

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

UNIVERSITE M'HAMED BOUGARA-BOUMERDES



Faculté des Hydrocarbure et de la Chimie

Mémoire de Master

Présenté par

HATHAT Meriem

HADBI Wafa Sihem

Departement: GISEMENT MINIER ET PETROLIER
Option : GEOLOGIE PETROLIERE

Etude géologique et évaluation pétrophysique du réservoir
Trias Argilo Gréseux Inférieur (TAGI) du champ Sif Fatima
Nord Est (SFNE) (bassin de Berkine)

Devant le jury :

MrBelhadi A

UMBB

Président

MrLoumi K

UMBB

Examineur

Mr Asses Amar

UMBB

Encadreur

Année Universitaire : 2016/2017



REMERCIEMENT

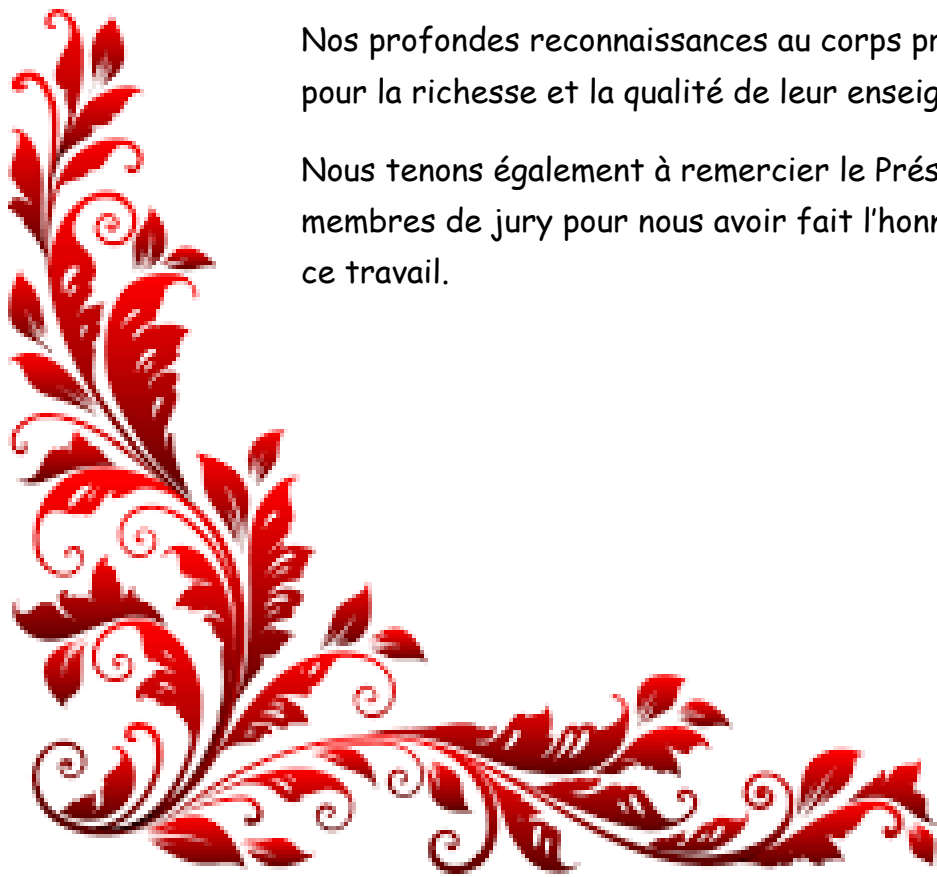
Nous tenons tout d'abord à remercier Dieu le tout puissant et miséricordieux, qui nous a donné la force et la patience d'accomplir ce Modeste travail.

En second lieu nous tenons à exprimer nos plus vifs remerciements à notre encadreur **Mr A. Asses** pour ses précieux conseils et son orientation ficelée tout au long de la réalisation de ce mémoire.

Aussi, nous tenons à remercier nos deux encadreur au niveau du groupement SONATRACH/AGIP (Hassi Messaoud) **Mr. B. Hichem** et **Mme T. Amel** pour leur suivi durant notre stage, ainsi que **Mr. Nadir, Mr. Giuseppe** et **Mr. K. Amine** au niveau du département gisement et **Mr. D. Betetti** et **Mr. E. Morelli** au niveau du département forage qui nous ont été d'une aide précieuse.

Nos profondes reconnaissances au corps professoral pour la richesse et la qualité de leur enseignement.

Nous tenons également à remercier le Président et les membres de jury pour nous avoir fait l'honneur d'évaluer ce travail.





Dédicaces Dédicaces

*Avec un énorme plaisir, un cœur ouvert et une immense
joie, que je dédie*

*ce travail à mes très chers, respectueux et magnifiques
parents qui m'ont soutenu tout le long de ma vie.*

À mes adorables sœurs Amina et Zahra

À mon cher frère Ahmed

À mon âme sœur Bichou.

*À toutes personnes qui m'ont encouragé ou aidé au long
de mes études.*

HATHAT





Dédicaces

Dédicaces

Je dédie ce modeste travail qui est le résultat de longues années d'études à ma très chère mère qui m'a toujours encouragé et apporté tout le confort nécessaire pour avoir une bonne instruction voilà le fruit de tout ses sacrifices même si ce n'est jamais assez pour la remercier.

A mon défunt père Hadbi Hamid qui était ma source de motivation.

A ma chère sœur Amel et mon chère frère waïl e qui m'ont apporté leur soutien moral.

A ma très chère sœur Madina qui m'a été d'une précieuse aide moral.

A ma binôme Hathat Meriem pour ses efforts, sa présence et ses idées afin d'établir ce modeste travail.

A mes très chers amis Adouï Anis et Charif Youcef qui ont toujours cru en moi et m'ont tant encouragé.

Hadbi Wafa Siham



Table des matières

Remerciment

Dedicaces

Sommaire

Liste des figures

Liste des tableaux

Liste des annexes

Résumé

Chapitre I : Généralités

I.	1. Introduction :	1
	1.1. But du mémoire :	1
	1-2. Situation géographique du bassin de Berkine :	2
	1-3. Situation géologique :	2
II.	Historique des travaux effectués sur la région :	3
III.	1. Le cadre pétrolier de la région :	6
	• Roches mère	6
	• Réservoirs	6
	• Couvertures	8
	• Pièges	8
	2. le cadre géologique :	9
	2.1. Morphologie du bassin :	9
	2.2. GEOLOGIE LOCALE :	10
	2.2.1 situation géographique de secteur d'étude :	10
	2.2.2 situation géologique :	11
	2.2.3 géologie du champ :	11
	2.3 .Stratigraphie :	13
	a) Socle :	13
	b) Le Paléozoïque :	13
	• Le Silurien	14
	• Le Dévonien	14
	• Le Carbonifère	15

c) Le Mésozoïque :	16
• Le Trias.....	16
• Le Jurassique	16
• Le Crétacé	17
d) Le Cénozoïque.....	19
➤ Le Mio-Pliocène :	19
➤ Le Quaternaire :	19
2.4.Evolution tectonique : (Voir figure 9)	21
2-4.1. Description des différents éléments structuraux du bassin :.....	21
Dépression sud-est-triasique :	21
Dépression de Dahar :.....	21
Dépression de Berkine :	21
2-4.2.Les événements tectoniques qui ont affecté le bassin :	23
a- La phase panafricaine.....	23
b- La distension cambro-ordovicienne	23
a. La compression taconique	23
c- Distension Silurien	23
d- La phase de compression calédonienne	23
e- La phase dévonienne :	23
f- Les mouvements post-Famennien	23
h- La phase hercynienne	23
i-La phase de rifting continental.....	24
j- La phase autrichienne	24
k- La phase pyrénéenne (Eocène supérieur)	24
2.4.3. Conséquence sur la region :	26

Chapitre II : Etude Sedimentologique

II.1 sédimentologie :	27
II.1.1 Méthodologie :	27
II.1.2. Rappels théoriques :	28
II.1.3. Matériel disponible :	30
II.2.Analyse des puits :.....	31
• Etablissement des logs synthétiques des puits étudiés :	31

1.	Le puits SFNE-1:.....	31
a.	Log synthétique du puits.	31
b.	Description de carotte du puits SFNE-1.	31
c.	Interprétation :.....	31
2.	Le puits SFNE-2:.....	34
a.	Log synthétique du puits.	34
b.	Description de carottes du puits SFNE-2.....	34
c.	Interprétation :.....	34
3.	Le puits SFNE-13:.....	37
a.	Log synthétique du puits.	37
b.	Description de carottes du puits SFNE-13.....	37
c.	Interprétation :.....	37
•	Conclusion sur l'analyse des puits :.....	40
II.3.	Description des facies du TAGI :.....	41
II.3.1	Etablissement des cartes en isovaleurs:	41
•	Etablissement de la carte en isovolume de grés :.....	41
•	Etablissement de la carte en isovolume d'argile :	44
II.4.	Etablissement de la carte de paléo-environnement :	47
II.5.	Conclusion :	48

Chapitre III : Etude du réservoir

INTRODUCTION :	50
III.1. Etablissement des cartes:	50
III.1.1 Tableaux de valeurs :	50
III.1.2 Cartes structurales :	50
III.1.2.1 carte en isobathes au toit de Lower TAGI :	51
III.1.2.2. Carte en isobathe au toit de Middle TAGI :	52
III.1.2.3 Carte en isobathes au toit de l'Upper TAGI :	53
Conclusion :	54
III.1.3. Cartes en isopaques :	56
III.1.3.1 cartes en isopaques du Basal TAGI :	57
a. Carte en isopaques totales :	57
b. Carte en isopaques de grés :	57

c. Carte en isopaques utiles :	57
III. 1.3.2 cartes en isopaques du Lower TAGI :	58
a. cartes en isopaques total :	58
b. Carte en isopaques de grés :	58
c. Carte en isopaques utiles (pay net) :	58
III.1.3.3. Cartes en isopaques du Middle TAGI :	59
a. Carte en isopaques totales (gross thick = épaisseur total) :	59
b. Carte en isopaques de grés :	59
c. Carte en isopaques utiles :	60
III.1.3.4 Cartes en isopaques du Upper TAGI :	60
a. Carte en isopaques totales :	60
b. Carte en isopaques de grés :	61
C. Carte en isopaque utile :	61
III.2. Les paramètres pétro physiques :	62
III.2.1. Introduction :	62
III. 2.2. Tableaux de valeurs :	62
III. 2 .3. Cartes en iso-valeurs :	64
III.2.3.1 Cartes au niveau Basal TAGI :	64
a. Carte en iso-porosité (ϕ) :	64
b. carte en iso-perméabilité (K) :	64
c. Carte en iso-saturation d'eau (SW) :	64
III.2.3.2 cartes au niveau Lower TAGI :	65
a. carte en iso-porosité (ϕ):	65
b. carte en iso-perméabilité (K) :	65
c. Carte en iso-saturation d'eau (SW) :	65
III.2.3.3. Cartes au niveau Middle TAGI :	66
a. Carte en iso-porosité :	66
b. carte en iso-perméabilité (K) :	66
c. carte en iso-saturation d'eau (SW) :	66
III. 2.3.4. Cartes au niveau Upper TAGI :	67
a. carte en iso-porosité (ϕ) :	67
b. carte en iso-perméabilité (K) :	67
c. carte en iso-saturation d'eau (SW) :	67
III. 2-4 Analyse statistique :	68

III.2-4-1 Evolution verticale de porosité et perméabilité :.....	68
a. Schémas de porosité et perméabilité en fonction de profondeur :.....	68
• Le Puits SFNE-2 :	69
• Le puits SFNE-1:	70
• Le puits SFNE-13 :	72
b. Etablissement des histogrammes et des courbes enveloppe au niveau des puits :.....	72
• SFNE-2.....	72
• SFNE-1.....	75
• SFNE-13.....	76
III -3 Aspect géophysique :.....	78
III- 3-1 Profils sismiques disponibles :.....	78
III-3-2 Analyse des profils :.....	81

Chapitre IV : Resultats et interpretations

IV-1 Sédimentologie :	82
IV-1 .1. Analyse séquentielle :.....	82
➤ Sequence 1 :.....	82
➤ Sequence 2 :.....	82
➤ Sequence 3 :.....	83
IV.1 .2.profil de corrélation :	87
• Conclusion sur le profil de corrélation:	90
IV.1.3. conclusion géodynamique :	90
IV 2. Commentaire des cartes structurales :.....	91
IV. 2.1 l'aspect géométrique :	91
IV.2.2 La qualité du réservoir :	91
IV.3 Résultats pétrophysique :.....	92
IV.3.1. Diagramme log k = f(ϕ) :	92
a. Puits SFNE -2 :	92
b. Puits SFNE-1 :	95
c. Puits SFNE-13 :	96
IV.3.2 conclusion :	99
Conclusion générale.....	100
Recommandations.....	101
Bibliographie.....	102

Liste des figures

Figure 1 : Situation géographique (S.Galeazzi et al .2010)	2
Figure 2: carte de situation géologique du bassin de Berkine (www.alnaft.dz) sans echelle.3	
Figure 3 :carte de situation des blocs du bassin de Berkine(GSA).....5	
Figure 4 : Pieges et migration dans le Bassin de Berkine (WEC 2007).	9
Figure 5 : Coupe geologique SSE-NNW traverse le bassin de berkine . (C.Rossi Février 2002) 10	
Figure 6 : carte de situation du secteur d'étude (GSA _SLB)	12
Figure 7 : coupe geologique NE-SWà traversle champ SFNE.	12
Figure 8 : Log stratigraphique de la region Bassin de Berkine.....20	
Figure 9: Eléments structuraux du Bassin de BERKINE, SONATRACH /PED 2003).Sans échelle 22	
Figure 10 : Les principales phases tectoniques qui ont affecté le bassin de BERKINE (Boudjema 1987 et Beicip Franlab 1975).....	25
Figure 11: Notion du niveau de base. (d'après :Maill.A.D , 1996)	30
Figure 12 : Log synthétique du puits SFNE-1.....	32
Figure 13 : Description des carottes du puits SFNE-1.....	33
Figure 14 : Log synthétique du puis SFNE-2.....	35
Figure 15 : Description des carottes du puits SFNE-2.....	36
Figure 16 : Log synthétique du puits SFNE-13.....	38
Figure 17 : Description des carottes du puits SFNE-13.....	39
Figure 18 : carte en isovolume de grés du TAGI.....	42
Figure 19 : Carte en isovolume d'argile du TAGI.....	45
Figure 20 : Carte paléo-environnement de la région d'étude.....	47
Figure 21 : schéma représentatif du modèle de dépôt de la région d'étude.....49	
Figure 22: Carte en isobathe au toit de Lower TAGI.....	52
Figure 23: Carte en isobathe au toit de Middle TAGI	53
Figure 24 : carte en isobathes au toit de Upper TAGI.	54
Figure 25: cartes en isopaques du Basal TAGI	58
Figure 26: cartes en isopaques du Lower TAGI	59
Figure 27: Cartes en isopaques du Middle TAGI	60
Figure 28: Cartes en isopaques du Upper TAGI.....	61
Figure 29 : Cartes en iso -valeurs au niveau Basal TAGI	64
Figure 30:cartes en iso -valeurs au niveau Lower TAGI	65
Figure 31 : cartes en iso-paramètres au niveau Middle TAGI.....	67

Figure 32 : Cartes en iso-valeurs au niveau Upper TAGI	68
Figure 33 : Prprofil de variation de la porosité en fonction de la profondeur.....	69
Figure 34: Profil de variation de la perméabilité en fonction de la profondeur.....	70
Figure 35 : Pofil de variation de la porosité en fonction de la profondeur	71
Figure 36 : Profil de variation de la perméabilité en fonction de la profondeur	71
Figure 37 : Profil de variation de la porosité en fonction de la profondeur	72
Figure 38 : Profil de variation de la perméabilité en fonction de la profondeur.....	73
Figure 39 :Histogramme et courbe enveloppe de porosité au niveau de puits SFNE-2.	73
Figure 40 : histogramme et courbe enveloppe de perméabilité au niveau de puits SFNE-2.....	74
Figure 41 : Histogramme et courbe enveloppe de porosité au niveau de puits SFNE-1.	75
Figure 42 : Histogramme et courbe enveloppe de perméabilité au niveau de puits SFNE-1..	75
Figure 43 : Histogramme et courbe enveloppe de porosité au niveau de puits SFNE-13...	76
Figure 44 : Histogramme et courbe enveloppe de perméabilité au niveau de puits SFNE-13... ..	77
Figure 45 : la concession de SFNE (Sif Fatima Nord Est)	78
Figure 46 : porfil sismique de champs SFNE.	79
Figure 47 : profil sismique passant par le puits SFNE-1.....	80
Figure 48 : profil sismique passant par le puits SFNE-14.	80
Figure 49 : Découpage séquentiel du puits SFNE-1	84
Figure 50: Découpage séquentiel du puits SFNE-2.....	85
Figure 51: Découpage séquentiel du puits SFNE-13.....	86
Figure 52: carte montrant les puits utilisés pour le profil de corrélation SW-NE	87
Figure 53 : profil de corrélation.....	88
Figure 54 : courbe de corrélation porosité /perméabilité de l'Upper TAGI.	92
Figure 55 : courbe de corrélation porosité/ perméabilité du Middle TAGI.....	93
Figure 56 : courbe de corrélation porosité /perméabilité de Lower TAGI.	93
Figure 57 : courbe de corrélation porosité/ perméabilité du Lower TAGI.	94
Figure 58 : courbe de corrélation porosité/ perméabilité de l'Upper TAGI.	95
Figure 59 : courbe de corrélation porosité/ perméabilité du Middle TAGI.....	95
Figure 60 : courbe de corrélation porosité/ perméabilité de l'Upper TAGI.	96
Figure 61 : courbe de corrélation porosité /perméabilité du Middle TAGI.....	97
Figure 62 : courbe de corrélation porosité /perméabilité du Lower TAGI	97

Liste des tableaux

- Tableau 1 : Tableau des valeurs de volume du grés.....** Erreur ! Signet non défini.
- Tableau 2 : Tableau des valeurs du volume d'argile** Erreur ! Signet non défini.
- Tableau 3 : tableau des cotes au niveaux réservoirs de TAGI**50
- Tableau 4 : tableau des valeurs des épaisseurs de réservoir TAGI.....** Erreur !
Signet non défini.
- Tableau 5 : les coordonnées des puits étudiés.....** Erreur !
Signet non défini.
- Tableau 6 : tableaux des valeurs des paramètres pétro-physiques de réservoir TAGI.....** Erreur !
Signet non défini.
- Tableau 7 : tableau des classes de porosité de puits SFNE-2.....** Erreur !
Signet non défini.
- Tableau 8 : tableau des classes de perméabilité de puits SFNE-2.....** Erreur !
Signet non défini.
- Tableau 9 : tableau des classes de porosité de puits SFNE-1.....** Erreur !
Signet non défini.
- Tableau 10 :tableau des classes de perméabilité de puits SFNE-1.....** Erreur !
Signet non défini.
- Tableau 11 :tableau des classes de porosité de puits SFNE-13.....** Erreur !
Signet non défini.
- Tableau 12: Tableau des classes de perméabilité de puits SFNE-13.....** Erreur !
Signet non défini.

Liste des annexes

Annexe1 : tableau des données des carottes de SFNE-1.....Erreur ! Signet non défini.

Annexe 2 : tableau des données des carottes de SFNE-2.....Erreur ! Signet non défini.

Annexe 3 : tableau des données des carottes de SFNE-13.....Erreur !
Signet non défini.

❖ Résumé :

La région d'étude, Sif Fatima Nord Est (SFNE) se trouve dans le bassin de Berkine, qui présente une couverture Paléozoïque et Mésozoïque avec une épaisseur de plus de 5000 m reposant en discordance sur le socle.

Le réservoir du Trias Argilo-Gréseux Inférieur est l'objectif de cette étude, qui est caractérisé par des variations de paramètres pétrophysiques et de changements lithologiques, qui influent considérablement sur la productivité et sur les résultats des forages.

En se basant sur les études Géologiques régionales et locales, l'analyse sédimentologique, et l'interprétation pétrophysique avec la combinaison des cartes de subsurface on arrive à mieux comprendre notre réservoir (TAGI) d'un point de vue Géologique et Pétrophysique et cela nous amène au bon choix des endroits d'implantation de nouveaux puits soit pour la production ou bien pour l'injection et pour l'amélioration de la production qui est en déplétion.

Mots Clés : Bassin de Berkine, champ Sif Fatima Nord Est (SFNE) , Trias Argilo-Gréseux Inférieur (TAGI), analyse Sédimentologique, Paramètres Pétrophysique.

Chapitre I :

Introduction Générale

I. 1.Introduction :

1.1.But du mémoire :

Le bassin de BERKINE est devenu l'un des bassins qui renferment le plus d'hydrocarbures en Algérie, c'est pourquoi ces réserves estimées sont toujours considérées faibles comparées aux quantités possibles d'hydrocarbures générés depuis les roches mères Silurienne et frasnienne. De même, ce dernier compte le plus grand nombre de partenaires étrangers opérant en association avec Sonatrach.

Ainsi, définir de nouveaux gisements pétroliers , de nouveaux axes d'exploration, et d'améliorer la productivité dans ce bassin constituent l'un des objectifs principaux de l'entreprise Sonatrach .

Le champ Sif Fatima Nord Est est l'un des champs du GSA (Groupement SONATRACH-AGIP) il produit des hydrocarbures à partir du Trias Argileux Gréseux Inferieur (TAGI). Il subit une importante déplétion depuis quelques années.

Dans le cadre de notre mémoire de fin d'étude, et suite à notre affectation au niveau de la société Italienne AGIP (service Geologie Opérationnelle et service Gisement) il nous a été proposé un theme intitulé : Etude géologique et évaluation petrophysique du reservoir Trias Argileux Greseux Inférieur du champ SNFE Sif Fatima Nord Est (bassin de Berkine).

- LES OBJECTIFS à ATTEINDRE SONT :
 - ❖ Mettre la région d'étude dans un cadre géologique régional et local pour définir les différents évènements tectoniques, structuraux et stratigraphiques subis par la région et comprendre son système pétrolier (Roches mères roches réservoirs et roche couverture).
 - ❖ Etude sédimentologique pour la détermination du milieu de dépôt, et la distribution des facies à travers le champ.
 - ❖ Distribution spatiale des paramètres pétrophysiques (Porosité, Perméabilité, et Saturation).
 - ❖ Etude et analyse des paramètres pétrophysiques qui contrôlent la qualité du réservoir et calculer les reserves du reservoir TAGI.

1-2. Situation géographique du bassin de Berkine :

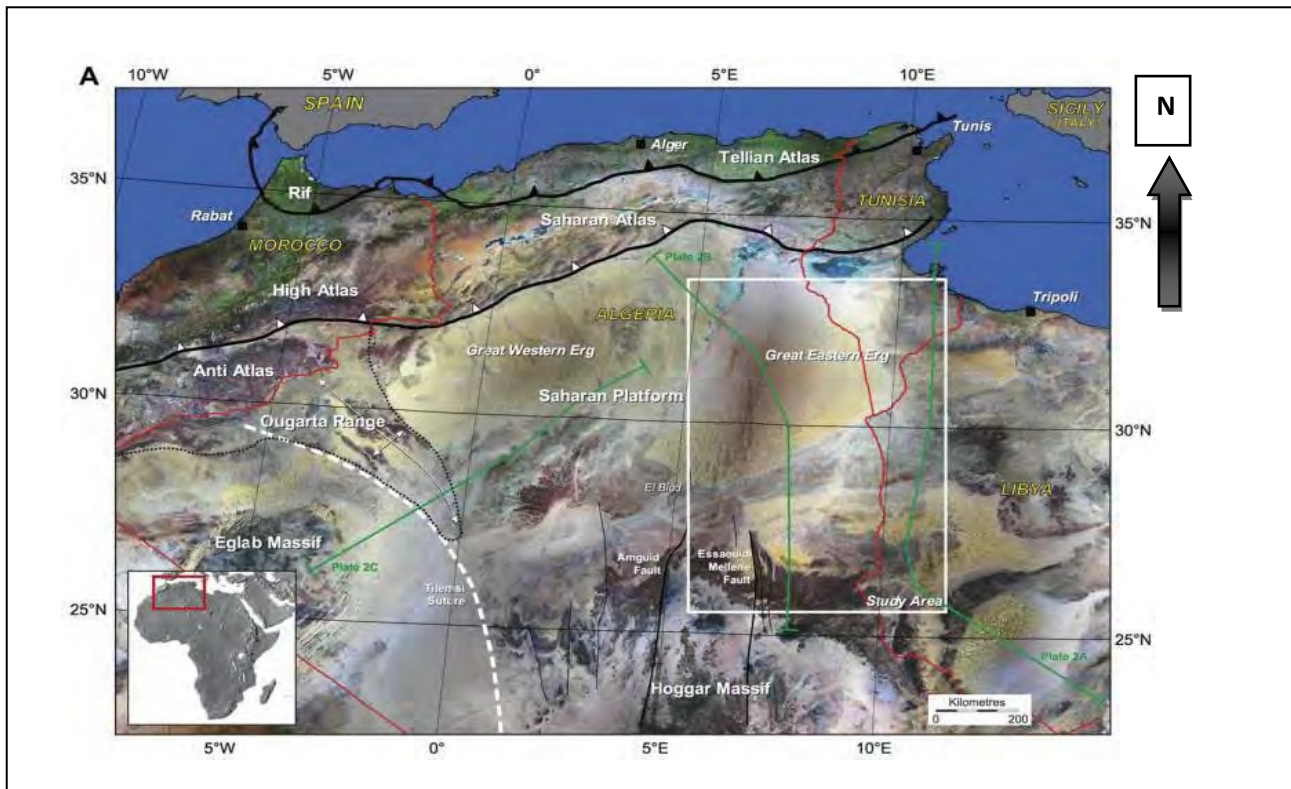


Figure 1 : Situation géographique (S.Galeazzi et al .2010)

Le bassin de Berkine est situé dans l’Erg oriental, du Sahara algérien entre les latitudes 29° et 34° Nord et les longitudes 5° et 10° Est, (Figure 01), il est limité :

- ☐ A l’Est par, la frontière avec la Tunisie et la Libye.
- ☐ Au sud par le bassin d’Illizi.
- ☐ A l’ouest par la mole d’Amguid El Biod Hassi Messaoud.
- ☐ Au nord par le bourrelet d’Ain-Roumana et la voûte de Dahar.

1-3. Situation géologique :

Du point de vue géologique, le bassin de Berkine, est de type Intra-cratonique, il se situe dans la partie Nord Est de la plateforme saharienne. Sa superficie globale est de 102395 km². Les limites du bassin sont : au Nord par, la bordure Sud de la voûte de Dahar ; à l’Est il se prolonge dans le bassin de Ghadames au sud de la Tunisie et l’ouest de la Libye ; au Sud , le môle de d’Ahara qui le sépare du bassin d’Illizi, et à l’Ouest , le mole d’Amguid El Biod-H assi Messaoud (figure 2).

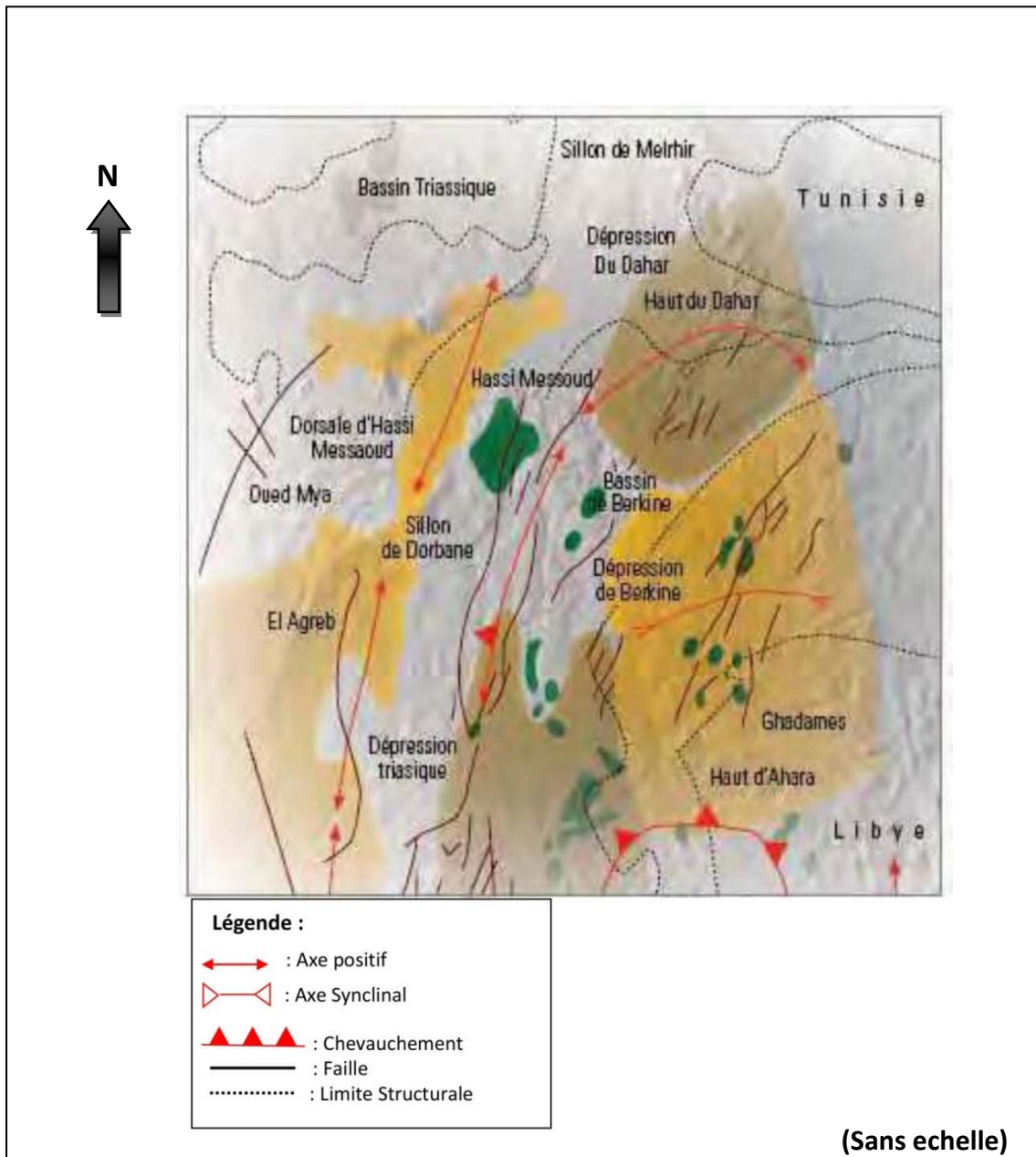


Figure 2: carte de situation géologique du bassin de Berkine(www.alnaft.dz). (modifié)

II. Historique des travaux effectués sur la région :

Par son importance économique, la plateforme saharienne a fait l'objet de nombreux travaux géologiques de la part des sociétés pétrolières et des géologues universitaires. Après la nationalisation de 1971, la SONATRACH devient le principal opérateur dans ce domaine.

Le début des années 1990 est marqué par une présence massive des sociétés pétrolières étrangères, pour accélérer la recherche pétrolière dans le bassin de BERKINE.

Les premières découvertes dans le Trias remontent à 1958 dans le gisement de Hamra où le Trias Argilo Gréseux Supérieur (TAGS) a débité du gaz à condensât. De l'huile et du gaz à

condensât ont été découverts dans les gisements de GassiTouil et RhourdeNous, respectivement en 1961 et 1964. Toutes ces découvertes sont situées dans la province Sud-Est Triasique qui est une entité géologique comprenant le Bassin de Berkine.

Les premières découvertes d'huile dans le bassin BERKINE proprement dit ont été réalisées à partir de 1967 dans la région d'El Borma. Elles ont été suivies par celles de Keskassa plus au Nord en 1969, de Wadi El Teh, en 1976, et Rhourde Er- Rouni, en 1987. Durant les années 80, l'association de la SONATRACH avec la compagnie française CFP-TOTAL réalise aussi des travaux couronnés par les découvertes dans les anciens Blocs SIF-FATIMA et BERKINE.

Un grand essor a été donné à l'exploration dans le bassin de BERKINE avec l'arrivée des Compagnies étrangères (en association avec SONATRACH).

- BirRebâa Nord (BRN) en 1990 par l'association SONATRACH/AGIP.
- HassiBerkine (HBN) et HassiBerkine Sud en 1994 par l'association SONATRACH et la compagnie américaine ANADARKO.

Cette découverte d'huile dans le TAGI a montré un intérêt particulier du trend Sud-ouest /Nord-est reliant RhourdeNous à El Borma – Rhourde El Khrouf en 1992 par l'association SONATRACH / CIEPSA sur le flanc Nord du môle d'Ahara.

- Berkine Est – Ourhoud (BKE – ORD) en 1993 par l'association SONATRACH / ANADARKO et l'association SONATRACH / CIEPSA.
- El Merk (EMK) et El Merk Est (EMKE) par l'association SONATRACH / ANADARKO.

D'autres résultats positifs sont aussi réalisés par l'association SONATRACH / ANADARKO et l'association SONATRACH / AGIP dans les blocs 403d. (Figure.3).

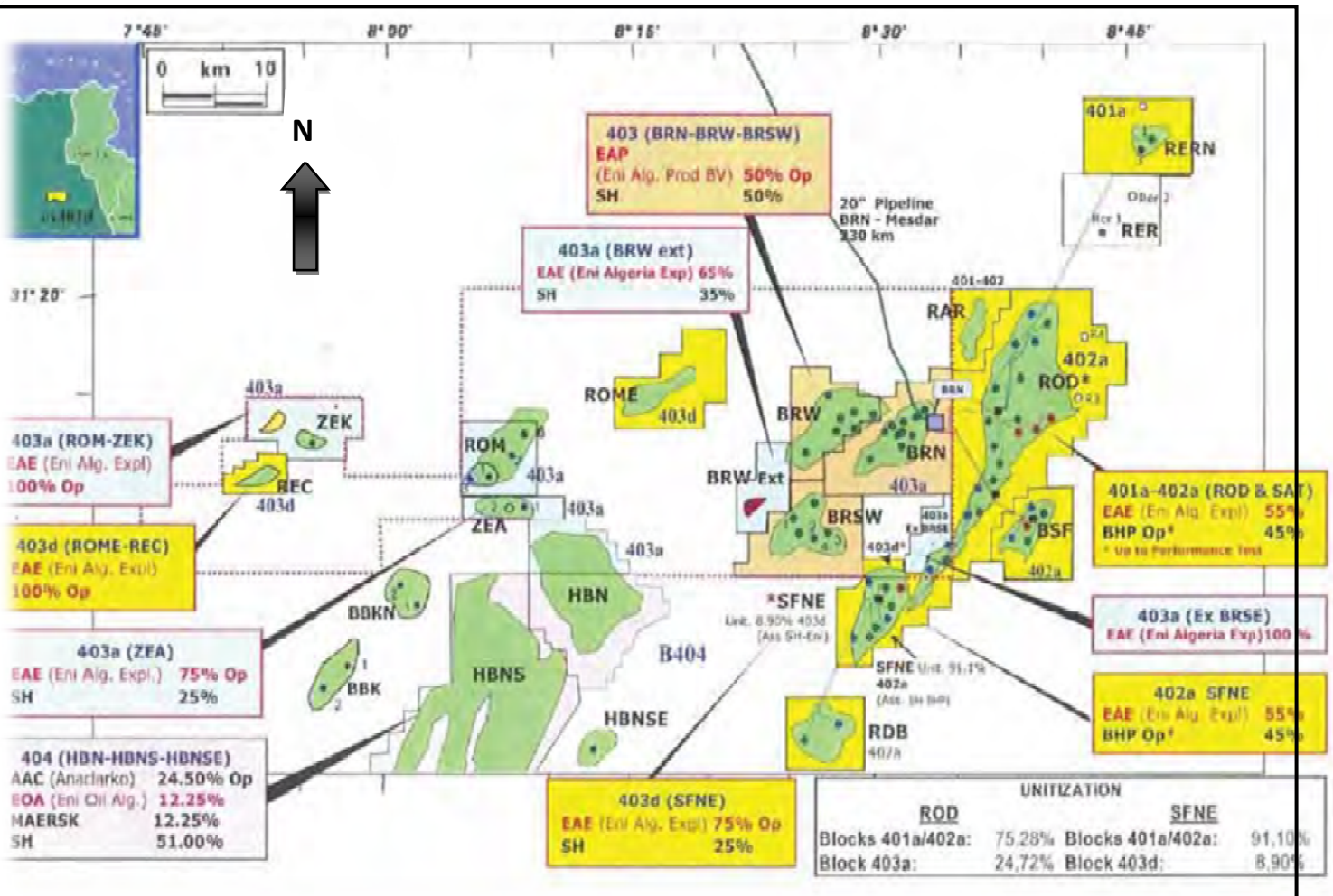


Figure 3 : Carte de situation des blocs du Bassin de Berkine (Groupement SONATRACH/AGIP)

III. 1. Le cadre pétrolier de la région :

Roches mère

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

Les principaux réservoirs du bassin sont ceux du Trias, du Carbonifère, du Dévonien inférieur, de l'Ordovicien et du Cambrien.

Réservoirs

TAGS (Trias Argilo-Gréseux sup)

Le TAGS est présent dans la dépression SE triasique, au sud-ouest du bassin. Il correspond à un épisode gréseux terminal du Trias post-rift. D'une épaisseur moyenne de 100 à 150 m, il est constitué de séquences de chenaux fluviaux et deltaïques caractérisées principalement par un grain moyen à grossier dénotant la proximité des sources d'apport. Cette série se termine en biseau vers le sud-est sur le haut de Maouar et disparaît à l'ouest contre la faille de Ramade qui limite le rôle d'El Biod. Vers le nord, elle devient progressivement argileuse puis salifère (équivalent du S4).

Le TAGS, excellent réservoir, constitue le principal objectif pétrolier dans la région de Rhourde En Nouss – RhourdeChouff - Hassi Chergui Gassi Touil - RhourdeAdra - Brides.

Trias carbonaté-Trias intermédiaire

L'épisode de formation du rift Trias carbonaté-Trias intermédiaire est caractérisé par des faciès argileux, généralement dolomitiques, et de séquences gréseuses du Trias intermédiaire bien développées dans la dépression SE triasique. Ses épaisseurs sont variables, influencées par les rejeux en distension des failles majeures. Du point de vue potentiel réservoir, il présente peu d'intérêt. Les principaux résultats pétroliers sont obtenus dans la région de Rhourde En Nouss et Hassi Chergui. Dans le bassin de Berkine, des passages gréseux d'extension réduite ont produit des huiles (SFSW - SF - BRSE).

TAGI (Trias Argilo-Gréseux Inférieur)

Le TAGI constitue la série basale du Mésozoïque. Il est caractérisé par des dépôts de type fluvial se développant sur l'ensemble du bassin. Le TAGI présente deux séquences principales : Le TAGI inférieur, ou série de comblement, dont les extensions et épaisseurs sont régies par la paléotopographie post-hercynienne.

Le TAGI moyen à supérieur où domine une «chenalisation» de type méandrique à anastomosée. Les séquences terminales du TAGI supérieur dans les parties centrale et NE du

bassin de Berkine sont marquées par le début d'une période transgressive marine de la base du Trias carbonaté.

Carbonifère

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

Le Carbonifère basal présente une extension restreinte dans la partie centrale et les bordures occidentales du bassin de Berkine. Les allures des faciès gréseux de type proximal dénotent le rôle prépondérant des reliefs anciens d'Amguid-Messaoud et du Dahar ayant servi de sources d'apport majeur. Les réservoirs du Strunien et du Carbonifère présentent des épaisseurs moyennes de l'ordre de 20 à 50 m et ont d'excellentes caractéristiques pétrophysiques. Ces grès sont productifs de gaz à condensat et d'huile à Menzel Lejmat (MLN) et d'huile à Rhourde El Khrouf (RKF).

