

N° Ordre ...../FHC/UMBB/2020.

**REPUBLIQUE ALGERIENNE DEMOCRATIQUE ET POPULAIRE**  
**MINISTRE DE L'ENSEIGNEMENT SUPERIEUR ET DE LA RECHERCHE SCIENTIFIQUE**  
**UNIVERSITE M'HAMED BOUGARA-BOUMERDES**  
**FACULTE DES HYDROCARBURES ET DE LA CHIMIE**  
**DEPARTEMENT GISEMENTS MINIERES ET PETROLIERS**



**Mémoire de fin d'études en vue de l'obtention du diplôme :**  
**Master 2**

**Filière :** Hydrocarbures.

**Spécialité :** Géologie Pétrolière (MAGL-15)

**Présenté par :**

**MADANI Mohamed Zakaria**

**Thème**

---

**Caractérisation et Modélisation d'un Réservoir triasique : Région**  
**Hassi Rmel(bassin d'Oued Mya).**

---

**Devant le jury :**

LOUMI Khaled	MCA	UMBB	Président
ASSES Amar	MCB	UMBB	Encadreur
BELHADI Ahmed	MCA	UMBB	Examineur
M. OUAHAB	Ingénieur	PED/Sonatrach	Co-promoteur

**Année Universitaire : 2019/2020.**

## « Remerciements »

*Avant toutes choses, nous tenons à remercier miséricorde Dieu de nous avoir donné la force et la patience d'accomplir ce modeste travail.*

*Ensuite, nos remerciements vont à nos encadrateurs monsieur M.OUAHAB et MR, ASSES AMAR, pour leurs précieux conseils et leurs aides durant ce projet.*

*Nos vifs remerciements s'adressent également aux membres du jury pour l'intérêt qu'ils ont porté à notre recherche en acceptant d'examiner notre travail*

*Enfin, nous tenons à remercier toutes les personnes qui ont participé de près ou de loin à la réalisation de ce mémoire.*

# Dédicace

*Je dédie ce modeste travail*

*A ma chère mère qui a tout sacrifié  
pour me permettre d'atteindre  
cette étape de ma vie. Aucune  
dédicace ne saurait exprimer mes  
sentiments, que Dieu te préserve.*

*A mon cher père qui n'a jamais cessé  
de m'encourager et de croire en moi.*

*A ma chère sœur et mes chers  
frères pour leur soutien et leur  
présence permanente. Je  
n'oublierai jamais leurs  
sacrifices envers moi.*

*A tous les membres de ma famille  
ainsi que tous mes amis.  
À SEG-club et toute l'équipe.*

*Et tous ceux qui me sont chers et que j'ai oublié de les citer  
involontairement.*

---



---

## *Sommaire*

Introduction Générale .....	1
-----------------------------	---

### **Chapitre I : Généralités**

1. Objectifs de l'Etude .....	2
1.1 Situation Géographique .....	2
1.2 Situation Géologique .....	2
1.3 Historique des travaux antérieurs.....	3
1.4 Système Pétrolier .....	3
1.5 Aperçu Stratigraphique .....	4
1.6 Sur le plan structural .....	7
2. Présentation de la zone d'étude .....	7
2.1 Cadre Géographique .....	7
2.2 Cadre Géologique de Hassi R'mel .....	8
2.3 Situation Géographique .....	8
2.4 Cadre Géologique de Glib El Djemel .....	9
2.5 Description Stratigraphique .....	10
3. But et Méthodologie .....	13

### **Chapitre II : Etude Péetrophysique**

1. Introduction .....	26
2. Porosité .....	26
3. Perméabilité .....	26
3.1 Types de perméabilités .....	27
4. La Saturation.....	28
4.1 Définition .....	28
4.2 Loi d'Archi: .....	28
5. Détermination du volume d'argile.....	28
5.1 Rayon Gamma Naturel .....	28
5.2 Neutron .....	28
5.3 Résistivité.....	28
5.4 Le Vsh cut-off.....	29
6. Relation entre porosité et perméabilité .....	29
7. Interprétation Péetrophysique.....	30
7.1 Base de données puits et Diagraphies .....	30
7.2 Diagraphies Avancées.....	31
7.3 Données Carottes .....	31
7.4 Propriétés Péetrophysiques .....	31
8. Résultats d'interprétations péetrophysique .....	32
8.1 Cut off .....	32
8.2 Interprétation Péetrophysiques de G-1 .....	32
8.3 Contacts des Fluides .....	32
8.4 Calage en profondeur.....	36
9. Corrélation porosité Perméabilité.....	37

### **Chapitre III : Modélisation**

1. Introduction .....	34
2. Méthode utilisée dans la Modélisation Géologique .....	34
2.1 Méthode Basée Pixel.....	34
2.2 Méthode Basée Objet.....	34
2.3 Avantages principaux.....	35
3. Modélisation Structurale.....	36
3.1 Procédures de réalisation d'un modèle structural .....	36

4. Résultats de la modélisation .....	44
<b>Chapitre IV : Structuration de Glib el Djemel</b>	
1. Evolution structurale de la PFS et les différentes phases connues .....	65
1.1 Le Cycle Panafricaine .....	65
1.2 Le Cycle Calédonien .....	65
1.3 Le Cycle Hercynien .....	65
1.4 Les phases post-hercyniennes .....	66
1.5 La phase Autrichienne .....	66
1.6 Evolution de Hassi R'mel (Glib El Djemel) .....	67
1.7 Direction des structures dans Hassi R'mel .....	68
2. Coupes à travers la région d'étude .....	71
3. Extension et types de réservoirs dans Glib El Djemel.....	73
3.1 Unité A.....	74
3.2 Unité B.....	74
3.3 Unité C.....	74
Conclusion Générale .....	75
Bibliographie .....	76

### *Sommaire des Figures*

Figure 1 Situation géologique du bassin d'Oued Mya. ....	2
Figure 2 Colonne lithostratigraphie du bassin d'Oued Mya (Document Sonatrach) .....	6
Figure 3 Carte de situation géographique de Hassi R'mel.....	8
Figure 4 Plan de position du sondage GED-1 (Sonatrach).....	9
Figure 5 Colonne stratigraphique de glib el djemel (document SONATRASH) .....	13
Figure 6 Relation entre la porosité et la perméabilité pour différentes tailles de grains .....	29
Figure 7 Relation entre la porosité et la perméabilité pour différentes tailles de grains .....	30
Figure 8 Crossplot clay indicator.....	31
Figure 9 Interprétation pétrophysique du puits G-1 .....	33
Figure 10 Interprétation pétrophysique du puits G-2 .....	34
Figure 11 Interprétation pétrophysique du puits G-3. ....	35
Figure 12 Calage en profondeur de la porosité et de la perméabilité du G-1 .....	36
Figure 13 Corrélation Porosité Perméabilité .....	37
Figure 14 Corrélation Porosité Perméabilité pour chaque rock type du Trias .....	38
Figure 15 Outils de la Procédure de travail par PETREL 2015 (SLB). ....	35
Figure 16 Les coordonnées UTM. (PETREL).....	36
Figure 17 Chargement de données "Wells" (PETREL).....	37
Figure 18 Chargement de données "Wells tops" (PETREL).....	37
Figure 19 Chargement de données "Seismic grid" (PETREL).....	38
Figure 20 Chargement de données "Fault Sticks" (PETREL).....	38
Figure 21 Chargement de données "Fault Polygone 2D" (PETREL).....	39
Figure 22 "Key pillars" (Petrel 2009). ....	39
Figure 23 Modélisation "Fault Sticks 2D (PETREL) .....	40
Figure 24 Modélisation "Fault Sticks 3D"(PETREL) .....	40
Figure 25 Modélisation "Sekleton" (PETREL) .....	41
Figure 26 Modélisation "Make Horizons" (PETREL) .....	42
Figure 27 Modélisation "Make layers" (PETREL) .....	42
Figure 28 Modélisation "Make zones" (PETREL) .....	43
Figure 29 Modèle tridimensionnel final. ....	44
Figure 30 Evolution structurale de la province Triasique (WEC, 1979). ....	67
Figure 31 Exemple d'un pli d'entraînement .....	68
Figure 32 Carte en isobathes et structures (Glib El Djemel) issue de notre modèle structural .....	69
Figure 33 Carte en isobathes et structures au toit du Trias (WEC, 2007) .....	70
Figure 34 Coupes géologiques réalisée à partir du modèle structural établi sur PETREL.....	72
Figure 35 Corrélation stratigraphique Est-Ouest dans le secteur Sud de Hassi R'mel .....	74

---

---

Figure 36 Coupe géologique réalisée à partir du modèle structural établi sur PETREL.....	75
--	----

### ***Sommaire des Tableaux***

Tableau 1 : Différentes phases tectoniques ayant affecté le bassin d'Oued Mya.....	7
Tableau 2 Différentes phases tectoniques affectant la plate-forme saharienne.....	66

---

---

## *Introduction Générale*

L'exploration et l'exploitation des hydrocarbures utilisés comme source d'énergie fossile, ainsi que les ressources hydrocarbures souterraines rappellent leur grand intérêt se manifeste pour les emmagasinement et écoulement particulièrement multiphasique et notamment dans le domaine pétrolier, comme un focus très complexe.

L'optimisation de l'exploitation des gisements d'hydrocarbures implique une maîtrise de caractéristiques pétrophysiques des roches réservoirs. Ces derniers constituent un milieu poreux naturel à écoulement monophasique à polyphasique.

Notre travail se découlera dans le bassin de Oued mya qui est parmi les bassins les plus étudiés dans la plateforme saharienne, il referme des grands gisements pétroliers et gaziers qui sont l'objet de tout travail de prospection.

Le champ de Glib el Djamel et l'un des champs les plus importants dans le bassin d'oued mya à ce jour sur ce champ dont environ 20% d'entre eux convertis en injecteurs d'eau

Le but de cette étude portera sur l'analyse des paramètres pétrophysiques (perméabilité et porosité) pour pouvoir indiquer les drains et les directions favorables à l'exploitation, ainsi que pour exploiter les réserves pétrolières au maximum.

La modélisation géologique tridimensionnelle et dynamique réalisée à partir du PETREL, a permis de montrer que les propriétés réservoir ; structural, pétrophysiques et indice d'estimation de réserve sont étroitement liés aux mouvements tectoniques. À cet effet, ces propriétés ont prévalu dans la zone à proximité des failles et à leur position structurale par rapport au plan d'eau.

**Mots clés :** Plate-Forme saharienne, Oued mya , Glib el Djamel , province triasique , pétrophysiques, modélisation, réservoir, PETREL.

---

# CHAPITRE « I »

## Généralités

---

## 1. Objectifs de l'Etude

Dans le but de caractérisation et modélisation les réserves pétrolières du champ de Glib el Djemel (bassin de Oued Mya), plusieurs puits ont été sélectionnés en fonction des données disponibles (données diagraphiques et sismiques). L'ensemble des données acquises, nous amènent à :

- Reconnaître les différents faciès géologiques avec les divisions stratigraphiques ;
- Établir un inventaire des figures et structures sédimentaires pour pouvoir reconstituer les milieux de dépôt ;
- Effectuer des corrélations selon des transects choisis pour avoir une idée sur l'évolution spatio-temporelle d'enregistrement structural ;
- Établir des cartes sur le logiciel « Petrel », à fin d'évaluer et interpréter les paramètres du réservoir Trias de la zone d'étude.
- proposer un modèle géologique en 3D de ce réservoir pétrolier.

### 1.1 Situation Géographique

Le bassin d'Oued Mya est situé dans la partie septentrionale de la plate-forme saharienne à environ 600 km au sud d'Alger, il couvre une superficie de 5300 km<sup>2</sup>, il se localise plus précisément dans la province centrale. Ce bassin est délimité par une latitude 31° 15' et 33° 00' Nord et une longitude 4° 28' et 5° 08' Est.

### 1.2 Situation Géologique

Le bassin de l'Oued Mya est un bassin intracratonique dans lequel se développent les séries types de la province triasique : une mince section mio-pliocène (0 à 400 m) et une épaisse série mésozoïque pouvant dépasser 4 000 m. Cette dernière s'épaissit vers le NE du bassin et repose en discordance angulaire sur des formations paléozoïques fortement affectées par l'érosion hercynienne. Ces limites :

- Le haut structural Djemaa-Touggourt au nord,
- Le bassin du Mouydir au sud,
- Le hautstructural d'Amguid-Messaoud à l'est,
- La voûte d'Allalà l'ouest.

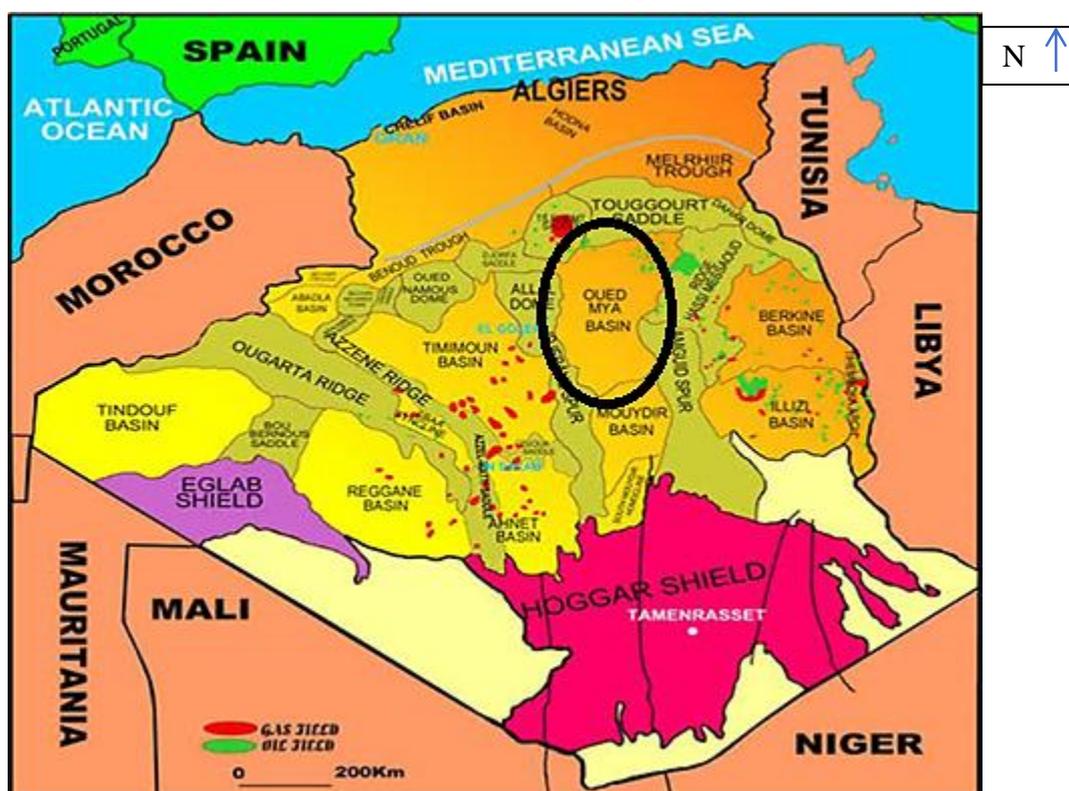


Figure 1 Situation géologique du bassin d'Oued Mya. (Sans échelle)

### 1.3 Historique des travaux antérieurs

La recherche des accumulations des hydrocarbures dans le bassin d'Oued Mya a débuté vers la fin de 1953 par une campagne de gravimétrie et de magnétométrie cette recherche a commencé au nord du bassin, dans le bloc 418 (permis Daiet-ettara) avec le forage Guerrara (GA-1) foré respectivement par les deux sociétés SNREPAL et SSRP.

Dans la même année FRANCREP et SINCLAIR avaient foré respectivement AO-1 bis dans le nord-est du bloc 1438 et Daiet Remt (DR-1) au sud du bloc 425. Les grès du Trias (T1 et la Série Inférieure) produisent de l'huile et du gaz, le puit OA-1 bis étant le premier puits donnant des résultats positifs.

En 1965 et 1966 la société CFPA a exploré les structures de Haoud Berkaoui (OK-1) et Benkahla (OKP-24) dans le bloc 1438, Le Trias est toujours le pourvoyeur de l'huile et de gaz.

De 1967 à 1970 la société SOPEFAL avait foré six puits dont deux (GEB-1 et GEC-1) sur le flanc est du bassin d'Oued Mya, deux (OTO-1 et OCT-1) à l'Ouest et deux autres (GLA-1 et GLA-2) au centre du bassin. C'est de cette façon que fut découvert le champ de Guellala. La société SONATRACH a commencé à réaliser un programme sismique et de forage pour la période de 1970 et 1973. Le résultat de cet immense programme est la découverte de nombreuses accumulations (Draa Ettamra, Boukhezma, Guellala Nord-est).

En 1973, la société SONATRACH a changé sa politique de recherche ; elle a coopéré avec d'autres compagnies étrangères (TOTAL, HISPANOIL, SUNOCO, SOPETRAL, KOPEX et SHELL). Après le départ de ces associés, la SONATRACH a continué à explorer sur cette zone.

La découverte du champ d'Oued Noumer a été faite en 1969 par le puits ONR-1. Ce dernier produit de l'huile et de gaz à partir des réservoirs (A) et (B) du Trias. Le champ de Ait-Kheir a été découvert juste après, en 1971 suivi par le puits AT-1, Djorf en 1974 et enfin le champ de Makouda en 1975. Ces derniers produisent à partir du niveau (A) du Trias uniquement.

### 1.4 Système Pétrolier

Chaque système pétrolier doit être composé par :

#### 1.4.1 Roche Mère

Les argiles à graptolites du Silurien radioactif constituent la roche mère principale du bassin. Elles ont, quand elles ne sont pas affectées par l'érosion hercynienne, une épaisseur moyenne de 50 m et des teneurs en carbone organique total initial d'une valeur moyenne de 11 %. Cette excellente roche mère est en phase à huile depuis le Crétacé supérieur. Elle atteint la phase à gaz dans certaines zones très enfouies (Benoud). Trois principales « Kitchen Areas » sont reconnues dans le bassin : les sillons de Benoud et Melrhir, et l'axe de la dépression Oued Mya. Les argiles d'El Gassi et les argiles d'Azzel de l'Ordovicien constituent des roches mères secondaires.

#### 1.4.2 Roche Réservoir

Les principaux réservoirs dans le bassin sont constitués par les grès fluviatiles du Trias qui incluent :

- ✓ L'unité série inférieure (centre du bassin et sud de Hassi R'mel).
- ✓ L'unité T1 (nord de la partie centrale du bassin et région de Hassi R'mel).
- ✓ L'unité T2 (région de Hassi R'mel).
- ✓ Les grès quartzitiques de l'unité quartzites de Hamra (Ordovicien) considérés comme objectif principal depuis la récente découverte d'huile dans la structure de Berkaoui (puits BKP).

Les réservoirs secondaires sont :

- ✓ Les grès du Dévonien inférieur.
- ✓ Les grès quartzitiques de l'Ordovicien (dalle de M'Kratta, grès de l'Oued Saret, grès de Ouargla, grès d'El Atchane).
- ✓ Les grès du Cambrien.
- ✓ Les grès et carbonates du Moscovien au NO du bassin et les carbonates du Jurassique au NE.

#### 1.4.3 Roche Couverture

Constituée par les évaporites du Trias (salifère S4) et du Lias (niveaux S3 à S1). Pour les réservoirs paléozoïques, la couverture est assurée par les séries argileuses intercalées.

#### 1.4.4 Les Pièges

Le piégeage dans le bassin est de type structural, mixte ou purement stratigraphique. L'alimentation des réservoirs se fait verticalement à l'aide des failles et/ou latéralement le long des drains constitués par les niveaux réservoirs.

### 1.5 Aperçu Stratigraphique

D'après les travaux précédents (BOUKLILA, 2013 ; BENZAOUI, 2009 ; Document SONATRACH, 2014 ; HAFSI, 2015 ; KHAZANI & BENNANA, 2016 ; BOULEDROUA, 2014), on a constaté que :

La région d'Oued Mya est représentée par le bassin triasique saharien, qui constitue un sous bassin de type intra-cratonique de la plateforme saharienne, Il forme une vaste dépression NE-SO.

Dans la partie septentrionale de la plateforme (Oued Mya), la série sédimentaire type dont l'épaisseur peut atteindre 6000 mètres, présente des dépôts paléozoïques souvent érodés jusqu'à l'Ordovicien et le Cambrien.

Le Mésozoïque, discordant sur le Paléozoïque, est présent du Trias au Crétacé.

Le Cénozoïque est représenté par une mince série détritique du Mio-Pliocène.

Cette couverture sédimentaire est marquée par plusieurs discordances qui sont :

- La discordance hercynienne : qui affecte les dépôts de Paléozoïque supérieur.
- La discordance autrichienne : affectant les dépôts du Crétacé inférieur.
- La discordance pyrénéenne : qui a érodé les dépôts du Tertiaire.

La série se présente de bas en haut par:

#### 1.5.1 Le Paléozoïque

C'est une épaisse série sédimentaire formée essentiellement par des dépôts du Cambrien et d'Ordovicien, elle est fortement érodée.

##### 1.5.1.1 Le Cambrien

Il est formé par un ensemble gréseux quartzitique à conglomératique, d'origine continentale, rarement fossilifère. Son épaisseur moyenne est de 500 mètres. Il est subdivisé en quatre unités : R3, R2, R1 et une zone d'alternance.

##### 1.5.1.2 L'Ordovicien

Il comprend du bas en haut la succession suivante :

- **Argiles d'El Gassi (Ep = 110m)** : C'est une formation d'argile grise à noire, verte indurée silteuse avec des intercalations centimétriques des grès fin.
- **Grès d'El Atchane (Ep = 45m)** : des grès blancs à gris, fin argileuse.
- **Quartzites Hamra (Ep = 100m)** : des grès quartzitiques feldspathiques très fin à moyen.
- **Grès d'Ouargla (Ep = 110m)** : des grès fins quartzitiques grises claires des passées d'argile noire.
- **Argiles d'Azzel (Ep = 50m)** : des argiles gris foncée à noire riche en fossiles.
- **Grès d'Oued Saret (Ep = 50m)** : une succession des argiles gris à noirs silteuse avec des grès blanc fin à moyen.
- **Argiles conglomératiques (Ep = 80m)** : une série d'argile intercalée par des niveaux micro conglomératiques.
- **Dalle de M'Kratta**: quelques mètres de grès quartzitique blanc, fins à moyens, avec intercalation d'argile.

#### 1.5.2 Le Mésozoïque

Il est considérablement développé dans la partie Nord du bassin d'Oued Mya, son épaisseur moyenne est de 3700 mètres.

Il est subdivisé en trois grandes unités :

##### 1.5.2.1 Le Trias

Défini par des dépôts Volcano-détritiques et lagunaires, son épaisseur moyenne est de 35 mètres. Il est composé de bas en haut par la succession suivante :

###### 1.5.2.1.1 Série inférieure (Trias Argilo-Gréseux Inférieur "TAGI")

Elle représente le terme de base du Trias et constitue le réservoir principal dans la partie centrale de la dépression (bloc 438). Elle est représentée par une alternance d'argile silteuse brune à verte et de grès

blancs, brun-rouge à verdâtres, fins à grossiers et conglomératiques. L'épaisseur totale de la série inférieure est en moyenne de 50 à 70 m (variant de 0 m à plus de 90 m).

#### 1.5.2.1.2 Les Roches éruptives

C'est une série andésitique fortement altérée et fissurée de couleur vert sombre, Cette formation joue le rôle d'une roche couverture pour les hydrocarbures de la Série Inferieure, son épaisseur moyenne est de 10m

#### 1.5.2.1.3 Le Trias Argilo-gréseux T1

Il comprend une alternance des grès et d'argiles brunes rouge, ferrugineuses au sommet. Cette formation représente le réservoir secondaire de la région.

#### 1.5.2.1.4 Le Trias Argilo-gréseux T2

Formé par des bancs de grès fins à moyens à ciment argileux avec des intercalations d'argiles brunes rouges, parfois dolomitiques d'origine fluviale.

#### 1.5.2.1.5 Le Trias Argileux

C'est un niveau d'argiles pâteuses et de silts de couleur rougeâtre son épaisseur relativement constante dans tout le secteur étudié, de l'ordre de 30 m.

#### 1.5.2.1.6 Le Trias Salifère

C'est la clôture de toute la série argilo-gréseuse du Trias, elle est constituée de sel blanchâtre, parfois rosâtre, intercalée par l'argile de couleur rouge, plastique et parfois salifère. Son épaisseur moyenne est de 45 mètres.

### 1.5.2.2 Le Jurassique

C'est une série évaporitique à la base, devenant argilo-gréseuse vers le sommet, son épaisseur est de 1450 mètres en moyenne, comprenant les trois séries suivantes :

#### 1.5.2.2.1 Le Lias

Il est Constitué de plusieurs ensembles lithologiques :

- **Lias argileux:** constitue par l'argile brun rouge salifère à intercalation de sel.
- **Lias salifère S3:** sel massif avec des intercalations d'argile brun-rouge.
- **Lias salifère (S1+S2):** anhydrite blanc avec des intercalations de sel massif incolore avec des passées d'argiles gris et brun-rouge élastique.
- **Lias dolomitique (Horizon B):** repère dolomitique de grande extension constitué de dolomie et de marne.
- **Lias salifère:** sel massif intercalé d'argile brun-rouge.
- **Lias anhydritique:** série anhydritique massive à passées de dolomie.
- **Lias carbonaté et marneux.**

#### 1.5.2.2.2 Le Dogger

Composé de deux unités :

- **Dogger lagunaire:** constitué d'anhydrites à passées de dolomie et d'argile, son épaisseur est de 110m environ;
- **Dogger argileux:** argile rouge sableux à intercalations de dolomie, son épaisseur est de l'ordre de 205m.

#### 1.5.2.2.3 Le Malm

Il s'agit d'une alternance d'argile, de dolomie et de grès, son épaisseur peut atteindre les 200m.

### 1.5.2.3 Le Crétacé

C'est une série très puissante avec 1900 mètres d'épaisseur, sa base composée par des dépôts clastiques continentaux et son sommet formé de sédiments halogènes d'origine marine et lagunaire.

Il est subdivisé en : Néocomien, Barrémien, Aptien, Albien, Cénomaniens, Turonien et Sénonien.

## 1.5.3 Le Cénozoïque

Cet étage est discordant et incomplet peu épais de 8 à 36 mètres, subdivisée en deux unités :

### 1.5.3.1 Eocène

Composé de calcaire dolomitique, d'anhydrite et d'argile.

1.5.3.2 Mio-Pliocène

Grès fin, sable avec des intercalations d'argile.

