

REPUBLIQUE ALGERIENNE DEMOCRATIQUE ET POPULAIRE

MINISTERE DE L'ENSEIGNEMENT SUPERIEUR ET DE LA RECHERCHE SCIENTIFIQUE

UNIVERSITE M'HAMED BOUGARA DE BOUMERDES

FACULTE DES HYDROCARBURES ET DE LA CHIMIE

DEPARTEMENT : GISEMENTS MINIERES ET PETROLIERS



Mémoire de fin d'études

En vue d'obtention du diplôme de :

MASTER

Filière : Hydrocarbures

Spécialité : Géologie pétrolière

Thème

*Evaluation qualitative et quantitative du réservoir
TAGI et approche géochimique de la roche mère
Frasnienne dans le périmètre de recherche, El Borma,
bassin de Berkine*

Présenté par :

MECHOUMA ALA EDDINE

LAACHI AKRAM

Encadré par :

Mme. BENAYAD, S

Mme. DEBIANE, K

Devant le jury :

Mr.	ZELLOUF, K	MC(B) UMBB	Président
Mr.	CHAOUCHI, R	Prof UMBB	Examineur
Mr.	SADAoui, M	Prof UMBB	Examineur
Mme.	BENAYAD, S	MC(A) UMBB	Encadrante

REPUBLIQUE ALGERIENNE DEMOCRATIQUE ET POPULAIRE

MINISTERE DE L'ENSEIGNEMENT SUPERIEUR ET DE LA RECHERCHE SCIENTIFIQUE



UNIVERSITE M'HAMED BOUGARA DE BOUMERDES

FACULTE DES HYDROCARBURES ET DE LA CHIMIE

DEPARTEMENT : GISEMENTS MINIERES ET PETROLIERS



Mémoire de fin d'études

En vue d'obtention du diplôme de :

MASTER

Filière : Hydrocarbures

Spécialité : Géologie pétrolière

Thème

*Evaluation qualitative et quantitative du réservoir
TAGI et approche géochimique de la roche mère
Frasnienne dans le périmètre de recherche, El Borma,
bassin de Berkine*

Présenté par

MECHOUMA Ala Eddine

LAACHI Akram

Avis favorable de l'encadreur

Mme. BENAYAD Soumya

Avis favorable du Président du jury

ZELLOUF,K

Signature

Cachet et signature

REMERCIEMENTS

Nous remercions ALLAH tout puissant de nous avoir donné la force, le courage, la patience et la volonté de ne jamais renoncer d'aller jusqu'au bout de ce modeste travail.

Nous remercions nos chers parents de nous avoir soutenus et encouragés de ne jamais abandonner et d'aller de l'avant durant tout notre parcours de vie.

Nous remercions tous nos professeurs qui nous ont transmis leur précieux savoir et leur sagesse, en particulier Mme, BENAYAD Soumya, notre bienveillante promotrice qui a accepté de nous prendre sous son aile et nous a fait partager son expérience dans le domaine de la géologie de pétrole et de gaz et surtout d'avoir été patient avec nous dans toutes ses humeurs, que DIEU la bénisse.

Nous remercions Mme, DEBIANE Kahina, notre encadrante à la division Exploration-Sonatrach qui malgré la surcharge de son travail, a su nous consacrer de son temps, de son savoir et nous a guidé tout au long de notre stage au sein de la Sonatrach et de nous avoir accompagnés malgré la fatigue et la pression qu'elle a rencontré durant cette période, que DIEU la bénisse.

Et aussi, on remercie Mr, BOUDHAR Rahim, ingénieur en géochimie de nous avoir aidés dans notre étude sédimentologique et géochimique.

Nos remerciements s'adressent également aux membres du jury : Mr, CHAOUCHI, président du jury. Mr, SADAoui et Mme, YAHAOUI nos promoteurs. Que tous, trouvent ici l'expression de notre gratitude.

Nous ne pouvons oublier de remercier nos chers frères et sœurs et nos amis, qui par leur amitié nous ont aidés à surmonter la pression et de nous avoir orientés et aidés par leur expérience.

Merci à tous

Dédicace

Je dédie ce modeste travail :

A ma très chère mère et à mon père qui ont
Beaucoup sacrifié avant de voir le fruit de
leur éducation ;

A mon grand-père ;

A mes chers frères : Amine ; Mouataz ;

A ma très chère sœur : Yousra ;

A tous les membres de ma famille ;

A mon cousin Aymen et à mon ami d'enfance
Oussama ;

A tous ceux qui sont proches de moi Avec
lesquelles j'ai partagé les meilleurs moments
de ma vie ;

AKRAM

Dédicace

Je dédicace ce travail à mes chers parents,
qu'ils trouvent ici le témoignage de ma
profonde gratitude pour leur amour, leurs
encouragements et leur soutien tout au long
de ma vie, que DIEU les bénisse.

A mes chers frères Aymen et Samy ; vous êtes
toujours là, pour le meilleur et le pire à me
soutenir.

A mon cousin et mon ami d'enfance
Abdelmalek.

A ma famille et tous mes amis.

A tous ceux qui m'ont encouragé.

ALA

SOMMAIRE

LISTE DES FIGURES

LISTE DES TABLEAUX

INTRODUCTION GENERALE01

CHAPITRE I : GENERALITES

I. Généralités sur le bassin de Berkine

I.1. Historique d'exploitation du bassin	03
I.2. Cadre géologique et géographique du bassin de Berkine	03
I.3. Cadre stratigraphique	05
I.3.1. Le socle	05
I.3.2. Le Paléozoïque	05
I.3.2.1. Le Cambrien	05
I.3.2.2. L'Ordovicien	05
I.3.2.3. Le Silurien	06
I.3.2.4. Le Dévonien	06
I.3.2.5. Le Carbonifère.....	06
I.3.2.6. Le Permien	06
I.3.3. Le Mésozoïque	06
I.3.3.1. Le Trias	07
I.3.3.2. Le Jurassique	07
I.3.3.3. Le Crétacé.....	07
I.3.4. Le Cénozoïque.....	08
I.3.4.1. Le Mio-pliocène.....	08
I.3.4.2. Le Quaternaire	08
I.4. Aspect structural.....	10
I.5. Aspect pétrolier	12
I.5.1. Les roches mères.....	12
I.5.2. Les roches réservoirs.....	13
I.5.3. Les roches couvertures.....	14
I.5.4. Les types des Piège	15

II. Généralités sur la région d'étude EL BORMA	16
II.1. Historique d'exploitation de la zone d'étude	16
II.2. Situation géographique	17
II.3. Cadre géologique	18
II.4. Aspect structural	19
III. Présentation du réservoir TAGI dans notre région d'étude	20
III.1. Profils pour montrer l'extension latérale du TAGI	21
III.2. Piégeage	21

CHAPITRE II : ETUDE SEDIMENTOLOGIQUE

I. Introduction	23
II. Méthodologie de travail	23
III. Définition	24
III.1. Lithofaciès	24
III.2. Faciès	24
III.3. Séquence	24
IV. Critères d'identification d'un milieu de dépôts	24
IV.1. Les critères biologiques	24
IV.2. Les critères lithologiques	25
IV.3. Les critères pétrographiques	25
IV.4. Les dépôts fluviatiles	26
IV.5. Les réseaux fluviatiles	27
IV.6. Critères de reconnaissance des dépôts fluviatiles anciens	29
V. Caractère sédimentologique des carottes	29
V.1. Description des carottes	29
V.2. Reconstitution du milieu de dépôts du réservoir TAGI dans la région étudiée	36
V.3. Carte de distribution des faciès	38
VI. Corrélations et interprétations	39
VI.1. Corrélation NNO-SSE :	39
VI.2. Interprétation des corrélations	39
VII. Découpage séquentiel et corrélation	42
VIII. Conclusion	43

CHAPITRE III : ETUDE PETROPHYSIQUE

I. Introduction	45
II. Méthodologie et données utilisées.....	45
III. Notions générales	47
III.1. Porosité	47
III.2. Perméabilité	48
III.3. Saturation	49
IV. Distribution des paramètres petro physique dans le réservoir TAGI	50
IV.1. Profils de variation de porosité.....	50
IV.2. Profils de variation de perméabilité	52
IV.3. Profils de variation de saturation	54
V. Interprétation des cartes en iso-valeur	56
V.1. Les cartes géologiques.....	56
V.2. Les cartes en iso-valeurs	59
VI. Interprétation des diagrammes perméabilité/porosité.....	62
VII. Interprétation des résultats diagaphiques des paramètres pétrophysiques.....	64
VIII. Conclusion.....	65

CHAPITRE IV : ETUDE GEOCHIMIQUE

I. Introduction	67
II. Rappels.....	67
III. Méthodologie de travail	69
IV. Dosage du carbone organique total (COT)	70
IV.1. Diagramme COT/ profondeur.....	70
V. Pyrolyse Rock-Eval 6	71
V.1. Diagramme S1/ profondeur	73
V.2. Diagramme S2/ profondeur	74
V.3. Index de production.....	75
V.4. Index d'hydrogène.....	75
V.5. Index d'oxygène.....	75
VI. Type de kérogène.....	75
VII. Maturité thermique	77

VII.1. Diagramme IP /Tmax	77
VIII. Observation microscopique du kérogène	78
VIII.1. L'estimation de l'indice d'altération thermique (I.A.T)	78
IX. Conclusion.....	80

CHAPITRE V : ESTIMATION DES RESERVES

I. Introduction	82
II. Classification des réserves des gisements de pétrole et du gaz.....	82
II.1. Groupe des réserves en balance.....	82
II.2. Groupe des réserves hors balance.....	83
III. Classification des réserves du TAGI	84
IV. Méthode de calcul des quantités en place	84
V. Estimation des réserves.....	85
V.1.Méthodologie.....	85
V.2.Plan de calcul des réserves	86
VI. Application numérique.....	87
VII. Interprétation	87
VIII. Conclusion.....	87
CONCLUSION GENERALE	88

BIBLIOGRAPHIE

ANNEXE

LISTE DES FIGURES

Figure I.1 : Carte des bassins sédimentaires de l'Algérie montrant la situation géographique et géologique du bassin de Berkine (Fabre ; 2005).	04
Figure I.02 : Colonne stratigraphique du bassin de Berkine. (WEC ; 2007).	09
Figure I.03 : Les éléments structuraux de la province Triasique montrant les principaux axes ayant affectant le bassin de Berkine. (Chaouche. A ; 1992).	11
Figure I.04: Coupe géologique régionale NO-SE montrant les différents types de pièges existant dans le bassin de Berkine. (WEC ; 2007).	15
Figure I.05 : Plan de position du périmètre de recherche El Borma (Document Sonatrach 2014).	17
Figure I.06 : Esquisse structurale et isopaque du Paléozoïque du Bassin de Berkine montrant la situation géologique de notre zone d'étude (Beicip-Franlab).	18
Figure I.07 : Carte en isopaques au toit du Paléozoïque montrant les axes structuraux ayant affecté le bassin de Berkine. (Beicip-Franlab ; Modifiée).	19
Figure I.08 : Carte de positionnement des 19 puits sélectionnés pour l'étude dans la région d'El- Borma.	20
Figure I.09 : Coupe géologique non-faillée montrant la forme du réservoir TAGI travers les puits Well 1, Well 2, Well 3 et Well 7.	21
Figure II.01 : Schéma de l'évolution longitudinale d'un système fluvatile. (Isabelle Cojan ;2006).	26
Figure II.02 : Schéma d'un système fluvatile à chenaux en tresse et exemple d'une séquence de comblement. (F.Boulvain ; 2021).	27
Figure II.03 : Schéma d'un système fluvatile à méandres et exemple d'une séquence de comblement. (F.Boulvain ; 2021).	28
Figure II.04 : Log de description des carottes du puits Well 1.	30
Figure II.05 : Log de description des carottes du puits Well 1.	31
Figure II.06 : Log de description des carottes du puits Well 2.	32

Figure II.07 : Log de description des carottes du puits Well 2.	33
Figure II.08 : Log de description des carottes du puits Well 3, carotte N° 01.	34
Figure II.09 : Log de description des carottes du puits Well 3, carotte N° 02.	35
Figure II.10 : Carte de distribution de faciès Rencontré dans le réservoir TAGI dans la région d'El Borma.	38
Figure II.11 : Corrélation NNO-SSE entre les puits Well 1, Well 2, Well 3, Well 5, Well 6, Well 14 et Well 15.	40
Figure II.12 : Corrélation NNO-SSE entre les puits Well 10, Well 11, Well 12, Well 19 et Well 18.	41
Figure II.13 : Découpage séquentiel de puits Well 3.....	42
Figure III.01 : Présentation graphique de types de porosités.	48
Figure III.02 : Présentation graphique de types de perméabilités.	49
Figure III.03 : Profils de variation de porosité dans les puits Well 3, Well 6, Well 11 et Well 14 respectivement.	50
Figure III.04 : Profils de variation de perméabilité dans les puits Well 3, Well 6, Well 11 et Well 14 respectivement.	52
Figure III.05 : Profils de variation de saturation dans les puits Well 3, Well 6, Well 11 et Well 14 respectivement.	54
Figure III.06 : Carte en isobathes au toit de TAGI du périmètre d'El Borma.	56
Figure III.07 : Carte en iso-épaisseur du réservoir TAGI du périmètre d'El Borma.	57
Figure III.08 : Carte en iso-épaisseur utile du réservoir TAGI du périmètre d'El Borma.	58
Figure III.09 : Carte en iso-porosité du réservoir TAGI du périmètre d'El Borma.	59
Figure III.10 : Carte en iso-perméabilité du réservoir TAGI du périmètre d'El Borma.	60
Figure III.11 : Carte en iso-Saturation du réservoir TAGI du périmètre d'El Borma.	61

Figure III.12 : Les diagrammes de porosité et perméabilité dans les puits Well 3, Well 6, Well 11 et Well 14 respectivement.	62
Figure III.13 : Carte de résultats pétroliers et caractérisations des réservoirs.	64
Figure IV.01 : Paramètres de mesure de la pyrolyse Rock-Eval.	68
Figure IV.02 : Diagramme COT/ profondeur du puits Well 4.	70
Figure IV.03 : Diagramme S1/ profondeur du puits Well 4.	73
Figure IV.04 : Diagramme S2/ profondeur du puits Well 4.	74
Figure IV.05 : Diagramme S2/COT des échantillons du puits Well 4.	76
Figure IV.06 : Diagramme IH/IO (a) et IH/Tmax (b) du Frasnien du puits Well 4.	76
Figure IV.07 : Diagramme IP/Tmax des échantillons de carotte du puits Well 4.	77
Figure V.01 : Principaux groupes de réserves d'huile et de gaz.	83
Figure V.02 : Carte en isobathe au toit et limite du contact huile/eau du réservoir TAGI dans la région d'EL Borma.	86

LISTE DES TABLEAUX

Tableau II.01 : Profondeur du réservoir TAGI carotté.	26
Tableau II.02: Principales caractéristiques des lithofaciès et interprétation de milieux de dépôts. La classification de Miall (1978).	37
Tableau III.01 : Les moyennes des paramètres pétrophysiques de chaque puits.	46
Tableau IV.01 : Intervalles échantillonnés dans le Frasnien du puits Well 4.	69
Tableau IV.02 : Classification du dosage du carbone organique total (COT) (Tissot et Welte, 1984).	70
Tableau IV.03 : Les principaux paramètres géochimiques issus de Pyrolyse Rock Eval (Espitalié et al, (1986), Peters et Cassa, (1994) et Vinci-Technologies, (2014)).	72
Tableau IV.04 : Indice d'Altération Thermique (IAT) et génération des hydrocarbures à partir de la coloration des spores et pollens (Utting et Hamblin,1991, Jones et Edison,1978).	79
Tableau V.01 : Les réserves calculées du réservoir TAGI.	87

INTRODUCTION GENERALE

L'évaluation des zones d'exploration devient de plus en plus importante car elle fournit des informations géologiques nécessaires sur les réservoirs. L'évaluation des zones d'exploration potentielles peut être utilisée pour comprendre de manière précise et complète les caractéristiques des réservoirs.

A cet effet, en Algérie le bassin de Berkine présente un intérêt pétrolier important grâce à ses différents réservoirs pétroliers. Dans le but d'évaluation des zones d'exploration Sonatrach nous a proposé un sujet dont son objectif consiste à faire une étude qualitative et quantitative du réservoir Trias argileux gréseux inférieur (TAGI) et approche géochimique de la roche mère Frasnienne du périmètre d'El-Borma dans le bassin de Berkine.

En effet, ce travail consiste à étudier le réservoir TAGI dans ce périmètre en utilisant différentes disciplines qu'on va les présenter dans les chapitres suivants :

Le premier chapitre vise à faire une recherche bibliographique du bassin de Berkine et ainsi que la région d'étude.

Le deuxième chapitre s'appuie sur une étude sédimentologique des carottes afin d'identifier les différents faciès lithologiques et les environnements de dépôt.

Le troisième chapitre consiste à faire une caractérisation des paramètres pétrophysique : porosité, perméabilité et saturation en hydrocarbures.

Le quatrième chapitre désigne la détermination de type de la matière organique et le degré d'évolution thermique en se basant sur une étude géochimique bien précis.

Le dernier chapitre correspond à calculer les réserves d'huile en place et récupérables dans le réservoir TAGI de la région d'étude.

CHAPITRE I

GENERALITES

I. Généralités sur le bassin de Berkine

I.1. Historique d'exploitation de bassin :

Des activités d'exploration dans le bassin de Berkine ont commencés à la fin des années 1950 avec la découverte du gaz condensât en 1958 dans les quartzites de Hamra (Ordovicien) et des réservoirs Triasiques, environ, cent cinquante (150) puits ont été forés ayant pour résultat la découverte d'un nombre important des gisements d'huile et du gaz.

I.2. Cadre géologique et géographique du bassin de Berkine :

Le bassin de Berkine se situe dans la partie Nord orientale de la plateforme saharienne entre les latitudes 29° et 31° Nord et longitudes 6°30' et 09°30' Est. Il s'étend sur une surface globale estimée à 102,000Km² répartie en 28 blocs. Ce bassin est de type intra-cratonique formé durant l'orogénèse Panafricaine, il est présenté par une série sédimentaire atteint un remplissage dépasse les 6500m, allant du Paléozoïque à l'actuel (Figure I.1). Il est limité par :

- Dôme de Dahar au Nord.
- Bassin d'Ilizi et mole d'Ahara au Sud.
- Les frontières tunisienne et libyenne à l'Est.
- La ride d'Amguid El Biod-Hassi Messaoud à l'Ouest.

-Le bassin de Berkine est essentiellement subdivisé en trois (3) zones de dépression à savoir :

- Dépression Sud-Est-triasique.
- Dépression de Dahar.
- Dépression de Berkine.

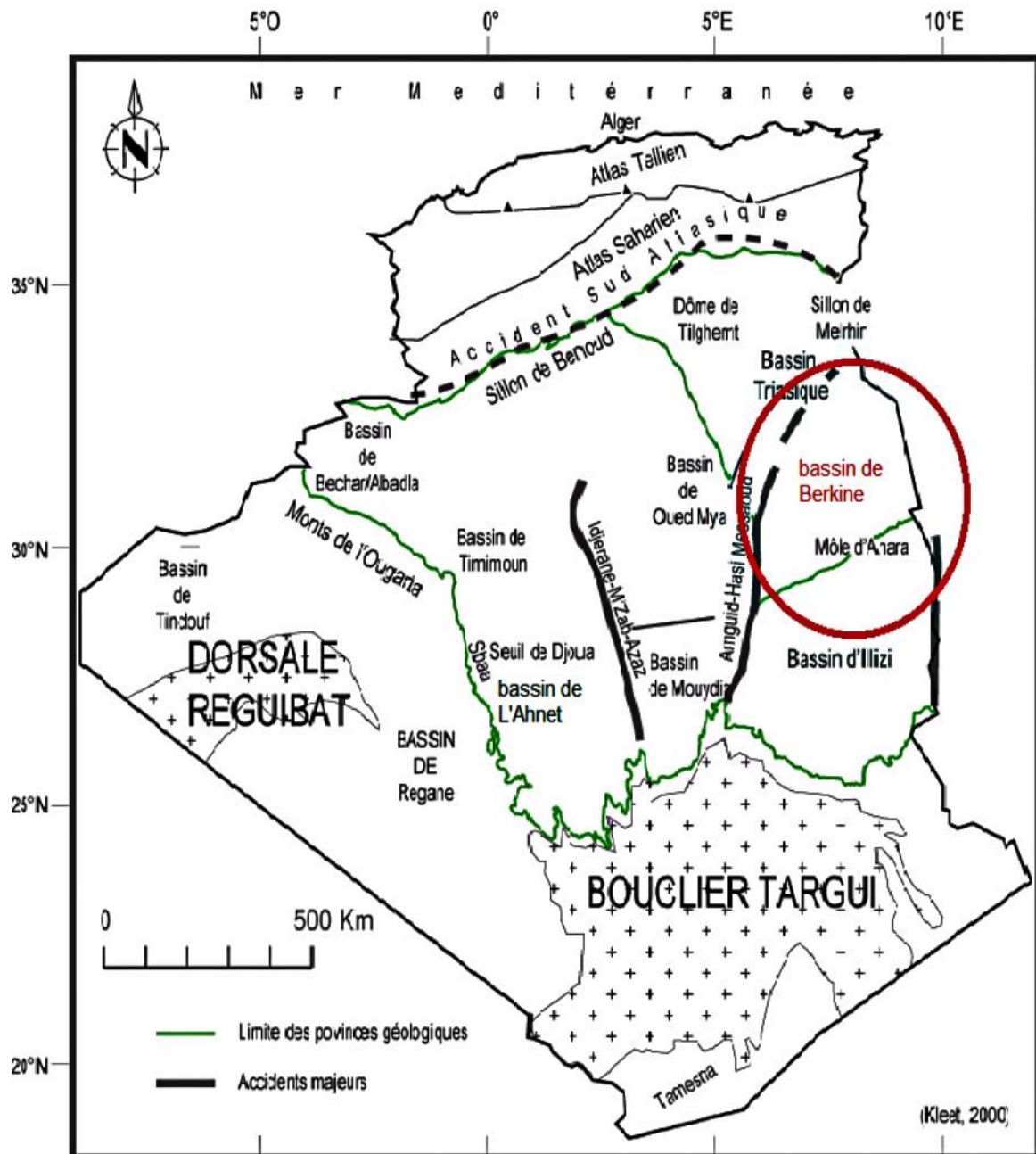


Figure I.2 : Carte des bassins sédimentaires de l'Algérie montrant la situation géologique et géographique du bassin de Berkine. (Fabre ; 2005).

I.3. Aspect stratigraphique :

La série litho-stratigraphique du bassin est formée par (Figure I.2) :

- Le Paléozoïque
- Le Mésozoïque
- Le Cénozoïque

I.3.1. Le socle :

Peu connu, composé de roches d'âge Précambrien, le socle est représenté par un complexe granitique et/ou métamorphique plissé et faillé.

I.3.2. Le Paléozoïque :

Son épaisseur est relativement importante allant de 1000m à 2000m. Il débute par le Cambrien et se termine au Carbonifère.

I.3.2.1. Le Cambrien :

C'est la première série Paléozoïque avec une épaisseur moyenne de 300m, se repose sur une discordance majeure sur un socle Précambrien, il est représenté par un ensemble grésoconglomératique de base, il est formé par des grés grossiers, des quartzites et gravier. Il est subdivisé en trois (03) zones essentiellement gréseuses : Zone Ra ; Zone Ri ; Zone des alternances.

I.3.2.2. L'Ordovicien :

Il est composé de bas en haut par les unités litho- stratigraphiques suivantes :

- **L'Ordovicien inférieur** : composé de bas en haut par :

- Les argiles noires d'El Gassi.
- Les grés d'El Atchane.
- Les quartzites compacts de Hamra.
- Les grés quartzites de Ouargla.

- **L'Ordovicien moyen** : composé de bas en haut par :

- Les argiles d'Azzel.
- Les grés d'Oued Saret pouvant être quartzitique, dolomitiques ou micacés et admettant des intercalations d'argiles.

- **L'Ordovicien supérieur** : composé de bas en haut par :

- Les argiles micro-conglomératiques à galets de quartz.
- Les grés de Ramade.

I.3.2.3. Le Silurien : subdivisé en trois (03). Il est essentiellement constitué d'argiles noires riches en graptolites correspondant sur le terrain à la formation d'Oued Imerhou admettent quelques passées de grès blancs à gris sombre et riche en pyrite. Il est surmonté par un ensemble argilo gréseux.

I.3.2.4. Le Dévonien : érodé sur une grande partie du bassin de Berkine, à l'exception au Nord-Ouest où il est entièrement préservé (Boudjema, 1987). Il est subdivisé de bas en haut en trois (03) étages à savoir :

- **Le Dévonien inférieur :** constitué des dépôts argilo-gréseux avec une épaisseur de 650m. Il est subdivisé de bas en haut en unité F6 et unité F4-F5.
- **Le Dévonien moyen (F3) :** représenté par une série argilo-carbonatée constituée d'argiles grises indurées, de marnes et de quelques passées gréseuses.
- **Le Dévonien supérieur (F2) :** formé d'argiles grises, noires à brunes foncées et d'intercalations de calcaires argilo-gréseux.

I.3.2.5. Le Carbonifère : son épaisseur varie de 900m à 1050m. La série est constituée de cycles de calcaires, de silts, d'argile, conglomérats et d'alternances de grès clairs traduisant une évolution d'un milieu lagunaire à continental. Il contient deux (02) étages à savoir :

- **Le Carbonifère inférieur :** contient les formations suivantes : A, B, C et D.
- **Le Carbonifère supérieur :** représente deux (02) formations : E et F.

I.3.2.6. Le Permien :

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

I.3.3. Le Mésozoïque :

Il repose en discordance Hercynienne sur le Paléozoïque. La série est composée des dépôts essentiellement évaporitiques et argilo-gréseux (continentaux) et caractérisée par une grande variété de faciès. Le Mésozoïque comprend de bas en haut :

I.3.3.1. Le Trias :

Composé par des sédiments continentaux clastique et des dépôts argilo-gréseux et évaporitiques, d'une épaisseur qui peut atteindre 300 m (Galeazzi et *al*, 2008). Il est subdivisé dans la région en ensembles :

- **Le Trias argilo-gréseux inférieur (TAGI) :** Il est constitué des grés blancs fin à moyen devenant grossier, silico argileux et gris vert, silteuse et feuilletée. Au sommet il est représenté par une alternance de grés et d'argile.
- **Le Trias argilo-carbonaté (TAC) :** c'est un ensemble argilo-gréseux.
- **Le Trias argilo-gréseux supérieur (TAGS) :** constitué par des grés blancs très fins siliceux à silico-argileux avec d'intercalation d'argile brune à rouge et grise verdâtre.
- **Le trias(S4) :** constitué d'une alternance de sels blancs massifs translucides.

I.3.3.2. Le Jurassique : subdivisé en trois (03) unités lithologiques sont de bas en haut :

- **Le Jurassique inférieur (Le Lias) :** cette série contient les formations (argileuse, S3, S1+S2, Horizons B), elle est formée d'argiles brunes-rouges et de grés verdâtres parfois tendres et admettant surmonté par les sels massifs de couleur blanc et des niveaux d'anhydrites blanches et enfin l'horizon B (dolomitique).
- **Le Jurassique moyen (Le Dogger) :** est formé par une alternance d'argile versicolore parfois silteuse carbonatées admettant des intercalations de grés moyen à grossier argileux localement dolomitiques et des calcaires dolomitiques avec des traces de pyrite et de lignite.
- **Le Jurassique supérieur (Le Malm) :** dans le Sahara oriental, le Malm est une série constituée d'une alternance d'argiles versicolores dolomitiques, de calcaires argileux et de grès à grains moyens contenant des traces de lignites avec des couches dures (dolomie et anhydrite).

I.3.3.3. Le Crétacé :

Avec une épaisseur de 700 m environ, il débute par le Néocomien et se termine par la série carbonatée du Sénonien. Il est subdivisé en huit (08) unités lithologiques qui sont de bas en haut :

-**Le Crétacé inférieur** : 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** : formé d'une alternance d'argiles grises, de sels et de calcaires blanc.

I.3.4. Le Cénozoïque : formé de bas en haut par :

I.3.4.1. Le Mio-pliocène :

Qui repose en discordance sur le Crétacé supérieur est représenté par du sable blanc, jaune ocre ou rosâtre, fin à moyen parfois grossier, avec du calcaire gréseux blanc, localement jaunâtre et de fins niveaux d'argile gris sombre.

I.3.4.2. Le Quaternaire :

Il est composé des sables dunaires.

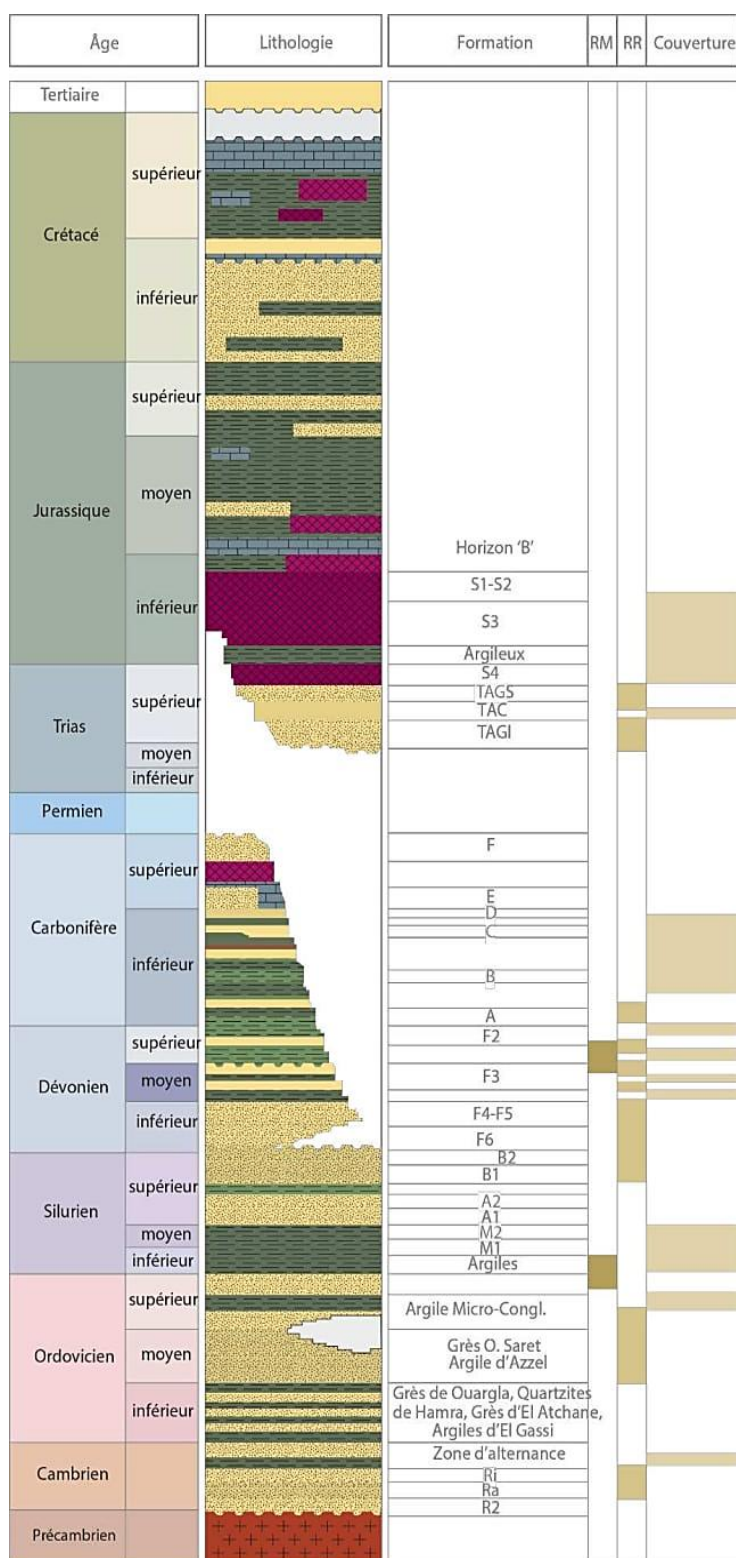


Figure I.02 : Colonne stratigraphique du bassin de Berkine. (WEC ; 2007).

