



Année Universitaire : 2013-2014



Licence Sciences et Techniques : Eau et Environnement

## MEMOIRE DE FIN D'ETUDES

Pour l'Obtention du Diplôme de Licence Sciences et Techniques

### METHODE D'EXPLORATION PETROLIERE: INTERPRETATION SISMIQUE REGION TOUKIMT BASSIN D'ESSAOUIRA ONHYM-RABAT

Présenté par:

**Khettari yousef et Chalh abd essalam**

Encadré par:

- Mme B.CHARADI et Mr A.AIT SALEM (ONHYM)
- Mr D.EL AZZAB (FST – Fès)

Soutenu Le 10 Juin 2014 devant le jury composé de:

- Mr A.LAHRACH.
- Mr L.BENAABIDATE.
- Mr D.EL AZZAB.

Stage effectué à : ONHYM-RABAT





---

Liste des figure.....	3
Liste des tableaux.....	3
RESUME.....	4
INTRODUCTION GENERALE.....	6
PARTIE I : ETUDE BIBLIOGRAPHIE.....	7
<b>CHAPITRE I : SISMIQUE REFLEXION : PRINCIPES ET APPLICATIONS :.....</b>	<b>7</b>
<b>I. INTRODUCTION :.....</b>	<b>7</b>
<b>II. NOTIONS ET PRINCIPES DE LA SISMIQUE REFLEXION : .....</b>	<b>5</b>
II.1. COEFFICIENT DE REFLEXION ( $R_{1-2}$ ) :.....	8
II.2. IMPEDANCE ACCOUSTIQUE (Z) :.....	6
<b>III. APPLICATION SISMIQUE :.....</b>	<b>9</b>
III.1. INTRODUCTION :.....	9
III.2. ACQUISITION SISMIQUE :.....	9
III.2.1. ACQUISITION EN ONSHORE :.....	9
III.2.2. ACQUISITION EN OFFSHORE :.....	9
III.3. TRAITEMENT :.....	10
III.3.1. LA CORRECTION STATIQUE :.....	10
III.3.2. LA CORRECTION DYNAMIQUE :.....	11
III.4. INTERPRETATION SISMIQUES :.....	14
III.4.1. INTRODUCTION :.....	14
III.4.2. CALAGE :.....	14
<b>CHAPITRE II : SYSTEME PETROLIERE :.....</b>	<b>16</b>
<b>I. INTRODUCTION :.....</b>	<b>16</b>
<b>II. SYSTEME PETROLIER :.....</b>	<b>16</b>
II.1. DEFINITION: .....	16
II. 2. LA ROCHE MERE :.....	17
II.3. LA ROCHE RESERVOIR :.....	17
II.4. LA ROCHE COUVERTURE :.....	18
<b>III. MIGRATION DES HYDROCARBURES :.....</b>	<b>18</b>
III.1. MIGRATION PRIMAIRE :.....	19

---



---

III.2. MIGRATION SECONDAIRE : .....	19
<b>IV. LES PIEGES : .....</b>	<b>19</b>
IV.1. PIEGE STRUCTURALE : ANTICLINAL : .....	19
IV.2. PIEGE STRUCTURALE : FAILLE : .....	19
IV.3. PIEGE STRATIGRAPHIQUE : DISCORDANCE ET BISEAU SEDIMENTAIRE : .....	20
IV.4. PIEGES MIXTES ASSOCIES A UN DIAPIR : .....	20
<b>PARTIE II : INTERPRETATION SISMOSTRUCTURALE DES CHAMPS DE TOUKIMT- MESKALA (BASSIN D'ESSAOUIRA).....</b>	<b>21</b>
<b>CHAPITRE I : ETUDE GEOLOGIQUE DU BASSIN D'ESSAOUIRA : .....</b>	<b>21</b>
I. CADRE GEOGRAPHIQUE : .....	21
II. CADRE STRATIGRAPHIQUE : .....	21
<b>CHAPITRE 2 : INTERPRETATION SISMIQUE REGIONALE MESKALA-TOUKIMT EXEMPLE D'ETUDE ES344 : .....</b>	<b>25</b>
I. OBJECTIFS : .....	25
II. BASE DE DONNEES : .....	25
III. CALAGE ET IDENTIFICATION DES HORIZONS : .....	27
III.1. UTILISATION DES VITESSES DE STACK : .....	27
III.2. HODOCHRONE : .....	28
III.3. CALCUL DE LA CORRECTION : .....	29
IV. POINTE DES HORIZONS: .....	30
V. INTERPRETATION DES RESULTATS : .....	32
VI. RESULTATS D'INTERPRETATION SISMOSTRUCTURALE : .....	34
VI.1. DETERMINATION DES UNITES SISMIQUES : .....	34
VI.1.1. UNITE SISMIQUE A : PRE-RIFT : .....	34
VI.1.2. UNITE SISMIQUE B : SYN-RIFT : .....	35
VI.1.3. UNITE SISMIQUE C : POST-RIFT : .....	35
VI.2. ETUDE DE L'EVOLUTION STRUCTURALE DU BASSIN D'ESSAOUIRA : .....	36
VI.2.1. PERIODE HERCYNIENNE : .....	36
VI.2.2. PERIODE MESOZOIQUE : .....	36
<b>VII. SYSTEME PETROLIERE DE LA ZONE D'ETUDE : .....</b>	<b>37</b>
VII.1. SYSTEME PETROLIER JURASSIQUE : .....	38
VII.1.1. ROCHES MERES : .....	38

---



---

VII.1.2. RESERVOIR ARGOVIEN :.....	39
VII.1.3. PIEGES :.....	39
VII.1.4. ROCHES COUVERTURES :.....	39
CONCLUSION GENERALE.....	43
BIBLIOGRAPHIE.....	44

Liste des figure

Figure 1: Schéma montrant l'incidence, la réflexion et la transmission d'une onde.....	7
Figure 2: Principe de la réflexion sismique avec les différentes ondes (doc.Onarep).....	8
Figure 3: Principe de sismique réflexion.....	10
Figure 4: Photo montrant un vibrosis (source d'énergie).....	10
Figure 5: Photo montrant des géophones (récepteurs).....	11
Figure 6: Acquisition terrestre « ONSHORE ».....	11
Figure 7: Acquisition sismique en offshore.....	12
Figure 8: Modèle pour les corrections statiques.....	14
Figure 9: Dispositif du forage en offshore.....	15
Figure 10 : Position du forage en onshore – Altitude du forage est au dessus du DP.....	16
Figure 11: Position du forage en onshore – Altitude du forage est en dessous du DP.....	16
Figure 12: Schéma montrant le dispositif de la diagraphe sonic.....	18
Figure 13: Principe du carottage sismique.....	18
Figure 14: représentation simplifiée d'un système pétrolier.....	20
Figure 15: Formation du pétrole et du gaz naturel dans la roche mère.....	20
Figure 16: Porosité et perméabilité dans des différents sédiments.....	21
Figure 17: migrations primaire et secondaire du pétrole conduisant à la formation d'un gisement.....	21
Figure 18: les différents pièges des hydrocarbures.....	23
Figure 19: Carte géographique et structurale simplifiée du bassin d'Essaouira.....	24
Figure 20: Colonne litho-stratigraphique synthétique des formations paléozoïques, mésozoïques, cénozoïques et quaternaire du bassin d'Essaouira (D'après Broughton et Trépanier, 1993).....	28
Figure 21: Plan de position de la ligne sismique ES344.....	29
Figure 22: Profil sismique orientée(E-W).....	30
Figure 23: Courbe profondeur = f (temps double).....	32
Figure 24: représente l'analyse sismostructurale de la ligne ES 344.....	36
Figure 25: coupe représente des failles normale.....	36
Figure 26: failles inverses orientées (NE-SW). Figure 27: faille inverse orienté (NW-SE).....	37
Figure 28: Coupe schématique du diapir de TIDSI.....	38
Figure 29: Coupe schématique présente les différentes Unités sismiques.....	41
Figure 30: Systèmes pétroliers du bassin d'Essaouira.....	42
Figure 31: l'anticlinal en Roll-Over dans le champ de Toukkimt.....	43
Figure 32: Carte synthétique résumant les traits structuraux et des systèmes pétroliers dans le bassin d'Essaouira.....	44



## Liste des tableaux

Tableau1 : des vitesses de stack estimé lors d'acquisition.....	29
Tableau 2 : les Toits de différents horizons TKM201.....	29
Tableau 3 : Les profondeurs des horizons en fonctions des vitesses de stack et de temps double(TWT).....	31
Tableau 4 : Calage du puits TKM 201 à partir des vitesses de stack.....	32
Tableau 5: les temps double de chaque horizon du puits TKM201 après la correction. ....	33
Tableau 6 : Caractéristiques géochimiques des échantillons de l'Oxfordien.....	42

## RESUME

Le bassin d'Essaouira est l'une des régions du Maroc qui a suscité l'intérêt de nombreux pétroliers depuis les années soixante. Vu la découverte de plusieurs gisements de gaz, de gaz à condensat et un champ d'huile.

Ce travail vise à faire l'interprétation sismo-structural d'une coupe régionale ES344 orienté vers Est-Ouest en utilisant la sismique 2D et d'en dégager les grands traits de l'évolution structurale et les systèmes pétroliers du bassin.

En effet, deux systèmes pétroliers ont été définis dans le bassin d'Essaouira : un système Paléozoïque et un système Jurassique. Ces deux systèmes pétroliers sont à l'origine des gisements découverts. L'interprétation des coupes sismiques régionales a montré que le bassin d'Essaouira a subi une tectonique compressive hercynienne qui a généré de large anticlinaux et synclinaux faillés, une distension au permo-Trias qui a donné des structures en horst et grabens et associés à un système de failles normales de directions Nord-Sud et Est-Ouest, un calme tectonique relatif au Jurassique sauf dans la partie Ouest où il y avait une tectonique synsédimentaire qui a donné l'épaississement de la série Jurassique et Crétacé inférieur dans le synclinal de Neknafa et enfin une tectonique compressive à partir du Crétacé supérieur qui a causé une légère inversion du bassin et a généré des failles inverse et a accentué la tectonique salifère.

## REMERCIEMENT

En préambule à ce rapport nous remerciant ALLAH qui nous aide et nous donne la patience et le courage durant ces années d'étude.



Et aussi nous saisissons cette occasion afin de remercier tous ceux qui ont aidé de près ou de loin à l'accomplissement de notre stage dans de parfaites conditions.

Nous tenons à remercier en particulier :

- ❖ Mr. **Abdellah AIT SALLEM**, notre encadrant, et chef de la Division Evaluation des Bassins, qui nous a permis de passer notre stage au sein de sa division.
- ❖ Un grand merci à **Mme. Bouchra CHERRADI** qui nous a aidée, conseillée, encouragée depuis le début de ce travail jusqu'à sa fin. Un grand merci....
- ❖ Mme Hala CHABLI.
- ❖ Mr. Brahim El GHIOUAN.
- ❖ **Mr. Driss ELAZZAB**, notre encadrant à l'Etablissement et Professeur à FST-FES.

## INTRODUCTION GENERALE

Cette étude s'inscrit dans le cadre du stage de projet de fin d'études au sein de l'Office Nationale d'Hydrocarbures et des Mines **ONHYM**, plus précisément, au sein de la Division d'Evaluation des Bassins.

L'objectif principal est de s'initier à l'interprétation sismique du gisement de TOUKIMT région d'Essaouira, et de se familiariser avec les techniques et les outils de l'exploration pétrolière.

Les objectifs à atteindre dans ce mémoire ont déterminé le choix des outils et des méthodes d'approches. Ainsi, le présent rapport sera scindé en deux parties :

La première partie de ce mémoire est consacrée à la connaissance des notions de base des méthodes géophysiques utilisées dans le domaine de la prospection pétrolière et d'autre part à la notion du système pétrolier avec définition de ses principales composantes.



La deuxième partie consiste à élaborer une étude sismostructurale préliminaire de la structure du champ de TOUKIMT (bassin d'Essaouira).

## **PARTIE I : ETUDE BIBLIOGRAPHIE**

### **CHAPITRE I : SISMIQUE REFLEXION : PRINCIPES ET APPLICATIONS :**

#### *I. INTRODUCTION :*

La sismique réflexion est la méthode la plus adaptée à la prospection pétrolière vu son puissant pouvoir de résolution (20m-10m voire quelques mètres) et son importante profondeur d'investigation (jusqu'à 10 000m-15 000m).

La sismique réflexion consiste à provoquer un ébranlement dans le sous-sol par une source sismique, puis enregistrer les ondes sismiques, réfléchies en profondeur sur les interfaces géologiques, à l'aide des capteurs placés en surface. Les signaux ainsi enregistrés sont traités puis interprétés afin de dégager les informations géologiques du sous-sol de la zone étudiée.

#### *II. NOTIONS ET PRINCIPES DE LA SISMIQUE REFLEXION :*

Une onde incidente traversant un milieu 1, caractérisé par une vitesse  $V_1$  et une densité  $\rho_1$ , est en partie réfléchi et en partie transmis dans le milieu 2 ( $V_2, \rho_2$ ) (Figure 1).

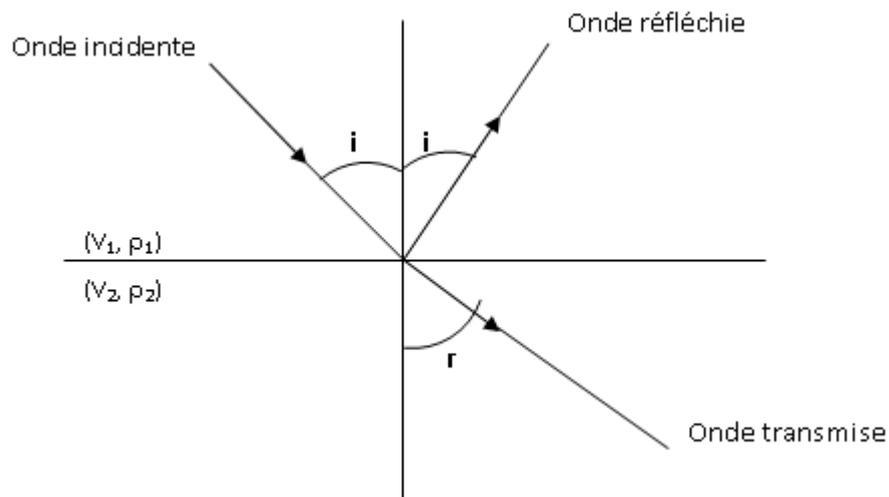


Figure 1: Schéma montrant l'incidence, la réflexion et la transmission d'une onde.

