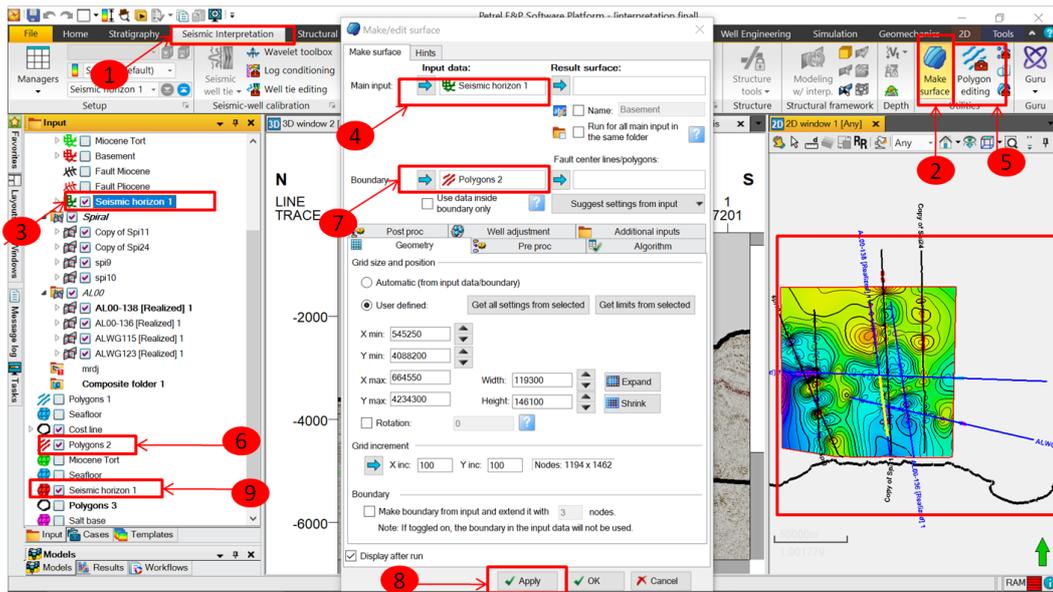


FIG. 4.11 : Création de cartes isochrones (Petrel 2017)

4.3.9. Création des cartes isobathes

La carte en isobathes est construite à partir de la carte en isochrones (Figure 4.12). Pour convertir cette dernière en une carte en profondeur, il suffit de la multiplier par la **vitesse moyenne** correspondant à l'horizon géologique interprété.

La relation utilisée est la suivante :

$$V_{rms} = \frac{D}{t} \Rightarrow D = t \times V_{rms}$$

Étant donné que le temps est exprimé en **temps double (ms)**, une conversion est nécessaire pour obtenir la profondeur **D** en **mètres** :

$$D = \frac{t \cdot V_{rms}}{2000}$$

Dans Petrel, cette opération s'effectue en plusieurs étapes. Il faut tout d'abord double-cliquer sur la carte en isochrones dans la fenêtre "**Input Window**" afin de l'ouvrir. Ensuite, on accède à l'onglet "**Opérations**", puis on sélectionne "**Arithmetic Operations**". Dans le menu qui s'affiche, on choisit l'option "**Z = Z * Constant**", permettant d'appliquer une multiplication à l'ensemble des valeurs de la carte. À ce stade, on entre dans le champ "**Constant**" la valeur $\frac{V_{rms}}{2000}$.

Avant de quitter cette fenêtre, il est important de cliquer sur l'onglet "**Info**", puis, dans

la section "Template", de remplacer "Elevation Time" par "Elevation Depth" afin que Petrel interprète les valeurs résultantes comme des profondeurs et non comme des temps.

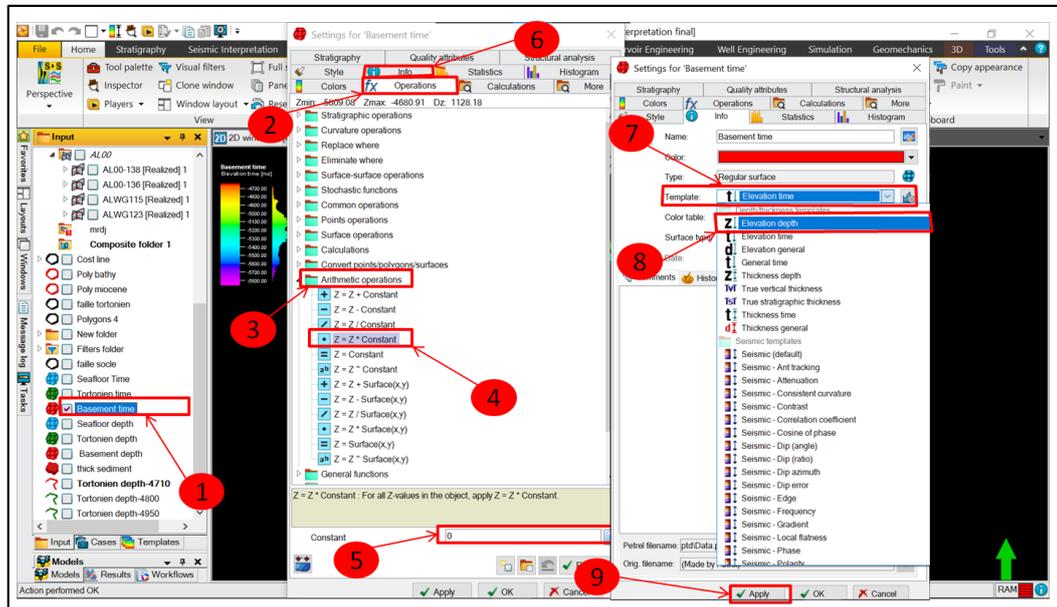


FIG. 4.12 : Création de cartes isobathes (Petrel 2017)

4.3.10. Création des cartes isopaques

La carte isopaque représente l'épaisseur verticale (en profondeur) d'une série sédimentaire située entre deux horizons (Figure 4.13). Elle est obtenue par soustraction de deux cartes isobathes.

Pour la réaliser dans Petrel, il faut d'abord ouvrir l'une des deux cartes isobathes (par exemple celle de la base de la série) en double-cliquant dessus dans la fenêtre "Input Window". Ensuite, on accède à l'onglet "Opérations" et on sélectionne "Arithmetic Operations". Dans le menu qui apparaît, on choisit l'opération "Z = Z - Surface(x,y)", qui permet de soustraire une carte de surface à une autre. Il suffit alors de sélectionner comme surface, la carte isobathes correspondant au toit de la série.

Comme pour les cartes en isobathes, il est recommandé de vérifier que le template est bien défini sur "Elevation Depth", dans l'onglet Info, afin d'assurer une interprétation correcte des valeurs.

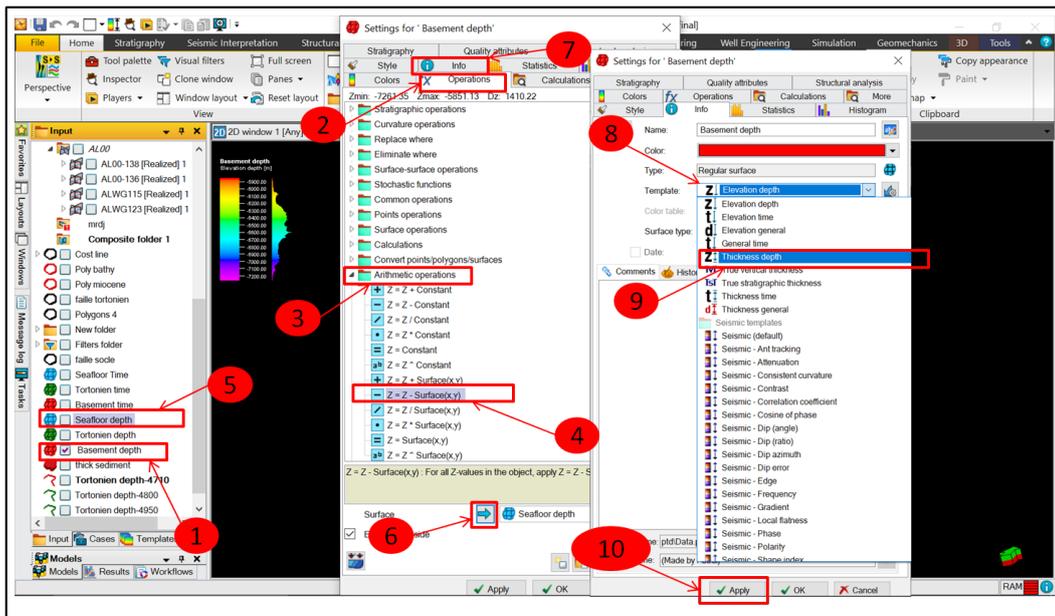


FIG. 4.13 : Création de cartes isopaques (Petrel 2017)

4.3.11. Calcul des surfaces des structures

Tout d'abord, il faut créer des surfaces autour des structures dont on souhaite calculer les superficies. Ces surfaces sont tracées à l'aide de l'outil "Polygone". Une fois la surface fermée dessinée, on la renomme.

