

N° d'ordre : /DSTU/2020



MEMOIRE

Présenté

à



**L'UNIVERSITE ABOU BEKR BELKAID-TLEMEN
FACULTE DES SCIENCES DE LA NATURE ET DE LA VIE ET SCIENCES DE LA
TERRE ET DE L'UNIVERS
DEPARTEMENT DES SCIENCES DE LA TERRE ET DE L'UNIVERS**

Pour obtenir

LE DIPLÔME DE MASTER PROFESSIONNEL

Spécialité

Géo-Ressources

par

Mohammed El Amine ZEMMIT

**LA MODELISATION APPLIQUEE DU RESERVOIR TRIAS (TAGI).
EXEMPLE DU CHAMP OUEST GASSI TOUIL (BASSIN DE BERKINE).**

Soutenu le 29 Novembre 2020 devant les membres du jury :

Salamet MAHBOUBI, MC (B), Univ. Tlemcen

Choukri SOULIMANE, MC (B), Univ. Tlemcen

Mustapha BENADLA, MC (B), Univ. Tlemcen

Mohamed El Amine TOUAHRI, Chef de département, ALNAFT

Président

Encadreur

Examineur

Invité

DEDICACE

Je dédie ce travail

*A mes trésors, les deux personnes les plus chers dans ma vie, à
ceux qui j'adresse toute ma gratitude pour leur soutien, leur
encouragement et leur douaa.*

A mon frère, mes sœurs et toute ma famille.

*A tous ceux qui m'ont consacré leur temps et leur attention, je dis
encore et toujours merci.*

TABLE DES MATIERES

	P
REMERCIEMENTS	4
RESUME	5
ABSTRACT	6
<hr/>	
Premier chapitre : INTRODUCTION	
<hr/>	
I. OBJECTIFS	7
II. METHODOLOGIE	7
A. Acquisition des données	7
B. Interprétation des données	7
III. GENERALITES GEOGRAPHIQUES ET GEOLOGIQUES	8
A. Bassin de Berkine (Région d'étude)	8
1. Cadre géographique	8
2. Cadre géologique	9
1.1. Sur le plan structural	9
1.2. Sur le plan stratigraphique	9
a. Le Socle	9
b. Le Paléozoïque	9
c. Le Mésozoïque	11
d. Le Cénozoïque.....	12
B. Champ Ouest Gassi Touil (Zone d'étude)	14
1. Cadre géographique	14
2. Cadre géologique	14
1.1. Sur le plan structural	14
1.2. Sur le plan stratigraphique	17
IV. RAPPEL SUR LE SYSTEME PETROLIER	19
A. Roches mères	19
B. Roches réservoirs	19
C. Roches couvertures	19
D. La migration	19

E. Les pièges.....	19
--------------------	----

— Deuxième Chapitre : **MODELISATION DU CHAMP OUEST GASSI TOUIL** —

I. INTRODUCTION	20
II. CHARGEMENT DES DONNEES	20
III. INTERPRETATION DES DONNEES SISMIQUES	21
A. Principe d'interprétation sismique	21
B. Calibration puits sismique	21
C. Résultats d'interprétation	22
D. Modélisation des Failles (Fault modeling)	24
E. Définition de réservoir	25
IV. RESULTATS	26
A. Cartes en isobathes	26
1. TAGI supérieur	26
2. TAGI moyen	27
3. TAGI inférieur	27
B. Cartes en isopaques	28
1. TAGI supérieur	28
2. TAGI moyen	29
3. TAGI inférieur	30
V. MODEL STATIC DE RESERVOIR	31
VI. CORRELATION	33
A. Le transect (AA') (NE- SSW)	33
B. Le transect (BB') (NNE- SSW)	33

————— Troisième Chapitre : **EVALUATION PETROPHYSIQUE** —————

I. DISTRIBUTION DES FACIES	36
II. EVALUATION PETROPHYSIQUE	39
A. Scenario Optimiste	39
1. Net to Gross.....	39
2. Porosité.....	39
3. Perméabilité.....	39
4. Saturation en eau	43
5. Contacte Huile-Eau	44