L'onde sismique émise par une source génératrice se propage dans le sous-sol. Après réflexion sur une interface marquée par une variation d'impédance acoustique ( $Z$ ), l'onde sismique est captée par des récepteurs implantés en surface (figure 2).

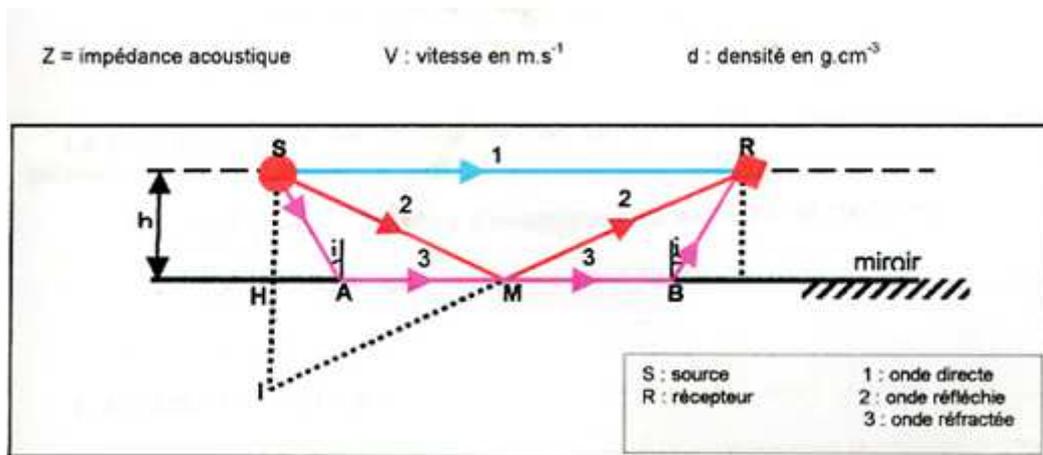


Figure 2: Principe de la réflexion sismique avec les différentes ondes (doc.Onarep)

### II.1. COEFFICIENT DE REFLEXION ( $R_{1-2}$ ) :

La réflexion est due à la différence de vitesse et de densité entre deux milieux de faciès différents. A l'interface des deux milieux, la réflexion est quantifiée par un paramètre appelé coefficient de réflexion.

La formule générale du coefficient de réflexion est donnée par la relation suivante :

Avec :

$V_i$  : Vitesse du milieu  $i$ .

$\rho_i$  : Densité du milieu  $i$ .

$i$  : Angle de réflexion dans milieu 1.

$r$  : Angle de transmission dans le milieu 2.

$$R_{1-2} = \frac{\rho_2 V_2 \cos i - \rho_1 V_1 \cos r}{\rho_2 V_2 \cos i + \rho_1 V_1 \cos r}$$

En pratique, les inclinaisons sont faibles ( $i$  varie entre  $0^\circ$  et  $15^\circ$ ) ainsi la formule utilisée du coefficient de réflexion est la suivante.

### II.2. IMPEDANCE ACCOUSTIQUE ( $Z$ ) :

L'impédance acoustique est donnée par l'expression suivante :

**$Z = \rho * V$ :**

Où:  $\rho$  : Densité du milieu

$V$  : Vitesse du milieu

Le coefficient de réflexion peut être donc exprimé comme suit :

Avec :  $Z_1$  = Impédance acoustique au milieu 1

$$R_{1-2} = \frac{Z_2 - Z_1}{Z_2 + Z_1}$$



---

$Z_2$  = Impédance acoustique au milieu 2

### III. APPLICATION SISMIQUE :

#### III.1. INTRODUCTION :

Chaque campagne sismique caractérise par trois grandes opérations :

- ACQUISITION SISMIQUES
- TRAITEMENT SISMIQUES
- INTERPRÉTATION SISMIQUES

#### III.2. ACQUISITION SISMIQUE :

##### Définition :

- Un enregistrement sismique est l'ensemble du signal et du bruit sismiques.
- On appelle le signal sismique tous les événements dont on veut tirer une information géologique, il s'agit des réflexions primaires.
- On distingue essentiellement deux types de bruits :
  - Bruits naturels (Tempête, Vent, Fleuves,...) et industriels (Usine à proximité de la zone du travail).
  - Bruits d'émission renfermant des bruits cohérents, organisés et des bruits aléatoires (organisés ou non).

##### III.2.1. ACQUISITION

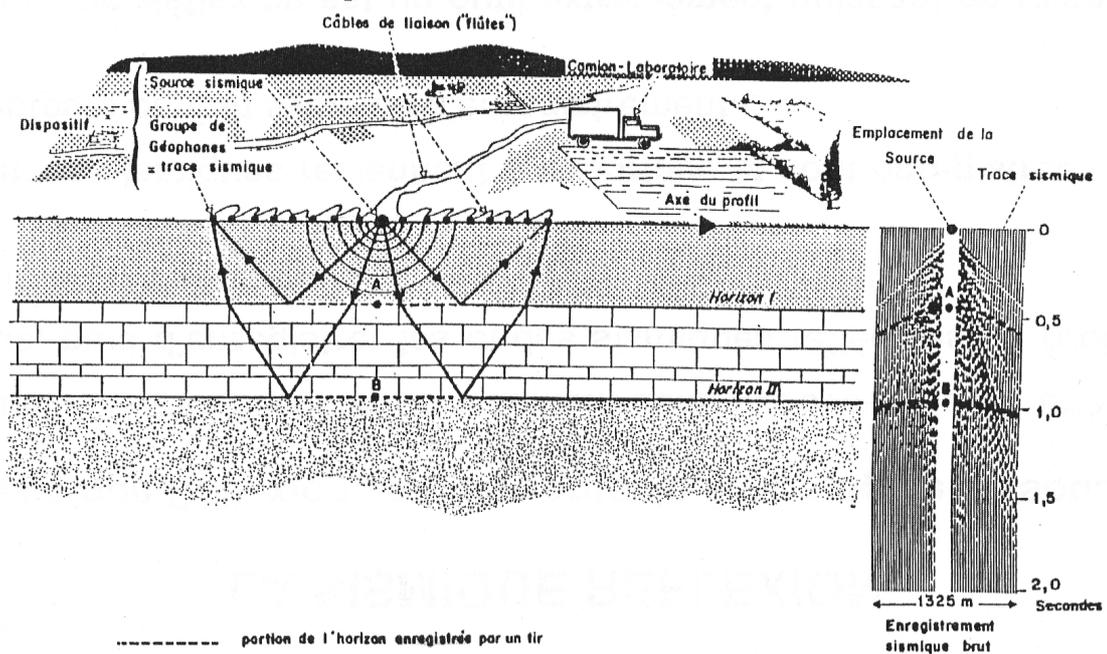
##### EN ONSHORE :

L'acquisition sismique a pour but d'enregistrer le plus de réflexions primaires possible (signal) et le moins d'ondes parasites (bruit). A ce stade, on peut éliminer l'effet des ondes directes et de surface en augmentant la distance entre l'émetteur et le premier point d'enregistrement (offset).

Trois types de sources peuvent être utilisés :

- Les explosifs, plus coûteux puisqu'il faut forer avant de les mettre en place.
- Les vibrosis, fréquemment utilisés (moins chers). Généralement, on utilise plusieurs vibrosis dont le centre de gravité correspond au point de tir (Figure 4).
- Chute de poids, non utilisés actuellement.

Les récepteurs sont des géophones (Figure 5) et l'ensemble des géophones constitue une trace.



D'après JL. MARL, Reservoir and Civil Engineering Geophysics, EAGE/TECHNIP

Figure 3: Principe de sismique réflexion.

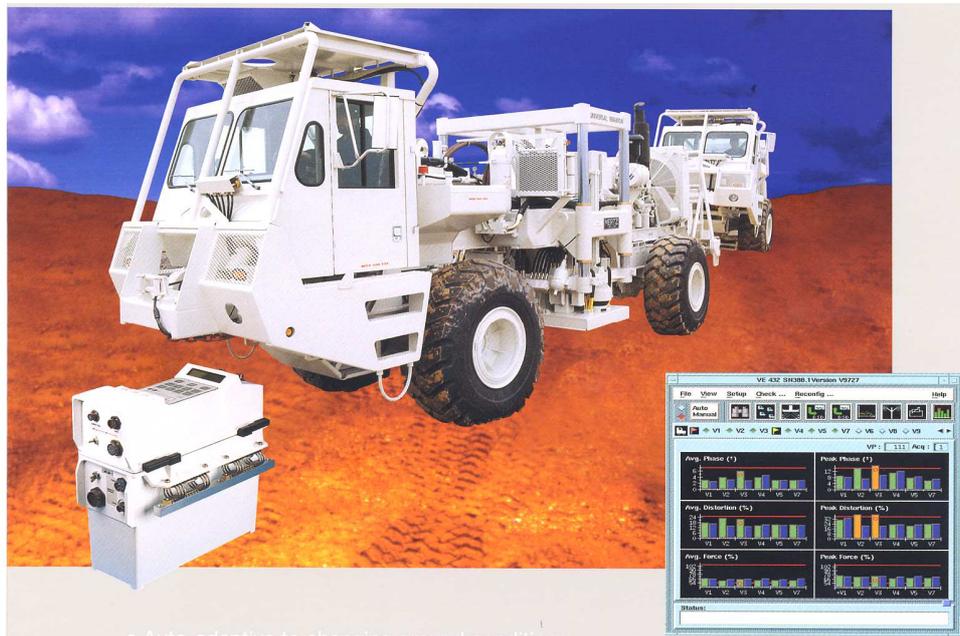
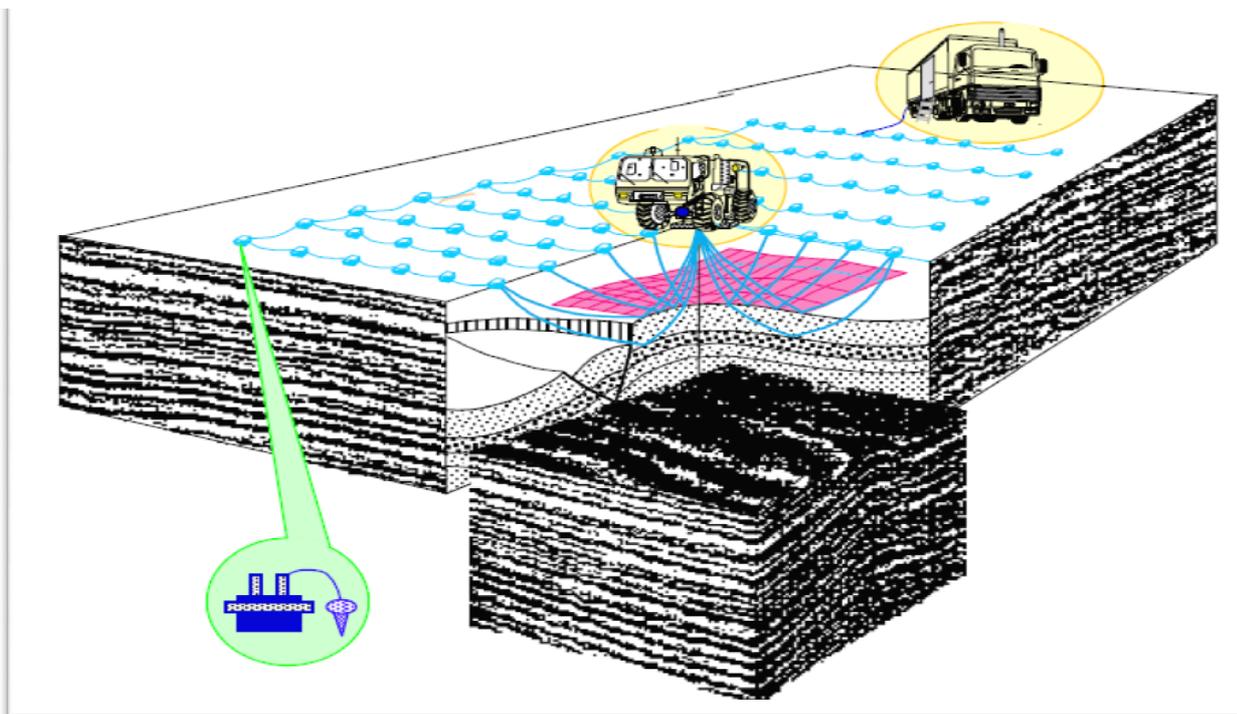


Figure 4: Photo montrant un vibrosis (source d'énergie).



Figure 5: Photo montrant des géophones (récepteurs).



(Document IFP)

Figure 6: Acquisition terrestre « ONSHORE ».

### III.2.2. ACQUISITION

#### EN OFFSHORE :

- La source est sous forme de canons à air.
- Les récepteurs dans ce cas sont des hydrophones (plus sensibles à la pression).

En offshore, seul le tir en bout est utilisé.

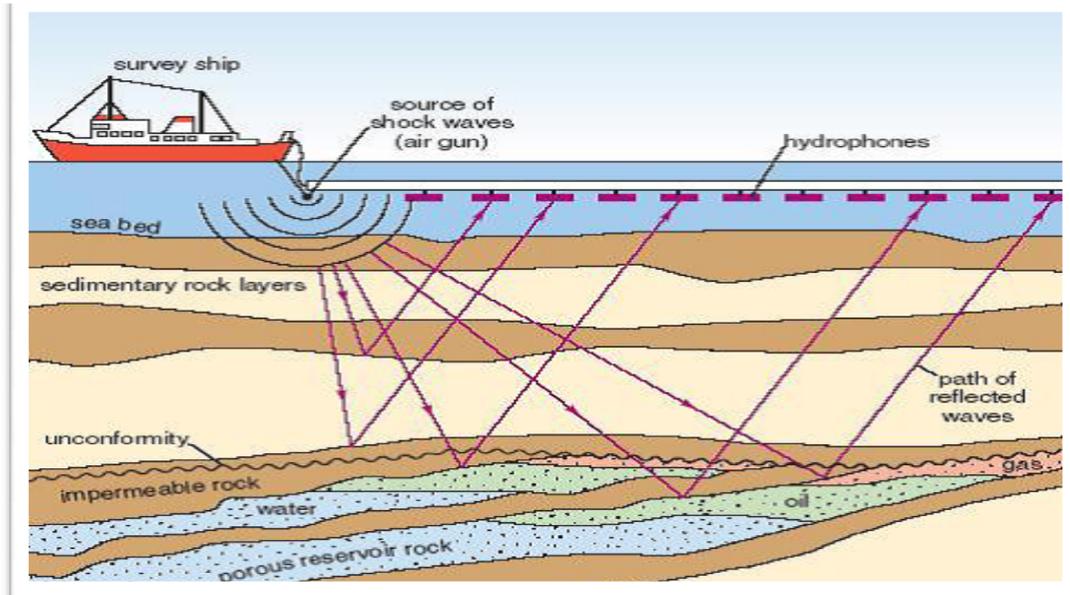


Figure 7: Acquisition sismique en offshore.