Ensuite, on double-clique sur la surface créée pour ouvrir une nouvelle fenêtre. Dans cette fenêtre, on sélectionne l'onglet "Operations", puis l'option **Area and Length** sous "Calculation", et on clique sur "Run". Le logiciel calcule alors automatiquement la surface du contour fermé, qui s'affiche sous le menu "Process", comme montré dans la figure suivante (Figure 4.14).

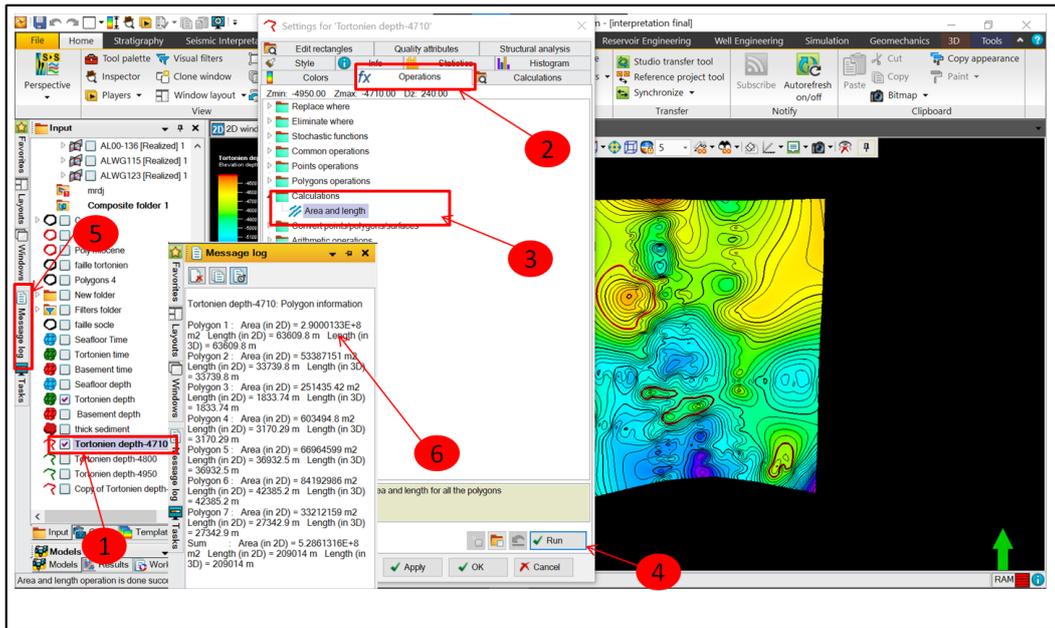


FIG. 4.14 : Calcul des surfaces des structures (Petrel 2017)

4.4 Conclusion

Ce chapitre met en lumière les différentes étapes d'utilisation du logiciel Petrel pour l'interprétation des données sismiques, allant de la création d'un projet par l'importation des données à la génération des cartes structurales. Toutefois, toutes les manipulations ont été décrites de manière progressive.

Les résultats de cette interprétation seront présentés et discutés dans le prochain chapitre à travers l'analyse des cartes générées.

Chapitre 5

RÉSULTATS ET DISCUSSIONS, RÉALISATION ET INTERPRÉTATION DES CARTES

Introduction

Ce chapitre présente l'étape finale de l'interprétation structurale, réalisée à partir des données sismiques acquises dans la région d'étude. L'interprétation a été effectuée à l'aide du logiciel **Petrel 2017**, constituant un outil d'analyse offrant de grandes performances pour la visualisation, la manipulation et l'interprétation des données sismiques en 2D et 3D.

L'objectif principal est la génération des cartes structurales à partir des horizons interprétés. Ces cartes constituent un outil fondamental pour mettre en évidence les structures géologiques sous-marines, en relation avec les pièges potentiels à hydrocarbures, identifiés et analysés par le réseau de failles. Cette étape repose sur la continuité des réflecteurs interprétés.

5.1 Établissement des cartes en isovaleurs

Les **cartes en isovaleurs** (ou cartes en isolignes) sont des cartes qui traduisent, sur un plan horizontal, les variations spatiales des paramètres géophysiques ou géologiques tels que le **temps de parcours des ondes sismiques (isochrones)**, la **vitesse de propagation (isovitesse)**, la **profondeur réelle (isobathes)** ou encore **l'épaisseur des couches (isopaques)**. Ces cartes jouent un rôle fondamental dans l'interprétation structurale en subsurface, car elles permettent de reconstruire la géométrie des structures géologiques, d'identifier les discontinuités (failles) et d'évaluer l'évolution tectono-sédimentaire du bassin [70].

Dans cette étude, les cartes ont été établies à partir des horizons sismiques corrélés et des failles interprétées sur les sections sismiques. Les vitesses moyennes utilisées pour la conversion temps-profondeur proviennent des données de vitesses sismiques corrigées par un facteur tiré du puits HBB-1 (Habibas-1), qui caractérise la zone d'étude pour approcher au mieux les vitesses moyennes.

5.1.1 Cartes en isochrones

Les **cartes en isochrones** représentent la distribution spatiale du temps double (*Two-Ways Travel Time – TWT*) nécessaire à l'onde sismique pour atteindre un horizon donné et revenir à la surface. Elles sont exprimées en millisecondes (ms) et fournissent une première image de la géométrie des réflecteurs sismiques interprétés.

Ces cartes ont été obtenues à partir des horizons sismiques corrélés sur l'ensemble des profils de la zone d'étude. Une fois les failles identifiées et reportées, les données ont été interpolées à l'aide du logiciel **Petrel** afin de générer des surfaces continues. Des courbes d'égal-temps ont ensuite été tracées pour chaque horizon.

Dans le cadre de ce travail, deux cartes en isochrones ont été réalisées :

- Carte en isochrones au toit du Tortonien (Miocène).
- Carte en isochrones du socle acoustique.

Ces cartes constituent une étape essentielle avant la conversion en profondeur, car elles permettent d'identifier les principales structures de la zone et de localiser les déformations affectant les sédiments.

5.1.2 Cartes en isobathes

Les **cartes en isobathes** offrent une représentation structurale en profondeur des horizons géologiques. Elles sont obtenues à partir des cartes en temps simple (issues de la division des isochrones par deux), multipliées par les vitesses moyennes (Tableau 5.1), extraites des données de puits HBB-1. Cette méthode repose sur l'hypothèse d'une vitesse constante dans chaque intervalle interprété [70].

Dans le cadre de cette étude, **deux cartes en isobathes** et une carte bathymétrique ont été réalisées à l'aide du logiciel **Petrel** :

- Carte bathymétrique.
- Carte en isobathes au toit du Tortonien (Miocène).
- Carte en isobathes du socle acoustique.

TAB. 5.1 : Vitesses moyennes des horizons géologiques interprétés (vitesse extraites des données du puits HBB-1)

| Horizon | Vitesse moyenne (m/s) |
|------------------|-----------------------|
| Fond marin | 1500 |
| Tortonien | 2100 |
| Socle acoustique | 2500 |

5.1.3 Cartes en isopaques

La **carte en isopaques**, traduit l'**épaisseur verticale** entre deux horizons sismiques successifs, en relation avec leur profondeur. Cette carte est obtenue par soustraction entre deux cartes en isobathes correspondant aux niveaux supérieur et inférieur.

Ces cartes permettent de mettre en évidence les variations d'épaisseur des séries sédimentaires, pouvant être liées à des phénomènes tectoniques (subsidence, soulèvement, failles, ...) ou à des conditions différentielles de dépôt dans le bassin.

Dans le cadre de cette étude, une **carte en isopaques en profondeur de la série sédimentaire** Mio-plio-quadernaire a été élaborée.

5.2 Interprétation des cartes

5.2.1 Carte bathymétrique

La carte bathymétrique (Figure 5.1) réalisée avec une intercourbe de 50 mètres, met en évidence la morphologie sous-marine de la marge algérienne au niveau de la zone Est de Béjaïa. Les profondeurs varient entre 0 et 2750 mètres, ce qui reflète une transition nette entre les différents domaines morpho-structuraux.

