



Année Universitaire : 2015-2016



**Master Sciences et Techniques : Géo-ressources et Environnement**

## **MEMOIRE DE FIN D'ETUDES**

Pour l'Obtention du Diplôme de Master Sciences et Techniques

### ***L'INTERPRETATION DES DONNEES SISMIQUES DU BASSIN D'ASSA-ZAG***

**Présenté par:**

**MAZZENE Youssef**

**Encadré par:**

- **Mr. Mohamed KAROICHA, ONHYM;**
- **Pr. EL AZZAB DRISS, FST Fès.**

**Soutenu le 16 Juin 2016 devant le jury composé de:**

- **Mr. El AZZAB Driss**
- **Mr. HINAJE Said**
- **Mr. CHARROUD Mohammed**

**Stage effectué à : ONHYM,**





Mémoire de fin d'études pour l'obtention du Diplôme de Master Sciences et Techniques

**Nom et prénom: MAZZENE Youssef**

**Année Universitaire : 2015/2016**

**Titre: L'INTERPRETATION DES DONNEES SISMIQUES DU BASSIN D'ASSA-ZAG**

## Résumé

Le bassin paléozoïque de Assa-Zag, situé au Sud de l'Anti-Atlas occidental est une vaste mégastucture E-W à pendage généralement vers le Sud. Les objectifs visés dans cette mémoire sont : l'interprétation des données sismiques du bassin et la synthèse géologique et structurale de la zone d'étude ainsi que l'analyse des déformations hercyniennes et leur répercussions sur le plan pétrolier.

L'analyse structurale et tectonique a permis d'énumérer de nombreuses structures pouvant être des pièges potentiels d'hydrocarbures. Ces structures générées sont essentiellement de type souple et disharmonique associées à plusieurs niveaux de décollement. Le plissement est différencié en fonction de la compétence des séries affectées. Des structures de type piège stratigraphiques sous formes de discordances et biseaux sédimentaires peuvent être associés aux séries de Dévonien et Silurien.

Les porosités primaires faibles à moyennes des niveaux réservoirs peuvent être nettement améliorées grâce à la porosité de fracture. Cette dernière est sous formes de diaclases intenses et homogènes. Les principaux niveaux roches mères sont d'âges Silurien et Ordovicien inférieur à moyen avec des matières organiques de type II à III.

Les études d'exploration effectuées dans le passé ont montré la présence d'indices d'hydrocarbure, essentiellement du gaz naturel. Pour une meilleure exploration du bassin d'Assa-Zag, on recommande, la réalisation d'une couverture sismique de reconnaissance 3D sur la région Ouest et Sud-ouest de Zag. Ainsi qu'une étude de terrain des séries carbonifères en terme de géochimie, pétrophysique et dynamique sédimentaire.

**Mots clés: Assa-Zag, Série Paléozoïque, Déformation hercynienne, Sismique Réflexion, Vitesse de stack, Dévonien moyen-inférieur, Silurien, Plis, failles inverse, carte isochrone, hydrocarbure.**



## SOMMAIRE

|  |    |
|--|----|
| Liste des figures .....  | 4  |
| REMERCIEMENTS.....   | 6  |
| ABSTRACT .....   | 7  |
| Introduction.....  | 8  |
| Première Partie : GENERALITERS.....  | 9  |
| I. Généralité .....  | 10 |
| 1. Présentation de l'ONHYM : .....   | 10 |
| 2. Création et organisation de l'ONHYM : .....                             | 10 |
| 3. Les missions de l'ONHYM : .....   | 10 |
| 4. Missions et domaines d'activités de l'ONHYM : .....                     | 11 |
| 5. Vision et stratégie de l'ONHYM : .....                                  | 11 |
| 5.1. Vision : .....  | 11 |
| 5.2. Stratégie : .....   | 11 |
| 5.3. L'organigramme : .....  | 12 |
| II. Premier chapitre : Géologie pétrolière .....                           | 13 |
| 1. Introduction.....   | 13 |
| 2. Système Pétrolier .....   | 13 |
| 2.1. Définition : .....  | 13 |
| 2.2. La roche mère : .....   | 14 |
| 2.2.1. Classification : .....  | 14 |
| 2.2.2. La maturité de la roche mère: .....                                 | 17 |
| 2.3. La roche réservoir : .....  | 17 |
| 2.4. La roche couverture : .....   | 17 |
| 2.5. Migration et piégeage des hydrocarbures dans les réservoirs : .....   | 18 |
| 2.6. Migration des hydrocarbures: .....                                    | 18 |
| 2.7. Les différents « pièges a pétrole » .....                             | 19 |
| III. Deuxième chapitre : Sismique Réflexion Principes et Application ..... | 21 |
| 1. Notion de base de la prospection sismique .....                         | 21 |
| 1.1. Les ondes sismiques: .....  | 21 |
| 1.2. Sismique réflexion : .....  | 22 |
| 1.3. Sismique réfraction : .....   | 23 |

|   |   |    |
|---|---|----|
| 1.4.  | Principe d'acquisition .....                              | 24 |
| 1.4.1.  | Acquisition terrestre (onshore) : .....                   | 24 |
| 1.4.2.  | Acquisition marine (offshore) : .....                     | 25 |
| 1.5.  | Introduction a l'interprétation .....                     | 26 |
| 1.5.1.  | Calage: .....   | 26 |
| 1.5.2.  | Vitesse de stack : .....                                  | 26 |
| 1.5.3.  | Sonic : .....   | 27 |
| 1.5.4.  | Carottage sismique (check Shot Survey): .....             | 28 |
| 1.6.  | Pointe des horizons: .....                                | 29 |
| 1.7.  | Chronométrage : .....                                     | 29 |
| 1.8.  | Cartographie : .....                                      | 29 |
| 1.9.  | Interprétation informatique des données sismiques : ..... | 29 |
| Deuxième Partie : Etude géologique et géophysique ..... |   | 30 |
| I.  | Premier Chapitre : bassin d'Assa-Zag .....                | 31 |
| 1.  | Présentation de la zone d'étude : .....                   | 31 |
| 1.1.  | Cadre Géographique : .....                                | 31 |
| 1.2.  | Etude géologique.....                                     | 32 |
| 1.2.1.  | Dévonien .....  | 34 |
| 2.  | Etude Tectonique .....                                    | 36 |
| 2.1.  | Disposition et zonation des structures.....               | 36 |
| 2.2.  | Interprétation de l'image satellite.....                  | 39 |
| 2.3.  | Etude de la fracturation.....                             | 41 |
| 3.  | Analyse et synthèse structurale .....                     | 45 |
| 3.1.  | La structure de surface .....                             | 46 |
| 3.2.  | Structure de Zemoul.....                                  | 48 |
| 3.3.  | La structure de subsurface .....                          | 50 |
| II.   | Deuxième chapitre : interprétation sismique .....         | 52 |
| 1.  | Donné sismique .....                                      | 52 |
| 2.  | Profile sismique .....                                    | 53 |
| 2.1.  | Section sismique 01 : .....                               | 53 |
| 2.2.  | Section sismique 03 : .....                               | 53 |
| 2.3.  | Section sismique 05 : .....                               | 54 |
| 2.4.  | Section sismique 07:.....                                 | 54 |
| 2.5.  | Section sismique 09 : .....                               | 55 |

|         |   |    |
|---------|---|----|
| 2.6.    | Section sismique 10 :.....                    | 55 |
| 2.7.    | Section sismique 11 :.....                    | 56 |
| 2.8.    | Section sismique 13:.....                     | 56 |
| 2.9.    | Section sismique 14 :.....                    | 57 |
| 2.10.   | Section sismique 15 :.....                    | 57 |
| 3.      | Analyse .....                                 | 58 |
| 4.      | Forage Oum_Doul_1.....                        | 58 |
| 5.      | Calage et identification des horizons : ..... | 60 |
| 6.      | Utilisation des vitesses de stack : .....     | 60 |
| 7.      | Hodochrone :.....                             | 61 |
| 8.      | Cartographie :.....                           | 62 |
| 8.1.    | Carte de Dévonien :.....                      | 62 |
| 8.2.    | Carte Dévonien Moyen et Inférieur : .....     | 63 |
| 8.3.    | Carte Silurien : .....                        | 64 |
| 9.      | Analyse des Carte isochrones.....             | 65 |
| 10.     | Géologie Pétrolière.....                      | 66 |
| 10.1.   | Roche mères : .....                           | 66 |
| 10.2.   | Réservoirs et Couvertures .....               | 67 |
| 10.3.   | Structures Pièges .....                       | 68 |
| 10.3.1. | Pièges stratigraphiques .....                 | 68 |
| 10.3.2. | Piège structuraux.....                        | 68 |
|         | Conclusion et Recommandation .....            | 69 |
|         | Liste De Bibliographie.....                   | 70 |
|         | ANNEXE .....                                  | 72 |
| 1.      | BASSE DE DONNEE DES CARTES : .....            | 72 |

## Liste des figures

|   |    |
|---|----|
| Figure 1: Organigramme de l'ONHYM.....  | 12 |
| Figure 2: représentation simplifiée d'un système pétrolier.....   | 14 |
| Figure 3: diagramme de Van Krevelen indiquant la composition élémentaire des trois principaux types de kérogène au début de la diagenèse et leurs évolutions chimiques jusqu'au stade de métagenèse (modifié d'après Durand & Espitalié, 1973)..... | 16 |
| Figure 4: évolution des roches mères durant le phanérozoïque avec leurs proportions relatives (d'après Durand & Espitalié, 1973).....   | 16 |
| Figure 5: migrations primaire et secondaire du pétrole conduisant à la formation d'un gisement.....   | 19 |
| Figure 6: Les principaux types de pièges à pétrole.....   | 20 |
| Figure 7: propagation d'onde sismique suivant la loi d'optique de Descartes.....  | 22 |
| Figure 8: principe de la sismique réflexion.....  | 23 |
| Figure 9: acquisition terrestre.....  | 25 |
| Figure 10: acquisition marine.....  | 25 |
| Figure 11: dispositif de dorage en offshore.....  | 28 |
| Figure 12: situation de la zone d'étude « bassin d'Assa-Zag ».....  | 31 |
| Figure 13: Localisation du secteur étudié le bassin « d'Assa-Zag ».....   | 33 |
| Figure 14 : Log litho stratigraphique du Silurien (coupe de Jb Anebdour) et évolution de la porosité et du Carbone total (d'après ONHYM).....   | 34 |
| Figure 15 : Log litho stratigraphique du Dévonien inférieur à moyen (coupe de Jb Akellal) et évaluation de la porosité et du Carbone total (d'après ONHYM).....   | 36 |
| Figure 16: Plis de 2ème ordre dans l'ordovicien (Jebel Bani-Foum El Hissn), (d'après ONHYM).....  | 38 |
| Figure 17: Allure et style de plis hercyniens dans le secteur d'Assa-Foum El Hissn (versant nord du bassin d'Assa- Zag), (d'après Mahmoud Zizi, ONHYM).....   | 39 |
| Figure 18: Carte structurale linéamentaire de la région étudié (d'après ONHYM).....   | 40 |
| Figure 19: Carte structurale télé analytique de la région d'Amott (Sud-ouest d'Assa), (d'après ONHYM).....  | 41 |
| Figure 20: Données microtectoniques de la fracturation (Jebel Akellal) A, B et C : sites de la structure périclinale, D : axe du pli, E : rosaces synthétique, F : pôles des stylolites, (d'après Mahmoud Zizi, ONHYM).....                         | 42 |
| Figure 21: Allure et densité des joints de fracture sur les Riches Dévonien (Jebel Akellal), (d'après Mahmoud Zizi, ONHYM).....   | 43 |
| Figure 22: Joints de diaclases affectant les grès à rides au sein du 2ème Riche (Jb.Akellal), (d'après Mahmoud Zizi, ONHYM).....  | 44 |
| Figure 23: Carte géologique montrant la disposition E-W du bassin d'Assa- Zag.....  | 45 |
| Figure 24: Bloc Diagramme de la Structure d'Amotte, Bassin d'Assa- Zag, (d'après Mahmoud Zizi, ONHYM).....  | 47 |
| Figure 25: Bloc diagramme de la structure de Tazout, bassin d'Assa- Zag, (d'après Mahmoud Zizi, ONHYM).....   | 49 |
| Figure 26: Carte de structures majeures dans le bassin d'Assa- Zag et Bas Draa, (d'après ONHYM).....  | 51 |
| Figure 27: Carte de position des profils sismique interprétés.....  | 52 |

|   |    |
|---|----|
| Figure 28 : Log stratigraphique du Forage Oum_Doul_1 .....  | 59 |
| Figure 29: Courbe profondeur = f (temps) .....  | 61 |
| Figure 30: Carte sismostructurale en isochrone du toit des formations de Dévonien .....   | 62 |
| Figure 31: Carte sismostructurale en isochrone du toit de Dévonien 3D montre la morphologie de l'horizon .....                  | 63 |
| Figure 32: Carte sismostructurale en isochrone du toit des formations de Dévonien Moyen-Inférieur .....                         | 63 |
| Figure 33: Carte sismostructurale en isochrone du toit de Dévonien Moyen -Inférieur 3D montre la morphologie de l'horizon ..... | 64 |
| Figure 34: Carte sismostructurale en isochrone du toit des formations de Silurien.....  | 64 |
| Figure 35: Carte sismostructurale en isochrone du toit de Silurien 3D montre la morphologie de l'horizon.....                   | 65 |



## REMERCIEMENTS

---

*A l'apogée de ce rapport, j'accomplis un devoir en exprimant mes plus vifs remerciements et mes plus profondes gratitudees à **Mr. Mohamed NAHIM**, directeur de Direction d'Exploration Pétrolière (DEP) à l'Office National des Hydrocarbures et des Mines (ONHYM), et **Mr. Mohamed DAKKI**, Chef de Division de Géophysique Pétrolière, pour m'avoir offert l'opportunité d'effectuer un stage de fin d'étude dans leur honorable établissement.*

*Je tien à remercier également mon encadrant Interne **Mr. Mohamed KAROICHA**, Ingénieur géophysique, non seulement pour l'opportunité qu'il m'a offert pour réaliser mon stage, mais aussi pour son intérêt, son engagement et ses précieux conseils.*

*Nous témoignons particulièrement de notre profonde gratitude au corps professoral du département Géoressource et environnement et particulièrement mon encadrant, **Mr. Driss EL AZAB** qui, s'est toujours montrés à l'écoute et très disponible tout au long de la réalisation de ce mémoire, ainsi pour l'inspiration, l'aide et le temps qu'il a bien voulu me consacrer.*

*Mes sincères remerciements vont aussi l'ensemble des personnels de la direction d'Exploration Pétrolière, qui m'ont aidé dans la réalisation de ce travail.*

*Je tiens à être reconnaissant à tous les enseignants du Master Géoressource et Environnement et à tous le personnel de l'administration de FST - Fès pour les efforts qu'ils n'ont cessé de déployer pour la formation.*

*Enfin, mes remerciements à tous ceux qui ont contribué de près ou de loin au bon déroulement de ce stage.*

## ABSTRACT

---

The Assa-Zag Paleozoic basin is a vast W-E megastructure Deeping generally southward. The objectives aimed in this study are: the interpretation seismic and the synthesis of the petroleum geology and the tectonic analysis of the structural and tectonic analysis of the Hercynian deformations and their hydrocarbon impacts.

The structural and tectonic analysis allowed enumerating several structures, which could be potential traps of hydrocarbons. These structures are essentially folding and disharmonic type associated to many detachment levels. The folding is differentiated according to competence of the affected series. Stratigraphic traps such as unconformity related traps and sedimentary pitchouts are common within the Cambrian, Ordovician, Devonian and Lower Carboniferous.

Fracturing which are frequent and homogeneous in the study area can increase the weak to medium porosity of the main reservoirs.

The main source rocks levels are Silurian and lower to middle Ordovician which has an organic matter of type II-III.

The petroleum exploration history showed the presence of hydrocarbon indications, essentially some natural gas shows.

In order to improve a hydrocarbon exploration of the Assa-Zag basin, we recommend realizing 3D seismic acquisition in the Western and South-Western part of Zag area. As well as detail outcrop study on the carboniferous series in term of geochemistry and sedimentology.

## Introduction

---

Cette étude s'inscrit dans le cadre du stage de projet de fin d'études au sein de l'Office National des Hydrocarbures et des Mines (ONHYM), plus précisément, au sein de la direction de l'exploration pétrolière. Elle a pour objectif principal de s'initier à l'interprétation des données sismiques 2D du bassin d'Assa-Zag et de se familiariser avec les techniques et les outils de l'exploration pétrolière.

Ce rapport est subdivisé en deux grandes parties, la première partie est consacrée à une présentation de l'office, un aperçu sur la géologie pétrolière et aux notions de base de la prospection sismique, ainsi qu'aux différentes étapes de l'interprétation sismique, en utilisant le logiciel Pétrel disponible à l'ONHYM ; à savoir : calage, pointé des horizons, chronométrage et cartographie. La nécessité de cette partie, réside dans la place qu'occupe la sismique réflexion dans le domaine de l'exploration pétrolière, puisqu'elle donne avec précision beaucoup d'information sur le sous le sol permettant de reconstruire l'évolution géologique et de définir le système pétrolier de la zone d'étude.

La deuxième partie concerne l'étude géologique et géophysique de la zone sud de l'onshore du bassin d'Assa-Zag, basée sur l'interprétation des données sismiques 2D. Cette partie comporte un aperçu sur le cadre géographique, géologique et structural de la région d'étude et aussi un aperçu sur le système pétrolier de cette région. Ainsi le travail effectué, qui consiste à l'interprétation des lignes sismiques et l'analyse sismostructurale des données sismiques 2D à fin de détecter les pièges potentiels pétroliers possibles.

## Première Partie : GENERALITERS

## I. Généralité

### 1. Présentation de l'ONHYM :

L'ONHYM- L'Office National des Hydrocarbures et des Mines- est un office au sein du Ministère de l'énergie et des mines à caractère semi-public et s'occupe de toutes études et recherches visant à l'exploitation et à la valorisation des substances à l'exclusion des hydrocarbures (phosphates). Il est soumis à la tutelle de l'Etat, laquelle a pour objet d'assurer le respect, par les organes compétents de l'office, des dispositions de la loi 33-01. Il est également soumis au contrôle financier de l'Etat applicable aux établissements publics en vertu de la législation en vigueur.

### 2. Création et organisation de l'ONHYM :

L'ONHYM a été créé le 17 août 2005, par la fusion du Bureau de Recherches et de Participations Minières (BRPM) et de l'Office National de Recherche et d'Exploitations Pétrolières (ONAREP).

**B.R.P.M** : Le Bureau de Recherches et de Participations Minières a été créé par Dahir le 15 décembre 1928 pour promouvoir la mise en valeur des ressources minières du sous-sol national, phosphates exceptés.

**O.N.A.R.E.P** : l'Office National de Recherches et d'Exploitations Pétrolières, a été créé par le Dahir du 10 novembre 1981, ce dernier a des compétences relatives à la recherche sur les hydrocarbures, permettant ainsi au Bureau de concentrer son action sur la mise en valeur minière proprement dite.

### 3. Les missions de l'ONHYM :

- Conduire la recherche, l'exploration et l'exploitation des gisements d'hydrocarbures ou de schistes bitumineux, ainsi que des gisements miniers et de toute substance minérale (à l'exclusion des phosphates).
- Impulser et soutenir toute action de nature à contribuer au développement de l'exploration et de l'exploitation des hydrocarbures et des substances minérales, notamment dans le cadre de partenariats

Les Laboratoires Mines réalisent des prestations aussi bien pour les géologues de l'ONHYM que pour les clients externes. Ces prestations concernent les trois domaines suivants :

- Minéralurgie
- Chimie Minérale
- Minéralogie et pétrographie

#### 4. Missions et domaines d'activités de l'ONHYM :

Instituées par la loi depuis sa création, les missions de l'Office National des Hydrocarbures et des Mines, se déclinent comme suit :

- Participer au développement socio-économique du Maroc par la mise en valeur des ressources minières (à l'exclusion des phosphates) et des hydrocarbures et mener à travers une démarche technico-économique appropriée, la recherche et l'exploration des gisements d'hydrocarbures et miniers.
- Développer un partenariat proactif et dynamique et construire une expertise nationale dans le domaine pétrolier et minier.
- Conduire la recherche, l'exploration des gisements miniers et de toute substance minérale (à l'exclusion des phosphates) et des gisements d'hydrocarbures ou de schistes bitumineux ainsi que et l'exploitation de ces derniers
- Négocier avec tout partenaire potentiel, les termes contractuels conformément aux dispositions légales en vigueur.

#### 5. Vision et stratégie de l'ONHYM :

##### 5.1. Vision :

Face aux multiples défis et aux spécificités de ses métiers, et pour être à même de encourager l'industrie minière et pétrolière du Royaume, l'ONHYM :

- Met en œuvre une stratégie appropriée planifiée à moyen et long terme.
- Assure le développement de l'infrastructure géologique, en faisant appel à des technologies évoluées en matière de connaissances scientifiques et techniques.

##### 5.2. Stratégie :

Conscient de l'importance majeure de son rôle comme étant un opérateur clé en matière d'exploration minière et pétrolière au Maroc. L'Office National des Hydrocarbures et des Mines a élaboré sa stratégie sur quatre principes fondamentaux :

- Développer l'exploration minière et pétrolière au Maroc.

- Renforcer la dynamique d'ouverture sur le marché mondial et le développement des partenariats, partie intégrante de la politique de promotion des richesses pétrolières et minières du pays.
- Accorder à l'ONHYM une solide crédibilité internationale, corollaire d'une politique de promotion efficiente.
- Instaurer à toutes les phases de développement des projets métiers une culture managériale orientée performance.

### 5.3. L'organigramme :

Dans le but d'accomplir ses missions, l'Office National des Hydrocarbures et des Mines (ONHYM) ont opté pour un mode de gouvernance qui lui permette d'exceller dans l'exécution de ses activités, au travers de directions métiers, portées par des fonctions support.

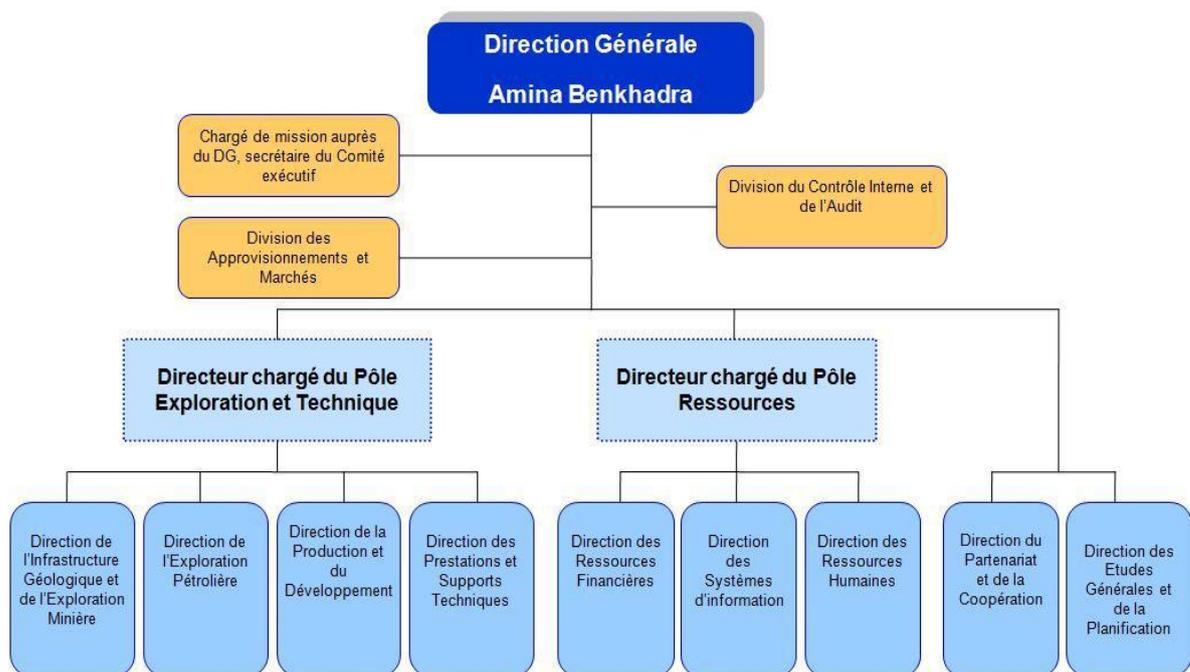


Figure 1: Organigramme de l'ONHYM

## II. Premier chapitre : Géologie pétrolière

### 1. Introduction

Le pétrole est un combustible fossile dont la formation date d'environ 20 à 350 millions d'années. Aussi appelé « huile » ou « pétrole brut », il provient de la décomposition d'organismes marins (principalement le plancton) accumulés dans des bassins sédimentaires, au fond des océans, des lacs et des deltas.

La transformation de la matière organique en pétrole s'échelonne sur des dizaines de millions d'années, en passant par une substance intermédiaire appelée kérogène. Le pétrole produit peut ensuite se trouver piégé dans des formations géologiques particulières, appelées « roches réservoirs » constituant les gisements pétrolifères exploités de nos jours.

### 2. Système Pétrolier

#### 2.1. Définition :

Le système pétrolier peut être défini comme un ensemble naturel susceptible de prendre en compte l'ensemble des processus de formation et d'accumulation des hydrocarbures (Magoon et Dow, 2000). Ainsi, définir le système pétrolier d'une zone d'exploration consiste à préciser les éléments suivants : (Figure 2)

- La nature et l'âge des roches mères.
- Les propriétés pétrophysiques et l'âge des faciès réservoirs.
- Le mécanisme de migration des hydrocarbures depuis la roche mère jusqu'au réservoir.
- La nature des pièges et de la couverture qui favorisent l'accumulation de ces hydrocarbures.

La définition du système pétrolier suppose aussi la détermination de l'ordre temporel dans lequel les différents paramètres de ce système se développent. Cette notion de temps est indispensable dans une perspective d'exploration pétrolière en ce sens qu'il permet d'intégrer une dimension quantitative dans le processus d'accumulation des hydrocarbures (Magoon et Dow, 2000).



