

REPUBLIQUE ALGERIENNE DEMOCRATIQUE ET POPULAIRE
MINISTERE DE L'ENSEIGNEMENT SUPERIEUR ET DE LA RECHERCHE
SCIENTIFIQUE

UNIVERSITE M'HAMED BOUGARA BOUMERDES



Faculté des Hydrocarbures et de la Chimie

Mémoire de fin d'études

En vue de l'obtention du diplôme de

MASTER

Filière : Hydrocarbures

Option : Géologie pétrolière

Présenté par

MECHROUK Karim

MAADADI Yesin

Thème

**Caractérisation pétrophysique et modélisation du réservoir TAGI
supérieur dans le périmètre de recherche Zettah, bassin de Berkine**

Devant le jury :

Sadaoui, M	Professeur	UMBB	Président
AKBI, H	Ingénieur	SONATRACH	Co-promoteur
Benayad.S	MCB	UMBB	Promotrice
Chaouchi, R	Professeur	UMBB	Examineur
Kecir, A	MAA	UMBB	Examinatrice
Zellouf,K	MCB	UMBB	Exminateur

Remerciements :

Tout d'abord louanges à ALLAH, LE CLEMENT et LE MESERICORDIEUX, LUI QUI nous a créé, nous a protégé, QUI est toujours avec nous et qu'IL ne nous laisse jamais seules. Sans SA miséricorde ce travail n'aurait pas abouti.

Avant de présenter ce travail, nous tenons à remercier tous ceux qui, d'une manière ou d'une autre, ont contribué à sa réalisation :

*Nous tenons, d'abord, d'exprimer notre reconnaissance à notre promotrice madame **BEN AYAD.S** pour la confiance qu'elle nous a témoignée ainsi que ses multiples conseils scientifiques ou professionnels.*

*Tous nos remerciements à M. **AKBI Hicham** pour son aide à faire un stage et de nous laisser l'occasion pour profiter de ses grandes expériences dans le domaine pétrolier, nos sincères gratitudes pour sa patience sa gentillesse, sa disponibilité et ses précieux conseils professionnels ou tout simplement humain. Mille mercis.*

Nos vifs remerciements et notre profonde gratitude vont aux membre de jury qui nous ont honorés par leurs présences :

Mes remerciements à Monsieur SADAoui, professeur de l'Université de Boumerdès, on est reconnaissant de l'honneur qu'il nous a fait en assumant la présidence du jury.

A tous les membres de jury qui ont accepter d'examiner ce modeste travail.

Toutes nos gratitudes à nous enseignants dès la première année primaire.

Nous voudrions remercier l'ensemble des personnes qui nous ont aidées de près ou de loin à réaliser ce travail.

Dédicace :

Je dédie ce modeste travail :

*A la prunelle de mes yeux, celle qui m'as soutenu
jour et nuit pour qu'elle me voit toujours au sommet
et comme une étoile filante. A toi ma chère mère.*

*A toi mon père pour ton soutien, tes conseils et ton
aide pour accomplir ce mémoire afin de réussir. Je
vous présente mes vifs respects.*

A ma chère Grand-mère.

A mes frères et sœurs

Et surtout à ma nièce Ipopouna Malak.

A toutes la famille MECHROUK.

A mon binôme Yesin.

*A tous mes ami(e)s d'enfance et du long parcours
scolaire et universitaire.*

A toute la promotion 2014/2015.

A tous ceux que m'aiment et que j'aime

MECHROUK KARIM

Dédicace

Je dédie ce modeste travail à :

- *Mes très chers parents pour leurs soutiens, et tous les sacrifices et leur précieux conseils.*
- *Mes grands-parents, mon frère et mes sœurs et ma nièce, mes oncles et mes tantes, mes cousins et mes cousines, et tous les membres de ma famille.*
- *Monsieur BOUDJLIDA El-Hadje pour son soutien et ses sacrifices.*
- *tous les enseignants de la faculté des hydrocarbures et de la chimie.*
- *Mes amis et tous les membres de promotion STH-14.*

MAADADI Yesin

Sommaire

Chapitre I : Généralités

1.	Généralités sur le bassin de Berkine	3
1.1.	Situation géographique :	3
1.2.	Situation géologique :	3
1.3.	Aspect stratigraphique :	3
1.3.1.	Le socle :	3
1.3.2.	Le Paléozoïque :	3
1.3.3.	Le Mésozoïque	8
1.3.4.	Le Cénozoïque	9
1.4.	Aspect structural :	9
1.5.	Système pétrolier :	12
1.5.1.	Roches mères :	12
1.5.2.	Roches réservoirs :	12
1.5.3.	Roches couvertures :	14
1.5.4.	Pièges :	14
2.	Présentation de la région d'étude :	16
2.1.	Situation géologique et géographique :	16
2.2.	Présentation du réservoir TAGI dans la région de Zettah :	19

Chapitre II : Approche sédimentologique

1.	Introduction :	22
2.	Méthodologie de travail	22
3.	Rappels théoriques :	22
3.1.	Définitions :	22
3.2.	Critères d'identification du milieu de dépôts :	23
3.2.1.	Les structures liées à l'activité des organismes :	23
3.2.2.	Les structures liées à l'action des courants :	23
3.3.	Les dépôts fluviaux	24
3.3.1.	Les réseaux fluviaux :	24
3.3.2.	Sédimentation des réseaux en tresse	26
3.3.3.	Sédimentation des réseaux à méandres	26

3.3.4. Sédimentation des rivières anastomosées.	27
3.4. Critères de reconnaissance des dépôts fluviatiles anciens :.....	27
4. Description lithologique du réservoir TAGI sup dans la région étudiée :	29
4.1. Description de carottes :	29
4.2. Association des faciès du réservoir TAGI sup dans la région étudiée :	30
4.3. Application de la stratigraphie séquentielle dans le réservoir TAGI sup : ..	30
4.3.1. Le cortège de bas niveau marin (Low stand system tract : LST) :.....	30
4.3.2. L'intervalle transgressif (Transgressive System Tract : TST) :.....	30
4.3.3. Le cortège de haut niveau marin (High stand System tract : HST) : ..	31
4.4. La corrélation Nord-Est, Sud-Ouest à travers les puits :	32
5. Conclusion :	34

Chapitre III : Caractérisation pétrophysique

1. Introduction :.....	36
2. Méthodologie du travail :.....	36
3. Notions générales :.....	37
3.1. Paramètres pétrophysiques :	37
3.1.1. Porosité :.....	37
3.1.2. Saturation :	38
3.1.3. Évaluation de la saturation dans les formations propres :.....	38
4. Analyse statistique des paramètres pétrophysiques du réservoir TAGI sup : ..	40
4.1. L'évolution verticale de la porosité :.....	40
4.1.1. Au niveau du puits-1 :	40
4.1.2. Au niveau du puits -2 :	40
4.1.3. Au niveau du puits-3 :	41
4.1.4. Au niveau du puits-4 :	41
4.2. Interprétation des histogrammes de la porosité :	41
4.2.1. Au niveau du puits-1 :	43
4.2.2. Au niveau du puits-2 :	43
4.2.3. Au niveau du puits-3 :	43
4.2.4. Au niveau du puits-4 :	43
5. Interprétation des cartes en iso valeur :	46
5.1. Les cartes géologiques :.....	46
5.1.1. La carte en iso-épaisseur :	46

5.1.2.	La carte en iso-épaisseur utile :	47
5.2.	Les cartes pétrophysiques :	48
5.2.1.	La carte en iso-volume d'argile :	48
5.2.2.	La carte en iso-porosité effective :	49
5.2.3.	La carte en iso Net/Gross :	50
5.2.4.	La carte en iso saturation en eau :	51
6.	Conclusion :	52

Chapitre IV : Modélisation

1.	Introduction :	54
1.1.	Définition de la modélisation	54
1.2.	Différentes étapes de la modélisation :	54
2.	Méthodologie de travail :	54
2.1.	Chargement des données :	55
2.2.	Modélisation structurale :	55
2.2.1.	Création du modèle de failles	55
2.2.2.	La grille de pilier (Pilar gridding) :	55
2.2.3.	La modélisation des horizons (Make horizon) :	56
2.2.4.	La création des zones (Make zone) :	57
2.3.	Modélisation des propriétés :	59
2.3.1.	La moyenne des propriétés (Upscaling) :	59
2.3.2.	L'analyse des données :	59
2.3.3.	La modélisation des faciès :	60
2.3.4.	La modélisation des paramètres pétrophysiques :	60
2.4.	Interprétation de la coupe à partir du modèle géologique :	63
2.4.1.	La coupe à travers le modèle de faciès :	64
2.4.2.	La coupe à travers le modèle de porosité :	65
2.4.3.	La coupe à travers le modèle de Volume d'argile :	66
2.4.4.	La coupe à travers le modèle de saturation en eau :	67
3.	Conclusion :	67

Chapitre V : Calcul des réserves

1.	Estimation des réserves en place :	69
1.1.	Généralités :	69
1.2.	Les différentes catégories de quantités en place :	69

1.3.	Calcul volumétriques des quantités en place :.....	70
1.1.1.	Principe des méthodes volumétriques :.....	70
1.1.2.	Calcul du volume de roche imprégnée V_R :	71
1.1.3.	Calcul du volume des fluides à partir des isopaques :	71
2.	Estimation des volumes en place	72
2.1.	Méthodologie :.....	72
2.2.	Résultats du calcul :.....	73
3.	Conclusion :	73
Conclusion générale et recommandation		74

Liste des figures

Figure 1 : Situation géographique du bassin de Berkine (Document SONATRACH 2003)...	4
Figure 2 : Situation géologique du bassin de Berkine (Eschard et al. 2006)	5
Figure 3 : Log stratigraphique type du bassin de Berkine (WEC 2007).	10
Figure 4 : Carte structurale du bassin de Berkine (WEC 2007)	11
Figure 10 : Principaux types de barres fluviales (Sédimentologie, Jacques Beauchamp)...	26
Figure 11 : Dépôts dans un méandre, (Sédimentologie, Jacques Beauchamp).	27
Figure 12 : Sédimentation d'une rivière anastomosée, (Sédimentologie, Jacques Beauchamp).	27
Figure 13 : Deux types de disposition de terrasses fluviales, Sédimentologie, Jacques Beauchamp.	28
Figure 14 : Découpage séquentiel du réservoir TAGI supérieur.	31
Figure 15 : Corrélation NE-SW du réservoir TAGI supérieur.	33
Figure 16 : les différents type de la porosité (O-Serra, tome 3, 2000)	37
Figure 17 : Porosité utile et résiduelle (Applied pétrophysics, Roberston, 2016)	37
Figure 18 : L'évolution verticale de la porosité effective au Puits-1	40
Figure 19 : L'évolution verticale de la porosité effective au Puits-2	40
Figure 20 : L'évolution verticale de la porosité effective au Puits-3	41
Figure 21: L'évolution verticale de la porosité effective au Puits-4	41
Figure 22 : les Logs de la porosité et la lithologie dans les quatre puits	42
Figure 23: Histogramme des classes de la porosité effective au niveau du puits-1	44
Figure 24 : Histogramme des classe de la porosité effective au niveau du puits-2	44
Figure 25 : Histogramme des classes de la porosité effective au niveau du puits-3.....	45
Figure 26 : Histogramme des classes de la porosité effective au niveau du puits-4.....	45
Figure 27 : La carte en iso-épaisseur du réservoir TAGI supérieur.	46
Figure 28 : La carte en iso-épaisseur utile du réservoir TAGI supérieur.	47
Figure 29 : La carte en iso-volume d'argile du réservoir TAGI supérieur.	48
Figure 30 : La carte en iso-Porosité effective du réservoir TAGI supérieur.	49
Figure 31: La carte en iso-Net/Gross du réservoir TAGI supérieur	50
Figure 32: La carte en iso-Saturation en eau du réservoir TAGI supérieur.	51
Figure 33 : La grille de pallier	56

Figure 34 : Le modèle des failles en 3D.	56
Figure 35 : Make horizon	57
Figure 36 : le modèle des horizons	57
Figure 37 : Make zone	58
Figure 38 : Upscaling Moyenne des propriétés	59
Figure 39 : Modèle de faciès	60
Figure 40 : Modèle en iso-porosité	61
Figure 41 : Modèle en iso-saturation en eau	62
Figure 42 : Modèle en iso-volume d'argile.	62
Figure 43 : Le profil géologique dans la région d'étude passant par les quatre puits.....	63
Figure 44 : Coupe transversale montrant les faciès du réservoir TAGI	64
Figure 45 : La coupe à travers le modèle de porosité effective.	65
Figure 46 : La coupe à travers le modèle en iso-volume d'argile.	66
Figure 47 : La coupe à travers le modèle d'iso-saturation en eau	67

Liste des tableaux

Tableau 1 : profondeur du toit et du mur du réservoir TAGI supérieur au niveau de chaque puits	22
Tableau 2 : Types des réseaux fluviaux.	25
Tableau 3 : Les moyenne des paramètres étudiées de chaque puits	36
Tableau 4 : les volumes calculés du réservoir TAGI supérieur basé sur la modélisation. ..	73

Introduction générale :

Le bassin de Berkine est devenu l'un des bassins qui renferment le plus d'hydrocarbures en Algérie.

Dans ce bassin nous avons le périmètre de recherche de Zettah qui représente l'objectif principal de notre étude ayant pour thème caractérisation pétrophysique et modélisation du réservoir TAGI supérieur de la région étudiée dans le Bassin de Berkine.

L'objectif est d'évaluer notre réservoir de façon exhaustive par les données disponibles : de diagraphe et de carottes, en vue d'une caractérisation fiable du réservoir TAGI supérieur. Ce travail est structuré en cinq chapitres :

Dans le premier chapitre, nous avons présenté le bassin de Berkine ainsi que la région d'étude.

Le second chapitre, on fait une approche sédimentologique concernant le milieu fluviatile et l'association des faciès rencontrés.

Le troisième s'intéresse à une caractérisation pétrophysique des paramètres disponibles : porosité, saturation, volume d'argile, épaisseur utile avec la méthode utilisée lors du calcul.

Le quatrième chapitre : on essaye de modéliser le réservoir TAGI supérieur en 3D à l'aide du logiciel Petrel à la base des informations cernés dans le deuxième et le troisième chapitre.

Le cinquième chapitre : on a calculé les réserves en place du réservoir TAGI supérieur, et enfin on a proposé les recommandations nécessaires.

Chapitre I :

Généralités

1. Généralités sur le bassin de Berkine

1.1. Situation géographique :

Le bassin de Berkine se situe dans la partie Nord-Est de la plateforme saharienne en pleine province orientale (Figure 1). Il est recouvert en surface par de vaste étendu dunaire de l'Erg oriental alignées suivant la direction Nord Sud, d'une superficie de 102 395 Km². Il est compris entre :

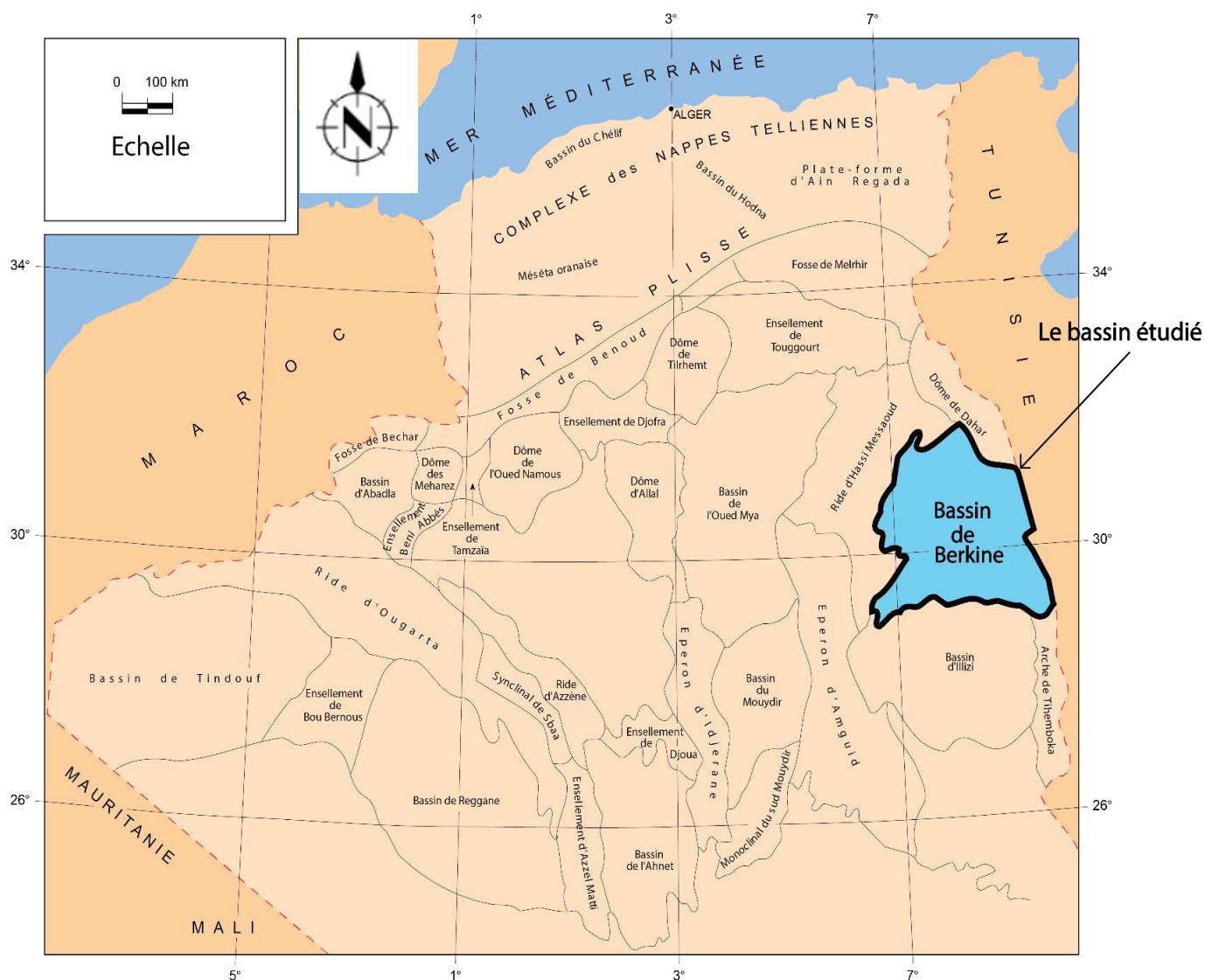
Les parallèles 29° N et 32° N.

Les méridiens 6° E et 10° E.

1.2. Situation géologique :

Ce bassin est limité (Figure 2) :

- Au Nord, par le dôme de Dahar.
- Au Sud, le môle d'Ahara qui le sépare du d'bassin d'Illizi.
- A l'Ouest, par le môle d'Amguid El Biod Rhourd El Baguel, Hassi Messaoud.
- A l'Est, par le bassin de Sirte.



**Figure 1 : Situation géographique du bassin de Berkine
(Document SONATRACH 2003)**

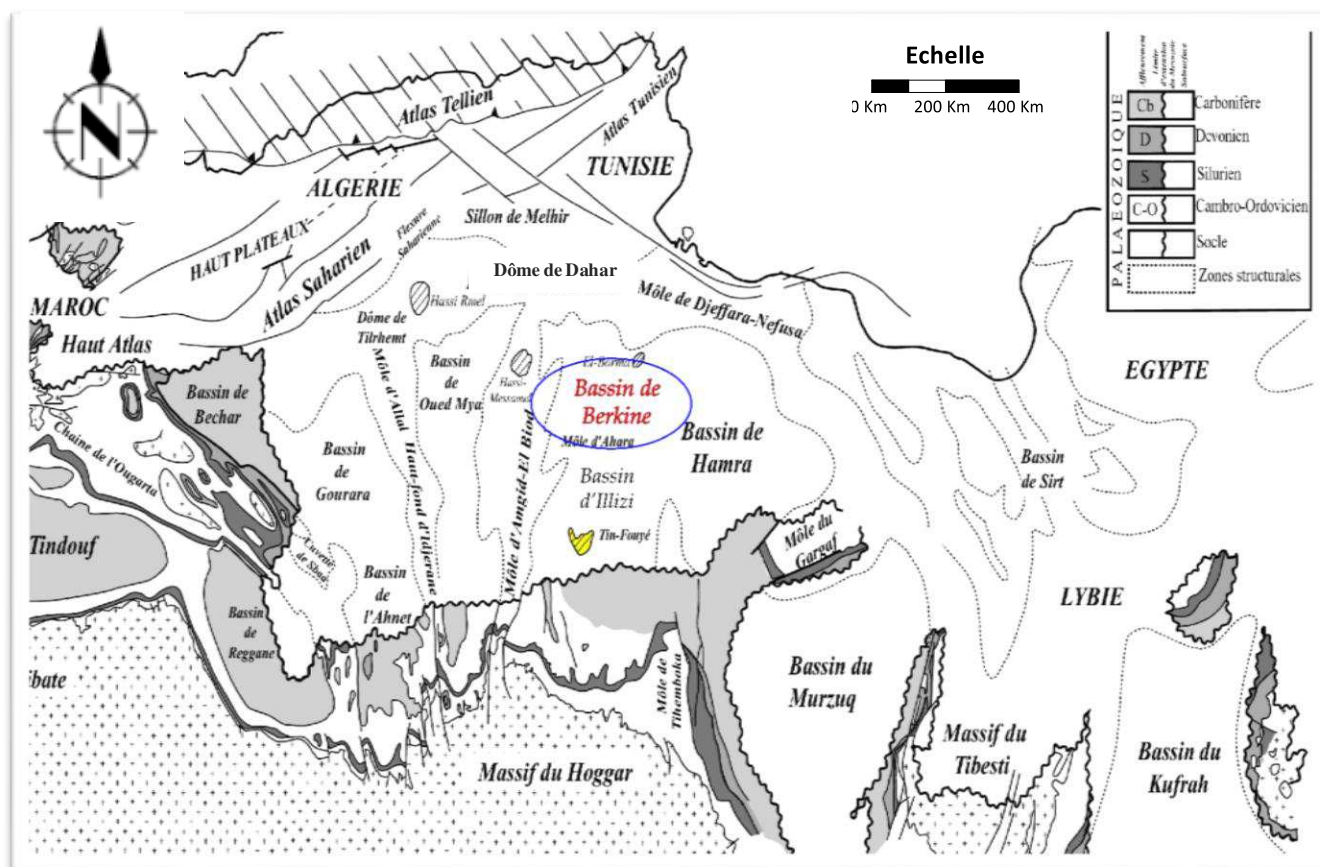


Figure 2 : Situation géologique du bassin de Berkine
(Eschard et al. 2006)

1.3. Aspect stratigraphique :

Le bassin de Berkine est un bassin du type intra-cratonique qui a conservé un remplissage sédimentaire de 6000m allant du Paléozoïque à l'actuel. Il a la particularité de présenter une section complète du Paléozoïque qui se repose sur un socle granitique Précambrien.

De par son importante couverture sédimentaire et la subsidence qu'il a subi au cours du Mésozoïque et du Cénozoïque, ce bassin présente de véritables opportunités en matière d'hydrocarbures.

1.3.1. Le socle :

Peu connu, le socle est représenté par un complexe granitique et/ou métamorphique plissée et faillée.

1.3.2. Le Paléozoïque :

A. Le Cambrien

Il est constitué d'une série de formations essentiellement gréseuse :

- **La formation R₂**

Formé de grès moyens à grossiers, très argileux avec des passées d'argiles.

- **La formation Ra**

Constitué de grès fins à grossiers quartzitiques avec des passées d'argiles.

- **La formation Ri**

Il est décrit comme le passage Cambro-Ordovicien. Il est constitué par des ~~et des grès fins~~ grès fins à moyens avec des passées d'argiles et des silts contenant de grains de quartzites glauconites et des tigillites. L'ensemble se termine par une alternance d'argiles et de grès.

B. L'Ordovicien

D'une épaisseur de 250m, l'Ordovicien est essentiellement détritique. Il a été divisé en huit étages :

- **Les argiles d'El Gassi**

Ce sont des argiles carbonatées bitumineuses noires, parfois versicolores avec une faune planctonique indiquant un milieu de dépôt marin.

- **Les grès d'El Atchane**

Ce sont des grès feldspathiques et localement conglomératique, avec une faune de graptolites et de microplanctons indiquant un milieu de dépôt marin.

- **Les quartzites de Hamra**

Il s'agit de quartzites compacts à rares intercalations d'argiles.

- **Les grès d'Ouargla**

Ce sont des grès fins à moyens quartzitiques et argileux.

- **Les argiles d'Azzel**

Ce sont des argiles noires, silteuses et micatées riches en fossiles.

- **Les grès d'Oued Saret**

Ce sont des grès fins à moyens argileux et quartzitiques à intercalations d'argiles et des zones conglomératiques.

- **Les argiles micro-conglomératiques**

Ce sont des argiles silteuses noires admettant parfois des grès argileux à leurs bases. Ces argiles seraient issues de dépôts glaciaires.

- **Les grès de Ramade**

Ce sont des grès quartzitiques incluant de fines passées argileuses auxquels font suite de grès quartzitiques de la dalle M'Kratta. Tout comme les argiles micro-conglomératiques, les grès de Ramade sont des dépôts d'origine glaciaire.

C. Le Silurien

Il est constitué d'argiles noires riches en graptolites qui forment un repère connu sur l'ensemble de la plateforme saharienne. Ce niveau à argiles noirs, appelé Silurien argileux, est l'une des roches mères importantes de la région. Au-dessus des argiles noires, on trouve des faciès argilo-gréseux qui constituent un réservoir subdivisé en six unités qui sont de bas en haut : M1, M2, A1, A2, B1 et B2.

D. Le Dévonien

Il est subdivisé en trois parties :

- **Dévonien inférieur**

Il est constitué de bancs de grès fins argileux, d'argiles grises à noires et de calcaires et d'argiles à Oolites ferrugineuses.

- **Dévonien moyen**

Il est formé d'argiles grises fossilifères (lamellibranche), de calcaires argileux et de dolomies avec quelques passées gréseuses.

- **Dévonien supérieur**

Il est constitué d'argiles, à la base desquelles se trouvent quelques bancs carbonatés fortement radioactifs. La partie supérieure devient beaucoup plus gréseuse.

E. Le Carbonifère

Il est largement érodé mis à part vers l'intérieur du bassin. Il est formé essentiellement de calcaires avec des alternances de grès.

F. Le Permien

Le Permien est complètement érodé dans le bassin de Berkine et dans la Plateforme Saharienne.

1.3.3. Le Mésozoïque

A. Le Trias

Il comprend :

- **Le Trias Argilo-Gréseux Inférieur (TAGI)**

Il est constitué en général de dépôts conglomératiques rouges à bruns, de grès et d'argiles.

- **Le Trias Argilo-Carbonaté (TAC)**

Il est formé en général de faciès argileux dolomitique comprenant des séquences gréseuses.

- **Le Trias Argilo-Gréseux Supérieur (TAGS)**

Il est composé essentiellement d'argiles rouges à grises tendres à indurées passant souvent à des argiles gréseuses gris-vertes, moyennement dures.

B. Le Jurassique

Il contient :

- **Le Jurassique inférieur**

Il est constitué d'argiles brunes-rouges, à gris verdâtres tendres avec des niveaux d'anhydrites blanches passant à des argiles brunes et grises verdâtres.

- **Le Jurassique moyen**

Il est composé d'argiles siliceuses carbonatées admettant des intercalations de grès gris blancs très fins argileux et localement dolomitiques et de calcaires dolomitiques beiges argileux.

- **Le Jurassique supérieurs à grossiers**

Il est représenté par une alternance d'argiles versicolores dolomitiques, de calcaires argileux et de grès fins à moyens.

C. Le Crétacé

Il contient :

- **Le Crétacé inférieur**

Il est formé à sa base de grès fins carbonatés avec des intercalations d'argiles carbonatées et des passées de calcaires gris argileux. Au-dessous de ce faciès, on trouve des grès fins à grossiers à intercalations d'argiles brunes. Au sommet, On trouve des calcaires argileux sur lesquels se déposent des grès gris argileux.

- **Le Crétacé supérieur**

Il est formé d'une alternance d'argiles grises, de sels et de calcaires blanc.

1.3.4. Le Cénozoïque

A. Le Mio-Pliocène

Il est constitué de sables à grains moyens à grossiers, arrondis et bien classés avec des passées de grès blancs fins à ciment carbonaté ainsi que les argiles rouges.

B. Le Quaternaire

Il est formé de sables dunaires du grand Erg Oriental.

La stratigraphie du Bassin de Berkine est résumée dans la figure.

