

N° Ordre...../FHC/UMBB/2023



République Algérienne Démocratique et Populaire  
Ministère de l'enseignement supérieur et de la recherche  
scientifique



Université M'hamed Bougara Boumerdès  
Faculté des hydrocarbures et de la chimie  
Département Gisements miniers et pétroliers

## **MEMOIRE**

Présenté en vue de l'obtention

Du diplôme

## **MASTER**

Domaine : Sciences et Technologie

Filière : Hydrocarbures

Option : Géologie Pétrolière

Présenté par :

**MESSABHI Fouzia**

**Thème**

**Projet d'implantation d'un puits D'exploration  
Puits-A.**

**Région de Timimoun**

Devant le jury :

<b>M. SADAoui</b>	<b>Moussa</b>	<b>Prof</b>	<b>UMBB</b>	<b>President</b>
<b>Mme.BENAYAD</b>	<b>Soumya</b>	<b>MCA</b>	<b>UMBB</b>	<b>Examinatrice</b>
<b>M. CHAOUCHI</b>	<b>Rabah</b>	<b>Prof</b>	<b>UMBB</b>	<b>Encadreur</b>

Année universitaire : 2022/2023

# Remercîment et dâdicace

Tout d'abord nous remercions **Allah** de nous avoir donnâ le courage et la force pour râaliser ce modeste travail, sans sa misâricorde ce travail n'aurait pas abouti.

Avant de prâsenter ce travail, nous tenons â remercier tous ceux qui d'une maniâre ou d'une autre ont contribuâ â sa râalisation:

Je tien d'abord, â exprimer ma reconnaissance â mon promoteur

**Mr. CHAOUCHI Rabah,**

d'avoir acceptâ de m'encadrâ, pour son aide et ses prâcieux conseils qui ont permet l'âlaboration de ce travail.

Nos remerciements vont aussi â mes trâs chers Enseignants sans exception du dâpartement Gisements Miniers et Pâtroliers.

Mes vifs remerciements et mes profondes gratitudes vont aux membres de jury qui nous ont honorer par leur prâsence, et acceptâ d'examiner ce travail.

Je voudrai remercier l'ensemble des personnes qui m'ont aidâ de prâs ou de loin â râaliser ce travail.

A la meilleure personne dans ma vie, mon chemin de lumiâre.

celle qui m'a soutenu jour et nuit, pour qu'elle me voie toujours au sommet .

A toi mon châre Papa paix a ton âme.

mes remerciements vont aussi â mes trâs chers Parents et ma famille, mes chaleureux remerciements s'adressent â toute personne qui a contribuâ de prâs ou de loin dans la râalisation de ce mâmoire Soria, Ouzna, Karim, Mouloud, Djamel, Faouzi, Ali, Ania, Samia, Melissa, Mounira

# Sommaire:

Introduction Générale	1
Chapitre I : Le point d'implantation du puits -A	2
2. Systèmes d'information géographique & Projections cartographiques SIG	1
Chapitre II : Données et Interprétation sismique	5
3. Construction de la base de données	6
3.1 Documentation de la base de données	6
4. Interprétation sismique	6
4.1. Des compagnes sismiques	6
4.2. Interprétation du géophysicien	6
Chapitre III : Cadre géologique.	11
5. Cadre géologique	12
5.1 Stratigraphie	12
5.1.1. InfraCambrien	12
5.1.2. Paléozoïque	13
5.1.3. Cambrien	13
5.1.4. Ordovicien	13
5.1.5. Silurien	14
5.1.6. Dévonien	14
5.1.6.1 Dévonien inférieur (Gédinien-Siégénien-Emsien)	14
5.1.6.2 Dévonien moyen (Eifelien-Givétien)	14
5.1.6.3 Dévonien supérieur (Frasnien-Famennien-Strunien)	14
5.1.7. Carbonifère (Tournaisien & C10-Viséen-Namurien)	15
5.1.8. Mésozoïque	15
5.1.9. Cénozoïque	15
5.2 Les prévisions	15
5.3 Cadre Structural	24
1. Phase panafricaine	24
2. Phase distensive du Cambro-Ordovicien	24
3. Phase de compression Taconique (Caradoc)	24
4. Phase Hercynienne	25
5. Phase Alpine	25

5.4	Cadre structurale Local :	25
6.	Système pétrolier	26
a.	Objectifs pétrolier	26
b.	Couverture	30
c.	Roche mère	30
d.	Piège	31
	Chapitre IV : Evaluation Pétrophysique	32
7.	Les paramètres petrophysiques	33
1.	Diagraphies :	33
2.	Carottes:	37
	Dévonien supérieur :	37
	Dévonien Inferieur :	37
	Chapitre V : Programme de forage et diagraphies	38
8.	Programme de Forage & Diagraphies :	39
9.	Estimation des ressources et de risque	41
8.1	Estimation des risques :	43
	Chapitre VI : Conclusion	44
10.	Conclusion:	45
11.	RÉFÉRENCES	46

## Liste des figures:

<b>Figure 1 : Carte de localisation satellitaire du puits -1 dans le bassin de Timimoun. ...</b>	<b>3</b>
Figure 2 : Carte de situation du bassin de Timimoun dans la plateforme saharienne (document Alnaft, réalisé par Beicip-Franlab sans échelle).....	4
<b>Figure 3: Coupe géologique Nord Est – Sud-Ouest à travers les bassins de Oued Mya, Timimoun et Reggane (document Sonatrach ) .....</b>	<b>4</b>
<b>Figure 4: Model statique construit sur pétrel (Document Sonatrach) .....</b>	<b>8</b>
<b>Figure 5 : Les types de piège dans la région d'études.....</b>	<b>9</b>
<b>Figure 6: Carte isobathe au toit de l'Ordovicien.....</b>	<b>10</b>
<b>Figure 7 : Transect sismique (Documents Sonatrach) .....</b>	<b>10</b>
<b>Figure 8 : Corrélation stratigraphique à travers des puits H-1, H-2, H-3 avec flatning au top de Tournaisien.....</b>	<b>17</b>
<b>Figure 9 : Quelques formes du Gamma Ray / Potentiel Spontané, basées sur le contenu argileux (d'après Serra et Sulpice, 1975).....</b>	<b>19</b>
<b>Figure 10 : Classification des elecrosequences ( Shell) .....</b>	<b>20</b>
<b>Figure 11: Exemple d'interprétation de Séquences lithologiques.....</b>	<b>20</b>
<b>Figure 12 : classification de Galloway 1998.....</b>	<b>21</b>
<b>Figure 13 : Colonne stratigraphique type du bassin de Timimoun. ....</b>	<b>22</b>
<b>Figure 14: Coupe litho- stratigraphique du puits-A réalisé sur pétrel.....</b>	<b>23</b>
Figure 15 : Corrélation diagraphique du réservoir Strunien entre les puits H-1, Puits-A & H-2. ....	27
<b>Figure 16 : log diagraphique du puits H-1 au niveau du réservoir Strunien .....</b>	<b>28</b>
Figure 17 : Corrélation diagraphique du réservoir Siégenien entre les puits H-1, Puits-A, H-2. ....	30
<b>Figure 18: Log diagraphique du réservoir productif de la région d'étude (Document Sonatrach).....</b>	<b>35</b>

## **Introduction Générale**

La recherche et la production d'hydrocarbures liquides et gazeux en Algérie est l'un des objectifs principaux d'une compagnie pétrolière.

L'objet de ce travail est de réaliser une méthodologie pour l'établissement d'un rapport d'implantation d'un puits pétrolier réalisé dans un permis (une parcelle), régie par un contrat de prospection ou de recherche et d'exploitation d'hydrocarbures entre les deux parties c'est-à-dire la société pétrolière SONATRACH et l'état ou une agence ALNAFT qui gère le domaine minier, les informations techniques utilisées pour la rédaction de ce rapport, proviennent entièrement de Sonatrach, La durée de l'étude, prévue initialement pour 3mois (cas général) ou plus, selon la complexité de la région d'étude, et en relation avec son statut contractuel, le rapport est établi par une équipe de géologue et géophysicien. Ce travail est axé sur deux parties géologique qui sera décrite en détail à savoir depuis la localisation du puits jusqu'à l'évaluation de son risque et ses ressources, la partie géophysique brièvement décrite, afin de permettre aux utilisateurs de ce rapport d'avoir les principaux pratiques à utiliser, pour qu'ils puissent se familiariser avec ces méthodes et techniques de travail. Le cadre académique de ce projet de fin d'étude pour master 2, Le périmètre de Timimoune fut sélectionné pour les raisons suivantes :

- Le Bassin est considéré comme peu exploré par comparaison avec les autres bassins de l'Algérie, comme ceux d'Illizi, de Berkine ou d'Oued Mya.
- La complexité structurale de cette région n'est pas très compliquée c'est-à-dire l'inexistence de chevauchement ou de décollement, une continuité des horizons plus au moins régulière.
- Les résultats positifs de certains puits ayant donné lieu à des découvertes de gaz.
- La présence sous la discordance Hercynienne des niveaux Dévoniens et Carbonifères disposés en biseaux vers la limite des voutes au nord, pouvant former pour ces niveaux réservoirs d'excellents pièges.
- La proximité des infrastructures reliant les grands gisements du sud-ouest à Hassi R'Mel

---

---

## **Chapitre I : Le point d`implantation du puits -A**

---

---

## 2. Systèmes d'information géographique & Projections cartographiques SIG

La région étudiée a une superficie de 50.000 km<sup>2</sup> (Figure 1). Les coordonnées limitant la région sont représentées par deux méridiens et deux parallèles comme suit :

000° 20' 00.00" W    31° 40' 00.00" N

002° 30' 00.00" E    31° 40' 00.00" N

002° 30' 00.00" E    29° 50' 00.00" N

000° 20' 00.00" W    29° 50' 00.00" N

C'est pour repérer et localiser l'information géographique qui est primordial dans nos études Géophysique & Géologique G&G et plus précisément en ce qui concerne le puits ainsi la sismique, on a deux Systèmes de coordonnées un géographique SCG (degrés) et l'autre projeté SCP (en m) comme dans le tableau ci-dessous, le système de projection le plus utilisé c'est la UTM30\_Nord\_Sahara\_1959 car c'est elle qui minimise la déformation au niveau de la zone d'étude. C'est un moyen de vérifier la superposition des données spatiales avec les données de subsurface.

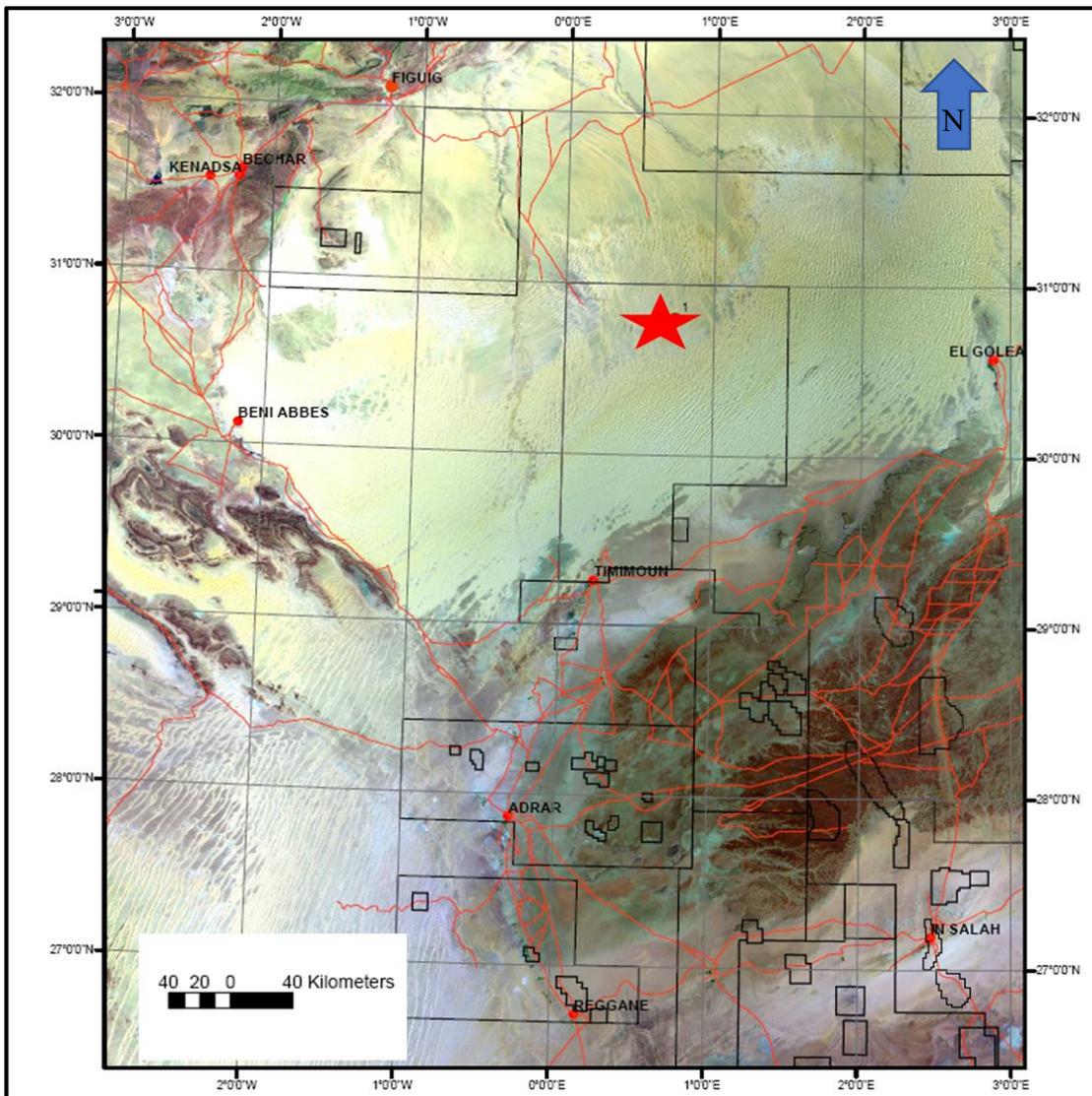
Le puits est assimilé par un point avec des coordonnées X & Y comme suit :

	UTM	Géographiques
X	Xx yy aa m	Longitude : AA° CC' DD" W
Y	X'x' y'y' a'a' m	Latitude : BB° EE' FF" N
Élévation	Z <sub>sol</sub> : 205 m                      Z <sub>table</sub> : 9 m selon appareil de forage	
Ellipsoïde	Clark 1880	
Projection	Zone:30-North Sahara	

Cette étape est très importante pour créer un projet sur software dédié pour l'interprétation géologique et géophysique, qui permet de numériser chaque étape de l'interprétation G&G, parmi les données qu'on doit s'assurer :

- l'emplacement de position des puits,
- des lignes sismiques
- les cartes en isobathes interpréter par le géophysicien,
- le calage des cartes géologique surtout si le permis d'étude est à proximité des itinéraires d'affleurement permet de faire un lien entre affleurements et subsurface (Cartes satellites, Cartes Géologique, puits...), pour cela les softwares les plus utilisé de nos jours c'est pétrel, ARCGIS.
- On le positionne sur fond un fond topographique (échelle 1:50 000), et son élévation par rapport au niveau de la mère pourrait être déduite provisoirement sur googel-earth, mais pour le positionnement finale les coordonnées seront transmis à une entreprise de services chargé par l'établissement du rapport de reconnaissance où tous les éléments nécessaire doivent être préparé pour la plateforme de futur puits pétrolier afin d'accueillir l'appareil de forage qui empreinte les accès réalisés au préalable.