I.4. Aspect structural :

Le bassin de Berkine est un bassin intra-cratonique qui s'est développé au milieu de la fin du Triasique de la fin de la plateforme Saharienne. L'évolution de ce bassin s'est déroulée en trois (03) phases (Figure I.3) :

- Initiation par réactivation des systèmes de failles Panafricaines d'un bassin Paléozoïque en affaissement.
- Soulèvement et érosion d'une grande partie du bassin pendant la phase Hercynienne.
- Une inclinaison Nord-Ouest et la superposition d'un Bassin d'extension Mésozoïque.

L'ossature structurale actuelle du Bassin de Berkine a été produite par les effets successifs des mouvements tectoniques liés aux phases :

- Taconique.
- Calédonienne.
- Hercynienne.
- Autrichienne.

L'image structurale actuelle qui est le résultat de plusieurs phases de déformations successives, depuis les phases qui ont structurées le substratum jusqu'aux phases les plus récentes ont fait apparaitre deux (02) directions d'accidents majeurs (Beicip ; 1991) :

- **Une direction d'accidents Est-Ouest :**

Qui apparait sur la bordure Nord du môle d'Ahara. Ce trend n'est pas une faille unique mais il correspond à un réseau de failles et de flexures d'orientation Est-Ouest, cette zone d'accident présente un rejet modéré vers le Nord, du fait que les séries Dévonienues et Carbonifères montrent un épaissement considérable vers le Nord.

- **Une direction d'accidents NE-SO :**

Très différente de la précédente particulièrement sur la partie centre, ces accidents ont jouées en failles inverses ont données naissance à des grandes structures au centre et à l'Est du bassin de Berkine. Ces failles 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 N70 : à l'Ouest du bassin dans la région de RhourdNouss, GassiTouil, et Meniz El Lejmat.
- Direction sub-équatorial : au Sud du môle d'Ahara séparant Berkine du bassin d'Illizi.
- Direction N150 : au Nord-Est du bassin du côté des champs de Keskesa, BirBerkine et BirRebaa.

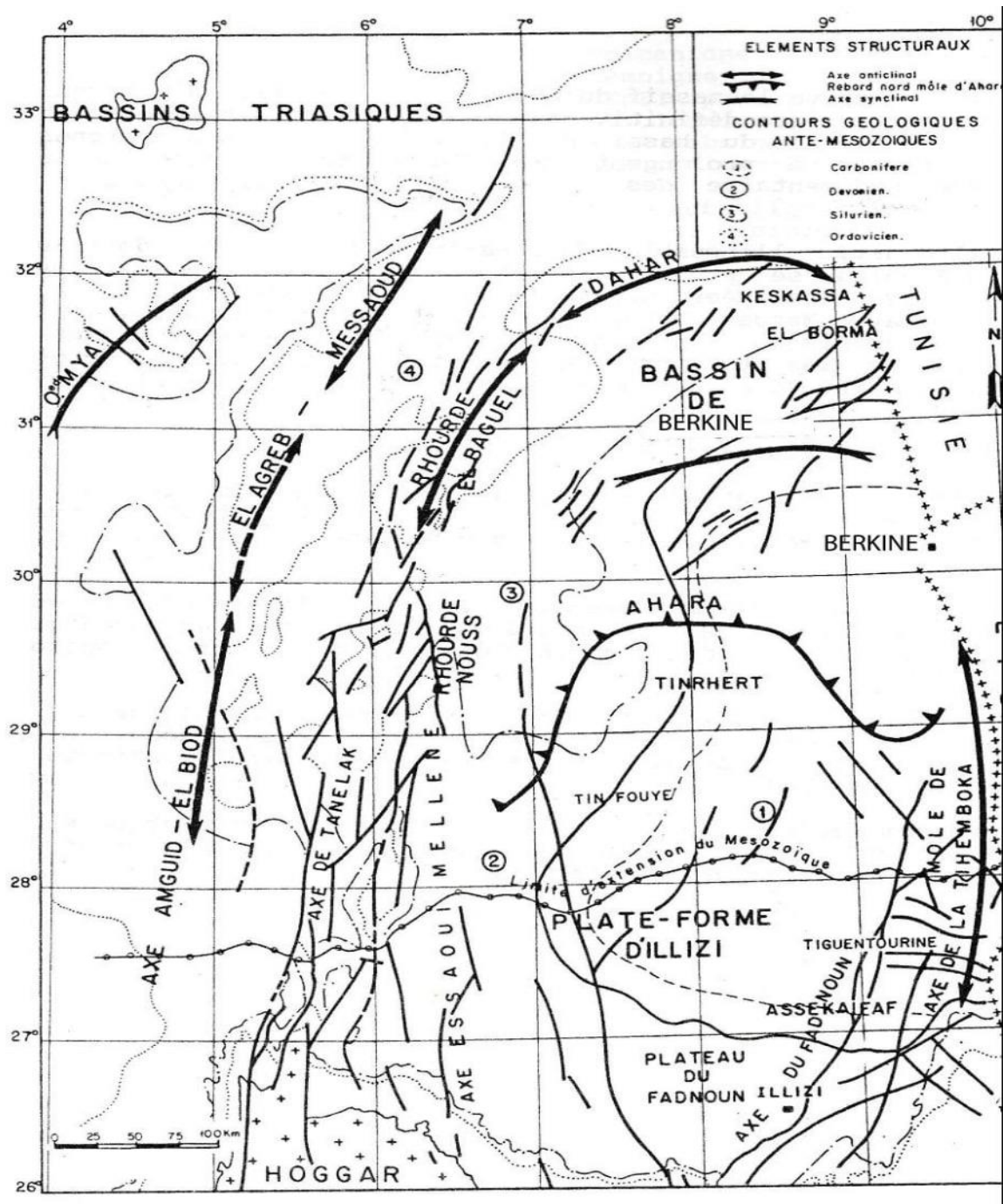


Figure I.03 : Les éléments structuraux de la province Triasique montrant les principaux axes ayant affectés le bassin de Berkine. (Chaouche. A ; 1992).

I.5. Aspect pétrolier :

I.5.1. Les roches mères :

Les deux (02) roches mères principales reconnues sur l'ensemble du bassin sont la roche mère Silurienne argileuse, d'extension régionale, constitue le principal générateur d'hydrocarbures dans la région et la roche mère de Dévonien Supérieur (Frasnienne) a une extension plus limitée et se localise dans la partie centrale du bassin (Sonatrach 2002 ; WEC, 2007) (voir la Figure I.02) :

I.5.1.1. La roche Silurienne :

Le Silurien argileux est présente dans la quasi-totalité du bassin sauf en bordure Ouest et au Nord ou il a été érodé durant la phase Hercynienne, son épaisseur varie de 300 à 400 m dans la partie centrale. Il est subdivisé en deux (02) parties :

- Une partie basale : marquée par un pic radioactif, son épaisseur moyenne varie de 10 à 20m d'argiles noires à graptolites riche en matière organique d'origine marine.
- Une partie supérieure : moins radioactive.

I.5.1.2. La roche Frasnienne :

Localisée dans le Dévonien Supérieur, elle est subdivisée en deux (02) zones :

- La zone inférieure radioactive au Frasnien présente les meilleurs potentiels avec une épaisseur variant de 150 à 300m.
- Une zone supérieure du Frasnien-Famenien avec une épaisseur qui varie de 50 à 500m.

I.5.1.3. L'Ordovicien supérieur :

Les roches mères sont localisées dans les formations de nature argileuse micro conglomératiques. La matière organique est de type II.

I.5.1.4. Le Carbonifère :

Les roches mères sont présentées dans les niveaux argileux. La matière organique est de type III favorable à la génération du gaz.

I.5.2. Les Roches Réservoirs :

Les principaux réservoirs du bassin sont ceux du Trias, du Carbonifère, du Dévonien inférieur, de l'Ordovicien et du Cambrien (voir la Figure I.02).

I.5.2.1. Le Cambrien :

Son épaisseur varie de 500 à 600m. Les réservoirs du Cambrien sont représentés par trois (03) unités R1 (Ri, Ra), R2 et R3. Les meilleurs réservoirs sont rencontrés aux niveaux des grès du "Ri" et du "Ra", qui sont généralement quartzitiques où la couverture est assurée par les argiles d'El Gassi de l'Ordovicien.

I.5.2.2. L'Ordovicien :

Les quartzites de Hamra et les grès de Ouargla constituent les deux (02) principaux réservoirs de l'Ordovicien. Leur épaisseur maximale est de 325m. Ils sont essentiellement reconnus à ce jour comme potentiels dans la zone de la dépression Sud-Est Triasique et dans la dépression de Dahar sur les extensions de l'axe structural de Rhourde El Baguel. Ce réservoir est généralement non conventionnel, il produit par fracturation du gaz à condensat dans la majorité des gisements.

I.5.2.3. Le Silurien Argilo Gréseux :

Cette formation correspond à la partie supérieure du Silurien, elle est subdivisée en unités M1, M2, A, B1 et B2 qui constituent la partie inférieure et moyenne du réservoir F6. Les grès sont fins à moyen. Cette série produit de l'huile et du gaz à condensat à Rhourde Nouss et à Rhourde Adra.

I.5.2.4. Le Dévonien inférieur :

Les réservoirs de ce niveau sont constitués par trois (03) séquences essentielles :

- **Gedinnien** : où prédomine une série de grès massif de type fluviatile (post-Calédonien) d'une épaisseur moyenne de l'ordre de 200 m. Ses paramètres pétrophysiques sont assez bons.
- **Siegénien** : transgressif qui présente des passages gréseux, correspondant à des réservoirs de type cordon littoral et deltaïque. Ces grès à bonnes caractéristiques pétrophysiques sont reconnus à gaz à condensat et huile légère son épaisseur totale varie de 250 à 300m.
- **Emsien F4** : la régression Emsienne est marquée par un développement d'une barre gréseuse au sommet qui marque la fin de cette unité. Ce réservoir est généralement imprégné d'huile dans certains puits de la zone de Hassi Berkine.

I.5.2.5. Le Carbonifère :

D'âge Strunien à Viséen, ces réservoirs sont représentés par les grès de Rhourd El Khrouf (RKF) avec d'excellentes caractéristiques pétrophysiques, se présentent sous la forme d'intervalles gréseux compris dans des séquences argilo-gréseuses liées à un environnement de dépôt marin peu profond.

I.5.2.6. Le Trias :

- **Le TAGI (Trias argilo-gréseux inférieur) :** constitue la série basale du Mésozoïque de type fluvatile se développant sur l'ensemble du bassin. Il est présent dans tout le bassin sauf la bordure Sud-Ouest où il présente une lacune de dépôt. Son épaisseur varie de 10 à 200m au Nord et 100m dans la partie centrale et Ouest. Le TAGI présente deux (02) séquences principales :

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

- **Le Trias argilo-carbonaté (TAC) :** caractérisé par des faciès argileux, généralement dolomitiques, et de séquences gréseuses du Trias intermédiaire bien développées dans la dépression Sud-Est Triasique. Du point de vue potentiel le réservoir présente peu d'intérêt. Les principaux résultats pétroliers sont obtenus dans la région de Rhourde Nouss et Hassi Chergui.

- **Le TAGS (Trias Argilo-Gréseux supérieur) :** excellent réservoir, constitue le principal objectif pétrolier dans la dépression Sud-Est Triasique au Sud-Ouest du bassin. Il est constitué de séquences de chenaux fluviaux et deltaïques caractérisées principalement par des grains moyens à grossier témoignant de la proximité des sources d'apport. Vers le Nord, cette série devient progressivement argileuse puis salifère (équivalent du S4), son épaisseur moyenne est de 100 à 150m.

I.5.3. Les roches couvertures :

I.5.3.1. Les couvertures paléozoïques :

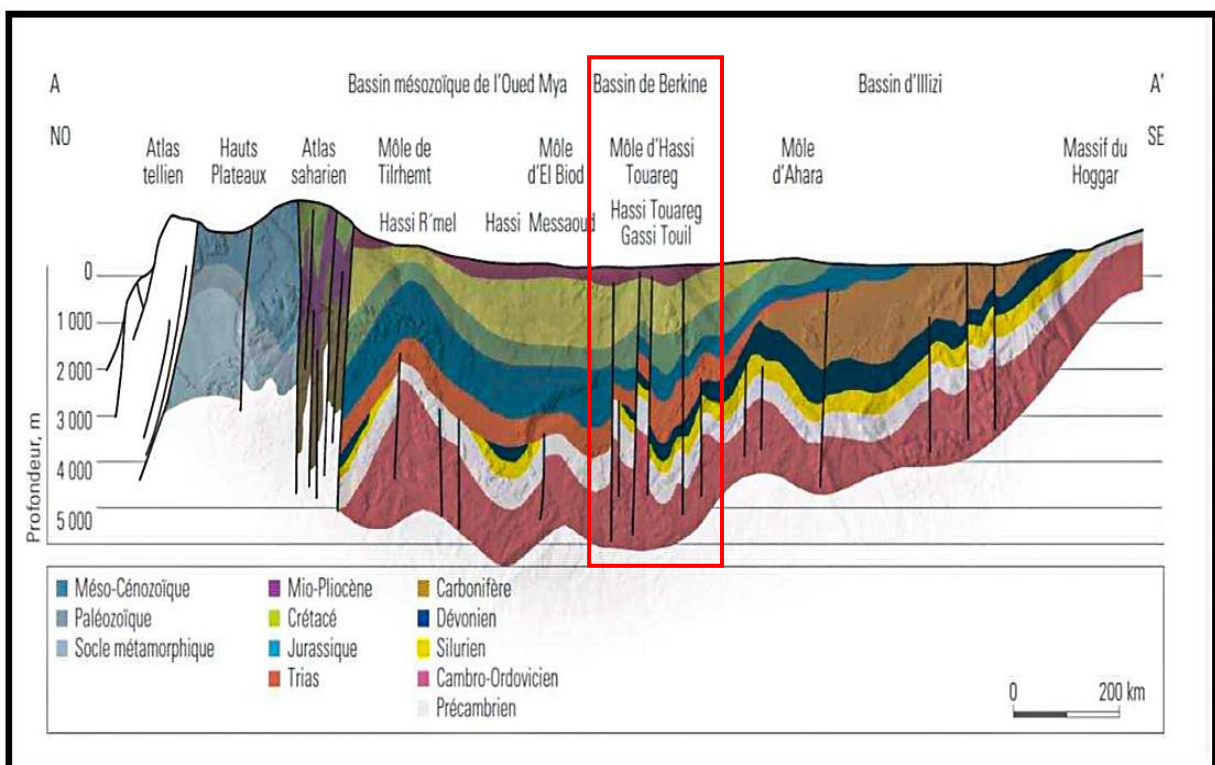
- L'étanchéité des réservoirs du TAGI est assurée par les argiles du Trias carbonaté et les évaporites du Lias.
- Dans le Carbonifère et le Dévonien, les couvertures sont représentées par les argiles du Trias carbonaté sur les bordures du bassin.
- La couverture des réservoirs de l'Ordovicien et du Cambrien est assurée respectivement par les argiles du Silurien et de l'intra-Ordovicien.
- Dans le Cambrien, la couverture est assurée par les argiles d'El Gassi.

I.5.3.2. Les couvertures Mésozoïques :

L'étanchéité des réservoirs Triasiques est assurée par les argiles du Trias carbonaté, Trias intermédiaire et les évaporites du Trias-Lias.

I.5.4. Type des pièges :

Les pièges dans le bassin de Berkine sont généralement associés à des failles normales NE-SO et sont relativement de faible amplitude. Néanmoins, leur potentiel est lié aux rejets des failles qui définissent leur taux de remplissage et les positions des différents plans Huile/Eau (Figure I.4).



II. Généralités sur le périmètre d'étude EL BORMA :

II.1. Historique de recherche :

La première découverte d'huile dans la région d'El Borma, a été faite avec le forage du puits ELB-1 en janvier 1967, dans le réservoir TAGI (niveaux A et B), avec une structure importante qui apparaît sur une superficie de 60km² (sans compter la partie Tunisienne) limitée au Nord par la grande faille d'El Borma, d'extension régionale et dont l'axe majeur est globalement de direction NE-SO.

Deux ans après, le gisement de Keskassa a été découvert suite au forage du puits KA-1bis sur une structure de même orientation. La base du TAGI (TAGI inférieur) constitue le réservoir productif (appelé niveau E).

Le gisement de Zemlet En Nouss a été découvert en 1982 suite au forage du puits ZES-1, ainsi que ZES-2. Le sommet du TAGI (TAGI supérieur) constitue le réservoir ayant fait l'objet de la découverte d'huile (niveaux A et B) équivalent des grès productifs dans le gisement d'El Borma. Plusieurs forages d'exploration et délinéation ont été réalisés sur le périmètre de recherche El Borma.

- En ce qui concerne les campagnes sismiques effectuées dans la région on note :

- Sonatrach a acquis un total de 1983 Km de sismique 2D (HDZ) de 1970 à 1996.
- L'association Sonatrach-Consortium allemand des pétroles a acquis 273Km de profils sismiques (HEG) en 1981.
- Acquisition de 153,5 Km de sismique 2D (01ZN) en 1999.
- Acquisition de 378,5 Km de sismique 2D (04ZN) en 2004 retraitées par ENAGEO en 2007, suivie de la campagne (09ZN).
- Acquisition en 2012 de 1300 Km² de sismique 3D (ZN_3D).
- ELBS-3D a été acquis en 2019 sur une surface 2000.5 km².
- ELBW-3D a été acquis en 2020 sur une surface 809,97 km².

II.2. Situation Géographique :

Le périmètre de recherche « El Borma » constitué par les blocs 401b, 402b, 441 et 442, se localise dans la partie Nord orientale du bassin de Berkine (Figure I.05). Le périmètre est d'une superficie totale de 3010,14 Km².

Ce périmètre est recouvert par de grandes dunes, d'une hauteur de 175 à 250m, à l'exception de la partie Nord-Est où affleure le Sénonien, cette zone est limitée par la longitude (08°50' Nord) et la latitude (31°05' Est), il est limité au Nord par le môle de Dahar, au Sud par le périmètre de recherche Sif Fatima, à l'Est par la frontière Tunisienne et à l'Ouest par le périmètre de recherche Rhourde El Rouni II.

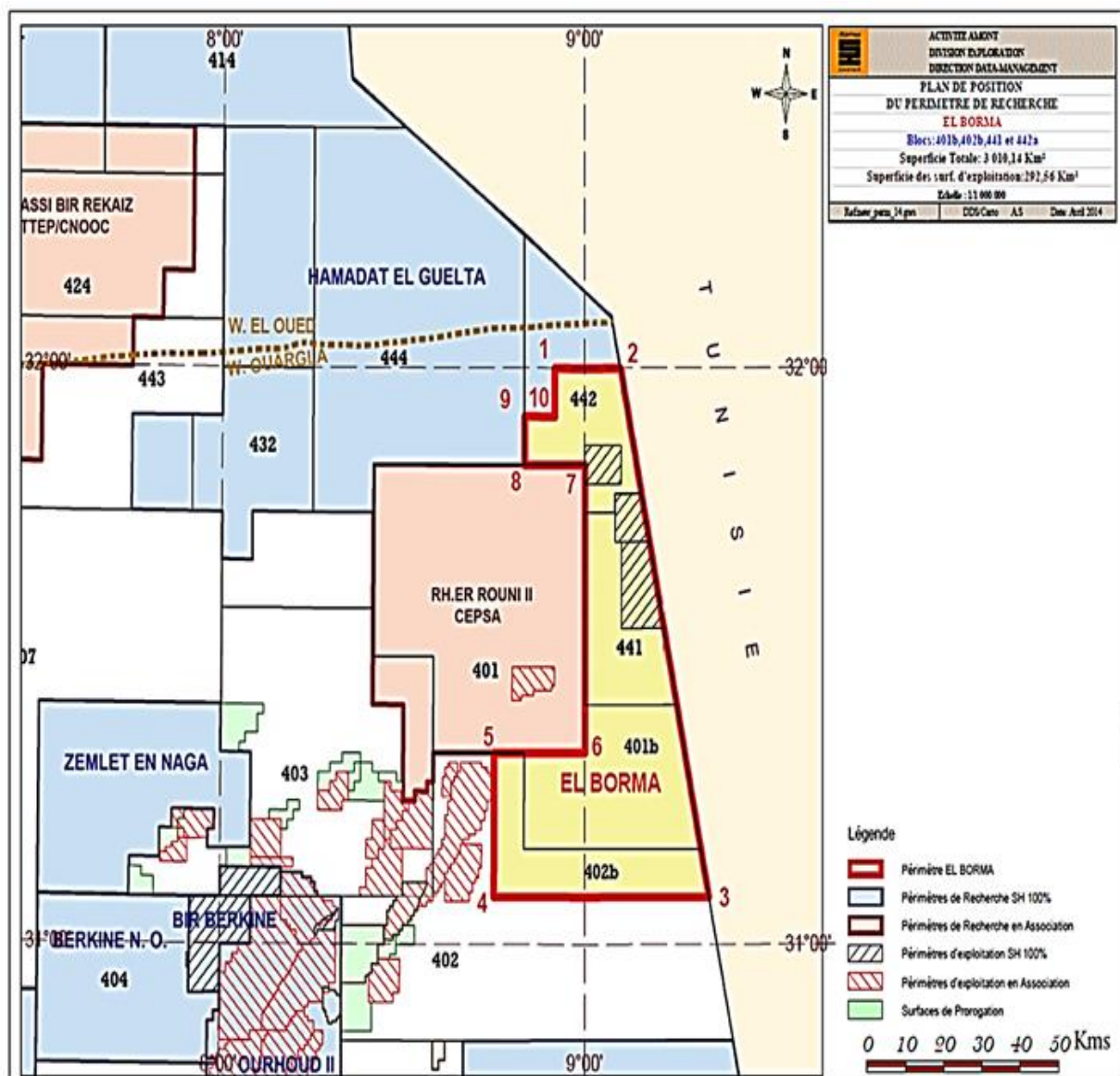


Figure I.05 : Plan de position du périmètre de recherche El Borma (Document Sonatrach 2014).

II.3. Cadre Géologique :

La région d'El Borma se situe dans l'Erg oriental et occupe le périclinal Sud-Ouest de la voûte de Dahar. Le Paléozoïque, ayant subi une érosion intense ayant partiellement affecté le Dévonien et le Silurien ; Il est recouvert par une épaisse série sédimentaire d'âge Mésozoïque et Cénozoïque (Figure I.06).

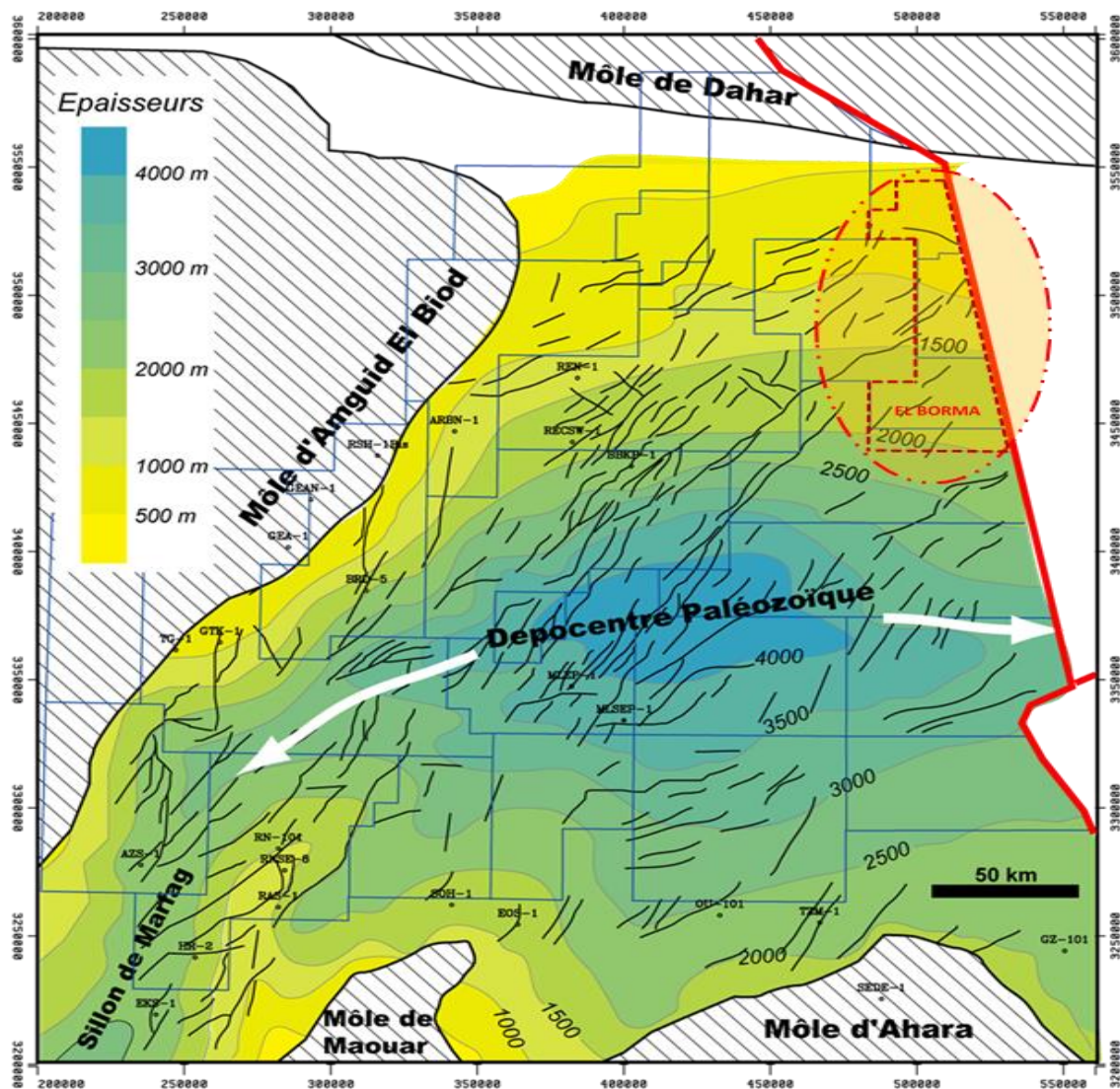


Figure I.06 : Esquisse structurale et isopaque du Paléozoïque du Bassin de Berkine montrant la situation géologique de notre région d'étude. (Beicip-Franlab).

II.4. Aspect structural :

La majorité des structures, dans la région d'étude semble être affectée par le jeu combiné des phases tectoniques Calédonienne et Hercynienne, se traduisant par des failles principales d'orientation NE-SO parallèles à l'axe structural majeur d'El Borma formant ainsi un ensemble de blocs soulevés et affaissés (horsts et grabens) orientés NE-SO et la réactivation Autrichienne a engendré des mouvements de décrochements en transpression, le long des failles existantes NE-SO (Figure I.07).

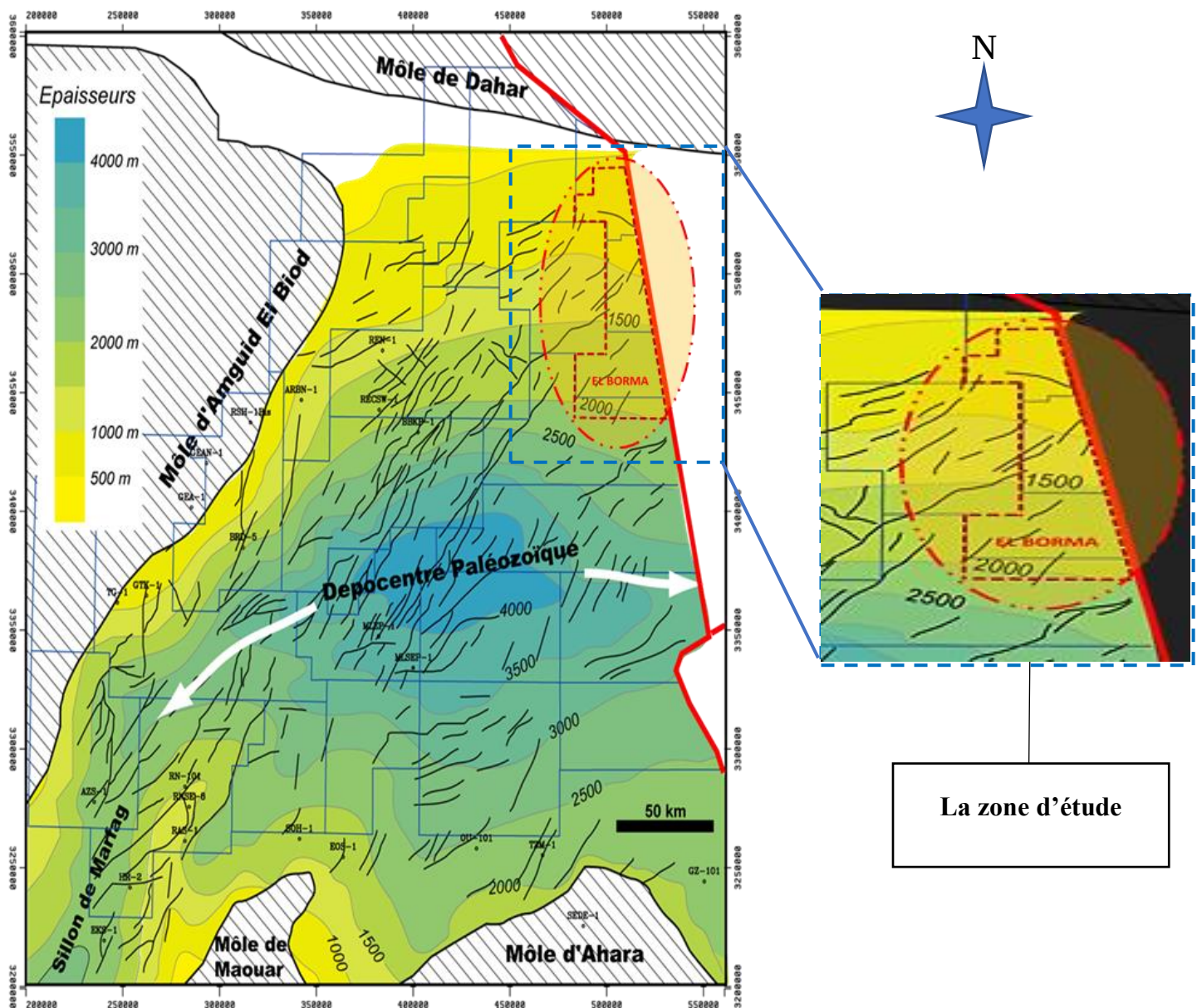


Figure I.07 : Carte en isopaque au toit du Paléozoïque montrant les axes structuraux ayant affecté le bassin de Berkine. (Beicip-Franlab ; Modifiée).