1.4. Aspect structural :

Le bassin de Berkine est caractérisé par un grand réseau de fracturation due à une succession de plusieurs phases tectoniques depuis le Précambrien ; ces fractures sont organisées suivant deux principales orientations (Figure 4) :

- Direction subméridienne : Les failles subméridiennes sont caractérisées par un grand rejet de l'ordre de 500 m (région de Rhourd Nous).
- Direction Nord-Est - Sud-Ouest : Un nombre considérable de failles alignées suivent cette direction sur tout le bassin, particulièrement sur la partie centrale, ces failles ont donné naissance à de grandes structures au centre et à l'Est du bassin de Berkine, sur la majorité à caractère inverse (faille inverse) s'appuient des structures anticlinales allongées formant des pièges à hydrocarbures dans le TAGI et le TAGS.

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

- Direction Nord70 : à l'Ouest du bassin dans la région de Rhourd Nouss, Gassi Touil, et Menzel Lejmat.
- Direction subéquatoriale : au Sud du môle d'Ahara séparant Berkine du bassin d'Illizi.
- Direction Nord150 : au Nord Est du bassin du côté des champs de Keskessa, Bir BerkineNet Bir Rebaa.

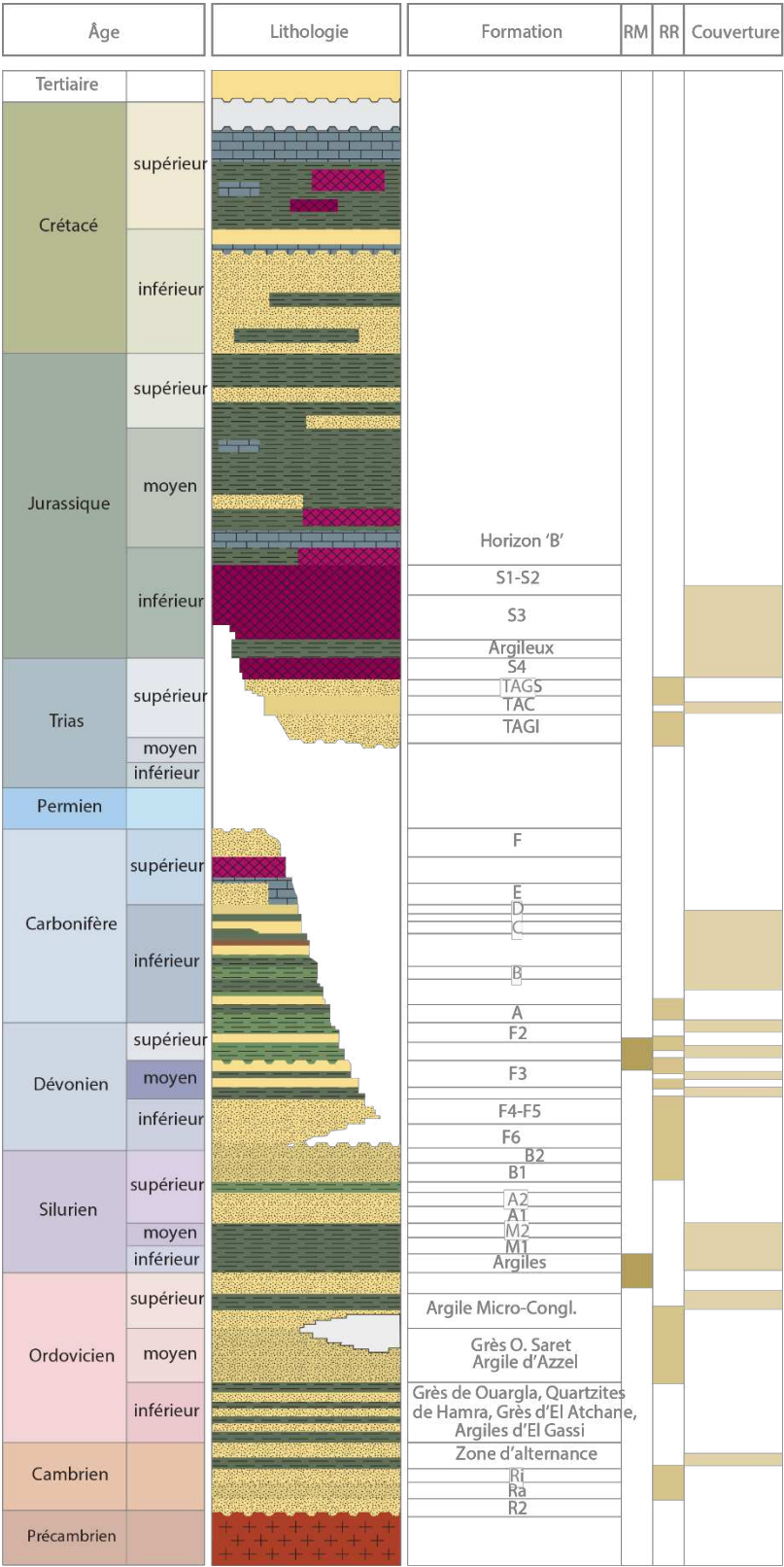


Figure 3 : Log stratigraphique type du bassin de Berkine (WEC 2007).

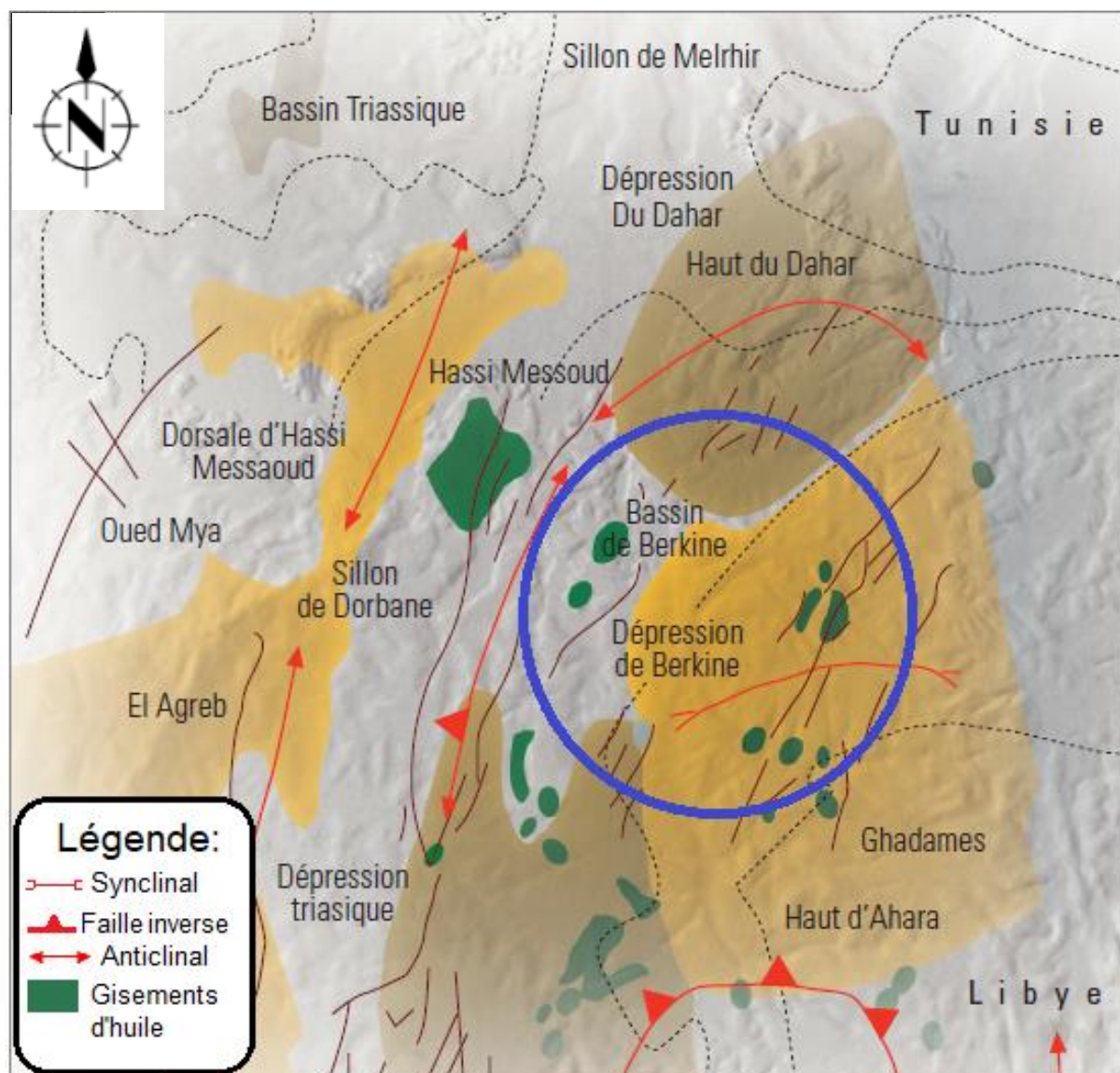


Figure 4 : Carte structurale du bassin de Berkine (WEC 2007)

1.5. Système pétrolier :

1.5.1. Roches mères :

La roche mère est une roche génératrice de matière organique qui se transforme au cours du temps en hydrocarbures.

Dans le bassin de Berkine (Figure 3) :

Les deux roches mères principales reconnues sur l'ensemble du bassin correspondent au développement de séries argileuses noires, riches en matière organique, d'origine marine ; marquant le début des périodes de transgression lors du Silurien et du Frasnien. Leur extension dans le bassin de Berkine dépend du degré d'érosion durant la phase hercynienne. La roche mère silurienne, d'extension régionale, constitue le principal générateur d'hydrocarbures dans la région. La roche mère Frasnienne a une extension plus limitée et se localise dans la partie centrale du bassin.

-Les roches mères secondaires :

-La roche mère Ordovicienne : Localisée dans les argiles micro conglomératiques de l'Ordovicien supérieur ; la matière organique est de type II.

-La roche mère Carbonifère : Les analyses géochimiques montrent que des niveaux argileux présentent de bons potentiels pétrologènes ; la matière organique est de type III favorable à la génération du gaz.

1.5.2. Roches réservoirs :

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

A. Les réservoirs Paléozoïques : (Figure 3)

a. Le Cambrien :

Les réservoirs du Cambrien sont représentés par trois unités R1 (Ri, Ra), R2, R3. Les meilleurs réservoirs sont rencontrés au niveau des grès du Ri et du Ra, qui sont généralement quartzitiques. Les réservoirs cambro-ordoviciens reconnus à ce jour se situent sur les bordures nord et ouest du bassin de Berkine.

b. L'Ordovicien :

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

c. Le Dévonien inférieur :

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

d. Le Carbonifère :

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

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

B. Les réservoirs Mésozoïques : (Figure 3)**a. TAGI (Trias Argilo-Gréseux Inférieur) :**

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

Le TAGI présente deux séquences principales :

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

b. TAC (Trias Argilo-Carbonaté) :

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

c. TAGS (Trias Argilo-Gréseux Supérieur) :

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

1.5.3. Roches couvertures :

C'est une roche imperméable, dont le rôle est l'empêchement de la dispersion des hydrocarbures. Cette roche peut être de nature argileuse, marneuse, ou évaporitique.

Dans le bassin de Berkine (Figure 3) :

L'étanchéité des réservoirs du TAGI est assurée par les argiles du Trias carbonaté et les évaporites du Lias. Dans le Dévonien, la couverture est représentée par les argiles intercalées. La couverture des réservoirs de l'Ordovicien et du Cambrien est assurée respectivement par des argiles du Silurien et de l'intra Ordovicien. Dans le Cambrien, la couverture est assurée par les argiles d'El Gassi.

1.5.4. Pièges :

Au cours de leurs migrations, les hydrocarbures doivent être arrêtés par des pièges qui les obligent à s'accumuler. Pour former un piège, il faut soit : une fermeture structurale, une fermeture contre faille ou un biseau. Nous distinguons en général deux types de pièges (Figure 5) :

Les pièges structuraux : ils sont liés à la déformation des couches sédimentaires tels que les anticlinaux, plis.

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

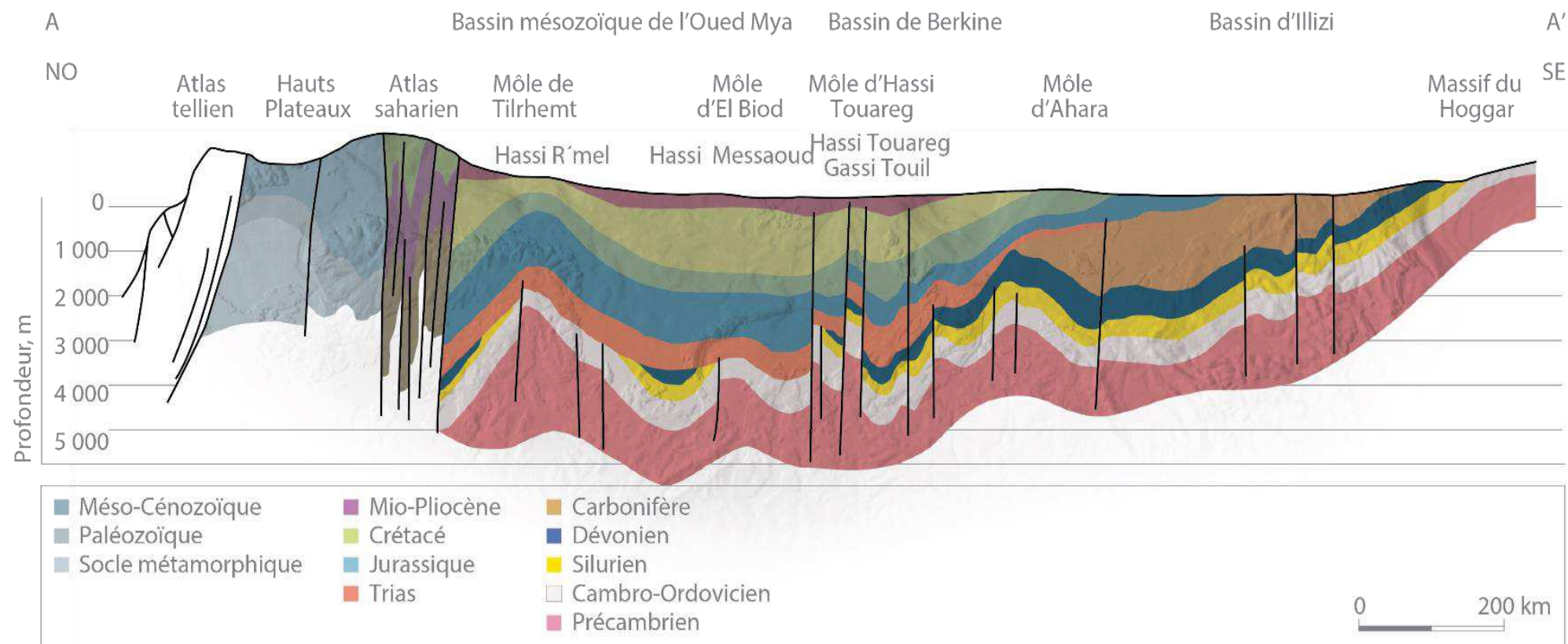


Figure 5 : Coupe géologique régionale montrant les différents types de pièges existant dans le bassin de Berkine (WEC 2007)

2. Présentation de la région d'étude :

2.1. Situation géologique et géographique :

La région étudiée se situe dans le périmètre de Zettah à l'Est de la zone de Wadi El-Teh, un total de quatre puits ont été forés dans cette région, avec un intérêt pétrolier présent seulement dans les puits-2 et puits-3.

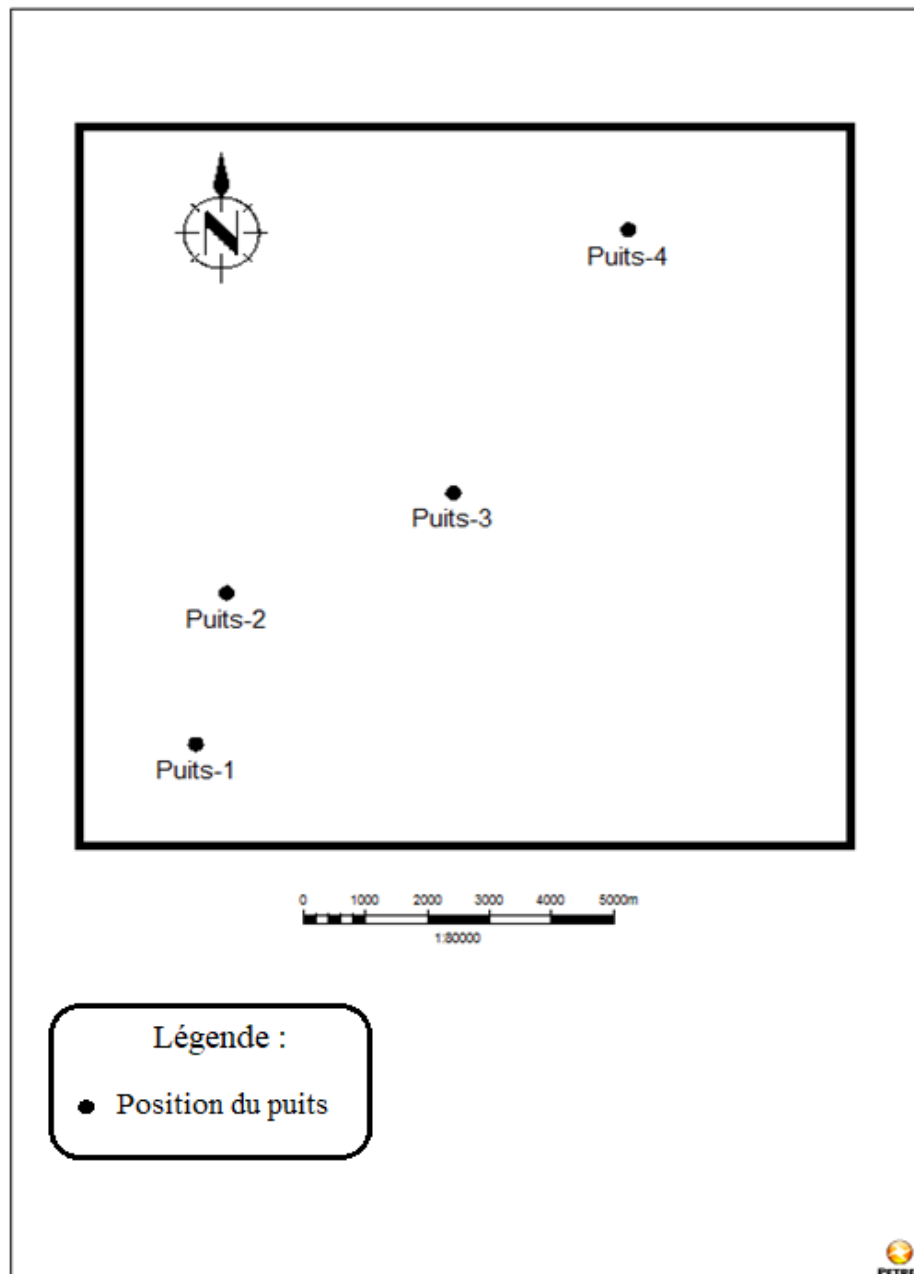


Figure 6 : Carte de positionnement des puits dans la région étudiée

Le Puits -2 a été implanté sur la base de l'interprétation des campagnes sismiques 2D (Campagnes 91-93 WT, 94-97ML) ayant mis en relief une fermeture structurale en forme d'un anticlinal allongé de direction NE-SO (Figure 7). Cette structure présente une superficie de plus de 40 Km², elle est délimitée :

- A l'Ouest, par une composante de la faille régionale NE-SO d'El Borma de rejet moyen de 220 m.
- Au Sud, en contrebas d'une faille Est-Ouest qui semble constituer les limites des zones structurales de MLW et de la structure de ZTH-1.
- A l'Est, par des ensembles structuraux et failles, la séparant de la zone haute de MLN – MLNW.

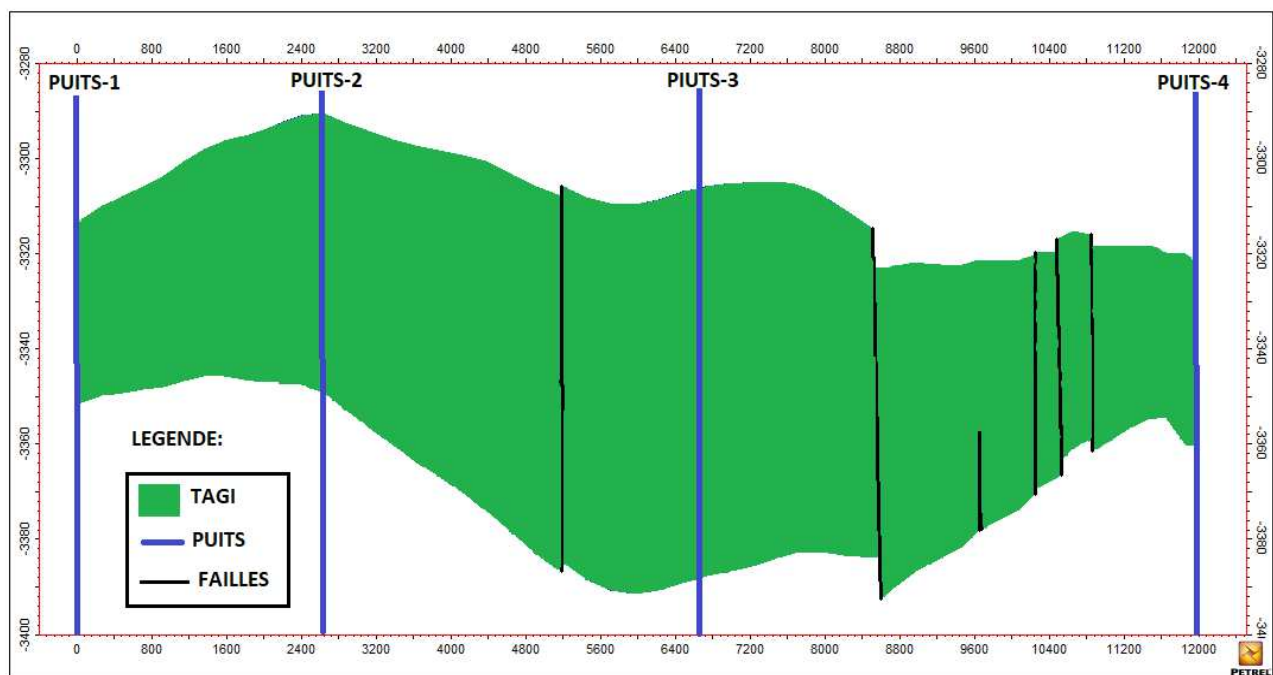


Figure 7 : Coupe montrant le positionnement des puits dans le réservoir TAGI

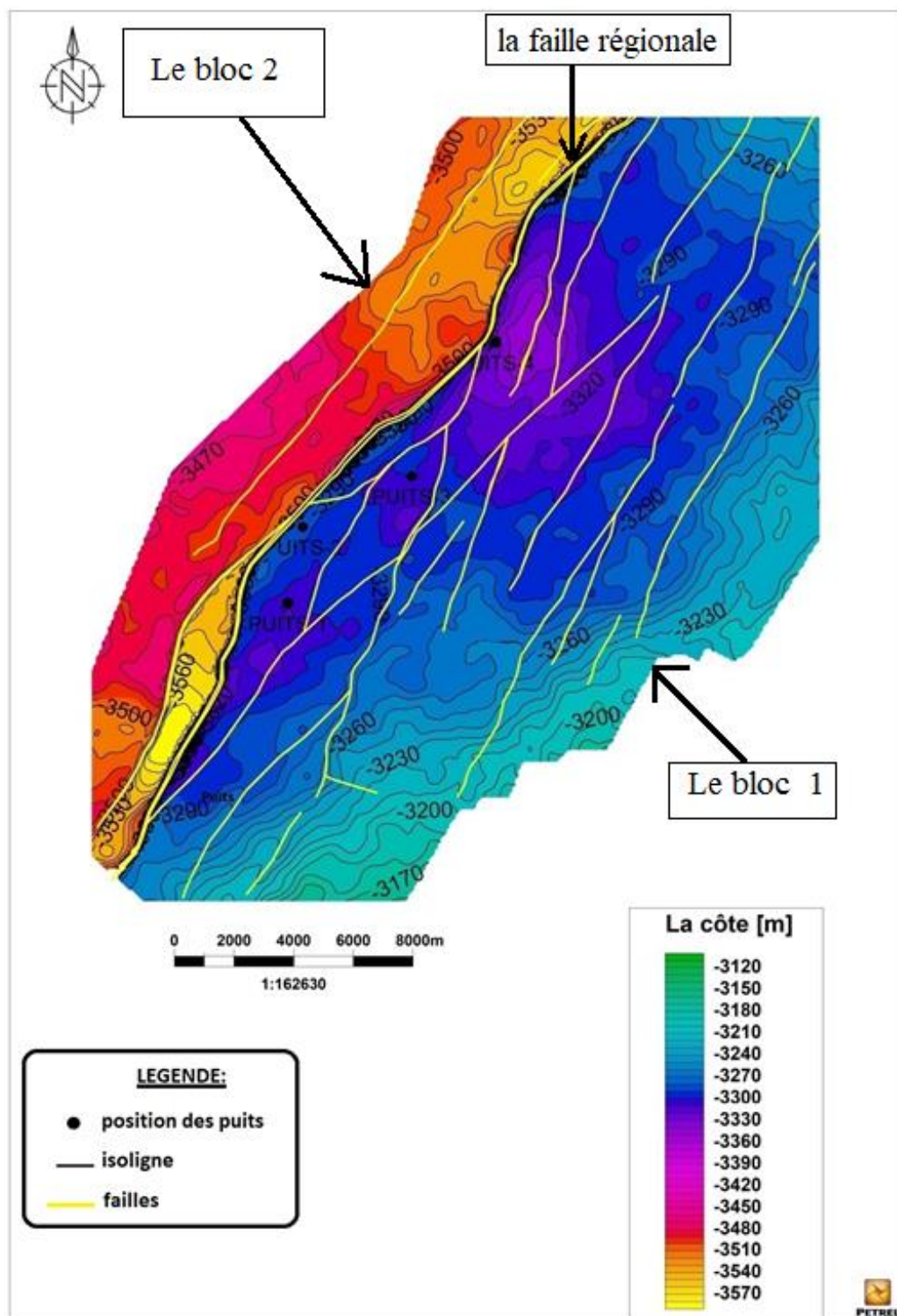


Figure 8 : Carte en isobathe au toit du réservoir TAGI dans la région de Zettah, bassin de Berkine.

La carte en isobathes au toit du TAGI (Figure 8) montre des profondeurs qui vont de 3170 m à 3290 m du Sud-est au Nord-ouest. Elles définissent une structuration en horst et graben de direction NE-SW et limitée à l'Ouest par une faille régionale normale de même direction avec des rejets moyens de l'ordre de 170 à 200 m. Les différents accidents sont jalonnés par des structures fermées d'orientation NE-SW et NNE-SSW qui leurs sont parallèles.

Le réseau de failles associé ou affectant le plissement au toit du TAGI est dominé par la famille de direction NE-SW. Elles divisent la région en compartiments de même orientation et se raccordent parfois par un accident de direction NNE-SSW. Elles montrent des composantes décrochantes dextres.

Les failles de direction NNE-SSW se présentant parfois en segments qui relayent les failles de direction NE-SW. Elles montrent des composantes décrochantes senestres.

2.2. Présentation du réservoir TAGI dans la région de Zettah :

Le réservoir TAGI dans la région étudiée se compose essentiellement de grès et d'argile, les corps gréseux sont continus à travers les puits étudiés avec une épaisseur moyenne de 60 m, le TAGI contient quatre unités essentielle (Figure 9) : TAGI supérieur, TAGI moyen, TAGI inférieur et le TAGI basale, mais l'intérêt pétrolier est présent que dans l'unité supérieur qui sera bien identifier dans les prochains chapitres.