B. Scenario Médian	45
1. Net to Gross.....	45
2. Porosité.....	46
3. Perméabilité.....	47
4. Saturation en eau	48
5. Contacte Huile-Eau	49
C. Scenario pessimiste	50
1. Net to Gross.....	50
2. Porosité.....	51
3. Perméabilité.....	52
4. Saturation en eau	53
5. Contacte Huile-Eau	54
 CONCLUSION GENERAL	 55
 REFERENCES BIBLIOGRAPHIQUES	 56
LISTE DES FIGURES.....	57
LISTE DES TABLEAUX	58

REMERCIEMENTS

Je remercie notre créateur ALLAH qui m'a donné la puissance, la patience, la volonté et l'énergie afin de mener à bien ce travail qui a été réalisé dans des conditions sanitaires particulière. Je tiens aussi à remercier toutes les personnes qui ont contribué de près ou de loin à l'achèvement de ce modeste travail.

Je voudrais tout d'abord adresser toute ma gratitude à :

Monsieur **Choukri SOULIMANE**, Maître de Conférences classe (B) à l'université de Tlemcen pour m'avoir encadré et consacré une grande partie de son précieux temps pour la réalisation de ce manuscrit. Merci pour vos orientations et vos conseils constructifs.

Madame **Salamat MAHBOUBI**, Maître de Conférences classe (B) à l'université de Tlemcen, pour m'avoir fait l'honneur de présider ce jury.

Monsieur **Mustapha BENADLA**, Maître de Conférences classe (B) à l'université de Tlemcen, de bien vouloir accepter de juger ce modeste travail.

Mes vifs remerciements s'adressent à Monsieur **Abbas MAROK**, professeur à l'université Tlemcen, pour son aide et ses orientations enrichissantes depuis le commencement de ce mémoire, pour le soutien, le suivit de près ou de loin. L'élaboration de ce mémoire est un témoignage de ma grande reconnaissance

Je tiens également à remercier Monsieur **Mohamed El Amin TOUAHRI**, Chef de département Berkine à ALNAFT, qui a accepté de diriger mon travail et de m'avoir guidé. Il a toujours été disponible et a été d'une aide très précieuse lors de ce mémoire, tout particulièrement sur le plan pratique

Mes profondes reconnaissances s'adressent également à l'ensemble des enseignants de notre département STU qui ont contribué à notre formation.

Enfin, je ne saurais oublier mes collègues de la promotion de Géologie pour toutes ces années partagées et pour les sympathiques moments qu'on a passés ensemble.

RESUME

La présente étude se focalise sur une modélisation appliquée de réservoir **TAGI** - champ Ouest Gassi Touil -, ce dernier fait partie du Bassin de Berkine qui est situé au nord de la plate-forme Saharienne.

Cependant, le traitement des données sismiques nous a permis à établir des cartes en isobathe et en isopaque, la corrélation entre les puits de la région qui montre que la zone la plus subsidente et la plus épaisse se situe dans la partie NW.

Par ailleurs, la modélisation structurale nous a permis de distinguer l'existence de deux types principaux de faille ; la première est d'orientation NE-SW et une seconde sub-horizontale d'orientation E-W. Ces deux familles de failles montrent l'existence d'un anticlinal en forme de horst.

Enfin, l'interprétation des paramètres pétrophysiques du réservoir **TAGI** du champ Ouest Gassi Touil nous a permis de constater que la zone SE est la plus favorable pour l'exploitation. Ceci est confirmé par la dominance des failles dans ladite zone.

Mots- clés : **TAGI**, Ouest Gassi Touil, Bassin Berkine, Isobathe, Isopaque, Corrélation, Modélisation structurale, PETREL, Paramètres pétrophysiques.

ABSTRACT

The present study is focused on applied modeling of TAGI reservoir the TAGI reservoir of the West Gassi Touil field, which is located in the western part of the Berkine Basin. This last is located in the Northern part of the Saharan plateforme

However, the processing of the seismic data allowed us to establish isobath and isopaque maps, the correlation between the wells of the region which shows that the most subsistent and thickest zone is situated in the NW part.