III. Présentation du réservoir TAGI dans notre région d'étude :

Le réservoir TAGI, constitue un objectif très prospectif dans la région d'El Borma vu ces qualités réservoirs bien développé où il présente des bonnes caractéristiques pétrophysiques (document Sonatrach). Il repose sur la discordance Hercynienne ou il constitue un réservoir extensivement étendu dans la zone d'étude, scellé par la couverture épaisse et régionale Triasique. (WEC ; 2007). De point de vue lithologique, le TAGI essentiellement d'origine fluvatile se subdivise en trois (03) termes à savoir, le TAGI inférieur, le TAGI moyen et le TAGI supérieur séparées par des niveaux argileux de la plaine d'inondation.

19 puits répartis dans quatre blocs (402b, 401b, 441, 442) (Figure I.8) constituant le périmètre d'El Borma ont été choisi pour notre étude :

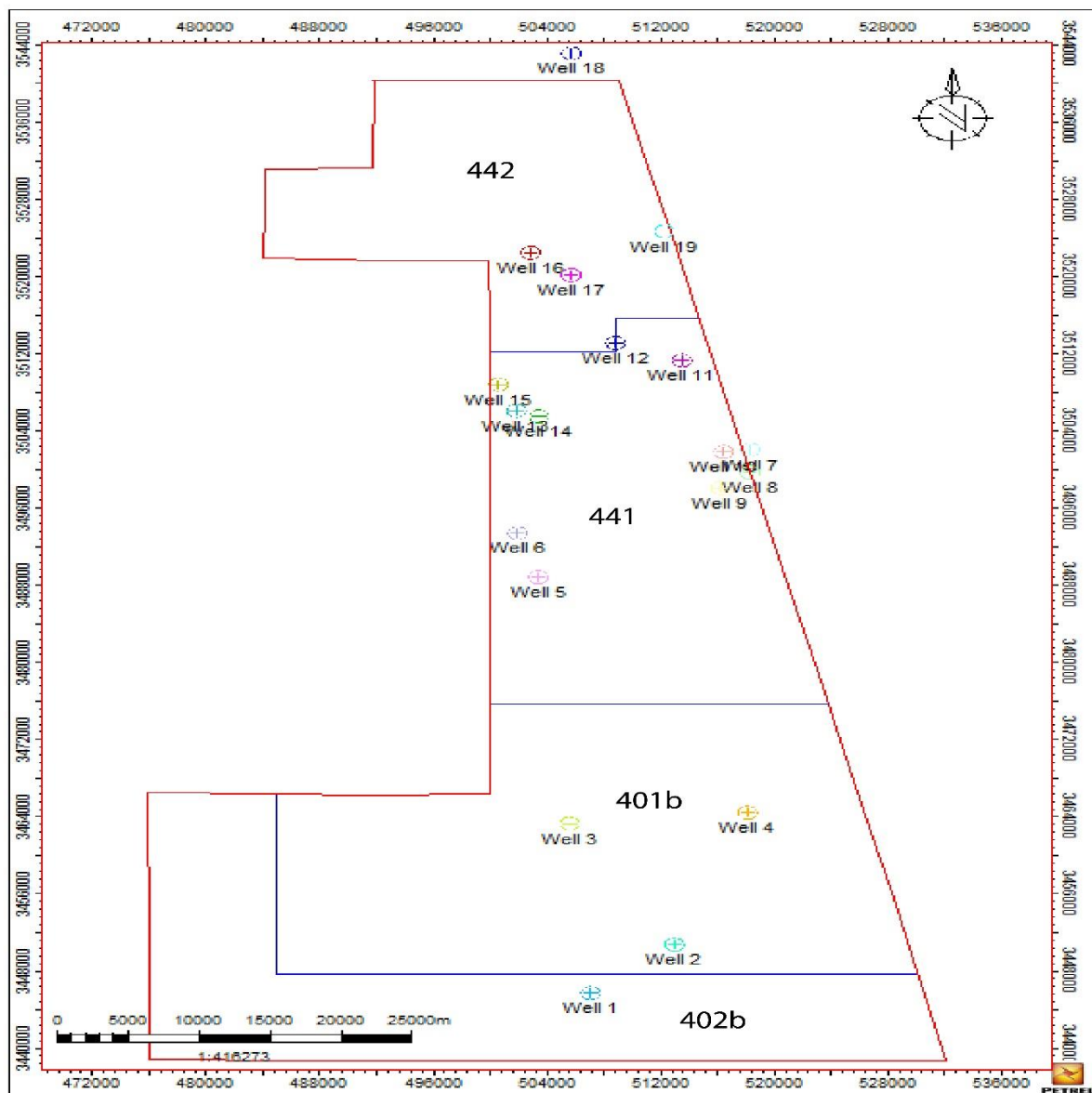


Figure I.08 : Carte de positionnement des 19 puits sélectionnés pour l'étude dans la région d'El- Borma.

III.1. Profils pour montrer l'extension latérale du TAGI :

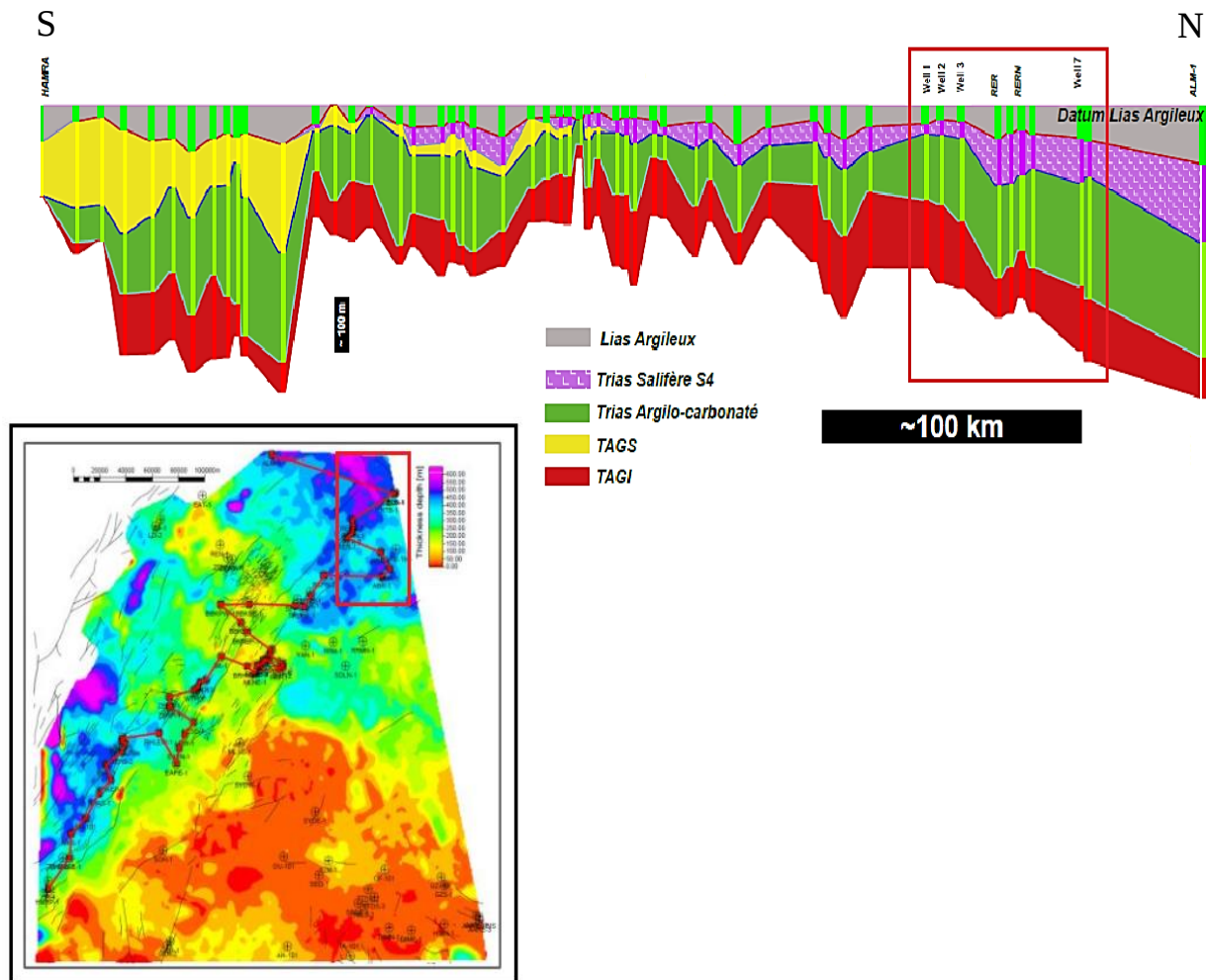


Figure I.09 : Coupe géologique non-faillée montrant la forme du réservoir TAGI travers les puits Well 1, Well 2, Well 3 et Well 7.

Cette coupe géologique montre l'extension latérale du TAGI non-faillée au niveau de la région d'étude « El Borma », on remarque que l'épaisseur du réservoir est variable dans toute la région, et on remarque aussi qu'il est structuré par des anticlinaux et des synclinaux (Horsts et grabens) (Figure I.09).

III.2. Piégeage :

Le périmètre El Borma se caractérise par une succession de horsts et de grabens de direction NE-SO. Des pièges structuraux qui sont anticlinaux. D'autres pièges de type stratigraphique (essentiellement dans le TAGI) peuvent aussi se développer dans la région.

CHAPITRE II

ETUDE SEDIMENTOLOGIQUE

I. Introduction :

Dans le domaine pétrolier, les principales données utilisées pour la caractérisation et l'évaluation des formations du réservoir TAGI présentent des études : sédimentologique, pétrographique, diagenétique et pétrophysique pour une exploitation convenablement d'un gisement du pétrole ou du gaz.

Au terme d'étude sédimentologique couplée à cette étude. Nous irons étudier les caractéristiques des roches sédimentaires ainsi que les différents faciès et comprendre les environnements de dépôt afin de bien évaluer le réservoir TAGI.

La reconstitution des anciens milieux de sédimentation fluviatile est fondée sur les données des faciès actuel de chenaux, des cours d'eau, de plaines d'inondation. Ceux-ci sont fiable et sont facilement utilisable pour l'étude des anciennes séries.

II. Méthodologie de travail :

Une sélection de 19 puits est choisie pour cette étude dont trois (03) ont été sélectionné pour l'étude de carottes (Tableau II.01).

			Well 1	Well 2	Well 3
Profondeur du réservoir TAGI carotté (m)	Carotte 1	Toit (m)	2528	2486	2540
		Mur (m)	2565.75	2523.80	2552
	Carotte 2	Toit (m)	-	-	2558
		Mur (m)			2578

Tableau II.01 : Profondeur du réservoir TAGI carotté.

- Dans ce chapitre la méthodologie de travail consiste à :

- Faire un log de description des carottes et une association des faciès pour chaque puits (Well 1, Well 2 et Well 3).
- Etablir des corrélations lithologiques Nord-Sud et NNO-SSE des logs diagraphiques obtenue à travers le gamma ray puis faire l'interprétation.
- Etablir un découpage séquentiel au niveau du puits Well 3 afin de sortir les cortèges sédimentaires présents.

III. Définitions :

III.1. Lithofaciès :

Un lithofaciès est une subdivision cartographiable latérale d'une unité stratigraphique désignée, distinguée des subdivisions adjacentes sur la base de la lithologie, y compris toutes les caractéristiques minéralogiques et pétrographiques.

III.2. Faciès :

Ensemble des caractères pétrophysiques, lithologiques et paléontologiques définissant un dépôt ou une roche (George 1970).

Il a un intérêt descriptif et sert à qualifier un étage lithostratigraphique ou biostratigraphique.

III.3. Séquence :

C'est une unité stratigraphique d'une succession chronologique typique concernant les roches d'une formation géologique qui est délimitée par une discordance en haut et en bas.

IV. Critères d'identification d'un milieu de dépôts :

IV.1. Les critères biologiques :

- La présence d'organismes : les constituants de la faune et de la micro-faune sont caractéristiques individuellement ou par leurs associations d'environnements déterminés. Toutefois leur état de préservation est fondamental pour affirmer leur appartenance à une biocénose et mettre en évidence un éventuel transport hors du milieu de vie.
- Les rapports de fréquence de groupes d'organismes : de nombreuses biocénoses sont caractérisées par quelques taxons dont les fréquences de répartition sont interalliées et sont indicateurs de milieu.

- La richesse et la diversité spécifique : la richesse et la diversité spécifique augmentent depuis la zone intertidale jusqu'à la zone infratidale, un maximum est atteint dans les zones de barrière récifale, puis il y a décroissance des valeurs de ces facteurs vers le bassin marin distal.

IV.2. Les critères lithologiques :

- La nature du sédiment : elle permet de situer le type d'environnement sédimentaire et les facteurs généraux, essentiellement physico-chimiques qui les contrôlent et qui sont propres à chaque type de sédiment.
- La disposition des couches et leur géométrie : la stratonomie varie en fonction des environnements : bancs massifs dans la zone infralittorale, alternances des bancs minces dans la zone circalittorale, absence de stratification dans les zones de récifs...etc. La géométrie continue, lenticulaire ou chenalisée des bancs et également significative des types d'environnements.
- La présence de structures sédimentaires : les rides de courants, les figures de dissipation, les laminites, les niveaux slumpés sont autant d'indicateurs de milieux.
- Le type des séquences : à l'échelle élémentaire, au premier ordre et parfois au deuxième ordre, les séquences peuvent être caractéristiques des environnements.

IV.3. Les critères pétrographiques :

- La nature des constituants : la présence d'oolites, de phosphates, de quartz détritiques, de bioclastes, renseignent sur la bathymétrie, la proximité du littoral et l'énergie de dépôt.
- La nature et proportion de la phase de liaison : l'existence d'un ciment carbonaté ou d'une matrice boueuse, permettent d'apprécier le taux d'envasement du milieu du dépôt (classification de Duham) et d'en déduire le niveau d'énergie hydrodynamique.
- Les textures diagenétiques : la cristallinité et la disposition des ciments ainsi que leur chronologie amènent d'utiles renseignements sur les environnements de dépôt par l'interprétation de la Diagenèse précoce, la maturité texturale nous donne d'utiles renseignements sur l'environnement ainsi que la tectonique du milieu (classification de Folk 1968, 1974).

IV.4. Les dépôts fluviaux :

En milieu continental les rivières et les fleuves constituent les principaux agents dynamiques responsables de la collecte des particules détritiques issues de l'altération et de l'érosion. (Miall, 1978 ; Walker & Cant in Walker, 1984).

D'ailleurs, ce sont des dépôts bien stratifié, de surface plane criblée de chenaux abandonnés, mis en place par un cours d'eau et composé de gravier, de sable et, dans des proportions moindres, de limon, d'argile et parfois, de matière organique.

Les premiers corps sédimentaires à se former dans système fluvial sont les cônes alluviaux dominés par des conglomérats s'intercalent dans leur partie distale avec les faciès sableux et limoneux du réseau fluvial ou avec des sédiments lacustres. Dans la zone côtière, la partie aval du réseau fluvial, montre fréquemment l'imbrication de faciès fluviaux et marins.

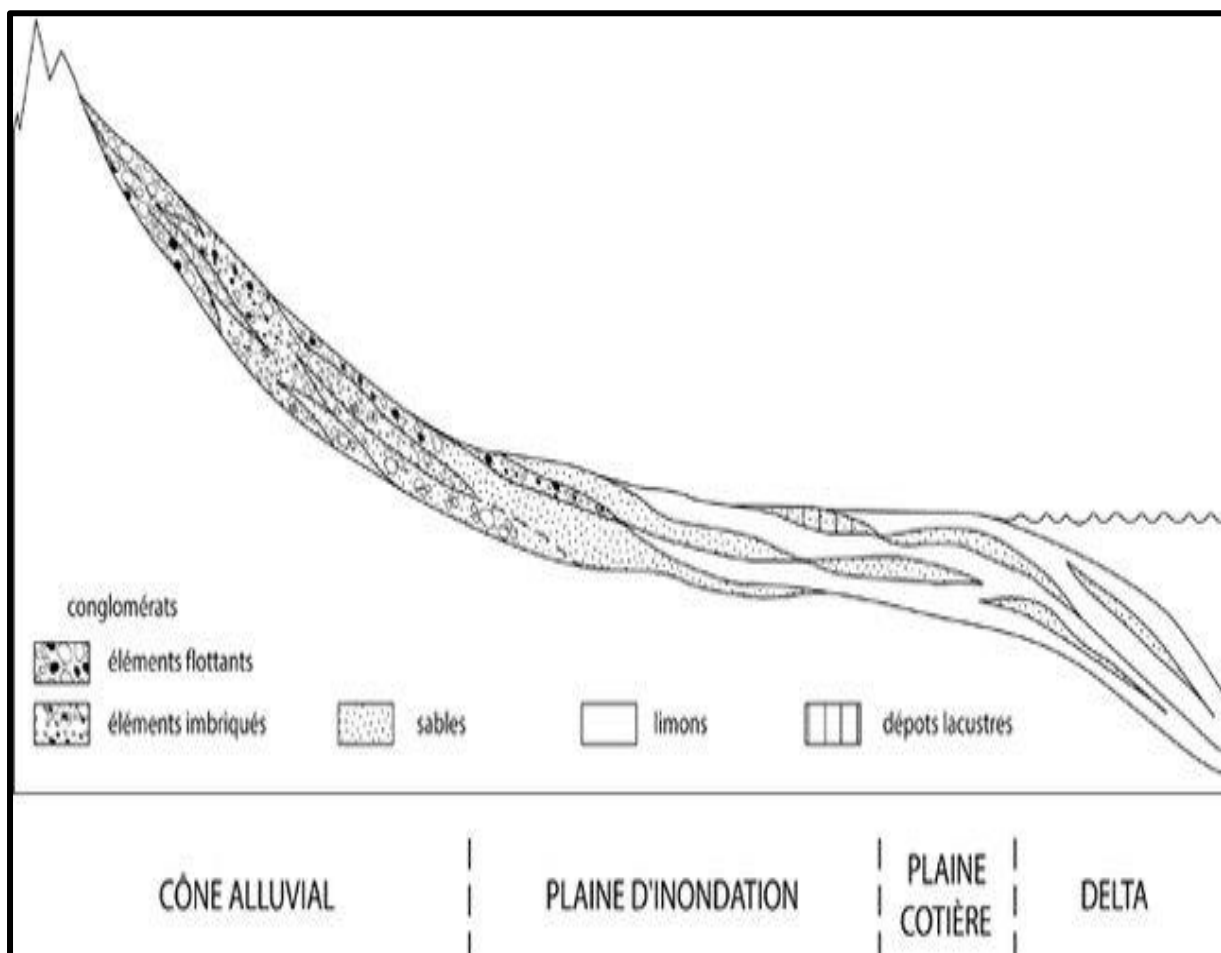


Figure II.01 : Schéma de l'évolution longitudinale d'un système fluvial.

(Isabelle Cojan ; 2006).

IV.5. Les réseaux fluviaux :

IV.5.1. Sédimentation des réseaux en tresse :

- Contexte : relief jeune, se développe dans les milieux de haute énergie. Les réseaux en tresse sont localisés dans la partie amont du système fluvial.
- Faciès : corps sablo-graveleux allongés, relativement rectilignes, passant latéralement aux dépôts plus fins de la plaine alluviale. Au sein de ce corps, les faciès sableux et sablo-graveleux sont dominants. Les stratifications entrecroisées en auge et les stratifications planes sont communes.
- Séquences de comblement : relativement courtes et amalgamées : c'est une conséquence du caractère éphémère des chenaux. La séquence complète est la suivante : gravier, grès grossier (stratification en auge), grès fin (stratification inclinée), silt et en dernier les argiles.
- Fossiles : peu ou pas, hormis des traces de plantes.

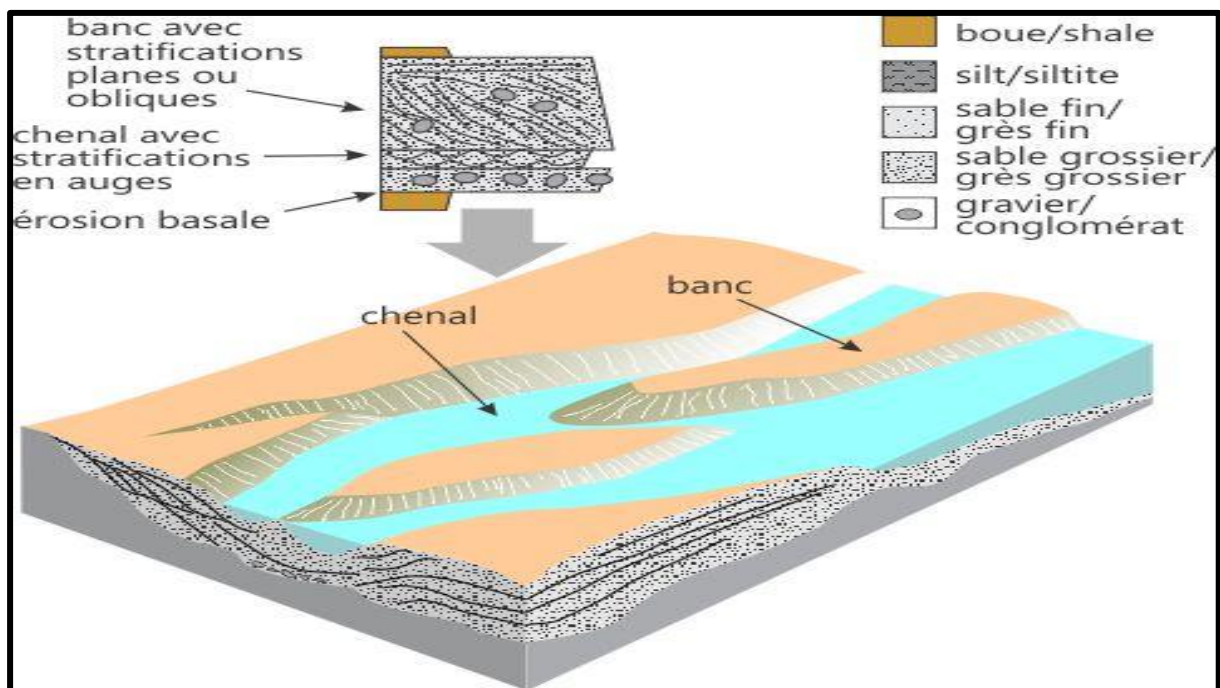


Figure II.02: Schéma d'un système fluvial à chenaux en tresse et exemple d'une séquence de comblement. (F.Boulvain ; 2021).

IV.5.2. Sédimentation des réseaux à méandres :

- Contexte : les rivières à méandres sont localisées dans la partie basse du système fluvial où l'énergie est la moindre. Elles sont entourées de vastes plaines d'inondation à sédiments fins.
- Faciès : proches des systèmes en tresse avec cependant une proportion beaucoup plus importante de sédiments fins et surtout des lobes de méandre. Les sédiments progressent latéralement vers l'axe du chenal. Des lacs (méandre abandonnée) sont fréquents. De même des stratifications obliques et entrecroisées se développent dans ce réseau.
- Séquences de comblement : mieux développées que dans le cas des systèmes en tresse.

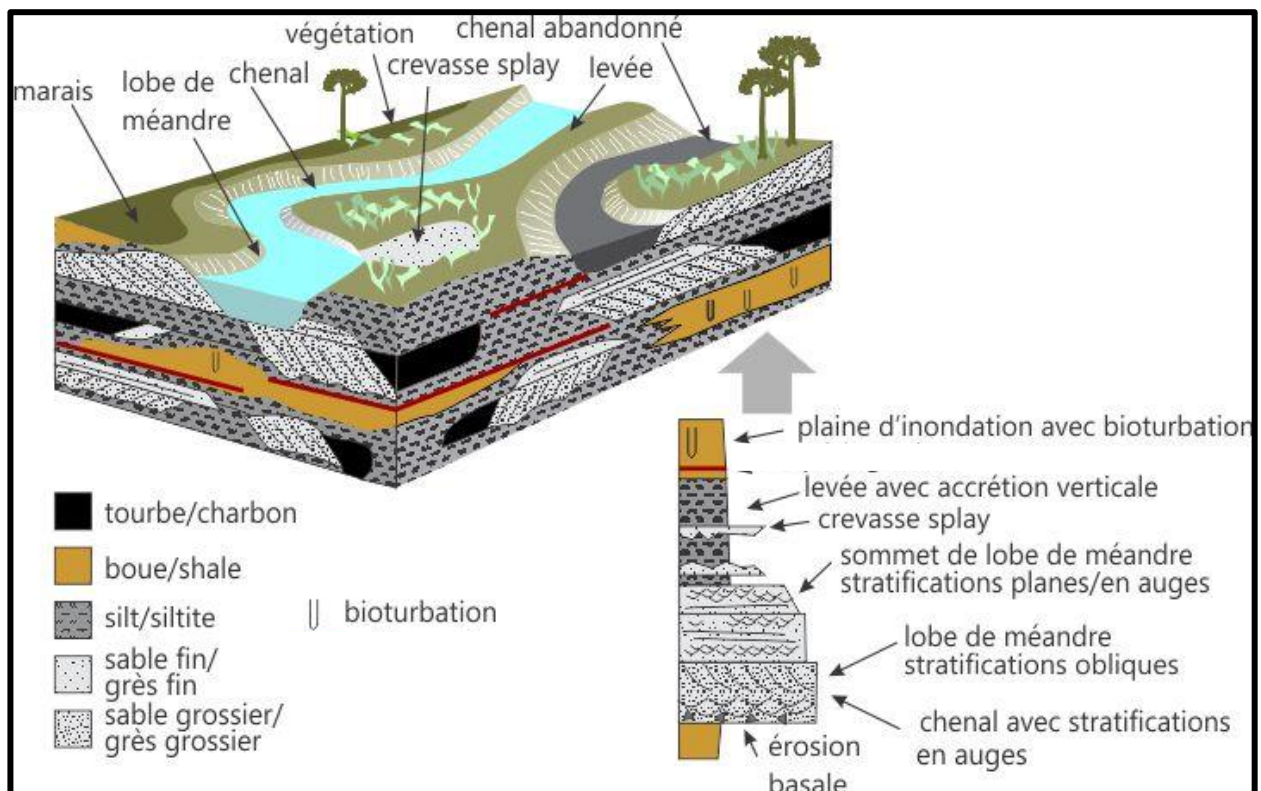


Figure II.03 : Schéma d'un système fluvial à méandres et exemple d'une séquence de comblement. (F.Boulvain ; 2021).

IV.6. Critères de reconnaissance des dépôts fluviaux anciens :

- 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.

V. Caractère sédimentologique des carottes :

L'étude sédimentologique et la caractérisation du réservoir TAGI s'effectuent par la définition des dépôts concernés du point de vue stratigraphique et lithologique obtenue par l'examen des carottes prélevées dans les forages.

V.1. Description des carottes :

Le log de description des carottes a été faite par SONATRACH pour les puits Well 1, Well 2 et Well 3.

- Le puit Well 1 (Figure II.04) (Figure II.05)
- Le puit Well 2 (Figure II.06) (Figure II.07)
- Le puit Well 3 :
 - Carotte N° 1 (Figure II.08)
 - Carotte N° 2 (Figure II.09)

• Le puits Well 1:

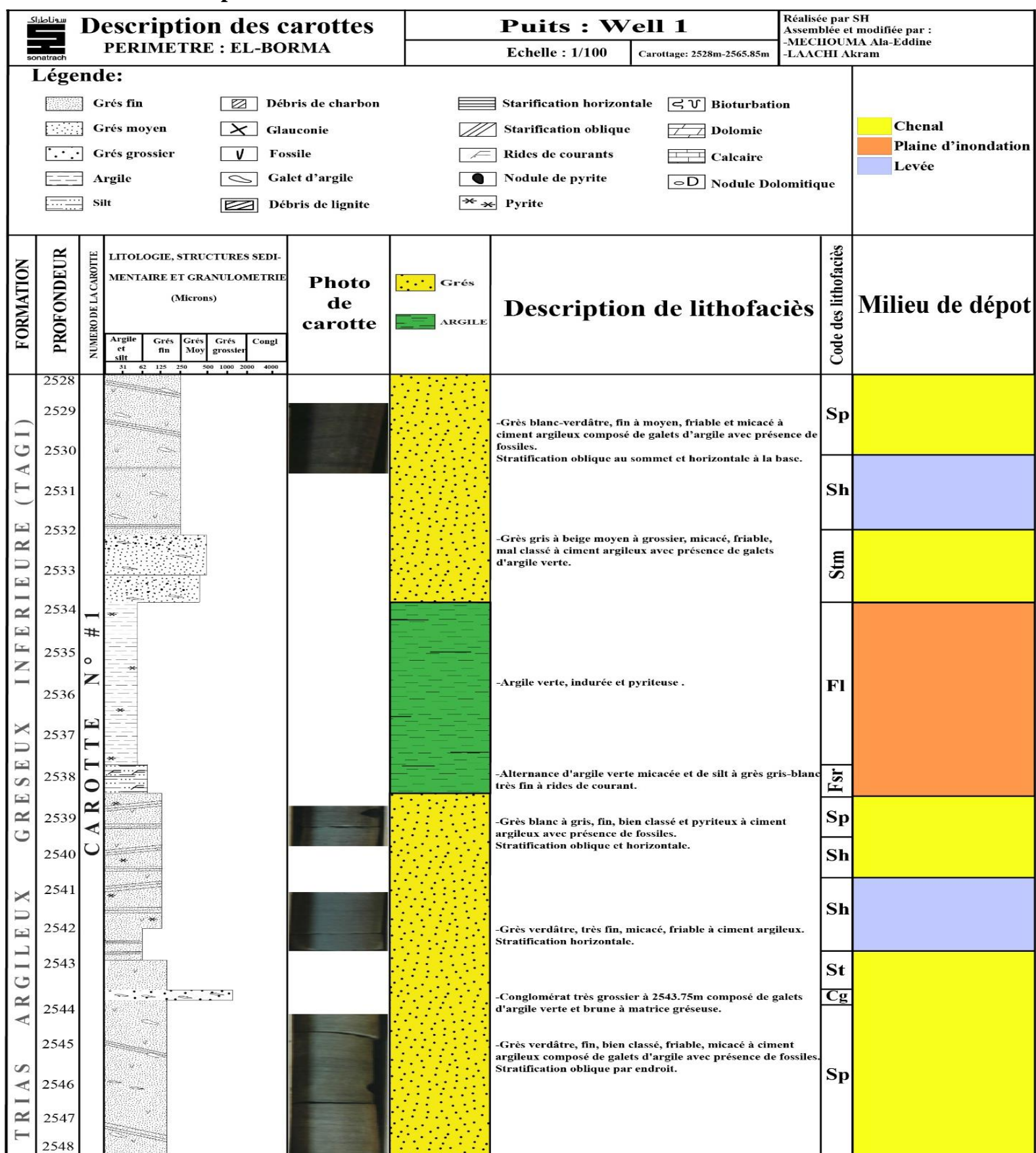


Figure II.04 : Log de description des carottes du puits Well 1.