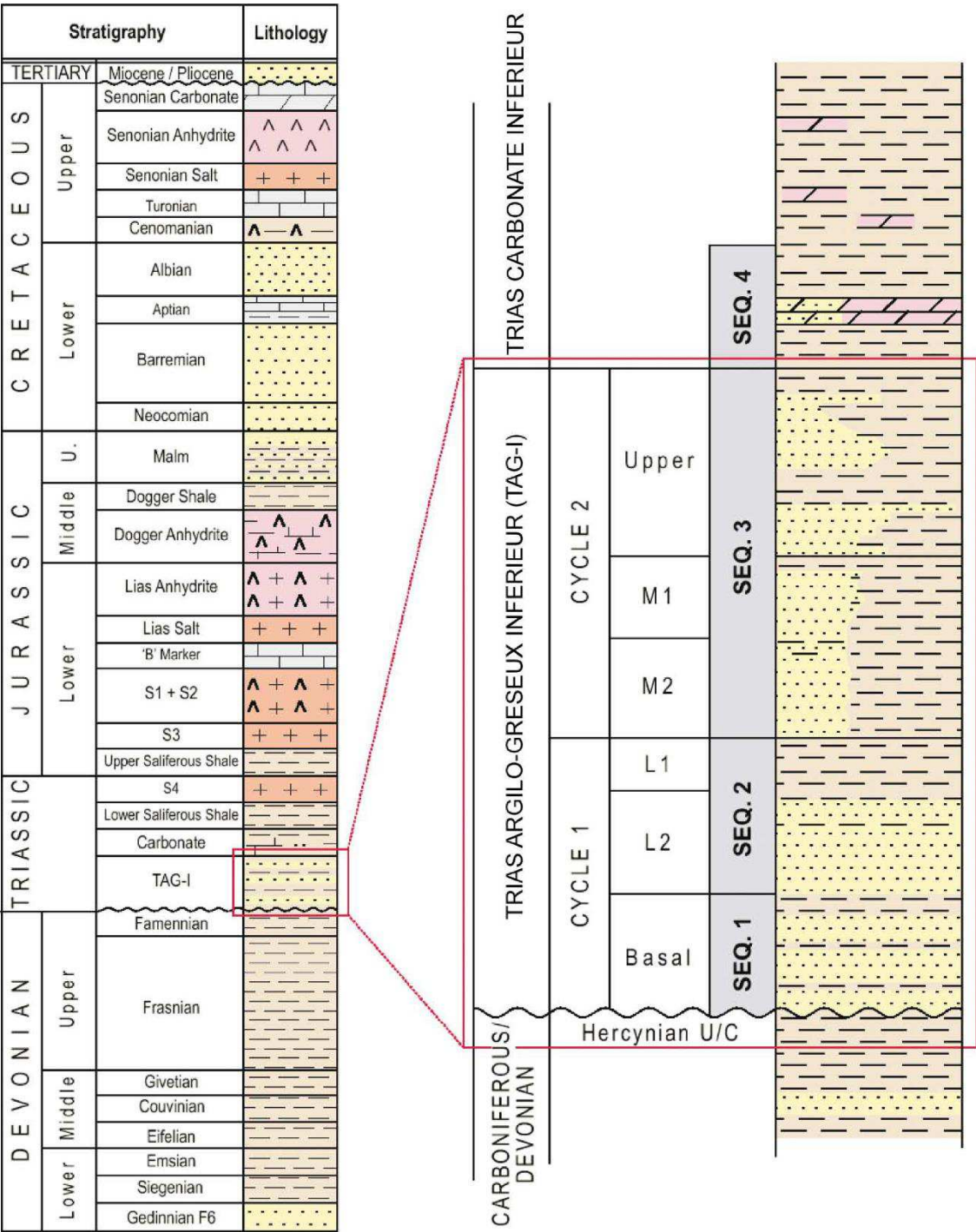


Figure 9 : les différentes unités du TAGI, (Turner et al. 2001)

Chapitre II :

Approche sédimentologique

1. Introduction :

Afin de mieux caractériser les différents faciès constituant le réservoir étudié, une approche sédimentologique a été proposée afin de mieux connaître les milieux de sédimentations et les environnements de dépôts, c'est une étape primordiale pour guider la prospection et l'exploitation du réservoir.

L'étude des dépôts fluviatiles s'appuie sur les modèle de faciès qui ont été construits à partir des cours d'eau actuels. Ceux-ci sont fiable et sont facilement utilisable pour la reconstitution des anciennes séries.

2. Méthodologie de travail

Le réservoir TAGI dans la région étudiée est topé au niveau des quatre puits comme suivant (Tableau 1) :

Tableau 1 : profondeur du toit et du mur du réservoir TAGI supérieur au niveau de chaque puits

	Puits-1	Puits-2	Puits-3	Puits-4
Profondeur du toit du TAGI supérieur (m)	3533.18	3515.97	3556.17	3522.17
Profondeur du mur du TAGI supérieur (m)	3546.93	3539.41	3585.00	3533.23

Dans ce travail, nous avons suivi les étapes suivantes :

- La description des carottes dans l'intervalle [3564 m ; 3602 m] au niveau du puits-3.
- Un découpage séquentiel a été réalisé au niveau du puits-3 afin de voir l'organisation des corps gréseux et leur succession dans l'espace et dans le temps, afin d'établir des corrélations et de retracer l'évolution des réservoirs.
- Une association de faciès a été proposé afin de pouvoir réaliser le modèle de faciès de notre réservoir.

3. Rappels théoriques :

3.1. Définitions :

- **Faciès** : La notion de faciès correspond à la description de l'ensemble des caractéristiques lithologiques (lithofaciès) et paléontologiques (biofaciès) d'un dépôt.
- **Séquence** : Une séquence est une succession des couches génétiquement liées, et limitées à la base et au sommet par des discontinuités. Il y a deux type de séquence :

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

Elle décrit les séries traversées par les sondages à travers leurs réponses diagraphiques par l'utilisation d'un référentiel carotté. Ainsi on peut reconnaître les électro-faciès fondamentaux et leur agencement en électro-séquence. Ce qui permet d'interpréter leurs milieux de dépôts.

- Eléctrofaciès : les diagraphies permettent de mesurer un certain nombre de paramètres physiques des roches dont l'ensemble va constituer un électro-faciès.
- Electroséquence : un ensemble lithologique est représenté sur l'enregistrement diagraphique par un gradient de polarité des courbes ou des fluctuations d'apparence désorganisée. Selon les logs et les types de dépôts, une électro-séquence correspond à une succession d'électro-faciès.
- Les discontinuités : Elles traduisent un arrêt de la sédimentation accompagné ou non d'une érosion, elles permettent aussi de définir les séquences déterminer leur ordre.

3.2. Critères d'identification du milieu de dépôts :

La détermination des milieux de dépôts est un élément essentiel pour la caractérisation du réservoir et l'étude d'un bassin sédimentaire. En plus des méthodes diagraphiques, pour l'identification des milieux de dépôt il y a les structures sédimentaires dont leur reconnaissance permet souvent d'introduire des précisions importantes dans l'étude des séquences sédimentaires et de mieux définir les milieux de dépôts, ainsi que de préciser les conditions hydrodynamiques de transport des particules (énergie et type de courant).

Une structure sédimentaire observée n'est généralement pas caractéristique d'un milieu déterminé, c'est l'association de diverses structures ainsi que leurs fréquences qui permet d'apporter des précisions sur le milieu de dépôt et l'environnement. Nous avons sélectionné les structures les plus courantes rencontrées et on distingue :

3.2.1. Les structures liées à l'activité des organismes :

C'est l'ensemble des activités d'organismes vivants. Une bioturbation est un signe d'oxygénation du milieu de sédimentation, les milieux anoxiques étant peu propices au développement de la faune. Les indications qu'elles fournissent sur les conditions du milieu de sédimentation sont très faibles.

3.2.2. Les structures liées à l'action des courants :

La plupart des structures rencontrées dans les formations détritiques sont d'origine hydrodynamique. Elles représentent la réponse d'un sédiment meuble à l'intensité et la direction du courant. L'organisation verticale des structures sédimentaires reflète la variation

d'énergie, les apports et la granulométrie. Les structures liées à l'action des courants se présentent dans l'ordre suivant :

- Stratifications horizontales :

Ces stratifications sont surtout présentes dans les niveaux moins grossiers, elles traduisent un environnement de dépôt à régime d'écoulement laminaire de faible énergie. Ce type de structures présente parfois une horizontalité parfaite et quelque fois légèrement ondulée.

- Stratification planes parallèles :

Ces stratifications sont essentiellement associées aux dépôts grossiers et fins, elles présentent un pendage variant de 15° à 30° avec l'horizontale. La formation de ces dépôts nécessite l'existence périodique de courants faibles et forts (phase de crue et décrue).

- Stratifications obliques entrecroisées :

Ces structures sont formées par l'entrecroisement de faisceaux de litages obliques, ces litages sont courbés ce qui les présente sous forme arquée. Cet entrecroisement est dû aux déplacements latéraux des rides discontinues ou bien aux chenaux en tresses.

- Stratifications lenticulaires :

Lorsqu'une zone de dépôt est soumise épisodiquement à un courant porteur de sable, les rides peuvent être isolées et former des lentilles sableuses au sein d'un sédiment argileux.

3.3. Les dépôts fluviaux

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

3.3.1. Les réseaux fluviaux :

Les formes d'accumulation dépendent des caractères du réseau fluvial qui sont l'indice de sinuosité et le nombre de chenaux. L'indice de sinuosité est exprimé par le rapport de la distance entre deux points parcourue au fond du chenal sur celle parcourue en ligne droite. Un chenal rectiligne a un coefficient de sinuosité égal à 1.

Quatre grands types de réseaux sont distingués :

Tableau 2 : Types des réseaux fluviaux.

	Un chenal	Plusieurs chenaux
Indice de sinuosité faible (< 1.5)	Droit	En tresse
Indice de sinuosité fort (> 1.5)	Méandrique	Anastomosé

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

Une rivière dépose dans son ou ses chenaux formant son lit mineur des amas de galets et sables appelés barres. Lors des crues, elle envahit sa plaine d'inondation et y dépose des matériaux généralement plus fins, les limons, contenant une forte proportion d'argile.

3.3.2. Sédimentation des réseaux en tresse

Elle se fait sous forme de barres longitudinales qui séparent les chenaux. Ces barres deviennent obliques (transversales) dans les courbes ; elles sont mobiles et s'accroissent dans

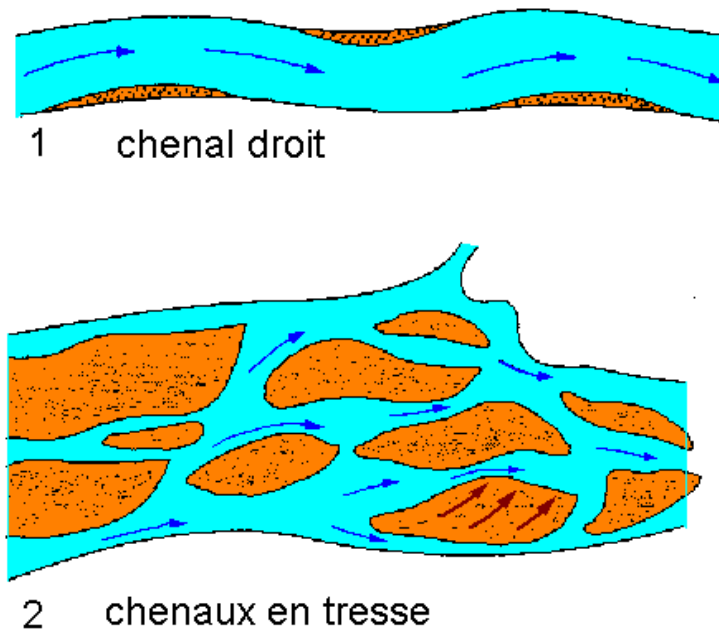


Figure 10 : Principaux types de barres fluviales : (1) chenal droit, (2) chenaux en tresse. (Sédimentologie, Jacques Beauchamp).

le sens du courant « accrétion longitudinale », leur forme dépend de la charge et du débit. Elles sont constituées de galets imbriqués qui tombent en avalanche en aval, de graviers, de sable à litage entrecroisé. Elles sont souvent ravinées par le déplacement des chenaux.

Les rivières en tresse sont rapides ; on les trouve dans les régions de montagne ; leur dépôt ressemble beaucoup à ceux des cônes torrentiels. De nombreux dépôts molassiques anciens sont ceux de réseaux en tresse.

3.3.3. Sédimentation des réseaux à méandres

La sédimentation se fait sur la rive convexe sous forme d'une barre de méandre. La barre s'accroît latéralement en même temps que la migration du méandre (accrétion latérale). Elle est constituée de sable disposé en litage oblique de grande taille. Le fond du chenal est pavé de galets. Le chenal est bordé par des levées qui le séparent de la plaine d'inondation couverte de dépôts fins. Si une levée est crevée pendant une crue, des sables se répandent dans la plaine d'inondation sous forme d'un micro-delta de crevasse. Les séquences de rivières à méandre sont positives : elles débutent par un pavage de galets et se terminent par des limons de plaine d'inondation montrant des traces de sols et de végétation.

Les dépôts de plaine d'inondation sont formés de limons et d'argiles. Ils renferment des lentilles décamétriques de sable et de galets qui correspondent à la divagation des chenaux méandriiformes. Les sols de végétation sont nombreux.

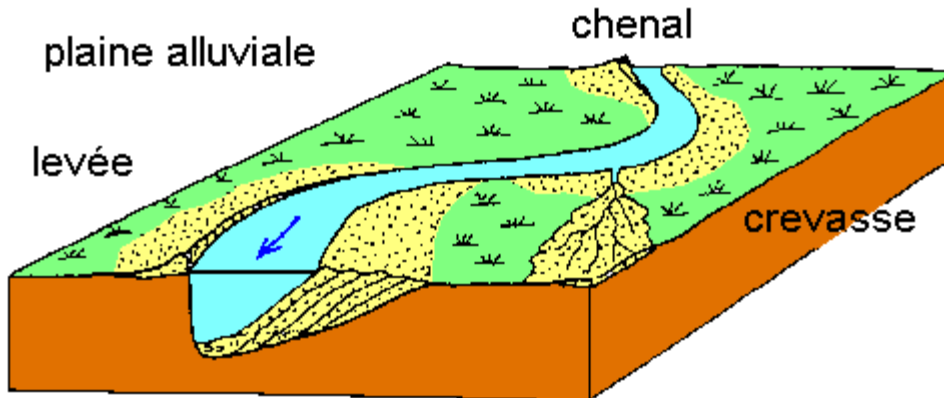


Figure 11 : Dépôts dans un méandre, (Sédimentologie, Jacques Beauchamp).

3.3.4. Sédimentation des rivières anastomosées.

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

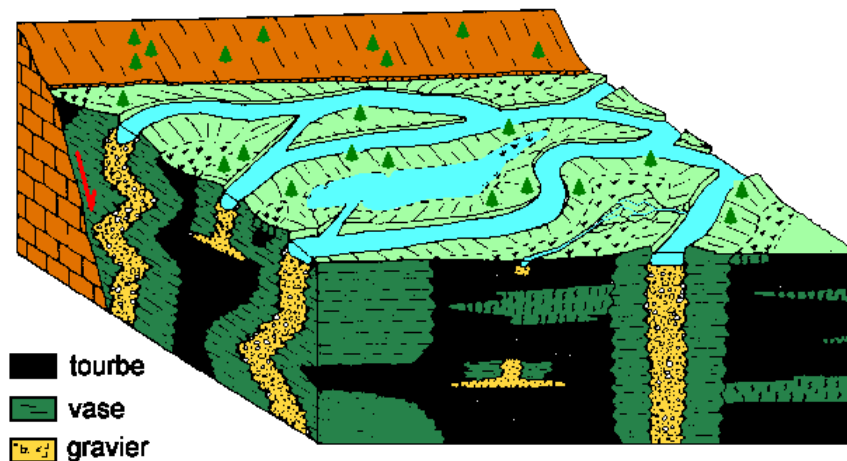


Figure 12 : Sédimentation d'une rivière anastomosée, (Sédimentologie, Jacques Beauchamp)

3.4. Critères de reconnaissance des dépôts fluviaux anciens :

Après diagenèse, les sédiments fluviaux donnent des conglomérats, grès, siltites et argilites. De nombreuses séries anciennes sont constituées par ces faciès. Les dépôts littoraux présentent les mêmes faciès. Les galets sont usés et aplatis ; on admet néanmoins que leur aplatissement est moins grand que dans le cas des galets littoraux. Les sables sont mal ou bien classés, selon la longueur du transport ; les grains sont peu usés ou anguleux et montrent des traces de chocs. La proportion d'argile est toujours notable. Les conglomérats et les grès contiennent une fraction de matrice. Les siltites et argilites présentent souvent des horizons de paléosols avec des traces de racines, parfois sous forme de croûtes calcaires (calcrètes).

Les faciès sont disposés verticalement en enchainement qui constitue une séquence. Les séquences fluviatiles sont généralement grano-décroissantes (elles sont dites positives), avec un niveau de galets à la base et des limons au sommet. Parmi les structures sédimentaires, on trouve en particulier des rides linguïdes (en forme de langue) et des grands litages obliques quand le réseau est méandrique. Les structures orientées (litage oblique, imbrications) montrent un courant en moyenne unidirectionnel. Les fossiles sont généralement absents ; on observe seulement des traces d'activité organique dans les limons (terriers, racines). Les grandes formations gréseuses du Dévonien et du Trias d'Europe (Vieux et Nouveaux Grès Rouges) sont des dépôts fluviatiles de réseaux en tresse ou à méandres. L'alternance des périodes d'érosion et de sédimentation dans l'histoire d'une rivière produit des niveaux fluviatiles étagés ou emboîtés appelés terrasses.

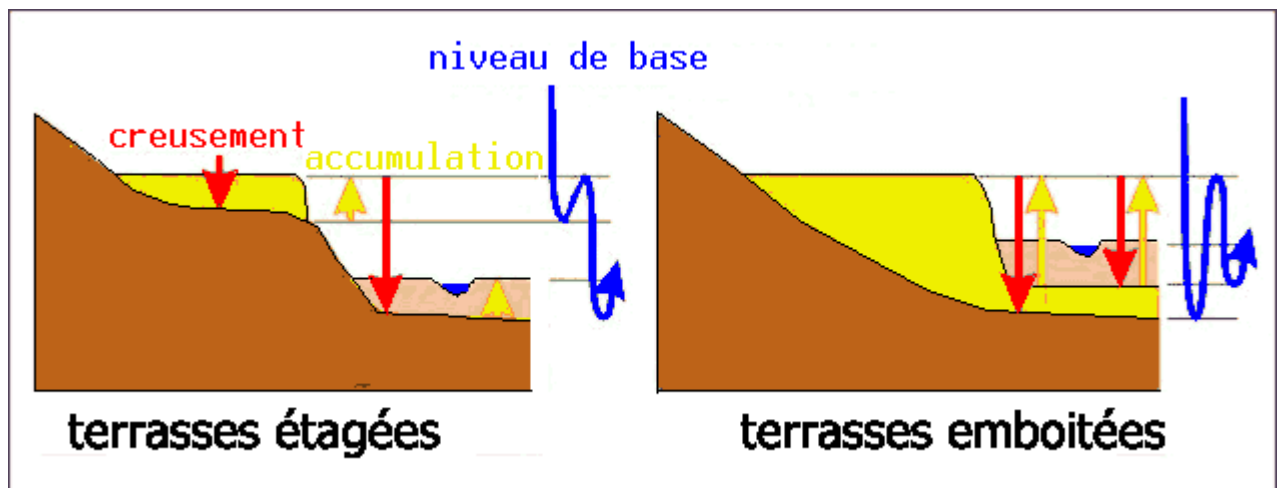


Figure 1 : Deux types de disposition de terrasses fluviatiles, (Sédimentologie, Jacques Beauchamp, 2005).

4. Description lithologique du réservoir TAGI supérieur dans la région étudiée :

4.1. Description de carottes :

La description des carottes a été faite pour le puits-3 (figure de position des puits). L'intervalle de description est entre les profondeurs : 3565 m et 3585 m.

- **(3565-3570 m) :** Une unité hétérolitique à alternance de bancs de sable moyen à fin à litage oblique (auges à petite taille) rides de courant chevauchantes et de siltites verdâtres.
 - Dépôt d'abandon de chenal et/ou de débordement (crevasse splay) sur plaine d'inondation
- **(3570-3576 m) :** Unité sableuse homolitique à base érosive et conglomératique (mud-clastes) débris de végétaux (charbons) constituée de grès moyen à fin modérément triés à litage oblique en auges. Sommet de l'unité montre des traces de bioturbation
 - Chenal fluvial (Rivière en tresse et/ou anastomosée)
- **(3576- 357 m) :** siltites argileuses verdâtres.
 - Dépôt de plaine d'inondation
- **(3577-3578m)** Argilites noires finement laminées traces de pyrite
 - Dépôts de lac temporaire.
- **(3579-3580m) :** siltites argileuses verdâtres.
 - Dépôt de plaine d'inondation
- **(3580-3585 m) :** Unité sableuse homolytique à base érosive constitué de grès moyens à fin modérément triés à litage obliques en auges et rares litages obliques planaire
 - Chenal fluvial (rivière en tresse et/ou anastomosée)

1.1. Association des faciès du réservoir TAGI supérieur dans la région étudiée :

Trois faciès principaux peuvent être distingués :

Faciès I : correspond à des grès moyens à fin et parfois grossier, à litage oblique, rides de courant chevauchantes, les débris de végétaux et les traces de bioturbation sont fréquents, ce faciès forme des corps gréseux massifs, parfois avec une alternance des bancs de sable moyens à fin, on peut noter quelques surfaces d'érosion interne, autre surfaces montrent des fentes de dessiccation.

Ce faciès traduit un dépôt de remplissage des chenaux fluviaux en tresse.

Faciès II : constitué par des siltites argileuse verdâtres et parfois rougeâtres à traces des racines.

Ce faciès correspond à des dépôts de levés et de plaine alluviale.

Faciès III : correspond à des argiles noires finement laminées.

Ce faciès représenté par les dépôts de plaine d'inondation et de plaine alluviale.

1.2. Application de la stratigraphie séquentielle dans le réservoir TAGI supérieur :

Le découpage séquentiel au niveau du Puits-3 montre la présence de trois cortèges sédimentaires (Figure 14).

1.2.1. Le cortège de bas niveau marin (Low stand system tract : LST) :

Il est interprété comme le résultat d'un dépôt fluvial en tresse (braided channels) à chenaux souvent amalgamés rarement distincts et entrecoupant les dépôts éoliens donnant ainsi des repenses de gamma ray différent selon la position des puits. Il repose typiquement sur la discordance hercynienne qui correspond à une limite de séquence (Séquence Boundary :SB). Une déflexion remarquable peut être aisément observée sur le Gamma ray, marquant cette discontinuité lithologique entre le faciès du TAGI et celui des formations sous-jacents. Ce cortège est représenté par des grès très fin à moyen sub-anguleux à bien arrondi à structure sédimentaire entrecroisé, à ciment siliceux avec de nourrissage. Présence de micas, feldspaths et pyrite.

1.2.2. L'intervalle transgressif (Transgressive System Tract : TST) :

Le top de cortège de bas niveau est caractérisé par une diminution des chenaux, ils deviennent moins abondant, isolés dans une masse argileuse de plaine d'inondation et marque probablement des incursions. L'invasion d'une progradation à une rétrogradation et une augmentation de l'espace disponible (accommodation espace) due à l'élévation du niveau de base. L'équivalent latéral vers la zone côtière sera les dépôts estuariens du niveau de base. L'ensemble caractérise l'intervalle transgressif des chenaux présente un faible Gamma Ray

à la base et qui surmonte la surface transgressive. Cette dernière est prise au maximum Gamma Ray au-dessus du LST.

4.3.3. Le cortège de haut niveau marin (High stand System tract : HST) :

Le changement climatique ou tectonique est probablement à l'origine des apports importants de grès déposés dans des milieux anastomosés amalgamés et succédant le TST. Cet intervalle caractérise le cortège de haut niveau marin (HST) induit aussi par le ralentissement du niveau de base. Le maximum flooding surface marque la limite entre ces deux cortèges sédimentaires.

Habituellement, dans les dépôts marins ou côtiers la surface MFS est très évidente, souvent soulignée par un hiatus, des argiles riches en matière organique, glauconie ou une accumulation de faune. Lors du dépôt du TAGI dans un milieu continental et pauvre en palynofacies, elle ne peut être identifiée et argumentée que par le changement du milieu de dépôt et le minimum de Gamma Ray.

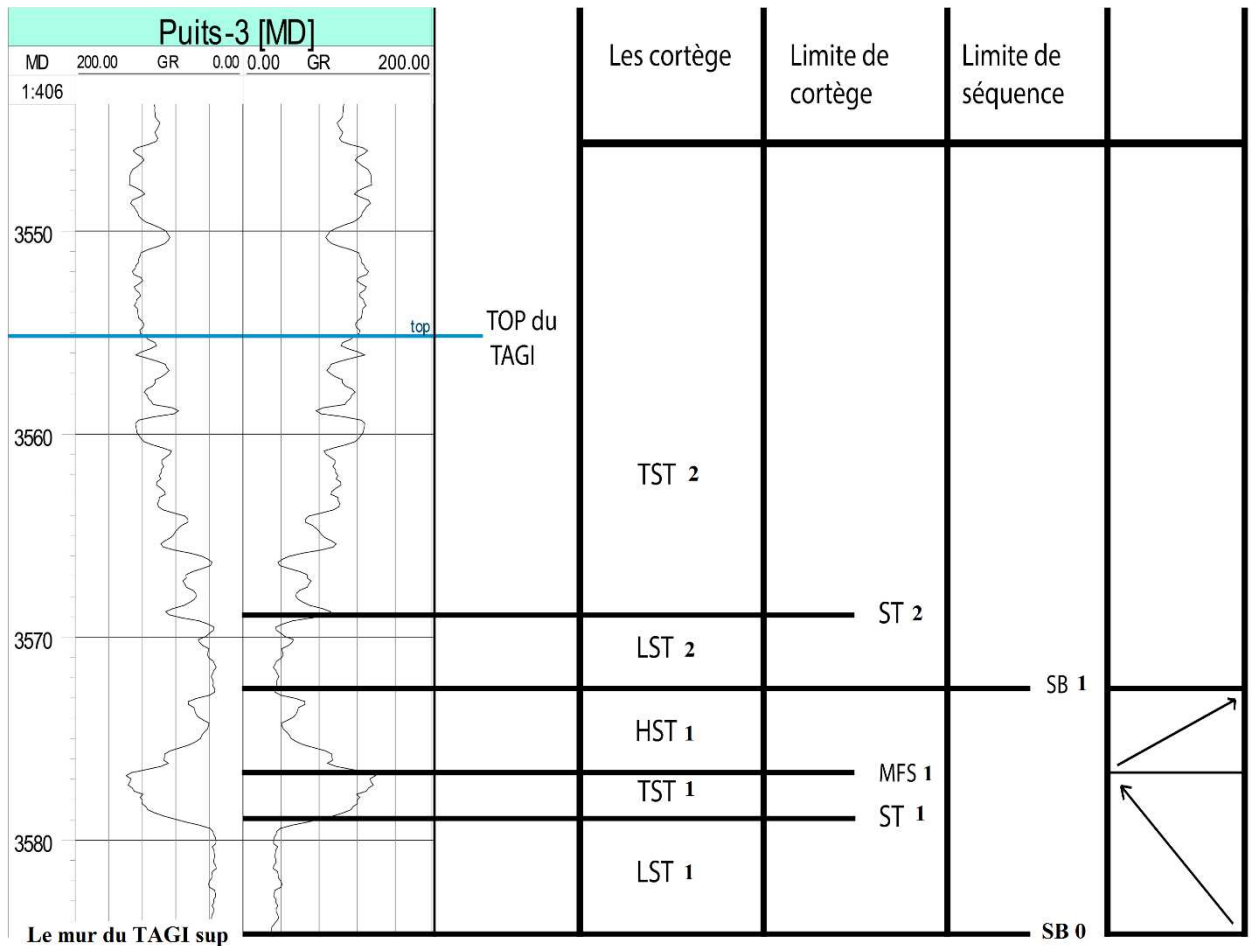


Figure 14 : Découpage séquentiel du réservoir TAGI supérieur.

4.4. La corrélation Nord-Est, Sud-Ouest à travers les puits :

L'épaisseur du réservoir TAGI supérieur varie d'un puits à un autre dans ce champ. D'après cette corrélation on peut conclure que :

Le réservoir TAGI supérieur est plus épais au niveau du puits-3 avec une épaisseur de 82m et elle diminue lorsque on s'éloigne soit vers le sud-ouest dont l'épaisseur est égale 54m au niveau du puits-1 ou vers le nord-est où l'épaisseur minimale est atteinte au niveau du puits-4 d'une valeur de 30m.

Le TAGI supérieur au niveau de la structure étudié est constitué d'une alternance d'argiles et de bancs de grés moyen à fins, ces derniers (les bancs de grés) leur épaisseur varient d'un puits ou d'une zone à l'autre, avec un milieu de dépôts du TAGI supérieur est interprété comme étant fluviatile, c'est à dire un milieu de faible énergie, qui facilite le dépôt des grandes quantités d'argile d'une manière dispersée. C'est pour ça que ce réservoir est un réservoir constitué essentiellement d'argile, avec des valeurs des paramètres pétrophysiques moyens (porosité, perméabilité et saturation).