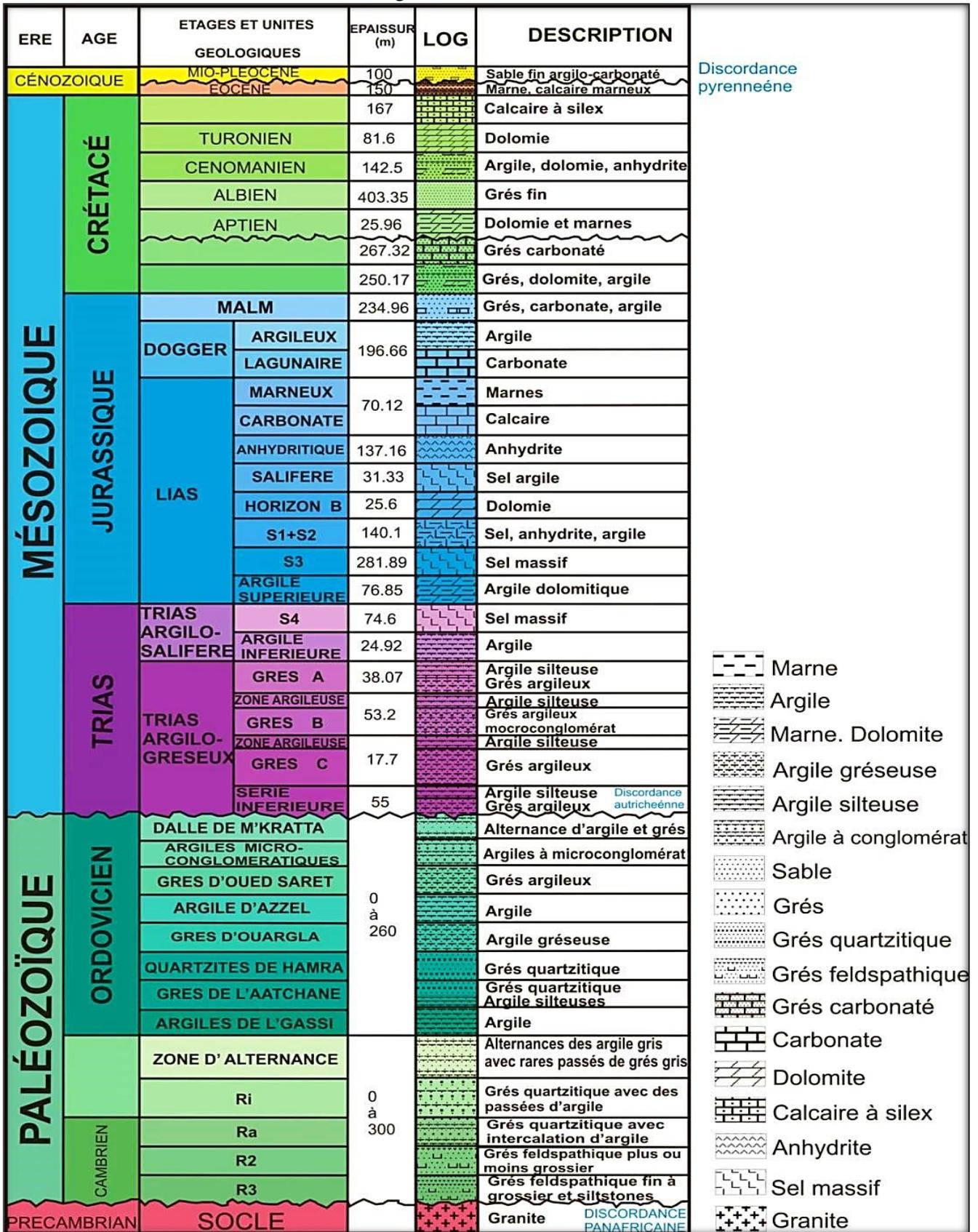


Figure 2 Colonne lithostratigraphie du bassin d'Oued Mya (Document Sonatrach)

## 1.6 Sur le plan structural

Le bassin d'Oued Mya est affecté par un ensemble de bourrelets de direction N-S, NE- SW, qui ont la même direction que les failles, il se situe entre deux axes structuraux ; le haut fond du Mzab-Talenzane au Nord-Ouest, et El Gassi-Hassi Messaoud au Sud-Est. Ces derniers constituent une réponse à plusieurs phases tectoniques (phase panafricaine, phase hercynienne, phase autrichienne et phase alpine).

Nous avons résumé les différentes phases tectoniques ayant affecté la région dans le tableau 1. Elles se subdivisent en deux types, antérieures ou synsédimentaires aux dépôts, qui sont la cause principale du façonnement du paléo-environnement, contrôlant donc la sédimentation du Trias argilo-gréseux inférieur et postérieures aux dépôts, causant les différentes déformations structurales des séries, modifiant ainsi leurs structures internes et leurs caractéristiques pétrophysiques.

Phase	Age	Type	Direction
Panafricaine		Compressive	Est-Ouest
Cambro-Ordovicienne	Cambro-Ordovicien	Distensive	NW-SE
Taconique	Ordovicien supérieur	Compressive	Nord-Sud
Calédonienne		Compressive	Est-Ouest
Dévonienne	Dévonien inférieur	Distensive	NW-SE
Hercynienne précoce		Compressive	Nord 40°
Hercynienne principale	Carbonifère sup-Permien	Compressive	Nord 120°
Trias-Lias		Distensive	NW-SE
Autrichienne	Crétacé terminal	Compressive	Est-Ouest
Eocène	Eocène	Compressive	Nord-Sud
Miocène	Miocène	Compressive	N-S, NW-S
Villafranchienne		Compressive	Nord-Sud

*Tableau 1 : Différentes phases tectoniques ayant affecté le bassin d'Oued Mya (In, Rapport SONATRACH. 2014)*

## 2. Présentation de la zone d'étude

La cartographie sismique (R. Hadjali, Avril 2011) du programme 3D OSB2010 couvrant une zone de 339km<sup>2</sup>, chevauchant sur les deux blocs 422a et 420a du périmètre Ghardaïa et se trouvant 20kms au sud du gisement de gaz et condensat « Ait Kheir » a confirmé l'une des quatre structures positives ayant fait l'objet de propositions d'implantations mises en évidence par la cartographie sismique 2D (B. Bettahar, Avril 2010). Il s'agit de la structure Glib El Djemel, où sera implanté le sondage Glib El Djemel-1 (GED-1), objet du présent rapport d'implantation. Ce sondage, situé 3.2kms au nord du puits OSB-1, aura pour objectif d'explorer les grès du Trias T2A (objectif principal) et les grès du Trias T1B (objectif secondaire). La profondeur finale prévue pour le forage GED-1 est de 2630m dans les Argiles micro-conglomératiques de l'Ordovicien.

### 2.1 Cadre Géographique

Hassi R'mel est une commune de la wilaya de Laghouat en Algérie. Le champ de Hassi R'mel se trouve à 550 km au Sud de la capitale, à 120 km au Sud de la wilaya de Laghouat et à 120 km au Nord-Ouest de Ghardaïa (environ 70 km à l'Ouest de Berriane). Avec une altitude moyenne de 670 m, il se situe sur un vaste plateau rocailleux où ne pousse qu'une faible végétation.

Le gisement de Hassi R'mel est une vaste étendue de 3500 km<sup>2</sup> qui se trouve entre les méridiens 2°55' et 3°45' Est, et les parallèles 33°15' et 33°45' Nord.

Le climat est caractérisé par une pluviométrie faible (140 mm/an) et une humidité moyenne de 19% en été et 34% en hiver.

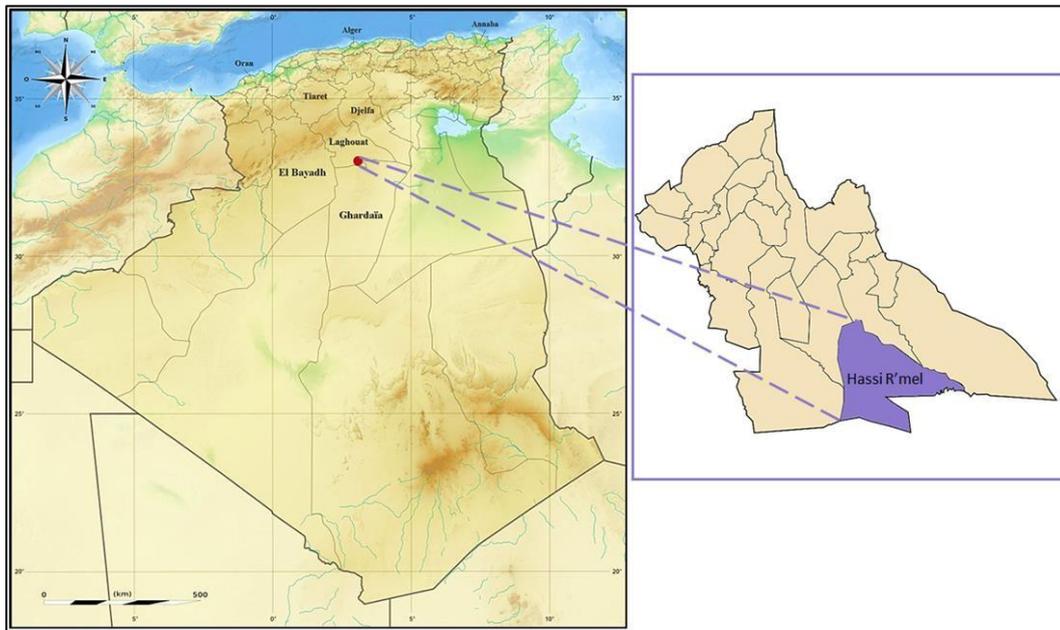


Figure 3 Carte de situation géographique de Hassi R'mel. (Sans échelle)

## 2.2 Cadre Géologique de Hassi R'mel

L'histoire géologique de l'Algérie s'inscrit dans la longue évolution géodynamique de l'Afrique du Nord, qui correspond à une zone ayant subi plusieurs phases de déformation et de sédimentation depuis le Précambrien.

L'Algérie est divisée en deux grands domaines séparés par l'accident Sud-atlasique :

- L'Algérie du Nord, marquée par l'empreinte de l'orogénèse Alpine.
- Et le Sud où l'on retrouve la plate-forme saharienne qui est un domaine relativement stable.

## 2.3 Situation Géographique

Le sondage Glib El Djemel-1 (GED-1) est situé dans la partie sud est du bloc 420a, du périmètre Ghardaïa, 3.2km au nord du forage OSB-1 et 25km au WSW du gisement d'huile d'Oued Mérabia et 27km au Sud du gisement de gaz à condensât « Ait Kheir ». Le point d'implantation de ce sondage est situé au niveau du croisement de l'In Line 2250 avec la Cross Line 3397.

Les coordonnées du sondage GED-1 sont :

✓ **UTM (fuseau 31) :**

X : 585 153.003 m    Y : 3 543 898.985 m

✓ **Géographiques :**

Long. : 3° 54' 06.36576'' E    Lat. : 32° 01' 49.71366'' N  
(Ellipsoïde de projection : Clarke 1880)

✓ **Altitude :**

Zsol : 413.437 m    Zt : 421.057 m.

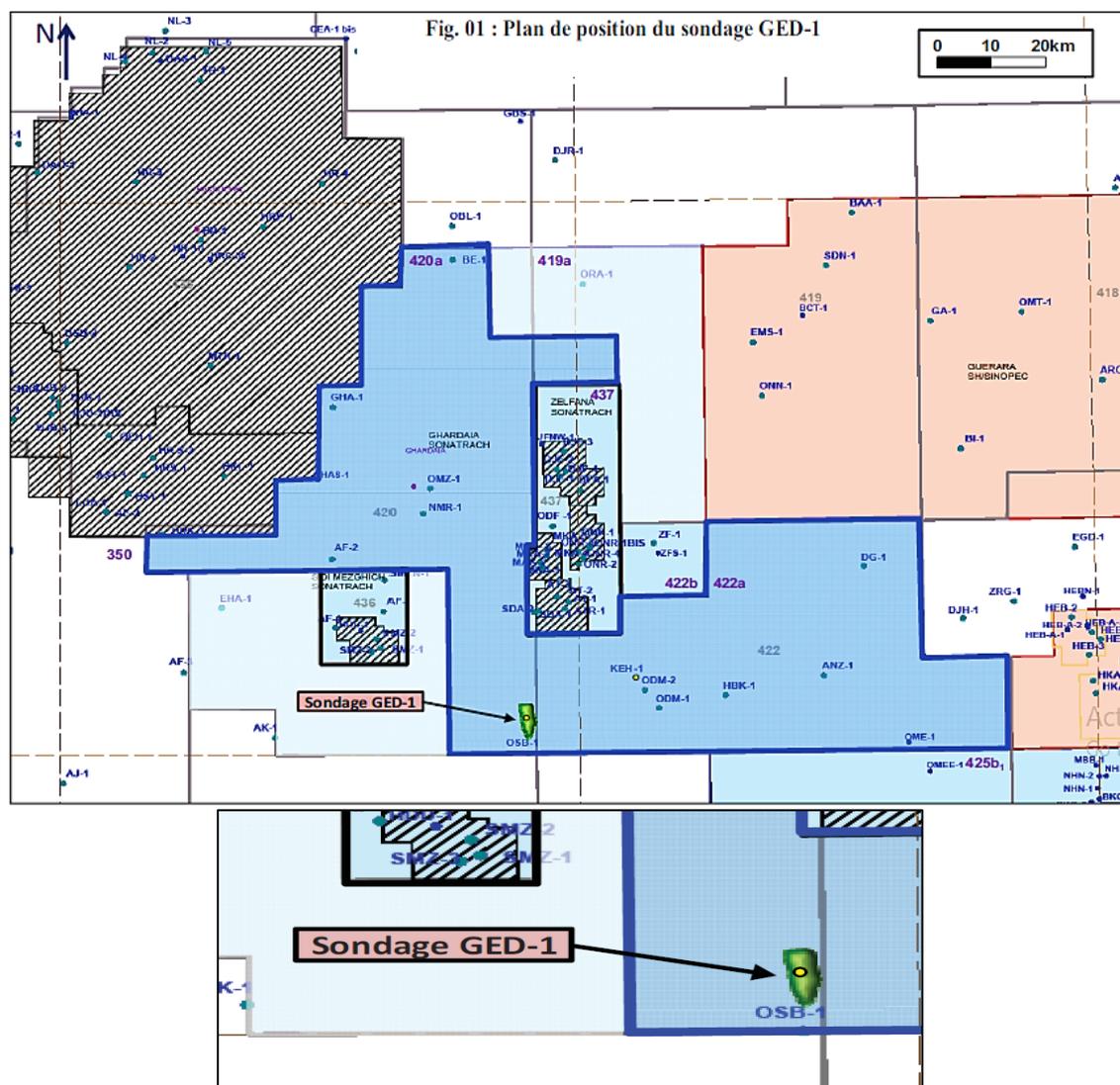


Figure 4 Plan de position du sondage GED-1 (Sonatrach)

## 2.4 Cadre Géologique de Glib El Djemel

Le prospect Glib El Djemel est situé dans la partie sud est du bloc 420a du périmètre de recherche Ghardaïa. Ce dernier est situé sur le flanc nord-ouest du bassin Oued Mya.

Le bassin d'Oued Mya est limité au nord par le haut Djemâa-Touggourt, à l'est par le haut Agreb-Messaoud, à l'ouest par le haut Allal-Tilrhemt et s'ouvre vers le sud sur le bassin de Mouydir. Dans cette partie du bassin, les principaux éléments structuraux sont de direction NW-SE et NNE-SSW. La région est caractérisée par des failles normales et des anticlinaux asymétriques de faibles amplitudes.

Dans ce périmètre, les dépôts paléozoïques, d'une épaisseur totale supérieure à 600m, sont représentés par les formations d'âge cambrien à ordovicien et affectés par l'érosion hercynienne. Sur ces dépôts reposent en discordance angulaire les formations du Mésozoïque (Trias à Crétacé) d'une épaisseur totale de l'ordre de 2800m à 2950m. En surface affleurent les carbonates du Sénonien.

Les principaux réservoirs et objectifs pétroliers dans la région sont constitués par les grès des niveaux triasiques T2A et T1B, déposés en milieu fluviatile de type braided, à influence estuarienne et éolienne. Leurs profondeurs dans le périmètre varient entre 2600m à 3000m.

Les risques associés à ces réservoirs consistent en leurs variations de faciès dues à leur mode de dépôt et aussi en la possibilité de présence de ciment salifère ; notamment pour le réservoir T2A. La couverture de ces réservoirs est assurée par les évaporites du salifère S4 et du Lias.

La roche mère principale est constituée par les argiles radioactives du Silurien, actuellement en phase à huile à l'est (bloc 420a) du périmètre Ghardaïa et en phase à gaz humide et condensât au sud. La génération et l'expulsion des hydrocarbures est d'âge du Crétacé supérieur à Actuel (M. Arab – DES). L'alimentation des réservoirs se fait par failles et/ou par migration latérale le long des drains constitués

par les niveaux perméables. Le piégeage se fait essentiellement dans des structures anticlinales de faible amplitude. Des pièges mixtes sont aussi développés dans le Trias.

## 2.5 Description Stratigraphique

### 2.5.1 Ordovicien

#### **TOP ARGILES**

#### **MICROCONGLOMERATIQUES @ 2608m**

**De 2608 à 2615 m** : Argile gris noir à noire, indurée, silteuse, micacée avec inclusion de grains (7m) de Quartz translucide, moyen à grossiers, bien arrondi

**De 2615 à 2640 m** : Grès gris clair à gris foncé, parfois blanc, très fin à fin, argileux à silicoargileux (25m) friable, avec fines passées d'Argile gris noir, indurée, silteuse, micacée

**A la côte TMD : 2640 m.**

### 2.5.2 Trias

#### **TRIAS T1C**

**De 2553 à 2554 m** : Grès gris et beige, fin à moyen, argileux, moyennement consolidé. (1m) Présence d'Argile brun rouge et gris vert, indurée, silteuse, micacée

Carotte N#2 : De 2554 à 2572 m.

**De 2554 à 2572 m** : Grès beige, gris clair à gris foncé, fin à moyen localement grossier, (18m) subanguleux à subarrondi, argileux à silicoargileux, moyennement à bien consolidé. Présence des films d'Argile grise à gris vert, indurée, silteuse, micacée. Porosité visuelle: Faible à moyenne. F1+F2: Nulle

**De 2589 à 2590 m** : Grès beige, gris à gris foncé, fin à très fin, siliceux à silico-argileux, (1m) moyennement à bien consolidé, Présence d'Argile brun rouge, indurée, silteuse, micacée.

Carotte N#3 : De 2590 à 2608m. De 2590 à 2591 m : Grès gris à gris foncé, très fin à fin, siliceux, (18m) Bien consolidé, subarrondi à sub anguleux. F1+F2= Jaune pâle.

#### **TRIAS T1B**

**De 2544 à 2549 m** : Argile brun rouge, parfois gris vert à gris noir, indurée, silteuse, micacée avec (5m) passé de Grès gris à gris foncé, translucide, fin à moyen, subanguleux à subarrondi, argileux à silico-argileux, moyennement consolidé. Porosité apparente : moyenne. F1+F2= Nulle

#### **TOP TRIAS T2A @ 2529m**

**De 2531 à 2544 m** : Grès translucide, fin à moyen, subanguleux, argileux, moyennement à bien (13m) consolidé avec fines passées d'Argile gris vert, indurée, silteuse.

#### **TOP TRIAS ARGILEUX INFÉRIEUR @ 2520m**

**De 2520 à 2529 m** : Argile brun rouge et gris vert à gris claire, tendre, à plastique, et Grés translucide, (9m) fin à moyen.

#### **TOP TRIAS SALIFÈRE S4 @ 2471m**

**De 2471 à 2520 m** : Sel brunâtre à rosâtre, translucide, avec intercalations d'Argile brun (49m) rouge, tendre, parfois gris vert à gris claire indurée.

### 2.5.3 Jurassique

#### **TOP LIAS ARGILEUX SUPÉRIEUR @ 2426m**

**De 2426 à 2471 m** : Argile brun rouge à gris vert, tendre à indurée, avec passées de Sel rosâtre (45m) à brunâtre, translucide.

#### **TOP LIAS SALIFÈRE S3 @ 2197m**

**De 2197 à 2426 m** : Sel massif, rosâtre et brunâtre, translucide, avec fines passées d'Argile brun (229m) rouge, tendre, et bancs de Dolomie beige clair

#### **TOP LIAS SALIFÈRE "S1+S2" @ 2040m**

**De 2040 à 2197 m** : sel massif, rosâtre et brunâtre, translucide, avec passées d'Argile brun rouge (157m) Parfois grise, tendre à indurée, et rares passées d'Anhydrite, blanche à beige, pulvérulente localement microcristalline, dure.

**TOP LIAS HORIZON "B" @ 2020m**

**De 2020 à 2040 m** : Argile brun rouge, légèrement dolomitique, tendre à pâteuse, avec intercalations (20m) de Calcaire gris, moyennement dur.

**TOP LIAS SALIFERE @ 1990m**

**De 1990 à 2020 m** : Sel rosâtre à translucide, avec passées d'Anhydrite blanche (30m) à blanc beige cryptocristalline, et fines passées de calcaire gris blanc à gris claire cryptocristallin

**TOP LIAS ANHYDRITIQUE @ 1768m**

**De 1768 à 1990 m** : Anhydrite blanche à blanc beige, pulvérulente, massive, avec fines passées (222m) de Dolomie calcaire, gris blanc à gris beige, cryptocristalline, et d'Argile grise à gris vert, silteuse, tendre.

**TOP LIAS CARBONATE @ 1707m**

**De 1707 à 1768 m** : Dolomie calcaire gris blanc à beige, cryptocristalline, compacte, avec passées d'Argile grise à gris vert, rarement brun rouge, pâteuse, silteuse, légèrement dolomitique, et fines passées d'Anhydrite blanche à blanc beige pulvérulente.

**TOP LIAS MARNEUX @ 1690m**

**De 1690 à 1707 m** : Argile grise à gris vert, parfois brun rouge, pâteuse, silteuse, légèrement (17m) dolomitique, avec passées de Dolomie calcaire gris blanc à beige, cryptocristalline, dur, et de Marne grise à gris vert, indurée, et fines passées d'Anhydrite blanche à blanc beige pulvérulente.

**TOP DOGGER LAGUNAIRE @ 1620m**

**De 1620 à 1690 m** : Argile grise à gris vert, parfois brun rouge, pâteuse, rarement silteuse, (70m) légèrement dolomitique, avec passées de Dolomie calcaire, gris blanc à beige, cryptocristalline, dure et fines passées d'Anhydrite blanche à blanc beige, pulvérulente, traces de Marne grise à gris vert et de lignite.

**TOP DOGGER ARGILEUX @ 1536m 175 MA**

**De 1536 à 1620 m** : Argile brun rouge et grise à gris vert, tendre à pâteuse, silteuse, légèrement (84 m) dolomitique, avec passées de Dolomie blanche à blanc beige, cryptocristalline, et de Grès gris blanc à gris vert, fin à très fin, argilo-dolomitique.

**TOP MALM @ 1345m 145 MA**

**De 1345 à 1440 m** : Argile grise à gris vert, pâteuse, silteuse, légèrement dolomitique, (95m) et Dolomie blanche à blanc beige, cryptocristalline, présence de sable, gris blanc à blanc beige, fin à très fin.

**De 1440 à 1536 m** : Grès gris blanc à gris vert, fin à très fin, subarrondi à subanguleux, (96m) argilo-dolomitique, avec passées d'Argile grise à gris vert, pâteuse, silteuse, légèrement dolomitique, et fines passées de Dolomie calcaire blanc beige, cryptocristalline, dur, présence de sable gris blanc à blanc beige grossier parfois graveleux, et d'Anhydrite blanche pulvérulente.

## 2.5.4 Crétacé Inférieur.

**TOP NEOCOMIEN @ 1142m 135 MA**

**De 1142 à 1290 m** : Argile grise à gris vert, silteuse à silto-sableuse, légèrement dolomitique, (148m) avec passées de Dolomie blanche à blanc beige, cryptocristalline à microcristalline, tendre à indurée.

**De 1290 à 1345 m** : Sable gris blanc à blanc beige, fin à très fin, subarrondi à subanguleux, (55m) avec passées d'Argile grise à gris vert, silteuse, légèrement dolomitique, et fines passées de Dolomie blanche à blanc beige, cryptocristalline.

**TOP BARREMIEN @ 855m 130 MA**

**De 855 à 1142 m** : Sable gris blanc translucide, parfois rosâtre, fin à moyen, grossier par endroits (287m) subarrondi à subanguleux, avec fines passées d'Argile grise à gris vert et brun rouge, silteuse, parfois sableuse, légèrement dolomitique

---



---

### TOP APTIEN @ 830 m 125 MA

**De 830 à 855 m :** Argile grise à gris vert et brun rouge, plastique dolomitique, parfois silteuse (25m) tendre, avec passées de Dolomie blanche à beige, cryptocristalline, moyennement dure, rares passées de Marne gris vert dolomitique.

#### TOP ALBIEN @ 358m 112 MA

**De 358 à 440 m :** Grès gris blanc à gris vert, fin à très fin, argilo-dolomitique, subarrondi (82 m) à subanguleux, friable à moyennement dur, avec passées d'Argile brun rouge et gris vert à gris claire, plastique, légèrement dolomitique, silteuse, présence de pyrite et de lignite

**De 440 à 600 m :** Grès brun rouge à beige et gris blanc à gris vert, fin à très fin, subarrondi (160m) à subanguleux, argilo-dolomitique, friable à moyennement dur, avec passées d'Argile brun rouge et gris vert à gris claire, plastique, légèrement dolomitique, parfois silteuse.

**De 600 à 830 m :** Sable blanc à translucide, fin à moyen, subarrondi à subanguleux, passant (230m) rarement à grès beige à brun rouge, fin à moyen subarrondi à subanguleux, mal consolidé, légèrement dolomitique, avec fines passées d'Argile brun rouge silteuse.

#### 2.5.5 Crétacé Supérieur

#### TOP CENOMANIEN @ 202 m 99.6 MA

**De 202 à 290 m :** Argile gris vert, plastique à pâteuse, dolomitique, avec intercalations (88 m) de Dolomie gris clair et beige, cryptocristalline à microcristalline, compacte, et d'Anhydrite blanche à translucide, tendre, inclusions de Gypse blanc fibreux.

**De 290 à 358 m :** Argile brun rouge et gris vert à gris claire, plastique, légèrement dolomitique (68 m) devenant par fois silteuse, avec passées d'Anhydrite blanche à blanc beige, pulvérulente, parfois cristalline.

#### TOP TURONIEN @ 97m AGE 93.5 MA

**De 97 à 202 m :** Calcaire dolomitique blanc à blanc beige, parfois gris claire, cryptocristallin à microcristallin, dur, crayeux par endroits, avec passées de Dolomie beige, microcristalline à cristalline, dure, rares passées de Marne gris clair, à gris beige indurée.

#### SENONIEN CARBONATE

**De 13 à 97 m :** Dolomie à dolomie calcaire, beige à brunâtre, cryptocristalline à cristalline, parfois saccharoïde, compacte, avec passées de Calcaire dolomitique, blanc à blanc jaunâtre, cryptocristallin, moyennement dur, présence d'Argile brun rouge à beige, dolomitique, tendre, légèrement silteuse.

		AGE	ETAGES	STRATIG.	LITHOLOGIE	
MESOZOIQUE	Crétacé		SENONIEN		Calcaire à silex	
			TURONIEN		Dolomie	
			CENOMANIEN		Argile dolomie anhydrite	
			ALBIEN		Grès fin	
			APTIEN		Dolomie et marnes	
			BARREMIEN		Grès carbonaté	
			NEOCOMIEN		Grès, dolomie argille	
	Jurassique		MALM		Grès Carbonate argile	
			DOGGER		Argile, carbonate	
			LIAS MARNEUX		Marnes	
			LIAS CARBONATE		Calcaire	
			LIAS ANHYDRITIQUE		Anhydrite	
			LIAS SALIFERE		Sel, argile	
			HORIZON B		Dolomie	
			S1+S2		Sel, anhydrite, argile	
			S3		Sel massif	
			ARGILEUX SUP.		Argile dolomitique	
	TRIAS	TRIAS ARGILO-GRESUX		S4		sel massif
				ARGILEUX INF.		Argile
			GRES A		Argile silteuse Grès argileux	
			ARGILES AB		Argile	
			GRES B		Grès argileux et microconglomératiques	
		ARGILES C		Argile silteuse		
		GRES C		Grès argileux		
		SERIE INFERIEURE		Argile silteuse Grès argileux		
	Ordovicien		GRES D'OUED SARET		Grès argileux	

Figure 5 Colonne stratigraphique de Glib el djemel (document SONATRASH)

### 3. But et Méthodologie

La majeure partie des études faites à ce jour sur les réservoirs de Hassi R'mel ont mis en évidence quatre principaux réservoirs ; « A, B, C » et la série inférieure « SI ». Le champ de Glib el djemel a été considéré comme étant l'extension d'un seul réservoir argilo-gréseux, de type « C », et l'absence des autres réservoirs a été interprétée comme étant l'action d'une forte érosion.

Dans ce présent mémoire nous essayerons d'apporter une nouvelle perception de l'extension des réservoirs, et notamment d'identifier le type de réservoir existant dans notre zone d'étude. Et ceci en partant sur des interprétations plutôt tectoniques que sédimentaires, tout en s'appuyant sur la création d'un modèle structural tridimensionnel basé sur de nouvelles données stratigraphiques et structurales. Pour atteindre notre but, nous avons procédé de la manière suivante :

- Les diagraphies et données sismiques qui nous ont servi comme données de base pour la création du modèle.
- Réalisation d'un modèle structural tridimensionnel sur « PETREL ».
- Lecture des corrélations de puits effectuées à travers le champ de Hassi R'mel.
- Utilisation de coupes géologiques et carte de structures issues du modèle.
- Identification du type de réservoir en se basant sur les anciens travaux et les résultats obtenus dans ce travail.

---

# CHAPITRE « II »

## Etude Pétrophysique

---

## 1. Introduction

La pétrophysique est la science qui étudie les propriétés physiques et chimiques des roches en termes de porosité, perméabilité et mécanismes de drainage des fluides saturant le milieu poreux. Dans le but de mieux comprendre le comportement du réservoir, pour la détermination de la production optimale des puits, la détermination des quantités de fluide et leur circulation à travers les pores, le développement d'un champ pétrolier et la sélection des puits dans les zones à intérêt pétrolier.