On peut distinguer sur cette carte trois zones morphologiques différentes :

- **Le plateau continental** : apparaît nettement au Sud de la zone d'étude, il est caractérisé par des profondeurs inférieures à **500** mètres (zones **rouge** à **jaunes**). Le plateau, relativement étroit, indique une transition rapide vers des profondeurs plus importantes. Ce caractère étroit peut également témoigner d'une histoire tectonique intense ayant limité l'extension du plateau continental.
- **Talus continental** : Au Nord du plateau continental, les profondeurs du fond marin augmentent rapidement pour atteindre plus de **2000** mètres (zones **bleues** à **violettes**), traduisant la présence du **talus continental** en forme de canyons sous-marins. La forte inclinaison de cette zone est confirmée par la concentration des isobathes, révélant des **pentés prononcées**. Ce phénomène peut s'expliquer par une **activité tectonique récente**, éventuellement liée à des mécanismes d'extension ou de compression ayant affecté la marge algérienne, en l'occurrence la marge Kabyle.
- **Plaine abyssale** : elle occupe la majeure partie de la zone d'étude avec une profondeur du fond marin supérieure ou égale à 2700 m.

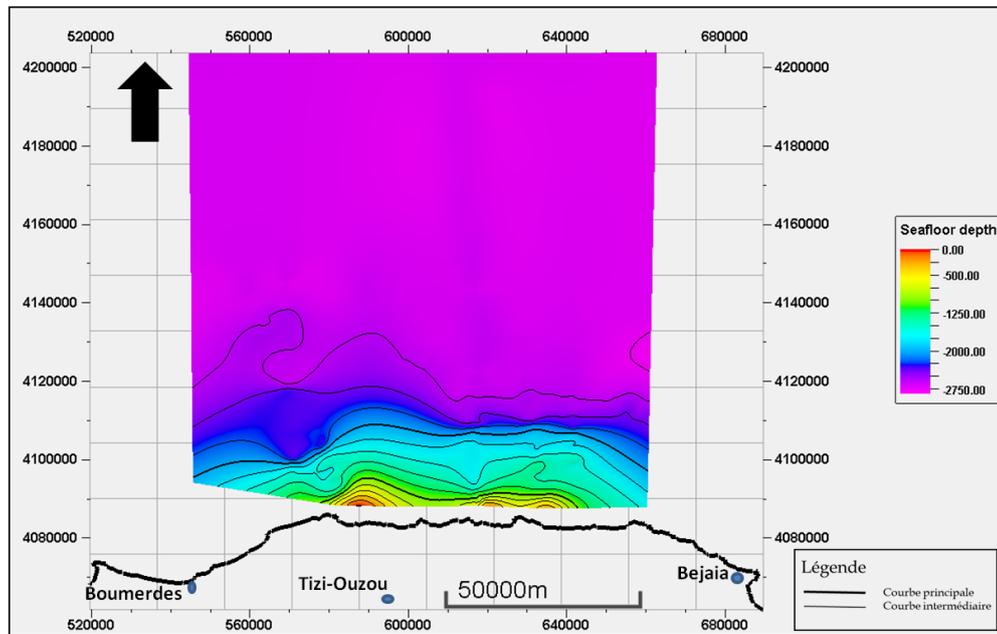


FIG. 5.1 : Carte bathymétrique (Petrel 2017)

5.2.2 Carte en isopaques de la série sédimentaire

La carte en isopaques, représente l'épaisseur des sédiments entre deux horizons sismiques, permettant d'évaluer la distribution spatiale des dépôts sédimentaires et de mettre en évidence les dynamiques tectono-sédimentaires qui ont affecté la zone d'étude.

La carte en isopaques de la série sédimentaire Mio-Plioquaternaire (Figure 5.2) montre que les épaisseurs varient entre **3200 m** (zones en rouge-jaune) et plus de **4800 m** (zones en bleu-foncé à violet). Cette hétérogénéité témoigne du **processus de subsidence différentielle** et de **déformation tectonique** active, pendant ou après la mise en place des sédiments.

Les épaisseurs maximales, localisées dans la **partie Sud** de la zone d'étude, correspondent à des **bassins profonds de bas de pente**, probablement liés à une importante **subsidence tectonique** (zones en **bleu-foncé à violet**). Ces zones traduisent une importante sédimentation continue, favorable à l'**accumulation de roches mères riches en matière organique**, suffisamment préservées en conditions de dépôt anoxiques.

Les zones de faible épaisseur, situées au **centre** et au **Nord-est**, indiquent la présence de **paléo-relief** (probables **horsts** ou **blocs tectoniques surélevés**). Ces zones ont reçu peu de sédiments en raison d'un positionnement en surélévation lors de la sédimentation. Si elles sont **ultérieurement recouvertes de niveaux imperméables**,

elles constituent des **pièges structuraux** à hydrocarbures.

La **concentration** des **courbes isopaques** traduit des **variations rapides d'épaisseur**, typiques des **limites de blocs basculés** ou de **failles synsédimentaires**. Ces zones de discontinuité sont souvent des **zones favorables** à la **migration** et à la **concentration** des **hydrocarbures**, et doivent être considérées comme des cibles prioritaires pour l'exploration.

En somme, la carte (Figure 5.2) met en évidence une architecture sédimentaire contrôlée par la tectonique, où l'alternance des **bassins de subsidence** et des **hauts structuraux** crée un contexte favorable au développement de **systèmes pétroliers forts actifs**.

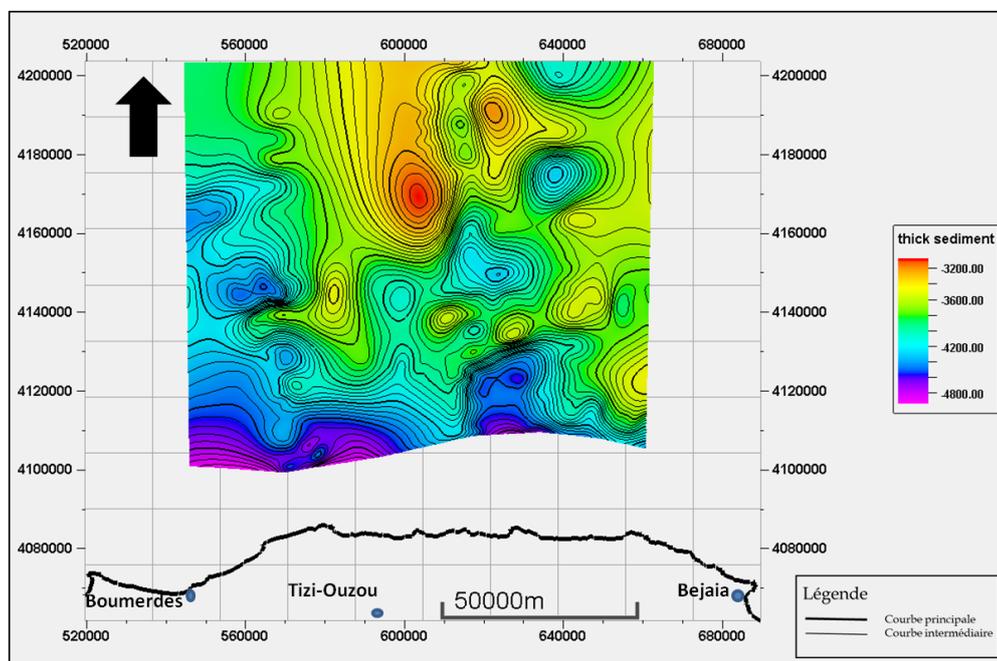


FIG. 5.2 : Carte en isopaques de la série sédimentaire (Petrel 2017)

5.2.3 Carte en isobathes du socle acoustique

La carte en isobathes du toit du socle acoustique (Figure 5.3), réalisée avec une intercourbe de 50 m, met en évidence une structuration profonde et complexe de la marge algérienne, avec des profondeurs variant entre 5900 m et 7200 m. Cette carte montre que le socle est structuré par des failles normales ayant deux directions préférentielles NW-SE et NE-SW à E-W, reflétant un régime extensif hérité de l'ouverture de la Méditerranée occidentale.

Ces failles segmentent le socle en **blocs basculés**, elles peuvent :

- Constituer des chemins de migration pour les hydrocarbures, facilitant leur ascension vers des niveaux réservoirs.
- Favoriser la mise en place de pièges mixtes (structuro-stratigraphiques) en bordure de hauts structuraux.

La zone située dans la partie **centre-Nord** de la carte, au **large de la grande Kabylie**, où la profondeur du socle varie entre **5900 et 6100 m**, indique la présence de structures positives au toit du socle, probablement des horsts. Ces structures constituent un objectif d'une importance majeure pour l'exploration pétrolière, car elles peuvent contrôler la géométrie de la couverture sédimentaire sus-jacente, créent des pièges structuraux et jouent un rôle dans la migration des hydrocarbures.