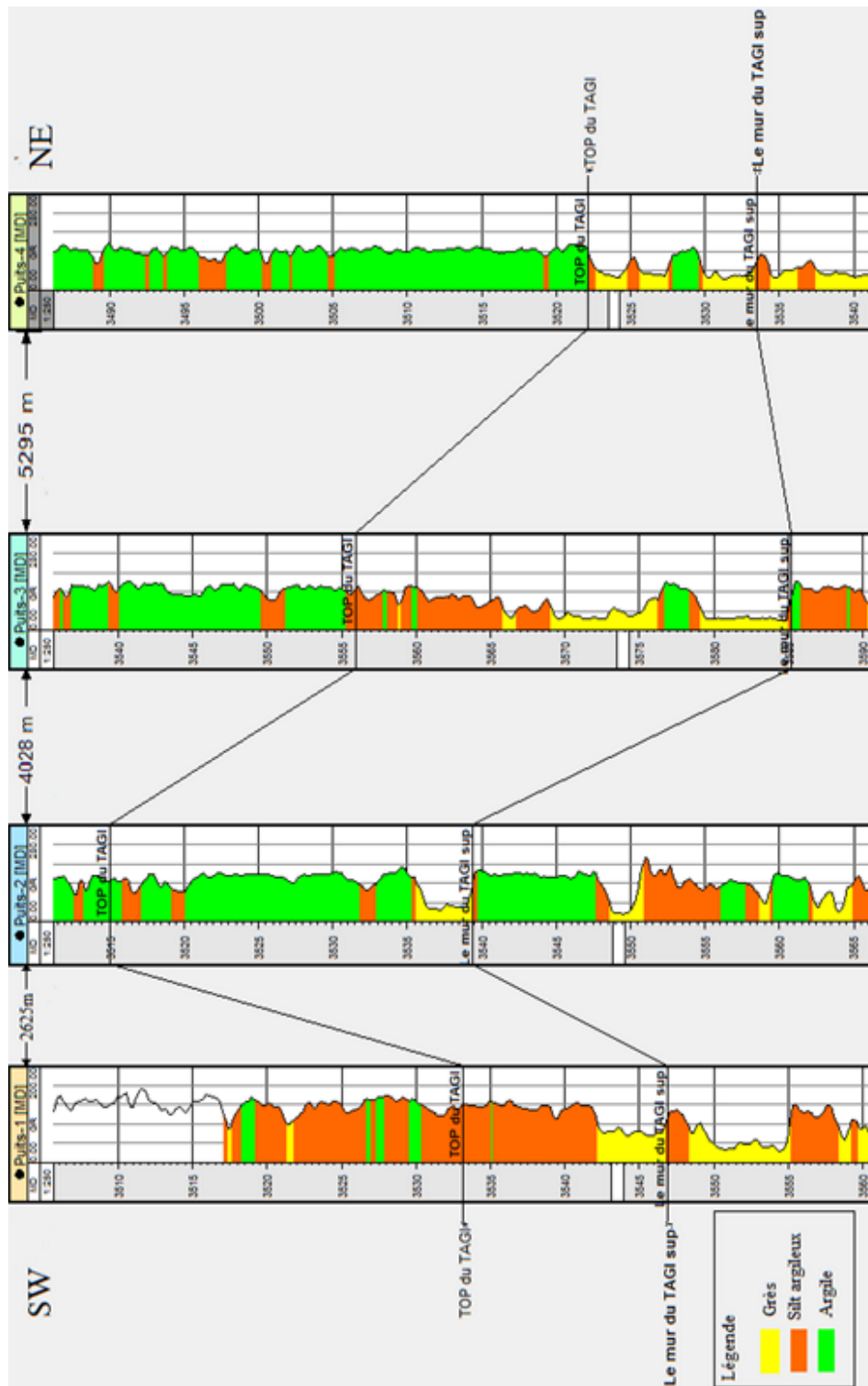


Figure 15 : Corrélation NE-SW du réservoir TAGI passant par les puits : puits-1, puits-2, puits-3, puits-4 dans la région de Zettah.

5. Conclusion :

La description des carottes du réservoir étudié a montré la présence de trois associations de faciès :

Faciès I : gréseux correspondant à un dépôt de chenal fluvial.

Faciès silt-argileux : correspond à un dépôt de levée.

Faciès argileux : correspond à un dépôt de plaine d'inondation.

Le découpage séquentiel de la coupe lithologique du TAGI supérieur a montré qu'elle est formée verticalement de deux séquences.

La corrélation lithostratigraphique met en évidence une variation latérale et des épaisseurs.

Chapitre III :

Caractérisation pétrophysique

1. Introduction :

L'objectif d'une étude pétrophysique est de mettre en évidence l'évolution des caractéristiques pétrophysiques (Porosité, perméabilité saturation...) et de certains paramètres géologiques (épaisseur totale, épaisseur utile ...), en fonction de la profondeur des réservoirs étudiés, ceci est primordial pour l'évaluation de leurs capacités et pour une meilleure compréhension des phénomènes d'écoulement des fluides, grâce à cela on pourra parvenir à une exploitation optimale du réservoir en question.

2. Méthodologie du travail :

Afin de caractériser le réservoir TAGI supérieur, nous avons utilisé le logiciel « Petrel » après avoir introduit les données de quatre puits se trouvant dans la région étudiée pour établir des histogrammes de la porosité effective et les cartes en iso-valeur.

Pour la porosité : on a pris les valeurs des enregistrements diagraphiques dans tout le réservoir, corrigées avec les résultats de laboratoire sur carottes.

Pour le volume d'argile et la saturation en eau : les valeurs sont obtenues à partir des résultats des enregistrements diagraphiques à travers tout le réservoir TAGI supérieur.

En utilisant le Cut-Off, on a calculé la moyenne de chaque paramètre dans chaque puits comme étant moyenne arithmétique. (Les valeurs d'enregistrement diagraphique utilisées pour ce calcul sont situées dans les annexes).

Le Net/Gross : c'est le rapport entre l'épaisseur des grès sur l'épaisseur totale du réservoir TAGI supérieur pour chaque puits.

Établir la carte en iso-épaisseur à partir du toit et le mur du réservoir TAGI supérieur, ainsi que la carte en iso-épaisseur utile à partir de l'épaisseur des bancs gréseux pour chaque puits.

Tableau 3 : Les moyennes des paramètres étudiées de chaque puits

	Porosité (%)	Volume d'argile (%)	Saturation en eau (%)	Net/Gross (%)	Épaisseur (m)	Épaisseur utile (m)
Cut Off	7	35	60			
Puit-1	9,66	18,63	52,65	19.23	13.75	2.6
Puit-2	11,64	20,73	42,18	7.6	24.41	1.85
Puit-3	10,41	19,70	38,34	47.2	29.33	13.75
Puit-4	9,41	23,02	51,33	68.75	11.28	7.6

3. Notions générales :

3.1. Paramètres pétrophysiques :

3.1.1. Porosité :

C'est la fraction du volume d'une roche non occupée par des éléments solides. La porosité est notée (Φ) et est exprimée en pourcentage « % ».

Les différents types de la porosité :

A. Porosité totale (Φ_t) :

C'est la somme de la porosité utile et de la porosité résiduelle, elle est égale au rapport du volume total des espaces vides existant entre les éléments minéraux de la roche, au volume totale de la roche.

La porosité totale englobe :

- La porosité primaire Φ_1 (inter-granulaire) qui inclut les espaces poreux présents lors du dépôt et de la sédimentation, elle dépend largement de la forme et la taille des éléments solides, ainsi que leur classement. Cette porosité se rencontre surtout dans les roches clastiques.
- La porosité secondaire Φ_2 (intra-granulaire) est une porosité post-dépôt qui représente une porosité vacuolaire, acquise par dissolution, et/ou une porosité de fissures et de fractures, acquise mécaniquement.

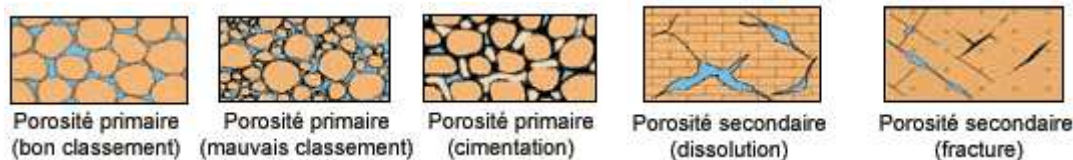


Figure 16 : les différents type de la porosité (O-Serra, tome 3, 2000)

B. Porosité effective (Φ_{eff}) :

C'est le rapport entre le volume des pores interconnectés pouvant contenir les fluides et le volume total de la roche, elle est déduite par combinaison des porosités neutron, densité et sonique.

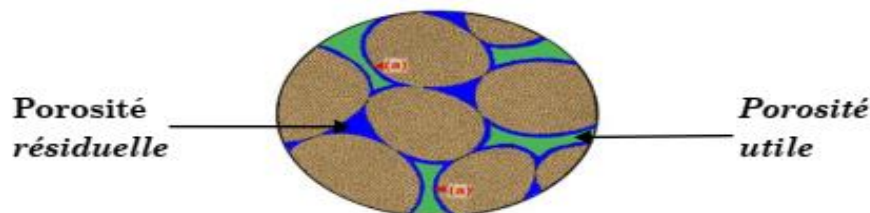


Figure 17 : Porosité utile et résiduelle (Applied pétrophysics, Roberston, 2016)

- Porosité résiduelle (Φ_r) : c'est la porosité due aux pores qui ne communique pas entre eux ou avec le milieu extérieur

On peut classer la porosité comme suit :

- Faible : $\Phi < 5\%$
- Médiocre : $5\% < \Phi < 10\%$
- Moyenne : $10\% < \Phi < 20\%$
- Bonne : $20\% < \Phi < 30\%$
- Excellente : $\Phi > 30\%$

3.1.2. Saturation :

La saturation est définie comme étant le rapport occupé par un fluide (l'Huile, l'Eau ou le Gaz) au volume total des pores de la roche, elle permet la quantification du pourcentage de ce fluide dans la roche. La saturation est désignée par la lettre S et s'exprime en pourcentage.

$$\text{Saturation} = \frac{\text{Volume de fluide}}{\text{Volume des pores}}$$

Il existe plusieurs types de saturation :

A. Saturation en eau :

$$S_w = \frac{\text{Volume de l'eau}}{\text{Volume des pores}}$$

B. Saturation en huile :

$$S_h = \frac{\text{Volume de l'huile}}{\text{Volume des pores}}$$

C. Saturation en gaz :

$$S_g = \frac{\text{Volume du gaz}}{\text{Volume des pores}}$$

Avec : $S_w + S_h + S_g = 100\%$

3.1.3. Évaluation de la saturation dans les formations propres :

Dans le cas d'une roche saturée, Archie (1942) a établi une relation expérimentale liant la résistivité de la roche à la porosité et à la résistivité de l'eau d'imbibition.

$$S_w^n = \frac{F \times R_w}{R_t}$$

A. L'exposant de la saturation n :

La valeur de n dépend essentiellement de la mouillabilité. Après l'examen des effets de la mouillabilité sur l'exposant de saturation il a été conclu que : lorsque la mouillabilité

est à eau la valeur de n est dans le voisinage de 2, cela reste constant quand la saturation de l'eau est abaissée à sa valeur irréductible. Un autre fait à signaler, les roches réservoirs en Algérie sont mouillées à l'eau.

B. Facteur de formation :

Le facteur de formation F est défini comme étant la valeur du rapport de la résistivité de la roche poreuse totalement saturée en eau à la résistivité de l'eau qui l'imprègne

$$F = R_0 / R_w$$

Des nombreuses mesures sur échantillons ont montré que le facteur de formation d'une roche propre peut être relié avec une assez bonne précision à la porosité par la relation suivante :

$$F = a / \Phi^m$$

- Le facteur lithologique (a) :

Ce facteur dépend de la lithologie. Selon Archie (1942), le facteur lithologique a varie entre 0.62 pour les formations modérées à 1 pour les formations bien consolidées.

Pour les réservoirs à porosité de fissures, ce facteur est supérieur à 1.

- Le facteur de cimentation (m) :

Ce facteur varie en fonction des caractéristiques géométriques des matériaux poreux, Selon Archie : ce facteur varie entre 1.3 et 2, il augmente avec le degré de consolidation.

4. Analyse statistique des paramètres pétrophysiques du réservoir TAGI supérieur :

À partir des données de la porosité effective qui sont enregistrées dans tout le réservoir pour chaque puits, on réalise les histogrammes de la porosité effective et son évolution verticale dans le réservoir TAGI supérieur pour chaque puits.

4.1. L'évolution verticale de la porosité :

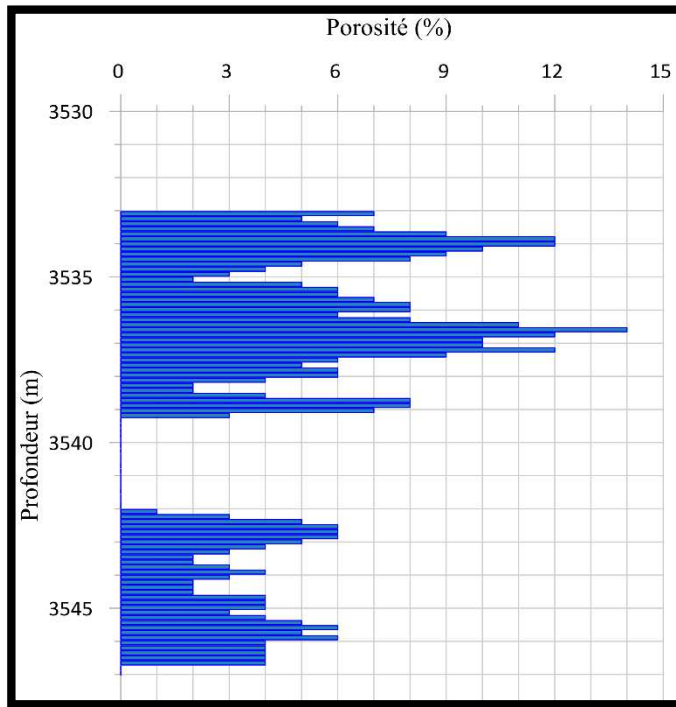


Figure 18 : L'évolution verticale de la porosité effective au Puits-1

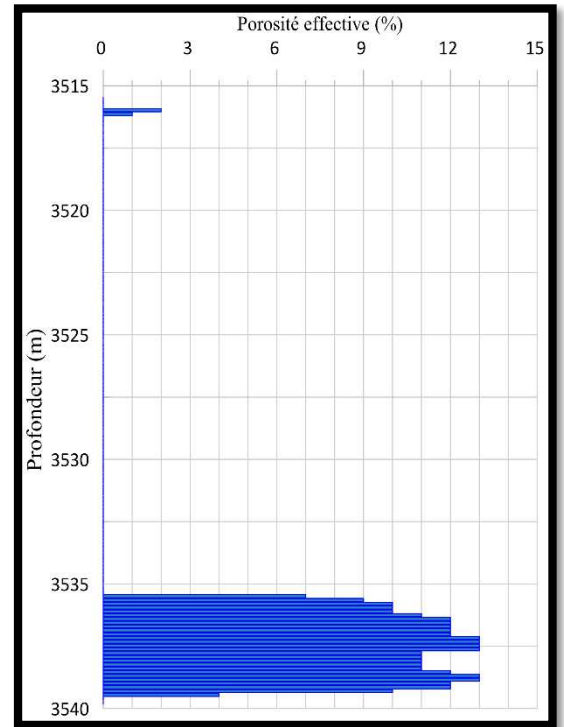


Figure 19 : L'évolution verticale de la porosité effective au Puits-2

4.1.1. Au niveau du puits-1 :

Le profil de l'évolution verticale de la porosité effective montre

- Une porosité effective faible à médiocre qui change entre 3% et 12% dans l'intervalle [-3533 ; -3549].
- Une porosité effective faible qui dépasse entre 3% et 6% dans l'intervalle [3542 ; 3547]
- Une porosité effective nulle dans le reste du réservoir.

4.1.2. Au niveau du puits -2 :

Le profil de l'évolution verticale de la porosité effective montre

- Une porosité effective moyenne varie entre 10% et 16% dans l'intervalle [3535 ; 3540].
- Une porosité effective nulle dans le reste du réservoir

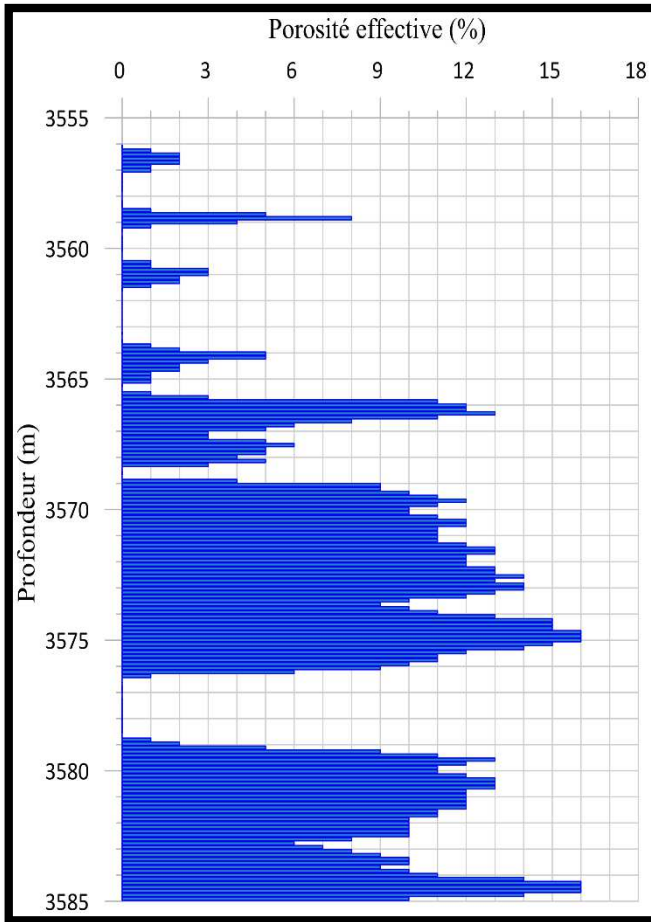


Figure 20 : L'évolution verticale de la porosité effective au Puits-3

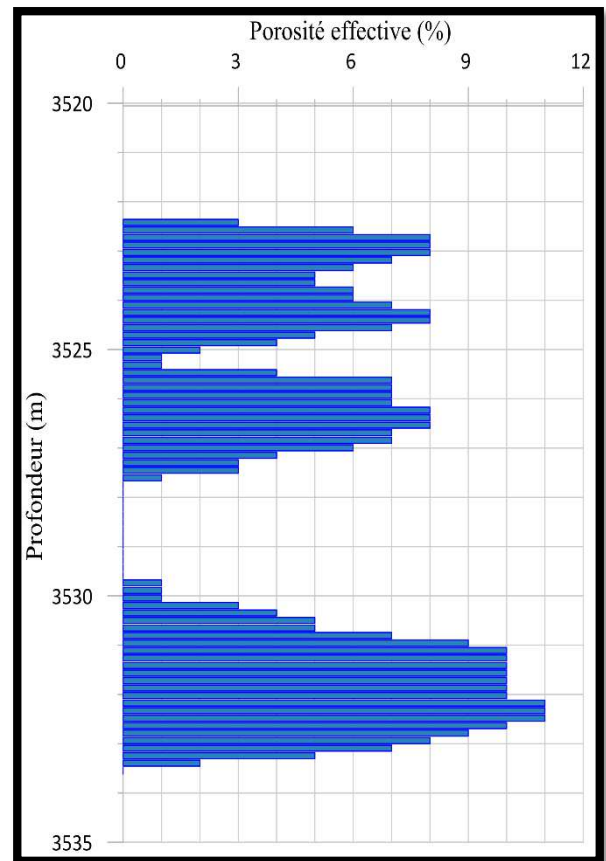


Figure 21 : L'évolution verticale de la porosité effective au Puits-4

4.1.3. Au niveau du puits-3 :

Le profil de l'évolution verticale de la porosité effective montre :

- Une porosité effective moyenne varie entre 10% et 16% dans les intervalles [3565 ; 3567], [3569 ; 3576].
- Une porosité effective faible à nulle dans le reste du réservoir.

4.1.4. Au niveau du puits-4 :

Le profil de l'évolution verticale de la porosité effective montre :

- Une porosité effective médiocre varie entre 5% et 8% dans l'intervalle [3522 ; 3527], [3569 ; 3576].
- Une porosité effective moyenne varie entre 10% et 11% dans l'intervalle [3531 ; 3533].
- Une porosité effective nulle dans le reste du réservoir

Interprétation :

À la base de ces lectures et la figure 22 qui montre l'enregistrement de volume d'argile et de la porosité dans le réservoir TAGI supérieur pour chaque puits, on peut

expliquer cette variation de la porosité d'un intervalle à un autre par leur aspect lithologique : les intervalles d'une porosité nulle sont des formations argileuses, les meilleures valeurs de la porosité sont liées à des formations des grès plus propre.

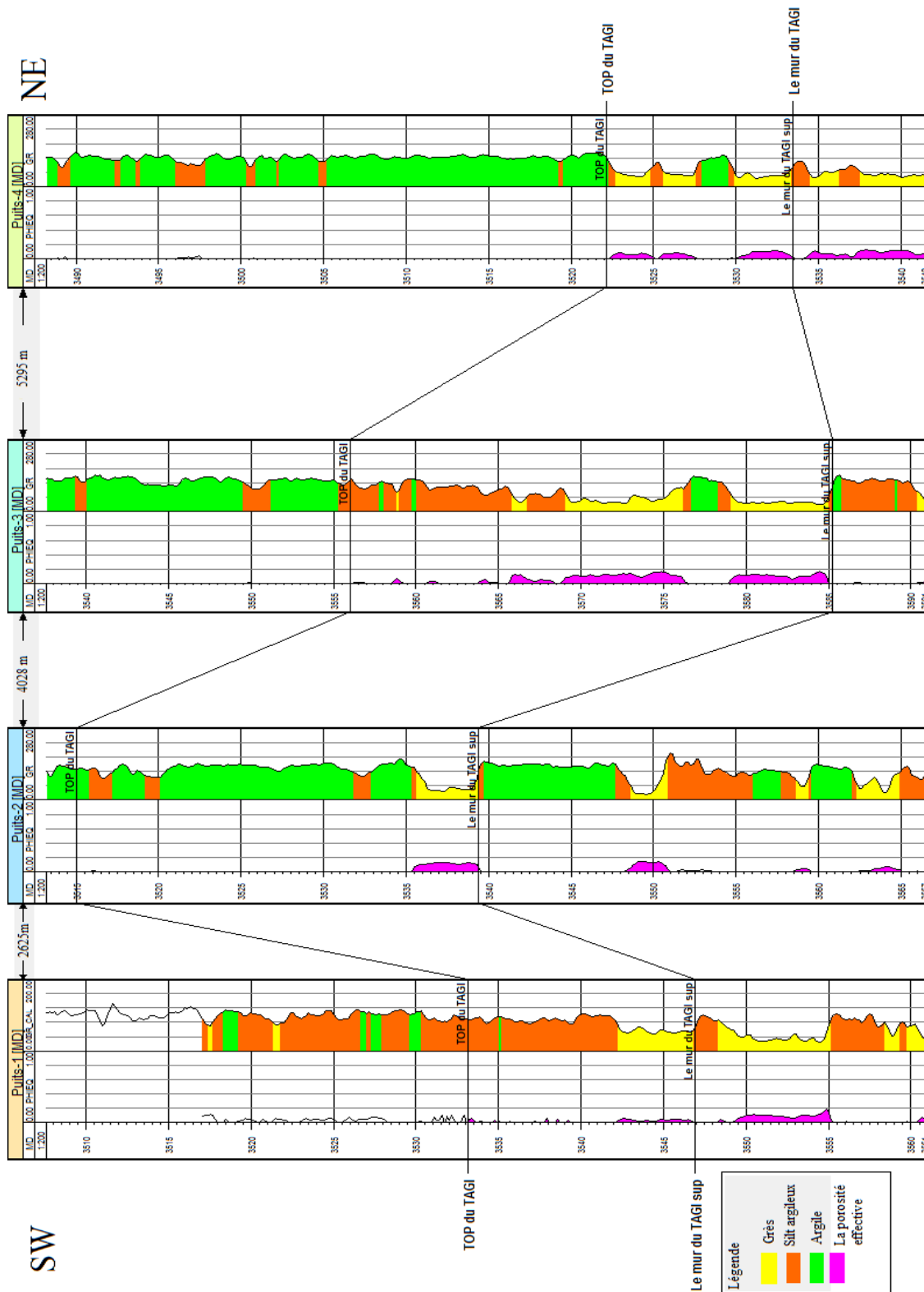


Figure 22 : les Logs de la porosité et la lithologie dans les quatre puits

4.2. Interprétation des histogrammes de la porosité :

4.2.1. Au niveau du puits-1 :

L'histogramme des classes de la porosité effective montre une distribution unimodale à caractère asymétrique à droite, le mode appartient à la classe [2.86 ; 4.72] avec une fréquence prédominante de 29.17 %. Cela veut dire qu'il y a un seul type de porosité.

4.2.2. Au niveau du puits-2 :

L'histogramme des classes de la porosité montre une distribution bimodale à caractère asymétrique, le premier mode appartient à la classe [1 ; 3.4] avec une fréquence de 6.9 %, le deuxième mode appartient à la classe [10.6 ; 13] avec une fréquence prédominante de 65.51 %. Cela veut dire qu'il y a deux types de porosité : une porosité primaire et une porosité secondaire.

4.2.3. Au niveau du puits-3 :

L'histogramme des classes de la porosité montre une distribution bimodale à caractère asymétrique, le premier mode appartient à la classe [1 ; 3.15] avec une fréquence de 13.33 %, le deuxième mode appartient à la classe [9.6 ; 11.75] avec une fréquence prédominante de 27.5 %. Cela veut dire qu'il y a deux types de porosité : une porosité et une porosité secondaire.

4.2.4. Au niveau du puits-4 :

L'histogramme des classes de la porosité effective montre une distribution unimodale à caractère asymétrique à gauche, le mode appartient à la classe [6.4 ; 8.2] avec une fréquence prédominante de 33.33 %. Cela veut dire qu'il y a un seul type de porosité.

