

REPUBLIQUE ALGERIENNE DEMOCRATIQUE ET POPULAIRE  
Ministère de l'enseignement Supérieur et de la Recherche Scientifique



**Université M'Hamed Bougara-Boumerdes**  
**Faculté des Hydrocarbures et de la Chimie**

Mémoire de fin d'études

En vue de l'obtention du diplôme de

**MASTER**

**Domaine : Sciences et Technologies**

**Filière : Hydrocarbures**

**Option : Géologie pétrolière**

Présenté par

**BAATCHIA Nedjmeddine**

**BENALLAGUE Ilyes**

Thème

---

**Modélisation géologique du réservoir TAGI dans la région de Menzel Ledjmet II, bassin de Berkine**

---

Devant le jury :

Mr. SADAOUI Moussa	Professeur	UMBB	Président
Mme. YAHIAOUI Lamia	Maitre Assistante- A-	UMBB	Examinatrice
Mr. CHAOUCHI Rabah	Professeur	UMBB	Promoteur

# Sommaire

Chapitre I Généralités .....	11
1- Cadre régional.....	1
1-1-Situation géographique bassin de Berkine .....	1
1-2-Cadre géologique du bassin de Berkine .....	1
1-3-Historique de l'exploration pétrolière .....	2
1-4-Aspect stratigraphique.....	3
1-4-1-Le Paléozoïque.....	3
a) Le Cambrien .....	3
b) L'Ordovicien .....	3
c) Le Silurien.....	3
d) Le Dévonien .....	3
e) Le Carbonifère .....	4
1-4-2 Le Mésozoïque .....	4
a) Le Trias .....	4
b) Le Jurassique .....	5
c) Le Crétacé.....	5
1-4-3-Le Cénozoïque .....	5
1-5-Aspect structural.....	7
1-5-1 Evolution structurale .....	9
1-5-2-Les événements tectoniques.....	9
1-5-2-1-La phase panafricaine : .....	9
1-5-2-2-La distension Cambro-Ordovicienne.....	9
1-5-2-3-La compression tectonique .....	9
1-5-2-4-Distension Silurienne.....	10
1-5-2-5-La compression Calédonienne.....	10
1-5-2-6-La phase Dévonienne.....	10
1-5-2-7-La phase hercynienne .....	10
1-5-2-8-Phase Autrichienne .....	10
1-5-2-9-Phase Pyrénéenne .....	10
1-6 Aspect pétrolier.....	12
1-6-1-Les roches mères.....	13
1-6-1-1-La roche mère silurienne .....	13

1-6-1-2-La roche mère frasnienne .....	13
1-6-2-Les roches réservoirs.....	13
1-6-2-1-Les réservoirs Paléozoïques.....	13
a. Le Cambrien.....	13
b. L'Ordovicien.....	14
c. Le Dévonien inférieur .....	14
d. Le Carbonifère .....	14
1-6-2-1-2-Les réservoirs Mésozoïques .....	14
a. TAGI (Trias Argilo-Gréseux Inférieur) .....	14
b. TAC (Trias Argilo-Carbonaté) .....	14
c. TAGS (Trias Argilo-Gréseux Supérieur).....	15
1-6-3-Les roches couvertures.....	15
1-6-4-Les types de piège.....	15
2- Cadre local.....	16
2-1- Situation géographique du secteur d'étude .....	16
2-2- Cadre géologique global .....	17
2-3- Système pétrolier.....	18
2-3-1- Roches mères et migration.....	18
2-3-2- Roches couvertures .....	19
2-3-3- Roche réservoirs.....	19
Chapitre II Aspect Sédimentologique.....	20
1- Introduction .....	21
1-1- Rappels de quelques notions .....	21
2- Les dépôts fluviaux.....	21
2-1- Les réseaux fluviaux.....	22
2-1-1- Sédimentation des réseaux à méandres.....	23
2-1-2-1- Sédimentation des rivières anastomosées.....	24
2-1-2-2- Sédimentation des réseaux en tresse.....	24
2-1-3- Environnements fluviaux anciens .....	25
3- Corrélation Diagraphiques.....	25
3-1-Corrélation diagraphique à travers les puits ORC-1, ORC-2, ORC-3, ORC-4, ORC-5, ORC-6 et ORC-7 du TAGI, Périmètre de recherche Menzel Ledjmat II .....	25
3-2- Découpage lithostratigraphique.....	27
4- Interprétation des cartes en isopaques du TAGI.....	29

4-1- Interprétation de la carte en isopaques du TAGI 1.....	29
4-2- Interprétation de la carte en isopaques du TAGI 2.....	30
4-3- Interprétation de la carte en isopaques du TAGI 3.....	31
5- Interprétation de la carte en isobathe au Toit du TAGI.....	32
6- Conclusion.....	32
<b>Chapitre III Modélisation.....</b>	<b>33</b>
1- Introduction.....	34
2- Etapes de modélisation.....	34
2-1- Importation des données (Data Import).....	34
2-1-1- Types des données (Data Types).....	34
2-2 Corrélation des puits (Well correlation).....	35
2-3- Modélisation des failles (Fault modeling).....	35
2-4- Maillage des piliers (Pillar gridding).....	36
2-5- Subdivision stratigraphique (Make horizons).....	36
2-6- Insertion des zones (Make zones) et insertion des sous-zones (Make layering).....	37
2-6-1- Insertion des zones (Make zones).....	37
2-6-2- Insertion des sous-zones (Make layering).....	38
2-7- Représentation des valeurs de logs diagraphiques dans les cellules 3D (Scale up well logs).....	38
2-8 Modélisation des faciès (Facies modeling).....	38
2-9- Modélisation pétrophysique (Petrophysical modeling).....	39
2-10- Définir les contacts (huile/eau) (Make Contacts).....	39
2-11- Calcul de volume (Volume calculation).....	39
3- Conclusion.....	40
<b>Chapitre IV Calcul des réserves.....</b>	<b>41</b>
1- Evaluation des volumes en place :.....	42
1-1- Introduction :.....	42
1-2- Classification des volumes d'hydrocarbures :.....	42
1-2-1- Classification des volumes d'hydrocarbures selon l'USGS :.....	42
1-2-2- Classification des volumes d'hydrocarbures selon SPE et WPC :.....	43
2- Définition de la méthode volumétrique :.....	44
3-Résultats du calcul des volumes en place :.....	45
4- Conclusion.....	46
<b>Conclusion Générale et Recommandations.....</b>	<b>47</b>

## Liste des Figures

Fig.I.1 : Situation géographique du bassin de Berkine .....	2
(Document SONATRACH 2003).....	2
Fig.I.2 : La tectono-stratigraphie du bassin de Berkine (BHP Petroleum 2006).....	6
Fig.I.3 : Coupe stratigraphique du Bassin de Berkine (Sonatrach \PED 2003).....	8
Fig.I.4 : Les majeures évolutions structurales du bassin de Berkine.....	11
(McKenna et Hedley, 2002).....	11
.....	12
Fig.I.5 : Eléments structurales du bassin de Berkine .....	12
Fig.I.6 : Coupe géologique régionale montrant les différents types de pièges existant dans le bassin de Berkine (WEC 2007) .....	15
Fig.I.7: Berkine gas project subcorp map (Sonatrach mai 2005) .....	16
Fig.I.8 : Carte du Positionnement des puits dans la région d'étude.....	17
Fig.II.1 : Deux représentations possibles des trois grands systèmes de chenaux. ....	22
D'après RENARD et al. (2018) et DENOEUDE et al. (2013). ....	22
Fig.II.3 : Déplacements de méandre et anastomose. D'après DENOEUDE <i>et al.</i> (2013). .....	23
Fig.II.2 : Hydrodynamisme d'un méandre. D'après DENOEUDE <i>et al.</i> (2013). ....	23
Fig.II.4 : Principaux mécanismes et dépôts sédimentaires dans une vallée fluviale à méandres. (Hervé Chamley, Jean-François deconinck).....	23
Fig.II.5 : Sédimentation d'une rivière anastomosée (Sédimentologie, Jacques Beauchamp) .....	24
Fig.II.6 : Modèle Sédimentologique montrant les dépôts fluviaux en tresse (Beicip, 2008) .....	24
Fig.II.7 : Terrasses étagées vs. Emboîtées. ....	25
D'après RENARD et al. (2018) .....	25
Fig.II.8 : Corrélation diagraphique à travers les puits ORC-1, ORC-2, ORC-3, ORC-4, ORC-5, ORC-6 et ORC-7 du TAGI, Périmètre de recherche Menzel Ledjmat II.....	26
Fig.II.9 : Log diagraphiques du puits ORC-1 : électro-séquences 1 et 2.....	27
Fig.II.10 : Découpage lithostratigraphique à travers les puits ORC-1, ORC-2, ORC-3, ORC-4, ORC-5, ORC-6 et ORC-7 du TAGI, Périmètre de recherche Menzel Ledjmat II.....	28
Fig.II.11 : Carte en isopaques du TAGI 1.....	29

Fig.II.12 : Carte en isopaques du TAGI 2.....	30
Fig.II.13 : Carte en isopaques du TAGI 3.....	31
Fig.II.14 : Carte en isobathe au Toit du TAGI.....	32
Fig.III.1 : Exemple de modèle de réservoir .....	34
Fig.III.2 : Modélisation des failles dans la zone d'étude .....	35
Fig.III.2 : Découpage en segments de la zone d'étude .....	36
Fig.III.3 : Surfaces maillées composé d'un « Top, Middle et Bottom ».....	36
Fig.III.4 : Subdivision stratigraphique de la zone d'étude.....	37
Fig.III.5 : Insertion des zones (Make zones).....	37
Fig.III.6 : Insertion des sous-zones (Make layering).....	38
Fig.III.7 : Modélisation de faciès dans la zone d'étude .....	38
Fig.III.7 : Modélisation pétrophysique de la zone d'étude : (A) : modélisation de la porosité effective, (B) : modélisation de la saturation en eau.....	39
Fig.III.8 : Les sept compartiments identifiés dans la zone d'étude .....	39

## Liste des tableaux

Tableau.II.1: types des réseaux fluviaux (SEDIMENTOLOGIE/Jacques Beauchamp) .....	22
Tableau.III.1: Données Petrel avec leurs différents formats et types .....	35
Tableau.IV.1: Résultats du calcul des volumes en place .....	45

## ***Remerciements***

Nos remerciements s'adressent tout d'abord au bon Dieu, qui nous a offert la force, le courage et la patience pour bien mener et accomplir notre travail

La réalisation du présent travail ne nous a pas été une chose facile, et c'est un accomplissement que nous ne pouvions pas atteindre sans l'aide de personnes envers qui on restera toujours reconnaissants

On voudra dans ce sens remercier notre enseignant et promoteur ***M. CHAOUCHI.R***, pour tout le temps qu'il nous a consacré, pour ses orientations, son soutien et son encouragement pour un meilleur travail

On tient à remercier ***M. AKBI.H*** notre encadreur au sein de Sonatrach dont l'aide nous était très précieuse, il nous a doté d'un bagage théorique considérable nous facilitant ainsi l'intégration professionnelle future

On ne pourra nous permettre d'éprouver tous les sentiments de respect et de gratitude à nos familles et nos amis qui, par leurs encouragements, on a pu surmonter tous les obstacles

Enfin nous tenons à remercier tous ce qui, de près ou de loin, ont contribué à la réalisation de notre modeste travail

BAATCHIA Nedjmeddine

BENALLAGUE Ilyes

## Dédicace

Tout d'abord, louage à **Allah** pour m'avoir donné la capacité d'écrire, la force d'y croire, la patience d'aller jusqu'au bout

Je dédie ce modeste travail qui est le fruit de vos inestimables conseils, assistance et soutien moral, en témoignage de ma reconnaissance et mon affection, dans l'espoir que vous en serez fier. ; à mon père **BAATCHIA Mohamed**, école de mon enfance, qui a été mon ombre durant toutes les années des études, et qui a veillé tout au long de la vie à m'encourager, a me donner l'aide et me guider, À celle qui m'a donné la vie, le symbole du sacrifice, qui a donnée tout pour me voir heureux, ma chère mère, À mes deux frère **Rostom** et **Riad**

Une ultime reconnaissance à mes amies et mes camarades

Que Dieu nous garde et nous procure longue  
vie, santé et bonheur

BAATCHIA Nedjmeddine

## **Dédicace**

En tout premier lieu, je remercie Allah, tout puissant, de m'avoir donné la force de vivre, ainsi que l'audace pour dépasser toutes les difficultés.

Je dédie ce travail à mes parents qui m'ont soutenu et encouragé durant ces années d'études. Qu'ils trouvent ici le témoignage de ma profonde reconnaissance.

A mon frère, mes sœurs, et Ceux qui ont partagé avec moi tous les moments d'émotion lors de la réalisation de ce travail.

Je voudrais exprimer ma reconnaissance envers mes amis et collègues qui m'ont apporté leur soutien moral et intellectuel tout au long de ma démarche.

Que Dieu nous garde et nous procure longue vie, succès et bonheur.

## **Introduction générale :**

Après sa découverte, le bassin de Berkine est rapidement devenu l'un des plus importants gisements d'hydrocarbures en Algérie en raison de sa grande superficie. Il était évident que ce bassin allait jouer un rôle économique important dans les ressources pétrolières de l'Algérie. Dans ce bassin, il existe plusieurs champs, parmi eux le champ qui fera l'objet de cette étude qui se localise dans le périmètre de recherche Menzel Ledjmet II, qui est l'objectif majeur de notre recherche dans le thème "Modélisation et développement du réservoir Trias Argilo-gréseux inférieur dans le périmètre de recherche Menzel Ledjmat II, bassin de Berkine.

L'objectif est d'évaluer le réservoir d'une manière complète par les données disponibles : données diagaphiques pour une caractérisation fiable du réservoir TAGI. Ce travail est structuré en cinq chapitres :

Dans le premier chapitre une présentation générale du bassin de Berkine et la zone d'étude (aspect tectonique, stratigraphique, système pétrolier)

Dans le deuxième chapitre, une approche sédimentologique de l'environnement fluvial a été élaborée.

Dans le troisième chapitre, une modélisation du réservoir TAGI à intérêt pétrolier a été réalisé en respectant un work flow classique

Dans le quatrième chapitre : un calcul volumétrique des volumes d'huile en place est réalisé, pour analyser le réservoir d'une manière quantitative.

# Chapitre I

## Généralités

## **1- Cadre régional**

### **1-1-Situation géographique bassin de Berkine**

Le bassin de Berkine (ex GHADAMES) se situe dans l'erg oriental, dans la partie nord de la plateforme, entre les latitudes 29° et 30° Nord et les longitudes 3° et 9°, à l'Est du champ de Hassi Messaoud, Rhourd el Baguel et Rhourd Nouss.

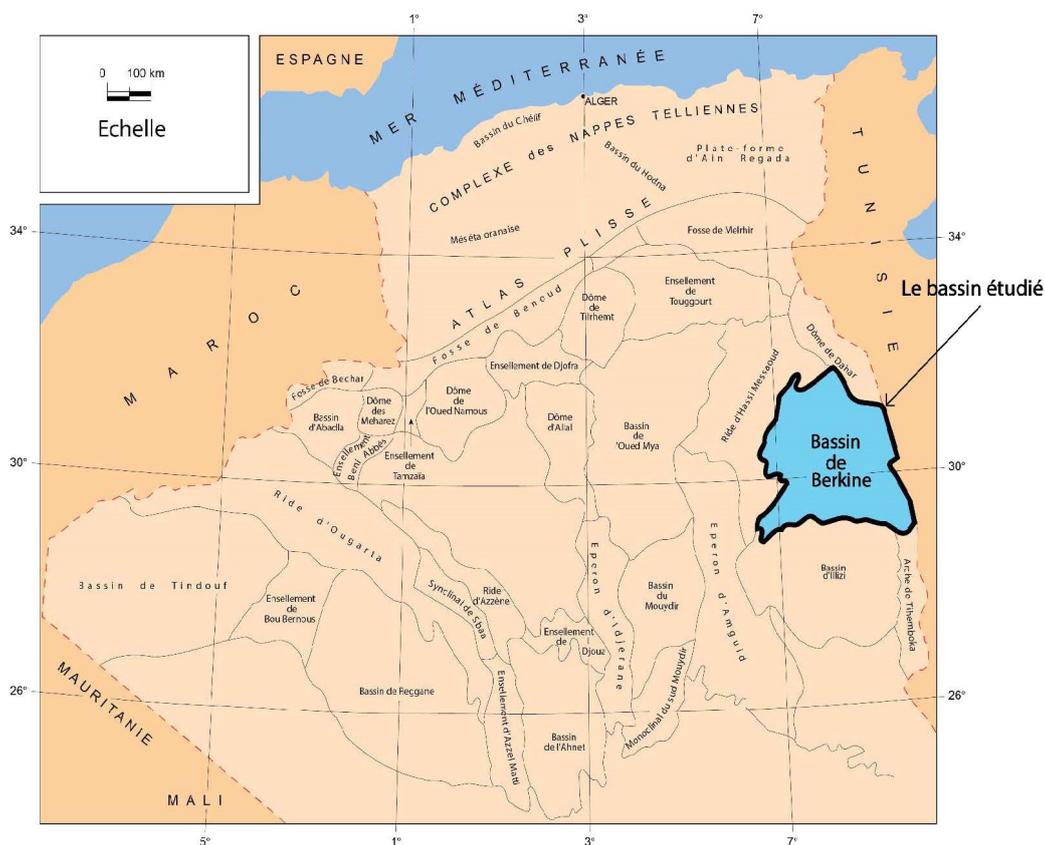
Il est limité par les frontières algéro-tunisiennes et algéro-libyennes à l'Est. Par le bassin d'Ilizi au Sud. Par le dôme de Dahar au Nord et par Hassi-Missaoud à l'ouest Il est recouvert en surface par de hautes dunes pouvant atteindre 300 m alignées suivant la direction NS (Erg Oriental).