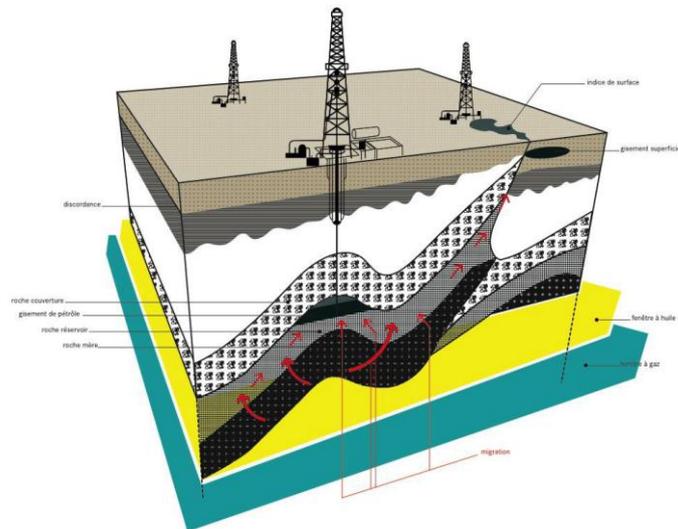


Figure 2: représentation simplifiée d'un système pétrolier

## 2.2. La roche mère :

La formation du pétrole est le fruit d'un lent processus de métamorphose de la matière organique sous l'action principale de la température. Cette matière organique est associée à une composante minérale particulière pour former ce que l'on appelle la roche mère. Il s'agit généralement de sédiments fins de nature argileuse, très favorables à la préservation de la matière organique.

La conservation de la matière organique au sein des sédiments dépend notamment de la profondeur du dépôt, de la granulométrie du sédiment, du taux de sédimentation et des conditions d'oxydoréduction. Une très faible quantité de cette matière organique, de l'ordre de 0.1% seulement, rencontrant des conditions de dépôt favorables à la conservation, peut prendre part à la formation de kérogène puis à la production de pétrole et de gaz (Tissot et Welte, 1984).

### 2.2.1. Classification :

Plusieurs techniques physiques et chimiques sont utilisées pour caractériser les kérogènes. L'analyse élémentaire étant la plus simple, elle est utilisée pour déterminer les teneurs en carbone, hydrogène, oxygène, azote et soufre du kérogène. C'est un outil qui permet d'établir le diagramme de Van Krevelen qui représente l'origine et l'évolution des kérogènes issus de différentes matières organiques (Durand et Monin, 1980). Nous distinguons trois types principaux de kérogène selon leurs origines (Tissot et Welte, 1984) : (Figure 3)

- **Le kérogène de Type I** : Ce kérogène dérive d'algues et de bactéries et a une origine lacustre. Il est caractérisé par un rapport H/C élevé (~1.5) et un rapport O/C faible (~ 0.1). Il contient principalement des chaînes hydrocarbonées et peu de structures cycliques et aromatiques.
- **Le kérogène de Type II** : L'origine de ce kérogène est la biomasse planctonique marine. Le rapport H/C est de l'ordre de 1.3 et le rapport O/C (~ 0.15). Les chaînes alkyles linéaires sont moins longues et la présence de structures cycliques et aromatiques est plus importante que dans le type I. Il y a un sous-type appelé type II-S qui a la particularité d'avoir une teneur élevée en soufre (8-14%). Ce kérogène est à l'origine des pétroles bruts riches en soufre.
- **Le kérogène de Type III** : Ce kérogène a une origine végétale terrestre. Les rapports H/C et O/C sont de l'ordre de (0.7-0.9) et (0.3-0.4) respectivement. Il contient des structures aromatiques et des fonctions oxygénées. Il est moins favorable à la génération du pétrole, mais il donne du gaz à grande profondeur.

Les trois types de kérogènes peuvent être présentés dans le diagramme de Van Krevelen (1961) où le rapport H/C est présenté en fonction du rapport O/C. Ce diagramme est très utilisé par les géochimistes pour la classification et le suivi de l'évolution de la matière organique. (La figure 3) montre les chemins que suit chaque type dans son parcours vers la maturité.

L'abondance et la diversité de roches mères ont été remarquables durant le Phanérozoïque (Figure 4), à cause de l'évolution de la vie. Dans l'ensemble, les roches mères les plus nombreuses sont caractérisées par un kérogène de type II et III, traduisant la prédominance d'une matière organique respectivement d'origine marine et terrestre. La figure 4 traduit surtout le passage progressif d'une production organique bactérienne (type I) caractéristique des environnements confinés et isolés (genre lacustre à la fin du Jurassique) à une production phytoplanctonique des environnements relativement ouverts (au Crétacé).

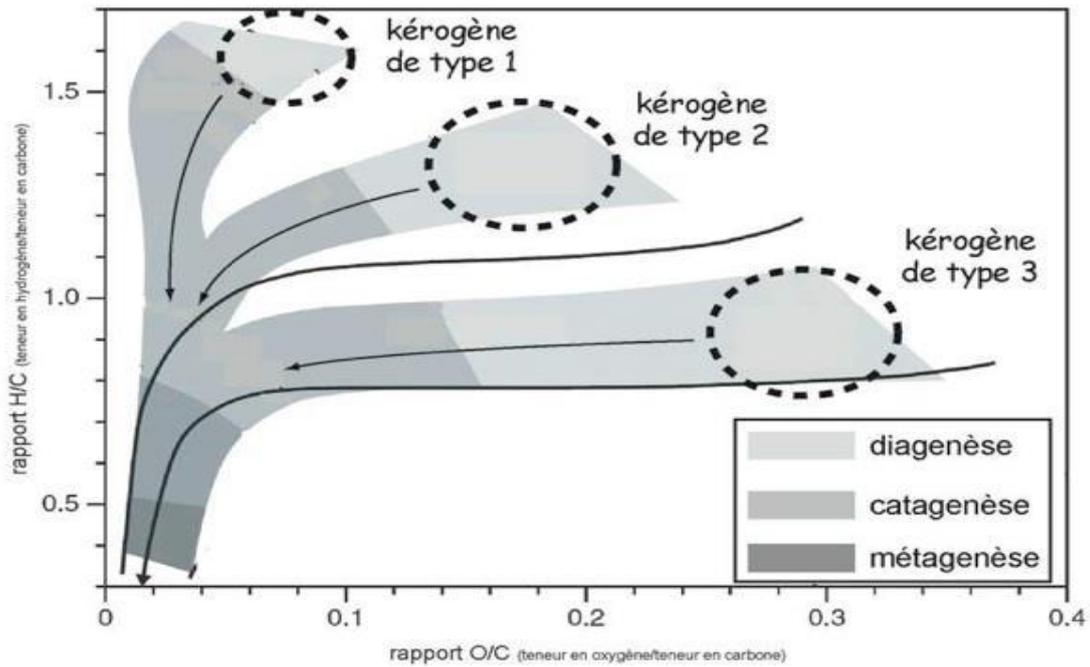


Figure 3: diagramme de Van Krevelen indiquant la composition élémentaire des trois principaux types de kérogène au début de la diagenèse et leurs évolutions chimiques jusqu'au stade de métagenèse (modifié d'après Durand & Espitalié, 1973)

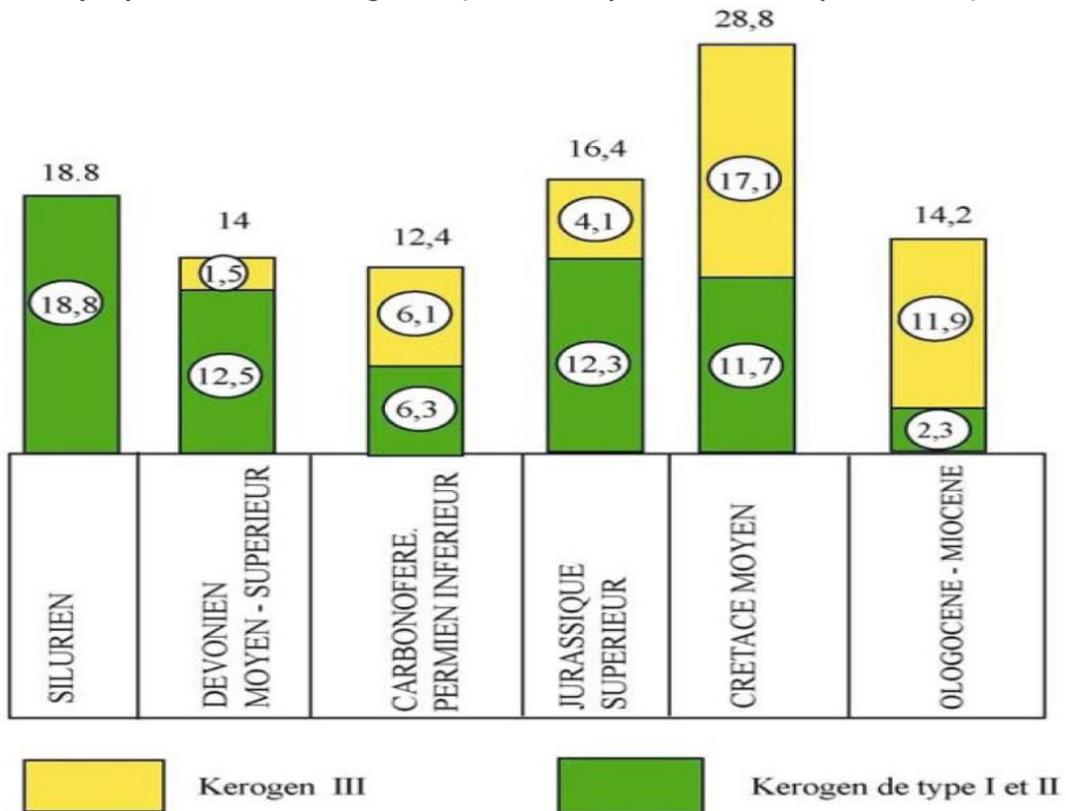


Figure 4: évolution des roches mères durant le phanérozoïque avec leurs proportions relatives (d'après Durand & Espitalié, 1973)

### 2.2.2. La maturité de la roche mère:

Outre sa teneur en carbone organique (COT) et sa qualité pétrolière indiquée par l'index d'hydrogène (IH) du Rock-Eval, le niveau de maturité est l'un des paramètres clé dans l'évaluation du potentiel pétrolière d'une roche mère. Il donne une indication sur le degré d'évolution thermique de la MO. Il existe plusieurs approches pour évaluer le niveau de maturité d'une roche mère.

Parmi les plus utilisées on peut citer :

- La réflectance de la vitrinite : méthode optique basée sur la vitrinite (particule organique issue des végétaux supérieurs) qui enregistre au travers de ses propriétés physiques, mais aussi chimiques l'évolution des conditions thermiques au sein des bassins sédimentaires.
- Le Tmax du Rock-Eval : Il correspond à la température maximale de craquage de la MO et la libération des hydrocarbures lors de la pyrolyse Rock-Eval. Il exprime donc le degré de maturité de la roche.
- Les biomarqueurs : Cette approche se fonde sur l'identification et la quantification préalable de certains constituants moléculaires apparentés, dérivés de composés biologiques. Ces constituants sont appelés marqueurs moléculaires ou biomarqueurs, voire fossiles géochimiques. La démarche se fonde alors sur un suivi de la modification de la configuration structurale que subissent certains fossiles moléculaires, à la faveur de l'augmentation des conditions thermiques.

### 2.3. La roche réservoir :

La roche-réservoir se définit comme une roche où des hydrocarbures s'accumulent. De densités plus faibles que l'eau, les hydrocarbures de la roche-mère migrent vers la surface à travers les strates de roches sédimentaires. Au cours de cette migration, les hydrocarbures peuvent rencontrer une couche imperméable. Ils se retrouvent piégés en dessous de ce « toit » (appelé roche-couverture), au sein d'une roche poreuse et perméable qui devient la roche-réservoir. Celle-ci est capable de concentrer de grandes quantités d'hydrocarbures, aboutissant à des gisements de pétrole et/ou de gaz.

### 2.4. La roche couverture :

C'est une roche imperméable située au-dessus des roches réservoirs. Il s'agit de roches argileuses ou d'évaporites (sel massif, anhydrite ...). Son rôle est de confiner et de préserver les hydrocarbures générés par les roches mères et accumulés dans les roches

réservoirs. L'absence de cette roche se traduit dans le système pétrolier par une migration des hydrocarbures vers la surface (dismigration).

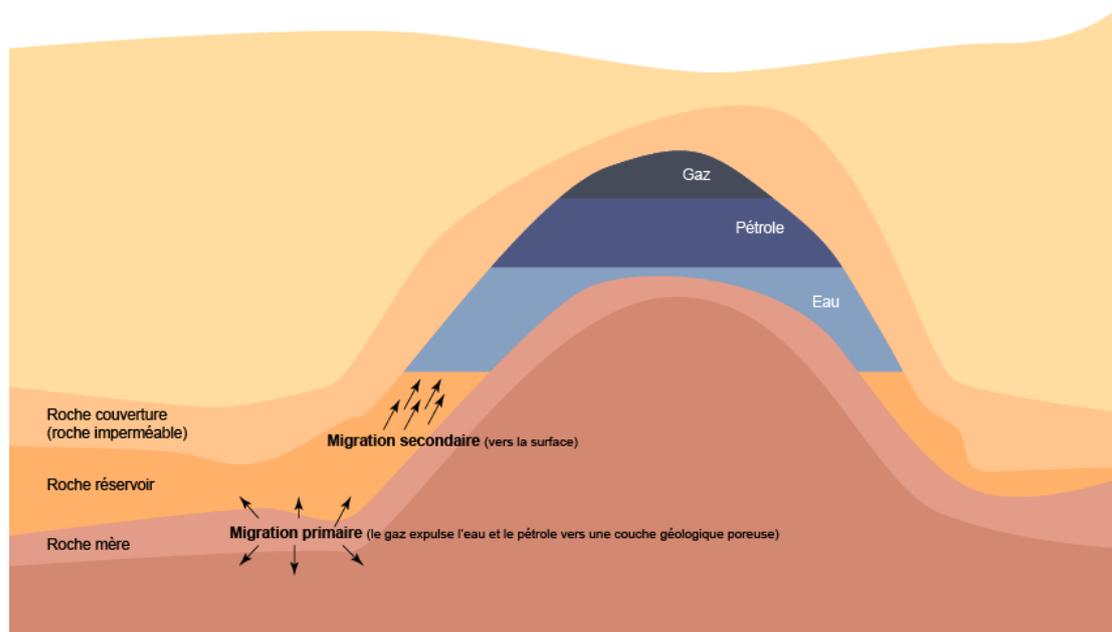
### 2.5. Migration et piégeage des hydrocarbures dans les réservoirs :

Le pétrole est une matière première facilement exploitable lorsqu'il se concentre dans un réservoir par des phénomènes de migration.

### 2.6. Migration des hydrocarbures:

- **Migration primaire :** Le pétrole brut est initialement contenu dans la roche-mère, compacte et imperméable. Par un mécanisme encore mal élucidé (certainement lié à une augmentation de pression dans la roche-mère au cours de son enfouissement) l'eau, le pétrole et le gaz issus du kérogène peuvent être expulsés de leur formation d'origine, migrant alors vers la future roche-réservoir.
- **Migration secondaire :** De faible densité, le pétrole expulsé (mêlé à de l'eau et du gaz dissous) a tendance à remonter jusqu'à la surface de la Terre. Il s'échappe très lentement à travers les couches sédimentaires perméables qui jouxtent la roche-mère.

En général, la migration secondaire du pétrole n'est pas arrêtée par un obstacle. Le pétrole finit par atteindre les premiers mètres du sol, où il est dégradé en bitumes sous l'action de bactéries. Les combustibles fossiles produits sont alors des pétroles dits « lourds » ou « extra-lourds » et des sables bitumineux. Ils peuvent être utilisés comme des indices de surface pour détecter un bassin sédimentaire susceptible de contenir du pétrole, lors de prospections réalisées par l'industrie pétrolière, parfois, la migration du pétrole brut vers la surface est empêchée par une formation géologique imperméable, comme une couche de sel par exemple, appelée « roche-couverture » (également qualifiée de « roche imperméable »). Une accumulation de pétrole, associé à de l'eau et du gaz, se forme dans la couche perméable sous-jacente créant ainsi une roche-réservoir en dessous de la roche-couverture. Dans ce réservoir poreux, le gaz s'accumule au-dessus du pétrole brut, lequel se retrouve au-dessus de l'eau en raison des densités respectives de ces produits (le gaz naturel est plus léger que le pétrole, lui-même plus léger que l'eau).



**Figure 5: migrations primaire et secondaire du pétrole conduisant à la formation d'un gisement**

Seule une faible quantité de pétrole brut est concentrée dans les roches réservoirs. En effet, environ 98% du pétrole produit reste piégé dans la roche-mère, de manière disséminée. Le pétrole de roche-mère est alors plus connu sous le nom d'« huile de schiste » ou de « pétrole de schiste ». Moins facile à extraire que le pétrole sous forme de gisements, il requiert des techniques d'exploitation particulières et notamment la fracturation hydraulique.

## 2.7. Les différents « pièges à pétrole »

L'ensemble roche-réservoir/roche-couverture forme une structure dite de « piège à pétrole ». Plusieurs types de pièges sont décrits, principalement en fonction de la déformation des roches au cours de phénomènes géologiques. (Figure 7)

- **Pièges structuraux :** Le plus courant est le piège anticlinal, structure où les roches ont été plissées en forme de voûte par les mouvements terrestres. Pour le géologue, la présence d'un anticlinal est un indice en faveur de la présence de gisements. En effet, environ 80% des gisements de pétrole sont de ce type.

Lors de la création d'une faille, un bloc terrestre peut également glisser vers le haut ou vers le bas au niveau de la cassure. Une couche imperméable peut alors venir obstruer une couche perméable et arrêter le pétrole dans sa migration.

- **Pièges stratigraphiques** : Les dômes de sel (appelés diapirs) sont des masses de sel formées en profondeur qui remontent sous l'effet de la température et de la pression. 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.

Les mouvements terrestres sont susceptibles de modifier les gisements formés. Le pétrole peut être enfoui plus profondément : il subit alors à nouveau un craquage thermique et donne alors un gisement de gaz naturel. Les gisements de pétrole peuvent également fuir. Dans cette situation, le pétrole migre vers la surface ou vers un autre piège.

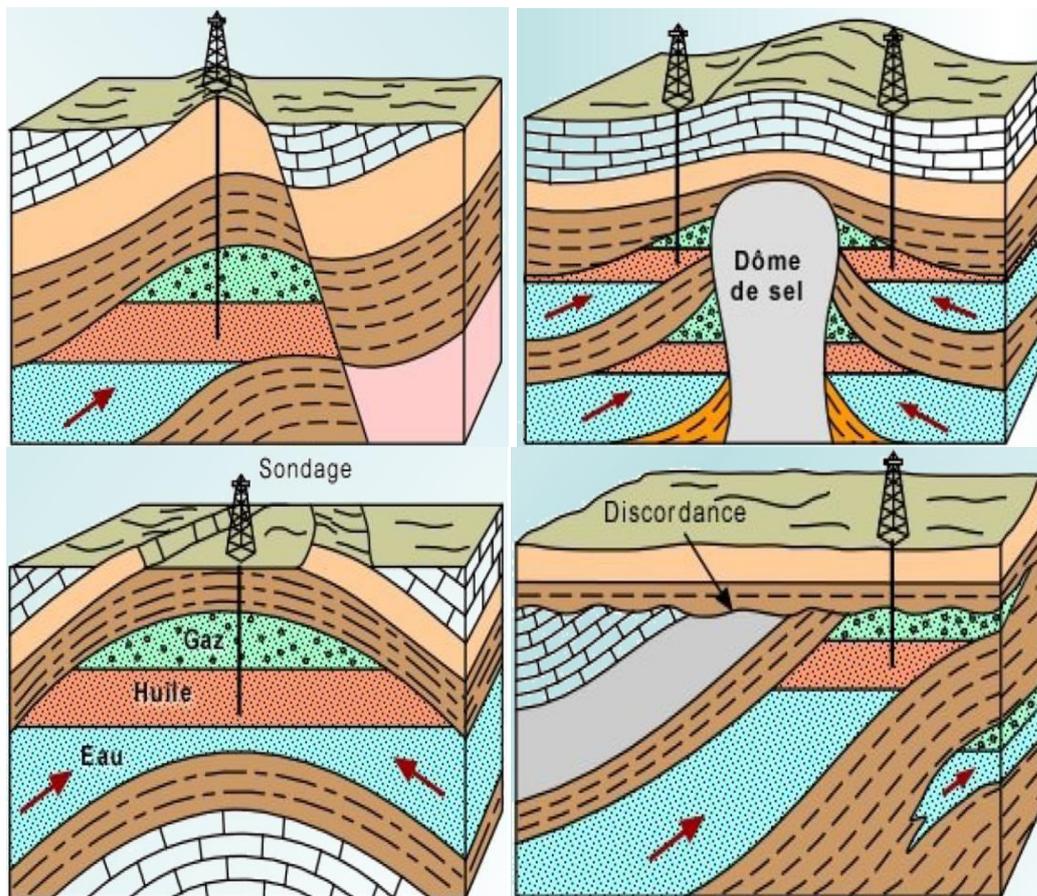


Figure 6: Les principaux types de pièges à pétrole

### III. Deuxième chapitre : Sismique Réflexion Principes et Application

#### 1. Notion de base de la prospection sismique

La prospection sismique est un procédé d'investigation du sous-sol fondé sur l'analyse du retour à la surface du sol d'ondes élastiques, émises ou provoquées en un ou plusieurs points de cette surface.

##### 1.1. Les ondes sismiques:

Les ondes sismiques sont des ondes élastiques qui peuvent traverser un milieu sans le modifier.

Nous allons nous intéresser aux ondes de volumes, celles utilisées dans la prospection sismique. Leur vitesse de propagation dépend du matériau traversé, d'une manière générale, cette dernière augmente avec la profondeur car le matériau traversé devient plus dense. On distingue :

- Les ondes P ou ondes primaires appelées aussi ondes de compression ou ondes longitudinales. Le déplacement du sol qui accompagne leur passage se fait par des dilatations et des compressions successives. Elles se déplacent parallèlement à la direction de propagation des ondes. Ce sont les plus rapides et donc les premières à enregistrer sur les sismogrammes.
- Les ondes S ou ondes secondaires appelées aussi ondes de cisaillement ou ondes transversales. À leur passage, les mouvements du sol s'effectuent perpendiculairement au sens de propagation de l'onde. Ces ondes ont comme propriété importante de ne pas se propager dans les milieux liquides et donc dans l'eau.

Les ondes de volumes se propagent un peu comme les ondes lumineuses : elles peuvent être réfléchies ou réfractées, c'est-à-dire déviées à chaque changement de milieu. Elles peuvent ainsi suivre des trajets très complexes à l'intérieur de la terre.



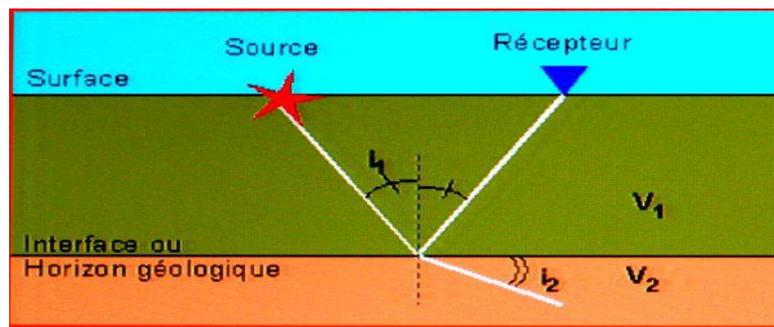


Fig. 4

$$\frac{\sin i_2}{v_2} = \frac{\sin i_1}{v_1}$$

Figure 7: propagation d'onde sismique suivant la loi d'optique de Descartes

### 1.2. Sismique réflexion :

La méthode de la sismique réflexion est l'une des méthodes les plus développées en géophysique dû à son utilisation à grande échelle pour l'exploration du pétrole et du gaz.

Le principe consiste à générer une onde acoustique à la surface du sol et d'en mesurer numériquement l'écho à partir d'une série de capteurs sismiques disposés également en surface.

Les réflexions détectées seront causées par des changements de densités et de vitesses de propagation des ondes dans le milieu investigué. Les ondes se propagent dans le sous-sol, soit réfléchies à l'encontre d'une interface soit réfractées le long de cette interface soit transmises au-delà de cette interface.

La sismique réflexion est devenue une approche fondamentale de toute étude géologique. Limitée pendant longtemps à la définition de la géométrie des couches du sous-sol, elle permet aujourd'hui, grâce au progrès et aux innovations techniques, une véritable radiographie du sous-sol ; elle a ainsi rendue possible une bonne appréciation de leur contenu en fluides notamment en gaz, de leur nature lithologique et, dans le cadre du concept en stratigraphie séquentielle, de leurs significations sédimentologique et paléogéographique. A ce titre, la sismique est devenue aussi l'outil de base de la sédimentologie.

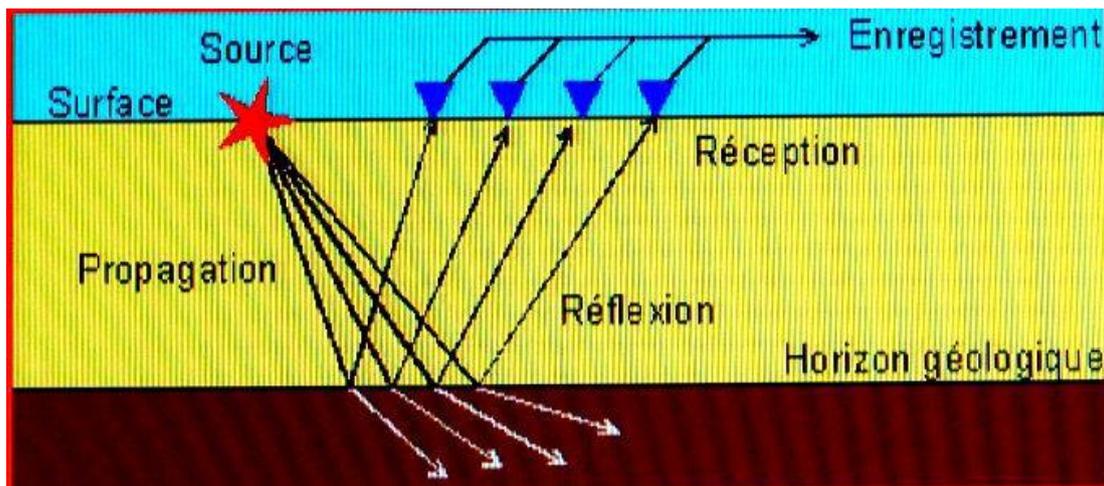


Figure 8: principe de la sismique réflexion

### 1.3. Sismique réfraction :

La méthode de la sismique réfraction permet d'obtenir une image précise de la structure du sous-sol. Elle est particulièrement bien adaptée à la détermination de la profondeur du stratum rocheux et la rippabilité des roches.

La sismique réfraction sert à explorer les structures superficielles du sous-sol sur une distance moyenne (quelques km).

Les résultats obtenus sont complémentaires de ceux de la sismique réflexion. Chaque ébranlement provoqué par une explosion ou par un "camion vibreur", permet de repérer des surfaces de discontinuité séparant des roches où la célérité des ondes sismiques est différente.