Remarque: Sur une carte la localisation (carte d'un fond topographique, carte satellitaire, carte en isobathe du toit d'un horizon) d'un puits est assimilé en un point, et point d'implantation sur le terrain est réaliser en baguette en acier avec un drapeau rouge ancré dans le sol avec un ciment sur lequel est inscrit le nom du puits, c'est l'emplacement de future forage à implanter dans cet endroit, et son positionnement est tributaire de choix de la meilleur positon structurale sur la structure anticlinal.



*Figure 1 : Carte de localisation satellitaire du puits -1 dans le bassin de Timimoun.*

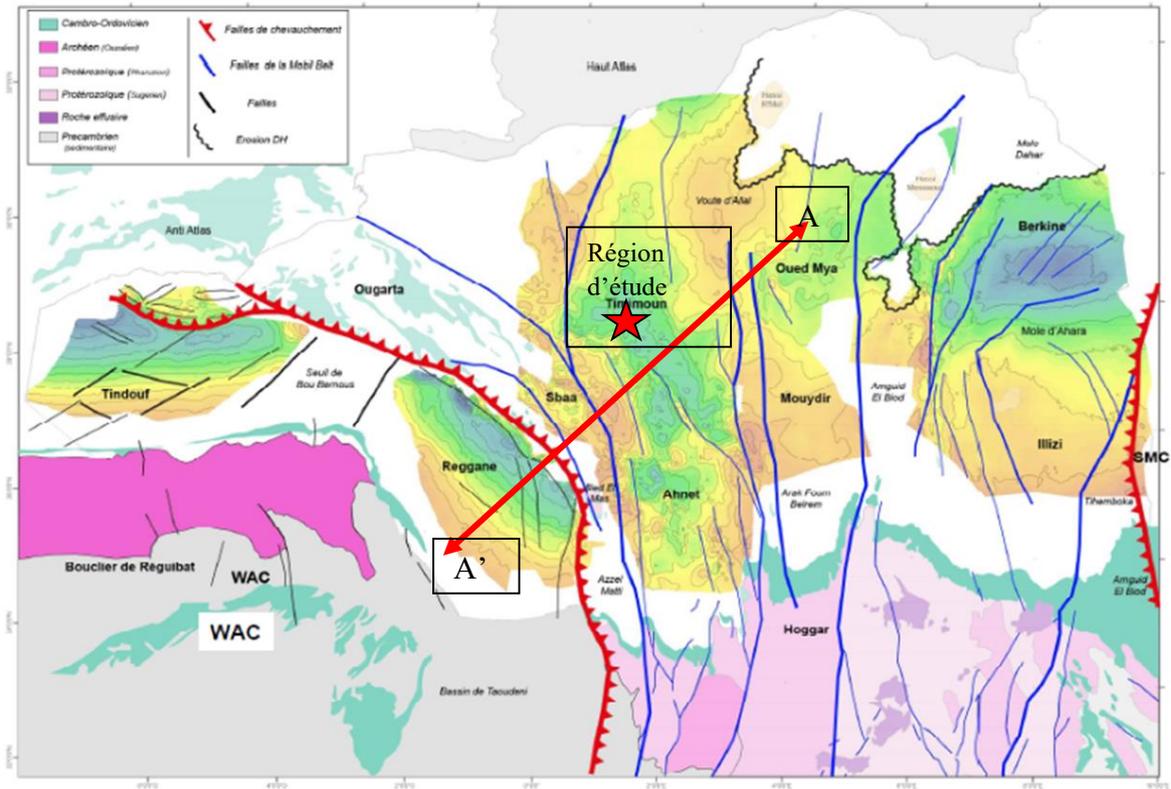


Figure 2 : Carte de situation du bassin de Timimoun dans la plateforme saharienne (document Alnaft, réalisé par Beicip-Franlab sans échelle).

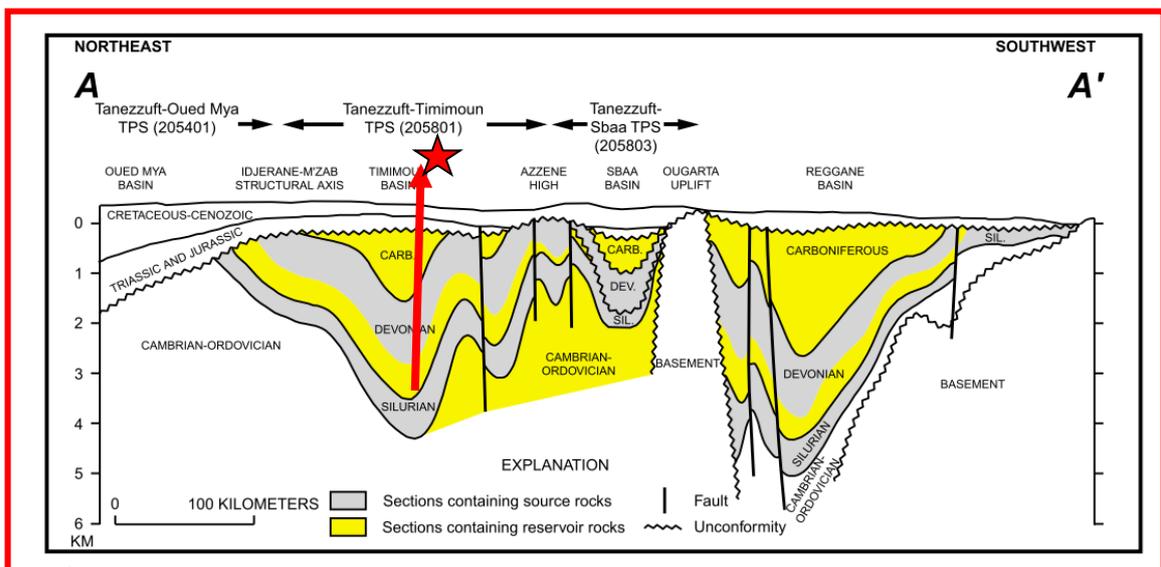


Figure 3: Coupe géologique Nord Est – Sud-Ouest à travers les bassins de Oued Mya, Timimoun et Reggane (document Sonatrach )

---

---

## **Chapitre II : Données et Interprétation sismique**

---

---

### **3. Construction de la base de données**

La phase de constitution de la base de données a été longue et difficile, en raison du nombre de puits et la différence de qualité de la documentation disponible, on site les plus important les puits ancien doit être digitaliser, la non homogénéisation du data et la disparité des intervalles carotté, les résultats de test qui ne sont pas concluant quant à le réelle potentiel de la formation, ajoute à cela les grandes distance qui sépare les puits, mais ce data conduis a une diminution des incertitudes qui peuvent influencer sur les prévisions et atteindre ses objectifs pétrolier assigne a ce puits d'implantation.

#### **3.1 Documentation de la base de données**

- Diagraphies diverses des puits avoisinant le projet d'implantation (Cali, GR, NPHI, SP, RES / Cali, GR, DT, ILD, ILM, NPHI, RHOB, PEF, Th, K, U).
- 15 rapports internes sur la région rapports généraux, description de carottes, analyses géochimiques, paramètres petrophysiques, les indices de gaz au cours des forages
- Données de DST
- Cartes en isobathes

### **4. Interprétation sismique**

Avant d'arriver à la phase finale d'interprétation sur station de travail, plusieurs travaux ont dû être réalisés, ces étapes préalables étant plus compliquées que l'interprétation elle-même, de centaine de km sismique 2D linéaires, provenant de plusieurs campagnes différentes ; donc le temps de préparation de l'information a été très important.

#### **4.1.Des compagnes sismiques**

Chaque ligne sismique en format bande magnétique a été révisées pour contrôle de qualité, pour les anciennes compagnes sont d'une qualité moyenne, et les récents sont bonne.

#### **4.2. Interprétation du géophysicien**

Pour choisir le DP le plus représentatif des sections, il a été effectué une étude des entêtes sismiques afin de choisir au mieux un Datum plan à partir des données des élévations et

des corrections statiques des entêtes ont été digitalisées. Avec les valeurs obtenues, des graphiques d'élévations en fonction des corrections ont été établis, afin de voir la tendance des corrections appliquées. Pour réajuster un meilleur ajustement des corrections statiques par rapport aux élévations ; donc toutes les sections avec des DP différents ont été ajustées à seul **Datum Plan** (DP=300 m ou 700 m).

Ce Datum Plan est la référence de base pour le géophysicien et ces prévisions des tops sismique en temps sur la section sismique (Two Way Time TWT) convertis en profondeur par la loi de vitesse= distance / temps, ces derniers sont transmis par la suite au géologue donc si il a interpréter 4 horizons dont les toits des objectifs pétrolier et des horizons marqueurs connue dans la région d'étude exp ; Cinq événements sismiques ou horizons ont été suivis sur tout l'ensemble des données: discordance Hercynienne, Top Famennien, Top Frasnien, Top Siegenien et Top Ordovicien, le géologue aura alors des tops en « m » par rapport à ce DP seulement pour 4 formations, qu'il faut les convertir en profondeur par rapport à l'élévation du sol= **Zs** , plus celle de la table de rotation du rig, qui change d'un appareil de forage a un autre variant de 3 m jusqu'à 14 m, avec les données de puits de référence et de calage le va déduire les autres épaisseurs des étages non interpréter par géophysicien, par la suite ces cartes en niveau de chaque horizon seront utilisé dans la construction d'un cadre géométrique 3D s'appuyant sur la création de surfaces stratigraphiques avec des méthodes géostatistiques d'estimation contraintes par les données de puits et les données sismiques disponibles.