## 2. Porosité

**La porosité ( $\Phi$ )** correspond au volume total occupé par les vides de la roche ( $V_p$ ) divisé par le volume total de la roche ( $V_t$ ), elle s'exprime le plus souvent en pourcentage, mais on peut la trouver sous forme de fraction.

$$\Phi = \frac{V_p}{V_t} \times 100 = \frac{(V_t - V_s)}{V_t} \times 100q$$

- ✓  $\Phi$  : porosité [%]
- ✓  $V_t$  : volume total (ou apparent) de l'échantillon [ $m^3$ ]
- ✓  $V_p$  : volume des vides (ou volume des pores) entre les grains solides [ $m^3$ ]
- ✓  $V_s$  : volume réel des grains [ $m^3$ ]

On distingue trois types de porosité à savoir :

- La porosité primaire : c'est le volume total des vides dans la roche obtenue juste après la sédimentation.
- La porosité secondaire : c'est le volume obtenu dans la roche après fissuration, fracturation, dissolution ou altération.
- La porosité effective ou utile : c'est le volume des vides connectés entre eux.

Elle est égale à :

$$\Phi_u = \Phi_t - \Phi_r$$

Avec :

- ✓  $\Phi_u$ : porosité utile.
- ✓  $\Phi_t$ : porosité totale.
- ✓  $\Phi_r$  : porosité résiduelle.

Dans les gisements exploités, la porosité des roches réservoirs est :

- Faible si elle est inférieure à 5%.
- Médiocre si elle est comprise entre 5% et 10%.
- Moyenne si elle est comprise entre 10% et 20%.
- Bonne si elle est comprise entre 20% et 30%.
- Excellente si elle est supérieure à 30%.

## 3. Perméabilité

La perméabilité d'une roche caractérise son aptitude à permettre l'écoulement des fluides contenus dans son espace poreux. Ce dernier ne permet le déplacement des fluides que dans la mesure où ses pores sont reliés entre eux ; on dit alors qu'il est perméable.

Henry Darcy réalisa une série d'expériences sur l'écoulement de l'eau dans une couche filtrante de sable. La loi de Darcy est applicable aux écoulements laminaires et permet de mesurer la perméabilité ( $K$ ) d'un milieu d'épaisseur ( $L$ ), laissant passer 1  $cm^3$  par seconde ( $\emptyset$ ) d'un fluide de viscosité 1 centpoise ( $\mu$ ) sous l'effet d'un gradient de pression ( $D_p$ ) de 1 atm à travers une surface ( $S$ ) de 1  $cm^2$ .

$$K = (Q \cdot L \cdot \mu) / S \cdot (P_2 - P_1)$$

Avec :

- ✓  $D_p = P_2 - P_1$
- ✓  $Q$ : Volume d'eau écoulé par unité de temps [ $cm^3/s$  en unités CGS]
- ✓  $P_1$  : Pression entrante [atm en unités CGS]
- ✓  $P_2$  : Pression sortante [atm en unités CGS]

- ✓ S: Surface de la couche filtrante [cm<sup>2</sup> en unités CGS]
- ✓ k: Perméabilité [Darcy en unités CGS]
- ✓  $\mu$ : Viscosité du fluide [centipoise en unités CGS]
- ✓ L: Longueur sur laquelle s'effectue l'écoulement [cm en unités CGS]

Echelle quantitative de la perméabilité

- Compact (Tight) si  $k \ll 0.1$  mD
- Très faible si  $K < 1$  mD
- Faible si K de 1 à 10 mD
- Médiocre si K de 10 à 50 mD
- Moyenne si K de 50 à 200 mD
- Bonne si K de 200 à 500 mD
- Excellente si  $K > 500$  mD.

La loi de Darcy suppose qu'aucune réaction entre le fluide et la roche ne se produit et qu'il n'y a qu'un fluide présent.

L'unité pratique pour la perméabilité k est le darcy et ses sous-multiples, en particulier le milli darcy (= 10<sup>-3</sup> darcy). Le darcy est la perméabilité d'un milieu qui laisse passer 1 cm<sup>3</sup>/s d'un fluide dont la viscosité est de 1 (centipoise). Le darcy peut aussi être défini dans le système international (S.I.), comme équivalent à micromètre carré.

La perméabilité intrinsèque des roches est une grandeur qui peut varier dans un domaine couvrant plusieurs puissances de 10. Ceci conduit à étudier les variations de son logarithme, et ce d'autant plus quand que la dispersion sur les mesures est assez importante.

La perméabilité est fonction de la taille des grains et de leur classement. En effet, il est communément admis que la perméabilité augmente avec la taille des grains et diminue avec l'augmentation d'un coefficient de classement des grains. Elle est donc principalement contrôlée par la morphologie du milieu poreux. L'aspect le plus important pouvant influencer la perméabilité est sans doute le type de connexions entre les pores et de leur texture. C'est donc cet élément qui va être à la base de la classification des types de porosité d'un point de vue pétrophysiques.

Une relation exponentielle entre la porosité et la perméabilité est généralement constatée (cf. 3.4 Relation entre porosité et perméabilité).

### 3.1 Types de perméabilités

#### 3.1.1 Perméabilité spécifique ou absolue

C'est la perméabilité mesurée avec un seul fluide présent, par exemple : la perméabilité à l'air, la perméabilité à l'eau, la perméabilité à l'huile.

#### 3.1.2 Perméabilité effective

Quand un fluide existe dans la porosité de la roche (à une saturation différente de la saturation irréductible minimale), le résultat de la mesure de la perméabilité à l'aide d'un deuxième fluide est appelé perméabilité effective pour ce fluide.

#### 3.1.3 Perméabilité relative

C'est le rapport de la perméabilité effective sur la perméabilité spécifique. La perméabilité relative à un fluide donné varie en fonction directe de la saturation de ce fluide dans la roche et s'exprime en pourcentage de déplacement d'un fluide par rapport à l'autre.

Dans cette étude, les mesures ont été effectuées à l'aide d'un perméamètre à air comprimé. Lorsque le terme de perméabilité sera employé pour caractériser les échantillons de ce travail, il s'agira toujours de perméabilité spécifique.

Cependant, dans le cas de formation pétrolifère, il y a souvent deux fluides présents : Gaz et Huile, et même trois : Gaz, Huile et Eau.

## 4. La Saturation

### 4.1 Définition

La saturation d'un fluide est le rapport du volume du fluide considéré sur le volume total des pores. La saturation en eau  $S_w$  est : (AAPG, 1984).

$$S_w = \frac{V_w}{V_v} \%$$

Avec :

- ✓  $V_w$  : volume d'eau en cm<sup>3</sup>.
- ✓  $V_v$  : volume de vide en cm<sup>3</sup>.
- ✓ La somme des saturations est égale à 1 :

$$S_g + S_h + S_w = 1$$

Avec :

- ✓  $S_g$  : saturation de gaz en %.
- ✓  $S_h$  : saturation d'huile en %.
- ✓  $S_w$  : saturation d'eau en %.

### 4.2 Loi d'Archi:

« Relation entre Résistivité, Porosité et Saturation »

Selon (AAPG, 1984) Cette formule relie la résistivité d'une roche avec la résistivité de l'eau de formation. La formule généralement utilisée est :

$$S_w = \left( \frac{a}{\phi^m} \times \frac{R_w}{R_t} \right)^{1/n} \%$$

**$R_t$**  : résistivité de la formation en  $\Omega m$ .

**$R_w$**  : résistivité de l'eau de formation en  $\Omega m$ .

**$S_w$**  : saturation en eau dans la formation en %.

**$a$**  : est un facteur de tortuosité, dépendant de la lithologie.

**$m$**  : est le facteur de cimentation et dépend du type de sédiments.

## 5. Détermination du volume d'argile

Certains auteurs préfèrent utiliser l'indice d'argilosité  $I_{sh}$  relié plutôt à l'effet de l'argile qu'à son volume. La connaissance du volume d'argile est très importante dans l'interprétation des diagraphies, il nous permet d'identifier si le réservoir est argileux ou propre, ainsi de corriger les paramètres pétrophysiques. On détermine  $V_{sh}$  à l'aide de plusieurs indicateurs qui donnent chacun une valeur. La valeur minimale est retenue comme étant probablement la plus vraisemblable.

Il existe plusieurs méthodes pour la détermination du volume d'argile, on distingue :

### 5.1 Rayon Gamma Naturel

Dans cette étude, on utilise la formule suivante pour le calcul de volume d'argile :

$$(V_{sh}\%) GR = (GR_{lu} - GR_{min} / GR_{max} - GR_{min}) \times 100$$

$GR_{min}$  : valeur minimale lue en face d'un niveau considéré comme propre.

$GR_{max}$  : valeur maximale lue en face d'un niveau argileux.

### 5.2 Neutron

$$(V_{sh}\%) N = \frac{\emptyset N}{\emptyset N_{sh}}$$

$\emptyset N_{sh}$  : La lecture neutron dans les argiles.

### 5.3 Résistivité

$$R_t = R_{sh} / (R_{sh})^b \text{ avec : } b = 0.5 \text{ à } 1$$

Si :  $0.5 < (R_{sh} / R_t) < 1$ ,  $(V_{sh}) R = R_{sh} / R_t$  Si :  $(R_{sh} / R_t) < 0.5$ ,  $(V_{sh}) R = (R_{sh} / R_t) 0.5$

$R_{sh}$  : Résistivité de l'argile.  $R_t$  : Résistivité de la zone vierge.

## 5.4 Le Vsh cut-off

C'est la valeur maximale de pourcentage de volume d'argile, pour la quel on ne considère plus la formation comme réservoir. Cette valeur est prise entre 30% et 40% du volume d'argile.

## 6. Relation entre porosité et perméabilité

Une relation exponentielle entre la porosité et la perméabilité est généralement constatée. En effet, un graphique du logarithme de la perméabilité en fonction de la porosité donne approximativement une droite avec des pentes différentes suivant les formations. De nombreux chercheurs ont observé que dans les roches détritiques notamment, il existait fréquemment une bonne corrélation entre la porosité et la perméabilité. Chilingar (1964) a mené cette recherche en fonction de la taille des grains et il a obtenu le type de relations reproduites dans la Figure.

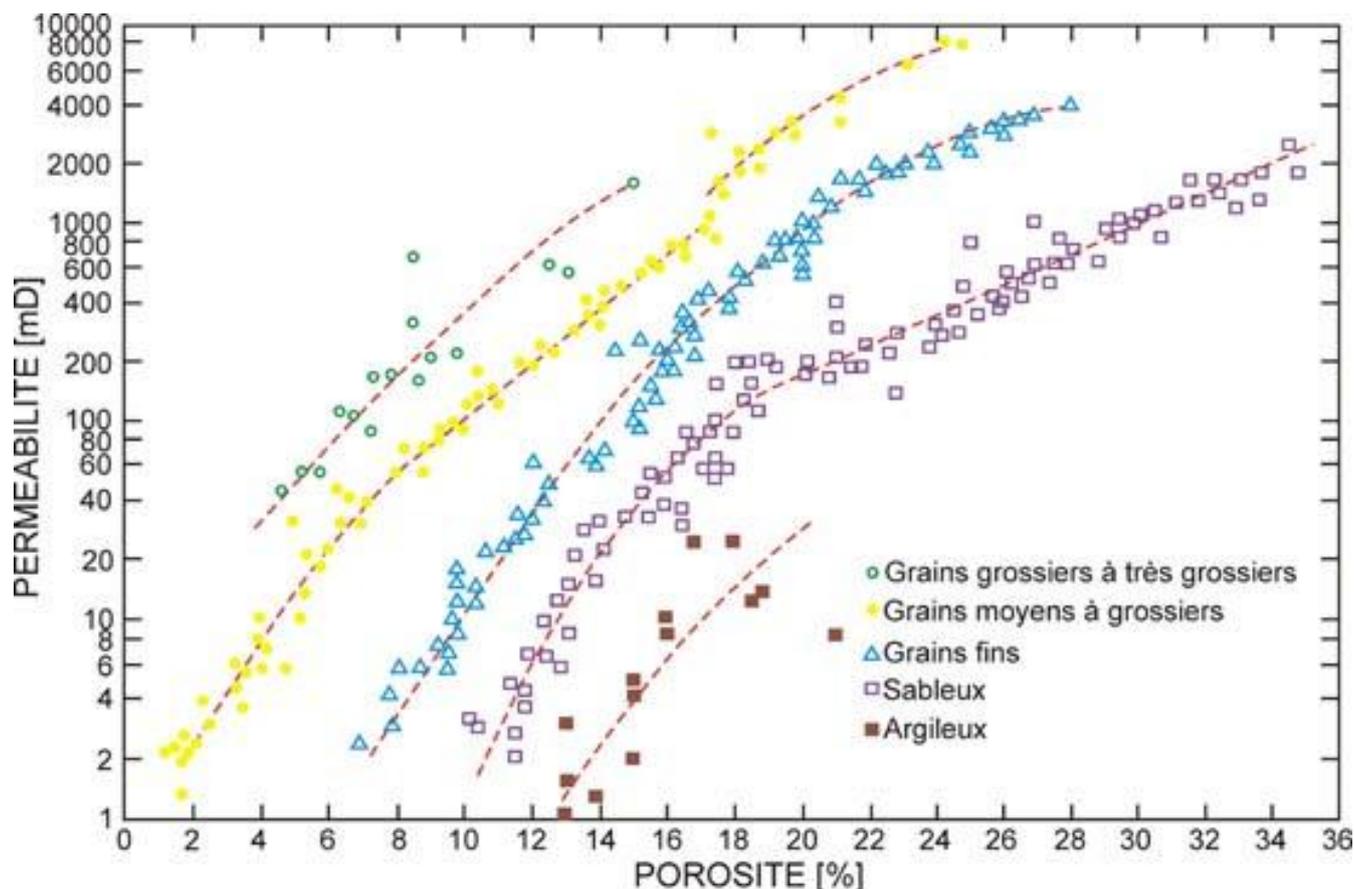


Figure 6 Relation entre la porosité et la perméabilité pour différentes tailles de grains (d'après Chilingar, 1964).

Ce graphique montre qu'il existe une très faible dispersion des points au sein de chaque catégorie. Lucia (1983) dans le même ordre d'idée a démontré que 3 champs de porosité-perméabilité peuvent être définis utilisant la taille des particules.

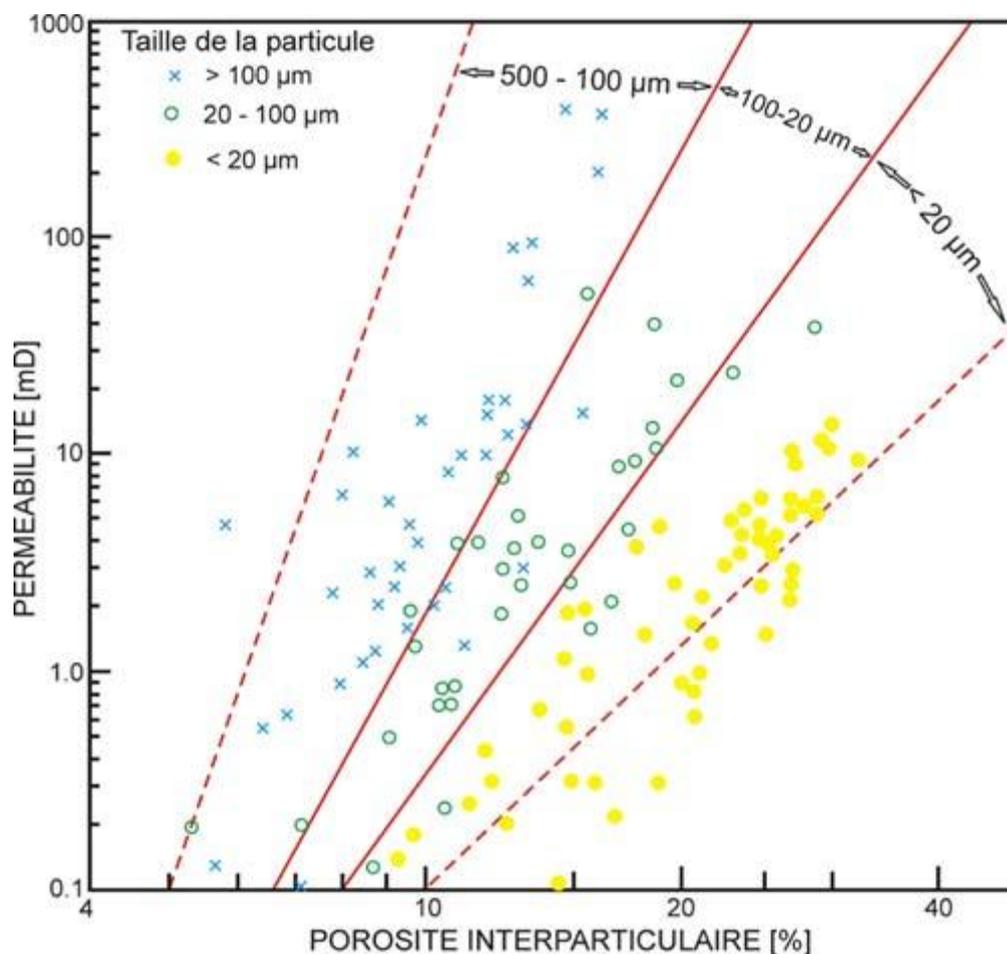


Figure 7 Relation entre la porosité et la perméabilité pour différentes tailles de grains (d'après Lucia, 1964)

De ces relations on peut en conclure qu'il est hautement préférable d'établir la loi empirique reliant la porosité à la perméabilité par types de pores ou mieux encore par types de faciès, d'environnement et en tenant compte de la taille des grains qui influence grandement la porosité et la perméabilité.

En outre, la structure des pores est indiquée de manière qualitative par la relation entre la porosité et la perméabilité. Une faible porosité accompagnée par une grande perméabilité signifie que les pores sont larges. Grande porosité et faible perméabilité suggère des petits pores.

## 7. Interprétation Pétrophysique

L'objectif fixé est l'étude des propriétés pétrophysiques du réservoir Trias de cette structure.

### 7.1 Base de données puits et Diagraphies

Un contrôle préliminaire de qualité a été fait durant la phase de chargement. Il a consisté à vérifier le contenu des fichiers et en particulier la localisation des courbes sur la section du puits.

Un contrôle plus détaillé a été réalisé pour les puits de la zone d'étude. Dans ce secteur, un log composite a été généré avec visualisation des courbes brutes et interprétées si existantes, et des porosité-perméabilité carottes avec pour objectif une revue préliminaire de l'ensemble des données disponibles afin d'orienter l'interprétation quantitative et de vérifier la cohérence des courbes.

En général, le trou est bien calibré ce qui conduit à une bonne qualité des enregistrements, les diagraphies de Radioactivité de densité de neutron de l'acoustique ainsi que les résistivités qui sont de bonne qualité.

## 7.2 Diagraphies Avancées

En addition de ce qu'il a été enregistré comme diagraphies différées, on note qu'aucun enregistrement tel que les mesures de pression, diagraphies d'imagerie et diagraphies de pendagemétrie n'a été réalisé.

## 7.3 Données Carottes

Des carottes ont été prélevées et mesurées dans les réservoirs du Trias.

## 7.4 Propriétés Pétrophysiques

Les diagraphies acquises ne sont pas toutes disponibles, on note l'absence des logs pour le puits O-1

Les diagraphies sont de bonne qualité pour le puits G-1, permettant la réalisation d'interprétations qualitatives et quantitatives.

La méthode des reports graphiques a été utilisée pour déterminer la composition lithologique et minéralogique pour le réservoir. A cet effet, un ensemble de cross plots a été réalisé.

Le volume d'argile ( $V_{sh}$ ) est calculé en utilisant la combinaison GR, RHOB, NPHI. Les paramètres nécessaires (réponse du GR, RHOB, NPHI dans les grès et dans les argiles) sont définis puits par puits et réservoir par réservoir à partir de l'analyse des logs.

Le calcul d'argilosité  $V_{sh}$  est effectué à partir du log de Gamma-Ray (GR). Les paramètres nécessaires (réponse du GR dans les grès et dans les argiles) sont définis puits par puits et réservoir par réservoir à partir de l'analyse des logs.

Les indicateurs d'argile reposent sur le principe de définir une ligne propre et un point d'argile. Le volume de l'argile est calculé comme étant la distance les données d'entrée se situent entre le point de l'argile et de la ligne propre. Le schéma qui suit illustre le principe :

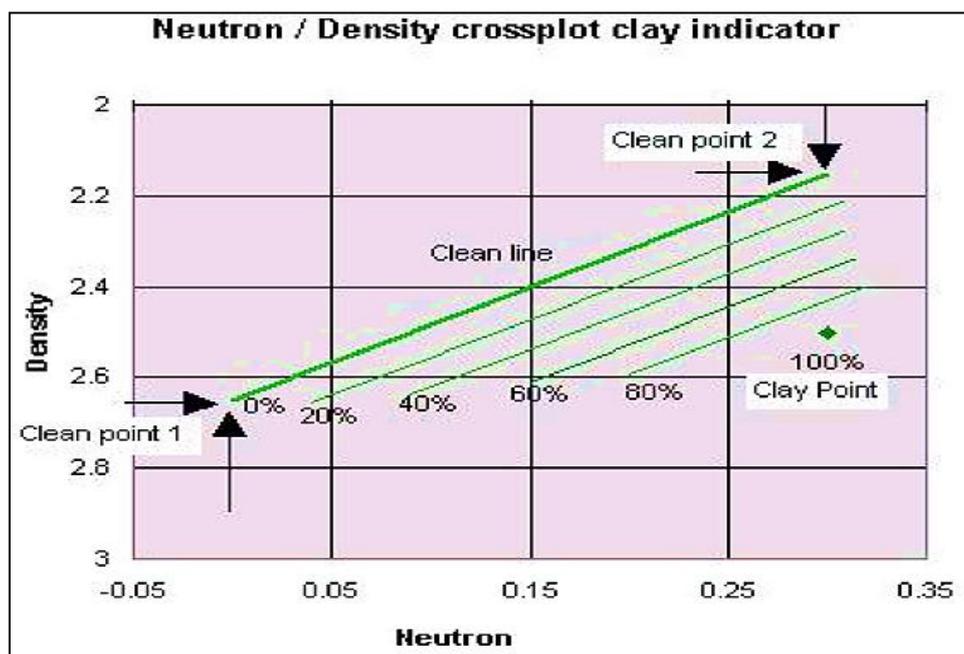


Figure 8 Crossplot clay indicator

La porosité effective est calculée en utilisant les enregistrements de porosités Densité, Neutron et Sonic. Le choix de la combinaison dépend de la qualité et la disponibilité des courbes. Le sonique a été utilisé dans le cas où les caves affectent les valeurs du log de densité

Pour résumer le workflow de l'interprétation il y a eu cette façon de faire :

- Collecte de toutes les données numériques disponibles
- Chargement des données et contrôle qualité
- Calcul du volume d'argile se basant sur la distribution de la courbe de GR comme indication et le cross plot Neutron Densité comme double indication.
- Calculer la saturation en fluide en utilisant le modèle de Simandoux.

Les valeurs des mesures pétrophysiques et les descriptions provenant des carottes ont été utilisées afin de calibrer la lithologie et les résultats des calculs de porosité.

---

---

## 8. Résultats d'interprétations pétrophysique

### 8.1 Cut off

Les résultats d'interprétation ont montré un cut off en VSH de 45%, cut off en Sw de 50% et cut off en porosité combiné (n/D et Sonic) de 5.5%.

La résistivité  $R_w$  est de 0.013 Ohm.m à 85°C (Salinité = 320 g/l).

### 8.2 Interprétation Pétrophysiques de G-1

#### 8.2.1 Partie supérieure

**Trias A 2527-2543 m** : D'après diagraphies, ce niveau est compact et a un ciment salifère.

#### 8.2.2 Partie médiane

**Trias B 2543-2572m** : Les diagraphies montrent des saturations en hydrocarbures. Son net pay moyen est de 14 m, sa porosité moyenne 10% et sa saturation en eau moyenne est de 10%.

#### 8.2.3 Partie basale

**Trias C 2572-2612m** : L'évaluation montre que ce réservoir est essentiellement argileux et compact avec un banc de grès entre 2587 à 2591m à hydrocarbures. Son net pay moyen est de 1.5 m, sa porosité moyenne 20% et sa saturation en eau moyenne est de 15%.

Le contact probable HC/Eau est localisé à la cote 2589.5m (- 2162m).

### 8.3 Contacts des Fluides

Le contact HC/Eau « WOC » est estimé à -2167.5 m (TVDss).