Description des carottes

PERIMETRE : EL-BORMA

Puits : Well 1

Réalisée par SH
Assemblée et modifiée par :
-MECHOUMA Ala-Eddine
-LAACHI Akram

Echelle : 1/100

Carottage: 2528m-2565.85m

Légende:

	Grès fin		Débris de charbon		Stratification horizontale		Bioturbation
	Grès moyen		Glaucanie		Stratification oblique		Dolomie
	Grès grossier		Fossile		Rides de courants		Calcaire
	Argile		Galet d'argile		Nodule de pyrite		Nodule Dolomitique
	Silt		Débris de lignite		Pyrite		

Chenal
Plaine d'inondation
Levée

FORMATION	PROFONDEUR	NUMERO DE LA CAROTTE	LITOLOGIE, STRUCTURES SEDI-MENTAIRE ET GRANULOMETRIE (Microns)	Photo de carotte	Description de lithofaciès	Code des lithofaciès	Milieu de dépôt										
			<table><tr><td>Argile et silt</td><td>Grès fin</td><td>Grès Moy</td><td>Grès grossier</td><td>Congl</td></tr><tr><td>31</td><td>62</td><td>125</td><td>250</td><td>500 1000 2000 4000</td></tr></table>	Argile et silt	Grès fin	Grès Moy	Grès grossier	Congl	31	62	125	250	500 1000 2000 4000	Grès ARGILE			
Argile et silt	Grès fin	Grès Moy	Grès grossier	Congl													
31	62	125	250	500 1000 2000 4000													
TRIAS ARGILEUX GRESEUX INFÉRIEURE (TAGI)	2548	CAROTTE N° #1			-Grès blanc-verdâtre, moyen, micacé et argileux avec présence des fossiles. Stratification oblique.	Sp											
	2549																
	2550																
	2551																
	2552							-Grès verdâtre, fin, bien classé, pyriteux et argileux. Stratification oblique.									
	2553																
	2554				-Grès fin à moyen, micacé, glauconieux et argileux avec présence de galets d'argile. Stratification oblique et horizontale.	Stm											
	2555																
	2556				-Grès brun-beige, moyen a grossier, mal classé, argileux, intercalés de nombreuses trainées d'argile verte. Stratification horizontale.	Sh											
	2557				-Grès blanc-verdâtre, fin a moyen, pyriteux, micacé à ciment argileux avec présence des fossiles. Stratification oblique.	Sp											
	2558				Sh												
	2559																
	2560				-Grès blanc-verdâtre, fin, bien classé, micacé, pyriteux et glauconieux à ciment argileux. Présence de débris de charbon et quelques traces de fossiles. Stratification oblique parfois horizontale.	Sp											
	2561																
	2562																
	2563				-Grès blanc-verdâtre, fin, bien classé, micacé, pyriteux, glauconieux à ciment argileux.	Fr											
2564	-Argile noire, indurée, silteuse et pyriteuse.	Sp															
2565	-Grès moyen à grossier, mal classé et pyriteux.																
2565.85	-Grès verdâtre, fin, pyriteux et argileux. stratification oblique.	Fr															
	-Argile gris-verdâtre, indurée, parfois pyriteuse et à debris de charbon. Grès blanc-verdâtre, grossier, mal classé, pyriteux et argileux. Stratification oblique.																

Figure II.05 : Log de Description des carottes du puits Well 1.

• Le puits Well 2:

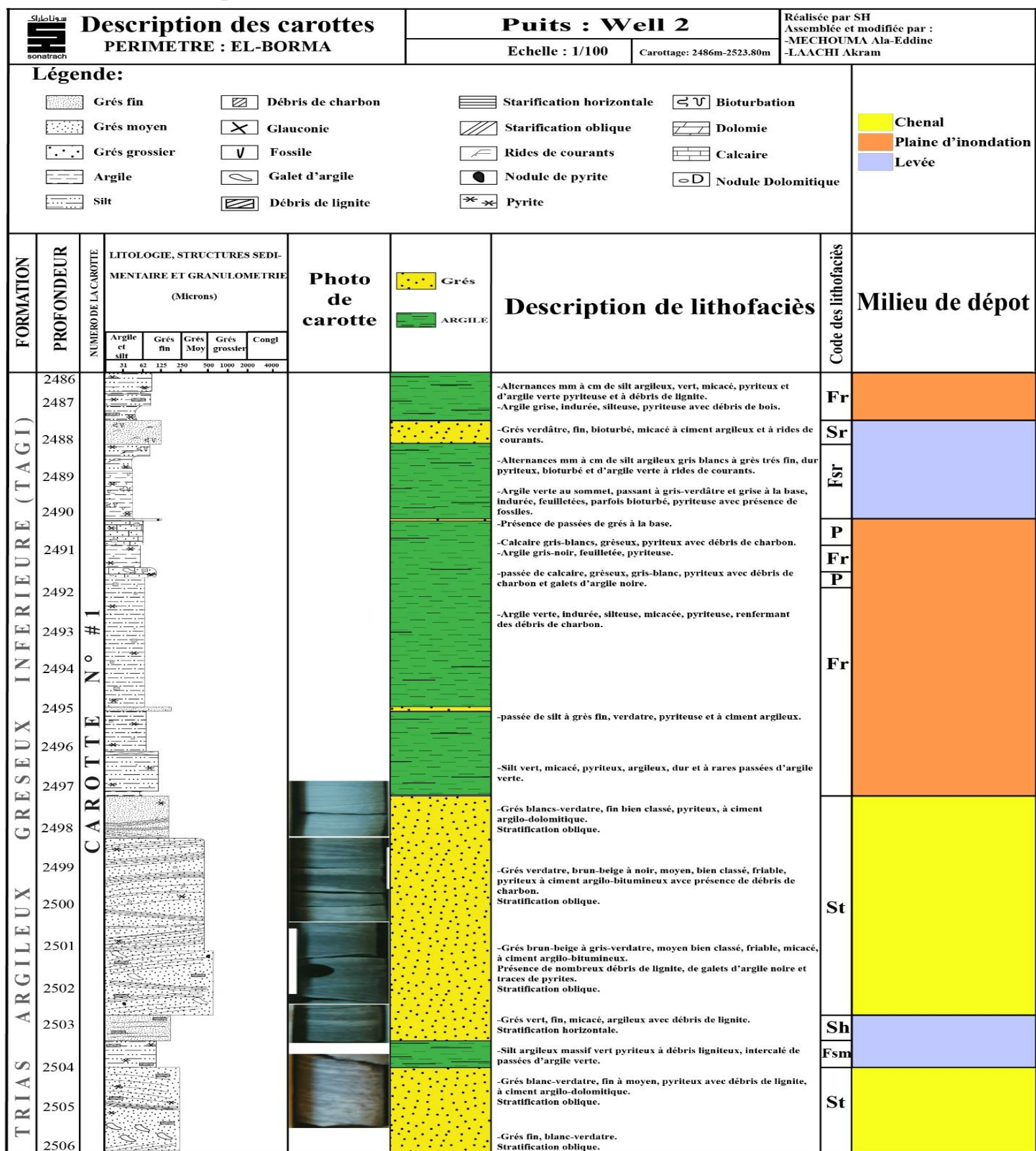


Figure II.06 : Log de description des carottes du puits Well 2.

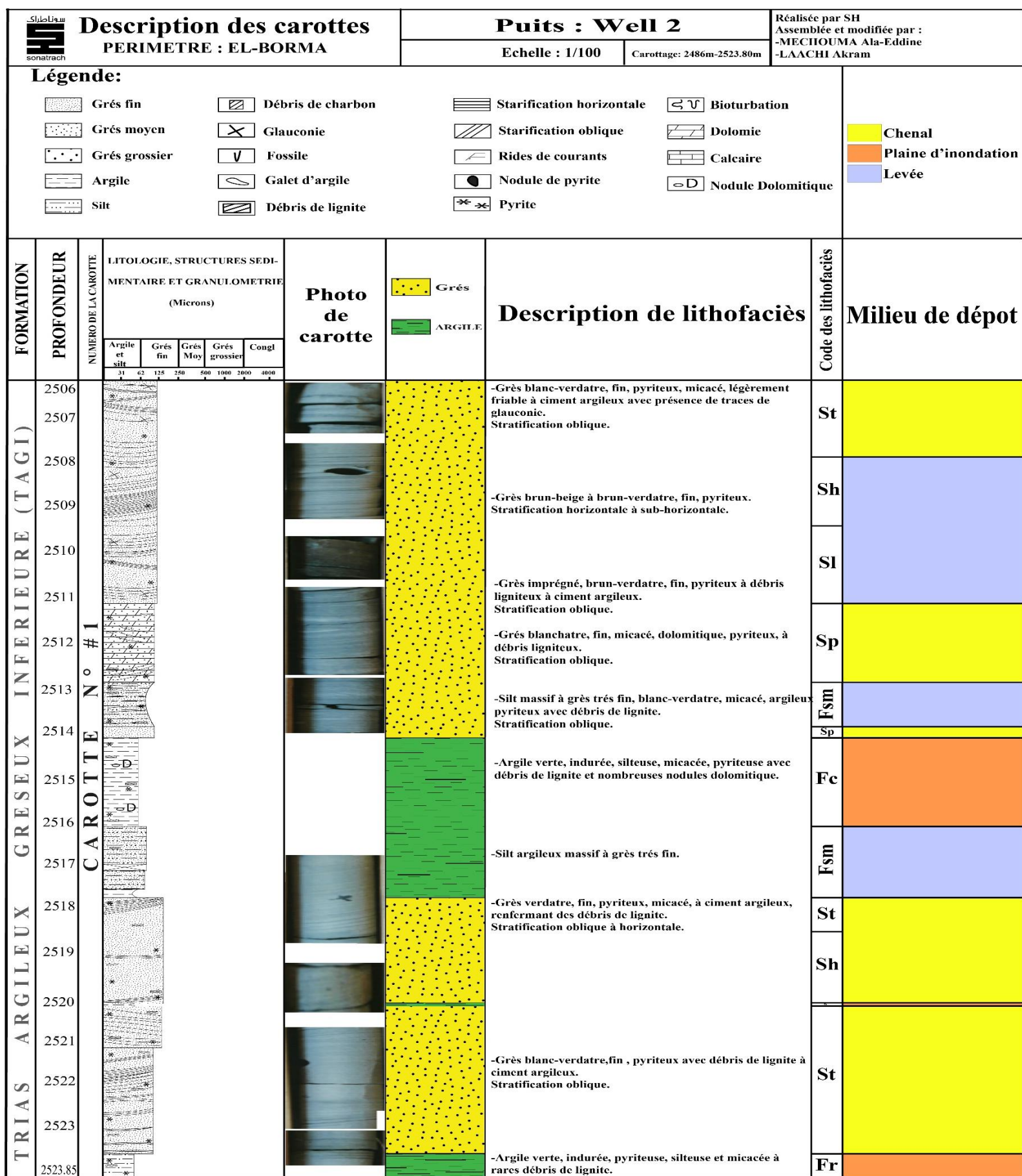


Figure II.07 : Log de description des carottes du puits Well 2.

- Le puits Well 3:
- Carotte N° 01 :

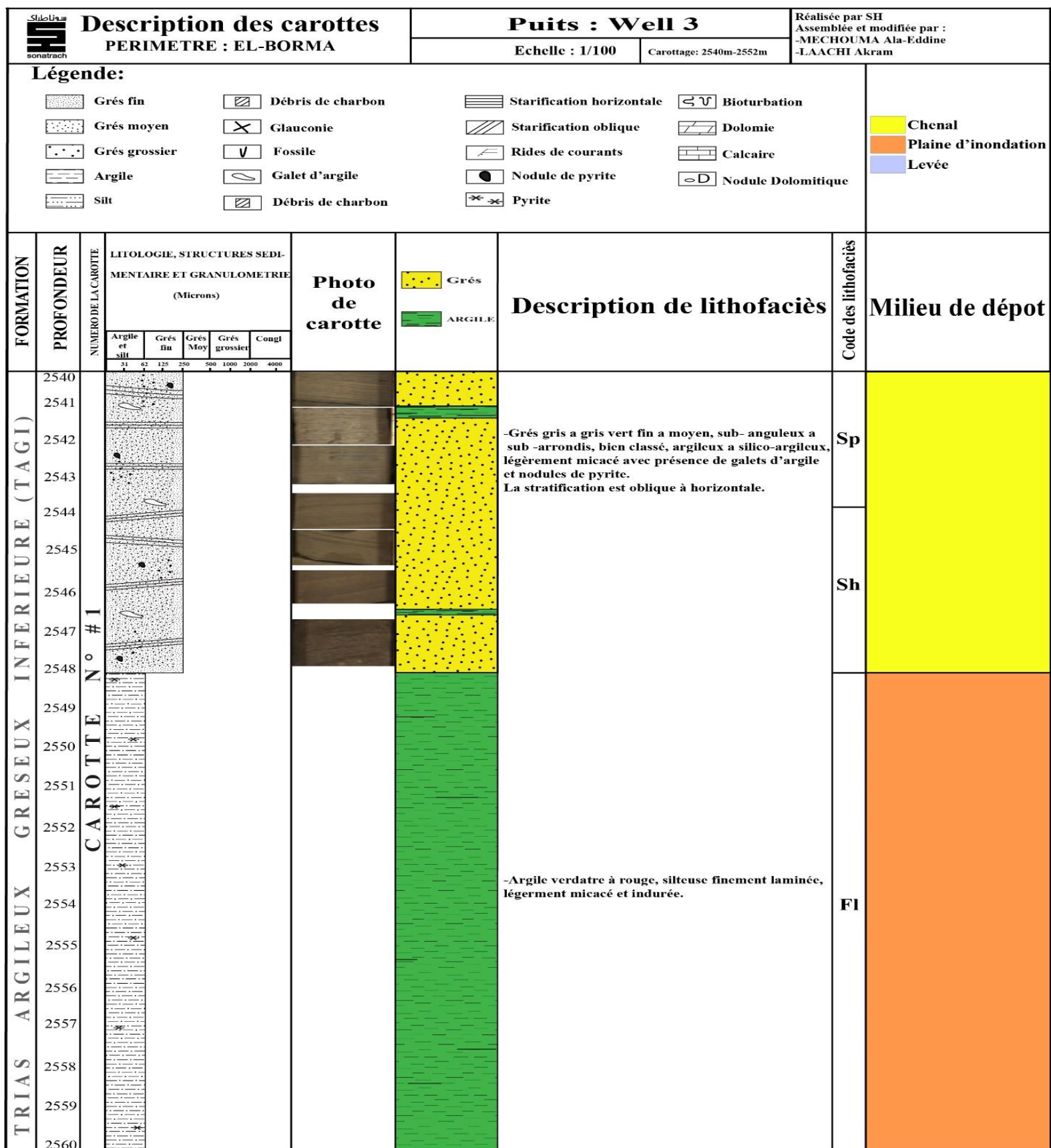


Figure II.08 : Log de description des carottes du puits Well 3, carotte N°01.

- Carotte N° 02 :

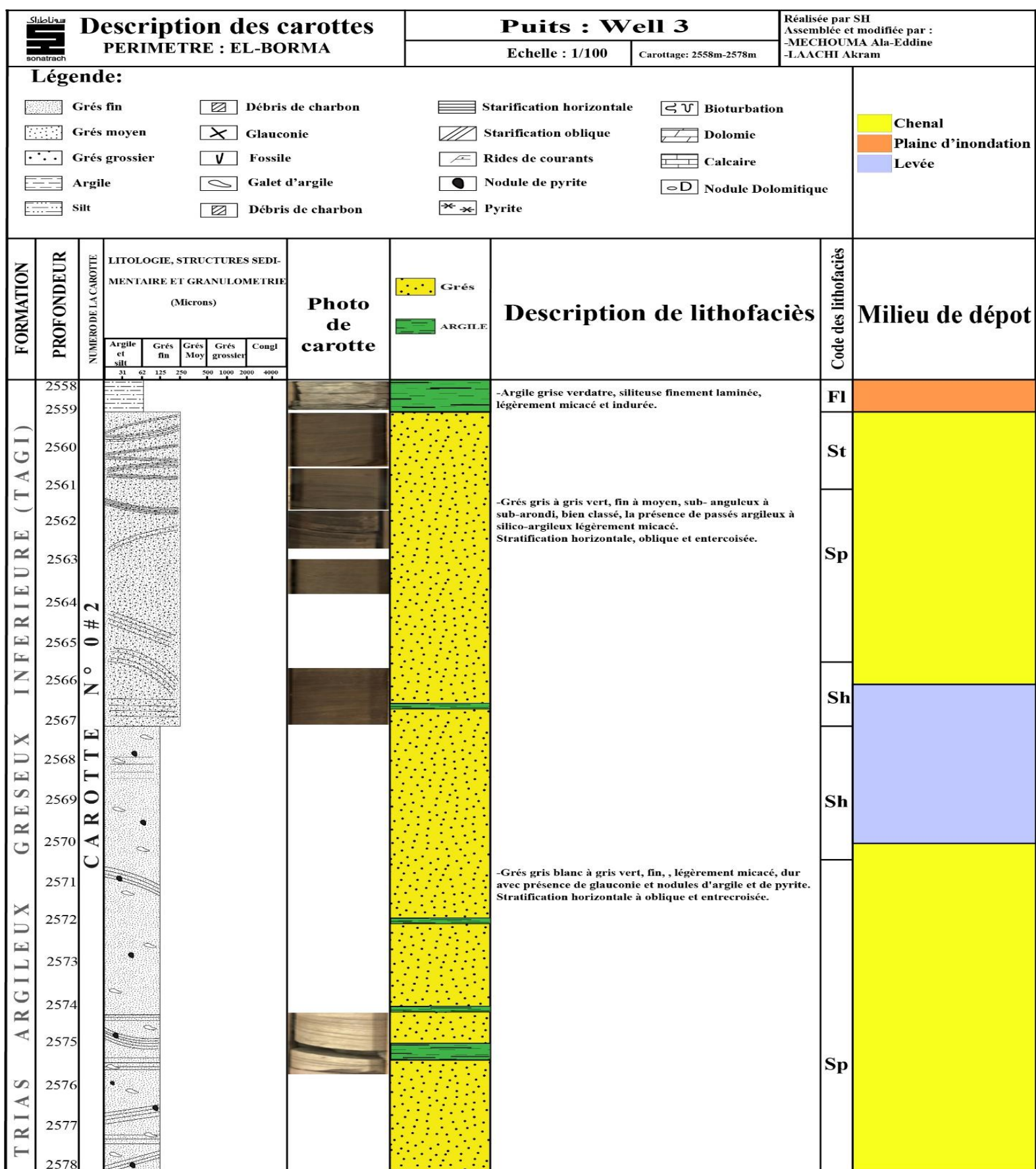


Figure II.09 : Log de description des carottes du puits Well 3, carotte N°02.

V.2. Reconstitution du milieu de dépôts du réservoir TAGI dans la région étudiée :

La description des carottes a permis d'identifier trois (03) principaux faciès à la base lithologique.

- **Le premier faciès (I) :** correspond à des grès qui représentent la majorité de la section carottée ou sa couleur se change d'une couleur à une autre mais les deux couleurs les plus répandues sont le blanc-verdâtre et le verdâtre. Sa granulométrie est généralement fine à moyenne et parfois grossière. Les stratifications sont présentées sous forme oblique, horizontale et entrecroisée. D'une part les débris de lignite et les galets d'argile sont fréquents, la pyrite est également abondante sous forme d'imprégnation avec quelques nodules, en dernier les fossiles sont répartis d'une manière rare.

- **Le second faciès (II) :** constitue des silts argileux généralement vert et parfois blanc-verdâtre ou gris-blanc, pyriteux à débris de lignite.

- **Le dernier faciès (III) :** comprend des argiles généralement vertes, indurée et pyriteuse dans certains niveaux.

- L'étude des faciès sédimentaire a permis également de déterminer quatorze (14) litho faciès (Tableau II.02) suivant des attributs sédimentaires physiques et texturaux (la lithologie, les figures sédimentaires et la présence d'éléments tels que les débris de charbon, de lignite, de nodules de pyrite...). Ceux qui montrent des caractères d'un système fluvial à méandre.

Code	Lithofaciès	Milieus de dépôts
Fr	Argile silteuse à traces de racine	Plaine d'inondation
Fc	Argile silteuse à nodules de dolomie	Plaine d'inondation
Fl	Argile silteuse finement laminée	Plaine d'inondation
Fsr	Silt argileux à rides de courant	Levéé ou Plaine d'inondation
Fsm	Silt argileux massif	Levéé ou Plaine d'inondation
Cg	Conglomérat à élément mono- ou polygéniques (argileux, dolomie...)	Fond de chenal
St	Grés à stratification obliques en auges	Chenal fluvial actif
Stm	Grés à stratification obliques en auges et galets argileux	Chenal fluvial actif
Sp	Grés à stratification oblique-planes	Barre de chenal fluvial
Sl	Grés à stratification oblique-planes faiblement inclinée	Barre de chenal fluvial
Sh	Grés à stratification horizontales	Levéé
Sm	Grés massif	Chenal fluvial actif
Sr	Grés à ride de courant	Dépôt de levée
P	Paléosol	Dépôt pédogénétisés (plaine d'inondation, chenaux...)

Tableau II.02: Principales caractéristiques des lithofaciès et interprétation de milieux de dépôts. La classification de Miall (1978).

V.3. Carte de distribution des faciès :

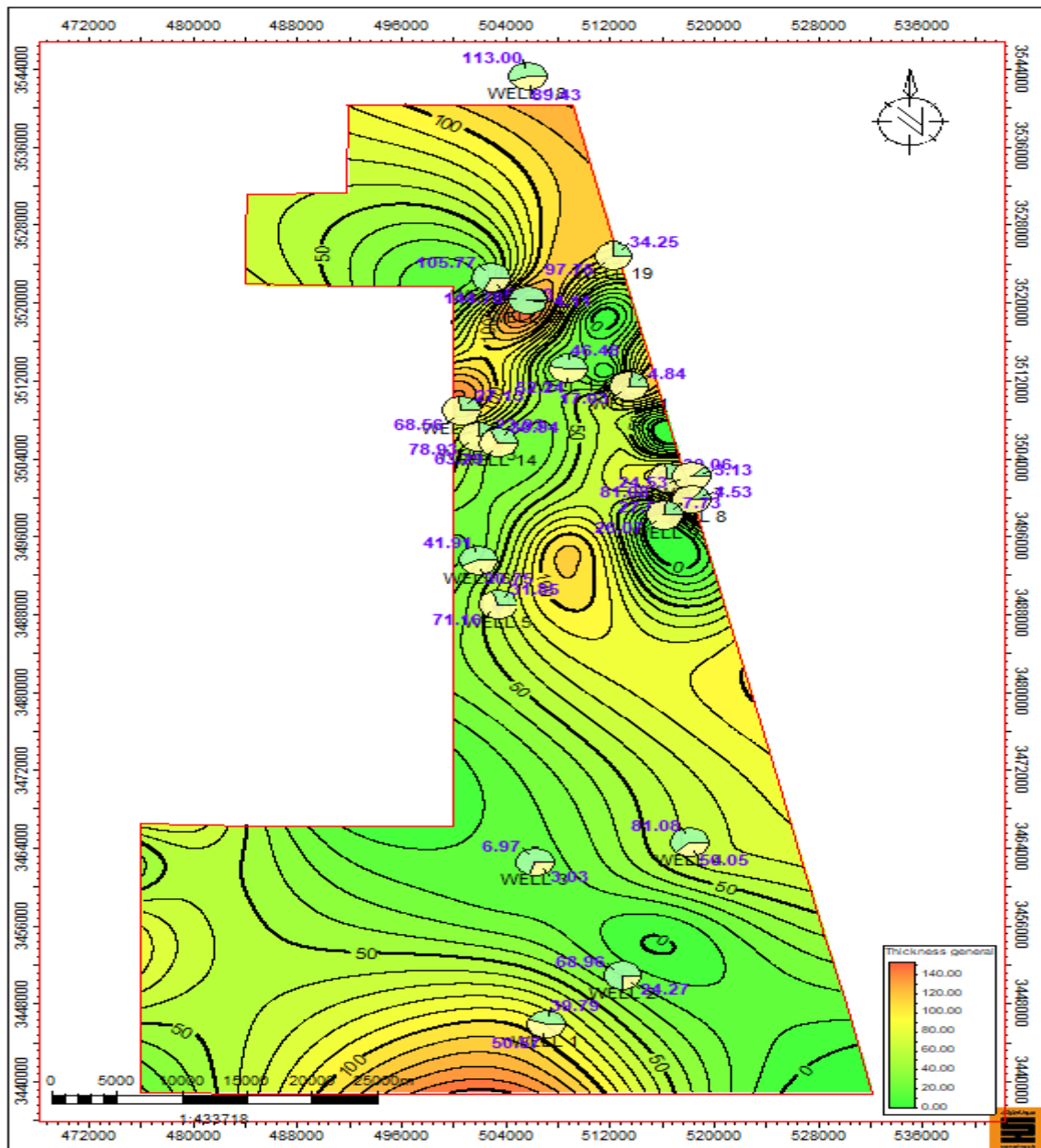


Figure II.10 : Carte de distribution des faciès Rencontré dans le réservoir TAGI dans la région d'El Borma.

Cette carte montre qu'au centre de la région le volume des grès est généralement plus grand par rapport au volume d'argile. Par contre le volume d'argile devient plus grand en allant vers le nord et vers le sud.

Les grandes valeurs de volume des grés au centre est dû au dépôt du chenal et l'augmentation du volume d'argile au nord et au sud est causé par le dépôt de la plaine d'inondation.

VI. Corrélation et interprétation :

Les profils de corrélation ont été établis à la base du positionnement des puits dans la région étudiée.

VI.1. Corrélation NNO-SSE :

VI.1.1. Pour la partie Sud :

Ce profil de corrélation NNO-SSE (Figure II.11) qui passe par les puits Well 1, Well 2, Well 3, Well 5, Well 6, Well 14, et Well 15 montre une extension importante du réservoir TAGI.

Son épaisseur varie entre 69.5 et 109m dont le maximum d'épaisseur est enregistré au niveau du puits Well 3 et le minimum d'épaisseur est trouvé dans le puits Well 1.

Le réservoir est plus profond au niveau du puits Well 15 avec une valeur de profondeur au toit égale à 2688m.

VI.1.2. Pour la partie Nord :

Ce 2ème profil de corrélation NNO-SSE (Figure II.12) qui passe par les puits Well 10, Well 11, Well 12, Well 19, et Well 18 montre un changement d'épaisseur sur tout le réservoir TAGI qui varie entre 96m et 203m dont la valeur maximale est trouvée au niveau du puits Well 18 et la valeur minimale est au niveau du puits Well 11. IL est profond au niveau du puits Well 18 avec une valeur de 2872m tant qu'il est moins profond au niveau du puits Well 10 dont sa valeur est de 2435m.

VI.2. Interprétation des corrélations :

La variation de l'épaisseur d'un puits à un autre du réservoir TAGI est interprétée par la variation de milieu de dépôt (chenal, levée, plaine d'inondation), tant que la variation de la profondeur peut être s'exprimer par la présence des failles majeurs.

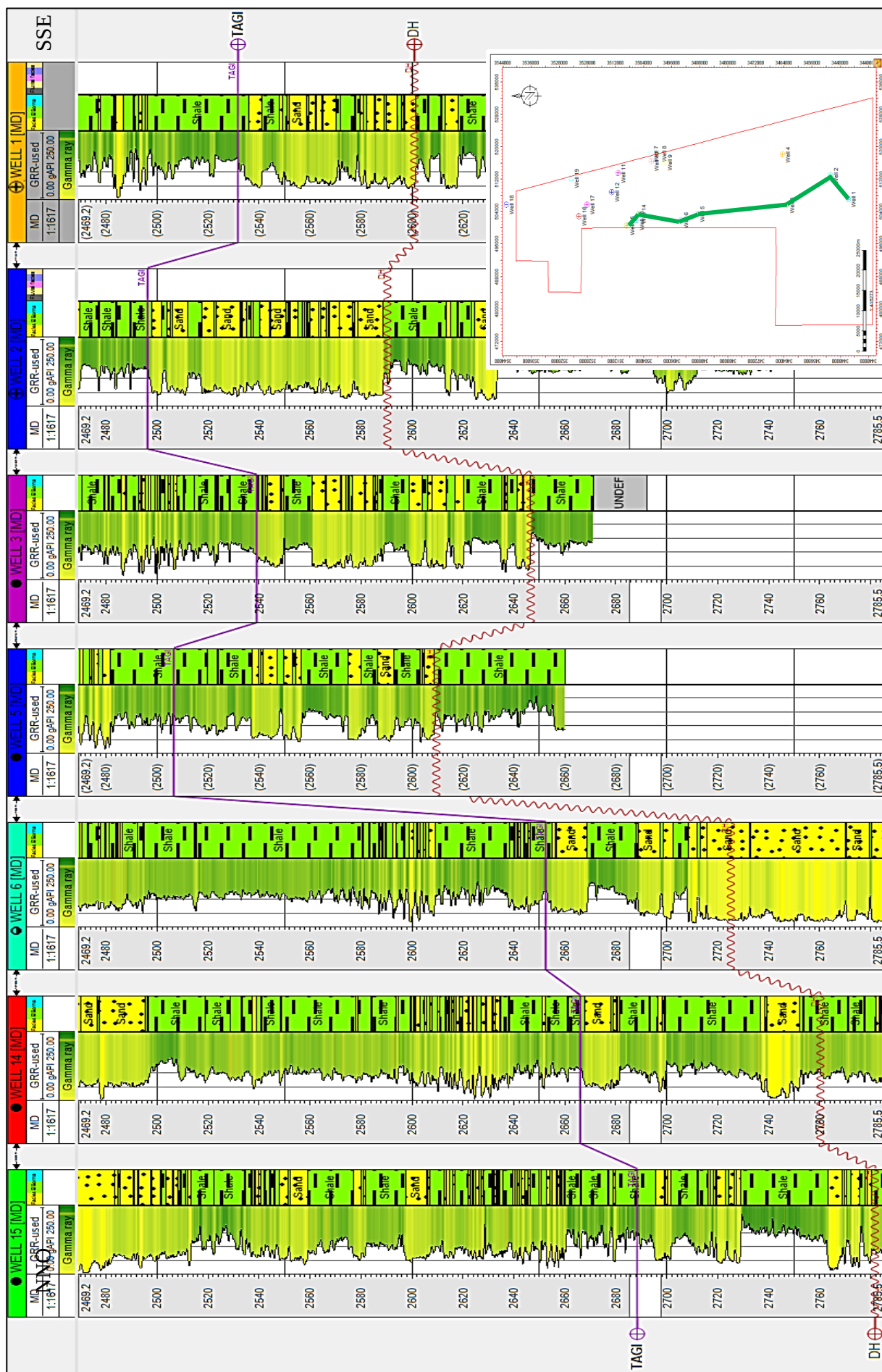


Figure II.11 : Corrélation NNO-SSE entre les puits Well 1, Well 2, Well 3, Well 5, Well 6, Well 14 et Well 15.