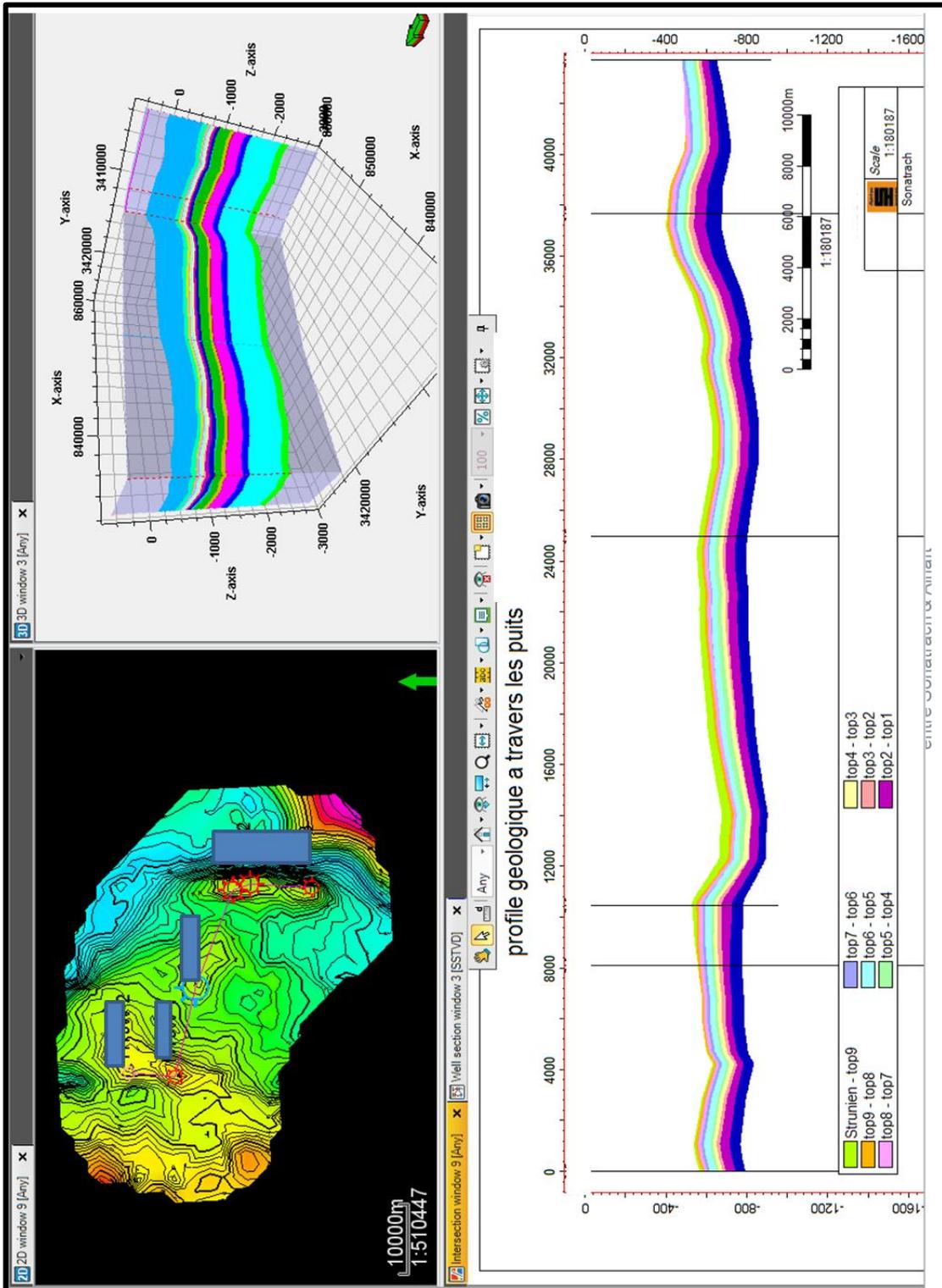
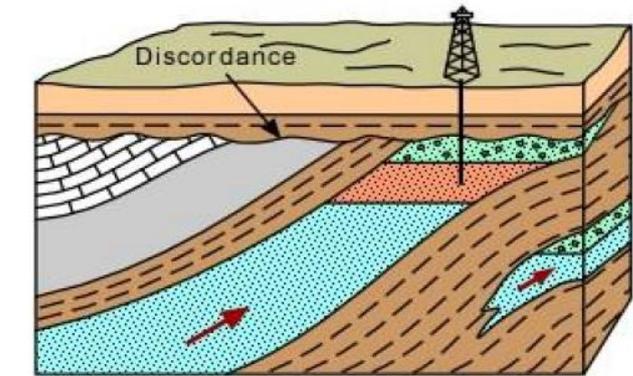
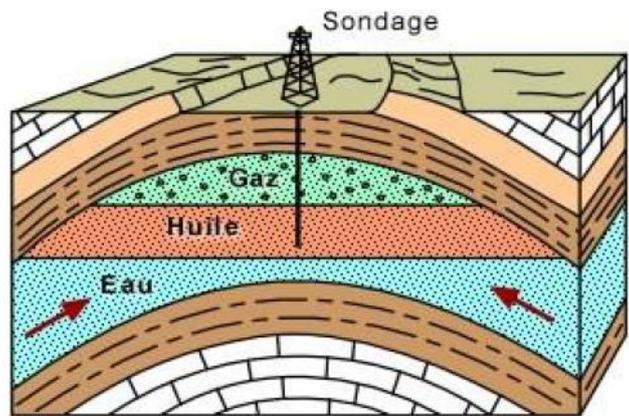
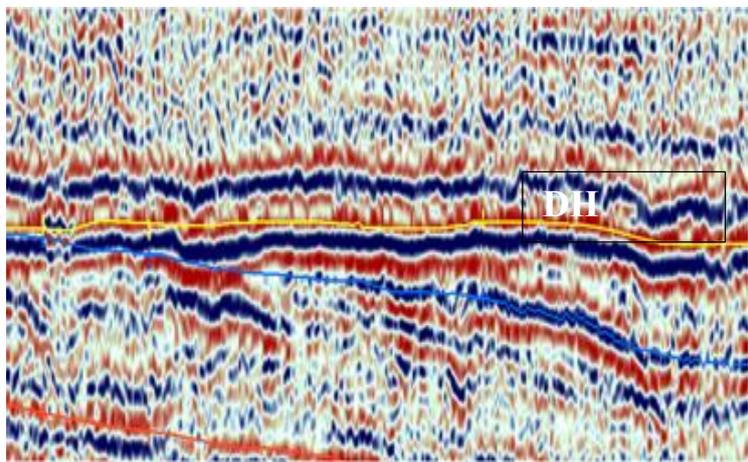


Figure 4: Model statique construit sur pétrel (Document Sonatrach)

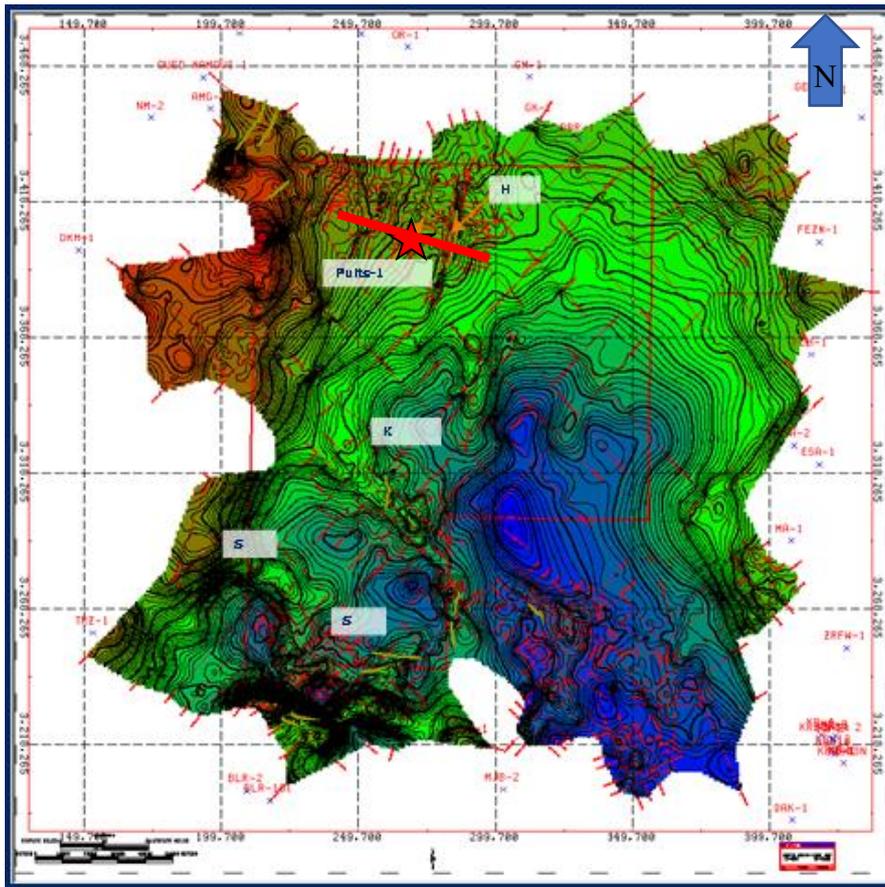


C - Pièges stratigraphiques: discordance et biseau sédimentaire



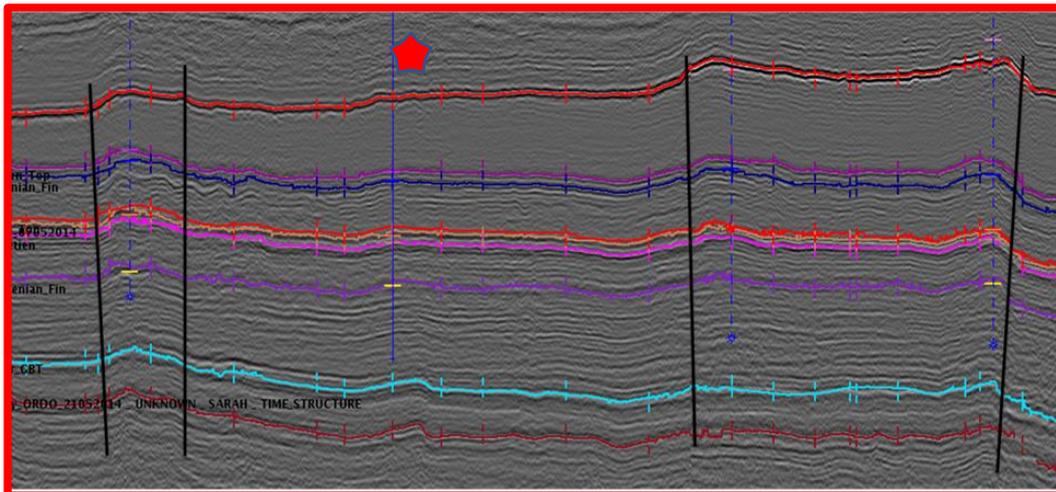
A - Piège structural: anticlinal

Figure 5 : Les types de piège dans la région d'études.



**Figure 6: Carte isobathe au toit de l'Ordovicien**

Avec les parties les plus profondes en bleu foncé et les plus superficielles en rouge (Document Sonatrach).



**Figure 7 : Transect sismique de direction E-Ouest voir sa position dans la figure-6 (Documents Sonatrach)**

---

---

## **Chapitre III : Cadre géologique.**

---

---

## **5. Cadre géologique**

A l'échelle cratonique le bassin de Timimoun est situé dans la partie nord-ouest de la plate-forme Saharienne, Il se trouve en bordure du craton est africain, proche de la suture panafricaine séparant le craton Ouest Africain du Bloc est Africain, et sur laquelle se place à la chaîne de l'Ougarta. Il appartient à la province Occidentale, il est limité au sud par l'arche de Djoua marquant la frontière avec le bassin d'Ahnet, le permis de Timimoun englobe trois unités structurales de premier ordre bien différenciées: le Bassin de Timimoun (ou Gourara) dans la partie centrale, avec une épaisseur de dépôts sédimentaires de plus de 3500 m, et les Voûtes d'Oued Namous et d'Allal dans les parties occidentale et orientale respectivement, ces dernier l'individualise du bassin de Bechar situe au Nord-Ouest.

Le cadre structural actuel de la région d'étude est le résultat de la surimposition de plusieurs phases tectoniques qu'a connu la plate-forme Saharienne.

### **5.1 Stratigraphie**

La colonne stratigraphique de la région d'étude englobant la Voûte d'Allal, la partie septentrionale du Bassin de Timimoun et la Voûte d'Oued Namous, est marquée par d'importantes variations d'épaisseurs. La section Paléozoïque, très puissante, a été affectée par l'orogénie Hercynienne qui s'est traduite par une forte érosion des dépôts Paléozoïques et une pénéplanation très importante. Par-dessus s'est déposée une section Mésozoïque et Tertiaire peu épaisse et pas déformer reposant en Discordance angulaire Hercynienne très marquée DH.

#### **5.1.1. InfraCambrien**

L'InfraCambrien a été atteint seulement par les forages situe sur les Voûtes d'Allal et Voûte de Oued Namous. Il est constitué de grès quartzitiques fins à grossiers avec des passées d'argiles vertes et de roches éruptives. Dans la région de l'Ougarta, cette formation est représentée par des tuffs volcaniques et d'ingnimbrites.

### **5.1.2. Paléozoïque**

La couverture sédimentaire Paléozoïque, constituée de formations allant du Cambrien au Carbonifère à une épaisseur moyenne de 2.500 à 3.500 m.

### **5.1.3. Cambrien**

Le Cambrien est constitué d'un ensemble sédimentaire assez épais allant jusqu'à 625 m. Il est représenté par des grès quartzitiques fins à grossiers de couleur blanche avec passées d'argiles et d'inclusions de gros grains de quartz.

Le Cambrien inférieur présente des dépôts fluvio-deltaïques silicoclastiques, passant vers le Cambrien supérieur à des dépôts marins peu profonds. Une zone d'alternances argilo-gréseuses représente le passage du Cambrien à l'Ordovicien.

### **5.1.4. Ordovicien**

D'une épaisseur moyenne de 600 m, l'Ordovicien est représenté par les formations suivantes de bas en haut:

Argile d'El Gassi ou formation de Foum-Tineslemt dans l'Ougarta. Cette dernière est représentée par des argiles noires parfois verdâtres d'âge Trémadoc.

Grès d'El Atchane ou Formation de Kheng El Atten, représentée par grès gris clair, feldspathiques, argileux et glauconitiques.

Quartzites de Hamra, représentées par des quartzites gris blancs compacts, avec fines passées d'argiles, attribuées à l'Arenig .

Argiles d'Azzel ou formation de Foum Zeidiya, représentées par argiles noires, riches en fossiles d'âge Llandoveryen.

Grès d'Oued Saret ou Série de Boumhaoued, représentées par grès argileux avec intercalations d'argiles noires silteuses et micacées, ces grès représentent la formation terminale dans la région d'Oued Namous.

Argiles Microconglomératiques, représentées par argiles gris-noires, silteuses, charbonneuses avec fines passées de grès.

Dalle de M'Kratta, représentée par grès gris, fins à très fins, siliceux à quartzitiques avec fines intercalations d'argiles. Connue sous le nom de l'unité sommitale glaciaire de l'Ordovicien qui représente un objectif principal pour tout le bassin de la plateforme mais

dans notre bassin est considéré comme objectif secondaire vu le peu de puits atteignant l'ordovicien, et ce dernier n'a pas montré intérêt pétrolier.

#### **5.1.5. Silurien**

Le Silurien est représenté par des argiles noires à graptolites, avec passées de grès et de niveaux calcaires détritiques. Ces argiles correspondent à une rapide montée du niveau de la mer et au dépôt abondant de ces micro-organismes qui font de ces niveaux la roche mère principale de toute la plateforme saharienne.

#### **5.1.6. Dévonien**

##### **5.1.6.1 Dévonien inférieur (Gédinien-Siégnien-Emsien)**

Séries très puissantes à faciès principalement argilo-gréseux, les barres gréseuses constituant les principaux réservoirs dans la partie centre du bassin et de degrés moindre dans la partie nord. Ces séries ont été déposées sur les niveaux organiques du Silurien dans un système progradant vers le nord, avec passage des faciès fluvio-deltaïques à des faciès marins peu profonds.

Le passage Siégnien-Emsien est marqué par un banc calcaire à Orthocères, constituant un repère stratigraphique régional (Muraille de Chine) avec une épaisseur moyenne qui peut atteindre 36 m.