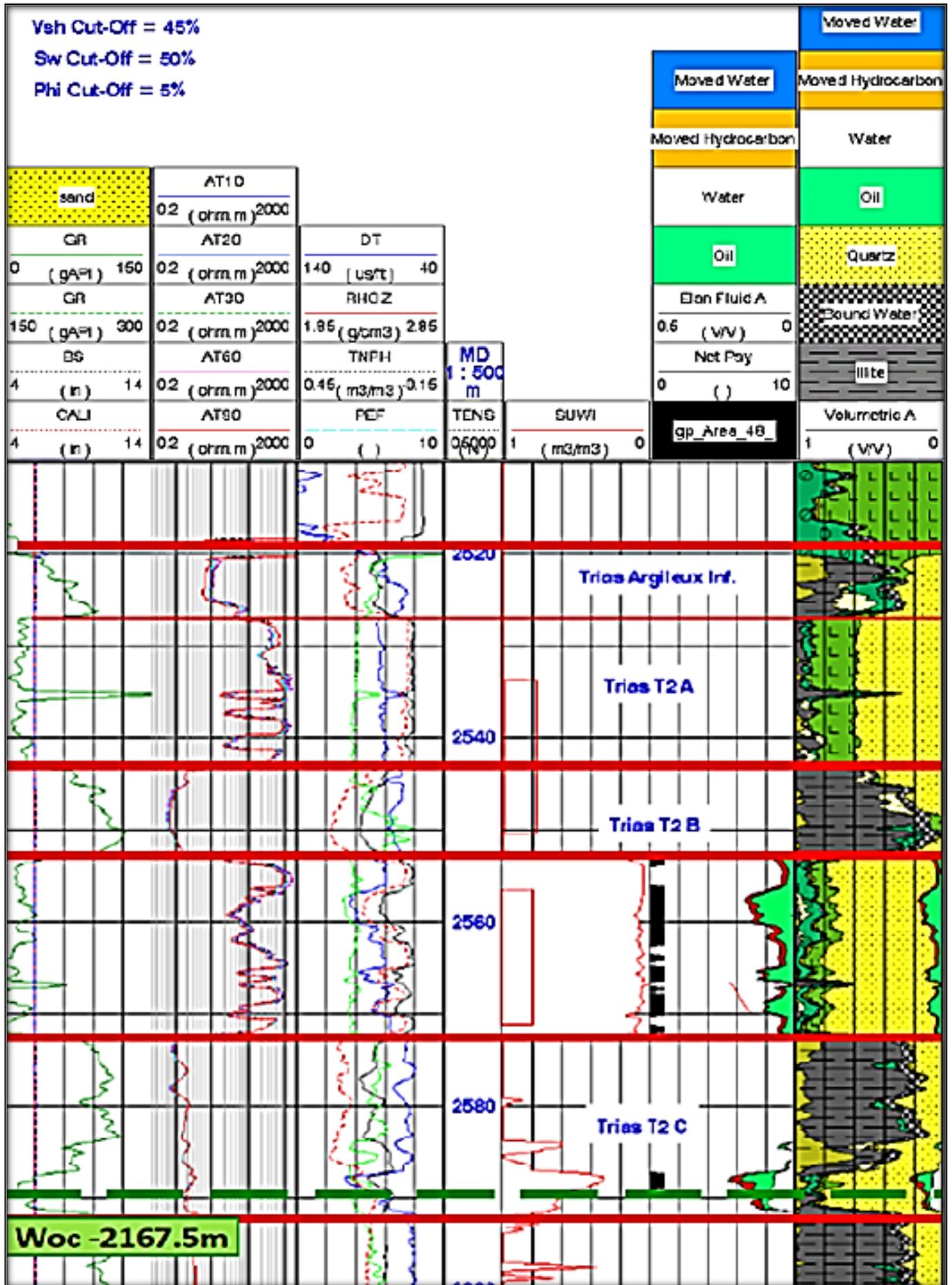


Figure 9 Interprétation pétrophysique du puits G-1

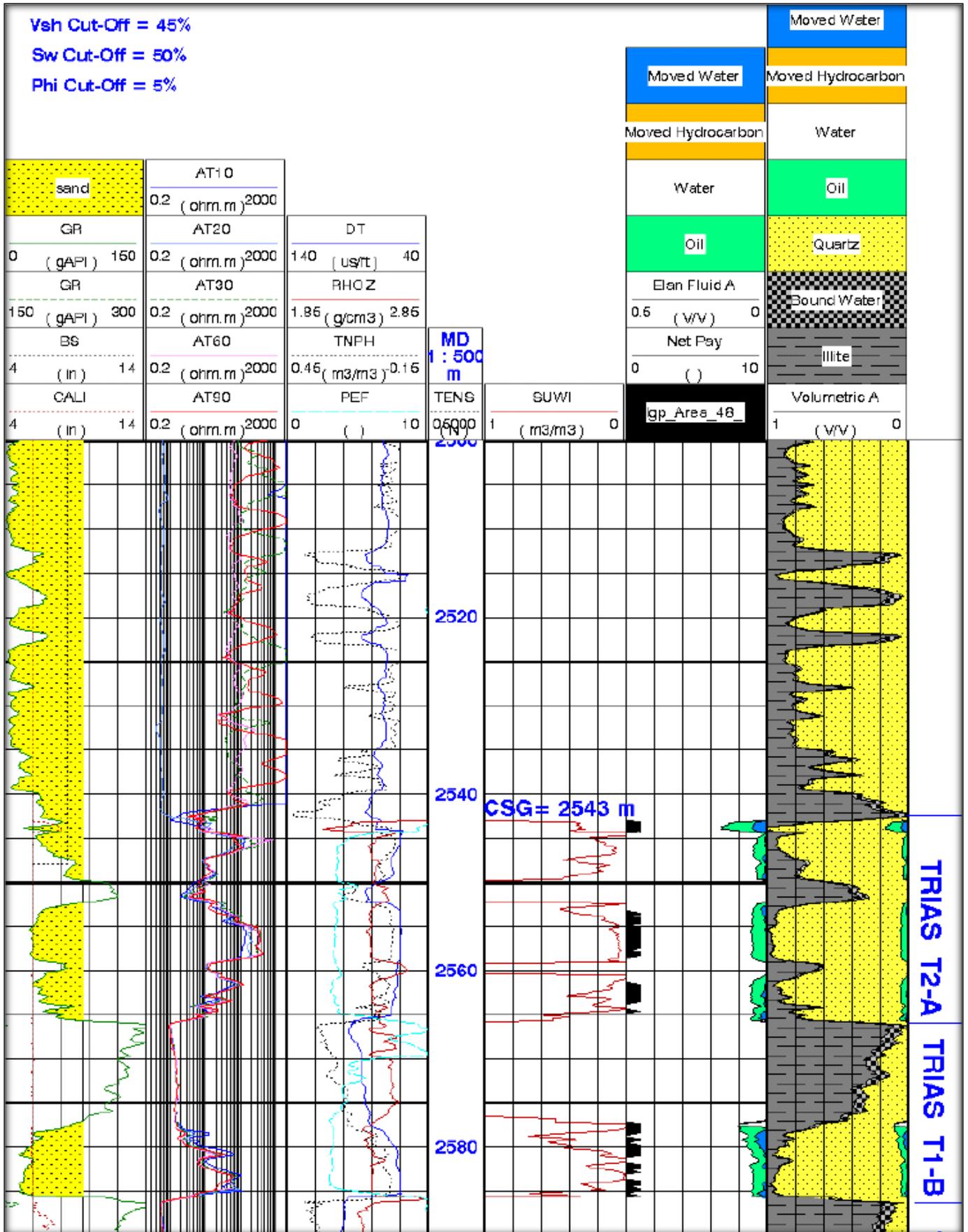


Figure 10 Interprétation pétrophysique du puits G-2

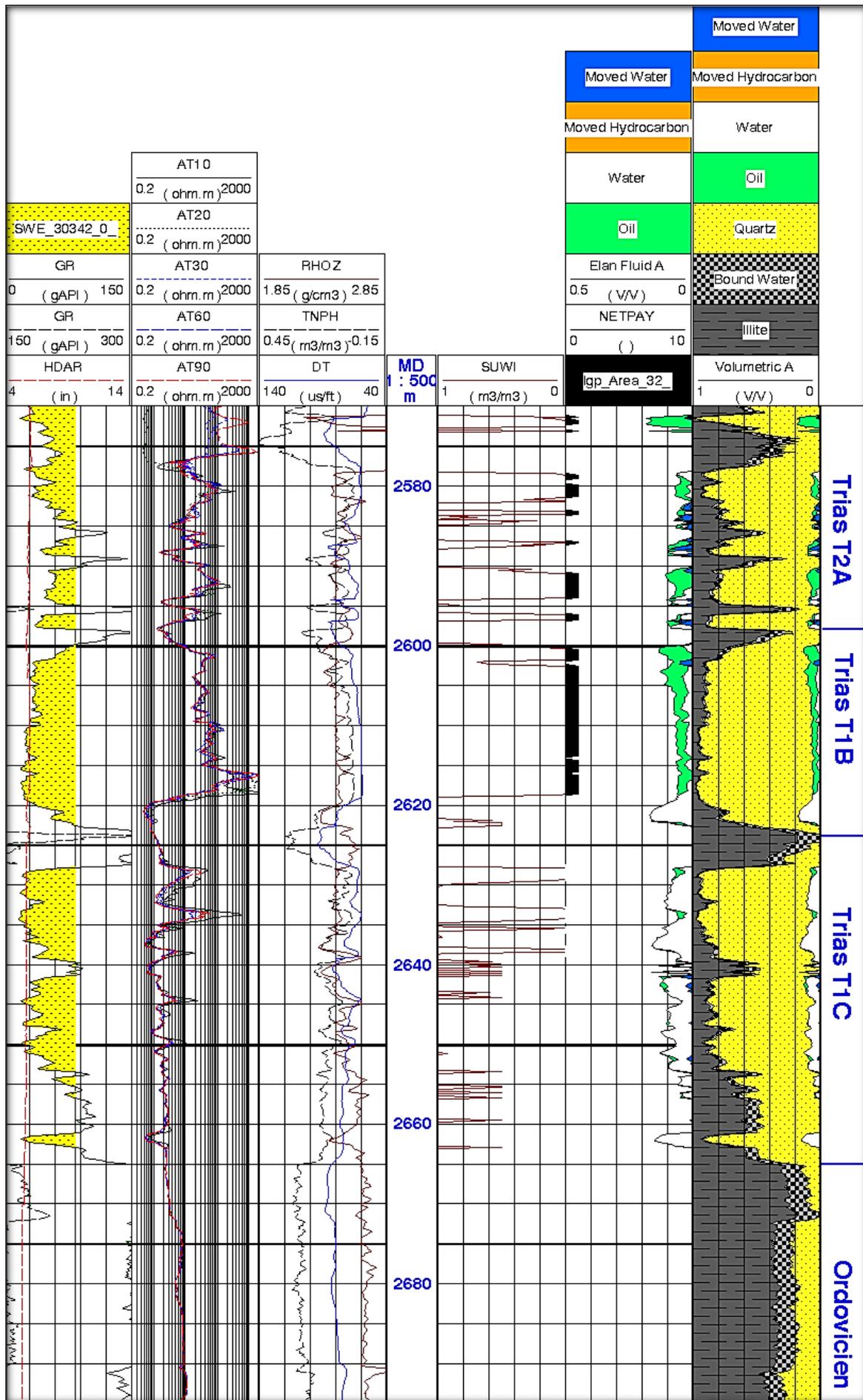


Figure 11 Interprétation pétrophysique du puits G-3.

## 8.4 Calage en profondeur

Le calage en profondeur du log de la porosité avec les cotes carotte indique un décalage en profondeur de 1 à 1.5 mètre.

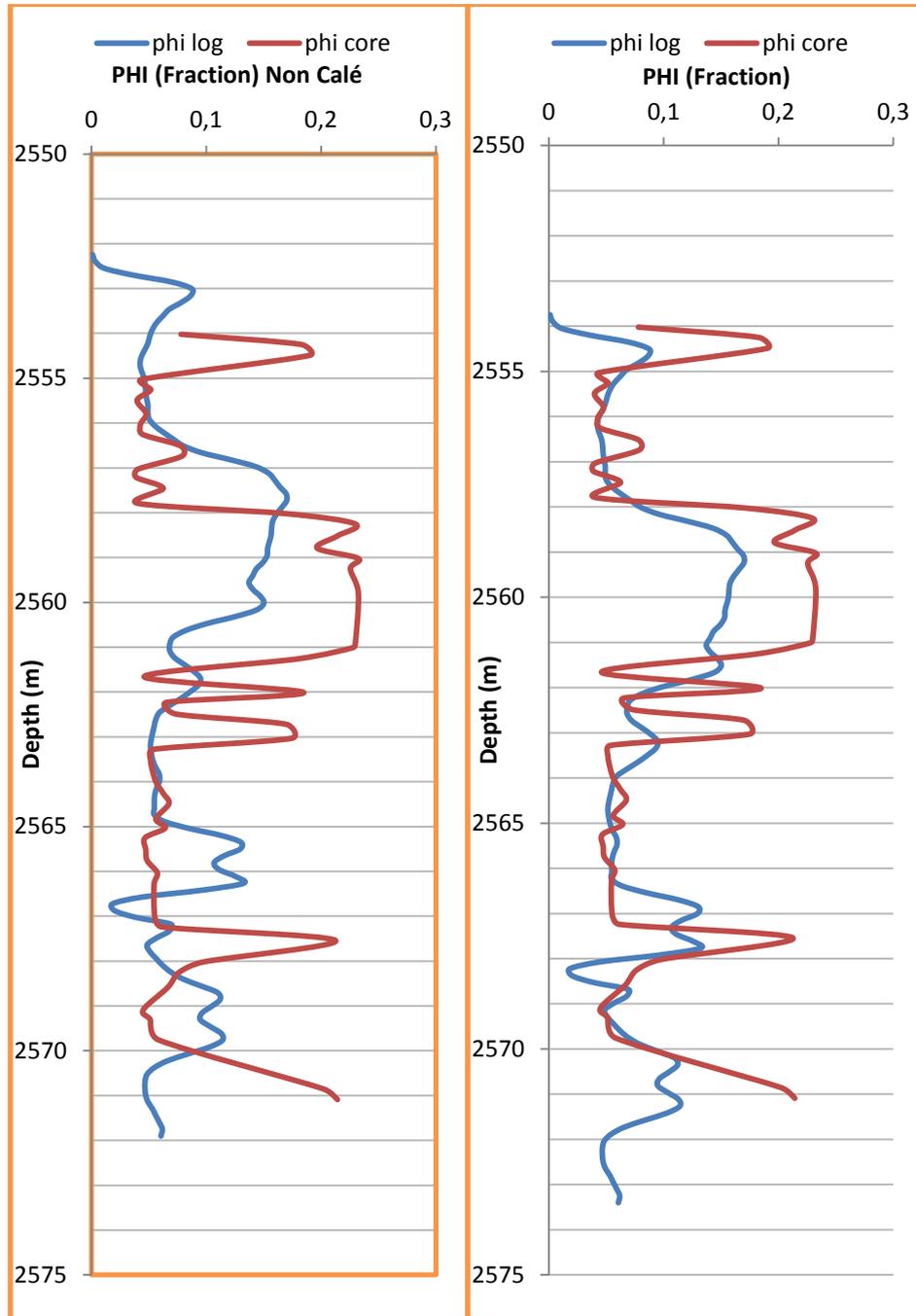
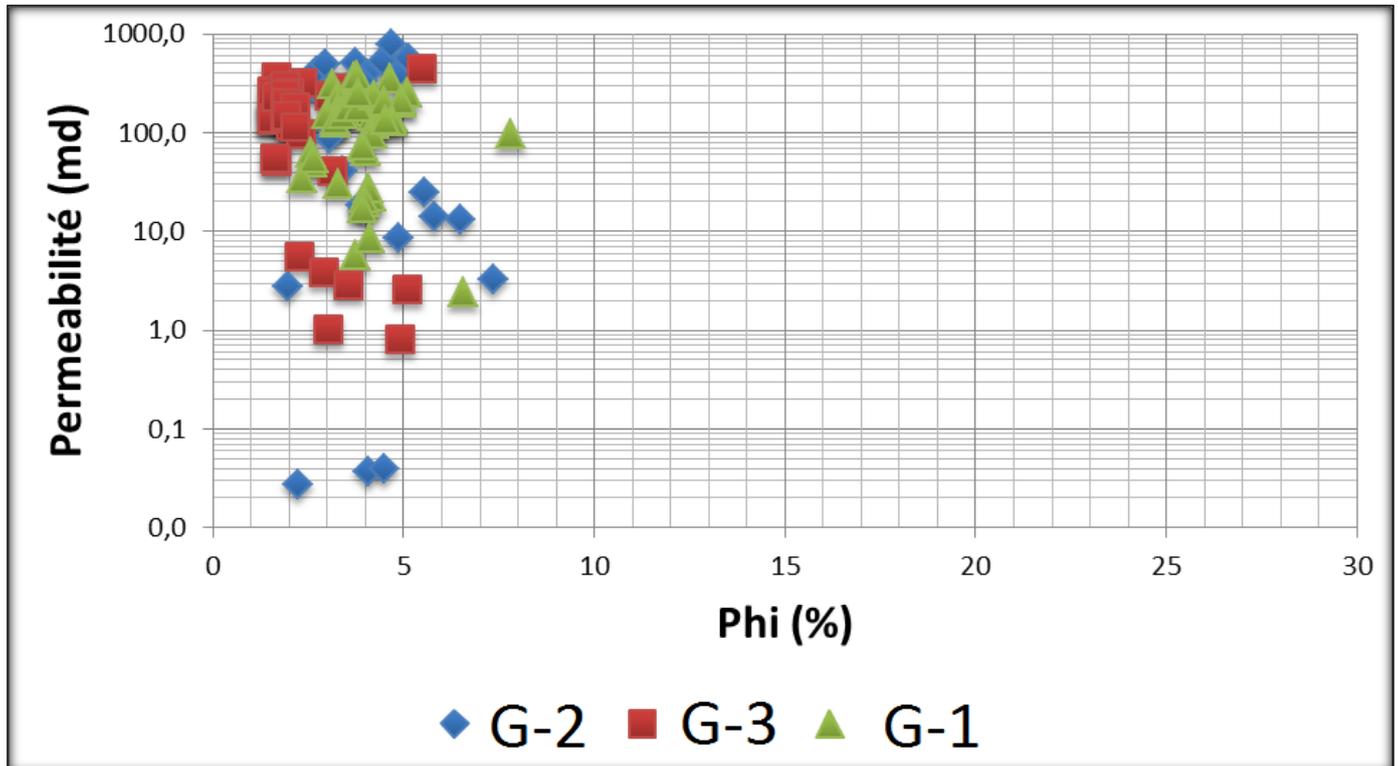


Figure 12 Calage en profondeur de la porosité et de la perméabilité du G-1

## 9. Corrélation porosité Perméabilité

D'après les valeurs de porosité perméabilité du réservoir A, Le réservoir A semblé être compact. Les grandes valeurs de perméabilité ( $>100$  md) correspondantes à de faibles valeurs de porosité ( $<5\%$ ) prises sur des échantillons de carotte horizontal et vertical indiquent probablement la présence de fissuration naturelles.

Le réservoir du niveau B présente deux rock type, une qui possède des caractéristiques Pétrophysique médiocre probablement rempli de ciment salifère et une autre qui possède de bonnes caractéristiques Pétrophysiques. Une corrélation qui relie les deux groupes n'est pas représentative. Chaque rock type doit avoir une corrélation propre.



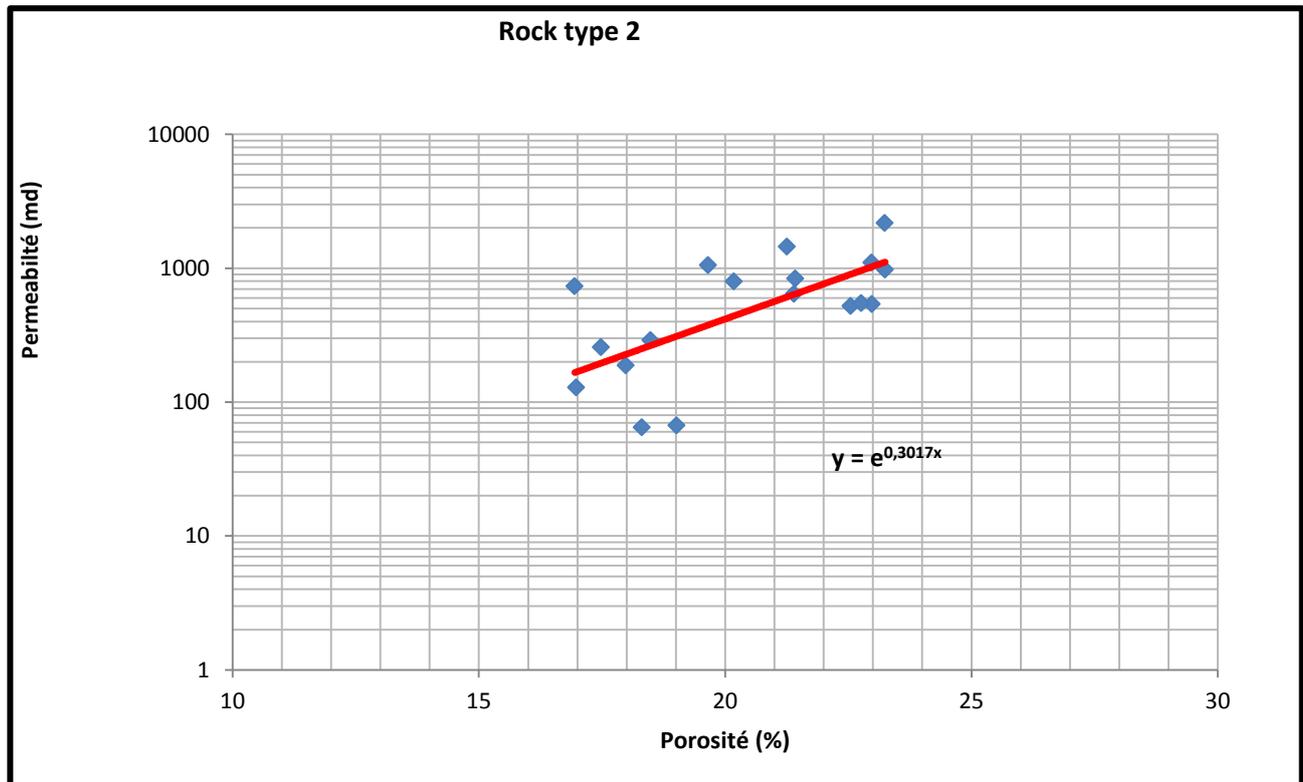
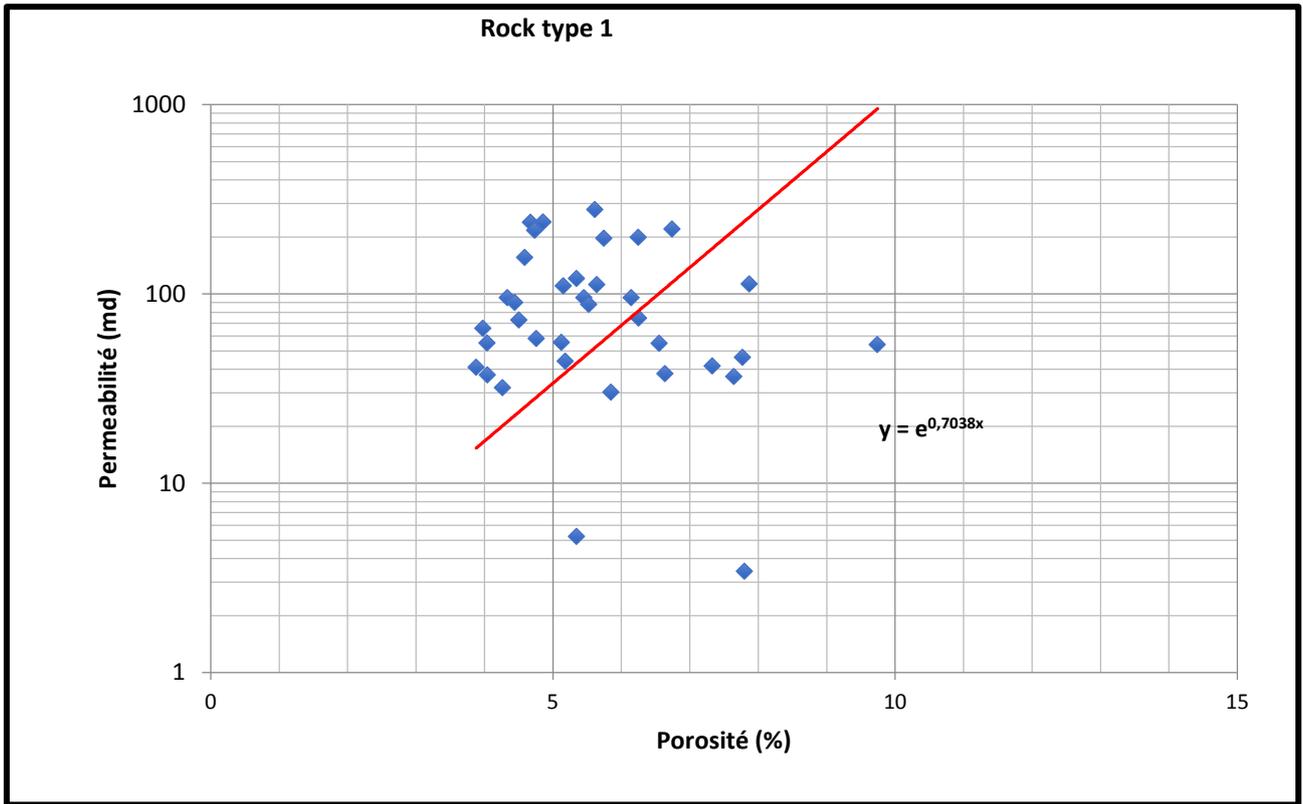


Figure 14 Corrélation Porosité Perméabilité pour chaque rock type du Trias

---

# CHAPITRE « III »

## Modélisation

---

## 1. Introduction

Dans le but d'une meilleure compréhension et visualisation tridimensionnelle de la géologie de notre zone d'étude, nous allons procéder à la création d'un modèle structural. Pour aboutir à nos fins, nous avons eu recours à l'utilisation d'une plateforme logicielle utilisée dans le secteur de l'exploration et de la production de l'industrie pétrolière, nommée « Petrel ».

Dans la branche de la modélisation géologique, la plateforme logicielle « Petrel » offre une gamme complète d'outils pour résoudre les problèmes structuraux et stratigraphiques les plus complexes, de l'exploration régionale à la mise en valeur des réservoirs. Dans un environnement unique, les géoscientifiques peuvent optimiser le déroulement d'une étude géologique grâce à des interprétations stratigraphiques et sismique à travers des modélisations de fractures, de faciès et de propriétés géocellulaires en passant par la révision et mise à jour de l'historique des données utilisées et la simulation de production. Les principaux avantages d'une modélisation sont :

- ✓ L'amélioration de la compréhension géologique.
- ✓ Aboutir à une modélisation structurale et stratigraphique avancée.
- ✓ Réduire les risques d'exploration.

## 2. Méthode utilisée dans la Modélisation Géologique

Le math au domaine géologique a fait naître une nouvelle discipline "la géostatistique" sur laquelle est basée la modélisation des réservoirs. La géostatistique est une discipline à la frontière entre le math et la science de la Terre. C'est une évaluation statique des réservoirs, permet de traiter un ensemble de données réparties dans l'espace par une zone donnée pour estimer les valeurs dans son voisinage à partir d'un ensemble d'échantillons prélevés à différents endroits qui a leurs tours considérés comme références.

En se basant sur cette discipline, il existe deux méthodes de modélisation des réservoirs. Le premier correspond à la méthode booléenne ou méthodes à base d'objet, ou des objets (chenaux, lobes...) sont construits puis utilisés pour estimer les valeurs de la propriété dans le modèle de réservoir. Le second est défini par méthodes pixel ou méthodes de simulation continues ou la propriété est calculée en chaque nœud (pixel). Le choix de la méthode dépend de la nature des données disponibles (SLB, 2015).

### 2.1 Méthode Basée Pixel

Cette méthode utilise le krigeage (méthode d'estimation issue de la géostatistique). Elle nécessite en conséquence la définition d'un variogramme (fonction mathématique qui exprime l'évaluation de la variabilité de mesure des échantillons en fonction de la distance entre chaque pairs d'échantillons), la valeur à simuler sur un nœud donné est corrélée indépendamment avec chaque valeur voisine. Ces méthodes ne sont pas adaptées à la simulation de chenaux, car elles ne permettent pas de reproduire la forme curviligne et continue des dépôts fluviaux. Ils sont :

#### 2.1.1 SIS

Simulation indicatrice séquentielle (sequential indicator simulation) : Un algorithme qui est utilisé pour la modélisation des faciès géologiques. Cet algorithme calcule les grilles de la lithologie et de faciès.

#### 2.1.2 SGS

Simulation gaussienne séquentielle (sequential gaussian simulation) : Un moyen d'interpolation par les données qui génèrent un modèle de distribution basé sur le variogramme.

### 2.2 Méthode Basée Objet

C'est la méthode adaptée à la simulation de chenaux. Elle permet la modélisation des données discrètes qui sont produites et distribuées stochastiquement. Toutes les valeurs sont inscrites : forme géométrique (longueur, largeur, épaisseur, courbure...etc.).

La modélisation de réservoir se fait par ces deux types :

### 2.2.1 Modèle Géologique (Statique)

Il intègre la géométrie du réservoir et les propriétés pétrophysiques. Il prend en compte les données dynamiques qui permet la modélisation des hétérogénéités clés.

Il doit impérativement tenir compte des données dynamiques, par l'identification des failles principales qui influent sur l'écoulement des fluides et les barrières stratigraphiques.

Pour assurer la cohérence de modèle final en a besoin d'une forte intégration entre les spécialistes des géodisciplines.

### 2.2.2 Modèle de Réservoir (Dynamique)

Ce modèle correspond à une grille de cellules qui permet de gérer et de représenter les hétérogénéités clés (principales unités de flux), la cohérence de la distribution du litho-faciès et des propriétés pétrophysiques.

Leur objectif n'est pas de prévoir ce qui contient le réservoir, mais d'anticiper son comportement dynamique et d'à simuler l'évolution d'un champ au cours du temps

Un bon modèle de réservoir doit être fortement contraint par les données géologiques, ou la simulation de l'écoulement des fluides sera ainsi plus réaliste et fiable.

## 2.3 Avantages principaux

- Tous les outils sont intégrés dans une application, éliminant des problèmes d'importation et d'exportation et encourageant la collaboration.
- Les possibilités de fortes visualisations vous donnent le QC (control de qualité) instantané de toutes les données en 3D.
- Des modèles peuvent être mis à jour immédiatement quand les nouvelles données arrivent pour prendre des décisions plus rapides et plus fiables.
- Tous les résultats peuvent être copiés et collés à n'importe quelle application de Windows et les rendant rapides et faciles de rapporter.
- Le logiciel Pétrél à une interface utilisateur familière de Windows, la fonctionnalité défaut/refait, et stockage des modèles...Etc. Il facilite l'utilisation et l'apprentissage (SLB, 2015).