#### III.3. TRAITEMENT :

Le traitement sismique a pour but de séparer les différents types d'ondes afin d'extraire de nouveau le plus de réflexions primaires possible et de préférence d'un seul type. Le but du traitement sismique est de mettre en forme les données sismiques enregistrées sur le terrain afin de mettre en évidence les caractéristiques géologiques du sous-sol. Ainsi, les bandes de terrain sont envoyées au centre de traitement où elles seront dans un premier temps pré-traitées puis traitées.

Les différents traitements ont été regroupés en deux corrections séries :

#### III.3.1. LA

#### CORRECTION STATIQUE :

Elle permet de corriger l'effet de la topographie et l'effet des couches superficielles du sous-sol, souvent très hétérogène et appelées <<zone altérée>>.



La formule de la correction statique est :

Avec :

**h** : Profondeur de la zone altérée

**V<sub>0</sub>** : Vitesse de la zone altérée

**V<sub>1</sub>** : Vitesse du milieu 1

**Z** : Altitude de la trace

**Z<sub>DP</sub>** : Altitude du DATUM PLANE

$$C_s = \frac{-h}{V_0} + \frac{h}{V_1} - \left( \frac{Z - Z_{DP}}{V_1} \right)$$

Le terme  $\left( -\frac{h}{V_0} + \frac{h}{V_1} \right)$  exprime la correction de l'effet de la zone altérée.

Le terme  $\left( -\frac{Z - Z_{DP}}{V_1} \right)$  exprime la correction de l'effet de la topographie, cette correction

consiste à ramener tout le temps au DP (DATUM PLANE) qui est un niveau repère choisi en sismique et dont le temps est nul.

### III.3.2. LA

#### CORRECTION DYNAMIQUE:

On dispose de collections point milieu qui présente des indicatrices hyperboliques, marquant différentes réflexions dans le sous-sol. La correction consiste à ramener les temps à l'horizontal ( $T_0$ ) comme si les récepteurs et les émetteurs sont confondus, elle est définie par :  $\Delta t = t(d) - t_0$

$$= -t_0 + \sqrt{t_0^2 + \frac{d^2}{V^2}}$$

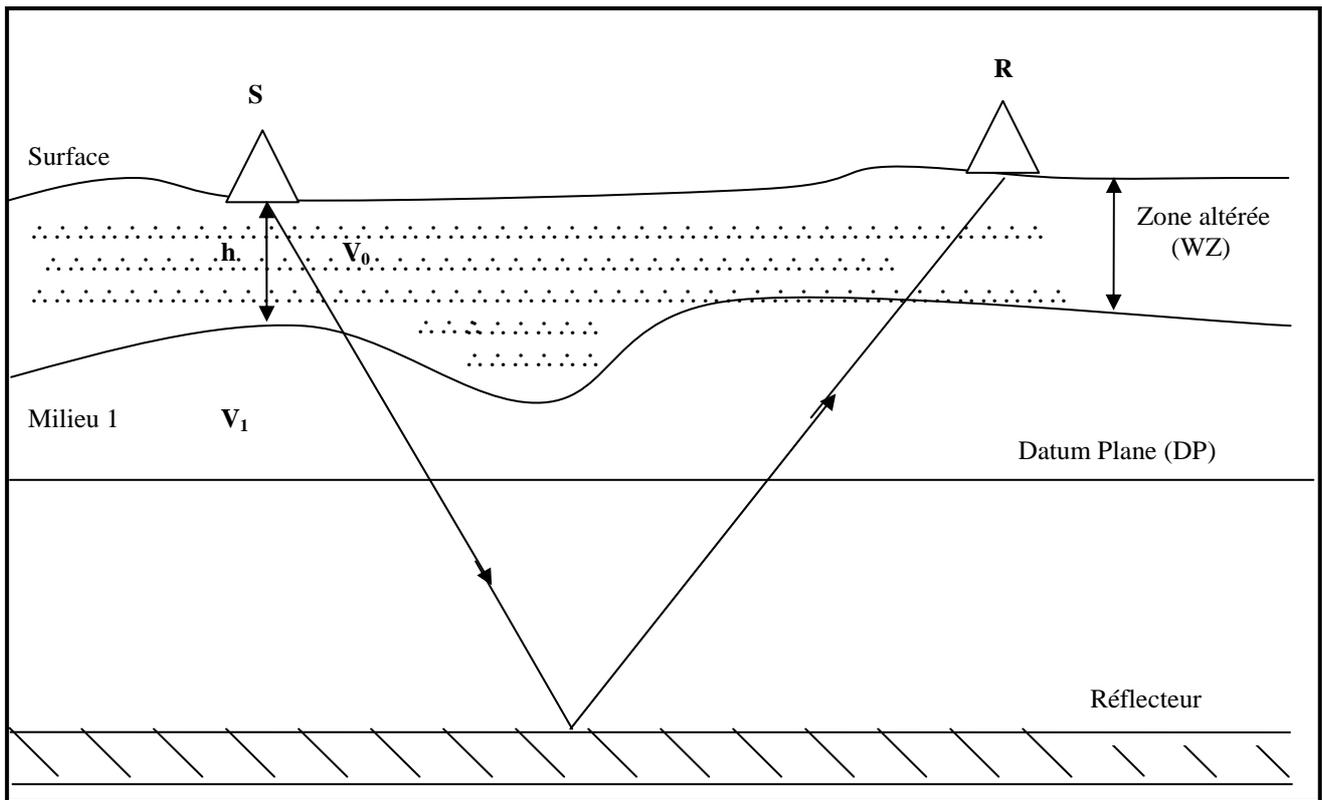


Figure 8: Modèle pour les corrections statiques.

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 par rapport à cette dernière.

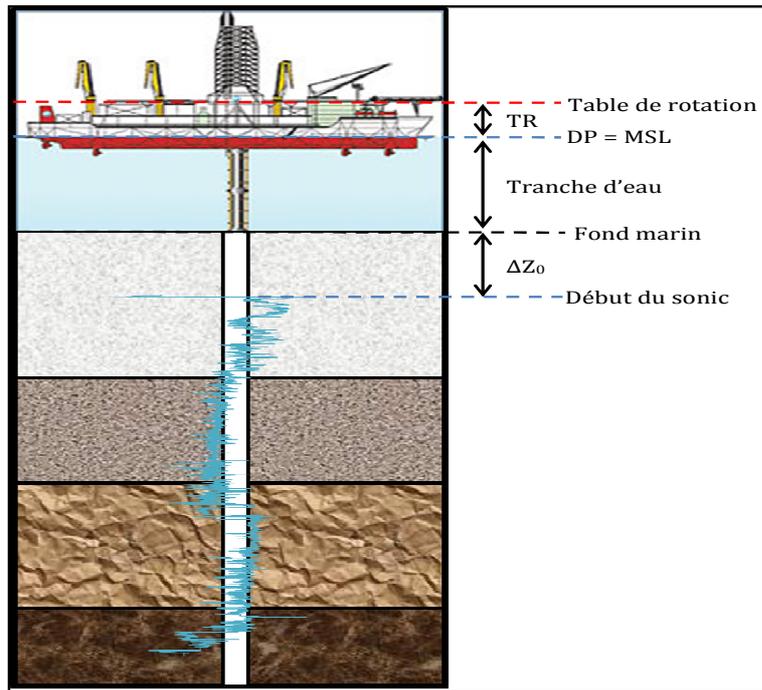


Figure 9: Dispositif du forage en offshore.

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 (Figure 10).

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.

- **DEUXIEME CAS :**

Le forage est en dessous du DP (Figure 11).

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.

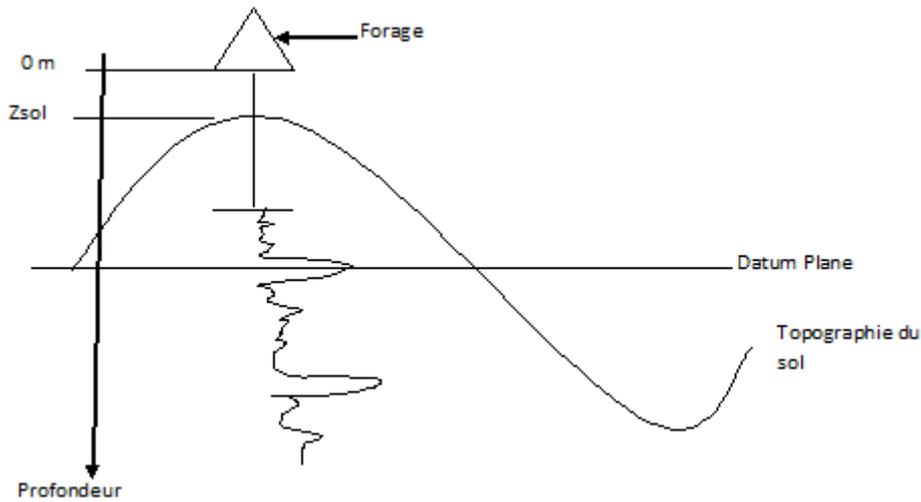


Figure 10 : Position du forage en onshore – Altitude du forage est au dessus du DP.

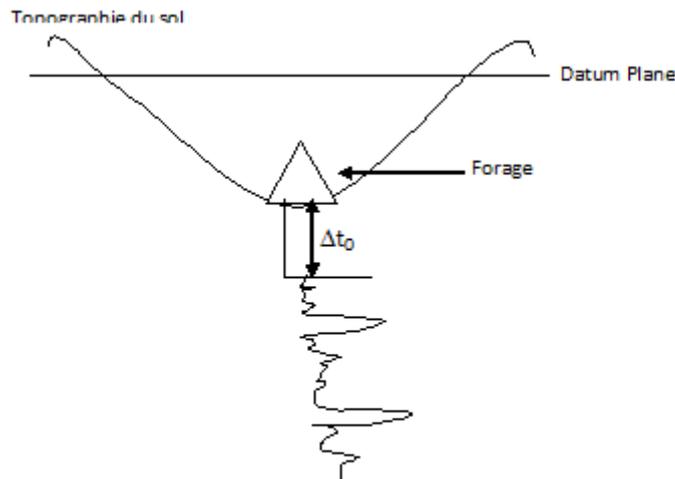


Figure 11: Position du forage en onshore – Altitude du forage est en dessous du DP.

### III.4. INTERPRETATION SISMIQUES :

#### III.4.1.

#### INTRODUCTION :

L'interprétation sismique, ou interprétation sémantique d'une image sismique, est une étape de la chaîne de l'exploration pétrolière qui vise à analyser des données sismiques en vue de générer des modèles et des prédictions sur les propriétés et la structure du sous-sol [Schlumberger Oil



field Glossary, 2009]. Elle comprend une phase d'interprétation structural et une phase d'interprétation stratigraphique, les deux pouvant être conjointes.

Quatre étapes sont nécessaires pour l'interprétation sismique :

- Calage
- Pointer des horizons
- Chronométrage
- Cartographie

### III.4.2. CALAGE :

C'est la première opération à faire, elle consiste à affecter à un niveau géologique un événement sismique tel qu'un maximum, un minimum d'un point d'inflexion. Donc le but du calage est de définir sur la section sismique les limites et les âges des différentes formations à partir des données de forage.

Pour ce faire il faut établir une relation entre un temps de propagation et une profondeur en utilisant trois méthodes :

vitesse de stack, sonic, carottage sismique et VSP (Vertical Seismic Profil).

Et durant ce stage nous avons travaillé sur le calage à partir de vitesses de stack.

#### ✓ VITESSES DE STACK :

Cette méthode utilise les vitesses d'intervalle, les Vrms ou les vitesses moyennes représentées sur la section sismique. Toutefois, cette méthode reste moins précise puisque les vitesses sont seulement estimées lors du traitement.

#### ✓ SONIC :

Le sonic mesure la vitesse acoustique dans les roches, il fournit des données plus fiables et plus complètes pour le calage de la sismique. L'outil sonic classique comporte un émetteur et deux récepteurs, avec un espacement. L'outil se déplace le long du forage de bas en haut avec une vitesse appropriée. Par cette méthode, on mesure l'intervalle de temps entre les premières arrivées aux deux récepteurs, appelé temps de parcours (ITT). 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 (O.Serra, 1979).

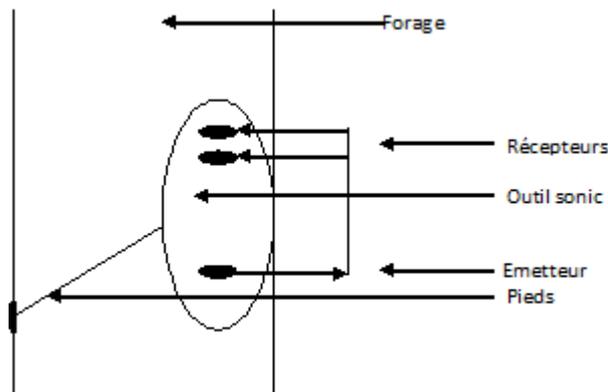


Figure 12: Schéma montrant le dispositif de la diagraphie sonic.

✓ CAROTTAGE SISMIQUE :

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.

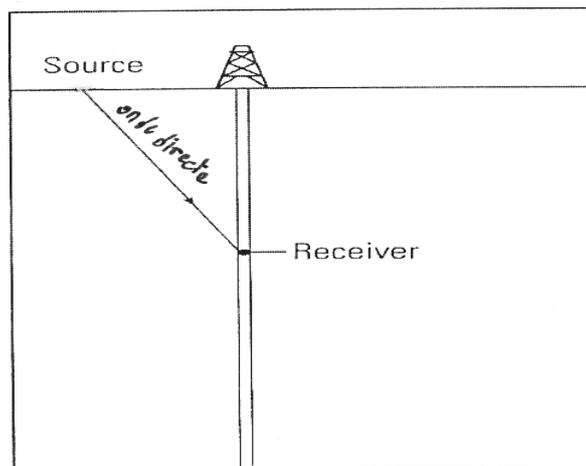


Figure 13: Principe du carottage sismique.



## CHAPITRE II : SYSTEME PETROLIER :

### I. 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.

Toute accumulation pétrolière est une anomalie géologique, mais cette anomalie est le résultat d'une logique plus ou moins complexe. Aussi, les concentrations ne se répartissent pas au hasard : elles constituent des familles qui s'ordonnent en fonction d'un certain nombre de paramètres stratigraphiques, sédimentologiques, hydrogéologiques, structuraux...