Ces surfaces ne sont repérées que lorsqu'elles sont assez superficielles. Ce sont assez souvent des limites de couches sédimentaires ou de coulées volcaniques. Les ondes qui arrivent à une de ces limites sous l'angle d'incidence correspondant à la réfraction limite se propagent ensuite le long de cette interface qui leur sert de "guide d'onde" ce qui canalise leur énergie et leur permet de se propager plus loin. A cause des irrégularités de la surface limite, des ondes remontent en permanence vers la surface et atteignent ainsi les différents capteurs disposés sur le sol. La sismique réfraction permet de mesurer la célérité des ondes dans les couches superficielles.

La sismique réfraction présente plusieurs avantages sur la sismique réflexion : la pénétration est souvent supérieure et on mesure de façon forte précise certaines des vitesses de propagation.

En revanche, elle présente des inconvénients assez importants : le nombre des surfaces que l'on peut détecter est toujours beaucoup plus faible qu'en sismique réflexion, et il faut souvent des charges assez fortes pour fournir au sol l'énergie suffisante pour une réception correcte des ondes après un parcours de plusieurs dizaines de kilomètres. De plus, la sismique réfraction ne fournit pas d'image du sous-sol. Et c'est en fonction de ce que l'on recherche à observer que l'on va choisir sa méthode de prospection.

#### 1.4. Principe d'acquisition

L'acquisition des données est le document de base de toutes les méthodes géophysiques et plus particulièrement de la sismique. L'acquisition en sismique consiste à émettre un signal et à enregistrer sa réflexion ou sa réfraction une fois propagé dans le sous-sol par des récepteurs.

On distingue deux types d'acquisition sismique en fonction du milieu d'acquisition :

##### 1.4.1. Acquisition terrestre (onshore) :

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

Les capteurs sismiques sur terre sont appelés géophones et contiennent un circuit avec un aimant et une bobine. Le déplacement des particules du sous-sol va générer un déplacement relatif entre la bobine et l'aimant et, par suite, un courant qui est proportionnel au déplacement. Selon la direction verticale, longitudinale ou transversale le géophone capte les ondes P de compression, S1 de cisaillement longitudinal ou S2 de cisaillement transversal.

Récemment, un autre type de capteur sismique a été introduit. Il s'agit des accéléromètres. Ces capteurs permettent une réduction de la distorsion du signal ainsi qu'une augmentation de la bande passante, comparée à celle des géophones.

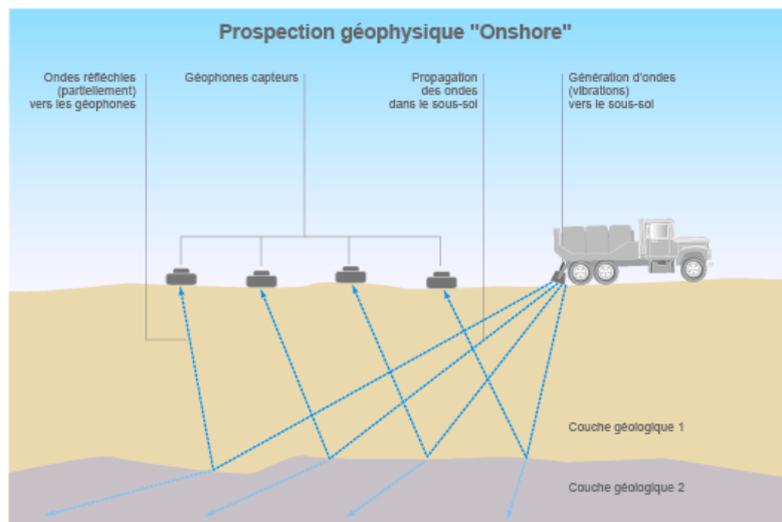


Figure 9: acquisition terrestre

#### 1.4.2. Acquisition marine (offshore) :

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

Les hydrophones sont constitués d'un élément piézo-électrique qui génère un courant suite à une déformation causée par une différence de pression. Comme les ondes de cisaillement ne se propagent pas dans l'eau, les hydrophones ne captent que les ondes P de compression.

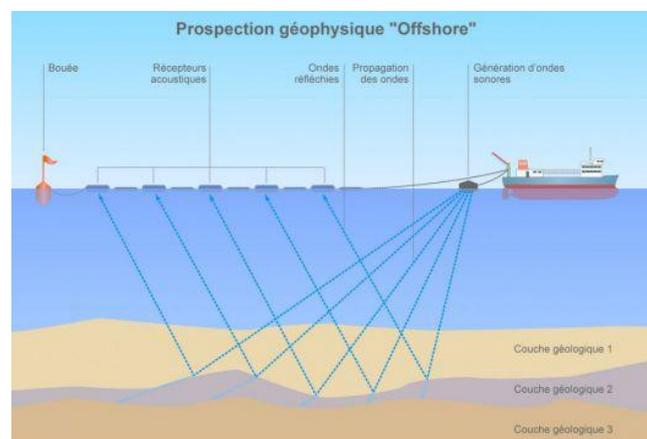


Figure 10: acquisition marine

## 1.5. Introduction a l'interprétation

Quatre étapes sont nécessaires pour l'interprétation sismique :

- Calage
- Pointer des horizons
- Chronométrage
- Cartographie

### 1.5.1. Calage:

Le calage permet de définir sur la section sismique les limites et les âges des différentes formations à partir des données des forages. Le calage se base sur l'application de plusieurs méthodes : la vitesse de stack, le sonic, le carottage sismique et le VSP (Seismic Vertical Profil).

### 1.5.2. Vitesse de stack :

Cette méthode utilise les vitesses d'intervalle, les vitesses moyennes représentées dans la section sismique. Cette méthode reste toutefois peu précise, puisque les vitesses ne sont qu'estimées lors du traitement.

#### ➤ Le calage en utilisant les vitesses d'intervalles :

Sur un tableau, on reporte les vitesses d'intervalle et les temps doubles correspondants, on en déduit le  $\Delta Z$  donné par la formule :

$$\Delta Z = (V_{int} \times \Delta t) / 2$$

- $V_{int}$  est en m/s
- $\Delta t$  en secondes, il est divisé par 2 pour obtenir un temps simple
- La profondeur  $Z$  est le cumul des  $\Delta Z$

La courbe (profondeurs en fonction des temps doubles ( $Z=f(T)$ ) obtenue est une hyperbole. On reporte le log stratigraphique avec l'axe des profondeurs tout en respectant l'échelle de ce dernier et on en déduit les temps correspondants aux limites des différentes formations.

### 1.5.3. Sonic :

Le sonic mesure la vitesse acoustique dans les roches, il fournit ainsi des informations plus complètes pour le calage sismique. Un outil sonique classique comporte un émetteur et deux récepteurs, avec un espacement défini au préalable. Par cette méthode, on mesure l'intervalle de temps entre les premières arrivées aux deux récepteurs, appelé le temps de parcours.

L'enregistrement est normalement intégré pour donner le temps de parcours total avec une échelle en millisecondes. Les vitesses sont obtenues en calculant l'inverse du temps de parcours.

A partir du sonic, on représente sur un tableau les profondeurs et les temps intégrés correspondants qu'on corrige par la suite pour les ramener au DP (Datum Plane). Ces corrections sont différentes selon que l'on travaille en offshore ou en onshore, la courbe de la profondeur en fonction des temps simples ( $p = f(t)$ ) obtenue est une hyperbole. On suit la même procédure pour la méthode des vitesses de stack sauf que cette fois-ci, on multiplie par deux le temps correspondant aux limites des différentes formations, avant de les juxtaposer avec la section sismique.

#### ➤ **En offshore :**

En offshore, le DP est le niveau moyen des mers (0 m). Donc, la seule correction à apporter aux profondeurs est d'en retrancher l'élévation de la table de rotation (TR) puisque les profondeurs du sonic sont mesurées par rapport à cette dernière.

La partie supérieure du sous-sol  $\Delta Z0$  n'est pas enregistrée par le sonic car généralement elle ne présente pas un intérêt pétrolier, donc les temps doivent être corrigés par rapport au DP en ajoutant le temps  $\Delta t0$  correspondant à cette partie.

- $\Delta t0$  est calculé par la formule :  $\Delta t0 = \Delta Z0 / V0$
- $\Delta Z0$  : Profondeur à partir de laquelle commence l'enregistrement du sonic.
- $V0$  : Vint ou  $V_{rms}$  (désignées sur la section sismique) correspondants à  $\Delta Z0$ .

➤ **En onshore**

En onshore, deux cas se présentent selon la position de l'élévation du forage par rapport au DP.

- Premier cas : L'élévation du forage est au-dessus du DP.

Pour ramener les profondeurs au DP, on retranche les différences d'altitude entre le puits par rapport au TR et le DP.

En termes de temps, on ajoute ou on retranche un  $\Delta t_0$  selon l'emplacement du début de l'enregistrement du sonic par rapport au DP.

- Deuxième cas : Le forage est en dessous du DP.

Contrairement au premier cas, on ajoute aux profondeurs la différence d'altitude entre le puits et le DP, alors que pour les temps, on ajoute toujours  $\Delta t_0$  correspondant à la distance entre le DP et le premier enregistrement du sonic.

En onshore, la correction liée à la table de rotation est incluse dans les calculs.

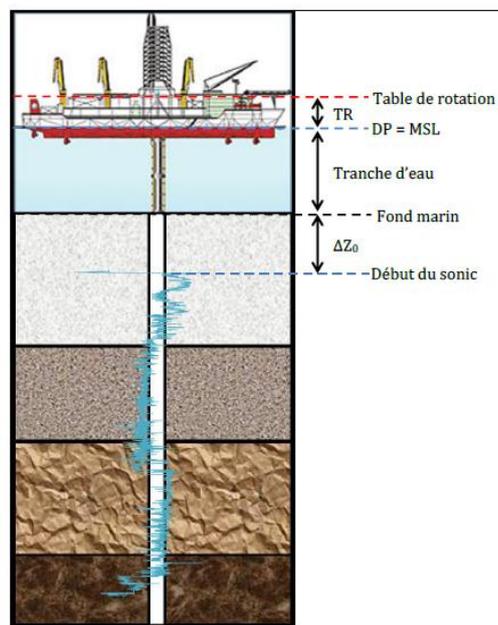


Figure 11: dispositif de forage en offshore

#### 1.5.4. Carottage sismique (check Shot Survey):

Le carottage sismique, ou sismosondage, est la méthode la plus fiable pour établir la relation entre la géologie du sous-sol et la sismique réflexion. Il consiste à émettre des ondes par une source « fixe » placée à la surface et les enregistrer par un récepteur

qu'on déplace tout au long du forage selon le pas d'échantillonnage désiré (R. Mc Quillin, M. Bacon et W. Barclay, 1979). Ainsi, on obtient directement la courbe  $p=f(t)$  qui permet de caler la section sismique. Cependant, cette méthode reste coûteuse et ne donne pas d'informations latérales, elle n'enregistre que les ondes directes.

Actuellement, on arrive à enregistrer en même temps les ondes directes (ou descendantes) et les ondes réfléchies (ou ascendantes) qui permettent d'avoir des informations sur une large surface de part et d'autre du puits, on parle de la sismique de puits. La sismique de puits est un lien essentiel entre les données de puits (en profondeur) et les données sismiques (en temps). Ainsi, elle permet :

- La calibration du log sonic
- Le calage des données sismiques
- Les corrélations entre les marqueurs géologiques et les réflecteurs sismiques
- La détermination d'un modèle de vitesses autour du puits

#### 1.6. Pointe des horizons:

Sur la section sismique, on corrèle entre les différents horizons des puits choisis, et on trace par la suite leurs continuités de part et d'autre des puits.

#### 1.7. Chronométrage :

Ce procédé consiste à lire les valeurs temps des horizons interprétés dans chaque ligne sismique.

#### 1.8. Cartographie :

La cartographie permet d'établir la carte des isochrones, isopaques, isobathes ou autres, en joignant des points d'égale valeur.

#### 1.9. Interprétation informatique des données sismiques :

Actuellement, la technologie informatique permet des applications très poussées dans le domaine de la prospection pétrolière, grâce à l'utilisation des logiciels spécialement conçus et adaptés pour le traitement et l'interprétation sismique, permettant ainsi un gain considérable de temps, et une complète évaluation d'un bassin sédimentaire potentiel. La réalisation des projets s'effectue ainsi en de courts délais. L'ONHYM dispose par exemple d'un logiciel d'interprétation bien adapté (stations Petrel).



## Deuxième Partie : Etude géologique et géophysique

## I. Premier Chapitre : bassin d'Assa-Zag

### 1. Présentation de la zone d'étude :

#### 1.1. Cadre Géographique :

Notre zone d'étude est située dans la Province d'Assa-Zag relève de la Région de Guelmim –Es-Smara. Elle est située sur une bande présaharienne et délimitée au Nord par la Province de Guelmim et au Sud par la Province d'Es-Smara et la Mauritanie et à l'Est par la Province de Tata et l'Algérie ainsi à l'Ouest par la Province de Tan-Tan.

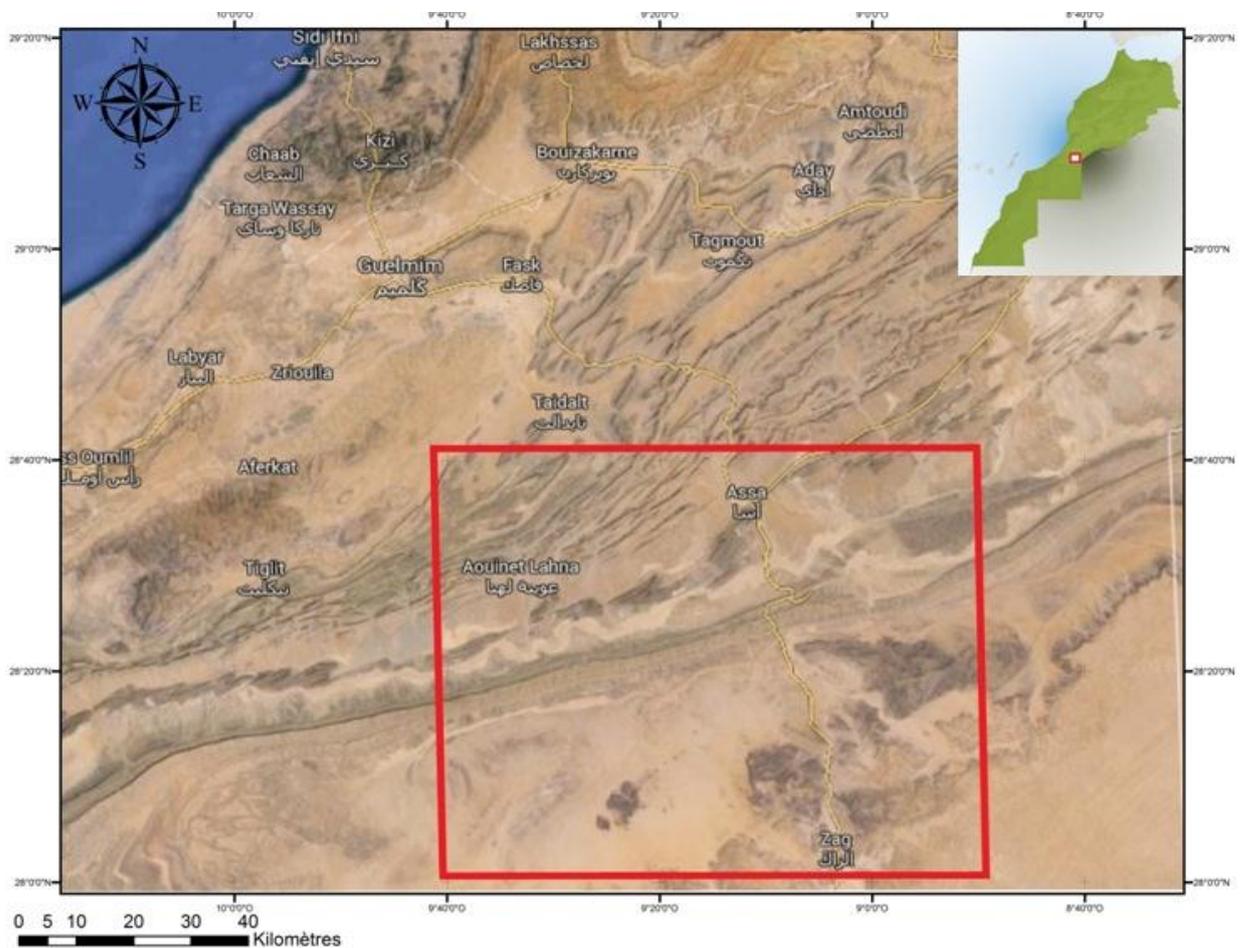


Figure 12: situation de la zone d'étude « bassin d'Assa-Zag »

## 1.2. Etude géologique

Le bassin d'Assa- Zag (Fig.13) s'étend sur plusieurs kilomètres en direction Est-ouest entre la chaîne de l'anti atlas et le massif de réguibat. Il atteint une largeur de 200 à 250 km. A l'ouest, il est séparé du bassin mésozoïque de tafaya-la'youne par une zone faillée de zemmour de direction NNE-SSO la couverture du bassin de Tindouf, constituée par des séries paléozoïques allant du cambrien au carbonifère, repose en discordance angulaire sur un substratum précambrien. Ces séries paléozoïques sont recouverts par une couverture crétacée, tertiaire et quaternaire peu épaisse et à faible pendage.

L'épaisseur des séries paléozoïques augmente en s'éloignant du massif de réguibat dans la direction nord.

L'intensité du plissement du paléozoïque, à peine sensible à l'intérieur du bassin de Tindouf, s'accroît rapidement et progressivement vers l'anti atlas occidental ( Bas Draa ) .le bassin de Tindouf s'est donc comporté en bassin d'avant pays. Il se situe entre la zone stable (le massif de réguibat) et la zone mobile qui correspond à l'anti atlas occidental (le Bas Draa).

Le paléozoïque de l'Anti-Atlas occidental peut être subdivisé en trois grands cycles. (Jeannette et Piqué, 1981 et Michard, 1976).

- Le premier cycle est composé par des formations conglomératiques et volcaniques du protérozoïque terminal, les carbonates de l'Adoudounienne, les schistes et grés du cambrien inférieur .la brèche à Micmacca qui marque le sommet du cambrien inférieur se poursuit par les puissants schistes à paroxides du cambrien moyen.
- Le second cycle s'étend de l'ordovicien au dévonien moyen. L'ordovicien correspond à une alternance de schistes et de grés couronnée par les grés glaciaires du 2ème Baní. Le silurien transgressif est de type sédimentaire péritique. Le dévonien inférieur est généralement détritique, dans l'Anti-Atlas occidental.
- Le 3ème cycle débute au dévonien supérieur avec des sédiments détritiques qui marquent une inversion de relief (Holard, 1970). Le tournaisien et le viséen inférieur prolongent la sédimentation du dévonien supérieur. Le viséen supérieur transgressif est représenté par des calcaires et des grés tendres de l'ourakziz.



Figure 13: Localisation du secteur étudié le bassin « d'Assa-Zag »

Une coupe a été levée dans le site de Anebdour (Fig.14), situé au NE de Foug El Hissn, où affleurent les séries du llandovery et du ludlow. La partie inférieure d'âge llandovery-ludlow, est composée à la base par des argiles grises à passées ferrugineuses et des argiles verdâtres dans sa partie supérieure. L'épaisseur de cet étage est d'environ 465m. La partie supérieure du silurien, d'âge ludlow, commence, à la base, par un banc repère de 2m de calcaire grisâtre à surfaces stylolithiques avec abondance d'orthocères. Ce niveau est marqué par près de 10 cm de surface durcie ferrugineuse. Des argiles verdâtres à brunes forment la majorité de la série avec des intercalations de bancs calcaires à orthocères. L'épaisseur du ludlow atteint plus de 240 m.

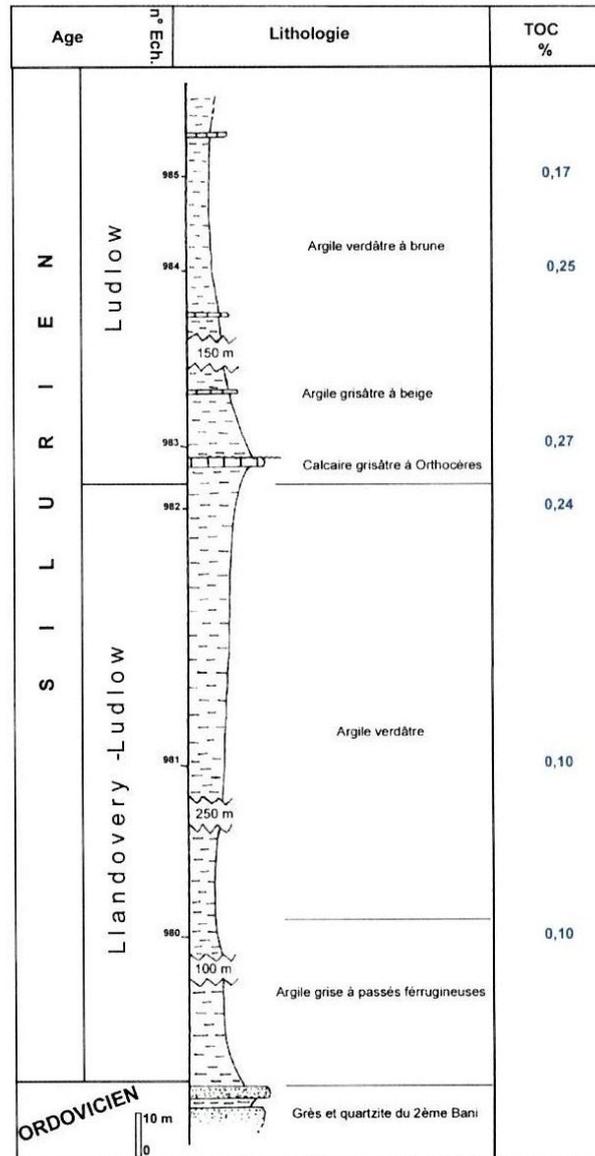


Figure 14 : Log litho stratigraphique du Silurien (coupe de Jb Anebdour) et évolution de la porosité et du Carbone total (d'après ONHYM).

### 1.2.1. Dévonien

Deux tronçons de coupes géologique on été levée respectivement sur le franc nord et le flanc Sud de Jebel Akellal. Ces deux coupes traversent les séries du Dévonien inférieur et moyen.

Il s'agit d'un ensemble d'argile verdâtre à brune épais d'environ 286m ( Fig.15).il montre, à la base, des calcaires gréseux bioclastiques, ferrugineux ainsi que des calcaires lumachelliques à trilobites , branchiopodes, crinoïdes et débris de coraux. Les niveaux de grès sont, parfois bioturbés, à rides de courants.

La partie supérieure, à dominances argileuses, est marquée par un niveau repère(3m) de calcaire bioclastique à orthocères abondants et à base conglomératique ainsi que des calcaires argileux ferrifères et à tendance para-récifale.

Cette partie du dévonien inférieur, épaisse d'environ 276m (Fig15), est marquée par les deux niveaux repères du premier et deuxième Rich. La formation du 1ère Rich, épaisse d'environ 100 m, est formée d'argile silteuses avec une barre de grès et grès quartzitique à bioturbations et rides de courants. Dans la partie supérieure, s'intercale un niveau de calcaire gris bleuâtre à surface ondulée épais d'environ 8m. La formation du 2ème Rich, épaisse d'environ 60m est composée d'argile verdâtre avec une barre de 35 m de grès quartzitiques disposée en bancs métrique. Les surfaces des bancs montrent des ripples marks et des rides d'oscillation et le sommet de la barre est marqué par un niveau conglomératique de 30 cm d'épaisseur. L'Emsien supérieur est formé d'argiles grisâtre avec au sommet des calcaire marneux phosphatés jaunâtre renfermant des trilobites.

L'Eifélien inférieur, épais d'environ 253m, (Fig.15) est constitué d'argile schisteuse verte à grisâtre avec des intercalations silteuses qui se terminent par des argiles et des grès décimétriques à structures de courants. L'eifélien supérieur, épais de près de 100m, montre à la base des argiles et grés à la base des argiles et grés à bryozoaires, crinoïdes et brachiopodes. la partie supérieur est sous forme d'intercalations de grés calcaire beige fin à tempéstites.

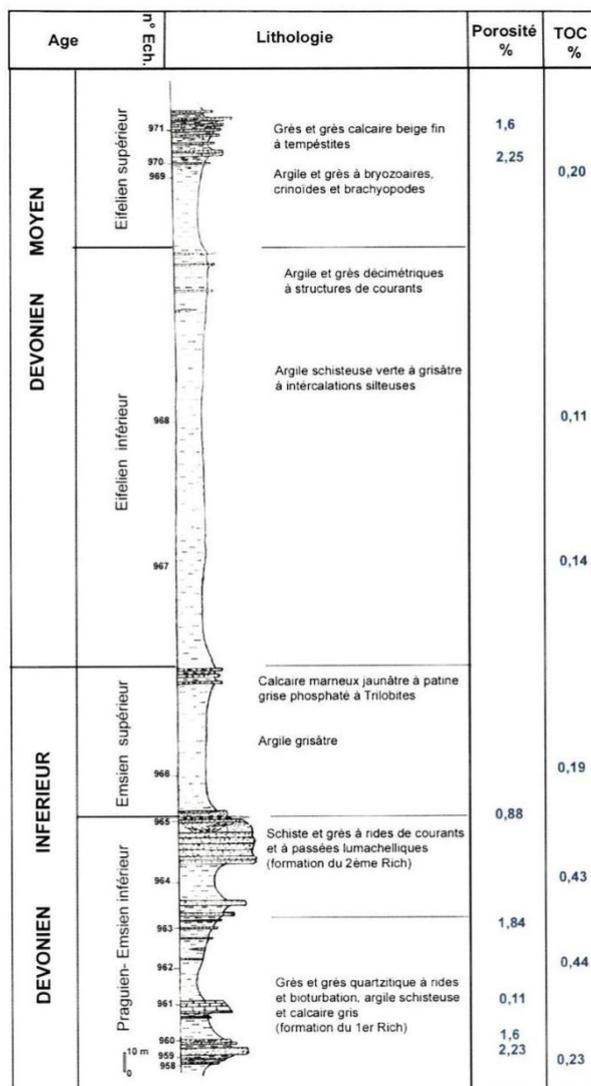


Figure 15 : Log litho stratigraphique du Dévonien inférieur à moyen (coupe de Jb Akellal) et évaluation de la porosité et du Carbone total (d'après ONHYM).

## 2. Etude Tectonique

Une étude tectonique de terrain a été effectuée dans la région de Foum El Hissn, région située sur le prolongement Nord du bassin d'Assa- Zag. Le secteur s'étend du village de Foum Ait Ouballi, Foum El Hissn jusqu'aux environs d'Assa.