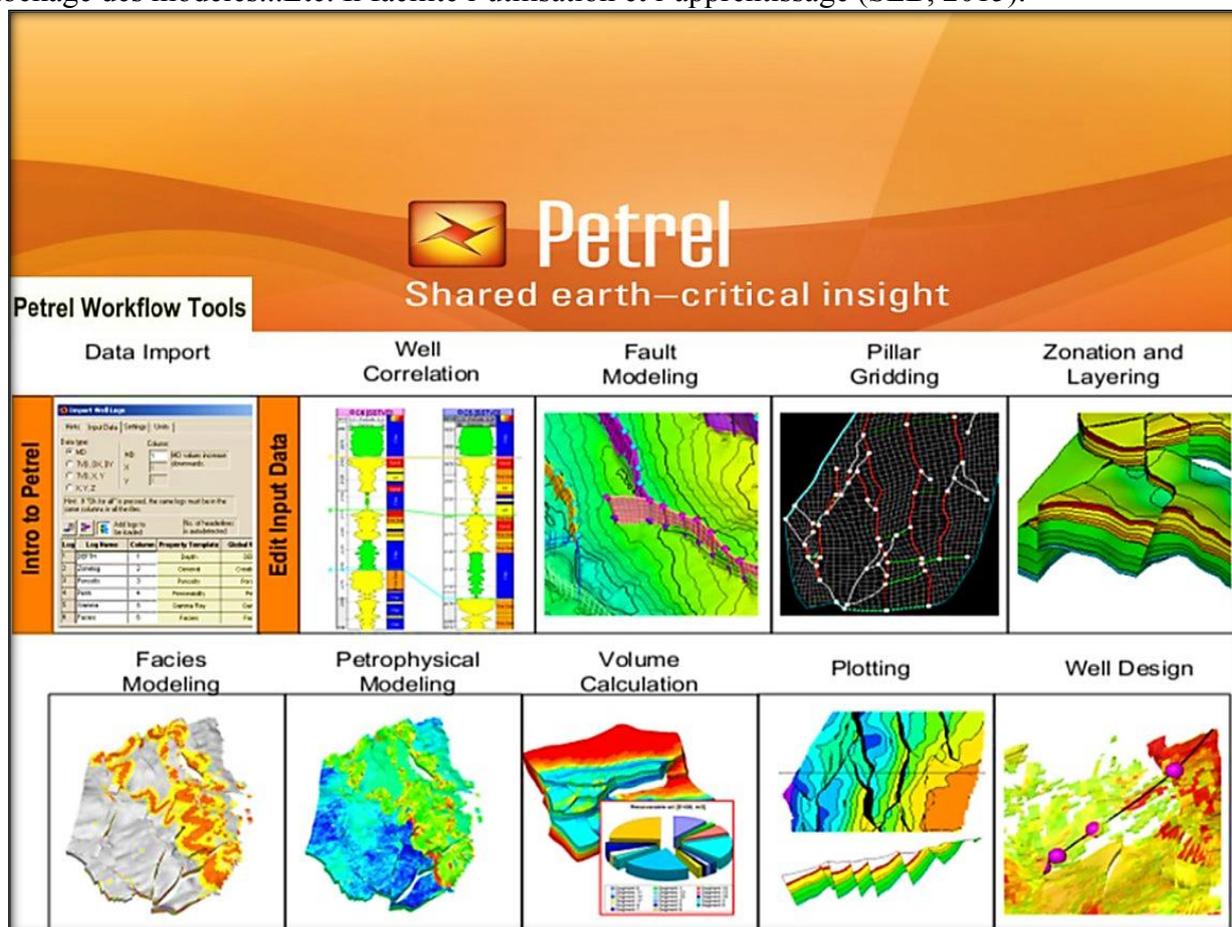


Figure 15 Outils de la Procédure de travail par PETREL 2015 (SLB).

### 3. Modélisation Structurale

La modélisation géologique ne peut pas se faire sans passer par l'étape crucial qui est la modélisation structurale, qui d'ailleurs, est l'assise de notre travail.

#### 3.1 Procédures de réalisation d'un modèle structural

##### 3.1.1 Chargement de données

Après la création d'un nouveau projet « Petrel », il faut injecter au logiciel les données nécessaires à la création d'un modèle structural. On retrouvera ces dernières dans la fenêtre « Input ».

Tout d'abord, on charge les données depuis « Wells » tels que : les coordonnées en UTM, TD (Total depth ; profondeur total atteinte), KB (Kelly bushing ; hauteur référence où se trouve la table de rotation), ainsi que les informations ou données déjà présentes sur ces puits, tels que les logs.

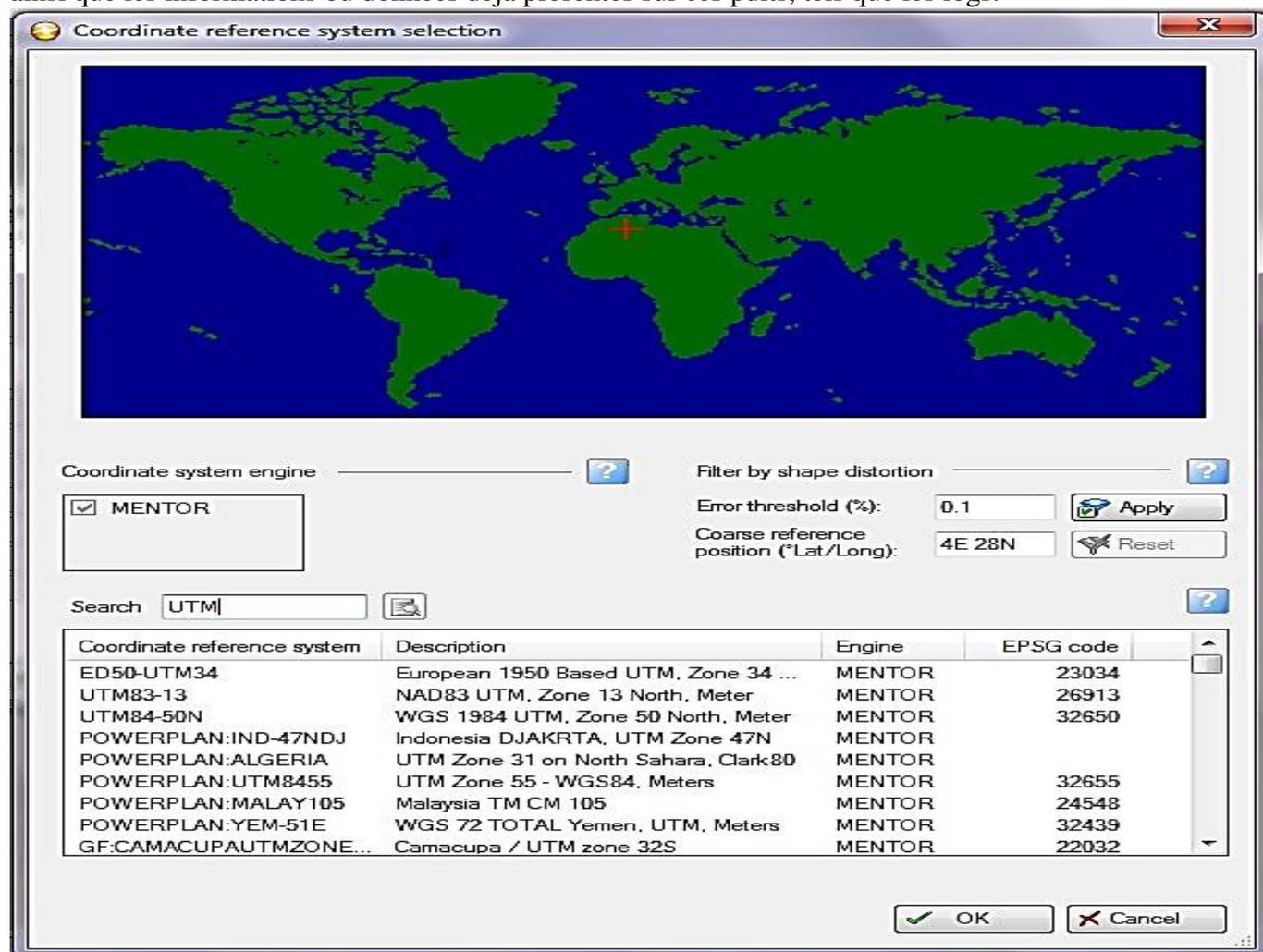


Figure 16 Les coordonnées UTM. (PETREL)

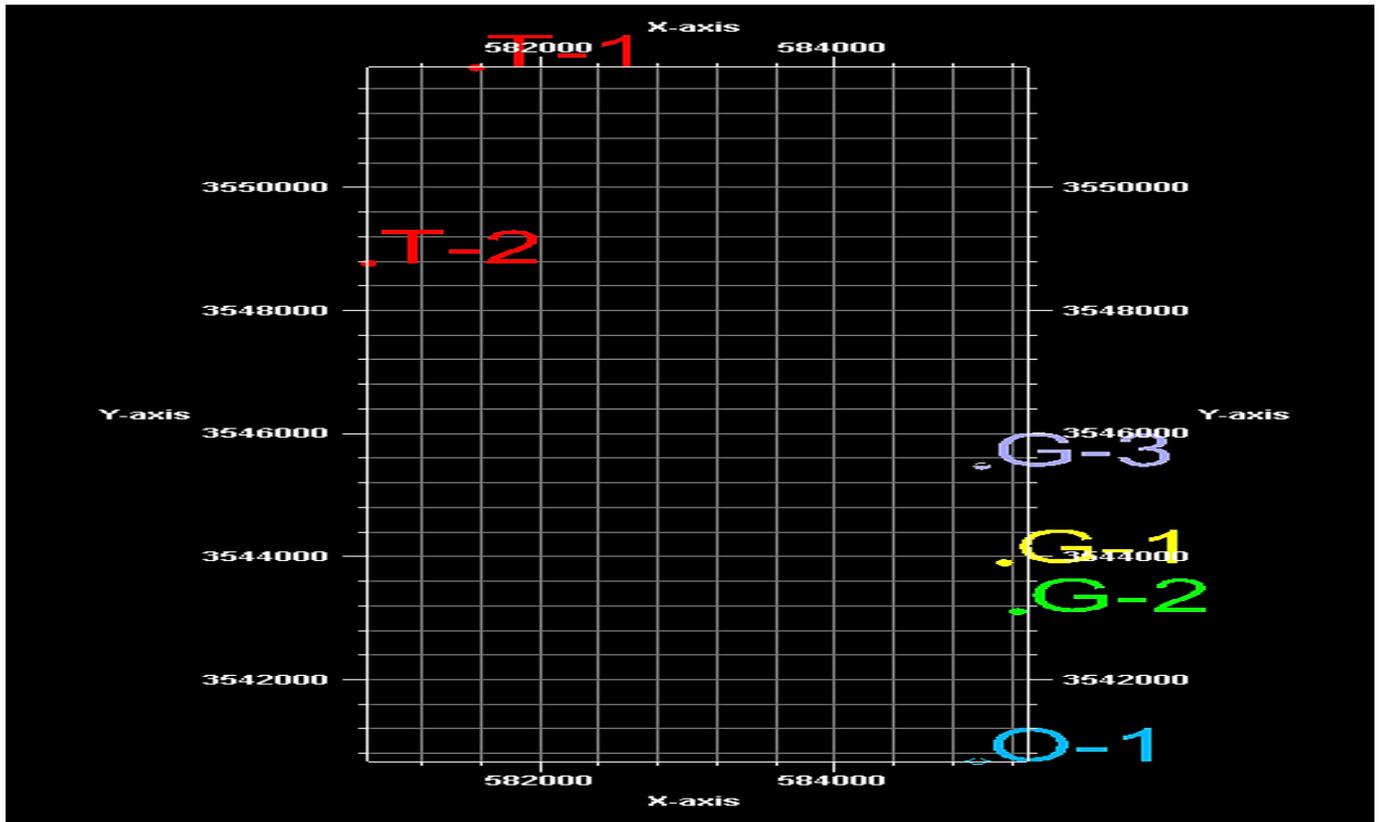


Figure 17 Chargement de données "Wells" (PETREL)

Puis, on introduit les tops (toits) de chaque couche traversée lors du forage et à quelles profondeurs ces dernières ont été rencontrées. Noté que les « Wells tops » peuvent être accompagnés d'informations litho-stratigraphiques plus au moins importantes recueillies lors du forage.

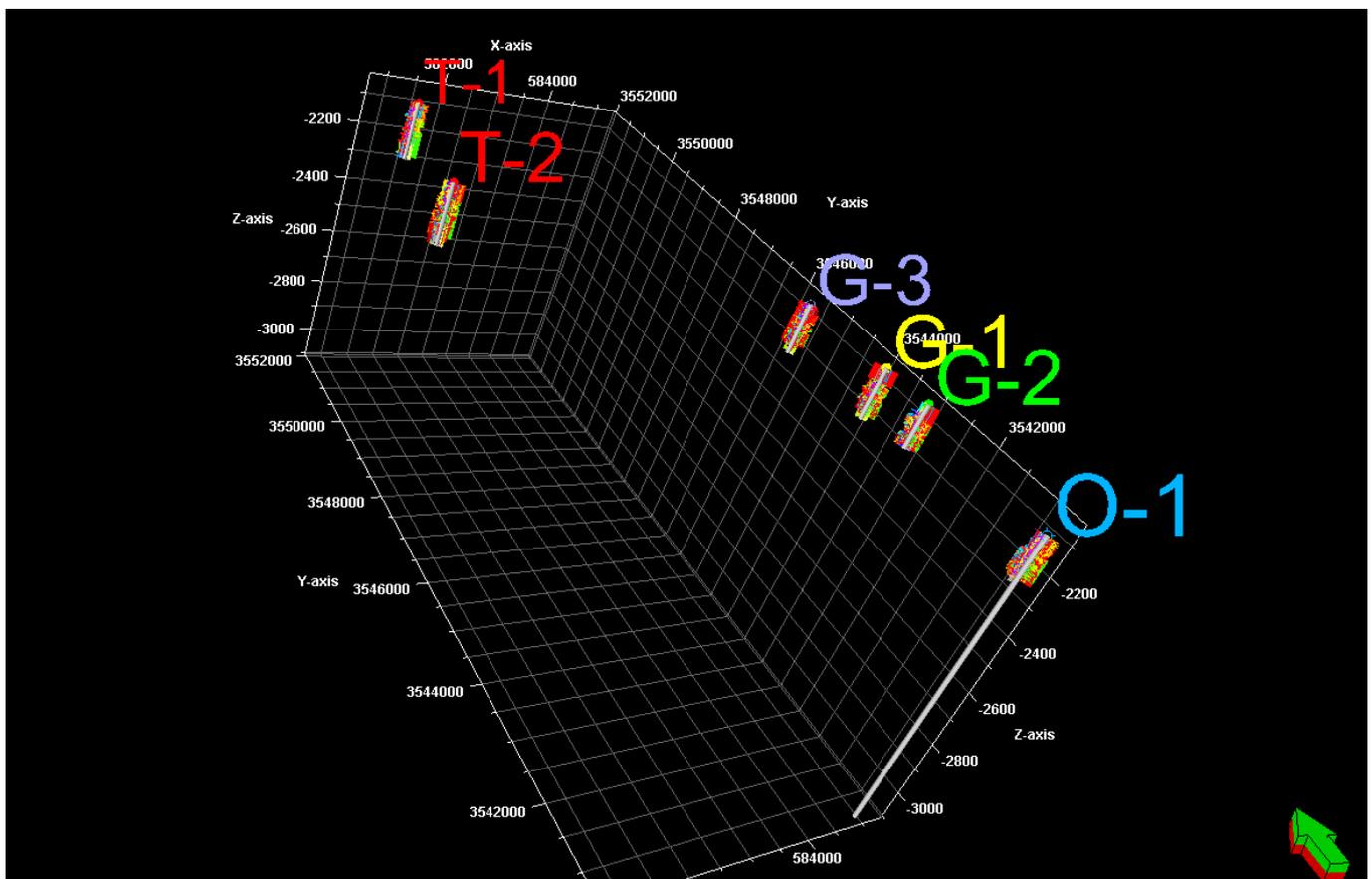


Figure 18 Chargement de données "Wells tops" (PETREL)

Après, on passe à une autre étape qui consiste à faire rentrer des données sismiques appelées « *Seismic Grid* », qui sont des surfaces représentées par des points organisés en une courbe définie par l'intersection de lignes et de colonnes espacées, qui donnent naissance à des nœuds. L'ajout des valeurs de Z (profondeur) à la grille de nœuds définit la surface. (Mapping and geological workflows, Petrel 2015, Schlumberger).

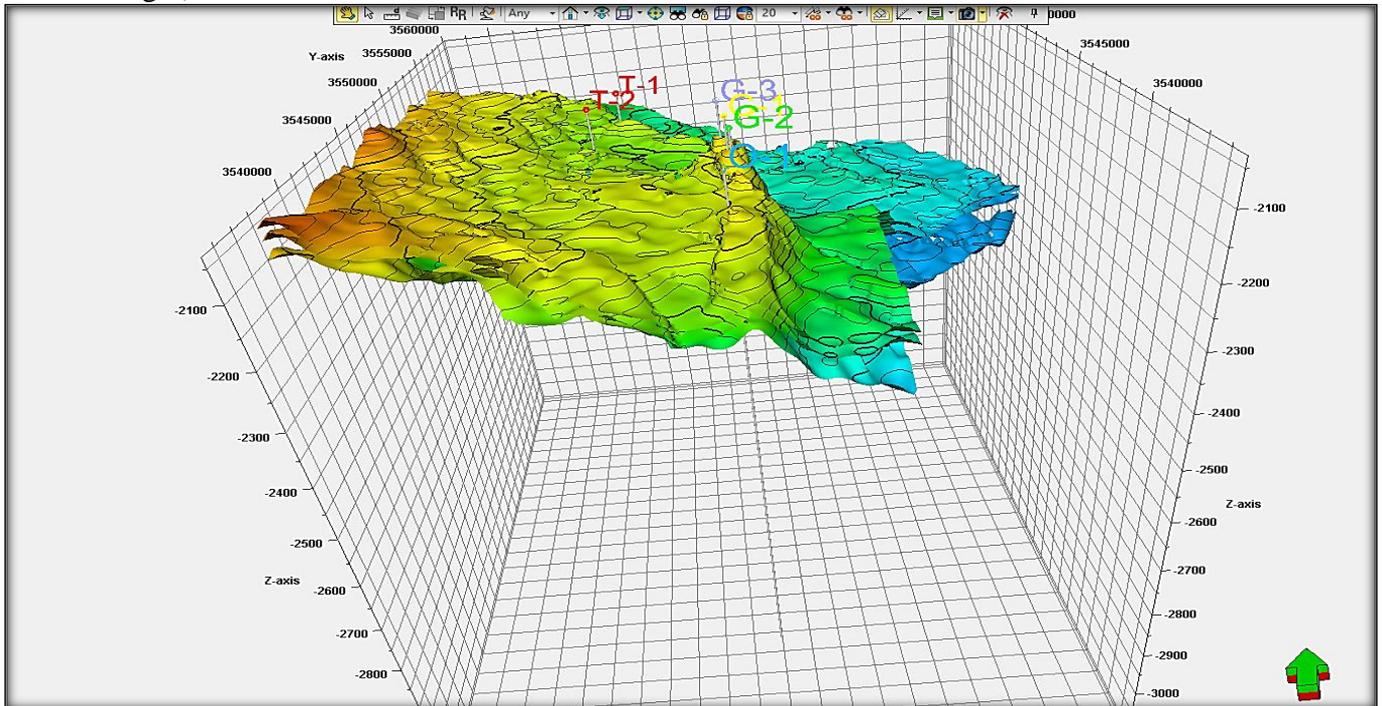


Figure 19 Chargement de données "Seismic grid" (PETREL)

L'étape suivante est d'importer les réseaux de failles qui affectent notre région d'étude, qui sont issue d'interprétation sismique. Ces failles sont présentées sur Petrel (Fenêtre3D) sous forme de bâtonnets non reliés « *Fault sticks* ». Suit de l'insertion du « *Fault polygone* » qui représente le tracé des réseaux de failles surface (2D).

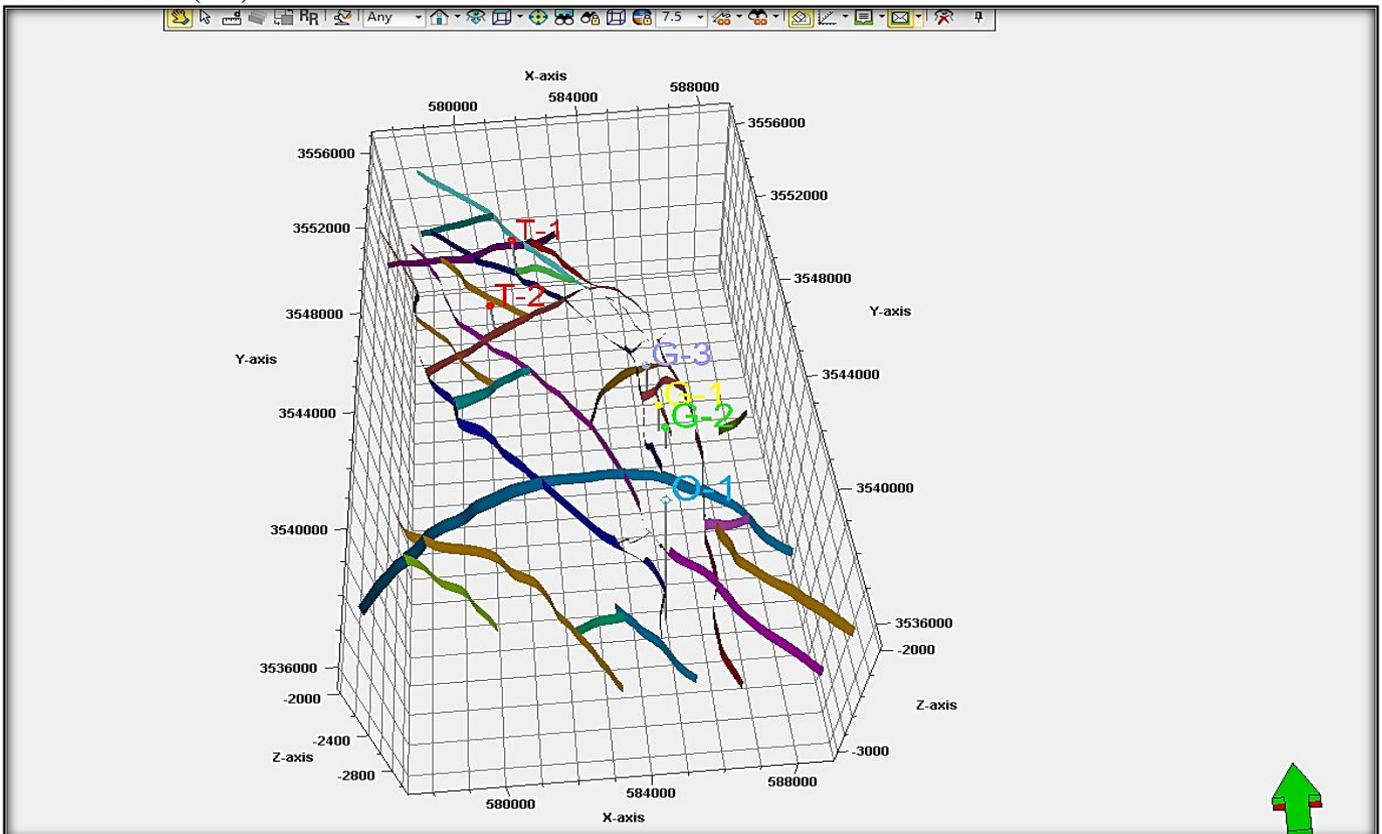


Figure 20 Chargement de données "Fault Sticks" (PETREL)

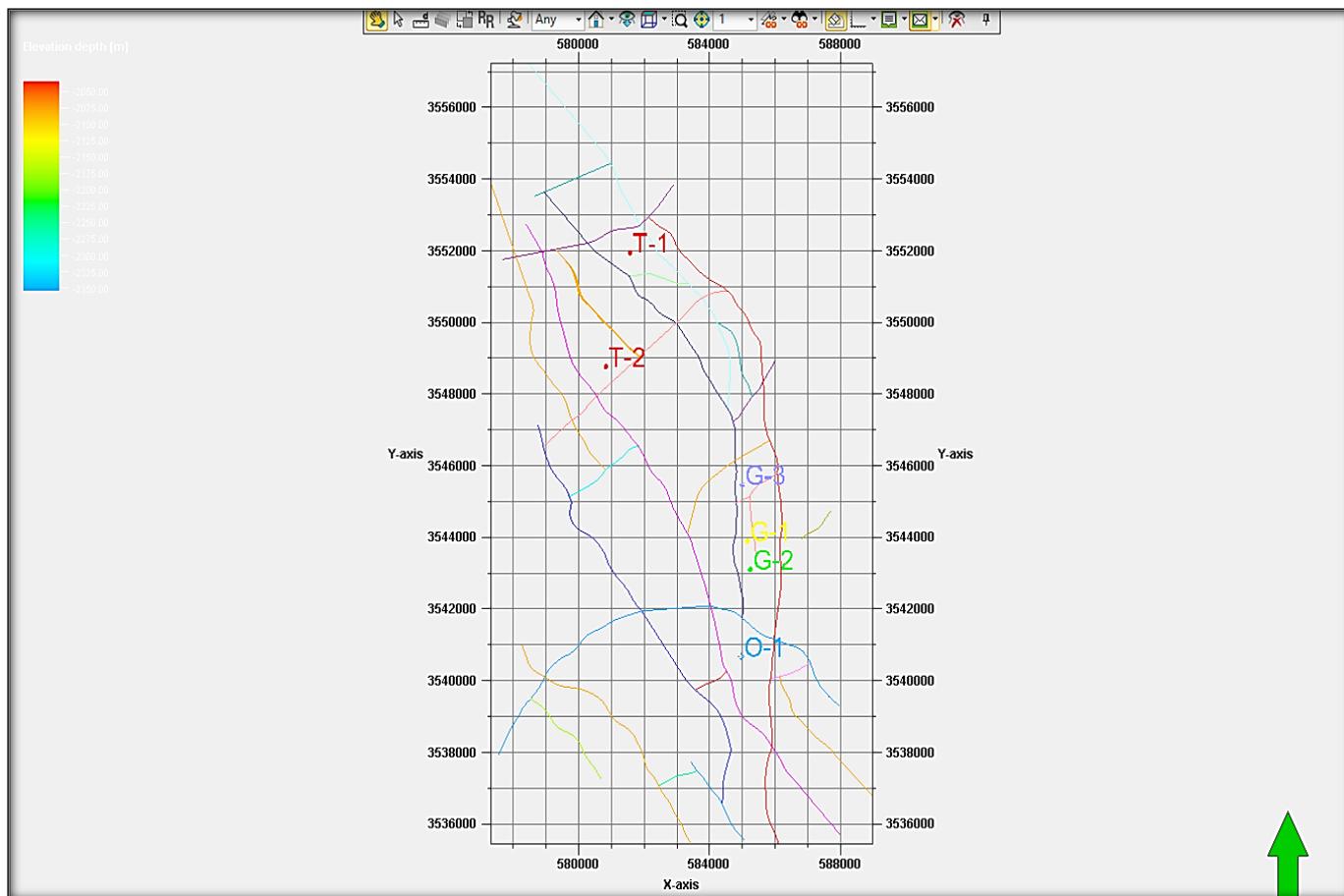


Figure 21 Chargement de données "Fault Polygone 2D" (PETREL)

Par la suite, on procède à la création de points isochores « isochore points » par la conversion des horizons stratigraphiques (dans Well tops). Les isochores seront utilisés pour le calcul d'épaisseur « Thickness » entre deux horizons successifs.

Il faut savoir que tous les inputs peuvent être modifiés ou corrigés à souhait avant la création du modèle.

### 3.1.2 Création du modèle structural tridimensionnel

Dans cette étape, nous allons exploiter et utiliser les données chargées précédemment afin d'aboutir au modèle.

#### 3.1.2.1 Modélisation de failles « Fault Modeling »

Dans cette étape nous allons modéliser des failles dans le modèle structural en 3D, qui vont servir de modèle de base pour générer des grilles ou maillage. Des failles linéaires, verticales, listriques, tronqués verticalement, ramifiés et/ ou connectés... peuvent être créés dans Petrel.

Le programme permet de créer des représentations de faille structurellement et géométriquement réalistes

Les failles sont construites à l'aide de ce qu'on appelle « Key Pillars » qui sont les représentations de tracés de failles. Un « Key Pillar » est une ligne verticale, linéaire, listrique ou courbe décrite par deux, trois ou cinq points appelés « Shape points » ; deux pour une faille verticale et linéaire, trois pour listrique et cinq pour courbe. Plusieurs « Key pillars » réunis par ces points définissent un plan de faille.

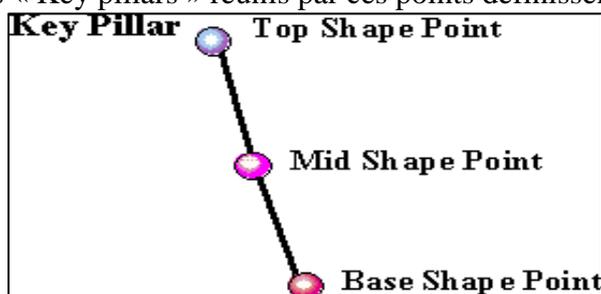


Figure 22 "Key pillars" (Petrel 2009).