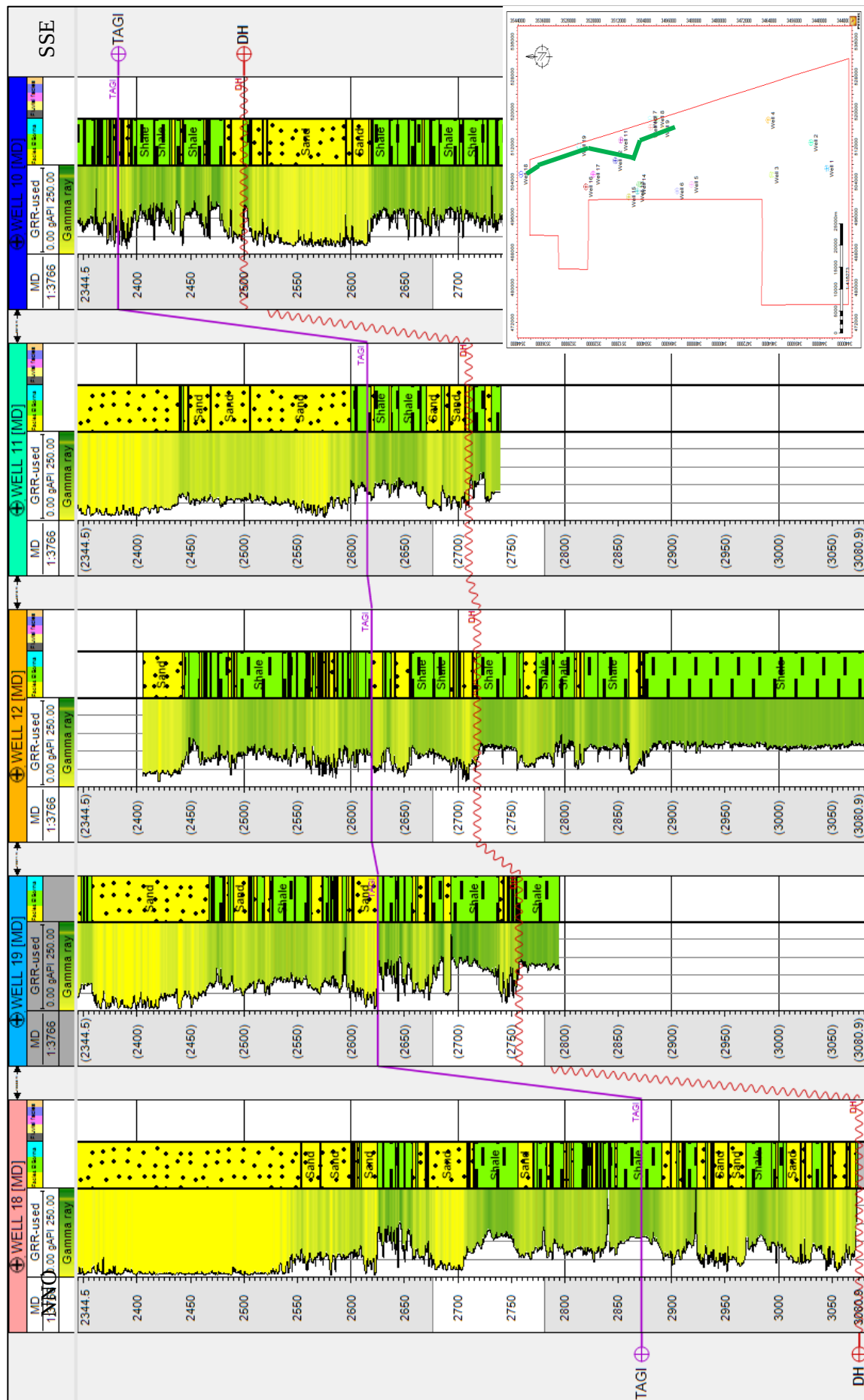


Figure II.12 : Corrélation NNO-SSE entre les puits Well 10, Well 11, Well 12, Well 19 et Well 18.

VII. Découpage séquentiel et corrélation :

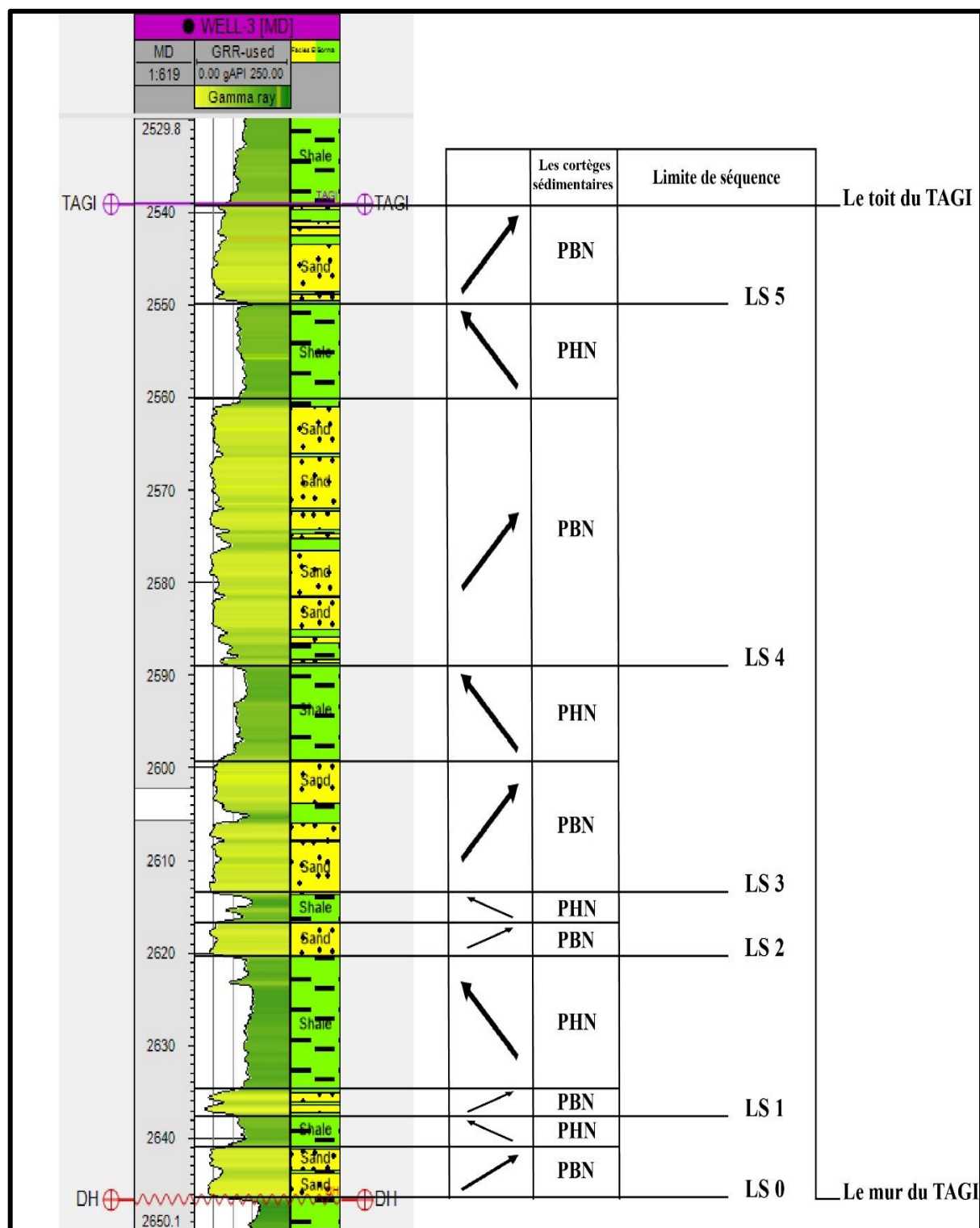


Figure II.13 : Découpage séquentiel du puits Well 3.

L'organisation sédimentaire qui a été réalisé dans le puits Well 3 à travers le découpage séquentiel (Figure II.13) montre l'existence de deux (02) cortèges sédimentaires à savoir :

VII.1. Cortège de bas niveau marin :

Ce cortège repose sur la discordance hercynienne qui représente une limite de séquence (LS). Cette dernière marque le début d'une séquence fluviale d'après le résultat de découpage séquentiel avec un dépôt gréseux ce qui donne un prisme de bas niveau marin (PBN).

VII.2. Cortège de haut niveau marin :

Ce cortège se caractérise par la stabilisation de la profondeur et un fort taux de sédimentation des éléments très fin (les argiles) pour obtenir un prisme de haut niveau marin (PHN).

VIII. Conclusion :

L'étude sédimentologique qui a été faite sur les puits carotté au niveau du réservoir TAGI nous a permis de conclure :

- La description des carottes et l'association de faciès traduisent un système fluviale constitué de trois (03) principaux dépôts :

- Dépôt de chenaux fluviaux à méandre : correspondant au faciès gréseux (faciès I) avec des stratifications obliques.
- Dépôt de plaine d'inondation : correspondant au faciès argileux (faciès III).
- Dépôt de levés : correspondant à une association des faciès gréseuse à stratifications horizontales et de faciès silt argileux (faciès II).

- la carte de distribution des faciès montre qu'au centre de la région se caractérise par un dépôt de chenal, en allant vers le Nord et vers le Sud c'est le dépôt de la plaine d'inondation.

- Les corrélations réalisé montrent que les formations dans la région d'étude ont subi une hétérogénéité causée par les failles majeures et les variations du milieu de dépôt.

- Le découpage séquentiel de la colonne lithologique du puits Well 3 détermine une existence verticale de cinq (05) séquences.

CHAPITRE III

ETUDE PETROPHYSIQUE

I. Introduction :

L'étude des propriétés pétrophysique des roches constitue un important objectif dans l'exploration et la production pétrolière du réservoir. En effet, pour comprendre et prévoir les qualités de la production d'un réservoir, il est nécessaire 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.

Le présent chapitre vise à présenter la variation de certain paramètres pétrophysiques à savoir la porosité, la perméabilité et la saturation en fluides, dans le réservoir TAGI afin de mieux promouvoir la qualité réservoir de ce dernier.

II. Méthodologie et données utilisées :

Afin d'atteindre notre objectif d'étude qui se résume sur l'évaluation du réservoir TAGI nous avons introduit les données de 19 puits pour établir des cartes en iso-valeur en utilisant deux (02) logiciels « Pétrel » et « Surfer » (Figure II.5).

Les valeurs de porosité et de perméabilité ont été calculées à partir des logs diagraphiques corrigé et comparé avec des mesures de carottes.

Les valeurs moyennes des paramètres présents dans le tableau III.01 ont été calculées de la manière suivante :

- Une porosité moyenne a été calculée en utilisant la moyenne arithmétique.
- Une valeur moyenne de perméabilité a été calculée en utilisant la moyenne géométrique.
- Une valeur moyenne de saturation a été calculée également en utilisant la moyenne.
- L'épaisseur a été calculée par la différence absolue entre le toit et le mur du réservoir TAGI.

La distribution des paramètres pétrophysique est faites sur 4 puits (Well 3, Well 6, Well 11 et Well 14) et ont été choisi pour cette étude (voir figure I.08).

Le tableau III.01 résume le data utiliser dans ce chapitre :

	Porosité (%)	Perméabilité (mD)	Saturation en hydrocarbures (%)	Epaisseur utile (m)	Epaisseur (m)
Well 1	17.34	31.15	4	27	69.5
Well 2	17.28	77.12	6.1	29.3	95
Well 3	20.8	135.15	66.2	8	114
Well 4	-	-	-	-	130
Well 5	16.2	15.04	10	10	132
Well 6	22.61	487.52	80.65	9	73
Well 7	13.27	73.51	14	18	36
Well 8	-	-	-	-	96
Well 9	-	-	-	-	34
Well 10	-	-	-	-	88
Well 11	14.22	6.79	9.4	7.8	96
Well 12	17.36	61.08	5.6	35	97
Well 13	14	-	65	8	102
Well 14	15.69	29.39	64.5	20	94
Well 15	18	7	60	6	94
Well 16	13.2	97	-	18.3	156
Well 17	13.6	34	5	32	149
Well 18	12.61	72.28	4	45	203
Well 19	15.46	182.36	23.6	40	132

Tableau III.01 : Les moyennes des paramètres pétrophysiques de chaque puits.

III. Notions générales :

III.1. Porosité :

La porosité de la roche réservoir est définie comme la fraction poreuse de la roche, c'est-à-dire le rapport du volume de l'espace poreux au volume brut de la roche. La porosité est généralement exprimée en pourcentage (%) (Figure III.01).

III.1.1. Porosité totale (Φ_t) :

C'est la somme de la porosité utile et de la porosité résiduelle, ou bien la fraction totale occupée par les pores.

$$\Phi_t = \frac{V_p}{V_t} \times 100$$

- Φ_t : Porosité exprimée en (%)
- V_t : Volume total de la roche
- V_p : Volume des pores

Elle 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 (fissurée) : est une porosité post-dépôt qui représente une porosité vacuolaire, acquise par dissolution, et/ou une porosité de fissures et de fractures, acquise mécaniquement.

III.1.2. Porosité effective (utile) (Φ_f) :

La porosité totale est définie comme étant le rapport du volume des pores interconnectés sur le volume total du matériel.

III.1.3. Porosité résiduelle (Φ_r) :

C'est la porosité due aux pores qui ne communiquent pas entre eux ou avec le milieu extérieur.

- La classification de porosité :

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

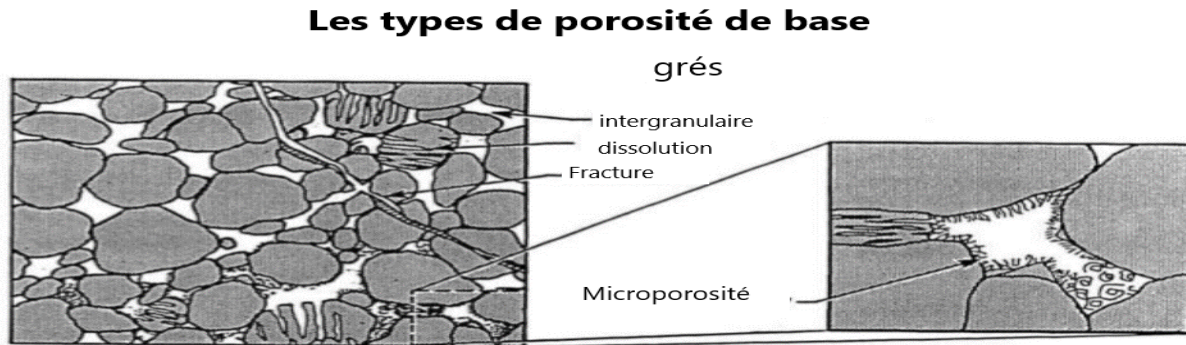


Figure III.01 : Présentation graphique de types de porosités.

III.2. La perméabilité (K) :

La perméabilité est une mesure de la capacité d'une roche à se laisser circuler un fluide (liquide ou gaz). L'unité de mesure est le Darcy.

La perméabilité est très importante car c'est une propriété de roches qui est liée aux taux auquel les hydrocarbures peuvent être récupérés.

La loi de Darcy (Henry Darcy, 1856) s'exprime par :

$$\frac{Q}{S} = \frac{K}{\eta} \times \frac{\Delta P}{\Delta X}$$

- Q : le débit
- S : la section de l'éprouvette
- K : la perméabilité
- H : la viscosité dynamique du fluide
- $\Delta P/\Delta x$: le gradient de pression

- Le vide existant entre les grains et les différents ciments a permis de mettre en évidence deux (02) types de perméabilités : Inter-particulaires et fissurés (Figure III.02).

- On utilise en pratique le milliDarcy (mD) comme unité de mesure. On peut classer la perméabilité :

- 0.1 à 1 milliDarcy : perméabilité négligeable
- 1 à 5 milliDarcy : perméabilité médiocre
- 5 à 10 milliDarcy : perméabilité moyenne
- 10 à 100 milliDarcy : perméabilité bonne
- 100 à 1000 milliDarcy : très bonne

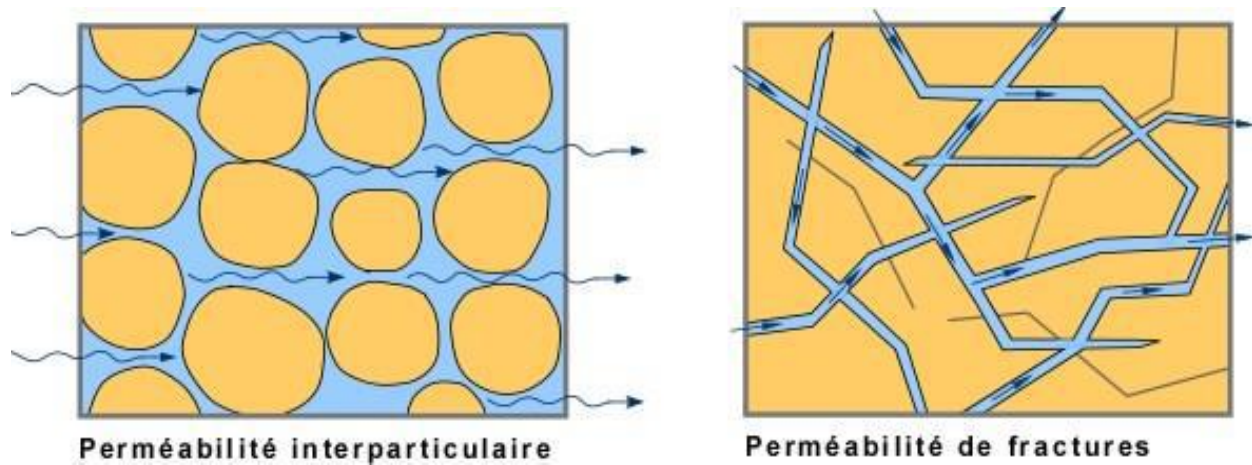


Figure III.02 : Présentation graphique de types de perméabilités.

III.3. La saturation :

La saturation d'un échantillon de roche par un fluide (l'eau, l'huile et du gaz) est le rapport du volume de fluide au volume des pores de cet échantillon. En général la saturation d'une roche est exprimée en pourcentage (%) du volume des pores.

$$S = \frac{V_f}{V_p}$$

- S : Saturation
- V_f : Volume de fluide
- V_p : Volume poreux total disponible pour les fluides

-Il existe plusieurs types de saturation :

- Pour l'huile :

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

- Pour gaz :

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

- Pour l'eau :

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

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

IV. Distribution des paramètres pétrophysique dans le réservoir TAGI :

IV.1. Profils de variation de porosité :

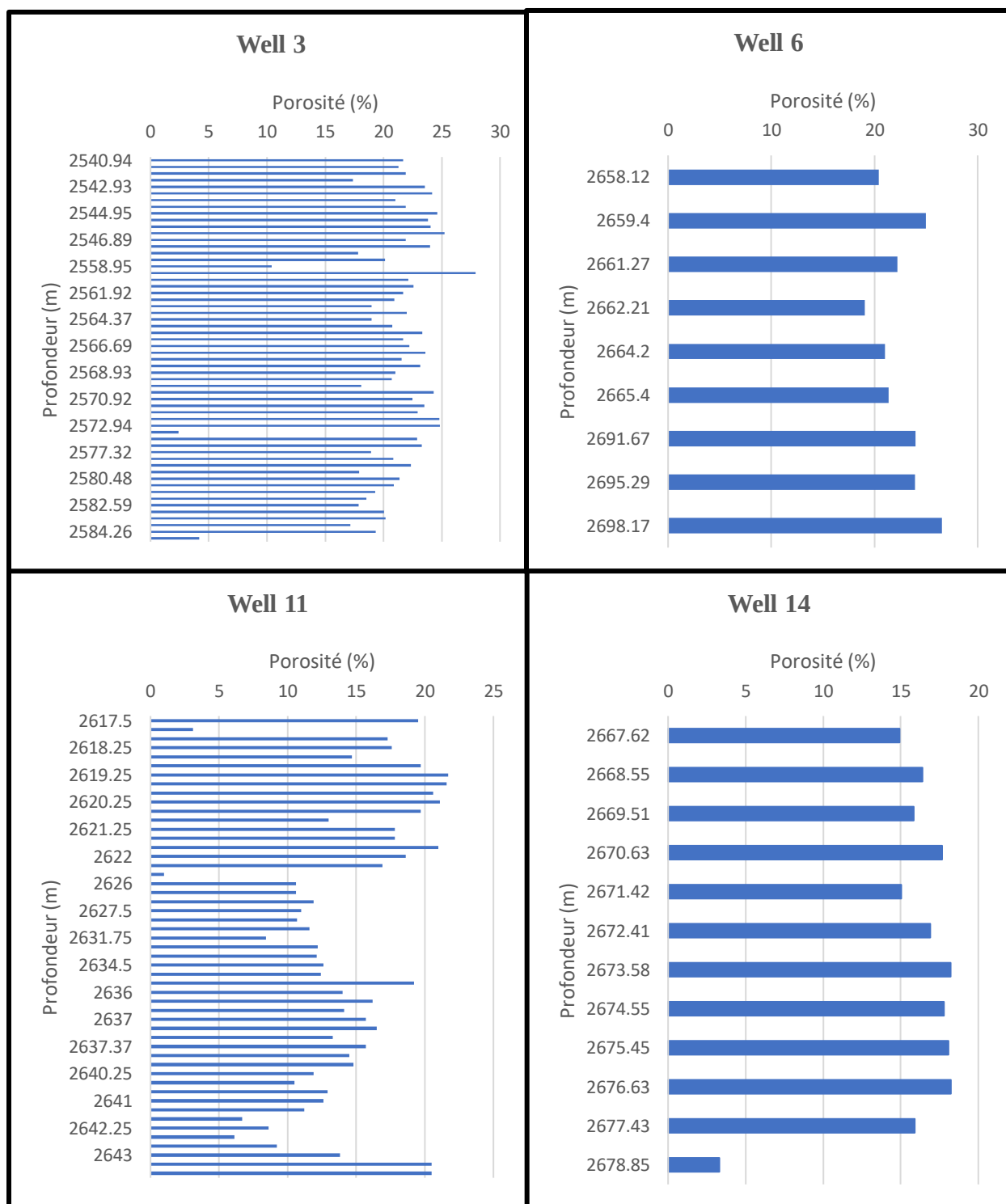


Figure III.03 : Profils de variation de porosité dans les puits Well 3, Well 6, Well 11 et Well 14 respectivement.

Analyse et interprétation :

- **Well 3** : la porosité est généralement bonne dans l'intervalle de profondeur [2540.94m-2584.90m]. Ces valeurs moyennes varient entre 10% à 20%. On remarque la présence de deux (02) types de porosité à savoir primaire et secondaire. Les valeurs de la bonne porosité correspondent à la porosité primaire et les pics représentent la porosité secondaire.
- **Well 6** : la porosité est relativement bonne dans l'intervalle de profondeur [2658.12m-2698.17m]. Elle varie entre 19% à 27%, dans ce puits la porosité est de type primaire.
- **Well 11** : la porosité est relativement bonne, elle varie entre 10% à 20% dans l'intervalle de profondeur [2617.5m-2644.25m]. Cet ensemble de valeurs représente une porosité primaire. On remarque l'existence de quelques anomalies représentées par des pics qui définissent la porosité secondaire.
- **Well 14** : la porosité est relativement faible par rapport aux autres puits. Elle varie entre 10% et 20% dans l'intervalle de profondeur [2667.62m-2677.43m] ce qui traduit une porosité primaire. L'absence des pics dans cet histogramme signifie l'inexistence de la porosité secondaire.

IV.2. Profils de variation de perméabilité :

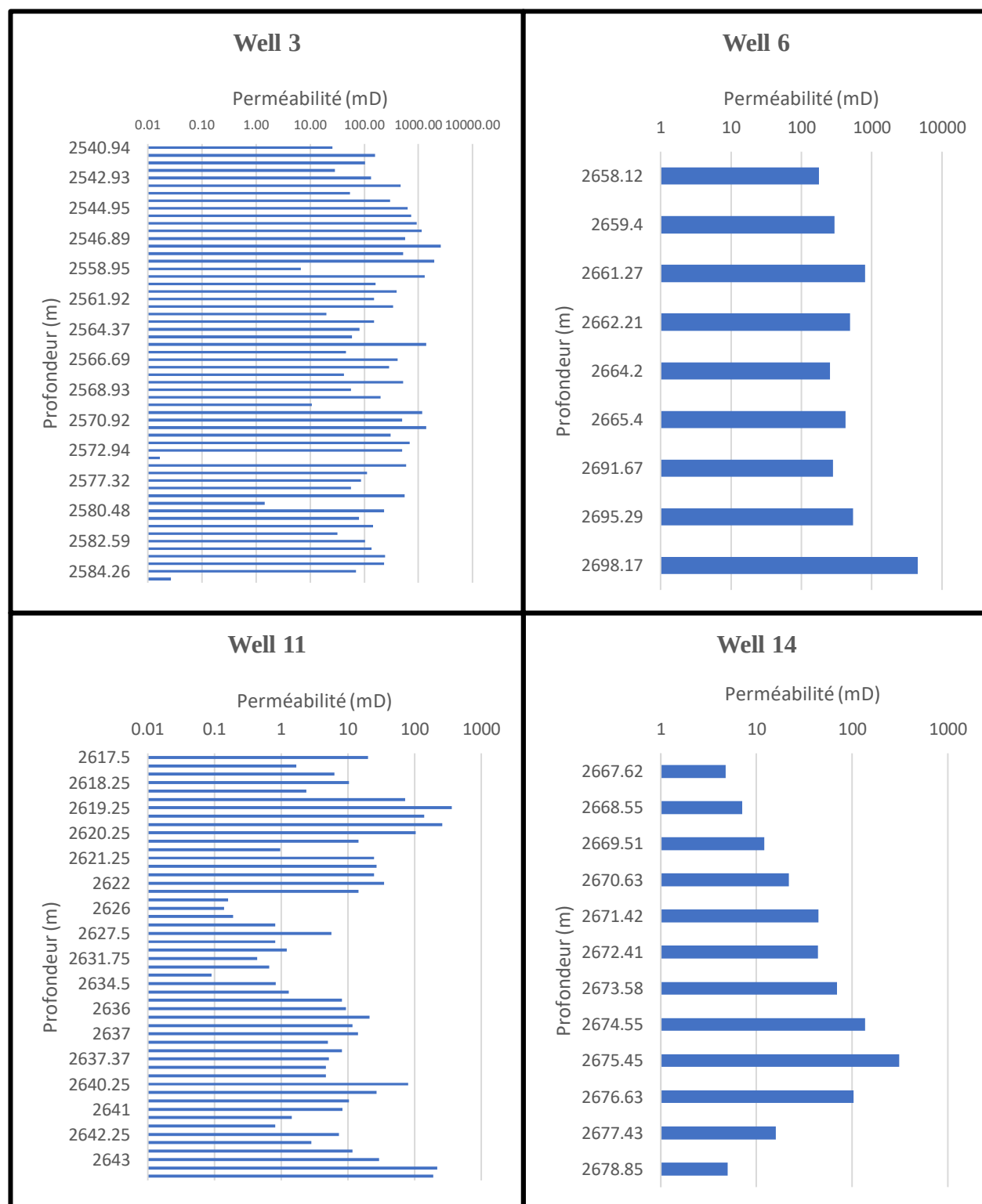


Figure III.04 : Profils de variation de perméabilité dans les puits Well 3, Well 6, Well 11 et Well 14 respectivement.

Analyse et interprétation :

- **Well 3** : la perméabilité est très bonne à bonne varie entre 10mD à 1000mD dans l'intervalle de profondeur [2540.94 m - 2584.9 m], l'ensemble est défini par une perméabilité primaire, on remarque aussi la présence d'une perméabilité secondaire.
- **Well 6** : la perméabilité est généralement très bonne et stable. Elle varie entre 100mD à 1000mD dans l'intervalle de profondeur [2658.12m-2698.17m]. Ces valeurs montrent que le type de perméabilité est primaire sauf dans la profondeur 2698.17m ou elle est de type secondaire.
- **Well 11** : la perméabilité est bonne à moyenne, elle varie entre 5mD et 100mD dans l'intervalle de profondeur [2617.5m – 2622.25m] et [3635.75m-2644.25m] respectivement. Elle est négligeable et varie entre 0.1mD à 1mD dans l'intervalle [2625.75m-2635.5m]. La majorité des valeurs définissent une perméabilité primaire et les pics présentent une perméabilité secondaire.
- **Well 14** : la perméabilité est généralement bonne varie entre 10mD et 100mD dans l'intervalle de profondeur [2667.62 m - 2678.85 m]. Elle est primaire sauf un seul pic dans la profondeur 2675.45m présente une perméabilité secondaire.

IV.3. Profils de variation de saturation :

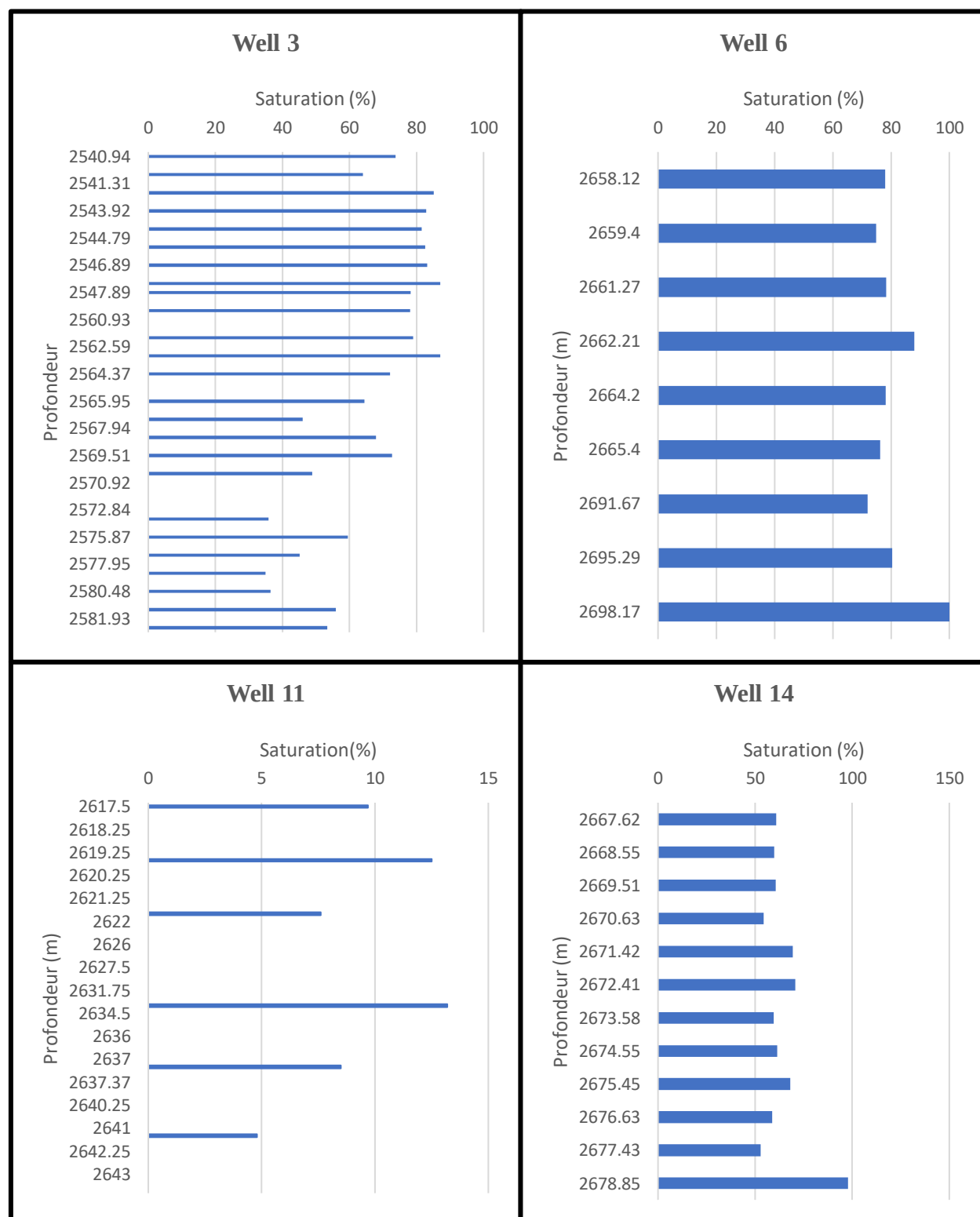


Figure III.05 : Profils de variation de saturation dans les puits Well 3, Well 6, Well 11 et Well 14 respectivement.