### 2.1. Disposition et zonation des structures

Cette région montre un ensemble de plis de direction moyenne NE-SW. Le plissement induit, durant l'orogénèse hercynienne probablement viséen supérieur, s'exprime, cependant, suivant trois zones distinctes par leurs styles de déformation.

La zone Nord présente des séries cambriennes et réseaux conjugués avec une série de plis NE-SW à ENE-WSW. Ces derniers forment des plis d'entraînements de couverture, associés à la partie méridionale de la boutonnière de Tagragra.

La deuxième zone, aux affleurements ordoviciens est située au Nord-Ouest de l'alignement de Jebel bani. Au NW, les plis sont amples, Pluri-Kilométrique et sont agencés en faisceaux dans la région de Timoulay alors que le long de l'alignement de Jebel bani les plis sont moins amples, Kilométriques avec un agencement moins dense et disposée en réseaux conjuguée de direction moyenne N130 et N160 associés à quelques failles inverses sinueuses NE-SW.

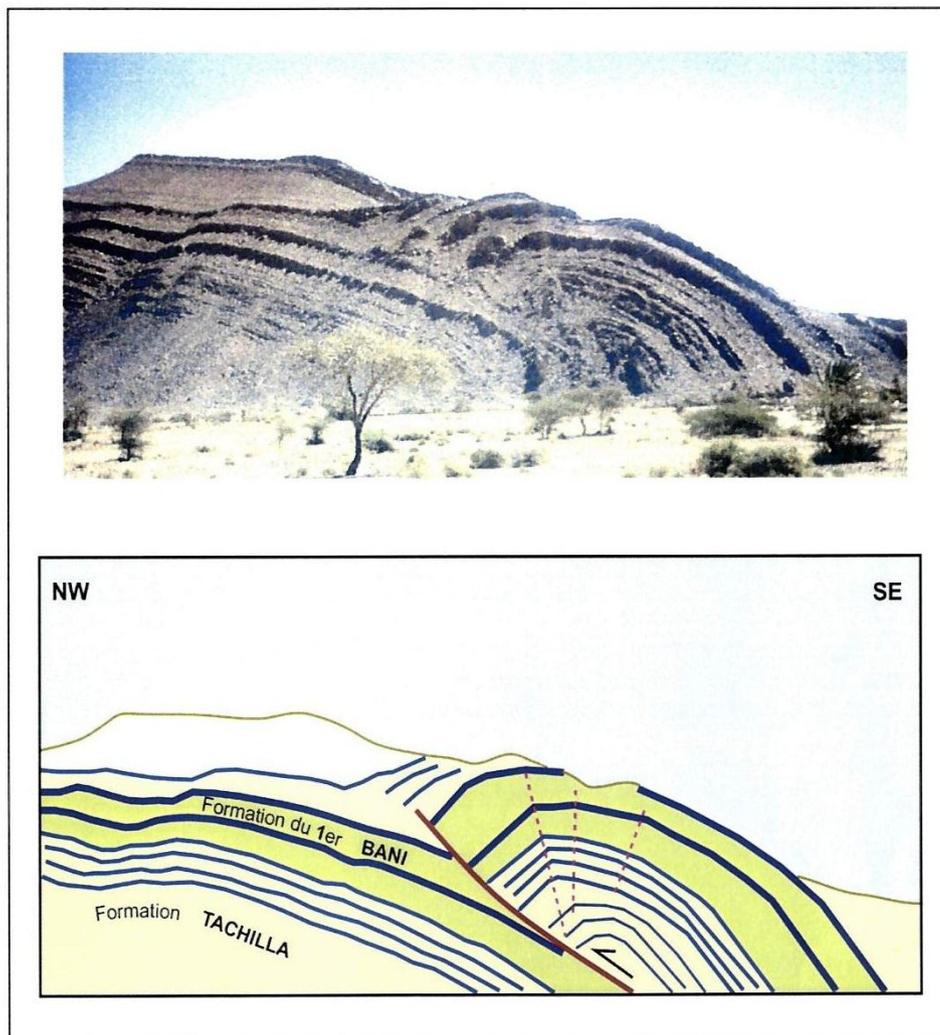
La troisième zone concerne les secteurs d'affleurement dévoniens avec une déformation de type souple. Les plis dessinés par les barres gréseuses des Richs du Dévonien inférieur sont plus serrés, alignés et atteignant parfois plus de 30 km de long. La géométrie est sous forme de plis concentriques droits, légèrement coffrés et à fermetures périclinale cylindriques avec quelques rares virgations axiale. Au sein de cette zone, surgit la mégastructure anticlinale de Jebel Adrar Zoughar, dessinée par les grès ordoviciens. Elle contraste fortement avec les plis dévoniens par son longueur d'onde et son amplitude élevée. Le Dévonien supérieur est plus tôt caractérisé par des plissements mal organisés avec style disharmonique qui se dissipe rapidement à la base de Jebel Tazout et de l'Ourkziz.

Cette zonation structurale est remarquablement bien délimitées par les affleurements des formations de type faciès incompetents : schistes à Paradoxides du Cambrien, argiles noires du Silurien et argiles du Dévonien supérieur.

Le plissement, qui affecte les séries ordoviciennes, est marqué par la compétence élevée des grès et quartzites du Bani I et II. Ces derniers dessinent bien des plis de premier ordre plurikilométrique à grandes amplitude et longueur d'onde. Par ailleurs, des plis de second ordre affectent les flancs méridionaux. Ils sont pluri-hectométriques, souvent de type plis-faille, inverse et à vergence vers le NW (Fig.16). La génération de ces plis de 2<sup>ème</sup> ordre est favorisée par les argiles schisteuses de Tachilla qui induisent des surfaces de glissements locales. Au sien des argiles du Llanvirn, existent des plis de 3<sup>ème</sup> ordre décamétriques, dessinés par des passés de



grès. Ce sont des plis désorganisés et très disharmoniques dus aux glissements banc sur banc.



**Figure 16: Plis de 2<sup>ème</sup> ordre dans l'ordovicien (Jebel Bani-Foum El Hissn), (d'après ONHYM)**

Globalement, le plissement, dans le secteur étudié, est de type disharmonique (Fig.17). Ce dernier se matérialise par un contraste en termes de dimensions, longueur d'onde et amplitude. Les principaux niveaux, atteints, sont les Richs du Dévonien inférieur, les grès et quartzites de l'ordovicien et du Cambrien. Ces niveaux sont séparés par des zones potentielles de décollement qui sont à faciès incompetent.

Les grès de Jebel Tazout et d'Ourkziz sont en effet les dernières formations compétentes, faiblement déformées, puisqu'elles se trouvent immédiatement encadrées par deux niveaux de décollements : les argiles du Dévonien supérieur et les argiles gypseuses du Namurien.

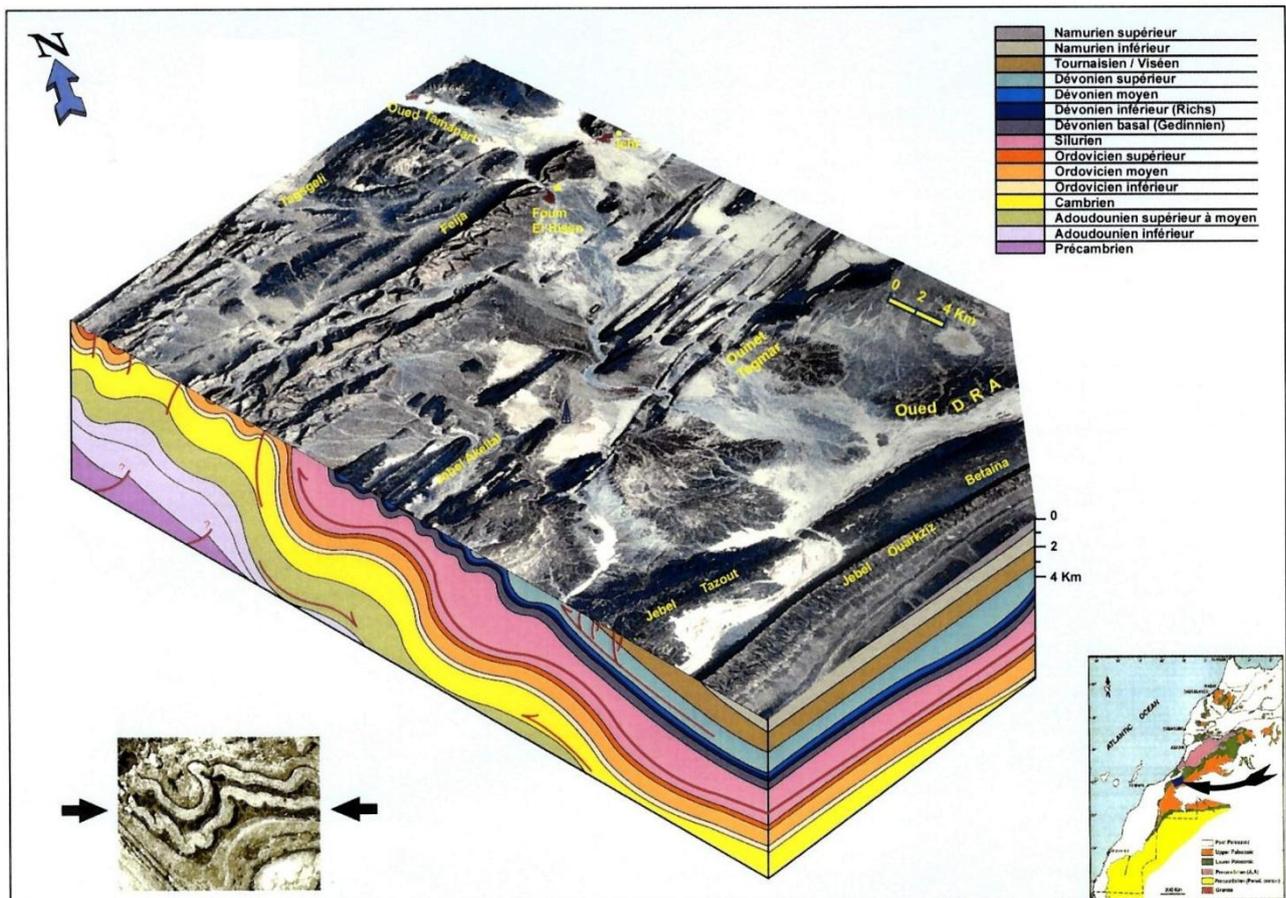
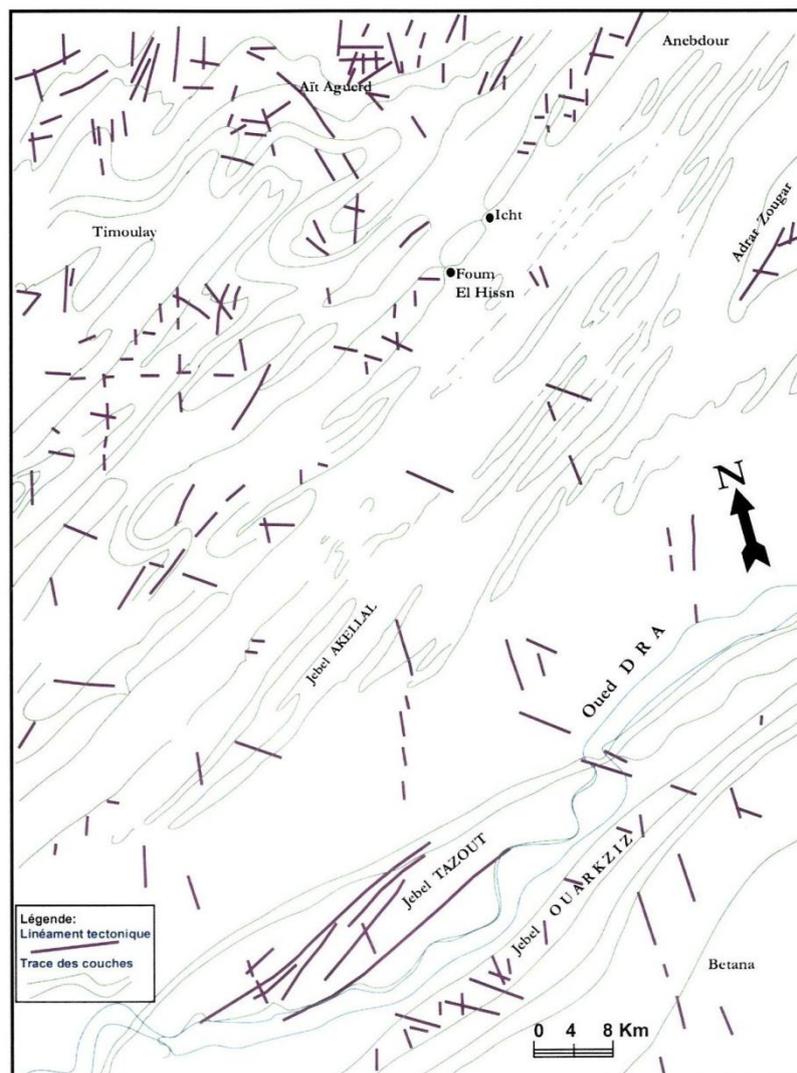


Figure 17: Allure et style de plis hercyniens dans le secteur d'Assa-Foum El Hissn (versant nord du bassin d'Assa- Zag), (d'après Mahmoud Zizi, ONHYM)

## 2.2. Interprétation de l'image satellite

L'interprétation de l'image satellite Landsat de la région (Fig.18) montre une fracturation de type conjuguée qui s'exprime suivant la même direction sur tout le secteur, depuis les affleurements du socle au NW jusqu'au carbonifère au SE.

L'apport de cette information est important aux données de la carte tectonique. Elle signifie que la compression hercynienne a été exercée sur la région d'une façon homogène et unidirectionnelle. Ainsi, la différenciation des plissements reste tributaire uniquement des propriétés mécaniques des couches (disharmonie et polyharmonie).



**Figure 18: Carte structurale linéamentaire de la région étudiée (d'après ONHYM)**

L'interprétation d'une portion de l'image satellite, couvrant la zone d'Amott (Fig.19), montre que la déformation hercynienne se prolonge au sud de Jebel Ouarkziz. Cette structuration est évidente au NW du bassin de Zag où les formations d'âge Dinantien-Namurien dessinent des plis anticlinaux et synclinaux de direction NE-SW avec des virgations axiales dextres. Globalement, on note une tendance à un agencement en faisceaux de plis disposés en relais droit. Ces caractéristiques géométriques indiquent qu'il s'agit de plis d'entraînements liés probablement au cisaillement dextre le long de la base de Jebel Ourkziz. Cette base à caractère d'une surface de glissement disharmonique peut être qualifiée d'un niveau de décollement à composante décrochant dextre. En outre, la parfaite disposition en relais droit des plis Dévonien et la réorientation de la contrainte principale du N140 au N160, de part et d'autre de la zone de glissement, confirme bien la composante latérale du mouvement.

Ces plissements peuvent ainsi être considérés comme type de structure piège à explorer en subsurface sur la zone Ouest du bassin de Zag. Certes il faut prévoir que ces plis auront tendance à se désamplifier avec des rayons de courbures plus élevés, chose qui peut augmenter leur importance en terme de piège d'hydrocarbure.

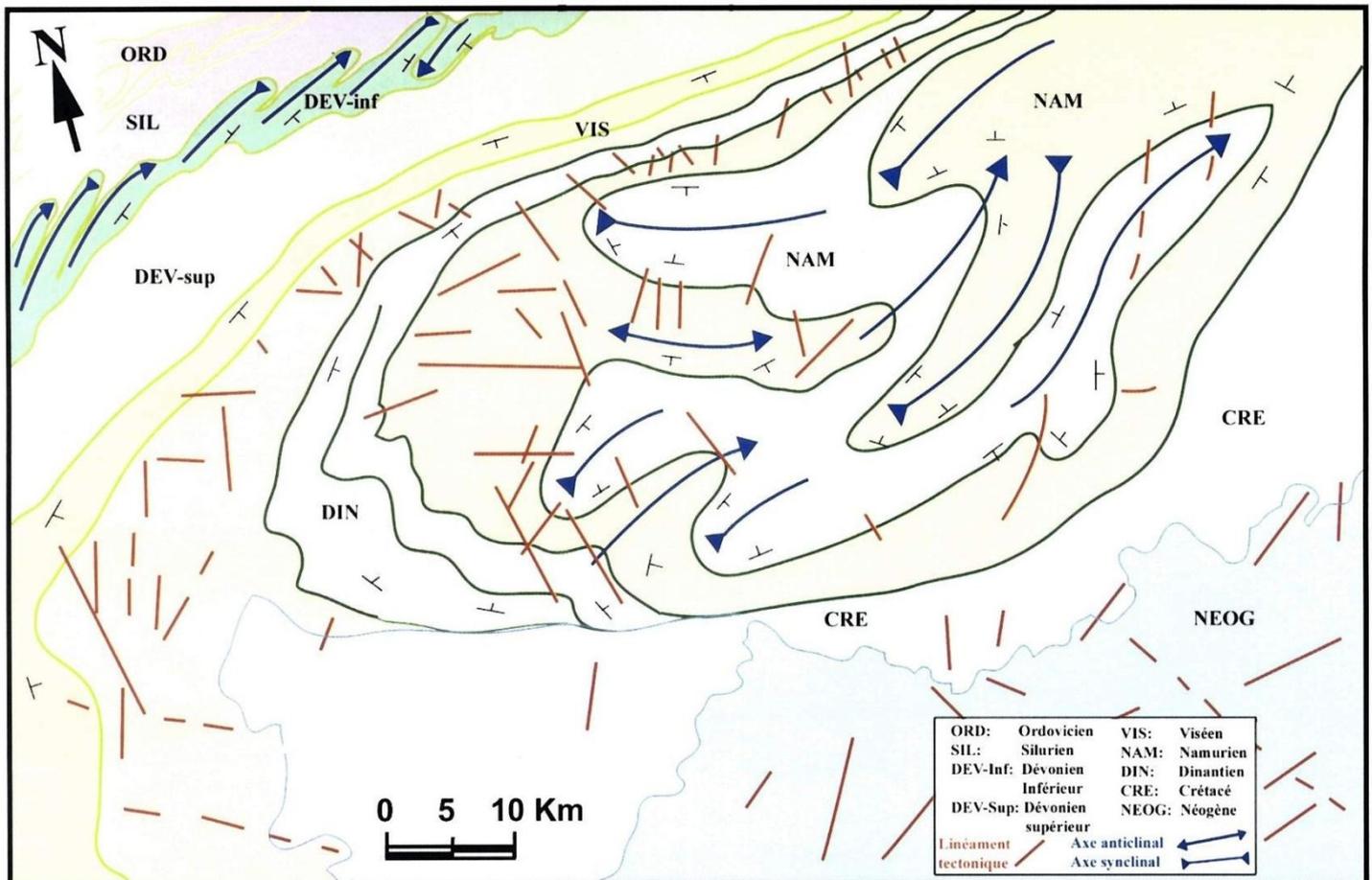


Figure 19: Carte structurale télé analytique de la région d'Amott (Sud-ouest d'Assa), (d'après ONHYM)

### 2.3. Etude de la fracturation

L'analyse de la fracturation qui affecte les grès du Dévonien inférieur dans le but d'examiner son impact sur l'amélioration de la qualité réservoir. Plusieurs stations de mesures ont été réalisées sur les flancs de la structure synclinale de Jebel Akellal (Fig.20). Cette dernière de direction axiale N55 avec un plongement de 15° dans sa fermeture périclinale nord-est (Fig.20.D).

La fracturation sous forme de joints de diaclases est assez dense et bien organisée en relation directe avec l'évolution du plissement. Ces joints denses montrent ainsi un

espacement moyen de 15 à 20 cm riens qu'entre les fractures de type Transversales et diagonales (Fig.21 et 22).

L'ouverture des lèvres des fractures est en moyenne de 2 à 6 cm. Les diaclases de type diagonale présentent une particularité du fait qu'ils s'organisent principalement autour de la famille des diagonales droites, alors que les gauches sont très rares (Fig.21 et 22). Les différentes mesures effectuée ont été regroupées dans une seule rosace, elle souligne bien la distribution des fractures suivant les principaux pics théoriques sauf le cas des diagonales gauches. Ces dernières, qui sont moins fréquentes, peuvent être expliquées par une tendance au décrochement dextre sur l'ensemble de la région. Cette observation renforce en effet l'idée du décollement à composante de cisaillement dextre à la base de Jebel Ourkziz.

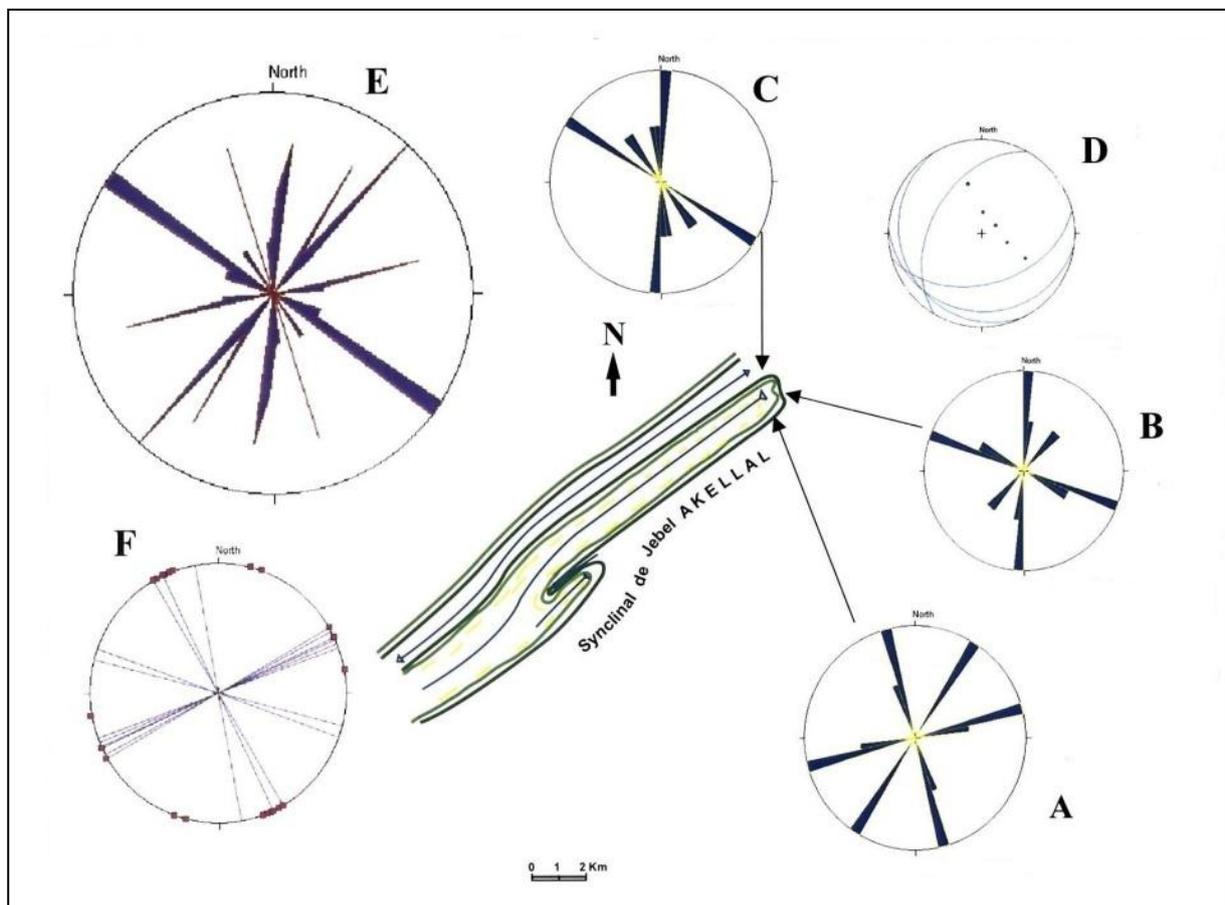


Figure 20:Données microtectoniques de la fracturation (Jebel Akellal) A, B et C : sites de la structure périclinale, D : axe du pli, E : rosaces synthétique, F : pôles des stylolites, (d'après Mahmoud Zizi, ONHYM)

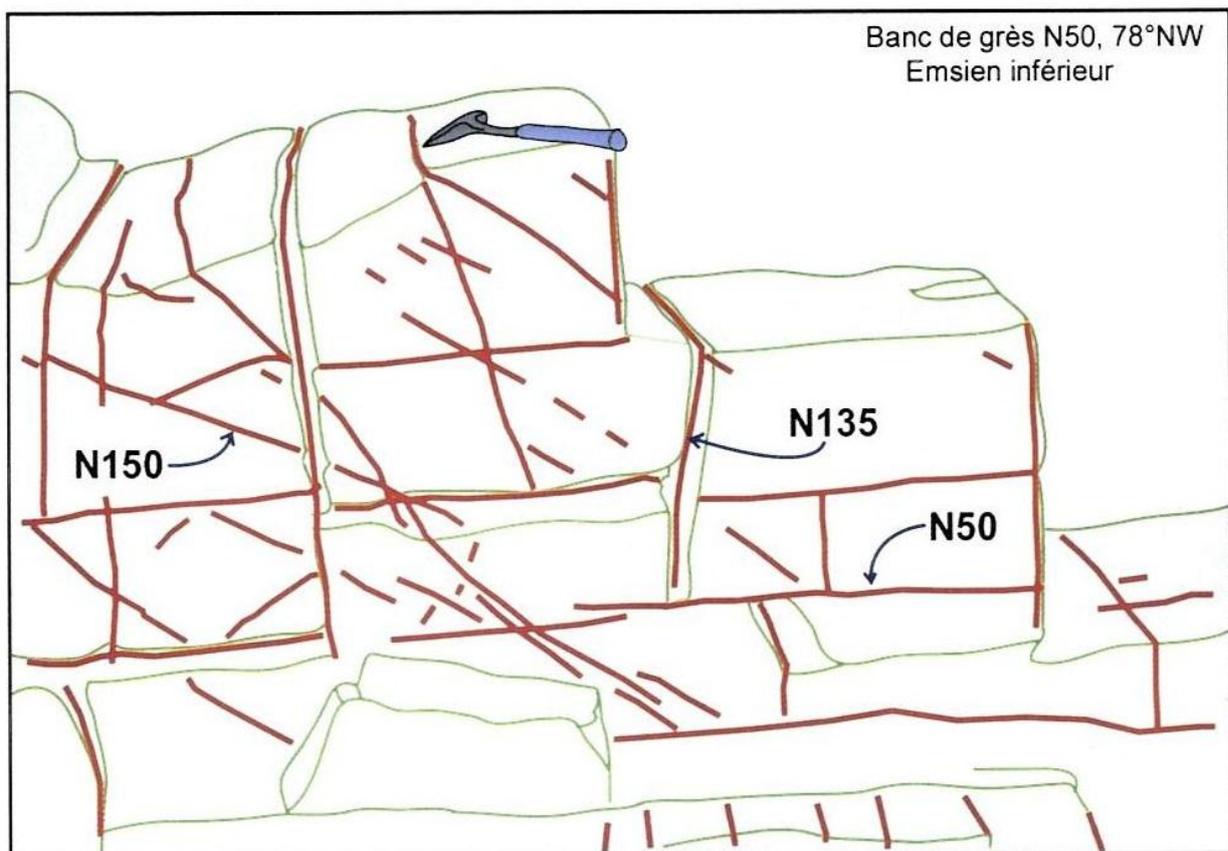


Figure 21: Allure et densité des joints de fracture sur les Riches Dévonien (Jebel Akellal), (d'après Mahmoud Zizi, ONHYM)