### **1-2-Cadre géologique du bassin de Berkine**

Le bassin de Berkine couvre une superficie de 300000 km<sup>2</sup>, il représente une large dépression d'âge Paléozoïque avec 100000 km<sup>2</sup> et s'étend sur 350 km en latitude et longitude, il correspond à la partie sud de la province triasique et peut être classé dans les vastes bassins intracratoniques.

Les limites du bassin de Berkine sont :

- \* Au Nord, la bordure Sud du dôme de Dahar.
- \* A l'Est, le bassin de Sirte, entre la Tunisie et Libye.
- \* Au Sud, le môle D'Ahara qui le sépare du bassin d'Ilizi.
- \* A l'Ouest, le prolongement structural du Nord du môle D'Amguide-El Biode-Hassi Messaoud.



**Fig.I.1 :** Situation géographique du bassin de Berkine  
(Document SONATRACH 2003)

### 1-3-Historique de l'exploration pétrolière

Les premières découvertes dans la partie occidentale du bassin ont eu lieu en 1958 à HAMRA où d'importante quantité en gaz à condensât a été découverte dans les quartzites de HAMRA d'âge Ordovicien.

Durant les années soixante (60) de nombreux puits ont été forés et plusieurs découvertes ont été réalisées dont les plus importantes : le premier puits à trouver l'huile dans la partie orientale du bassin est ZK-1 de Zemlet el kalef en 1961 où de bons indices ont été rencontrés lors d'un test de formation au cambrien. En 1962, le gisement de Rhourde el Baguel essentiellement d'huile dans le cambrien ainsi que le gisement de Mesdar ; de même le puits EAT-1 foré en 1971 a rencontré de l'huile dans le cambrien. Et puis dans les années soixante-dix (70), l'exploration s'est concentrée principalement autour des gisements déjà découverts et ainsi plusieurs petites accumulations ont été mises en évidence. TAGS à Hassi Chergui, Nezela, Hassi Touareg, Rhourde chouf et Gassi el Adem. Cependant les premières découvertes commerciales ont été réalisées dans le bassin de Berkine en 1967-1968 à el bouma et Keskesa dans le trias, et à Wadi El Teh en 1976. De plusieurs découvertes ont été faites, Sif Fatima (1983), Bir Berkine (1984), Berkine (1985), Rhourde Messaoud (1986), Rhourde el roumi (1989), le gisement de gaz de Bridés a été découvert en 1989.

## 1-4-Aspect stratigraphique

Cette dépression est un bassin intracratonique qui a conservé un remplissage sédimentaire de plus de 6000 m d'épaisseur au centre du bassin allant du paléozoïque à l'actuel, le tout repose sur un socle granitique précambrien.

La section sédimentaire litho-stratigraphie est formée du **Paléozoïque**, du **Mésozoïque** et du **Cénozoïque**

**1-4-1-Le Paléozoïque** : Il repose en discordance sur le socle et il est subdivisé en cinq étages qui sont comme suit :

**a) Le Cambrien** : ces dépôts d'origine fluviatile reposent sur un socle précambrien, représentés par des grès et des quartzites à passées conglomératiques (grès de Hassi-Mesaoud), subdivisés en cinq lithozones (**R<sub>3</sub>, R<sub>2</sub>, Ra, Ri et, La zone des alternances**), avec une épaisseur moyenne de 300 m.

**b) L'Ordovicien** : est constitué par d'alternances des argiles d'El Gassi, grès d'El Atchane et les Quartzites de Hamra. L'Ordovicien moyen est représenté par les grès d'Ouargla, les argiles d'azzel et les grès d'Oued-Saret. L'Ordovicien supérieur représenté par les argiles micro-conglomératiques repose sur l'ordovicien moyen ou comme dans quelque cas directement sur l'Ordovicien inférieur Il est essentiellement Constitué d'argile noire avec inclusion de grains de quartz arrondis dans un environnement glacio-marin.

**c) Le Silurien** : cette période est caractérisée par une sédimentation terrigène, fine, argileuse en milieu marin d'une épaisseur moyenne de 600 m, cet étage est composé essentiellement par des argiles noires fossilifères sur lesquelles reposent des grès argileux.

Les argiles noires forment un repère stratigraphique connu sur l'ensemble de la plateforme saharienne.

**d) Le Dévonien** : Il est très développé, son épaisseur dépasse parfois les 1000 m, il est subdivisé en deux étages :

- Le Dévonien inférieur : constitué par des dépôts argilo gréseux avec une épaisseur de 650 m.

- Le Dévonien moyen et supérieur : constitués par des dépôts argileux avec des intercalations de niveaux carbonatés (calcaires et dolomies) et des passés de marnes d'une épaisseur moyenne de 370 m.

**e) Le Carbonifère :** représente le paléozoïque terminal dans les domaines occidentaux, Le Carbonifère est caractérisé par une régression marine qui est marquée par la déposition de sédiments clastiques (sédimentation détritique dans laquelle s'individualisent des bancs des grès.) il est moins développé que dans les domaines orientaux, son épaisseur est de 900 m.

**1-4-2 Le Mésozoïque :** Il repose en discordance (discordance angulaire hercynienne) sur le paléozoïque, il est composé par des dépôts essentiellement évaporitiques et argilo gréseux, qui sont très importants du fait qu'ils constituent de bons réservoirs il est subdivisé en :

**a) Le Trias :** Constitue la partie inférieure du Mésozoïque. Il est représenté par des sédiments clastiques avec des intercalations de Carbonates. Il est composé essentiellement par des dépôts argilo-gréseux et évaporitique Les dépôts gréseux constituent de bons réservoirs à hydrocarbures Il est subdivisé en quatre (04) parties :

- **Le Trias Argilo-gréseux inférieur (TAGI) :** La base de la série est formée en générale de conglomérats rouge à brun et des grés grossiers à moyens qui plus haut font place à une alternance de grés et d'argiles, dans cette formation à caractère continental on distingue trois principaux domaines :

- A l'Ouest, la région de Gassi Touil de Rhourde Noua à Nezla.
- A l'Est, le domaine de Wadi El Teh à El Borma.
- Au Nord, le domaine de Mesdar à Bir Retmara.

- **Le Trias Argilo carbonaté (TAC) :** Il est constitué d'argiles brun-rouges rarement gris-vertes, fines à moyennes devenant grossières vers la base avec des intercalations d'argiles grises à gris-vertes et brunâtre indurées, siliceuses et feuilletées.

- **Le Trias Argilo-gréseux supérieur (TAGS) :** Les dépôts de la série sont rencontrés sur l'ensemble de la province triasique, il est formé essentiellement d'argiles rouges à gris-vertes, tendre à indurées.

• **Le Trias Salifère S4** : il a une lithologie constituée par d'épais banc de sel massif, entre coupé par des intercalations d'argiles feuilletées C'est une couverture efficace des réservoirs du TAGI.

**b) Le Jurassique** : Avec une épaisseur de 770 m ; il est composé de sédiments marins lagunaires, à sa base se trouve un niveau dolomitique caractéristique et omniprésent appelé l'horizon B

**c) Le Crétacé** : Il est présent partout sur la plateforme saharienne, il est composé d'alternances des grés, d'argiles, de dolomies et, de calcaires ainsi que de quelques passées d'anhydrites, de gypses et, de sels ; il devient vers le sommet essentiellement carbonaté d'une épaisseur de 1250 m.

**1-4-3-Le Cénozoïque** : Il est caractérisé par de grands mouvements tectoniques, il se compose de dépôts détritiques.

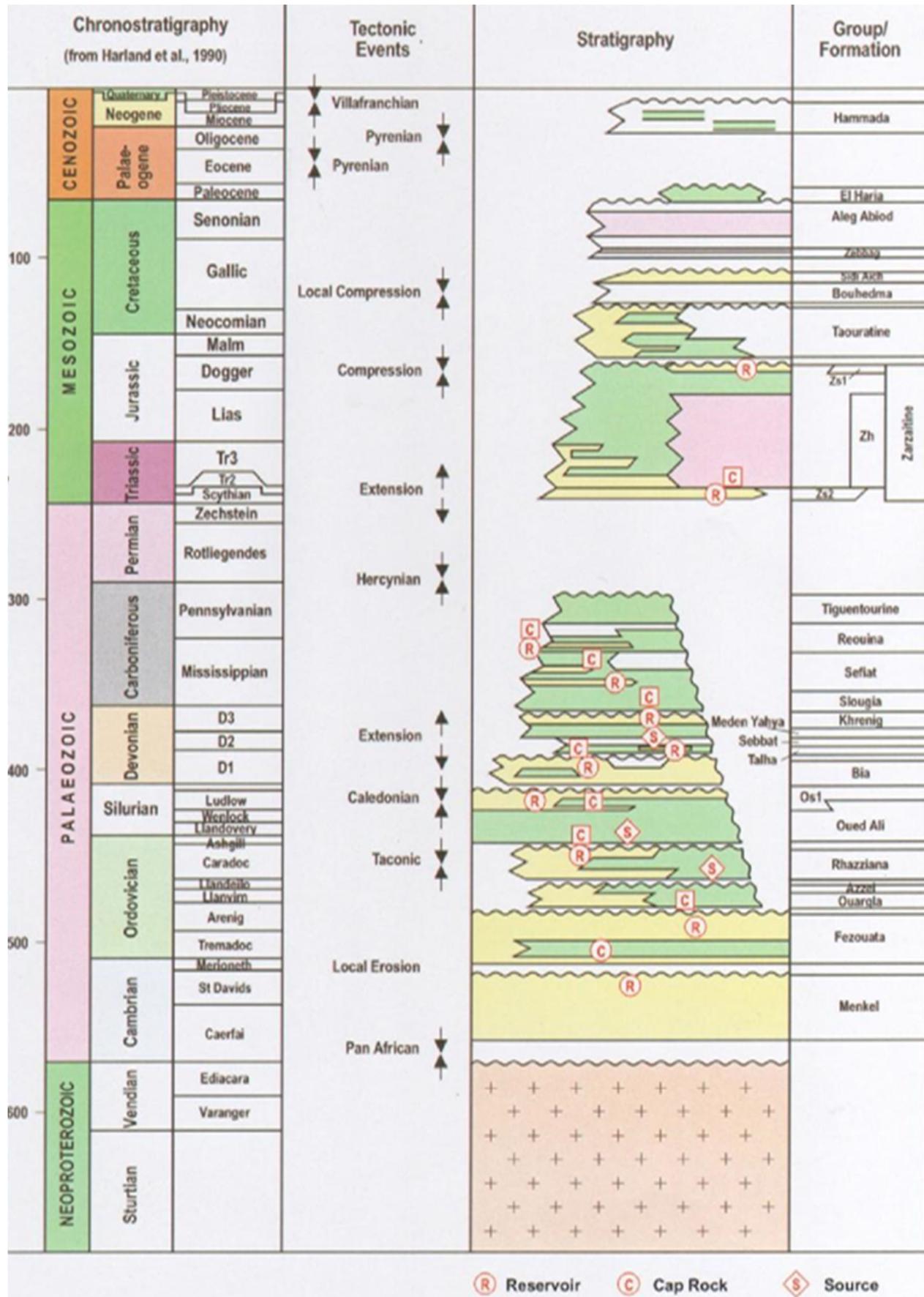


Fig.I.2 : La tectono-stratigraphie du bassin de Berkine (BHP Petroleum 2006)

### 1-5-Aspect structural

Le bassin de Berkine est caractérisé par un grand réseau de fracturation due à une succession de plusieurs phases tectoniques depuis le précambrien ; ces fracturations sont organisées suivant deux principales orientations (Beicip 1991) :

- **Direction subméridienne** : Les failles subméridiennes sont caractérisées par un grand rejet de l'ordre de 500 m (région de Rhourd Nous).

- **Direction Nord Est - Sud-Ouest** : Un nombre considérable de faille alignées suivent cette direction sur tout le bassin, particulièrement sur la partie centre, ces failles ont données naissance à de grandes structures au centre et à l'Est du bassin de Berkine, sur la majorité à caractère inverse (faille inverse) s'appuient des structures anticlinales allongées formant des pièges à hydrocarbures dans le TAGI et le TAGS.

En plus il y'a d'autres orientations secondaires :

- **Direction Nord70** : à l'Ouest du bassin dans la région de Rhourd Nouss, Gassi Touil, et Meniz El Lejmat.

- **Direction sub-équatoriale** : au sud de le mole d'Ahara séparant Berkine du bassin d'Illizi.

- **Direction Nord150** : au Nord Est du bassin du côté des champs de Keskessa, Bir Berkine et Bir Rebaa.

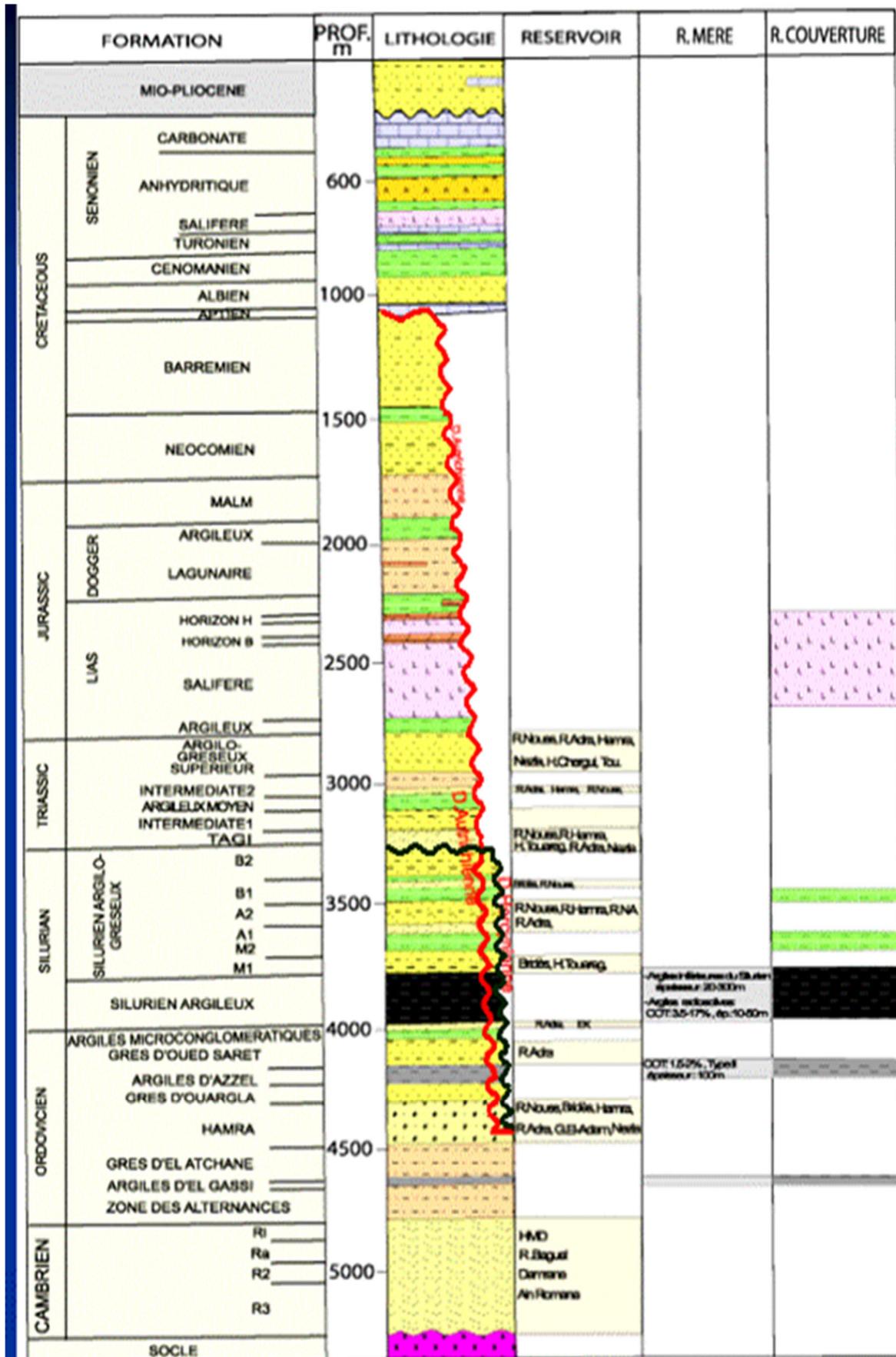


Fig.I.3 : Coupe stratigraphique du Bassin de Berkine (Sonatrach \ PED 2003)

### **1-5-1 Evolution structurale**

L'évolution structurale du bassin de Berkine se résume en trois étapes structurales :

- 1- la réactivation de système de faille panafricaine et création d'un bassin paléozoïque subsidient
- 2- le soulèvement du bassin et érosion intense pendant la phase hercynienne
- 3- la surimposition d'un bassin mésozoïque et basculement nord-ouest avec la migration de dépôt centre du sud est vers le nord-ouest.

En fait, l'évolution structurale de bassin de Berkine a connus d'autre phase médiane interférant des trois étapes principales.

### **1-5-2-Les événements tectoniques**

Le contexte structural actuel de la plateforme saharienne est le résultat des événements suivants : (D'après Boudjemaa et, Beicip 1987).

**1-5-2-1-La phase panafricaine :** C'est une phase précambrienne caractérisée par des accidents subméridiens verticaux dus à une collision entre le craton Ouest Africain rigide et le craton Est moins rigide.

**1-5-2-2-La distension Cambro-Ordovicienne :** C'est une période d'érosion importante qui a nivelée les structures et les reliefs ; les variations d'épaisseur de ce faciès de part et d'autre de l'accident Nord - Sud sont visibles au niveau des série Cambro-Ordovicienne indiquant l'instabilité tectonique accompagnant leur dépôt.

**1-5-2-3-La compression tectonique :** Elle s'est superposée à la période de glaciation fin ordovicien Cette phase est caractérisée par les mouvements compressifs N-S. Elle est à l'origine des axes structuraux EO Ces mouvements sont suivis par une érosion très importante visible sur le Môle de Tahar. Après la fonte de L'inlandsis et le rejet eustatique. La fonte de la calotte entraîne une transgression généralisée et le dépôt des argiles à graptolithes du Silurien. La présence de roches éruptives suggère des phases distensive.