Analyse et interprétation :

- **Well 3** : la saturation est excellente dans tout l'intervalle de profondeur [2540.94m-2584.26m]. Elle varie de 36% à 87%.
- **Well 6** : la saturation est très bonne dans tout l'intervalle de profondeur [2658.12m-2698.17m] dont sa valeur varie entre 72% à 100%.
- **Well 11** : la saturation dans le puits est très faible elle varie entre 5% et 13% dans l'intervalle de profondeur [2617.5 m - 2641.25 m].
- **Well 14** : la saturation est généralement bonne. Elle varie entre 55% à 71% dans l'intervalle de profondeur [2667.62 m -2677.43 m]. Dans la profondeur 2678.85 la saturation atteint 98%.

V. Interprétation des cartes en iso-valeur :

V.1. Les cartes géologiques :

V.1.1. Carte en isobathe au toit du réservoir :

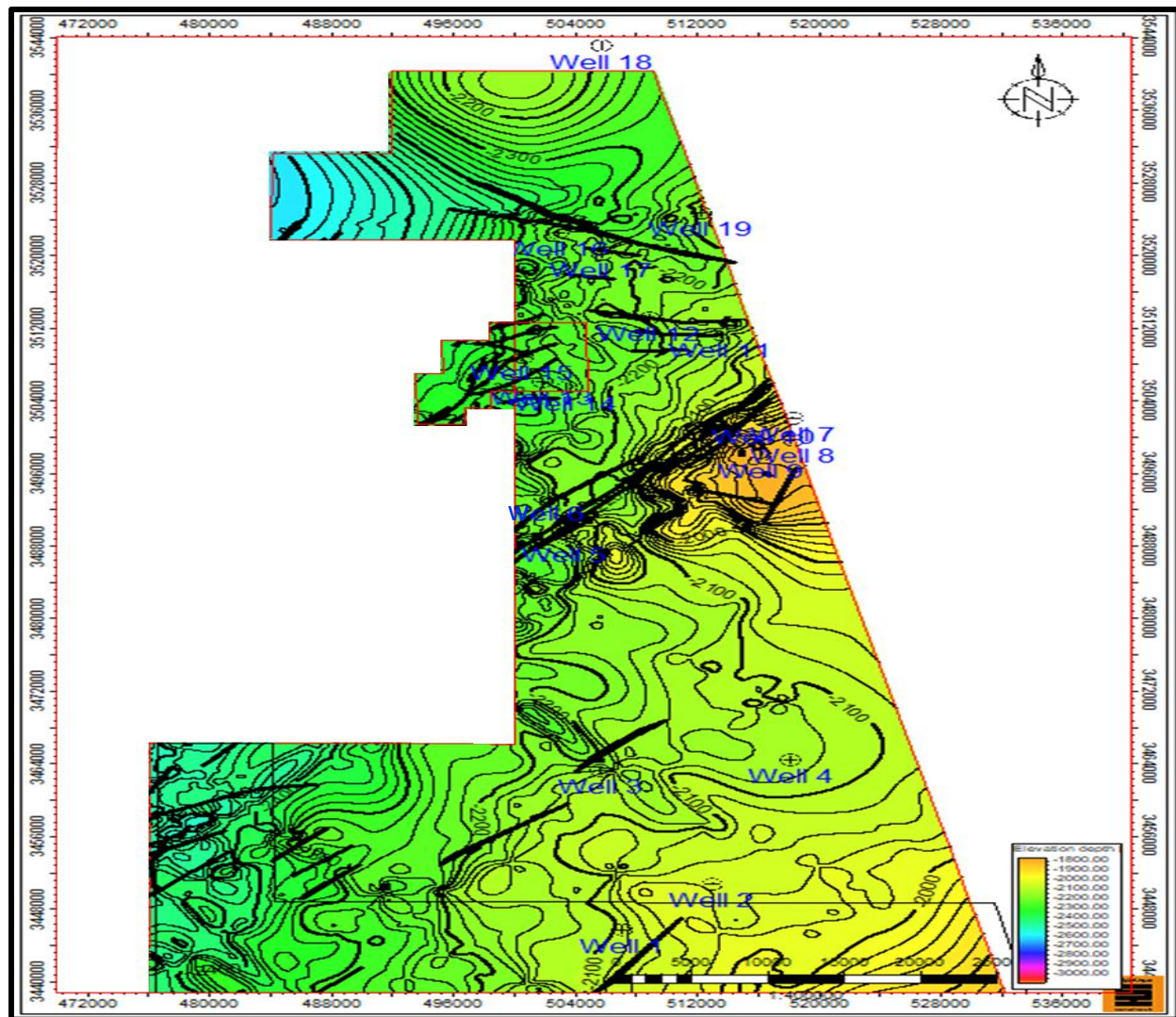


Figure III.06 : Carte en isobathe au toit du réservoir TAGI dans le périmètre d'EL Borma.

Cette carte montre que le réservoir TAGI est moins profond au centre de la région étudiée avec une profondeur aux environs de 2000m avec des isolignes très serrées, de part et d'autre soit en allant vers le Nord ou vers le Sud il devient plus profond avec des isolignes espacées. De point de vue structurale on remarque la présence d'un axe structurale NE-SO délimitant un trend (un couloir).

Les isolignes serrées définissent une forte pente au centre, tandis que les isolignes espacées traduisent une faible pente.

V.1.2. La carte en iso-épaisseur :

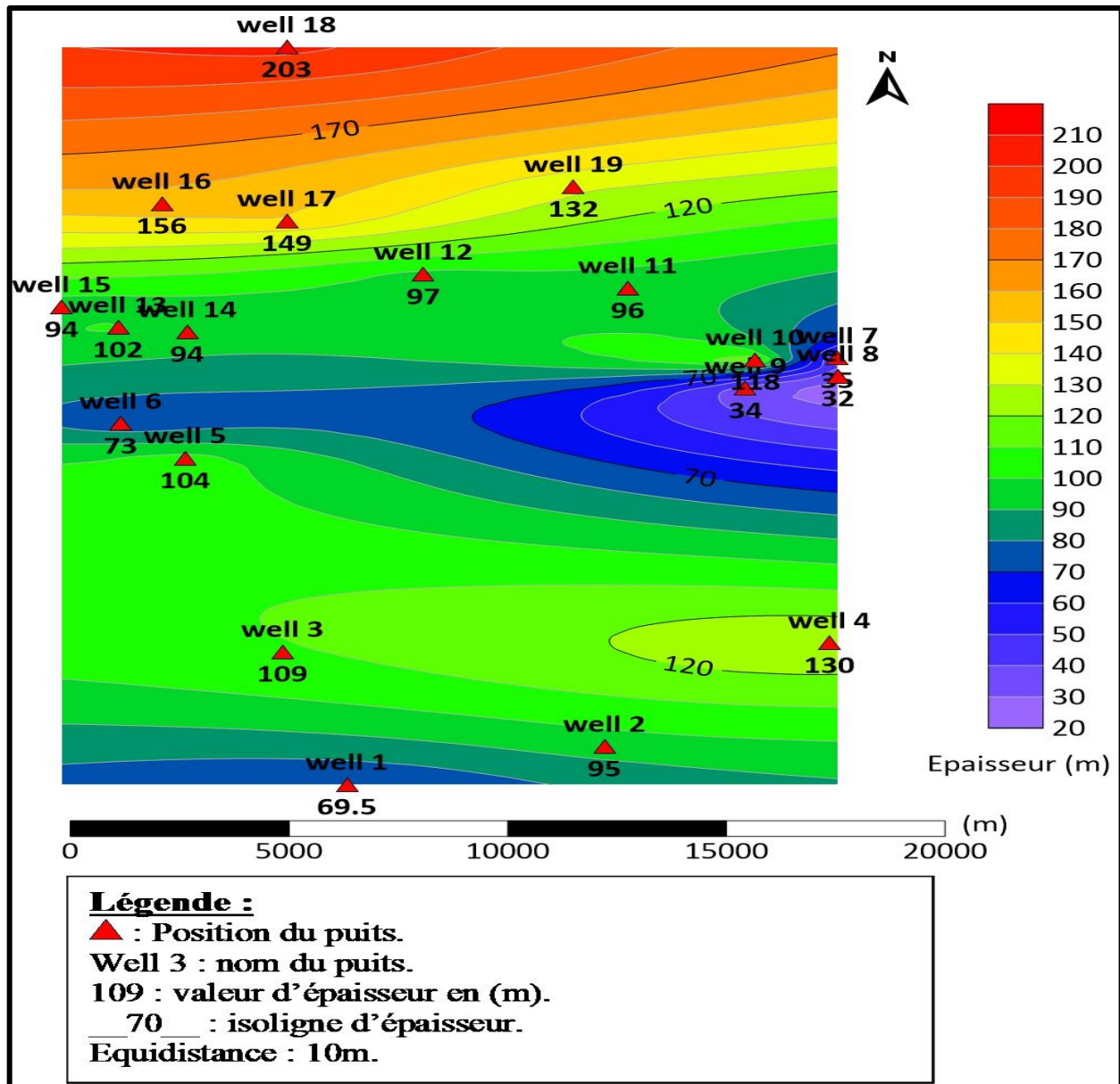


Figure III.07 : Carte en iso-épaisseur du réservoir TAGI dans le périmètre d'EL Borma.

La carte montre une faible épaisseur au centre avec une valeur minimale enregistrée au niveau du puits Well 8 égale à 34m, puis elle augmente vers le Sud et notamment vers le Nord où se trouve la valeur maximale enregistrée dans le puits Well 18 avec une valeur de 203m.

Les faibles épaisseurs au centre signifient que les puits ont traversé le chenal. D'autre part l'augmentation d'épaisseur du centre vers le Nord et vers le Sud montre que les puits ont traversé la plaine d'inondation.

V.1.3. La carte en iso-épaisseur utile :

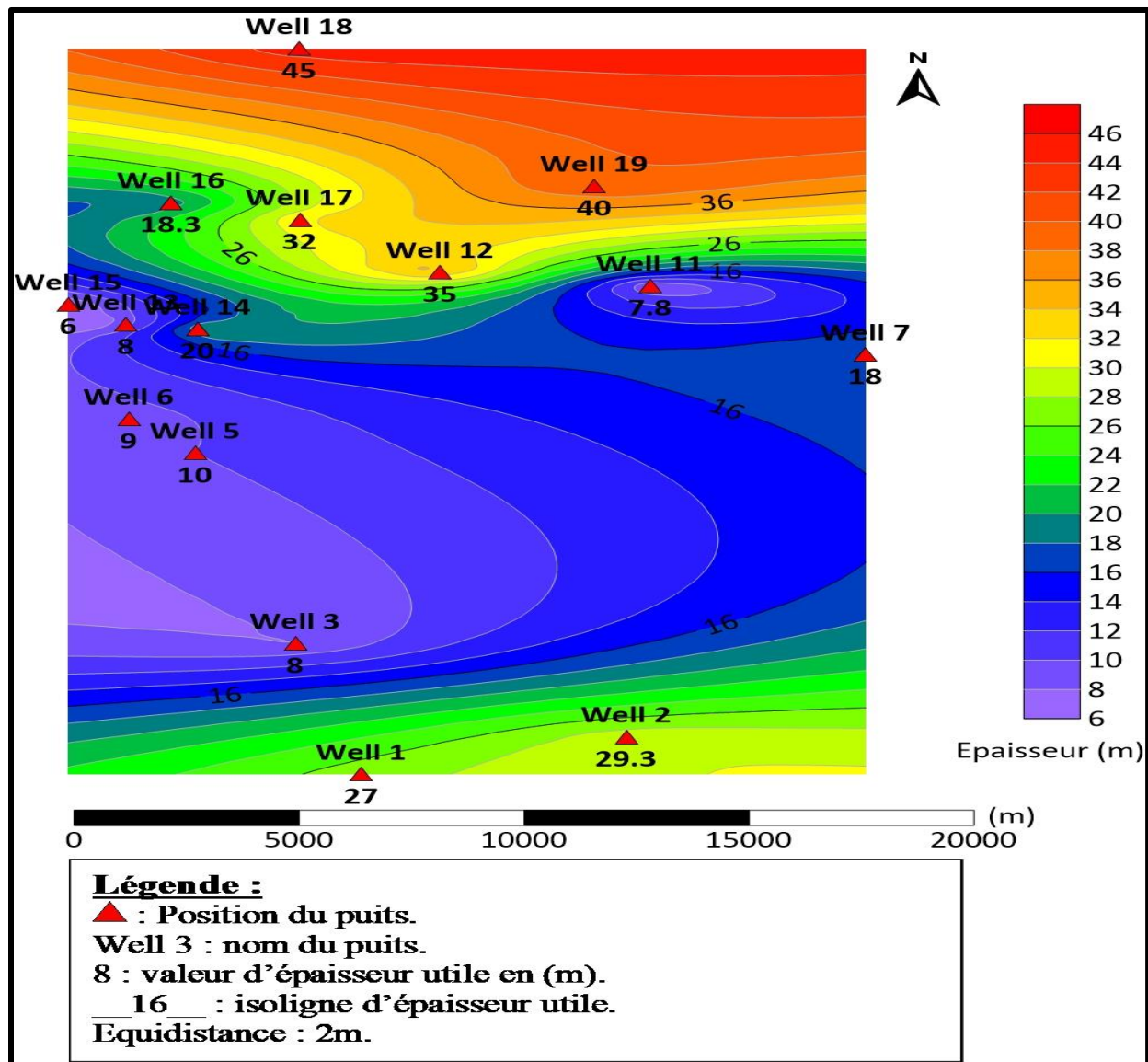


Figure III.08 : Carte en iso-épaisseur utile du réservoir TAGI dans le périmètre d'El Borma.

Cette carte montre que les valeurs des épaisseurs utiles sont faibles au centre avec une valeur minimale de 6m au niveau du puits Well 15. En allant du centre vers le Nord et le sud elle devient de plus en plus grande notamment au Nord où se trouve la valeur maximale au niveau du puits Well 18 qui est de 45m.

Les faibles valeurs d'épaisseur utile au centre (le chenal) sont du probablement à la minorité des hydrocarbures imprégnées. D'une part les grandes valeurs d'épaisseur utile de part et d'autre du chenal (la plaine d'inondation) peut être s'exprimer par la présence des réseaux de fracturations qui a favorisé le remplissage du réservoir en hydrocarbures.

V.2. Les cartes en iso-valeurs :

V.2.1. La carte en iso-porosité :

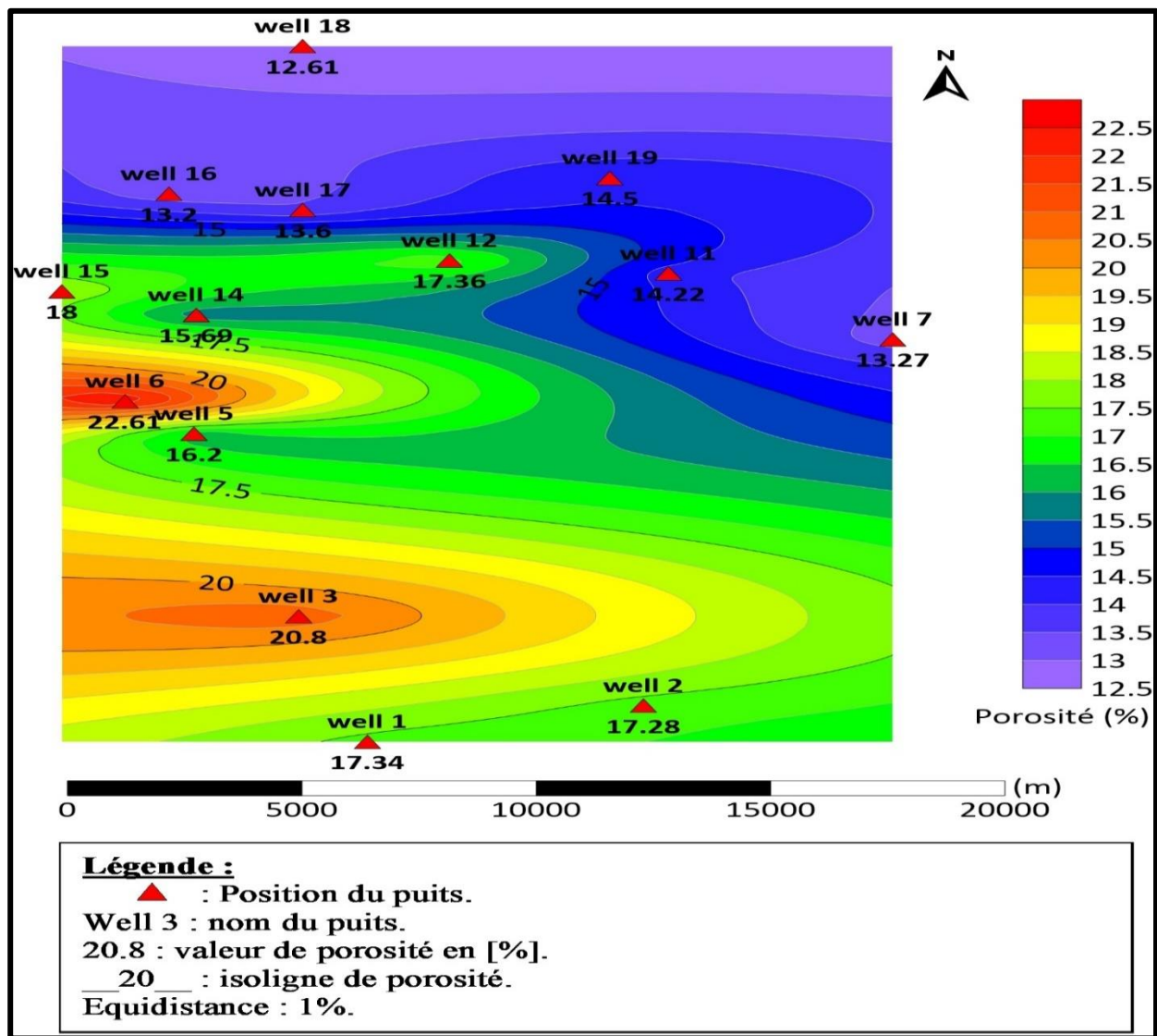


Figure III.09 : Carte en iso-porosité du réservoir TAGI dans le périmètre d'EL Borma.

Cette carte montre que les valeurs de porosité sont élevées du centre vers le Sud avec un maximum de porosité égale à 22.61% au niveau du puits Well 6. Tandis que en allant du centre vers le Nord les valeurs de porosité sont faibles avec un minimum enregistré dans le puits Well 18 qui est égale à 12.61%.

La variation de la porosité est probablement due au changement latéral de facies d'où on passe latéralement à travers une plaine d'inondation qui s'enrichit en argile favorisant une bonne porosité.

V.2.2. La carte en iso-perméabilité :

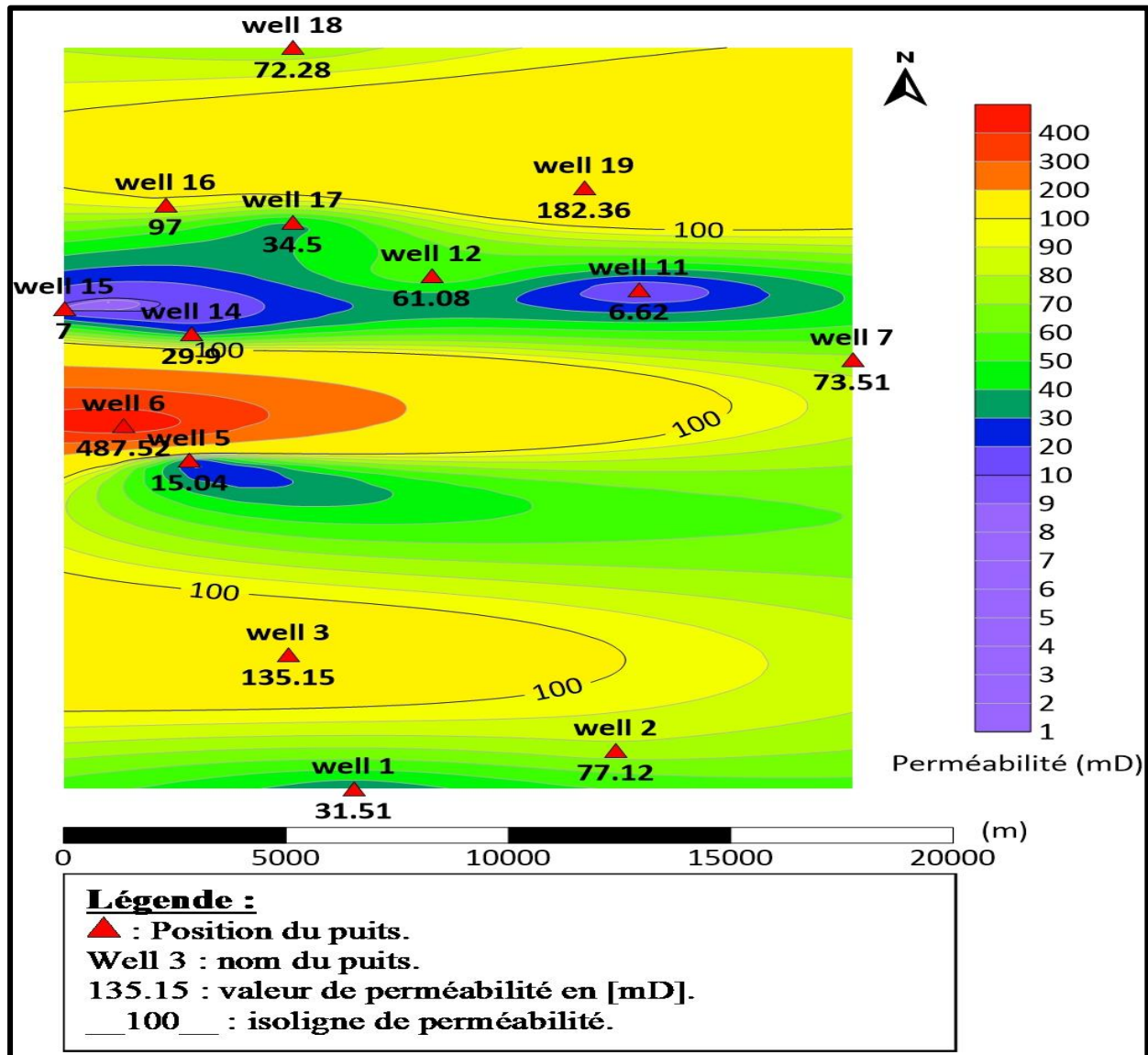


Figure III.10 : Carte en iso-perméabilité du réservoir TAGI dans le périmètre d'EL Borma.

Cette carte montre que la perméabilité est élevée au niveau des puits Well 6, Well 3 et Well 19 avec une valeur maximale égale à 487.52 mD dans le puits Well 6. Aux alentours de ces puits la perméabilité diminue ou la moindre valeur est égale à 7 mD enregistré au niveau du puits Well 11.

L'augmentation de la perméabilité est due à la fracturation et sa diminution est dû à la compaction du réservoir.

V.2.3. La carte en iso-saturation :

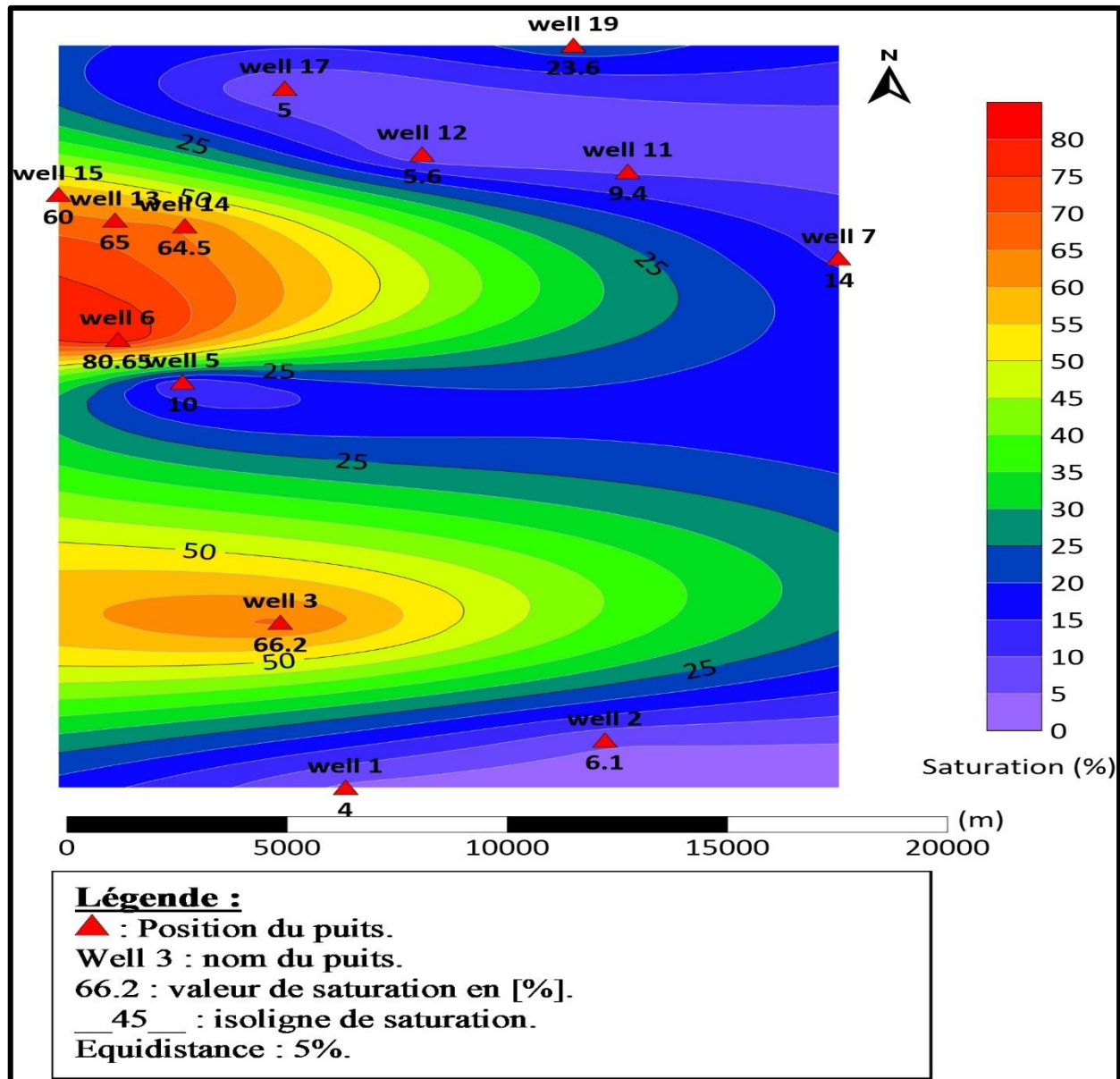


Figure III.11 : Carte en iso-Saturation du réservoir TAGI dans le périmètre d'EL Borma.

Cette carte montre deux (02) anomalies positives dans la partie Ouest et Sud-Ouest, ils présentent les plus grandes valeurs de saturation en hydrocarbures d'où la plus grande valeur est enregistrée au niveau du puits Well 6 avec une valeur maximale de 80.65%. Aux alentours de ces zones d'anomalies la saturation en hydrocarbures diminue d'où son minimum égal à 1 %, il est enregistré dans le puits Well 1.

Les grandes valeurs de saturation en hydrocarbures sont liées aux vides présents dans les bancs gréseux et aussi aux fissures.

VI. Interprétation des diagrammes perméabilité/porosité :

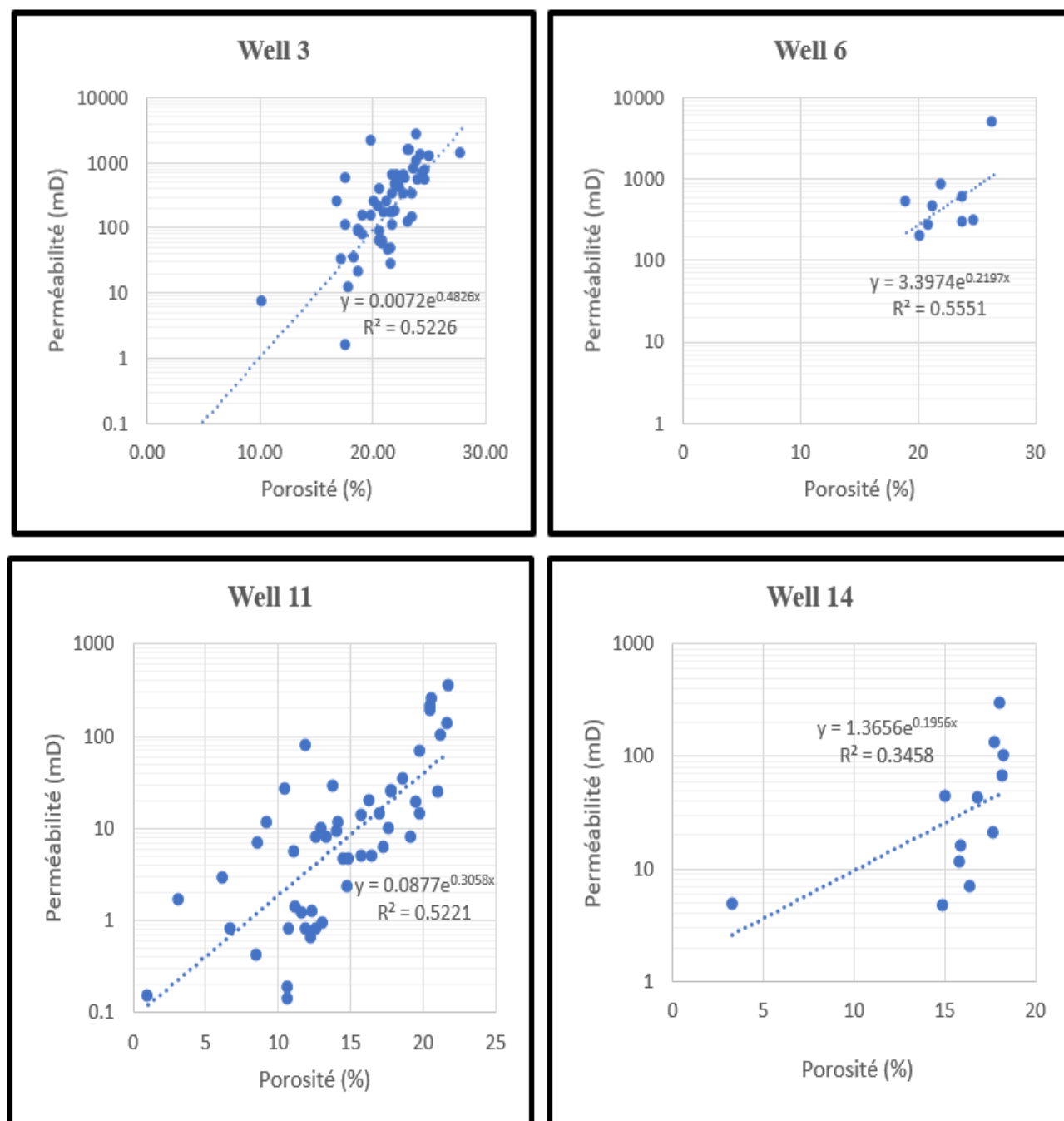


Figure III.12 : Les diagrammes perméabilité/porosité dans les puits Well 3, Well 6, Well 11 et Well 14 respectivement.