Le résultat de la modélisation de faille s'appelle « Fault Sticks », c'est-à-dire, des failles en forme de bâtonnets ou barrettes 2D qui seront transformés en 3D.

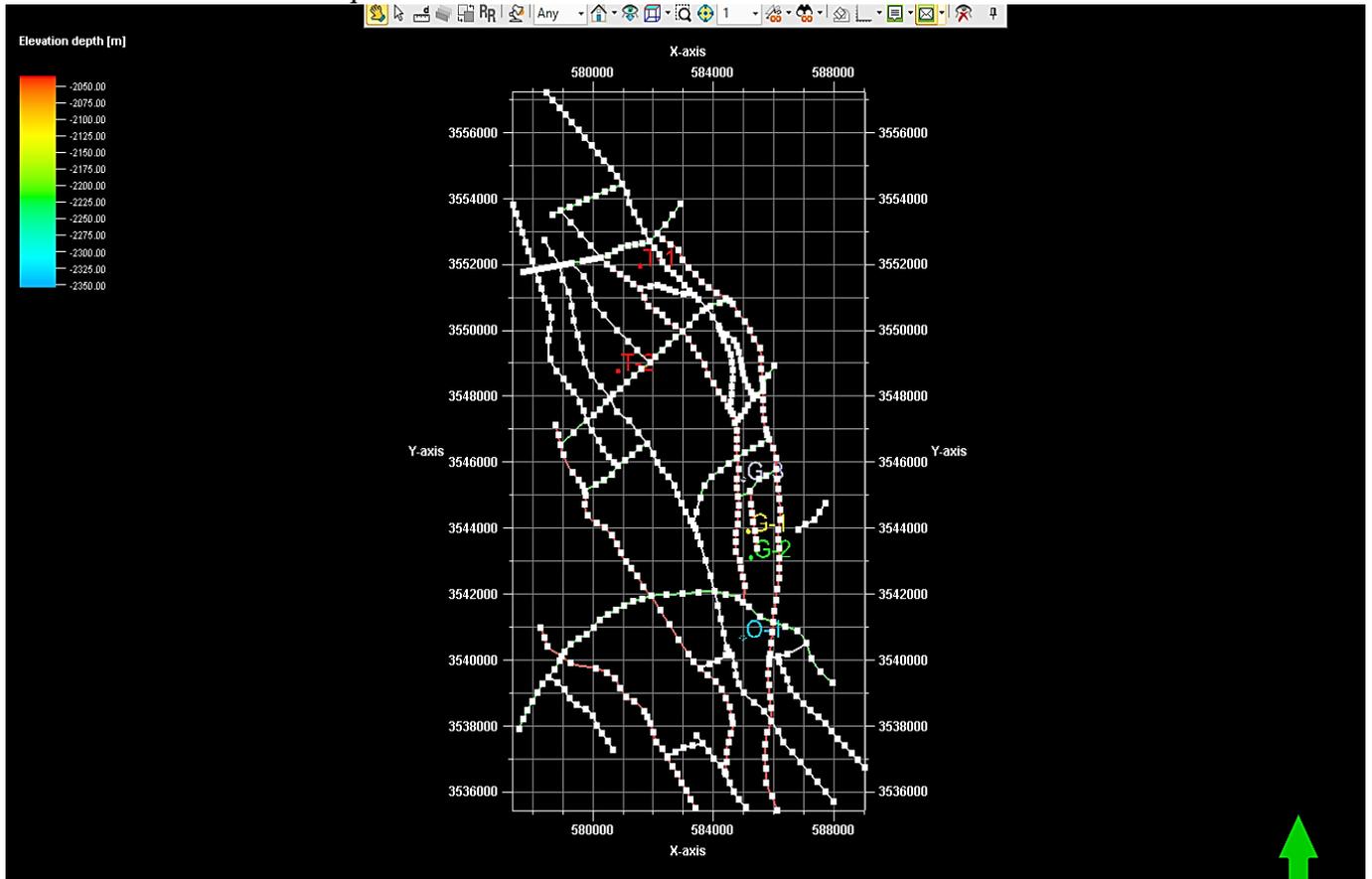


Figure 23 Modélisation "Fault Sticks 2D (PETREL)

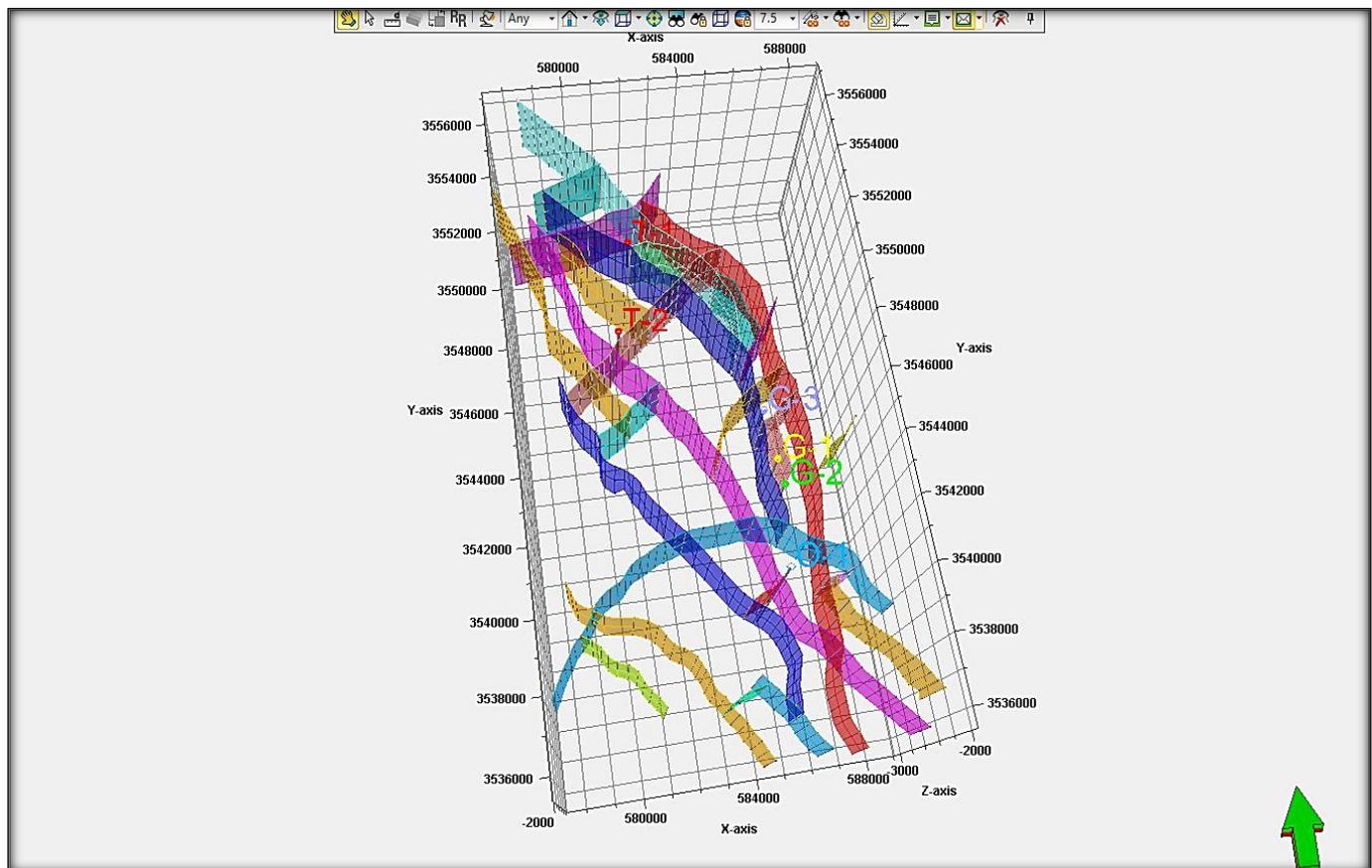


Figure 24 Modélisation "Fault Sticks 3D"(PETREL)

### 3.1.2.2 La grille de colonnes « Pillar gridding »

La génération de modèle structural se fait selon un processus appelé « Pillar Gridding ». Le Pillar Gridding est un concept unique chez Petrel où les failles du modèle de faille (fault modeling) servent de base à la génération de la grille 3D.

Le résultat du Pillar Gridding est un ensemble de piliers ou colonnes, à la fois le long des failles mais aussi entre ces dernières. La grille n'a pas de couches, seulement un ensemble de piliers avec des intervalles X et Y donnés par l'utilisateur entre eux.

Aussi, à cette étape on utilisera le plan de failles pour construire une grille appelée « Sekleton » composée de trois couches (Top, Mid et Bottom) formant le squelette du modèle.

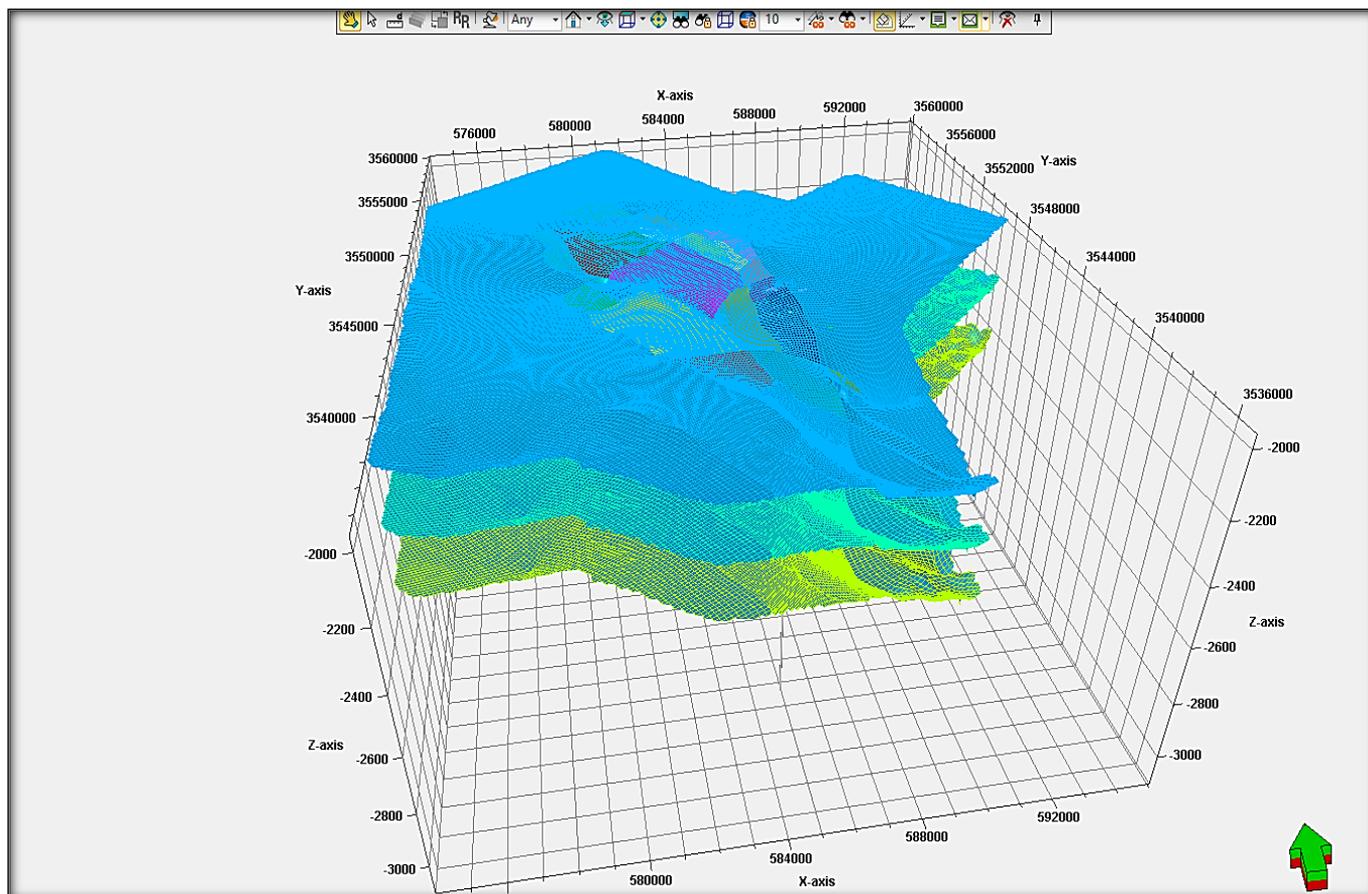


Figure 25 Modélisation "Sekleton" (PETREL)

### 3.1.2.3 Construction des horizons « Make horizon »

L'étape « Make horizon » est la première étape de la création des couches dans la grille 3D dans Petrel. La stratification verticale de la grille 3D exige le passage par trois étapes :

- Avoir les principaux réservoirs (issus d'interprétation sismique).
- Faire une zonation où l'on utilise des isochores (issus d'interprétation géologique).
- Exécuter une résolution verticale finale (définie par l'épaisseur des couches).

Il s'agit d'une véritable approche 3D dans la génération de surfaces 2D ; toute est sous forme de grilles dans le même procès, prenant en compte les relations entre les surfaces (érosion, chevauchement, etc.), respectant le modèle de failles pour assurer une définition correcte des failles dans les surfaces et en conservant le contrôle du puits (Welltops).

Pour les zones de failles, les horizons sont effacés dans une zone donnée autour des failles, et une extrapolation est effectuée pour "étirer" la surface sur le plan de failles. Cela permettra d'éviter les basculements ou les remontées près des failles et de préserver une superposition de haute qualité de la grille 3D.

### 3.1.2.4 Création de zones et découpage en couches « Make zones and layering »

« Make zones » est le processus suivant pour avoir la résolution verticale de la grille en 3D. Cette procédure sert à créer des zones entre chaque horizon, qui peuvent être ajoutés au modèle en introduisant des données d'épaisseurs sous forme d'isochores.

« Make layers » est la dernière étape pour avoir la résolution verticale de la grille en 3D.

Elle consiste à avoir un découpage plus fin des unités créées dans « Make horizons », et ainsi permettant d'avoir une résolution plus précise.

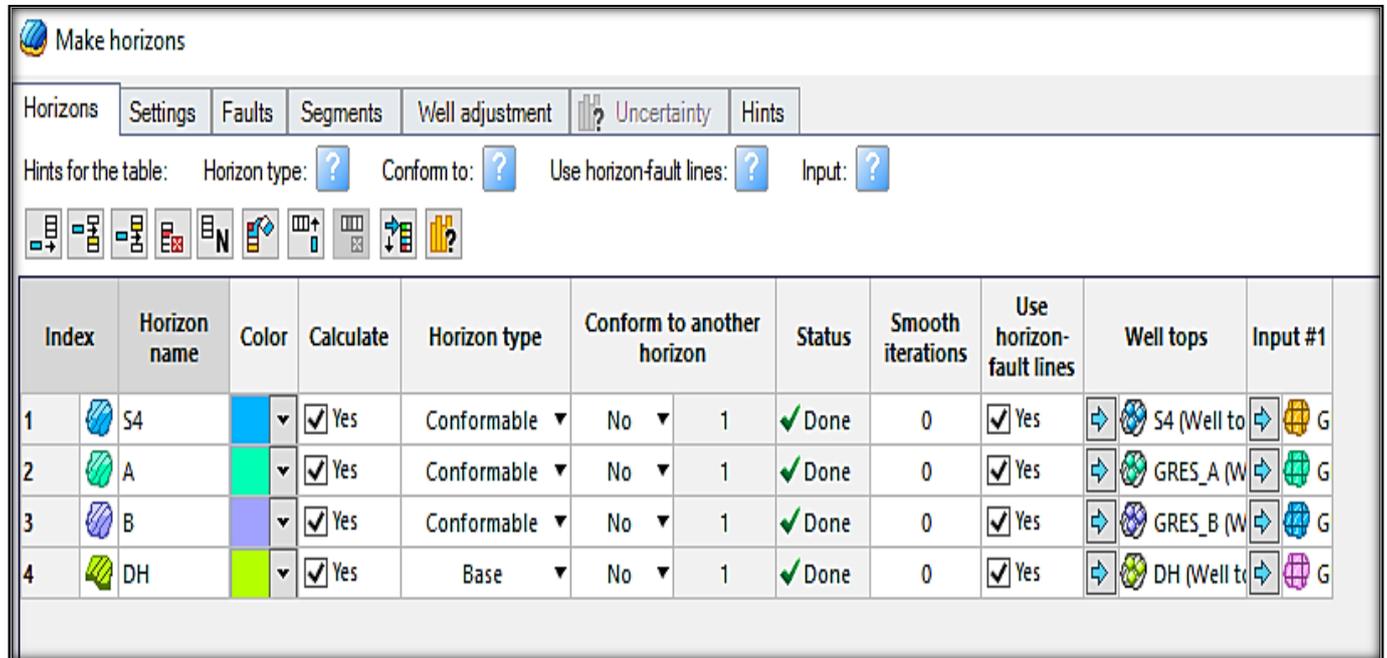


Figure 26 Modélisation "Make Horizons" (PETREL)

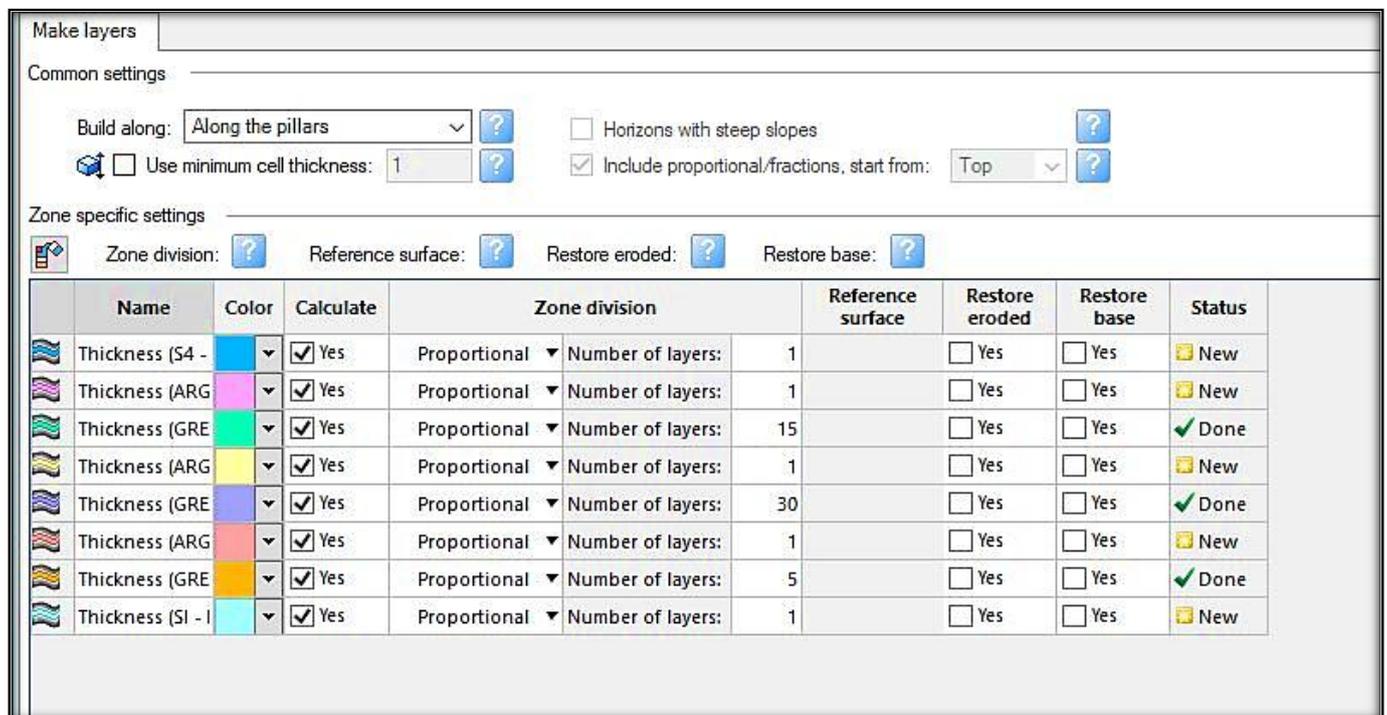


Figure 27 Modélisation "Make layers" (PETREL)

Make zones

The calculation will be performed in the selected stratigraphic interval only.

Stratigraphic interval: B-DH

Zones Settings Well adjustment Uncertainty

B → GRES\_B (Well tops GED-TRF)

Name	Color	Input type	Input	Volume correct	Status
Thickness (		Isochore	Thickness	<input checked="" type="checkbox"/> Yes	✓ Done
ARG_BC			ARG_BC (		✓ Done
Thickness (		Isochore	Thickness	<input checked="" type="checkbox"/> Yes	✓ Done
GRES_C			GRES_C (		✓ Done
Thickness (		Isochore	Thickness	<input checked="" type="checkbox"/> Yes	✓ Done
SI			SI (Well to		✓ Done
Thickness (		Rest		<input checked="" type="checkbox"/> Yes	✓ Done

Figure 28 Modélisation "Make zones" (PETREL)

#### 4. Résultats de la modélisation

La figure 29 montre les images finales du modèle structural de Glib El Djemel sous deux angles différents. Autour de ce modèle on retrouve un ensemble d'illustrations qui facilitent la lecture de ce dernier ; une échelle couleur représentant la variation de la profondeur, une flèche indiquant le Nord, une grille délimitant le modèle dans l'espace...

En plus de la localisation et profondeurs des puits, le modèle affiche les formations allant du Paléozoïque représenté en vert, jusqu'au Trias en jaune avec son niveau réservoir indiqué en bleu. Les phénomènes stratigraphiques (Biseaux, discontinuités, variation d'épaisseurs...) et structuraux (plissements, jeu de failles, rejets...) sont bien observables sur le modèle.

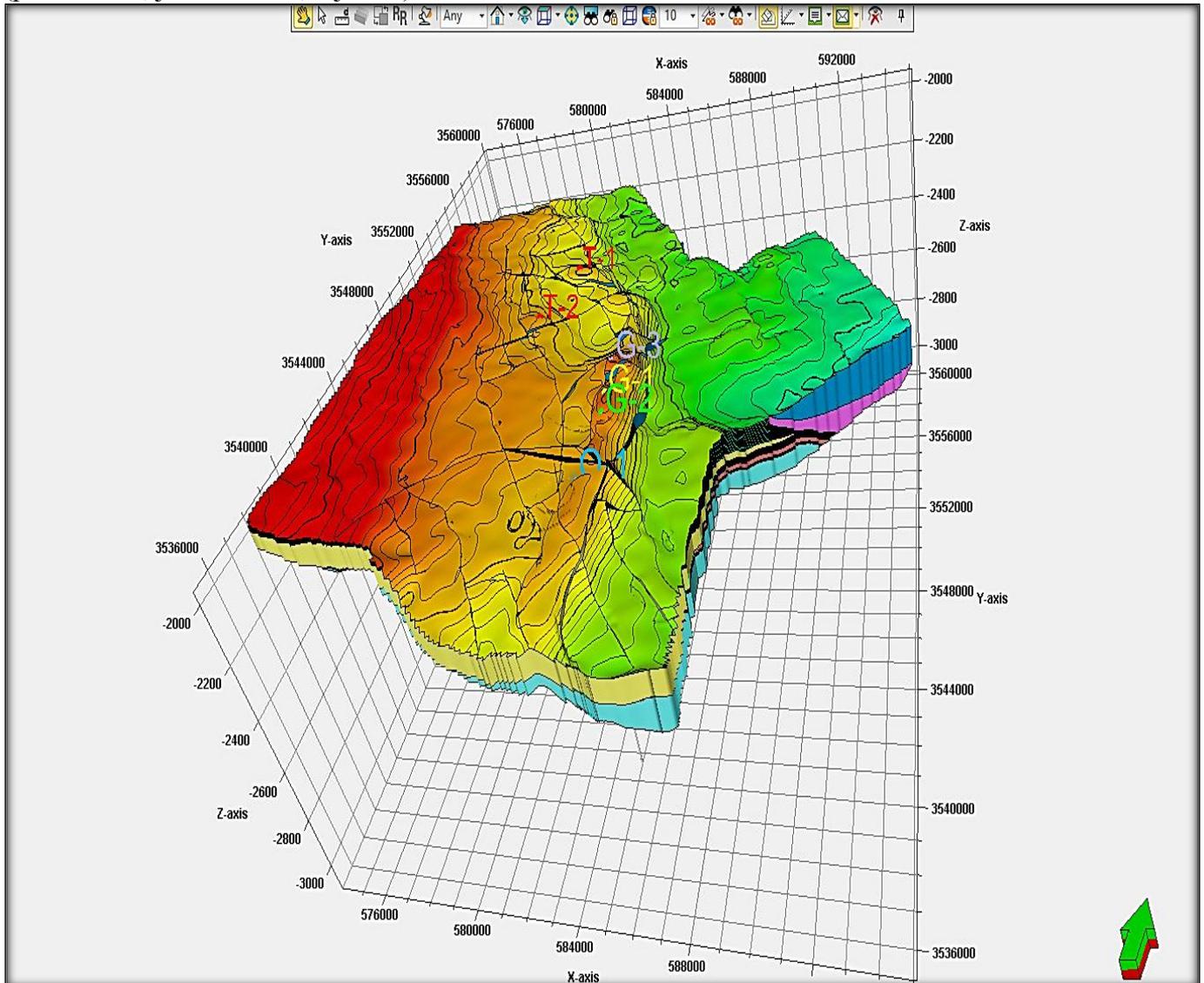


Figure 29 Modèle tridimensionnel final.

Le travail de modélisation effectué jusqu'à présent a permis d'accéder à : un modèle structural en 3D (Figure 29) où l'on peut extraire des cartes en isobathes, des coupes géologiques, une carte de structures... Ces résultats seront utilisés et exploités dans les chapitres qui vont suivre.

---

## CHAPITRE « IV »

# Structuration de Glib el Djemel

---

## 1. Evolution structurale de la PFS et les différentes phases connues

L'histoire géologique de la plate-forme saharienne est très ancienne. Son évolution est influencée par la présence de bouclier parfois très vieux, comme le bouclier Reguibat, qui a acquis sa stabilité entre 1800 et 2000MA, et de bouclier plus jeune comme celui de Touareg, résultant de la phase panafricaine, qui date d'environ 500 MA (WEC, 2007).

Le trait structural majeur est la présence de grandes failles sub-méridiennes verticales, soulignées par de puissantes bandes de mylonites. Ces accidents sub-méridiens sont décalés par un réseau de failles conjuguées. Les accidents du socle d'orientation N-S, NE-SO et NO- SE sont au moins d'âge panafricain tardif. Ce réseau de fracturation jouera ultérieurement un rôle important sur la structuration et la sédimentation de la PFS.

L'architecture actuelle de la PFS est le résultat de plusieurs évènements tectoniques intenses qui ont affecté la région au cours des temps géologiques :

### 1.1 Le Cycle Panafricaine

Au cours de cette période des accidents profonds sub-méridiens sont provoqués par une collision continentale entre le craton Ouest-africain et le néocraton Est-africain.

Selon Beuf et al, Les grandes failles sub-méridiennes ont joué un rôle important dans la structuration et la sédimentation de la plate-forme saharienne (Asses A et Loumi K). Comme l'a expliqué Caby et Vitel, ces failles peuvent être interprétés comme des décrochements dont le déplacement horizontal peut atteindre la centaine de kilomètres (Ahmahma et Ghara, 2014). Drid en 1989 montre que cette phase prend fin au cours du Cambrien et elle sera suivie d'une érosion intense provoquant des discontinuités de ravinement (pénéplanation) (Asses A et LoumiK).

### 1.2 Le Cycle Calédonien

#### 1.2.1 La phase distensive du Cambro-ordovicien

Cette phase est matérialisée par une variation d'épaisseur et de faciès des séries Cambro-ordoviciennes et la venue considérable de roches volcaniques à la faveur d'une distension importante. Celle-ci est à l'origine de l'étirement de la croûte continentale et elle est accompagnée d'une subsidence tectonique et thermique.

A la fin de cette phase et après à voir hérité des phases précédentes les grandes lignes des futurs bassins de la plate-forme saharienne sont bien mises en évidence. (Bendjilal et Kheldoun, 2013).

#### 1.2.2 La phase de compression taconique (Caradoc)

Selon J.Fabre, on assiste dans cette phase à un changement de contraintes qui sont à l'origine de nouveaux mouvements compressifs, cette situation se matérialise par la formation de plis à axes Nord-Sud le long des accidents majeurs qui sont accompagnés par des soulèvements régionaux. (Lasmi R, 2013).