**1-5-2-4-Distension Silurienne :** C'est une phase de distension qui a suivi la fonte des calottes glaciaires et qui a engendré des dépôts d'argile noire.

**1-5-2-5-La compression Calédonienne :** C'est une phase de soulèvement générale suivie d'une période d'érosion, de nivellement des structures, et de dépôts détritiques, elle a eu lieu entre le Silurien et le Dévonien.

**1-5-2-6-La phase Dévonienne :** Elle est caractérisée :

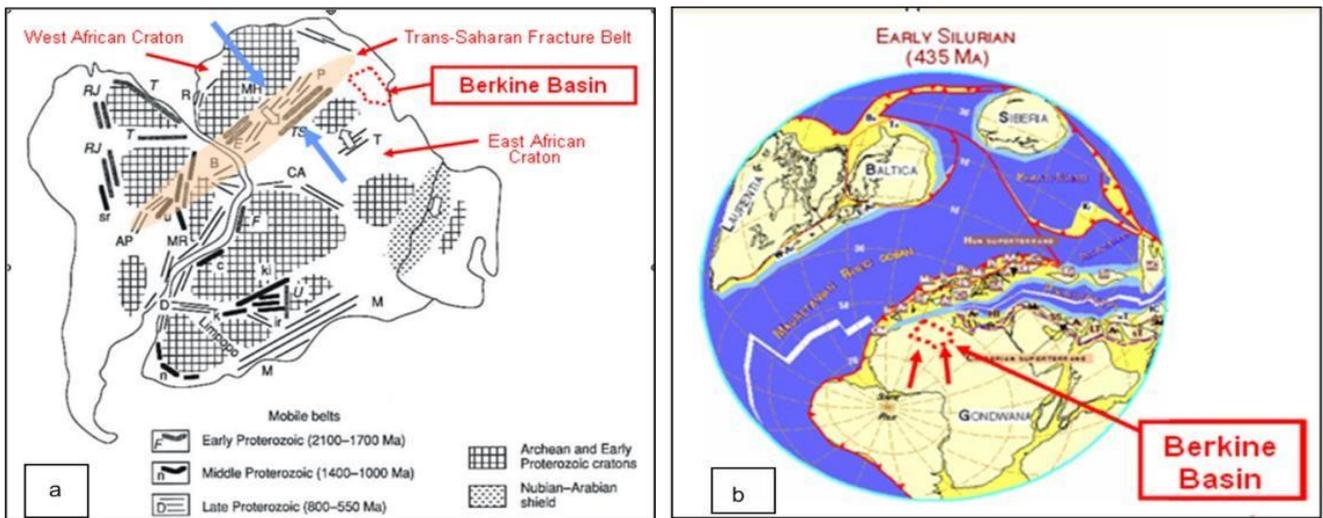
- Au Dévonien inférieur ; par des variations d'épaisseur et de faciès le long des axes structuraux subméridiens qui indiquent une phase distensive.
- Au Dévonien moyen et supérieur ; par une période d'érosion appelée « la discordance Frasnienne ».

**1-5-2-7-La phase hercynienne :** Elle est caractérisée par l'arrêt de sédimentation carbonifère et par des dépôts lagunaires (gypse et argiles rouges).

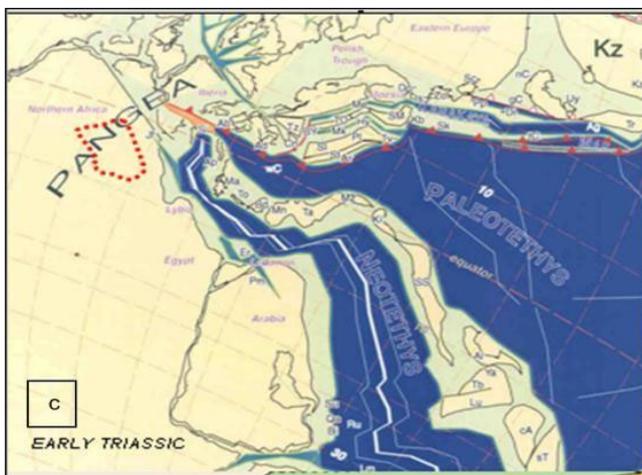
Cette phase tectonique a touché surtout le Nord du bassin de Berkine où l'érosion de l'étage Carbonifère est presque totale. La discordance hercynienne a permis de mettre en contact le Trias et la roche mère Silurienne et Frasnienne.

**1-5-2-8-Phase Autrichienne :** C'est une phase de compression Est - Ouest qui a causé une inversion structurale. Les failles normales sein-sédimentaires créées pendant le Trias-Lias se sont inversées durant cette phase.

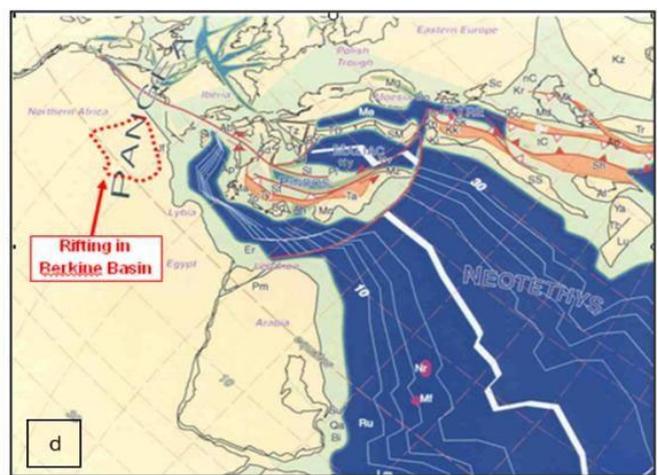
**1-5-2-9-Phase Pyrénéenne :** C'est une phase compressive de direction Nord Est – Sud-Ouest qui a donné naissance à de nombreux anticlinaux.



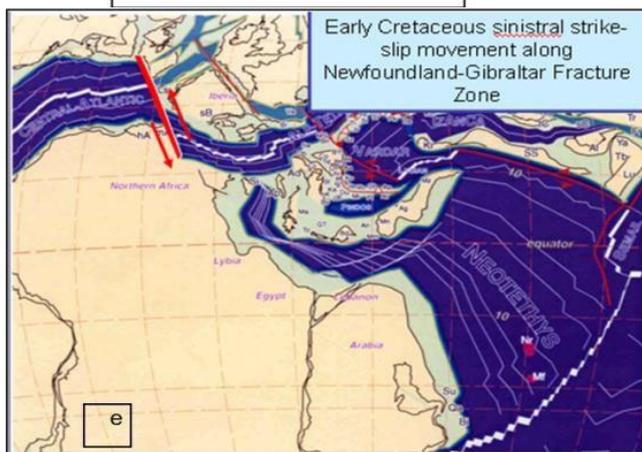
Orogénique pana Africain



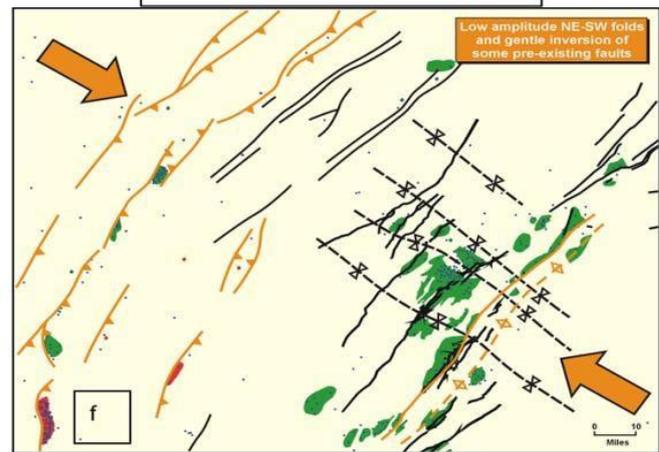
Orogénie Hercynienne



Liasique Triasiques Rifting

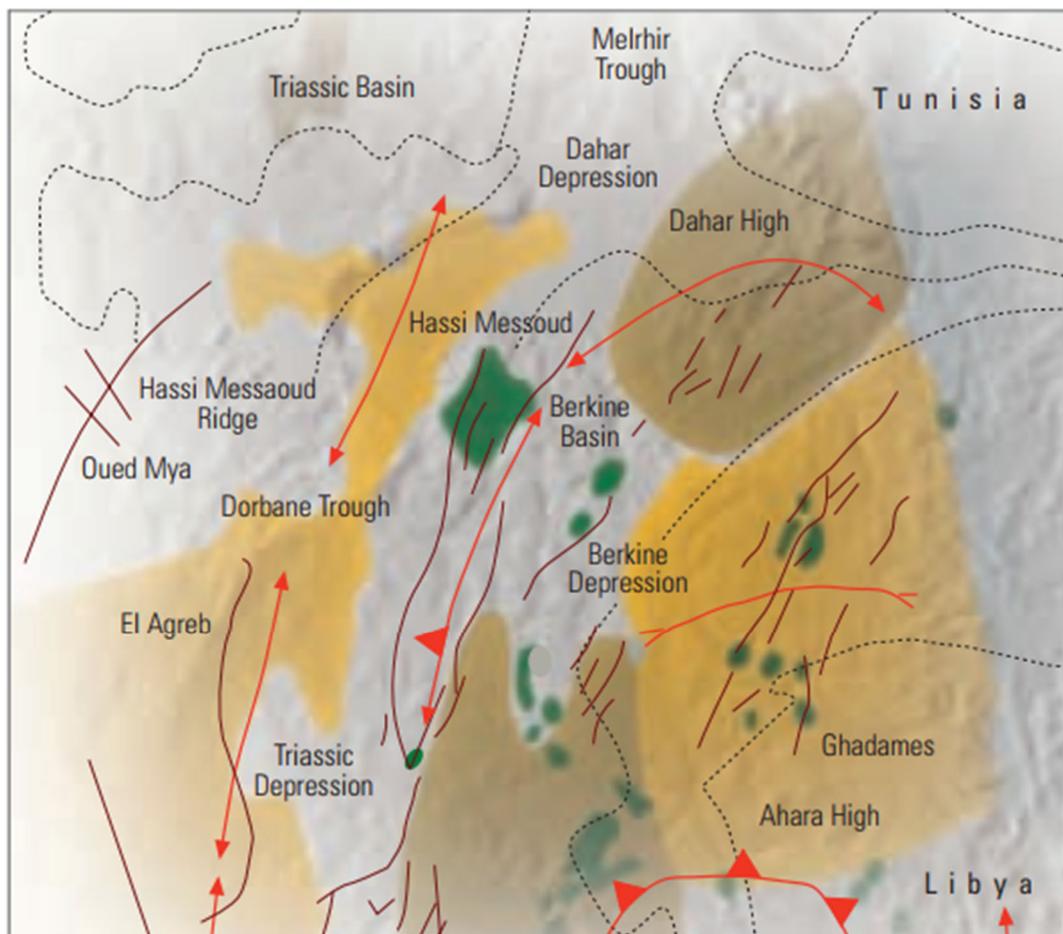


Phase Autrichienne



Phase Pyrenienne

Fig.I.4 : Les majeures évolutions structurales du bassin de Berkiné (McKenna et Hedley, 2002).



**Fig.I.5** : Eléments structurales du bassin de Berkine

### 1-6 Aspect pétrolier

La recherche pétrolière a pour objectif de mettre en évidence des accumulations d'hydrocarbures lesquelles sont conditionnées par un système pétrolier favorable en terme de :

- Roche mère : potentielle, génératrice de kérogène
- Réservoir : poreux et perméable : ayant des qualités petro-physiques (porosité et perméabilité) permettant le stockage et la circulation des fluides.
- Piège : une configuration de couches géologiques permettant de retenir les hydrocarbures. Un piège est un réservoir poreux et perméable surmonté d'une couverture imperméable.
- Couverture : supérieure et latérale pour le piégeage des hydrocarbures. Elle peut être composée de couches d'argile, de sel ou d'anhydrite.
- Timing de la migration : signifiant que la migration a eu lieu avant ou/et après structuration et mise en place des pièges.

- La charge : existence de drains perméables permettant le remplissage des pièges depuis la roche mère

### **1-6-1-Les roches mères**

Elles sont principalement représentées par des formations argileuses, riches en matière organique. Ces roches, soumises à la température et à l'enfouissement continu donnent naissance aux hydrocarbures. L'étude de leurs potentialités et leurs degrés de maturation est faite à partir d'une analyse géochimique, Les données ont révèlés que les deux roches mère principales reconnues sur l'ensemble du bassin sont essentiellement les argiles du Silurien et celles du Frasnien (Dévonien Supérieur).

**1-6-1-1-La roche mère silurienne II** est présente sur la totalité du bassin sauf en bordure ouest et nord où il a été érodé par l'érosion Hercynienne. Elle a une épaisseur totale qui varie entre 300 et 400m dans la partie centrale du bassin. Son épaisseur potentielle, constituée d'argiles noires à graptolithes, riches en matière organique, varie de 10 à 20m. Elle est située à la base du Silurien. La maturation de la roche mère silurienne à son état actuel en phase à gaz est présente sur la majeure partie du bassin. Par contre au nord du bassin de Berkine, la roche mère est toujours en phase à huile avec un carbone organique total moyen (COT) qui varie entre 0.6 à 4%.

**1-6-1-2-La roche mère frasnienne** Elle est localisée dans le Dévonien supérieur et subdivisée en deux zones

- Zone inférieure du Frasnien : son épaisseur varie de 150 à 200m.
- Zone supérieure du Frasnien-Famennien : son épaisseur varie de 50 à 500m.

La roche mère frasnienne a un COT qui varie entre 0.1 à 2%.

### **1-6-2-Les roches réservoirs**

Un réservoir est une formation de sous-sol, poreuse et perméable, renfermant une accumulation naturelle, individuelle et séparée, d'hydrocarbure (huile et/ou gaz), limitée par une barrière de roche imperméable et souvent par une barrière aquifère, et qui caractérisé par un système de pression naturelle unique.

#### **1-6-2-1-Les réservoirs Paléozoïques**

##### **a. Le Cambrien**

Les réservoirs du Cambrien sont représentés par trois unités R1 (Ri, Ra), R2, R3.

Les meilleurs réservoirs sont rencontrés au niveau des grès du Ri et du Ra, qui sont généralement quartzitiques. Les réservoirs cambro-ordoviciens reconnus à ce jour se situent sur les bordures nord et ouest du bassin de Berkine.

#### **b. L'Ordovicien**

Les quartzites de Hamra et les grès de Ouargla constituent les deux principaux réservoirs de l'Ordovicien ; Ces réservoirs ont une épaisseur moyenne de 250 m, évoluent progressivement depuis la dépression SE triasique en se biseautant en direction du nord-est vers la région de Touggourt-Semhari. Les productions dans ce type de réservoirs quartzitiques sont essentiellement liées à l'existence de fracturation.

#### **c. Le Dévonien inférieur**

Les réservoirs du Dévonien inférieur sont représentés par deux séquences essentielles du Gedinnien, où prédomine une série de grès massifs de type fluvatile (postcalédonien) d'une épaisseur moyenne de l'ordre de 200 m, et du Siegénien transgressif qui présente des passages gréseux, correspondant à des réservoirs de type cordon littoral et deltaïque.

#### **d. Le Carbonifère**

Les réservoirs du Carbonifère se présentent sous la forme d'intervalles gréseux compris dans des séquences argilo-gréseuses liées à un environnement de dépôt marin peu profond.

Le Carbonifère basal présente une extension restreinte dans la partie centrale et les bordures occidentales du bassin de Berkine. Les réservoirs du Carbonifère présentent des épaisseurs moyennes de l'ordre de 20 à 50 m et ont d'excellentes caractéristiques pétrophysiques.

### **1-6-2-1-2-Les réservoirs Mésozoïques**

#### **a. TAGI (Trias Argilo-Gréseux Inférieur)**

Le TAGI constitue la série basale du Mésozoïque. Il est caractérisé par des dépôts de type fluvatile se développant sur l'ensemble du bassin.

Le TAGI présente deux séquences principales :

- Le TAGI inférieur, ou série de comblement, dont les extensions et épaisseurs sont régies par la paléotopographie post-hercynienne.
- Le TAGI moyen à supérieur où domine une « chenalisation » de type méandrique à anastomosé. Les séquences terminales du TAGI supérieur dans les parties centrales et NE du bassin de Berkine sont marquées par le début d'une période transgressive marine de la base du Trias carbonaté.

#### **b. TAC (Trias Argilo-Carbonaté)**

L'épisode de formation du Trias carbonaté est caractérisé par des faciès argileux, généralement dolomitiques, et de séquences gréseuses du Trias intermédiaire bien développées dans la dépression SE triasique. Ses épaisseurs sont variables, influencées par les rejeux en distension des failles majeures. Du point de vue potentiel réservoir, il présente peu d'intérêt.

### c. TAGS (Trias Argilo-Gréseux Supérieur)

Le TAGS est présent dans la dépression SE triasique, au sud-ouest du bassin. Il correspond à un épisode gréseux terminal du Trias post-rift. D'une épaisseur moyenne de 100 à 150 m, il est constitué de séquences de chenaux fluviaux et deltaïques caractérisées principalement par un grain moyen à grossier dénotant la proximité des sources d'apport.

#### 1-6-3-Les roches couvertures

Les roches couvertures dans la région d'études sont assurées par :

- Les argiles du Silurien et de l'Ordovicien.
- Les assises argilo-évaporitiques du Tris-Lias et par les argiles du Trias-carbonate.