Furthermore, structural modeling allowed us to distinguish two main types of fault; the first is NE-SW and the second is sub-horizontal E-W. These two families of faults show the existence of a horst-shaped anticline.

Finally, the interpretation of the petrophysical parameters of the TAGI reservoir of West Gassi Touil field allowed us to observe that the SE zone is the most favorable for exploitation. This is confirmed by the dominance of faults in said zone.

Key-words: TAGI, West Gassi Touil, Berkine Basin, Isobathe, Isopac, Correlation, Logging, Modelization, PETREL, Petrophysical parameters.

I. OBJECTIFS

Le but de ce travail est d'interpréter des données -sismique et puits- afin d'aboutir à une représentation d'un modèle géologique 3D de réservoir Trias Argileux gréseux Inférieur (**TAGI**) du champ Ouest Gassi Touil. Les principaux objectifs de ce mémoire ont été interprétés par le logiciel **PETREL** de Schlumberger et cela grâce à l'acquisition des données sismiques provenant de six puits situés dans le champ Ouest Gassi Touil. Pour cela, on a pu tracer les objectifs suivants :

- Interprétation structurale des données sismiques ;
- modélisation de Failles en 3D ;
- Réalisation des cartes en isobathe et en isopâque ;
- Effectuer des corrélations entre les différents puits ;
- Evaluation pétrophysique en réalisant des cartes de facies, évolution de réservoir (NTG), de porosité, de perméabilité et de saturation ;
- Définition des contacts de fluide au sein de réservoir.

II. METHODOLOGIE

A. Acquisition des données

Dans le présent mémoire, les principales données sismiques acquises sont :

- Rapport de synthèse sur le bassin de Berkine ;
- Cube sismique 3D sous format (.SGY) ;
- Donnée diagraphique des puits (.LAS).

B. Interprétation des données

Les données numériques acquises ont été interprétées par le logiciel **PETREL** (2017). Ainsi, le workflow se résume comme suit :

- Importation et classement des données selon la nature dans la plateforme ;
- Interprétation des données sismiques afin de dégager le schéma structural dans la région ;
- Interprétation des données diagraphiques et découpage des séquences (les séquences ont été définies par les rapports des puits) ;
- Corrélation de la séquence réservoir et entre les puits, afin de voir la variation des épaisseurs et la continuité des facies ;
- Volet pétrophysique qui consiste à voir la distribution des paramètres tel que la porosité, la perméabilité et la saturation en eau dans le réservoir ;

III. GENERALITES GEOGRAPHIQUES ET GEOLOGIQUES

A. Bassin de Berkine (Région d'étude)

1. Cadre géographique

D'une superficie de 102 395 Km², le Bassin de Berkine est situé dans la partie nord de la plateforme saharienne. Il est limité par le Dôme de Dahar au Nord, Bassin d'Illizi au Sud, les frontières tunisiennes et libyennes à l'Est et enfin Hassi-Messaoud à l'Ouest (fig. 1).