VI.1. Analyse et interprétation :

- **Well 3** : le cross plot de ce puits montre des valeurs de porosité et de perméabilité élevées distingué à travers le nuage de points qui est au voisinage de la droite de régression ($y = 0.0072e0.4826x$) implique une bonne corrélation. Ainsi qu'un coefficient de détermination ($R^2 = 0.5226$) qui est considéré comme bon ce qui correspond un terrain homogène.

- **Well 6** : montre des valeurs élevées de porosité et de perméabilité et une droite régression ($y = 3.3974e0.2197x$) et un coefficient de corrélation ($R^2 = 0.5551$) qui est considéré comme bon ce qui correspond un terrain homogène ?

- **Well 11** : le cross plot de ce puits montre une droite de régression ($y = 0.0877e0.3058x$) et un coefficient de corrélation ($R^2 = 0.5221$) qui est considéré comme bon ce qui correspond un terrain homogène.

- **Well 14** : montre une droite de régression ($y = 1.3656e0.1956x$) et un coefficient de corrélation ($R^2 = 0.3458$) qui est considéré comme médiocre ce qui correspond un terrain hétérogène.

Les nuages de points de ces puits qui sont concentrés au voisinage de la droite de régression correspondant à un milieu fluvatile et les points dispersés déterminent probablement un milieu lagunaire.

VII. Interprétation des résultats diagraphiques des paramètres pétrophysiques :

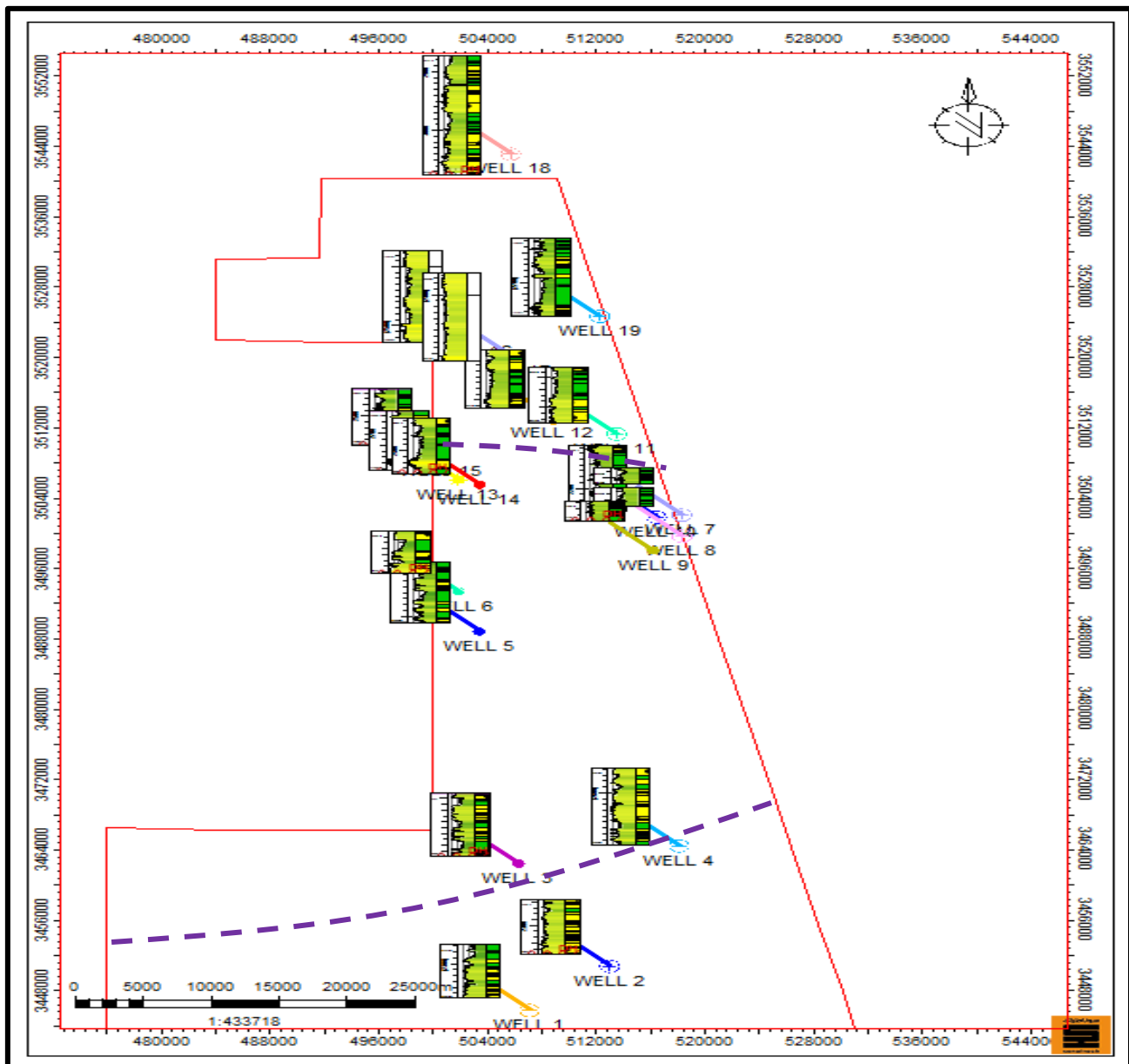


Figure III.13 : Carte de résultats pétroliers et caractérisations des réservoirs dans le périmètre d'EL Borma.

La carte de résultats pétroliers et caractérisations des réservoirs montre que :

Le réservoir TAGI est divisé en trois (03) parties Nord, Sud et centrale dont la dégradation des réservoirs est vers le Nord et le Sud de part et d'autre. Les paramètres pétrophysique du réservoir sont bonnes dont la porosité est de l'ordre de 16 %, la perméabilité aux environs des 50 mD et en fin la saturation en hydrocarbures qui approche les 30%.

VIII. Conclusion :

D'après cette étude pétrophysique, il en ressortir les conclusions suivantes :

- Les profils de la distribution des paramètres pétrophysique des puits sélectionnés montre qu'il existe deux (02) types de porosité et de perméabilité que qu'ils sont : intergranulaire et fissurés pour la porosité, tandis que pour la perméabilité ils sont inter-particulaire et fissuré.
- Les cartes géologiques montrent que la partie centrale de la région présent un chenal. De part et d'autre au nord et au sud c'est la plaine d'inondation.
- Les cartes des paramètres pétrophysiques montrent que les puits Well 3 et Well 6 sont les meilleurs puits du point du vue pétrolier dont les meilleures valeurs de porosité, perméabilité et saturation en hydrocarbures sont enregistrées au niveau de ces puits.
- Les diagrammes de porosité et perméabilité confirment que le milieu de dépôt est de type fluvatile et les formations sont généralement homogène.
- La carte de résultats pétroliers et caractérisations des réservoirs montre que le réservoir TAGI comporte de bonnes paramètres pétrophysiques au centre de la zone d'étude avec une dégradation des réservoirs vers le Nord et le Sud.

CHAPITRE IV

ETUDE GEOCHIMIQUE

I. Introduction :

Les formations du Silurien argileux radioactif et à graptolites ainsi que celles du Frasnien (Dévonien supérieur), sont considérées comme les principales roches mères génératrices d'huile légère (39-49°API) associée à du gaz dans le bassin de Berkine, en particulier dans notre zone d'étude.

Pour cela une étude géochimique suivante a été réalisée au Nord du bassin de Berkine, un bassin bien connu pour son potentiel pétrolier. Néanmoins, l'intérêt que suscite la roche mère Frasnienne en tant que système non conventionnel incite à l'étudier de plus près dans le but d'étendre le champ de recherche et d'augmenter les réserves de ce bassin.

II. Rappels :

- **La matière organique (MO) :** c'est une substance hétérogène représente une association importante de différents débris organiques d'origine végétale et animale.
- **Kérogène :** c'est une substance organique solide qui correspond à l'état intermédiaire entre la matière organique et les combustibles fossiles (charbon, gaz, pétrole).
- **Indice d'altération thermique (I.A.T) :** est un indicateur de maturité basé sur des observations du changement progressif de la couleur des spores et des particules de pollen dans le kérogène avec l'augmentation de la maturité (Gutjahr, 1966 ; Correia, 1969 ; Staplin, 1969)
- **Carbone organique total (COT) :** la masse de carbone d'origine organique présente dans une roche rapportée à la masse de celle-ci, qui permet de déterminer la richesse de cette roche en matières organiques et d'évaluer ainsi la probabilité qu'elle contienne des hydrocarbures. Le carbone organique total est généralement exprimé en pourcentage.
- **La pyrolyse :** est la décomposition de la matière organique par chauffage en l'absence d'oxygène. Les géochimistes organiques utilisent la pyrolyse pour mesurer la richesse et la maturité des roches mères potentielles. La technique de pyrolyse la plus utilisée est Rock-Eval.
- **La pyrolyse Rock-Eval :** est utilisée par les prospecteurs pétroliers pour mesurer la quantité, la qualité et la maturité thermique de la matière organique dans les échantillons de roche (Peters et Cassa, 1994). Les principaux paramètres de la pyrolyse sont (Figure IV.01) :

- Bitume libre (S1) : c'est la quantité d'hydrocarbures libres (gaz et pétrole) dans l'échantillon (en milligrammes d'hydrocarbures par gramme de roche).
- Potentiel d'hydrocarbures (S2) : est une indication de la quantité d'hydrocarbures que la roche a le potentiel de produire si l'enfouissement et la maturation se poursuivent.
- CO₂ potentiel (S3) : est une indication de la quantité d'oxygène dans le kérogène et est utilisé pour calculer l'indice d'oxygène.
- Indice d'hydrogène (IH) : est un paramètre utilisé pour caractériser l'origine de la matière organique.
- Indice d'oxygène (IO) : est un paramètre qui est en corrélation avec le rapport de O à C.
- Indice de production (IP) : est utilisé pour caractériser le niveau d'évolution de la matière organique.
- Temps du taux de génération maximal (Tmax) : c'est la température à laquelle la libération maximale d'hydrocarbures provenant du craquage du kérogène se produit pendant la pyrolyse (sommet du pic S2).

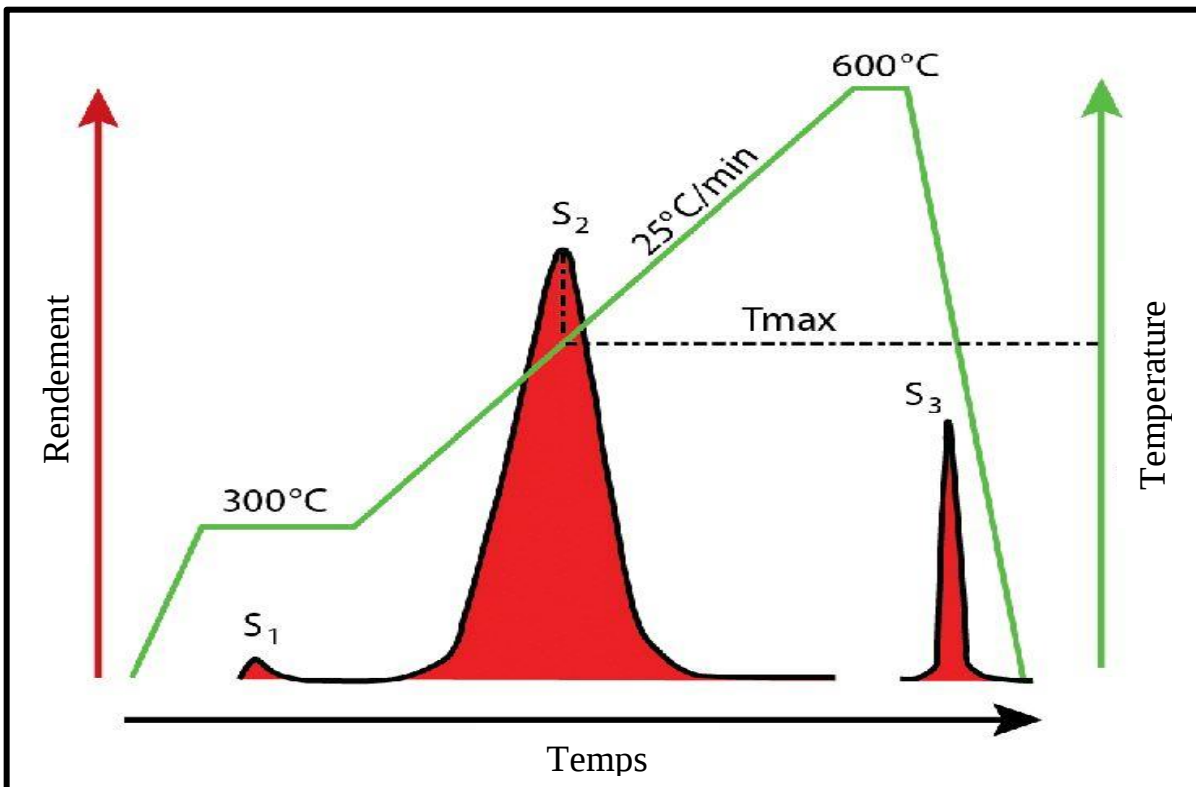


Figure IV.01 : Paramètres de mesure de la pyrolyse Rock-Eval.

(Tissot & Welte, 1984 ; Peters et al., 2005).

III. Méthodologie :

Dans le cadre de l'évaluation du potentiel pétrolier non conventionnel des roches mères du bassin de Berkine, une caractérisation géochimique de la roche mère Frasnienne du puits Well 4 situé au Nord du bassin de Berkine, dans le bloc 401b du périmètre EL BORMA (Voir la figure I.09) a été effectué.

Des échantillons de carottes et de cuttings prélevés dans le puits Well 4 au niveau de la carothèque ont été préparés avant d'être analysés. Ces échantillons ont été concernés par le protocole analytique suivant :

- La détermination de la richesse en matière organique par le dosage du carbone organique total (COT).
- La détermination des potentialités pétrolières de la roche mère à l'aide de la pyrolyse Rock-Eval 6.
- La détermination du type de la composante organique.
- La détermination de degré d'évolution thermique par l'observation du kérogène brut isolé de sa matrice minérale.
- L'estimation de l'indice d'altération thermique (I.A.T) en lumière transmise au microscope optique.

- Les échantillons ont été prélevés dans les intervalles du Frasnien comme récapitulé dans le tableau suivant (tableau IV.01) :

Nature de l'échantillon	Intervalle échantillonné	Nombre	Âge
Cuttings	2690m à 2820m	14	Frasnien
Carotte	2823.60m à 2840.70m	18	Frasnien
Cuttings	2850m à 2907m	7	Frasnien

Tableau IV.01 : Intervalles échantillonnés dans le Frasnien du puits Well 4.

IV. Dosage du carbone organique total (COT) :

La classification de la richesse en carbone organique tient compte de la nature de l'échantillon analysé. Les échantillons prélevés étant de nature argileuse, ils seront de ce fait classés selon le tableau suivant (Tableau IV.02).

Paramètre	Faible	Moyen	Bon	T. bon	Excellent
COT (% wt)	< 0.5	0.5 – 1.0	1.0 – 2.0	2.0 – 4.0	> 4.0

Tableau IV.02 : Classification du dosage du carbone organique total (COT).

(Tissot et Welte, 1984).

IV.1. Diagramme COT/ profondeur :

Afin de mieux visualiser la distribution de cette richesse en matière organique dans le puits Well 4, un diagramme COT/ profondeur a été élaboré (Figure IV.02).

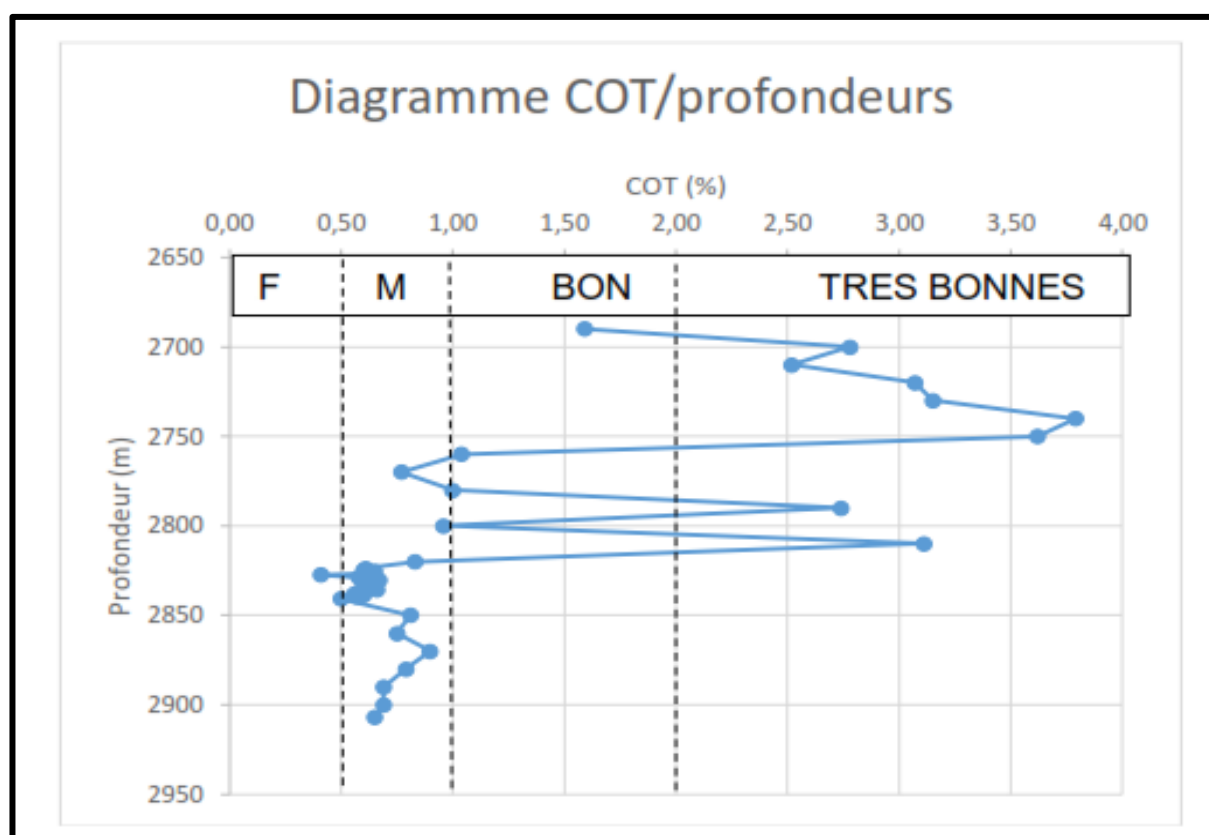


Figure IV.02 : Diagramme COT/ profondeur du puits Well 4.

La Figure IV.01 montre une distribution variable de la richesse allant de faibles à très bonnes avec des valeurs allant de 0.41% à 3.79% pour une valeur moyenne de 1.20% de COT et fait ressortir deux intervalles avec des valeurs allant de moyennes à très bonnes au sommet les cent vingt (120) premiers mètres de 2690m à 2810m, alors qu'à la base on observe un intervalle avec des valeurs moyennes sur une épaisseur de près de cent (100) mètres correspondant à l'intervalle 2810m à 2907m.

V. Pyrolyse Rock-Eval 6 :

Les principaux paramètres de la pyrolyse et leurs différents seuils sont notés dans le Tableau IV.03.

La classification de la Tmax dépend du type de la matière organique et doit être comparée aux mesures d'IAT de l'étude pétrologique du kérogène pour confirmation.

Paramètre	Faible	Moyen	Bon	T. Bon	Excelle
S1 mg HC/g de roche	< 0.5	0.5 – 1.0	1.0 – 2.0	2.0 – 4.0	> 4.0
S2 mg HC/g de roche	< 2	2 – 5	5 – 10	10 – 20	> 20
S1 et S2 < 0.2mg	IP ne sont pas significatifs				
IP	< 0.10	0.10 – 0.40			> 0.40
Paramètre	Faible	Moyen	Fort		Très fort
IH mg HC/g de COT	≤100 Gaz	100 – 300 Huile-gaz	300 – 600 Huile		≥600 Huile
IO mg CO2/g de COT	≤ 50	50-200			≥200

Tableau IV.03 : Les principaux paramètres géochimiques issus de Pyrolyse Rock Eval.
(Espitalié et al, (1986), Peters et Cassa, (1994) et Vinci-Technologies, (2014)).

V.1. Diagramme S1/profondeur :

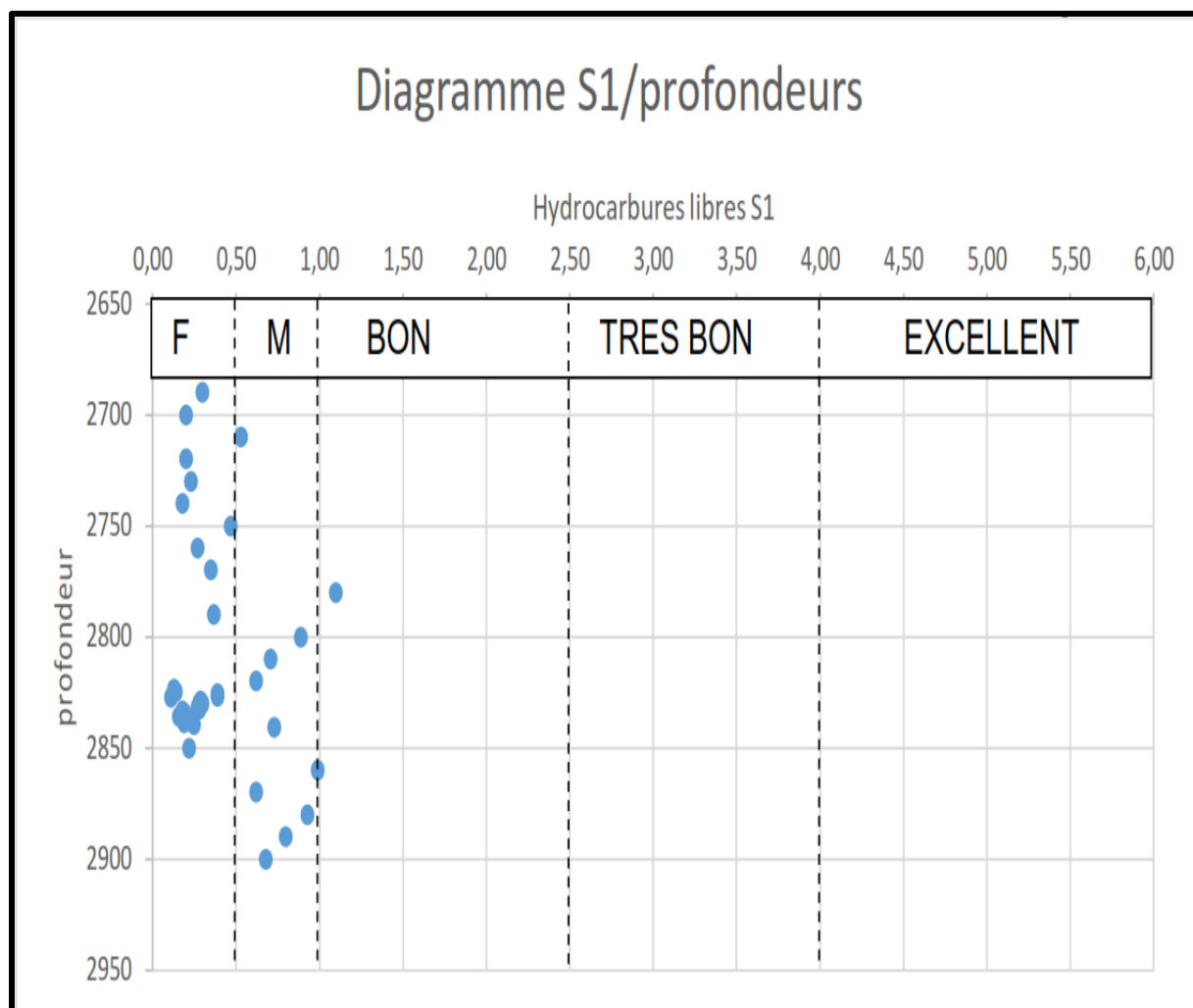


Figure IV.03 : Diagramme S1/ profondeur du puits Well 4.

Le paramètre S1 (Figure IV.03) désigne les hydrocarbures libres. Il est faible à moyen à l'exception de la valeur de la cote 2780m qui est bonne, avec des teneurs comprises entre 0.11 et 1.10 mg HC/g de roche pour une valeur moyenne de 0.40 mg HC/g de roche.

V.2. Diagramme S1/ profondeur :

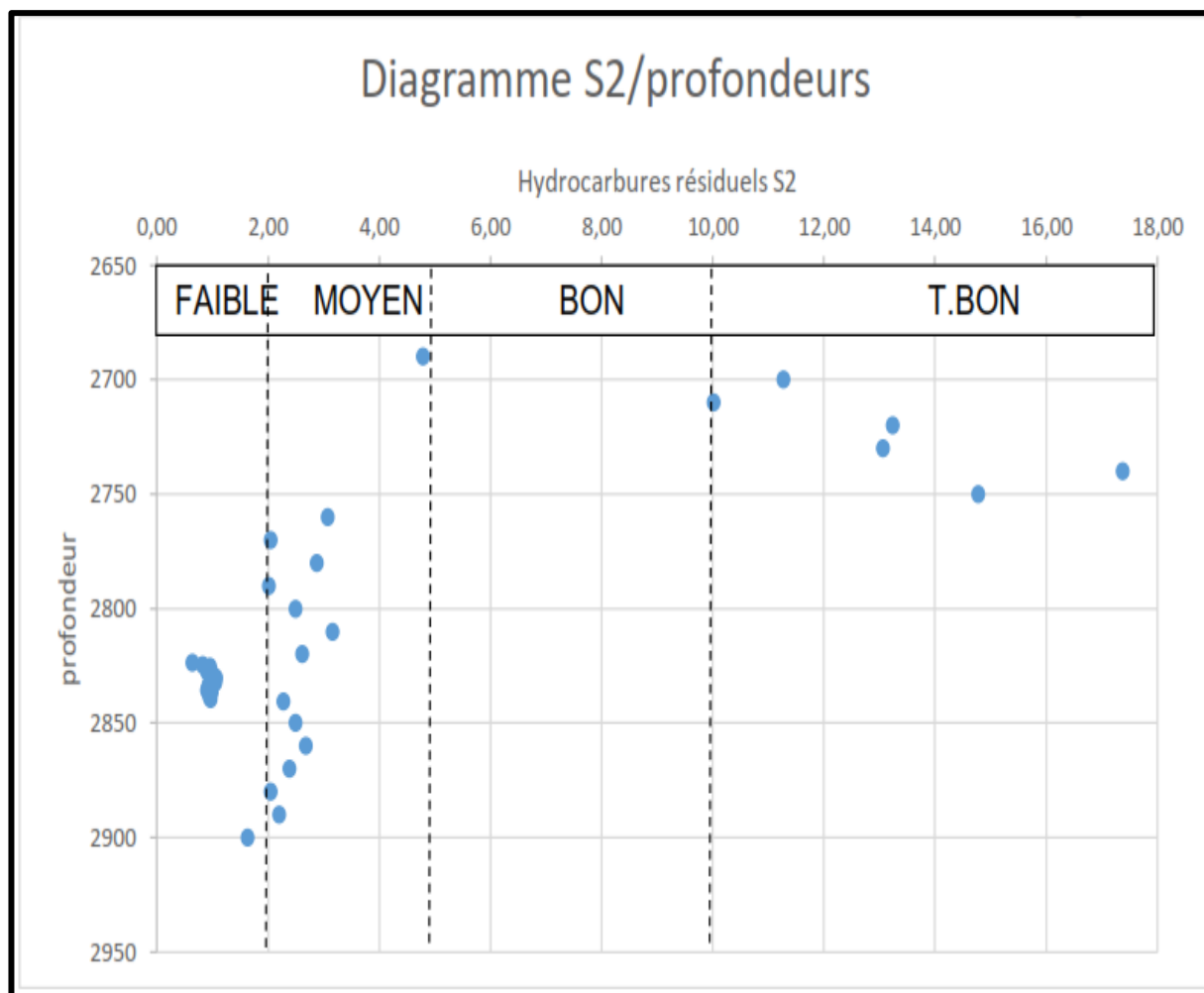


Figure IV.04 : Diagramme S2/ profondeur du puits Well 4.

La Figure IV.04 montre une distribution variable du paramètre S2, il désigne les hydrocarbures résiduels et fait ressortir deux intervalles, avec des valeurs très bonnes au sommet (les cinquante (50) premiers mètres de 2700m à 2750m) comprises entre 10.02 et 17.38 mg HC/g de roche à l'exception de la côte 2690m qui est moyenne avec une valeur de l'ordre de 4.79 mg HC/g de roche, alors qu'à la base, correspondant à l'intervalle 2750m à 2907m, on observe un intervalle avec des valeurs faibles à moyennes comprises entre 0.64 et 3.16 mg HC/g de roche, pour une valeur moyenne de 3.54 mg HC/g de roche.

V.3. Index de production IP :

L'index de production IP calculé par la loi ($PI = S1 / [S1 + S2]$) est moyen à bon avec des valeurs comprises entre 0.10 à 0.30 pour une valeur moyenne à l'environ de 0.20.

V.4. Index d'hydrogène IH :

L'index d'hydrogène IH calculé par la loi ($IH = S2 \times 100 / COT$) est moyen à fort, à l'exception de la côte 2790 m qui indique une valeur faible de 74 mg HC/g COT. Les valeurs de IH sont comprises entre 74 et 459 mg HC/g COT avec une moyenne de 241 mg HC/g COT.

V.5. Index d'oxygène IO :

L'index d'oxygène IO calculé par la loi ($IO = S3 \times 100 / COT$) est faible à moyen avec des valeurs comprises entre 8.68 mg CO₂/g COT et 88.89 mg CO₂/g COT pour une valeur moyenne de 39.10 mg CO₂/g COT.