##### **5.1.6.2 Dévonien moyen (Eifelien-Givétien)**

L'Eifelien est représenté par une série argilo-silteuse avec intercalations de marnes et de grès fins.

Le Givétien est une série argilo-carbonatée représentée par des calcaires blancs argileux avec intercalations de marnes et d'argiles.

Ces dépôts carbonatés pourraient correspondre à des conditions d'eau chaude de basse latitude, proche de l'équateur.

##### **5.1.6.3 Dévonien supérieur (Frasnien-Famennien-Strunien)**

Le Dévonien supérieur est représenté de bas en haut par une alternance de calcaire et d'argile gris-noire silteuse, et de grès gris clair à fines passées d'argile qui correspond à une transgression de caractère global.

Les grès du strunien est considéré comme objectifs pétrolier dans la partie nord du bassin de Timimoun, prouvé par des débits commerciaux considérables.

Les argiles du Frasnien sont aussi d'excellentes roches-mères.

### **5.1.7. Carbonifère (Tournaisien & C10-Viséen-Namurien)**

Le Carbonifère présente un faciès argileux avec intercalations de bancs de grès et de passées calcaires. L'érosion Hercynienne est responsable de l'absence généralisée des séries carbonifères, à l'exception de la partie la plus profonde du bassin où les dépôts du Carbonifère inférieur ont été préservés.

Les grès du C10 est considéré comme objectifs pétrolier dans la partie nord du bassin de Timimoun, prouver par des débits commercial considérable.

### **5.1.8. Mésozoïque**

Représenté par les dépôts du Trias, du Jurassique et du Crétacé décrites comme suit :

Le Trias est caractérisé par des argiles brunes rouges plastiques. De fréquents écoulements doléritiques d'âge Trias supérieur sont rencontrés dans la région d'Oued Namous.

La série Liasique est constituée d'argile rouge brique, par endroits carbonatée, et d'anhydrite blanche massive.

Le Crétacé et le Jurassique, plus souvent connus sous le nom de continental intercalaire, sont constitués d'une alternance de grès et d'argile avec des passées carbonatées.

Cette formation constitue un aquifère connue dans la région.

### **5.1.9. Cénozoïque**

Le Tertiaire est représenté par des sables à intercalations d'argile d'âge Mio-Pliocène.

## **5.2 Les prévisions**

La corrélation peut être locale, zonale ou régionale, on distingue aussi la corrélation détaillée et la corrélation générale. Les méthodes de corrélation sont :

#### **1. Méthodes paléontologiques (micropaléontologiques) :**

Ces méthodes sont basées sur le complexe des macrofaunes et des microfaunes.

#### **2. Méthodes lithologiques :**

Elles sont basées sur les études macroscopiques des roches : la granulométrie des roches, la composition minéralogique etc...

#### **3. Méthodes géophysiques :**

Ces méthodes sont basées sur les données d'électrométrie, de la radiométrie, de la thermométrie des puits, de la cavernométrie.

#### 4. Méthodes géochimiques :

Sont basées sur le coefficient du Carbone, les carbonates des roches, les éléments ferreux, le Vanadium, le Cuivre, le Nickel, la composition des matières bitumineuses etc....

#### 5. Méthodes mécaniques :

Sont basées sur l'étude de la dureté des roches ; la vitesse de rotation de la tige et le débit de la boue.

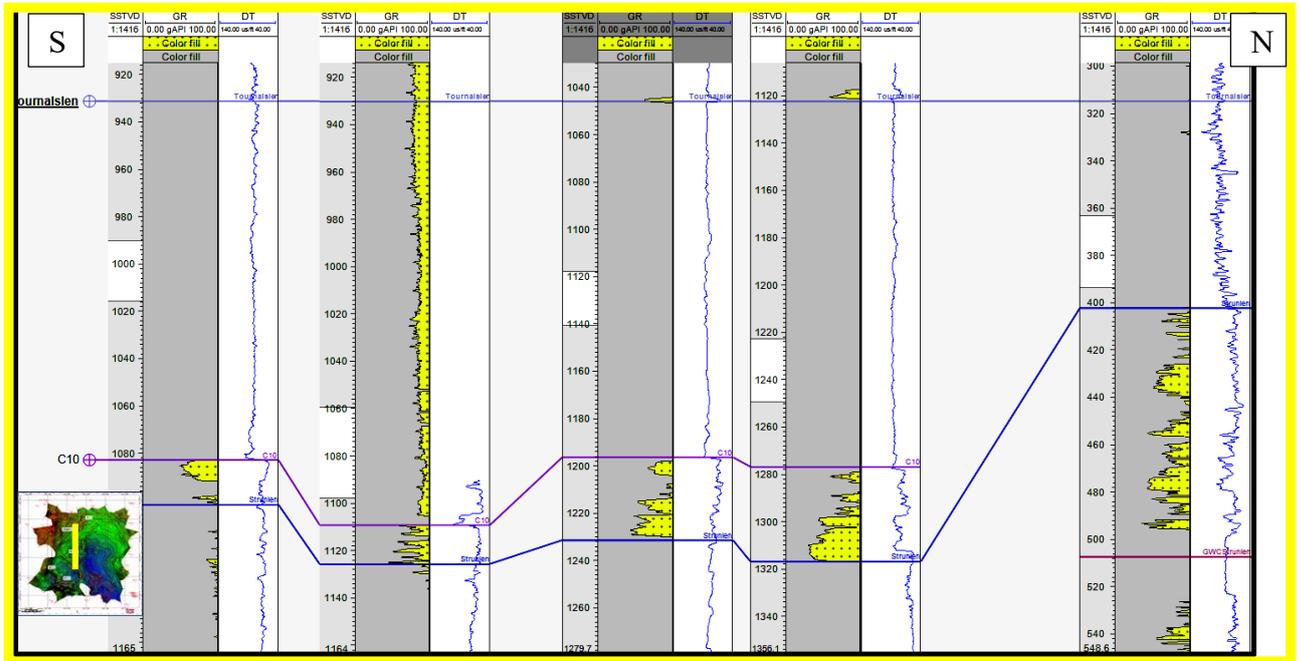
Actuellement les méthodes géophysique qui sont appliqué à savoir le Gamma ray GR, sonique DT, la résistivité Rt, par contre les méthodes mécaniques sont utilisé sur le chantier de forage lors de forage sur les échantillons de cuttings.

La série stratigraphique qui sera traverse aura une grande similitude avec la fiche stratigraphique type du bassin figure-3 avec plus au moins quelque déférence dans l'épaisseur & le changement de facies présent au dévonien et carbonifère, ceci du a l'inversion de polarité qui existe entre le strunien et le Tournaisien (Fig.7), en assumant une stratigraphie subhorizontale, pas d'amincissement notable des principaux réflecteur sismique des horizons interprété, et cela est vérifié sur le transect sismique passant par le puits-A (figure-6), ainsi sur les corrélations des diagraphies entre les puits offsets, il y a pas de faille qui pourrai influence sur les épaisseurs.

Les épaisseurs pour ce puits d'implantation seront déduites des puits offsets ou de référence les plus proche (figure 9), et ce avec les corrélations des puits régional et local, il faut prendre quelques comportements caractéristiques dans les diagraphies qui peuvent être corrélées tout au long du Bassin de Timimoun.

La corrélation des niveaux riches en matière organique (roche mère) du Silurien et Frasnien sont parfaitement corrélables sur toute la région d'étude et ils constituent d'excellents niveaux de référence (markers), mais il y a des marqueurs réduits en terme d'épaisseur mais marque un net passage d'une formation a une autre détecté par le GR ou chut des résistivités, il y a longtemps un paquet d'argile de 900 m attribuer à un seul âge, mais après les datations il s'avère deux âge différent, mais cette limite étai marqué par changement dans la lecture de GR en épaisseur très réduits omniprésent sur tous les puits, et lithologiquement sur les cuttings décrite par des grès ou des calcaire, certainement de point interprétative ce changement est un fait déterminant pour prédire

au mieux les décalage des prévision des formations et savoir combien plus au moins reste à forer pour atteint un niveau objectif voir-ci-dessous



**Figure 8 : Corrélation stratigraphique à travers des puits H-1, H-2, H-3 avec flatning au top de Tournaisien.**

Dans notre étude le gamma ray est la diagraphie la plus utilisée afin analyser, les types de contact (abrupt ou progressif) entre les grès et les argiles dans l'ensemble des corrélations, et ainsi la forme (finning up ou coarsening up) et le caractère de la courbe (lisse ou dentelée). Ainsi ces courbes sont analysées et interprétées en vue de faire une analyse électroséquentielle en premier lieu et pour déterminer l'environnement de dépôt en seconde lieu, pour l'interprétation des courbes on s'est basé sur la classification des géologues (ShellPecten), qui donnent quatre courbes (en œuf, en cylindrique, en cloche et entonnoir) basées sur la nature et la position du contact interséquentiel. Fig.8 :

- La forme en cylindre constitue en réalité : soit un électro-banc, soit une succession d'électroséquences élémentaires. Et correspond à une séquence neutre et caractérise les lits de rivières en tresse ou le domaine de la playa.

- La forme en œuf constitue un cycle, position d'une séquence négative ou positive et donc sa polarité.
- La forme en cloche : correspond à une séquence positive et caractérise, les chenaux fluviaux méandriques ou encore les grès de transgression.
- Forme en entonnoir : correspond à une séquence négative et caractérise, le fond de delta progradant Pour le type de contacte l'interprétation est la suivante :
- Passage progressif (graduel) : se produit par une rampe ou électroséquences élémentaire sur une ou plusieurs diagraphies à la fois.
- Passage abrupt : correspond à un changement brutal de valeur et s'observent sur une ou plusieurs diagraphies simultanément.

L'utilisation des diagraphies en vue de la description des électroséquences est indispensable du fait de l'absence d'un carottage continue donc on procède à une analyse des séquences présent dans tous puits de référence. Ça consiste à analyser :

- la transition d'un électrofaciès à l'autre (passage progressif ou abrupt),
- l'organisation verticales des séquences à différentes échelles (élémentaires, mésoséquences ou mégaséquences).

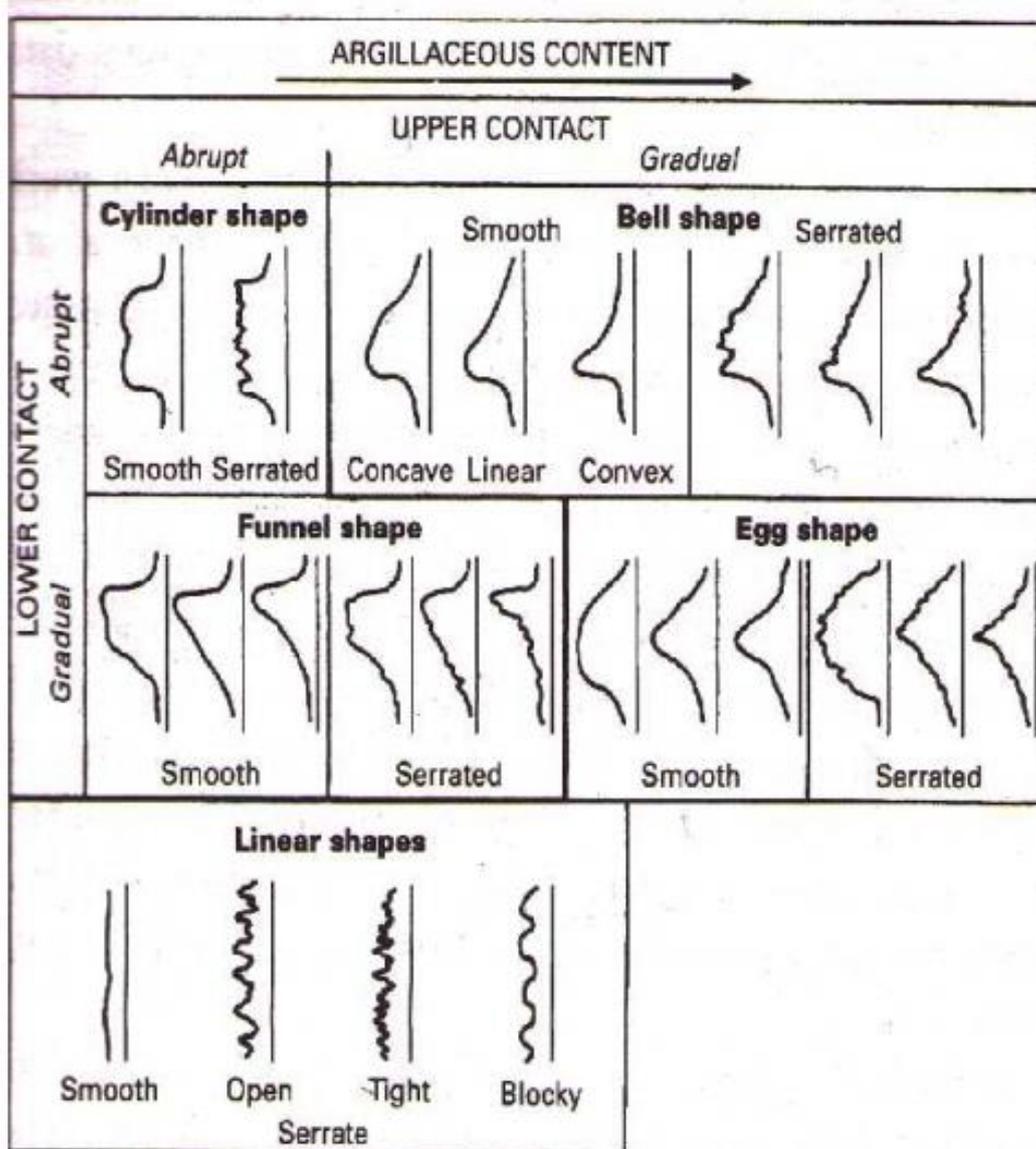


Figure 9 : Quelques formes du Gamma Ray / Potentiel Spontané, basées sur le contenu argileux (d'après Serra et Sulpice, 1975).