### II. SYSTEME PETROLIER :

#### II.1. DEFINITION:

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).

Pour la définition du système pétrolier d'une zone potentielle consiste à préciser les éléments suivants :

- La nature et l'âge des roches mères.
- La nature, 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.

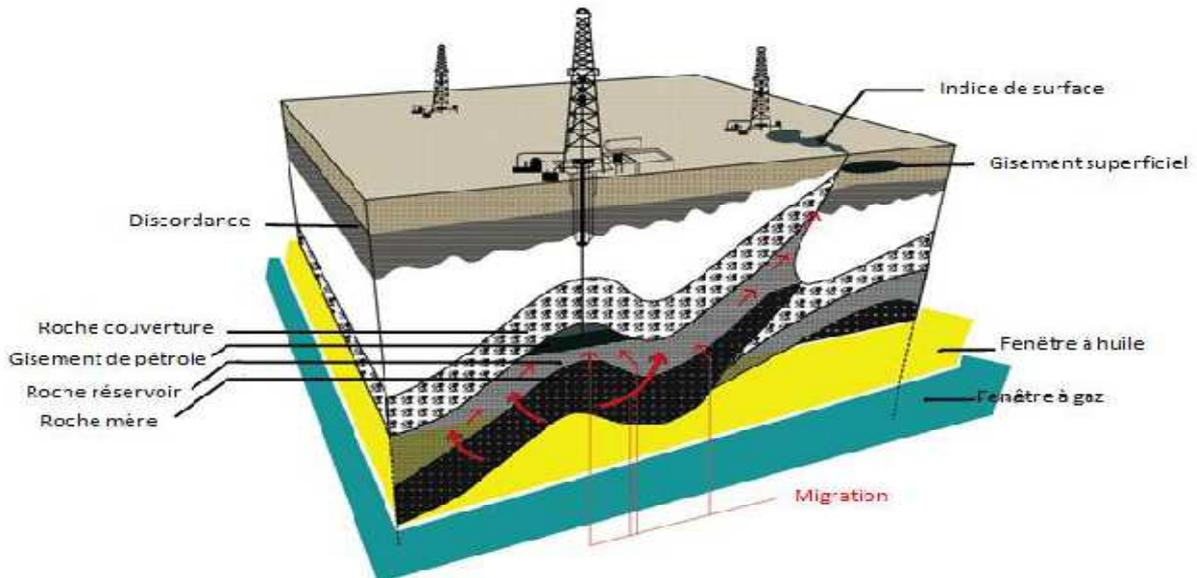


Figure 14: représentation simplifiée d'un système pétrolier.

## II. 2. LA ROCHE MERE :

La roche mère est une roche qui a généré des hydrocarbures. Cette roche a, lors de son dépôt, retenu des particules de matière organique en les protégeant de la destruction bactérienne et de l'interaction avec l'oxygène dissous dans l'eau. Pour que ces conditions soient réalisées, il faut que la roche ne permette pas d'échanges avec le milieu aqueux, il faut donc une roche imperméable rendant impossible une circulation de fluides en elles, c'est le cas des argiles.

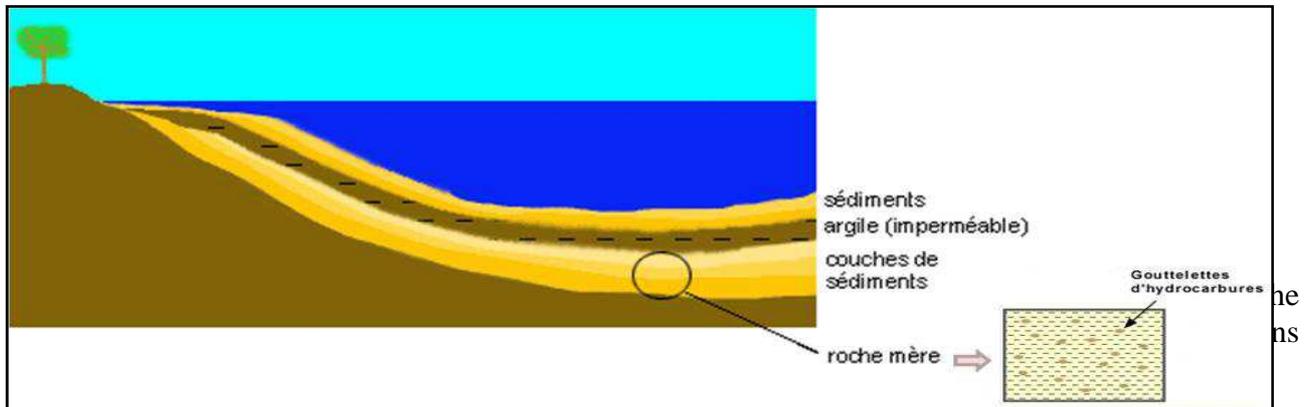


Figure 15: Formation du pétrole et du gaz naturel dans la roche mère.

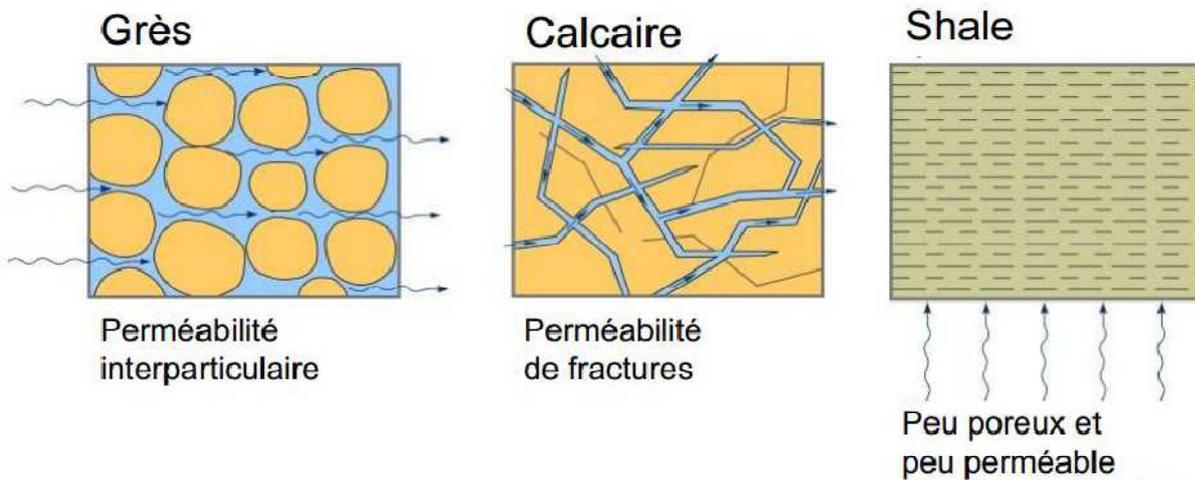


Figure 16: Porosité et perméabilité dans des différents sédiments.

#### II.4. LA ROCHE COUVERTURE :

La roche couverture est une barrière, une roche imperméable qui empêche le pétrole et le gaz de poursuivre leur remontée vers la surface.

Ils sont souvent des argiles et parfois des couches de sels cristallisés ou toute autre roche suffisamment compacte et imperméable. Deux paramètres sont à prendre en considération :

- La nature de la roche elle-même (son comportement plastique).
- La pression d'entrée dans la roche.

#### III. MIGRATION DES HYDROCARBURES :

Les hydrocarbures formés par des molécules de petite taille. Ils vont donc être expulsés dans les roches qui l'entourent (roche mère). Le gaz et l'huile, étant plus légers que l'eau, commencent une lente ascension vers la surface, c'est la migration.

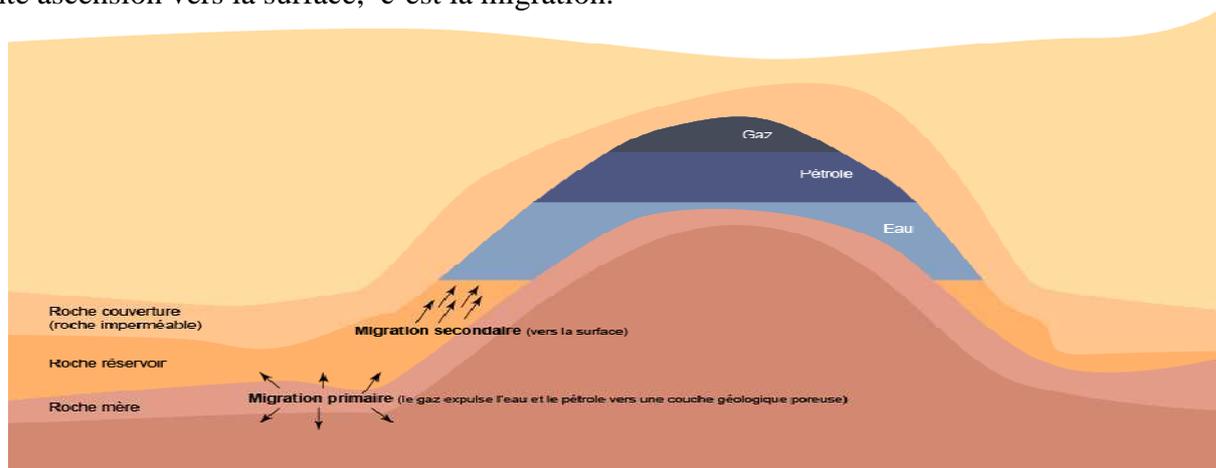


Figure 17: migrations primaire et secondaire du pétrole conduisant à la formation d'un gisement.



### III.1. 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 (la roche magasin).

### III.2. MIGRATION SECONDAIRE :

Une fois expulsés de la roche mère, les hydrocarbures se déplacent sur des distances allant de quelques mètres à plusieurs centaines de kilomètres jusqu'à ce qu'ils soient piégés. Cette migration se fait à l'intérieur d'une roche réservoir, car elle seule a les caractéristiques qui permettent le déplacement des hydrocarbures mais, ceux-ci arrêteront leur cheminement lorsque cette roche réservoir sera impliquée dans un piège qui stoppera le processus. Il existe principalement deux types de migrations secondaires, la migration latérale et la migration verticale qui peut être soit ascendante soit descendante.

## IV. LES PIEGES :

Un piège est une zone fermée qui a pu permettre l'accumulation d'hydrocarbures, bloqués par une roche couverture faisant barrière. Plusieurs types de pièges sont décrits, principalement en fonction de la déformation des roches au cours des phénomènes géologiques, on peut donner l'exemple de quatre pièges les plus couramment rencontrés :

### IV.1. PIEGE STRUCTURALE : ANTICLINAL :

C'est le piège au sommet de plis anticlinaux où alternent roches perméables et roches imperméables. Les fluides se déplacent, des points de plus forte pression aux points de plus faible pression, c'est-à-dire de bas en haut (flèches rouges). Ces fluides s'accumulent dans la partie haute du pli. Il se fait une séparation des phases selon leurs densités respectives. Le gaz occupera la partie la plus haute, suivi de l'huile puis de l'eau.

### IV.2. PIEGE STRUCTURALE : FAILLE :

Les fluides circulant dans la couche perméable seront coincés sous des couches imperméables dans un biseau formé par le déplacement des couches à la faveur d'une faille.

### IV.3. PIEGE STRATIGRAPHIQUE : DISCORDANCE ET BISEAU SEDIMENTAIRE :

Des lentilles de roches ou de sédiments très perméables contenus dans des couches imperméables peuvent aussi servir de pièges (partie inférieure droite du piège Structural C). Les discordances angulaires, lorsque recouvertes par des couches imperméables, offrent aussi un piège intéressant (partie supérieure droite du piège stratigraphique C).

IV.4. PIEGES MIXTES ASSOCIES A UN DIAPIR :

Il y a aussi des pièges qui sont associés aux dômes de sel (pièges mixtes D). Lorsque les diapirs de sel se sont mis en place, ils ont retroussé les couches et créé des biseaux qui scellés par les couches imperméables et par le sel lui-même qui est imperméable.

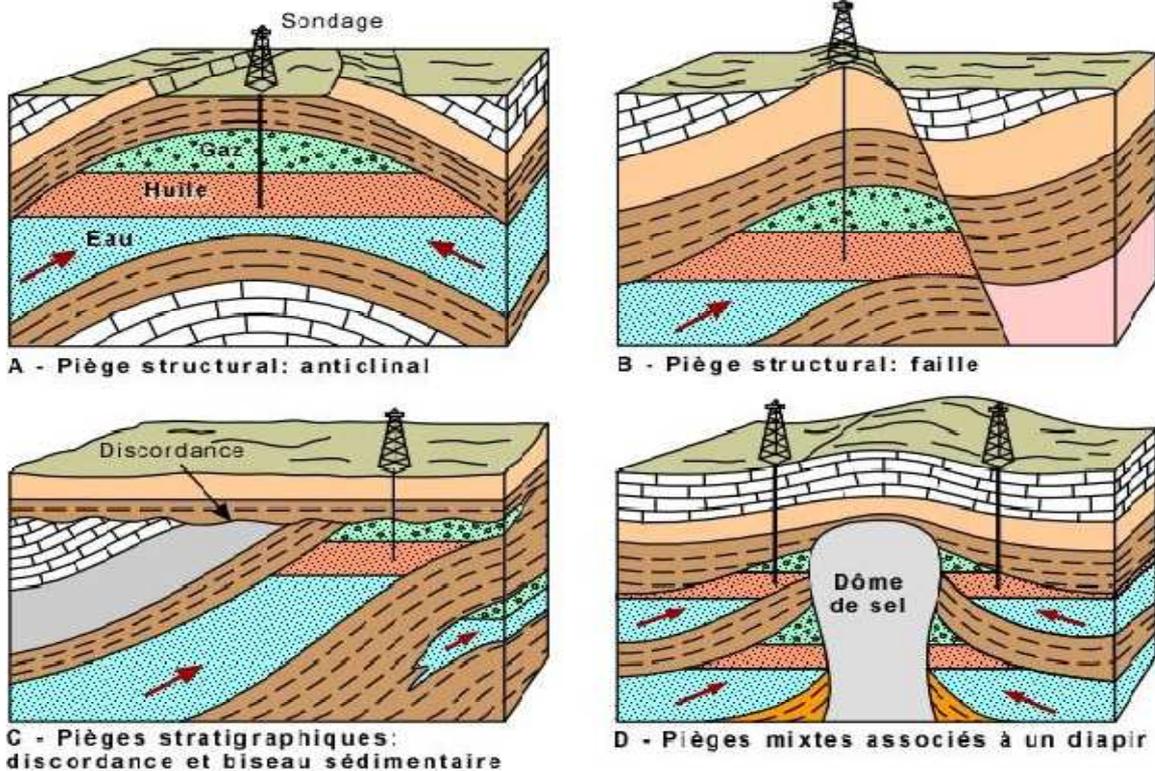


Figure 18: les différents pièges des hydrocarbures.