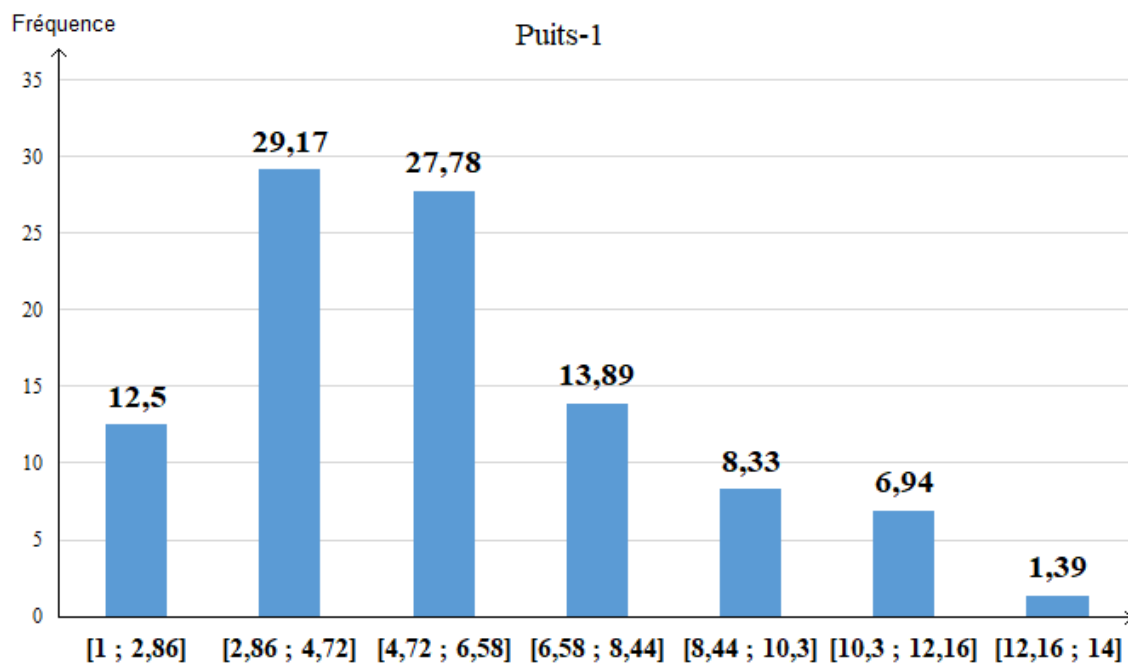


Figure 23 : Classes de la porosité effective au niveau du puits-1

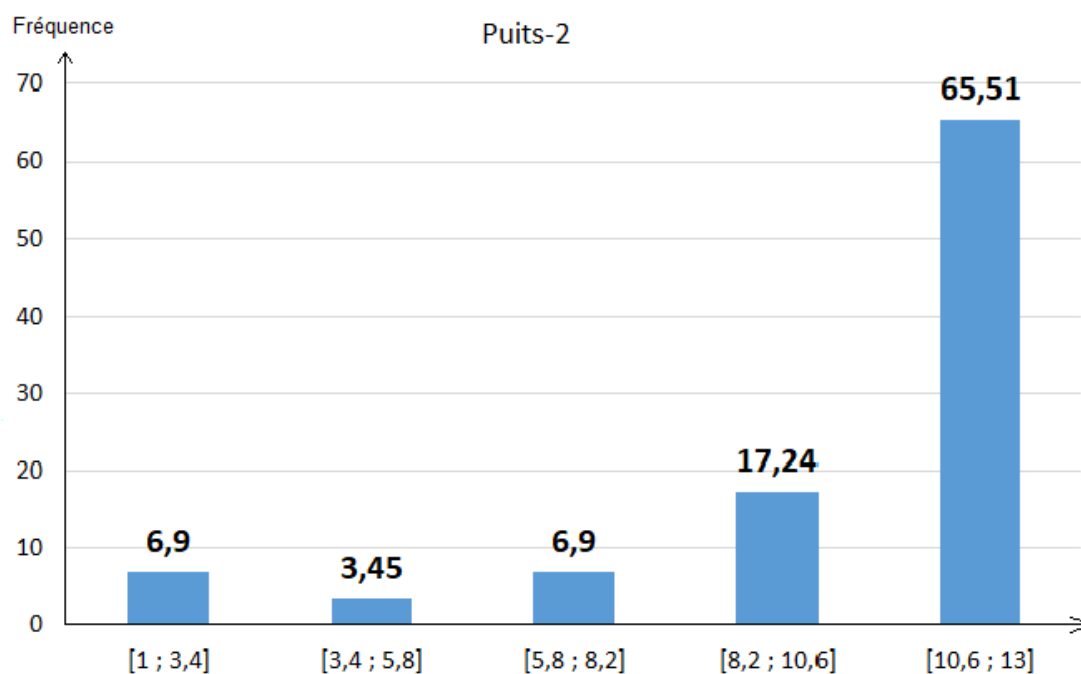


Figure 24 :Classes de la porosité effective au niveau du puits-2

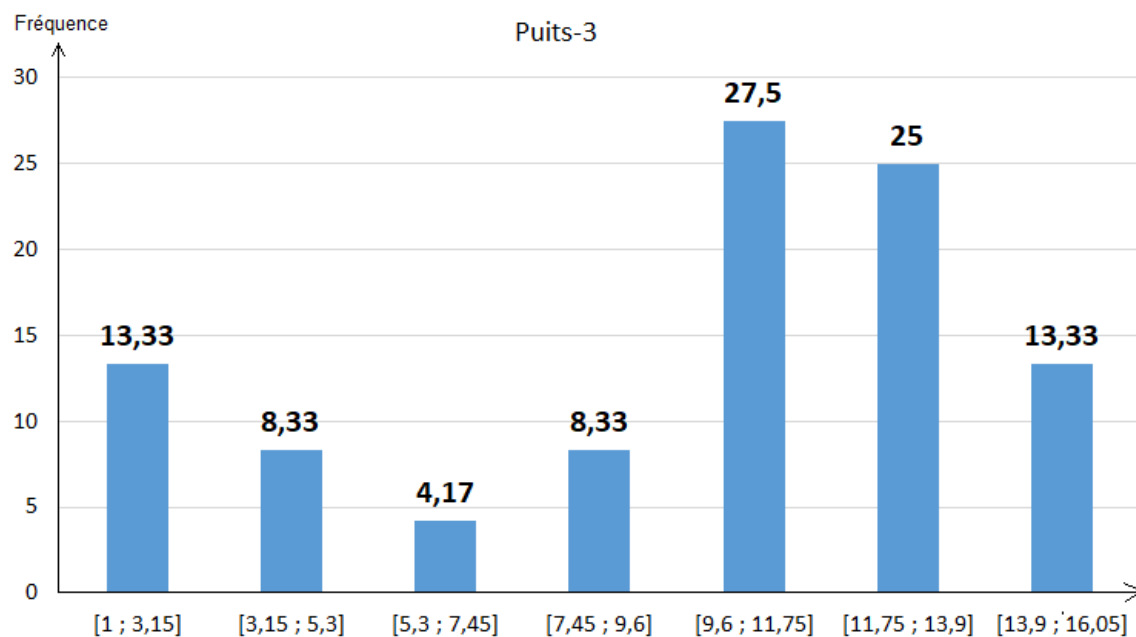


Figure 25 : Classes de la porosité effective au niveau du puits-3

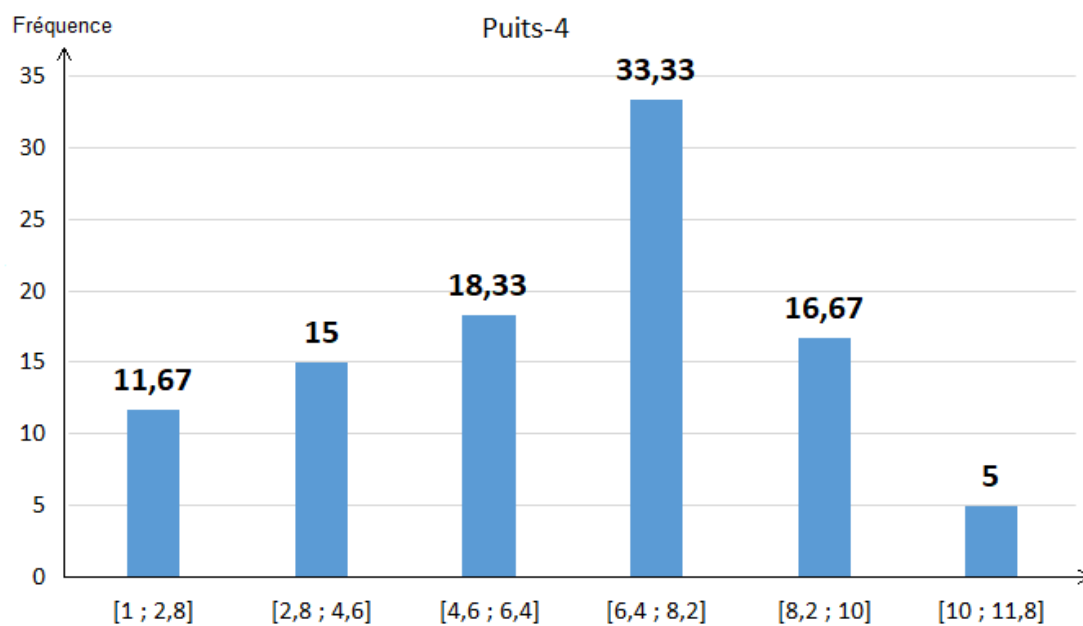


Figure 26 : Classes de la porosité effective au niveau du puits-4

5. Interprétation des cartes en iso valeur :

5.1. Les cartes géologiques :

5.1.1. La carte en iso-épaisseur :

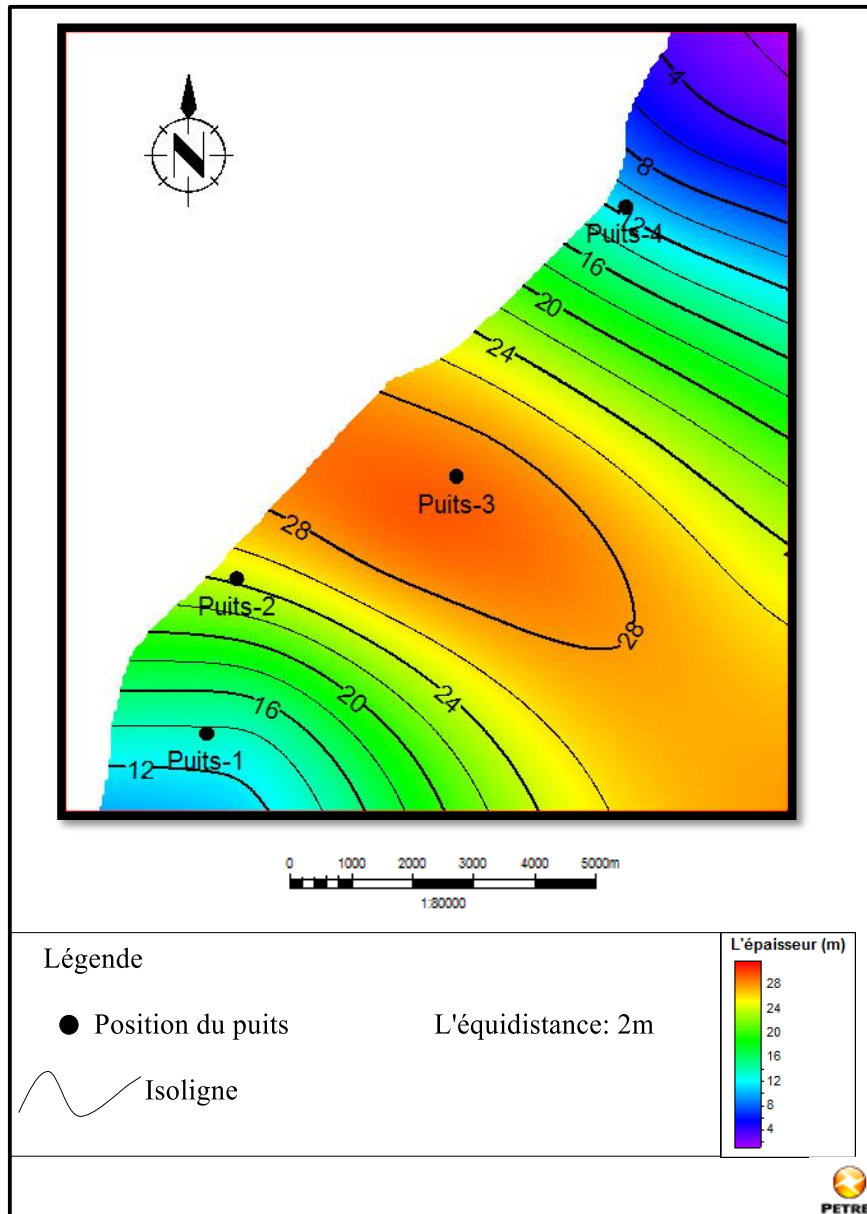


Figure 27 : La carte en iso-épaisseur du réservoir TAGI supérieur.

D'après cette carte, on remarque l'augmentation de l'épaisseur au centre du champ au niveau du puits-3 qui atteint 29.23 m. cette épaisseur diminue vers le Sud-Ouest et le Nord-Est, dont la valeur minimale est enregistrée au niveau du puits-4 qui est de 11.28m. Cette diminution d'épaisseur s'explique par l'érosion ou par taux de sédimentation moins par rapport au centre, ceci explique que le puits-3 a traversé le chenal et les puits 1 et 3 sont implanté au niveau de la plaine d'inondation.

5.1.2. La carte en iso-épaisseur utile :

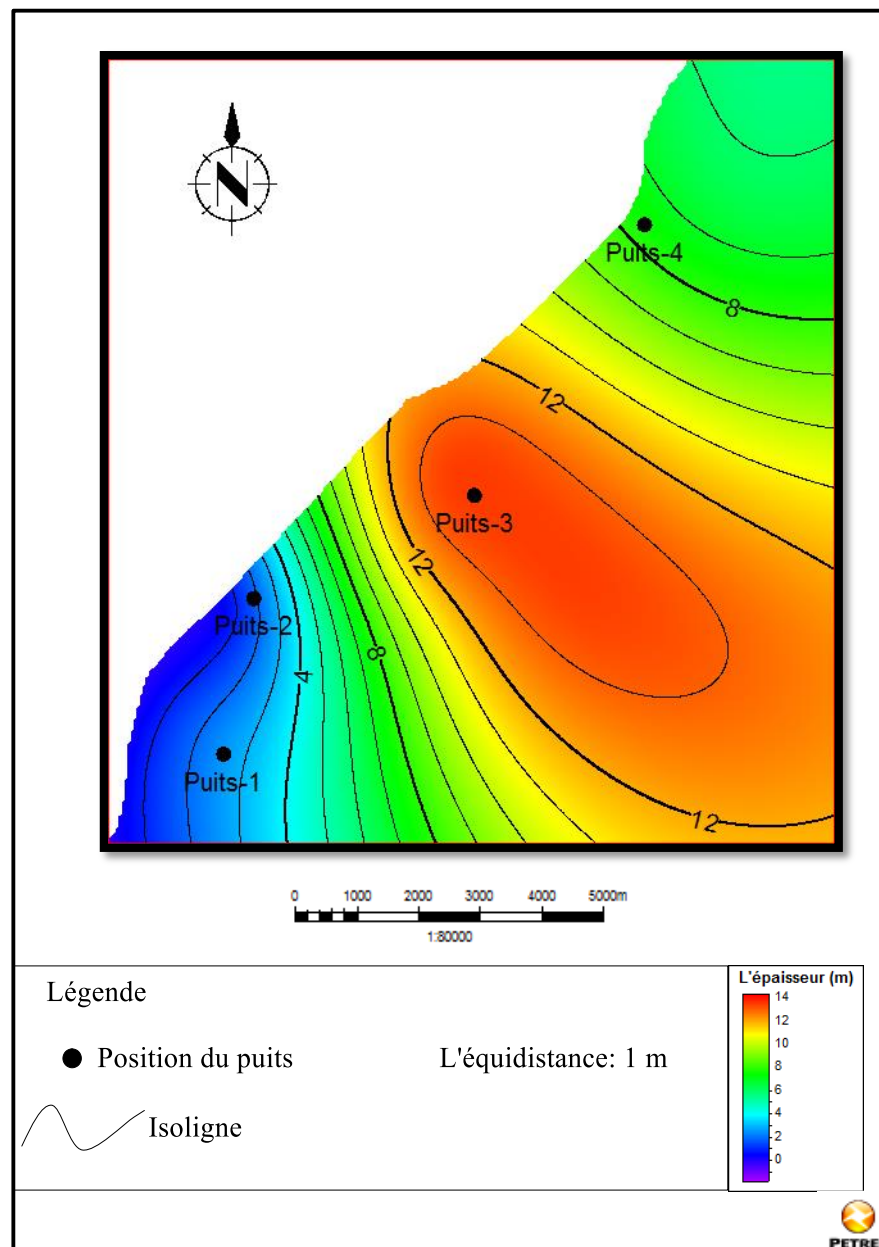


Figure 28 : La carte en iso-épaisseur utile du réservoir TAGI supérieur.

D'après cette carte on remarque que l'épaisseur utile augmente vers le centre du gisement où elle prend sa valeur maximale 13.75 m au niveau du puits-3, puis elle diminue vers le Nord-Est et vers le Sud-Ouest où sa valeur minimale est 1.85 m au niveau du puits-2.

5.2. Les cartes pétrophysiques :

5.2.1. La carte en iso-volume d'argile :

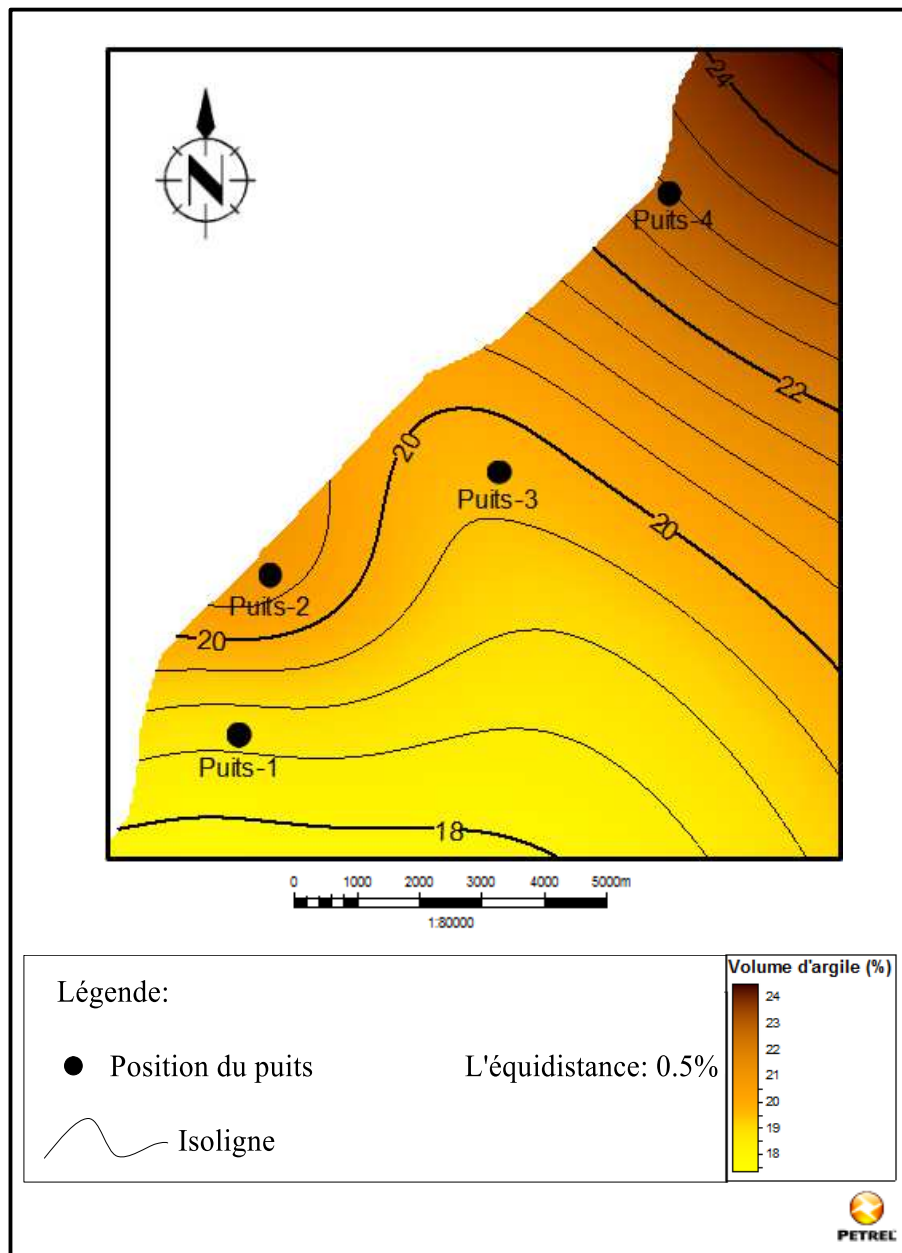


Figure 29 : La carte en iso-volume d'argile du réservoir TAGI supérieur.

D'après la carte en iso volume d'argile on remarque que le taux d'argile est élevé vers le Nord-Est et diminue vers le Sud-Ouest, où la valeur minimale est atteinte 18.63 % au puits-1, et il augmente vers le nord et touche sa valeur maximale 23.02% au niveau du puits-4.

L'élévation de volume d'argile dans la partie Nord-Est est causée par le dépôt de plaine d'inondation.

5.2.2. La carte en iso-porosité effective :

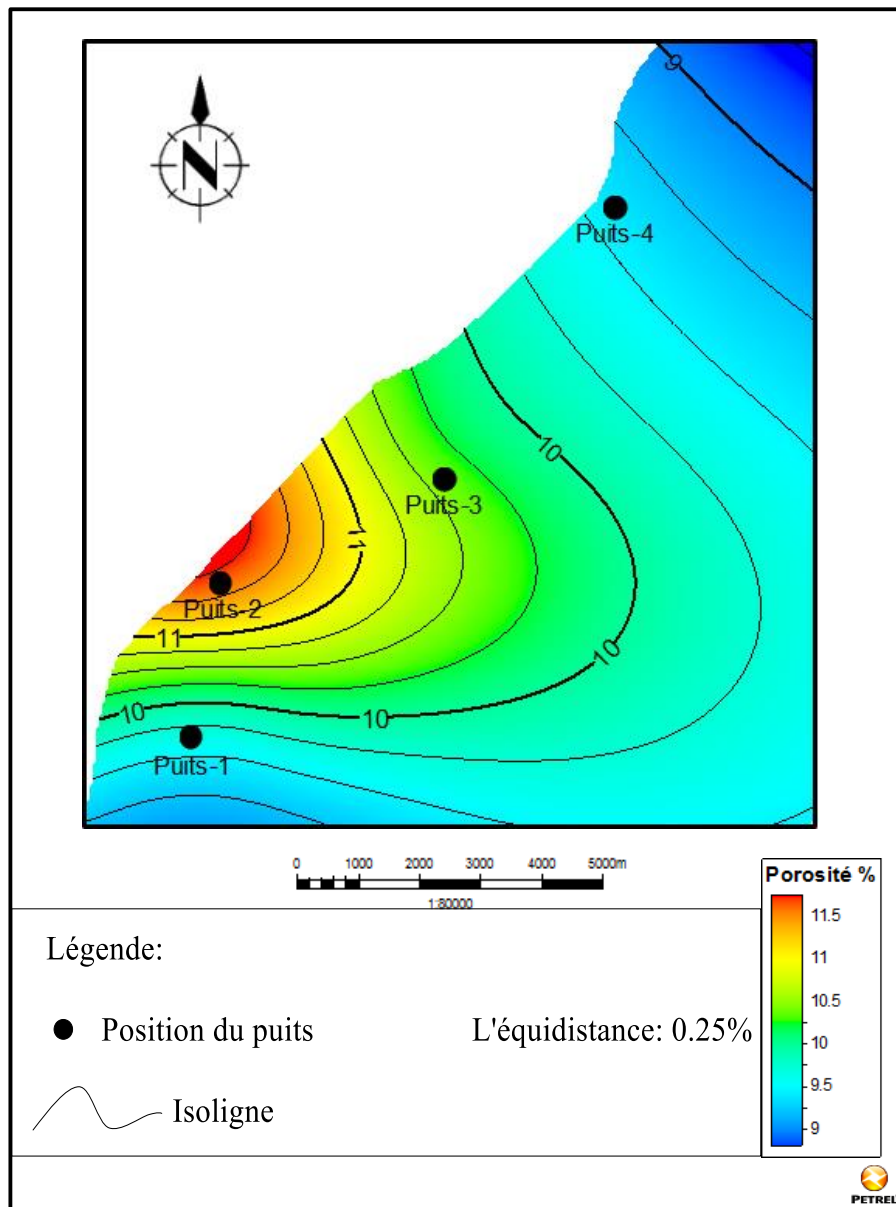


Figure 30 : La carte en iso-Porosité effective du réservoir TAGI supérieur.

La valeur maximale de la porosité effective est enregistrée dans la partie centrale du gisement au niveau du puits-2 avec une valeur de 11.64 % et au puits-3 d'une valeur de 10.41%. Et elle se réduit vers le Sud-Ouest au niveau du puits-1 et au Nord-Est au niveau du puits-2.

D'après la carte en iso-volume d'argile, on peut expliquer la diminution de porosité par l'augmentation de volume d'argile dans la partie Sud-Ouest. L'augmentation de la porosité dans la partie centrale par un taux argileux faible.

Dans la partie Nord-Est la diminution probablement due à la compaction des grès.

5.3.2. La carte en iso Net/Gross :

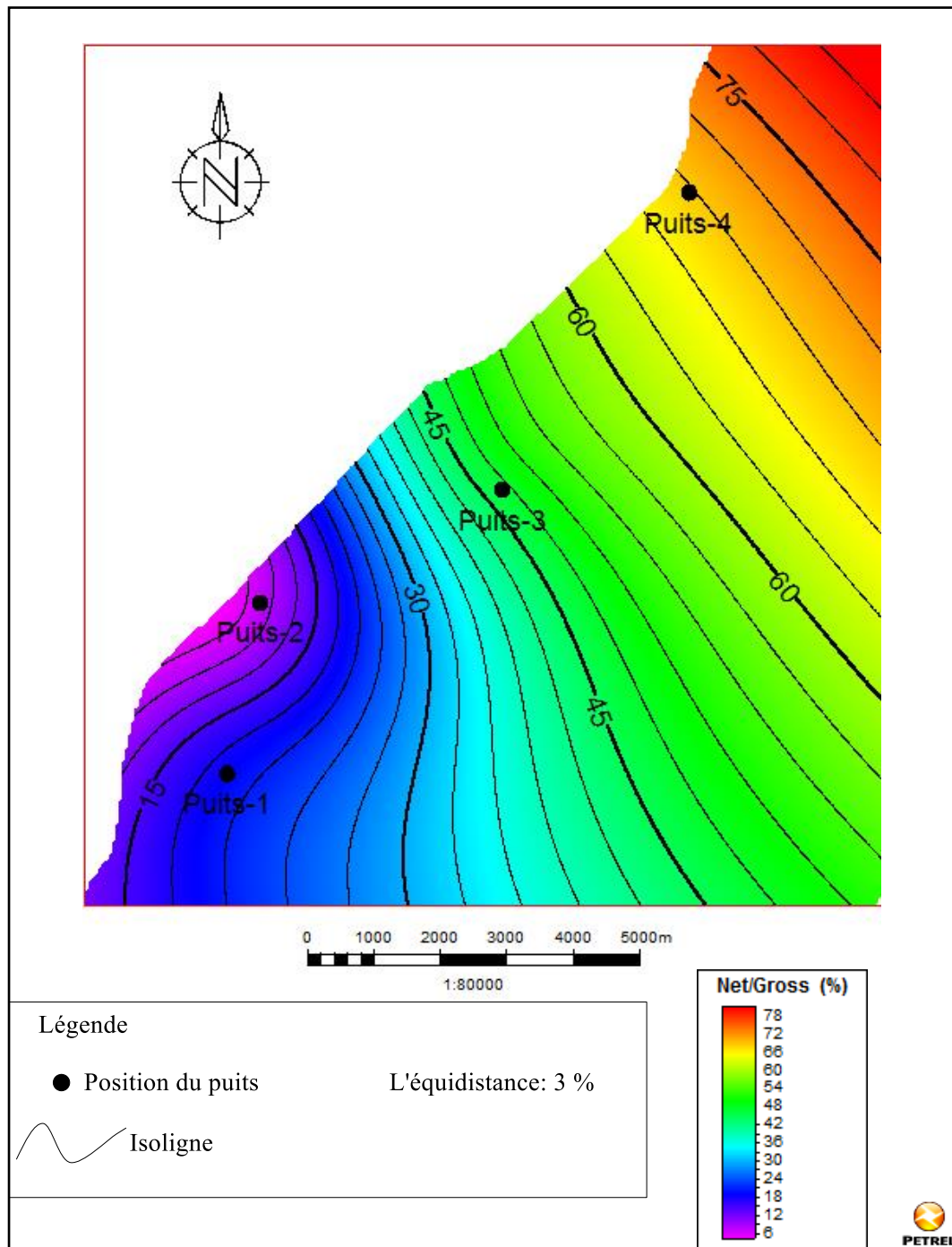


Figure 31 : la carte en iso Net/Gross du réservoir TAGI supérieur.

D'après cette carte, on remarque les valeurs de Net/Gross augmentent vers le Nord-Est, ceci explique les dépôts argileux sont poindre dans cette partie, la valeur minimale 7.6% est trouvée au niveau du puits-2 montre qu'il un grand banc argileux comme il est illustré dans la figure 22

5.2.4. La carte en iso saturation en eau :

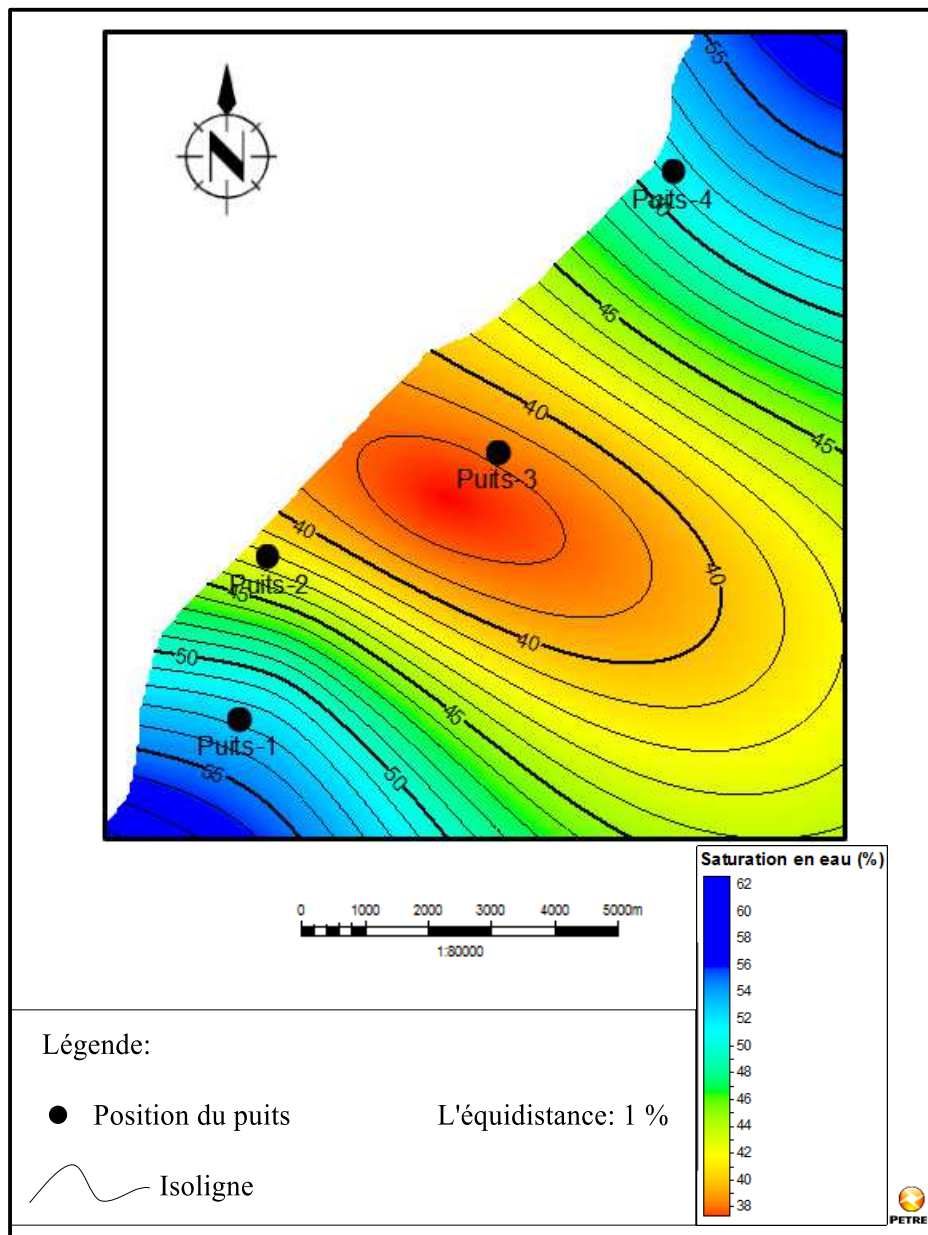


Figure 32 : La carte en iso-Saturation en eau du réservoir TAGI supérieur.