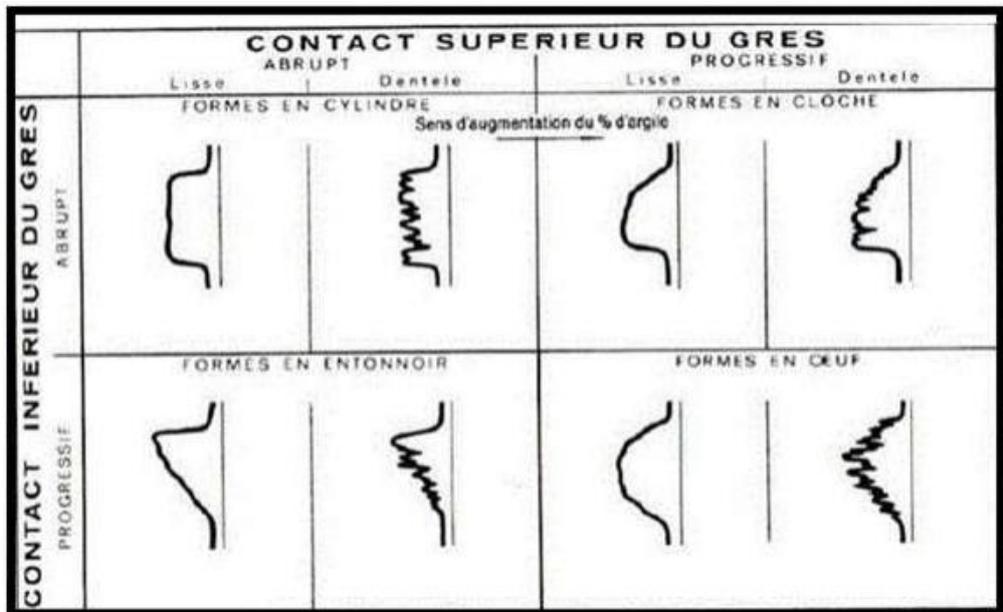


Figure 10 : Classification des electrosequences ( Shell)

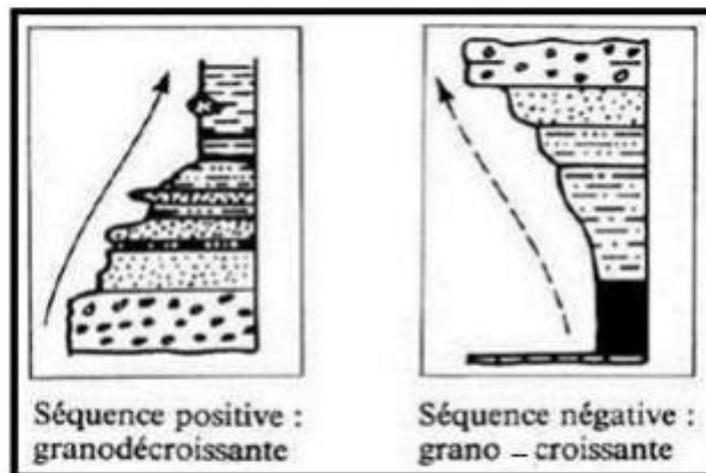


Figure 11: Exemple d'interprétation de Séquences lithologiques en série argilo-gréseuse (I.F.P. 1986)

Une autre classification est utilisée dans la reconnaissance des types de faciès, c'est la classification de Galloway 1998. Avec toujours l'allure des GR. Globalement c'est E & G sont rencontré dans le réservoir Strunien.

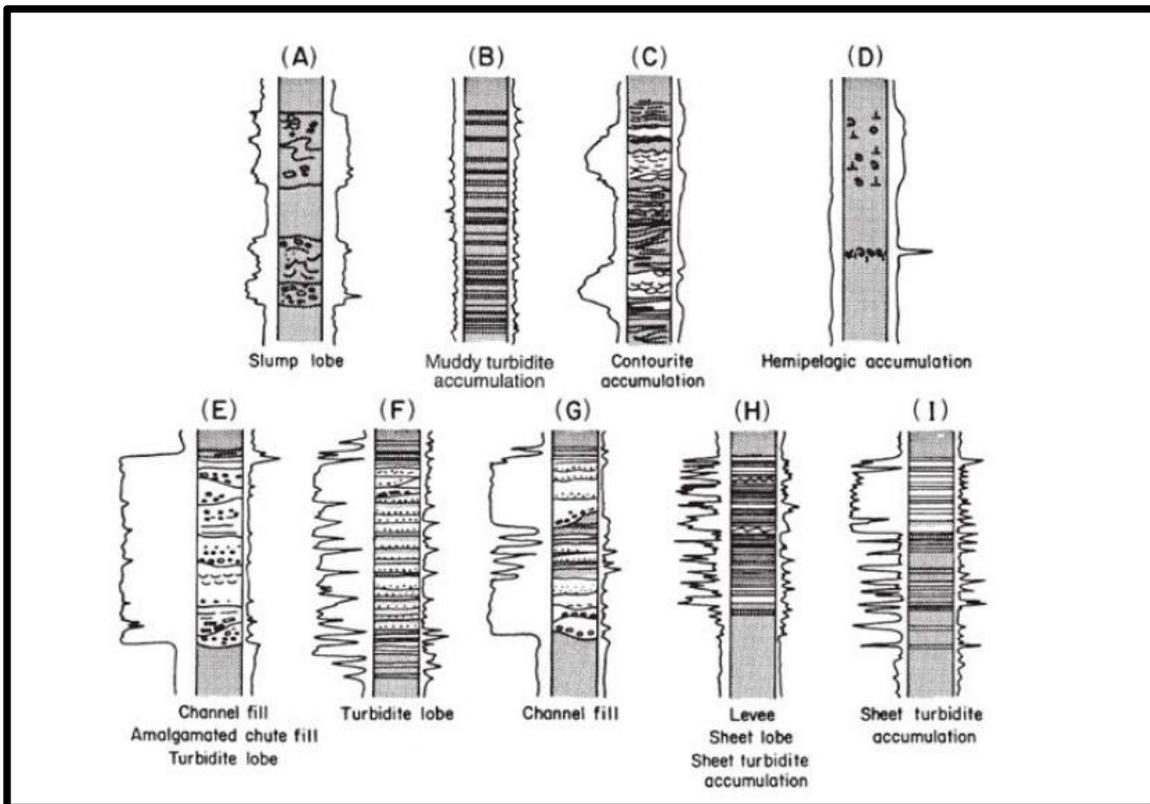


Figure 12 : classification de Galloway 1998.

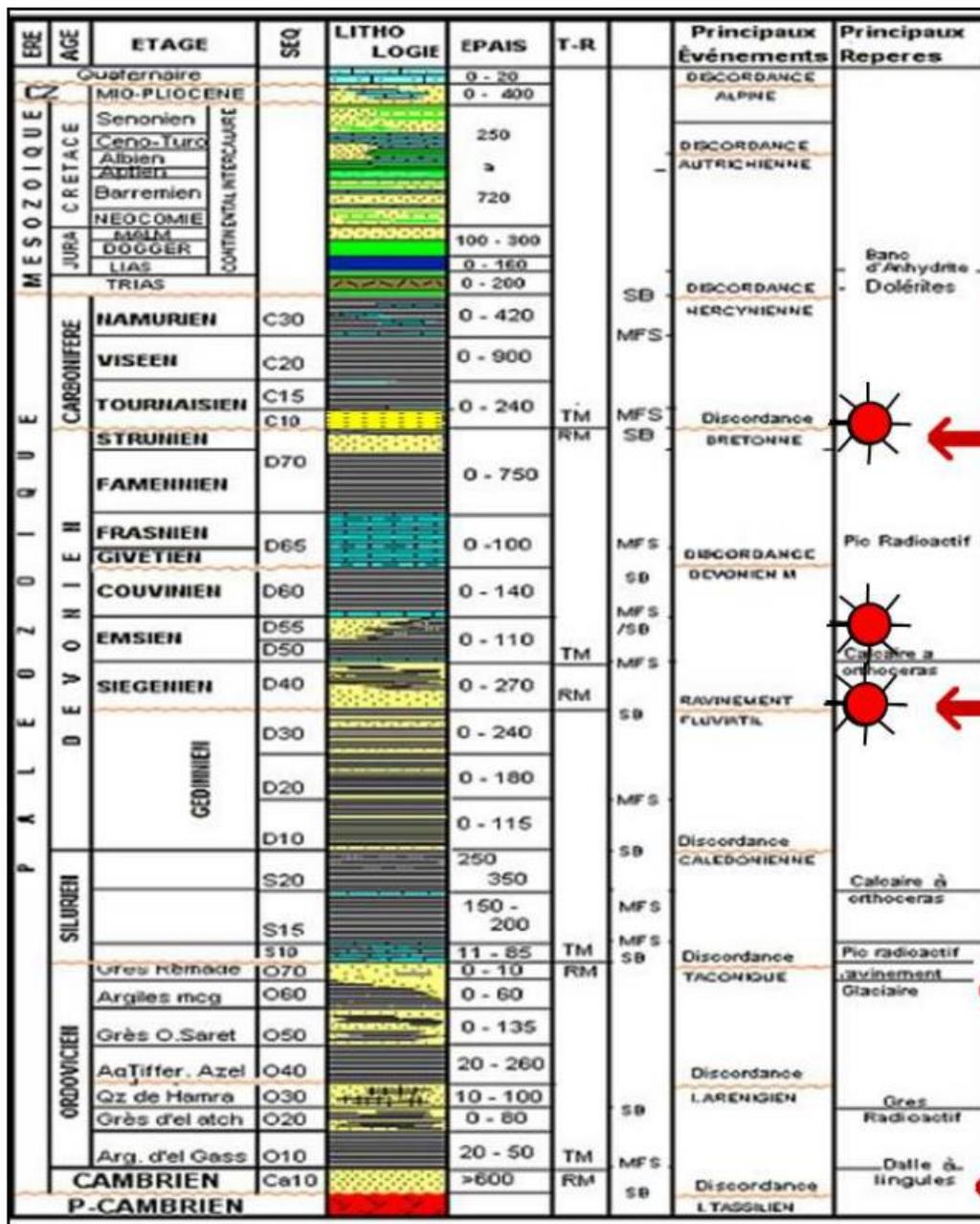


Figure 13 : Colonne stratigraphique type du bassin de Timimoun.

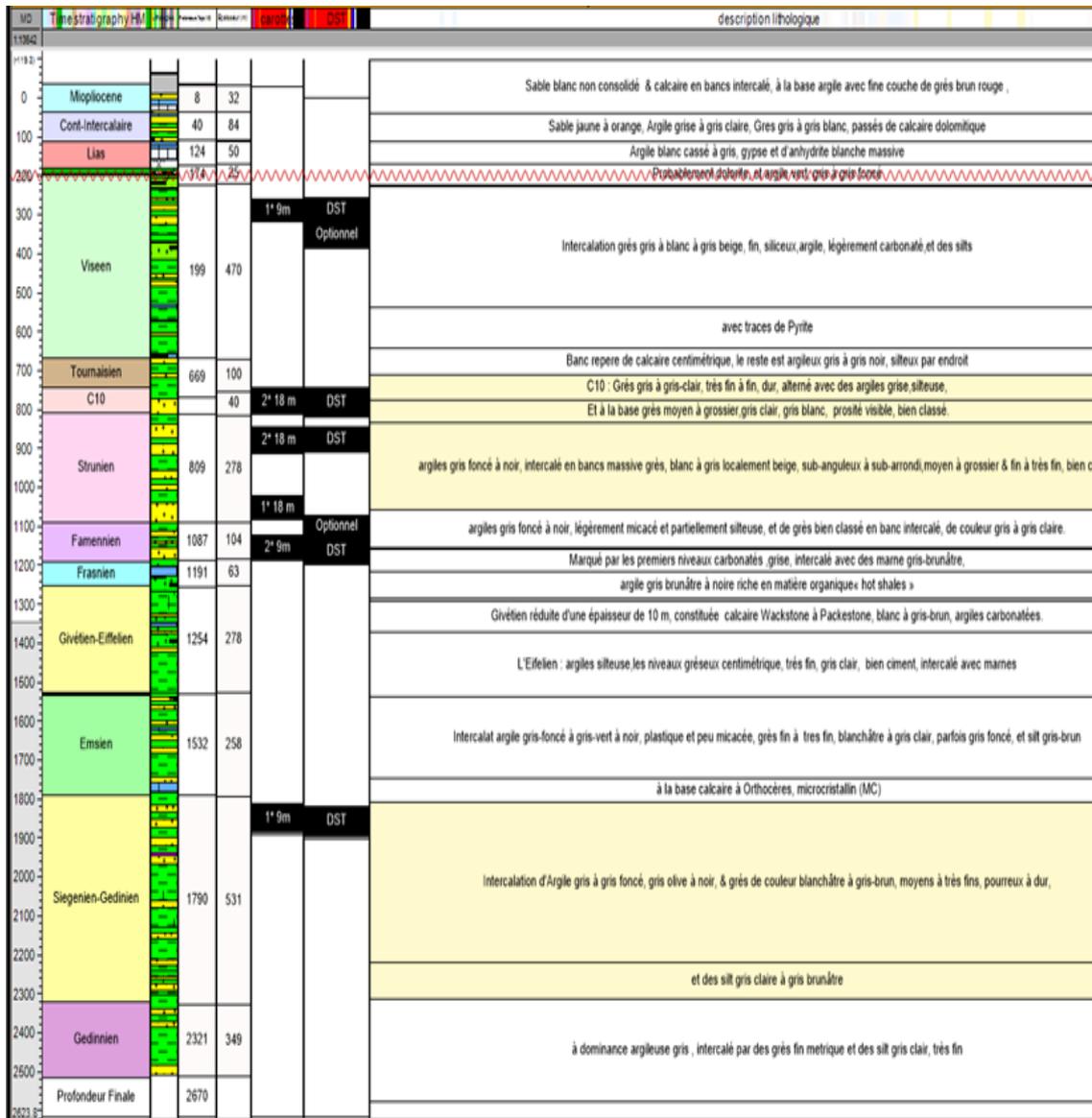


Figure 14: Coupe litho- stratigraphique du puits-A réalisé sur pétrel.