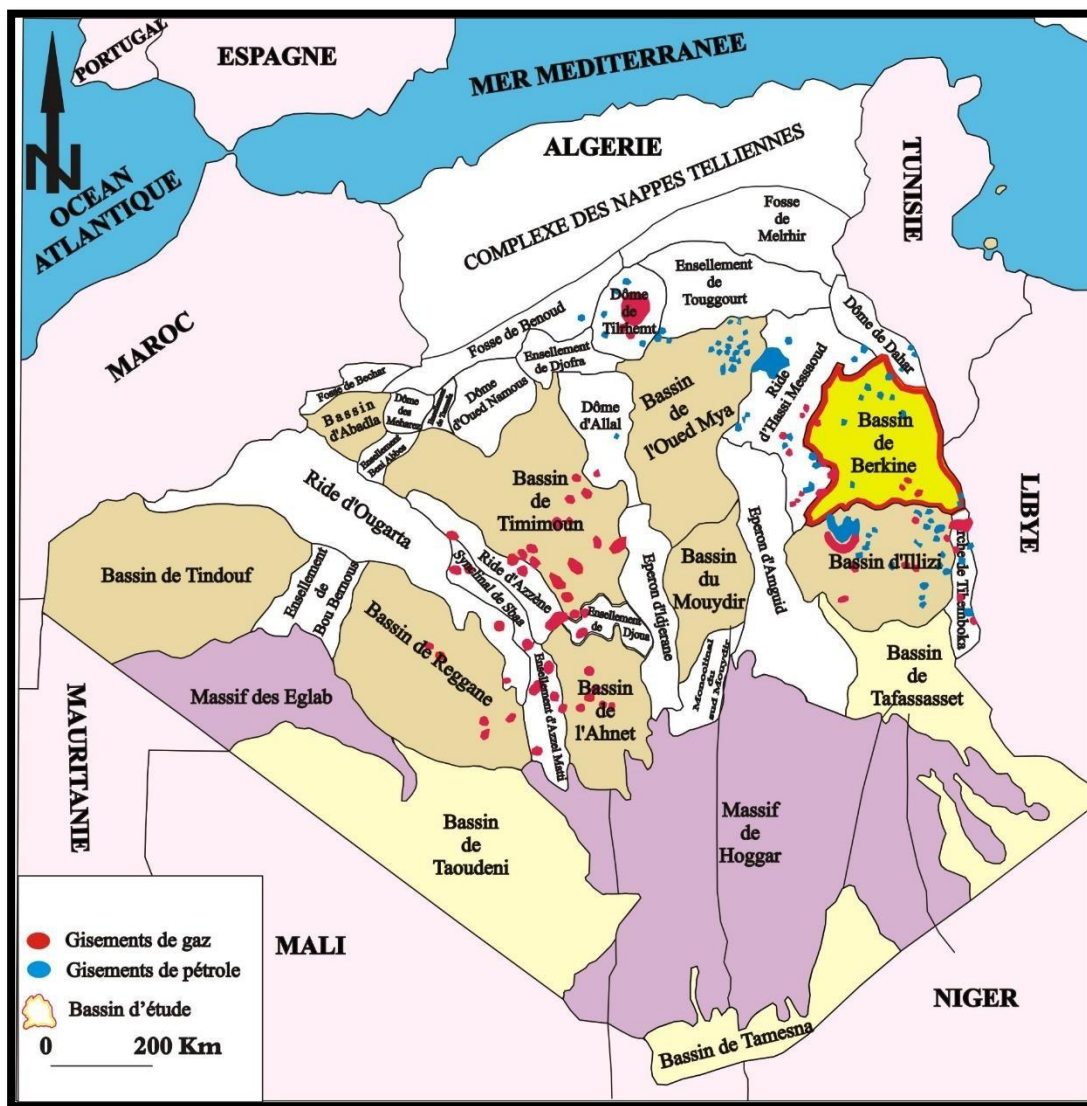


Fig. 1- Situation géographique du bassin de Berkine (d'après WEC, 2007, modifiée).

2. Cadre géologique

1.1. Sur le plan structural

Le Bassin de Berkine est le résultat des différentes phases tectoniques (compression-distension) depuis le Précambrien jusqu'au Tertiaire (WEC, 2007), il est caractérisé par deux domaines principaux qui sont :

- Domaine Ouest : c'est un domaine très structuré, où les accidents présentent des rejets importants et les structures sont de grande amplitude ;
- Domaine Centre : où les structures sont relativement moins prononcées, avec une remontée monoclinale vers le Sud.