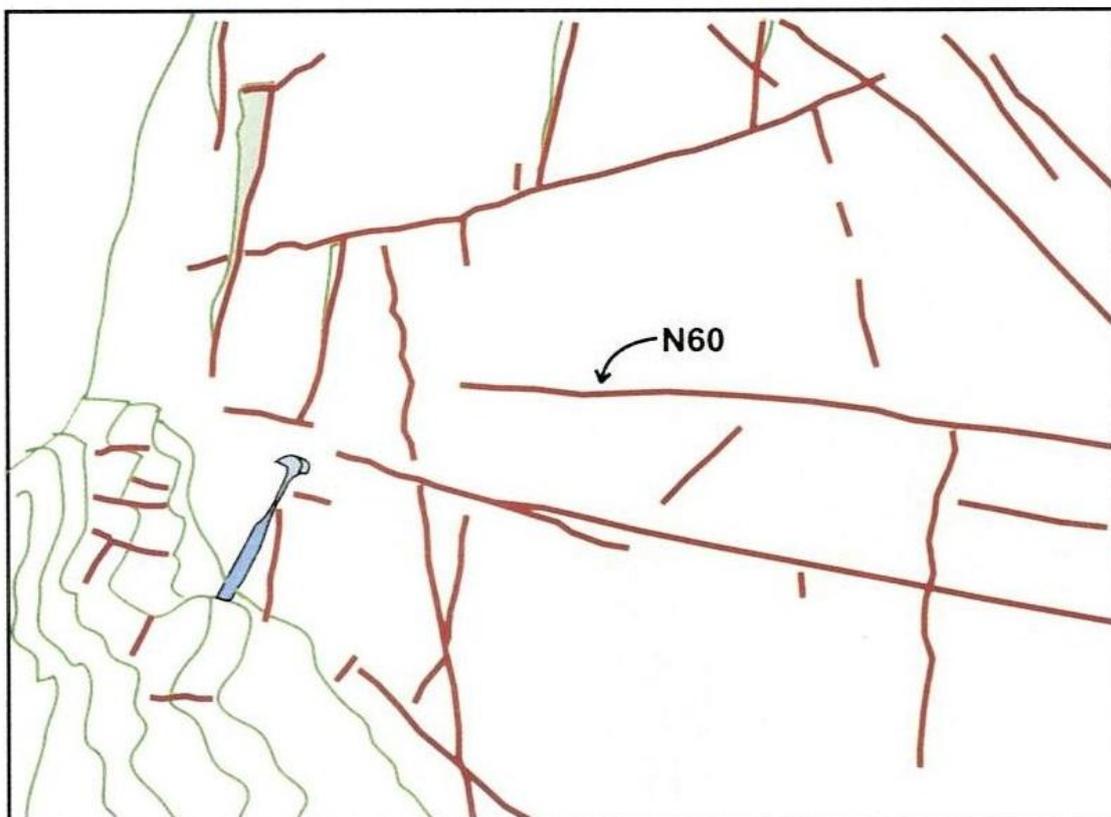


Figure 22: Joints de diaclases affectant les grès à rides au sein du 2ème Riche (Jb.Akellal), (d'après Mahmoud Zizi, ONHYM)

### 3. Analyse et synthèse structurale

Le bassin d'Assa- Zag (Fig.23) correspond à une mégastructure , nettement asymétrique, de direction axiale Est-Ouest, avec une marge nord mobile plissée, correspondant à la zone la plus subsidence (limite nord avec le bassin du Bas Draa) et une marge stable au sud, relativement étendue.son histoire présente toutes les transition entre provinces de plate-forme et d'avant fosse elle reflète d'abord les caractéristique des bassins de dépôt anticollision hercynienne qui se traduisent par son évolution en tant que marge passive avec une plate-forme carbonatée et constructions récifales notamment au dévonien moyen, en suite et surtout pendant tout le carbonifère.par la suite avec la déformation hercynienne du dévonien supérieur au carbonifère supérieur le bassin de Tindouf prendra sa forme définitive.

Depuis lors, le bassin a été préservé des formations dues aux tectoniques compressives ultérieures (tectonique atlasique). La seule évidence de mouvements correspond à une phase de distension durant le lias qui doit être en relation avec la phase de rafting atlantique marquée par la mise en place des filons doléritiques. Ces dolérites existent à l'affleurement et ont été retrouvées en forages à différents niveaux.

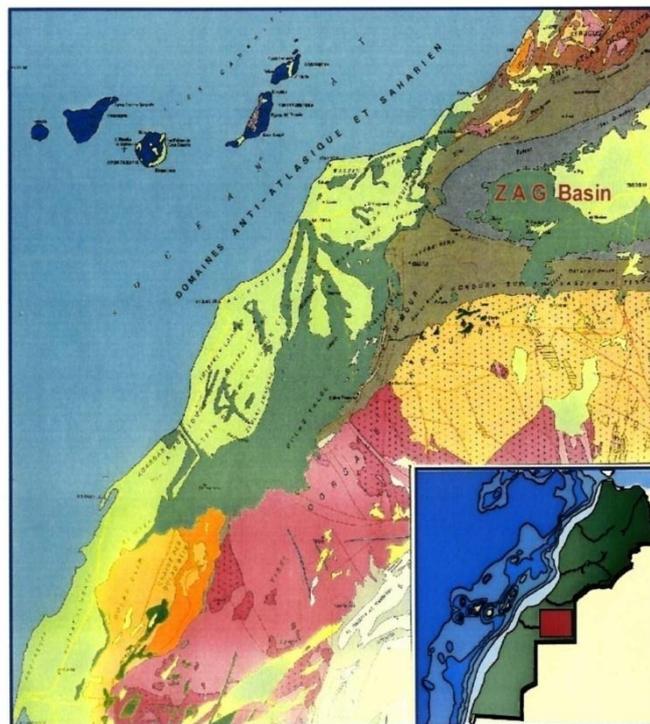


Figure 23: Carte géologique montrant la disposition E-W du bassin d'Assa- Zag



### 3.1. La structure de surface

W.Burderer (1948) a considéré que la région, comprise entre Merkala et l'anti atlas, est constituée d'anticlinaux et de synclinaux. L'ampleur des plis décroît du bord méridional de l'anti atlas vers le sud. La disposition, en biseaux stratigraphiques, des couches du Georgien et de l'acadien semble avoir eu lieu vers le massif de Réguibat.

La partie centrale du bassin située sous la hamada, semble être plate, le bord méridional du bassin transgressif sur le socle saharien est soit monoclinale soit faiblement plissée.

Les renseignements sommaires ont permis à Levy(1963) de considérer que le bord sud du bassin d'Assa- Zag est constitué par un monoclinale avec de très légers gauchissements, alors que, dans la bordure nord des structures ont été identifiées entre l'anti atlas et la falaise septentrionale de la hamada de Tindouf.

Levy a défini trois zones caractérisées par leur style structural :

- Immédiatement au nord dans le bas Draa se développent une série de plis à petite longueur d'onde qui impliquent les couches du dévonien inférieur
- Au sud de celle-ci, s'individualisent de puissants anticlinaux tels qu'Adrar Zougar, Fom El Hissn et Hamsailik...
- La troisième zone est constituée par des plissements de très grande longueur d'onde dont fait partie le structure de Zemoul (environ 30km) en algérie.

Dimakov et Rostovtev(1977) ont subdivisé le bassin de Tindouf en quatre unités tectonique :

- Monoclinale du bassin de Tindouf septentrional qui correspond au bas Draa.
- Fosse d'Oum Doul-Naga qui correspond à la partie axiale du bassin de Tindouf. Le socle se trouve à une profondeur de 2000m à 3000m au Sud et à une profondeur de 6000m à 8000 m au centre.

La fosse d'Oum Doul-Naga comprend plusieurs structures mineures de direction NE-SO au N-O et NO-SE au NE. Une dizaine de structures ont été reconnues par AGIP en 1959-60, lors d'une campagne de reconnaissance géologique et d'interprétation des photos aériennes et sismique. Il s'agit des structures d'Amotte, Tazout, Tizgui, Garete

Souate, Naga, Mercala. Les structures d'Amotte et partiellement des structures ont été mises en évidence par une étude de sismique réflexion de reconnaissance.

La structure d'Amotte 1 (Fig.24) est un anticlinal asymétrique de 10 sur 5 Km et de direction OSO-ENE. Son flan sud est raide et le flan Nord est peu penté. Le premier est affecté par une faille probablement inverse de faible rejeu.

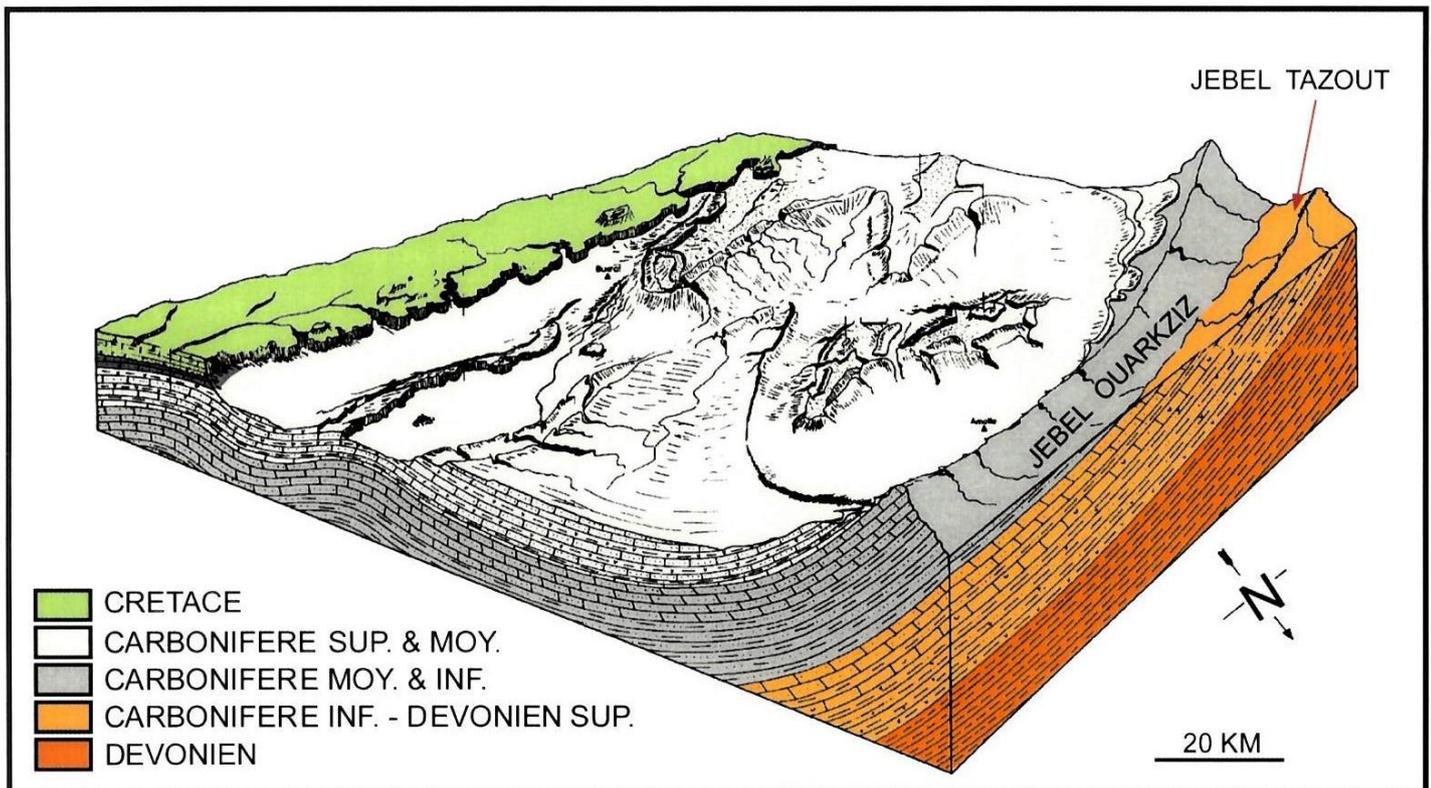


Figure 24: Bloc Diagramme de la Structure d'Amotte, Bassin d'Assa-Zag, (d'après Mahmoud Zizi, ONHYM)

La structure d'Amotte 2 est un anticlinal de 20 à 10 Km de même direction que la structure d'Amotte 1. Elle est affectée par des failles longitudinales et transversales.

Le sommet de la structure est constitué par du carbonifère Moyen. L'amplitude de la structure augmente avec la profondeur, ce qui indique une déformation synsédimentaire de la structure. Cette structure a été testée par le forage Oum Doul. Il a pénétré 4267m de série paléozoïque continue (Agip, 1962) a été faite entre la cote 502m à 3075m. L'interprétation de ces données a permis de conclure que la formation de Riche (Dévonien moyen-inférieur) est comprise entre deux discordances. Ces données confirment ainsi la présence d'un niveau de décollement dans les argiles siluriennes qui apparaît comme discordance en pendagemétrie et d'une discordance

entre le dévonien moyen et supérieur probablement le résultat d'une tectonique synsédimentaire durant le dévonien supérieur.

La structure d'Amotte 3 est un anticlinal étroit de direction SO-NE, de 28 km de long et 8 km de large. Au nord la structure est affectée par une série de failles de faible rejeu.

L'anticlinal Amotte-1bis est une structure de 10 km sur 3km. Sa direction est ougratienne. Son flanc sud-ouest est plus penté que son flanc SE. Le pendage des couches varie entre 3 et 4°.

La structure de Tazout-1 (Fig.26) a fait l'objet d'une étude lors d'une campagne de reconnaissance, réalisée par Agip Mineria (Pelagatti et Negroni, 1960). Il s'agit d'un anticlinal qui s'ouvre vers le sud-ouest. A l'Est de l'ensemble des structures d'Amotte, des structures locales ont été identifiées par Tracanella et Negroni (1959).

Les plus grandes sont l'anticlinal de Tizgui et de Garet Souete. Elles ont une orientation d'OSO-ENE. Plus à l'Est, se développe la structure de Naga dans le territoire algérien.

### 3.2. Structure de Zemoul

Elle est localisée sur la bordure nord-est du bassin de Tindouf. La présence d'une lame eifélienne, au sien du dévonien inférieur à silurien, suggère la présence de structures compressive liée aux failles inverses. La structure de Zemoul a été subdivisée par Dimakov et Rostovtsev (1977) en trois segments :

- le segment Zemoul Igma
- Ahdim Filou-Hassi Mahmoud
- Oum el Assel-Tinfouchy

Il s'agit d'anticlinaux ou le sommet est constitué par le Dévonien ou Carbonifère percés de volcaniques. Les flancs nord sont plus penté que les flancs sud. Ce qui révèle une vergence vers le nord.

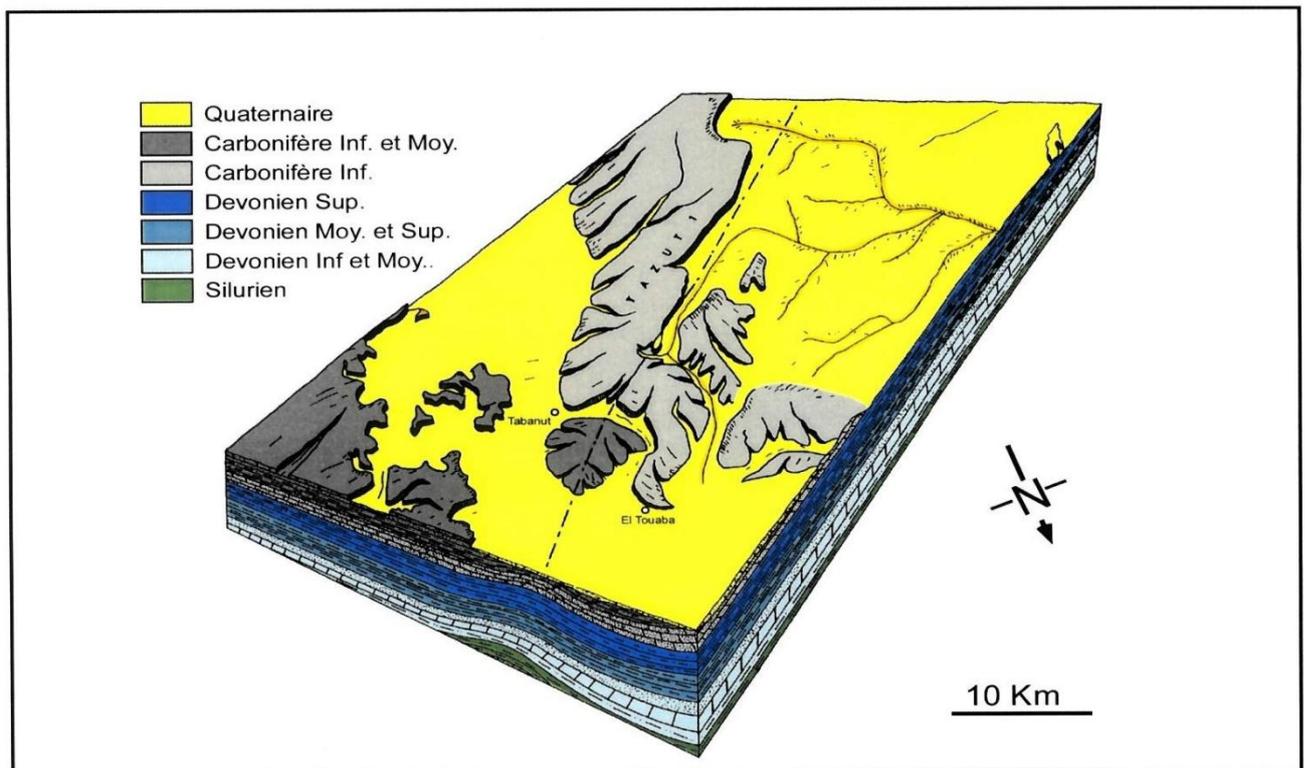


Figure 25: Bloc diagramme de la structure de Tazout, bassin d'Assa- Zag, (d'après Mahmoud Zizi, ONHYM)

- Le Monoclinal du bassin de Tindouf Méridional.

Il s'étend au sud de la dépression Oum Doul-Naga, sur une longueur de 600 à 800 km et une largeur de 80 à 100 km. Il est constitué des séries de l'Ordovicien et plus au Nord des séries carbonifères. Le substratum montre un plongement graduel du Sud au Nord.

Granger (1990) a essayé de rassembler et de contraster les idées concernant la structure du bassin de Zag, suite à la publication d'une coupe géologique établie par Hunt Oil. Le style tectonique proposé par Hunt se résume comme suit :

Dans le secteur sud du bassin d'Assa- Zag., la ou la déformation est présumée être absente, il y a une série de failles normales à fort pendage vers le Nord et qui vont structurer le Nord du bassin en gradins. Les boutonnières paléozoïque ont influencé la sédimentation paléozoïque moyenne le long de la marge nord du bassin.

Pour Hunt, l'âge de la déformation est plus ancien en allant du sud au Nord alors que Bally (1990) pense que la déformation est plus récente au sud et de bas vers le haut de la série. A.W.Bally considère ses dômes comme étant le résultat de décollements profonds dans le substratum et qui sont liés à la déformation hercynienne. Ce dernier propose un modèle où la déformation de l'Anti-Atlas, en plis, seraient lié à

l'orogénèse hercynienne et suggère deux niveaux de décollement principaux, l'un serait localisé dans les argiles noires à graptolites d'âge silurien et autre dans le Dévonien supérieur.

Le Bas Draa se caractérise par une déformation, en plis de direction NE-SO et NNE-SSO (Belfoul, 1991) et des plans axiaux subverticaux. Le plissement montre un amortissement vers le Sud du bassin d'Assa- Zag.

L'analyse de la carte géologique montre que la région du Bas Draa présente des niveaux de déformation variés. En effet, il a deux types de plis. Des plis dont la longueur d'onde est de l'ordre 10 Km à 15 Km et long de 38 Km tel que l'anticlinal d'Adrar Zougar. Les autres plis ont une longueur d'onde kilométrique qui implique surtout la couverture siluro-dévonienne. Il y a donc une dysharmonie entre la déformation dans le paléozoïque inférieur et supérieur. Les plis sont périclinaux, et plongent vers le SW et le NE (Robertson, 1986).

Cette dysharmonie est très bien illustrée dans les deux coupes publiées par Michard en 1976.

Elles montrent qu'il ya trois types de plis de longueurs d'onde variables. Cette variation du style est due à la présence, au moins, de trois niveaux de décollements. Le premier est localisé au-dessous du Dévonien inférieur, dans les argiles siluriennes ; le deuxième se trouve probablement dans les schistes de l'ordovicien inférieur ou dans les schistes à Paradoxides et enfin le troisième dans les séries infracambriennes à précambriennes. La taille des structures est grande lorsqu'elle est liée aux décollements supérieurs.

Les structures les plus importantes sont (Fig.26) :

Adrar Zougar, Hamsailikh, Akka, Tanzida, Foum El Hissan, Addana, Moungar, Laaleg et Mdaouer Sghir .La plus part de ces structures ont une direction NE-SO.

### 3.3. La structure de subsurface

Les seules données de subsurface remontent aux débuts des années soixante et ont été concentrées sur des structures affleurantes. Ces données ont été acquises par PetroFina (1962) et le BRPM.

Une campagne sismique a été réalisée dans la région du Bas Draa. Le but était d'étudier la structure en subsurface de certaines structures affleurantes tel que l'anticlinale d'Adrar Zougar. Cette sismique a été réalisée, sur la structure d'Adrar Zougar. Il s'agit d'un anticlinal de direction NE-SO. Il est affecté d'un certain nombre de failles longitudinales. Cet anticlinal s'étend sur une longueur de 38 km et une

largeur maximale de 8 km. Les trois sections sismiques qui ont été effectuées sur ces structures ont confirmé la structure de surface. Ils ont également montré que cette structure est légèrement déversée vers le Nord.

Une autre campagne sismique a été effectuée, à l'Est d'Adrar Zougar. C'était un programme de reconnaissance qui a été réalisé dans la région de M'Hamid au sud de l'Anti Atlas. L'interprétation, effectuée par Petrofina(1962), a conclu qu'il n'y a ni plis ni failles d'intérêt particulier. Le pendage régional est vers le Sud.

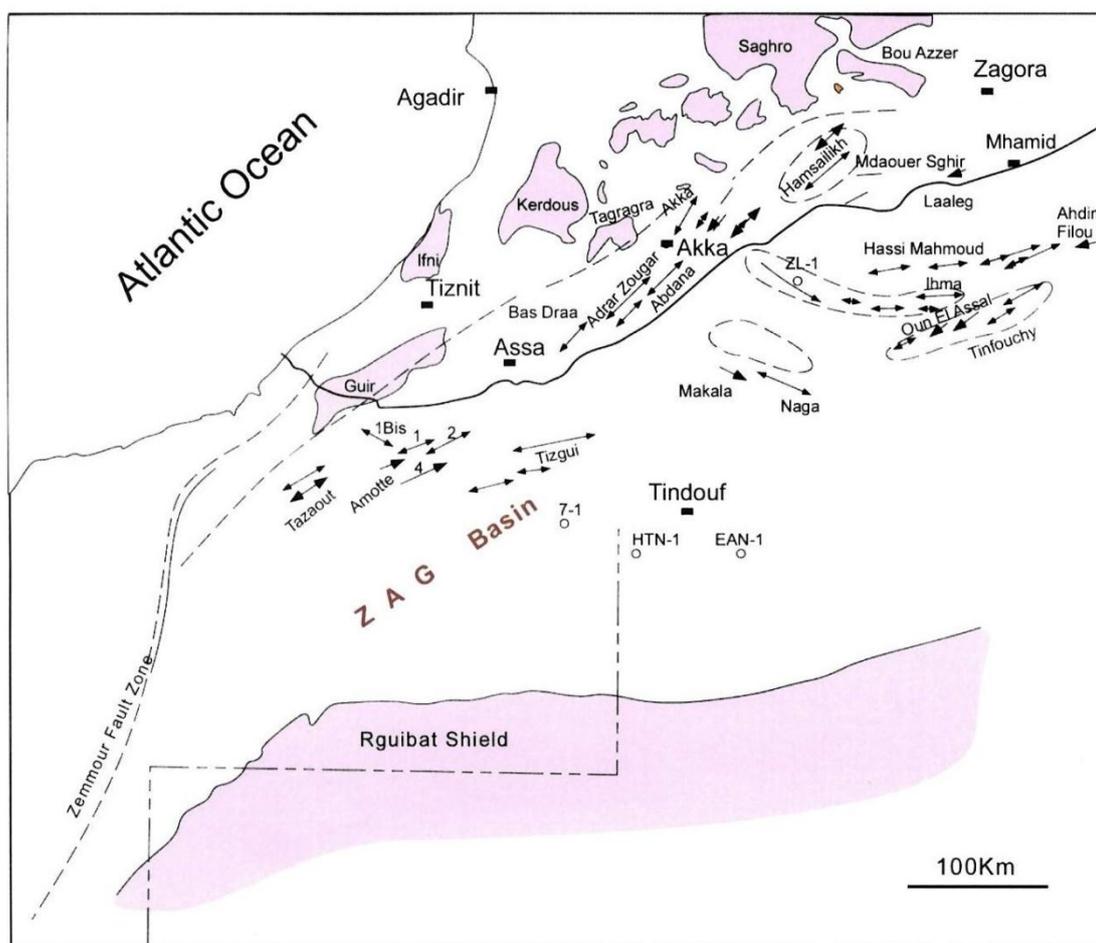


Figure 26: Carte de structures majeures dans le bassin d'Assa- Zag et Bas Draa, (d'après ONHYM)

## II. Deuxième chapitre : interprétation sismique

### 1. Donnée sismique

Afin de connaître la structure superficielle et de découvrir des accumulations des hydrocarbures qui se rencontrent plus ou moins profondément dans le bassin d'Assa-Zag, des techniques géophysiques sont mis en œuvre qui s'efforcent de donner une description de l'ensemble sédimentaire tel qu'il existe actuellement.