### **5.3 Cadre Structural**

La structuration actuelle de la région est le résultat de la surimposition de plusieurs phases tectoniques qu'a connues la plate-forme Saharienne, sur la carte en isobathe au toit de l'Ordovicien

#### **1. Phase panafricaine**

Les grands traits structuraux de la plate-forme Saharienne, résultant de la phase panafricaine, sont interprétés par certains auteurs comme étant le résultat de la collision de deux blocs: le craton ouest-africain rigide et un bloc est-africain plus plastique.

Le trait structural le plus important est la présence de grandes failles subméridiennes. Ces accidents sont eux-mêmes décalés par un réseau de failles conjuguées qui auraient joué ultérieurement un rôle important sur la structuration et la sédimentation de la plate-forme Saharienne. Les accidents du socle d'orientation N-S, NE-SW, NW-SE, sont au moins d'âge panafricain tardif et peut être plus anciens (Boudjema, 1987).

Cette phase prend fin au cours du Cambrien et est suivie d'une érosion importante qui nivelle les structures et les reliefs antérieurs. Il se forme une vaste pénéplaine Infra-Tassilienne avec léger plongement vers le nord.

#### **2. Phase distensive du Cambro-Ordovicien**

Cette phase se traduit dans la région par des variations d'épaisseurs et de faciès des séries Cambro-Ordoviciennes, par des accidents subméridiens et par la présence de roches volcaniques intercalées dans les grès du Cambrien, dans un puits situé au sud-ouest du bassin de Timimoun.

#### **3. Phase de compression Taconique (Caradoc)**

Après avoir hérité des grandes lignes des futurs bassins de la phase précédente et d'une transgression généralisée d'âge Arenig-Llandovinien, on assiste au Caradoc à un changement des contraintes qui engendrent des mouvements compressifs. Cette situation se traduit par la formation de plis d'axe N-S, le long d'accidents majeurs antérieurs, accompagnés de soulèvements régionaux. Ces soulèvements d'âge allant du Caradoc à l'Ashgilien ont entraîné une érosion parfois très intense atteignant même le socle (Massif des Eglab).

Il est à noter que c'est au cours de cette phase que se sont individualisées les Voûtes d'Oued Namous et d'Allal dans le Bassin de Timimoun.

#### **4. Phase Hercynienne**

C'est la phase principalement responsable de la structure actuelle de la région. Elle est caractérisée par deux principaux mouvements compressifs :

- Mouvements Hercyniens précoces (Intraviséen). Ces mouvements de type compressif, dont la direction de contrainte est N-40°, semblent être responsables de la première phase de plissement de la couverture sédimentaire de la région. Le rejeu des failles en décrochement dextre aurait engendré des plis allongés de direction NW-SE.
- Mouvements Hercyniens tardifs (fin Carbonifère). Ces mouvements de type compressif, dont la direction de contrainte est N-120°, ont provoqué un soulèvement généralisé de la région. L'effet de ces mouvements est parfaitement marqué par le biseautage et surtout par le degré d'érosion des séries Paléozoïques sous la couverture Méso-Cénozoïque. Durant cette phase, l'orientation des contraintes était oblique par rapport aux accidents du socle hérités de la phase panafricaine de direction générale N-S.

#### **5. Phase Alpine**

Cette dernière se caractérise par deux périodes principales :

- Une période distensive (Trias-Jurassique) liée à l'ouverture de l'Atlantique, marquée par un volcanisme.
- Une période compressive (fin Jurassique-Crétacé), dont la direction de contrainte est N-90°, bien marquée dans la région d'étude.

#### **5.4 Cadre structurale Local :**

La carte en isobathe au toit de l'ordovicien fig.4 montre des trends (H) qui jalonne la bordure nord du bassin orienté plus au moins Nord-Sud formé suite au contrainte perpendiculaire Est-ouest, par contre plus au centre on a des trends (K&S) plutôt ougartienne c'est-à-dire orienté Nord-Ouest-Sud Est formé par des contraintes orienté Nord Est-Sud Ouest, le puits d'implantation Puits-A est situé dans la partie nord. A l'aide de l'interprétation du géophysicien des différents transects sismique effectué dans toute

la direction dans la partie nord (Puits-A), montre une structuration de discordance hercynienne ce qui démontre bien une structuration d'âge post hercynienne pour ces structure.

Des failles subverti cal impliquant le socle, elles affectent le toit de de l'ordovicien, se propage aux séries paléozoïques et recourent les horizons du silurien, d'autre elles recourent tous le paléozoïque. Et suite au réactivation périodique lors des différents évènements tectoniques panafricaine, cambrienne, calédonienne et principalement hercynienne, qui sont traduits par des plis anticlinaux dans les formations paléozoïque, et l'érosion intense sur la bordure nord du bassin de Gourara et qui peut atteindre le dévonien Inferieur, dans la partie nord du bassin les trends montre une réactivation au mésozoïque et /ou tertiaire qui ont affectés le bassin en générale et la zone d'étude en particulier (partie NW du bassin).

N.B : les failles ne sont pas visible sur la carte en isobathe et ceux pour ne pas charger la carte, mais en générale elles bordent les structures dans la même direction et comme indice de détecté sa présence les courbes se resserrent donc avec des flancs a fort pendage.

## **6. Système pétrolier**

Tous les composants géologiques et structurels nécessaires pour l'existence d'un bon système pétrolier sont présents dans la région de Timimoun, la relation temporelle entre eux étant le facteur décisif dans la région.

### **a. Objectifs pétrolier**

Les grès du Strunien et du Siégenien ont révélé de bonnes qualités réservoirs. D'excellents résultats pétroliers ont été obtenus pour ces deux objectifs:

- **Réservoir Strunien**

Au nord du périmètre compte plusieurs gisements, les niveaux productifs sont inclus dans les objectifs assigne a ce projet d'implantation, Strunien exprime une nature gréseuse déposés dans un environnement de type fluviotidal, ces corps gréseux sont séparés par

des niveaux hétérolithiques de shoreface amalgame avec des dépôts turbididique. Ces dépôts constituent les meilleurs réservoirs dans cette région.

La première découverte de gaz H-1 a été faite en 2004 par Sonatrach, dans le réservoir Strunien. Celui-ci a produit 170000 m<sup>3</sup> /Jourde gaz. En 2006-2007 l'association Statoil /Sonatrach a réalisé le puits d'appréciation H-2 qui a confirmé la présence de de gaz dans le Strunien et a permis aussi de tracer un GWC.

La découverte H-3 a été réalisée par l'Association Sonatrach/Statoil en 2007, à 25 Km au Ouest-Nord-Ouest de H-2, dans deux réservoirs le Strunien et le Siégenien qui est en position favorable. Les tests réalisés ont donné des résultats positifs qui sont les suivant :

- DST-3 (1027-1054,5 m) – Strunien : 171 000 m<sup>3</sup>/Jour de gaz.

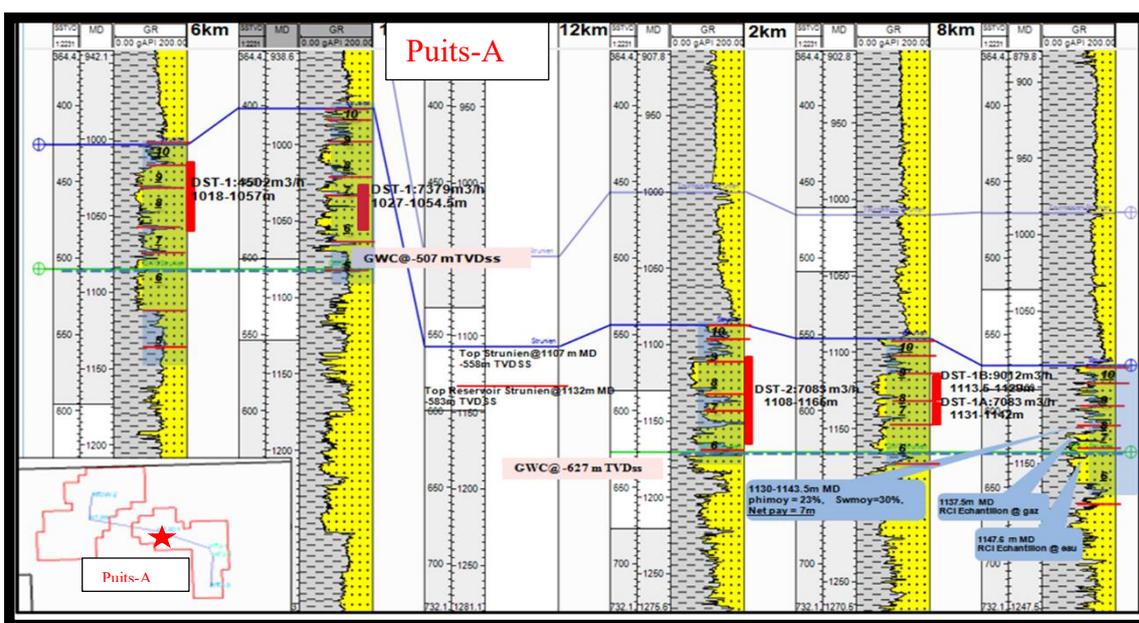


Figure 15 : Corrélation diagraphique du réservoir Strunien entre les puits H-1, Puits-A & H-2.

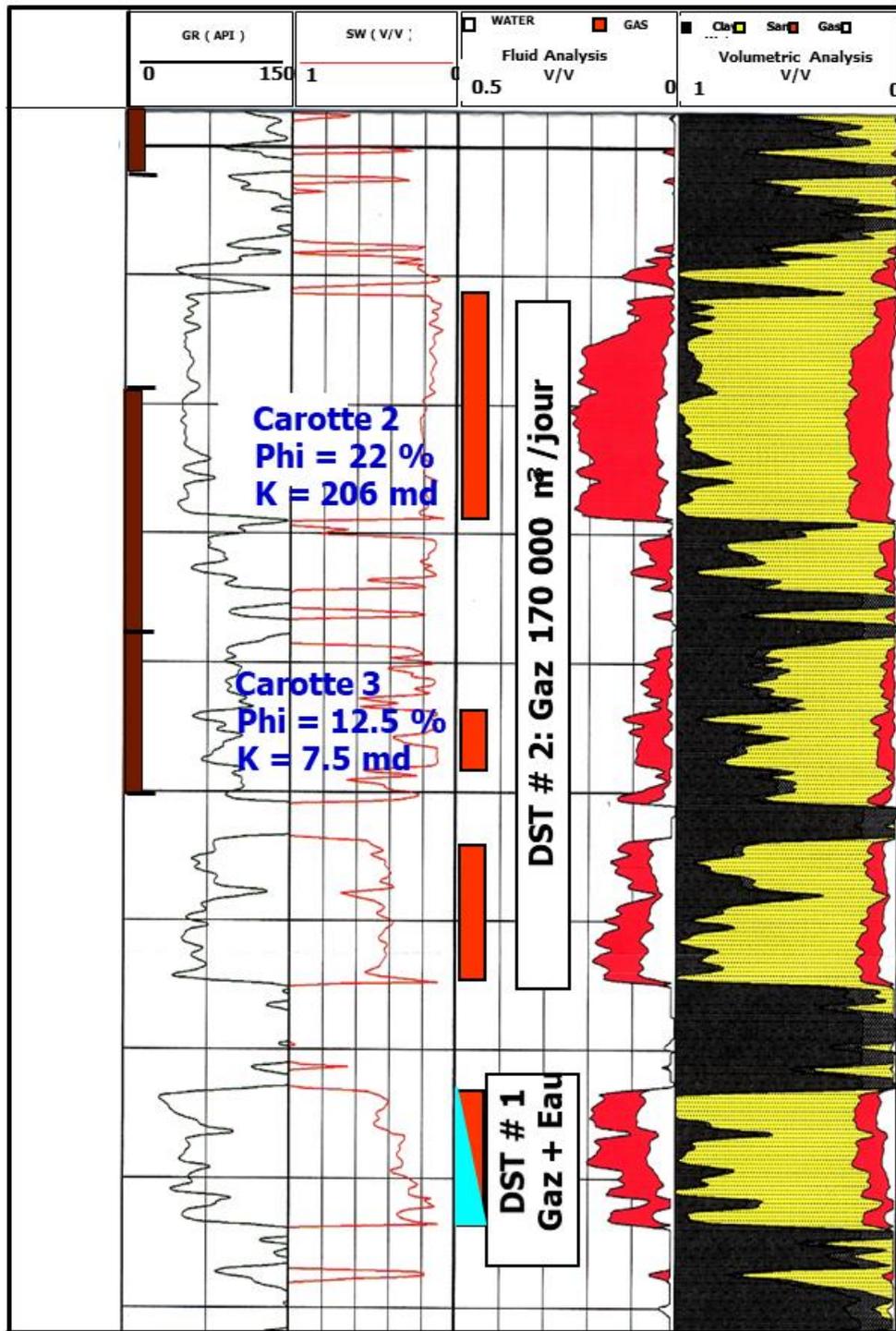


Figure 16 : log diagraphique du puits H-1 au niveau du réservoir Strunien

(Document Sonatrach.)

### **Réservoir Siégenien :**

**Le Dévonien Inferieur** est la formation la plus épaisse de la série sédimentaire dans le Bassin de Timimoun. Elle est composée par des intercalations de grès, d'argiles et de silts, déposés sur les niveaux riches en matière organique du Silurien.