Les zones situées dans la partie **centre-Est** au **Sud** de la carte, à l'**Ouest** du large de la ville de **Bejaia**, où la profondeur du socle varie entre 6600 et 7100 m, correspondent à des bassins ou grabens. Ces zones sont favorables à une importante accumulation de sédiments, souvent associés à des conditions propices à la formation de roches mères. Ils représentent donc des zones potentielles de génération d'hydrocarbures.

Cette carte du toit du socle constitue un outil fondamental pour la compréhension de l'architecture profonde du bassin. La combinaison de hauts structuraux, grabens profonds et réseaux de failles bien développés révèle un probable potentiel pétrolier, avec des structures favorables, à la fois, à la **génération**, à la **migration** et à l'**accumulation** des hydrocarbures.

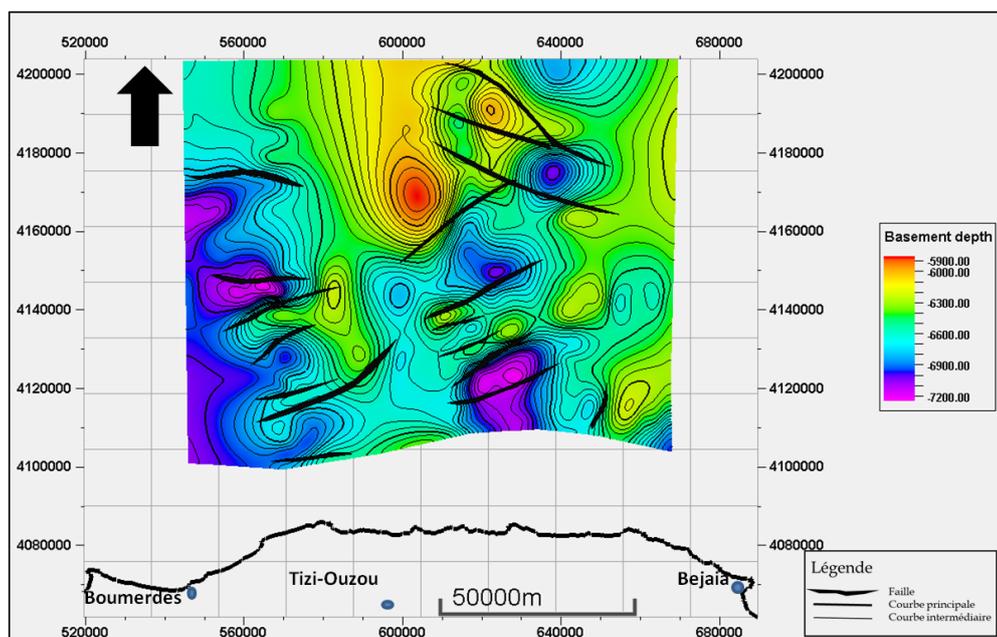


FIG. 5.3 : Carte en isobathes du socle acoustique (Petrel 2017)

5.2.4 Carte en isobathes au toit du Tortonien (Miocène)

La carte en isobathes du toit du Tortonien (Figure 5.4), tracée avec une intercourbe de **30 m**, met en évidence une structuration complexe. Le toit du Tortonien est situé à des profondeurs comprises entre **4500 m** et **5500 m**. Cette surface marque la base d'un intervalle réservoir, et révèle une architecture structurale dominée par des blocs faillés et des structures positives, susceptibles de jouer un rôle clé dans la migration et l'accumulation des hydrocarbures.

L'analyse de la carte (Figure 5.4), montre que la zone d'étude est affectée par un réseau de failles normales orientées principalement NE-SW à NW-SE à E-W.

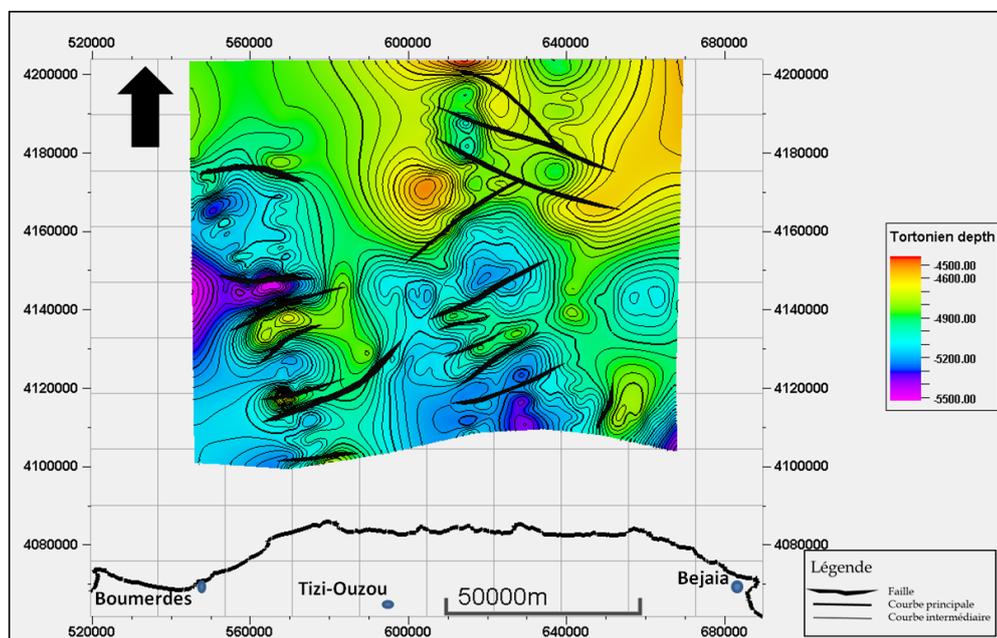


FIG. 5.4 : Carte en isobathes au toit du Tortonien (Petrel 2017)

Les zones les moins profondes correspondent à des structures positives interprétées comme étant des horsts ou culminations structurales, tandis que les zones les plus profondes s'apparentent à des grabens ou fossés de subsidence.

Cinq structures majeures ont été identifiées sur la carte en isobathes au toit du Tortonien (Figure 5.5), nommées **L1** à **L5** (Tableau 5.2). Elles peuvent constituer de bons pièges pour les hydrocarbures, ayant comme couverture les évaporites du Messinien.

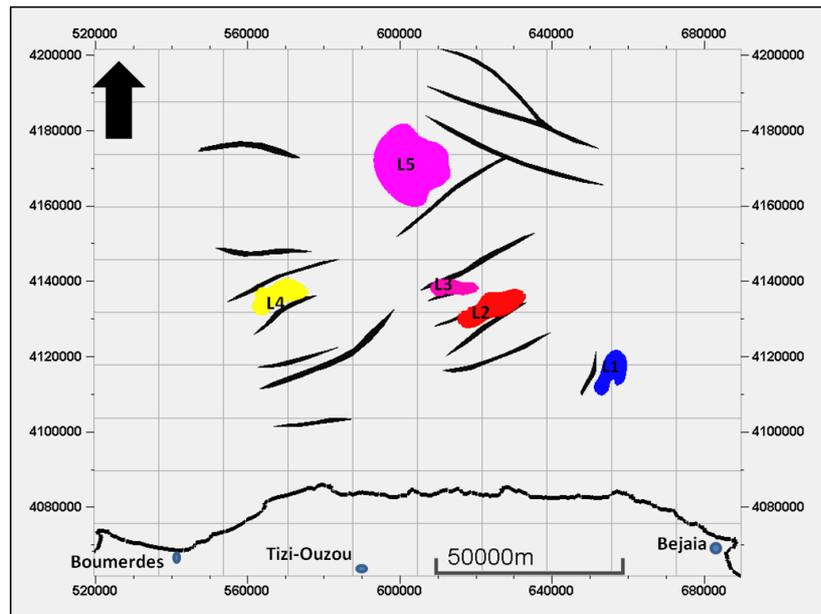


FIG. 5.5 : Carte des structures positives au toit du Tortonien (Petrel 2017)

Ces structures ont été mises en évidence à travers l'interprétation de plusieurs profils sismiques 2D, illustrés dans les figures suivantes (Figures 5.6 à 5.10). Chaque profil montre clairement l'expression sismique des structures identifiées, confirmant leur présence et leur géométrie.