#### 1-6-4-Les types de piège

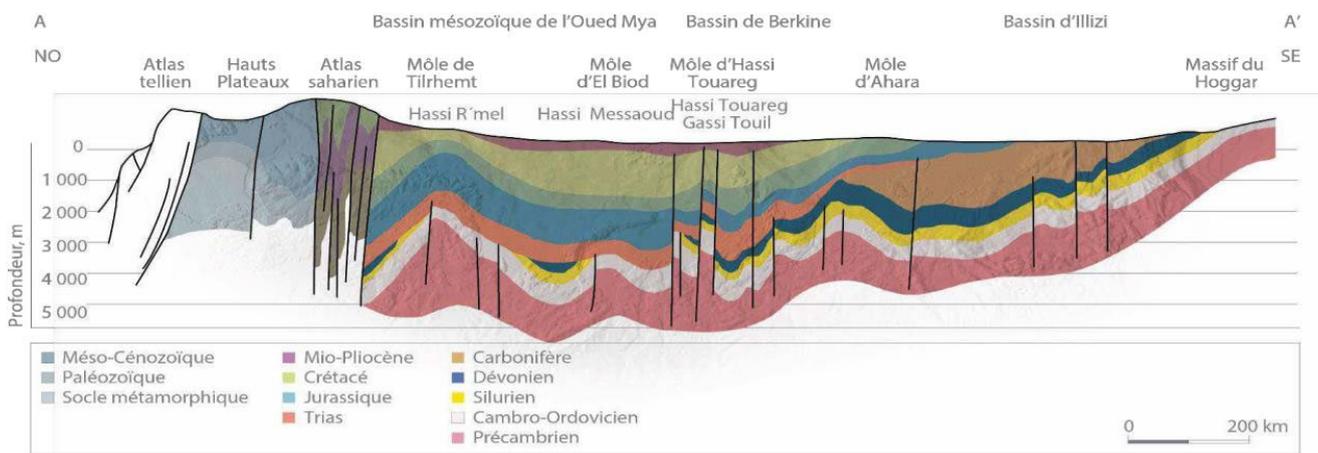
Nous distinguons en général trois types de pièges

**Les pièges structuraux** : Ils sont liés à la déformation des couches sédimentaires tels que les anticlinaux, plis, plis-faille ...

**Les pièges stratigraphiques** : ils sont formes principalement par des phénomènes de sédimentation, tels que les biseaux, les dômes de sel.

**Les pièges mixtes** : associant les deux premiers types.

Les principaux pièges dans le bassin de Berkine sont souvent structuraux mais parfois stratigraphiques. Les pièges structuraux sont liés aux phases compressives hercynienne et autrichienne. Les pièges stratigraphiques sont des biseaux sous discordance et contre failles.



**Fig.I.6** : Coupe géologique régionale montrant les différents types de pièges existant dans le bassin de Berkine (WEC 2007)

## 2- Cadre local

### 2-1- Situation géographique du secteur d'étude

Le bloc 212c, est localisé au sud du périmètre de recherche Menzel Ledjmet II, au sud du gisement d'huile de MLSE (Pertamina), sur un compartiment affaissé, orienté nord-est/sud-ouest

Le bloc 212c est limité :

- Au nord par Bloc 405a et Bloc 405b
- A l'Est par le Bloc 211
- A l'Ouest par le Bloc 213

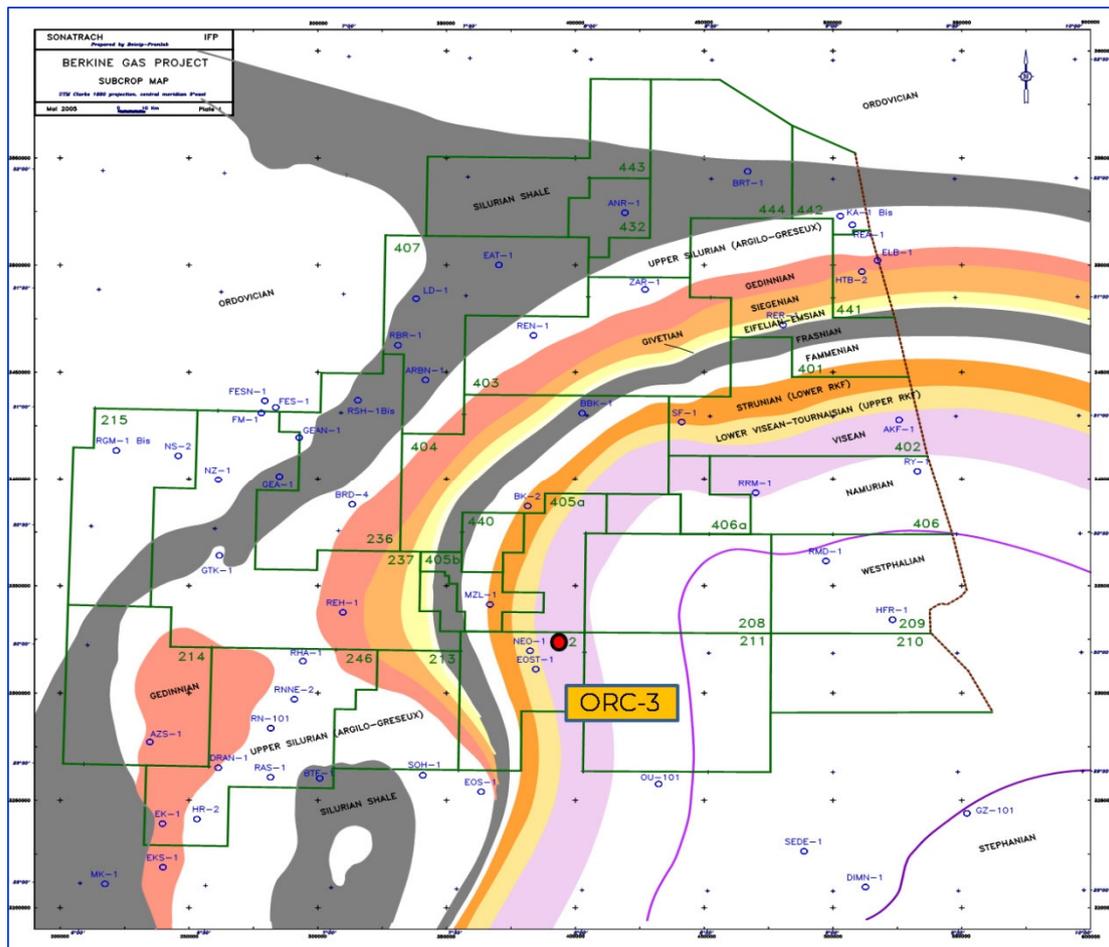
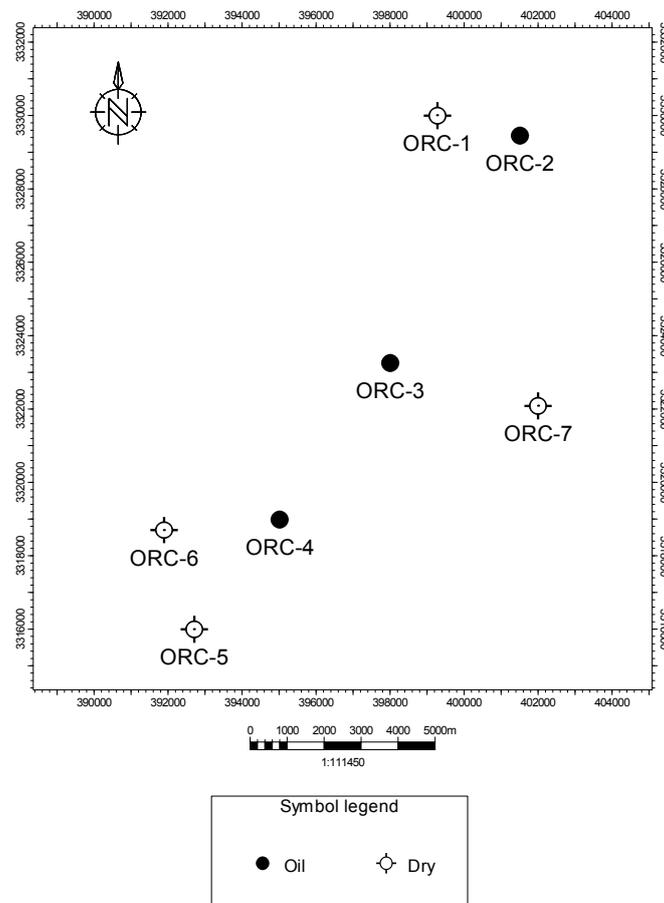


Fig.I.7: Berkine gas project subcorp map (Sonatrach mai 2005)

Un total de sept puits ont été forés dans cette région avec un intérêt pétrolier présent seulement dans les puits ORC-2, ORC-3 et ORC-4



**Fig.I.8 :** Carte du Positionnement des puits dans la région d'étude

## 2-2- Cadre géologique global

Le bloc 212c du périmètre de recherche Menzel Ledjmet II, se situe dans le centre du bassin de Berkine. La région est caractérisée par une topographie dunaire importante qui peut atteindre 300 m de hauteur par endroit.

Ce bloc se trouve sur le flanc est de l'axe de subsidence mésozoïque de direction approximative nord-sud.

L'image structurale actuelle de la région a été héritée des différentes phases tectoniques ayant affecté le bassin. Les plus importantes sont :

- La phase hercynienne précoce de direction N140° et la phase post Namurien de direction N120°. Ces deux phases sont responsables des mouvements compressifs et ont engendré la plupart des structures orientées nord-est / sud-ouest.

- La phase de distension Trias-Lias, la phase compressive autrichienne et la phase transpressive atlasique, dites alpines, sont responsables de la réactivation en compression ou en distension de certaines structures hercyniennes. Seule la phase de distension Trias-Lias semble marquer la région de Menzel Ledjmet II.

Pendant le Paléozoïque, la déformation et ses conséquences sur les principaux cortèges sédimentaires semble être essentiellement contrôlée par l'activité des môles régionaux, qui délimitent entre eux de larges flexures, zones plus subsidentes,

orientées nord-sud. En conséquence, des dépôt-centres, orientés nord-sud se développent et se combent pendant le Cambro-Ordovicien.

L'atténuation du mouvement des structures/flexures nord-sud à la fin de l'Ordovicien conduit au développement d'un dépôt-centre d'orientation est/ouest actif au Silurien.

Le Môle d'Ahara, au sud, sépare les bassins de Berkine et d'Illizi. Il s'agit d'une large structure orientée est-ouest qui semble fonctionner durant tout le Paléozoïque inférieur (Cambrien à Dévonien). La surrection du Môle d'Ahara contrôle le dépôtcentre du Bassin de Berkine pendant la quasi-totalité du Dévonien.

À la fin du Dévonien et au début du Carbonifère le dépôt-centre semble migrer vers une position située ausud-est, sous l'influence de la surrection des marges ouest et nord du bassin, annonçant les prémices de la déformation hercynienne.

À la fin de la phase hercynienne, outre les mouvements de grande longueur d'onde qui induisent des érosions différentielles des séries paléozoïques, une première phase d'extension a créé un réseau de failles N30° déterminant un vaste complexe en horsts et grabens qui se développent au cours du Trias et du Lias. Ces accidents contrôlent l'occurrence des principaux gisements tant dans le Trias que dans le Paléozoïque.

La discordance hercynienne contrôle la distribution des deux ensembles lithostratigraphiques majeurs, le Trias immédiatement sus-jacent et le Paléozoïque sous-jacent. À l'échelle régionale, la série paléozoïque est presque complète au centre du bassin, où plus de 1000 m de sédiments d'âge carbonifère sont préservés. Pour la zone considérée (bloc 212c) l'érosion atteint les grès du Carbonifère qui conserve des épaisseurs variant de 350m à 550m.

## **2-3- Système pétrolier**

### **2-3-1- Roches mères et migration**

Les deux systèmes pétroliers du Bassin de Berkine, associés aux roches mères du Frasnien et du Silurien basal sont présents dans le bloc 212c. Cette double origine des hydrocarbures induit une distribution complexe des fluides (gaz, gaz à condensat et huile) dans ce bloc.

Les argiles organiques du Silurien basal montrent un COT de l'ordre de 5% avec des variations régionales de 3 à 18%, quant à la roche mère frasnienne, elle montre un COT de l'ordre de 9% avec des variations régionales de 4 à 14%. Le kérogène est de type II.

Ces deux roches mères ont atteint une maturité actuelle très élevée et permettent d'augurer d'un excellent potentiel pétrolier dans ce secteur centre du bassin.

Le pic de génération d'huile à partir de la roche mère frasnienne aurait été atteint au cours du Crétacé inférieur à moyen. Pour la roche mère silurienne, le pic de huile aurait été atteint au Carbonifère et au Jurassique moyen

La distribution régionale de la roche mère frasnienne est plus limitée que la roche mère silurienne à cause de l'érosion hercynienne et l'enfouissement moins profond et restreint de la Kitchen area. La roche mère frasnienne est actuellement au stade de maturation de gaz humide dans le bloc 405 et dans le bloc 212c.

Les voies de migration et les systèmes de charge des pièges dans la région sont complexes et difficiles à établir avec précision pour chaque cas. Néanmoins, il est reconnu que les hydrocarbures se sont mis en place à la faveur de deux mécanismes : verticalement à la faveur des failles et latéralement à travers les formations gréseuses ayant par conséquent servi de drains.

### 2-3-2- Roches couvertures

La couverture du réservoir TAGI est assurée par les argiles du Trias carbonaté.

Les niveaux argileux du Tournaisien et du Viséen constituent une couverture pour les réservoirs Tournaisien F1 et Strunien F2.

Les argiles du Frasnien et de l'Eifélien constituent de bonnes couvertures pour les réservoirs du Dévonien moyen et inférieur. Les argiles intra-siegéniennes assurent également l'étanchéité pour les différents intervalles réservoirs du Siegénien.

### 2-3-3- Roche réservoirs

Les principaux réservoirs reconnus dans cette région appartiennent au Trias, au Carbonifère et au Dévonien.

- **Le Trias TAGI :** Le Trias argilo-gréseux inférieur est composé d'unités gréseuses d'origine fluviale séparées par des niveaux argileux de la plaine d'inondation. La distribution des épaisseurs est contrôlée par les failles et par la paléo-topographie hercynienne de la région. Le TAGI constitue le réservoir principal dans la région. Il est productif d'huile. Au niveau du puits ORC-2, le réservoir TAGI a été testé (DST N°2), sur les intervalles perforés 2846-2850 m et 2856-2860m a produit 19.6m<sup>3</sup>/h d'huile et 142.12m<sup>3</sup>/h de gaz sous duse 32/64''.

Au niveau du puits ORC-1, le réservoir TAGI est aquifère et a produit lors du DSTn°3, effectué au droit de l'intervalle perforé 2883.5-2861.5m un volume de 9m<sup>3</sup> d'eau salée.

Une étude des régimes de pression a démontré une possible communication du réservoir TAGI du puits ORC-2 avec celui du gisement Menzel Ledjmet Sud Est (MLSE), présentant un contact régional OWC@-2601m, défini par les gradients de pression enregistrés sur les puits de la région.

Chapitre II  
Aspect  
Sédimentologique

## 1- Introduction

Une approche sédimentologique a été élaborée pour comprendre les environnements de sédimentation et de dépôt et les contextes de dépôt afin de mieux identifier les faciès distincts qui composent le réservoir étudié. Il s'agit d'une étape nécessaire pour orienter l'exploration et l'exploitation du réservoir.

L'étude des dépôts fluviaux est basée sur des modèles de faciès créés à partir de rivières actuelles. Ceux-ci sont fiables et simples à utiliser dans la reconstruction des séries anciennes.

Les diverses réponses des diagraphies sont un atout précieux pour bien déterminer les milieux de dépôt. Pour obtenir une définition plus spécifique des réservoirs du Trias dans la zone d'étude, une étude de carottage est nécessaire.

### 1-1- Rappels de quelques notions

- **Faciès sédimentaire** : un ensemble de caractéristiques constitutives et géométriques des dépôts sédimentaires renseignant sur leurs modalités de mise en place

- On peut appeler **faciès sédimentaire** l'ensemble des caractéristiques lithologiques (composition des particules sédimentaires, nature d'un éventuel ciment...), géométriques (figures de sédimentation ou d'érosion) voire paléontologiques (présence de fossiles et leur nature) qui caractérisent les conditions de sédimentation d'un dépôt donné et permettent de reconstituer un environnement de dépôt, y compris un paléoenvironnement.

- **Électrofaciès** : les diagraphies permettent de mesurer un certain nombre de paramètres physiques des roches dont l'ensemble va constituer un électro-faciès.

- **Séquence** : Une séquence est une succession des couches génétiquement liées, et limitées à la base et au sommet par des discontinuités. Il y a deux types de séquence :

- La séquence positive : C'est une séquence à évolution grano-décroissante, les particules évoluent des plus grossières aux plus fines vers le haut.

- La séquence négative : C'est une séquence à évolution grano-croissante, les particules évoluent des plus fines aux plus grossières vers le haut.

- **Discontinuités** : Elles traduisent un arrêt de la sédimentation accompagné ou non d'une érosion, elles permettent aussi de définir les séquences déterminer leur ordre.

## 2- Les dépôts fluviaux

Les rivières sont surtout des agents de transport. Elles déposent néanmoins aux endroits où la vitesse diminue, c'est à dire le long de leur cours et finalement à leur embouchure où peuvent s'ajouter des phénomènes de floculation des argiles et de précipitation de corps en solution.

## 2-1- Les réseaux fluviatiles

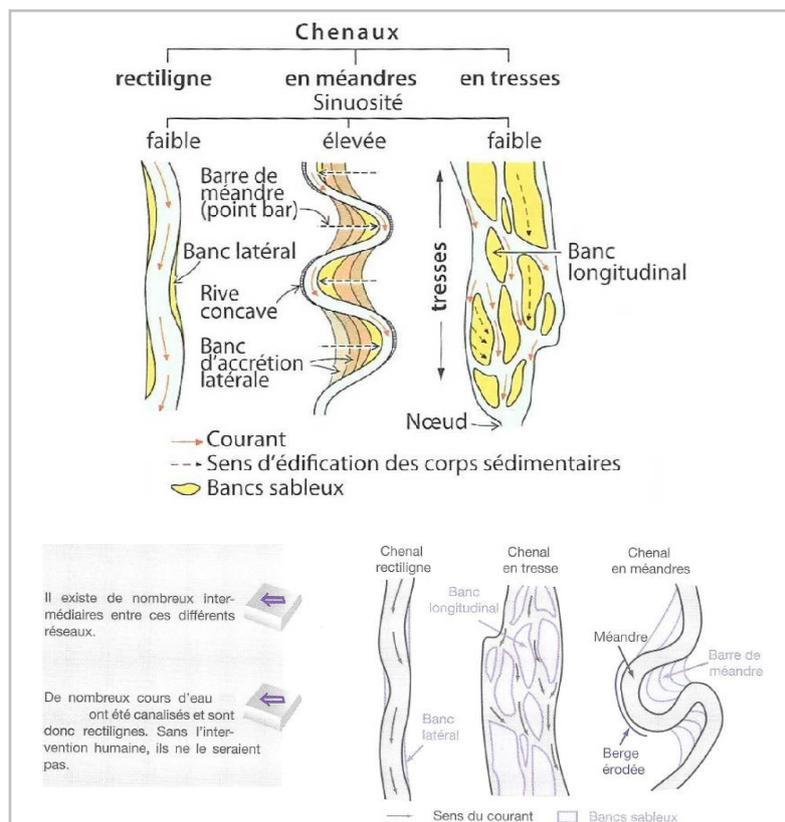
Les formes d'accumulation dépendent des caractères du réseau fluviatile qui sont l'indice de sinuosité et le nombre de chenaux.