VI. Type de kérogène :

Le potentiel d'une roche mère est lié au type de matière organique qu'elle contient. Les figures IV.04 et IV.05 illustrent le potentiel du kérogène analysé en pyrolyse Rock-Eval 6 pour le puits Well 4 par comparaison des paramètres S₂ et COT, et IH/IO et T_{max} respectivement.

La figure IV.05 montre une distribution majoritaire des points dans la zone du type II/III, de même pour la figure IV.06 (a) et (b) qui montre une distribution plutôt partagée entre le type II et le type III.

Néanmoins, ce résultat nécessite, le recours à l'étude du kérogène au microscope pour confirmer ou infirmer ces résultats.

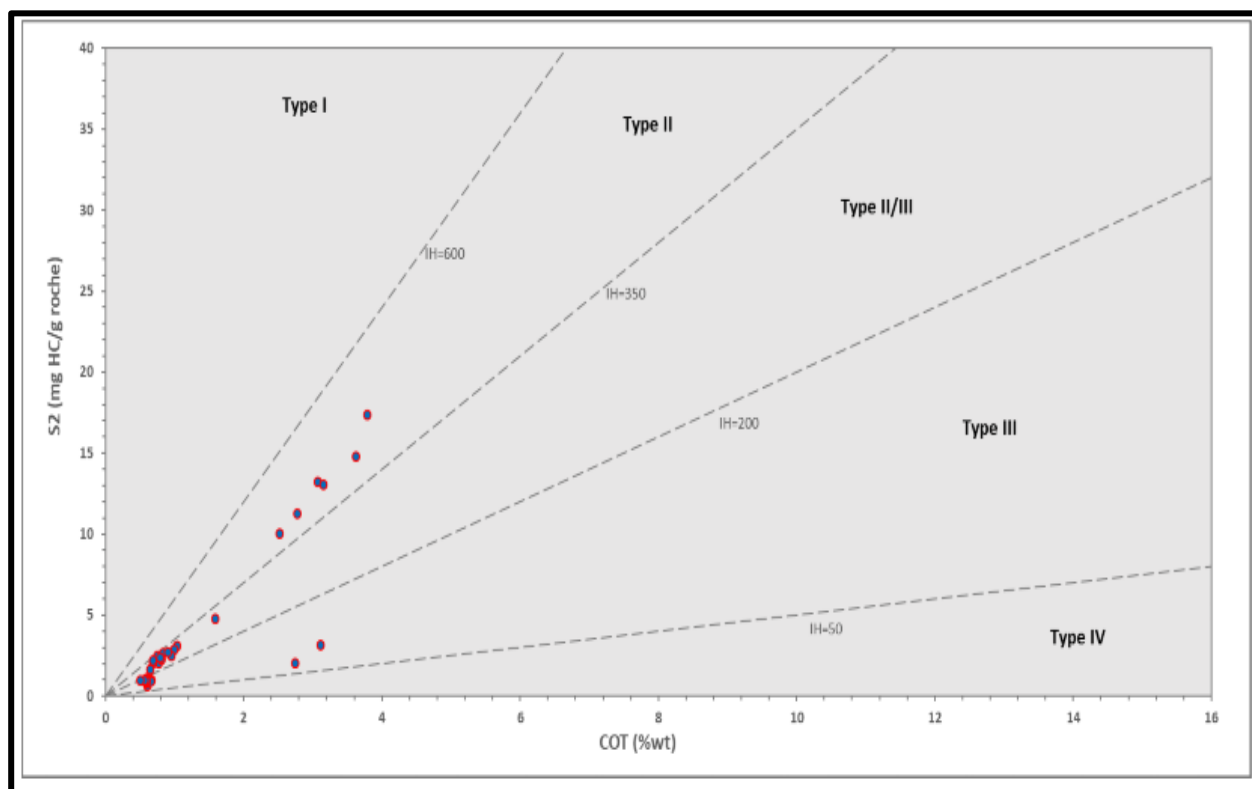


Figure IV.05 : Diagramme S2/COT des échantillons du puits Well 4.

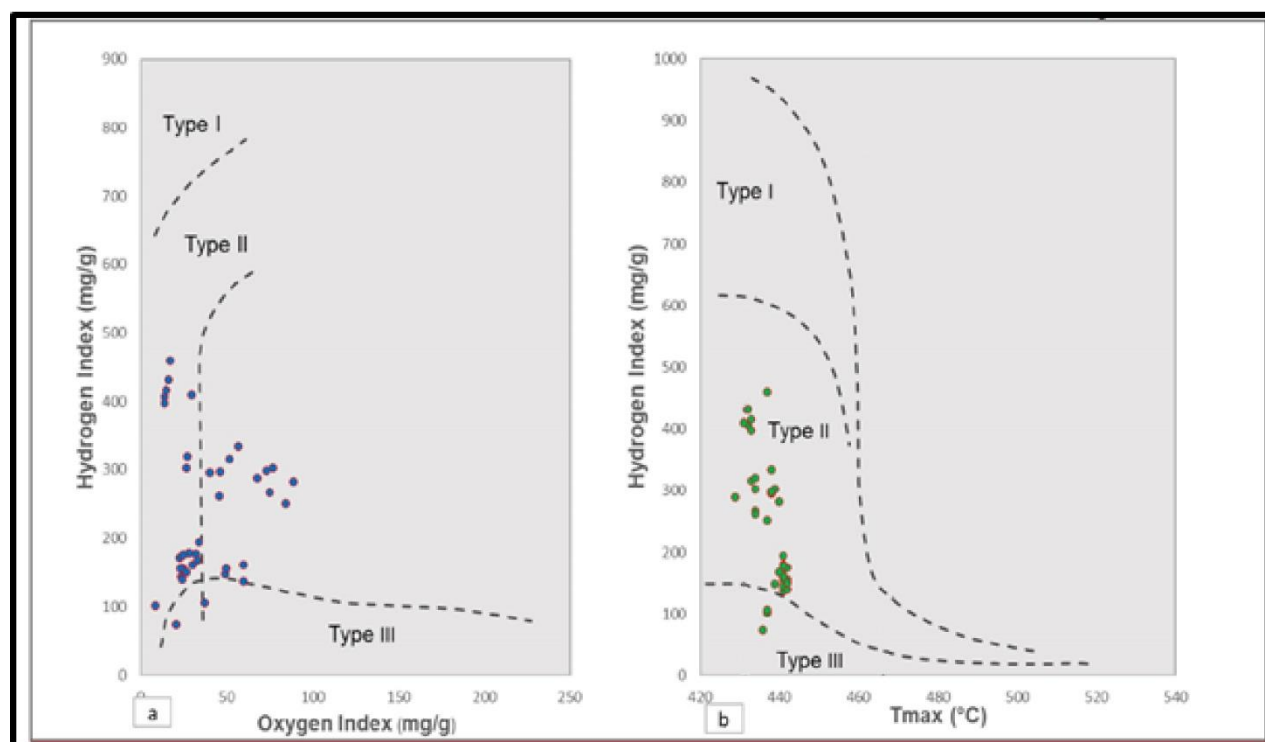


Figure IV.06 : Diagramme IH/IO (a) et IH/Tmax (b) du Frasnien du puits Well 4.

VII. Maturité thermique :

Le degré de maturité thermique est donné en Pyrolyse Rock-Eval par les paramètres Tmax (principalement) et IP (dans le cas des échantillons de carottes).

VII.1. Diagramme IP /Tmax :

Pour les échantillons de carottes, le diagramme IP en fonction de la Tmax (figure IV.07) permet d'apprécier la maturité des échantillons analysés.

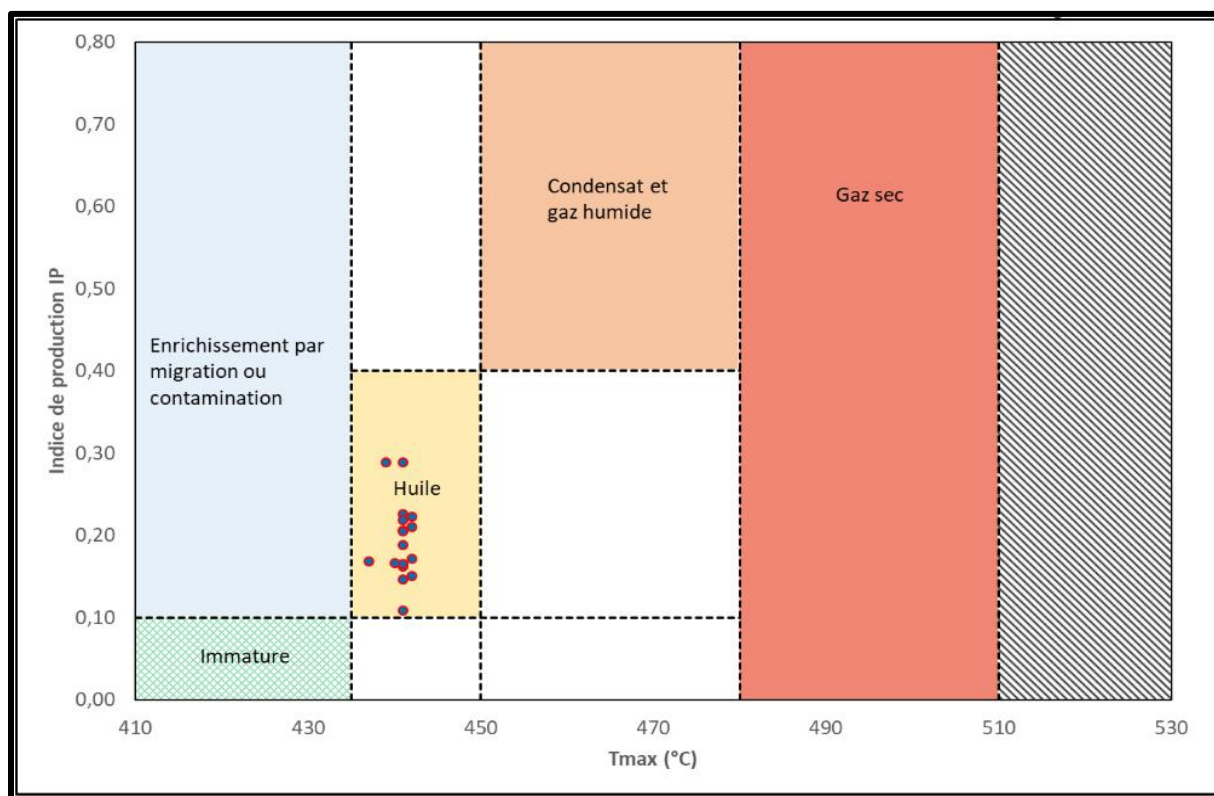


Figure IV.07 : Diagramme IP/Tmax des échantillons de carotte du puits Well 4.

La figure IV.07 montre les températures Tmax enregistrées variant de 429 à 442°C pour une valeur moyenne de 437.65°C et des valeurs d'IP comprises entre 0.10 à 0.30 pour une valeur moyenne à l'environ de 0.20. Ces valeurs indiquent que les échantillons de carottes analysés se situent en phase de génération d'huile.

Les estimations du type et de la maturité sur la base des données de la pyrolyse ne sont pas toujours exactes donc elles seront vérifiées par les observations microscopiques du kérogène.

VIII. Observation microscopique du kérogène :

Ce protocole est réalisé dans le but de déterminer le type de kérogène (palynofaciès) et son degré d'évolution thermique (maturité) en utilisant un microscope optique.

L'étude microscopique du kérogène, repose sur l'observation, sous lumière naturelle transmise, des palynomorphes (spores, pollens, acritarches, dinoflagellés, chitinozoaires, etc.), et ce dans le but d'identifier le type et d'estimer l'Indice d'Altération Thermique (IAT) (Tableau IV.04).

VIII.1. L'estimation de l'indice d'altération thermique (I.A.T) :

La coloration des spores et des pollens montre qu'ils ont une couleur orange intermédiaire à orange foncé avec un I.A.T varie entre 2.5 à 2.7 indiquant une génération d'huile.

Couleur des Spores et Pollens	IAT Utting & Hamblin, 1991	Génération des Hydrocarbures		IAT Jones & Edison, 1978	Couleur Des Spores
Jaune pâle au Jaune	1	Immature	Immature	1,5	Jaune Pâle
Orange Intermédiaire à orange foncé	2	Huile	Huile	2,5	Jaune Orange
				2,8	Orange Marron
Marron Intermédiaire à Marron foncé	3	Gaz	Gaz Humide	3,1 à 3,5	Marron Rougeâtre
			Gaz sec	3,6 à 3,7	Marron Foncé
Marron noirâtre - noire	4	Limite gaz Humide-gaz Limite gaz Sec		3,8 à 3,9	Marron Foncé - noir
Noire vitré	5	Limite gaz Sec	Limite gaz sec	4	Noir

Tableau IV.04 : Indice d'Altération Thermique (IAT) et génération des hydrocarbures à partir de la coloration des spores et pollens. (Utting et Hamblin, 1991, Jones et Edison, 1978).

IX. Conclusions :

À l'issue de cette étude géochimique réalisée sur le puits Well 4, il en ressort les conclusions suivantes :

- La richesse en matière organique dans l'intervalle échantillonné est bonne à très bonnes au sommet avec un COT moyen de 2.32%, alors que pour le reste de l'intervalle la richesse est faible à moyenne avec un COT moyen de 0.65%.
- Le potentiel en hydrocarbures libres est faible à moyen avec un S1 moyen de 0.40 mg HC/g roche, tandis que le potentiel résiduel est très bon avec un S2 moyen de 12.08 mg HC/g roche au sommet et faible à moyen pour le reste de l'intervalle avec un S2 moyen de 1.61 mg HC/g roche.
- La maturité indiquée par les Tmax et les estimations de l'IAT est en début de génération d'huile.
- Le type de kérogène constituant la roche mère Frasnienne déterminé au microscope est de type II ainsi qu'une altération peu avancée.

CHAPITRE V

ESTIMATION DES RESERVES

I. Introduction :

La connaissance de la répartition des ressources du pétrole et du gaz dans le sous-sol permet de déterminer correctement l'orientation des travaux de recherche et de prospection, dont le calcul des réserves étant le stade final de tous les travaux de l'exploration.

Les principes uniformes du calcul des réserves sont déterminés à partir de leur classification autant en catégorie qu'en groupes en se basant sur le degré de connaissances géologiques et les critères techniques et économiques de l'exploitation.

II. Classification des réserves des gisements de pétrole et du gaz :

Les réserves sont classées selon différents critères variables (Figure V.01) :

- Fonction de la connaissance graduelle du gisement obtenue à partir essentiellement des puits forés,
- Des conditions géologiques, géophysique, techniques et économiques du gisement en question
- Le bilan des réserves exploitées,
- Leur emplacement géographique et répartition à la production,
- Le niveau de la technique et de la technologie de la production.

- Les réserves des gisements de pétrole et de gaz sont subdivisées généralement de la manière suivante :

II.1. Groupe des réserves en balance :

Leurs conditions d'exploitation sont bien définies et leur récupération est économiquement rentable. Ces réserves peuvent être récupérables ou non récupérables :

- **Les réserves en balance récupérables :**

Le maximum de ces réserves est extrait en utilisant les techniques et les moyens actuels (économiquement rentable).

- **Les réserves en balance non récupérables :**

Leur exploitation par les techniques et les moyens actuels s'avère impossible et économiquement non rentable.

II.2. Groupe des réserves hors balance :

L'exploitation de ces réserves dans les conditions actuelles est économiquement non rentable en raison de la complexité des conditions dans lesquelles elles se trouvent. Mais elles restent toujours des objectifs exploitables à l'avenir.

Exemple :

- Le cas d'un gisement de structure très fracturée et ses paramètres sont très mal étudiés ou bien inconnus ;
- Le cas d'un gisement d'huile de mauvaise qualité.

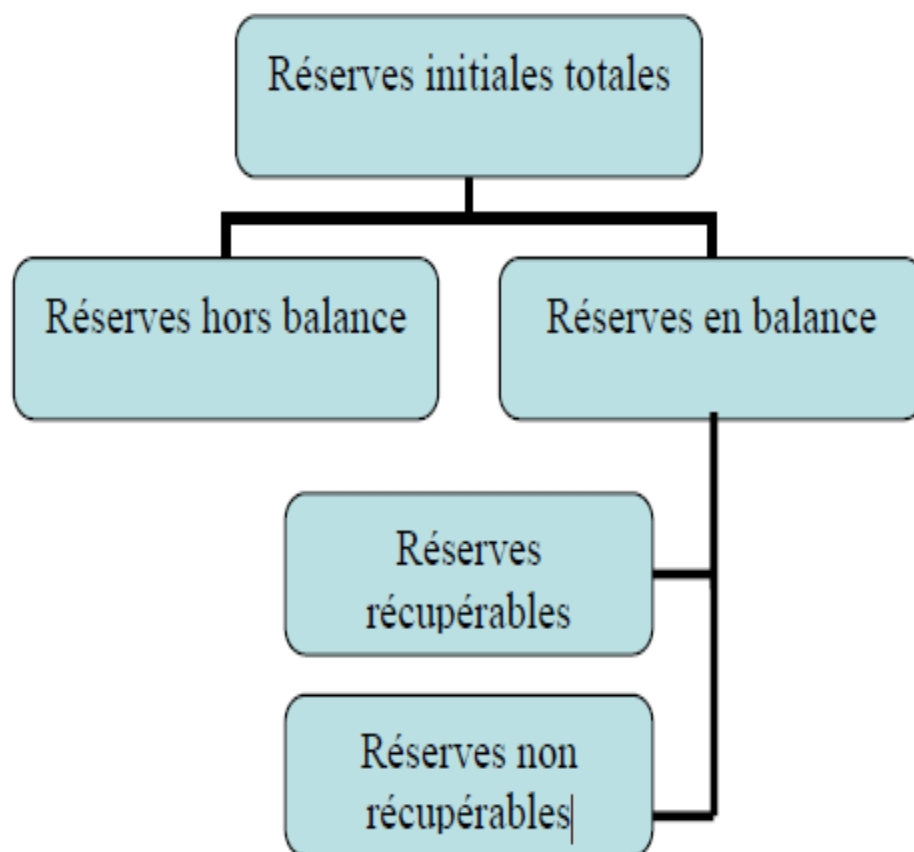


Figure V.01 : Principaux groupes de réserves d'huile et de gaz.

III. Classification des réserves du TAGI :

Les différentes quantités en place sont classées selon différents critères variables dans le temps, en fonction de la connaissance du gisement obtenu à partir essentiellement des puits forés, ainsi que des études géophysiques et géologiques complémentaires. Mais surtout cette classification est différente d'une école à l'autre :

- D'après la classification Russe, nos réserves sont classées catégorie « A » (réserves industrielles prouvées).
- D'après la classification Française, nos réserves sont classées « A » (réserves prouvées géologiques en couche).
- D'après la classification Américaine, nos réserves sont classées catégorie Réserves prouvées récupérables.

IV. Méthode de calcul des quantités en place :

Le choix de la méthode de calcul dépend des quantités et qualités de données de base, du degré d'exploration des champs et du régime de production du gisement. Pour le calcul des réserves d'huile on utilise les méthodes suivantes :

- Les méthodes volumétriques, qu'on va l'utiliser dans notre mémoire.
- Les méthodes dynamiques (Bilan Matière et statistique), 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.

IV.1. Méthode volumétrique proprement dite :

La méthode volumétrique du calcul des réserves d'huile est la méthode principale utilisée pour le calcul des réserves de pétrole des gisements suffisamment étudiés et prospectés en n'importe quel régime de production. Elle se base sur la connaissance des conditions géologiques du gisement d'huile.

Le sens de cette méthode s'exprime par la formule suivante :

$$Q = \mathcal{F} \cdot h \cdot \emptyset \cdot S_h \cdot \theta \cdot \rho \cdot \gamma$$

$\mathcal{F}$: Superficie du gisement en m²

h : Épaisseur utile en m

$\mathcal{F}.h$: Volume utile du gisement en m³

$\emptyset$: Coefficient de porosité ouverte en fraction d'unité

Sh : Saturation en huile en fraction d'unité

θ : Coefficient de recalcule en fraction d'unité $\theta = \frac{1}{Bo}$

ρ : Densité en m³/t

γ : Coefficient de récupération en fraction d'unité

V. Estimation des réserves :

V.1. Méthodologie :

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

-Pour l'huile :

- La superficie F est 150.98×10^6 m²
- Calculer la moyenne arithmétique d'épaisseur utile (h) est 20.89 m

Où :

$$h \text{ moy} = \sum_{i=1}^n \frac{h_i}{n}$$

- Calculer la moyenne arithmétique de porosité moyenne ($\emptyset$) est 0.16 F.N

Où :

$$\emptyset \text{ moy} = \sum_{i=1}^n \frac{\emptyset_i}{n}$$

- Calculer la moyenne arithmétique de saturation en huile moyenne (Sh) est 0.318 F.N
Où :

$$Sh \text{ moy} = \sum_{i=1}^n \frac{Sh_i}{n}$$

- Coefficient de recalcule (θ) est 0.422 F.N
Où :

$$\theta = \frac{1}{Bo}$$

- Le Bo utiliser dans notre calcul est 2.37 F.N
- La densité du pétrole est ρ est 0.82 t/m³
- Coefficient de récupération γ est 0.48 F.N

V.2. plan de calcul des réserves :

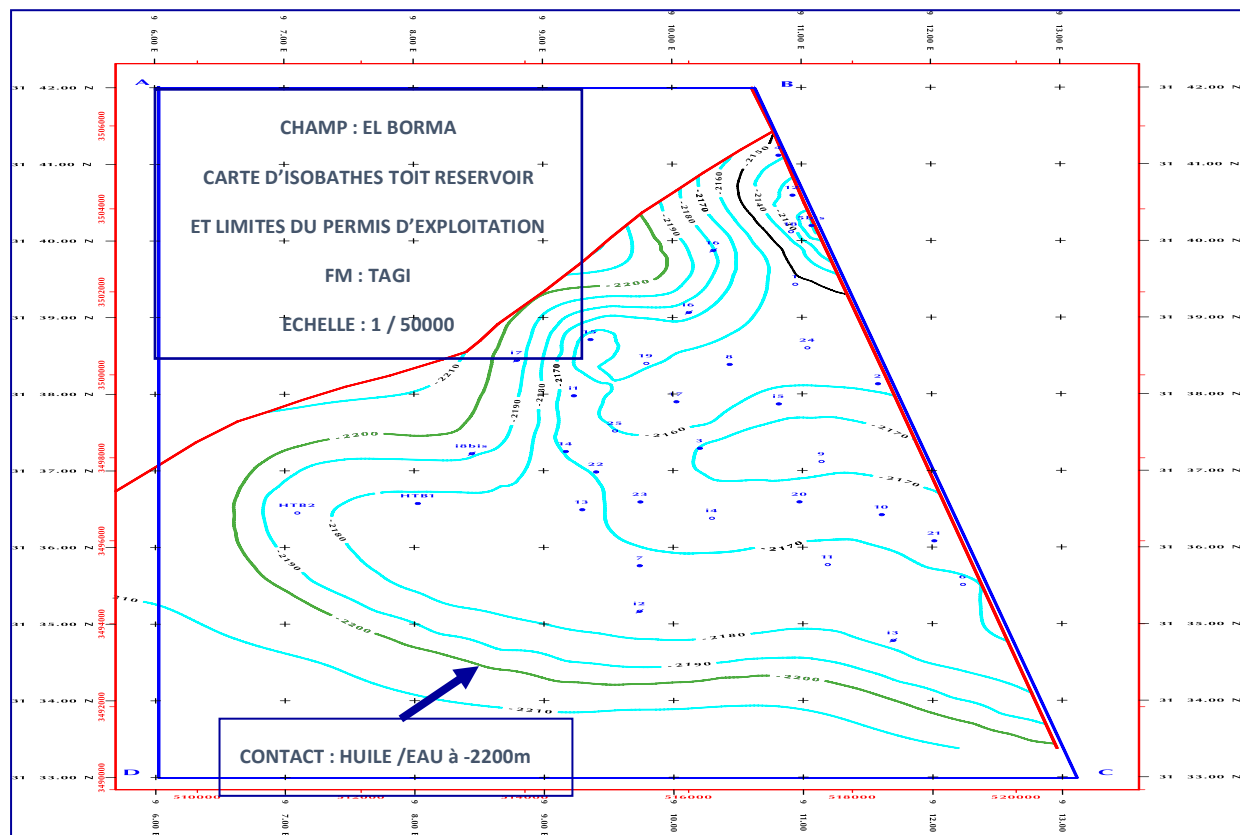


Figure V.02 : Carte en isobathes au toit et limite du contact huile/eau du réservoir TAGI dans le champ d'EL Borma.

VI. Application numérique :

Réservoir	Réserves d'huile en place (10 ⁶ tonnes)	Réserves d'huile récupérables (10 ⁶ tonnes)
TAGI	55.52	25.65

Tableau V.01 : Les réserves calculées du réservoir TAGI.**VII. Interprétation :**

Le volume d'huile dans le réservoir TAGI dans le champ d'El-Borma est estimé à 55.52×10^6 tonnes pour les réserves en place et 26.65×10^6 tonnes pour les réserves récupérables indiquant des quantités d'huile importantes.

VIII. Conclusion :

Après avoir estimé les quantités d'huile dans réservoir TAGI dans le champ d'El-Borma, nous avons conclu que :

- Les réserves en place (55.52×10^6 tonnes) et récupérables (26.65×10^6 tonnes) d'huile montrent que cette zone présente un intérêt pétrolier important.
- Le calcul manuel reste approximatif avec un déficit d'exactitude relatif au volume de données, et aux causes suivantes :
 - La détermination des valeurs moyennes de la porosité, de la saturation en huile et de l'épaisseur utile, ont été faites sur la base des données des puits ne représentant pas la totalité de la structure (nombre de puits limité).

CONCLUSION GENERALE

Le travail relatif à l'évaluation qualitative et quantitative du réservoir TAGI et l'approche géochimique de la roche mère Frasnienne dans le périmètre de recherche d'El-Borma dans le bassin de Berkine conduit aux conclusions suivantes :

- La description sédimentologique des carottes montre que le milieu de dépôt du réservoir TAGI est fluviatile et comprend trois (03) principaux faciès :

- Le premier faciès (I) comprend des lithologies gréseuses qui signifient un dépôt de chenal fluviatile.
- Le second faciès (II) correspond à des silt-argileux qui définissent un dépôt de levée.
- Le dernier faciès (III) constitue des formations argileuses qui correspondent à un dépôt de plaine d'inondation.

Avec l'identification de quatorze (14) lithofaciès suivant des attributs sédimentaires physiques et texturaux dont la dominance des faciès gréseux.

- Les corrélations réalisées montrent que les formations du réservoir TAGI ont subi une hétérogénéité causée par les failles majeures et les variations du milieu de dépôt.

- L'étude pétrophysique a permis de savoir que le réservoir TAGI dans la région d'étude présente de bonnes paramètres pétrophysiques notamment les puits Well 3 et Well 6 qui sont importants de point de vue pétrolier. Tandis que les diagrammes de porosité et perméabilité confirment que le milieu de dépôt est de type fluviatile.

- L'étude géochimique a permis de déterminer que le kérogène est en phase de génération d'huile et le type de la matière organique dans la roche mère Frasnienne est de type II.

- L'influences structurale et les bonnes paramètres sédimentologiques, pétrophysiques et géochimiques sur soit la roche réservoir ou la roche mère est la raison principale à ces importantes réserves (Les réserves d'huile en place 55.52×10^6 tonnes) et récupérables (26.65×10^6 tonnes).

BIBLIOGRAPHIE

- **Baudin, F., Tribovillard, N., Trichet, J., 2007** : Géologie de la matière organique.
- **BEICIFI – SONATRACH, (1991)** : Bassin de Ghadamès - Evaluation pétrolière (Rapport interne).
- **BHP, (2005)** : Le modèle de dépôts dans le cadre régional du bassin de BERKINE.
- **Boote D.R.D., Clark-Lowes D.D. et Traut M.W. (1998)** : Paleozoic petroleum systems of North Africa.
- **BOUDJEMAA.A, (1987)** : Evolution structurale du bassin pétrolier triasique du Sahara Nord Oriental (Algérie).
- **Chaouche.A. (1992)** : Genèse et mise en place des hydrocarbures dans le bassin de l'ERG oriental (Sahara algérienne).
- **Documents internes de Sonatrach.**
- **Durand, B., 1980** : Kerogen Insoluble organic matter from sedimentary rocks.
- **Fabre, J., (2005).** : Géologie du Sahara occidentale et centrale. Musée royal de l'Afrique centrale.
- **GALEAZZI S. O, N. HADDADI, J. MATHER, D. DRUESNE, (2010)** : Regional geology and petroleum systems of the Illizi–Berkine area of the Algerian Saharan Platform: An overview, Marine and Petroleum Geology.
- **ISABELLE COJAN et MAURICE RENARD, (2011)** : Sédimentologie.
- **Lafargue, E., Marquis, F., Pillot D., 1998** : Rock Eval 6 applications in hydrocarbon exploration, production and soil contaminations studies. Revue Institut Français du Pétrole.
- **Miall A. D. (ed.) (1978)** : fluvial sedimentology.
- **R. V. Tyson, 1995** : Sedimentary organic matter: Organic facies and palynofacies.
- **SONATRACH et SCHLUMBERGER (2007)** : Well Evaluation Conference “WEC”, Hilton, Alger, Algérie.

ANNEXE

			Well 1	Well 2	Well 3
Profondeur du réservoir TAGI carotté (m)	Carotte 1	Toit (m)	2528	2486	2540
		Mur (m)	2565.75	2523.80	2552
	Carotte 2	Toit (m)	-	-	2558
		Mur (m)			2578

Profondeur du réservoir TAGI carotté

ANNEXE

	Porosité (%)	Perméabilité (mD)	Saturation en hydrocarbures (%)	Epaisseur utile (m)	Epaisseur (m)
Well 1	17.34	31.15	4	27	69.5
Well 2	17.28	77.12	6.1	29.3	95
Well 3	20.8	135.15	66.2	8	114
Well 4	-	-	-	-	130
Well 5	16.2	15.04	10	10	132
Well 6	22.61	487.52	80.65	9	73
Well 7	13.27	73.51	14	18	36
Well 8	-	-	-	-	96
Well 9	-	-	-	-	34
Well 10	-	-	-	-	88
Well 11	14.22	6.79	9.4	7.8	96
Well 12	17.36	61.08	5.6	35	97
Well 13	14	-	65	8	102
Well 14	15.69	29.39	64.5	20	94
Well 15	18	7	60	6	94
Well 16	13.2	97	-	18.3	156
Well 17	13.6	34	5	32	149
Well 18	12.61	72.28	4	45	203
Well 19	15.46	182.36	23.6	40	132

Les moyennes des paramètres pétrophysiques de chaque puits.

ANNEXE

Nature de l'échantillon	Intervalle échantillonné	Nombre	Âge
Cuttings	2690m à 2820m	14	Frasnien
Carotte	2823.60m à 2840.70m	18	Frasnien
Cuttings	2850m à 2907m	7	Frasnien

Les intervalles échantillonnés dans le Frasnien du puits Well 4.