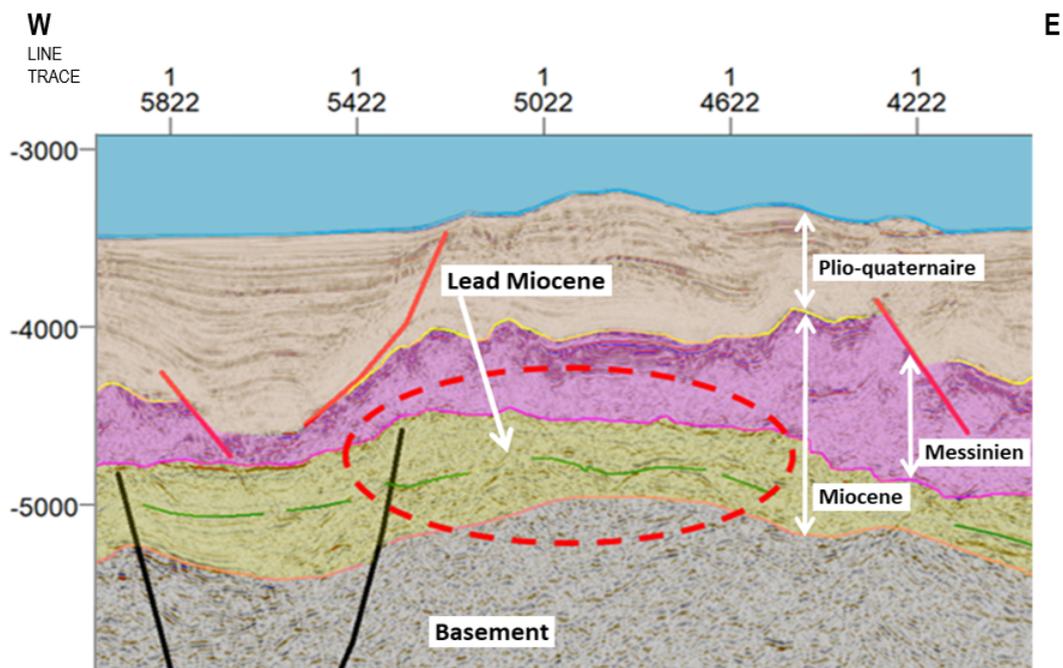


FIG. 5.6 : Profil sismique 2D montrant la structure L1, identifiée comme un piège structural potentiel dans le Mioceane

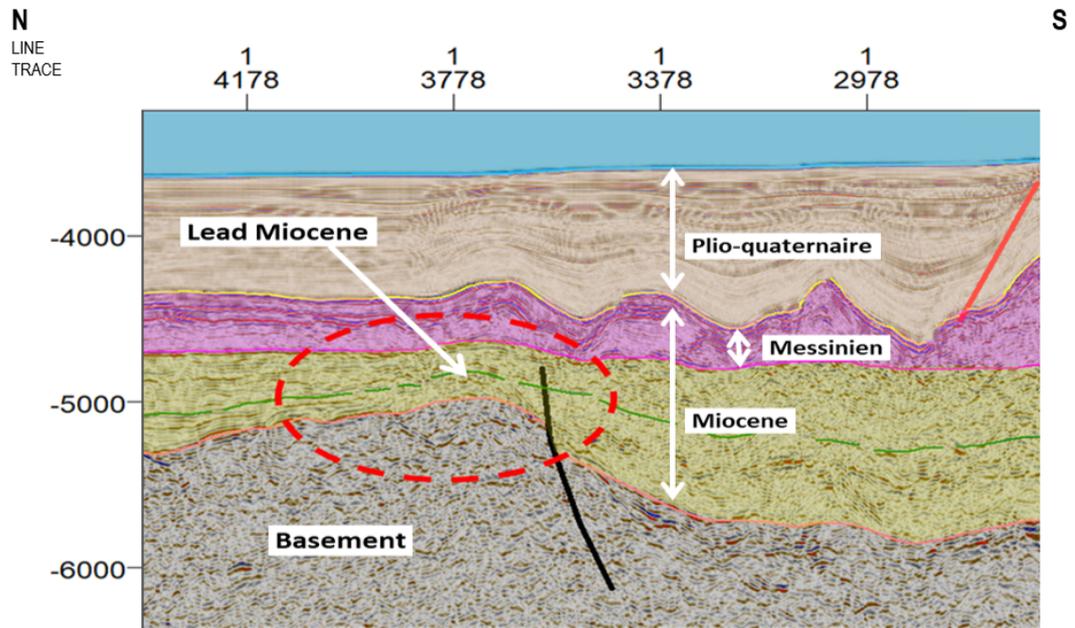


FIG. 5.7 : Profil sismique 2D montrant la structure L2, identifiée comme un piège structural potentiel dans le Miocène

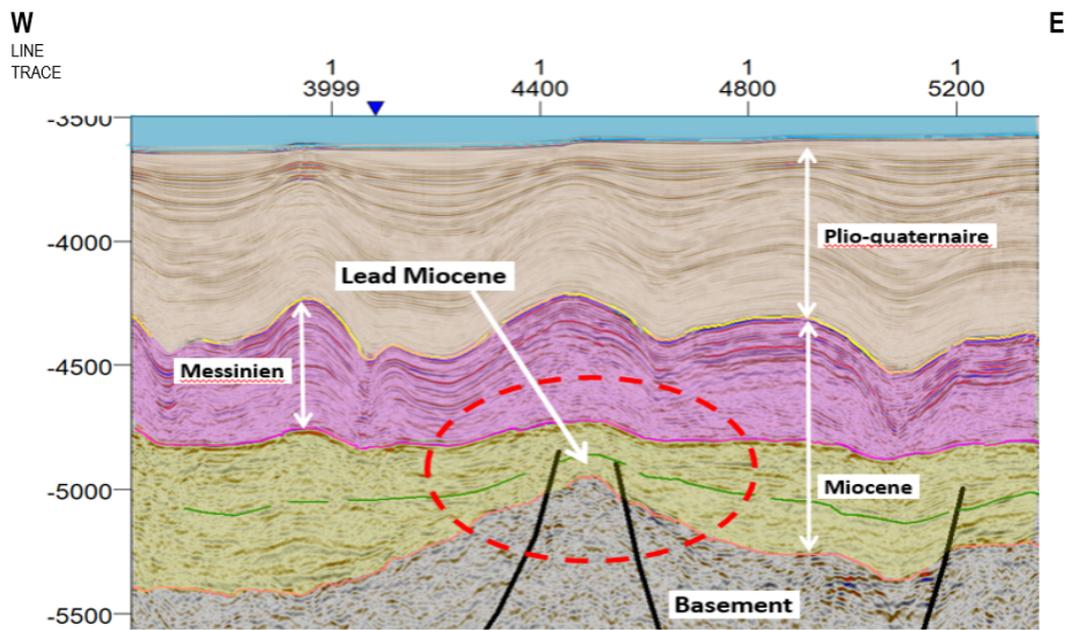


FIG. 5.8 : Profil sismique 2D montrant la structure L3, identifiée comme un piège structural potentiel dans le Miocène

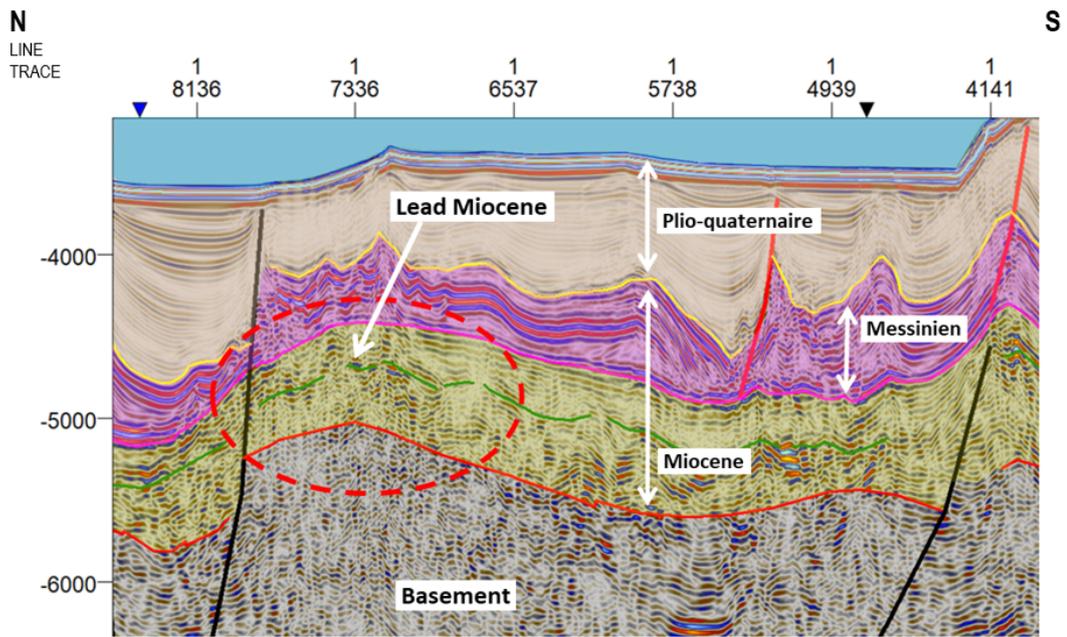


FIG. 5.9 : Profil sismique 2D montrant la structure L4, identifiée comme un piège structural potentiel dans le Miocène