## PARTIE II : INTERPRETATION SISMOSTRUCTURALE DES CHAMPS DE TOUKIMT-MESKALA (BASSIN D'ESSAOUIRA)

### CHAPITRE I : ETUDE GEOLOGIQUE DU BASSIN D'ESSAOUIRA :

#### I. CADRE GEOGRAPHIQUE :

Le bassin d'Essaouira (Figure 19) est limité au Nord par le couloir d'Abda qui assure la transition vers le bassin de Doukkala, au Nord-Est les Jebilet occidentales, à l'Est la plaine du Haouz, au Sud-Est le Haut Atlas occidental, au Sud les plateaux de Haha et à l'Ouest l'océan Atlantique.

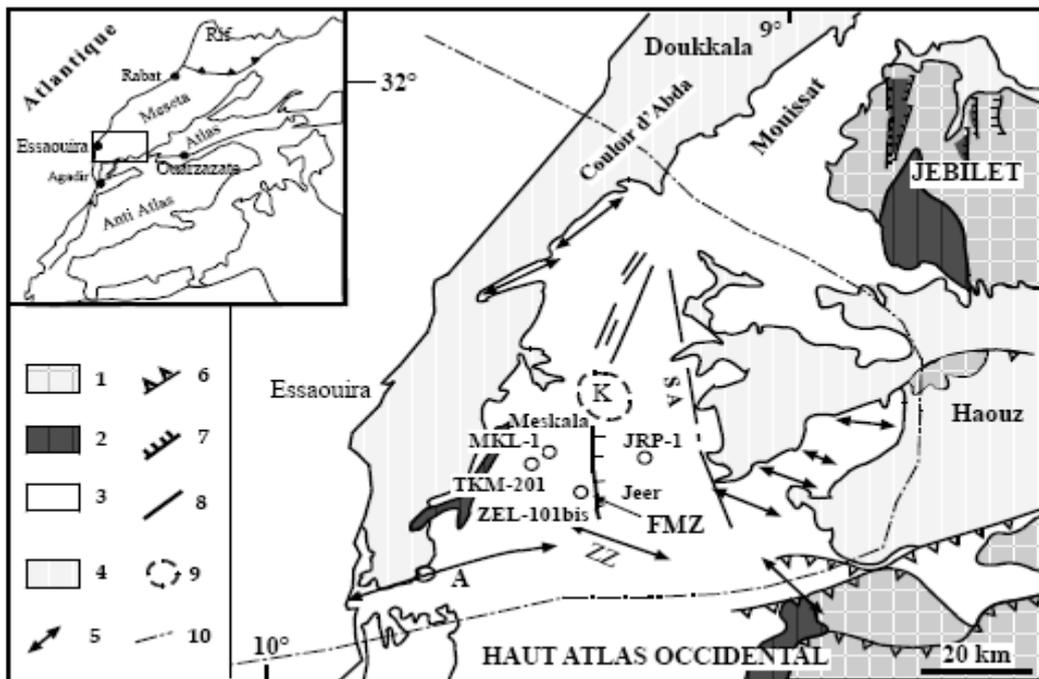


Figure 19: Carte géographique et structurale simplifiée du bassin d'Essaouira.

1, socle paléozoïque ; 2, Permien terminal et Trias ; 3, Jurassique et Crétacé ; 4, Pliocène et Quaternaire ; 5, axe anticlinal ; 6, faille inverse ; 7, faille normale ; 8, décrochement / faille indéterminée ; 9, diapir ; 10, limite du bassin d'Essaouira. FMZ, faille de Meskala-Zelten.

#### II. CADRE STRATIGRAPHIQUE :

Le bassin d'Essaouira est formé par un soubassement paléozoïque structuré par l'Orogenèse Hercynienne et surmonté par des empilements sédimentaires d'ères méso-cénozoïques qui comportent deux séries : syn-rift et post rift (Figure 20).

En 1983 SOUID\_ donna la succession stratigraphique suivante :

##### ❖ PALEOZOÏQUE :



Daté par la microfaune et par la palynologie, il comporte :

✓ **Le Cambrien :**

Les dépôts de ce système n'ont été touchés par aucun puits du bassin, mais ils existent sur la bordure orientale du bassin reposant en discordance sur le socle précambrien. Ils sont formés par des grès quartzitiques argileux surmontés par des quartzites compacts.

✓ **L'Ordovicien :**

Connu par sondage au niveau du forage MKL102, comprend de bas en haut, représenté par des lits d'argiles noires de 250 m d'épaisseur et des siltstones à ciments argileux rouge, d'une puissance de 210 m.

✓ **Le Silurien :**

Formé par une argile silteuse grise avec de rares lits calcaires gris-beige d'une épaisseur de 120 m.

✓ **Le Dévonien :**

• **Le Dévonien inférieur et moyen :** Connue par le forage MKL101 entre les côtes 3578 m et 3824 m, représenté par des calcaires argileux d'une épaisseur 84 m, 93 m pour des calcaires gris brun et des argiles rouges silteuses avec des passées de grès fins et de marnes présentant une épaisseur de 72m.

• **Le Dévonien supérieur :** Connue par plusieurs puits dans la zone de MESKALA et par le forage TK 201 caractérisé par des argiles noires silteuses, légèrement micacées et présentant de rares débris ligniteux avec de la pyrite et de matière organique diffuse d'épaisseurs 270 m.

✓ **Carbonifère :**

N'a jamais été signalé dans le bassin d'Essaouira.

✓ **Permien :**

Dépôts houillers avec une flore euraméricaine en bordure du bassin de Souss. Le Permien supérieur présent au niveau de la vallée d'Argana est représenté par la Formation d'Ikakern constituée par deux membres, le Membre d'Assif N'Ait Driss et le Membre de Tourbihine.

❖ **MESOZOÏQUE :**

Le Mésozoïque est formé par deux séries tectonostratigraphiques :

- **SERIE SYN-RIFT** caractérisé par des dépôts continentaux, des évaporites, et des argiles ; datés d'âge Trias-Lias inférieur.
- **SERIES POST-RIFT** d'âge Lias moyen-Jurassique supérieur constituée par la plupart de carbonates dolomités, présentant des récifs datés de l'Oxfordien (Jansa & Wiedmann, 1982 in Heyman, 1989).



✓ **La série SYN-RIFT :**

• **Trias :** Daté par des méthodes analogiques et des datations radiométriques, connu par les sondages TKM20 MKL1, MKL101 ; généralement le Trias formé par des marnes argileuses rouges, violacées gréseuses et par des bancs de calcaires en plaquette associés par des coulées doléritiques (SOUID 1983).

Les formations triasiques ont été décrites et subdivisées par les auteurs (Rompetrol, 1983) en :

-le « **Trias infra-basaltique** » les grès conglomératiques à la base et des siltites argileuses au sommet et les "basaltes inférieurs".

-la série formée par des argiles, des grès et du sel.

Les "**basaltes supérieurs**" et les dépôts détritiques **supra-basaltiques**, formé par des siltstones, des grès et du sel.

• **Jurassique inférieur :** Généralement le jurassique inférieur ou lias est formé par des grès rouges de l'Amssittène constitués par des conglomérats à la base, des argiles et des marnes sableuses au sommet.

✓ **La série POST-RIFT**

• **Jurassique moyen :** Représenté par deux séries : des lits de conglomérats à petit galets à la base et des séries carbonatées montrant des changements de faciès.

Ce cycle se termine par des dépôts peu épais de calcaire gris claires « séries d'Ankoul » datée Callovien moyen et supérieur (Souid, 1983).

• **Jurassique supérieur :**

Renferme deux cycles : Oxfordien-Rauracien et Séquanien-Berriasien.

➔ **Oxfordien-Rauracien :**

Il traduit une période de calme tectonique est constitué par :

- Des formations d'argiles marneuses, gris foncé à brun, Des calcaires marno-argileux épais de 80 m dans la zone littorale, des séries marno-argileux rouges à Ammonites dans la zone d'affaissement (Ankoul) datées de L'OXFORDIEN (DUFFAUT, 1956 in ZARHLOULE, 1994 ; SOUID, 1983).

- Séries de calcaire achève l'Oxfordien, elle est datée Rauracien par des polypiers et des méridés (SOUID, 1983).

➔ **Séquanien-Berriasien :**

Caractérisée par des marnes, de dolomies rouges, et de passées d'Anhydrite épaisses qui marquent le passage à une phase régressive.

• **Crétacé :**

Les dépôts sont franchement marins avec des faciès variés.

A. AIT SALEM(1994), subdivisé le Crétacé comme suit :

➔ **Crétacé inférieur :** calcaire néritiques et marnes alternant avec des épisodes rouges.



---

→ **Crétacé supérieur** : dépôts marneux et de calcaires néritiques divers à la base et surmonté par des dépôts de séries évaporitiques.

❖ **CENOZOÏQUE :**

Il est représenté par des dépôts marneux du Montien, des sables phosphatés, et des marnocalcaires, nautilus et des grès sableux et des marnes rouges datés de l'Eocène

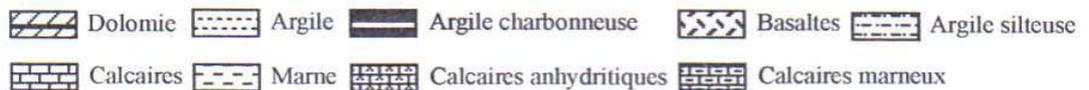
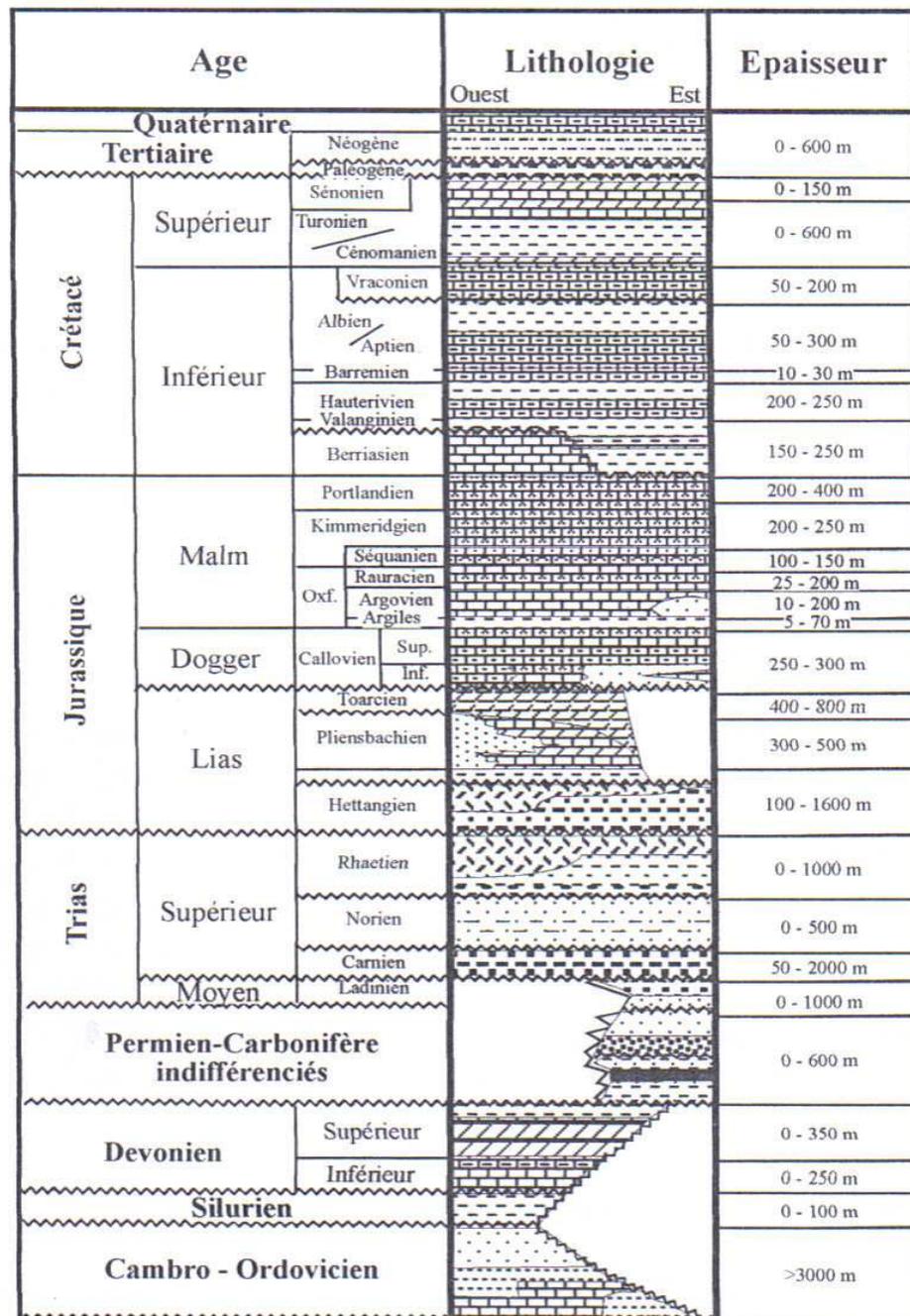


Figure 20: Colonne litho-stratigraphique synthétique des formations paléozoïques, mésozoïques, cénozoïques et quaternaire du bassin d'Essaouira (D'après Broughton et Trépanier, 1993).



## CHAPITRE 2 : INTERPRETATION SISMIQUE REGIONALE MESKALA-TOUKIMT

### EXEMPLE D'ETUDE ES344 :

#### I. OBJECTIFS :

L'interprétation sismique commence par le calage sismique. Celui-ci peut être réalisé par le biais de plusieurs outils : carottage sismique, Sonic, vitesses de stack moyenne et d'intervalle...

Dans cette étude, l'interprétation sismique est réalisée dans un objectif structural. Ainsi, nous avons opté pour quelques limites stratigraphiques que nous avons jugées importantes pour définir la structure de TOUKIMT et structures avoisinantes.

#### II. BASE DE DONNEES :

La région MESKALA-TOUKIMT est couverte par une grille sismique à maillage très irrégulier, issue de plusieurs compagnes qui ont été acquises entre 1959 et 1985.