#### 1.2.3 La phase calédonienne tardive

Vers la fin du Silurien et le début du Dévonien, l'équilibre est à nouveau rompu par un important apport de matériel détritique provenant du sud-est, cette phase est caractérisée par des variations d'épaisseurs et de faciès le long des axes structuraux majeurs.

### 1.3 Le Cycle Hercynien

La période hercynienne semble avoir engendré les plus importants mouvements qu'a connus la plate-forme saharienne. Elle est à l'origine des principales déformations (failles, flexures, grabens et horsts).

MEZLEH en 2006, indique que cette phase serait responsable de la plupart des grandes structures actuelles du bassin. Le Dévonien inférieur est marqué par des bombements épirogéniques situés pour l'essentiel au Gedinnien. (Asses A et Loumi K).

Le cycle orogénique hercynien est caractérisé par deux principales phases :

#### 1.3.1 La phase précoce

Les mouvements précoces d'âge Visé en semblent être responsables des bombements de type compressifs de l'Ougarta, ils se sont manifestés par les plis allongés de direction (NO-SE) accompagnés par des failles inverses de même direction.

### 1.3.2 La phase tardive

Ils sont survenus à la fin du Carbonifère, ils ont provoqué l'arrêt de la sédimentation. Après des déformations intenses, une importante érosion des séries paléozoïques qui se trouvaient dans les zones hautes a eu lieu à la fin de la période hercynienne. La discordance hercynienne est matérialisée par une surface d'érosion qui sépare les séries paléozoïques des séries mésozoïques.

### 1.4 Les phases post-hercyniennes

A la fin du Trias et vers le début du Jurassique d'autres phases de plissements plus limitées sont marquées par une tectonique distensive matérialisée par une variation d'épaisseur et de faciès de part et d'autre des accidents NO-SE, NE-SO et des manifestations volcaniques le long de ces failles (Ahmahma et Ghara, 2014).

### 1.5 La phase autrichienne

Boudjemaa en 1987, explique qu'au Crétacé inférieur, la phase autrichienne est caractérisée par une tectonique compressive qui est à l'origine d'une reprise des failles inverses préexistantes (réactivation tectonique), et la création d'autres failles inverses de direction Nord-Sud. Au Tertiaire, durant le Sénonien et l'Eocène, les failles de direction NE-SO se sont réactivées par la phase de compression pyrénéenne. (Ahmahma et Ghara, 2014).

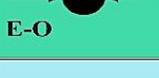
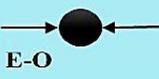
Phases tectoniques	Période MAX d'activité	Direction de la contrainte	Effet sur de système de Failles	Effet sur la sédimentation
Panafricaine	CAMBRIEN	 E-O	Tectonique cassante, NO-SE & NE-SO	Compartimentation du craton du Sahara central
Cambro-Ordovicienne	COMBRO-ORDOVICIEN	 NO-SE	Failles normales N-S	-variations d'épaisseurs contrôlées par la faille. -Basculement NO de la PFS. -volcanisme.
Taconique	CARADOC-ASGHILIEN	 E-O	Failles inverses N-S Structures N-S	Soulèvement des boucliers Reguibat et Touareg.
Calédonienne	SILURO-DEVONIEN	 E-O	Failles inverses ou Décrochements N-S	Erosion le long des zones hautes d'orientation N-S, E-O (Tihemboka, Ahara).
-	FRASNIEN	 NO-SE	Failles normales NE-SO	-Non-dépôt et érosion locale (môle d'Ahara) -Volcanisme
Hercynienne précoce	VISEEN	 N40°	Failles inverses ou Décrochements N-S (formation de la chaîne Varisque)	Erosion sur Tihemboka et soulèvement de l'Ougarta.
Hercynienne principale	CARBONIFERE SUP A PERMIEN	 N120°	Failles inverses ou Décrochements NE-SO (résultat de la formation de la Pangée)	Erosion sur les axes NE-SO
(dislocation de la Pangée)	RIFTING TRIAS-LIAS	 NO-SE	Réactivation des failles NE-SW se terminant au TAGS et S4	Contrôle de la sédimentation par les failles entraînant une variation d'épaisseur le long des failles NE-SO.
Autrichienne	CRETACE INFÉRIEUR	 E-O	Réactivation des décrochements NE & NE-SO (résultat du mouvement différentiel des deux plaques Européenne et africaine)	Erosion des sédiments du Crétacé sous l'Aptien (l'Arche d'El Biod & Illizi) Effet léger sur le bassin de Berkine.

Tableau 2 Différentes phases tectoniques affectant la plate-forme saharienne (Boudjemaa, 1987, modifié).

## 1.6 Evolution de Hassi R'mel (Glib El Djemel)

En accord avec l'évolution de la plate-forme saharienne, le champ de Hassi R'mel ainsi que Glib El Djemel héritent de la tectonique globale de cette dernière. La figure 29 montre l'évolution structural du dôme de Hassi R'mel.

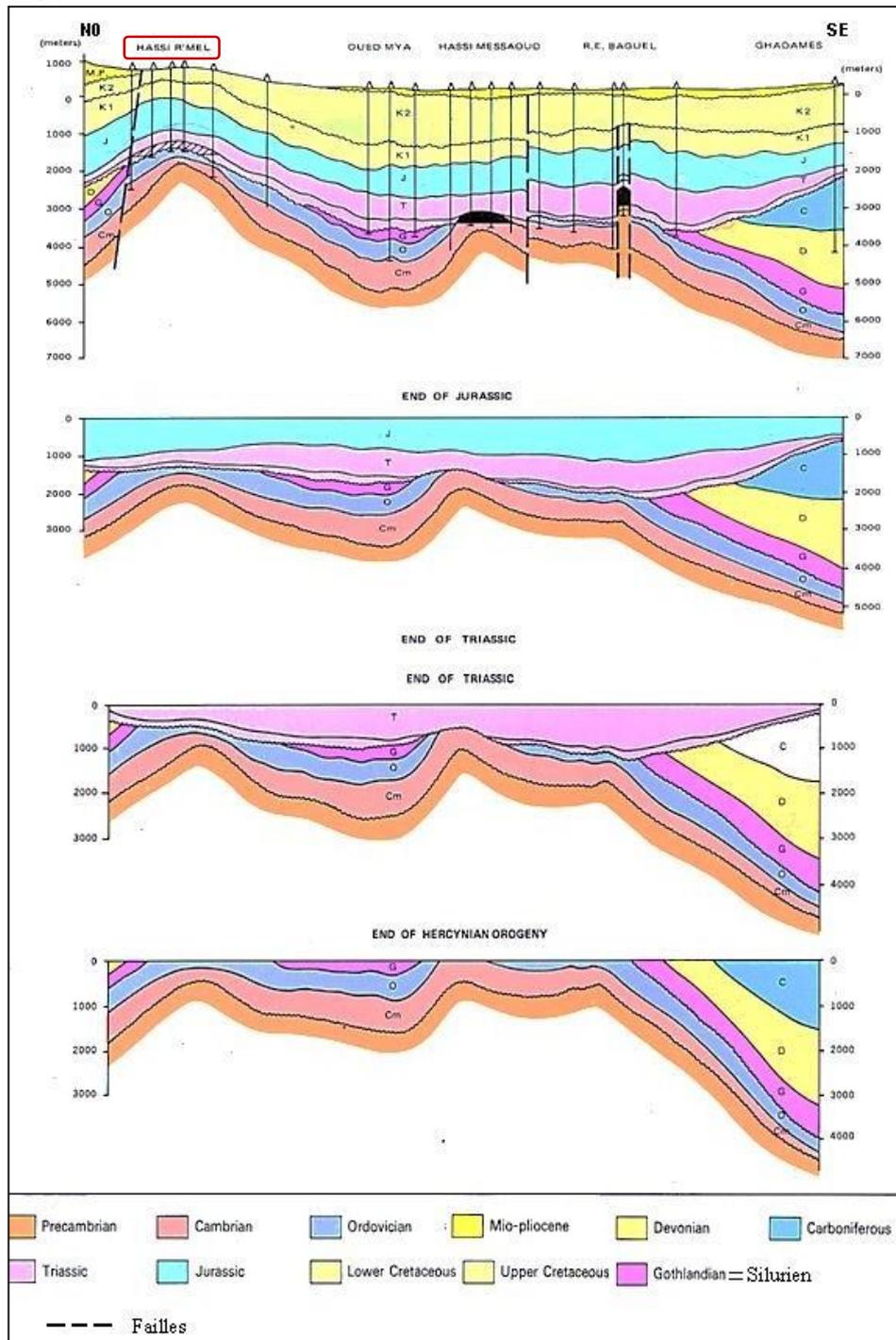


Figure 30 Evolution structurale de la province Triasique (WEC, 1979).

L'anticlinal de Hassi R'mel est situé sur la voûte de Tilrhemt à l'intersection de la dorsale Idjerane M'Zab dont elle forme sa terminaison septentrionale avec la dorsale Djemâa- Touggourt. Les mouvements tectoniques qui ont affecté le dôme de Hassi R'mel peuvent être résumés en quatre phases principales d'après l'étude sismique et structurale de Beicip (1978), (Fig.30) :

1. Mouvement de cisaillement sénestre qui a pour conséquence un glissement horizontal du socle paléozoïque.
2. Création d'un pli d'entraînement et la remontée de la partie sous-jacente du Trias argilo- gréseux.
3. Amincissement du sel (Trias salifère) par fluage au top du pli (zone de pression maximum).

4. L'amincissement des sels est suivi par l'effondrement d'une partie du Jurassique, créant des grabens dont la largeur est de l'ordre du kilomètre et les rejets de l'ordre de plusieurs dizaines de mètres.

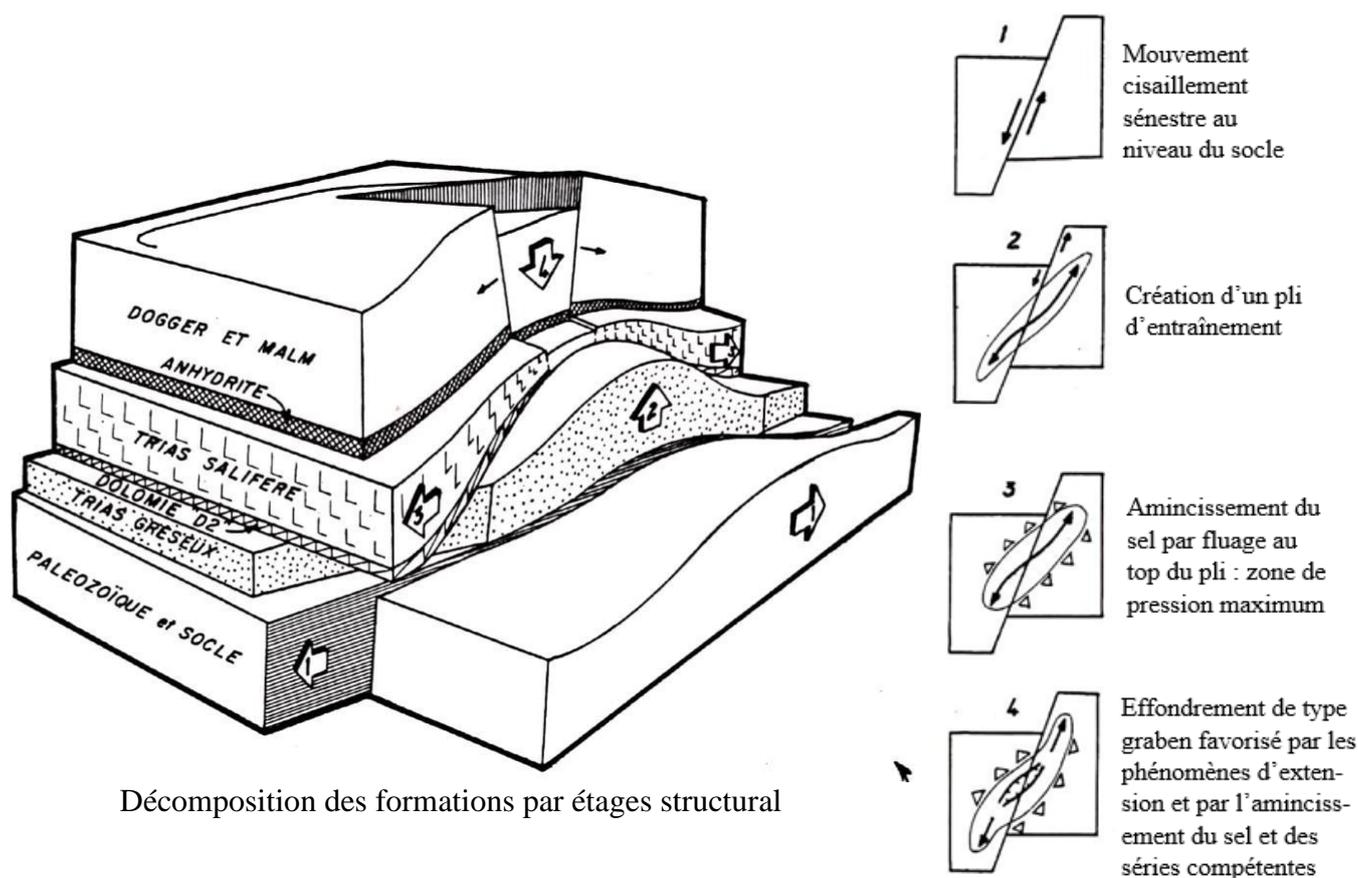


Figure 31 Exemple d'un pli d'entraînement  
Au Trias gréseux engendré par des accidents profonds de type décrochant (Beicip, 1978).

### 1.7 Direction des structures dans Hassi R'mel

Le réseau de failles qui affecte la région de Hassi R'mel a deux directions dominantes ; NE- SO et SE-NO (Beicip 1978). Ces deux réseaux de failles et toute la structuration de Hassi R'mel sont liés aux mouvements du socle, lui-même qui a entraîné la couverture sédimentaire dans sa déformation au cours de toutes les phases tectoniques qui l'ont affecté (Tab 02).

Le vaste anticlinal de Hassi R'mel se prolonge en pente douce vers le Nord-Est et l'Ouest. Vers le Sud apparaissent de petites structures anticlinales : le champ de Hassi R'mel Sud au Sud et le champ de Glib El Djemel au Ouest. Glib El Djemel se présente comme un anticlinal allongé formé de deux culminations séparées par des failles E-O. La région est caractérisée par des failles normales NE-SO à N-S et des anticlinaux asymétriques de faibles amplitudes.

Cette structure fait partie de la catégorie des pièges structuraux et mixtes. La tectonique synchrone avec la phase de génération des hydrocarbures à laquelle s'ajoute la distribution des grés dans un système fluviatile ayant de bonnes propriétés pétrophysiques.

Les résultats et interprétation de cette campagne sismique ont permis de définir trois directions principales de failles dans tout le champ de Hassi R'mel, et en s'appuyant sur les résultats de notre modèle tridimensionnel, nous avons pu observer plus en détails les directions de failles qui affectent notre zone d'étude :

- Une direction N120° détectée essentiellement dans les parties centrales et Sud du gisement, observée dans la carte des structures au toit du Trias de Hassi R'mel (Fig 33) et celle issue de notre modèle structural (Fig.32). Les failles associées sont interprétées comme des couloirs de décrochements majeurs recoupant d'Est en Ouest le dôme de Hassi R'mel. On rappellera qu'à l'échelle régionale, cette orientation est celle des failles générées lors de la distension du Trias (ouverture de la Téthys)

- Une direction sub-méridienne observée dans les secteurs Nord et Est du gisement de Hassi R'mel (Fig 33), et on a pu aussi observer cette direction grâce à notre modèle (Fig.32) au niveau de la structure de Glib El Djemel où la qualité sismique est bonne.

- Une direction intermédiaire entre les deux orientations précédentes (N150°) est mise en évidence en divers secteurs et en particulier sur le flanc Sud-Ouest du gisement en bordure du synclinal orienté NNO, le séparant de Glib El Djemel ; cet accident semble se prolonger vers le Sud par le trend de Hassi R'mel Sud .

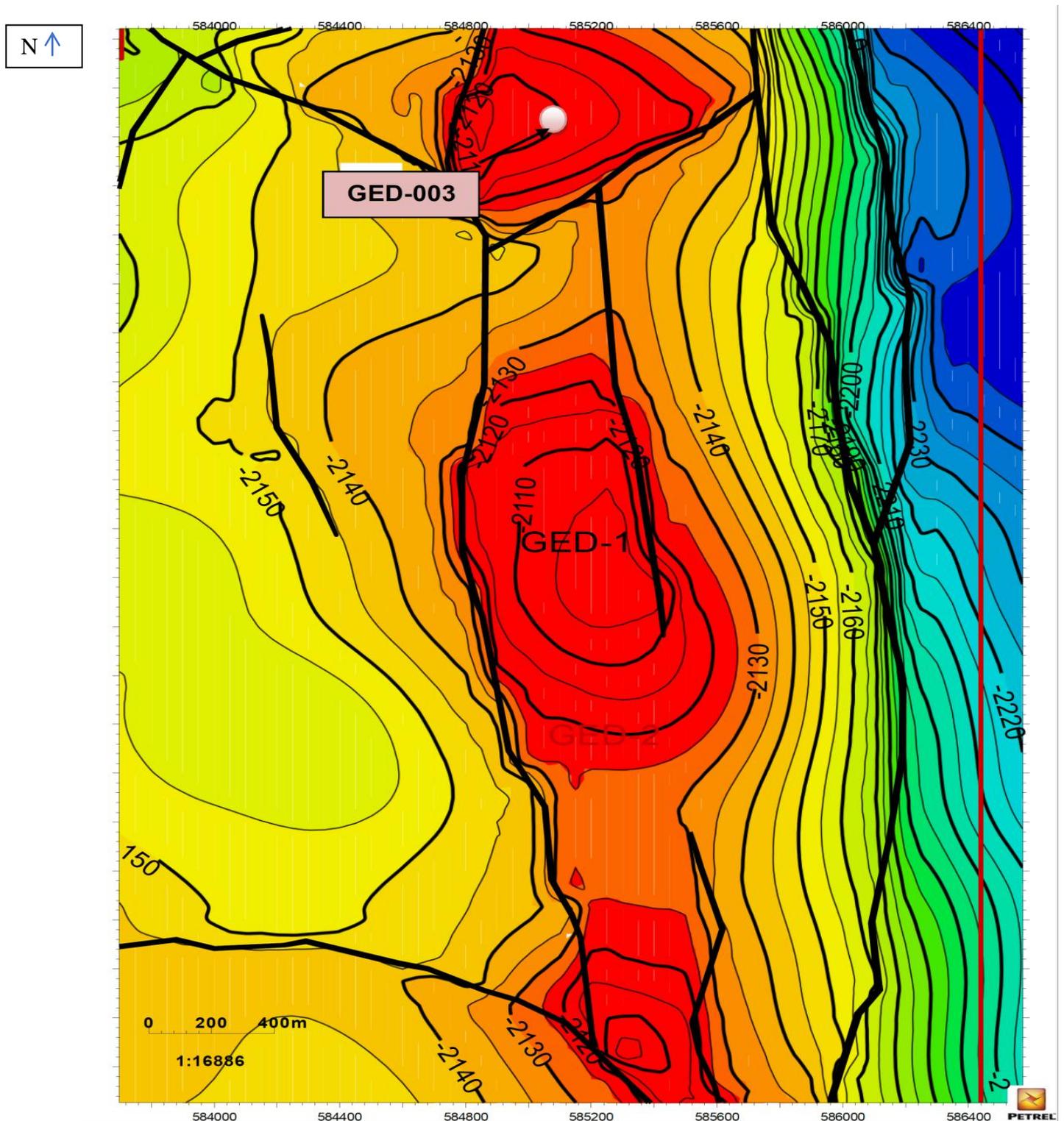


Figure 32 Carte en isobathes au toit de niveau A

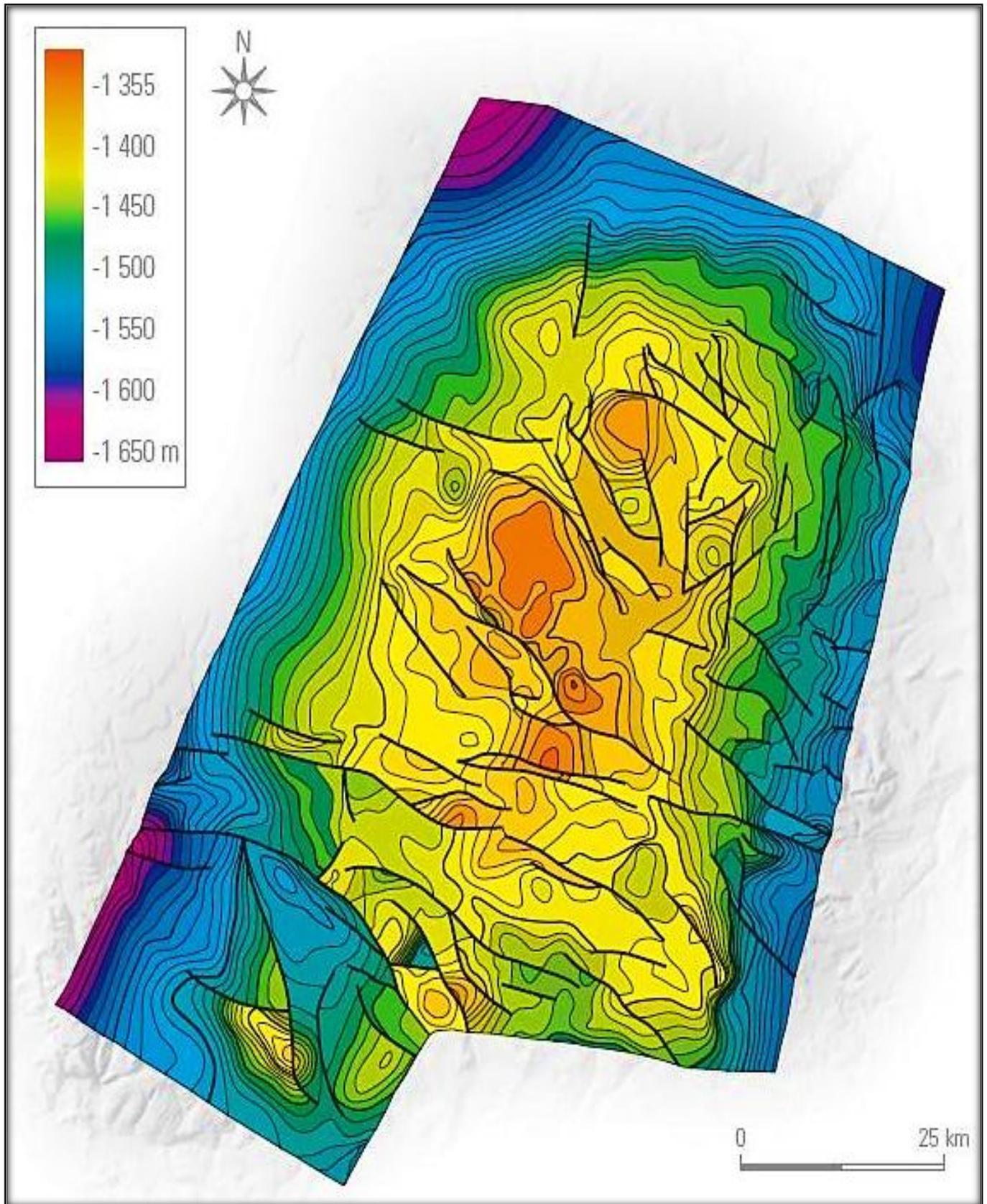
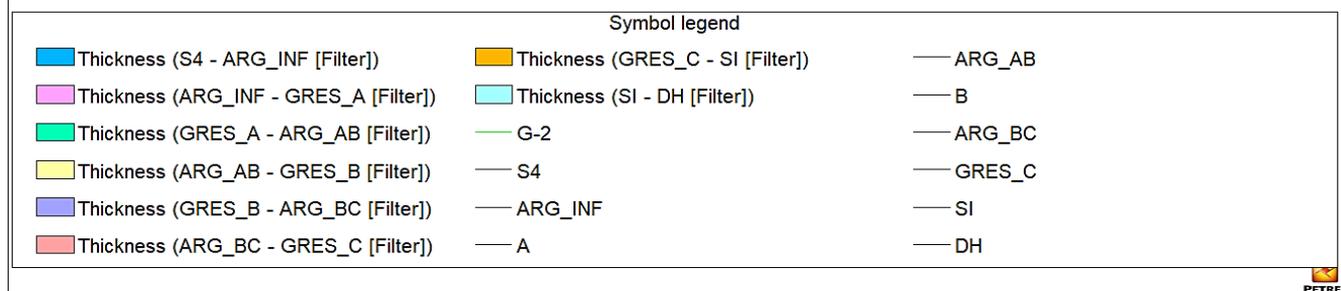
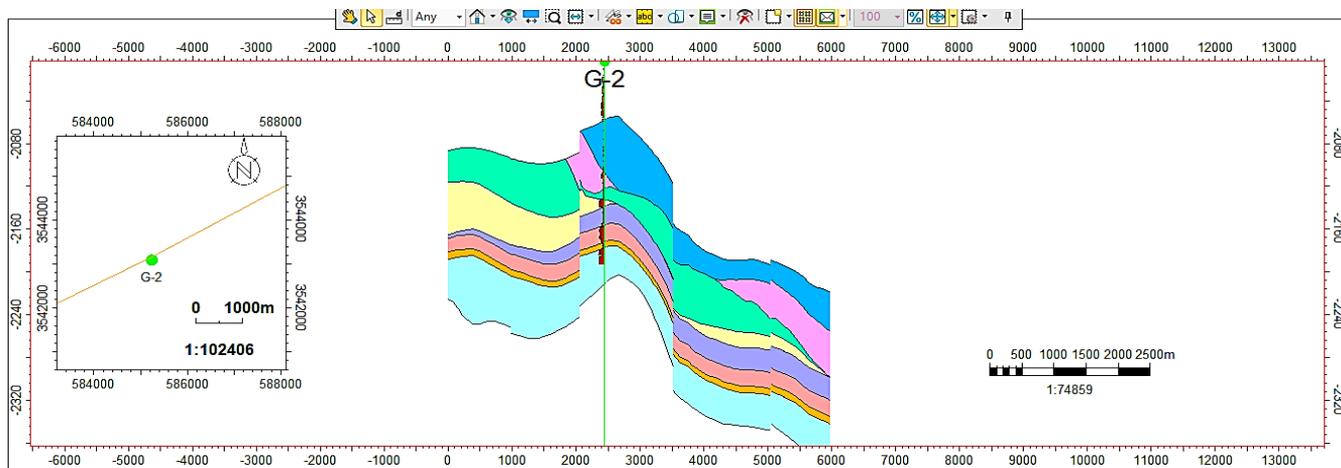
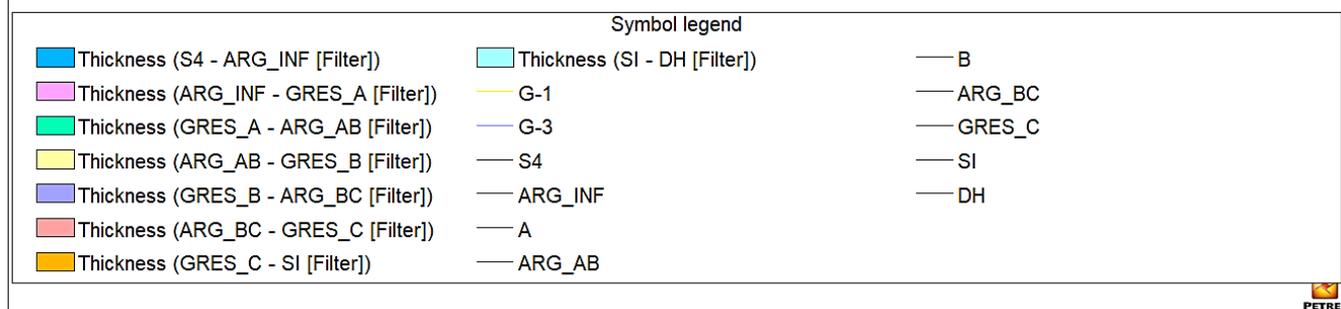
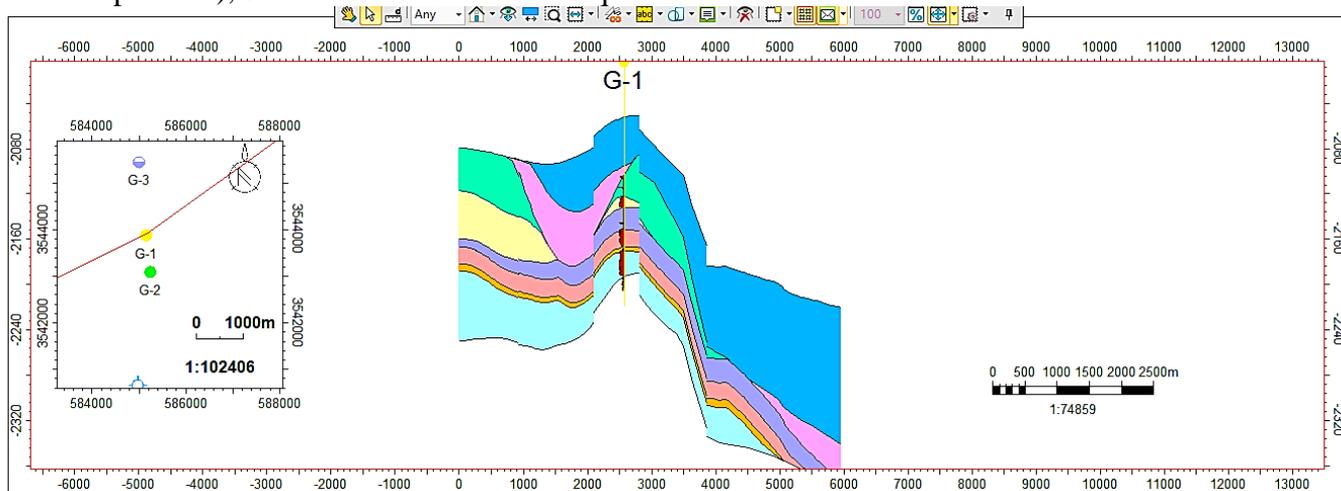


Figure 33 Carte en isobathes et structures au toit du Trias (WEC, 2007)

## 2. Coupes à travers la région d'étude

Dans le but de bien visualiser la structuration de la région, on a exécuté dans différentes directions, plusieurs coupes géologiques plus au moins représentatives illustrant uniquement le Trias (incluent le niveau repère D2), sur les formations Paléozoïques.