L'indice de sinuosité est exprimé par le rapport de la distance entre deux points parcourus au fond du chenal sur celle parcourue en ligne droite. Un chenal rectiligne a un coefficient de sinuosité égal à 1. Quatre grands types de réseaux sont distingués :

	Un chenal	Plusieurs chenaux
Indice de sinuosité faible (<1,5)	DROIT	EN TRESSE
Indice de sinuosité fort (>1,5)	MEANDRIFORME	ANASTOMOSE

**Tableau.II.1:** types des réseaux fluviatiles (SEDIMENTOLOGIE/Jacques Beauchamp)

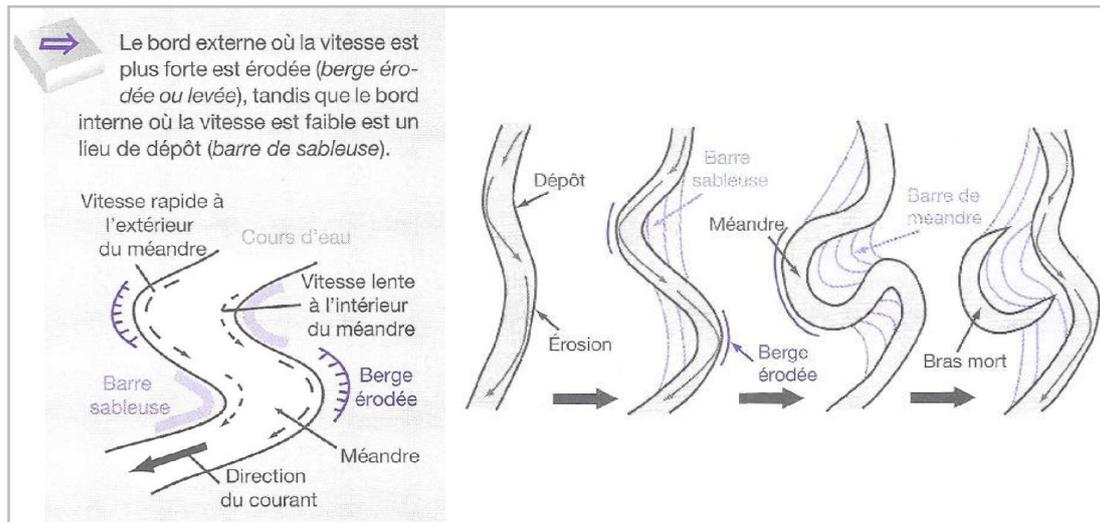
Le type de réseau dépend essentiellement de la pente, de la charge transportée, de la stabilité des rives (rôle stabilisant de la végétation). Tous les intermédiaires existent. Une même rivière change de type de sa source à son embouchure. Le réseau est généralement en tresse en amont et à méandres en aval. Les réseaux droits sont rares. Les réseaux anastomosés sont observés dans les zones subsidentes de climat humide. Les réseaux en tresse et méandriformes sont les plus fréquents.



**Fig.II.1 :** Deux représentations possibles des trois grands systèmes de chenaux. D'après RENARD et al. (2018) et DENOEUDE et al. (2013).

### 2-1-1- Sédimentation des réseaux à méandres

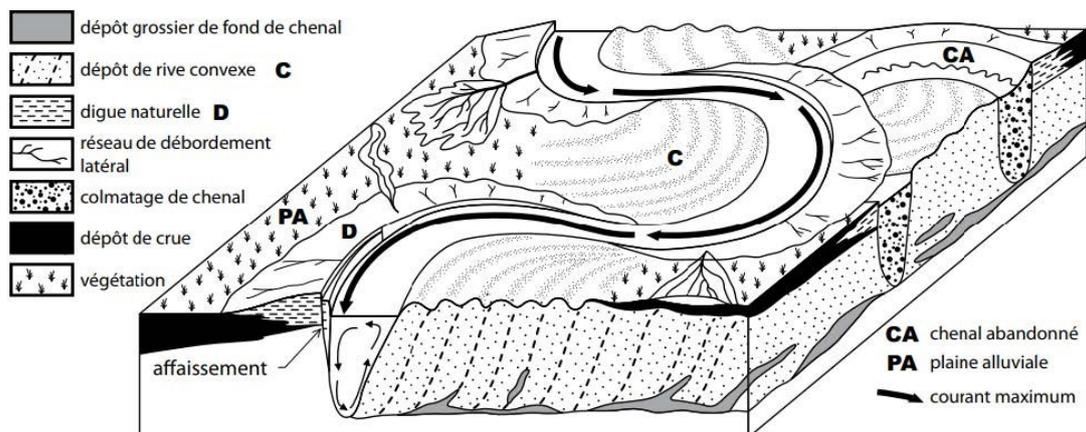
Les dépôts de crue sur les bordures des méandres divagants provoquent une élévation progressive des berges, et corrélativement, la formation d'un chenal perché au-dessus du cours majeur du fleuve. La rupture des berges à l'occasion d'une crue violente détermine le vidage du chenal, dont l'eau envahit la plaine alluviale et constitue un nouveau cours en contrebas. D'autres chenaux peuvent être abandonnés par suite de la coupure de méandres sinueux et divagants par le cours d'eau turbulent. Les chenaux abandonnés sont caractérisés par la présence de sédiments grossiers, souvent recouverts de dépôts d'inondation.



**Fig.II.2 :** Hydrodynamisme d'un méandre. D'après DENOEUDE *et al.* (2013).

**Fig.II.3 :** Déplacements de méandre et anastomose. D'après DENOEUDE *et al.* (2013).

La sédimentation se fait sur la rive convexe sous forme d'une barre de méandre. La barre s'accroît latéralement en même temps que la migration du méandre (accrétion latérale).



**Fig.II.4 :** Principaux mécanismes et dépôts sédimentaires dans une vallée fluviale à méandres. (Hervé Chamley, Jean-François deconinck)

### 2-1-2-1- Sédimentation des rivières anastomosées

Les chenaux anastomosés divaguent peu dans la plaine alluviale qui est fréquemment inondée, elle est couverte de marécage, la végétation est abondante. La vitesse de l'eau est faible, les sédiments sont fins et riches en matière organique. Les remplissages des chenaux se distinguent par des galets et des graviers formant des corps à accrétion verticale (rôle de la subsidence)

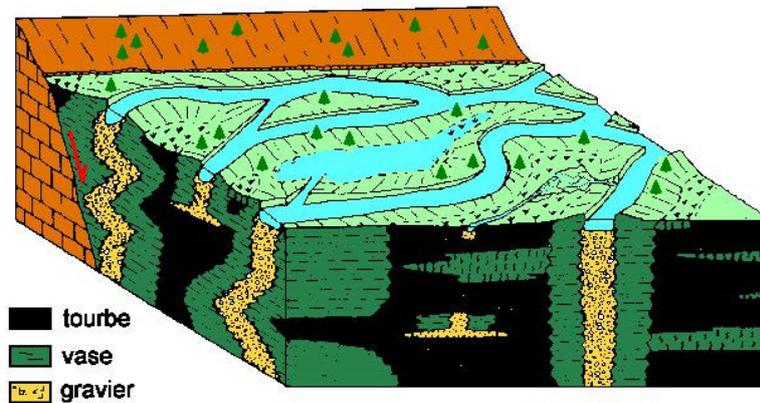


Fig.II.5 : Sédimentation d'une rivière anastomosée (Sédimentologie, Jacques Beauchamp)

### 2-1-2-2- Sédimentation des réseaux en tresse

Elle se fait sous forme de barres longitudinales qui séparent les chenaux. Ces barres deviennent obliques (transversales) dans les courbes ; elles sont mobiles et s'accroissent dans le sens de la courante "accrétion longitudinale", leur forme dépend de la charge et du débit. Elles sont constituées de galets imbriqués qui tombent en avalanche en aval, de graviers, de sable à litage entrecroisé. Elles sont souvent ravinées par le déplacement des chenaux.

Les rivières en tresse sont rapides ; on les trouve dans les régions de montagne ; leurs dépôts ressemblent beaucoup à ceux des cônes torrentiels.

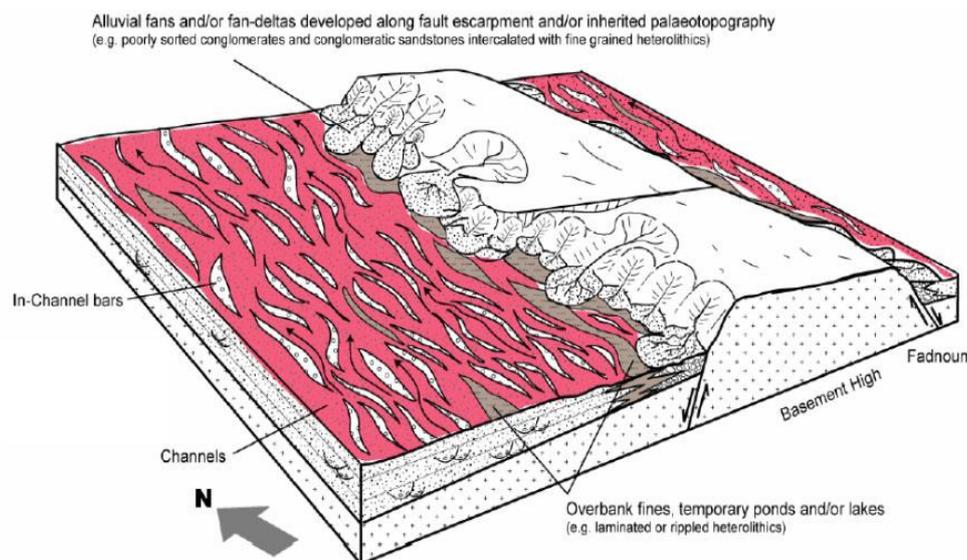
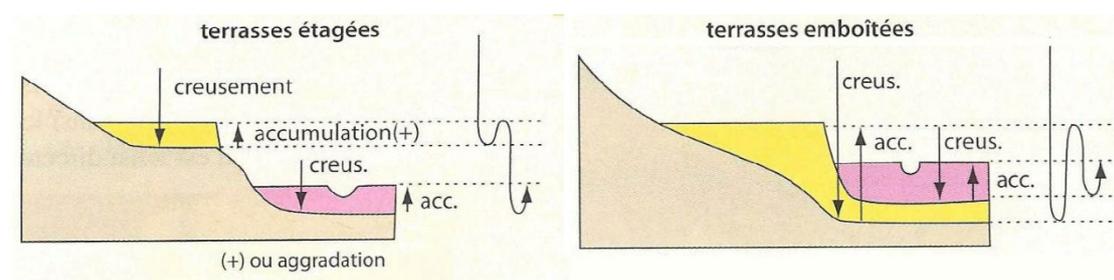


Fig.II.6 : Modèle Sédimentologique montrant les dépôts fluviaux en tresse (Beicip, 2008)

### 2-1-3- Environnements fluviaux anciens

La reconstitution des anciens milieux de sédimentation fluviale est fondée sur les données des faciès actuels de chenaux sinueux ou non, de cours anastomosés, de plaines d'inondation, de divagation et de colmatage au cours du temps. Les environnements fluviaux d'âge quaternaire sont marqués par l'alternance de périodes de bas et hauts niveaux marins liés aux cycles de glaciations et réchauffements interglaciaires, ce qui a provoqué l'incision répétée des formations alluviales (terrasses emboîtées) et parfois de leur substrat (terrasses étagées).

Le développement des terrasses alluviales, qui sont de plus en plus basses dans la topographie au fur et à mesure que les cycles d'érosion se succèdent, s'effectue lors des périodes de haut niveau marin relatif. Le grain sédimentaire tend à diminuer lorsque les vallées se comblent, car l'énergie des eaux et la puissance d'érosion décroissent lorsque le niveau de base s'élève et que la couverture glaciaire continentale disparaît. Ainsi lors du réchauffement holocène (Quaternaire le plus récent) la vallée du Mississippi montre le passage progressif, au-dessus du substrat tertiaire incisé par les torrents du Pléistocène supérieur, de dépôts grossiers mis en place par un système de chenaux anastomosés, à des dépôts fins argilo-sableux issus d'un système à méandres sinueux et bordés de marécages.

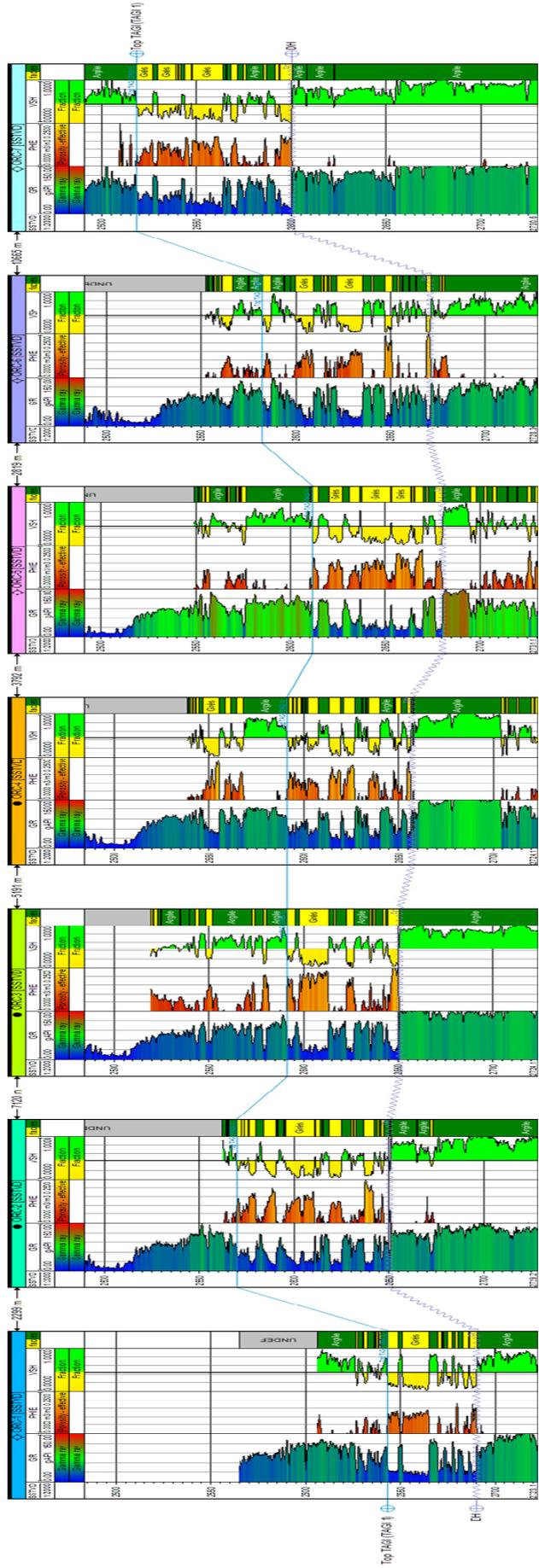


**Fig.II.7 : Terrasses étagées vs. Emboîtées.**  
D'après RENARD et al. (2018)

## 3- Corrélation Diagraphiques

La corrélation consiste à l'identification et la connexion de différentes unités et/ou des différentes électro-séquences de plusieurs logs diagraphiques dans le but d'établir des profils de corrélation qui montrent une variation d'épaisseur remarquable avec une continuité des différentes unités.