Dévonien inférieur

Les réservoirs du Dévonien inférieur sont représentés par deux séquences essentielles du Gedinnien, où prédomine une série de grès massifs de type fluvatile (post-calédonien) d'une épaisseur moyenne de l'ordre de 200 m, et du Siegénien transgressif qui présente des passages gréseux, correspondant à des réservoirs de type cordon littoral et deltaïque. La répartition des faciès du Dévonien inférieur est aussi marquée par les influences des reliefs majeurs d'Amguid-Messaoud et des provenances détritiques du SE vers le bassin de Berkine. Ces grès à bonnes caractéristiques pétrophysiques sont reconnus à gaz à condensat et huile légère dans la zone de MLSE et MLE.

Ordovicien

Les quartzites de Hamra et les grès de Ouargla constituent les deux principaux réservoirs de l'Ordovicien. Ils sont essentiellement reconnus à ce jour comme potentiels dans la zone de la dépression SE triasique (gaz et huile à Hamra et RhourdeNouss, gaz à Nezla) et dans la dépression de Dahar (huile sur le gisement de Semhari) sur les extensions des axes structuraux de Rhourde El Baguel.

Ces réservoirs, d'une épaisseur moyenne de 250 m, évoluent progressivement depuis la dépression SE triasique en se biseautant en direction du nord-est vers la région de Touggourt-Semhari. Les productions dans ce type de réservoirs quartzitiques sont essentiellement liées à l'existence de fracturation.

Cambrien

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

Les meilleurs réservoirs sont rencontrés au niveau des grès du Ri et du Ra, qui sont généralement quartzitiques. Les grès du Cambrien sont productifs d'huile à Rhourde El Baguel, Ain Romana et Damrane. Les réservoirs cambro-ordoviciens reconnus à ce jour se situent sur les bordures nord et ouest du bassin de Berkine.

Couvertures

L'étanchéité des réservoirs triasiques est assurée par les argiles du Trias carbonaté- Trias intermédiaire et les évaporites du Trias-Lias. Les rejets des failles assurent dans la plupart des pièges une étanchéité latérale.

Dans le Carbonifère et le Dévonien, les couvertures sont représentées par les argiles intraformationnelles. Sur les bordures de bassin, les passages du TAGI basal de mauvaises caractéristiques représentent localement une couverture verticale associée au Trias carbonaté.

La couverture des réservoirs de l'Ordovicien et du Cambrien est assurée respectivement par des argiles du Silurien et de l'intra-Ordovicien.

Dans le Cambrien, la couverture est assurée par les argiles d'El Gassi. Latéralement, les rejets verticaux des failles associées aux axes structuraux assurent les fermetures latérales.

Pièges

Les pièges sont de deux types : structuraux et stratigraphiques. Les pièges structuraux sont des pièges liés aux phases compressives hercynienne et autrichienne.

Dans les anticlinaux simples, l'exemple le plus marquant est la structure de RKF, structure polyphasée non faillée.

Les anticlinaux faillés sont des structures contre faille du type d'Ourhoud et RhourdeNous. Les pièges stratigraphiques sont des biseaux sous discordance, contre faille, ou des lentilles gréseuses associées aux extensions des faciès du Trias et du Carbonifère. Ces pièges sont principalement mésozoïques (Trias) et localement paléozoïques (Dévonien inférieur et Carbonifère).

Les pièges sous discordance se trouvent dans la partie nord-ouest du bassin où le Dévonien inférieur se biseaute sous les roches éruptives ou sous le Trias. Les lentilles gréseuses du Trias carbonaté peuvent former des pièges stratigraphiques locaux si elles se trouvent sur le chemin de migration des hydrocarbures.

Les objectifs dans le bassin de Berkine sont au nombre de quatre objectifs : Trias, Carbonifère, Siluro-Dévonien et Cambro-Ordovicien .

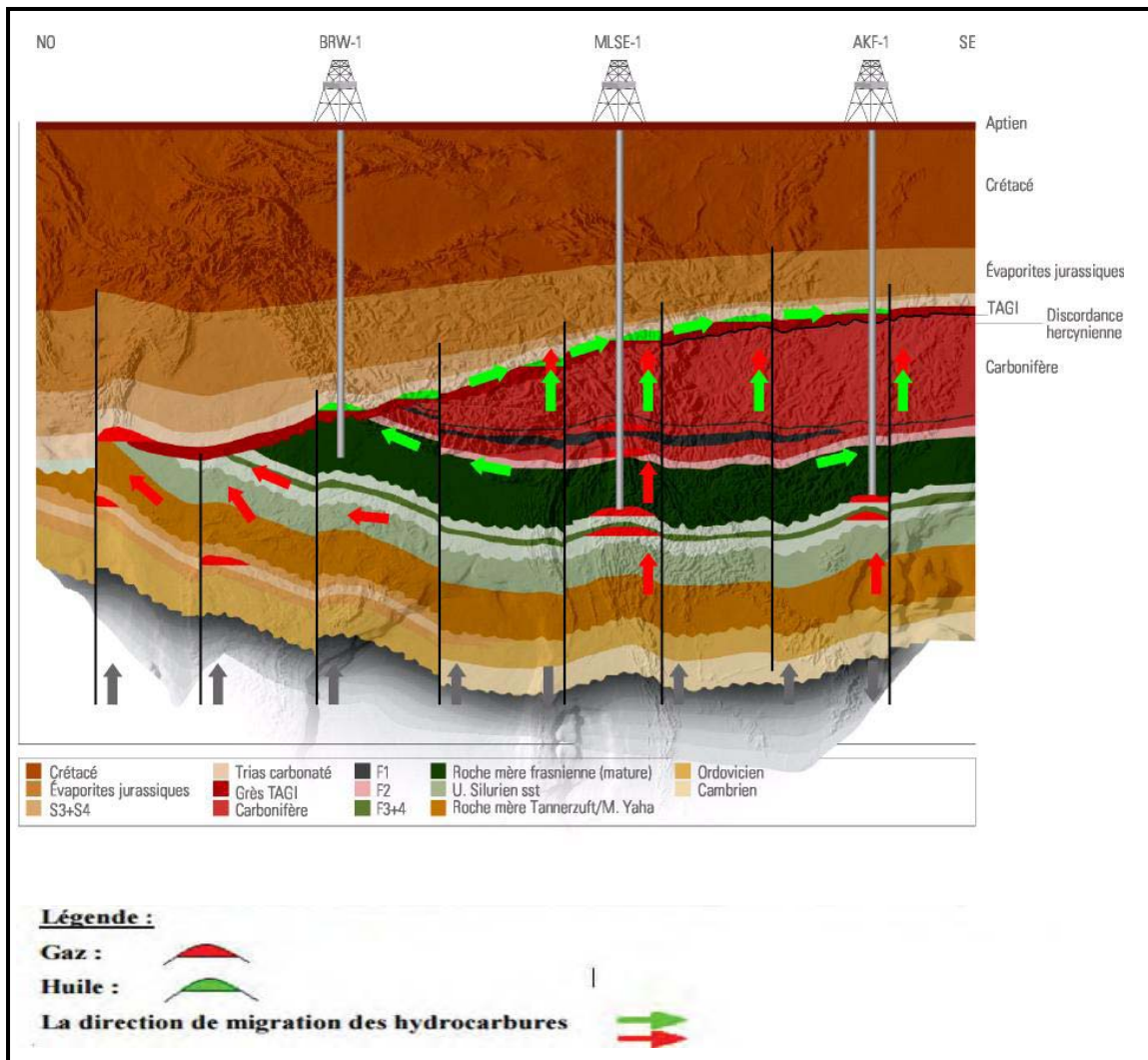


Figure 4 : Pieges et migration dans le Bassin de Berkine (WEC 2007).

2. le cadre géologique :

2.1. Morphologie du bassin :

Les principales phases de dépôt sédimentaire de la région, et du bassin de Berkine, à partir du Dévonien inférieur, sont les suivantes :

Dépôt d'une série (Dévonien inf) de milieu d'arrière-plage ou littoral (grès quartzeux à stratification entrecroisée), avec rares intercalations d'argiles, silt et sable fin qui représentent des brusques évènements transgressifs ; Ces intercalations deviennent toujours plus important vers la partie supérieure de la formation qui témoignent le début d'une transgression marine régional (peut-être causée par une phase d'extension tectonique) qui détermine un approfondissement maximum dans le Dévonien sup. (argiles radioactives du Frasnien)

Régression régionale pendant le Dévonien supérieur et le Carbonifère ; Phase compressive hercynienne, ayant une direction de serrage probable NE/SW, compatible avec des

structures de plissement ou d'inversion de direction WNW/ESE ; érosion d'un substratum déjà partiellement déformé.

Phase d'extension du Trias/Lias inf., avec la formation du réseau de failles normales de direction NE/SW et NW/SE, responsable de la formation de « horst » et de blocs basculés ;

Déposition de séries continentales et salifères dans les bassins restreints. Déposition de la Formation TAGI (Trias Argilo-Gréseux Inférieur) sur les argiles du Fasnien. Phase de compression et légère transgression éo-alpine (autrichienne) et inversion structurale le long de quelques plans de faille d'âge mésozoïque ; Extension tertiaire.

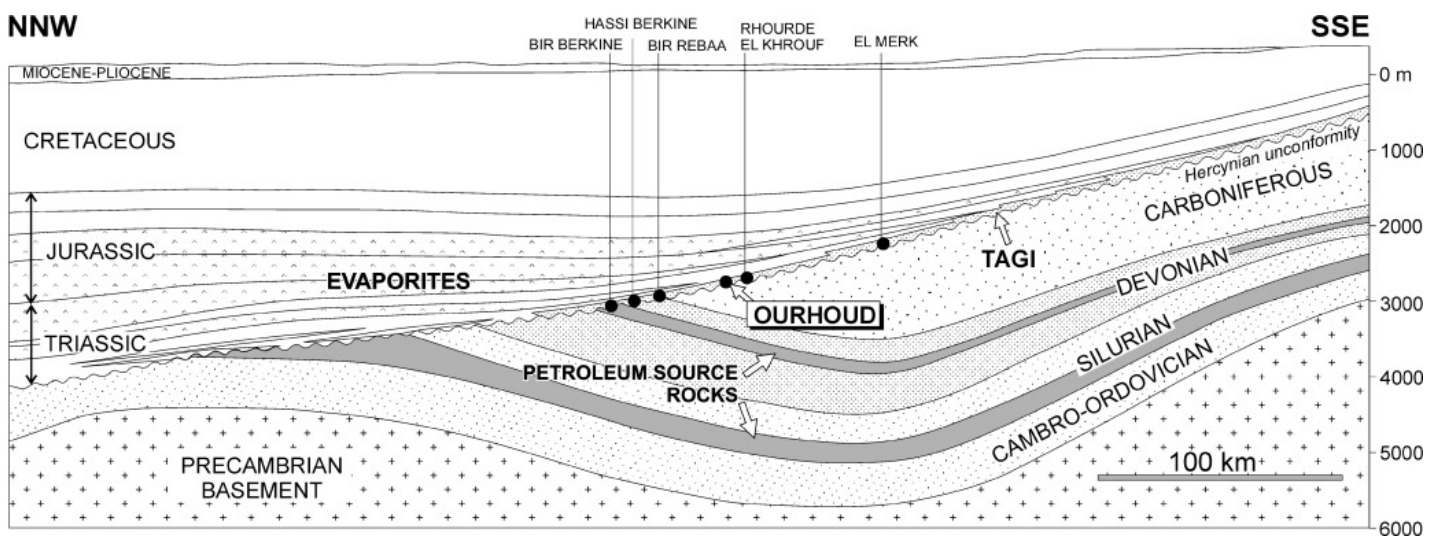


Figure 5 : Coupe géologique SSE-NNW traversant le bassin de Berkine. (C.Rossi Février 2002)

2.2.GEOLOGIE LOCALE :

2.2.1 situation géographique de secteur d'étude :

Le secteur d'étude Sif Fatima Nord-Est se situe dans la partie Est de bassin de Berkine dans le bloc 402a , il contient des hydrocarbures dans les trois niveaux de la zone Trias Argilo Gréseux –Inférieur (upper ,middle and lower TAG-I).Le Champ SFNE est localisé approximativement à 250Km Est de Hassi Messaoud et de 20Km du champ ROD « RhoudOuled Djema » SONATRACH/BHP/AGIP.

2.2.2 situation géologique :

Le champ Sif Fatima Nord Est est situé entre la structure d'un « Horst » de direction Nord-Est et d'un système de grandes failles de direction Nord-Est Sud-Ouest.

SFNE se trouve dans la partie Sud du permis d'exploitation ROD (Rhoured Ouled Djemaa) dans le bassin de Berkine .

2.2.3 géologie du champ :

La structure de Sif Fatima Nord Est s'insère dans le trend structural dirigé vers l'Est Nord-Est. L'état actuel du caractère structural de la région est le résultat des actions de plusieurs phases tectoniques et cycle sédimentaire.

L'élément fondamental de la structure géologique est la présence de deux ensembles structuraux (paléozoïque et mésozoïque) lesquels constituent une couverture sédimentaire du socle. Les étages sont séparés par une discordance stratigraphique et angulaire (discordance hercynienne).

Les dépôts du Paléozoïque qui constituent les affleurements de la bordure Nord du bassin de Berkine et le substratum de la couverture du Mésozoïque sont d'âge silurien argileux au Nord et carbonifère (Namunien) sur les confins Sud. L'inclinaison du flanc Nord et la position de la partie centrale du Bassin de Berkine subissaient des changements dus à des mouvements tectoniques.

L'ensembles des failles normales initiées lors de la phase trias- jurassique et reprise en décrochement par la phase autrichienne sont d'orientation Nord est – Sud-Ouest.

A ces failles régionales sont associés des accidents secondaires de direction Nord-Ouest Sud-Est engendrant un compartimentage de blocs basculés constituant des pièges structuraux.

D'après les études géologiques et géophysiques réalisées dans le périmètre d'étude, la structure de SFNE à la forme d'un anticlinal contre faille de direction Nord est – Sud-ouest, dessinant un horst.

La fermeture structurale assurée à l'Est et au Sud par des grandes failles majeures.

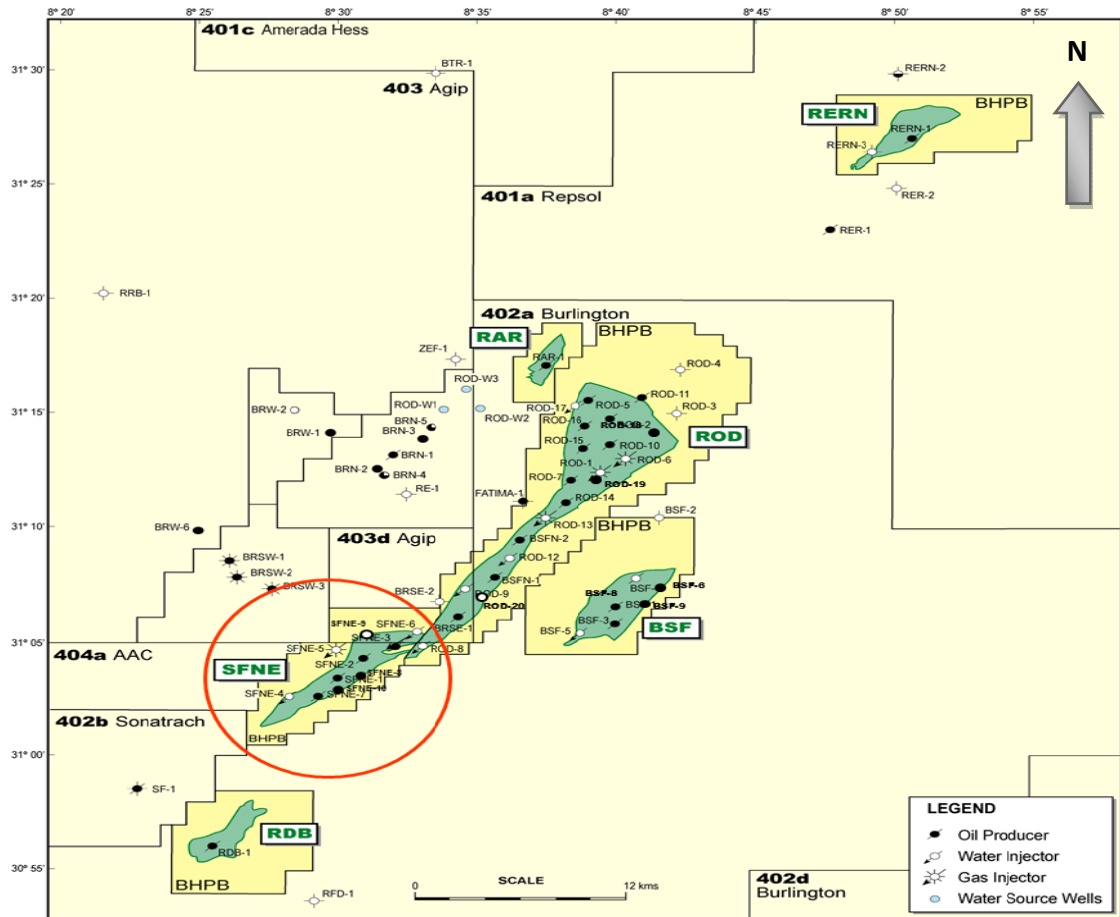


Figure 6 : carte de situation du secteur d'étude (GSA_SLB)

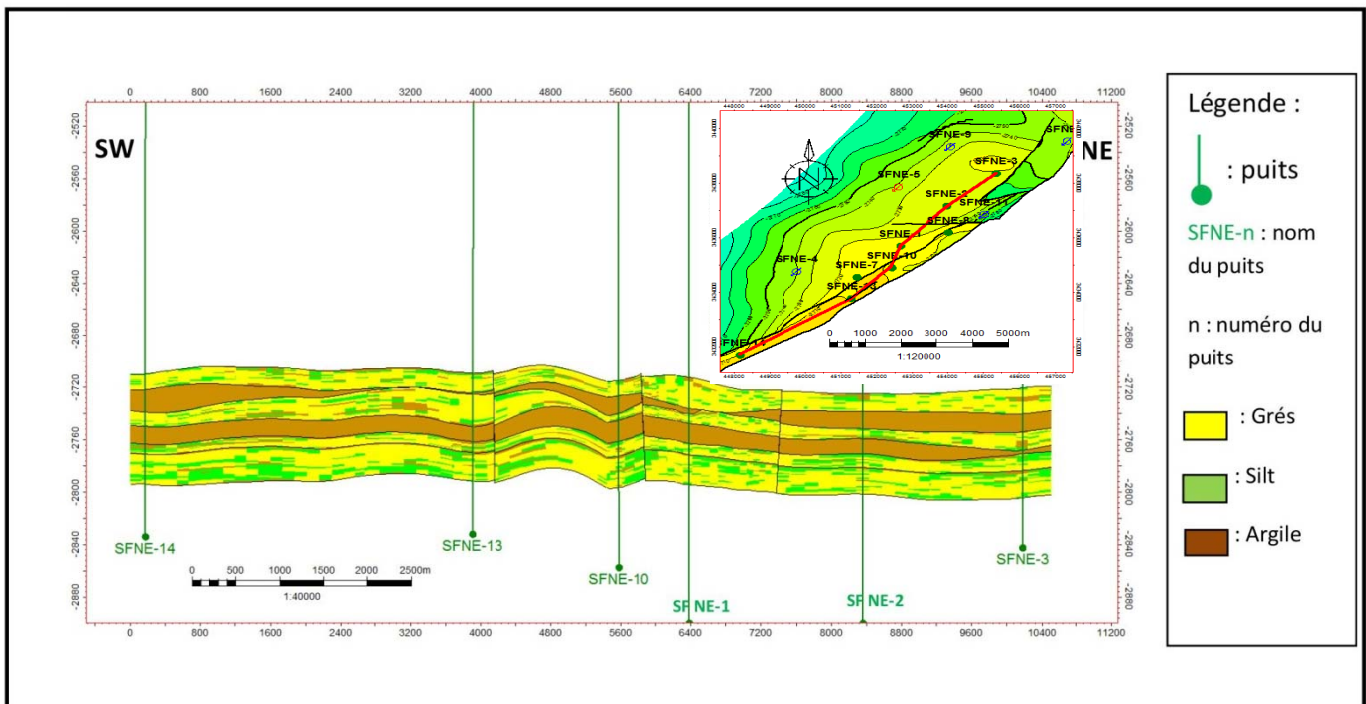


Figure 7 : coupe géologique NE-SW à travers le champ SFNE.

2.3 .Stratigraphie : la colonne lithostratigraphique complète traversée par les sondages au niveau du bassin de Berkine (Figure.7) est comme suit :

a) Socle :

Le socle composé de roches précambriennes sur lesquelles reposent en discordance les formations paléozoïques.

b) Le Paléozoïque :

- **Le Cambrien**

Ses dépôts reposent sur un socle précambrien, ils sont représentés par des grès et des quartzites à passées conglomératiques, avec une épaisseur moyenne de 300m, il est subdivisé de bas en haut par :

- **La zone R3** : grès grossiers à conglomératiques à la base, mal classés, feldspathiques et argileux.
- **La zone R2** : grès moyens à grossiers, mal classés très argileux à passées d'argile.
- **La zone Ra** : formée de grès grossiers à fins, anisométriques, quartzitiques avec passées d'argile.
- **La zone Ri** : formée de grès isométriques, bien classés, glauconieux avec une présence abondante de tigillites.
- **La zone des alternances** : elle est constituée d'une alternance d'argile grise silteuse et de grès quartzitiques blancs, fins à très fins.

- **L'Ordovicien**

Il est composé par les formations lithostratigraphiques suivantes de bas en haut de :

- **Formation des Argiles d'El Gassi.**
- **Formation des Grés d'El Atchane.**
- **Formation des Quartzites de Hamra.**
- **Formation des Grés d'Ouargla.**
- **Formation des Argiles d'Azzel.**
- **Formation des Grés d'Oued Saret.**
- **Formation des Argiles micro conglomératiques.**
- **Formation des Grés de Ramade.**

- **Le Silurien**

La période géologique correspondant à ce système est caractérisée par une sédimentation terrigène, fine, argileuse en milieu marin ; son épaisseur moyenne de 600m, Ce sont essentiellement des argiles noires fossilifères sur lesquelles reposent des grès argileux. Les argiles noires forment un repère stratigraphique connu sur l'ensemble de la plateforme saharienne.

- **Le Dévonien**

- **Le Gédinnien :**

Il est constitué de grès blanc à gris clair, translucide, fin à moyen parfois grossier sub-anguleux à sub-arrondi siliceux à silico-quartzitique, ferrugineux, compact, dur avec fines passées d'argile grise à gris foncé, localement brun rouge tendre à indurée silteuse. Traces de pyrite.

- **Le Siégèzien (inf):**

Alternances de grès gris blanc à gris vert parfois rougeâtre et gris sombre très fin à fin, siliceux à silico-argileux, friable à moyennement consolidé et d'argile gris foncé à noire tendre à indurée, silteuse.

- **Le Siégèzien(sup) :**

il est constitué de grès brun à blanc beige et gris sombre très fin à fin, siliceux à silico argileux friable à moyennement dur passant parfois à siltstones gris clair, compact, dur avec fines passées d'argile gris foncé à noire tendre à indurée silteuse, micacée.

- **L'Emsien :**

Il est constitué de grès gris blanc à gris beige très fin à fin rarement moyen siliceux à silico- argileux, localement carbonaté friable à moyennement consolidé avec passées d'argile gris foncé à noire tendre à indurée silteuse, micacée, carbonatée et de calcaire gris brun à gris blanc, argileux, tendre.

- **L'Eifélien :**

Il est constitué d'argile grise à gris foncé, tendre à indurée silteuse, micacée et carbonatée avec fines passées de calcaire gris-clair à blanc, microcristallin parfois argileux moyennement dur.

- **Le Givétien :**

Alternances d'argile gris foncé à noire tendre à indurée, silteuse, micacée, carbonatée et de calcaire gris-blanc à gris-sombre, microcristallin parfois argileux moyennement dur.

- **Le Frasnien :**

Il est constitué d'argile gris foncée à noire tendre à indurée silteuse, légèrement micacée et feuilletée, parfois carbonatée avec présence de calcaire gris blanc à gris sombre, argileux, fossilifère, moyennement dur. Traces de pyrite.

➤ **Le Famennien :**

Il est constitué d'argile gris foncé noire, charbonneuse, tendre à indurée silteuse, micacée légèrement feuilletée, pyriteuse, fossilifère avec fines passées à traces de calcaire gris beige argileux tendre et de grès gris blanc, très fin silico-argileux, dur.

➤ **Le Strunien :**

Il est constitué d'argile noire, indurée, silteuse, micacée et pyriteuse avec fines intercalations de grès gris sombre à gris vert, très fin, siliceux, dur. Grès gris blanc à gris sombre très fin à fin, silico-argileux, moyennement dur à friable passant parfois à siltstone gris blanc et gris vert, compact, dur.

• **Le Carbonifère**

➤ **Le Tournaisien(inf) :**

il est constitué de grès gris brun à gris beige fin à moyen, silico-argileux friable à moyennement consolidé avec fines passées d'argile gris foncé à noire, tendre à indurée silteuse, feuilletée. Traces de pyrite.

➤ **Le Tournaisien (sup) :**

il est constitué de grès gris blanc à gris brun, fin à moyen, silico-argileux, moyennement consolidé à friable avec passées d'argile gris noir, indurée silteuse, micacée, légèrement feuilletée.

➤ **Le Viséen (inf) :**

alternances d'argile gris foncé à noire tendre à indurée, silteuse, micacée et de grès gris blanc à gris brun et gris vert par endroit très fin à fin siliceux à silico-argileux, compact dur.

➤ **Le Viséen (Sup):**

il est constitué d'argiles gris foncé à noire, indurée, finement silteuse, légèrement feuilletée avec passées de grès blanc à beige fin, siliceux à silico-argileux moyennement dur à dur. Traces de pyrite.

➤ **Le Namurien :**

il est représenté par une alternance de roches grés-silteuses et argileuses et par des roches carbonatées dans la partie centrale de la dépression.

➤ **Le Westphalien :**

il est représenté par une alternance de calcaires, de marnes à rares passées, d'argiles et d'évaporites.

c) Le Mésozoïque :

- **Le Trias**

- **Le Trias argilo-gréseux inférieur (TAGI)**

Il est constitué de grès, gris blanc à blanc et gris vert, fin à moyen parfois grossier

à sub-anguleux, siliceux à silico-argileux, localement pyriteux, friable à moyennement consolidé avec intercalations d'argile brun rouge parfois gris-vert tendre à indurée silteuse. Traces pyrite.

- **Le Trias carbonaté**

Il est constitué d'argile verte à gris verdâtre et brun rouge, tendre à indurée, silteuse localement dolomitique avec passées de dolomie blanc beige, tendre et de grès gris blanc à gris vert, très fin à fin, silico-argileux, moyennement dur.

- **Le Trias argilo- gréseux supérieur (TAGS)**

Il est constitué de grès, gris blanc, très fin, siliceux à silico-argileux, dur avec intercalations d'argile brun rouge et gris vert, tendre à indurée, silteuse.

- **Le Trias argileux**

Il est constitué d'argile brun rouge et brunâtre, rarement gris vert, tendre à indurée silteuse avec traces d'anhydrite blanche, tendre, pulvérulente.

- **Le Jurassique**

Le Jurassique est représenté par :

- **Le Lias– S3 :**

sel massif blanc parfois rosâtre, translucide avec fines passées d'argile brun rouge, tendre et grise à gris vert, tendre à plastique, finement silteuse et salifère.

- **Le Lias– S1+S2 :**

Sel massif blanc à translucide avec fines passées d'argile grise à gris verdâtre et brunâtre, tendre à indurée, salifère et d'anhydrite blanche.

- **Le Lias Horizon B (HB) :**

Calcaire dolomitique gris à gris-bleu microcristallin dur et gris beige argileux tendre avec passées d'argile grise à gris foncé, tendre à indurée, carbonatée.

- **Le Lias salifère :**

Sel massif blanc à translucide avec fines passées d'argile grise à gris clair et brun rouge, tendre à indurée salifère. Présence d'anhydrite massive blanche à translucide.

- **Le Lias anhydritique :**

Alternances d'anhydrite massive blanche à translucide, dure et d'argile grise à gris sombre, rarement brun rouge induré, silteuse, dolomitique et anhydritique par endroits.

- **Le Dogger lagunaire :**

Alternances d'argile grise à gris verdâtre et brun rouge tendre à indurée, silteuse légèrement carbonatée avec passées de grès gris blanc à blanc, très fin à fin, argilo carbonaté, moyennement consolidé à friable. Passées de dolomie à dolomie calcaire beige, microcristalline, dure et d'anhydrite blanche à translucide massive, dure.

➤ **Le Dogger argileux :**

Il est constitué d'argile brun rouge à gris verdâtre tendre à indurée, silteuse légèrement carbonatée avec fines passées de grès gris clair fin, silico-argileux, friable et de dolomie gris beige microcristalline dure.

➤ **Le Malm :**

Il est constitué d'argile versicolore à prédominance gris vert tendre indurée, silteuse, carbonatée, avec passées de grès gris clair à beige et gris vert, très fin à fin parfois moyen, silico-argileux, friable et de calcaire gris clair à gris, argileux tendre, présence de dolomie grise à gris beige cristallin dure.

• **Le Crétacé**

➤ **Le Néocomien :**

Il est constitué d'argile versicolore à prédominance brun rouge et gris verdâtre tendre à indurée silto-sableuse parfois carbonatée et anhydritique avec passées à intercalations de grès gris clair à beige et brun rouge fin à moyen rarement grossier sub-arrondi à sub-anguleux. Fines passées de calcaire gris clair à gris-blanc argileux, parfois dolomitique, tendre. Traces de lignite et de pyrite.

➤ **Le Barrémien :**

Grès gris blanc à beige et brun rouge fin à moyen, rarement grossier, silico-argileux sub-arrondi à sub-anguleux, moyennement consolidé à friable avec intercalations d'argile brune rouge à rouge-brique rarement gris-verdâtre tendre, silto-sableuse localement carbonatée. Alternance d'argile brun rouge et gris verdâtre, tendre à indurée, silteuse à silto sableuse, légèrement carbonatée et de grès gris blanc à gris brun, très fin à fin, siliceux à silico-argileux, moyennement consolidé à friable avec fine passée de dolomie beige microcristalline dure. Traces de lignite et de pyrite.

➤ **L'Aptien :**

Dolomie gris blanc à beige, parfois grise, microcristalline dure avec passées de calcaire gris clair à blanc argileux, parfois dolomitique, tendre, et de marne grise à gris-verdâtre tendre à plastique.

➤ **L'Albien :**

Argile versicolore à prédominance brun rouge à rouge-brique rarement gris verdâtre, silteuse à silto-sableuse, tendre légèrement carbonatée

avec fines passées de grès gris clair à gris blanc et gris vert, très fin, parfois moyen, siliceux à silico-argileux, sub-arrondi à sub-anguleux, moyennement consolidé à friable avec fines passées d'argile versicolore, tendre à indurée,

carbonatée et de dolomie beige, microcristalline, moyennement dure. Niveaux de sable blanc, translucide, moyen à grossier.

➤ **Le Cénomaniens :**

Alternances d'argile brun rouge et grise à gris-verdâtre tendre, carbonatée et de sel blanc, translucide, parfois rosâtre, massif avec passées de calcaire gris blanc à beige, microcristallin, moyennement dur avec des niveaux d'anhydrite blanche, tendre pulvérulente.

➤ **Le Turonien :**

calcaire dolomitique gris clair à blanc et beige, crayeux parfois argileux, moyennement dur avec passées d'argile grise à gris verdâtre et brun rouge, tendre légèrement carbonatée.

➤ **Le Sénonien salifère :**

Sel massif blanc, translucide à rosâtre avec fines passées d'argile brun rouge et gris verdâtre tendre, salifère.

➤ **Le Sénonien anhydritique :**

anhydrite blanche à translucide, pulvérulente, localement cristalline, dure avec passées de dolomie à dolomie calcaire, gris blanc à beige, microcristalline moyennement dur, parfois gris clair, tendre et d'argile grise à gris verdâtre, tendre à indurée carbonatée.

➤ **Le Sénonien carbonaté :**

Il est constitué de calcaire. Gris blanc à blanc microcristallin, moyennement dur. Parfois gris verdâtre argileux tendre avec passées de dolomie gris beige à beige microcristalline dure, avec intercalations de dolomie à dolomie calcaire, gris blanc à gris beige, microcristalline, moyennement dure et d'argile grise, tendre à plastique, dolomitique.

d) Le Cénozoïque

➤ Le Mio-Pliocène :

Il est constitué de sable blanc à translucide, jaunâtre localement rougeâtre, rarement rosâtre fin à moyen, parfois grossier sub-arrondi à arrondi avec intercalations

D'argile brun rouge sableuse, et présence de banc de calcaire argileux.

➤ Le Quaternaire :

Sable blanc à jaunâtre, translucide, moyen à grossier, sub-arrondi à arrondi.

Discordance Alpine

Ere	Système	Formation / Etages	Lithologie	Description
Quaternaire	Tertiaire			Des sables représentent des placages dunaires.
				Sable fin à moyen avec intercalations d'argiles ; présence de calcaire.
Crétacé				Vers le sommet il y a des calcaires.
				Alternance de grés, d'argile, de dolomie et de calcaire avec quelques passées d'anhydrite de gypse et de sel.
Jurassique		Malm		Argiles versicolores avec des passées de grés fin parfois moyen et calcaire argileux avec des passées d'anhydrite.
		Dogger		Alternance d'argile légèrement carbonatée avec passées de grés argilo-carbonaté et d'anhydrite massive vers le sommet ; des argiles légèrement carbonatées avec de fines passées de grés fin et de dolomie.
		Lias		Sel massif à passées d'argile, anhydrite et de calcaire dolomitique ; vers le sommet un massif anhydritique avec des argiles dolomitique.
Trias		TA		Argile brun rouge avec des traces d'anhydrite.
		TAGS		Grés gris blanc avec intercalations d'argiles.
		TAC		Argile verte, brun rouge localement dolomitique avec des passées de grés moyen.
		TAGI		Grés fin à moyen parfois grossier à intercalations argileuses, traces de pyrite.
Carbonifère				Alternance d'argile, de siltstone et de grés passant à une alternance d'argile et de grés à passées carbonatées dans la partie centrale.
				Argile à passées de siltstone et de calcaire.
Dévonien				
Silurien				Argiles noires riches en matière organique surmontées par des dépôts argilo-gréseux .
Ordovicien				Alternance de grés et d'argile.
Cambrien				Grés et quartzites à passées conglomératiques.
Précambrien				Roche cristalline du socle

Légende

- Sable
- Conglomérat
- Grés fin
- Grés moyen
- Grés grossier
- Grés argileux
- Quartzite
- Calcaire
- Dolomie
- Calcaire dolomitique
- Calcaire argileux
- Argile
- Argile carbonatée
- Argile dolomitique
- Silt
- Sel
- Gypse
- Anhydrite
- Roche cristalline
- Minéraux
- Pyrite
- ✱ Anhydrite

Discordance hercynienne

Discordance de base

Figure 8 : Log stratigraphique de la région du Bassin de Berkine

2.4. Evolution tectonique :(Voir figure 9)

2-4.1. Description des différents éléments structuraux du bassin :

Le bassin de Berkine, intracratonique, est l'un des plus importants bassins producteurs d'hydrocarbures Il est essentiellement subdivisé en trois zones pétrolières.

Dépression sud-est-triasique :

Elle se superpose à l'actuel sillon salifère de Dorbane et ses extensions vers le sud-ouest. Cette région constitue la zone tampon entre le môle d'Amguid-Hassi Messaoud à l'ouest et le bassin de Berkine à l'est.(Voir figure 2)

Elle est caractérisée par les développements des réservoirs du Paléozoïque et du TAGI-TAGS auxquels sont associés les principaux gisements et découvertes connus : Rhourde En Nouss, Gassi Touil, Gassi El Adem, Hassi Chergui, Brides, Rhourde Adra, Rhourde Chouf. Ces découvertes d'huile, de gaz et condensat sont associées principalement aux réservoirs triasiques et quartzites de Hamra, et à des structures de grande amplitude délimitées généralement par des systèmes de failles inverses à grands rejets.

Dépression de Dahar :

Il s'agit d'un vaste monoclinale mésozoïque à pendage NE se superposant au haut structural de Dahar, lequel constitue le prolongement vers l'ouest de l'arche de la Djeffara tunisienne. Il est limité au nord par le sillon de Melhir et constitue les bordures nord du bassin de Berkine. C'est un axe faiblement exploré en raison des développements limités des réservoirs triasiques, ordoviciens, et surtout en raison des risques liés à la maturation et aux limites d'extension de la roche mère silurienne. Cette zone est caractérisée par une érosion hercynienne et tectonique importante, ainsi que par des développements d'axes structuraux NE-SO. La série triasique se superpose aux séries anciennes du Silurien au Cambro-Ordovicien.

Dépression de Berkine :

La région est topographiquement caractérisée par une épaisse couverture dunaire de l'Erg oriental. Il s'agit d'une vaste dépression paléozoïque où le socle se situerait à plus de 6 000 mètres de profondeur. Sa partie centrale reste peu affectée par l'érosion hercynienne où la série terminale du Carbonifère est préservée.

Sur les remontées structurales vers les bords du bassin, les séries paléozoïques sont successivement affectées par l'érosion hercynienne.

Les pourtours du bassin sensu stricto sont caractérisés par les développements du Siluro-Dévonien sous le Mésozoïque.

Le bassin est limité à l'ouest par les axes structuraux de Rhourde Nouss et au sud par le vieux môle d'Ahara-El Ouar, d'orientation est-ouest, qui le sépare du bassin d'Illizi.

En raison de l'importante subsidence qui l'a affecté au cours de son évolution, le bassin de Berkine montre la série sédimentaire la plus complète (plus de 6 000 m), avec trois cycles sédimentaires : paléozoïque, mésozoïque et cénozoïque.