Pour ce fait, Un total 1260 km de sismique 2D ont été enregistrés sur ce bassin depuis le première Avril 2009.

17 lignes sismiques ont fait l'objet d'une interprétation sismostructurale de la zone sud de bassin d'Assa-Zag sur la station PETREL.

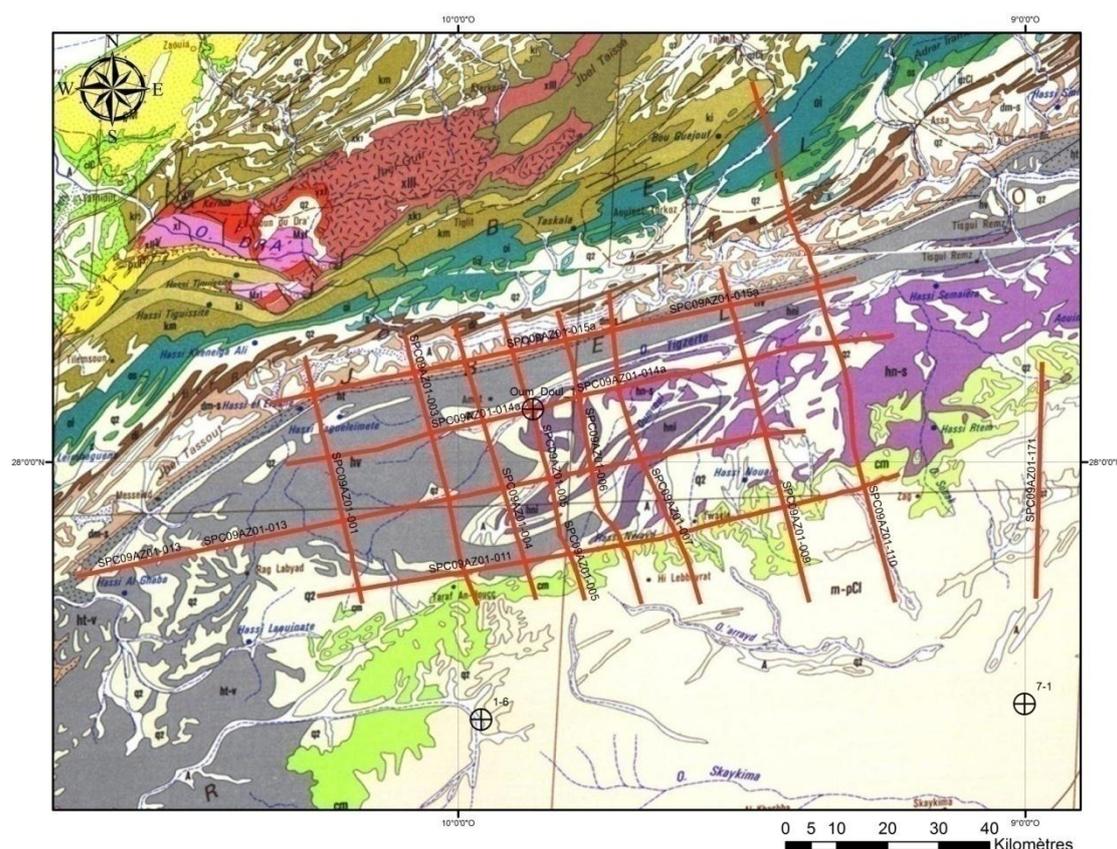


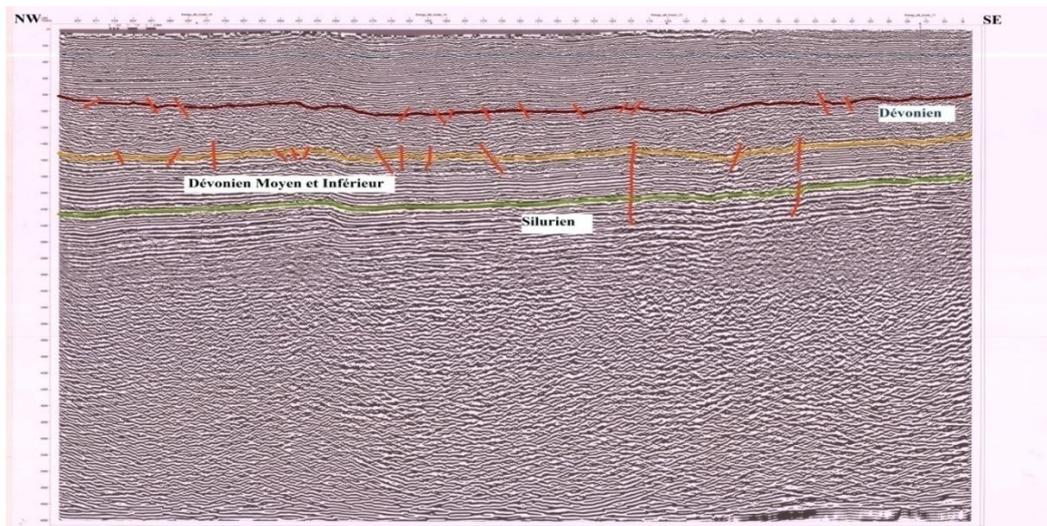
Figure 27: Carte de position des profils sismique interprétés

## 2. Profile sismique

Cet donné sismique en été tiré de la station du traitement sismique Pétrels à L'ONHYM, l'interprétation sismique a été effectuée manuellement en suite nous avons scanné les lignes sismiques et a l'aide de logiciel arc-gis et après numérisé les horizons choisie et les déférente failles.

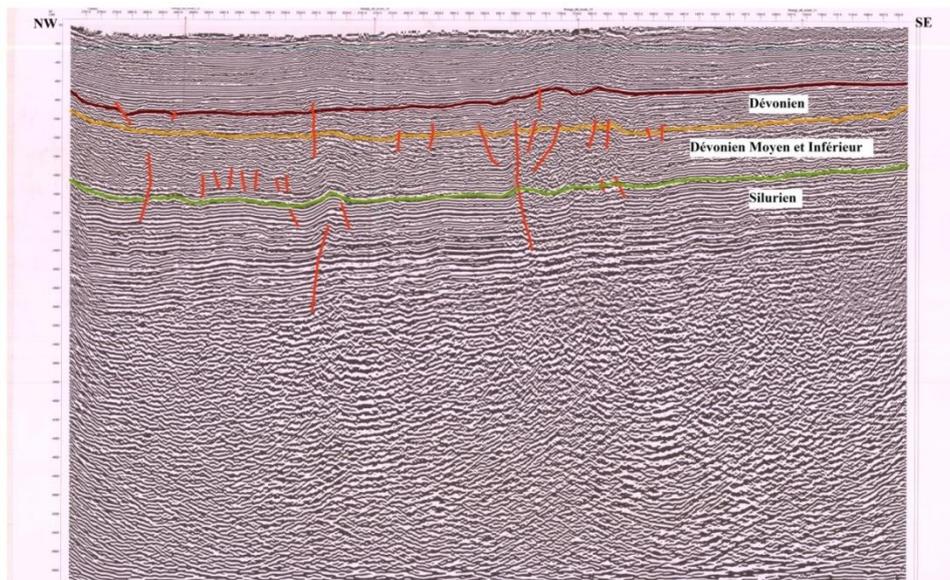
### 2.1. Section sismique 01 :

Le profil sismique 01 est d'une orientation NW-SE, avec une longueur de 49. 63Km.



### 2.2. Section sismique 03 :

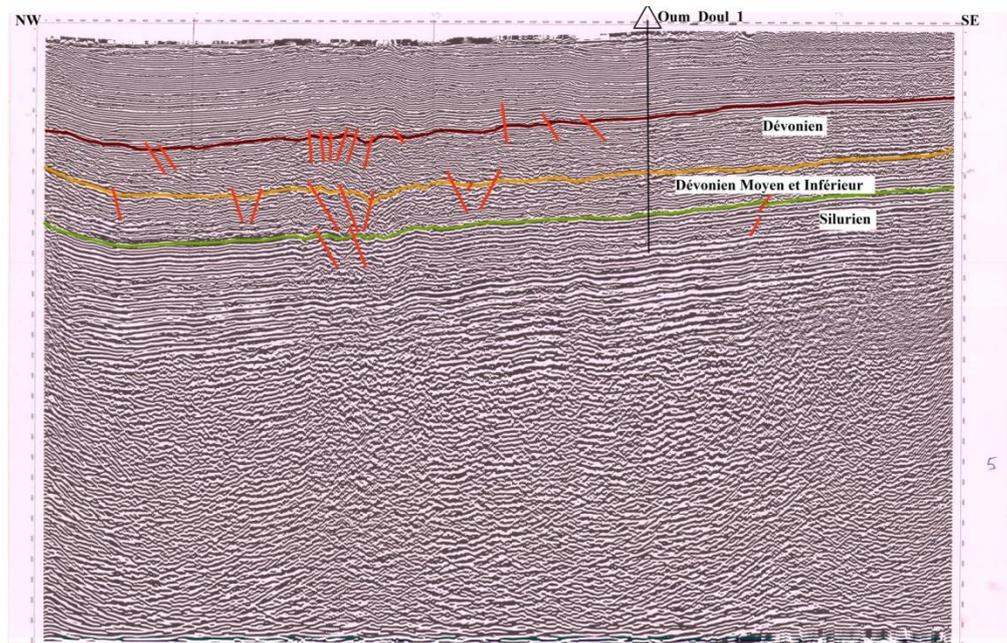
Le profil sismique 03 est d'une orientation NW-SE, avec une longueur de 54.73 Km.





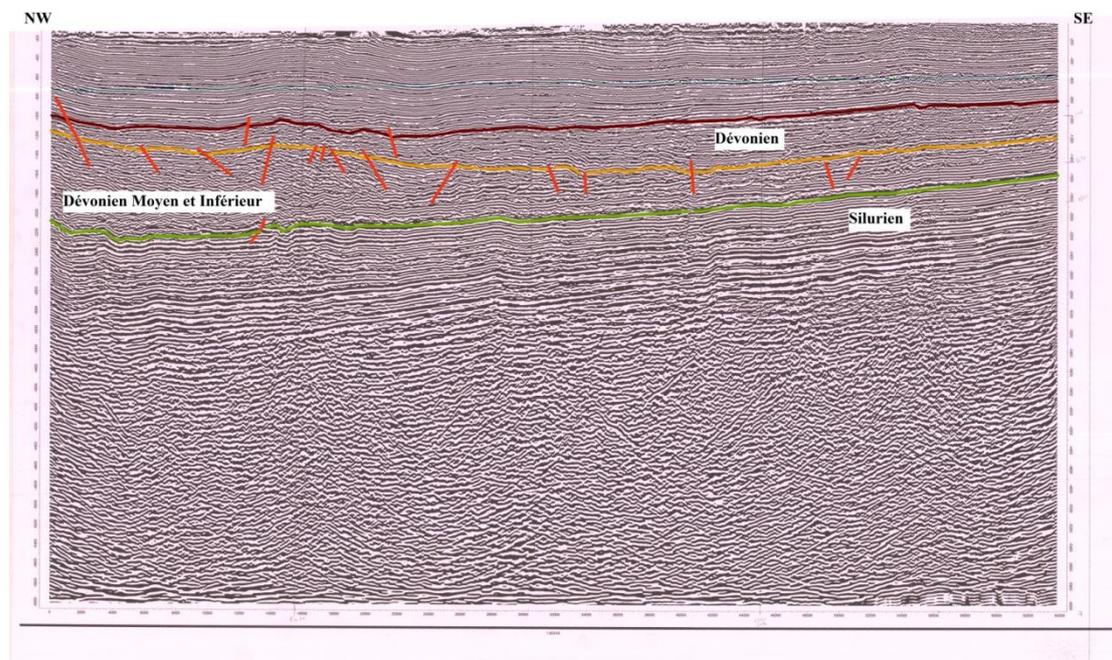
### 2.3. Section sismique 05 :

Le profil sismique 05 est d'une orientation NW-SE, avec une longueur de 58.29 Km.



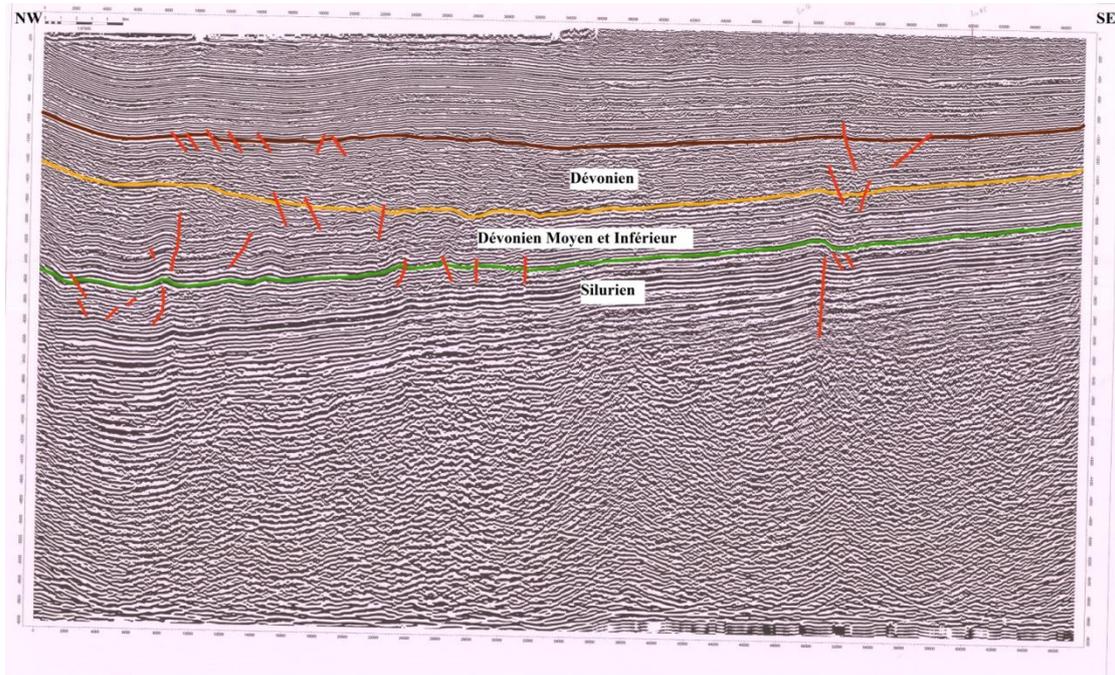
### 2.4. Section sismique 07:

Le profil sismique 07 est d'une orientation NW-SE, avec une longueur de 63.91 Km.



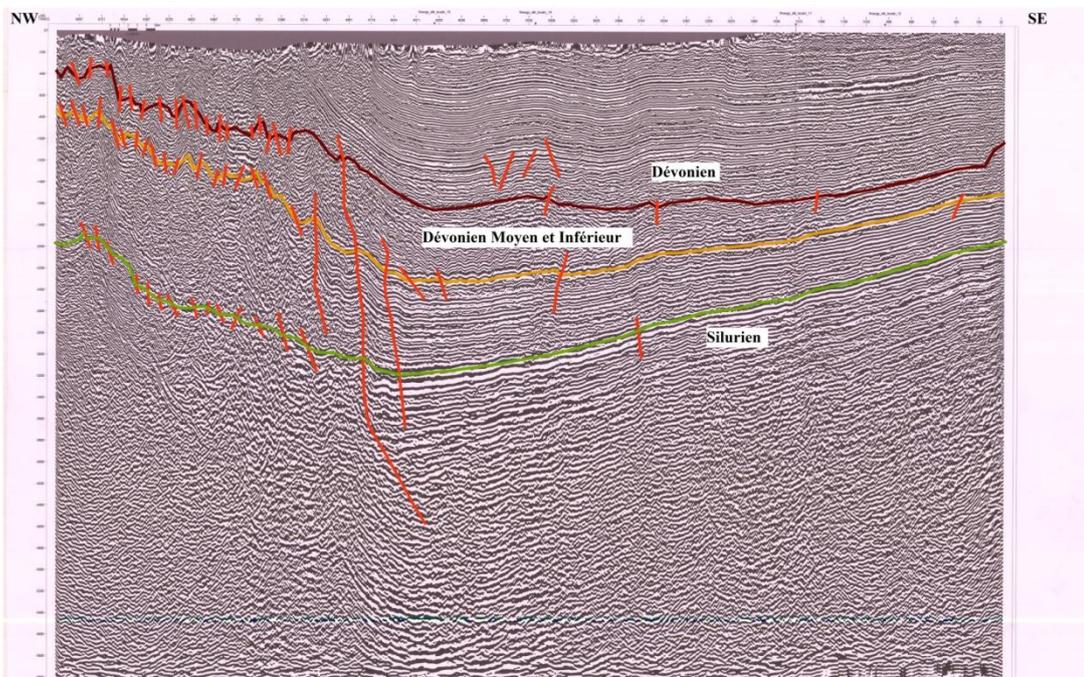
### 2.5. Section sismique 09 :

Le profil sismique 09 est d'une orientation NW-SE, avec une longueur de 67.45Km.



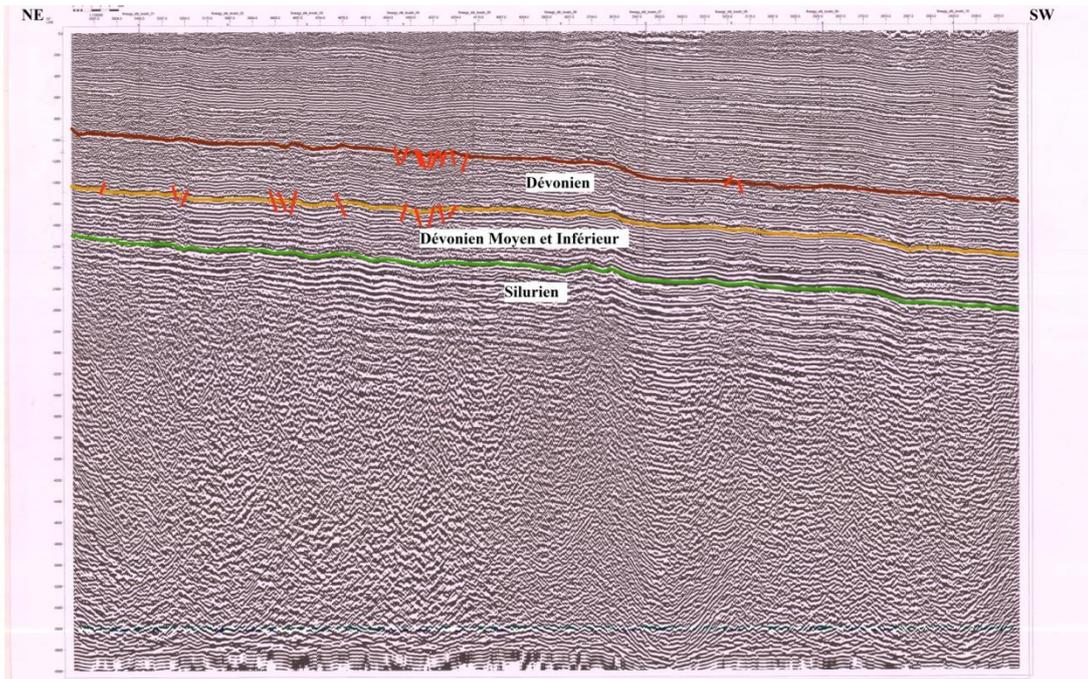
### 2.6. Section sismique 10 :

Le profil sismique 10 est d'une orientation NW-SE, avec une longueur de 106.61 Km.



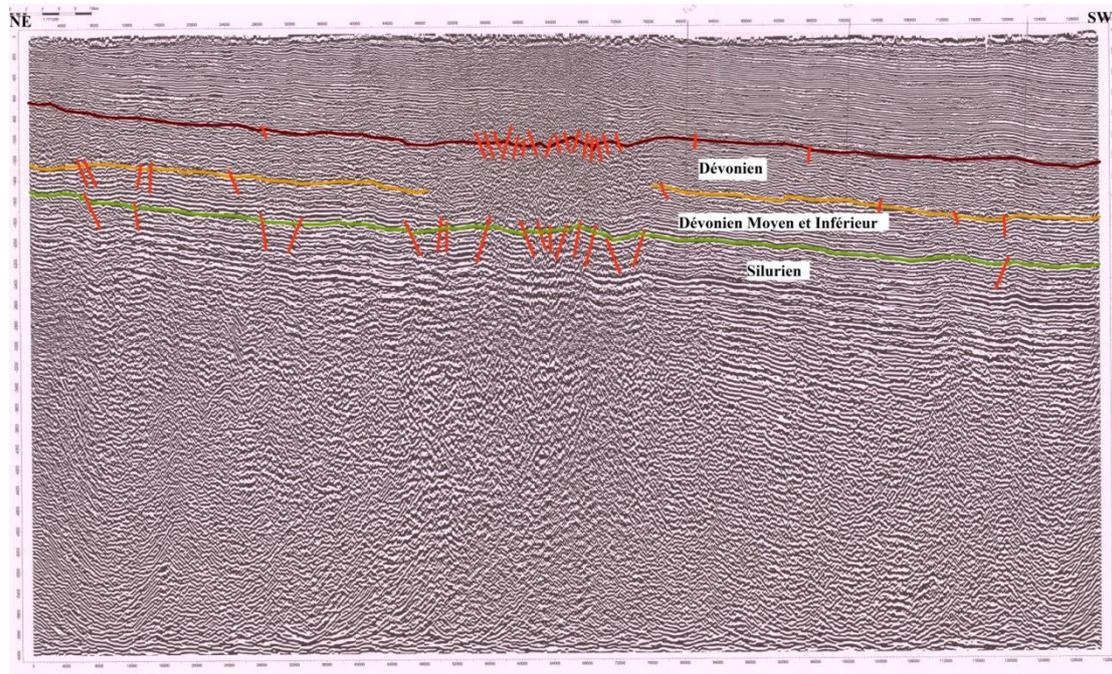
### 2.7. Section sismique 11 :

Le profil sismique 11 est d'une orientation NE-SW, avec une longueur de 104.29 Km.



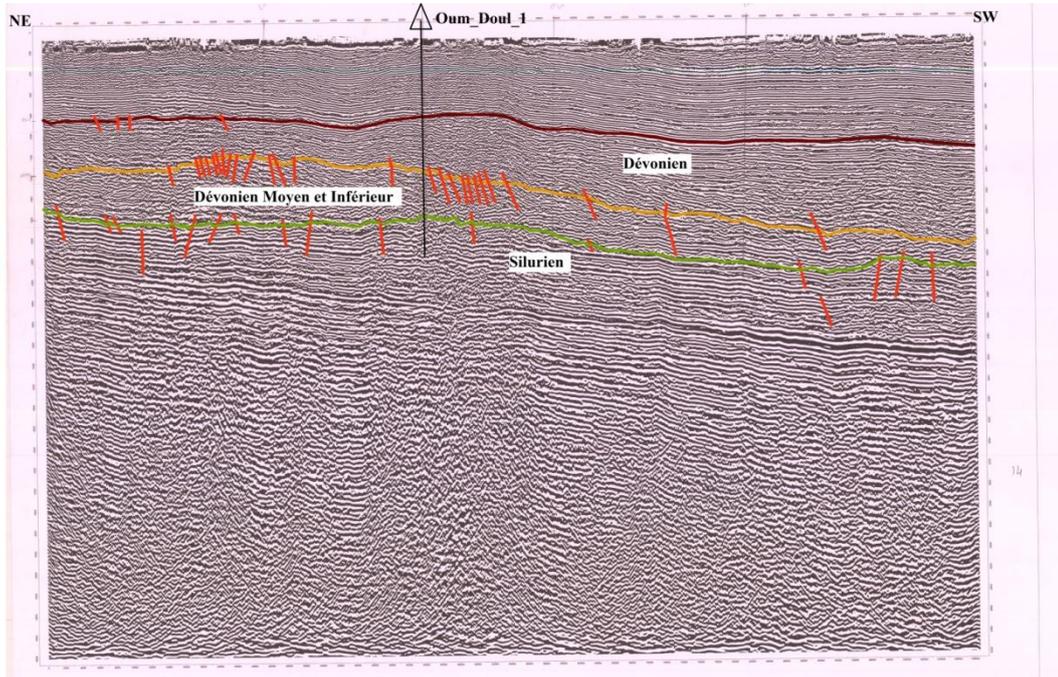
### 2.8. Section sismique 13:

Le profil sismique 13 est d'une orientation NE-SW, avec une longueur de 129.77 Km.



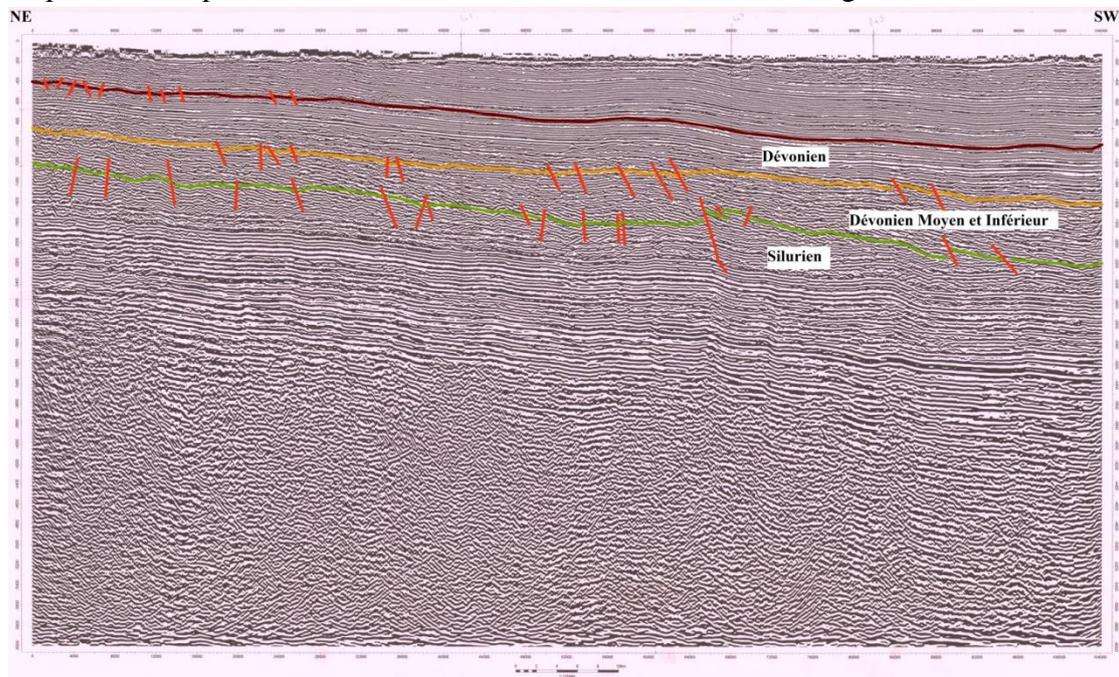
### 2.9. Section sismique 14 :

Le profil sismique 14 est d'une orientation NE-SW, avec une longueur de 108.69 Km.