### 3-1-Corrélation diagraphique à travers les puits ORC-1, ORC-2, ORC-3, ORC-4, ORC-5, ORC-6 et ORC-7 du TAGI, Périmètre de recherche Menzel Ledjmat II



**Fig.II.8** : Corrélation diagaphique à travers les puits ORC-1, ORC-2, ORC-3, ORC-4, ORC-5, ORC-6 et ORC-7 du TAGI, Périètre de recherche Menzel Ledjimat II

L'interprétation des données diagraphiques pour l'ensemble des sondages étudiés nous ont permis de constater les points suivants :

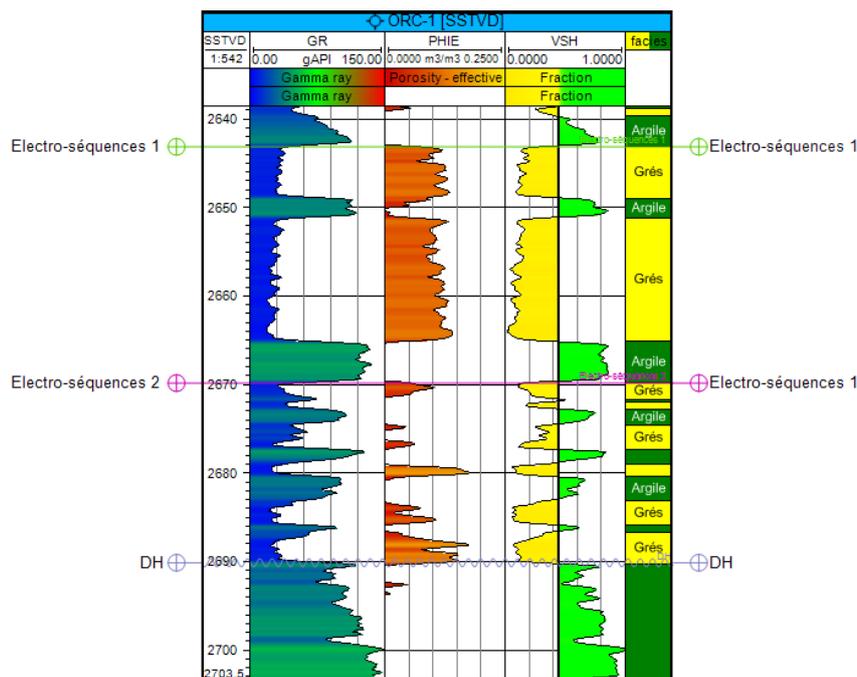
- un changement d'épaisseur plus ou moins important avec une variation entre 47 et 82m marquant sa valeur maximale au niveau du puits ORG-7 et sa valeur minimale au niveau du puits ORC-1
- les meilleures valeurs de porosité sont liées à des formations gréseuses plus propre (Vsh et Gamma ray faibles)
- La présence de deux types d'électro-séquences au sein du réservoir Trias argilo-gréseux inférieur (TAGI) :

**- électro-séquences 1**

Alternance de grès et d'argile dont les grès correspondent à un réseau fluvial en tresse

**- électro-séquences 2**

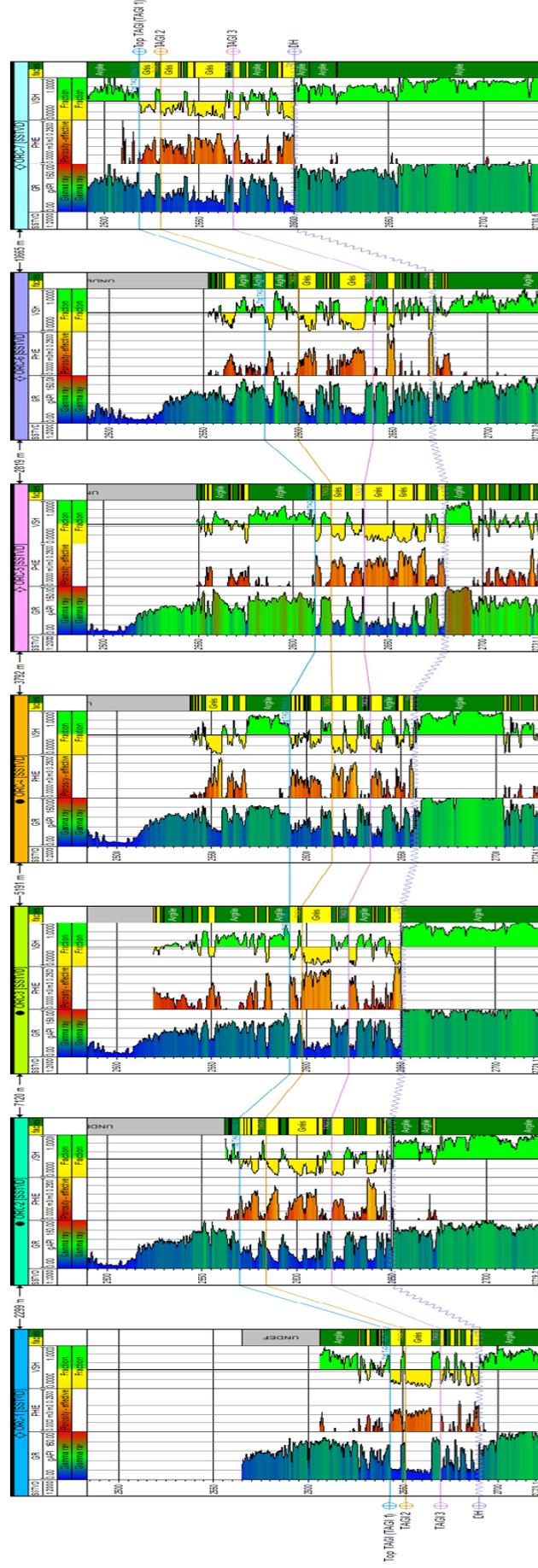
Intervalle dominé par une plaine d'inondation occupé par une alternance de grès et d'argiles



**Fig.II.9** : Log diagraphiques du puits ORC-1 : électro-séquences 1 et 2

**3-2- Découpage lithostratigraphique**

L'analyse basée sur la comparaison de la morphologie des logs diagraphiques du réservoir et l'observation des différentes discontinuités sédimentaires va nous servir à réaliser un découpage en trois unités (**TAGI 1**, **TAGI 2** et **TAGI 3**) pour surmonter les difficultés posées par l'absence de discontinuités d'ordre régional et pour mieux caractériser les faciès et détailler l'architecture du réservoir du TAGI.



**Fig.II.10** : Découpage lithostratigraphique à travers les puits ORC-1, ORC-2, ORC-3, ORC-4, ORC-5, ORC-6 et ORC-7 du TAGI, Périmètre de recherche Menzel Ledjimat II

## 4- Interprétation des cartes en isopaques du TAGI

### 4-1- Interprétation de la carte en isopaques du TAGI 1

L'épaisseur d'après la carte en isopaques du TAGI 1 change dans un intervalle de 8,2 à 23,5m

Une valeur maximale est enregistrée autour du puits ORC-4 avec une épaisseur de 23,5m qui se diminue dans les deux directions NE et SO marquant une épaisseur entre 11 et 17m autour des puits ORC-6, ORC-7 et ORC-2 et d'autres valeurs minimales à savoir 8,2 et 8,7 localisés autour des puits ORC-5 et ORC-1

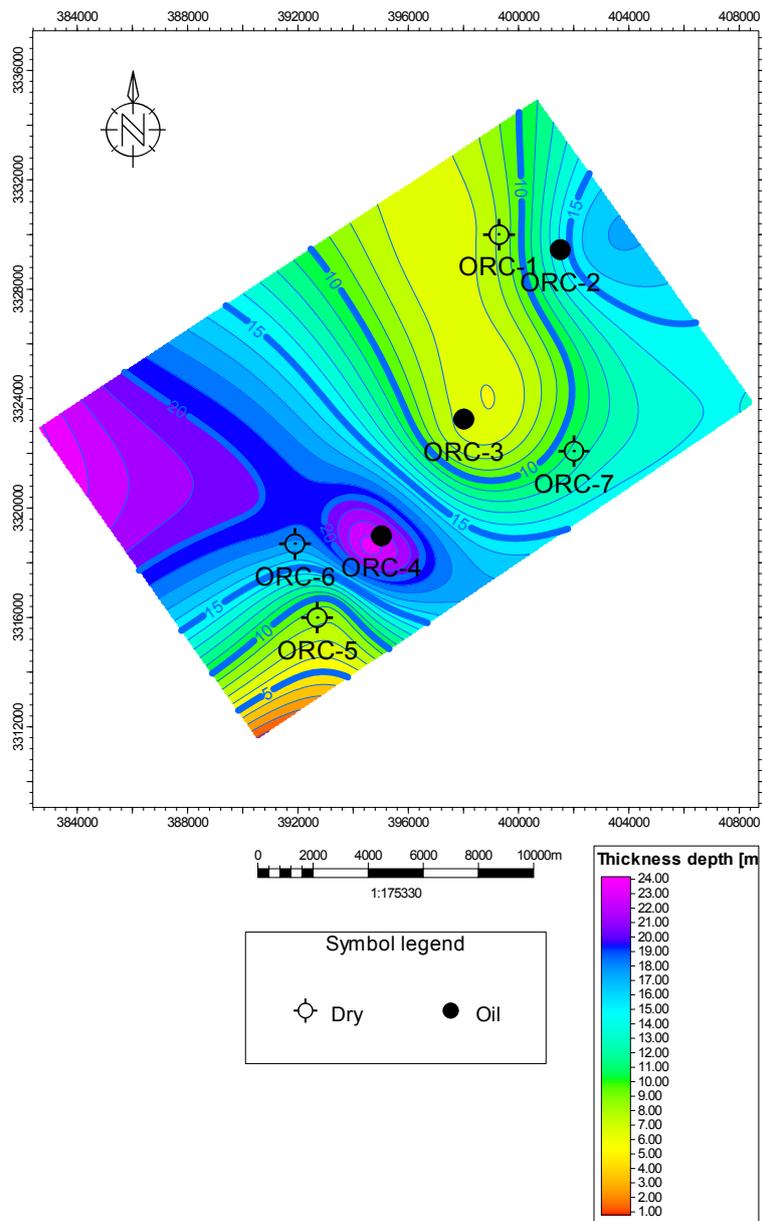


Fig.II.11 : Carte en isopaques du TAGI 1

#### 4-2- Interprétation de la carte en isopaques du TAGI 2

La carte en isopaques du TAGI 2 montre la plus grande variation des valeurs, avec des épaisseurs variant entre 7,3 et 52,5m ou deux tendance ont été constatées, une caractérisé par un pic d'épaisseur au niveau du puits ORC-3 de 24,5m qui diminue vers la valeur minimale de 7,3m autour du puits ORC-5 au Sud et 18,7m autour du puits ORC-1 au Nord.

L'autre, caractérisé par une augmentation d'épaisseur du puits ORC-3 vers les puits ORC-2 et ORC-7 a l'Est et ORC-6 a l'Ouest ou la valeur la plus importante d'épaisseur a été enregistrées (39m d'épaisseur)

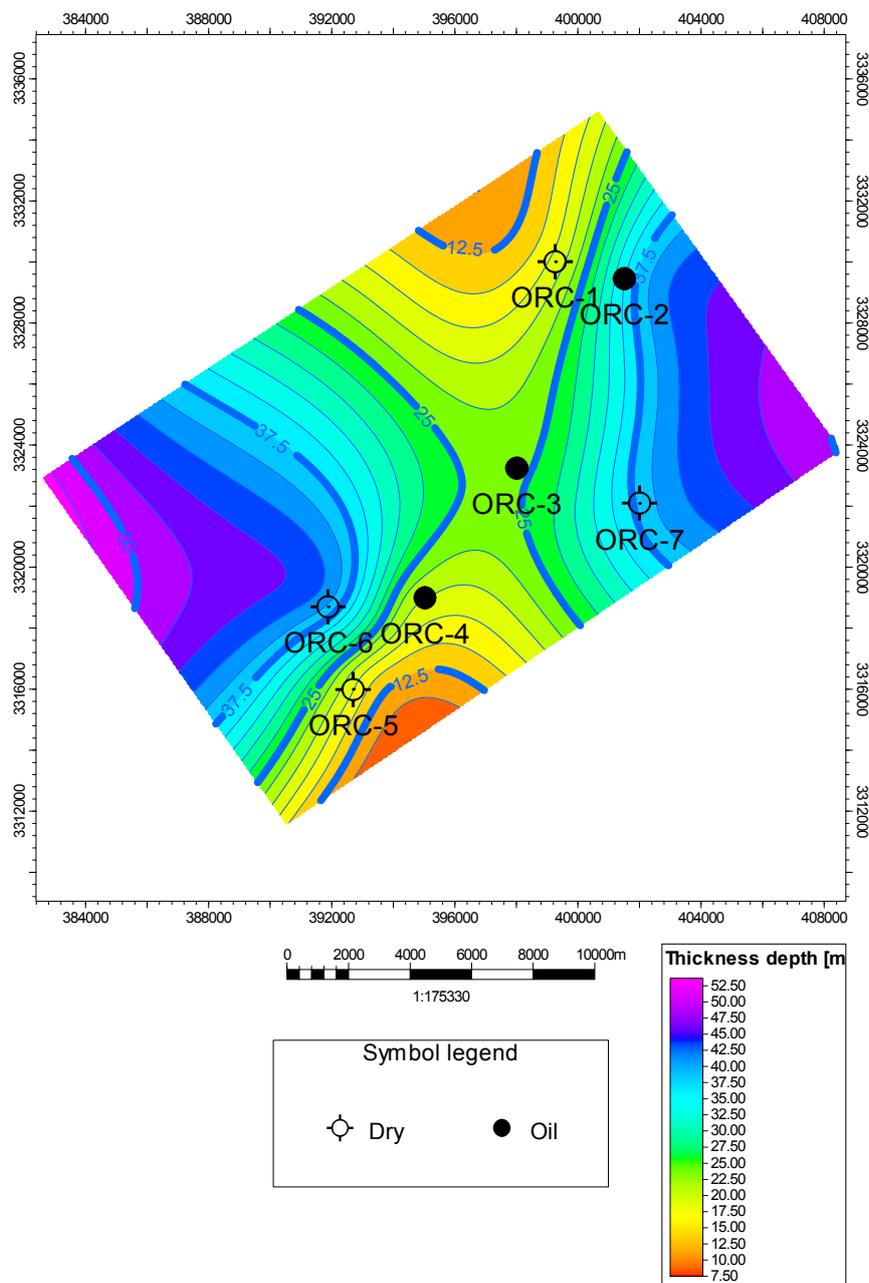


Fig.II.12 : Carte en isopaques du TAGI 2

### 4-3- Interprétation de la carte en isopaques du TAGI 3

La carte en isopaques du TAGI 3 montre de grandes valeurs d'épaisseur au niveau des extrémités so et ne marquent une valeur max de 43m autour du puits ORC-5 et 32m autour du puits ORC-2. L'épaisseur de cette unité diminue au direction des puits ORC-4 et ORC-3 pour atteindre des valeurs minimales autour du puits ORC-1 avec une épaisseur de 20m.

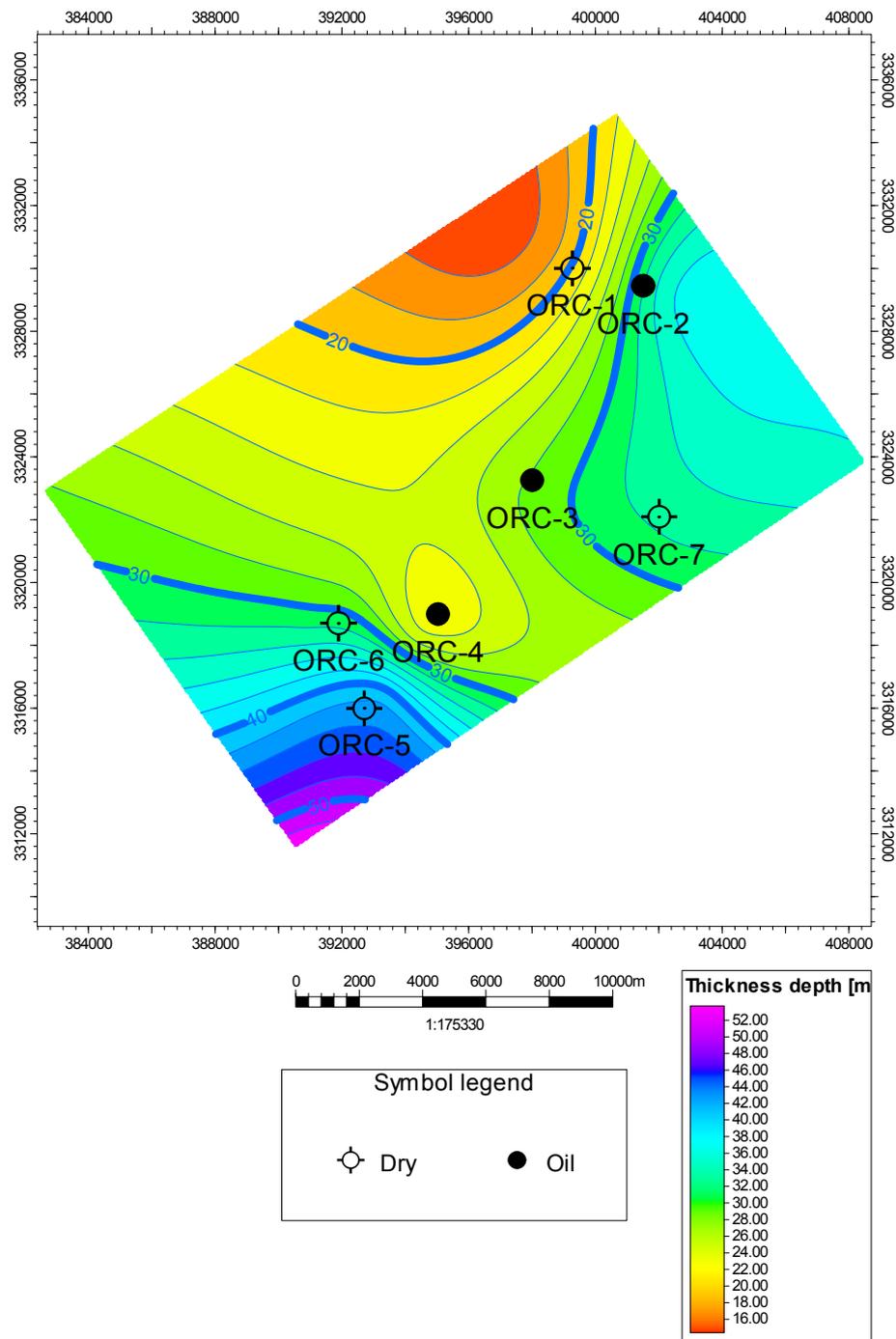


Fig.II.13 : Carte en isopaques du TAGI 3

## 5- Interprétation de la carte en isobathe au Toit du TAGI

C'est une carte qui montre la structure de subsurface à l'aide des méthodes géophysiques.