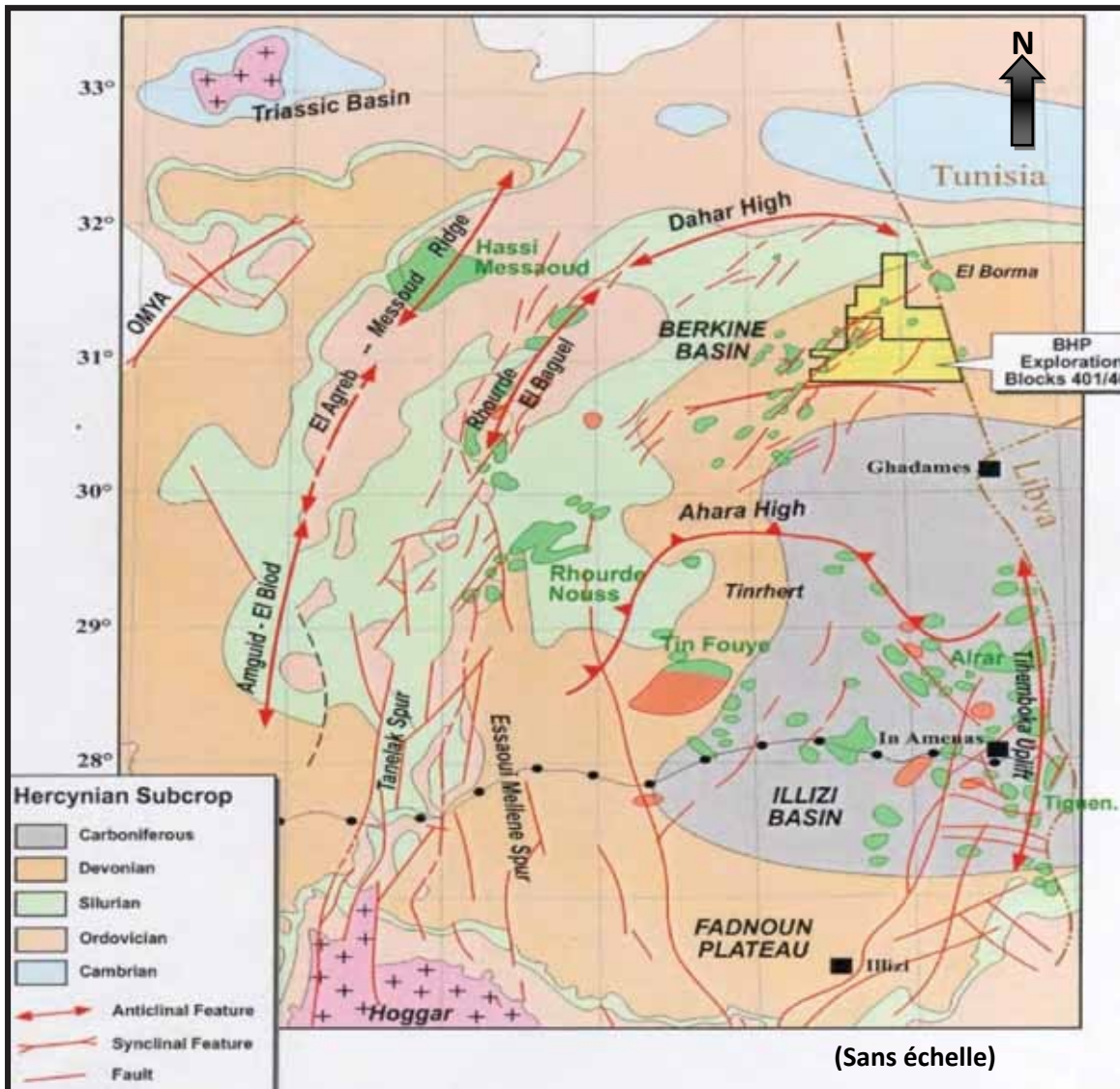


Figure9: Eléments structuraux du Bassin de BERKINE, SONATRACH /PED 2003).

2-4.2. Les événements tectoniques qui ont affecté le bassin :

a- La phase panafricaine

C'est suite à la collision entre le craton Ouest africain rigide et le craton Est africain plus plastique, qu'apparaissent de grands accidents subméridiens verticaux observables sur tout le substratum précambrien. Ils peuvent être interprétés comme des décrochements dont le déplacement horizontal peut atteindre la centaine de kilomètres (Caby, 1968 et Vitel, 1975). A ces failles majeures, se conjugue un réseau de failles NE-SW et NWSE, la contrainte maximale est orientée E-W.

b- La distension cambro-ordovicienne

Après le nivellement des structures et reliefs antérieurs au Cambrien il se forme la pédiplaine infra-tassilienne, légèrement inclinée vers le nord (S.Beuf et al. ,1971 in Boudjema 1987).

a. La compression taconique

C'est une phase, de mouvements compressifs le long des accidents subméridiens, qui provoquent des soulèvements régionaux et ensuite leur érosion.

c- Distension Silurien

C'est une phase de distension qui a suivi la fonte la calotte glaciaire et qui a engendré des dépôts d'argile noire.

d- La phase de compression calédonienne

C'est une phase de soulèvement général suivie d'une période d'érosion, de nivellement des structures, et de dépôts détritiques, elle a eu lieu entre la fin Silurien et le début Dévonien.

e- La phase dévonienne :

Elle est caractérisée :

- ❖ Au Dévonien inférieur : par une phase distensive qui débute au Gédinnien et se termine par la transgression généralisée au début de l'Emsien.
- ❖ Au Dévonien moyen et supérieur : par la discordance frasnienne.

f- Les mouvements post-Famennien

Une discordance à la base du Carbonifère a été établie par le fait que les formations du Tournaisien supérieur reposent en discordance sur les formations du Dévonien.

h- La phase hercynienne

Elle montre l'érosion des formations carbonifères en direction de la bordure Ouest et Sud-ouest du bloc 403d, ce qui illustre le basculement du bassin vers l'Est et le Nord-est durant les mouvements hercyniens et l'exposition par conséquent des parties Ouest et Sud-ouest à l'érosion. Les mouvements hercyniens majeurs sont situés après le Namurien et avant Permien, (A. Boujema 1987).

i-La phase de rifting continental

Cette phase correspond aux coulées volcaniques liées aux failles majeurs NE-SW et à l'épaisse série salifère qui peut atteindre plus de 1400m dans le sillon de Durban qui borde au Sud-ouest le bassin de Berkine.

j- La phase autrichienne

C'est une phase de compression Est-Ouest qui a causé une inversion structurale. Les failles normales synsédimentaires créées pendant le Trias-Lias se sont inversées durant cette phase.

k- La phase pyrénéenne (Eocène supérieur)

Cette phase compressive affecte les accidents NE-SW donnant naissance à de nombreux anticlinaux.

D'après BOUDJAMA et BEICIP, Modifié par B.KADI (1992).

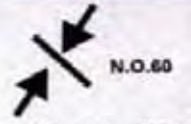
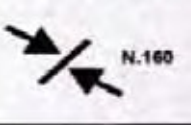
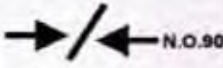

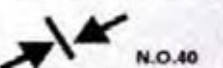



ERES		EPOQUE D'INTERVENTION MAXIMALE	NOMS DES PHASES	Nature et direction Des phases	EFFET SUR LES JEUX DE FAILLES
CENOZOIQUE	NEOGENE	MIOGENE	ALPIN TARDIF TERTIAIRE	 N.O.60	Jeu en compression des accidents NO.60
	PALEOGENE	EOCENE	ALPIN MOYEN EOCENE N.160	 N.160	Jeu en compression des accidents N.160 et création de nouvelles Structures
MESOZOIQUE	CRETACE	JURASSIQUE TRIAS	PHASE AUTRICHIENNE (ALPIN PRECOCE)	 N.O.90	Jeu en inverse sur les accidents NO.90
	PERMIEN		PHASE HERCYNIEENNE TARDIVE	 N.120	Jeu en inverse sur les failles NW-SE
	SAUROISIEENNE VISIEN		PHASE HERCYNIEENNE PRECOCE	 N.O.40	Jeu en inverse sur les failles NE-SW
PALEOZOIQUE	DEVONIEN	Superieur	PHASE FRASNIEN NE	 NW-SE	Jeu en failles normale sur les failles NE-SW (variation de facies et d'épaisseur) (Volcanisme)
		Moyen			
		Inferieur			
	SILURIEN	PHASE CALEDONNIENNE	 E.W ?	Jeu en inverse sur les failles N-S (Erosion sur les mole sub-méridien "Tihemboka")	
	ORDOVICIEN				
CAMBRIEN	PHASE PANAFRICAINE TARDIVE	 E.W	Tectonique cassante réseau NE-SW Et NW-SE (Cratonisation du sahara central)		

Figure 10 : Les principales phases tectoniques qui ont affecté le bassin de BERKINE (Boudjema 1987 et BeicipFranlab 1975)

2.4.3. Conséquence sur la region :

Le Bassin de berkine est de type intra-cratonique .Il est principalement constitué de 03 éléments structuraux qui sont : la depression de Dahar, la depression de Berkine et la depression Triasique.

Le contexte structural actuel est le resultatd' une succession de plusieurs phases tectoniques durant le Paleozoique,le mesozoique et le cenozoique .

Chapitre II :

Etude Sédimentologique

II.1 sédimentologie :

L'étude Sédimentologique pour un bassin donné est une étape clef (de grande valeur), puisque elle nous permet de bien individualiser le réservoir susceptible d'être un potentiel d'Huile ainsi de reconstituer les paléo-environnements de dépôts à travers les structures sédimentaires archivées au cours du temps.

II.1.1 Méthodologie :

Pour réaliser cette étude nous avons suivi les méthodes suivantes :

- L'analyse sédimentologique établie à base description des carotte et les résultats diagraphiques.
- Le découpage séquentiel qui nous permet de voir l'organisation des corps gréseux et leur succession dans l'espace et dans le temps, afin d'établir des corrélations et de retracer l'évolution des réservoirs.
- L'analyse des faciès à partir du gamma-ray qui est le plus utilisé car il est le plus disponible sur l'ensemble des puits.
- L'établissement des cartes en isobathes au toit et au mur pour identifier l'architecture des différents réservoirs.
- L'établissement des cartes en isopaques afin de voir les variations des épaisseurs des réservoirs.
- L'établissement des cartes d'iso-porosité, iso-perméabilité et iso-saturation en eau et les représentations graphiques pour voir la variation des paramètres pétrophysiques.

II.1.2. Rappels théoriques :

- **Facies** : La notion de facies correspond à la description de l'ensemble des caractéristiques lithologiques (lithofacies) et paléontologiques (biofaciès) d'un dépôt.
- **Sequence** : Il existe plusieurs définitions de la séquence de dépôts, mais en général elle est définie comme une unité stratigraphique composée de strates génétiquement liées, limitée à son sommet et à sa base par des discontinuités.

On définit deux types de séquences :

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

- **Les environnements sédimentaires :**

C'est un milieu de dépôt de mêmes conditions climatiques avec ses propres caractères physiques, chimiques, biologiques et hydrodynamiques ; ce qui correspond à la définition d'un faciès. Donc chaque environnement est caractérisé par un faciès lithologique donné. Pour la reconstitution des environnements sédimentaires anciens on utilise l'analyse séquentielle et les informations fournies par les organismes fossiles.

Durant la longue histoire de la surface de la terre il y a eu succession d'un nombre infini de paysages regroupés sous un ensemble d'environnements (continental, marin et mixte).

- **Milieu continental** : peut-être fluviatile, lacustre, désertique, lagunaire (Sebkhas et chotts) et glaciaire.
- **Milieu mixte** : Correspond à un estuaire, un delta ou une lagune.
- **Milieu marin** : C'est une plateforme littorale, abyssale ou bathyale.

- **L'analyse séquentielle :**

- ❖ **En milieu marin:**

La stratigraphie séquentielle est une méthode d'analyse qui permet de définir un cadre chronostratigraphique à l'échelle globale parce qu'elle est basée sur des discordances lignes, temps d'origine eustatique encadrant des unités génétiques de dépôt (VAIL et al, 1987).

Ces unités génétiques sont des séquences de dépôt limitées à la base et au sommet par des discordances ou par leur conformité corrélative (MITCHUM et al ,1977). Elles se déposent durant un cycle eustatique de troisième ordre (0,5à5Ma) ainsi, ces séquences de dépôt sont composées de plusieurs cortèges sédimentaires

- **Les échelles séquentielles et les cycles eustatiques :**

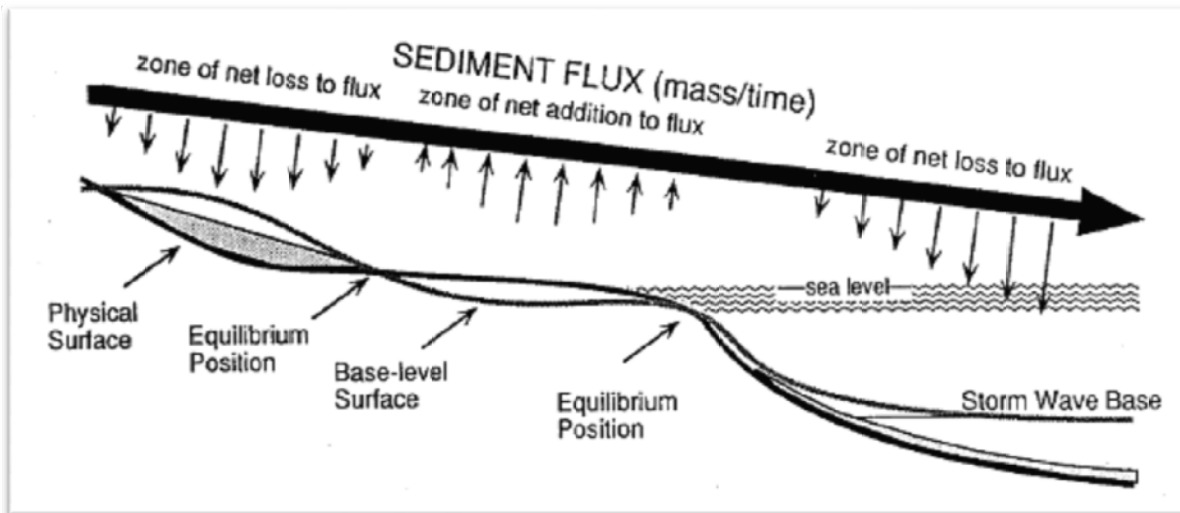
La définition des cycles eustatiques varie d'une école à l'autre. D'après Vail et al, 1991 les cycles eustatiques sont répartis de la manière suivante :

- Cycle d'ordre 1.....Supérieur à 50 millionsd'années.
- Cycle d'ordre 2.....3 à 50 millionsd'années.
- Cycle d'ordre 3.....0.5 à 3 millionsd'années.
- Cycle d'ordre 4.....0.08 à 0.5 millionsd'années.
- Cycle d'ordre 5.....0.03 à 0.08 millionsd'années
- Cycle d'ordre 6.....0.01 à 0.03 millionsd'années.

- ❖ **En milieu continental :**

La stratigraphie séquentielle a été définie et utilisée dans le premier temps en domaine de la plate forme, mais son application en domaine continental (notamment des dépôts fluviatiles) est plus délicate, car le rôle des fluctuations du niveau marin dans l'architecture des dépôts fluviatiles est moins clair. Une notion a été introduite pour modéliser les séquences de dépôts dans un milieu continental c'est la variation de niveau de base.

Le niveau de base (est une surface abstraite oscillant au dessus et au dessous de la surface physique de la terre (Hamon.Y, 2001). Cette surface est associée à un flux sédimentaire détritique allant des zones d'érosion vers les zones de dépôt. Lorsque le niveau de base passe sous la topographie il y a érosion et le matériel érodé est ajouté au flux. Inversement, si le niveau de base passe au dessus de la topographie il y a dépôts de sédiments retirés du



flux global. Les variations du niveau de base forment ainsi des cycles dépôt-érosion appelés cycle de transit du niveau de base. Le seul enregistrement physique du transit de ce niveau de base est la discontinuité sédimentaire (Wheeler, 1964). Le niveau de base contrôle ainsi l'accommodation. Le volume potentiel pour l'accumulation des sédiments augmente lorsque le niveau de base monte et diminue lorsqu'il chute.

Figure 11: Notion du niveau de base. (d'après :Maill.A.D , 1996)

II.1.3. Matériel disponible :

Au niveau de la société les données et les informations concernant le secteur d'étude ont été mis à notre disposition grâce à l'outil informatique ainsi que différents documents.

L'ensemble de ces documents constituent les Logs habillés, le Master Log, les rapports d'implantation et d'autres rapports des études réalisées sur le champ SFNE et le bloc qui le contient. Ces documents sont accessibles au niveau du département géologie opérationnelle dont lequel on y trouve les documents archivés.

II.2. Analyse des puits :

- **Etablissement des logs synthétiques des puits étudiés :**

1. Le puits SFNE-1:

a. **Log synthétique du puits (voir figure 12).**

b. **Description de carotte du puits SFNE-1 (voir figure 13).**

c. **Interprétation :**

D'après la description des carottes de ce puits et la réponse des diagraphies on remarque que tout d'abord qu'il ya un intervalle de conglomérats granodécroissants avec une structure chaotique ce qui indique qu'on est dans un milieu à très forte énergie qui correspond à un dépôt de cône de déjection. Aussi, on trouve un grés granodécroissant qui va du grés moyen au grés fin à très fin avec des stratifications entrecroisées et parfois obliques ce qui représente bien un dépôt de chenaux fluvial. Enfin, les dépôts argileux et silteux qui contiennent parfois des bioturbations d'où le logement de terriers et il ya des traces de racines et des troncs d'arbres, ce qui implique qu'on est dans un milieu calme caractérisant le dépôt de plaine d'inondation qui est propice au développement d'un paléosol.

Au niveau du Gamma-Ray (**GR**) on remarque la forme cylindrique de la courbe qui indique une superposition de chenaux et la forme d'entonnoir indique des dépôts de barres.

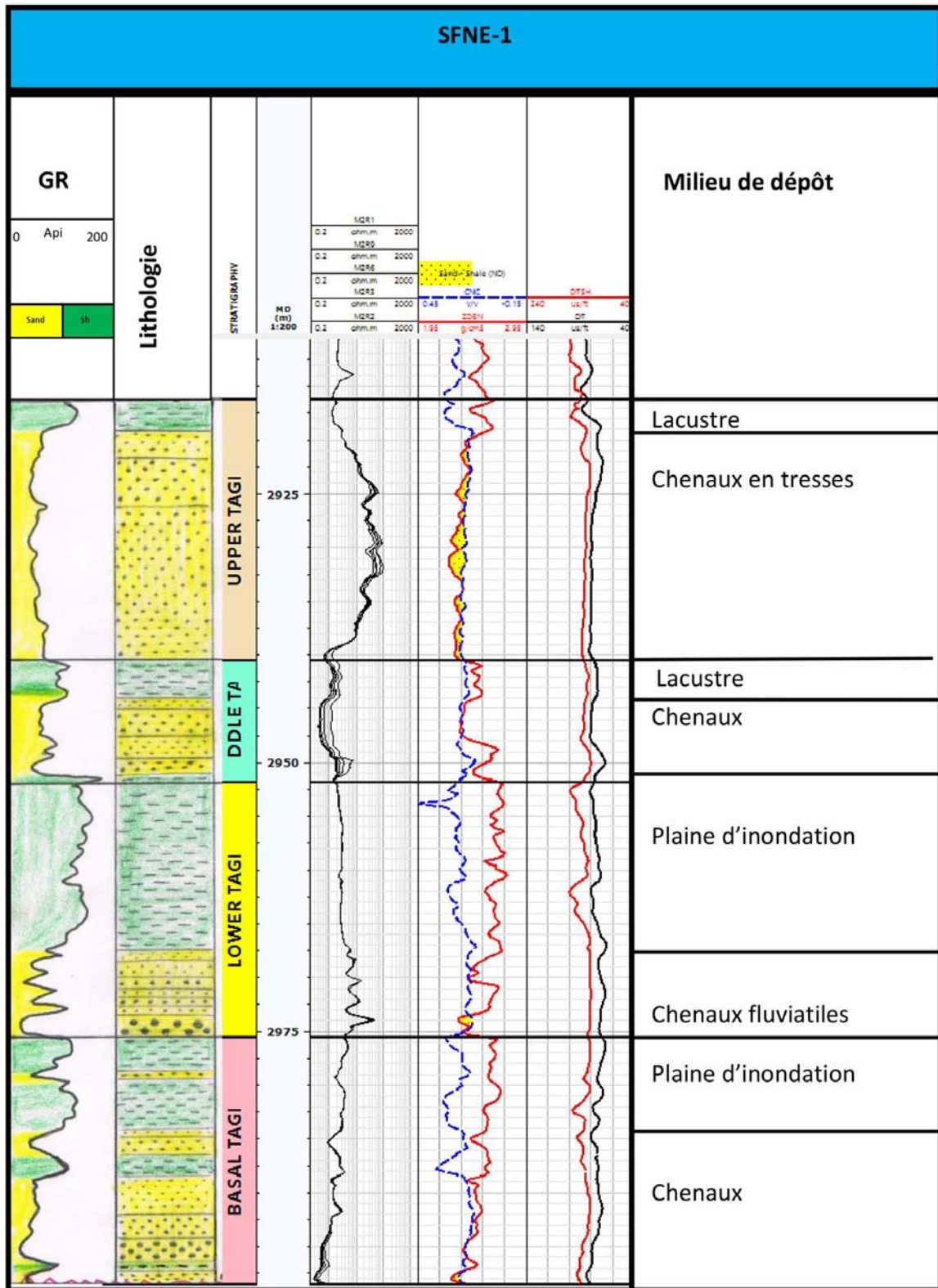


Figure 12 : Log synthétique du puits SFNE-1




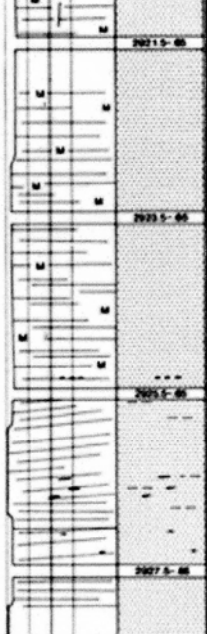
Lithologie	description
	Grés fin localement pyriteux avec passées de dolomie, une abondance de matiere organique
	Un intervalle de silt avec des lamelles intercalés par des argiles
	Intercalation de grés fin et argie avec des laminations dans les grés , surface parfois bioturbé , une base argileuse.
<p style="writing-mode: vertical-rl; transform: rotate(180deg);">UPPER TAGI</p> 	Superposition de bancs de grés moyen à fin parfois à passées d'arglies dans l'ensemble une stratificattion oblique à la base et planaire vers le somme.

Figure 13 : Description des carottes du puits SFNE-1 (BHP 1998)

2. Le puits SFNE-2:

- a. **Log synthétique du puits (voir figure 14).**
- b. **Description de carottes du puits SFNE-2 (voir figure 15).**
- c. **Interprétation :**

D'après la description des carottes de ce puits et la réponse des diagraphies on remarque de bas en haut qu'il y a des grés qui vont du grés grossier-moyen au grés fin à très fin, mal trié ce qui indique un hydrodynamisme élevé, on trouve aussi des stratifications entrecroisées et obliques ceci dit c'est un milieu de dépôt type de chenaux fluviate. On remarque aussi des intercalations d'argiles marqués par des couches minces on les interprète comme des épisodes de détente lors de la sédimentation, sinon les couches épaisses d'argiles silteuses à surface bioturbée ça nous mène à dire qu'on est rentré dans un milieu à basse énergie propice à la décantation qui va donner naissance à une plaine d'inondation.

La forme cylindrique du Gamma-Ray (**GR**) indique que les chenaux sont superposés par contre la forme en entonnoir indique des dépôts de barres.

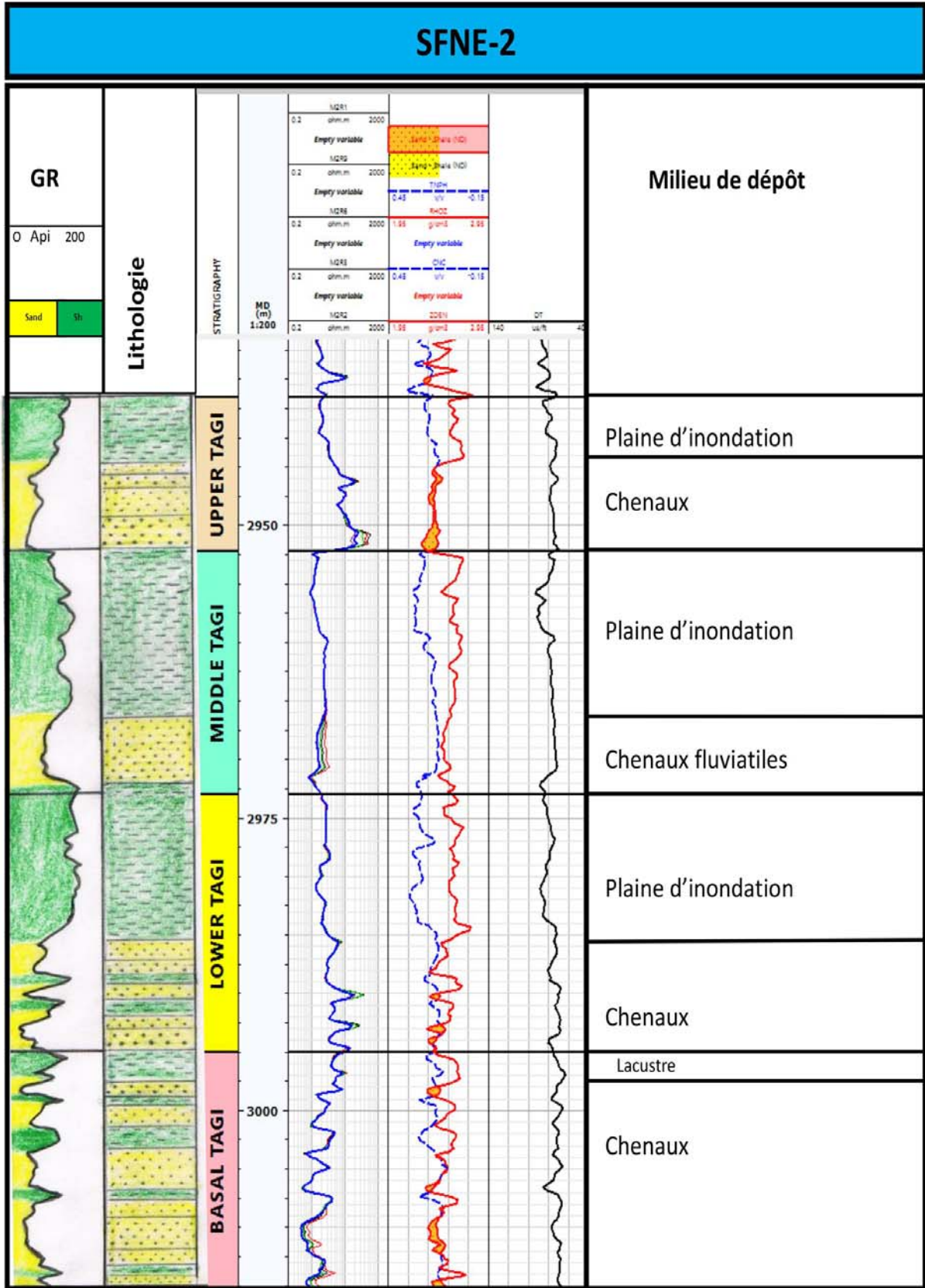


Figure 14 : Log synthétique du puits SFNE-2

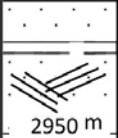
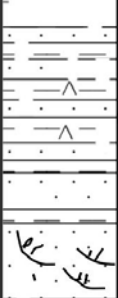
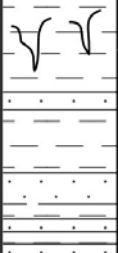
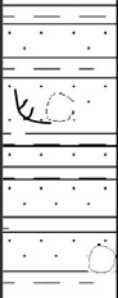
Formation	lithologie	description
Upper TAGI		<ul style="list-style-type: none"> - Grés argileux à grains fins présence d'argilite interlits. - Grés moyens à stratification entrecroisées.
Middle TAGI		<ul style="list-style-type: none"> - Argiles micacées en feuillets . - Grés à grains très fins bien triés stratification oblique.
Lower TAGI		<ul style="list-style-type: none"> - Argile silteuse très dure avec des fentes de dessiccation. - Grés argileux , grés très fin à fin à stratification planaire.
Basal TAGI		<ul style="list-style-type: none"> - Grés grossier-moyen à fin-très fin mal trié à stratification oblique avec des intercalations d'argiles.

Figure 15 : Description des carottes du puits SFNE-2 (BHP 1999)

3. Le puits SFNE-13:

- a. Log synthétique du puits (voir figure 16).
- b. Description de carottes du puits SFNE-13 (voir figure 17).
- c. **Interprétation :**

D'après la description des carottes du puits SFNE-13 et les réponses diagraphiques on remarque que les dépôts du trias argilo-gréseux inférieur sont formés par des conglomérats inter-stratifiés localement présents au niveau du **Lower TAGI** c'est des dépôts qui caractérisent la zone d'alimentation appelée cône de déjection, on trouve aussi des grès granodécroissants avec stratifications entrecroisées et parfois des stratifications obliques ce qui correspond à un dépôt de chenaux. Ces grès sont couronnés par des argiles et des silts qui contiennent des traces de racines, ces derniers sont des marqueurs d'un milieu de dépôt calme d'où le dépôt une plaine d'inondation qui a donné naissance à un paléosol.

A partir du Gamma-Ray (**GR**) on remarque la forme cylindrique de la courbe vers le sommet d'où on déduit la superposition de chenaux anastomosés ou bien en tresse.

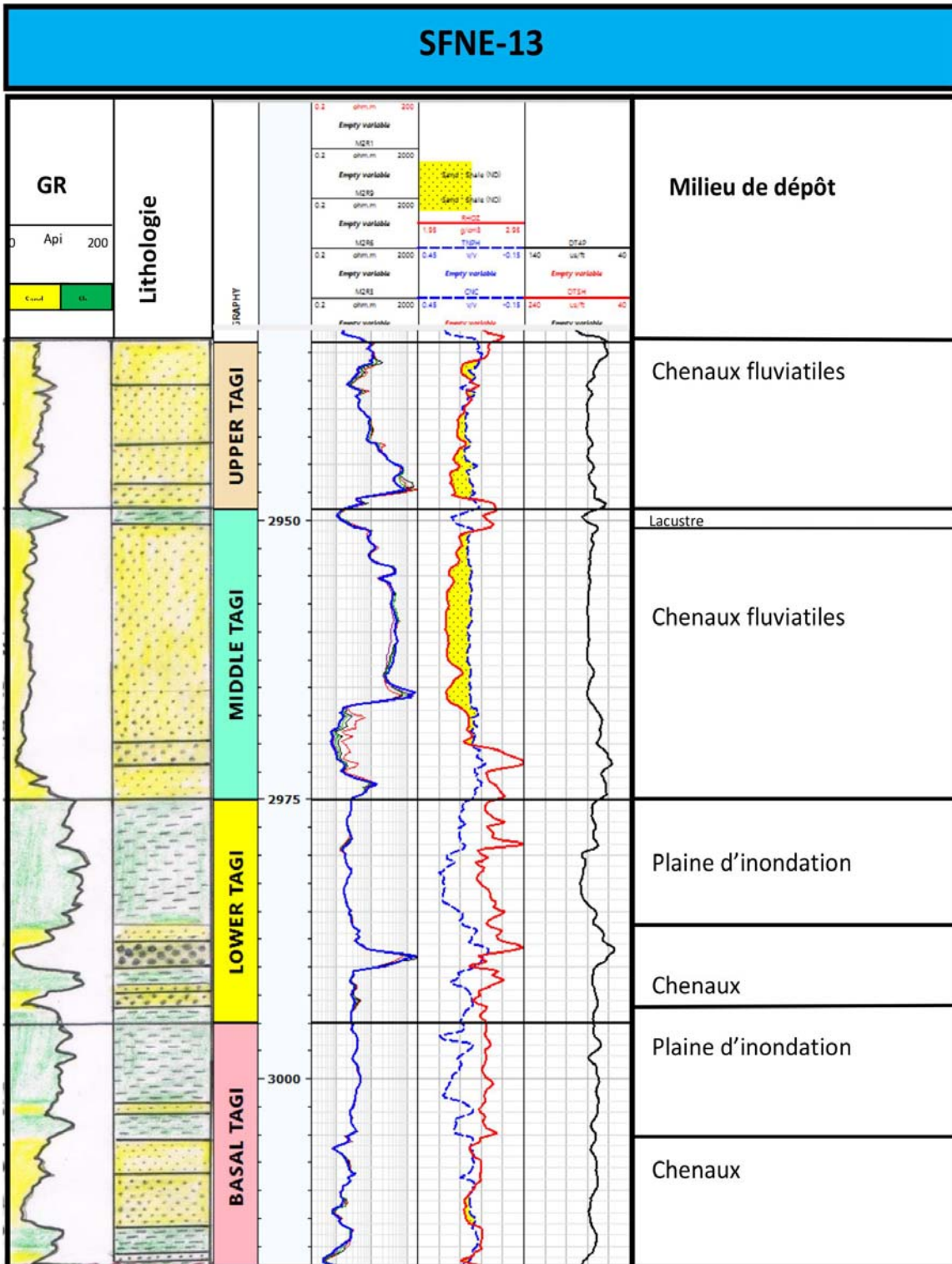


Figure 16 : Log synthétique du puits SFNE-13

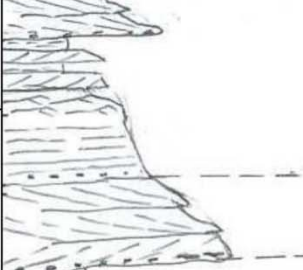
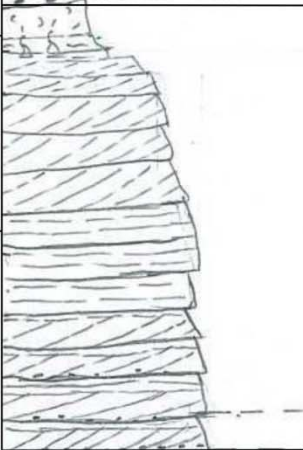
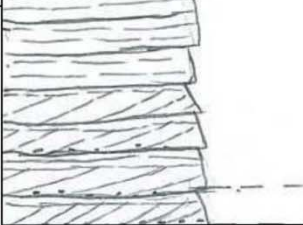
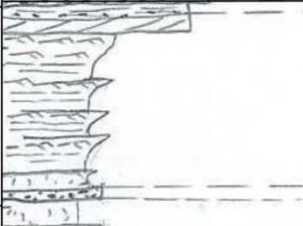

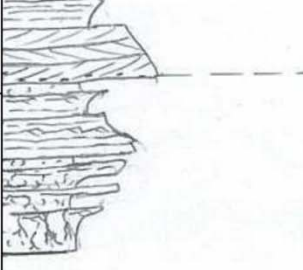
	Formation	profondeur (m)	lithologie	Description
Core 1	Upper TAGI	2935		-lits de grés argileux avec stratifications obliques . - argiles inter lis -Grés granodécroissant à stratifications entrecroisées.
		2945		-silt et argiles avec des traces de racines . -intervalle grés argileux , grés granodécroissant à stratification oblique et entrecroisée.
Core 2	Middle TAGI	2955		
Core 3	Lower TAGI	2965		-intervalle essentiellement argileux avec des traces de racines .
		2975		-intervalle dominé par des silts.
		2985		-conglomerats et Grés granodécroissants avec stratification entrecroisée dans les grés. -grés argileux très fin. -silts avec des traces de racines

Figure 17 : Description des carottes du puits SFNE-13 (B.ASHTON May 2012)

- **Conclusion sur l'analyse des puits :**

À la base des descriptions des carottes des puits SFN-1, SFNE-2 e SFNE-13 et des réponses diagraphiques, on a pu distinguer des structures sédimentaires entrecroisées, obliques et parfois planaire.

Aussi, les sédiments granodécroissants vont du conglomérat au grés fin donc ce sont des faciès associés à des chenaux fluviaux et des sédiments argileuo-silteux de plaine d'inondation.

A partir de cette analyse des puits on conclure que le Trias Argilo-Gréseux Inférieur s'est déposé dans un milieu fluvial.

II.3. Description des facies du TAGI :

II.3.1 Etablissement des cartes en isovaleurs:

Pour l'établissement des cartes en isovolume du grés et d'argile on a utilisé le sufer11 dans lequel on a introduit les valeurs calculées en pourcentage sous forme de tableau à partir de ce dernier on a obtenu les cartes ci-dessus.

- **Etablissement de la carte en isovolume de grés :**
Tableau des valeurs :

Les valeurs qu'on a utilisé pour l'établissement des cartes on été calculées selon la procédure suivante :

- ❖ Tout d'abord, on a mesuré avec une règle l'épaisseur totale des grés en centimètre dans chaque puits, à travers leurs logs synthétiques.
- ❖ Puis, on a converti les épaisseurs en mètre en multipliant par l'échelle (25m \Rightarrow 5.5cm) (Voir profil de corrélation chap 4).
- ❖ Enfin, on a fait le rapport de l'épaisseur totale du grés dans le puits sur l'épaisseur totale du puits pour obtenir le volume du grés en pourcentage.

Exemple : SFNE-14 :

$E_p(\text{cm}) = 10.6 \text{ cm}$

25 m \rightarrow 5.5 cm

X \rightarrow 10.6 cm



X = 48.18 m



86.4m \rightarrow 100

48.18 \rightarrow y

$Y = (48.18 * 100) / 86.4$

Y = 55.7 %

puits	X	Y	Volume du grés (%)
SFNE-1	452639.1	3435740.15	52.94
SFNE-2	453960	3437205	41.78
SFNE-3	455353.9	3438377.9	52.76
SFNE-10	452416.9	3434923	48.21
SFNE-13	451280.84	3433801.38	52.69
SFNE-14	448165.32	3431729.67	55.7

Tableau 1 : Tableau des valeurs de volume du grés

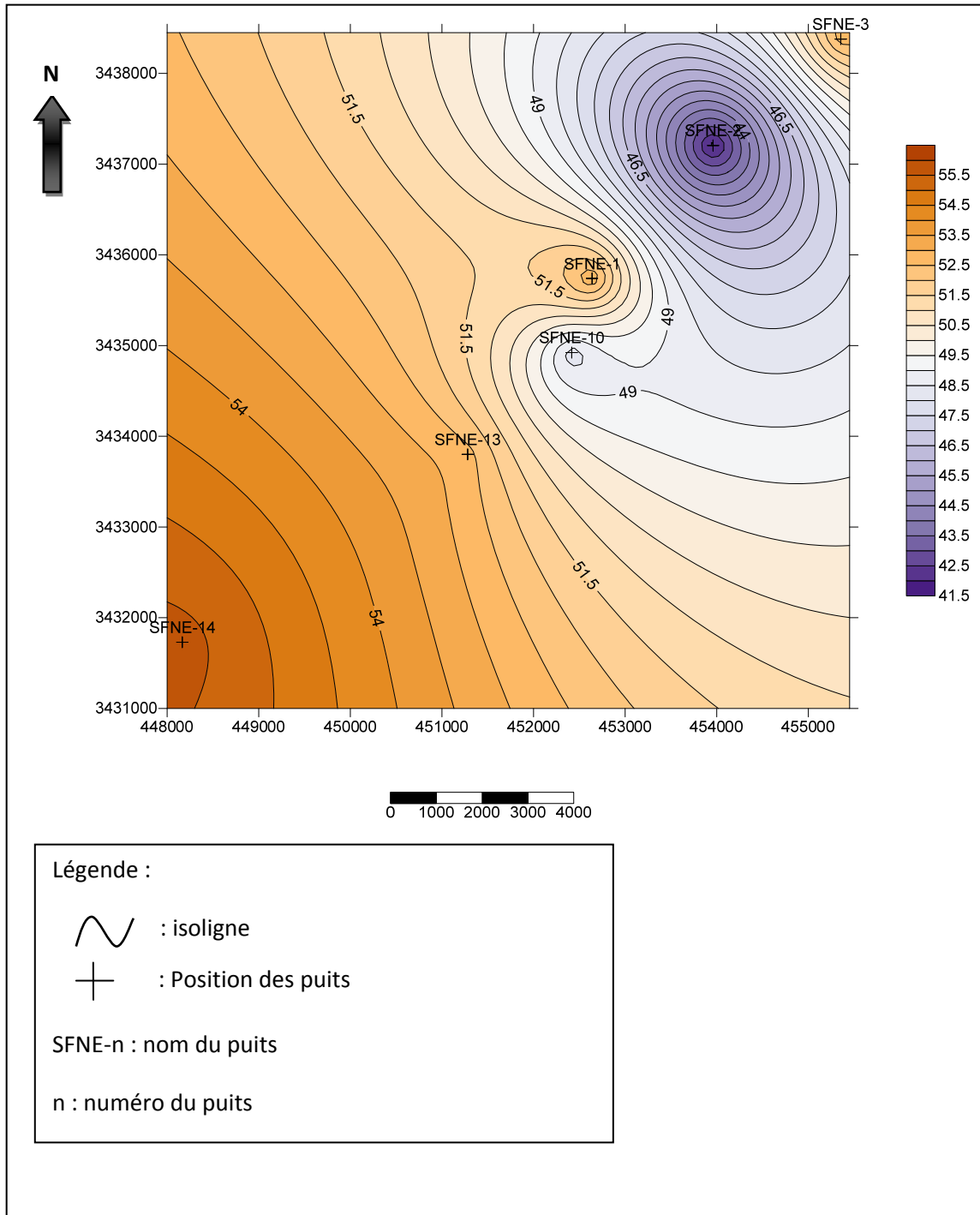


Figure 18 : carte en isovolume de grés du TAGI.