D'après cette carte on remarque que la saturation de ce réservoir est moyenne, elle augmente vers le nord-est et vers le sud-ouest où la valeur maximale enregistrée est 52% au niveau du puits-1. Elle diminue vers le centre du gisement, est atteinte une valeur minimale de 38% au niveau du puits-3.

6. Conclusion :

D'après l'analyse statistique de la porosité effective, on déduit que

- Il y a deux type de porosité au niveau des 2 et 3, et un seul type de porosité au niveau des puits 1 et 4.

D'après le cartes en iso-épaisseur, on remarque que :

- Le puits-3 a traversé le chenal et les puits 1 et 4 sont implantés au niveau de la plaine d'inondation.

D'après les carte pétrophysique, on conclue que :

- Les meilleures valeurs de la porosité et saturation en huile sont enregistrées au niveau des puits 2 et 3.
- Le volume d'argile diminue vers le Sud-Ouest et augmente vers le Nord-Est.

Chapitre IV :

Modélisation

1. Introduction :

Nous allons essayer ici de modéliser les données utilisées dans le troisième chapitre. Une telle démarche est devenue actuellement l'ossature de la recherche pétrolière pour bien comprendre le fonctionnement du réservoir à hydrocarbures.

1.1. Définition de la modélisation

La modélisation a pour but de proposer un modèle géométrique et géologique à partir des données in situ de terrain.

Le modèle géologique (statique) d'un réservoir pétrolier se construit à l'aide des données disponibles (diagraphiques, structurales et autres). Il sert comme une base de données pour le modèle dynamique (utilisé pour la simulation du réservoir) pouvant être mise à jour chaque fois que de nouvelles informations devenaient disponibles. Il s'agit donc d'un modèle prédictif qui puisse être utilisé pour estimer les réserves et optimiser le développement du gisement.

En d'autre terme, la modélisation géologique « Geomodeling » est la création d'une représentation de sub-surface.

1.2. Différentes étapes de la modélisation :

Dans ce présent travail, l'enchaînement des différentes étapes développées pour la construction d'un modèle 3D du réservoir pétrolier TAGI supérieur du champ Zettah, sont réalisées par le logiciel Petrel. C'est un logiciel de géo-modélisation 3D développé par la société SCHLUMBERGER pour caractériser des réservoirs d'hydrocarbures.

2. Méthodologie de travail :

Pour réaliser le modèle géologique, il est nécessaire de suivre un Workflow.

Les données nécessaires pour réaliser ce modèle sont :

- **WellHead** : la position (x,y,z) et la profondeur totale de chaque puits.
- **WellTops** : ce sont les marqueurs stratigraphiques de chaque puits.
- **WellLogs** : ce sont les enregistrements diagraphiques disponibles.

Les étapes de la construction du modèle géologique statique sont les suivantes :

- Importation des données Log et carte sismique, polygone de faille
- Corrélation entre les puits et construction des cartes isobathe et isopaque.
- Modélisation structurale (Modèle de faille, la grille du pilier, la création des horizons, le découpage en drain).
- Modélisation des propriétés (Upscaling des paramètres, analyse de données, distribution des propriétés).

2.1. Chargement des données :

Cette étape consiste à l'importation des coordonnées des puits, des Logs et la carte sismique au toit de réservoir, les polygones de failles ainsi que les différents marqueurs stratigraphiques.

2.2. Modélisation structurale :

Cette étape est le pilier de la modélisation géologique, elle consiste à réaliser un maillage géologique par la détermination des plans de failles.

En terme simple, une grille 3D divise le modèle en cellule et aura un type de roche unique, une valeur de porosité, de saturation ...etc. On parle de propriétés cellulaires.

2.2.1. Création du modèle de failles

Cette étape nécessite la définition des plans de failles en 3D à partir de l'interprétation des failles en sismique 2D.

2.2.2. La grille de pilier (Pilar gridding) :

Très importante étape dans la réalisation du modèle géologique 3D, où en utilisant le plan de faille déjà achevé auparavant, on construit une grille composée de trois couches (Top, Mid et Bottom, skeleton) formant le squelette du modèle, susceptible de contenir les différents niveaux réservoirs du TAGI supérieur considérés dans cette étude.

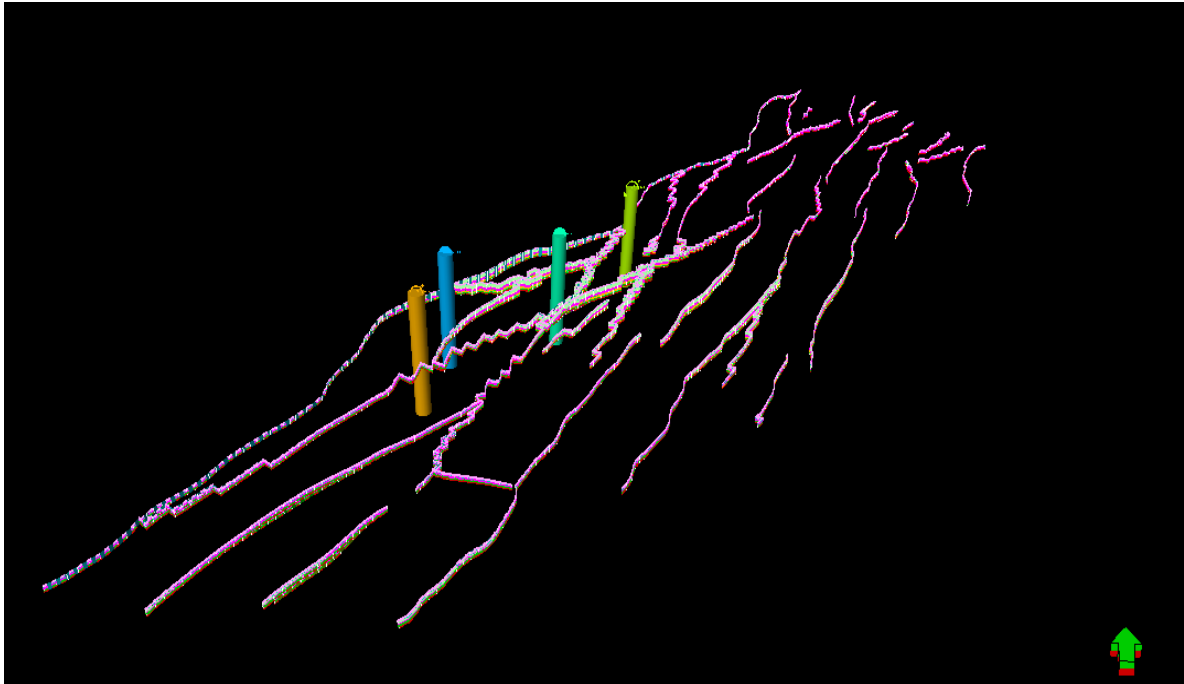


Figure 33 : Le modèle des failles en 3D

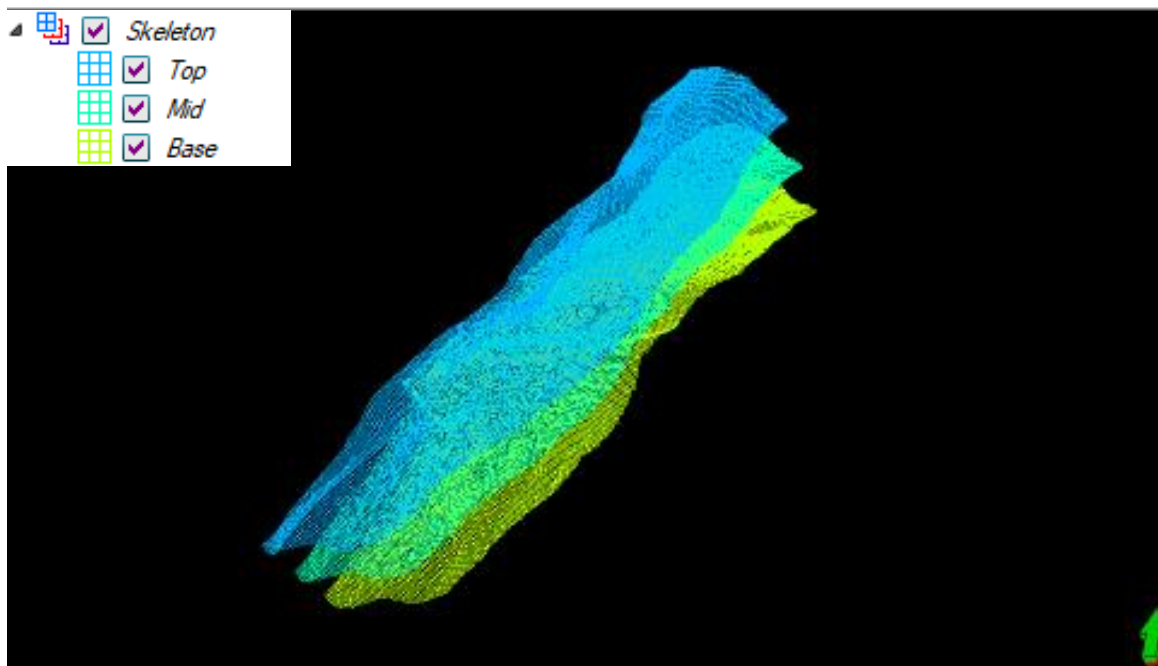


Figure 34 : La grille de paller

2.2.3. La modélisation des horizons (Make horizon) :

La carte en isobathe au niveau de la discordance hercynienne est générée à partir de carte sismique au toit du TAGI et la carte en isopaque de réservoir TAGI supérieur.

2.2.4. La création des zones (Make zone) :

Cette étape est le résultat de l'étape précédente (la modélisation des horizons), les zones sont générées à partir des corrélations diagrammiques entre les puits.

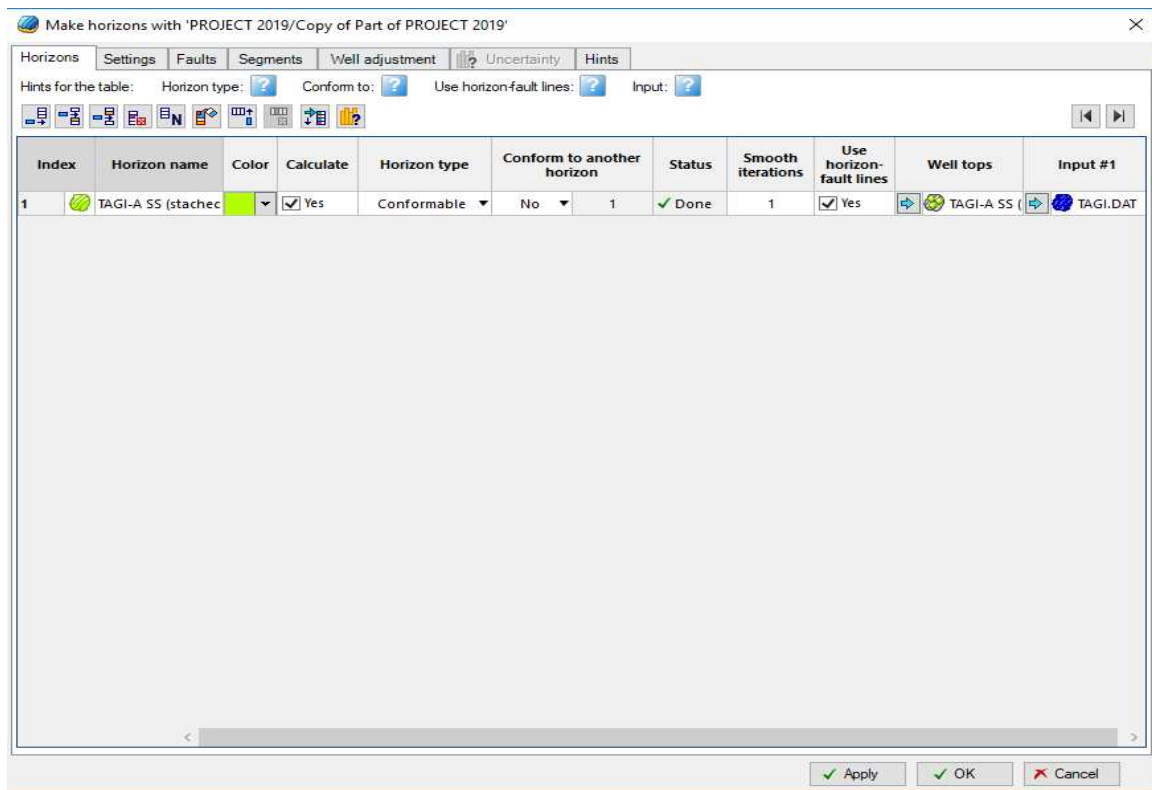


Figure 35 : Make horizon

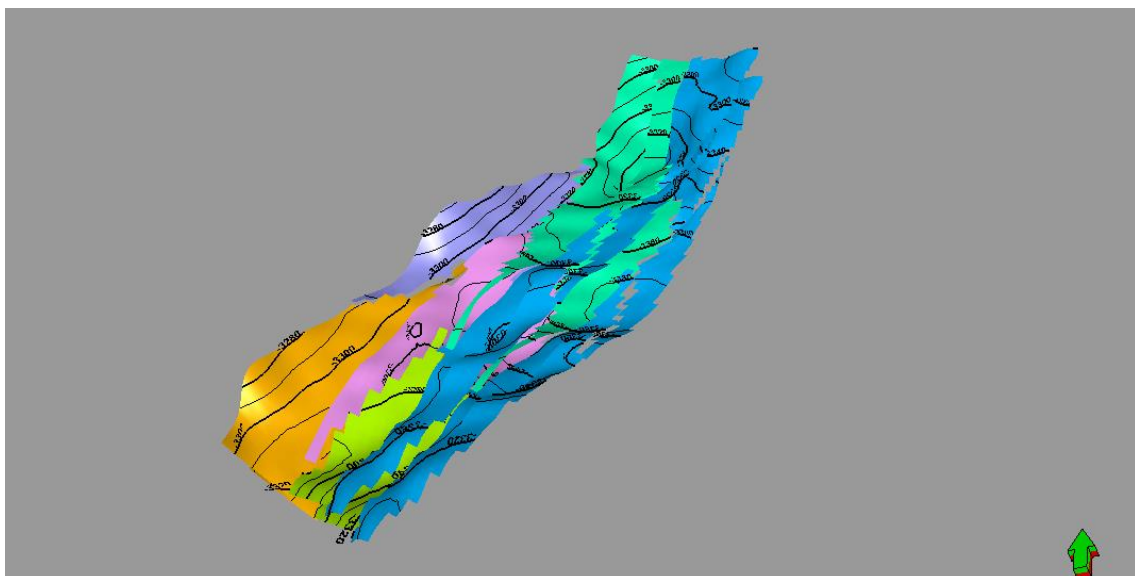


Figure 36 : le modèle des horizons

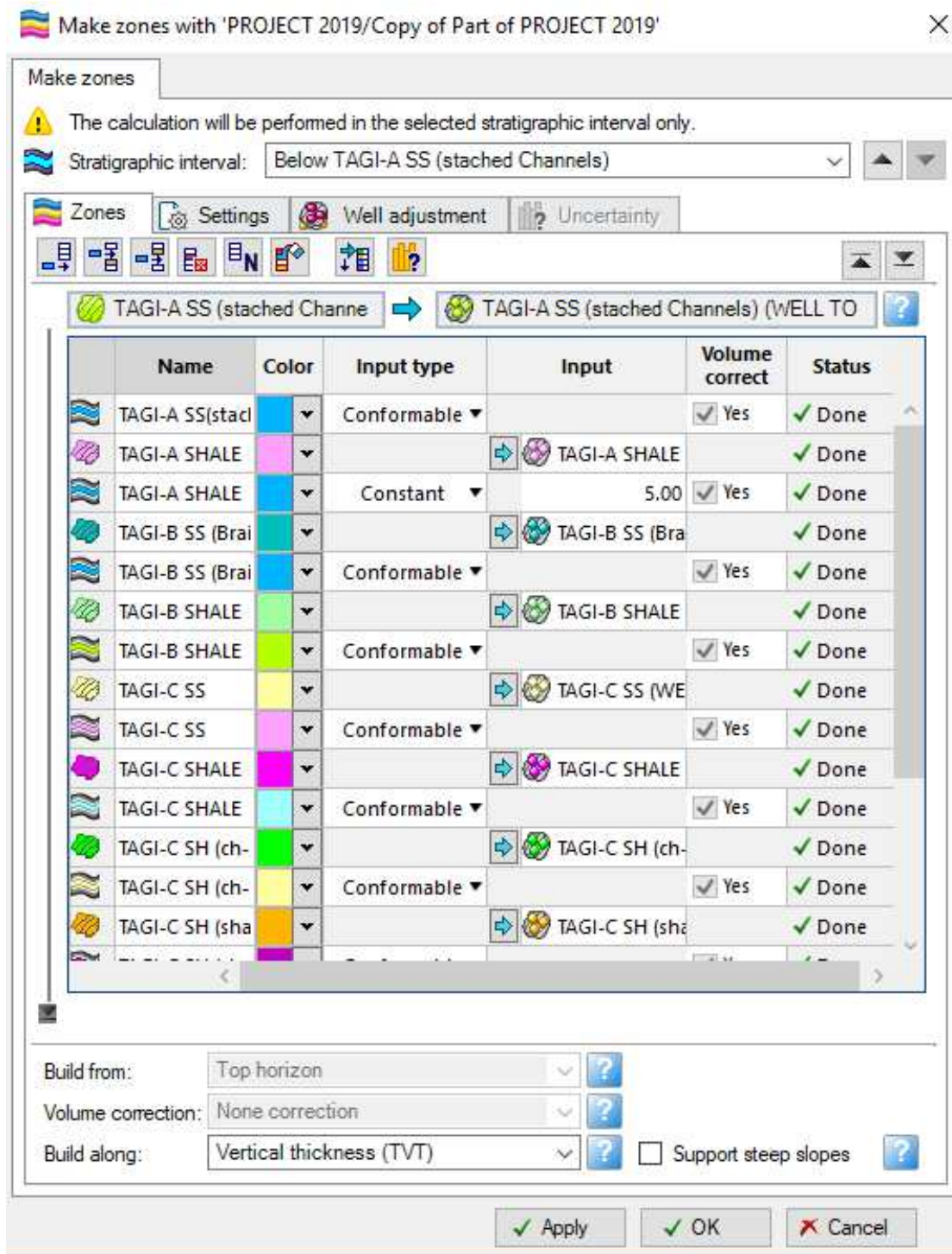


Figure 37 : Make zone

2.3. Modélisation des propriétés :

2.3.1. La moyenne des propriétés (Upscaling) :

Ce procès est nécessaire pour construire le modèle de faciès. Il sert à définir les cellules qui sont pénétrées par les puits et da calculer la moyenne de chaque propriété dans chaque cellule en utilisant :

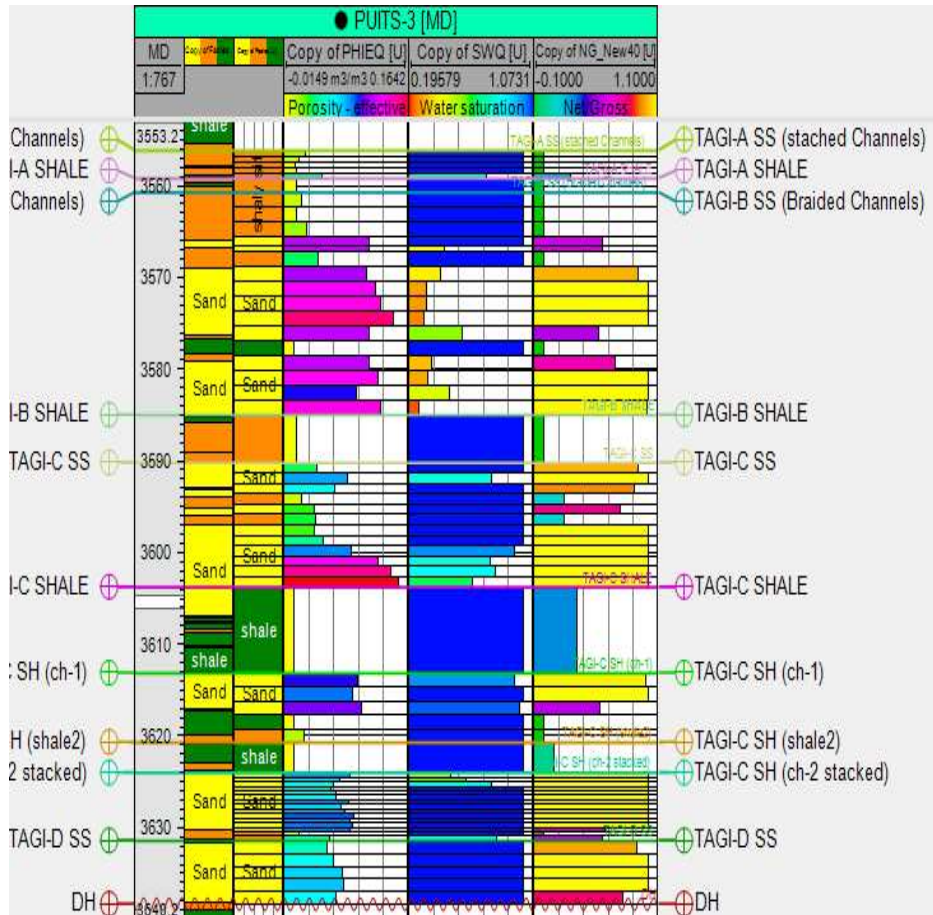


Figure 38 : Upscaling Moyenne des propriétés

- La moyenne arithmétique pour la porosité, la saturation et le volume d'argile.
- La proportion dominante (most off) pour la modélisation de faciès.

2.3.2. L'analyse des données :

Pour suivre la répartition des propriétés verticalement et horizontalement : des lois mathématiques et géostatistiques sont utilisées, et on réalise variogramme pour chaque paramètre.

2.3.3. La modélisation des faciès :

Nous avons utilisé les électrofaciès définis et interprétés dans le chapitre II (sédimentologie) pour construire le modèle de faciès. Les différents faciès reconnus dans ces trois unités sont :

Faciès I : Grès, Tous les lithofaciès gréseux, correspondant à des dépôts de remplissage de chenaux fluviatiles.

Faciès II : Silt-argileux, Tous les lithofaciès Silt-argileux et Argile-silteuse correspondant à des dépôts de levée et de plaine alluviale.

Faciès III : Argile, Tous les lithofaciès Argileux, représentés par les dépôts de plaine d'inondation et plaine alluviale.

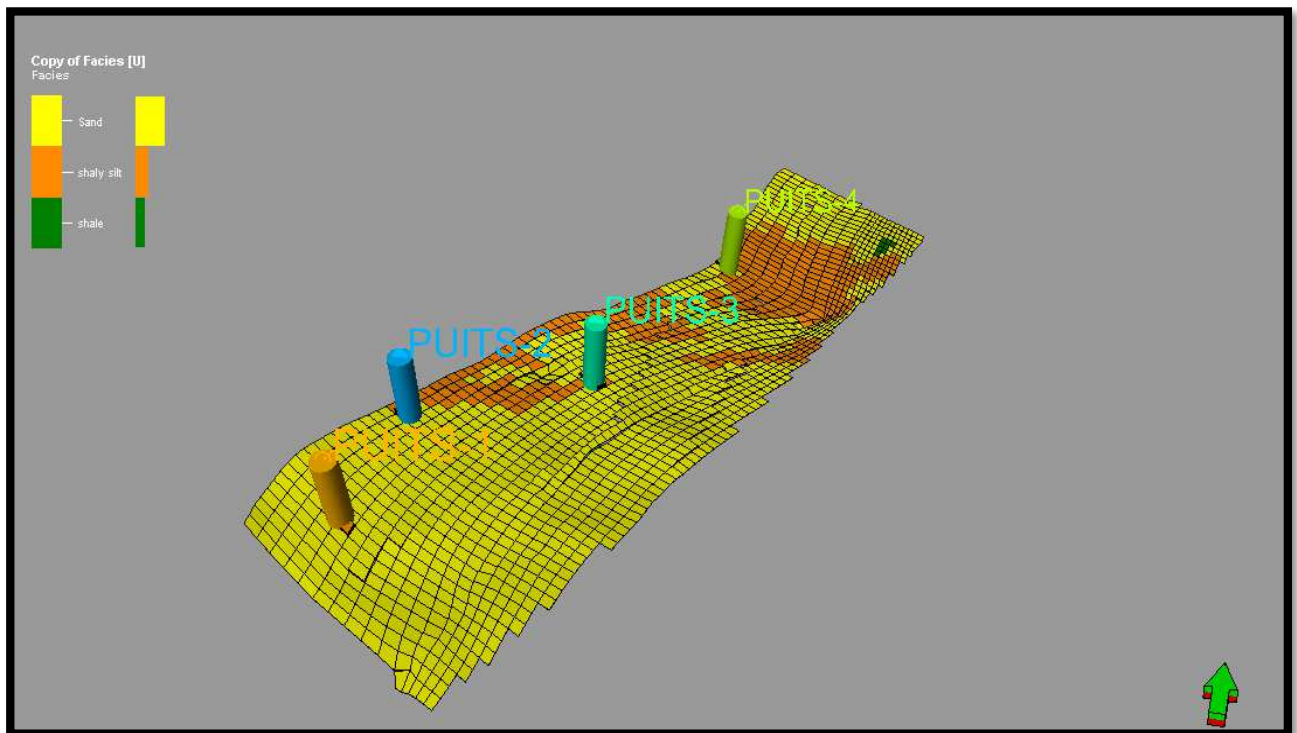
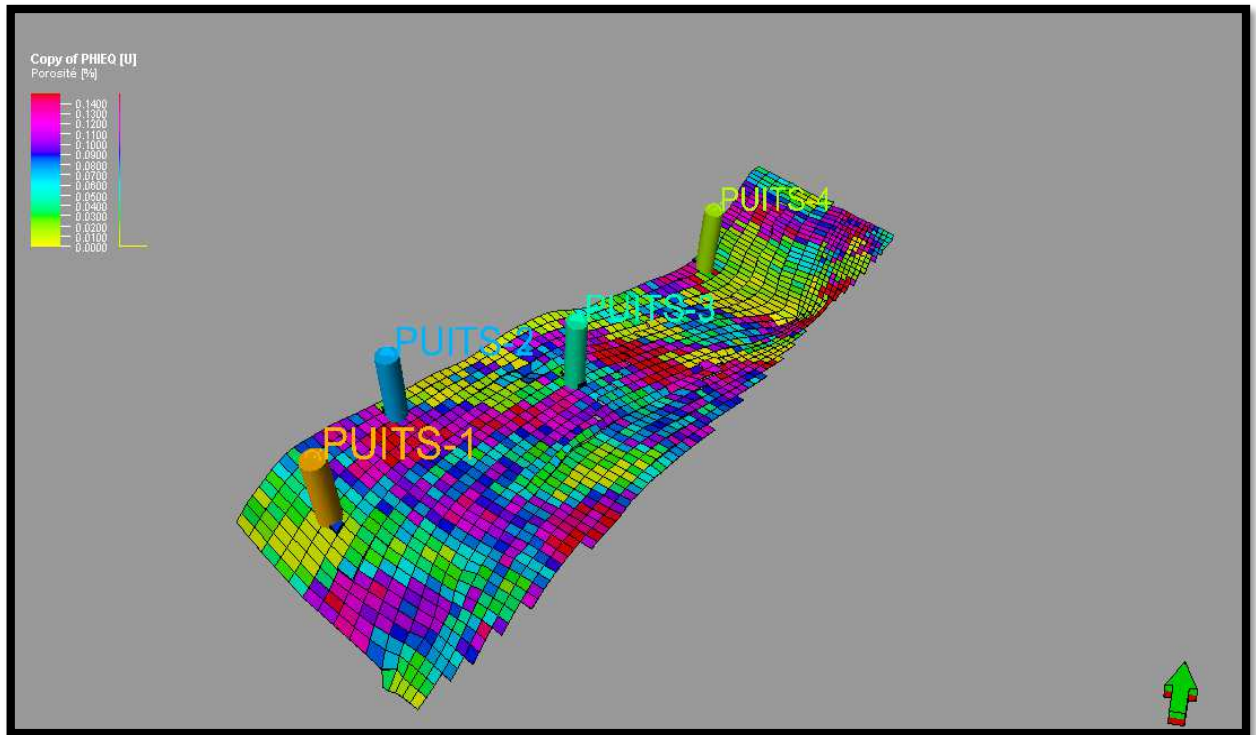


Figure 39 : Modèle de faciès

Le modèle de faciès montre la distribution spatiale des trois faciès (grès, silt argileux et argile), il montre que le réservoir est beaucoup plus gréseux avec une fraction de silt argileuse dans la partie Nord et Nord-Ouest. La fraction argileuse est présentée par une faible pourcentage dans la partie Nord.