On constate une structure positive composée de plusieurs compartiments, le plus important est celui qui contient les puits ORC-4, ORC-3 et ORC-2 les seuls avec un intérêt pétrolier, les autres sont sec à cause de leur position structurale qui se trouve au-dessous du contact eau/huile, à une profondeur de moins de 2601m

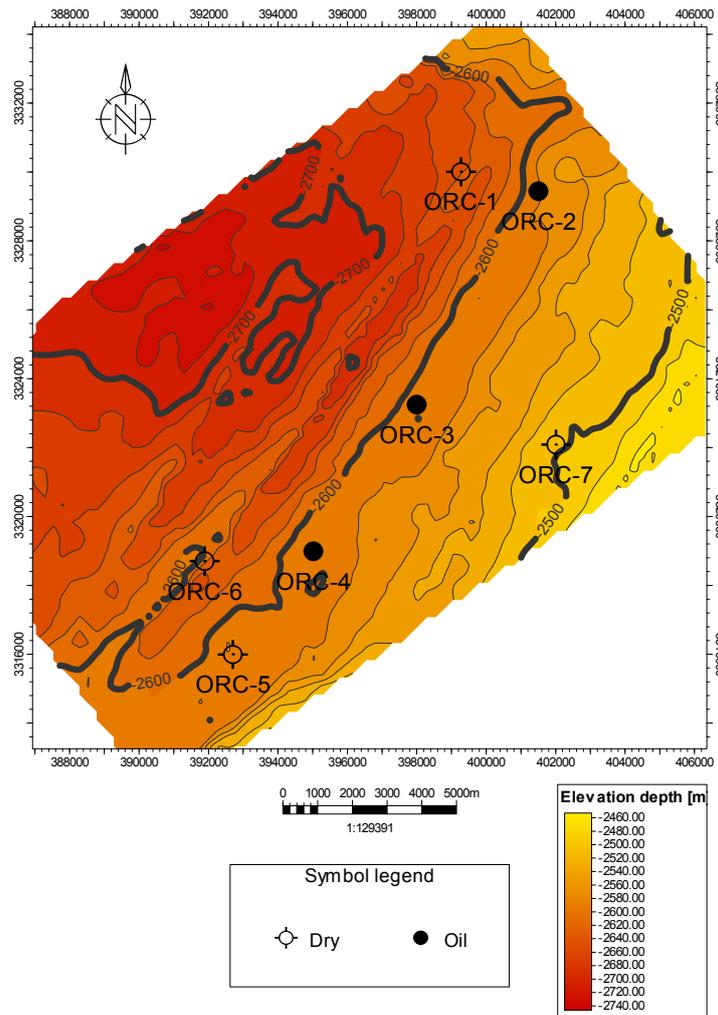


Fig.II.14 : Carte en isobathe au Toit du TAGI

## 6- Conclusion

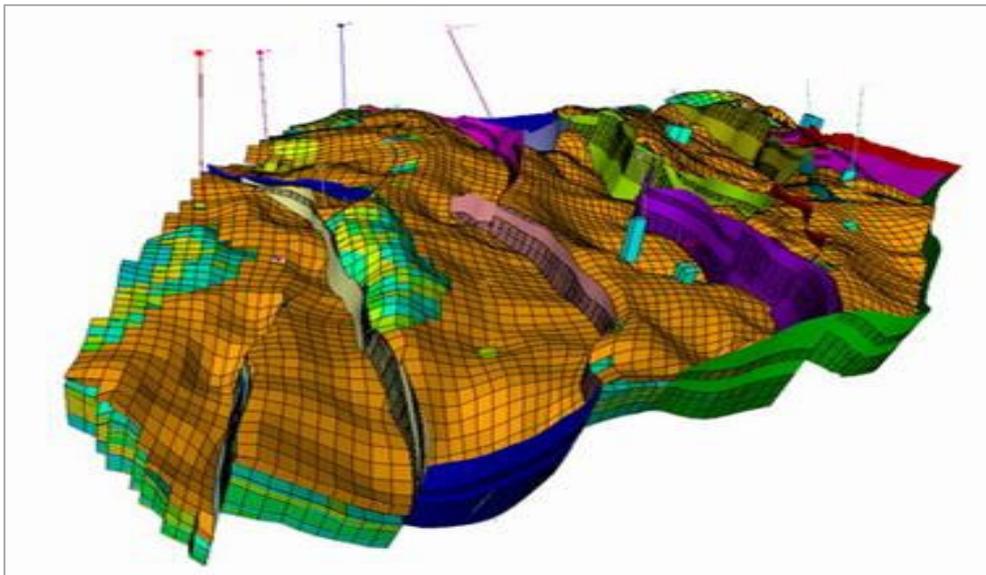
En étudiant les données des sept puits du réservoir TAGI, périmètre de recherche Menzel Ledjmat II du bassin de Berkine, nous avons pu localiser une zone productrice située autour des puits ORC-2, ORC-3 et ORC-4. Les résultats d'interprétation des cartes en isopaques et en isobathes confirment la localisation de la zone productrice, correspondant un anticlinale dans une position favorable pour piéger les hydrocarbures

# Chapitre III

## Modélisation

## 1- Introduction

Le but de la modélisation de réservoir est de fournir une représentation numérique du réservoir, la plus exacte/représentative possible d'un point de vue géologique. On cherche à connaître la distribution des paramètres caractérisant le réservoir à savoir, la saturation en hydrocarbures (la fraction du vide occupée par le pétrole), la porosité (l'espace libre occupé par un fluide dans une roche), la perméabilité (la capacité d'une roche à laisser s'écouler un fluide), le volume d'argile, ... Ces propriétés vont servir à estimer le volume d'hydrocarbures disponible et récupérable. Le réservoir est donc découpé en mailles (cube, tétraèdre, ...), et dans chaque maille on veut connaître la valeur de ces propriétés pétrophysiques.



**Fig.III.1** : Exemple de modèle de réservoir

## 2- Etapes de modélisation

L'enchaînement des différentes étapes développées pour la construction d'un modèle 3D du réservoir pétrolier TAGI du périmètre de recherche Menzel Ledjmat II, sont réalisées par le logiciel Petrel. C'est un logiciel de géo-modélisation 3D développé par la société SCHLUMBERGER pour caractériser des réservoirs d'hydrocarbures.

### 2-1- Importation des données (Data Import)

Il nous semble obligatoire avant toute modélisation de préparer les données nécessaires de la zone d'étude. Ces dernières sont collectées à partir des études faites sur le réservoir de type sédimentologiques et surtout géophysiques.

#### 2-1-1- Types des données (Data Types)

L'ensemble des données qui seront utilisées dans cette modélisation du réservoir TAGI sont résumées dans le tableau ci-dessous.

Data	Format	Type
1- Well Data		
a- Well Logs	Well logs (LAS) (*.las)	Well
2- Isocore Data		
a- Isobath Map	Zmap + grid (ASCII) (*.*)	Surface
3- Fault Data		
a- Fault Polygones	Zmap + lines (ASCII) (*.*)	Lines

**Tableau.III.1:** Données Petrel avec leurs différents formats et types

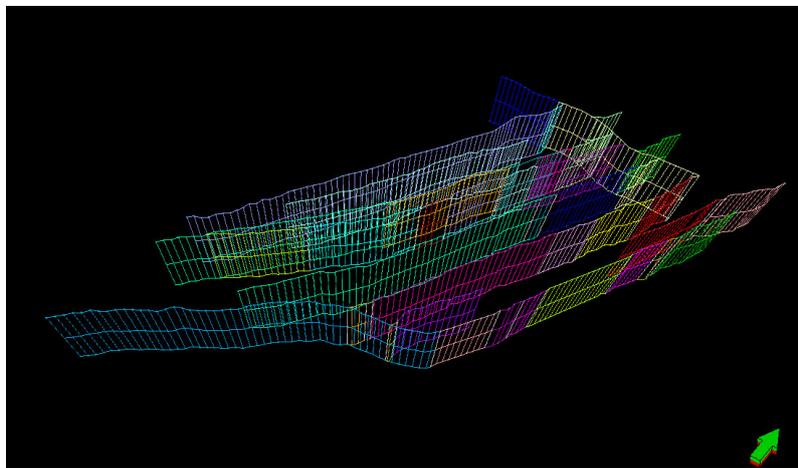
Sur Petrel, les données sont organisées automatiquement suivants des fichiers et sous fichiers : données de puits (well data), données de failles (fault data), etc.

### 2-2 Corrélation des puits (Well correlation)

Elle repose sur la détermination de la continuité des unités géologiques (zone, sous zones, ou encore niveau) à travers toute la zone d'étude afin de monter leur évolution latérale.

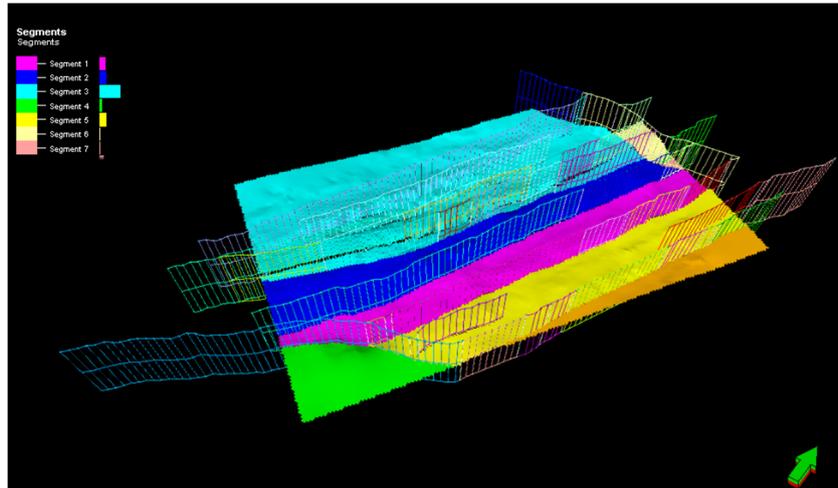
### 2-3- Modélisation des failles (Fault modeling)

La modélisation des failles est la première étape dans la construction de la charpente structurale du modèle 3D. Les failles affectant la structure globale de la zone d'étude sont sélectionnées afin de les édifier et les connecter entre eux par des plans horizontaux appelés : les piliers clefs (Key pillars).



**Fig.III.2 :** Modélisation des failles dans la zone d'étude

Au cours de cette étape, plusieurs segments ont été déterminés en fonction des failles identifiées dans le périmètre de recherche Menzel Ledjmat II comme le montre la figure.

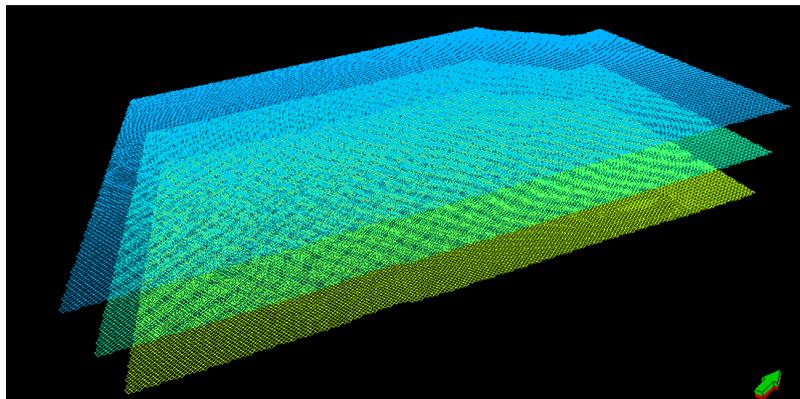


**Fig.III.2** : Découpage en segments de la zone d'étude

#### 2-4- Maillage des piliers (Pillar gridding)

Ce processus consiste à créer des surfaces maillées composé d'un « Top, Middle et Bottom » en respectant un pas de maillage, afin de déterminer la géométrie de la cellule suivant les coordonnées x, y et z. Il faut que la géométrie de la cellule soit orthogonale (tendance à être perpendiculaires) pour faciliter le calcul des réserves.

Le pas de maillage est de 100 m x 100 m



**Fig.III.3** : Surfaces maillées composé d'un « Top, Middle et Bottom »

#### 2-5- Subdivision stratigraphique (Make horizons)

Cette subdivision se base sur l'insertion des horizons sismiques dans le maillage 3D, tout en respectant le pas de maillage et les failles définies lors des étapes précédentes. Pour la zone d'étude, la subdivision stratigraphique du TAGI réservoir est bien visible

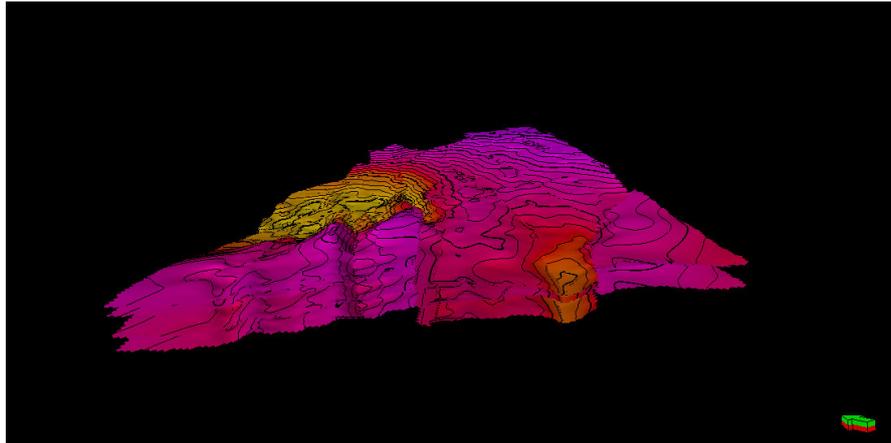


Fig.III.4 : Subdivision stratigraphique de la zone d'étude

## 2-6- Insertion des zones (Make zones) et insertion des sous-zones (Make layering)

### 2-6-1- Insertion des zones (Make zones)

Ce processus repose sur l'insertion des zones géologiques (en respectant leurs intervalles stratigraphiques) entre les horizons provenant de « Make horizons » de Petrel (SCHLUMBERGER, 2004). Concernant la zone d'étude, elle est subdivisée en 5 zones lithostratigraphiques : Argile 1, TAGI 2, Argile 2, TAGI 3 et DH (TAGI 1-DH)

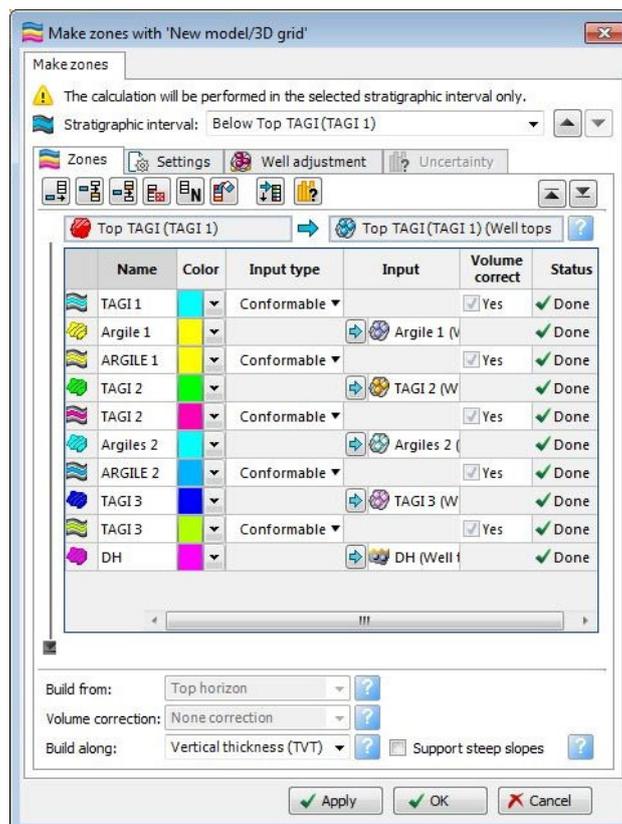


Fig.III.5 : Insertion des zones (Make zones)

## 2-6-2- Insertion des sous-zones (Make layering)

Ce processus consiste à réaliser un découpage stratigraphique raffiné de la zone d'étude, en intégrant les sous-zones

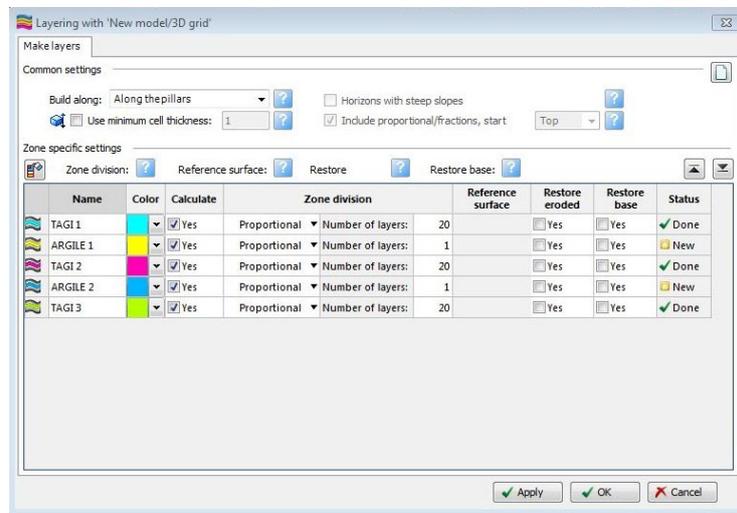


Fig.III.6 : Insertion des sous-zones (Make layering)

## 2-7- Représentation des valeurs de logs diagraphiques dans les cellules 3D (Scale up well logs)

Ce processus a pour but d'attribuer des valeurs moyennes aux cellules de la grille 3D qui sont traversées par des diagraphies de puits (points de contrôle). Comme chaque cellule ne peut contenir qu'une valeur, les diagraphies de puits doivent être extrapolées.

## 2-8 Modélisation des faciès (Facies modeling)

Il s'agit de la répartition 3D des faciès des puits à travers toute la zone d'étude, en utilisant la méthode de la géostatistique (Sequential Indicator Simulation SIS) et l'analyse des variogrammes pour chaque faciès. Cette méthode est déterministe. Leur géométrie (largeur, longueur et épaisseur) est contrôlée par l'utilisateur (SCHLUMBERGER, 2004).