Dans cette étude nous disposons donc de :

- Un plan de position de section sismique ES344 dans la zone d'étude.
- Des vitesses moyennes et d'intervalle sont estimés lors de l'acquisition sismique dans chaque point de tir situés le plus proche possible de la position du puits TKM201 sur la section sismique ES344.
- Un log-stratigraphie présente les toits des horizons de forage TKM201.
- profil sismique à été utilisés pour la réalisation d'une interprétation sismostructurale et pour mieux approcher l'architecture des champs de MESKALA et de TOUKIMT (orientée E-W).

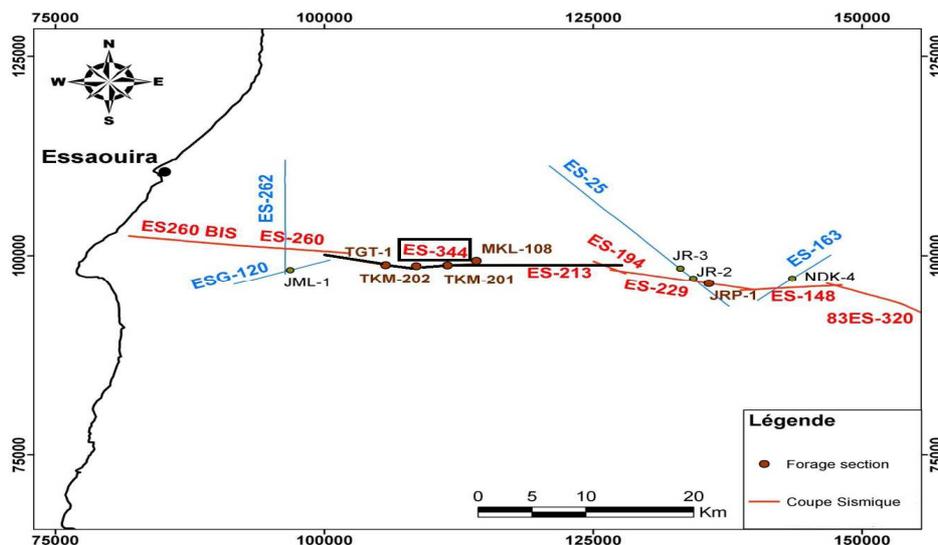


Figure 21: Plan de position de la ligne sismique ES344.



T double (ms)	Vnmo (m/s)	Vint (m/s)
120	2900	2900
400	3300	3457
480	3300	3300
700	3500	3900
850	3700	4517
1010	4000	5317
1200	4100	4595
1310	4200	5166
1500	4500	6184
1650	4700	6363
1800	4900	6717
1900	4950	5776
2370	5200	6107
3000	5300	5660
		5560

Tableau 1 : des vitesses de stack estimé lors d'acquisition.

Horizons sismique	Toit de formation (m)
	10
Albien	580
Barrémien-Bedoulien	870
Hauterivien	950
Valanginien	1406
Berriasien	1490
Kimméridgien-Portlandien	2300
Rauracien-Sequanien	3050
Argovien	3396
Callovo-Oxfordien	3431
Lias Dogger	3494
Trias	3602
Dévonien moy à sup	4170

Tableau 2 : les Toits de différents horizons TKM201.

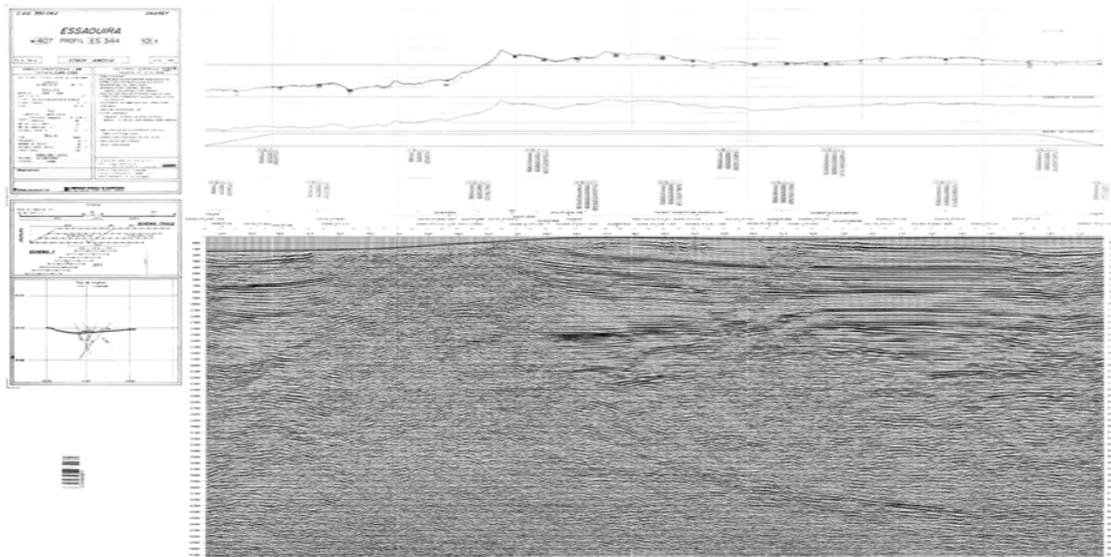


Figure 22: Profil sismique orientée (E-W).



### CALAGE ET IDENTIFICATION DES HORIZONS :

Il consiste à calibrer les sections sismiques par les informations géologiques du 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 :

#### III.1. Utilisation des vitesses de stack :

Les vitesses et les temps à considérer doivent être situés le plus proche possible de la position du puits TKM201 sur la section sismique ES344.

Sur un tableau, 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 :  $Z = (V_{nmo} * t) / 2$

T double (ms)	$\Delta T$ (ms)	Vnmo (m/s)	Vint (m/s)	$\Delta Z$ (m)	Z (m)
120	120	2900	2900	174	174
400	280	3300	3457	483.98	657.98
480	80	3300	3300	132	789.98
700	220	3500	3900	429	1218.98
850	150	3700	4517	338.775	1557.755
1010	160	4000	5317	425.36	1983.115
1200	190	4100	4595	436.525	2419.64
1310	110	4200	5166	284.130	2703.77
1500	190	4500	6184	587.48	3291.25
1650	150	4700	6363	477.225	3768.475
1800	150	4900	6717	503.775	4272.25
1900	100	4950	5776	288.8	4561.05
2370	470	5200	6107	1435.145	5996.195
3000	630	5300	5660	1782.9	7779.095
			5560		

Tableau 3 : Les profondeurs des horizons en fonctions des vitesses de stack et de temps double(TWT).

#### III.2. HODOCHRONE :

Après la réalisation d'un tableau  $P=f(TWT)$  on peut faire la règle de trois pour obtenir les temps correspondant au chaque toit d'une formation du puits TKM201 ou bien en trace l'Hodochrone pour extraire la profondeur de chaque horizon du puits TKM201.

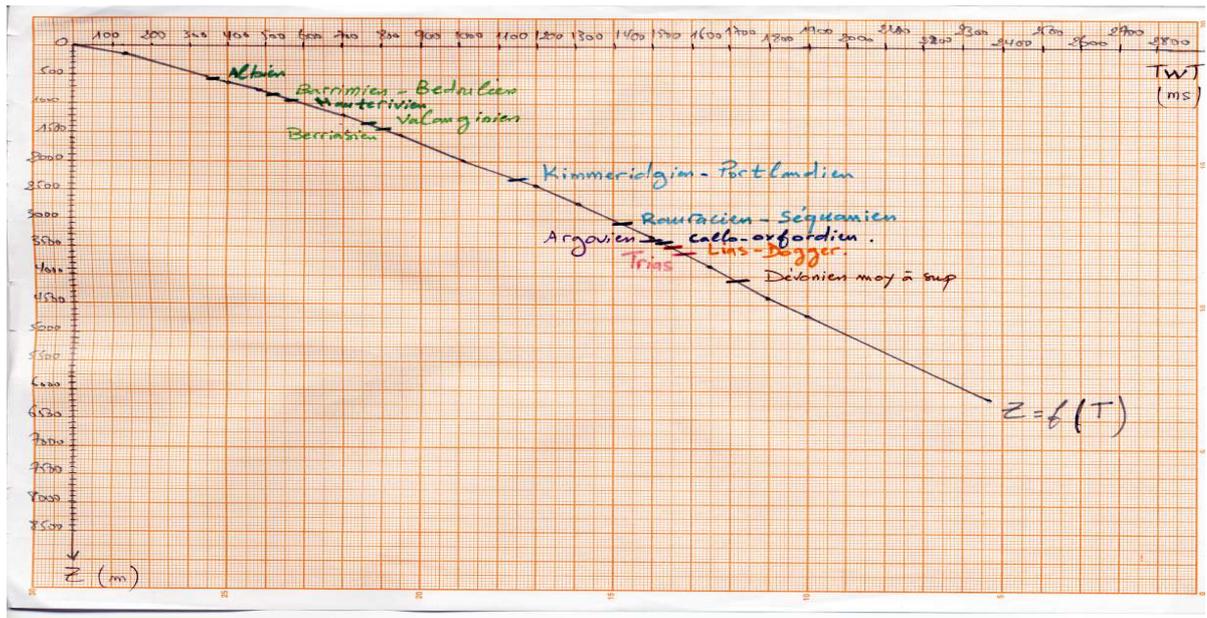


Figure 23: Courbe profondeur = f (temps double)

L'hodochrone  $P=f(TWT)$  obtenue permet de lire les temps de chaque toit d'horizons du TKM201.

Horizons	Toit de formation (m)	T double non corrigé (ms)
/	10	/
Albien	580	351.515152
Barrémien-Bedoulien	870	527.272727
Hauterivien	950	575.757576
Valanginien	1406	760
Berriasien	1490	805.405405
Kimméridgien-Portlandien	2300	1121.95122
Rauracien-Séquanien	3050	1452.380952
Argovien	3396	1509.333333
Callovo-Oxfordien	3431	1524.888889
Lias Dogger	3494	1552.888889
Trias	3602	1600.888889
Devonien moy à sup	4170	1702.040816

Tableau 4 : Calage du puits TKM 201 à partir des vitesses de stack.



### III.3. CALCUL DE LA CORRECTION :

La formule de correction pour rendre les calculs au niveau de DP à but d'éliminer la topographie « zone altéré ».

$$t_0 = \frac{(KB - DP) * 2}{V}$$

$t_0$  : la correction du temps.

**EKB** : Elévation de la table de KB=Tr + Zsol.

Tr : Table de rotation, Zsol : altitude par rapport au (0 marins).

**EDP** : Elévation du **DATUM PLANE** c'est une référence virtuelle sur lequel le départ d'enregistrement.

$V_0$  : Vitesse de correction estimée généralement dans les premiers niveaux 0 et 400 m.

➤ Si KB>DP en retranche le temps de correction t-  $t_0$

➤ Si KB<DP en ajoute le temps de correction t+ $t_0$

❖ EKB=449.1m

❖ EDP=400 m

❖  $V_0 = 2900$  m/s

$$t_0 = \frac{KB - DP}{V_0} = \frac{(449.1 - 400) * 2}{3000} = 0.0327 \text{ s}$$

$t_0 = 32.7 \text{ ms}$

Et dans not  $t_0$  i temps double entre KB et DP.

Voir le tableau des résultats obtenus dans la page suivante qui démontre les valeurs de TWT avant et après la correction.

Horizons	Toit de formation (m)	T double non corrigé(s)	T double corrigé (32.7 ms)
-	10	-	-
Albien	580	351.515152	318.815152
Barrémien-Bedoulien	870	527.272727	494.572727
Hauterivien	950	575.757576	543.057576
Valanginien	1406	760	727.3
Berriasien	1490	805.405405	772.705405
Kimméridgien-Portlandien	2300	1121.95122	1089.25122
Rauracien-Séquanien	3050	1452.380952	1419.680952
Argovien	3396	1509.333333	1476.633333
Callovo-Oxfordien	3431	1524.888889	1492.188889
Lias Dogger	3494	1552.888889	1520.188889
Trias	3602	1600.888889	1568.188889
Dévonien moyenne à sup	4170	1702.040816	1669.340816

Tableau 5: les temps double de chaque horizon du puits TKM201 après la correction.



---

### *III. POINTE DES HORIZONS:*

Après l'étape de calculs de vitesses et le temps double et après aussi la correction on établit notre calage. Le calage sismique se fait généralement par la superposition ou l'inter calage de film synthétique au bon endroit de la coupe sismique passant par le forage. Il est consisté à suivre l'événement sismique défini par les calages. L'arrêt de continuité peut avoir une cause liée à la réflexion elle-même, c'est le cas d'une faille, perturbations dans les couches,.....



Figure 24: représente l'analyse sismostructurale de la ligne ES 344.

#### IV. INTERPRETATION DES RESULTATS :

##### DESCRIPTION :

La section sismique ES344 calé par le puits TKM201 de la région de TOUKIMT nous a permis de distinguer plusieurs phénomènes ont été observés.

Présence de plusieurs failles au niveau du RAURACIEN-SEQUANIEN et du Trias et qui sont dus à une déformation discontinue et cassante des horizons géologiques, cette déformation peut être provoquée soit par des contraintes interne (compaction différentielle, glissement) développées lors des dépôts de la série, soit par des contraintes extérieures (poussées verticales ou horizontales) :

- Faille synthétique ou failles inverse.
- Failles Antithétique ou failles inverses.
- Présence d'un horst qui s'appel horst de MESKALA.

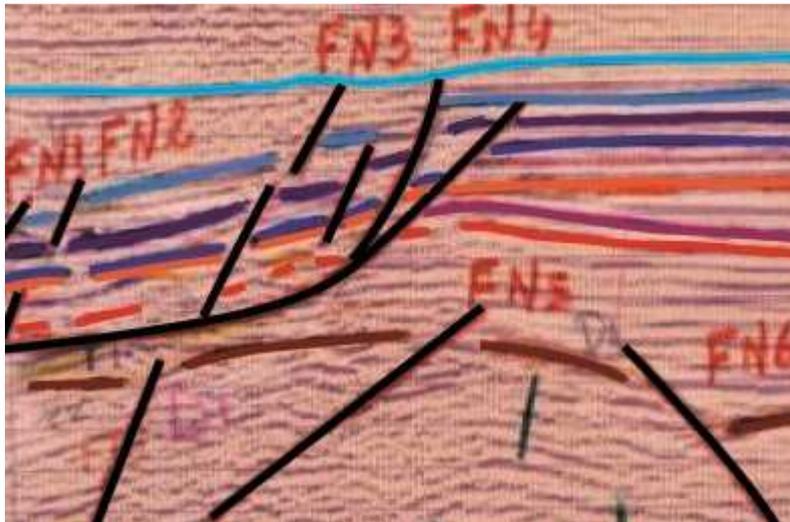


Figure 25: coupe représente des failles normale.