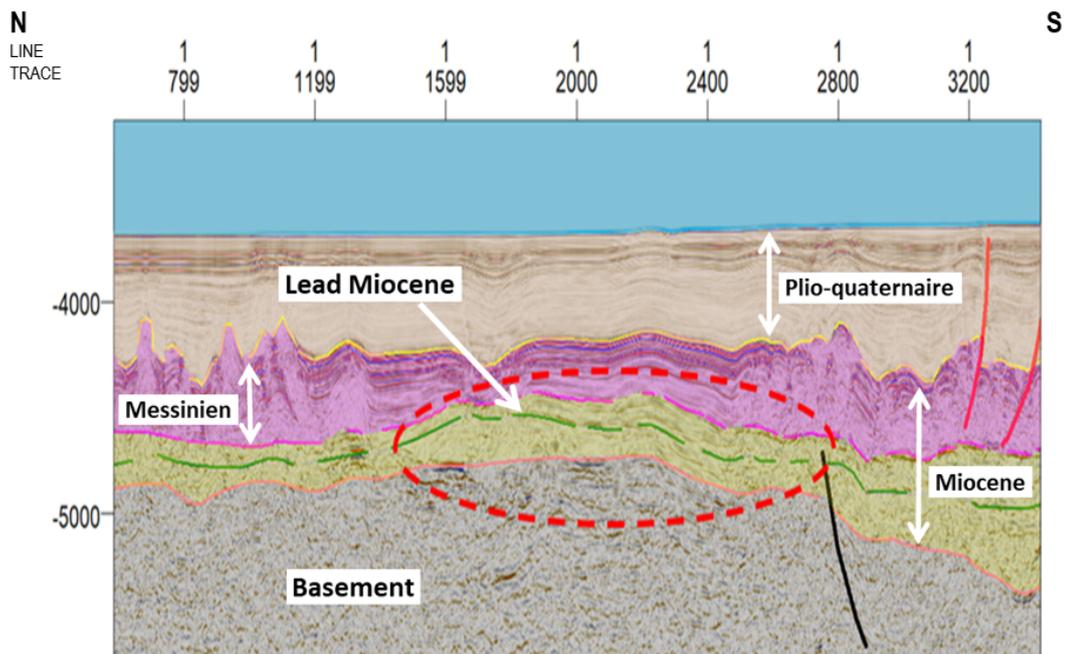


FIG. 5.10 : Profil sismique 2D montrant la structure L5, identifiée comme un piège structural potentiel dans le Miocène

TAB. 5.2 : Caractéristiques des structures positives identifiées sur le toit du Tortonien

| Structures positives | Superficie (km ²) | Amplitude (m) | Coordonnée X (m) | Coordonnée Y (m) |
|----------------------|-------------------------------|---------------|------------------|------------------|
| L1 | 53 | 60 | 653679.45 | 4113962.70 |
| L2 | 84 | 120 | 627134.30 | 4134054.87 |
| L3 | 33 | 90 | 611358.63 | 4138644.15 |
| L4 | 66 | 120 | 569481.40 | 4137927.07 |
| L5 | 290 | 210 | 604145.49 | 4171096.73 |

Le tableau 5.2 présente les caractéristiques des cinq structures positives identifiées au toit du Tortonien. Parmi ces structures, la **structure L5** (Figure 5.10) se distingue nettement par son importante **superficie** qui est de **290 km²** et sa **forte amplitude (210 m)**, ce qui fait d'elle une structure prometteuse du point de vue piégeage des hydrocarbures.

Les structures **L2**(Figure 5.7) et **L4**(Figure 5.9), bien qu'elles soient moins étendues, présentent des **amplitude** significatives (**120 m**) et des superficies respectives de **84 km²** et **66 km²**, ce qui les classe également parmi des cibles intéressantes pour l'exploration pétrolière. La structure **L1**(Figure 5.6), présente une faible amplitude (**60 m**), reste notable par sa superficie (53 km²), tandis que la structure **L3 (33 km²)**(**Figure 5.8**), plus petite, présente une amplitude intermédiaire (**90 m**).

5.3 Conclusion

La marge offshore algérienne, longeant la Grande Kabylie, entre l'Est de Boumerdes et l'Ouest de Béjaïa, présente une structuration complexe, caractérisée par la présence de plusieurs structures positives, susceptibles de constituer de bons pièges structuraux pour les hydrocarbures.

Les culminations structurales identifiées au Tortonien (structures **L1** à **L5**) présentent des superficies et des amplitudes significatives, en particulier les structures **L2**, **L4** et **L5**, qui peuvent constituer des cibles prometteuses pour l'exploration pétrolière.

Les zones caractérisées par de forte épaisseur sédimentaire (>4 km), sont associées à des bassins de subsidence, et pouvant constituer des lieux propices à la génération d'hydrocarbures. Toutefois, il est recommandé que les résultats de ce travail de recherche servent comme un support fiable pour la localisation ponctuelle des structures pour d'éventuels projets relatifs au choix d'implantation de futurs puits de forage et l'installation de plateforme de production Offshore.

Conclusion générale

Ce mémoire s'inscrit dans le cadre de l'interprétation de données sismiques marines acquises au large de la Grande Kabylie, dans la marge offshore algérienne, dans une optique d'exploration pétrolière. L'objectif principal de l'étude est de caractériser l'architecture géologique de la marge Nord-Kabyle à partir d'une analyse structurale basée sur la réalisation et l'interprétation des cartes isobathes et isopaques.

Les résultats obtenus ont mis en évidence l'existence de plusieurs structures positives bien développées, présentant une superficie significative et une forte amplitude. Ces structures, associées à une configuration géologique favorable, pourraient constituer des pièges structuraux propices à l'accumulation d'hydrocarbures. Par ailleurs, l'importante épaisseur des séries sédimentaires, dépassant les 4 km dans certaines zones offshore, suggère la présence de bassins profonds, capables de préserver d'importante matière organique potentiellement génératrice d'hydrocarbures.

Enfin, cette étude confirme l'intérêt géologique et énergétique de la marge offshore de la Grande Kabylie, ouvrant la voie à des investigations complémentaires, notamment par l'intégration des données géophysiques et géochimiques plus détaillées, afin d'affiner l'évaluation du potentiel pétrolier et gazier de cette région dont les indices s'avèrent très promettant.

Recommandations

- Procéder à l'acquisition de données sismiques 3D pour améliorer la résolution et la compréhension des structures géologiques complexes mises en évidence par les profils 2D.
- Réaliser des forages exploratoires ciblés sur les structures identifiées comme prometteuses (notamment L2, L4 et L5) afin de confirmer la présence de réservoirs et la nature des fluides piégés.
- Effectuer des analyses géochimiques sur les formations sédimentaires profondes des structures repérées, et réaliser une modélisation du bassin pour évaluer le potentiel de génération, de maturation et de migration d'hydrocarbures.

Bibliographie

- [1] SciencEsther, “Morphologie marine et terrestre – système hydrographique.” <https://sciencesther.weebly.com/morphologie-marine-et-terrestre.html>, s.d. Consulté en juin 2025.
- [2] E. Bourque, “Morphologie marine et terrestre, système hydrographique.” <https://www2.ggl.ulaval.ca/personnel/bourque/s4/conclusion.html>, 2020. Consulté en juin 2025.
- [3] Wikimedia Commons and USGS, “Schéma d’une marge continentale active,” 2024. (Consulté en juin 2025).
- [4] M. Ayache, *Modélisation d’éléments traces (T, ^3He , Nd, ^{14}C) en mer Méditerranée pour l’étude des cycles biogéochimiques et de la circulation océanique*. Thèse de doctorat, Non précisé, 2016. Consulté sur ResearchGate.
- [5] ResearchGate, “Mouvement de la plaque africaine par rapport à la plaque eurasiennne fixe (faccenna et al., 2001) [image],” n.d. Consulté en juin 2025.
- [6] D. Frizon de Lamotte, B. A. Saint Bezar, R. Bracène, and E. Mercier, “The two main steps of the atlas building and geodynamics of the western mediterranean,” *Tectonics*, vol. 19, no. 4, pp. 740–761, 2000.
- [7] M.-A. Guemache, *Évolution géodynamique des bassins sismogènes de l’Algérois (Algérie) : Approche pluridisciplinaire (méthodes géologiques et géophysiques)*. Thèse de doctorat, Université des Sciences et de la Technologie Houari Boumediene (USTHB), Alger, 2010. 267 p.
- [8] M. Durand-Delga, “Mise au point sur la structure de l’algérie septentrionale,” *Bulletin du Service de la Carte Géologique de l’Algérie*, vol. 39, pp. 89–131, 1969.
- [9] A. Domzig, *Déformation active et récente, et structuration tectono-sédimentaire de la marge sous-marine algérienne*. Thèse de doctorat en géosciences marines, Université de Bretagne Occidentale, École Doctorale des Sciences de la Mer, 2006.