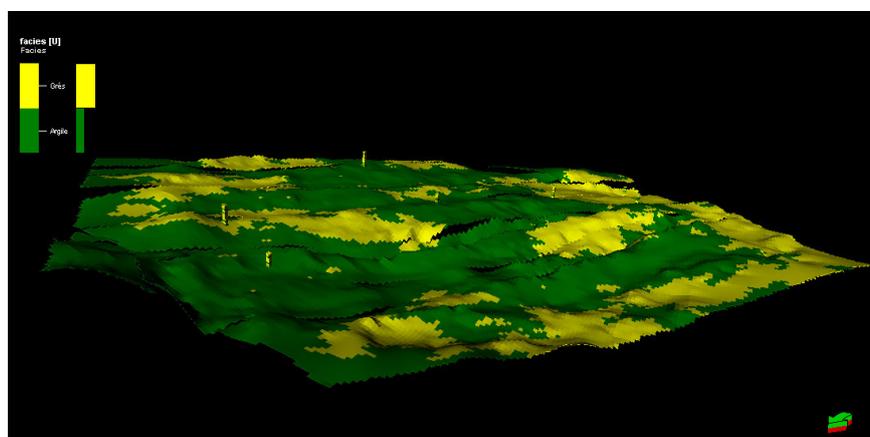
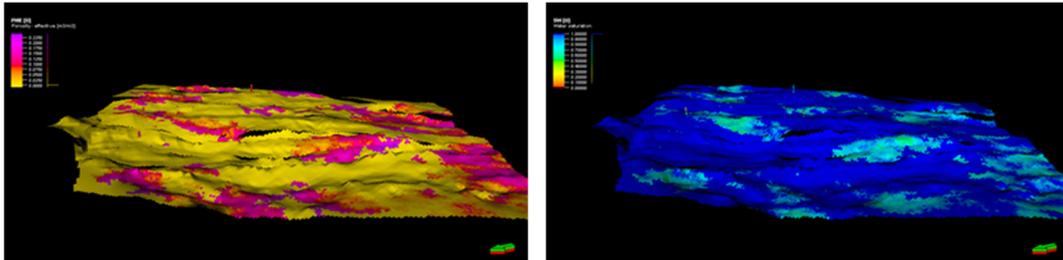


Fig.III.7 : Modélisation de faciès dans la zone d'étude

## 2-9- Modélisation pétrophysique (Petrophysical modeling)

Le résultat de la représentation des logs diagraphiques dans les cellules 3D (Scale up well logs) s'appuie sur l'extrapolation de la valeur de la porosité et de volume d'argiles des puits à travers toute la zone, en utilisant la méthode de la géostatistique (Sequential Gaussian Simulation SGS) et l'analyse des variogrammes pour chaque propriété. Cette méthode est aléatoire.

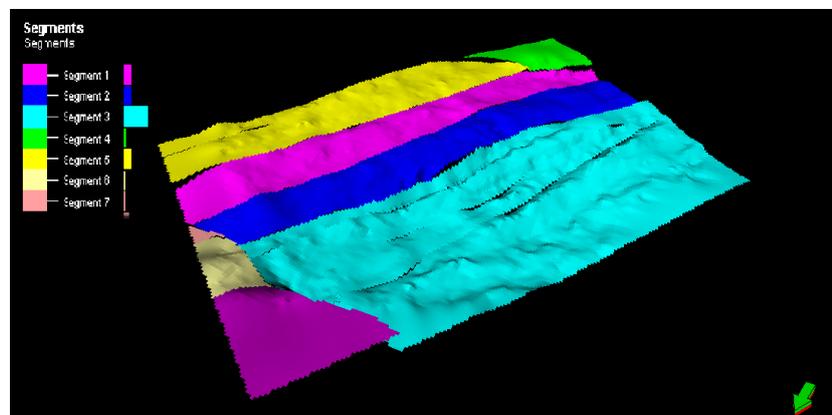


**Fig.III.7 :** Modélisation pétrophysique de la zone d'étude : (A) : modélisation de la porosité effective, (B) : modélisation de la saturation en eau.

## 2-10- Définir les contacts (huile/eau) (Make Contacts)

Après avoir construit la grille 3D du modèle statistique et avant l'exécution du calcul de volume, les contacts huile/eau (Oil Water Contact) doivent être déterminés. Dans notre cas, un seul contact a été identifiés : -2601 m

À travers le deuxième compartiment (segment 2) de la zone d'étude.



**Fig.III.8 :** Les sept compartiments identifiés dans la zone d'étude

## 2-11- Calcul de volume (Volume calculation)

A partir de la porosité et du volume d'argiles, on peut déduire le Net (pourcentage de grès dans le total de la roche), perméabilité et saturation en eau. Donc, il s'agit d'un calcul par Petrel du volume pour un endroit donné suivant la formule suivante :

$$\text{STOIPP} = \text{Bulk volume} \cdot \text{Phi} \cdot \text{Net} \cdot (1 - \text{Sw}) \cdot \text{Bo}$$

A noter :

- **STOIP** : volume d'huile en place
- Bulk volume :  $A.H$
- $A$  : surface
- $H$  : hauteur au-dessus de contact
- $Net$ : pourcentage des grès dans le total de la roche
- $\Phi$  : porosité
- $Sw$  : saturation en eau
- $Bo$  : fraction d'huile dans le réservoir, à des conditions standards.

### **3- Conclusion**

Le modèle géologique statique est une formalisation et une numérisation des connaissances sur un certain champ pétrolier ou gazier.

De nos jours, le modèle géologique statique est un outil important entre les mains des géophysiciens, des géologues et des ingénieurs pétroliers.

À l'aide du modèle géologique, les spécialistes peuvent facilement résoudre de nombreux problèmes, tels que le calcul des réserves, la planification et l'implantation des puits, la préparation de la simulation du réservoir et bien d'autres encore.

La construction d'un modèle géologique statique est une tâche complexe. Le spécialiste en modélisation doit être capable d'intégrer différents types de données :

- Données géologiques
- Données de diagraphie des puits
- Données sismiques

Il est important de contrôler les résultats, calculés par les logiciels. Aucun programme informatique ne peut comprendre la géologie. Le spécialiste de la modélisation doit toujours se rappeler qu'il est responsable des résultats obtenus.

# Chapitre IV

## Calcul des réserves

## **1- Evaluation des volumes en place :**

### **1-1- Introduction :**

Les résultats de la modélisation sont utilisés pour estimer les accumulations de roches réservoirs de la série TAGI. Ils serviront de base à la simulation numérique des écoulements en milieu poreux par la méthode de Monte Carlo.

### **1-2- Classification des volumes d'hydrocarbures :**

Les classifications les plus utilisées, sont celle de l'USGS (United States Geological Survey), de la société des ingénieurs du pétrole (SPE) et du congrès mondial du pétrole (WPC). Elles sont établies selon les principes du degré de connaissance géologique d'une région et des critères techniques et économiques de l'exploitation.

Les volumes ou ressources d'hydrocarbures sont définies comme suit :

#### **1-2-1- Classification des volumes d'hydrocarbures selon l'USGS :**

##### **A -Volumes prouvées :**

Ce sont celles dont les données géologiques et techniques permettent de les estimer, avec un bon degré de certitude, au moyen de forages productifs dans les conditions économiques du moment. En fonction des critères techniques et économiques ces réserves sont subdivisées en :

- **Volumes prouvées en place** : ainsi appelées accumulations avant le début de l'exploitation ; elles représentent le volume total des hydrocarbures existant dans le sous-sol ; elles sont susceptibles d'être au moins partiellement exploitées. Elles correspondent au volume total utile des pores imprégnés (porosité utile), dont la présence est prouvée par le forage.

- **Les volumes prouvées récupérables** : elles représentent les quantités réellement susceptibles d'être exploitées au cours d'une période donnée. Elles représentent le volume de brut confirmé par l'information géologique comme récupérable à l'avenir aux conditions économiques et techniques existantes.

##### **B- Volumes probables :**

Ce sont les volumes qu'on peut raisonnablement espérer découvrir d'après les données géologiques et géophysiques favorables. Ces volumes incluent :

1- Celles qui correspondent à une évaluation provisoire des gisements en cours de délimitation et d'estimation.

2 - Celles qui correspondent à des réestimations futures de gisements découverts.

##### **C -Volumes possibles :**

Ce Sont les volumes où les zones de prospection susceptibles de contenir des hydrocarbures.

Les extrapolations des volumes probables sur la base de données structurales ou géophysiques, permettent d'estimer avec une certitude faible à moyenne en supposant des conditions techniques et économiques futures différentes de celles prévalant au moment de l'estimation.

Le degré de probabilité de leurs découvertes varie de 40 à 10 % parfois 5%.

### **1-2-2- Classification des volumes d'hydrocarbures selon SPE et WPC :**

Les définitions proposées en 1996 par ces deux organisations réunies ne révèlent pas de différences majeures par rapport aux définitions courantes, considérées comme les standards les plus recommandés dans l'industrie pétrolière.

#### **A- Volumes prouvées :**

Ces volumes incluent :

- 1- Celles contenues dans le périmètre des puits forés et définies par le contact des fluides.
- 2- Celles contenues dans les zones non encore forées et jugées comme raisonnablement existantes. Elles peuvent être subdivisées en :

#### **A-1- Volumes prouvées développées :**

Volumes susceptibles d'être récupérées à partir des forages existants, y compris, celles situées derrière le cuvelage.

Elles sont considérées comme développées seulement après installation des équipements nécessaires ou à condition que les coûts d'installation soient relativement réduits.

#### **A-2- Volumes prouvées développées en production :**

Volumes pouvant être récupérées à partir des intervalles complétés ouverts et en production au moment de l'estimation.

#### **A-3- Volumes prouvées développées, non en production :**

Ce sont les volumes susceptibles d'être produites par les formations situées en dessous du fond de certains puits ou derrière le cuvelage, après modification de la complétion de certains puits.

#### **A-4- Volumes prouvés non développés :**

Ce sont les volumes susceptibles d'être récupérées ou produites dans les zones non encore forées, par approfondissement des forages existants.

Des dépenses relativement importantes sont nécessaires pour compléter un puits existant ou installer des équipements de production et de transport.

### **B -Volumes non prouvées :**

Elles sont décelées au moyen des données géologiques et techniques favorables dans des conditions économiques différentes de celles prévalant au moment de l'estimation. Elles se subdivisent en deux catégories : **probables** et **possibles**.

### **B1 -Volumes probables :**

Elles sont estimées avec une probabilité moyenne à bonne, donc, avec une certitude moindre que les volumes prouvées sur la base des résultats d'analyses géologiques et techniques.

### **B2 -Volumes possibles :**

Elles sont estimées avec une certitude moindre que les volumes probables, sur la base d'analyses des données géologiques et techniques.

## **2- Définition de la méthode volumétrique :**

Il s'agit de la principale méthode utilisée pour calculer les volumes de pétrole et de gaz de champs suffisamment prospectés et étudiés, quel que soit le régime de production. Cette

Méthode de calcul est exprimée pour les champs nouvellement découverts par la formule suivante :

$$Q = V_R \times (H_u/H_t) \times \Phi \times (1-S_w) \times 1/B_o$$

Tel que :

**Q** : volumes d'huile en place en tonnes.

**V<sub>R</sub>** : volume de la roche en m<sup>3</sup>.

**H<sub>u</sub>/H<sub>t</sub>** : rapport de l'épaisseur utile par l'épaisseur totale.

**Φ** : la porosité en fraction d'unité.

**S<sub>w</sub>** : saturation en eau en fraction d'unité.

**B<sub>o</sub>** : fraction d'huile dans le réservoir, à des conditions standards.

La formule volumétrique a été utilisée pour calculer les volumes d'hydrocarbures en place avec le logiciel utilisé dans cette étude de caractérisation et de modélisation (Petrel).

Pour calculer le volume de pétrole en place, Petrel suit les étapes suivantes :

- Calculer le volume total de roche (Bulk volume)
- Calculer le volume net de la roche = volume total de la roche  $\times$  Hu/Ht (Net volume = Bulk volume  $\times$  Net/Gross)
- Calculer le volume des vides = le volume net de la roche  $\times$  porosité (Pore volume = Net volume  $\times$  porosity)
- Le volume d'huile = le volume des pores  $\times$  la saturation en huile  
(HCPV oil = Pore volume  $\times$  So)
- Le volume d'huile en place = le volume d'huile/Bo (1/Bo: le facteur volumétrique)  
(STOIP = HCPV Oil /Bo)

Le contact huile/eau pour le deuxième compartiment de la zone d'étude est de (-2601m)

### 3-Résultats du calcul des volumes en place :

Le résultat du calcul est représenté par le tableau suivant :

Réservoir	Volume total	Volume des pores	Réserves en place
	Bulk volume [ $\times 10^6$ m <sup>3</sup> ]	Pore volume [ $\times 10^6$ m <sup>3</sup> ]	STOIP [ $\times 10^6$ m <sup>3</sup> ]
TAGI	350	26	3,72

**Tableau.IV.1:** Résultats du calcul des volumes en place

- Donc les volumes d'huile en place du réservoir TAGI dans le deuxième segment :
  - Bulk volume : 350 millions m<sup>3</sup>
  - Net volume : 190 millions m<sup>3</sup>
  - Pore volume : 26 millions m<sup>3</sup>
  - Hydrocarbons pore volume : 7.44 millions m<sup>3</sup>
  - STOIP : 3.72 millions m<sup>3</sup>

D'après les résultats du calcul des volumes en place du réservoir TAGI supérieur de la région Menzel Ledjmat II, seul le segment 2 présente une puissance d'huile en place.

- Ces résultats montrent que les puits saturés en huile sont : **ORC-2, ORC-3 et ORC-4**
- Alors que les puits : **ORC-1, ORC-5 et ORC-6, ORC-7** sont noyés dans l'eau.

#### **4- Conclusion**

Le calcul de tous les paramètres nous a permis d'estimer les réserves de pétrole en place du réservoir TAGI dans les sept puits étudiés. Dans des conditions standard, les réserves estimées à proximité de notre réservoir sont de 3,72 millions de m<sup>3</sup> de pétrole, Ces résultats peuvent nous donner une idée des réserves disponibles. Ils peuvent également être mis à jour au fur et à mesure que de nouvelles informations sont disponibles (forage d'autres puits, autres diagraphies, autres tests...).

L'intérêt pétrolier du domaine de recherche est présenté sur la base de la continuité des corps gréseux

# Conclusion Générale et Recommandation

## Conclusion Générale

La modélisation du réservoir TAGI dans la zone de Menzel Ledjmet II nous a permis de tirer les conclusions suivantes :

- Le milieu de dépôt du Trias Argileux Gréseux Inférieur est un milieu fluvial.
- Du point de vue de la séquence stratigraphique, Le réservoir supérieur de TAGI est constitué de deux cycles sédimentaires, dont la section inférieure de chacun est caractérisée par une énorme masse de grès latéralement continue. On pense qu'il s'agit du produit d'un dépôt fluvial tressé avec des canaux distincts ou amalgamés, avec des bancs de grès fluviaux peu épais dans la partie supérieure, emballé dans une masse argileuse, avec des grès grossiers.
- La corrélation réalisée montre la continuité du réservoir TAGI, ainsi que la répartition des éléments dans l'espace du gisement.
- L'analyse sédimentologique a permis de définir deux associations de faciès à partir du volume d'argile (Vsh) et de Porosité qui sont :

Faciès I : gréseux, il correspond à un dépôt de chenal fluvial.

Faciès II : une alternance de grès et d'argiles, qui correspond à un dépôt de plaine d'inondation.

- Et aussi grâce à la modélisation du réservoir TAGI supérieur nous avons pu créer les modèles suivants :

- Un modèle de failles.
- Un modèle de faciès qui montre l'association des faciès à travers le réservoir.
- Un modèle pétrophysique qui permet de suivre la distribution de la porosité dans le réservoir étudié et également d'étudier le volume présent d'argile, a fin de constater la pureté du réservoir.

•Enfin, L'évaluation quantitative des réservoirs peut être utilisée pour sélectionner les meilleurs drains contenant des hydrocarbures pour les nouveaux puits dirigés et horizontaux.

Les volumes en place du réservoir TAGI sont estimés à :

$$V = 3,72 \times 10^6 \text{ m}^3$$

## **Recommandations**

- Pour mieux caractériser les réservoirs de la région d'étude y compris le TAGI, une recherche pétrographique détaillée doit être menée.
- Une modélisation dynamique est essentielle, afin de caractériser les flux de fluides à travers le réservoir et d'assurer un développement durable,
- Une implantation d'un puits de développement au voisinage des puits ORC-2, ORC-3 et ORC-4 est indispensable afin que nous puissions extraire les réserves en place et ceux récupérable de manière optimale.

# Bibliographie

- A, BOUDJEMAA, (1987) - Evolution structurale du bassin pétrolier triasique du Sahara Nord Oriental (Algérie).
- ASSAMI, (sept2014) - Généralités sur le bassin de Berkine, géod. z .
- BHP, (2005) - Le modèle de dépôts dans le cadre régional du bassin de Berkine.
- ISABELLE COJAN – MAURICE RENARD, (2000) - Sédimentologie.
- JACQUES BEAUCHAMP, (2005) - Sédimentologie.
- M. BESSAI, (1993) - Etude Géologique du Siégaient de la Région du Bassin de Berkine Mémoire de fin d'étude : Géologie Pétrolière. IAP/Boumerdes.
- SCHLUMBERGER INFORMATION SOLUTIONS, (2005) - Petrel (TM) Workflow Tools: Introduction course v.2004 (course ed.2).
- SERRA O, (1985) - Diagraphies différées (bases de l'interprétation), Tome 2- Interprétation des données diagraphiques, Bull. Cent. Rech. Explor. Prod. Elf Aquitaine. 625 p.
- SONATRACH et SCHLUMBERGER.Algerie (2007), Well Evaluation Conference (WEC).
- SONATRACH, (19-22avril 1998) - rapport du 3èmes journées scientifiques et techniques, Alger.
- SONATRACH, Lemouari A, (2003) - Ecorche Géologique à la discordance hercynienne, (division exploration, direction Est, Département de Berkine).
- SCHLUMBERGER, (1993) - Séminaires d'interprétation des diagraphies, Hassi Messaoud. 141p.
- YAHI N., SCHAEFER R.G. & LITCKE R, (2001)- Petroleum Generation and Accumulation in the Berkine Basin, Eastern Algeria, American Association of Petroleum Geologists Bull. v. 85, pp. 1439-1467.