L'âge des dépôts va du Silurien supérieur au Gédinien, au Siégenien et à l'Emsien inférieur, et comprend plusieurs épisodes transgressives-régressives.

Le sommet de la séquence est délimité par les dépôts calcaires dénommé par Sonatrach «Muraille de Chine», un excellent marqueur dans les logs. La base de la séquence est marquée par l'argile radioactive silurienne.

Le milieu de dépôt du réservoir Siégenien est deltaïques à pro-deltaïques, les grès sont fins à moyens à ciment siliceux et carbonatés déposés dans un milieu marin peu profond. L'intérêt pétrolier se situe dans La partie supérieure du Siégenien, dont le toit du réservoir a été rencontré environ 40m à partir du toit de Siégenien, les caractéristiques pétrophysiques sont favorables à savoir une porosité de 6-15% en moyenne avec GWC a été observé dans ce réservoir, dans un seul puits qui est avec un débit de 108 000 m<sup>3</sup>/ Jour de gaz sur l'intervalle de 1837-1840 m.

Ce réservoir est très improbable vu les résultats très maigre, cela est dû aux problèmes diagénétique qui attaque la matrice en réduisant la porosité, on les appelle tight-Sand.

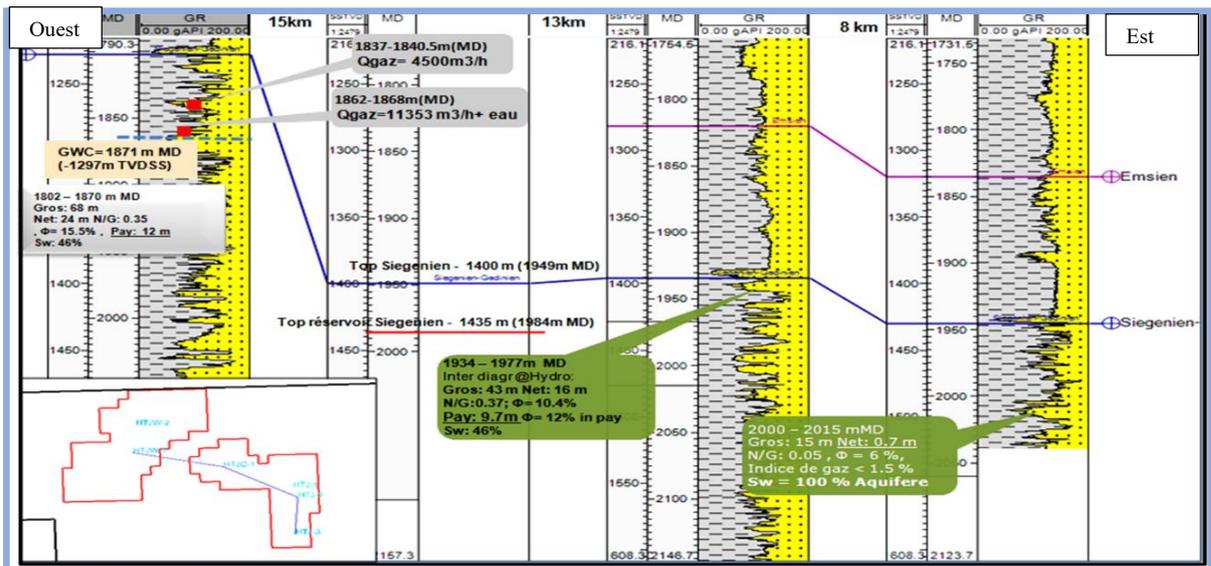


Figure 17 : Corrélation diagraphique du réservoir Siégenien entre les puits H-1, Puits-A, H-2.

## b. Couverture

La couverture du réservoir Strunien est assurée par des argiles datées du Viséen-Tournaisien et dont les épaisseurs atteignent 700 à 900m, elle est caractérisée par une épaisse série d'argile silteuse, avec de fines passées de grès fins, attribuée à la formation Kahla. Par contre les couvertures des réservoirs Dévonien inférieur sont assurées par les couches argileuses intra-dévoniennes et la série argilo- carbonatée du Dévonien moyen.

## c. Roche mère

Les argiles du Silurien et les séries argilo-carbonatées du Givétien-Frasnien sont d'excellentes roches mères dans la région. La matière organique des roches mères, siluriennes a atteint sa maturité dès la fin du Dévonien supérieur et est en phase à gaz dès le début du Carbonifère. Dans la partie centrale de la dépression de Gourara, le degré de maturité est très avancé. L'expulsion des hydrocarbures, qui dépasse 95 % du total généré, a débuté au Dévonien supérieur. La matière organique du Givétien-Frasnien a atteint sa maturité au début du Carbonifère et est en phase à gaz dans la partie central de Gourara,

et gaz à condensat dans la partie nord. La principale phase de génération des hydrocarbures se situe à la fin du Dévonien et au début du Carbonifère. L'expulsion d'hydrocarbures à partir de la roche mère frasnienne a débuté au Westphalien, avec un taux de transformation de 90 %.

#### **d. Piège**

Les hydrocarbures peuvent être piégés principalement dans les pièges structuraux caractérisés par des anticlinaux et des structures contre failles, mais les pièges d'ordre stratigraphique n'ont pas été prouvés dans la région d'études, mais leur existence est tributaire d'une bonne couverture sismique à savoir la 3D.

---

---

## **Chapitre IV : Evaluation Pétrophysique**

---

---

## 7. Les paramètres petrophysiques

### 1. Diagraphies :

La connaissance des paramètres pétrophysiques est essentielle dans les phases d'exploration et d'exploitation des gisements d'hydrocarbures, dont les paramètres principaux sont la porosité, la perméabilité, le volume d'argile et la saturation on eau. Ces derniers permettent :

- Le volume en hydrocarbure comme des ressources (avant le forage c'est à dire notre cas d'étude) et les réserves en place en cas de découverte.
- d'évaluer les caractéristiques des fluides et leur circulation dans les pores, la nature lithologique du réservoir (Argile, grès, calcaire)
- la position du contact huile / eau,
- L'intégration de ces paramètres dans un model statique durant la phase d'exploration.
- L'intégration de ces paramètres dans un model dynamique de simulation pour le réservoir durant toute la vie du gisement (réservoir),

Dans ce chapitre on essaye d'identifier les relations entre les paramètres pétrophysiques:

#### Porosité effective (Phie):

Bien que l'information disponible sur les carottes des puits ne soit pas abondante, plusieurs essais ont été réalisés pour faire des calibrations entre porosité/diagraphies et porosité/carottes. Carottes représentent une partie limitée dans les sections traversées par les puits, on admet que le sonique DT et / ou Neutron sont les meilleures diagraphies aussi dans les sections non carottées. Pour ces raisons, le sonique a été utilisé quand il était disponible.

$$Phie = \frac{[DT \log - Vsh(DTsh - DTma)] - DTma}{DTf - DTma} \times \frac{100}{DTsh}$$

La porosité du sonique est corrigée par l'effet d'argiliosité (Vsh), en utilisant l'équation suivante de porosité effective de Willie:

avec  $DT_{sh} = 80 \mu\text{s}/\text{ft}$ ,  $DT_{ma} = 55 \mu\text{s}/\text{ft}$  et  $DT_f = 205 \mu\text{s}/\text{ft}$ .

### Volume d'argile $V_{sh}$

Calculé à partir de la diagraphie de Gamma Ray (GR), utilisant l'équation de Steiber:

$$V_{sh} = \frac{0.5 \times GR_{Index}}{1.5 - GR_{Index}}$$

et

$$GR_{Index} = \frac{GR_{sh} - GR}{GR_{sh} - GR_{cl}}$$

### Perméabilité (K)

S'obtient directement à partir des valeurs des carottes. Pour les intervalles sans carotte, elle est obtenue à partir d'une relation linéaire déduite du plot de porosité en fonction de la perméabilité de l'intervalle carotté et puis extrapolé au reste du puits.

### Résistivité de l'eau de formation ( $R_w$ )

Calculée à partir des analyses d'échantillons de DST, des diagraphies de SP (potentiel spontané) quand il est de bonne qualité, et des Pickett plots. Le rang pour la  $R_w$  est de 0.035 ohm-m pour le Dévonien supérieur et le Carbonifère et il est de 0.025 ohm-m pour le Dévonien inférieur.

### **Saturation en eau ( $S_w$ )**

Calculée à partir de l'équation d'Archie en considérant des valeurs standards pour les grès de  $a = 1$ ,  $m = 2$  et  $n = 2$ .

### **Cut Offs :**

Pour les intervalles du Dévonien supérieur et inférieur, les valeurs de pourcentage de grès (gross sand), grès propre (net sand) et grès réservoir (net pay) ont été calculées avec les critères suivants:

### Gross sand ;

On considère le cut off de gamma ray de  $GR \leq 60$  API pour établir le gross sand de chaque puits.

### Net sand ;

On applique sur les intervalles de gross sand un cut off de porosité de  $Phie \geq 10\%$ . Le net sand est supposée représenter l'épaisseur de bon réservoir, après l'enfouissement et la diagénèse.

### Net pay

On applique un cut off de  $Sw \leq 50\%$  sur celui de net sand pour établir le net pay.

Net pay représente l'épaisseur de réservoir capable de produire des hydrocarbures.

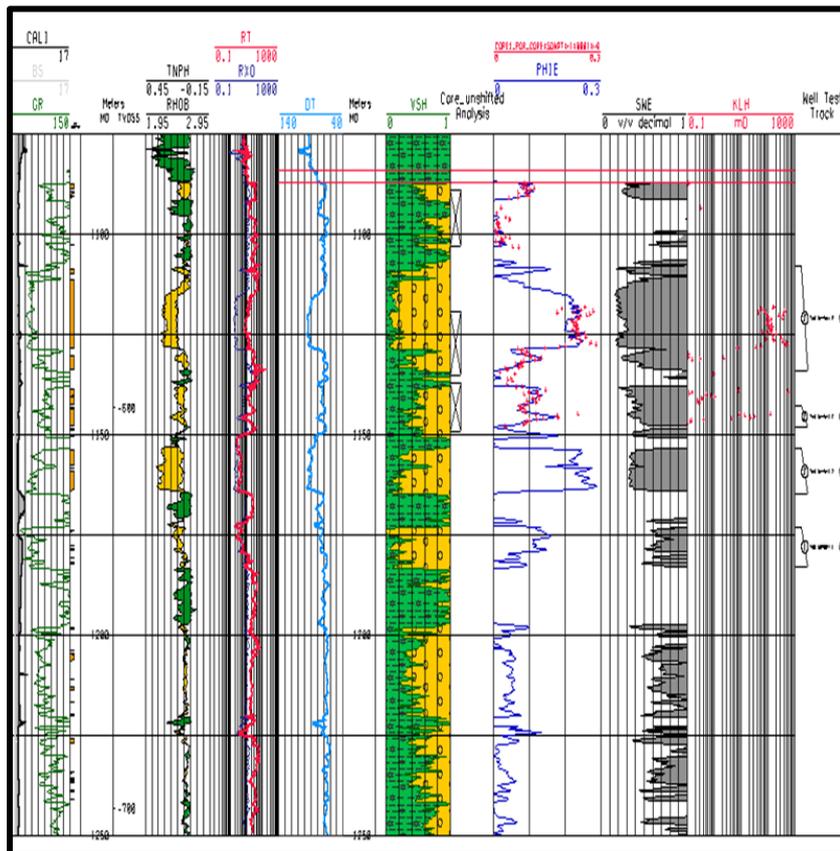


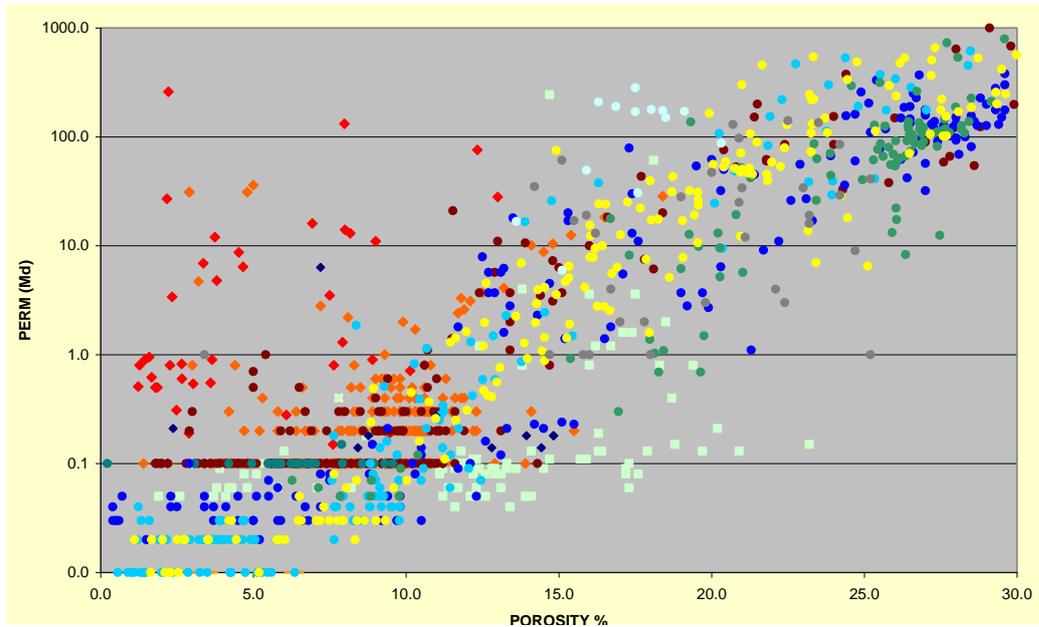
Figure 18: Log diagramme du réservoir productif de la région d'étude (Document Sonatrach).