### 2.10. Section sismique 15 :

Le profil sismique 15 est d'une orientation NE-SW, avec une longueur de 104.19 Km.



### 3. Analyse

L'analyse détaillée d'une importante base de données sismique totalisant 850 km, a permis de caractériser la structure profonde du bassin d'Assa- Zag . L'interprétation de la section sismique a montré que les séquences sismiques sont généralement d'épaisseur constante, malgré les déformations des différentes failles engendrées par les événements tectoniques. On remarque d'après l'analyse des sections sismiques que généralement les failles inverses et normales se localise à l'extrémité NW des profils au niveaux de dévonien moyen et inférieure ainsi le silurien causé par les déformations paléozoïques de l'Anti-Atlas.

Les compressions hercynienne ne sont pas dramatiques en effet représentent de plus la pénétration du raccourcissement hercynienne. Les déformations inversées prennent les raccourcissements des sections. La déformation se produit généralement au profonde dans le bassin. Des différents plissements sont remarqué au niveaux supérieur des profiles sismiques du a une tectonique synsédimentaire durant le Dévonien ainsi des plis a petite longueur d'onde qui impliquent les couches du dévonien moyen et inférieur. Des plis détachés déforment les couches peu profondes dans le bassin. Ces anticlinaux sont souvent au-dessus des sommets structurels plus complexes dans les couches plus profondes, mais ne sont pas directement liés à eux. Les données sismiques sur toutes les séries des lignes, montrent clairement des larges anticlinaux peu profonds.

### 4. Forage Oum\_Doul\_1

Le puits Oum Doul 1 est situé à 34 km environ à L'ENE de Amotte et aux suivantes coordonnées géographiques approximatives :

- Lat : 28° 05' 38'' N
- Long : 9° 52' 05'' W

Le puits est situé près du point d'explosion n °115 de la ligne sismique à réflexion 14,05, à 385 mètres environ sur le niveau de la mer.

Le but du puits était l'exploration de la série paléozoïque (Carbonifère-Silurien) dans une des structures du bassin intérieur du permis (anticlinal aplatie avec l'axe principal orienté NE-SW) soit du point de vue stratigraphie que minière.

Et aussi pour contrôler l'hypothèse selon la quelle la cimentation des séries détritiques observées à la surface pouvait être attribuée à des phénomènes de silicatisations secondaire superficielle.

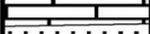
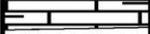
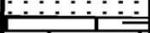
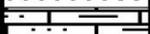
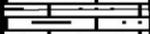
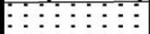
| AGE         | RESULTATS  |   |  |
|-------------|--|---|--|
|             | LITOLOGIE  | TERRAINS  | OBSERVATIONS   |
| Carbonifère |   | Argiles, marnes et calcaires                                | Imperméable<br>Faible manifestation de Gaz dans quelques niveaux perméables à 455-460 m                    |
|             |   |   |  |
|             |   |   |  |
|             |   |   |  |
|             |   |   |  |
| Dévonien    |   | Grès et argiles   | Imperméable  |
|             |   | Grès, silts et argiles                                      | Imperméable  |
|             |   | Grès et silts   | Imperméable<br>Faible manifestation d'eau salée à 1200-1210 m  |
|             |   | Argiles et silts  | Imperméable  |
|             |   | Argiles et silts  | Imperméable<br>Faible manifestation de Gaz dans quelques niveaux perméables à 2275-2280 m et à 3018-3025 m |
|             |   |   |  |
|             |   |   |  |
| Silurien    |   | Argiles, siltstones et gres avec intercalations de calcaire | Imperméable  |
|             |  | Argiles et siltstones                                       | Imperméable  |

Figure 28 : Log stratigraphique du Forage Oum\_Doul\_1

## 5. Calage et identification des horizons :

Il consiste à calibrer les sections sismiques par les informations géologiques des puits. Autrement dit, trouver par le calcul ou graphiquement les temps doubles correspondant aux profondeurs des limites des étages des formations. Cette opération peut se réaliser par le biais de plusieurs méthodes, dont deux ont été utilisées dans le présent travail.

## 6. Utilisation des vitesses de stack :

Les vitesses et les temps à considérer doivent être situés le plus proche possible de la position du puits Oum\_Doul\_1 sur les sections sismiques.

Sur une station d'acquisition les vitesses sont reportées. Les vitesses d'intervalles, les vitesses moyennes et les temps doubles correspondants, d'où est déduit le  $\Delta Z$  donné par la formule :

- $\Delta Z$  à partir de la vitesse d'intervalle :
- $\Delta Z = (V_{int} * \Delta t) / 2$
- **Vint** : est en **m / s**
- **$\Delta t$**  est en **secondes**, il est divisé par 2 pour obtenir un temps simple.
- La profondeur **Z** est le cumul des  $\Delta Z$ .
- **Z** à partir de la vitesse moyenne :  $Z = (V_{mo} * t) / 2$

| Profondeur | Temps   |
|------------|---------|
| 0          | 0       |
| 215        | 0.12981 |
| 245.6      | 0.24132 |
| 252        | 0.24441 |
| 257.2      | 0.25029 |
| 260.8      | 0.25457 |
| 262.8      | 0.25684 |
| 264.6      | 0.25894 |
| 266.6      | 0.26094 |
| 268        | 0.26231 |
| 270.2      | 0.26503 |
| 272.2      | 0.26758 |
| 276.6      | 0.27243 |
| 278        | 0.27412 |
| 280        | 0.27617 |
| 282.6      | 0.2788  |
| 285.2      | 0.28172 |

|       |         |
|-------|---------|
| 289.8 | 0.28596 |
| 297.2 | 0.29163 |
| 307   | 0.30017 |
| 320   | 0.31151 |
| 323   | 0.31423 |
| 330   | 0.31975 |

### 7. Hodochrone :

Après la réalisation d'un tableau  $P=f(T)$  on peut obtenir les temps correspondant au chaque toit d'une formation du puits Oum\_Doul\_1 ou bien en trace l'Hodochrone pour extraire la profondeur de chaque horizon du puits Oum\_Doul\_1.

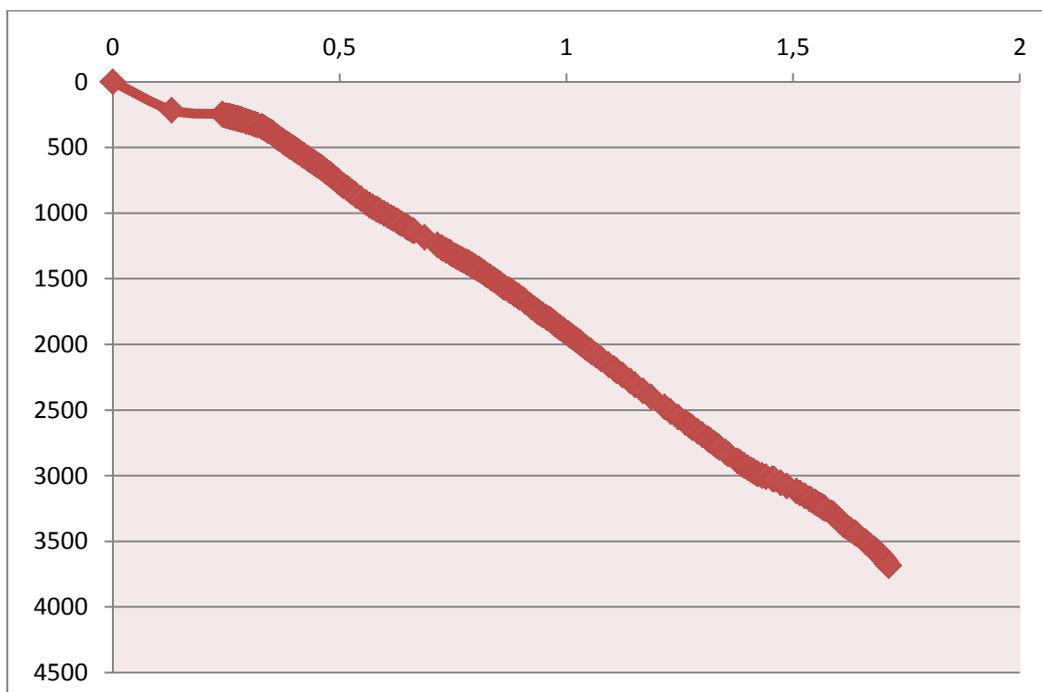


Figure 29: Courbe profondeur = f (temps)

L'hodochrone  $P=f(T)$  obtenue permet de lire les temps de chaque toit d'horizons du forage Oum\_Doul\_1.

| Horizons       | Toit de formation (m) | Temps corrigé (ms) |
|----------------|-----------------------|--------------------|
| Dévonien       | 1575                  | 850                |
| Dévonien Moyen | 2935                  | 1370               |
| Silurien       | 4155                  | 1800               |



### 8. Cartographie :

Les cartes sismostructurale en isochrones du toit et de Dévonien et Dévonien moyen-inférieur et Silurien a été établies sur le logiciel Surfer. En fait, D'après l'analyse des cartes 3D de chaque horizon on peut déterminer la structure et la morphologie du bassin ainsi déterminer les pièges potentiels du réservoir en hydrocarbure dans la zone d'étude.

#### 8.1. Carte de Dévonien :

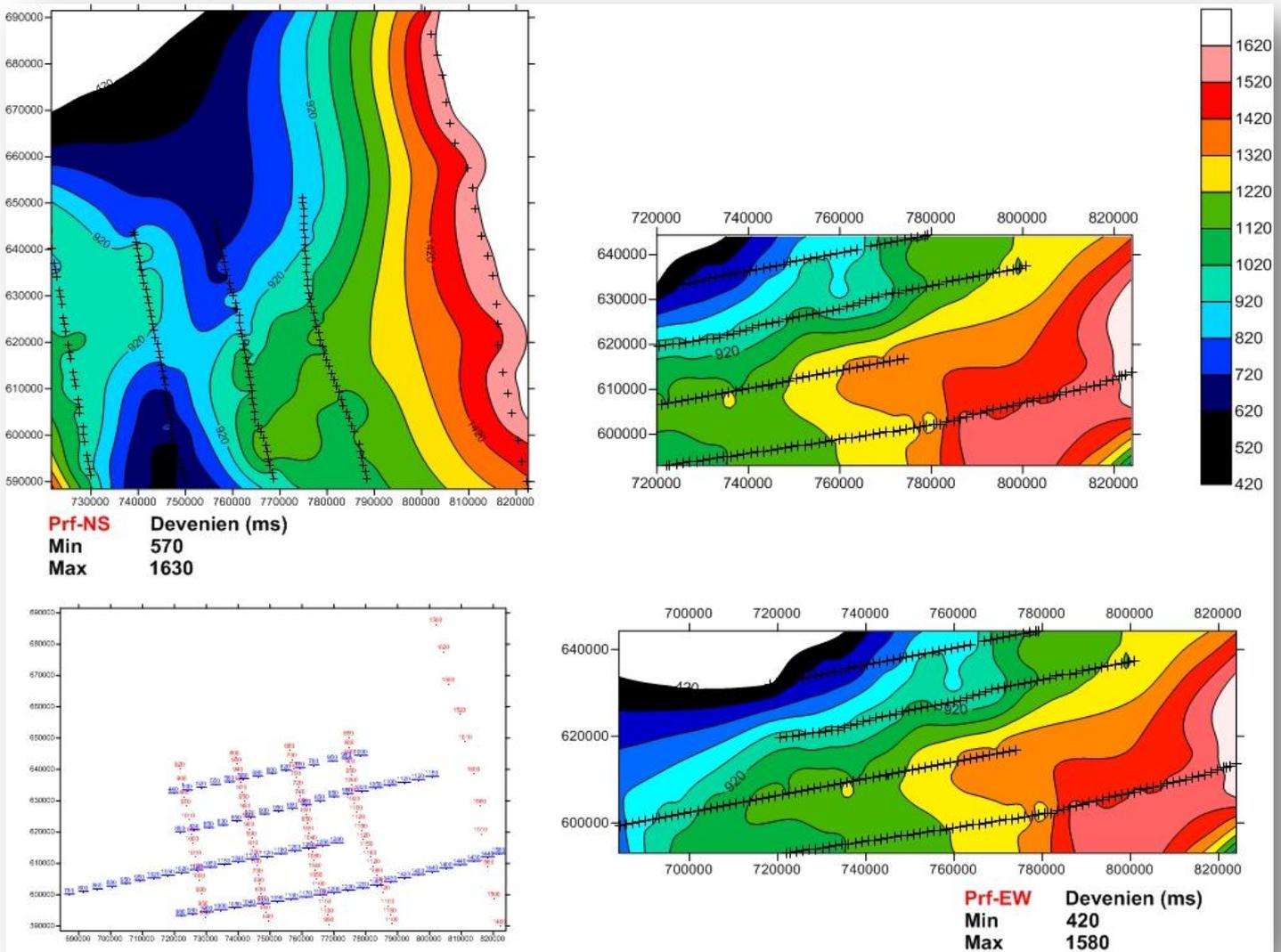


Figure 30: Carte sismostructurale en isochrone du toit des formations de Dévonien

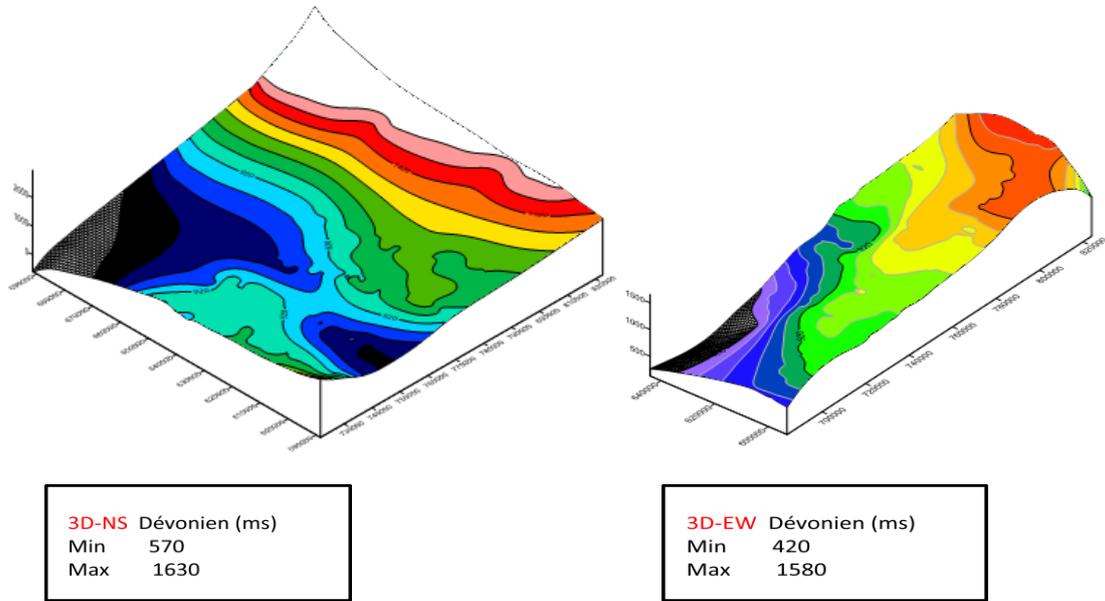


Figure 31: Carte sismostructurale en isochrone du toit de Dévonien 3D montre la morphologie de l'horizon

8.2. Carte Dévonien Moyen et Inférieur :

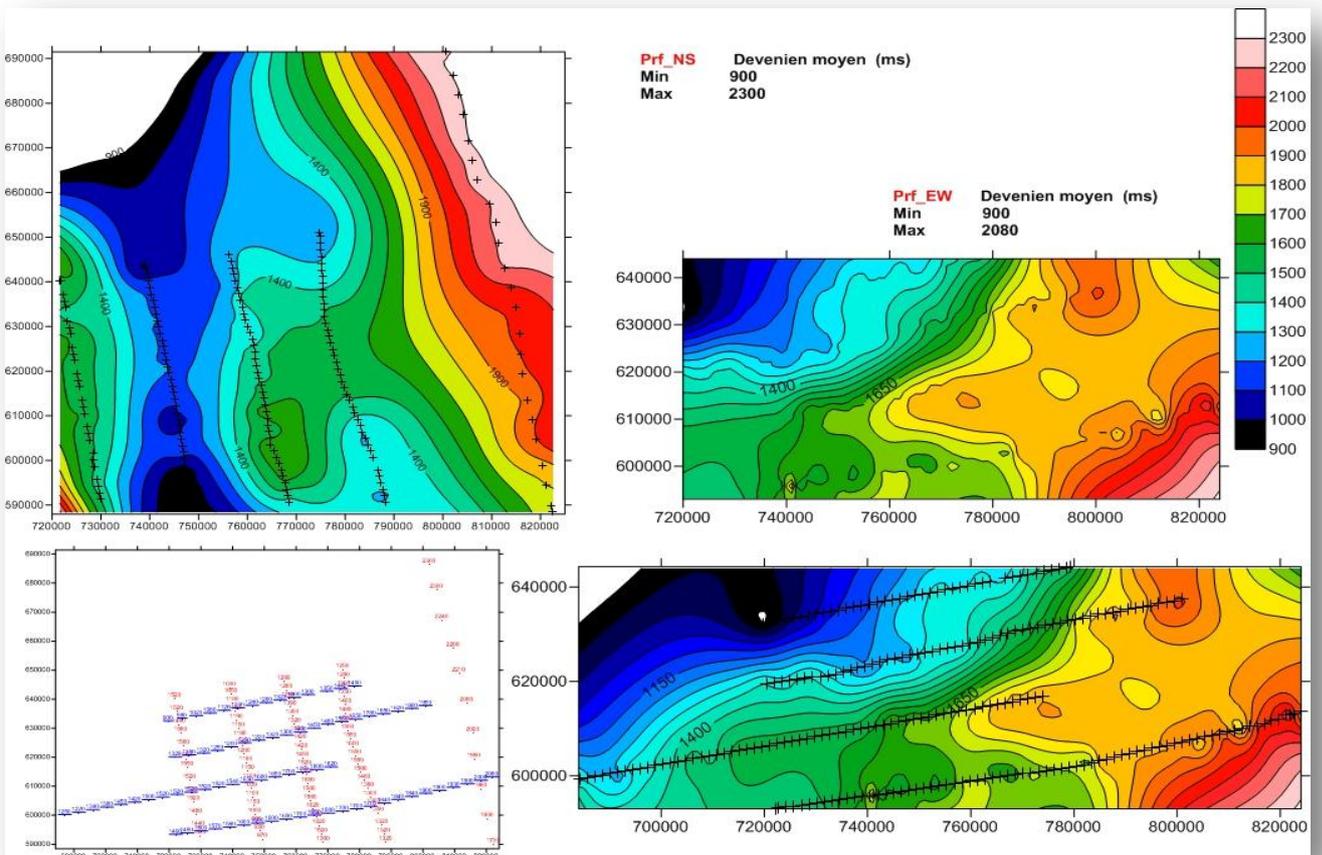


Figure 32: Carte sismostructurale en isochrone du toit des formations de Dévonien Moyen-Inférieur

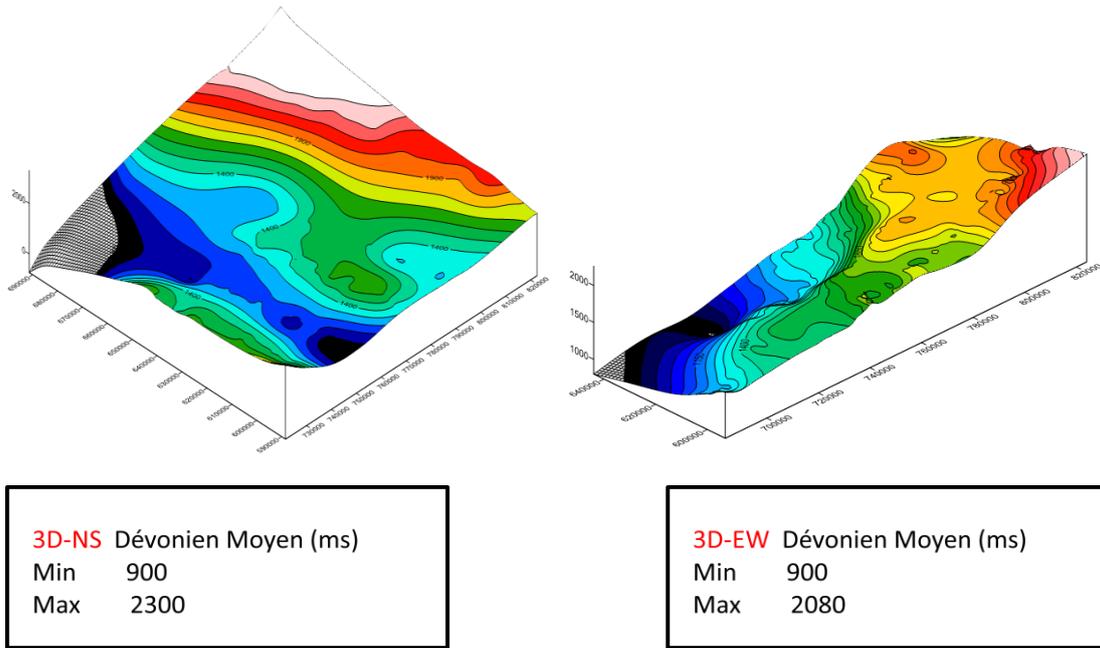


Figure 33: Carte sismostructurale en isochrone du toit de Dévonien Moyen -Inférieur 3D montre la morphologie de l'horizon

### 8.3. Catre Silurien :

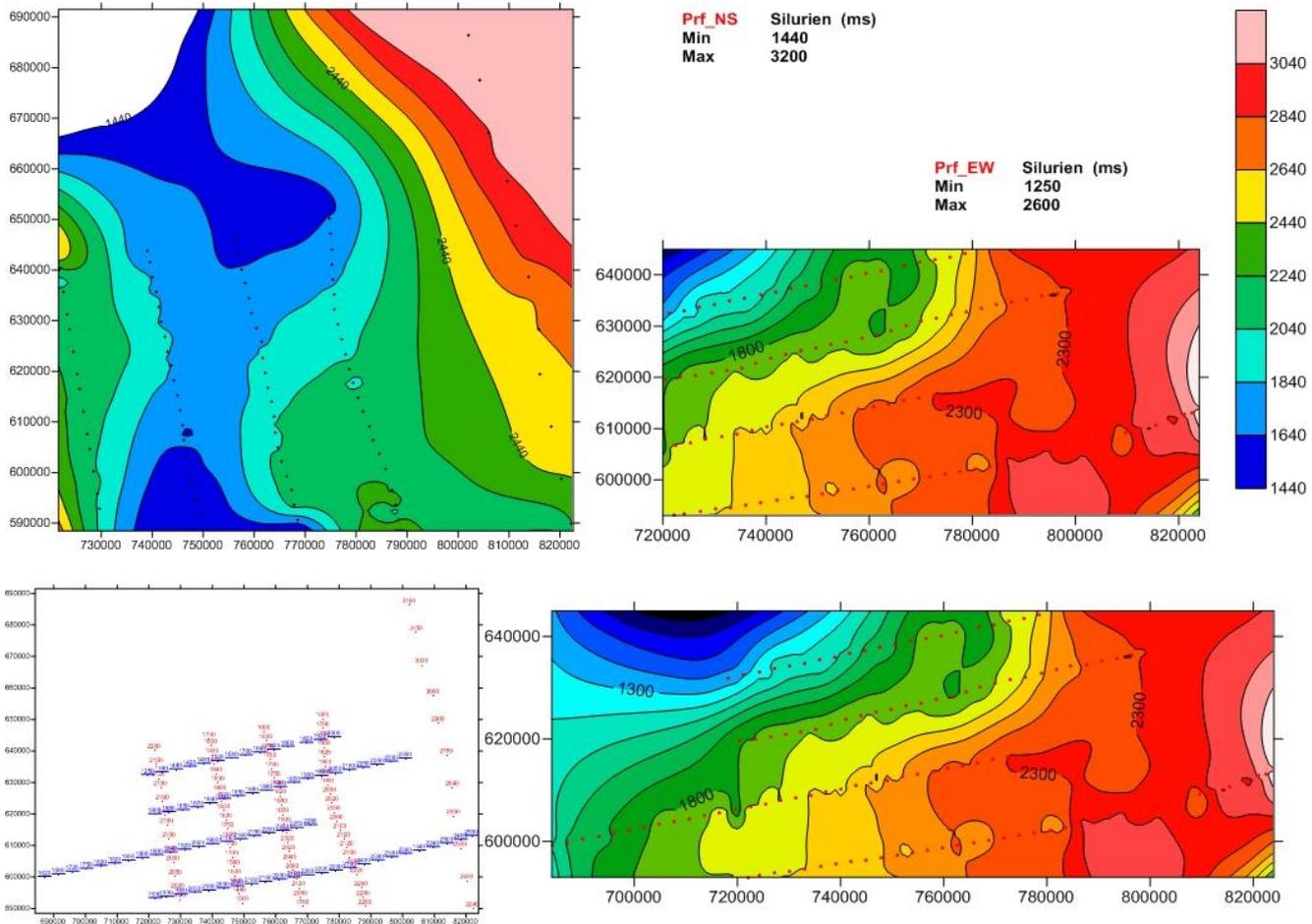
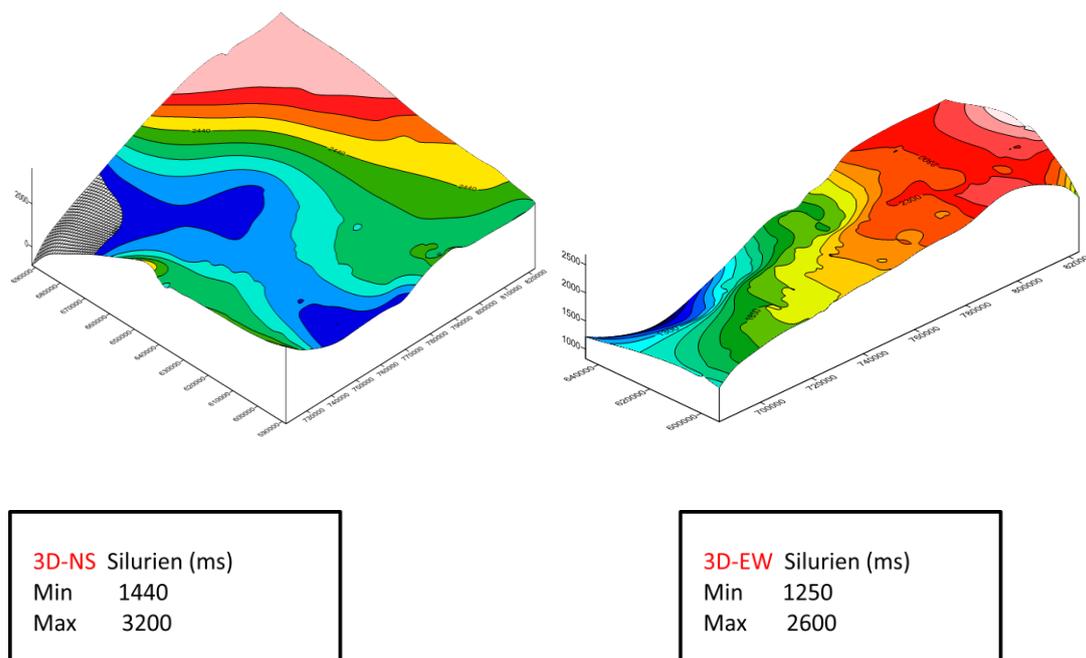


Figure 34: Carte sismostructurale en isochrone du toit des formations de Silurien



**Figure 35: Carte sismostructurale en isochrone du toit de Silurien 3D montre la morphologie de l'horizon**

## 9. Analyse des Carte isochrones

Les niveaux présentés dans la carte montrent une grande zone d'approfondissement qui dépasse 1200 ms de profondeur, limitée par des failles normales à mouvement majeur de déformation hercynienne.