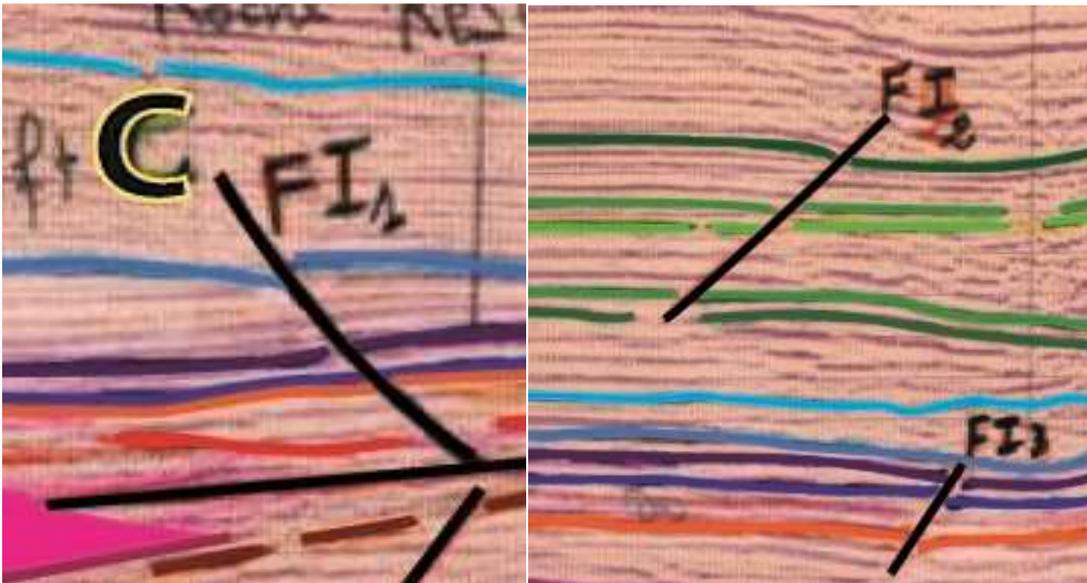


Figure 26: failles inverses orientées (NE-SW).      Figure 27: faille inverse orienté (NW-SE).

- DIAPIR DE TIDSI :

Le cœur du diapir de TIDSI est formé essentiellement d'argiles rouges qui présentent une schistosité naissance de direction N110-N120 perpendiculaire à la compression N20E (SAOUID, 1983).

Le diapir de TIDSI est apparait profondément asymétrique, avec le flanc occidental modérément subsident et celui oriental puissamment subsident.

La subsidence se débuté au CALLOVOVIEN-OXFORDIEN, à continu jusqu'au BERRASIEN et s'est concrétisée par l'accumulation dans les dépressions d'une succession très épaisse de dépôts, dans la plupart envahis par les anhydrites.

La subsidence dans la dépression périphérique occidentale a été comparativement plus réduite que dans celle orientale, ce qui imprime au diapir une asymétrie prononcée.

Ces événements a été probablement générée par la manière différentes d'écoulement du sel à l'Ouest et à l'Est du diapir .L'écoulement est dû à de certaines conditions géologiques plus profondes, également différentes, mais les données de connaissance sont encore trop réduites pour les comprendre.

A retenir quand-même que la formation du diapir TIDSI-EST a généré une condition de sédimentation différente de celle du liasique, qui se maintiendra aussi au niveau du Crétacé. (Rompétrol. BUCAREST, mars 1983).

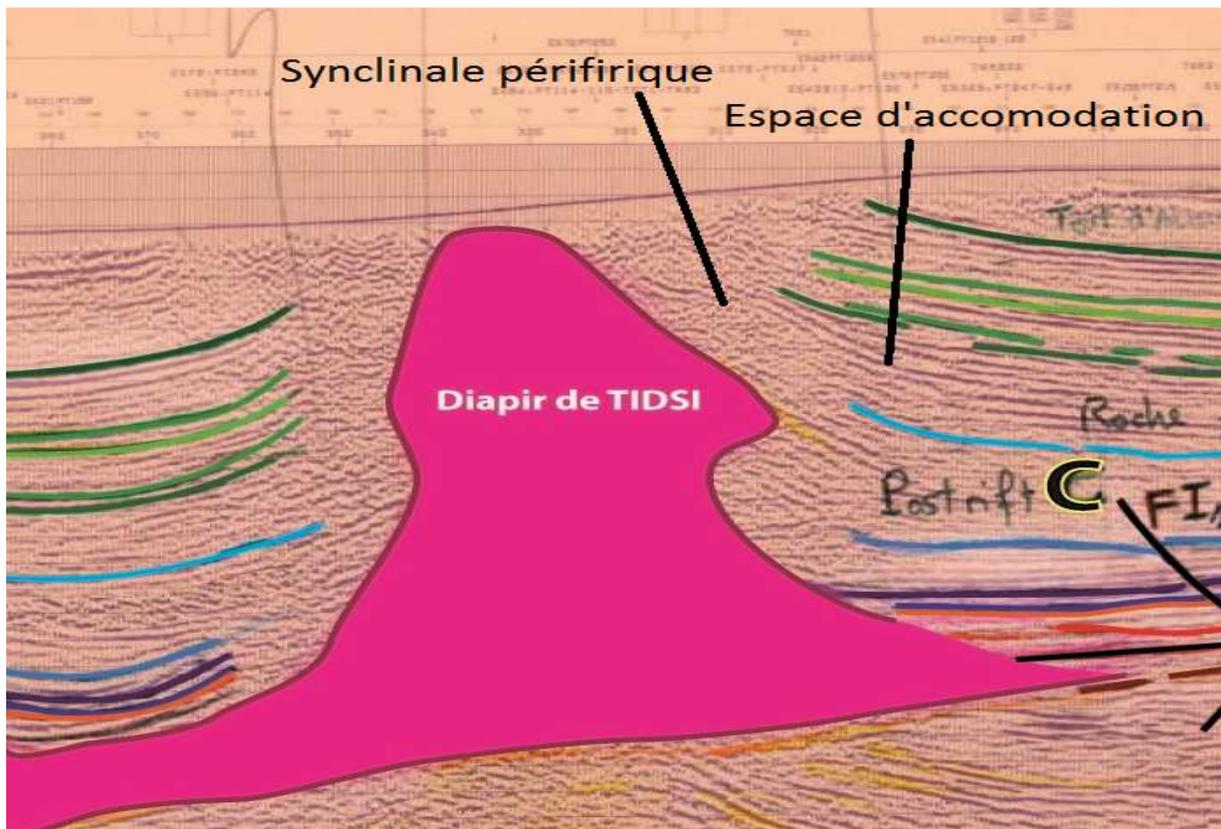


Figure 28: Coupe schématique du diapir de TIDSI.

#### RESULTATS D'INTERPRETATION SISMOSTRUCTURALE :

Le réservoir (ARGOVIEN) qui est caractérisée par une Dolomie gréseuse et anhydritique gris-foncé fracturé est organisée en un synclinal en Roll-Over limités par un réseau de failles listriques qui sont des failles synthétique (FN1, FN2, FN3, FN4, FN5, FN6, FN7, FN8) et des failles Antithétique (FI, FI2, FN3).

#### VI.1 DETERMINATION DES UNITES SISMIQUES :

L'analyse de profil sismique ES344 montre qu'on peut ressortir trois grandes unités sismiques composées de bas en haut.

#### VI.1.1. UNITE SISMIQUE

##### A : PRE-RIFT :

D'âge paléozoïque est limitée à son sommet par la discordance D1 d'âge toit Dévonien supérieur à moyenne et base triasique. Elle est discontinue le long de profil et se présente sous forme d'un réflecteur à forte amplitude indiquant une différence d'impédance acoustique importante entre les formations triasiques et paléozoïques.

Cette unité est formée par des faciès sismique hétérogène avec des réflecteurs discontinus et amplitude variable.



## VI.1.2. UNITE SISMIQUE

### B : SYN-RIFT :

D'âge triasique, lias inférieur est limités à sa base par la Discordance D1 repose sur des dépôts paléozoïques d'âge Dévonien Inferieur à Moyen et à son sommet par le toit de la série synrift (discordance D2) appelée discordance de de rift ou (Break Up unconformity) marquant ainsi l'installation d'une plate-forme carbonatée avec ses premiers dépôts calcaires dolomitiques franchement marins.

Cette discordance présentée dans la section sismique ES344 par un réflecteur généralement continu, à moyenne amplitude et à haute fréquence.

Les dépôts synrift affleurent uniquement au niveau du diapir de Tidsi sous forme d'argiles rouges salifères. et de lambeaux de coulées basaltiques appelées "ophites" (Suter, 1958) au nord de Jbel Kourati. (BOUATMANI et al.1995).

## VI.1.3. UNITE SISMIQUE

### C : POST-RIFT :

Limité à sa base par la discordance D2, la série post-rift est constituée par des réflecteurs parallèles entre eux, généralement continus, d'amplitudes variables de forte fréquence. On peut y distinguer plusieurs formations limitées par les horizons stratigraphiques suivants: Toit de l'Argovien, toit du Séquanien-Rauracien, toit du Berriasien, toit du Valanginien, toit de l'Albien.

#### ➤ Toit de l'Argovien :

Est représenté par un réflecteur discontinu, de moyenne amplitude et de haute fréquence, illustrant le passage des dolomies à remplissage anhydritique d'âge Argovien, aux anhydrites massives d'âge Rauracien.

#### ➤ Toit du Séquanien Rauracien :

Est illustré par un réflecteur de moyenne amplitude, généralement continu et à haute fréquence. Ce réflecteur reflète le passage d'un faciès argileux consolidé et anhydritique (à l'origine du faciès sismique sourd à la base de cet intervalle), vers des marnes dolomitiques d'âge Kimméridgien.

#### ➤ Toit du Berriasien:

Est représenté par des réflecteurs discontinus et de faible amplitude car le Berriasien est caractérisé par un faciès sismique sourd suggérant une sédimentation homogène. Dans le cas de la structure de Toukimt-Meskala, il s'agit de dépôts anhydritiques massifs, s'intercalant localement avec des calcaires argileux ou dolomitiques, qui sont à l'origine des réflecteurs discontinus et de faible amplitude observés au sein du faciès sourd.



➤ **Toit du Valanginien :**

Il est représenté par un réflecteur de forte amplitude, généralement continu et de forte fréquence, traduisant ainsi le passage des calcaires bioclastiques et localement gréseux d'âge Valanginien, aux marnes silteuses, parfois dolomitiques, d'âge Hautérivien.

➤ **Toit de l'Albien :**

Il est associé à un réflecteur continu, de moyenne amplitude et de forte fréquence, illustrant le passage des marnes fossilifères d'âge Albien, aux grés dolomitiques attribués au Vraconien.

**VI.2. ETUDE DE L'EVOLUTION STRUCTURALE DU BASSIN D'ESSAOUIRA :**

**VI.2.1. PERIODE**

**HERCYNIENNE :**

Le bassin d'Essaouira a été structuré durant la phase hercynienne par des plis et des failles inverses visibles à l'Est du bassin au niveau des Jebilet et sur le profil sismique. Cornée et al. (1962) ont défini trois directions principales selon lesquelles s'orientent les différentes structures. Il s'agit des directions principales NNW-SSE à NE-SW et secondaire E-W. Cette dernière direction représente les décrochements actifs à la fin de l'orogénèse hercynienne et dont le plus important est celui de Tizi n'Test.

La discordance hercynienne marque le passage d'une unité sismique à réflexions plissées à une unité sismique à réflexions sub-parallèles.

**VI.2.2. PERIODE**

**MESOZOIQUE:**

❖ **La phase d'âge Permien supérieur-Trias supérieur**

L'intervalle Permien supérieur-Trias supérieur au niveau du bassin d'Essaouira est marqué par une distension intracontinentale liée au rifting de l'Atlantique central. Cette distension, qui semble se déplacer de l'Est vers l'Ouest (Broughton & Trepanier, 1993) crée une série de demi-grabens orientés NNE-SSW basculés vers l'Ouest et contrôlés par des accidents hercyniens.

❖ **Le jurassique**

Pendant le jurassique le bassin d'Essaouira connaît un calme tectonique, à l'exception de quelques failles listriques synsédimentaire associés au mouvement de sel.

❖ **Le Crétacé**

Le Crétacé est caractérisé par une phase tectonique compressive intra-crétacée supérieure de direction NNE–SSW, (Souid, 1983) et par la poursuite de la tectonique synsédimentaire.

En générale les horizons d'âge crétacé sont affectés par la faille inverse **FI2** due à l'orogénèse alpine.

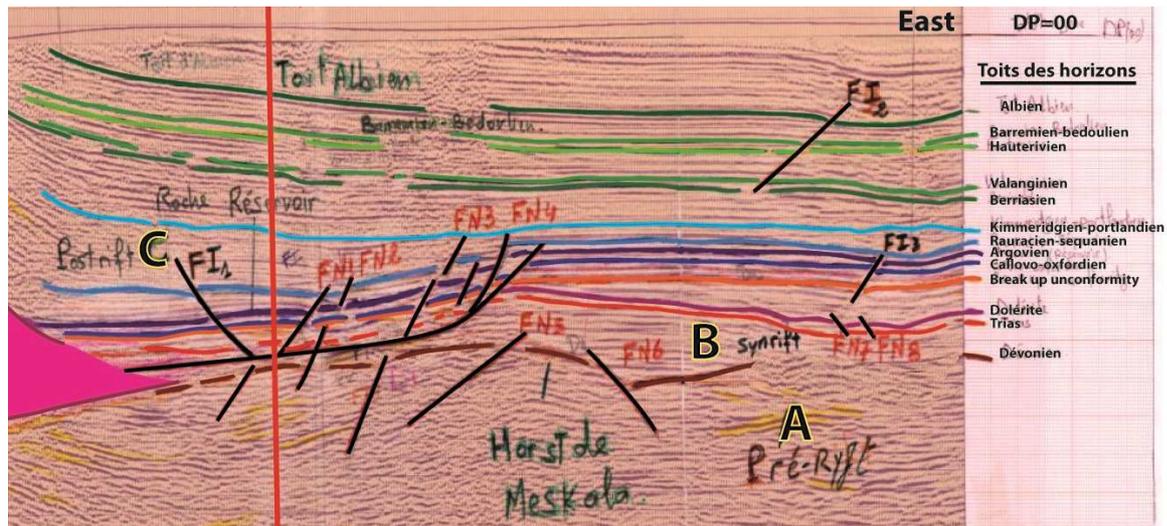


Figure 29: Coupe schématique présente les différentes Unités sismiques.