Les résultats des calculs pétrophysiques se montrent dans le tableau ci-dessous:

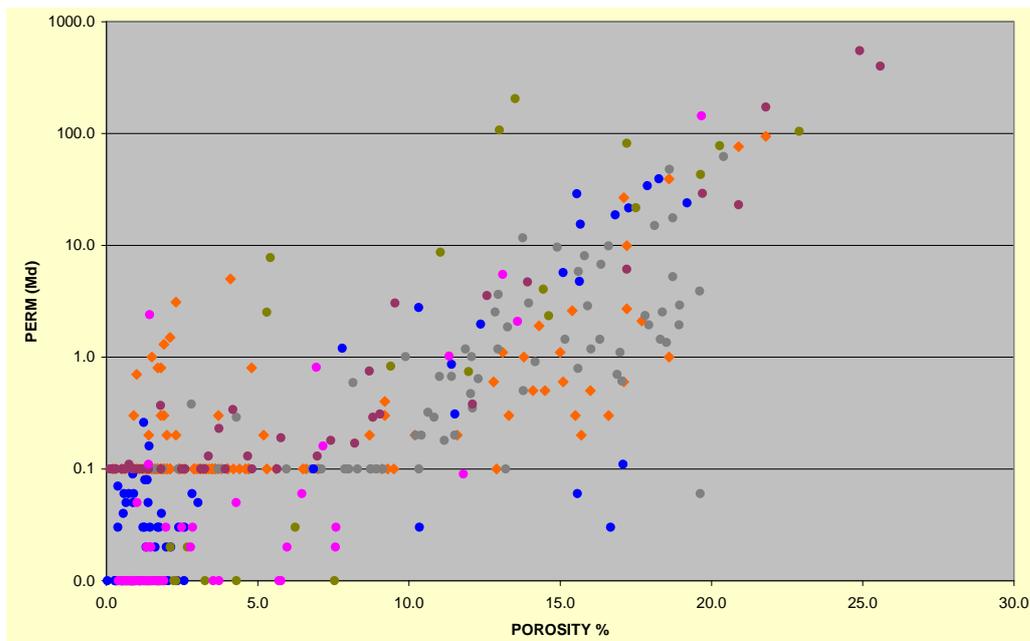
mKB		TOTAL GROSS (m)	GROSS SAND GR > 60 API		NET SAND GR > 60 API $\Phi > 10\%$		GR > 60 API $\Phi > 10\%$ Sw < 50%		
TOP	BOTTOM		(m)	$\Phi$ (%)	(m)	$\Phi$ (%)	(m)	$\Phi$ (%)	Sw (%)
457.0	842.0	385.0	0.00	--	0.00	--	0.00	--	--
820.0	1477.0	657.0	0.00	--	0.00	--	0.00	--	--
779.0	1550.0	771.0	12.50	--	7.00	13.20	3.60	13.00	32.00
673.0	TD	>177	> 0.00	--	> 0.00	--	> 0.00	--	--
700.0	1175.0	475.0	71.0	--	39.6	18.00	24.10	20.00	40.00
608.0	1008.0	400.0	0.00	--	0.00	--	0.00	--	--
640.0	1237.0	597.0	16.00	--	15.37	17.00	0.40	22.00	44.00
500.0	TD	338.00	> 8.50	--	> 7.00	17.50	> 0.00	--	--
564.0	1052.0	488.0	0.00	--	0.00	--	0.00	--	--

## 2. Carottes:

Dévonien supérieur :  
Les mesures petrophysiques des carottes montre une bonne corrélation linéaire entre la perméabilité et la porosité.



Dévonien Inferieur :  
Les mesures petrophysiques des carottes montre une bonne corrélation linéaire entre la perméabilité et la porosité.



---

---

## **Chapitre V : Programme de forage et diagraphies**

---

---

## 8. Programme de Forage & Diagraphies :

Après avoir réalisé les prévisions des profondeurs de chaque formation ainsi sa lithologique, un programme de forage doit être établie par un foreur, pour prédire

- la densité de la boue adéquate à chaque phase, Le puits sera foré avec une boue à eau. Toutefois, une venue importante de gaz avec forte pression, le transfert immédiat à une boue appropriée sera effectué.
- le nombre de phase pour assurer l'acquisition du data nécessaire pour évaluer les objectifs pétrolier de ce puit-1, carottes, l'échantillonnage, les enregistrements de diagraphies, après leur interprétation et si à intérêt un test de formation sera programmé afin de vérifier son potentiel en hydrocarbure.
- Des appareils de détections de gaz seront en mis en marche pendant tous le forage pour enregistrer les indices de gaz, à savoir **Total Gas Sensor TGS** (CO<sub>2</sub>, H<sub>2</sub>S...), et le gaz chromatographique des Hydrocarbures THC.
- La verticalité du trou ne soit pas un critère important, mais des relevés de déviation (appareil Totco - mesure de l'angle de déviation) seront pris en cas de besoin.
- L'ensemble des opérations citées pour ce puits pourrait être amené à d'éventuelles modifications en fonction de l'avancement du forage ainsi que son objectif.

On fait les travaux suivants :

- Prélèvement des carottes pour l'étude de la lithologie des couches et les propriétés physiques des réservoirs, la détermination de l'épaisseur effective et de la saturation en hydrocarbures, la situation de l'interface (contact), et aussi les travaux de laboratoire (granulométrie, porosité, perméabilité).
- Prospection géophysique des puits ; électrométrie, corrélation des puits, la mise en évidence des réservoirs, saturation en hydrocarbures, les épaisseurs, le contact, etc...

- Prospection radioactive ; Gamma – Ray, Neutron – Gamma, Neutron –Densite pour l'étude des caractéristiques lithologiques, la délimitation des couches, l'évaluation de la porosité, et la nature des fluides dont la saturation en hydrocarbures et/ou en eau la détermination des contacts. Les logs nucléaires ont en effet un grand avantage, ils peuvent être enregistrés en trous ouverts ou tubés, vides ou remplis de n'importe quel type de fluide. Les plus couramment utilisés sont :

- le gamma ray, qui est une mesure de la radioactivité naturelle,
- Le log SGR gamma ray spectral qui mesure les trois éléments Thorium, Potassium, Uranium
- Log neutron qui est une des mesures de radioactivité provoquée.

Log le plus simple c'est le gamma ray, est une mesure de la radioactivité naturelle existant dans certaines roches. Ce log apporte des informations lithologiques ; il met bien en évidence les charbons, les évaporites, les dolomites qui peuvent être rencontrés dans nos prévisions des deux formations Tria et Lias respectivement, et surtout les niveaux d'argiles qui constituent souvent les limites des réservoirs dans le sous-sol. D'autre part, le log gamma permet d'estimer le pourcentage d'argile dans les formations sableuses.

- Mesure d'inclinométrie, d'électrothermométrie (pour la montée du ciment dans les colonnes vides), CBL & VDL pour la qualité de ciment entre le casing et la formation et de diamétrie.
- Etudes de subsurface (au fond des puits) : la température, la pression de saturation et la quantité de gaz dissout dans le pétrole, les paramètres physiques du pétrole et de l'eau dans les conditions de couches, la composition chimique et fractionnelle du pétrole et du gaz.
- La complétion du puits en cas de le reprendre comme puits producteur.

Après le recueil de toutes les données nécessaires, il faut établir les cartes structurales des horizons productifs, éclaircir la situation des contacts et des contours externes et internes pétrogazifères, les cartes épaisseurs effectives etc...

Le programme forage et diagraphies pour l'évaluation des puits Puit-1-1 est le suivant :

**Phase: 26" x 18" 5/8:** (sabot @XXX m) (Spud Mud: 1.05-1.10sg)

- Pas de diagraphies (terrain mort)

**Phase: 16" x 13" 3/8:** (sabot @XX m) (WBM: 1.10-1.15sg)

- GR – Sonique (Dipôle : Ondes S & P) – Résistivités – Caliper.

- GR Spectral – Densité – Neutron – Caliper. Si intérêt

CBL-VDL-CCL-GR (derrière le tubage 13" 3/8 jusqu'au top ciment)

**Phase: 12" ¼ x 9" 5/8 :** (sabot @XXXX m) (WBM: 1.28-1.40sg)

- GR – Sonique (Dipôle : Ondes S & P) – Résistivités – Caliper.

- GR Spectral – Densité – Neutron – Caliper.

- GR-CBL-CCL-VDL 9"5/8.

Si intérêt

- Mesures de pression et échantillonnage.

**Phase: 8"½ x 7' :** (sabot @ XXXXm) (WBM: 1.25-1.35sg)

- GR – Sonique (Dipôle : Ondes S & P) – Résistivité – Caliper.

- GR Spectral – Densité – Neutron – Caliper.

- GR-CBL-CCL-VDL sur 7"

Si intérêt

- Imageries.

Mesures de pression et échantillonnage.

## **9. Estimation des ressources et de risque**

Deux pièges stratigraphiques au niveau du strunien et Siégenien ont été évalués pour l'estimation de ressources est confidentielle, voir le tableau ci-dessous les inputs les paramètres qu'il faut savoir :

Les minima et maxima ont été pris comme respectivement les valeurs moyennes minimales et maximales observées aux puits dans la formation considérée, et par analogie des gisements à proximité,

### Input data

	Minimum	Mean	Maximum
Superficie (km <sup>2</sup> )	-	-	-
Net sand (m)	20	33	42
Porosite (%)		15	
Saturations en hydrocarbure(%)		60	
Expansion Factor		65	
Recovery Factor (%)		60	

Cette estimation probabiliste des incertitudes permet de quantifier les volumes les plus probables selon un certain niveau de chance (P90, P50 ou P10), les volumes sont pondérés par leur risque géologique converti en chance de succès (PoS, Probability of Success).

PROBABILITE DE SUCCES					
	Couverture	Structure	Réservoir	Source	HCF
<b>Strunien</b>	0,8	0,8	0,8	0,8	0.41
<b>SIÉGÉNIEN</b>	0,8	0,9	0,8	0,8	0.46

RESERVOIRS	RESSOURCES EN GAZ (10 <sup>9</sup> m <sup>3</sup> )					
	P90	P50	P10	PMean	Succes	Risked Mean
<b>Strunien</b>	4.6	5.7	7.1	5.8	0.41	2.37
<b>Siegenien</b>	2.5	3.1	3.8	3.1	0.46	1.42
<b>TOTAL</b>	7.1	8.8	10.9	8.9	0.43	3.79

## **8.1 Estimation des risques :**

L'estimation du risque associe aux ressources calculées à travers ces cinq éléments:

- Piège qui dépend de la sismique (nombre de lignes sismique qui contrôle la structure)
- Présence du réservoir selon la densité des puits et les observations aux puits
- Qualité du réservoir selon la densité des puits et les observations aux puits
- Présence/qualité de la couverture selon la lithologie et l'épaisseur.
- Charge qui dépend de la présence/maturité de la roche mère et de la probabilité de migration

---

---

## **Chapitre VI : Conclusion**

---

---

## **10. Conclusion:**

Les niveaux objectifs a ce forage sont les niveaux producteurs dans la région d'étude le Dévonien Supérieur et en deuxième lieu Dévonien inférieur. Le gaz trouvé est composé principalement de méthane, avec une teneur modéré en CO<sub>2</sub>.

Tous les composants géologiques et structurels nécessaires pour l'existence d'un bon système pétrolier sont présents dans la région de Timimoun, la relation temporelle entre eux étant le facteur décisif dans la région.

Les niveaux Silurien, Frasnien sont les roches-mères et roches couvertures de la région; le Dévonien inférieur et supérieur sont les niveaux réservoirs

La plupart des indices de gaz dans la région de Timimoun nord se trouvent dans les grès du Dévonien supérieur, et en proportion plus faible dans la séquence supérieure du Dévonien inférieur.

Les travaux Géologique et Géophysique permettent de construire des modèles statique, s'appuient sur cinq surfaces stratigraphiques, lesquelles correspondent aux surfaces suivantes : discordance Hercynienne, Top Famennien, Top Frasnien, Top Siégenien et Top Ordovicien

## 11. RÉFÉRENCES

Boudmenjel, K., 1987, Les Chitinozoaires du Silurien Supérieur et Devonien du Sahara Algérien, (Cadre géologique – Systématique - Biostratigraphie), Ph. Thesis, Université de Rennes (France), 181 pp.

Maarouf, I., 1996, Le potentiel pétrolier des bassins de l'Anhet et de Timimoun. *In*: 2èmes journées scientifiques & techniques, Alger 21 au 24 Avril 1996, Sonatrach.

Sonatrach, 1988, Etude géochimique des roches-mères du Paléozoïque de la région Bechar-Oued Namous, Volume I & II

Takherist, D. & Hamdi, L., 1995, Thermal anomaly at In Salah: Possible consequences for Petroleum Potential, *in* Schlumberger-Sonatrach, ed., Algérie, 1995 Well Evaluation Conference, II-7, p.1-19.

Maarouf, I., 1996, Le potentiel pétrolier des bassins de l'Anhet et de Timimoun. *In*: 2èmes journées scientifiques & techniques, Alger 21 au 24 Avril 1996, Sonatrach.

Sonatrach, 1988, Etude géochimique des roches-mères du Paléozoïque de la région Bechar-Oued Namous, Volume I & II.

Takherist, D. & Hamdi, L., 1995, Thermal anomaly at In Salah: Possible consequences for Petroleum Potential, *in* Schlumberger-Sonatrach, ed., Algérie, 1995 Well Evaluation Conference, II-7, p.1-19.

Beicip-Franlab. 2019. "Évaluation Du Potentiel En Hydrocarbures Non-Conventionnels, Associés Aux Réservoirs Compacts et Aux Niveaux Géologiques Roches Mères Des Bassins Du Domaine Minier Du Sahara Algérien." Rapport pour Alnaft.

Bersi, Mohand. 2016. "Mapping and Setting up Mode of Dykes and Sills Belonging to the Central Atlantic Magmatic Province (CAMP), Tindouf Basin, Algeria." PhD Thesis, Université des Sciences et de la Technologie Houari Boumediène. <https://hal.archives-ouvertes.fr/tel-01349785>.