- **Interprétation :**

(L'interprétation se fait à travers les puits alignés sur la carte seulement en raison de manque de données)

D'après la carte en isovolume de grés on remarque que le volume diminue en allant du Sud-ouest vers le Nord-est.

Donc on voit que le grés domine sur la carte sauf dans la partie Nord-est où le volume est très faible.

Au niveau des puits SFNE-14 et SFNE-13 on note que le volume est assez élevé où le pourcentage de grés atteint les valeurs 55.7% et 52.69% respectivement, on peut en conclure que ces puits traversent des chenaux fluviaux ou des barres.

- Etablissement de la carte en isovolume d'argile :

Tableau des valeurs :

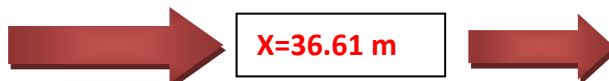
Les valeurs utilisées pour l'établissement de la carte en isovolume d'argile ont été calculées de la même manière.

Exemple : SFNE-1 :

Ep d'argile (cm) = 8.1 cm

25m → 5.5 cm

X → 8.1 cm



X=36.61 m

78.25m → 100

36..61 m → y

$Y = (36.61 * 100) / 78.25$

Y=47.04 %

Puits	X	Y	Volume d'argile (%)
SFNE-1	452639.1	3435740.15	47.04
SFNE-2	453960	3437205	58.21
SFNE-3	455353.9	3438377.9	48.25
SFNE-10	452416.9	3434923	51.77
SFNE-13	451280.84	3433801.38	47.29
SFNE-14	448165.32	3431729.67	44.29

Tableau 2 : Tableau des valeurs du volume d'argile

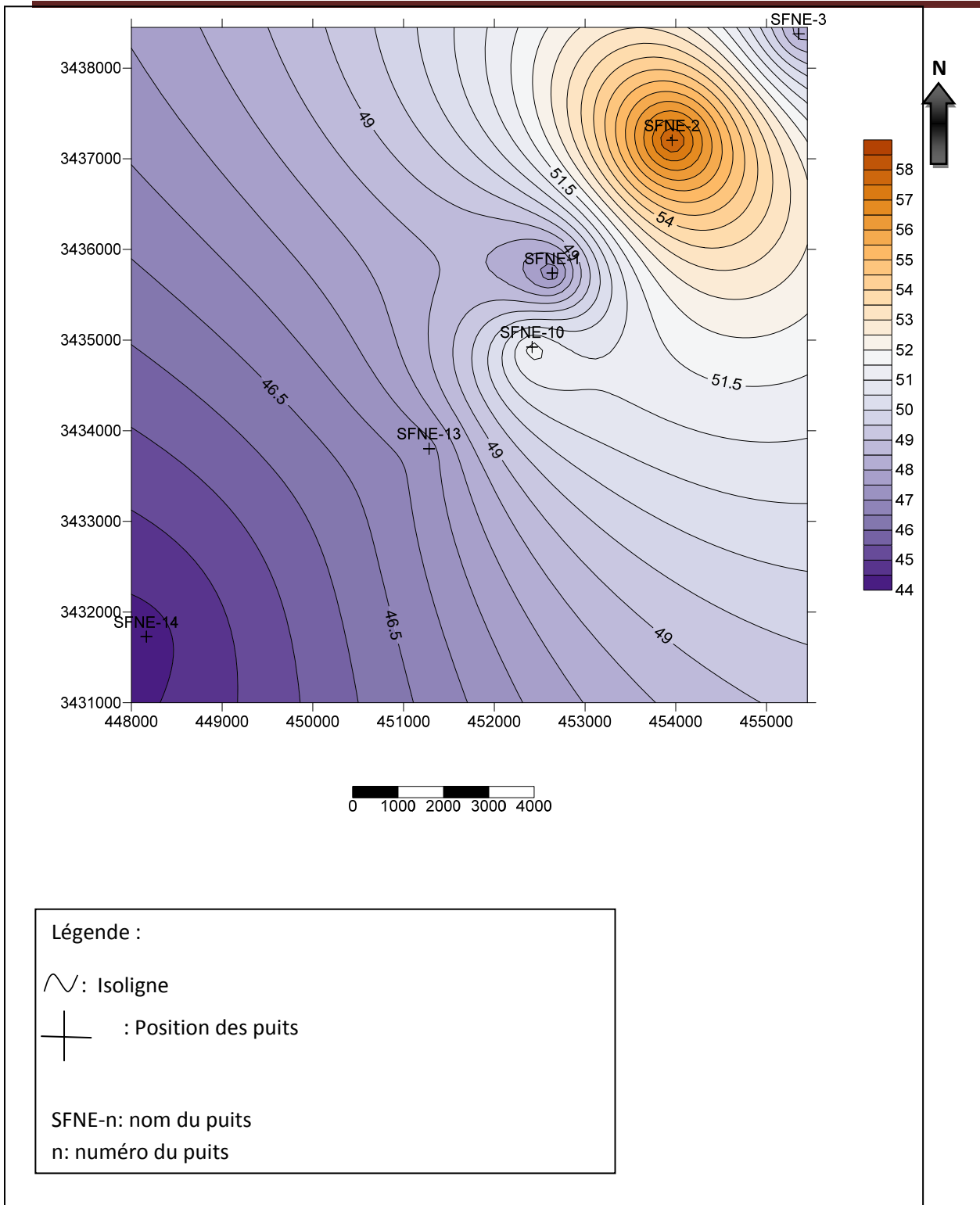


Figure 19 : Carte en isovolume d'argile du TAGI.

- **Interpretation :**

D'après la carte en isovolume d'argiles au niveau du trias argilo-gréseux inferieur (TAGI) on remarque que le volume d'argile augmente en allant du sud-ouest vers le nord-est, on observe bien que les valeurs maximales se concentre dans la partie

Nord-est de la carte où se trouve le puits SFNE-2 qui contient de 58.21% d'argile. Cette forte proportion d'argile implique par cette lithologie fine que ce puits traverse des plaines d'inondation ou par des dépôts lacustres.

II.4. Etablissement de la carte de paléo-environnement :



- **Commentaire :**

D'après la carte de paléo-environnement on remarque que la partie SW représente la zone d'alimentation ceci s'explique par les dépôts de cônes de déjections. Autour de ces derniers se développent des plaines d'inondation qui peuvent contenir un paléosol (observer sur carottes). Vers le centre dans les zones distales le milieu fluvial fait son apparition avec des chenaux et des stratifications en auge. Plus loin vers le NE l'environnement devient plus distal ouvert sur la mer.

A partir de cette carte on a donc pu distinguer les différents milieux de dépôt qui ont affecté cette région durant le Trias Argilo-Gréseux Inférieur (TAGI).

II.5. Conclusion :

D'après l'étude sédimentologique faite dans ce chapitre on a pu établir un modèle de dépôt qui résume les résultats obtenus.

L'analyse du modèle dynamique (**Figure 21**) nous permet de distinguer la présence de cônes de déjection vers le SW où se situent les puits SFNE-14 et SFNE-13, les zones périphériques des cônes alluviaux sont représentées par les plaines d'inondation. Au centre on remarque le développement des chenaux en tresses où se trouvent les puits

SFNE-10, SFNE-1, SFNE-2 et SFNE-3.

Enfin, la variation des milieux de dépôts est due au fait qu'il y ait un changement climatique et aussi la variation de l'énergie hydrodynamique ; et donc ça influe sur la sédimentation qui montre un changement de faciès spatiotemporell.

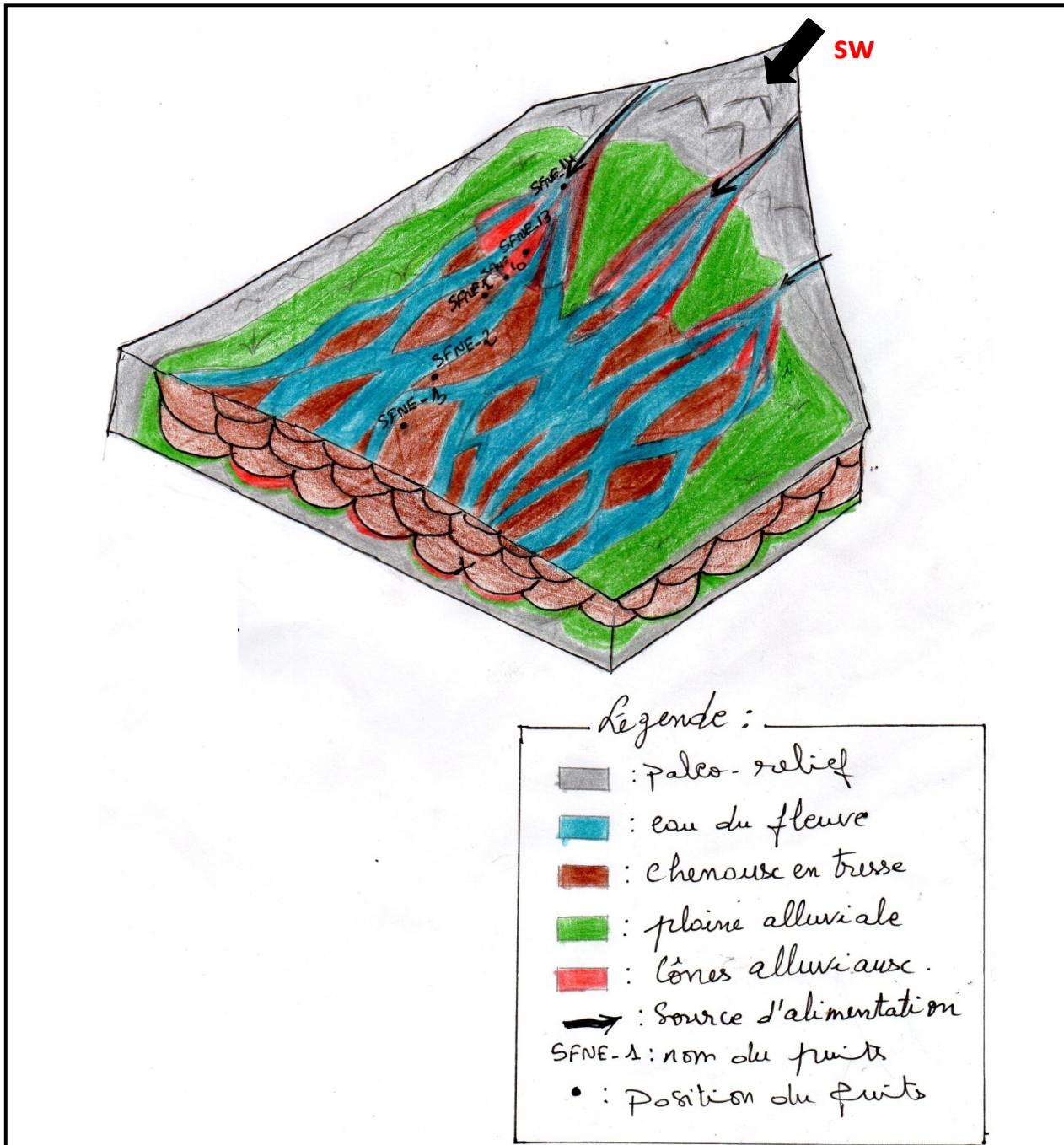


Figure 21 : schéma représentatif du modèle de dépôt de la région d'étude

Chapitre III :

Etude du réservoir

INTRODUCTION :

D'après les études géologiques et l'historique d'exploration dans le champ SFNE (Sif Fatima Nord Est), le Trias argilo gréseux inférieur constitue le réservoir le plus exploité .Pour avoir une bonne représentation de l'évolution avec la profondeur, de la porosité, perméabilité et la saturation en eau , on a réalisé plusieurs cartes relatives aux quatre niveaux réservoirs de TAGI.

III.1. Etablissement des cartes:

III.1.1 Tableaux de valeurs :

Le tableau suivant présente les coordonnées de chacun des puits étudiés et les cotes absolue de chaque niveau.

Name	Surface X	Surface Y	toit de Upper TAGI (m)	Toit Middle TAGI(m)	de toit LowerTAGI (m)	de
SFNE-1	452639,1	3435740,15	-2917	-2940	-2952	
SFNE-2	453960	3437205	-2939	-2952	-2973	
SFNE-3	455353,9	3438377,9	-2930	-2950	-2980	
SFNE-10	452416,9	3434923	-2942	-2954	-2969	
SFNE-13	451280,84	3433801,38	-2934	-2949	-2975	
SFNE-14	448165,32	3431729,67	-2927	-2938	-2967	

Tableau 3 : tableau des cotes au niveaux réservoirs de TAGI .

III.1.2 Cartes structurales :

Les cotes absolues sont mesurées par rapport au niveau de la mer. La carte en isobathes intégrée dans cette étude représente celle cartographiée sur la base du cube sismique 3D au toit de TAGI. La conversion temps – profondeur a été réalisée sur la base du cube de vitesse 3D et des carottages sismiques enregistrés dans les puits SFNE.

Remarque :

Les cotes reportés sur le tableau 3 et celles des cartes en isobathes (figure 22,23 et 24) sont différents car les valeurs sur les cartes présentent le TVD (trueverticaldepth) tandis que les valeurs de tableau sont celles des profondeurs mesurées d'après le forage.

III .1.2.1 carte en isobathes au toit de Lower TAGI :

Le toit du Lower TAGI varie entre les profondeurs -2835 et -2755 m TVDSS, la carte montre que la zone la plus haute du champ a une profondeur de 2760 m au niveau du puits SFNE-13, par contre la zone la plus basse est située au niveau du puits SFNE-11 avec une profondeur de 2810 m . (Figure 21).

Les courbes de niveau sont distantes entre elles, ce qui désigne qu'il y a une faible inclinaison . La faille de direction NE-SW longe la structure par contre, la faille de direction E-W est sécante et elle a subdivisé la zone qui se trouve au nord en blocs fortement inclinés ; les courbes de niveau sont rapprochées. (Figure 22)

La partie orientale et sommitale de la structure est enserrée entre deux failles majeures orientées NE-SW. Elles sont décalées par des failles moins importantes orientées perpendiculairement (E-W) dans le coin NE.

Le flanc occidental se dispose en monoclinale régulier incliné vers l'ouest, la zone sommitale s'affaisse au NE à la faveur de l'effet des failles Est-Ouest . A leur niveau vers l'ouest se profilent deux petites élévations qui ont sûrement affecté et objectivé les puits SFNE-3 et 2.

Globalement la structure se présente comme un horst flanqué vers l'ouest franchement par un demi-graben.

Les irrégularités des iso-lignes le long du horst montrent des anomalies positives discrètes et affectés par les failles majeures.

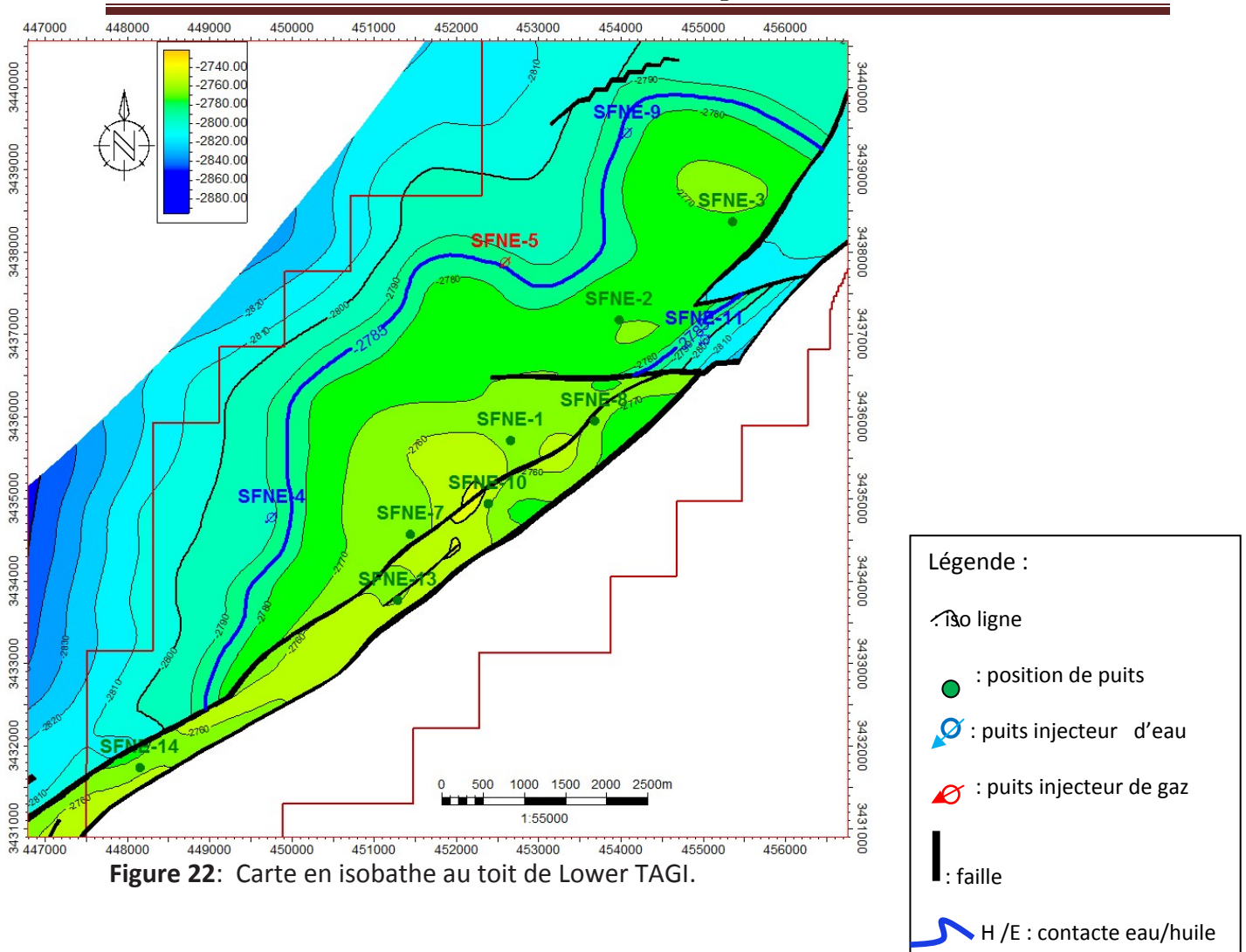


Figure 22: Carte en isobathe au toit de Lower TAGI.

III.1.2.2. Carte en isobathe au toit de Middle TAGI :

Au toit du Middle TAGI les profondeurs sont comprises entre -2810 et -2730 m TVDSS. La zone la plus haute est enregistrée autour de puits SFNE-13 avec une profondeur de 2725 m comme dans la carte précédente l'approfondissement s'effectue vers le NW cependant on remarque une élévation amorcée dans le coins NE (SFNE-3) au Lower TAGI.

Dans cette partie de la structure les failles E-W décalent les failles majeures et montre un approfondissement du flanc nord oriental de la structure , il en découle de cette évolution deux points hauts bien remarquables au niveau des puits SFNE-3 et 11. (figure 23)

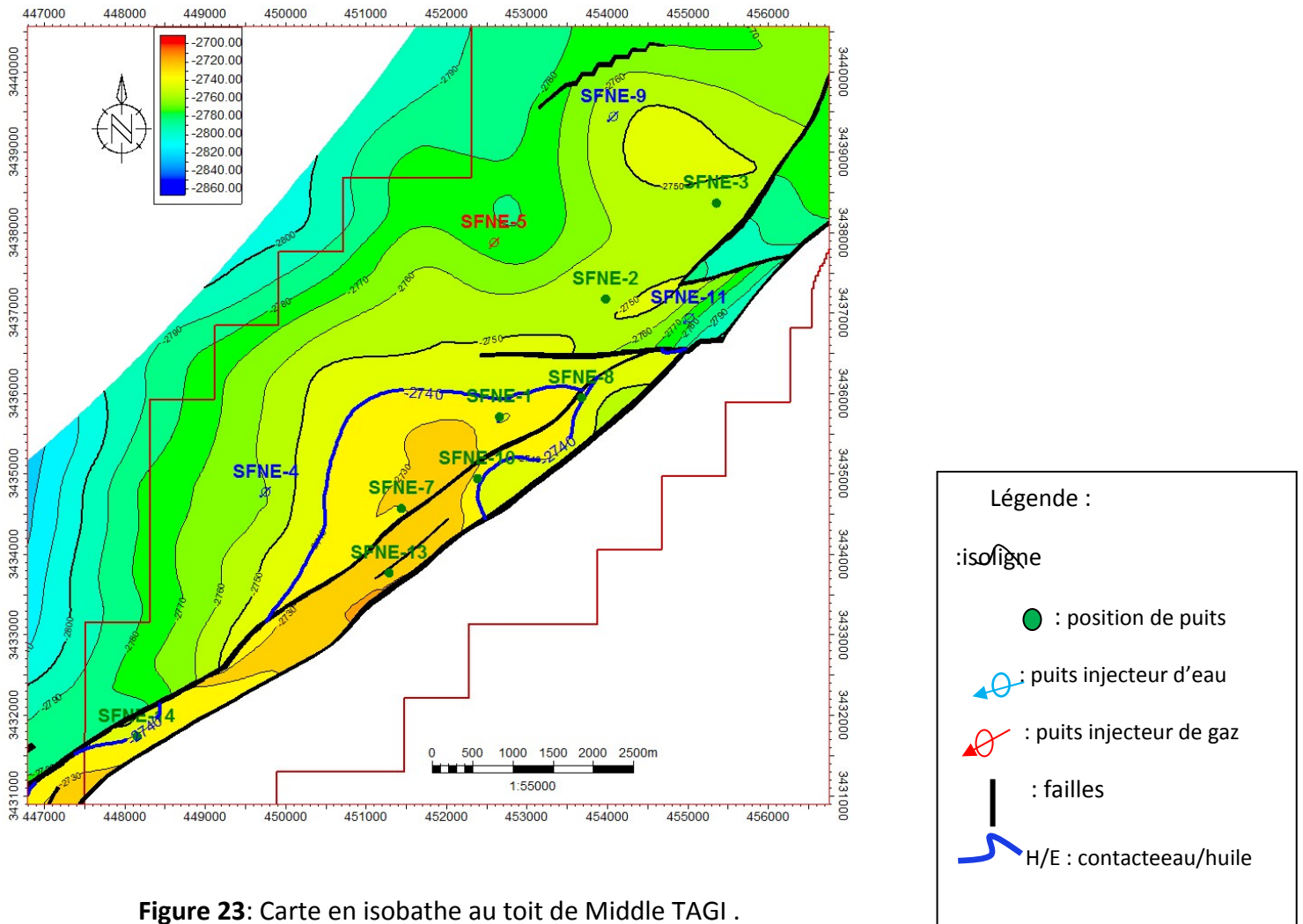


Figure 23: Carte en isobathe au toit de Middle TAGI .

III.1.2.3 Carte en isobathes au toit de l'Upper TAGI :

Cette carte montre une profondeur qui varie entre -2800 m et -2700m TVDSS .

La carte présente une structure de faible inclinaison vers le NW où se trouvent les zones les plus profondes. Les courbes de niveau sont espacées. Les deux failles majeures de même direction que la structure (NE-SW) la limitent vers l'Est. Vers le Nord de la structure des failles sécantes recoupent les premières ; elles sont orientés Est-Ouest et de moindre extension.

Le compartiment entre les failles majeures est plus élevé par rapport aux autres zones de la structure. La zone qui se trouve entre les failles locale de direction E-W est affaissée. L'anomalie autour de SFNE-3 demeure tandis que celle de puits SFNE-11 de compense. (figure24).

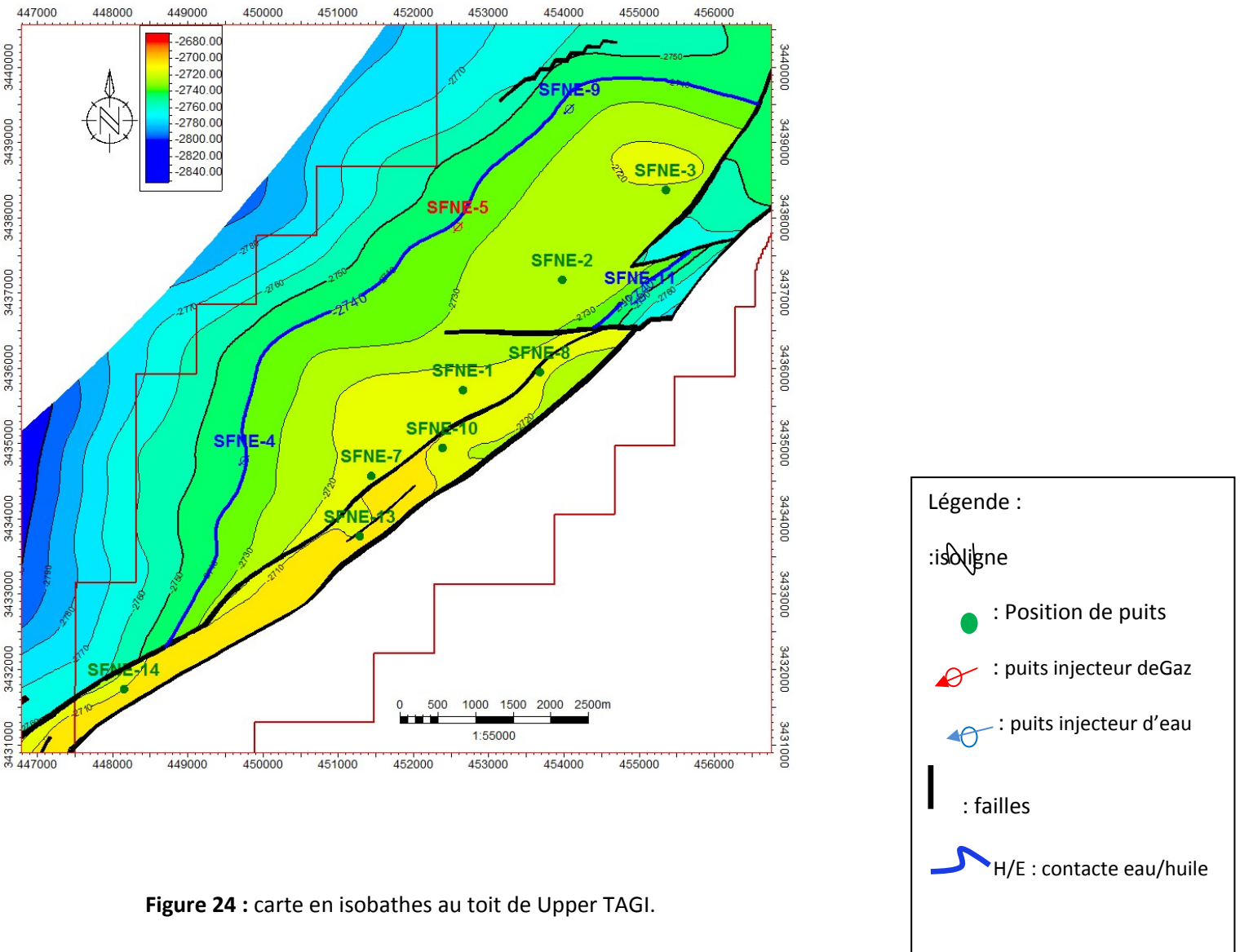


Figure 24 : carte en isobathes au toit de Upper TAGI.

Conclusion :

A partir des cartes en isobathes au toit des niveaux réservoir de TAGI on peut conclure que la structure du champ SFNE est monoclinale à faible inclinaison vers le Nord Ouest. Elle est bordée par un réseau de failles normales de direction NE-SW qui correspond probablement à d'anciens décrochements nés lors d'une compression de direction NW-SE. Ces derniers sont affectés par deux failles normales de direction E-W.

Il en résulte une structuration de cette zone d'étude répondant à un flanc monoclinal incliné vers le Nord ouest et une partie orientale plus élevée structurellement.

Cette dernière sertie entre deux failles majeures de même orientation que la structure étudiée, correspond à un horst d'extension NE-SW.

III.1.3. Cartes en isopaques :

Les paramètres analysés sont obtenus à partir de données de carottes ou de documents diagraphiques .le résultat est porté dans le tableau n°4 avec séparation par réservoir.

		Gross_thick	Net sand m	Net P m
Upper	SFNE-1	24,4	21,64	20,57
	SFNE-2	13,2	7,5	7,5
	SFNE-3	19,6	14,49	10,97
	SFNE-10	11,7	7,92	7,92
	SFNE-13	15,5	10,67	9,75
	SFNE-14	11,7	10,82	10,82
Middle	SFNE-1	11,4	7,01	0,76
	SFNE-2	20,7	3,2	0
	SFNE-3	28	6,54	2,44
	SFNE-10	15,5	2,13	2,13
	SFNE-13	25,7	19,2	15,7
	SFNE-14	28,1	9,45	0
Lower	SFNE-1	23,5	5,03	5,03
	SFNE-2	22,1	6,11	6,11
	SFNE-3	15,5	7,01	6,55
	SFNE-10	27,6	5,23	5,23
	SFNE-13	19,5	0,76	0,76
	SFNE-14	21	1,52	0,31
Basal	SFNE-1	23,1	12,47	3,51
	SFNE-2	20,2	14,17	6,25
	SFNE-3	20,9	13,87	0,46
	SFNE-10	24,5	8,23	0,46
	SFNE-13	22,4	5,03	0
	SFNE-14	23,3	17,51	5,49

Tableau 4 : tableau des valeurs des épaisseurs de réservoir TAGI.

III. 1.3.1 cartes en isopaques du Basal TAGI :

a. Carte en isopaques totales :

La carte en isopaques du TAGI Basal montre une variation d'épaisseur entre 18m et 24 m , l'épaisseur diminue de SW vers NE , on remarque une diminution de part et d'autre de SFNE-10 ; la valeur minimale se trouve autour de SFNE-3 et SFNE-2 elle est égale à 18m . les puits SFNE-14 et SFNE-10 présentent l'épaisseur maximale de 24 m .

b. Carte en isopaques de grés :

La carte montre une hétérogénéité d'épaisseur de grés dans le Basal TAGI , elle est grande dans les parties NE et SW par rapport à la partie centrale où elle ne dépasse pas les 2 m au niveau de puits SFNE-13, l'épaisseur maximale est observée dans le SFNE -14 elle est de 16m .

c. Carte en isopaques utiles :

la carte montre que la présence de grés propre dans le niveau TAGI Basal est globalement faible , l'épaisseur utile est égale à 0 au niveau de SFNE-13 et vers le NE à partir du puits SFNE-3 jusqu'à SFNE-6.. (figure 25) .

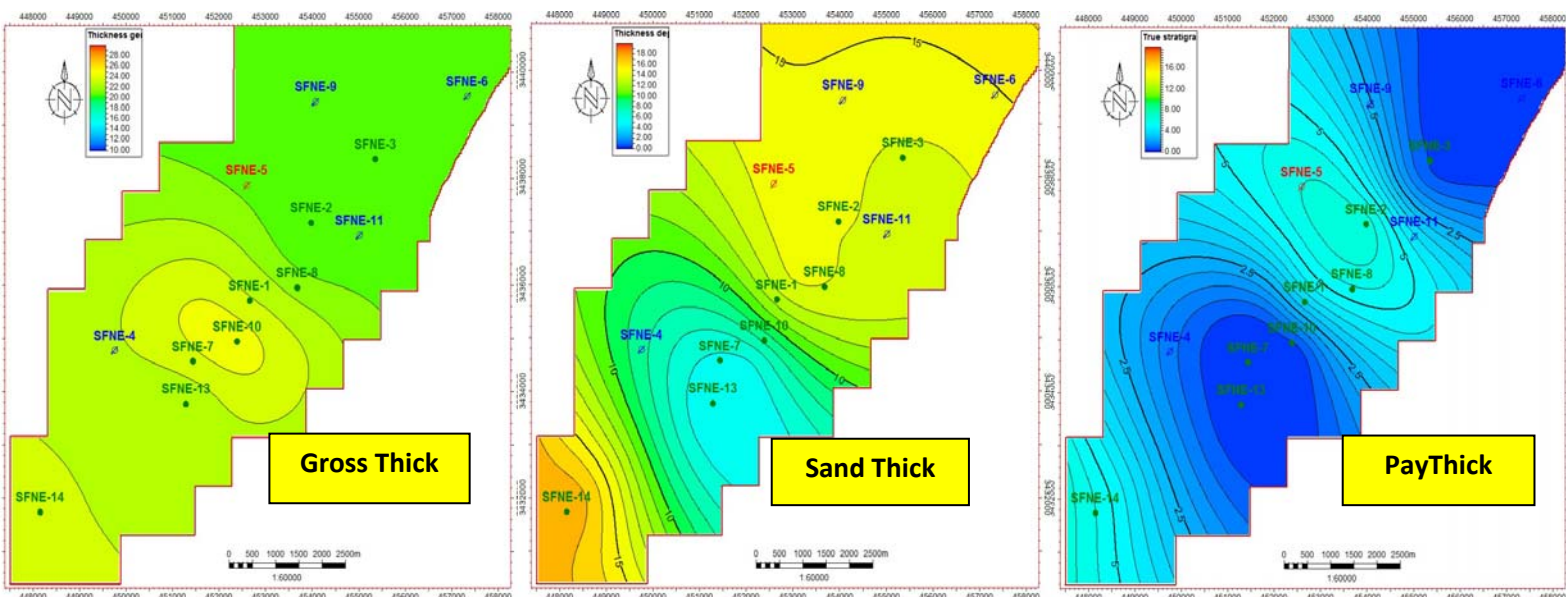


Figure 25: cartes en isopaques du Basal TAGI .

L'orientation de ces différentes lignes isopaques est SE-NW. Ceci laisse supposer une certaine influence des traits structuraux engendrés par les facteurs transverses de la zone d'étude. La répartition des dépôts se superpose à ce résultat topographique : les zones surélevées ont des faibles épaisseurs en grés au centre par rapport aux zones affaissées au

NE et SW. Tandis que l'épaisseur totale du TAGI Basal montre un situation contraire. il en ressort des conditions de sédimentation variables entre les différentes parties de la zone d'étude.

III. 1.3.2 cartes en isopaques du Lower TAGI :

a. cartes en isopaques total :

La carte d'iso-épaisseur du réservoir Lower TAGI présente une variation d'épaisseur ,qui varie entre 14 et 27 m.

L'épaisseur enregistrée est maximale autour de puits SFNE-10 dont la valeur est 27 m ; en direction Sud –Ouest et du Nord-Est , on remarque que l'épaisseur du réservoir diminue différemment. Elle est plus accentuée au Nord qu'au Sud.

dans la partie N-E on enregistre 21 m pour le SFNE-2 et 17m dans le SFNE-3 et dans la partie Sud-Ouest l'épaisseur de réservoir est de 21m pour les puits SFNE-13 et SFNE-14.

b. Carte en isopaques de grés :

l'épaisseur de grés dans ce réservoir augmente progressivement de Sud-Ouest vers le Nord-Est ; elle égale à 0 dans le SFNE-13 et elle progresse jusqu'au atteindre 6m autour de SFNE -2 et arrive à sa valeur maximale qui est 7 m autour de SFNE-3 et SFNE-6.

c. Carte en isopaques utiles (pay net) :

Dans la partie Sud-Ouest le net pay est absent son épaisseur égale à 0 dans le SFNE-14 ; dans la partie Nord –Est sa présence est médiocre , son épaisseur ne dépasse pas 7 m au niveau de SFNE -3. (Figure 26) .

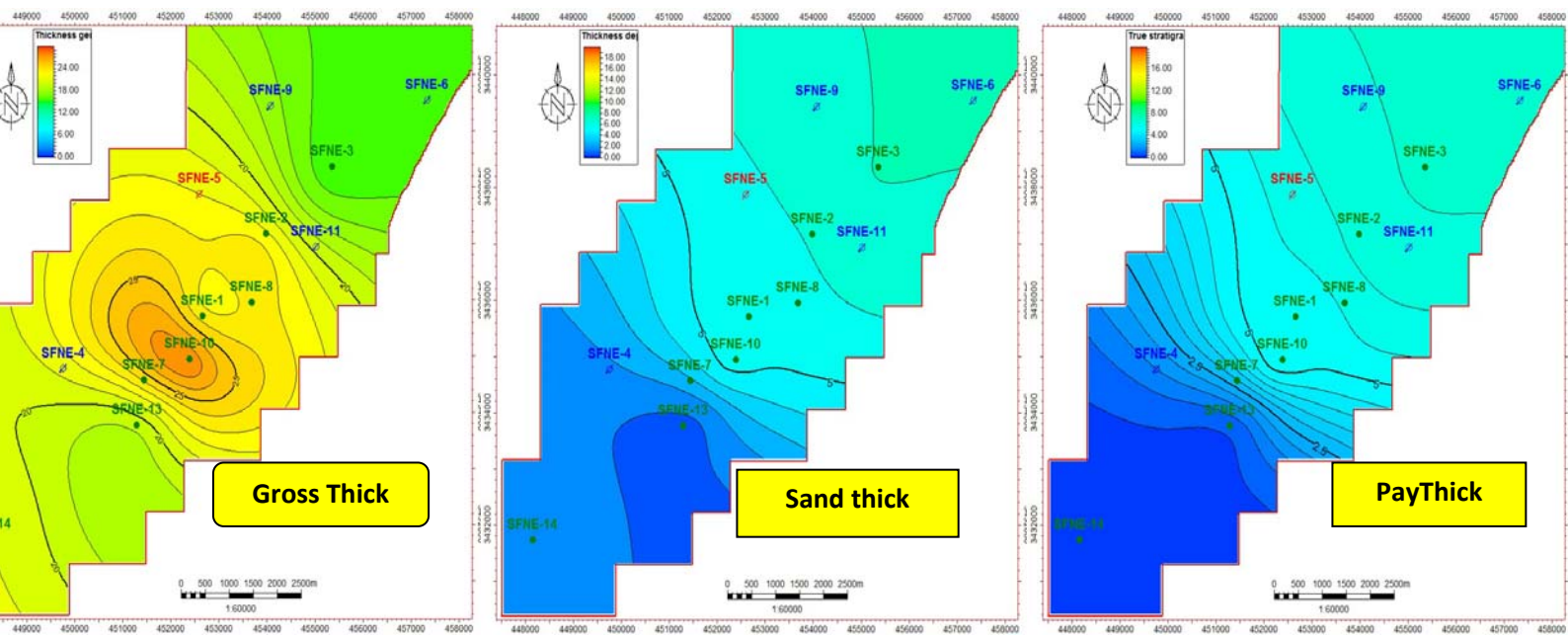


Figure 26: cartes en isopaques du LowerTAGI .

Une remarque essentiel apparaît par l'appauvrissement gréseux dans les parties du sud et du nord. Au centre le Lower TAGI montre des épaisseurs importantes.

La lithologie de ce niveau démontrera une variation faciologique expliquant cette différence ;en effet vers le sud l'enrichissement argileux est plus conséquent .