- [10] O. Belanteur, H. Bellon, R. C. Maury, A. Ouabadi, A. Coutelle, B. Semroud, M. Megartsi, and S. Fourcade, “Geology, geochemistry and $^{40}\text{K}/^{40}\text{Ar}$ geochronometry of miocene magmatism in algers area,” *Comptes Rendus de l’Académie des Sciences - Series IIa : Earth and Planetary Science*, vol. 321, pp. 489–496, 1995.
- [11] A. Cattaneo, J. Déverchère, K. Yelles, B. Mercier de Lépinay, N. Babonneau, R. Bracène, and l’équipe MARADJA, “Campagnes maradja / maradja2 / samra : Traits morpho-sédimentaires et tectoniques de la marge algérienne – implications sur les instabilités gravitaires et la paléosismologie.” Poster, s.d. (Consulté en juin 2025).
- [12] A. Nougès, A. Cattaneo, B. Savoye, G. Dan, J. Déverchère, K. Yelles, and l’équipe MARADJA, “Analyse morphologique des canyons et des glissements de la pente algérienne : une première étape pour l’évaluation du risque gravitaire,” in *Réunion des Sciences de la Terre (RST 2006)*, (Dijon, France), décembre 2006. 4–8 décembre 2006.
- [13] J. Lofi, F. Sage, J. Déverchère, L. Loncke, A. Maillard, V. Gaullier, I. Thinon, H. Gillet, P. Guennoc, and C. Gorini, “Refining our knowledge of the messinian salinity crisis records in the offshore domain through multi-site seismic analysis,” *Bulletin de la Société Géologique de France*, vol. 182, no. 2, pp. 163–180, 2011.
- [14] ResearchGate, “Séquence stratigraphique type présente dans les bassins de méditerranée occidentale,” s.d. Consulté en juin 2025.
- [15] AlNaft, “Carte de situation du domaine minier des hydrocarbures (alnaft gis),” 2025. Consulté en juin 2025.
- [16] Connaissance des Énergies, “Prospection et exploration gazière et pétrolière – fiche pédagogique,” n.d. Consulté le 16 juin 2025.
- [17] E. de l’Énergie, “Géologie et géodynamique des hydrocarbures,” 2020. Consulté le 16 juin 2025.
- [18] M. Medaouri, *Origine de la segmentation de la marge algérienne et implications sur l’évolution géodynamique et des ressources pétrolières*. PhD thesis, Université de Bretagne Occidentale & USTHB, Alger, Brest / Alger, 2014. Soutenance le 25 septembre 2014.
- [19] S. Operto, “Modélisation numérique de la propagation des ondes sismiques par méthodes aux différences finies : Un outil pour l’imagerie de l’intérieur de la terre.” Cours Master 1 – Propagation d’ondes, UMR Géosciences Azur – CNRS, IRD, UNSA, UPMC, janvier 2006. Cours dispensé le 23 janvier 2006.

- [20] Cours de Géologie, “Les ondes sismiques,” n.d. Consulté le 14 juin 2025.
- [21] A. Mihoubi, *Imagerie sismique de la structure profonde de la marge Algérienne orientale (secteur de Jijel) – Implications en terme de potentiel pétrolier*. Thèse de doctorat en géosciences marines, Université de Bretagne Occidentale & Université des Sciences et de la Technologie Houari Boumediene, 2014. Thèse en cotutelle.
- [22] C. Aidi, *Étude de la structure crustale de la bordure continentale nord-algérienne au large de la Grande Kabylie par exploitation des données sismiques réflexion multi-traces et grand-angle terre-mer*. Thèse de doctorat de 3^e cycle, Université des Sciences et de la Technologie Houari Boumediene (USTHB), Alger, 2020.
- [23] A. Leprêtre, *Contraintes par imagerie sismique pénétrante sur l'évolution d'une marge Cénozoïque réactivée en compression (cas de la marge algérienne, secteur de Tipaza)*. Thèse de doctorat, Université de Bretagne Occidentale, Brest, France, 2012. Soutenue le 18 décembre 2012.
- [24] B. Bouyahiaoui, *Structure profonde et réactivation de la marge est-algérienne et du bassin adjacent (secteur d'Annaba), contraintes par sismique réflexion multitrace et grand-angle terre-mer*. PhD thesis, Université Nice Sophia Antipolis ; Université Abou Bekr Belkaid (Tlemcen ...), 2014.
- [25] R. Badji, *Structure profonde de la croûte et potentiel pétrolier des bassins sédimentaires à l'ouest de l'Algérie*. Thèse de doctorat de 3^e cycle, Université Nice Sophia Antipolis, 2014.
- [26] M. Leroy, *Mécanisme de déformation post-rifting des marges passives*. Thèse de doctorat, Université de Rennes 1, France, 2004.
- [27] J. F. Dewey and J. M. Bird, “Mountain belts and the new global tectonics,” *Journal of Geophysical Research*, vol. 75, no. 14, pp. 2625–2647, 1970.
- [28] S. Lallemand, A. Heuret, and D. Boutelier, “On the relationships between slab dip, backarc stress, upper plate absolute motion, and crustal nature in subduction zones,” *Geochemistry, Geophysics, Geosystems*, vol. 6, no. 9, p. Q09006, 2005.
- [29] B. L. Isacks, J. Oliver, and L. R. Sykes, “Seismology and the new global tectonics,” *Journal of Geophysical Research*, vol. 73, no. 18, pp. 5855–5899, 1968.
- [30] E. Carminati, M. Lustrino, and C. Doglioni, “Geodynamic evolution of the central and western mediterranean : Tectonics vs. igneous petrology constraints,” *Tectonophysics*, vol. 579, pp. 173–192, 2012.

- [31] P. Scandone, “Origin of the tyrrhenian sea and calabrian arc,” *Bollettino della Società Geologica Italiana*, vol. 99, pp. 27–34, 1980.
- [32] M. Comas, J. P. Platt, J. Soto, and A. Watts, “The origin and tectonic history of the alboran basin : Insights from leg 161 results,” in *Proceedings of the Ocean Drilling Program, Scientific Results* (R. Zahn, M. C. Comas, and A. Klaus, eds.), vol. 161, pp. 555–580, College Station, TX : Ocean Drilling Program, 1999.
- [33] B. Gelabert, F. Sabat, and A. Rodriguez-Perea, “A structural outline of the serra de tramuntana, mallorca (balearic islands),” *Tectonophysics*, vol. 203, no. 1–4, pp. 167–183, 1992.
- [34] M. Roveri, V. Manzi, R. Gennari, A. Bertini, D. Cosentino, *et al.*, “The messinian salinity crisis : Past and future of a great challenge for marine sciences,” *Marine Geology*, vol. 352, pp. 25–58, 2014.
- [35] W. Krijgsman, F. J. Hilgen, I. Raffi, F. J. Sierro, and D. S. Wilson, “Chronology, causes and progression of the messinian salinity crisis,” *Nature*, vol. 400, no. 6745, pp. 652–655, 1999.
- [36] D. Frizon de Lamotte, C. Raulin, N. Mouchot, J.-C. Wrobel-Daveau, C. Blanpied, and J.-C. Ringenbach, “The southernmost margin of the tethys realm during the mesozoic and cenozoic : Initial geometry and timing of the inversion processes,” *Tectonics*, vol. 30, p. TC3002, 2011.
- [37] G. Rosenbaum, G. S. Lister, and C. Duboz, “Relative motions of africa, iberia and europe during alpine orogeny,” *Tectonophysics*, vol. 359, no. 1–2, pp. 117–129, 2002.
- [38] E. Roca, D. Frizon de Lamotte, A. Mauffret, R. Bracène, J. Vergés, N. Benaouali, M. Fernandez, J. A. Muñoz, and H. Zeyen, “The transmed atlas – the mediterranean region from crust to mantle,” in *The Transmed Atlas* (W. Cavazza, F. M. Roure, W. Spakman, G. M. Stampfli, and P. A. Ziegler, eds.), Berlin, Heidelberg : Springer, 2004.
- [39] J.-P. Bouillin, “Le bassin maghrébin : une ancienne limite entre l’europe et l’afrique à l’ouest des alpes,” *Bulletin de la Société Géologique de France*, vol. 8, no. 4, pp. 547–558, 1986.
- [40] A. Boudiaf, *Étude sismotectonique de la région d’Alger et de la Kabylie (Algérie)*. Thèse d’État, Université Montpellier, Montpellier, 2006. 274 p.