2.3.4. La modélisation des paramètres pétrophysiques :

Afin de réaliser le modèle de chaque propriété qui caractérise le réservoir TAGI supérieur on utilise les données de l'interprétation pétrophysique et l'algorithme SGS (Séquentiel Gaussian simulation).

A. Le modèle en iso-porosité :**Figure 40 : Modèle en iso-porosité**

Le modèle en iso-porosité du réservoir TAGI supérieur montre en générale des valeurs moyennes qui varient entre 7% et 15% dans la partie centrale du réservoir, il montre aussi une diminution de porosité dans la partie Sud au niveau du Puits-1.

B. Le modèle en iso-volume d'argile :

Ce modèle montre un faibles volume d'argile dans le réservoir, les zone à teneur d'argile faible coïncident avec les zones qui ont des bonnes valeurs de porosité.

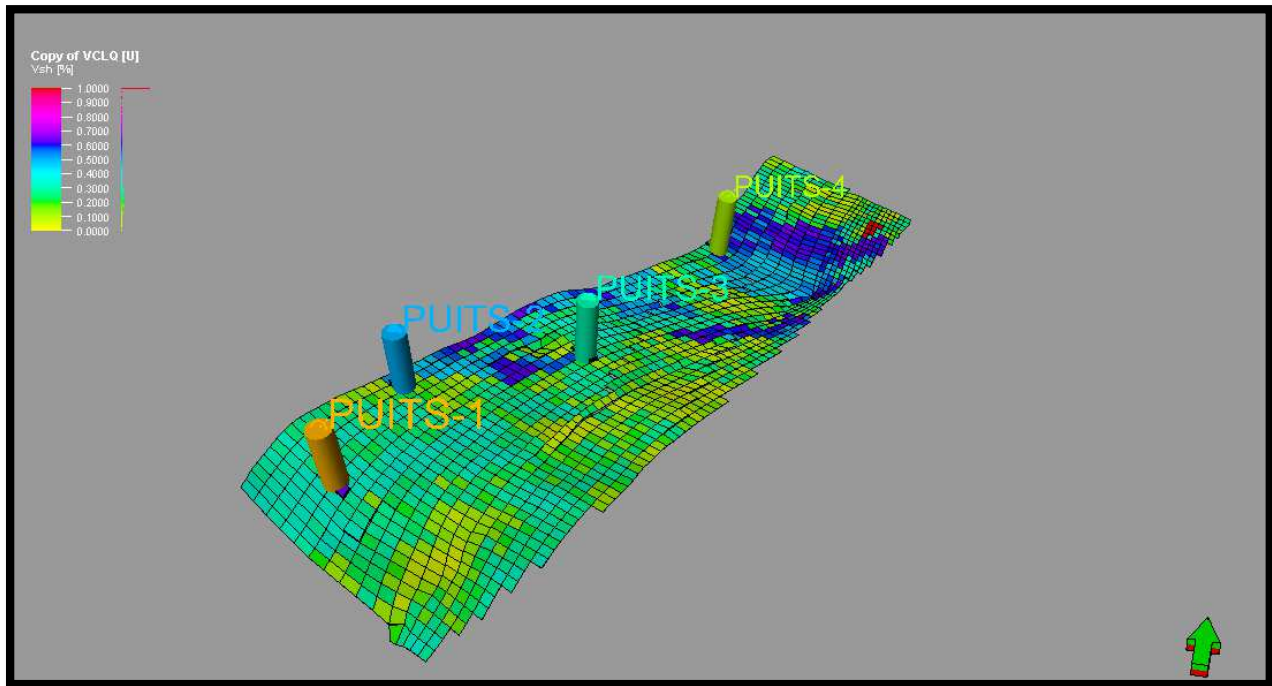


Figure 41 : Modèle en iso-volume d'argile.

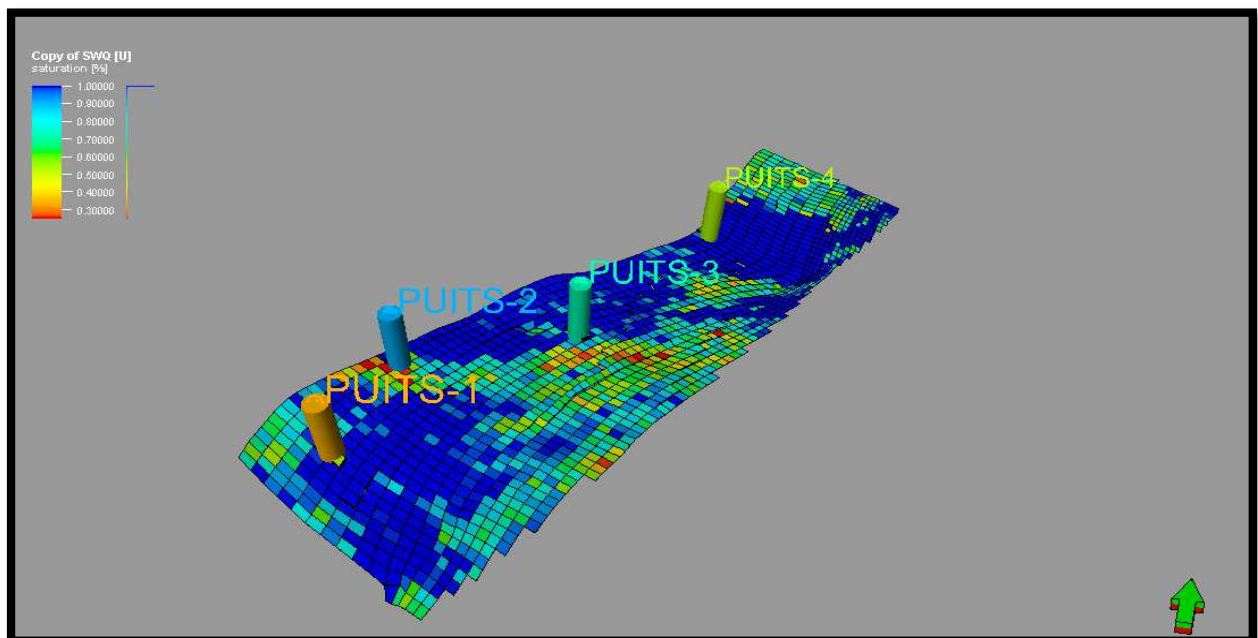


Figure 42 : Modèle en iso-saturation en eau

C. Le modèle en iso-saturation en eau :

Ce modèle montre que ce réservoir a des valeurs de saturation en eau très élevées sauf dans la partie centrale du gisement, les zones à valeurs élevées de porosité ont des teneurs important d'argile.

2.4. Interprétation de la coupe à partir du modèle géologique :

Après la réalisation du modèle géologique, une coupe est réalisée pour visualiser la variation des différentes propriétés dans l'espace et en profondeur caractérisant le réservoir TAGI supérieur. Les propriétés sont : le faciès, la porosité, le volume d'argile et la saturation.

La coupe réalisée est de direction NE-SO et passe par les quatre puits.

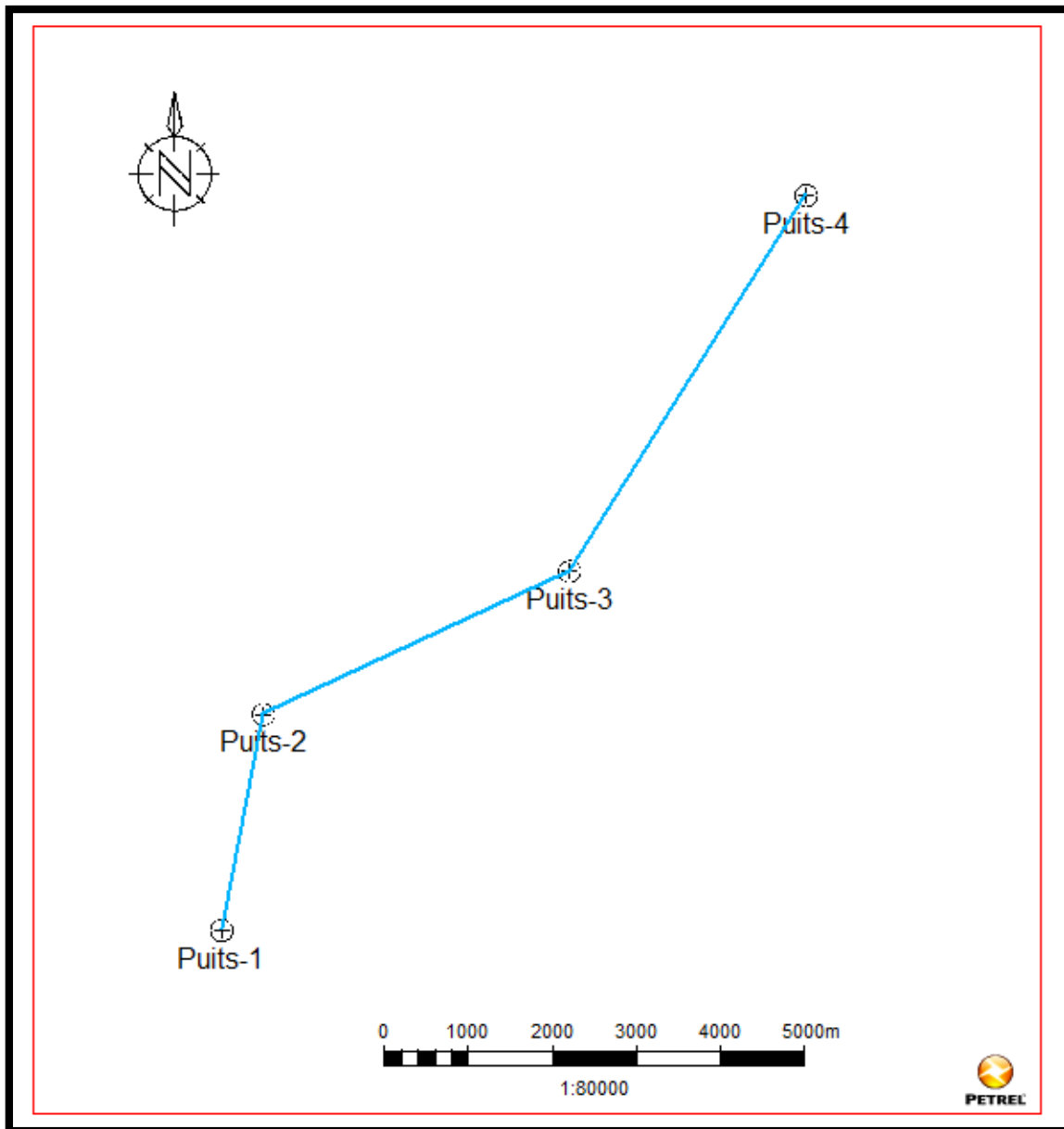


Figure 43 : Le profil géologique dans la région d'étude.

2.4.1. La coupe à travers le modèle de faciès :

Elle montre (Figure 44) l'existence d'une faille entre les puits 2 et 3 et cinq failles entre les puits 3 et 4, l'une a un rejet important par rapport aux autres, il y a une faille parmi celle n'a pas atteint le toit du réservoir TAGI supérieur, les trois autres failles n'ont pas un rejet important.

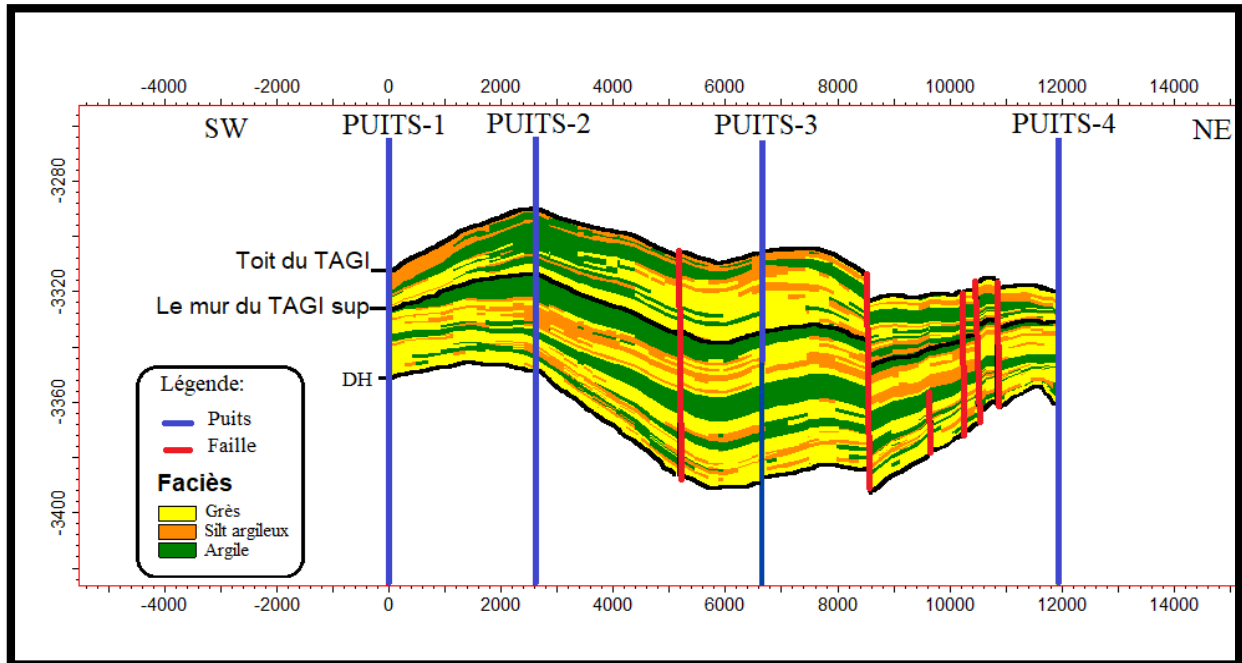


Figure 44 : Coupe transversale montrant les faciès du réservoir TAGI supérieur

Elle montre aussi que l'épaisseur est importante au niveau des puits 2 et 3 par rapport au puits 1 et 4.

Cette coupe illustre la distribution des trois faciès dans le réservoir, elle montre que les niveaux gréseux sont plus épais au niveau du Puits-3 par rapport aux autres puits.

2.4.2. La coupe à travers le modèle de porosité :

Cette coupe montre qu'il y a une zone de porosité moyenne au niveau du puits-3, cette zone devient moins épaisse en allant vers le puits-2. Les zones de bonne porosité sont représentées dans la figure 52 par des zones gréseuses et les zones à porosité faible par des zones argileuses (Figure 45).

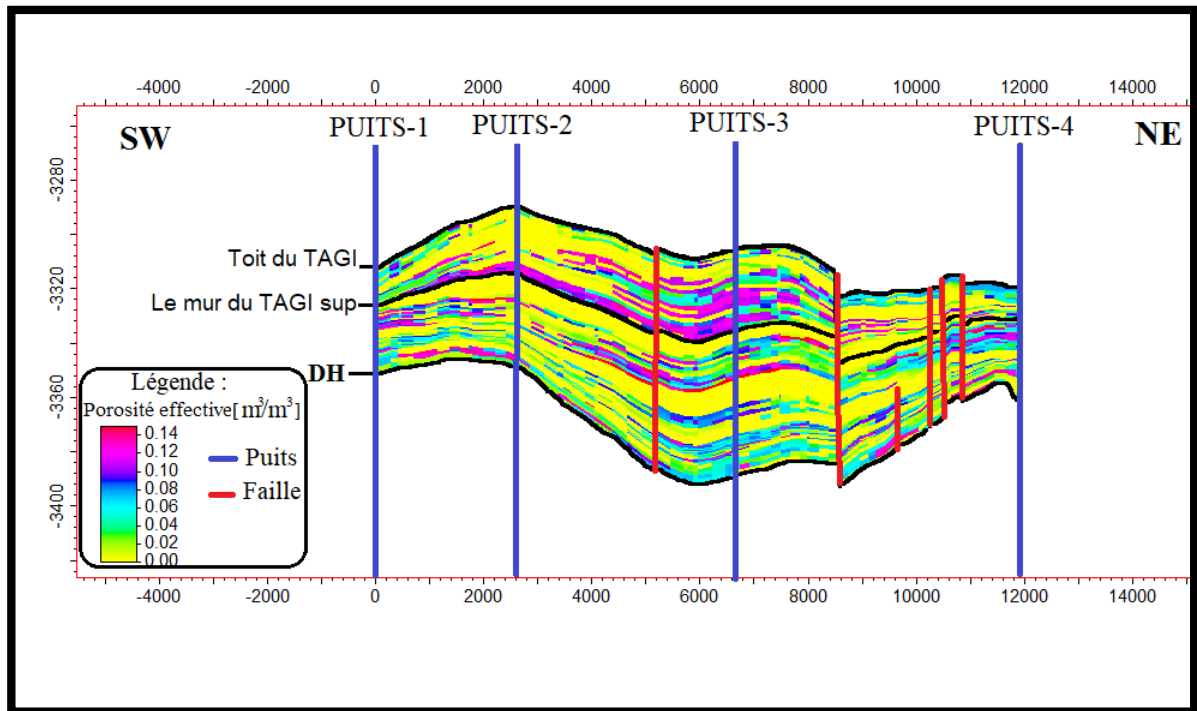


Figure 45 : La coupe à travers le modèle de porosité

2.4.3. La coupe à travers le modèle de Volume d'argile :

Cette coupe montre que le réservoir a un teneur faible d'argile au niveau puits-3 au niveau de puits-3 (Figure 46), cette zone coïncide avec la zone à porosité moyenne.

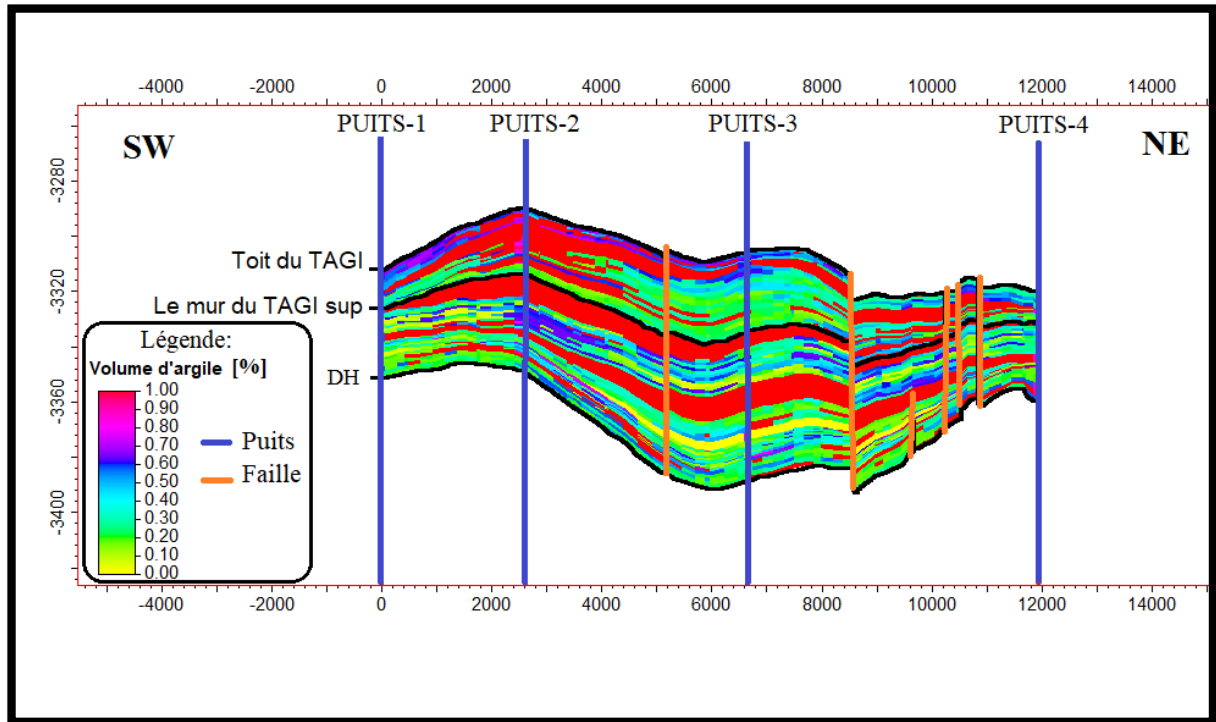


Figure 46 : La coupe à travers le modèle en iso-volume d'argile

2.4.4. La coupe à travers le modèle de saturation en eau :

Elle montre des zones au niveau du puits 2 et 3 de faible saturation en eau qui correspondent à des zones de faible volume d'argile et de saturation moyenne. Les puits 1 et 4 sont implantés au niveau de l'aquifère (Figure 47).

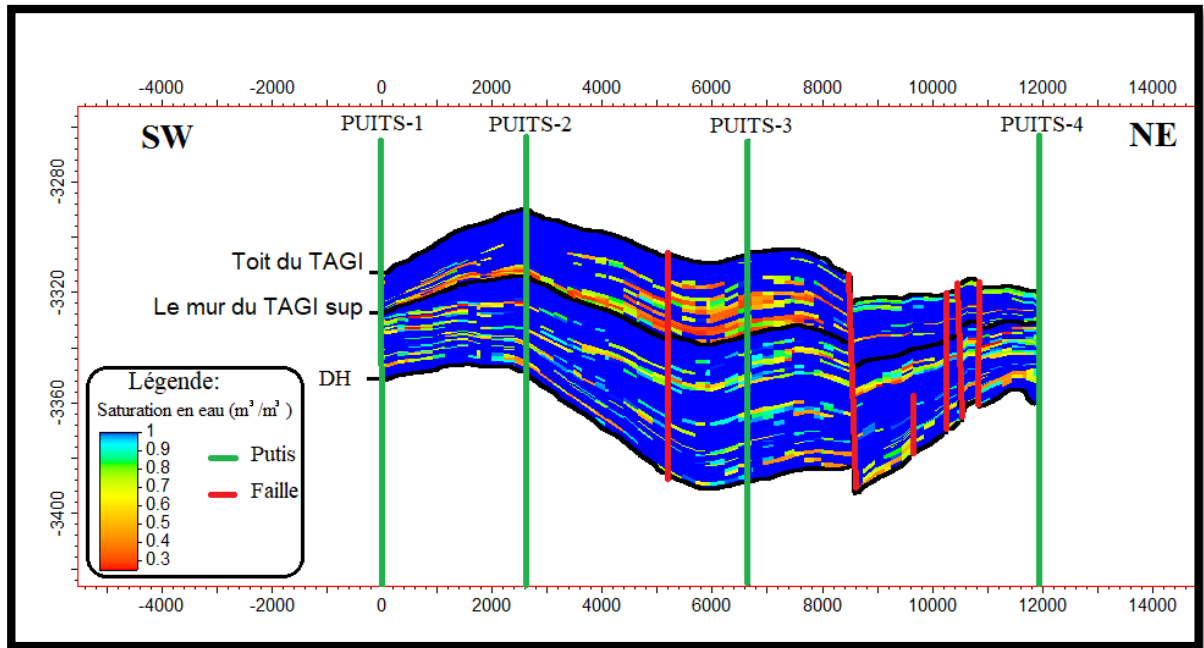


Figure 47 : La coupe à travers le modèle d'iso-saturation

3. Conclusion :

La modélisation des réservoirs à hydrocarbures a une importance primordiale pour l'établissement des plans de développement des gisements,

D'après les résultats de la modélisation et les différentes coupes réalisées, on constate que le réservoir TAGI supérieur d'une unité avec la présence de plusieurs failles de rejet différent donnant une compartimentation dans la région,

Ce travail nous a permis d'avoir une idée sur les caractéristiques du réservoir TAGI supérieur dans la région étudiée qui est un champ peu complexe, il nous a donné l'opportunité de se familiariser avec la modélisation 3D à l'aide du logiciel de Schlumberger « Petrel » qui nous a permis de visualiser mieux ce réservoir.

Chapitre V :

Calcul des
réserves

1. Estimation des réserves en place :

1.1 Généralités :

La connaissance du volume des hydrocarbures en place dans un gisement est fondamentale. Toute exploitation d'un champ est bien évidemment fonction directe des quantités d'huile et /ou de gaz contenus dans les roches réservoirs. Après avoir été longtemps appelés « réserves en place », ces volumes d'hydrocarbures sont plus communément nommés de nos jours :

- Quantités en place,
- Volume de fluide en place : huile et de gaz en place,
- Accumulations

Le terme de réserve en place laisse en effet une possibilité de confusion avec le terme de « réserves » employé par les Anglo-Saxons notamment, et qui signifie « réserves récupérables », c'est à dire les quantités d'huile et/ ou de gaz qui seront produites pendant l'exploitation du gisement. Cette dernière notion est d'ailleurs plus difficile à préciser parce qu'elle dépend des conditions techniques et économiques de l'exploitation.

1.2 Les différentes catégories de quantités en place :

Les quantités en place sont classées selon différents critères variables dans le temps, fonction de la connaissance graduelle du gisement obtenue à partir essentiellement des puits forés, ainsi que des études géophysiques et géologiques complémentaires.

Lorsqu'un gisement a été découvert, un premier calcul rapide est fait pour estimer l'ordre de grandeur du volume d'hydrocarbures en place. Les données étant peu nombreuses à partir d'un seul forage, elles ne pourront fournir qu'une première évaluation très grossière. Cette estimation sera reprise lorsque tous les résultats faisant suite à la découverte auront été analysés : interprétation fine des diagraphies, des mesures pétrophysiques, analyse PVT, interprétation géophysique et éventuellement géologique.

La première et/ ou la deuxième estimation vont permettre la prise en décision de forer un ou plusieurs autres puits d'extension, lesquels auront pour premier but de préciser la connaissance générale du gisement et ensuite de participer si possible à la production.

Faisant suite à ces nouveaux forages, la nouvelle estimation des quantités en place sera beaucoup moins grossière, son appréciation ainsi d'ailleurs que celle des caractéristiques pétrophysiques et des fluides et notamment la position des interfaces étant nettement améliorée.

Enfin, le développement du gisement commencé, chaque nouveau puits apportera sa récolte d'informations nouvelles qui viendront s'intégrer à l'image du gisement et préciser l'estimation déjà faite des quantités en place. Ainsi, en réalité, ces évaluations se font de façon plus ou moins continue tout au long de la vie du gisement sous forme de correction et l'estimation des accumulations ne sera vraiment précisée qu'à la fin de la phase de développement du champ.

Les différentes catégories de quantités en place sont schématisées par les notions de fluide « prouvés », « probables » et « possibles » pour un niveau ou un gisement. Ces appellations sont utilisées de façon générale par les sociétés européennes et américaines. Il faut préciser qu'à l'échelle d'un bassin, ces notions peuvent être différentes : notion d'accumulations espérées à partir de réservoirs aujourd'hui inconnus.

Ces trois catégories sont :

- **Quantités en place prouvées** : considérées comme certaines zones traversées par des puits notamment.
- **Quantités en place probables** : les données structurales, des interprétations des diagraphies et de pression permettent de considérer des zones comme imprégnées, mais sans certitude complète.
- **Quantités en place possibles** : le manque de connaissances sur les interfaces fluides ou extension du faciès dans certaines zones laisse planer une grande incertitude, mais la présence de roches saturées en hydrocarbures n'est pas exclue.