III.1.3.3. Cartes en isopaques du Middle TAGI :

a. Carte en isopaques totales (grossthistick = épaisseur total) :

Dans cette carte on observe que l'épaisseur atteint son maximum au Sud-Ouest et Nord-Est ,ce qui est remarquable au niveau des puits SFNE-13 et SFNE-14 avec une valeur de 28 m ; puis elle diminue graduellement en allant vers le centre, on enregistre 22m dans le SFNE-2 , 21 m autour de SFNE-13 et 15 m dans SFNE-10 ; jusqu'au atteindre son minimum au niveau de puits SFNE-1 qui égale à 11m.

b. Carte en isopaques de grés :

cette carte montre que la présence de grés est faible au niveau du réservoir Middle TAGI dont son épaisseur varie entre 2m et 18 m.

Au niveaux des puits SFNE-1 ,SFNE-2,SFNE-3 ,SFNE-10 et SFNE-14 l'épaisseur de grés varie entre 7 et 10m tandis que dans le puits SFNE -13 elle atteint sa valeur maximale qui égale 18m.

c. Carte en isopaques utiles :

on observe que la présence de grés propre est généralement absent au niveau de Middle TAGI sauf dans la partie centrale où il atteint sa valeur maximale autour de SFNE-13 , on peut dire alors que le puits SFNE-13 peut être un bon puits producteur au niveau de Middle TAGI. (Figure 27).

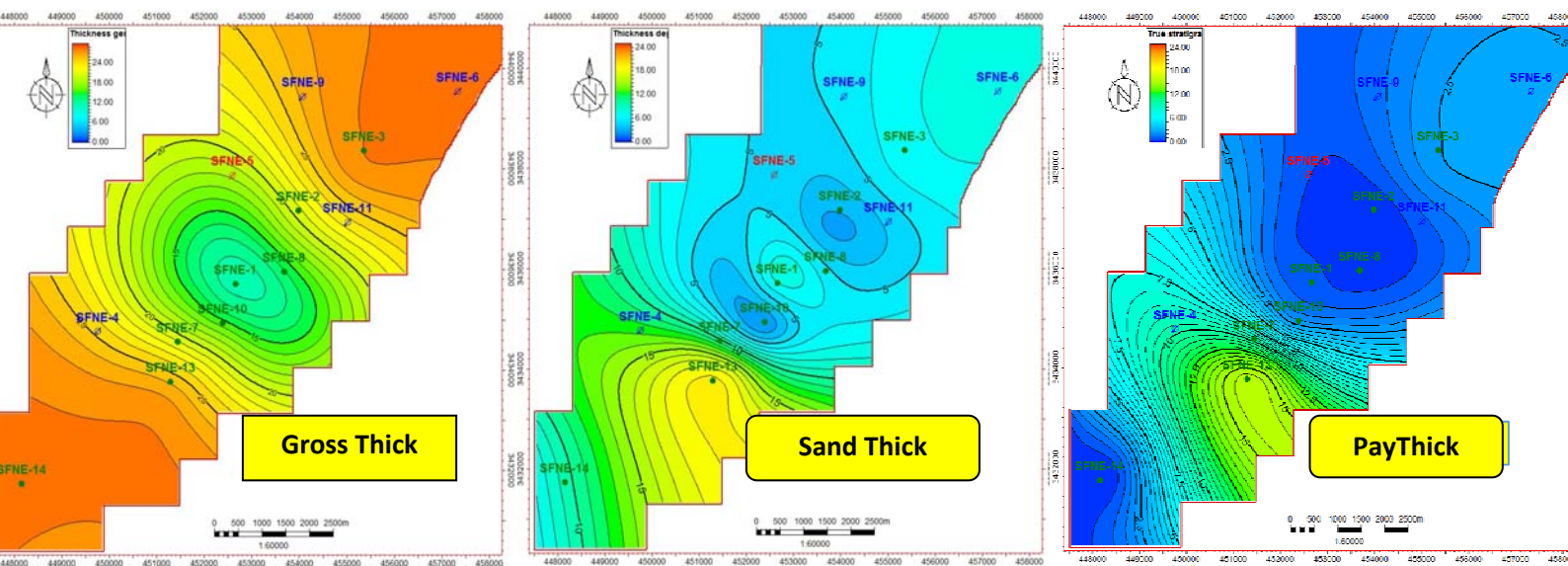


Figure 27: Cartes en isopaques du Middle TAGI .

Malgré une orientation des isolignes conservée en SE-NW , la sélection de la nature des dépôts du Middle TAGI reflète vers le NE les anomalies positives , qui se dessinent sur la carte en isobathes au toit du Lower TAGI .Il s’y dégage des zones pauvres en grés et sans grés utiles comme à SFNE-2 ,11,8et 1.

III.1.3.4 Cartes en isopaques duUpper TAGI :

a. Carte en isopaques totales :

La carte en isopaques de ce niveau présente une variation importante d’épaisseur entre 12 et 24 m .

La valeur maximale est de 24 m se trouve dans la partie centrale et au NE du champ où se situent le puits SFNE-1 et 6 . Vers le Sud - Ouest et entre les deux zones précédentes l’épaisseur diminue jusqu’aux valeurs de 12 m au niveau de puits SFNE-10 , 11 m dans SFNE-13 et dans le puits SFNE-2 13 m.

Vers le Nord- Est l'épaisseur au niveau de puits SFNE-2 atteint 13 m et elle augmente au niveau de SFNE-3 jusqu'à la valeur de 19 m.

b. Carte en isopaques de grés :

Au niveau de Upper TAGI l'épaisseur de grés montre une variation dans les puits de champs SFNE entre 9 et 20m .

L'épaisseur est minimale dans la partie Sud – Ouest où se situe le puits SFNE-14 avec une valeur de 9 m ; en allant vers la partie centrale l'épaisseur augmente progressivement , elle est de 10 m au niveau de SFNE-13 et de 12 m dans le SFNE-10 jusqu'elle atteigne sa valeur maximale qui est 21 m au niveau de SFNE-1 .

Cette épaisseur diminue dans la partie Nord –Est où se situe SFNE-3 et SFNE-2 dont ses valeurs sont respectivement 14 m et 9m.

C .Carte en isopaque utile :

Dans cette carte on observe l'épaisseur utile (NET PAY) située dans le réservoir Upper TAGI

L'épaisseur de net pay atteint son maximum au niveau de puits SFNE -1 ,sa valeur est égale à 18m tandis que dans les puits SFNE-2 ,SFNE-3,SFNE-10 ,SFNE-13 et SFNE-14 elle ne dépasse pas les 10m. (Figure 28)

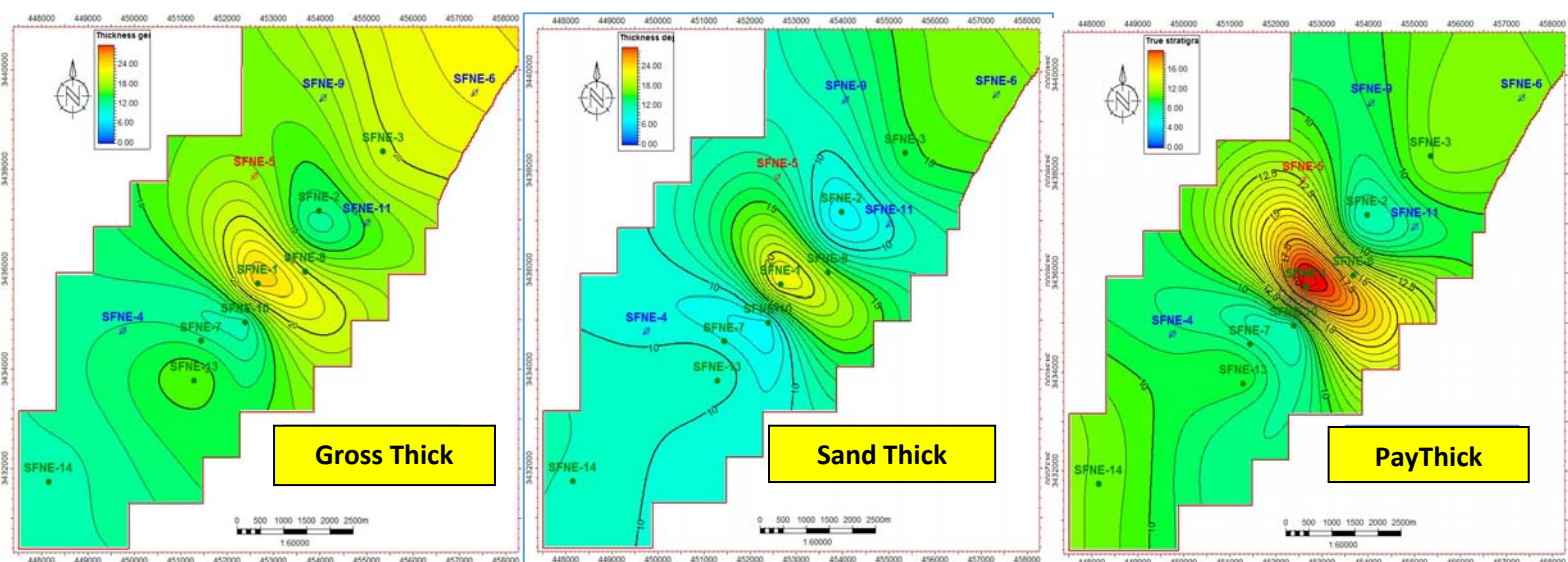


Figure 28: Cartes en isopaques du Upper TAGI.

On remarque que pour les 3 cartes les épaisseurs se varient en bourrelets : les zone où l'épaisseur est grande signifie que le dépôt de Upper TAGI à été dans un creux tandis que les petites épaisseurs signifie que le dépôts été dans une zone bombée où il n'y avait pas un grand espace disponible.

L'orientation de ces amas sédimentaires montre l'allure de leurs iso-lignes fermées de directions NW-SE. Cette orientation n'est pas sans rappeler celle des failles qui recoupent les failles majeures.

De plus la constance de cette orientation indique un compartimentage des dépôts le TAGI en rapport avec l'effet des failles sécantes aux failles majeurs participant ainsi au découpage en bloc de cette structure.

III.2. Les paramètres pétro physiques :

III.2.1. Introduction :

Cette étude ayant pour but d'analyser la répartition des paramètres pétro-physiques au niveau du champ de SIF Fatima Nord Est pour les réservoirs du TAGI. La connaissance de ces caractéristiques et leurs variations est nécessaire pour la détermination de la production optimale des puits, les quantités de fluides et leur circulation à travers les pores. Les paramètres concernés sont : la porosité, la perméabilité et la saturation.

III. 2.2. Tableaux de valeurs :

Les données obtenues à ce niveau sont relatifs aux puits suivants dont les coordonnées figurent dans le tableau n°5 ci-dessous :

Name	Surface X	Surface Y
SFNE-1	452639,1	3435740,15
SFNE-2	453960	3437205
SFNE-3	455353,9	3438377,9
SFNE-10	452416,9	3434923
SFNE-13	451280,84	3433801,38
SFNE-14	448165,32	3431729,67

Tableau 5 : les coordonnées des puits étudiés.

Selon l'information disponible sur ces puits les paramètres analysés sont obtenus à partir de données de carottes ou de documents diagraphiques .Le résultat figure dans le tableau n°6 disposé par réservoir.

		Por	SW	Perm
Upper	SFNE-1	0,19	0,16	304,4
	SFNE-2	0,17	0,23	143,9
	SFNE-3	0,17	0,49	119,5
	SFNE-10	0,16	0,22	152,4
	SFNE-13	0,13	0,34	76
	SFNE-14	0,16	0,19	208,8
Middle	SFNE-1	0,16	0,95	138,3
	SFNE-2	0,1	0,84	17,5
	SFNE-3	0,14	0,77	30,3
	SFNE-10	0,12	0,24	25,9
	SFNE-13	0,16	0,3	150,2
	SFNE-14	0,14	0,98	91,8
Lower	SFNE-1	0,15	0,24	127
	SFNE-2	0,16	0,33	128
	SFNE-3	0,16	0,36	155,7
	SFNE-10	0,13	0,26	56
	SFNE-13	0,11	0,46	20,8
	SFNE-14	0,13	0,76	24,4
Basal	SFNE-1	0,16	0,77	143
	SFNE-2	0,16	0,73	181
	SFNE-3	0,16	0,9	177,8
	SFNE-10	0,17	0,96	101,8
	SFNE-13	0,12	0,97	17,5
	SFNE-14	0,14	0,77	87,2

Tableau 6 : tableaux des valeurs des paramètres pétro-physiques de réservoir TAGI.

III.2 .3. Cartes en iso-valeurs :

III.2.3.1 Cartes au niveau Basal TAGI :

a. Carte en iso-porosité (ϕ) :

les valeurs de porosité varie entre 13% et 16% on enregistre une valeur minimale autour de SFNE-13 situé au S-W et une valeur maximale dans les puits SFNE-1 et SFNE-2 (14%) situés au centre.

b. carte en iso-perméabilité (K) :

Les valeurs de perméabilité présentées par cette carte sont médiocres à moyennes dont la valeur minimale est 20 mD autour de SFNE-13 et sa valeur maximale est de 170 mD au niveau de SFNE-2 qui se situe au N-E.

c. Carte en iso-saturation d'eau (SW) :

La carte en iso-saturation au niveau Basal TAGI montre que le niveau est complètement saturé en eau. ce qui nous permet de dire que le niveau Basal TAGI présente une nappe aquifère (Figure 29).

Cependant du point de vue caractéristiques pétrophysiques on remarque une certaine relation évidente entre la porosité et la perméabilité qui reflète la saturation importante de l'eau.

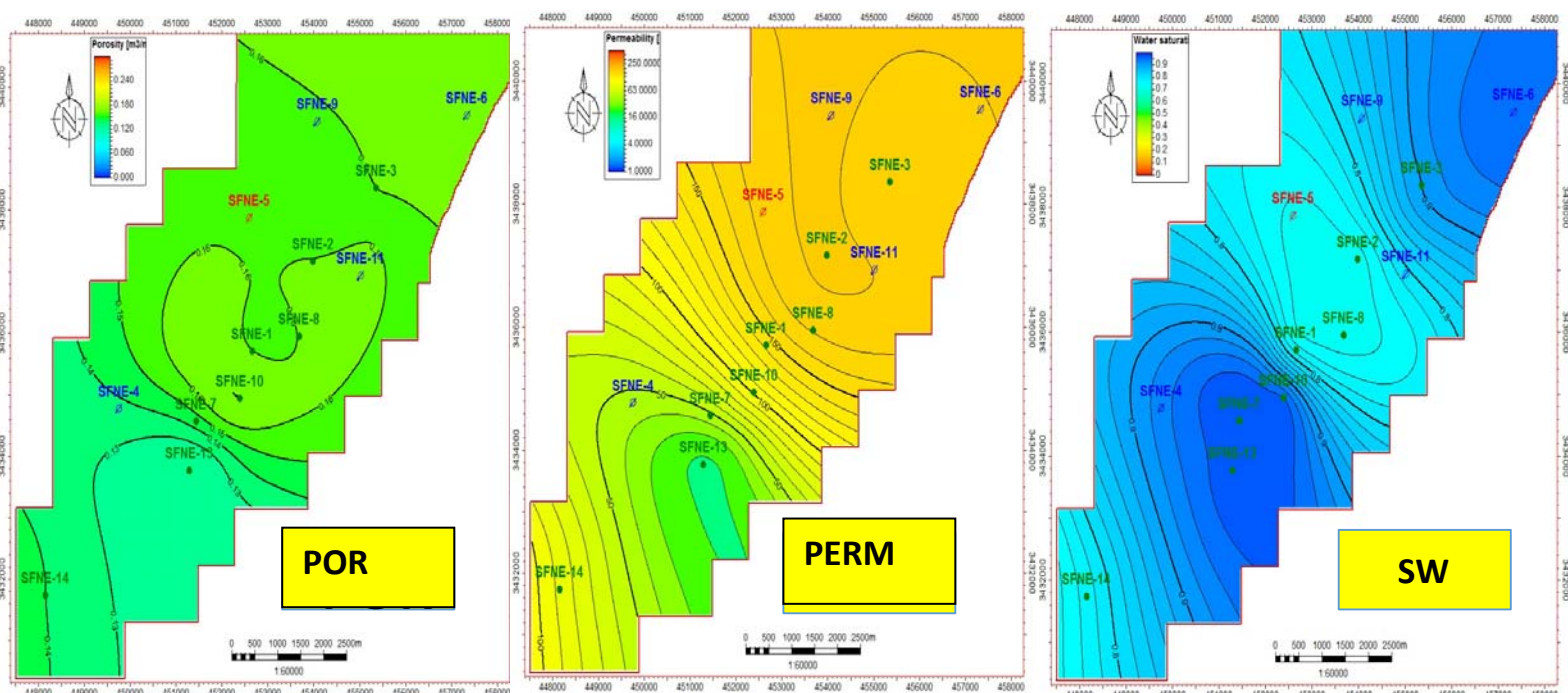


Figure 29: Cartes en iso -valeurs au niveau Basal TAGI .

III.2.3.2 cartes au niveau Lower TAGI :

a. carte en iso-porosité (ϕ):

La carte en isoporositémontre une porosité moyenne qui varie entre 10% et 15% ; la valeur de la porosité est faible dans la partie Sud- Ouest et elle augmente progressivement en allant vers la prtie Nord-Est où elle atteint son maximum qui est 16% autour de puits SFNE-3.

b. carte en iso-perméabilité (K) :

La carte en iso-perméabilité présente des valeurs médiocres à moyennes entre 30mD et 100 mD. En allant de S-W vers le N-E les valeurs de perméabilité augmentent progressivement ; elles sont d'environ 30 mD autour de SFNE-13 , de 130 mD au SFNE-2 et elle atteint son maximum autour de SFNE-3 qui égale à 155 mD

c. Carte en iso-saturation d'eau (SW) :

Cette carte montre une variation de saturation dans ce réservoir, dans la partie Nord-Est la saturation est faible elle est de 38% au niveau de puits SFNE-3 , vers la partie centrale la saturation diminue et atteint sa valeur minimale (28%) au SFNE-1 ; puis elle augmente vers la partie S-W jusqu'elle atteint les 75% autour de SFNE-14. (Figure 30).

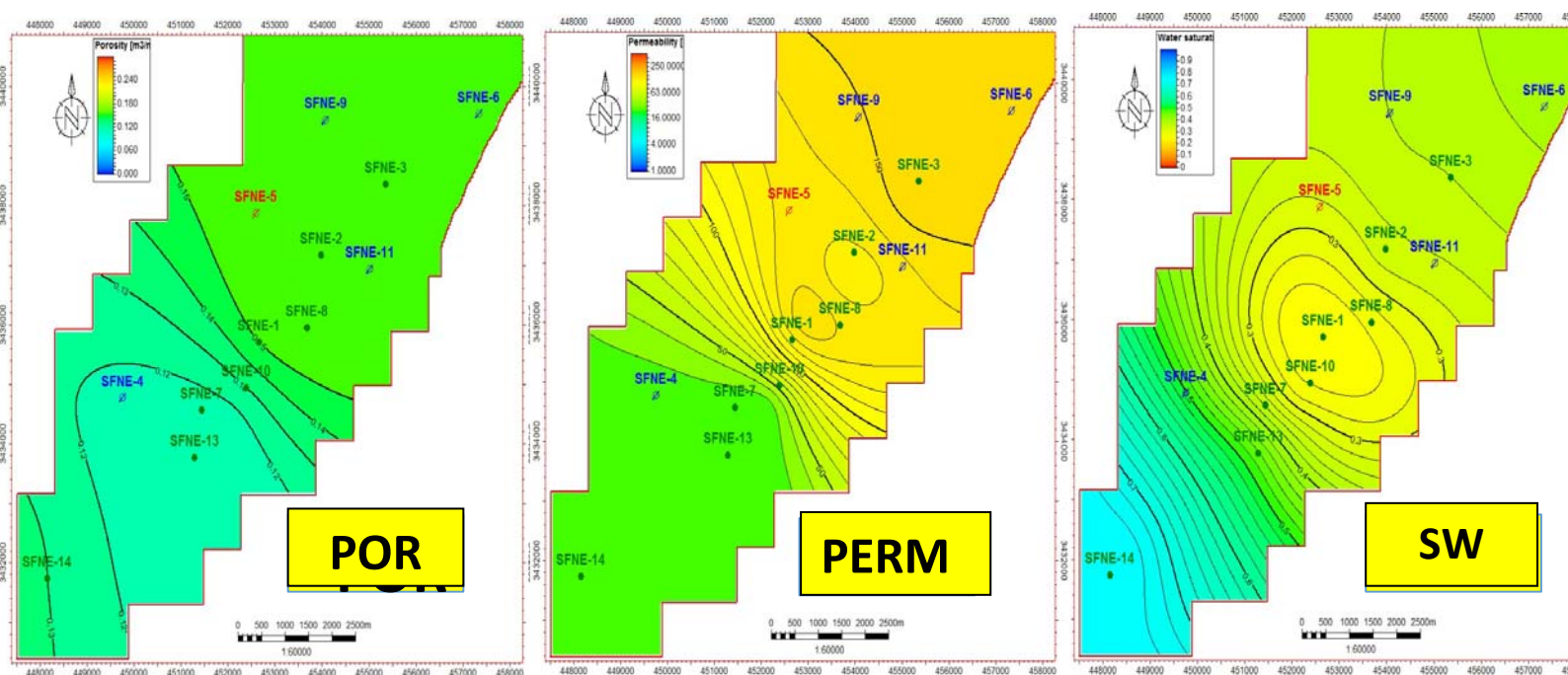


Figure 30:cartes en iso -valeurs au niveau LowerTAGI .

Une tendance d'évolution positive marqué de ces paramètres se reflète dans ce réservoir du Lower TAGI selon la direction NE-SW .Quoique dans de faibles valeurs tellement l'enrichissement argileux est patent .Une amélioration s'effectue à partir du centre SFNE-10 et 1 vers le NE SFNE2-3 où les bans de grés à la base sont bien développés.

III.2.3.3.Cartes au niveau Middle TAGI :

a. Carte en iso-porosité :

La carte en iso-porosité au niveau Middle TAGI montre des valeurs moyennes entre 10% et 15% , la valeur maximale est observé aux périmètres des puits SFNE-1 ,SFNE-13 et SFNE-4 avec une valeur de 15%.

b. carte en iso-perméabilité (K) :

La carte en iso-perméabilité au niveau Middle TAGI montre des valeur moyennes à bonnes entre 100 et 300 mD .

Au niveau du puits SFNE-13 la valeur de perméabilité est minimale elle tend vers 80 mD , puis elle augmente en allant vers la partie centrale jusqu'au atteindre son maximum au périmètre de SFNE -1 (300 mD) , vers le N-E elle diminue graduellement et on enregistre 150mD au SFNE-2 et 110 mD au SFNE-3.

c. carte en iso-saturation d'eau (SW) :

La carte en iso-saturation au niveau Middle TAGI montre que ce réservoir est généralement saturé en eau .

Le taux maximum de saturation est de 90% se trouve au niveau de puits SFNE-14 dans la partie S-W et dans le SFNE -1 dans la partie centrale .

Une zone centrale se dégage autour des puits SFNE-7,SFNE-13 et SFNE-10 avec les saturations les plus faibles voisines de 30% au maximum. (Figure 31).

Ces cartes au Middle TAGI accentue la tendance du compartimentage en blocs amorcée dans le Lower TAGI et bien marqué par les cartes en isobathes du Lower et Middle TAGI.

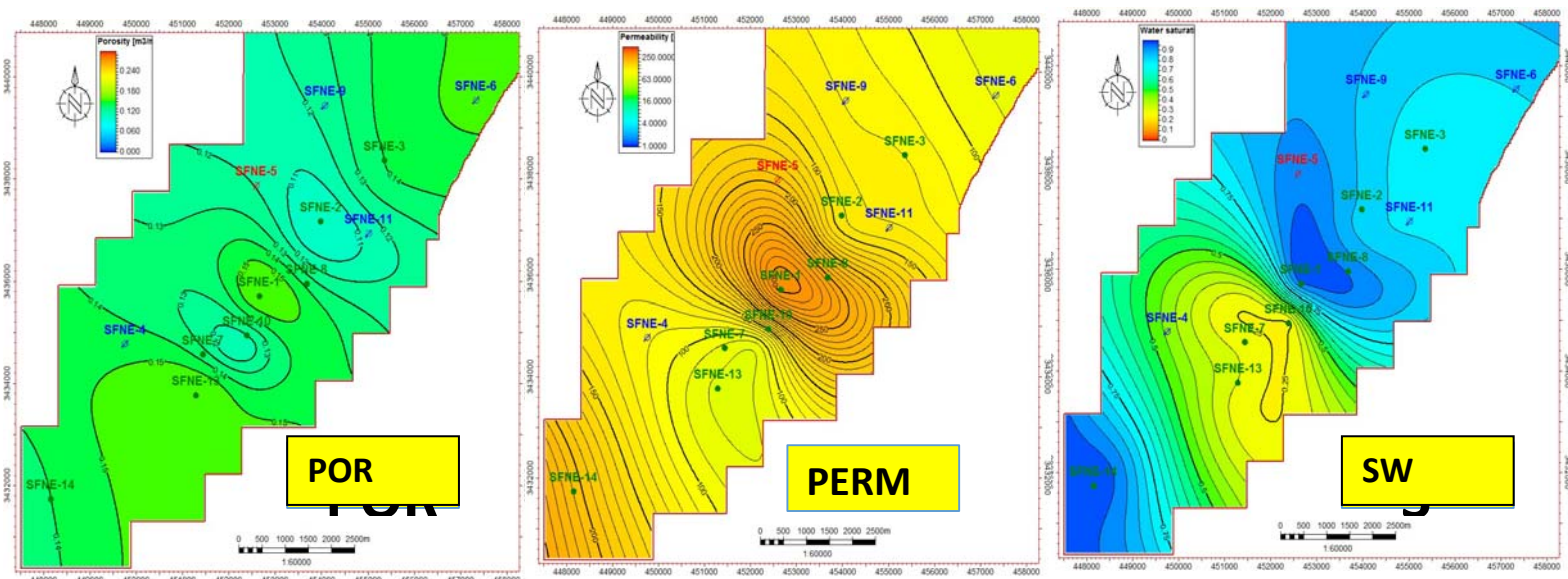


Figure 31 : cartes en iso-paramètres au niveau Middle TAGI.

2.3.4. Cartes au niveau Upper TAGI :

a. carte en iso-porosité (ϕ) :

La carte en iso-porosité au niveau de Upper TAGI montre des valeurs qui varient entre 14 % et 18%. La valeur maximale de la porosité se trouve dans la partie centrale où se situe le puits SFNE-1 ; et la valeur minimale dans la partie Sud-Ouest autour de puits SFNE-13.

b. carte en iso-perméabilité (K) :

La carte en iso-perméabilité au niveau de Upper TAGI montre des valeurs moyennes à bonnes qui varient entre 100 et 300 mD. La perméabilité est maximale dans la partie centrale avec une valeur de 300 mD au niveau de puits SFNE-1 tandis que dans les parties Sud-Ouest et Nord-est la perméabilité diminue et atteint ces valeurs minimales ; on enregistre 80 mD au niveau de SFNE-13.

c. carte en iso-saturation d'eau (SW) :

La carte en iso-saturation au niveau Upper TAGI montre que ce réservoir est plus ou moins saturé en eau, la valeur de la saturation varie entre 20% et 40%.

Le taux maximum se trouve au Nord-est où il a une valeur de 48% au voisinage de SFNE-3. (Figure 32).

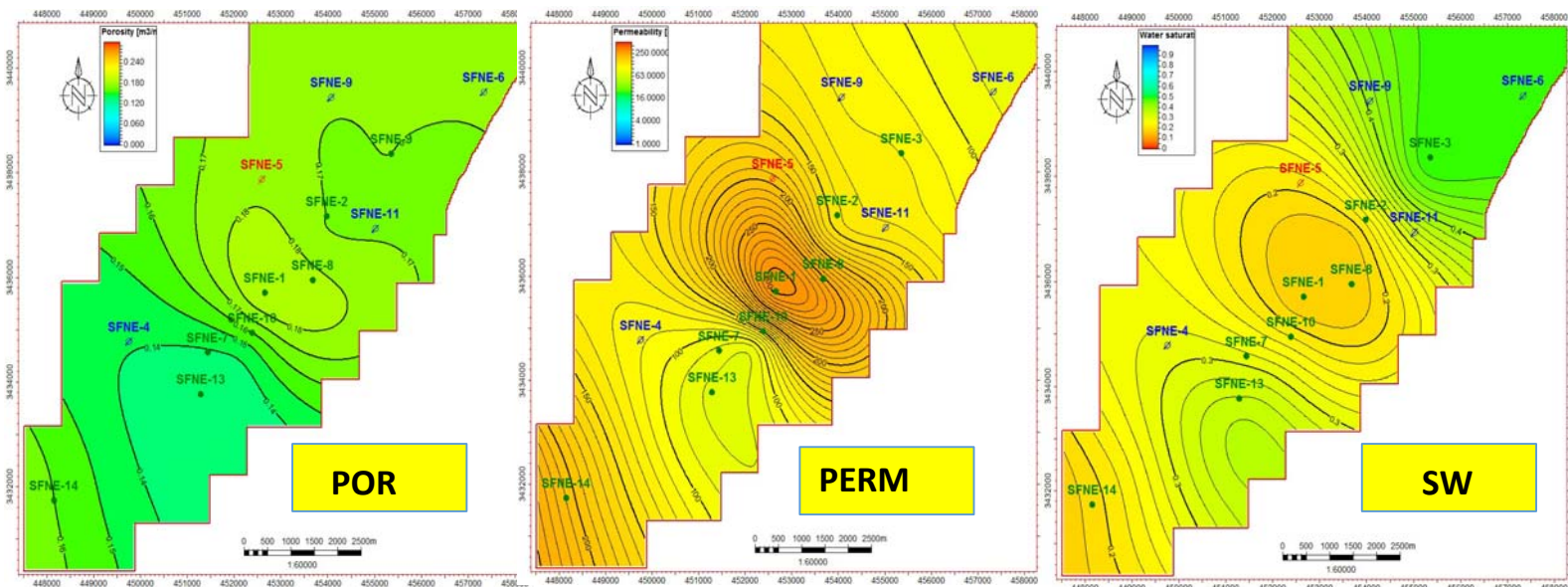


Figure 32 : Cartes en iso-valeurs au niveau UpperTAGI .

La même tendance de l'évolution des paramètres pétrophysiques que dans le niveau inférieur se trouve ici. la porosité est significative avec meilleure répartition. La perméabilité est quasiment identifiée, quand à la saturation en eau elle est nettement plus faible qu'avant . il y a là de bien meilleures conditions pétrolières à attendre.

III. 2-4 Analyse statistique :

III.2-4-1 Evolution verticale de porosité et perméabilité :

Les données utilisées dans cette partie sont des données de carottes aux niveaux des puits étudiées (voir annexe).

a. Schémas de porosité et perméabilité en fonction de profondeur :

Nous avons traité les caractéristiques pétrophysique des niveaux Upper, Middle et Lower TAGI constituant les principaux objectifs pétroliers du réservoir TAGI .

On a réalisé les schémas représentant la porosité (ϕ) et la perméabilité (k) en fonction de la profondeur des puits carottés (SFNE-2 , SFNE-1 et SFNE-13) à fin de suivre l'évolution verticale du porosité et perméabilité le long de ces puits .

- **Le Puits SFNE-2 :**

L'évolution de porosité en fonction de profondeur au niveau de SFNE-2 montre des valeurs moyennes autour de 15 à 23% . Cependant on remarque vers le haut et à la base des pics de valeurs qui atteignent 23% et plus ceci ne semble pas montrer une homogénéité dans la distribution de ce paramètre.

Le graphe de l'évolution de la perméabilité présente une alternance des valeurs, elles sont globalement faible à médiocre, il y a des intervalle où elle est nulle , le graphe enregistre un pic qui atteint 2000 md et plus.

En effet des très faibles valeurs au sommet il augmente de manière discontinue en revenant à des valeurs presque nulles à très faibles c'est une distribution contrôlée essentiellement par dépôts de grés chenalés de bonnes caractéristiques pétrophysiques.

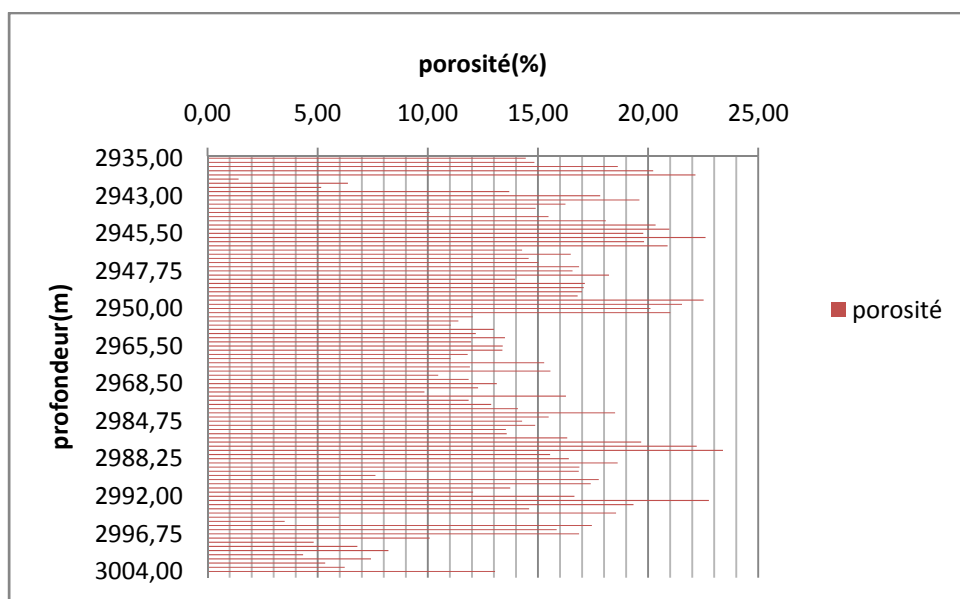


Figure 33 :profil de variation de porosité en fonction de profondeur.

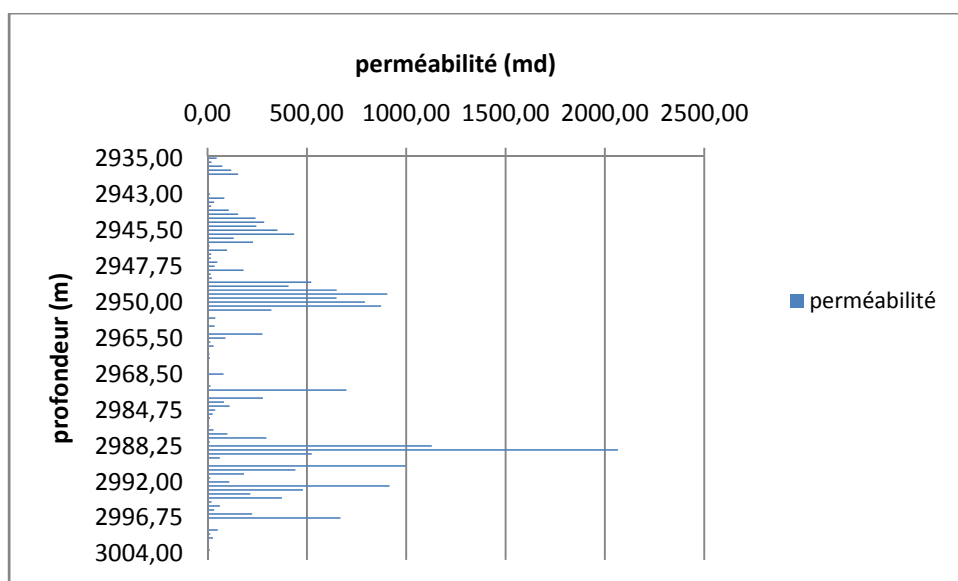


Figure 34: variation de perméabilité en fonction de profondeur.

- **Le puits SFNE-1:**

L'évolution de la porosité dans le puits SFNE-1 est globalement bonne elle montre des valeurs entre 8 et 28 % avec de petites fluctuations où les valeurs descendent jusqu'à 7-8% sur des intervalles réduits.

L'évolution de la perméabilité présente une alternance des valeurs, dont les plus élevées dépassent 1500 md . La perméabilité est globalement bonne avec des pics où elle est excellente : elle atteint les 1700 md. Ce paramètre par les niveaux traités montre des variations sensibles .En effet des très faibles valeurs au sommet il augmente de manière discontinue en revenant à des valeurs presque nulles à très faibles ; c'est une distribution contrôlée essentiellement par dépôts de grès chenalés de bonnes caractéristiques pétrophysiques.

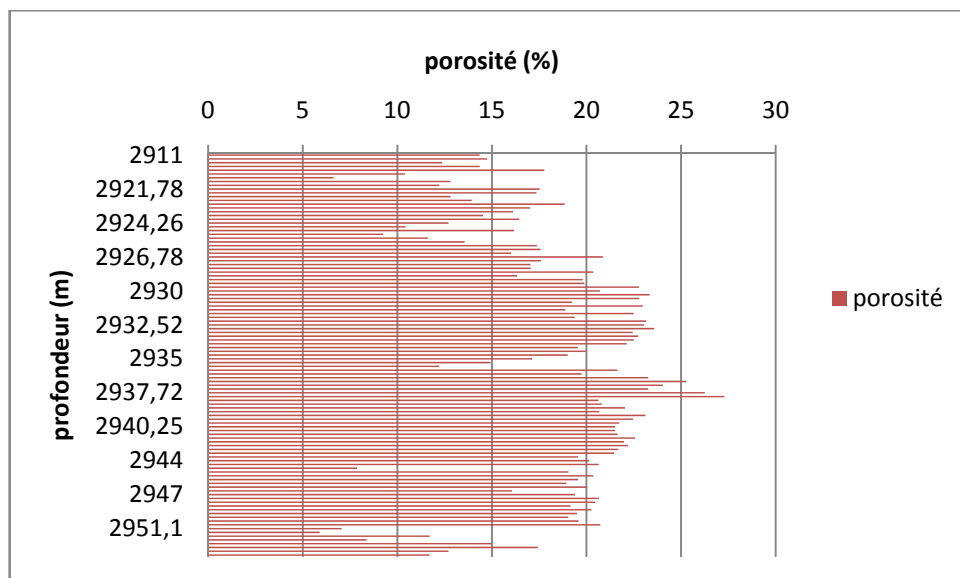


Figure 35 : profil de variation de porosité en fonction de profondeur .

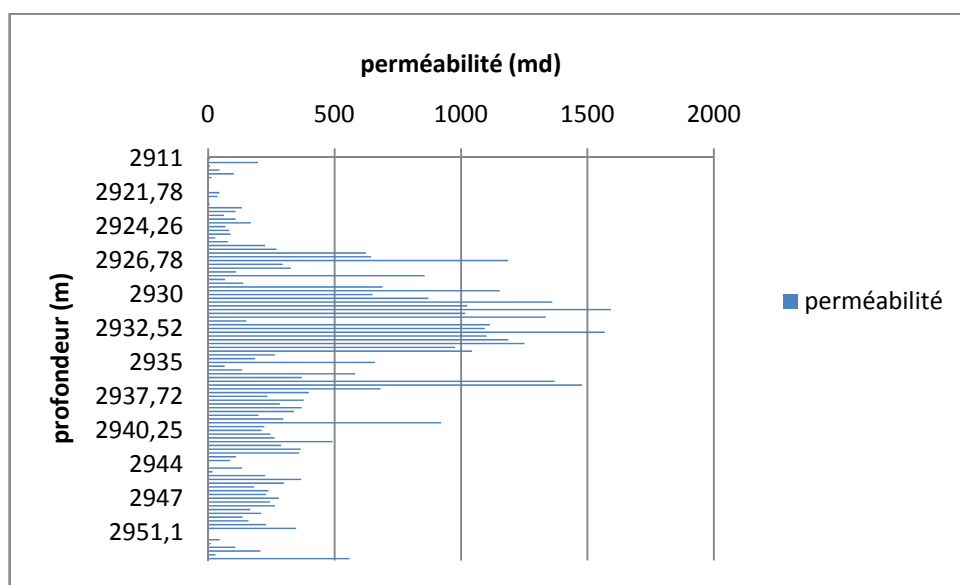


Figure 36 : profil de variation de perméabilité en fonction de profondeurs .