- [41] A. Kirèche, *Contribution à l'étude structurale et tectonique de la chaîne des Bibans (Kabylie, Algérie)*. Thèse de doctorat, Université des Sciences et de la Technologie Houari Boumediene (USTHB), 1993.
- [42] M. Hassissen, *Étude géologique de la région des Babors orientaux (Petite Kabylie, Algérie)*. Thèse de doctorat, Université de Constantine, Algérie, 1989.
- [43] R. C. Maury, S. Fourcade, C. Coulon, M. El Azzouzi, H. Bellon, A. Coutelle, A. Ouabadi, B. Semroud, M. Megartsi, J. Cotten, O. Belanteur, A. Louni-Hacini, A. Piqué, R. Capdevila, J. Hernandez, and J. P. Réhault, "Post-collisional neogene magmatism of the mediterranean maghreb margin : A consequence of slab breakoff," *Comptes Rendus de l'Académie des Sciences - Series IIA - Earth and Planetary Science*, vol. 331, no. 3, pp. 159–173, 2000.
- [44] O. Belanteur, *Le magmatisme miocène de l'Algérois : chronologie de mise en place, pétrologie et implications géodynamiques*. Thèse de doctorat, Université des Sciences et de la Technologie Houari Boumediene (USTHB), Alger, 2001.
- [45] H. Benali, *Les minéralisations associées aux roches magmatiques tertiaires du Nord de l'Algérie : typologie, pétrologie, cadre géodynamique et implication métallogénique*. Thèse de doctorat, Université des Sciences et de la Technologie Houari Boumediene, Alger, 2007.
- [46] A. Cattaneo, N. Babonneau, G. Dan, J. Déverchère, A. Domzig, V. Gaullier, B.-M. De Lépinay, A. Nougues, P. Storzynski, N. Sultan, and A.-K. Yellès, "Submarine landslides along the algerian margin : A review of their occurrence and potential link with tectonic structures," in *Submarine Mass Movements and Their Consequences* (D. C. Mosher, C. Shipp, L. Moscardelli, J. Chaytor, C. Baxter, H. Lee, and R. Urgeles, eds.), vol. 28, pp. 515–526, Springer, 2009.
- [47] L. Leclaire, "Structure du bassin néogène nord-algérien d'après les données géophysiques et géologiques offshore," *Revue de l'Institut Français du Pétrole*, vol. 27, no. 10, pp. 1319–1341, 1972.
- [48] A. Camerlenghi, D. Accettella, S. Costa, G. Lastras, M. Canals, and R. Urgeles, "Morphogenesis and sedimentary evolution of the algero-balearic abyssal plain, western mediterranean sea," *International Journal of Earth Sciences*, vol. 97, no. 1, pp. 1–13, 2008.
- [49] J.-M. Auzende, J. Bonnin, and J.-L. Olivet, "La marge nord-africaine considérée comme marge active," *Contribution COB*, no. 338, pp. 681–690, 1975. Article n° 257.

- [50] A. Leprêtre, F. Klingelhoefer, D. Graindorge, P. Schnurle, M. O. Beslier, K. Yelles, J. Déverchère, and R. Bracene, “Multiphased tectonic evolution of the central algerian margin from combined wide-angle and reflection seismic data off tipaza, algeria,” *Journal of Geophysical Research : Solid Earth*, vol. 118, pp. 1–18, 2013.
- [51] K. J. Hsü, M. B. Cita, and W. B. F. Ryan, “The origin of the mediterranean evaporites,” in *Initial Reports of the Deep Sea Drilling Project*, vol. 13, pp. 1203–1231, U.S. Government Printing Office, 1973.
- [52] J. Lofi, C. Gorini, S. Berne, G. Clauzon, A. T. dos Reis, W. B. F. Ryan, and M. S. Steckler, “Mediterranean sea-level variations during the messinian salinity crisis,” *Earth and Planetary Science Letters*, vol. 310, no. 3–4, pp. 427–442, 2011.
- [53] A. Mihoubi, M. Badsı, H. Djellit, and B. Semroud, “Characterization of messinian evaporites and associated seismic facies in the algerian offshore margin,” *Arabian Journal of Geosciences*, vol. 6, pp. 4253–4265, 2013.
- [54] K. Hinz, “Crustal structure of the balearic sea,” *Tectonophysics*, vol. 20, no. 1–4, pp. 295–302, 1973.
- [55] G. P. Pascal, A. Mauffret, and P. Patriat, “The ocean–continent boundary in the gulf of lion from analysis of expanding spread profiles and gravity modeling,” *Geophysical Journal International*, vol. 113, no. 3, pp. 701–726, 1993.
- [56] I. AGOUD, A. MESSOURI, and M. BRAHIMI, “Le choix de l’appareil de forage offshore ultra deepwater, pour le projet algérien bej-1,” mémoire de master, Université Kasdi Merbah – Ouargla, Faculté des Hydrocarbures et des Énergies Renouvelables et des Sciences de la Terre et d’Univers, Département de Forage et Mécanique des Chantiers Pétroliers, Ouargla, Algérie, 2017.
- [57] Y. Mathieu and A. Perrodon, *Géologie des hydrocarbures : Genèse, exploration et production*. Paris : Éditions Technip, 2014.
- [58] M. Chadouli, *Géologie pétrolière : Les fondamentaux de l’exploration*. Alger : Office des Publications Universitaires (OPU), 2013.
- [59] L. B. Magoon and W. G. Dow, *The Petroleum System—From Source to Trap*, vol. 60 of *AAPG Memoir*. Tulsa, OK : American Association of Petroleum Geologists, 1994.
- [60] J. G. Gluyas and R. E. Swarbrick, *Petroleum Geoscience*. Oxford : Blackwell Publishing, 2004.

- [61] P. A. Allen, “Alluvial stratigraphy and petroleum occurrence : North sea jurassic,” in *Basin Analysis : Principles and Applications* (P. A. Allen and J. R. Allen, eds.), pp. 308–331, Oxford : Blackwell Scientific Publications, 1990.
- [62] R. Bousbia and A. Boukhelifi, “Comparaison des méthodes d’exploration sismique en onshore et offshore : techniques et applications,” *Revue des Sciences et Technologies*, vol. 10, no. 2, pp. 55–66, 2019.
- [63] F. Avedik, B. Marsset, and A. Hirn, “Seismic imaging of deep crustal structures using tuned air-gun arrays : Case studies in the mediterranean sea,” *Geophysical Journal International*, vol. 126, no. 2, pp. 271–288, 1996.
- [64] A. Ziolkowski, “A method for calculating the oscillation period of a gas bubble produced by an underwater explosion,” *Geophysical Journal International*, vol. 24, no. 4, pp. 431–458, 1971.
- [65] M. Safar, “Étude de la propagation d’une impulsion acoustique créée par une source en mer,” *Revue de l’Institut Français du Pétrole*, vol. 31, no. 1, pp. 3–23, 1976.
- [66] J. M. Auzende, *Histoire Tertiaire de la Méditerranée occidentale*. PhD thesis, Université de Paris VII, 1978. p. 70, 71.
- [67] M. J. Jurado and M. C. Comas, “Well log interpretation and seismic stratigraphy in the northern alboran sea : A correlation,” *Geo-Marine Letters*, vol. 12, pp. 129–136, 1992.
- [68] . Yilmaz, *Seismic Data Analysis : Processing, Inversion, and Interpretation of Seismic Data*, vol. 1 & 2. Society of Exploration Geophysicists (SEG), 2001.
- [69] C. E. Payton, *Seismic Stratigraphy – Applications to Hydrocarbon Exploration*, vol. 26 of *Memoir*. American Association of Petroleum Geologists, 1977.
- [70] M. Bouras and A. Litim, “Interprétation structurale des données sismiques en 2d appliquée au bassin de l’hodna,” mémoire de fin d’études, École Nationale Polytechnique d’Alger, Département de Génie Minier, École Nationale Polytechnique, Alger, 2018.