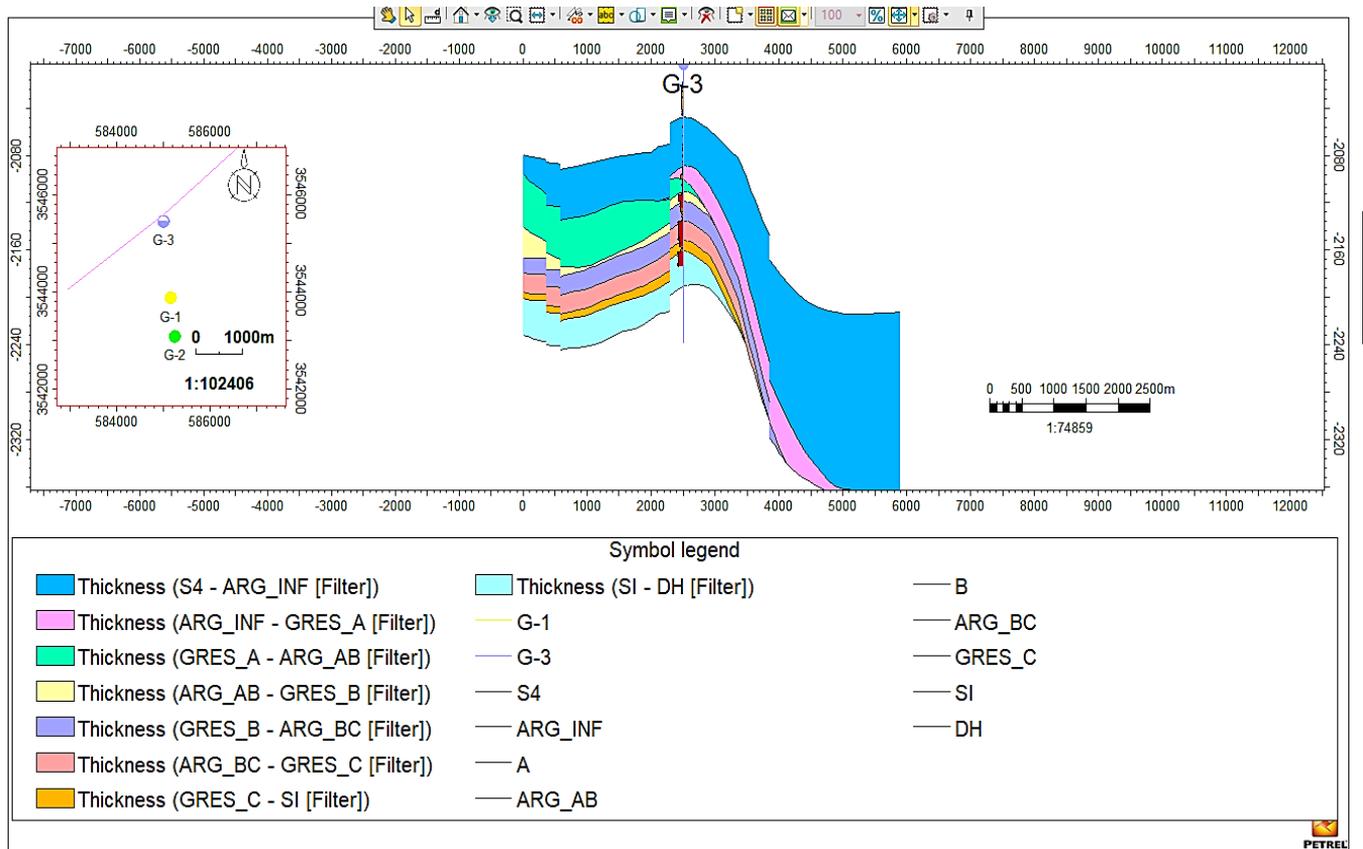


Figure 34 Coupes géologiques réalisée à partir du modèle structural établi sur PETREL.

Issue du modèle structural (PETREL), ces coupes géologique (Fig.34) pas sont d'Est en Ouest par le champ de HassiR'mel Sud et le champ de Glib El Djemel par les puits indiqués sur la coupe.

Sur ces coupes ressort les deux styles de déformation, à savoir une tectonique ductile ; avec la présence de plis de différentes amplitudes à axes relativement droit, et une tectonique cassante affectant ces plis et se traduisant par des failles sub-verticales à rejet plus au moins important.

Le côté Ouest (Glib EL Djemel) est marqué par deux failles majeures. Ces deux failles orientées NNO-SSE à rejets importants sont profondes et atteignent le socle.

Ces accidents d'ampleur lithosphériques, jouent en failles normales et affectent toute la série Triasique et Paléozoïque, conduisant ainsi à un affaissement local du terrain situé entre ces deux failles. Des coupes de direction N-S montrent que ce phénomène est aussi observable à travers tout le champ de Hassi R'mel, avec des failles majeures orientées NNO-SSE et NO-SE.

Plus à l'Est, on rencontre des failles secondaires qui n'arrivent pas jusqu'au Paléozoïque, parmi elles, certaine semble êtres décrochantes (failles à faible rejet et de direction NE-SO) et d'autres, où la composante verticale domine orientées N-S et ont un jeu normal ou inverse.

A travers ces coupes on constate que la structuration en dépressions et zones hautes est contrôlée par les failles majeures qui sont un héritage structural du socle. Cette configuration en zones hautes et dépressions est probablement responsable de la distribution des réservoirs.

### 3. Extension et types de réservoirs dans Glib El Djemel

A la fin du paléozoïque la région de Hassi R'mel a hérité d'un paléotopographie issu de la phase hercynienne. Ce substratum est formé de dépressions et de paleoreliefs tel que celui de la partie orientale et qui se rattache au môle de Talemzane. Donc, c'est dans cette configuration que va se mettre en place la sédimentation continentale Triasique qui se caractérise par des variations latérales de faciès très rapide qui rendent souvent les corrélations difficiles.

Ces incertitudes sur les corrélations des réservoirs « C » et « A » et leur distribution a conduit à reconsidérer la stratigraphie de façon globale. Pour cela, l'approche de la stratigraphie séquentielle est adoptée pour pallier aux complexités ; lithologiques (présence d'épaisses couches de sel au Sud), sédimentologiques (absence de réservoirs dans certains puits à l'Ouest) et structurales (contrôle des failles dans la distribution des grès du réservoir).

Partant du principe de la stratigraphie séquentielle, le Trias du champ de Hassi R'Mel est représenté par trois cycles transgressifs d'ordre 3 (HAMEL.1988) limités par des surfaces (discontinuités) corrélables.

L'utilisation de ces limites stratigraphiques fiables telles que les « flooding surfaces » qui sont des surfaces facilement corrélables à l'échelle du champ donnant un cadre stratigraphique cohérent.

Ces repères ont permis de bâtir un nouveau cadre stratigraphique où les grès de la séquence « C » remplissent les dépressions en premier et débordent progressivement vers les zones hautes. Ainsi les 3 séquences se rencontrent au complet essentiellement dans les dépôts.

En 2011, DNM « DeGolyer And MacNaughton » exécute un rapport présentant le résultat d'une modélisation stratigraphique tridimensionnelle du Trias et du paléozoïque de la région de HRM qui comprend les champs HRM, GED La construction de ce modèle 3D nécessite une bonne compréhension de l'architecture du réservoir Triasique (arrangement et distribution spatiale des unités géologiques).

L'objectif de cette étude a été de :

- Subdiviser le Trias en séries de séquences ayant une relation temporelle.
- Mettre en évidence les unités présentant une continuité latérale pour une meilleure détermination de la géométrie du réservoir.
- La délimitation des unités stratigraphiques situées sous le réservoir Triasique.

La définition des relations spéciales et temporelles des dépôts entre les unités du Trias, ainsi que la mise au point d'un modèle sédimentologique cohérent des réservoirs Triasiques de HRM, nécessite à faire :

- Des interprétations sédimentologiques approfondies des carottes, qui permettent de classifier les relations stratigraphiques dans le réservoir du Trias, connaître les propriétés pétrophysiques et réponses diagaphiques, ainsi qu'à la reconnaissance des faciès de chacun des réservoirs Triasiques.
- Des données de forage : la corrélation de 474 logs de puits a permis de déterminer 18 surfaces stratigraphiques délimitant l'intervalle triasique. Les méthodes diagaphiques de puits utilisées pour construire le cadre stratigraphique étaient les suivantes : rayons gamma, porosité des neutrons, densité, sonique et résistivité superficielle et profonde.

Les démarches entreprises précédemment ont abouti à la détermination de 7 toits stratigraphiques :

1. Toit dolomitique (D2-top).
2. Base ou mur dolomitique (D2-bottom).
3. Base de la série salifère (Salt-Lowest-Base).
4. Séquence limite-A (SB-A).
5. Série inférieur (SI).
6. Le toit de la coulée andésitique (Andesite-Lith).
7. La discordance Hercynienne (DH).

Par la suite 11 toits dans le réservoir Triasique ont été ajoutés. Du plus récent au plus ancien :

*A A-Shale, A1, B, B1, B1-Shale, C, C1-shale, C2, C2-shale et C3*

En utilisant les nouvelles corrélations entre les limites stratigraphiques établies dans le Trias, la distribution spatiale des trois réservoirs Triasiques « A, B et C » à travers tout le champ a été revue et actualisée comme suit :

### 3.1 Unité A

C'est l'unité formant le réservoir principal du champ de Djebel Bissa. Cette unité possède la plus grande extension, elle recouvre pratiquement la totalité du champ.

Son épaisseur est relativement constante (20 à 30 m) sur la totalité du champ de Hassi R'mel, cependant elle présente des variations locales d'épaisseur dans la partie centre du secteur Nord du champ.

Au Sud, l'unité A présente d'importantes variations d'épaisseur avec un amincissement vers le Sud due à la présence de la série évaporitique.

### 3.2 Unité B

C'est le niveau le plus mince possédant l'extension la plus réduite. Les épaisseurs de ce niveau varient rapidement principalement dans la zone centrale, où elle passe de 30 m à quelques mètres seulement.

### 3.3 Unité C

C'est le niveau le plus épais et le plus important des trois niveaux. Les épaisseurs varient progressivement du Nord vers le Sud, de 60 m au Nord à 0 m jusqu'à quelques m au Sud de Hassi R'mel. Ces variations sont plus irrégulières dans la direction Est-Ouest due à la paléotopographie. L'unité C disparaît vers le Sud et localement vers l'Est en se biseautant contre le paléorelief du Hassi R'mel.

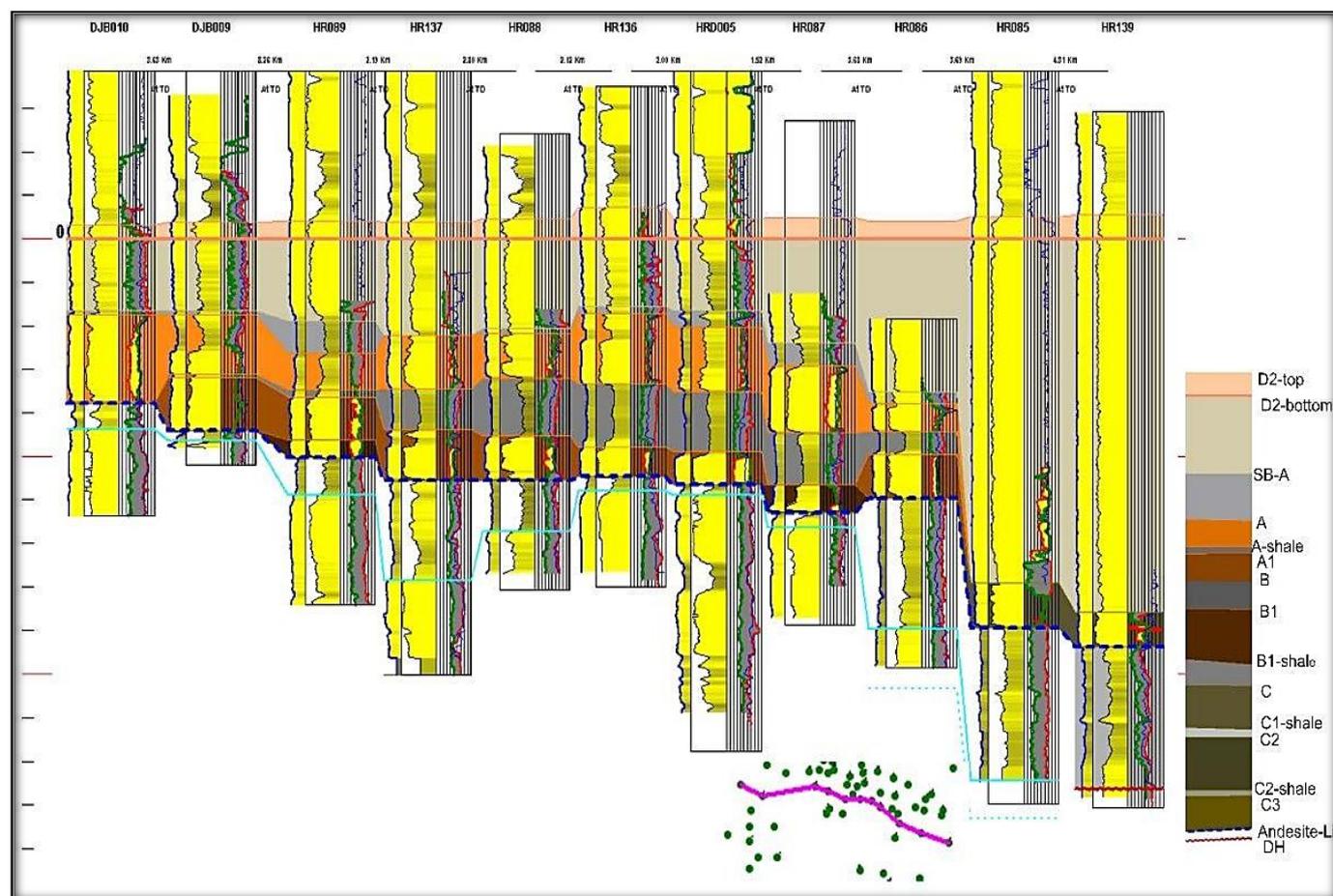


Figure 35 Corrélation stratigraphique Est-Ouest dans le secteur Sud de Hassi R'mel (DNM, May 2011)

Afin d'apporter plus d'argument sur la distribution et l'extension des réservoirs Triasiques proposés par DNM, nous avons effectué une coupe géologique représentative à partir de notre modèle structural

réalisé sur PETREL. Le tracé de cette dernière suit les profils de corrélation établis par DNM, et ceci pour une meilleure compréhension de la problématique.

La coupe choisie (Fig.36), passe d'Ouest en Est par les puits : GED -1, GED -2, GED-3, et coïncide avec le profil de corrélation (Fig.35). Ce profil de corrélation a été réalisé dans la direction Est-Ouest à cause des variations d'épaisseur qui sont plus irrégulières dans cette direction due à la paléotopographie. Donc, la direction choisie pour cette coupe pourra nous aider à visualiser et comprendre l'extension et la distribution des réservoirs.

Cette coupe géologique illustre essentiellement le Trias avec le niveau repère (D2). Ce Trias est disposé sur le paléozoïque et séparé de ce dernier par la discordance hercynienne. Latéralement, on remarque une importante variation d'épaisseurs, et ceci spécialement au contact des failles majeurs où l'on a une diminution d'épaisseur considérable comme pour les réservoirs « A et B », et une disparition totale de ces réservoirs au-dessous de l'épaisse couche de sel par un biseautage. Quant au réservoir « C », malgré sa faible épaisseur, il est quasiment présent à l'Est, puis tout comme les réservoirs « A et B » il connaît une disparition par biseautage vers le centre, mais on note quelque réapparition de ce dernier au niveau des deux failles situées entre le puits G-3 et G-1. A l'Ouest et dans le secteur de Glib El Djemel, ce niveau est totalement absent.

La problématique d'indentification des réservoirs qui existe dans Glib El Djemel a été jusqu'à présent abordée et expliquée uniquement d'un point de vue stratigraphique. Dans notre présent travail on a tenté une approche structurale pour remédier à notre problématique.

La lecture et l'interprétation des coupes géologiques réalisées à partir de notre modèle, a permis de mieux comprendre la structuration de la région ainsi que la distribution spatiale des réservoirs Triasiques. La structuration en zones hautes et dépressions est contrôlée par le jeu des grandes failles lithosphériques générées par les mouvements du socle. Ces failles ont également un important impact sur la distribution et l'extension des réservoirs Triasiques, de telle sorte qu'on retrouve la présence de toute la série dans les dépressions, et uniquement les niveaux supérieurs dans les zones hautes. Partant de cette logique et en se basant également sur les travaux de corrélations, le niveau réservoir de Glib El Djemel est ainsi attribué au réservoir de type « A ».

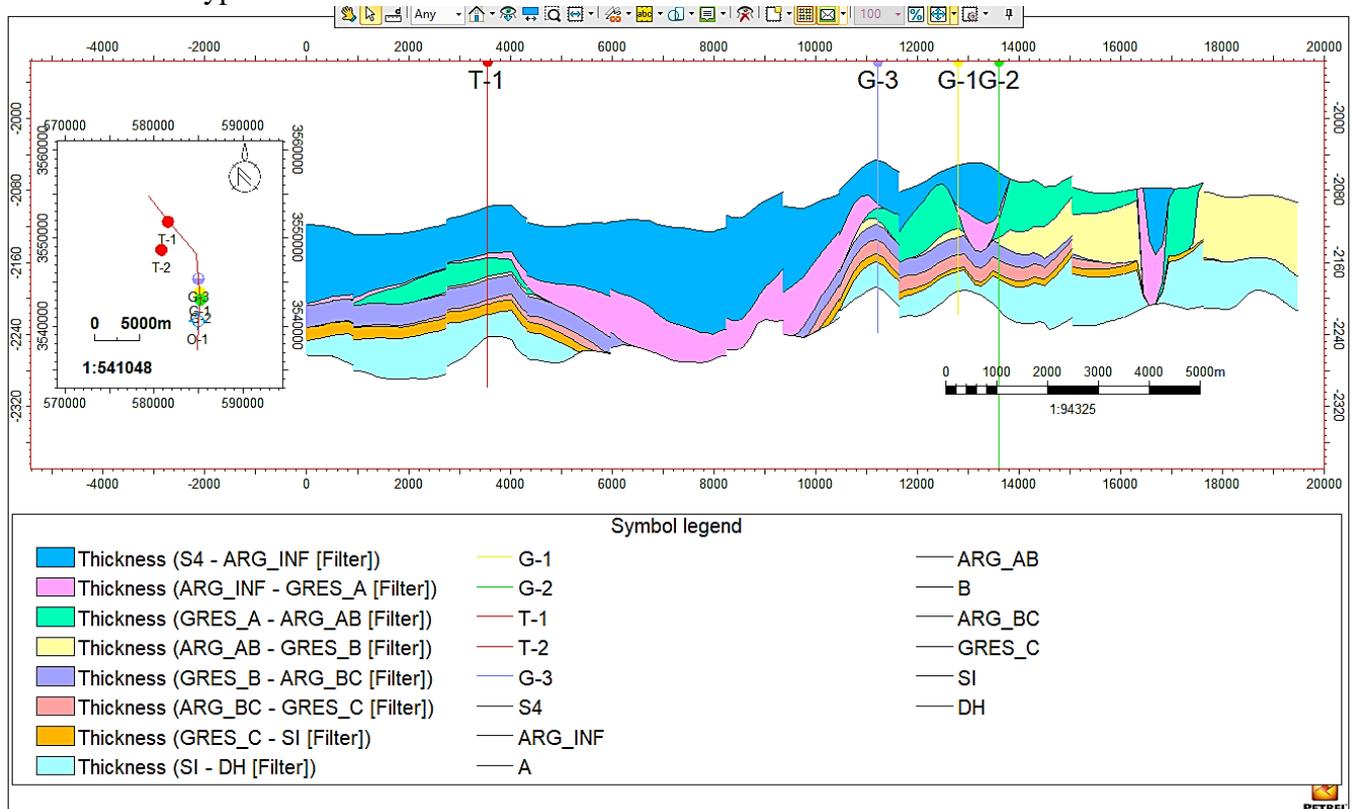


Figure 36 Coupe géologique réalisée à partir du modèle structural établi sur PETREL.

---

---

## *Conclusion Générale*

Au terme de ce travail nous résumons ici les principaux résultats obtenus :

De point de vu caractérisation pétrophysique en terme de qualité de réservoir, la répartition spatiale des paramètres pétrophysique (porosité, perméabilité et saturation) au niveau de champ montre que notre réservoir présente un potentiel d'hydrocarbures très important.

La réalisation d'un modelé géologique (statique) est une étape très importante dans le domaine pétrolier afin d'élaborer un projet de développement et d'optimiser la récupération des hydrocarbures. Cette étude de modélisation a été faite à l'aide d'un logiciel "PETREL " ; c'est un programme de simulation numérique conçu par la compagnie pétrolière Schlumberger. Il nécessite l'existence d'un certain nombre de données d'ordre géologique, géophysique. Pour une bonne caractérisation et modélisation des réservoirs une source de données est indispensable débute à partir des données sismiques afin d'établir :

- Une modélisation stratigraphique
- Une modélisation des propriétés
- Modélisation des facies
- Estimation volumétrique
- Modélisation pétrophysique

## *Bibliographies*

**AHMAHMA H & GHARA A (2014).** « Caractérisation et évolution quantitative du Trias Argilo-Gréseux Inferieur (TAGI) de la structure de bassin de Berkine (Rhourde Rouba) ». Mémoire d'Ingénieur, *Université Kasdi Merbah, Ouargla.*

**O.SERRA ; 1979 ;** Diagraphies différées bases de l'interprétation. Tome I : acquisition des données diagraphiques. BULL ; Cent. Rech. Explor. Prod. Elf. Aquitaine PAU ; Mém. 1.

**ASSES A & LOUMI K** « Evolution des argiles du Silurien dans le bassin de Timimoun (plate- forme saharienne – Algérie ». *Université M'hamed Bouguerra-boumerdes.*

**BEICIP & SONATRACH (Avril 1978).** « Etude géologique du champ de Hassi R'mel ; 1<sup>ère</sup> partie ; Etude sismique et structural ».

**SLB-Schlumberger information solutions** (Next Schlumberger 2013) - Petrel (TM) Workflow tools: Vol. 1, 00p; Vol. 2, 256p; Vol. 3, 356p; Vol. 4, 233p; Vol. 6, 125p.

**BEICIP-FRANLAB.** (2008). Modélisation géologique du secteur nord du gisement Hassi Messaoud. IFP-Paris-France (inédit).

**BELDJILALI W & KI-IELDOUN A (2013).** « Contribution à l'étude de quelque gisements pétroliers dans le Sud-Est Algérien ». Mémoire de Master, *Abou Bekr Belkaid, Tlemcen.*

**BEN TABBA D E & LADOUANI S (2015).** « Etude géologique et pétrophysique d'un niveau réservoir (H-C) ». Mémoire de Master, *Université Larbi Ben M'Hidi, Oum El Bouaghi.*

**BOUDJEMA A (1987).** « Evolution structurale du bassin Pétrolier (Triasique) du Sahara Nord Oriental (Algérie) », Thèse de Doctorat, *Paris-Sud centre d'Orsay.*

**DEGOLYER AND MACNAUGHTON (Jun. 10, 2011).** « Report on stratigraphique study as a part of a geological study for phase II - Hassi R'mel field development study ». *Dallas, Texas, USA.*

**DOUDOU W & ROUGHY R (2016/2015).** « Rapport de stage, Aperçu générale du champ gazier de Hassi R'mel ». Cycle de fin d'étude Licence, *Université de Laghouat*.

**FOUCAULT A & RAOULT J.F.** Dictionnaire de géologie (6<sup>e</sup> édition).

**Rapport SONATRACH /PED. GED**

**HAMEL A (1988).** « Etude géologique des grès Triasiques du gisement pétrolier de Hassi R'mel (Algérie), caractérisation, extension et milieu de dépôt ». Thèse de Doctorat, *Université de franche-comte, science de la terre*.

**HAMMOUDI & DJOUADI (2011).** « Rapport de stage, Hassi R'mel ». *Université M'hamed Bouguerra-boumerdes*.

**LASMI R (2012).** « Caractérisation des Quartzites de Hamra dans les gisements de Hassi Terfa, Hassi D'zabat et Hassi Guettar : Pétrophysique, Fracturation et Modélisation ». Mémoire de Magister, *M'hamed Bougara, Boumerdes*.

**MEHDAOUI M (2017).** « Interprétation des jeux diagraphiques du réservoir Triasique (TAGS) ». Mémoire de Master, *Abou Bekr Belkaid, Tlemcen*.

**NOUARI M (2016).** « Evolution diagénétique et interprétation sédimentologique des grès ordoviciens (Quartzite Hamra) de la région de Hassi-Tarfa ». Mémoire de Magister, *Université des frères Mentouri, Constantine*.

**SCHLUMBERGER.** Petrel 2009. « Mapping and geological workflows ».

**SONATRACH ET SCHLUMBERGER, ALGERIE (1979).** Well Evaluation Conference (WEC).

**SONATRACH ET SCHLUMBERGER, ALGERIE (2007).** Well Evaluation Conference (WEC).

**SONATRACH WEC SCHLUMBERGER, ALGERIE.** « Partie 1 ; Géologie de l'Algérie, contribution de Sonatrach division exploration, centre de recherche et développement et division petroleum engineering et développement ».

**SONATRACH/PED (2018).** « Plan de développement et d'exploration du gisement de Glib el Djemel ».

---

---

TALAMALI S (2009). « Caractérisation et modélisation du réservoir de la série inférieure de la région de Hassi R'mel sud ». Mémoire de Magister, *M'hamed Bougara, Boumerdes*.

**Sites web :**

<http://www.alnaft.gov.dz/index.php/le-d%C3%A9veloppement-des-hydrocarbures-en-chiffres/g%C3%A9ologie-de-l-alg%C3%A9rie>

<https://www.glossary.oilfield.slb.com/>

[https://fr.wikipedia.org/wiki/Hassi\\_R%27Mel](https://fr.wikipedia.org/wiki/Hassi_R%27Mel)  
[theses.sciences@scd.uhp-nancy.fr](mailto:theses.sciences@scd.uhp-nancy.fr)

<http://WWW.ggl.ulaval.ca/personnel/bourque/s4/recifs.petrole.html> ;théorie et éléments de pétrophysiques.htm.