- **Le puits SFNE-13 :**

Le graphe de l'évolution de la porosité en fonction de profondeur montre une variation régulière des valeurs, dans la plupart des profondeurs la porosité atteint 23% mais il y a des profondeurs où elle est faible et elle ne dépasse pas les 5% par trois endroits où l'on constate une lithologie peu favorable : facies fin est argileux.

Le graphe de perméabilité présente des valeurs très faible à excellente dont on enregistre des pics qui sont plus de 2000 md . Ce graphe présente aussi des intervalles où la perméabilité est nulle liés comme la porosité, à la lithologie peu favorable.

La connectivité du réseau poreux pourrait être défaillante pour les faibles valeurs mais l'influence des failles pouvant être favorable aux grandes valeurs ponctuelles rencontrées. La fracturation qui en découle améliore la perméabilité dans la plupart des cas comme dans ce puits situé à proximité des failles majeures au sommet du horst.

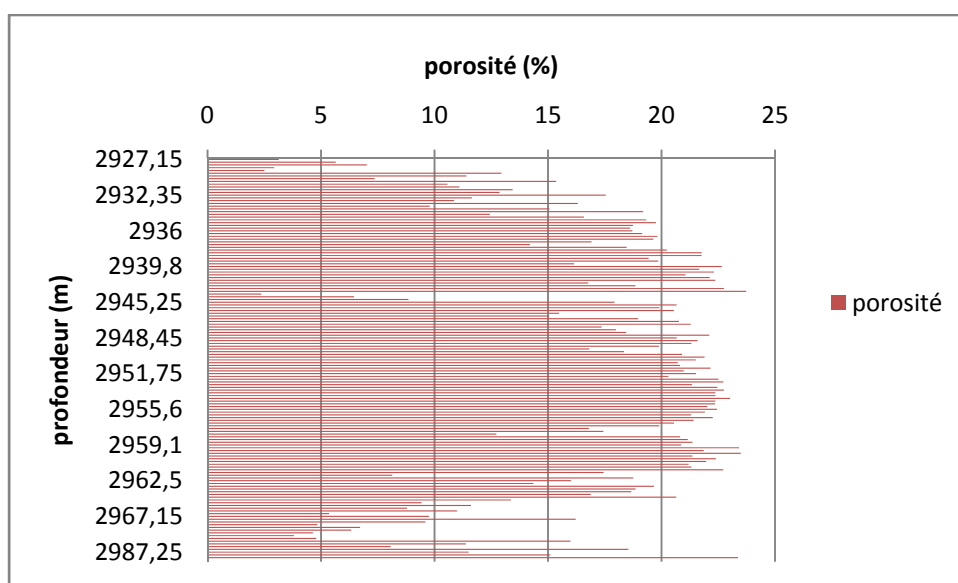


Figure 37 : profil de variation de la porosité en fonction de profondeur .

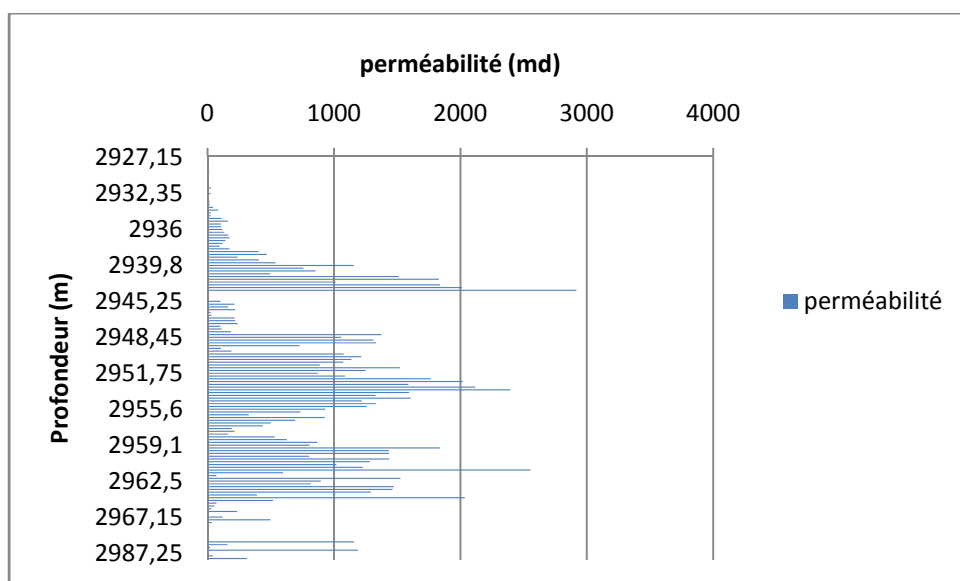


Figure 38 : Profil de variation de la perméabilité en fonction de profondeur.

b. Etablissement des histogrammes et des courbes enveloppe au niveau des puits :

• SFNE-2

Les classes	[0-5]	[5-10]	[10-15]	[15-20]	[20-25]
Les fréquences%	4	10	36	37	13

Tableau 7 : tableau des classes de porosité de puits SFNE-2.

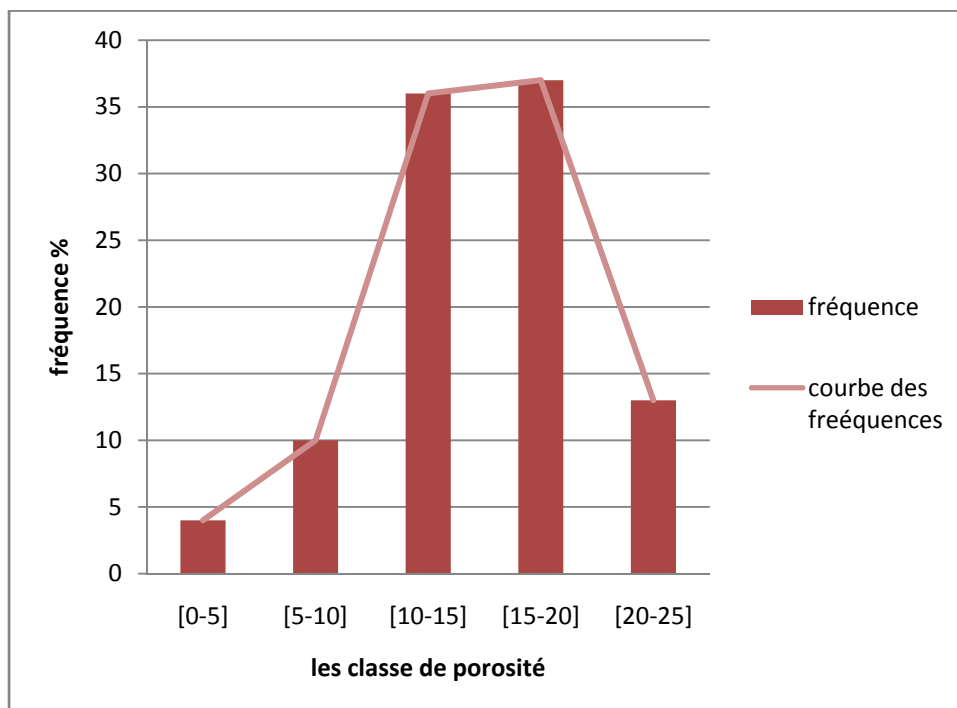


Figure 39 : Histogramme et courbe enveloppe de porosité au niveau de puits SFNE-2.

Les classes	[0-200]	[200-400]	[400-600]	[600-800]	[800-1000]	[1000-1200]
Les fréquences%	16	19	19	19	18	5

Tableau 8 : tableau des classes de perméabilité de puits SFNE-2.

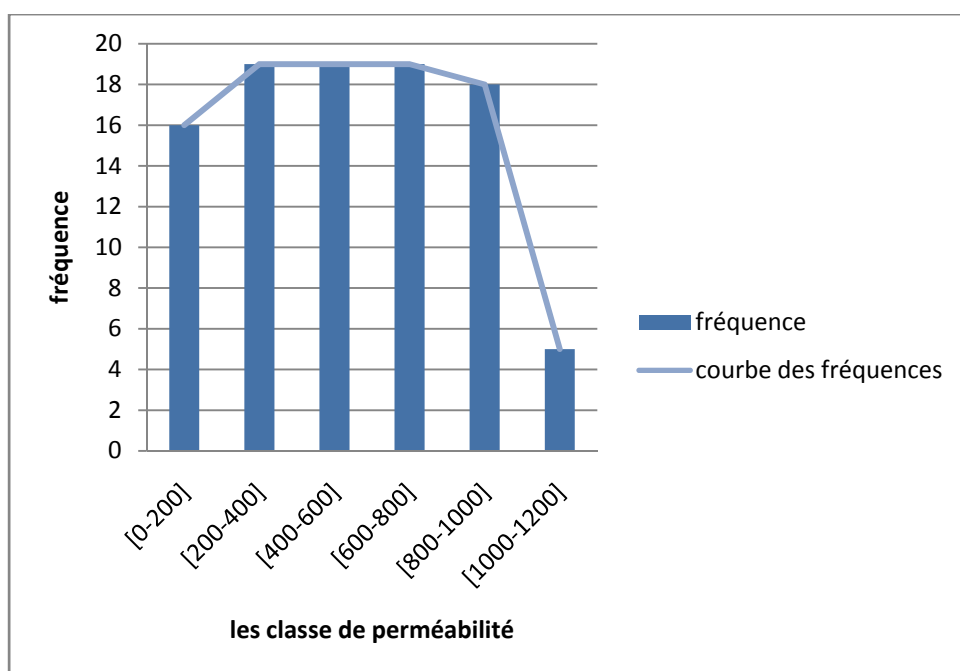


Figure 40 : histogramme et courbe enveloppe de perméabilité au niveau de puits SFNE-2.

L'histogramme des classes de porosité présente une distribution unimodale avec un mode la classe [15-20] de fréquence 37%. Cela signifié qu'on a un seul type de porosité qui est la porosité primaire. (Figure 39)

L'histogramme de perméabilité montre une distribution unimodale dont le mode appartient à trois classes : [200-400], [400-600] et [600-800] dont la fréquence est 19%. (figure 40)

• **SFNE-1**

Les classes	[0-5]	[5-10]	[10-15]	[15-20]	[20-25]	[25-30]
Les fréquences %	0	5	19	35	41	1

Tableau 9 : tableau des classes de porosité de puits SFNE-1.

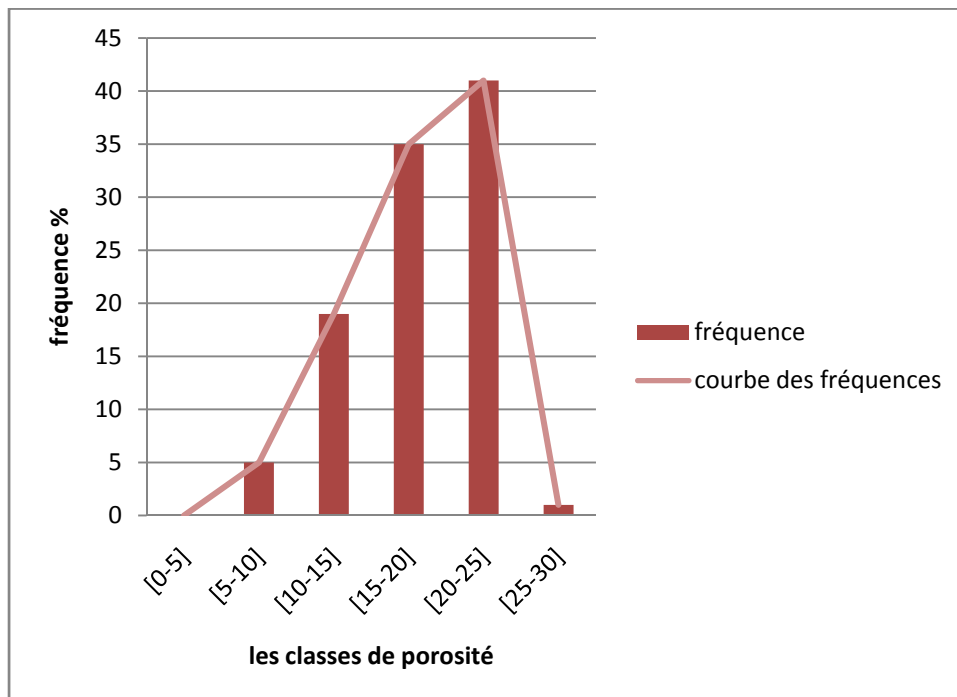


Figure 41: Histogramme et courbe enveloppe de porosité au niveau de puits SFNE-1.

Les classes	[0-500]	[500-1000]	[1000-1500]	[1500-2000]
Les fréquences %	77	10	9	1

Tableau 10 :tableau des classes de perméabilité de puits SFNE-1.

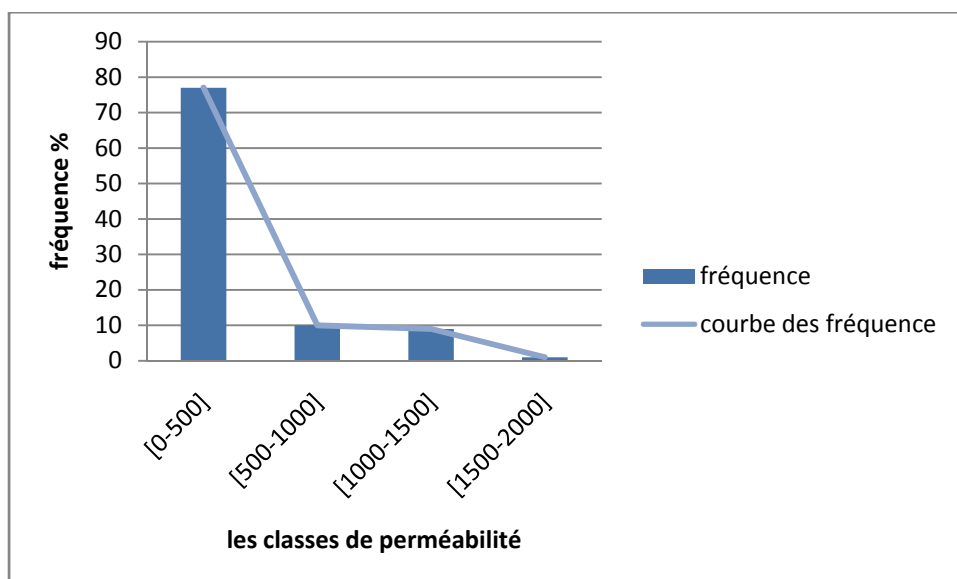


Figure 42: Histogramme et courbe enveloppe de perméabilité au niveau de puits SFNE-1.

L'histogramme de porosité présente une distribution unimodale, le mode appartient à la classe [20-25] avec une fréquence de 41%. (figure 41).

L'histogramme de perméabilité montre une distribution unimodale asymétrique à droite. Le mode appartient à la classe [0-500mD] avec une fréquence de 77%. (figure 42).

- **SFNE-13**

Les classes	[0-5]	[5-10]	[10-15]	[15-20]	[20-25]
Les fréquences %	5	10	11	31	41

Tableau 11 :tableau des classes de porosité de puits SFNE-13

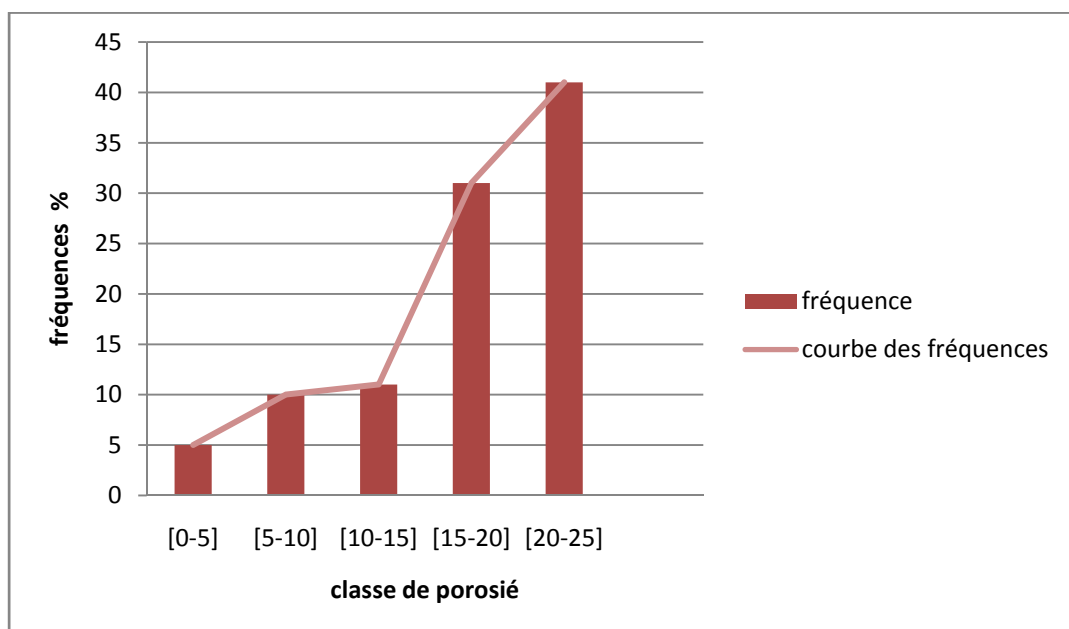


Figure 43 : Histogramme et courbe enveloppe de porosité au niveau de puits SFNE-13.

Les classes	[0-1000]	[1000-2000]	[2000-3000]
Les fréquences %	69	24	4

Tableau 12: Tableau des classes de perméabilité de puits SFNE-13

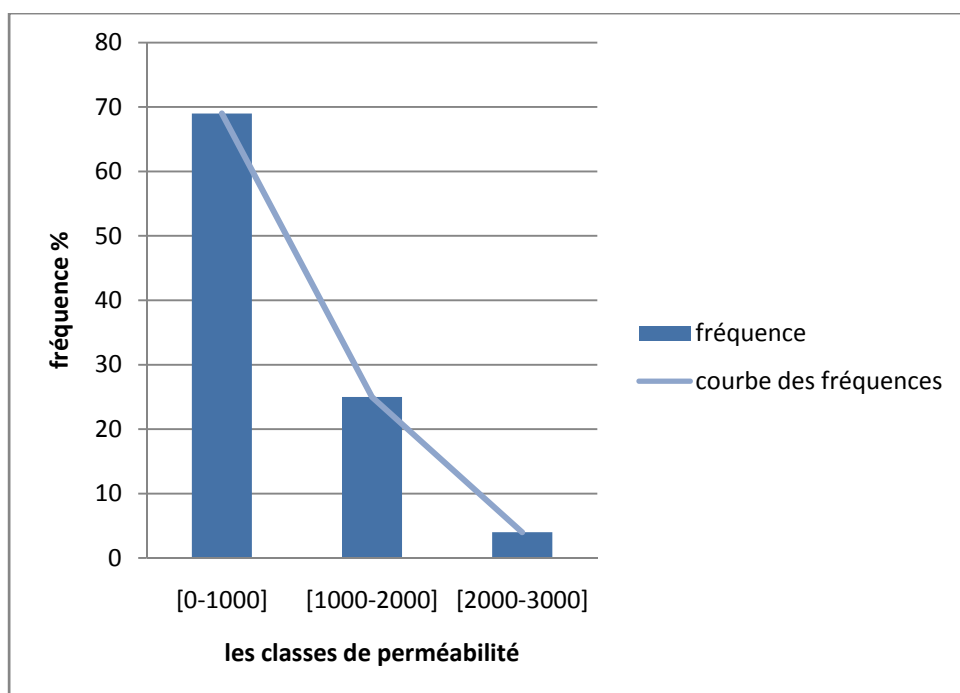


Figure 44 : Histogramme et courbe enveloppe de perméabilité au niveau de puits SFNE-13.

L'histogramme de porosité présente une distribution unimodale asymétrique à gauche dont le mode appartient à la classe [20-25] avec une fréquence de 41% .(figure 43)

L'histogramme de perméabilité montre une distribution unimodale asymétrique à droite, avec un mode qui appartient à la classe [0-1000mD] dont la fréquence est égale à 69 % .(figure 44) .

L'analyse statistique de ces trois puits montre une relation certaine entre les paramètres porosité et perméabilité car on constate souvent qu'aux grande valeurs de l'un il correspond aussi des valeurs élevées pour l'autres.

III -3 Aspect géophysique :

III-3-1 Profils sismiques disponibles :

Les cartographies sismiques ont été obtenues sur la base des données sismique 3D de la campagne GSA (groupement SONATRACH / AGIP) .

Les horizons sismiques ont été utilisés pour l'interprétation des horizons des failles et de la conversion temps- profondeur .

La surface étudiée ou prospecté par la sismique est d'environ 600 km2 correspondant au block 402a , l'objectif de ce travail est SFNE.(figure 45)

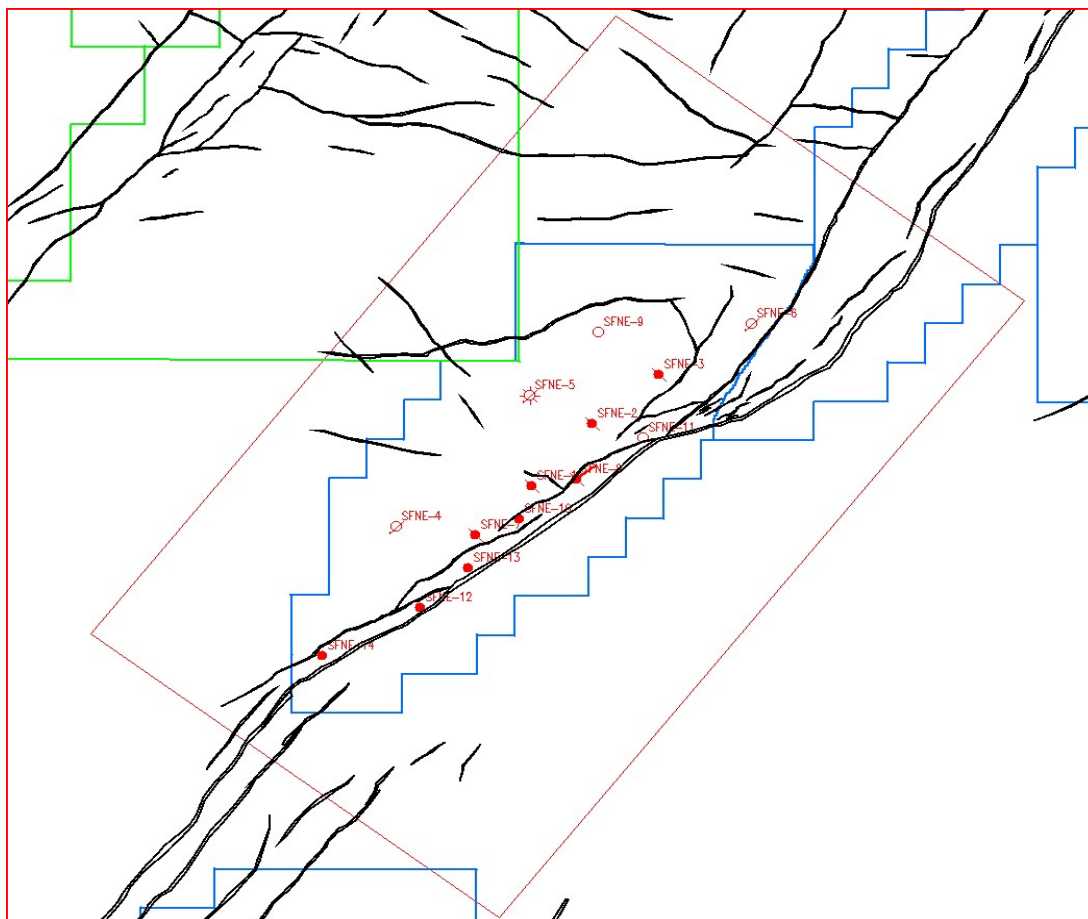


Figure 45 : la concession de SFNE (Sif Fatima Nord Est) .

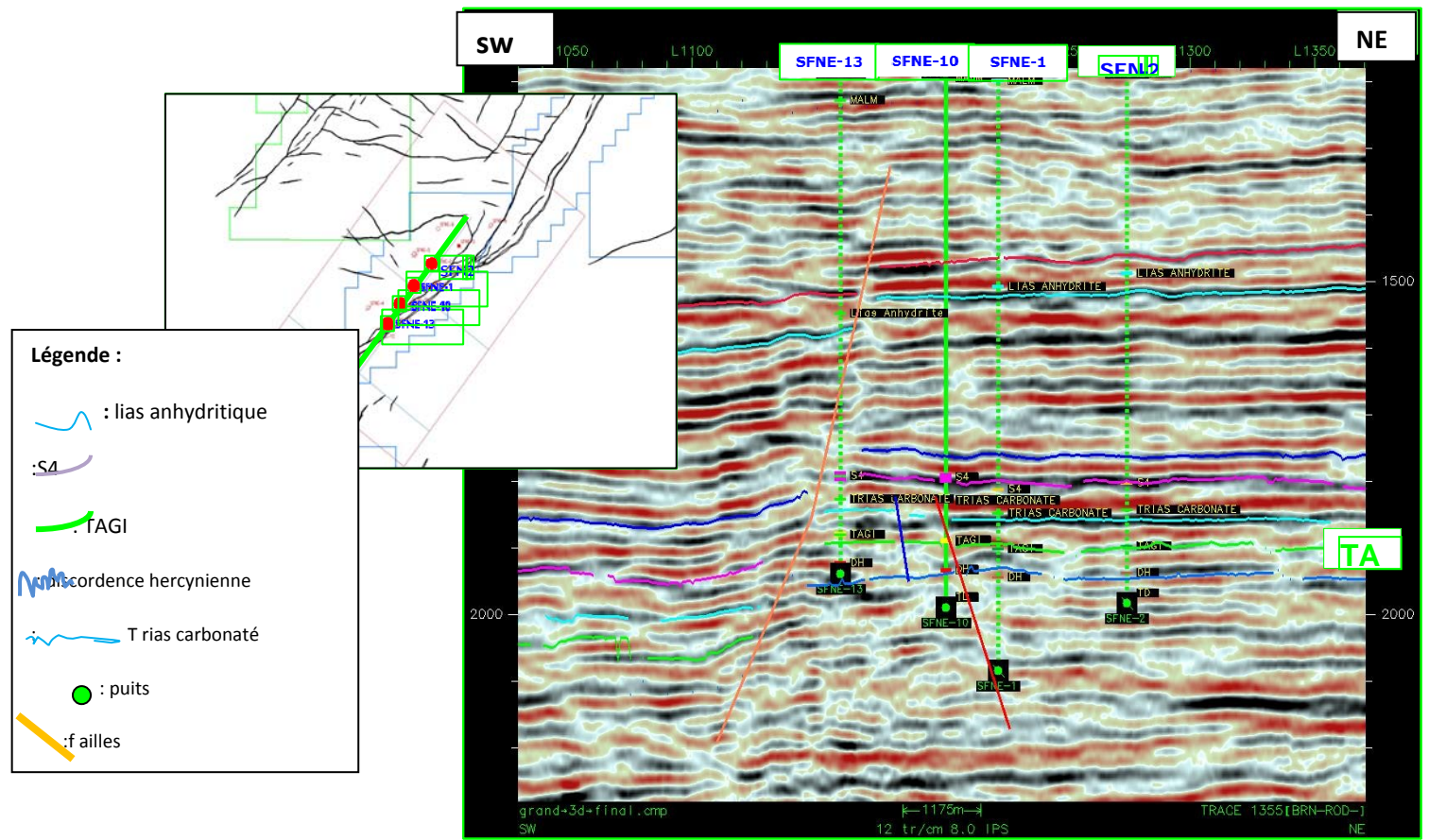


Figure 46 :profil sismique de champs SFNE.

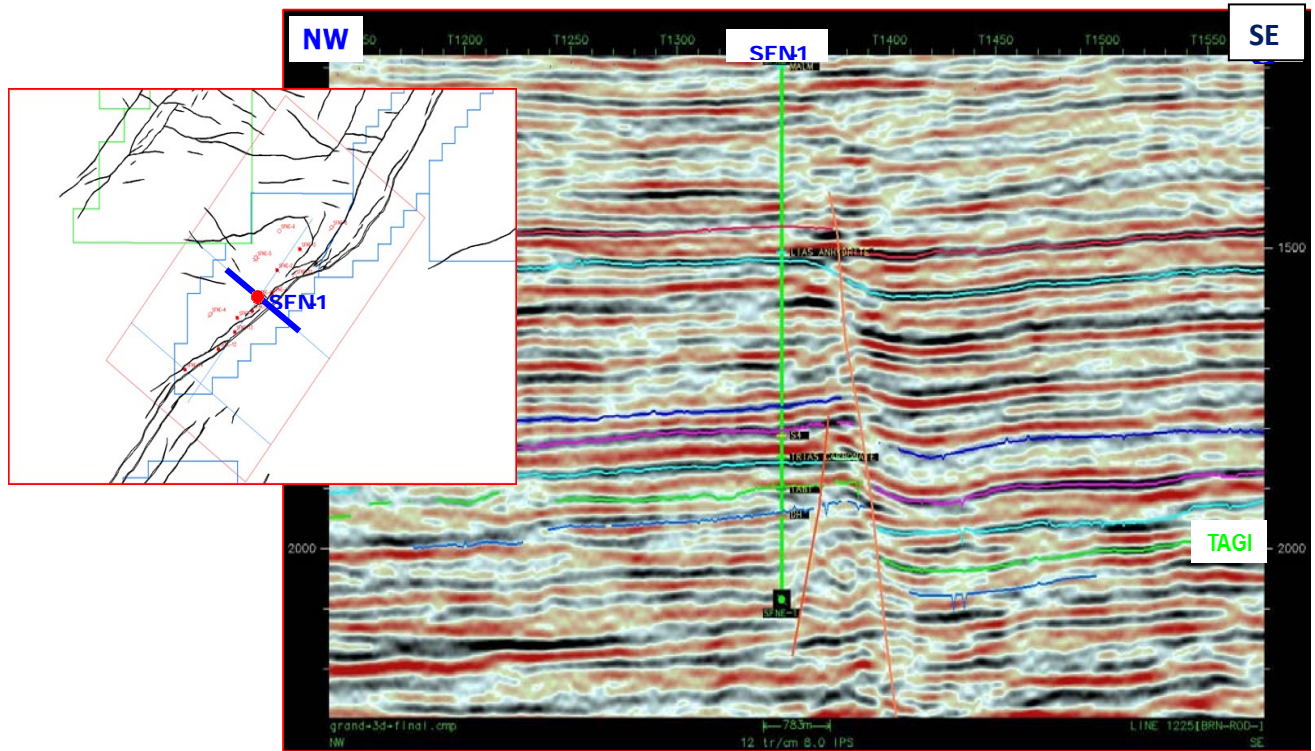


Figure 47 :profilismique passant par le puits SFNE-1.

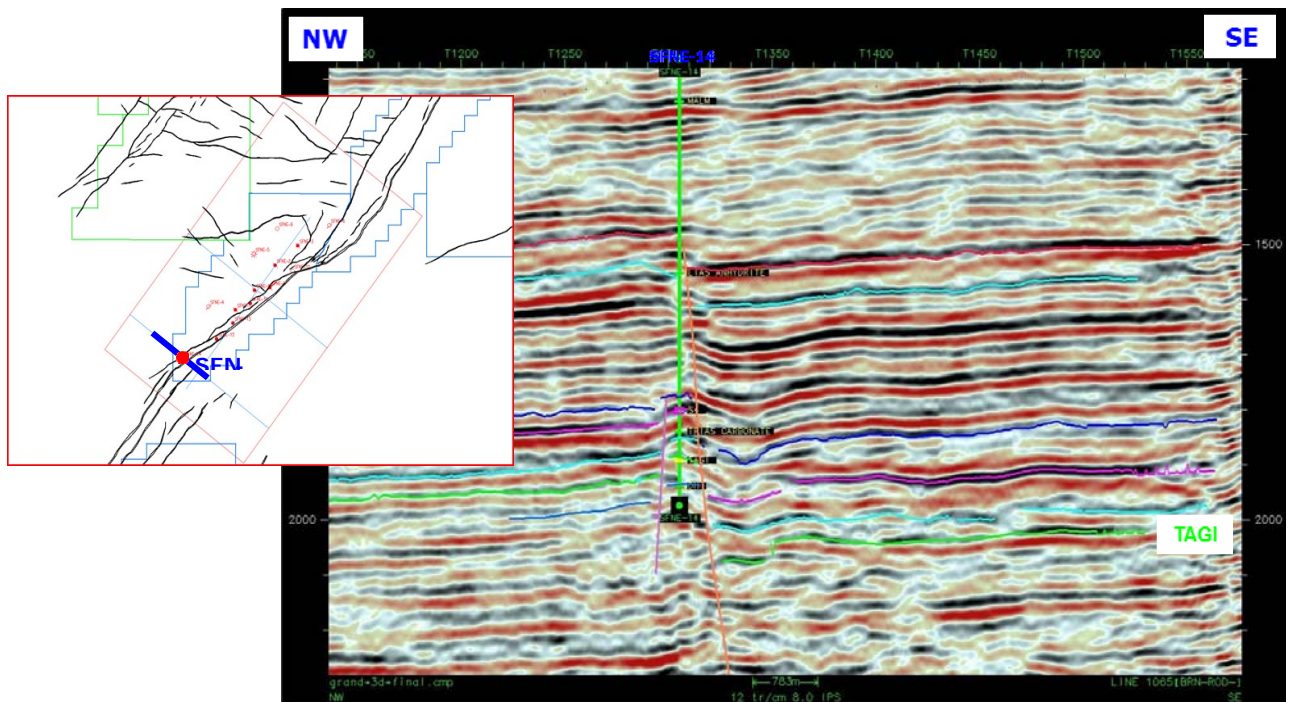


Figure 48 :profil sismique passant par le puits SFNE-14.

III- 3-2 Analyse des profils :

Les figures ci- dessus représententtrois profils sismiques effectués dans le champs SFNE , selon deux direction différentes NW-SE et NE-SW.

L'analyse de ces profils nous montre des structures des horst et graben où il y'a des compartiments affaissés et d'autres élevés au niveau des failles de direction SW-NE. Ces structures évoluent de Nord-Ouest vers le Sud -Est et de le Nord –Est vers le Sud- Ouest.

Il en découle un bon système pétrolier composé d'une roche couverture d'âge Trias salifère (S4) et le Trias carbonate, un réservoir représenté par le Trias Argilo-Gréseux Inférieur (TAGI) qui se repose à travers la discordance hercynienne sur la roche mère Silurienne .

A partir de ces profils on remarque l aminssicement de l'épaisseur des horizons en allant de Sud –Est vers le Nord -Ouest et de Sud – Ouest vers de Nord –Est . Cela est due à cause de jeu de faille.(figures 46, 47 et 48).

Chapitre IV :

Resultats et Interpretations

V-1 Sédimentologie :

IV-1 .1. Analyse séquentielle :

L'examen des diagraphies enregistrées au niveau des sondages et les carottes disponibles, nous ont permis de distinguer verticalement (de bas en haut) quatre niveaux formant le réservoir TAGI, qui constituent trois séquences de 4^{ème} Ordre, pour ce découpage séquentiel nous sommes basées sur le découpage de vaill Exxon 1977.

➤ **Sequence 1 :**

La séquence 1 représente la formation du Basal TAGI et elle est constituée d'un prisme de haut niveau (PHN) qui est limité en bas par la discordance hercynienne et au sommet par la limite de séquence (SB).

Le PHN contient des dépôts argilo-gréseux dans l'ensemble, à la base il contient des grés moyens à fins parfois grossiers et vers le sommet des alternances argile et grés avec des argiles parfois silteuses, la distribution des sédiments de cette séquence est contrôlée par le relief de la surface hercynienne et donc les dépôts sont des dépôts de comblement.

Cette séquence comprend des paraséquences de 2^{ème} ordre progradantes superposées. A la base les paraséquences progradantes sont à tendance gréseuse et vers le sommet argilo-gréseuse avec une dominance argileuse. L'ensemble a une stratonomie décroissante reflétant l'enfouissement du système d'apport.

➤ **Sequence 2 :**

Elle correspond à la formation du Lower TAGI limitée à sa base par la limite de séquence inférieure (SB) et à son sommet par la surface d'inondation maximale (MFS2).

A la base elle est formée par le prisme de bas niveau (PBN) matérialisé par les grés fluviatiles intercalés d'argiles sa limite sommitale est marquée par la surface de transgression (ST2) qui sépare brusquement les grés fluviatiles des argiles de plaine d'inondation. Ce changement brusque est marqué dans le Gamma-Ray par un pic argileux remarquable, ces argiles constituent l'intervalle transgressif qui présente le sommet de la séquence 2.

Cette séquence représente un intervalle grano-décroissant des sédiments fluviatiles et de plaines d'inondation qui présente la forme d'un entonnoir dans le gamma ray.

➤ **Sequence 3 :**

Cette séquence est considérée comme la partie principale du réservoir d'hydrocarbure, elle correspond aux deux formations du Middle et Upper TAGI. Elle est limitée à sa base par la

Chapitre IV : Résultats et interprétations

MFS2 et a son sommet par la surface transgressive de la séquence (ST4) surmonté par les argiles radioactives de l'intervalle transgressif qui appartient à cette séquence du Trias carbonaté.

C'est une séquence complète, à sa base on trouve des grés qui constituent le prisme de bas niveau (PBN) limité au sommet par la surface de transgression (ST3) qui marque la séparation du prisme de bas niveau marin (PBN) avec l'intervalle transgressif, ce dernier est constitué d'argiles de plaine d'inondation, il est limité au sommet par la surface d'inondation maximale (MFS3) qui marque le passage au prisme de haut niveau (PHN) matérialisé par des grés et dans quelques puits on trouve des argiles au sommet.

Cette séquence (03) est une séquence fluvio-lacustre a base érosive caractérisée par des grès fluviaux, et des dépôts de crevasses associés, et des argiles lacustres ou de plaines d'inondation dans certains puits.