**SYSTEME PETROLIERE DE LA ZONE D'ETUDE :**

Il existe deux grands systèmes pétroliers dans le bassin d'Essaouira (Figure 39) qui ont donné naissance aux gisements présents dans ce bassin. Un système paléozoïque et un système jurassique.

Dans la présente étude, on s'est limité à donner un bref aperçu uniquement du système jurassique.

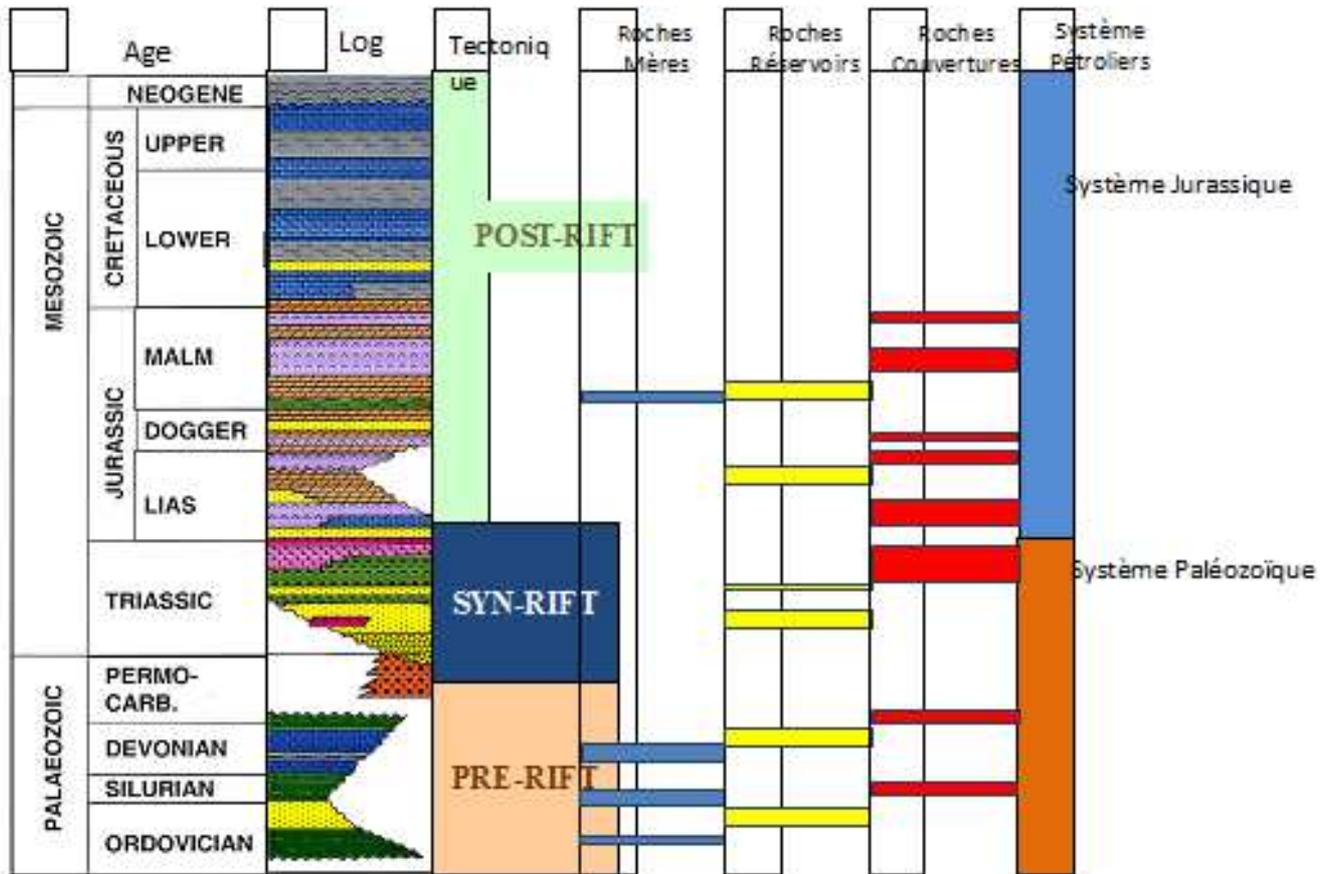


Figure 30: Systèmes pétroliers du bassin d'Essaouira.

## VII.1. SYSTEME PETROLIER JURASSIQUE :

### VII.1.1 ROCHE MERE :

La roche mère est d'âge Oxfordien et est représentée par des dépôts carbonatés et pélitiques contenant une matière organique d'origine mixte. L'épaisseur de ces niveaux est faible et la quantité de la matière organique est médiocre, généralement inférieure à 0.29% sauf pour TKM-201 où elle a atteint 1.39%. Ils ont ainsi un potentiel générateur réduit.

Les puits d'exploration sont souvent forés dans des structures hautes, la qualité de cette roche mère pourrait s'améliorer dans le dépo-centre du synclinal de Neknafa Est et Ouest.

Le tableau 6 montre les résultats des analyses géochimiques réalisées sur les échantillons récupérés des forages ayant traversé l'Oxfordien.

Forage	Intervalle (m)	TOC (%) Min-Max (Moy)	T (°C) Min-Max	Richesse	Maturité
TKM-201	3432,5 – 3540,5	0.49 - 1.39 (0.87)	446 - 450	moyen	mature

Tableau 6 : Caractéristiques géochimiques des échantillons de l'Oxfordien.

### VII.1.2. RESERVOIR

#### ARGOVIEN :

L'Argovien est généralement constitué de dolomies, dolomies gréseuse passant à des calcaires gréseux dans tout le bassin. Il constitue un très bon réservoir lorsqu'il est fracturé.

Cependant, en raison des faibles caractéristiques pétrophysiques du réservoir Argovien dans le bassin d'Essaouira, ce dernier ne produit pas toujours avec des quantités commerciales.

### VII.1.3. PIEGES :

Les pièges sont en général des anticlinaux en roll-over étroitement liés à des failles listriques syndédimentaires. Cette structure correspond à un anticlinal en roll-over étroitement lié au mouvement salifère.

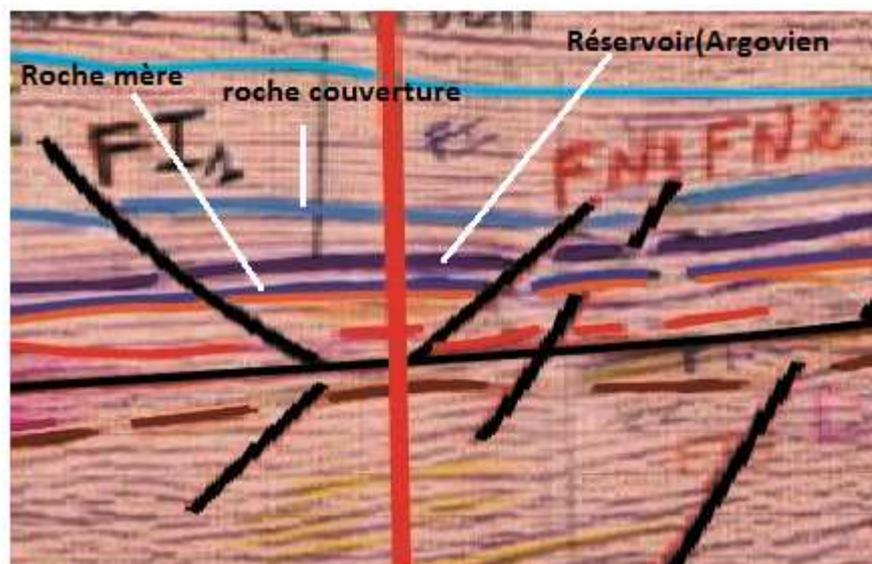


Figure 31: l'anticlinal en Roll-Over dans le champ de Toukkimt.

### VII.1.4. ROCHES

#### COUVERTURES :

Les roches couvertures sont assurées par les marnes et calcaires anhydritiques de Rauracien-Séquanien.

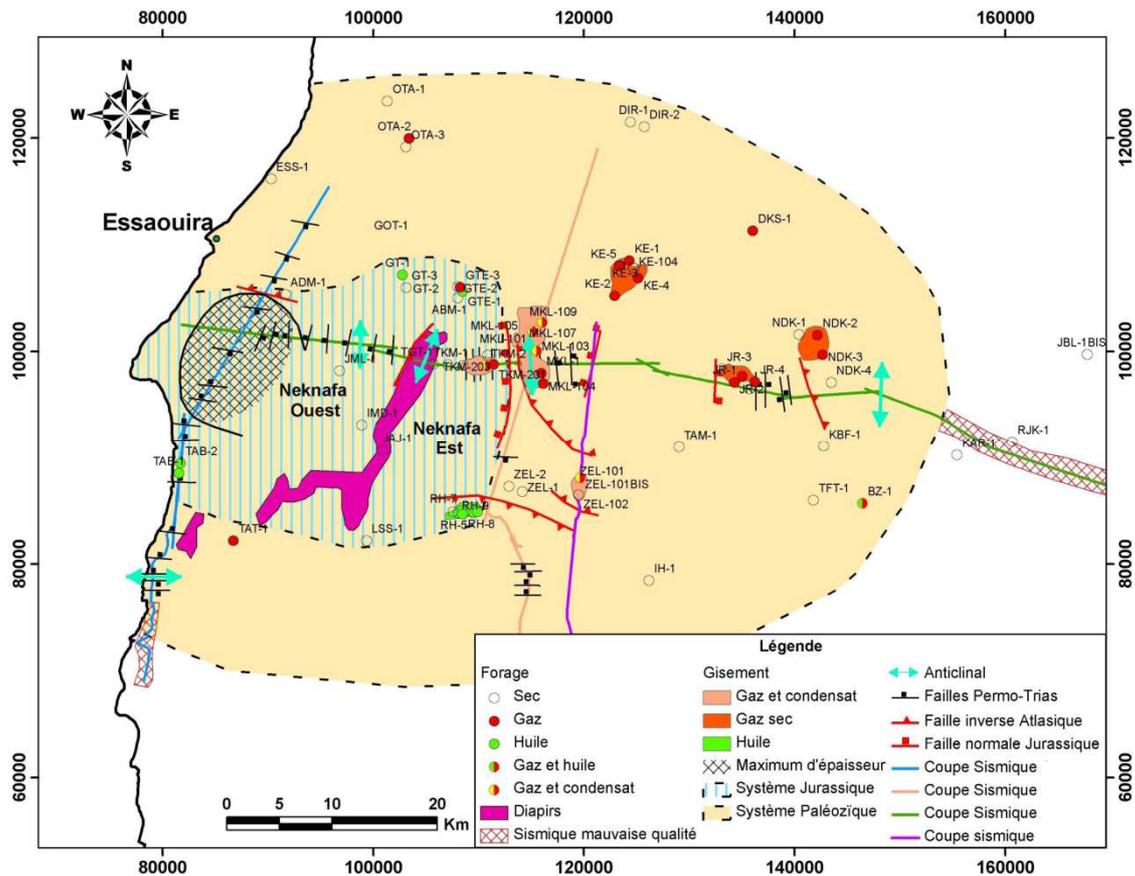


Figure 32: Carte synthétique résumant les traits structuraux et des systèmes pétroliers dans le bassin d'Essaouira.



## CONCLUSION GENERALE

L'interprétation des coupes sismiques régionales a permis d'extraire plusieurs différentes phases de déformation qu'a subit le bassin d'Essaouira :

❖ Paléozoïque

Marqué par une structuration en larges anticlinaux faillés et synclinaux due à l'orogénèse hercynienne et une érosion intense au toit de ces anticlinaux.

❖ Permo-Trias :

L'intervalle Permien-Trias est caractérisé par la distension liée au rifting de l'Atlantique central, il est marqué par un système de failles normales de direction (NE ; SW), qui a engendré une série de horsts et grabens.

❖ Jurassique Moyen – Crétacé Inférieur :

Le début du Jurassique a été caractérisé par un calme tectonique relatif à partir du « Break Up Unconformity » et par l'apparition des premiers dépôts carbonatés et une tectonique synsédimentaire caractérisée par des failles listriques.

Ces failles listriques ont permis la création du synclinale de Neknafa qui a connu une subsidence importante à l'Ouest ramenant ainsi la roche mère oxfordienne à la maturation (fenêtre à huile).

Ainsi le réseau de failles léstriques : failles normale et inverse ont permis, associés à la tectonique salifère, la création de structures favorables aux piégeages des hydrocarbures dans le gisement pétrolières d'âge Jurassique.

❖ Crétacé Supérieur :

A partir du Crétacé supérieur les horizons étudiée sont affectées par l'effet de la compression faille inverse orientée (NE ; SW) c'est l'orogénèse Alpine.



---

## BIBLIOGRAPHIE

- AMRHAR, M. (1995)** : Evolution structurales Haut Atlas occidental dans le cadre de l'ouverture de l'Atlantique centrale et de la collision Afrique-Europe : Structure, instabilités tectoniques et magmatisme. Thèse-Sciences, Univ. Cadi Ayad, Marrakech, 235 p.
- BROUGHTON, P. & TREPANIER, A. (1993)**: Hydrocarbon generation in the Essaouira basin of western Morocco. A.A.P.G. Bull., 77, 6, 999-1015.
- DUFFAUD, F. (1970a)** : Carte géologique du Maroc au 1/100 000, feuille Tamanar. Notes & Mém. Serv. Géol. Maroc, 201.
- DUFFAUD, F. (1970b)** : Carte géologique du Maroc au 1/100 000, feuille ElKhemis des Meskala. Notes & Mém. Serv. Géol. Maroc, 202.
- SOUID AHMED, K. (1983)** : Etude tectonique et microtectonique d'injections de Trias dans le bassin d'Essaouira pendant les compressions alpines dans l'avant-pays atlasique (Maroc). Thèse de 3e cycle, Montpellier, 101 p.
- ROMPETROLE, BUCAREST, MARS 1983** :L'Etude du bassin sédimentaire mésozoïque Sud-ouest Marocain (Essaouira-Agadir).
- BOUATMANI RKIA 1995** : Etude préliminaire du trias du bassin d'Essaouira.
- CHERRADI BOUCHRA 2006** : mémoire de titularisation à l'ONHYM.
- EL FARSSI MOHAMMED 2010** : Rapport système pétrolière d'Essaouira.