En effet sur toute la sismique interprétée, la séquence sismique présente une épaisseur relativement constante avec un biseau sismique dû à des déformations et un régime tectonique compressive. L'importance de ces failles dans l'évolution structurale du bassin fait que chacune d'elle mérite une description détaillée.

En plus de ces failles majeures qui affectent le bassin sédimentaire durant le paléozoïque, il y a des mouvements tectoniques hercyniens qui ont joué pendant le silurien, ces failles sont visibles sur les lignes 03, 05, 09, 10, 13, 14, 15. Dans ces cartes, on remarque un approfondissement du substratum paléozoïque du sud vers le Nord jusqu'à une profondeur d'ordre de 1200 ms.

Les cartes sismostructurales montrent la même structuration et une évolution identique des profondeurs. Ceci prouve que toutes les formations paléozoïques sont déposées sur

une topographie homogène relativement, ne présentant que localement quelques légères dépressions.

Les cartes montrent toujours la persistance d'un domaine caractérisé par un approfondissement progressif allant de (600ms) à (3100ms). Ce domaine se caractérise par une tectonique importante, se manifeste au niveau des failles inverses.

Pour les déformations hercyniennes, les principales zones de failles (failles inverses chevauchantes) ainsi que les axes majeurs anticlinaux et synclinaux ont été distingués à la structures d'Amotte.

## 10. Géologie Pétrolière

### 10.1. Roche mères :

En considérant les résultats des analyses géochimiques, effectuées par occidental (1991) et Robertson RI (1988), sur des échantillons de surface de puits Oum\_Doul\_1, il ressort que les formations d'âge silurien comprennent les niveaux roches mères potentielles les plus intéressantes du bassin de Zag. En effet les valeurs de TOC varient de 0.5 % à 6.99 %. Ces matières organiques sont de Type II à III.

La maturation a été étudiée, sur des déblais, au niveau de puits Oum\_Doul\_1 et à partir des échantillons de surface ; elle a été basée sur l'analyse de la reflectance de la vitrinite  $R_o$ . Elle fait ressortir trois zones de maturation différente :

- La zone sud est dans la fenêtre à huile ( $R_o < 1.3$ )
- La zone médiane est dans la phase à gaz ( $1.3 < R_o < 3$ ).
- La zone Nord est overmature ( $R_o > 3$ ) ; elle correspond au maximum d'enfouissement.

Des mesures de la cristallinité de l'illite, combinées à l'analyse des minéraux argileux (Burkhard et al. 2001) ont été effectuées sur les séries paléozoïques de l'Anti-Atlas. Ces études indiquent un faible degré de métamorphisme avec des températures de 150° à plus de 300 °C liées à une augmentation globale de la subsidence du NE au SW.

Cependant, dans le bassin de Zag, sur la partie algérienne, des prospections géochimiques de surface (ibrihen, 2003) ont montré d'importantes anomalies en

propane avec de faibles teneurs en hydrocarbures non saturés et une abondance de paraffines. Ce même auteur, appuyé par l'étude des traces de fission sur apatite et Zircon indique que le paléo-gradient géothermique du bassin de Zag (Tindouf) a des valeurs intermédiaires entre ceux des bassins pétroliers de Reggane et d'Ahnet. Dans le cadre de ce projet, des échantillons ont été prélevés et ont montré des indices de pouvoir de la reflectance de la vitrinite  $R_o$  variant entre 1.54 et 1.63.

## 10.2. Réservoirs et Couvertures

Les qualités des roches réservoirs présentent une porosité qui varie d'un niveau à un autre, entre 5 et 11%, peut se développer localement, en effet :

- La formation emsienne, caractérisée par le dépôt de niveaux de grès fins à grossiers localement quartzitiques a été traversée par le puits Oum\_Doul\_1 en 30m.
- La formation du Bani (Ordovicien supérieur) est constituée, pour l'essentiel, de grès fin à micro conglomératiques.
- Les formations gréseuses du Viséen et du Tournaisien ont une porosité primaire de 11% qui peut monter localement à 15% grâce à une porosité secondaire.

Dans le cadre de cette étude, nous avons effectué des analyses pétrophysiques sur des échantillons provenant de l'Ordovicien et du Dévonien et du Dévonien inférieur à moyen. Au niveau de l'ordovicien des formations du 1<sup>er</sup> et du 2<sup>ème</sup> Bani, présentent une porosité faible, respectivement de 0.79 et 0.64 %. Ces faibles valeurs, peuvent être expliquées par le faciès siliceux fin à moyen et bien classé.

Les grès et calcaires du Dévonien inférieur (Gedinnien-Siéginien), montrent dans sa majeure partie, une porosité faible à nulle, alors que dans le Siéginien supérieur, des grès calcaires à Bryozoaires ont donné une bonne valeur de 10,14%. Cette porosité est liée à l'aspect para récifal mais dont l'épaisseur ne dépasse pas 1,5m.

Ce niveau peut ainsi former un bon niveau réservoir, en fonction de son épaissement et de l'extension du faciès vers le SW du bassin. Les bancs gréseux des riches d'âge Pragien-Emsien, montrent des valeurs faibles à moyennes. Les grès du 1<sup>er</sup> Rich paraissent plus intéressants, avec une porosité de 2.23%. Des valeurs faibles à moyennes de l'ordre de 2.25%, apparaissent aussi à l'Eifelien supérieur.

L'étude de la fracturation montre que les formations gréseuses du Dévonien inférieur peuvent être dotées d'une bonne porosité de fractures qui peut améliorer leur qualité de roche réservoir et assurer une capacité en terme de drainage et de perméabilité.

Notons, enfin, que l'équivalent de ces mêmes formations, dans le bassin de Ahnet-Timimoun en algérie, ont été confirmés comme bon réservoirs à gaz comprimés (Hirst et al.2001) et ce malgré leur faiblesse en terme de porosité perméabilité et en densité de fracture.

La couverture serait assurée par les argilites Silurien, les formations argilo-silteuses du dévonien moyen et les formations gypseuses du Namurien.

### 10.3. Structures Pièges

L'évolution sédimentaire et structurale du bassin montre que des pièges structuraux et stratigraphiques peuvent se développer dans le bassin.

#### 10.3.1. Pièges stratigraphiques

Ils sont essentiellement liés aux variations latérales de faciès. Ils peuvent se présenter aussi sous forme de biseaux au sien des formations de L'infra-Cambrien, du Cambrien et de l'ordovicien. En effet la succession Cambro-ordovicienne va progressivement se biseauter vers le sud contre massif de Réguibat.

#### 10.3.2. Piège structuraux

Ces pièges sont sous forme :

- De blocs faillés (ou basculés) et de structures inversées, liés à la plate-forme initiale.
- De plissements laminaires liés à la phase hercynienne, constitués par des dômes de grand rayon de courbure, la structure de surface d'Oum\_Doul\_1 en fait partie.

De nombreux pièges structuraux peuvent être distingués les structure d'Amotte 1 et 2 sont des anticlinaux asymétriques de direction ENE-WSW avec des dimensions de 10 sur 5 Km et de 20 sur 10 Km .L'anticlinal Amotte 1 est une structure de direction NW-SE de 10 Km sur 3 Km.

La région du Bas Draa présente des structures potentielles sous forme de plis disharmonique, Ces plis présentent des longueurs d'ondes de l'ordre de 10Km à 15 Km et des longueurs de 5 à 38 Km.

## Conclusion et Recommandation

---

Il est admis que le bassin de Assa-Zag est un monoclinale à pendage régional vers le sud. Cependant, la présente synthèse des études structurales inédites montre la présence de structures hercyniennes qui impliquent les couches paléozoïques. La compression a été caractérisée par une direction NW-SE induisant une déformation essentiellement. Le plissement est différencié en fonction de la compétence des séries affectées.

Cette déformation hercynienne a générée de nombreuses structures plissées qui peuvent jouer le rôle de pièges potentiels. Aussi, les déformations syn-sédimentaires d'âge Dévonien inférieur, Dévonien supérieur et durant le carbonifère peuvent disposer le bassin d'Assa-Zag de pièges stratigraphiques sous formes de discordances et biseaux sédimentaires.

Les analyses pétrophysique effectués, montrent, des porosités primaires généralement faibles à moyenne (ordovicien et dévonien) qui atteignent parfois 10.14% (dévonien inférieur). Les grès du carbonifère inférieur, présentent des porosités primaires de 11% qui peuvent augmenter de 4% par porosités de fractures. En effet, l'étude tectonique a montré, également, qu'il existe une fracturation en diaclase intense et homogène affectant les grès des Richs du Dévonien inférieur. Ces diaclases peuvent ainsi améliorer nettement la qualité des réservoirs en termes de porosités de fractures.

D'un point de vue roches mères, les analyses effectuées dans la présente étude et ceux de plusieurs sociétés pétrolières montrent que les roches mères potentielles les plus importantes sont d'âges Silurien et Ordovicien inférieur à moyen. Les valeurs de TOC varient de 0.5% à 6.99% et les matières organiques sont de type II à III. Par ailleurs, la subsidence vers l'axe du bassin peut développer des roches mères supplémentaires durant le carbonifère.

Le bassin d'Assa-Zag a fait l'objet d'un certain nombre d'études d'exploration entre 1960-64 et vingt quatre puits ont été forés au cours de cette période. Plusieurs puits ont montré la présence d'indices d'hydrocarbure, essentiellement du gaz naturel. Nous recommandons d'effectuer une étude de terrain des séries carbonifères en terme de géochimique, pétrophysique et dynamique sédimentaire ainsi que la réalisation d'une couverture sismique de reconnaissance 2D sur la région de Zag et El Farciya.



## Liste De Bibliographie

---

- **Magoon, L. B., Dow, W.G., 2000.** Mapping the petroleum system – an investigative technique to explore the hydrocarbon system. In Mello, M.R., Katz, B.J. (Eds), Petroleum Systems of South Atlantic Margins. Am. Ass. Pet. Geol. Memoir 73, pp. 53-68.
- **Tissot, B., Welte, D.H., 1984.** Petroleum Formation and Occurrence, 2nd edition, Springer Verlag Berlin.
- **Durand, B., Monin, J.C., 1980.** Elemental analysis of kerogens (C, H, O, N, S, Fe). In Kerogen, Ed Durand B, Technip, Paris, 113-142.
- **Agip,1962.** Seismic survey of the Hamsailikh el Mongar area, Rapport ONAREP n°20374.
- **Belarbi M;Tazi T.et Kabaj,S.,1995** Etude géochimique préliminaire de l'anomalie de Tichka. Rapport ONAREP n°41003
- **Belfoul,M.**1991.La structuration hercynienne de la région de Labiar-Oued Boussafene (Guelmim,Anti Atlas sud occidental).Thèse 3eme cycle,Université de Rabat.162p
- **Burkhard M., Severine C. and URS HELG (2001)**-Forced disharmonic multiayer buckle folding in the vaiscan anti-atlas of Morocco.A.A.P.G Bulletin,Vol.85,n° 13 and in AAPG Annual Meeting Denver;june 2001; extended Abstract
- **Choubert G. (1963)**-Notes Service-carte géo.Maroc.,n°162,352p.
- **Costagliola,A, 1992.** Le bassin de Tindouf, états de connaissances,appréciation de ses potentialités et recommandation. Papport ONAREP N°31577
- **Destombes J.Hollard H and Willefert S 1989,** Lower palezoic rocks of Marocco.In Lower Palezoic of north western and west cenral Africa : Edited by CH Hollanel Wiley and sons Ltd.
- **Hollard H.(1970)**-Notes et Mém.Serv.Géol.Maroc,n°229,pp.171-188.
- **Ibrihen N.(2003)**-Integration of surface geochemical survey and the seismic and géological data in the northern flank of the Tindouf basin : implication of exploration risk assesement.AAPG Hedberg Conference-“ Palezoic and Triassic Petroleum Systems in North Africa”,February 18-20,2003,Algiers,Algeria.

- **Jeanette D. et Piqué A. (1981)**- Le Maroc hercynien : plate-forme disloquée du craton ouest -africain. C,R, Acad.Sc. Paris, t.293, série II, PP.79-82.
- **Koch, B., 1963**, Etude stratigraphique des séries du silurien et du Dévonien sur le flanc sud du Jbel Hamsailikh ( coup OH-1). Association BRPM-PETROFINA.
- **Kohe, B., 1964** : Etude stratigraphique des séries de l'Ordovicien supérieur, du Silurien et du Dévonien entre Foum el Hassane et Tagounit. Rapport BRPM n° (10083)
- **Michard A. (1976)**- Eléments de géologie marocaine. Note et Mémoires Serv.Géol.Maroc, n°252, 408p.
- **ONAREP-SONATRACH, 1993**. Le Paléozoïque des confins Sud Algéro-Marocain. Géologie régionale, géochimie et pétrographie. Rapport Onarep n°31580.
- **Mahmoud ZIZI & Mustapha ELKTAM & Lahcen BOUTIB**, Géologie pétrolière du bassin de Zag ONHYM 31860
- **OXDENTAL**. Geology and hydrocarbon potential of the Tindouf basin. Rapport Onarep n°31512.
- **Pelagatti, C. and Negroni, P., 1960**. Rilievo geologico della struttura Tazut 1. Agip Meneria. Rapport Onarep n°10046.
- **Piqué, A, et Michard A.**, 1989 Moroccan Hercynides : a synopsis, The Paleozoic sedimentary and Tectonic evolution at the northern margin of west Africa, Am.J.Sci 289p 286-330.
- **PETROFINA, 1962**. Interprétation of the reflection seismic survey of the Draa permits. Rapport ONAREP n°20381.
- **ROBERTSON RESEARCH INTERNATIONAL Ld, 1988**. The geology and hydrocarbon potential of the South Atlas region of Morocco. Rapport ONAREP n°31452.
- **ROBERTSON RESEARCH INTERNATIONAL Ld, 1988**. South Atlas Study the geology and hydrocarbon potential of the South Atlas. 4 Vol et 1 Atlas photographiques. Rapport ONAREP n°31452.
- **SONATRACH / ONAREP, 1993**. Le Paléozoïque des confins sud Algéro-Marocains Géologie régionale-géochimie et pétrographie. Rapport ONAREP n°31580.

## ANNEXE

### 1. BASSE DE DONNEE DES CARTES :

| PROFIL        | PV   | X         | Y         | Z      | Dévonien (ms) | Dévonien moyen (ms) | Silurien (ms) |
|---------------|------|-----------|-----------|--------|---------------|---------------------|---------------|
| SPC09AZ01-001 | 2653 | 721675.20 | 640156.00 | 393.32 | 920           | 1520                | 2200          |
| SPC09AZ01-001 | 2450 | 722758.40 | 634162.70 | 379.42 | 950           | 1500                | 2150          |
| SPC09AZ01-001 | 2350 | 723206.40 | 631195.90 | 391.72 | 980           | 1490                | 2120          |
| SPC09AZ01-001 | 1700 | 726487.60 | 611973.90 | 408.62 | 1010          | 1520                | 2100          |
| SPC09AZ01-001 | 1250 | 728739.40 | 598663.00 | 534.02 | 1000          | 1500                | 2100          |
| SPC09AZ01-001 | 1150 | 729202.40 | 595698.70 | 533.42 | 950           | 1440                | 2020          |
| SPC09AZ01-001 | 1100 | 729450.90 | 594219.50 | 523.52 | 950           | 1440                | 2010          |
| SPC09AZ01-001 | 1050 | 729699.70 | 592740.10 | 525.02 | 950           | 1500                | 2020          |
| SPC09AZ01-001 | 1001 | 729943.30 | 591290.40 | 513.22 | 1000          | 1520                | 2020          |
| SPC09AZ01-003 | 2825 | 739074.70 | 643788.40 | 503.62 | 800           | 1000                | 1730          |
| SPC09AZ01-003 | 2800 | 739297.90 | 643068.50 | 431.82 | 850           | 1050                | 1800          |
| SPC09AZ01-003 | 2750 | 739624.30 | 641604.20 | 349.62 | 900           | 1050                | 1830          |
| SPC09AZ01-003 | 2700 | 739792.00 | 640107.50 | 330.12 | 980           | 1120                | 1830          |
| SPC09AZ01-003 | 1750 | 745493.70 | 612183.60 | 411.42 | 700           | 1100                | 1800          |
| SPC09AZ01-003 | 1700 | 745753.70 | 610706.50 | 422.92 | 800           | 1100                | 1700          |
| SPC09AZ01-003 | 1600 | 746123.70 | 607729.50 | 436.92 | 700           | 1100                | 1610          |
| SPC09AZ01-003 | 1550 | 746308.70 | 606240.90 | 452.12 | 700           | 1100                | 1700          |
| SPC09AZ01-005 | 2850 | 756641.50 | 644563.40 | 313.12 | 680           | 1280                | 1600          |
| SPC09AZ01-005 | 2800 | 756966.00 | 643098.90 | 313.92 | 700           | 1280                | 1600          |
| SPC09AZ01-005 | 2750 | 757290.60 | 641634.40 | 310.62 | 700           | 1280                | 1620          |
| SPC09AZ01-005 | 2700 | 757615.20 | 640170.00 | 311.02 | 720           | 1280                | 1650          |
| SPC09AZ01-005 | 2650 | 757939.70 | 638705.50 | 308.02 | 720           | 1280                | 1680          |
| SPC09AZ01-005 | 2600 | 758264.30 | 637241.10 | 321.82 | 750           | 1390                | 1700          |
| SPC09AZ01-005 | 1600 | 764240.70 | 607922.70 | 438.42 | 1040          | 1580                | 2020          |
| SPC09AZ01-005 | 1550 | 764414.00 | 606438.50 | 445.82 | 1080          | 1550                | 2020          |
| SPC09AZ01-005 | 1100 | 767962.60 | 593469.80 | 545.62 | 1100          | 1520                | 2080          |
| SPC09AZ01-005 | 1050 | 768286.80 | 592005.30 | 545.62 | 1000          | 1420                | 1980          |
| SPC09AZ01-005 | 1001 | 768604.50 | 590570.00 | 538.32 | 990           | 1380                | 1700          |
| SPC09AZ01-007 | 2750 | 775430.00 | 639616.60 | 299.32 | 950           | 1380                | 1800          |
| SPC09AZ01-007 | 2800 | 775347.10 | 641114.30 | 296.32 | 900           | 1350                | 1800          |
| SPC09AZ01-007 | 1500 | 784642.70 | 603530.60 | 447.82 | 1080          | 1300                | 2180          |
| SPC09AZ01-007 | 1550 | 784115.10 | 604934.70 | 444.62 | 1050          | 1300                | 2200          |
| SPC09AZ01-007 | 1600 | 783422.70 | 606276.90 | 449.92 | 1080          | 1300                | 2100          |
| SPC09AZ01-007 | 1650 | 783059.80 | 607743.00 | 417.62 | 1120          | 1350                | 2100          |

|                |      |           |           |        |      |      |      |
|----------------|------|-----------|-----------|--------|------|------|------|
| SPC09AZ01-007  | 1700 | 782539.90 | 609150.10 | 408.92 | 1120 | 1380 | 2120 |
| SPC09AZ01-007  | 1750 | 782004.50 | 610551.20 | 402.72 | 1180 | 1420 | 2120 |
| SPC09AZ01-007  | 2100 | 778595.20 | 620468.70 | 360.92 | 1150 | 1550 | 2080 |
| SPC09AZ01-007  | 2150 | 778226.90 | 621920.90 | 355.42 | 1150 | 1520 | 2050 |
| SPC09AZ01-007  | 2200 | 777859.00 | 623375.60 | 349.32 | 1120 | 1600 | 2020 |
| SPC09AZ01-010  | 3200 | 810817.90 | 653191.30 | 278.33 | 1600 | 2220 | 2940 |
| SPC09AZ01-010  | 3350 | 809611.60 | 657485.80 | 271.03 | 1520 | 2200 | 3000 |
| SPC09AZ01-010  | 3550 | 807009.60 | 662798.80 | 370.13 | 1520 | 2240 | 3030 |
| SPC09AZ01-010  | 3700 | 806068.20 | 667185.10 | 216.83 | 1580 | 2240 | 3030 |
| SPC09AZ01-010  | 3850 | 805289.30 | 671617.20 | 206.23 | 1610 | 2300 | 3100 |
| SPC09AZ01-010  | 4050 | 804346.50 | 677543.20 | 269.03 | 1620 | 2300 | 3150 |
| SPC09AZ01-010  | 4200 | 803299.90 | 681906.20 | 298.43 | 1630 | 2300 | 3150 |
| SPC09AZ01-010  | 4350 | 802073.50 | 686236.00 | 357.03 | 1580 | 2300 | 3190 |
| SPC09AZ01-010  | 4530 | 800732.10 | 691469.70 | 414.83 | 1440 | 2220 | 3200 |
| SPC09AZ01-011  | 5350 | 731635.20 | 594444.50 | 531.72 | 1000 | 1500 | 2000 |
| SPC09AZ01-011  | 5400 | 730152.50 | 594223.00 | 519.72 | 1000 | 1500 | 1990 |
| SPC09AZ01-011  | 5450 | 728669.20 | 594005.70 | 525.32 | 990  | 1500 | 1990 |
| SPC09AZ01-011  | 5500 | 727185.60 | 593782.50 | 549.02 | 980  | 1500 | 1980 |
| SPC09AZ01-011  | 5550 | 725701.50 | 593561.40 | 532.82 | 980  | 1490 | 1930 |
| SPC09AZ01-011  | 5600 | 724218.80 | 593340.90 | 524.92 | 980  | 1490 | 1930 |
| SPC09AZ01-011  | 5650 | 722734.30 | 593119.20 | 534.52 | 980  | 1490 | 1930 |
| SPC09AZ01-011  | 5671 | 722110.90 | 593027.10 | 537.62 | 980  | 1490 | 1930 |
| SPC09AZ01-013  | 4750 | 698916.30 | 602135.50 | 470.42 | 850  | 1350 | 1750 |
| SPC09AZ01-013  | 4800 | 697444.30 | 601847.10 | 463.22 | 850  | 1320 | 1720 |
| SPC09AZ01-013  | 4850 | 695972.30 | 601558.60 | 464.12 | 880  | 1340 | 1720 |
| SPC09AZ01-013  | 4900 | 694500.30 | 601270.20 | 458.32 | 880  | 1320 | 1680 |
| SPC09AZ01-013  | 4950 | 693028.40 | 600981.80 | 456.32 | 850  | 1300 | 1680 |
| SPC09AZ01-013  | 5000 | 691556.40 | 600693.40 | 450.52 | 800  | 1220 | 1680 |
| SPC09AZ01-013  | 5050 | 690084.30 | 600405.00 | 440.52 | 800  | 1250 | 1640 |
| SPC09AZ01-013  | 5100 | 688612.50 | 600116.60 | 440.12 | 800  | 1250 | 1620 |
| SPC09AZ01-013  | 5150 | 687140.50 | 599828.10 | 442.82 | 780  | 1250 | 1620 |
| SPC09AZ01-013  | 5200 | 685668.50 | 599539.80 | 451.52 | 740  | 1250 | 1550 |
| SPC09AZ01-013  | 5250 | 684196.70 | 599251.30 | 490.32 | 700  | 1300 | 1520 |
| SPC09AZ01-014a | 4800 | 732324.30 | 621261.10 | 419.71 | 850  | 1300 | 1870 |
| SPC09AZ01-014a | 4850 | 730835.90 | 621073.20 | 421.21 | 850  | 1320 | 1850 |
| SPC09AZ01-014a | 4900 | 729345.70 | 620858.70 | 417.61 | 820  | 1350 | 1850 |
| SPC09AZ01-014a | 4950 | 727869.90 | 620629.30 | 405.31 | 820  | 1350 | 1850 |
| SPC09AZ01-014a | 5000 | 726384.80 | 620411.20 | 398.41 | 830  | 1350 | 1850 |
| SPC09AZ01-014a | 5050 | 724900.00 | 620197.40 | 390.61 | 870  | 1320 | 1850 |

|                       |      |           |           |        |      |      |      |
|-----------------------|------|-----------|-----------|--------|------|------|------|
| <b>SPC09AZ01-014a</b> | 5100 | 723413.50 | 619997.00 | 392.81 | 850  | 1320 | 1800 |
| <b>SPC09AZ01-014a</b> | 5150 | 721929.00 | 619781.80 | 392.51 | 850  | 1320 | 1800 |
| <b>SPC09AZ01-014a</b> | 5200 | 720438.30 | 619574.80 | 401.91 | 850  | 1350 | 1780 |
| <b>SPC09AZ01-015a</b> | 2525 | 779262.30 | 644318.50 | 296.31 | 1000 | 1500 | 2050 |
| <b>SPC09AZ01-015a</b> | 2550 | 778527.40 | 644168.50 | 296.61 | 1000 | 1450 | 2000 |
| <b>SPC09AZ01-015a</b> | 2600 | 777057.80 | 643868.40 | 294.61 | 980  | 1440 | 1980 |
| <b>SPC09AZ01-015a</b> | 4500 | 721210.40 | 632463.40 | 376.01 | 480  | 920  | 1300 |
| <b>SPC09AZ01-015a</b> | 4550 | 719748.40 | 632157.50 | 405.61 | 440  | 900  | 1250 |
| <b>SPC09AZ01-015a</b> | 4600 | 718271.10 | 631863.20 | 450.11 | 420  | 950  | 1250 |