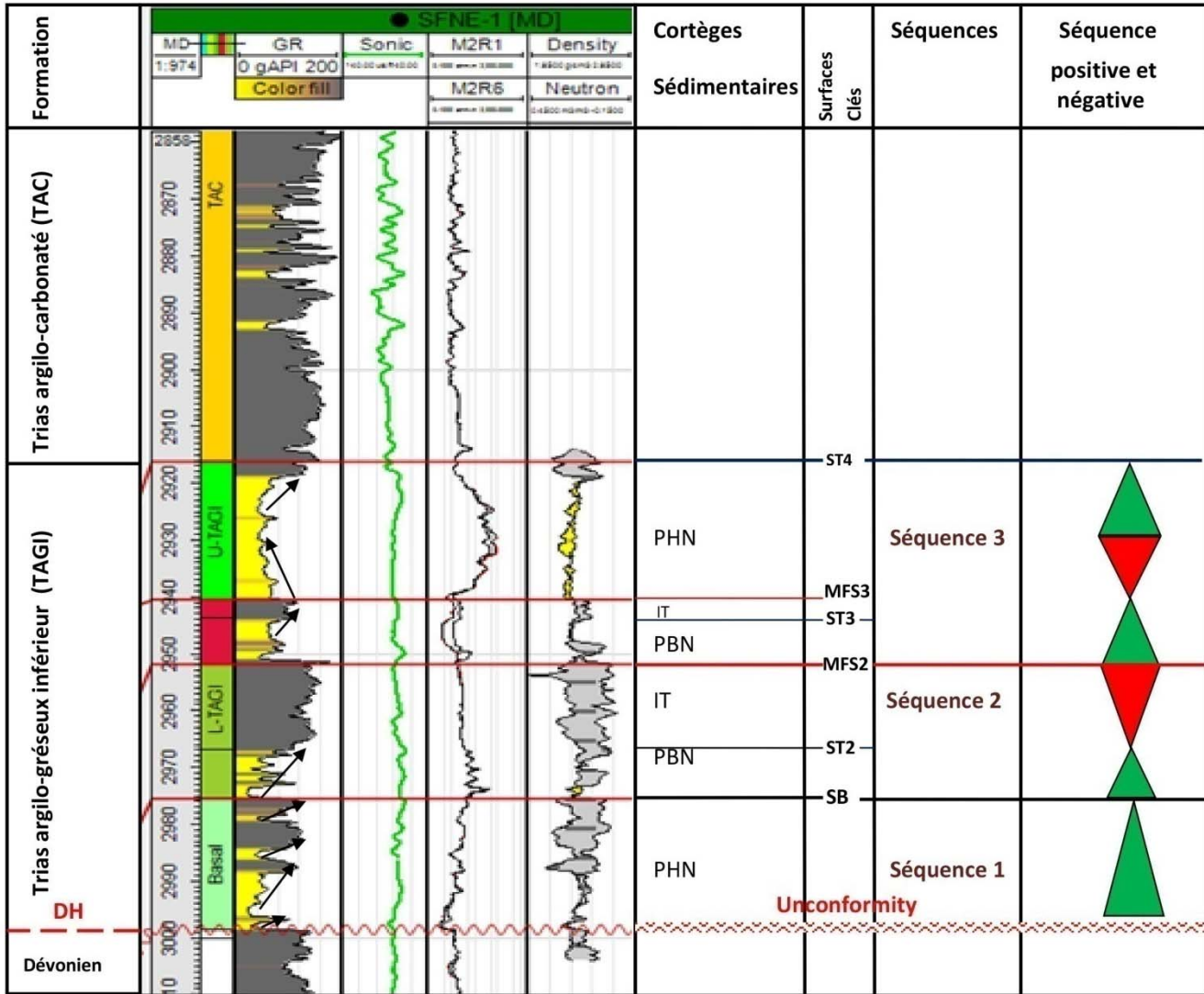


Figure 49 : Découpage séquentiel du puits SFNE-1

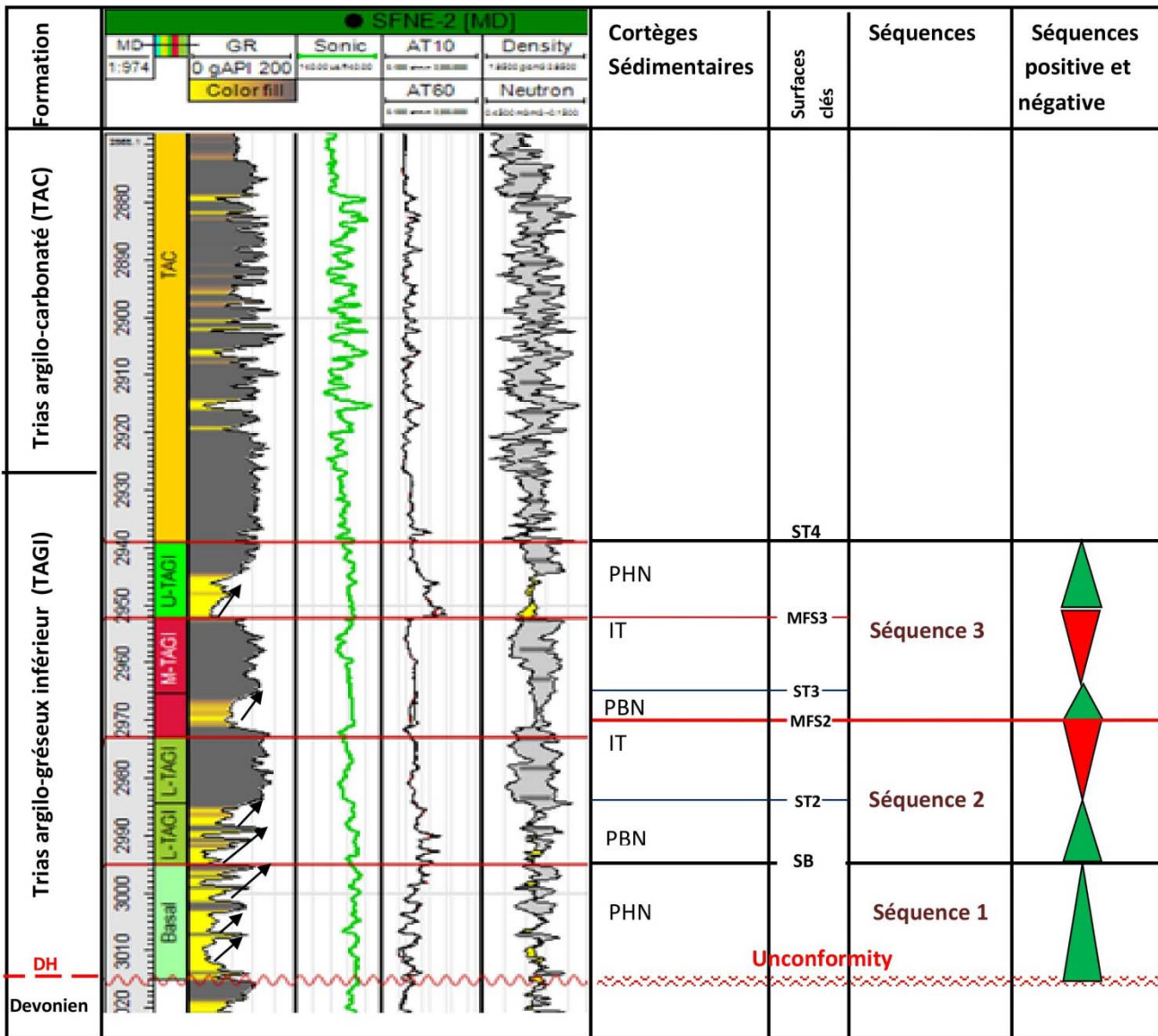


Figure 50: Découpage séquentiel du puits SFNE-2

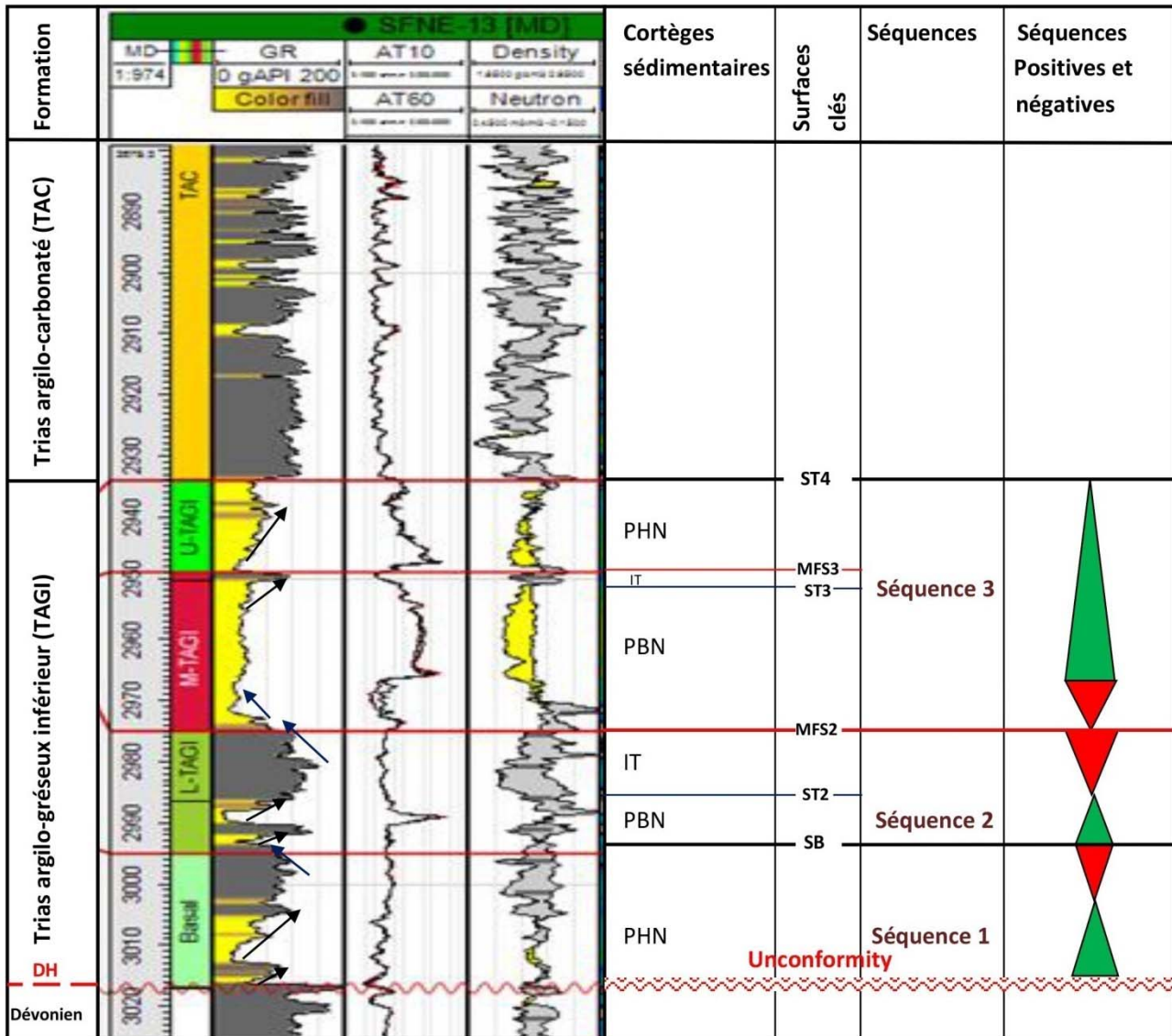


Figure 51: Découpage séquentiel du puits SFNE-13

IV.1 .2.profil de corrélation :

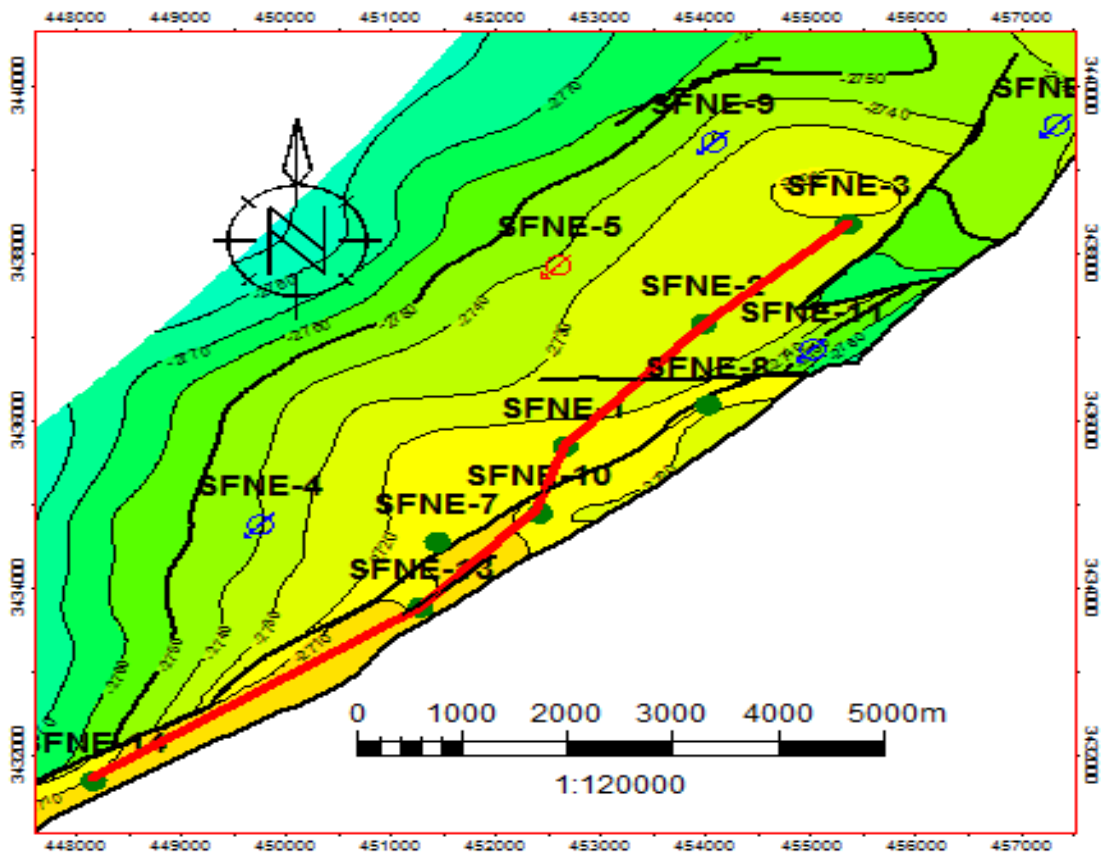


Figure 52: carte montrant les puits utilisés pour le profil de corrélation SW-NE

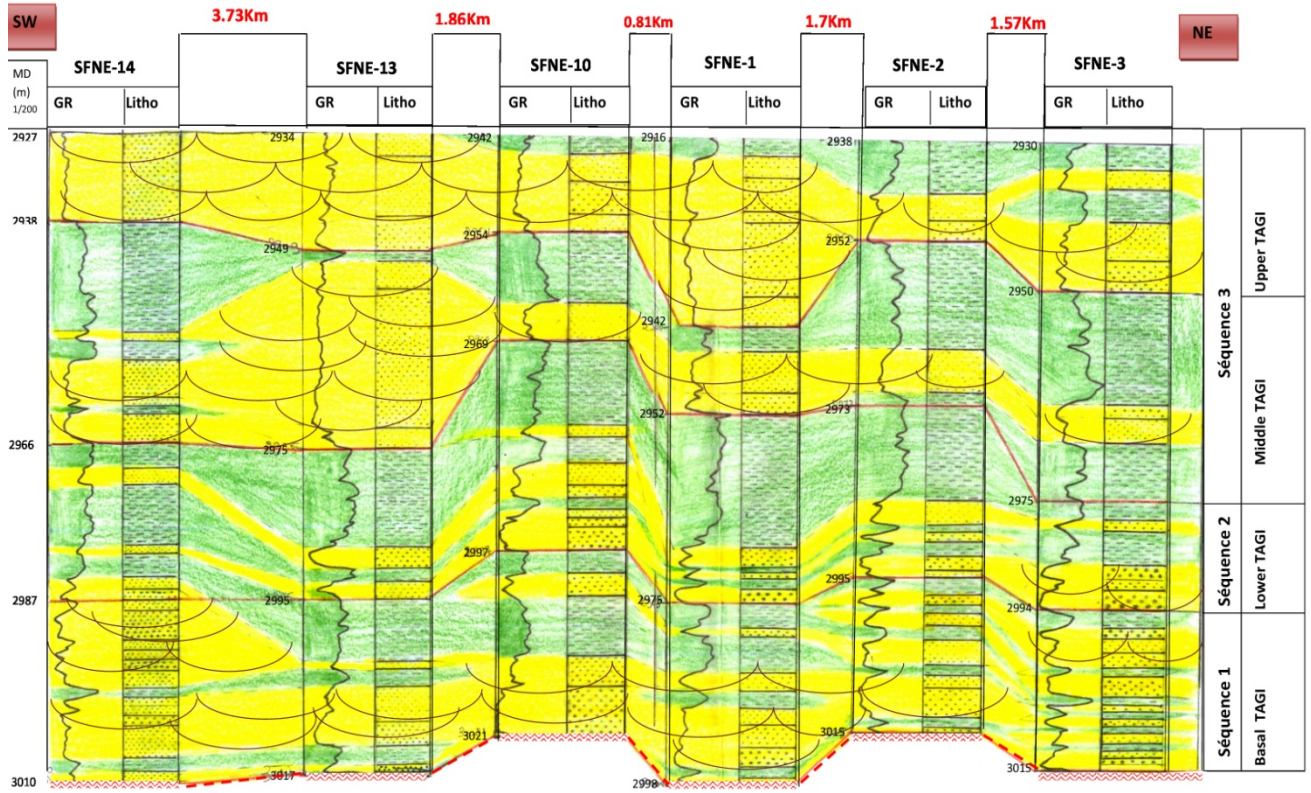


Figure 53 : Profil de corrélation SW-NE

L'analyse de ce profil montre qu'il traverse tout les puits producteurs de la région d'étude. A partir de ce profil de corrélation on remarque que les 3 séquences sont présentes dans tous les puits avec des épaisseurs différentes. L'évolution des sédiments est à dominance gréseuse et argileuse avec la répartition de grés grossiers dans quelques puits et dans certaines profondeurs.

- Au niveau de la séquence 1, en allant du SW vers le NE on remarque une sédimentation qui commence par des grés moyens à fins localement grossiers à passées d'argiles ceci permet de dire qu'on est dans une zone à énergie élevée d'où le développement de chenaux étendus du SW vers le NE, vers le NE on trouve de minces bancs d'argiles et de grés qui représentent des dépôts de marge de chenaux.

Vers le centre il y a une évolution de sédiments argileux, dépôt de milieu calme dans ce cas c'est des argiles de plaine d'inondation, leur épaisseur se réduit en allant du centre vers les extrémités NE et SW, la présence d'argile se traduit par la diminution de l'énergie hydrodynamique.

L'épaisseur de la séquence 1 est homogène dans l'ensemble des puits.

- Au niveau de la séquence 2 on remarque à la base des sédiments gréseux granodécroissants et vers le sommet ces grés sont réduits sur l'ensemble des puits par contre les argiles dominent avec des épaisseurs remarquables, on le voit bien du SW vers le NE et vers le centre l'épaisseur est assez prononcée. Ceci est l'indice d'un

milieu à basse énergie qui caractérise la plaine d'inondation d'où le ralentissement des apports détritiques.

L'épaisseur de la deuxième séquence se réduit vers le NE.

- Au niveau de la séquence 3 du SW vers le NE il y a une hétérogénéité dans la répartition des faciès avec des épaisseurs qui se réduisent vers le centre.

On remarque qu'au niveau des puits SFNE-13 et SFNE-1 les grès sont en abondance avec dépôt d'argile très réduit, par contre au niveau des autres puits les argiles se manifestent plus et qui caractérisent une énergie faible de l'eau. Vers le sommet on voit bien qu'en allant du SW vers le NE les dépôts sont à dominance gréseuse, du centre vers le NE il y a une évolution de dépôt argileux qui sont des argiles de plaine d'inondation. L'épaisseur de la séquence 3 se réduit vers le centre.

- **Conclusion sur le profil de corrélation:**

La réalisation de l'analyse du profil de corrélation entre les différents puits de la région d'étude a été faite à partir du gamma ray et la lithologie des puits.

D'après l'analyse séquentielle on remarque que le Trias Argilo-Gréseux Inférieur (TAGI) est subdivisé en 3 séquences de 4^{ème} ordre.

Les faciès qui constituent le TAGI évoluent du plus grossier au plus fin vu qu'on trouve à la base du sédiment grossier et vers le sommet des sédiments fins.

L'hétérogénéité latérale des dépôts est traduit par le mouvement des chenaux qui est sinueux, car les chenaux sont d'orientations différentes donc ne passent pas toujours par tous les puits, ceci est expliqué par leur sinuosité.

A partir des analyses et des interprétations faites ça nous mène à dire que le Trias Argilo-Gréseux Inférieur (TAGI) s'est déposé dans un milieu fluviatile en tresse.

IV.1.3. conclusion géodynamique :

- Les formation de l'Upper TAGI ont des épaisseurs irrégulières au niveau des puits (SFNE-14 ,SFNE-13 , SFNE-10 et SFNE-2) elle est en moyen de 13 m sauf au tour des puits (SFNE-1) et le puits(SFNE-3) où elle est maximale .

- Les formations du Middle TAGI représentent des épaisseurs qui se réduisent vers le centre au niveau des puits SFNE-1 et SFNE-10.
- Les formations du Lower TAGI représentent des épaisseurs assez régulières à l'exception du puits SFNE-10 où l'épaisseur est maximale et le puits SFNE-3 où elle est minimale.
- Les formations du Basal TAGI représentent des épaisseurs plus au moins égaux sur l'ensemble des puits.
L'irrégularité des épaisseurs aux niveaux des puits est due à une érosion des zones qui ont été surélevées et la conservation des zones surbaissées qui n'ont pas été affectées par l'érosion.
Les contours irréguliers dans le centre du bassin liés au paléo-relief hérité sur la surface de discordance post-Hercynienne ou par les failles générés par le rifting intérieur du bassin.

IV 2. Commentaire des cartes structurales :

IV. 2.1 l'aspect géométrique :

L'interprétation des cartes en isobathe et les cartes en isopaques au toit des niveaux réservoir du TAGI (upper , Middle et Lower) montre que :

- la structure du champs Sif Fatima Nord-Est est directement liée au horst ; l'antiforme de SFNE a une forte amplitude structurale qui a été reconnue par les puits SFNE-1, SFNE-2 ,SFNE-3 et SFNE-5 en limite N-W , d'orientation générale NE-SW , cette structure s'appuie sur son flanc Est sur la famille des failles majeurs et est recoupée de part et d'autre par un réseau de failles de faible rejet de même orientation que la faille principale.
- Les cartes en isopaques au toit des niveaux réservoirs du TAGI montrent un changement d'épaisseur en bourrelets de NE vers SW c'est dû au jeu des failles normales majeurs et secondaires de direction NE-SW , et la disposition du TAGI sur la discordance Hercynienne où l'axe NE-SW a subi une érosion durant la phase Hercynienne .

IV.2.2 La qualité du réservoir :

D'après les cartes en iso-porosité, iso-perméabilité et iso-saturation d'une part, et l'interprétation des histogrammes, des courbes enveloppes et les graphes dans les différents niveaux réservoirs du TAGI on déduit :

- le niveau Upper TAGI présente de bons caractères pétrophysique avec une faible saturation en eau dans tout les puits.
- le niveau Middle TAGI présente de bons caractères pétrophysique mais sa saturation en eau (S_w) est élevée à l'exception de quelque puits .
- le niveau de Lower TAGI présente un bon réservoir avec de bonnes valeurs de porosité (ϕ) et de perméabilité(k) et une faible saturation en eau (S_w).
- Le niveau Basal TAGI est un niveau aquifère.

Cette hétérogénéité dans la distribution des caractères pétro-physique dans le réservoir TAGI est due au milieu de dépôt fluviatile qui contient des sédiments argilo-gréseux et donc changement de propriétés pétrophysique aussi le changement d'orientation des chenaux.

IV.3 Résultats pétrophysiques :

IV.3.1. Diagramme $\log k = f(\phi)$:

Dans cette corrélation, nous nous contenterons de traiter trois exemples de différentes parties du champ, pour montrer la relation entre porosité-perméabilité à travers un Cross plot (K vs Φ). Dans cette optique, nous avons choisi les puits **SFNE1**, **SFNE-2** et **SFNE-13**.

a. Puits SFNE -2 :

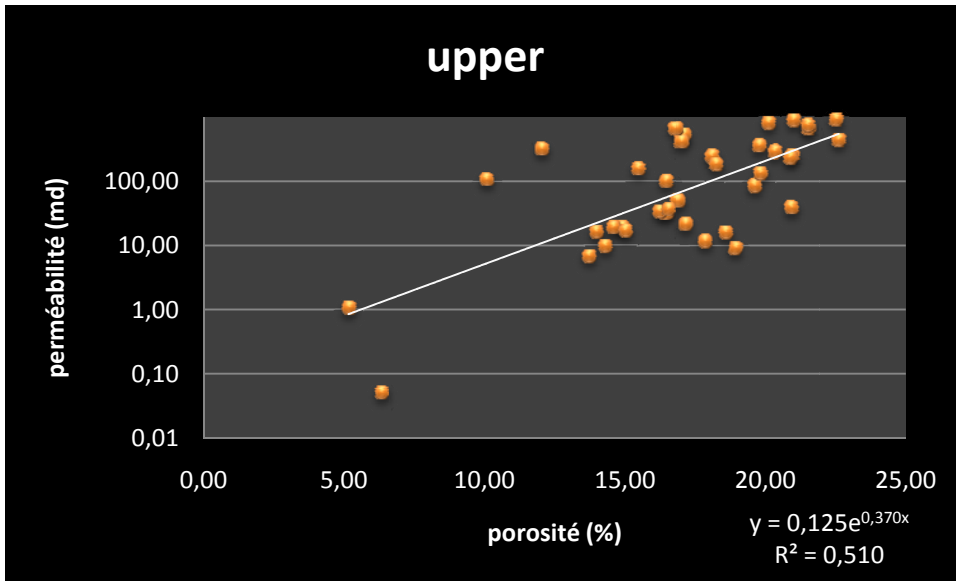


Figure 54 : courbe de corrélation perméabilité porosité de l'Upper TAGI.

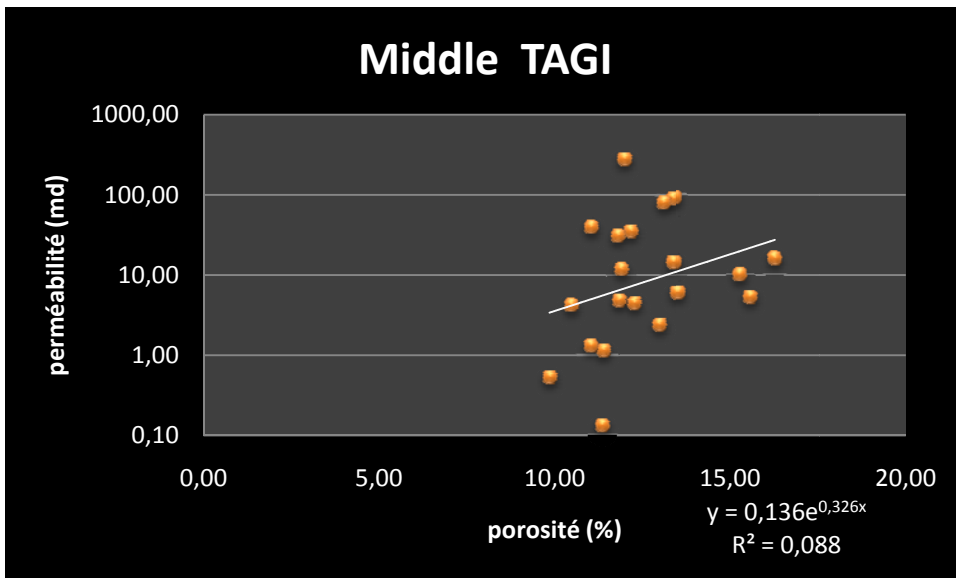


Figure 55 : courbe de corrélation porosité perméabilité du Middle TAGI.

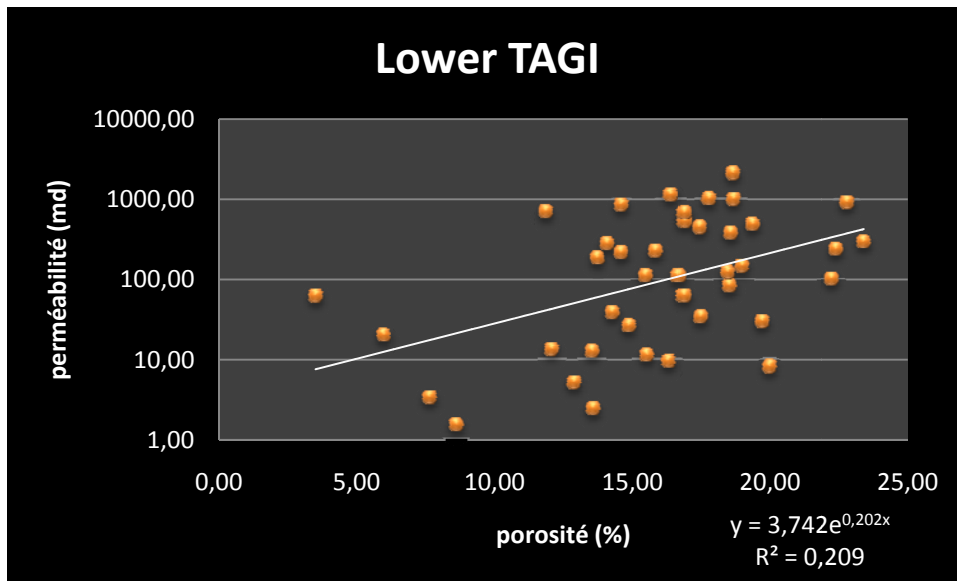


Figure 56 : courbe de corrélation porosité perméabilité de Lower TAGI.

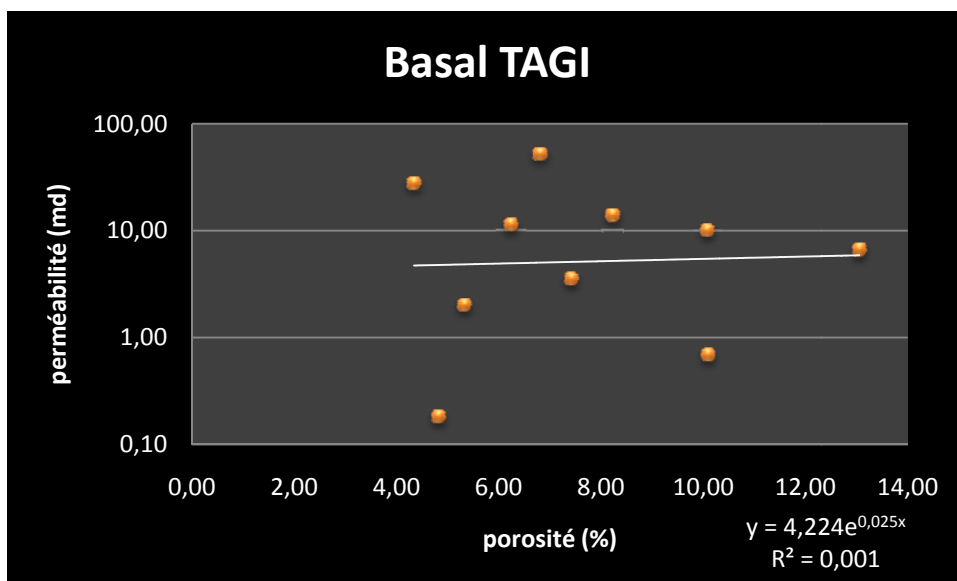


Figure 57 : courbe de corrélation porosité perméabilité du Lower TAGI.

- **Interprétation :**

- **Upper TAGI :** La courbe de corrélation entre les valeurs de la perméabilité et celles de la porosité est une fonction exponentielle avec un coefficient de corrélation moyen $R^2=0.510$, cela montre une bonne corrélation entre les deux paramètres donc le réservoir est homogène. (figure 54)
- **Middle TAGI :** La courbe de corrélation entre les valeurs de la perméabilité et celles de la porosité est une fonction exponentielle avec un coefficient de corrélation

faible $R^2=0.08$, traduisant l'hétérogénéité du réservoir obtenue par l'évolution et la variation des faciès qui est en relation avec la sédimentation affectant notre région. (figure 55)

- **Lower TAGI** : La courbe de corrélation entre les valeurs de la perméabilité et ceux de la porosité est une fonction exponentielle avec un coefficient de corrélation faible $R^2=0.209$, cela montre une mauvaise corrélation qui reflète un réservoir hétérogène à cause du changement de faciès. Nous remarquons aussi une faible à bonne porosité avec une perméabilité faible à moyenne ce qui explique la présence des minéraux ou d'une importante fraction d'argile au niveau des pores. (figures 56)
- **Basal TAGI** : La courbe de corrélation entre les valeurs de la perméabilité et celles de la porosité est une fonction exponentielle avec un coefficient de corrélation très faible $R^2=0.001$, dans ce cas on a pas de corrélation entre les deux paramètres ce qui signifie que c'est un réservoir hétérogène. (figure 57)

b. Puits SFNE-1 :

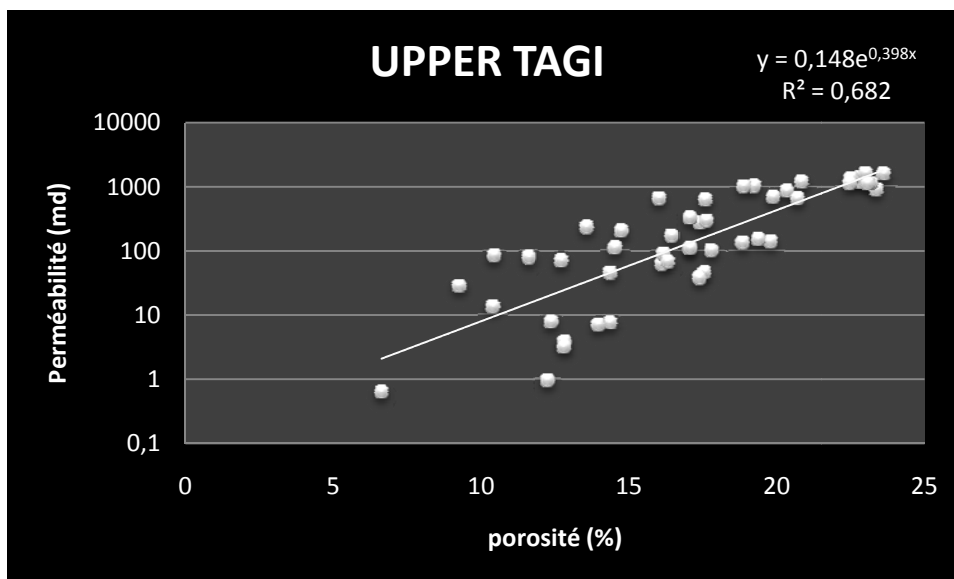


Figure 58 : courbe de corrélation porosité perméabilité de l'Upper TAGI.

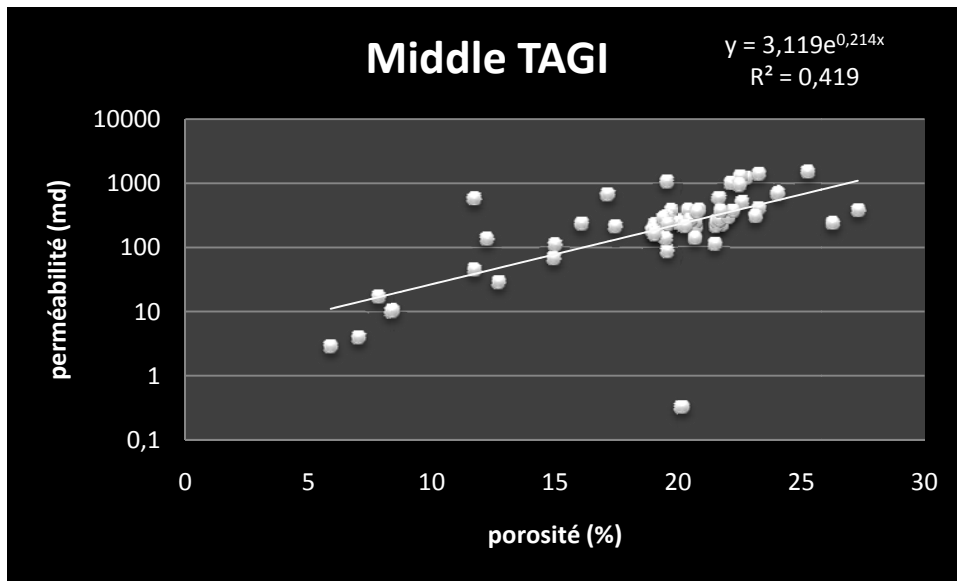


Figure 59 : courbe de corrélation porosité perméabilité du Middle TAGI.

- **Interprétation :**

- **Upper TAGI :** dans ce niveau la porosité est moyenne à bonne, la perméabilité varie entre des valeurs faibles à bonnes. La courbe de corrélation entre les valeurs de la perméabilité et celles de la porosité est une fonction exponentielle avec un bon coefficient de corrélation $R^2=0.682$, cela montre une bonne corrélation ce qui signifie que le réservoir est homogène. (figure 58)
- **Middle TAGI :** les valeurs de la porosité et de perméabilité sont moyennes à bonnes. La courbe de corrélation entre les valeurs de la perméabilité et celles de la porosité est une fonction exponentielle avec un coefficient de corrélation moyen $R^2=0.419$, cela traduit une corrélation moyenne. (figure 59)

- c. **Puits SFNE-13 :**

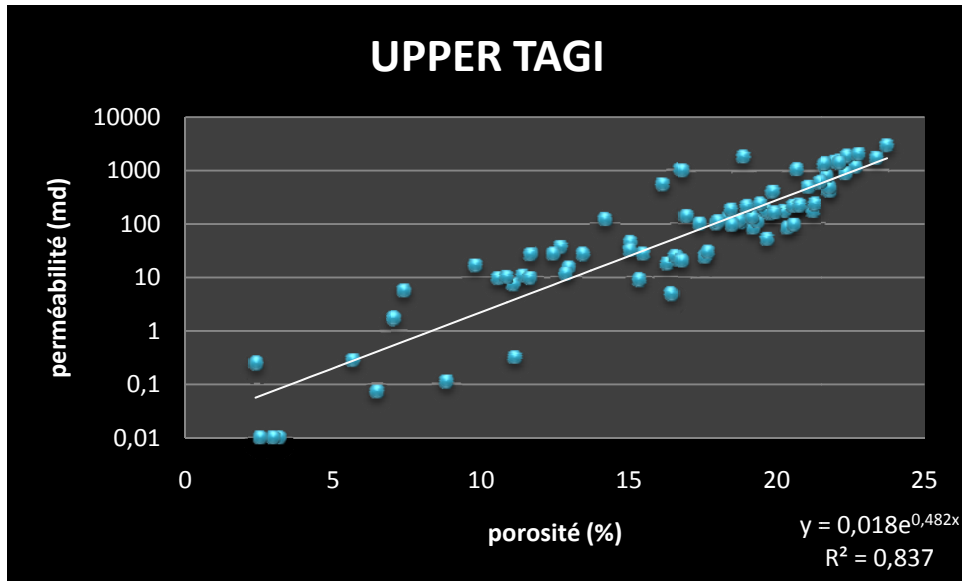


Figure 60 : courbe de corrélation porosité perméabilité de l'Upper TAGI.

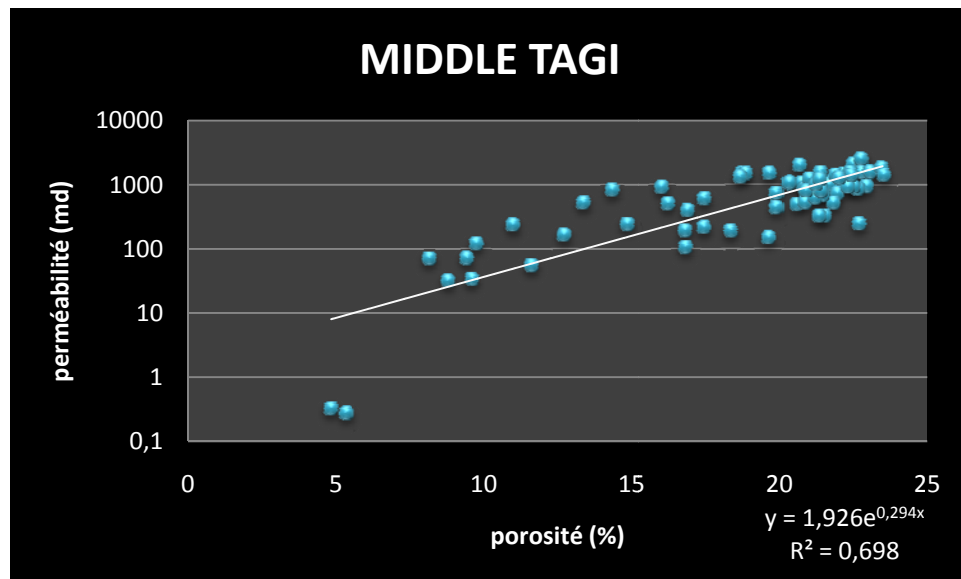


Figure 61 : courbe de corrélation porosité perméabilité du Middle TAGI.