Les forages supplémentaires vont affiner l'image du réservoir, préciser le (ou les) interface (s) et les valeurs des quantités en place prouvées vont se rapprocher au fur et à mesure des quantités réelles.

1.3 Calcul volumétriques des quantités en place :

Il existe deux groupes de méthodes très différentes pour évaluer les quantités d'hydrocarbures dans les réservoirs :

- ♣ Les méthodes volumétriques, dont il sera question dans ce mémoire
- ♣ Les méthodes dynamiques (Bilan Matière et les modèles), ces dernières méthodes ne sont applicables que lorsque le gisement a déjà produit depuis un certain temps (1 à 2 ans minimum) et elles servent à contrôler les valeurs obtenues par les méthodes volumétriques.

1.1.1. Principe des méthodes volumétriques :

L'évaluation des accumulations est rendue délicate par la complexité du milieu poreux : incertitude sur la forme exacte du gisement et, en général, faible échantillonnage pour les données pétrophysiques (porosité, saturation) ; généralement, quelques forages pour des surfaces de dizaines de kilomètres carrés.

La difficulté réside donc dans la détermination des paramètres caractérisant le volume d'hydrocarbures en place plutôt que dans le calcul de ce volume, lequel se réduit aux opérations simples ci-après :

$$Volume(CF) = V_R \cdot \frac{h_u}{h_t} \cdot \phi \cdot (1 - S_{wi})$$

$V(CF)$: volume de fluide dans les conditions de fond

V_R : volume de roche imprégnée

h_u : la hauteur utile

h_t : la hauteur totale

ϕ : la porosité

S_{wi} : saturation en eau initiale

$$Volume(CS) = \frac{\text{volume condition fond}}{FVF}$$

V(CS) : volume de fluide dans les conditions standards

Soit par exemple pour le gaz :

$$G = V_R \cdot \frac{h_u}{h_t} \cdot \phi \cdot (1 - S_{wi}) \times \frac{1}{Bg}$$

En pratique on indique les quantités en place N (huile) en 10^6 m^3 et G (gaz) en 10^9 m^3 , ces quantités étant exprimées en conditions standards. On ramène ces quantités en conditions « surface » de façon à pouvoir leur comparer aisément des productions cumulées d'hydrocarbures.

1.1.2. Calcul du volume de roche imprégnée V_R :

Il existe deux méthodes pour calculer le volume de roche imprégnée V_R :

1.3.1.1 Calcul du volume de roche à partir des isobathes : (méthode par cubature ou surface-profondeur)

Les études géologiques et géophysiques fournissent des cartes isobathes, en général au toit et au mur de réservoir. Le planimétrage de ces deux cartes va permettre le calcul du volume de roche.

En effet, si l'on porte sur un diagramme profondeur-surface les surfaces planimétrées des isobathes du toit et du mur, ainsi que l'interface H/E par exemple, un deuxième planimétrage de l'aire sous-tendue entre les deux courbes va représenter le volume de roche imprégnée.

$$V_R = \int_{Z_E}^{Z_t} S(\text{toit}).dz - \int_{Z_E}^{Z_m} S(\text{mur}).dz$$

1.3.1.2 Méthode de calcul rapide :

Lorsque la structure est mal connue à l'époque du puits de découverte, il est parfois suffisant de faire une estimation rapide pour obtenir un ordre de grandeur. Dans ce cas, on n'utilisera pas la méthode par cubature et l'on se contentera d'assimiler la structure à une calotte sphérique ou à une forme trapézoïdale.

1.1.3. Calcul du volume des fluides à partir des isopaques :

Ce calcul s'effectue plus tardivement, lorsqu'un nombre minimal de puits a été foré. Le jeu de deux cartes isobathes au toit et au mur du réservoir nous fournit une carte isopaque de celui-ci. Connaissant les porosités pour chaque puits, nous dressons une carte des porosités. On combinant les deux cartes, on obtient une cartes des « iso-h ϕ ».

Le planimétrage des surfaces S situe entre chaque courbe permet le calcul du volume poreux :

$$V_p = S \cdot h_u \cdot \phi$$

$$V_p = \sum_{i=1}^n V_{pi}$$

Cette méthode est plus fine dans le cas où les variations latérales d'épaisseur et de porosité sont importantes.

Pour calculer G, il faudra aussi déterminer les valeur moyenne de Bg et Swi (ou de Sw dans les zones de transition). On va ainsi dresser des cartes « iso-gaz ». Ces cartes sont faites dès que le nombre de puits le permet (4, 5, 6 par exemple).

2. Estimation des volumes en place

2.1 Méthodologie :

Le calcul des volumes en place dans la région d'étude est basé sur la méthode volumétrique, le logiciel Pétrel suit les étapes suivantes :

- Calculer le volume total de roche V_R (Bulk volume)
- **Calculer le volume des bancs gréseux $V_{grès}$ (Net volume)**

$$(V_{grès} = V_R \times \text{Net/Gross})$$
- **Calculer le volume des vides V_{pores} = le Net volume x Porosité**

$$(V_{pores} = V_{grès} \times \Phi)$$
- **Le volume d'huile = le volume des pores x la saturation en huile**

$$(V_{huile} = V_{pores} \times S_{huile})$$
- **Le volume d'huile en place = le volume d'huile/ B_o ($1/B_o$: le facteur volumétrique)**

$$(V_{huile \text{ en place}} = V_{huile} / B_o)$$

Le B_o utilisé dans notre calcul est 1,9.

1.1 Résultats du calcul :

Tableau 4 : les volumes calculés du réservoir TAGI supérieur basé sur la modélisation.

Réservoir	Volume rocheux totale Bulk volume (10^6 m^3)	Volume des pores Pore volume (10^6 m^3)	Réserves en place (10^6 m^3)
TAGI supérieur	1371	41	8.63

Les volumes d'huile en place sont estimés à $8.63 \cdot 10^6 \text{ m}^3$ d'huile pour une superficie de 56.52 km^2 .
Il est à noter que notre réservoir, contient que l'huile et les quantités de gaz sont très réduite.

2. Conclusion :

Le calcul de tous les paramètres nous a permis d'évaluer les réserves d'huile en place du réservoir TAGI supérieur au niveau des quatre puits étudiés.

L'estimation des réserves en place de notre gisement relève 8.6300079 millions de m^3 d'huile, en conditions standards.

Ces résultats peuvent nous donner une approche des réserves en place. Ils peuvent également être corrigés au fur et à mesure que les informations s'ajoutent (forage d'autres puits, d'autres tests, d'autres opérations de diagraphe...).

Le réservoir étudié est prometteur pour de nouvelle implantation de puits. L'intérêt pétrolier de la région d'étude se résume sur la continuité des corps gréseux et la bonne répartition des paramètres pétro physiques.

Conclusion générale

Conclusion générale :

La caractérisation et la modélisation du réservoir TAGI supérieur dans la région de Zettah nous a permis de faire les conclusions suivantes :

- Le milieu de dépôt du Trias Argileux Gréseux Inférieur est un milieu fluviatile
- Du point de vue séquence stratigraphique, le réservoir TAGI supérieur est formé de deux cycles sédimentaire, la partie inférieure de chaque cycle se caractérise par une importante masse gréseuse continue latéralement. Elle est interprétée comme le résultat d'un dépôt fluviatile en tresse à chenaux distincts ou amalgamé tandis-que la partie supérieure correspond à des bancs gréseux fluviatiles peu épais, emballé dans une masse argileuse et présentant des grès grossiers.
- La corrélation réalisée montre la continuité du réservoir TAGI supérieur.
- L'analyse sédimentologique a permis de définir trois associations de faciès à partir du GR et des carottes disponibles qui sont :

- Faciès I : gréseux, correspond à un dépôt de chenal fluviatile.

-Faciès II : Silt-argileux, correspond à un dépôt de levée.

-Faciès III : argileux, correspond à un dépôt de plaine d'inondation.

- La modélisation du réservoir TAGI supérieur nous a permis de construire les modèles suivants :
 - Un modèle de faciès qui montre l'association des faciès à travers le réservoir.
 - Un modèle de porosité qui permet de voir la distribution de porosité dans le réservoir étudié
 - Un modèle de saturation en eau pour distinguer les zones saturées en huile des zones saturée en eau
 - Un modèle de volume d'argile qui permet de voir la pureté du réservoir.

D'après les résultats de la modélisation on constate que la qualité du réservoir augmente vers le milieu, près des puits-2 et puits-3

- Les coupes géologiques montrent que les zones hautes présentent des qualités réservoir assez bonnes.
- Les volumes en place du réservoir TAGI est estimé à 8.6300079 million m³ d'huile.

Recommandations :

- Il est préférable de faire une étude pétrographique très poussée pour déterminer l'impact de la diagenèse sur la qualité du réservoir.
- Une implantation d'un puits de développement au voisinage des puits-2 et puits-3 pour extraire d'une manière optimale les réserves en place.
- Faire des analyses spéciales laboratoire de carottes pour déterminer la pression capillaire et la perméabilité relative.

BIBLIOGRAPHIE

- **AKBI.H, 2017** : Caractérisation et modélisation du réservoir TAGI, région Sif Fatima, bassin de Berkine, mémoire de fin d'étude, IAP, Boumerdès.
- **BELABES. A** : Interprétation et caractérisation du champ de Bir Berkine Nord, bassin de Berkine.
- **BHP, 2005**. Le modèle de dépôts dans le cadre régional du bassin de Berkine, Sonatrach, document interne.
- **BOUDJEMAA.A, 1987** : Evolution structurale du bassin pétrolier triasique du Sahara Nord Oriental, Algérie, thèse de doctorat.
- **BOUBAHZIZ, M 2012** : Caractérisation et modélisation du réservoir Cambro-Ordovicien du gisement Horst Nord In Amenas(HNIA), bassin d'Illizi, mémoire de fin d'étude, FHC, Boumerdès.
- **Documents internes de Sonatrach, 2016, 2017**, Rapport de fin de sondage.
- **JACQUES BEAUCHAMP (2005)** : Sédimentologie.
www.upicardie.fr/beauchamp/cours-sed/sed-5.htm
- **SERRA-O, 2000** : Diagraphie différées, acquisition des données diagraphiques-Tom 3. Edition Technip,2000.
- **Sonatrach et Schlumberger 2007**, Well Evaluation Conference "WEC", Hilton, Alger, Algérie.
- **TURNER et AL 2001**: Sequence stratigraphy and sedimentology of the late Triassic TAG-I, Berkine basin, Algeria.

Annexe-1 : Tableau utilisé pour calculer les moyennes des paramètres pétrophysique du Puits-1

Profondeur (m)	Porosité (%)	Vsh (%)	Sw (%)
3533,089	0	65	85,98
3533,242	0,5	66	100
3533,394	0	63	100
3533,546	0,5	64	87,61
3533,699	0	67	68,97
3533,851	2	65	53,51
3534,004	0,5	64	55,1
3534,156	0,5	61	63,53
3534,308	0	64	70,36
3534,461	0	63	82,74
3534,613	0	65	100
3534,766	0	64	100
3534,918	0	69	100
3535,07	2	70	100
3535,223	1,5	64	100
3535,375	0,5	62	100
3535,528	0,5	59	95,98
3535,68	0	59	92,84
3535,832	0,5	58	76,69
3535,985	1,5	60	77,56
3536,137	1,5	60	99,16
3536,29	3	59	79,78
3536,442	0,5	60	55,24
3536,594	0	53	45,22
3536,747	0	51	55,52
3536,899	1,5	52	65,04
3537,052	0	50	62,08
3537,204	0,5	49	52,86
3537,356	0,5	50	71,74
3537,509	2	51	100
3537,661	1,5	51	100
3537,814	2,5	50	100
3537,966	1	51	100
3538,118	1,5	52	100
3538,271	2	54	100
3538,423	0,5	55	100
3538,576	2,5	55	100
3538,728	1,5	55	80,83
3538,88	1	55	66,22
3539,033	1	52	76,93
3539,185	0,5	46	100
3539,338	0	40	100
3539,49	0	42	100

Profondeur (m)	Porosité (%)	Vsh (%)	Sw (%)
3539,642	0	48	100
3539,795	0	54	100
3539,947	0	57	100
3540,1	0	60	100
3540,252	0	60	100
3540,404	0	63	100
3540,557	0	64	100
3540,709	0	67	100
3540,862	0	66	100
3541,014	0	64	100
3541,166	0	61	100
3541,319	0	60	100
3541,471	0	59	100
3541,624	0	58	100
3541,776	0	55	100
3541,928	0	50	100
3542,081	1	44	100
3542,233	3	35	100
3542,386	5	27	100
3542,538	6	24	100
3542,69	6	25	100
3542,843	6	26	100
3542,995	5	27	100
3543,148	4	26	100
3543,3	3	29	100
3543,452	2	33	100
3543,605	2	37	100
3543,757	3	32	100
3543,91	4	28	100
3544,062	3	26	100
3544,214	2	26	100
3544,367	2	27	100
3544,519	2	29	100
3544,672	4	31	100
3544,824	4	31	100
3544,976	4	30	100
3545,129	3	29	100
3545,281	4	27	100
3545,434	5	25	100
3545,586	6	23	100
3545,738	5	22	100
3545,891	6	19	100
3546,043	4	22	100

Annexe-1 : Tableau utilisé pour calculer les moyennes des paramètres pétrophysique du Puits-1

Profondeur (m)	Porosité (%)	Vsh (%)	Sw (%)
3546,196	4	24	100
3546,348	4	25	100
3546,5	4	25	100
3546,653	4	29	100
3546,805	0	41	100
Moyenne arithmétique	9.66	18.63	52.65

**Annexe-2 : Tableau utilisé pour calculer les moyennes des paramètres pétrophysiques
du puits-2**

Profondeur (m)	Porosité (%)	Vsh (%)	Sw (%)
3515,832	0	69	100
3515,984	2	56	100
3516,137	1	55	100
3516,289	0	56	100
3516,442	0	56	100
3516,594	0	59	100
3516,746	0	61	100
3516,899	0	67	100
3517,051	0	69	100
3517,204	0	71	100
3517,356	0	73	100
3517,508	0	74	100
3517,661	0	84	100
3517,813	0	90	100
3517,966	0	92	100
3518,118	0	90	100
3518,27	0	77	100
3518,423	0	73	100
3518,575	0	73	100
3518,728	0	73	100
3518,88	0	74	100
3519,032	0	74	100
3519,185	0	68	100
3519,337	0	67	100
3519,49	0	68	100
3519,642	0	69	100
3519,794	0	69	100
3519,947	0	70	100
3520,099	0	84	100
3520,252	0	91	100
3520,404	0	91	100
3520,556	0	93	100
3520,709	0	95	100
3520,861	0	96	100
3521,014	0	97	100
3521,166	0	97	100
3521,318	0	97	100
3521,471	0	96	100
3521,623	0	96	100
3521,776	0	96	100
3521,928	0	96	100
3522,08	0	95	100
3522,233	0	97	100

Profondeur (m)	Porosité (%)	Vsh (%)	Sw (%)
3522,385	0	98	100
3522,538	0	97	100
3522,69	0	95	100
3522,842	0	93	100
3522,995	0	90	100
3523,147	0	89	100
3523,3	0	90	100
3523,452	0	91	100
3523,604	0	92	100
3523,757	0	93	100
3523,909	0	94	100
3524,062	0	95	100
3524,214	0	95	100
3524,366	0	92	100
3524,519	0	89	100
3524,671	0	87	100
3524,824	0	87	100
3524,976	0	88	100
3525,128	0	89	100
3525,281	0	90	100
3525,433	0	89	100
3525,586	0	86	100
3525,738	0	84	100
3525,89	0	84	100
3526,043	0	83	100
3526,195	0	82	100
3526,348	0	81	100
3526,5	0	78	100
3526,652	0	77	100
3526,805	0	77	100
3526,957	0	76	100
3527,11	0	75	100
3527,262	0	73	100
3527,414	0	73	100
3527,567	0	73	100
3527,719	0	74	100
3527,872	0	76	100
3528,024	0	77	100
3528,176	0	80	100
3528,329	0	86	100
3528,481	0	89	100
3528,634	0	91	100
3528,786	0	92	100

**Annexe-2 : Tableau utilisé pour calculer les moyennes des paramètres pétrophysiques
du puits-2**

Profondeur (m)	Porosité (%)	Vsh (%)	Sw (%)
3528,938	0	91	100
3529,091	0	91	100
3529,243	0	93	100
3529,396	0	97	100
3529,548	0	98	100
3529,7	0	96	100
3529,853	0	97	100
3530,005	0	98	100
3530,158	0	97	100
3530,31	0	96	100
3530,462	0	95	100
3530,615	0	95	100
3530,767	0	91	100
3530,92	0	89	100
3531,072	0	82	100
3531,224	0	80	100
3531,377	0	79	100
3531,529	0	79	100
3531,682	0	76	100
3531,834	0	69	100
3531,986	0	58	100
3532,139	0	56	100
3532,291	0	53	100
3532,444	0	53	100
3532,596	0	58	100
3532,748	0	67	100
3532,901	0	73	100
3533,053	0	78	100
3533,206	0	80	100
3533,358	0	86	100
3533,51	0	89	100
3533,663	0	89	100
3533,815	0	89	100
3533,968	0	91	100
3534,12	0	93	100
3534,272	0	94	100
3534,425	0	95	100
3534,577	0	95	100
3534,73	0	92	100
3534,882	0	89	100
3535,034	0	86	100
3535,187	0	74	100
3535,339	0	67	100

Profondeur (m)	Porosité (%)	Vsh (%)	Sw (%)
3535,492	7	46	100
3535,644	9	33	67,67
3535,796	10	19	68,83
3535,949	10	18	72,36
3536,101	10	17	76,47
3536,254	11	15	74,66
3536,406	12	16	74,32
3536,558	12	17	73,31
3536,711	12	17	73,51
3536,863	12	18	75,31
3537,016	12	18	76,26
3537,168	13	16	75,14
3537,32	13	16	72,77
3537,473	13	17	69,26
3537,625	13	18	70,51
3537,778	11	21	77,88
3537,93	11	22	81,4
3538,082	11	22	84,62
3538,235	11	23	84,97
3538,387	11	24	80,75
3538,54	12	24	75,05
3538,692	13	25	68,49
3538,844	13	26	68,63
3538,997	12	27	69,98
3539,149	12	27	69,16
3539,302	10	33	70,13
Moyenne arithmétique	11.64	20.73	42.18

Annexe-3 : Tableau utilisé pour calculer les moyennes des paramètre pétrophysique du Puits-3

Profondeur (m)	Porosité (%)	Vsh (%)	Sw (%)
3556,102	0	62	100
3556,254	1	54	100
3556,406	2	49	100
3556,559	2	50	100
3556,711	2	51	100
3556,864	1	51	100
3557,016	1	57	100
3557,168	0	59	100
3557,321	0	60	100
3557,473	0	63	100
3557,626	0	67	100
3557,778	0	73	100
3557,93	0	70	100
3558,083	0	66	100
3558,235	0	63	100
3558,388	0	62	100
3558,54	1	54	100
3558,692	5	43	100
3558,845	8	39	57,13
3558,997	4	44	100
3559,15	1	52	100
3559,302	0	58	100
3559,454	0	60	100
3559,607	0	68	100
3559,759	0	74	100
3559,912	0	71	100
3560,064	0	68	100
3560,216	0	62	100
3560,369	0	60	100
3560,521	1	55	100
3560,674	1	51	100
3560,826	3	47	100
3560,978	3	46	100
3561,131	2	48	100
3561,283	2	50	100
3561,436	1	55	100
3561,588	0	59	100
3561,74	0	64	100
3561,893	0	67	100
3562,045	0	67	100
3562,198	0	67	100
3562,35	0	65	100
3562,502	0	69	100

Profondeur (m)	Porosité (%)	Vsh (%)	Sw (%)
3562,655	0	69	100
3562,807	0	66	100
3562,96	0	63	100
3563,112	0	62	100
3563,264	0	64	100
3563,417	0	65	100
3563,569	0	63	100
3563,722	1	57	100
3563,874	2	48	100
3564,026	5	43	100
3564,179	5	42	100
3564,331	3	47	100
3564,484	2	49	100
3564,636	2	50	100
3564,788	1	52	100
3564,941	1	52	100
3565,093	1	56	100
3565,246	0	60	100
3565,398	0	61	100
3565,55	1	56	100
3565,703	3	46	100
3565,855	11	34	44,34
3566,008	12	22	43,61
3566,16	12	20	44,9
3566,312	13	20	47,84
3566,465	11	27	57,43
3566,617	8	35	70,59
3566,77	6	41	96,56
3566,922	5	42	100
3567,074	3	46	100
3567,227	3	45	100
3567,379	5	43	100
3567,532	6	41	92,89
3567,684	5	42	99,99
3567,836	5	43	100
3567,989	4	44	100
3568,141	5	43	100
3568,294	3	46	100
3568,446	0	57	100
3568,598	0	65	100
3568,751	0	58	100
3568,903	4	44	100
3569,056	9	34	41,9

Annexe-3 : Tableau utilisé pour calculer les moyennes des paramètre pétrophysique du Puits-3

Profondeur (m)	Porosité (%)	Vsh (%)	Sw (%)
3569,208	9	26	49,27
3569,36	10	20	46,51
3569,513	11	18	41,89
3569,665	12	20	41,82
3569,818	11	25	42,14
3569,97	10	27	41,44
3570,122	10	24	39,04
3570,275	11	19	37,21
3570,427	12	14	35,76
3570,58	12	14	36,87
3570,732	11	16	38,65
3570,884	11	16	39,49
3571,037	11	15	37,53
3571,189	11	14	33,54
3571,342	12	13	30,19
3571,494	13	12	28,72
3571,646	13	13	30,22
3571,799	12	13	32,82
3571,951	12	14	34,68
3572,104	12	16	34,46
3572,256	13	15	31,45
3572,408	13	15	29,27
3572,561	14	15	27,31
3572,713	13	17	29,05
3572,866	14	18	31,67
3573,018	14	20	33,38
3573,17	13	26	35,86
3573,323	12	31	41,09
3573,475	10	35	47,76
3573,628	9	35	53,03
3573,78	10	31	50,4
3573,932	11	26	44,37
3574,085	13	19	35,99
3574,237	15	17	31,45
3574,39	15	15	30,17
3574,542	15	15	29,94
3574,694	16	15	26,79
3574,847	16	15	22,94
3574,999	16	16	23,7
3575,152	15	16	29,4
3575,304	14	19	36,65
3575,456	12	22	41,79
3575,609	11	24	41,15

Profondeur (m)	Porosité (%)	Vsh (%)	Sw (%)
3575,761	11	26	36,85
3575,914	10	31	40,27
3576,066	9	32	48,91
3576,218	6	41	80,16
3576,371	1	53	100
3576,523	0	66	100
3576,676	0	71	100
3576,828	0	73	100
3576,98	0	76	100
3577,133	0	75	100
3577,285	0	77	100
3577,438	0	79	100
3577,59	0	80	100
3577,742	0	78	100
3577,895	0	80	100
3578,047	0	78	100
3578,2	0	73	100
3578,352	0	70	100
3578,504	0	69	100
3578,657	0	65	100
3578,809	1	56	100
3578,962	2	46	100
3579,114	5	32	64,19
3579,266	9	22	39,29
3579,419	11	20	31,59
3579,571	13	18	28,97
3579,724	12	17	30,69
3579,876	11	18	32,51
3580,028	11	17	31,93
3580,181	12	18	28,41
3580,333	13	17	26,23
3580,486	13	18	26,85
3580,638	13	18	28,46
3580,79	12	18	31,06
3580,943	12	19	33
3581,095	12	20	34,49
3581,248	12	20	33,57
3581,4	12	20	34,08
3581,552	11	19	34,88
3581,705	11	18	36,11
3581,857	10	18	38,66
3582,01	10	17	40,21
3582,162	10	17	40,92

Annexe-3 : Tableau utilisé pour calculer les moyennes des paramètre pétrophysique du Puits-3

Profondeur (m)	Porosité (%)	Vsh (%)	Sw (%)
3582,314	10	16	40,08
3582,467	10	17	43,13
3582,619	8	23	50,67
3582,772	6	27	60,81
3582,924	7	25	58,96
3583,076	8	19	52,76
3583,229	9	16	48,94
3583,381	10	17	47,67
3583,534	10	19	46,09
3583,686	9	20	46,47
3583,838	10	19	44,11
3583,991	11	18	36,72
3584,143	14	18	27,84
3584,296	16	19	24,84
3584,448	16	18	24,79
3584,6	16	17	22,47
3584,753	14	21	20,99
3584,905	10	36	28,5
Moyenne arithmétique	10.41	19.70	38.34

Annexe-4 : Tableau utilisé pour calculé les moyennes des paramètres pétrophysiques du Puits-4

Profondeur (m)	Porosité (%)	Vsh (%)	Sw (%)
3522,116	0	79	100
3522,269	0	67	100
3522,421	3	53	100
3522,574	6	42	95,69
3522,726	8	36	77,1
3522,878	8	32	74,08
3523,031	8	29	78,07
3523,183	7	26	90,13
3523,336	6	25	100
3523,488	5	23	100
3523,64	5	22	100
3523,793	6	22	100
3523,945	6	20	86
3524,098	7	19	73,45
3524,25	8	19	67,42
3524,402	8	24	70,1
3524,555	7	31	82,21
3524,707	5	39	100
3524,86	4	46	100
3525,012	2	56	100
3525,164	1	65	100
3525,317	1	63	100
3525,469	4	49	100
3525,622	7	35	92,79
3525,774	7	29	92,16
3525,926	7	28	94,09
3526,079	7	27	90,28
3526,231	8	26	86,99
3526,384	8	27	88,47
3526,536	8	25	94,29
3526,688	7	25	100
3526,841	7	24	100
3526,993	6	25	100
3527,146	4	23	100
3527,298	3	22	100
3527,45	3	27	100
3527,603	1	46	100
3527,755	0	63	100
3527,908	0	71	100
3528,06	0	71	100
3528,212	0	74	100

Profondeur (m)	Porosité (%)	Vsh (%)	Sw (%)
3528,365	0	77	100
3528,517	0	79	100
3528,67	0	78	100
3528,822	0	79	100
3528,974	0	81	100
3529,127	0	86	100
3529,279	0	86	100
3529,432	0	82	100
3529,584	0	66	100
3529,736	1	50	100
3529,889	1	32	100
3530,041	1	21	100
3530,194	3	16	100
3530,346	4	18	100
3530,498	5	25	100
3530,651	5	32	100
3530,803	7	31	85,37
3530,956	9	24	74,29
3531,108	10	17	72,22
3531,26	10	15	75,89
3531,413	10	15	79,14
3531,565	10	16	80,63
3531,718	10	20	79,98
3531,87	10	21	78,34
3532,022	10	23	76,65
3532,175	11	22	73,86
3532,327	11	22	74,5
3532,48	11	22	76,89
3532,632	10	22	80,49
3532,784	9	24	85,98
3532,937	8	27	91,97
3533,089	7	30	100
Moyenne arithmétique	9.41	23.02	51.33

Annexe -5 : les classe de la porosité du puits-1

Classe	Pourcentage
[1 ; 2,86]	12,5
[2,86 ; 4,72]	29,17
[4,72 ; 6,58]	27,78
[6,58 ; 8,44]	13,89
[8,44 ; 10,3]	8,33
[10,3 ; 12,16]	6,94
[12,16 ; 14]	1,39

Annexe-6 : les classe de la porosité du puits-2

Classe	Pourcentage
[1 ; 3,4]	6,9
[3,4 ; 5,8]	3,45
[5,8 ; 8,2]	6,9
[8,2 ; 10,6]	17,24
[10,6 ; 13]	65,51

Annexe-7 : les classe de la porosité du puits-3 :

Classe	Pourcentage
[1 ; 3,15]	13,33
[3,15 ; 5,3]	8,33
[5,3 ; 7,45]	4,17
[7,45 ; 9,6]	8,33
[9,6 ; 11,75]	27,5
[11,75 ; 13,9]	25
[13,9 ; 16,05]	13,33

Annexe-8 : les classe de la porosité du puits-4 :

Classe	Pourcentage
[1 ; 2,8]	11,67
[2,8 ; 4,6]	15
[4,6 ; 6,4]	18,33
[6,4 ; 8,2]	33,33
[8,2 ; 10]	16,67
[10 ; 11,8]	5

Abréviation :

U : Unité

MD : Profondeur en mètre (Measured depth)

TVDSS : Côte absolu (True Vertical Depth Subsea)

PHIE : Porosité

Sw : Saturation en eau

Vcl : Volume d'argile

GR : Gamma Ray

ST: surface transgressive

SB: Sequence Boundary

LST: Low Stand System Track

HST: High Stand System Track

TST: Transgressive System Track

MFS: Maximum Flooding Surface

WEC : Well evaluation conference.

TAGI : Trais argileux gréseux inférieur.

DH : Discordance Hercynienne

SGS : Séquentiel Gaussian simulation.

3D : trois dimensions