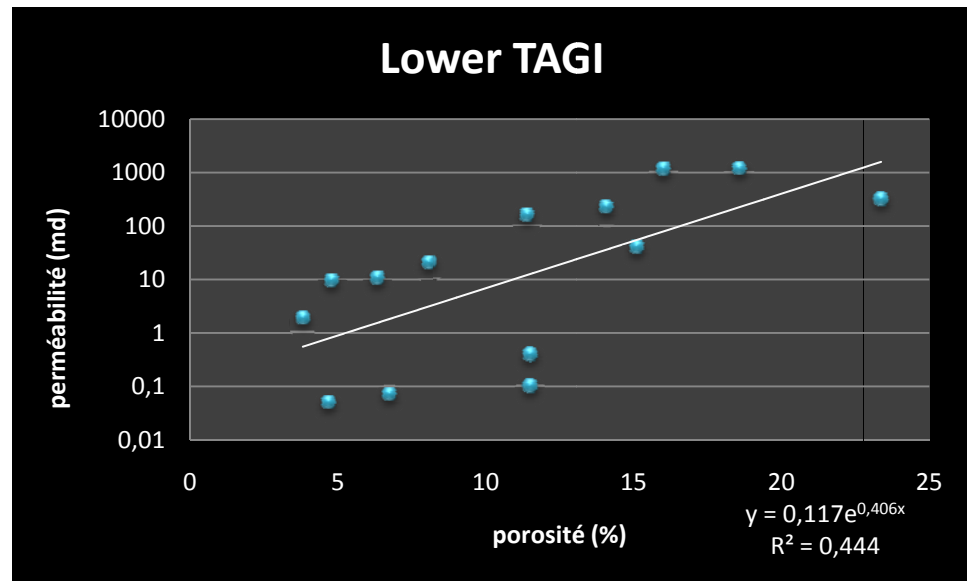


Figure 62 : courbe de corrélation porosité perméabilité du Lower TAGI.

- **Interprétation :**

- **Upper TAGI:** ce niveau présente des valeurs de porosité et de perméabilité faibles à bonnes. La courbe de corrélation entre est une fonction exponentielle avec un très bon coefficient de corrélation **$R^2=0.837$** , cela montre une bonne corrélation on peut dire alors que le réservoir est homogène. (figure 60)
- **Middle TAGI:** le niveau présente des valeurs de porosité et de perméabilité faibles à moyennes. La courbe de corrélation entre les valeurs des deux paramètres pétrophysique est une fonction exponentielle avec un bon coefficient de corrélation **$R^2=0.698$** , cela montre une bonne corrélation, on peut dire que le réservoir est homogène. (figure 61)
- **Lower TAGI :** on remarque que les valeurs de porosité et perméabilité varient entre faibles et bonnes. La courbe de corrélation entre les valeurs de la perméabilité et celles de la porosité est une fonction exponentielle avec un coefficient de corrélation moyen **$R^2=0.444$** , cela montre une mauvaise corrélation, on peut dire alors que le réservoir est hétérogène, cet hétérogénéité est due au changement de facies qui est du à la sédimentation. (figure 62)

IV.3.2 conclusion :

D'après l'étude pétrophysique et l'analyse statique réalisé dans ce chapitre on peut en conclure :

- La variation des valeurs de porosité et perméabilité dans le réservoir TAGI est contrôlée par le changement et la variation des facies obtenue avec la sédimentation, cela explique la variation irrégulière de la porosité et perméabilité en fonction de profondeur.
- Les zones avec bonnes porosité et perméabilité désignent les dépôts de chenaux tandis que les zones avec bonne porosité et faible perméabilité présentent une lithologie fine surtout argileuse.
- Selon la distribution des puits on peut conclure que les niveaux visés à la production sont Upper , Middle (au niveau des puits SFNE-13 , SFNE-7 et SFNE-10) et Lower TAGI .

Conclusion Générale

Le travail effectué dans la région d'étude nous a permis d'obtenir les résultats suivants :

Les études géologiques et géophysiques sur la région ont montré que le champ d'étude est situé entre la structure d'un horst composé par deux failles normales majeures conséquence de l'extension Trias de direction Nord-Est, Sud-Ouest avec un rejet qui varie entre 20 et 200 m. Ces failles jouent un rôle positif par la création d'une fermeture structurale dans la partie Est, et Sud du champ Sif Fatima Nord Est (SFNE).

L'alimentation du réservoir (Trias Argilo-Gréseux Inférieur) est assurée par la roche mère du Silurien il s'agit des argiles noires riche en graptolite. Les formations de Trias argileux carbonaté et le S4 assurent la couverture du réservoir TAGI.

L'étude sédimentologique qui a été faite sur le réservoir TAGI champ SFNE montre que :

Le réservoir est composé par trois séquences lithologiquement bien distinctes, la séquence 1 représentée par le Basal TAGI, la séquence 2 par le lower TAGI et la séquence 3 par le Middle et l'Upper TAGI. Ces séquences sont caractérisées par un environnement de dépôt fluviatile avec un axe de drainage de direction Sud-Ouest Nord-Est.

L'analyse des données pétrophysiques et les cartes de subsurface montrent que : La répartition des paramètres pétrophysiques est hétérogène, cette hétérogénéité est due aux natures de dépôts fluviatiles, trois zones montrent des bonnes caractéristiques (ϕ , k et S_w) il s'agit des parties bien définies au Nord, centre et Sud du champ, la partie extrême Sud montre des caractéristiques médiocres à cause de formations argileuses constituent la fermeture stratigraphique Nord du champ et c'est confirmé par les puits qui ont été forés dans ces zones. L'Upper et le Middle TAGI considérés comme un réservoir principal dans le champ.

À la base des corrélations entre la perméabilité et la porosité nous constatons que le coefficient de corrélation (R^2) varie entre 0.2 et 0.9 ce qui traduit par le changement de fraction argileuse où il y a d'autres minéraux (quartz, calcite) au sein des pores de grès.

Recommendations

Recommandations :

Pour une meilleure exploration des structures capables d'emmagasiner des Hydrocarbures dans cette région, caractérisée en majorité par des pièges structuraux, nous recommandons :

- ❖ L'étude sismique 3D dans le champ SFNE a montré des contraintes au niveau des nouvelles implantations à cause de la qualité des données sismiques acquises par les anciens paramètres.
Pour minimiser les risques de forage en nouvelles compagnes sismique est recommandé avec une optimisation adéquate d'un nouveau design 3D, et par conséquent achevé une interprétation fiable des données sismique et cerner tous endroits susceptibles d'être une accumulation du potentiel en hydrocarbure.
- ❖ Une analyse détaillée de la géologie structurale, afin de bien délimiter les structures.
- ❖ Suivre la distribution et la direction des corps gréseux et leur extension spatiales dans le secteur d'étude.
- ❖ possibilité de présence des pièges contre faille au niveau des flancs des failles majeurs c'est pour cette raison une étude est recommandé pour exploiter ces zones.

Bibliographie

BIBLIOGRAPHIE :

- **ASHTON B.** (2014)-Sedimentological and reservoir quality evaluation of the TAG-I formation in Blocks 401/402, Berkine Basin, Algeria, implication for reservoir characterization and modeling. badelyashton .united kingdom
- **beicipFranlab** (2007)-SF/SFNE workshop du 11 et 12 Décembre 2017.MILAN .
- **BOUDJEMA A.** (1987)- Evolution structurale du bassin pétrolier "triasique" du Sahara Nord oriental (Algérie). Thèse Doct. , Univ. P et M. Curie – Paris (France).
- **MEBROUKI N.** (2015)-Etude géologique de l' extension de la zone de BENKAHLA Thèse .Magister, Univ KASDI Merbah- Ouargla (Algérie).
- **Rossi.C**(Février 2002)diagenesis, provenances and reservoir quality of Triassic TAGI sandstones field, Berkine (Ghadames) basin ,Algeria.
- **SADAoui M.et al** (2015)- CARACTERISATION DU RESERVOIR DU TRIAS ARGILO-GRESEUX INFERIEUR(TAGI) DU CHAMP DE HASSI BERKINE SUD. BASSIN DE BERKINE. PLATE FORME SAHARIENNE. UMBB .Boumerdes- Algerie .
- **SONATRACH** – Berkine basin Sif Fatima Nord East field geophysical study. Algerie
- **SONATRACH-AGIP** (2008) –Algeria blocks 401a/402a SFNE field reservoir study.Hassi Messoud.Algerie .
- **SONATRACH-AGIP** (2002)- SFNE(Sif Fatima Nord-Est) final discovery report . Algerie
- **SONATRACH-AGIP** (2007)- SFNE 3D interpretation report. Hassimessoud. ALGERIE .
- **SONATRACH-AGIP** (2008)- SFNE history match report.
- **SONATRACH-AGIP** (2008)- SFNE RESERVOIR STUDY REPORT .SHLUMBERGER.Hassimessoud .Algerie .

- **SONATRACH-AGIP** (2009) continuous core photographs-daylight .archives \SFNE-13\images Jpg.
- **www.alnaft.gov.dz**Bassin_de_Berkine.pdf.

Annexes

Annexe1 : tableau des données des carottes de SFNE-1.

Core No:	Plug No	CoreDepth (M)	K (md)	CAS	Por (%)	Grain Dens. (G/cc)	Zone : U, M1, M2, L1, L2, Basal
1	1	2911	7,55	H	14,35	2,58	U
1	2	2912,78	197,24	HF	14,75	2,58	U
1	3	2915	7,9	H	12,37	2,74	U
1	4	2915	2,84	V	14,89	2,67	U
1	5	2915,25	44,7	H	14,36	2,35	U
1	6	2915,76	101,11	H	17,77	2,64	U
1	7	2920	13,23	H	10,41	2,74	U
1	8	2920	0,62	V	10,33	2,72	U
1	9	2920,25	0,63	H	6,63	2,66	U
1	10	2921	3,81	H	12,81	2,71	U
1	11	2921	3,49	V	13,77	2,67	U
1	12	2921,25	0,93	H	12,23	2,66	U
1	13	2921,78	45,19	H	17,53	2,65	U
1	14	2922	37,44	H	17,36	2,66	U
1	15	2922	30,92	V	17,34	2,65	U
1	16	2922,26	3,16	H	12,81	2,66	U
1	17	2922,52	6,97	H	13,94	2,65	U
1	18	2922,78	133,62	H	18,85	2,66	U
1	19	2923	108,61	H	17,03	2,66	U
1	20	2923	111,71	V	16,4	2,65	U
1	21	2923,26	61,86	H	16,12	2,7	U
1	22	2923,8	108,43	H	14,53	2,63	U
1	23	2924	168,42	H	16,45	2,64	U
1	24	2924	143,29	V	15,37	2,62	U
1	25	2924,26	68,53	H	12,7	2,64	U
1	26	2924,51	83,84	H	10,44	2,61	U
1	27	2924,78	88,95	H	16,16	2,65	U
1	28	2925	27,91	H	9,25	2,59	U
1	29	2925	158,24	V	15,97	2,65	U
1	30	2925,26	77,88	H	11,61	2,62	U
1	31	2925,78	225,06	H	13,56	2,62	U
1	32	2926	270,88	H	17,38	2,75	U
1	33	2926	220,99	V	16,46	2,62	U
1	34	2926,26	623,51	H	17,57	2,65	U
1	35	2926,51	644,56	H	16,02	2,62	U
1	36	2926,78	1186,11	H	20,87	2,65	U
1	37	2927	294,99	H	17,59	2,65	U
1	38	2927	74,37	V	17,93	2,67	U
1	39	2927,26	326,94	H	17,04	2,7	U
1	40	2927,78	109,37	H	17,05	2,7	U
2	1	2928,5	856,1	H	20,36	2,62	U

2	2	2928,76	66,99	H	16,33	2,73	U
2	3	2929	138,52	H	19,8	2,76	U
2	4	2929	35,96	V	18,32	2,69	U
2	5	2929,25	689,39	H	19,89	2,7	U
2	6	2929,78	1152,99	H	22,77	2,71	U
2	7	2930	650,61	H	20,72	2,7	U
2	8	2930	312,2	V	21,8	2,69	U
2	9	2930,25	870,98	H	23,34	2,71	U
2	10	2930,5	1361,07	H	22,78	2,7	U
2	11	2930,76	1024,94	H	19,23	2,66	U
2	12	2931	1592,64	H	22,98	2,71	U
2	13	2931	1105,96	V	23,61	2,69	U
2	14	2931,25	1016,86	H	18,88	2,68	U
2	15	2931,75	1334,99	H	22,49	2,71	U
2	16	2932	151,07	H	19,38	2,69	U
2	17	2932	290,46	V	22,15	2,69	U
2	18	2932,25	1114,11	H	23,15	2,68	U
2	19	2932,52	1094,84	H	23,04	2,67	U
2	20	2932,8	1568,5	H	23,58	2,68	U
2	21	2933	1101,09	H	22,44	2,71	U
2	22	2933	1069,16	V	22,39	2,71	U
2	23	2933,26	1186,82	H	22,73	2,69	M
2	24	2933,79	1251,36	H	22,51	2,7	M
2	25	2934	977,1	H	22,13	2,7	M
2	27	2934,25	1043,25	HF	19,54	2,69	M
2	28	2934,53	264,04	HF	19,99	2,69	M
2	29	2934,77	185,38	H	19,01	2,71	M
2	30	2935	659,6	H	17,13	2,68	M
2	32	2935,25	65,51	H	14,93	2,69	M
2	33	2935,79	135,15	H	12,22	2,75	M
2	34	2936	581,06	H	21,64	2,69	M
2	36	2936,25	370,14	H	19,74	2,7	M
2	37	2936,52	1370,99	H	23,26	2,68	M
2	38	2936,78	1478,38	H	25,26	2,71	M
2	39	2937	681,66	H	24,04	2,74	M
2	41	2937,25	397,88	H	23,26	2,74	M
2	42	2937,72	234,24	H	26,25	2,88	M
2	43	2938	377,77	H	27,29	2,9	M
2	45	2938,27	283,87	H	20,63	2,68	M
2	46	2938,52	370,01	H	20,81	2,66	M
2	47	2938,75	338,76	H	22,04	2,67	M
2	48	2939	199,11	H	20,68	2,65	M
2	50	2939,26	297,4	H	23,11	2,65	M
2	51	2939,79	921,55	HC	22,47	2,67	M
2	52	2940	222,2	H	21,73	2,66	M
2	54	2940,25	211,55	H	21,5	2,67	M

2	55	2940,5	246,06	H	21,52	2,67	M
2	56	2940,77	262,88	H	21,65	2,67	M
2	57	2941	492,31	H	22,57	2,65	M
2	59	2941,25	288,93	H	21,99	2,67	M
2	60	2941,77	365,86	H	22,2	2,66	M
2	61	2942	360,47	H	21,69	2,67	M
2	63	2943,1	109,36	H	21,45	2,66	M
2	65	2943,63	87,56	H	19,56	2,69	M
2	66	2944	0,32	H	20,13	2,86	M
2	68	2944,6	134,78	H	20,65	2,75	M
2	69	2945	17,26	H	7,87	2,69	M
2	71	2945,6	225,67	H	19,04	2,66	M
2	72	2945,87	367,72	H	20,37	2,7	M
2	73	2946	299,41	H	19,56	2,71	M
2	75	2946,25	182,59	H	18,93	2,71	M
2	76	2946,5	238,4	H	20,03	2,71	M
2	77	2946,75	229,34	H	16,06	2,73	M
2	78	2947	278,97	H	19,39	2,69	M
2	80	2947,27	244,28	H	20,66	2,69	M
2	81	2947,83	263,8	H	20,46	2,67	M
2	82	2948	166,58	H	19,15	2,67	M
2	84	2948,25	209,58	H	20,25	2,68	M
2	85	2948,5	135,94	H	19,5	2,67	M
2	86	2948,77	159,72	H	19,03	2,67	M
2	87	2949	229,33	H	19,57	2,69	M
2	89	2949,25	348,26	H	20,73	2,67	M
2	90	2951,1	4	H	7,05	2,77	M
2	91	2951,3	2,9	H	5,9	2,75	M
2	92	2951,6	45,28	H	11,71	2,72	M
2	93	2951,88	10,19	H	8,38	2,65	M
2	94	2952	106,94	H	14,98	2,71	M
2	96	2952,25	207,09	H	17,43	2,74	M
2	97	2952,79	29,04	H	12,7	2,55	M
2	98	2953,05	559	HF	11,7	2,64	M

Annexe 2 : tableau des données des carottes de SFNE-2.

Core No:	Plug No	CoreDepth (M)	Log Depth (M)	Zone : U, M1, M2, L1, L2, Basal	KH (md)	Por H (%)	Por V (%)	Grain Dens. (G/cc)
1	1	2935,00	2936,70	L Carb	46,27	14,45	HF	2,64
1	2	2935,25	2936,95	L Carb	20,47	14,84	H	2,62
1	3	2935,50	2937,20	L Carb	74,06	18,63	H	2,64
1	4	2935,75	2937,45	L Carb	118,98	20,23	H	2,66
1	5	2936,00	2937,70	L Carb	153,66	22,15	H	2,68
1	6	2937,00	2938,70	L Carb	0,02	1,41	H	3,18
1	7	2941,00	2942,70	U	0,05	6,37	HF	2,82
1	8	2941,75	2943,45	U	1,05	5,16	HC	2,97
1	9	2942,50	2944,20	U	6,70	13,70	HC	2,64
1	10	2943,00	2944,70	U	30,81	16,48	V	2,68
1	11	2943,00	2944,70	U	11,70	17,83	H	2,66
1	12	2943,25	2944,95	U	84,39	19,61	H	2,66
1	13	2943,50	2945,20	U	33,13	16,25	H	2,67
1	14	2943,75	2945,45	U	18,80	14,90	H	2,65
1	15	2944,25	2945,95	U	106,78	10,08	H	2,62
1	16	2944,50	2946,20	U	154,28	15,48	H	2,68
1	17	2944,75	2946,45	U	241,66	18,08	H	2,68
1	18	2945,00	2946,70	U	285,18	20,34	H	2,70
1	19	2945,00	2946,70	U	9,14	18,92	V	2,67
1	20	2945,25	2946,95	U	245,94	20,97	H	2,68
1	21	2945,50	2947,20	U	352,04	19,78	H	2,69
1	22	2945,75	2947,45	U	435,87	22,61	H	2,67
1	23	2946,00	2947,70	U	132,17	19,82	H	2,68
1	24	2946,00	2947,70	U	38,69	20,93	V	2,68
1	25	2946,25	2947,95	U	229,17	20,89	H	2,69
1	26	2946,50	2948,20	U	9,60	14,28	H	2,65
1	27	2946,75	2948,45	U	98,44	16,49	HF	2,68
1	28	2947,00	2948,70	U	18,66	14,58	HF	2,67
1	29	2947,25	2948,95	U	16,70	15,02	H	2,69
1	30	2947,50	2949,20	U	49,26	16,87	H	2,68
1	31	2947,75	2949,45	U	35,69	16,57	H	2,68
1	32	2948,00	2949,70	U	181,32	18,23	H	2,70
1	33	2948,25	2949,95	U	16,05	13,97	H	2,69
1	34	2948,50	2950,20	U	21,47	17,13	H	2,69
1	35	2948,75	2950,45	U	522,31	17,08	H	2,61
1	36	2949,00	2950,70	U	407,75	17,00	H	2,62
1	37	2949,00	2950,70	U	15,99	18,57	V	2,66
1	38	2949,25	2950,95	U	649,80	16,80	H	2,56
1	39	2949,50	2951,20	U	904,39	22,52	H	2,67
1	40	2949,75	2951,45	U	649,48	21,54	H	2,67
1	41	2950,00	2951,70	U	791,95	20,11	H	2,65
1	42	2950,00	2951,70	U	732,01	21,51	V	2,67
1	43	2950,25	2951,95	U	873,73	21,01	H	2,68
1	44	2950,50	2952,20	U	321,24	12,04	H	2,67
1	45	2960,00	2961,70	M	1,14	11,39	H	2,65
1	46	2960,50	2962,20	M	39,73	11,05	HF	2,67

1	47	2962,35	2964,05	M	2,41	13,00	H	2,73
1	48	2964,00	2965,70	M	35,19	12,18	HF	2,70
1	49	2965,00	2966,70	M	6,02	13,50	H	2,71
1	50	2965,25	2966,95	M	275,98	11,97	HC	2,73
1	51	2965,50	2967,20	M	89,84	13,40	HF	2,69
1	52	2965,75	2967,45	M	14,51	13,39	H	2,70
1	53	2966,25	2967,95	M	30,99	11,81	HF	2,70
1	54	2966,50	2968,20	M	1,31	11,03	HC	2,70
1	55	2966,75	2968,45	M	9,87	15,28	HF	2,68
1	56	2967,00	2968,70	M	11,82	11,91	H	2,68
1	57	2967,25	2968,95	M	5,21	15,57	H	2,61
1	58	2967,50	2969,20	M	4,19	10,47	H	2,71
1	59	2968,00	2969,70	M	4,83	11,85	H	2,69
1	60	2968,00	2969,70	M	0,13	11,37	V	2,71
1	61	2968,50	2970,20	M	80,18	13,13	HF	2,74
1	62	2968,75	2970,45	M	4,48	12,28	H	2,75
1	63	2969,50	2971,20	M	0,53	9,85	H	2,83
1	64	2969,75	2971,45	M	15,70	16,27	H	2,70
2	1	2983,05	2984,75	L2	698,98	11,85	HC	2,70
2	2	2983,45	2985,15	L2	5,15	12,88	H	2,71
2	3	2983,75	2985,45	L2	278,36	14,09	HF	2,70
2	4	2984,00	2985,70	L2	83,11	18,50	H	2,72
2	5	2984,00	2985,70	L2	121,9	18,44	V	2,74
2	6	2984,30	2986,00	L2	110,90	15,49	H	2,69
2	7	2984,75	2986,45	L2	38,35	14,28	H	2,74
2	8	2985,00	2986,70	L2	26,18	14,88	H	2,75
2	9	2985,30	2987,00	L2	12,59	13,55	H	2,73
2	10	2985,50	2987,20	L2	2,43	13,58	H	2,71
2	11	2985,75	2987,45	L2	9,49	16,33	H	2,72
2	12	2986,00	2987,70	L2	29,96	19,69	H	2,72
2	13	2986,00	2987,70	L2	8,04	19,94	V	2,73
2	14	2986,25	2987,95	L2	100,24	22,21	H	2,69
2	15	2986,50	2988,20	L2	296,19	23,40	H	2,72
2	16	2986,75	2988,45	L2	11,22	15,55	HF	2,70
2	17	2988,00	2989,70	L2	847,41	14,61	V	2,71
2	18	2988,25	2989,95	L2	1129,03	16,40	H	2,73
2	19	2988,50	2990,20	L2	2065,64	18,62	H	2,67
2	20	2988,75	2990,45	L2	524,50	16,88	H	2,71
2	21	2989,00	2990,70	L2	1,50	8,59	V	2,74
2	22	2989,75	2991,45	L2	62,25	16,85	H	2,69
2	23	2990,70	2992,20	L2	3,30	7,62	H	2,75
2	24	2991,00	2992,50	L2	997,04	17,76	H	2,67
2	25	2991,00	2992,50	L2	988,54	18,64	V	2,66
2	26	2991,25	2992,75	L2	442,50	17,40	H	2,66
2	27	2991,45	2992,95	L2	183,70	13,74	H	2,70
2	28	2991,75	2993,25	L2	13,31	12,06	H	2,67
2	29	2992,00	2993,50	L2	109,71	16,66	H	2,66
2	30	2992,00	2993,50	L2	145,78	18,95	V	2,67
2	31	2992,25	2993,75	L2	915,99	22,76	H	2,66
2	32	2993,00	2994,50	L2	480,19	19,34	H	2,65
2	33	2993,00	2994,50	L2	239,40	22,37	V	2,65
2	34	2993,20	2994,70	L2	215,02	14,60	H	2,70
2	35	2993,35	2994,85	L2	374,56	18,55	H	2,67
2	36	2995,20	2996,70	L2	20,26	5,98	H	2,81

2	37	2995,85	2997,35	L2	62,40	3,50	H	2,67
2	38	2996,25	2997,75	L2	33,93	17,45	H	2,65
2	39	2996,50	2998,00	L2	224,56	15,85	H	2,66
2	40	2996,75	2998,25	L2	669,16	16,87	H	2,66
2	41	2998,00	2999,50	Basal	0,69	10,09	H	2,71
2	42	2998,25	2999,75	Basal	0,18	4,82	H	2,66
2	43	2998,50	3000,00	Basal	51,54	6,80	HF	2,66
2	44	2998,70	3000,20	Basal	13,85	8,21	H	2,64
2	45	2999,00	3000,50	Basal	10,03	10,07	V	2,78
2	46	2999,75	3001,25	Basal	27,37	4,34	HC	2,66
2	47	3001,25	3002,75	Basal	3,51	7,42	H	2,65
2	48	3001,75	3003,25	Basal	1,99	5,34	H	2,80
2	#REF!	3003,00	3004,50	Basal	11,25	6,23	H	2,64
2	#REF!	3004,00	3005,50	Basal	6,54	13,05	H	2,63

Annexe 3 : tableau des données des carottes de SFNE-13.

CAROTTE N°	PLUG N	H Depth (m)	Permeability (mD)	Porosity (%)	Cas	DENSITÉ	
1	1	2927,15	0,01	3,14	H	2,74	UPPER TAGI
1	2	2928,2	0,28	5,65	H	2,7	UPPER TAGI
1	3	2928,8	1,73	7,02	H	2,73	UPPER TAGI
1	4	2929,05	0,01	2,94	H	2,75	UPPER TAGI
1	5	2929,65	0,01	2,5	H	2,77	UPPER TAGI
1	6	2930	14,54	12,95	H	2,63	UPPER TAGI
1	7	2930,1	26,82	11,68	V	2,62	UPPER TAGI
1	8	2930,25	10,54	11,4	H	2,61	UPPER TAGI
1	9	2930,5	5,71	7,36	H	2,56	UPPER TAGI
1	10	2930,75	8,69	15,36	H	2,68	UPPER TAGI
1	11	2931	9,47	10,57	H	2,59	UPPER TAGI
1	12	2931,1	35,93	12,68	V	2,62	UPPER TAGI
1	13	2931,25	7,21	11,09	H	2,61	UPPER TAGI
1	14	2931,5	26,26	13,44	H	2,64	UPPER TAGI
1	15	2931,75	11,38	12,86	H	2,6	UPPER TAGI
1	16	2932,35	23,92	17,54	H	2,66	UPPER TAGI
1	17	2932,4	29,59	17,64	V	2,65	UPPER TAGI
1	18	2932,65	9,59	11,64	H	2,6	UPPER TAGI
1	19	2932,85	9,98	10,86	H	2,6	UPPER TAGI
1	20	2933,15	17,67	16,31	H	2,67	UPPER TAGI
1	21	2933,4	16,64	9,79	H	2,58	UPPER TAGI
1	22	2933,7	43,51	15,06	H	2,65	UPPER TAGI
1	23	2934,1	83,77	19,19	H	2,67	UPPER TAGI
1	24	2934,55	26,49	12,43	H	2,59	UPPER TAGI
1	25	2934,8	24,1	16,58	H	2,66	UPPER TAGI
1	26	2935	110,58	19,32	H	2,66	UPPER TAGI
1	27	2935,25	160,51	19,75	H	2,66	UPPER TAGI
1	28	2935,35	84,89	20,35	V	2,67	UPPER TAGI
1	29	2935,5	105,83	18,74	H	2,66	UPPER TAGI
1	30	2935,75	107,62	18,62	H	2,65	UPPER TAGI
1	31	2936	118,35	18,72	H	2,66	UPPER TAGI
1	32	2936,25	132,96	19,15	H	2,66	UPPER TAGI
1	33	2936,35	97,06	20,55	V	2,67	UPPER TAGI
1	34	2936,55	164,39	19,82	H	2,66	UPPER TAGI
1	35	2936,75	174,94	19,64	H	2,67	UPPER TAGI
1	36	2937	140,26	16,92	H	2,63	UPPER TAGI
1	37	2937,05	128,43	18,34	V	2,66	UPPER TAGI
1	38	2937,3	117,27	14,2	H	2,63	UPPER TAGI
1	39	2937,8	96,32	18,46	H	2,68	UPPER TAGI

Annexes

1	40	2937,05	173,13	20,23	H	2,67	UPPER TAGI
1	41	2938,45	173,51	21,22	V	2,71	UPPER TAGI
1	42	2938,55	404,31	21,77	H	2,67	UPPER TAGI
1	43	2938,75	468,25	21,76	H	2,66	UPPER TAGI
1	44	2939	237,83	19,43	H	2,59	UPPER TAGI
1	45	2939,05	229,47	20,75	V	2,66	UPPER TAGI
1	46	2939,25	406,74	19,86	H	2,66	UPPER TAGI
1	47	2939,5	538,52	16,15	H	2,62	UPPER TAGI
1	48	2939,8	1157,13	22,65	H	2,65	UPPER TAGI
1	49	2940	759,09	21,66	H	2,66	UPPER TAGI
1	50	2940,05	604,38	21,46	V	2,66	UPPER TAGI
1	51	2940,25	855,03	22,31	H	2,66	UPPER TAGI
1	52	2940,5	496,47	21,06	H	2,67	UPPER TAGI
1	53	2940,75	1512,22	22,12	H	2,67	UPPER TAGI
1	54	2941	1830,3	22,36	H	2,66	UPPER TAGI
1	55	2941,05	1414,79	21,93	V	2,66	UPPER TAGI
1	56	2941,3	1012,82	16,77	H	2,64	UPPER TAGI
1	57	2941,6	1839,3	18,85	H	2,64	UPPER TAGI
1	58	2942	2012,38	22,75	H	2,67	UPPER TAGI
1	59	2942,05	1679,81	23,36	V	2,67	UPPER TAGI
1	60	2942,25	2917,72	23,73	H	2,72	UPPER TAGI
1	61	2943,15	0,24	2,37	H	2,75	UPPER TAGI
1	62	2944,9	0,07	6,45	H	2,71	UPPER TAGI
1	63	2945	0,11	8,85	H	2,71	UPPER TAGI
1	64	2945,05	0,32	11,15	V	2,74	UPPER TAGI
1	65	2945,25	102,83	17,93	H	2,69	UPPER TAGI
1	66	2945,5	213,47	20,66	H	2,69	UPPER TAGI
1	67	2945,75	163,36	19,91	H	2,67	UPPER TAGI
1	68	2946,05	218,92	20,54	H	2,69	UPPER TAGI
1	69	2946,15	20,1	16,76	V	2,7	UPPER TAGI
1	70	2946,25	26,42	15,49	H	2,7	UPPER TAGI
1	71	2946,6	31,12	15,05	H	2,71	UPPER TAGI
1	72	2946,8	214,22	18,97	H	2,7	UPPER TAGI
1	73	2947	219,58	20,77	H	2,66	UPPER TAGI
1	74	2947,05	4,72	16,45	V	2,7	UPPER TAGI
1	75	2947,25	237,57	21,28	H	2,67	UPPER TAGI
1	76	2947,55	101,5	17,36	H	2,73	UPPER TAGI
1	77	2947,8	110,82	17,99	H	2,67	UPPER TAGI
1	78	2948	185,13	18,44	H	2,67	UPPER TAGI
1	79	2948,05	52,11	19,65	V	2,69	UPPER TAGI
1	80	2948,25	1376,97	22,1	H	2,65	UPPER TAGI
1	81	2948,45	1057,9	20,67	H	2,65	UPPER TAGI
1	82	2948,75	1312,92	21,59	HC	2,65	UPPER TAGI
1	83	2949	1333,67	21,32	H	2,64	TAGI MIDDLE
1	84	2949,25	727,1	19,89	H	2,64	TAGI MIDDLE

Annexes

1	85	2949,5	106,03	16,82	H	2,65	MIDDLE TAGI
1	86	2949,75	188,91	18,35	H	2,66	MIDDLE TAGI
1	87	2950	1076,58	20,9	H	2,65	MIDDLE TAGI
1	88	2950,25	1215,2	21,9	H	2,65	MIDDLE TAGI
1	89	2950,5	1138,36	21,51	H	2,65	MIDDLE TAGI
1	90	2950,8	1073,93	20,71	H	2,65	MIDDLE TAGI
1	91	2951	887,89	20,82	H	2,65	MIDDLE TAGI
1	92	2951,1	963,26	22,9	V	2,68	MIDDLE TAGI
1	93	2951,25	1520,25	22,16	H	2,65	MIDDLE TAGI
1	94	2951,5	1251,28	20,98	H	2,65	MIDDLE TAGI
1	95	2951,75	872,03	21,52	H	2,67	MIDDLE TAGI
1	96	2952	1087,28	20,3	H	2,65	MIDDLE TAGI
1	97	2952,1	326,38	21,48	V	2,72	MIDDLE TAGI
1	98	2952,25	1764,62	22,51	H	2,65	MIDDLE TAGI
2	1	2952,45	2019,08	22,72	H	2,65	MIDDLE TAGI
2	2	2952,8	1588,92	21,35	H	2,65	MIDDLE TAGI
2	3	2953,05	2118,12	22,46	H	2,65	MIDDLE TAGI
2	4	2953,3	2395,49	22,75	H	2,65	MIDDLE TAGI
2	5	2953,35	1580,44	22,74	V	2,65	MIDDLE TAGI
2	6	2953,75	1592,96	22,36	H	2,66	MIDDLE TAGI
2	7	2954,05	1327,84	22,38	H	2,65	MIDDLE TAGI
2	8	2954,25	1606,83	23,02	H	2,65	MIDDLE TAGI
2	9	2954,45	1003,92	21,64	V	2,67	MIDDLE TAGI
2	10	2954,75	1219,85	22,37	H	2,65	MIDDLE TAGI
2	11	2955	1333,61	22,36	H	2,66	MIDDLE TAGI
2	12	2955,25	1259,74	22,02	H	2,65	MIDDLE TAGI

Annexes

2	13	2955,35	872,94	22,6	V	2,67	MIDDLE TAGI
2	14	2955,6	931,81	22,45	H	2,67	MIDDLE TAGI
2	15	2956	736,13	21,91	H	2,67	MIDDLE TAGI
2	16	2956,25	326	21,3	H	2,67	MIDDLE TAGI
2	17	2956,45	526,39	21,78	V	2,66	MIDDLE TAGI
2	18	2956,6	927,06	22,26	H	2,66	MIDDLE TAGI
2	19	2956,8	692,32	21,41	H	2,66	MIDDLE TAGI
2	20	2957	499,58	20,55	H	2,65	MIDDLE TAGI
2	21	2957,25	438,3	19,9	H	2,68	MIDDLE TAGI
2	22	2957,55	191,46	16,8	H	2,68	MIDDLE TAGI
2	23	2957,8	213,52	17,44	H	2,7	MIDDLE TAGI
2	24	2958	163,23	12,72	H	2,69	MIDDLE TAGI
2	25	2958,25	531,29	20,82	H	2,66	MIDDLE TAGI
2	26	2958,45	147,92	19,64	V	2,69	MIDDLE TAGI
2	27	2958,55	627,36	21,16	H	2,66	MIDDLE TAGI
2	28	2958,85	869,24	21,36	H	2,66	MIDDLE TAGI
2	29	2959,1	807,52	20,86	H	2,65	MIDDLE TAGI
2	30	2959,35	1837,79	23,41	H	2,65	MIDDLE TAGI
2	31	2959,6	245,71	22,66	V	2,66	MIDDLE TAGI
2	32	2959,65	1435,13	21,86	H	2,67	MIDDLE TAGI
2	33	2959,85	1434,73	23,49	H	2,65	MIDDLE TAGI
2	34	2960	802,23	21,36	H	2,67	MIDDLE TAGI
2	35	2960,25	1437,48	22,39	H	2,65	MIDDLE TAGI
2	36	2960,55	1284,74	21,97	HF	2,65	MIDDLE TAGI
2	37	2960,85	1019,49	21,19	H	2,67	MIDDLE TAGI
2	38	2961	1227,84	21,32	H	2,67	TAGI

Annexes

2	39	2961,35	2553,46	22,72	H	2,66	MIDDLE TAGI
2	40	2961,85	597,98	17,45	H	2,68	MIDDLE TAGI
2	41	2962	69,79	8,14	H	2,73	MIDDLE TAGI
2	42	2962,3	1525,64	18,76	H	2,67	MIDDLE TAGI
2	43	2962,5	896,14	16,01	H	2,71	MIDDLE TAGI
2	44	2962,8	818,35	14,35	H	2,62	MIDDLE TAGI
2	45	2963	1473,77	19,67	H	2,68	MIDDLE TAGI
2	46	2963,15	240,84	14,85	V	2,7	MIDDLE TAGI
2	47	2963,3	1464,14	18,86	H	2,67	MIDDLE TAGI
2	48	2963,65	1291,33	18,67	H	2,67	MIDDLE TAGI
2	49	2963,85	390,87	16,88	H	2,67	MIDDLE TAGI
2	50	2964	2034,19	20,65	H	2,81	MIDDLE TAGI
2	51	2964,25	517,96	13,37	H	2,66	MIDDLE TAGI
2	52	2964,6	70,57	9,43	H	2,73	MIDDLE TAGI
2	53	2965,2	55,36	11,61	H	2,95	MIDDLE TAGI
2	54	2965,45	31	8,79	H	3,03	MIDDLE TAGI
2	55	2965,75	233,72	10,99	H	3,15	MIDDLE TAGI
3	1	2966,75	0,27	5,35	H	3,11	MIDDLE TAGI
3	2	2967,15	119,42	9,75	H	2,89	MIDDLE TAGI
3	3	2967,4	499,01	16,22	H	2,79	MIDDLE TAGI
3	4	2968,45	33,2	9,6	H	2,73	MIDDLE TAGI
3	5	2968,8	0,32	4,84	H	2,74	LOWER TAGI
3	6	2981,8	0,07	6,72	H	2,7	LOWER TAGI
3	7	2983,3	10,65	6,33	H	2,96	LOWER TAGI
3	8	2983,5	0,05	4,64	H	2,89	LOWER TAGI
3	9	2983,7	1,88	3,81	H	2,8	LOWER TAGI

3	10	2983,95	9,6	4,79 H	2,77	LOWER TAGI
3	11	2984,2	1159,78	15,99 H	2,73	LOWER TAGI
3	12	2984,3	228,99	14,09 V	2,74	LOWER TAGI
3	13	2984,7	158,82	11,38 H	2,77	LOWER TAGI
3	14	2984,95	20,65	8,07 H	2,78	LOWER TAGI
3	15	2985,15	1192,02	18,54 H	2,68	LOWER TAGI
3	16	2987,25	0,39	11,5 H	2,72	LOWER TAGI
3	17	2988,15	40,07	15,1 H	2,66	LOWER TAGI
3	18	2988,2	0,1	11,5 V	2,78	LOWER TAGI
3	19	2988,5	312,05	23,37 H	2,69	LOWER TAGI

[Tapez ici]