1.2. Sur le plan stratigraphique

En se référant sur quelques travaux qui ont été déjà réalisés (BOUDJEMA, 1987 ; WEC, 2007 ; GHENIM, 2012 ; AHMAHMA & GHARA, 2014 ; AMEUR ZAIMECHE, 2014 ; HACHEMAOUI, 2014 ; TOUAHRI, 2015 ; MAHDAOUI, 2017 ; SOUADNIA, 2017), la série stratigraphique du bassin de Berkine est composée de bas en haut comme suit (fig. 2) :

a. Le Socle

Il est composé de roches précambriennes sur lesquelles reposent en discordance les formations paléozoïques.

b. Le Paléozoïque

- Le Cambrien

Repose sur le socle précambrien Il est constitué par :

- Lithozone R3 : formée essentiellement par des grès grossiers à conglomérats et microconglomérats à la base.
- Lithozone R2 : constituée par des grès moyens à grossiers, très argileux à passées d'argile.
- Lithozone Ra : composée par des quartzites et des grès fins à moyens avec passées d'argiles et de silts, marquée parfois par une présence abondante de tigillites.
- Lithozone Ri : formée par une alternance d'argile grise silteuse et de grès quartzitiques blancs, fins à très fins.

- L'Ordovicien

○

- Constitué de bas en haut par :
 - Les Grès de Miribel : formés par une alternance d'argiles silteuses et de grès à grains fins à très fins ;
 - Les Argiles d'El-Gassi : c'est une formation d'argile grise à sombre ;
 - Les Grès d'El-Atchane : formés d'un ensemble représenté par des niveaux de grès siliceux avec passées d'argiles silteuses ;

- Les Quartzites de Hamra : composés de quartzites et de grès quartzitiques compacts ;
- Les Grès de Ouargla : il s'agit de grès siliceux, renfermant quelques passées d'argiles silteuses ;
- Les Argiles d'Azzel : des argiles noires riche en fossiles ;
- Les Grès d'Oued Saret : il s'agit d'une alternance de grès et d'argiles silteuses ;
- Les Argiles micro-conglomératiques : composées d'une série d'argile intercalée par des niveaux micro conglomératiques ;
- Les grès de Ramade : il s'agit de grès quartzitiques à passées d'argile à la base, surmontées par des grès quartzitiques de la dalle de M'Kratta.

- Le Silurien

Composé essentiellement par des argiles noires fossilifères sur lesquelles reposent des grès argileux. Ce dernier est subdivisé de bas en haut par :

- Le Silurien argileux ou argiles à Graptolites : ce sont des argiles gris-noires à noires, riches en graptolites ;
- Le Silurien argilo-gréseux : c'est une alternance d'argiles grises silteuses, parfois carbonatées et de grès gris à gris clair, fins à moyens, à grains subarrondis, généralement bien classés et moyennement durs.

- Le Dévonien

Subdivisé de bas en haut en huit sous-étages :

- Le Gédinnien : formé de grès clairs fins à moyens, parfois grossiers, durs, siliceux, avec intercalations d'argile gris foncé à noire, indurée, micacée ;
- Le Siégenien : composé de grès gris blanc parfois gris sombre, très fin à fin, siliceux, avec passées et intercalations d'argile grise à noire, indurée, silteuse parfois micacée et pyriteuse ;
- L'Emsien : caractérisé par l'argile grise à gris foncé silteuse tendre, avec passées de grès gris-blanc mouchetés de noir, très fin à fin rarement moyen, siliceux compact ;
- L'Eifélien : constitué d'alternance d'argiles gris foncé à noire silteuse indurée et de calcaires argileux et gréseux à grains fins à moyens ;
- Le Givétien : alternances d'argile noire à gris-noire, silteuse, tendre, indurée et de calcaire blanchâtre à gris sombre, argileux, moyennement durs ;
- Le Frasnien : formé d'argile gris-noire à noire micacée silteuse, tendre, indurée avec présence de calcaire gris-blanc à gris sombre, argileux, fossilifère, moyennement dur. Traces de pyrite ;
- Le Famménien : constitué d'argile gris-noire tendre à indurée silteuse, pyriteuse, micacée, feuilletée, parfois carbonatée avec fines passées de calcaire gris clair, dur, parfois gris blanchâtre et de grès gris-blanc, très fin siliceux ;
- Le Strunien : constitué d'argile noire, indurée, silteuse micacée et de grès fin, silico-argileux, moyennement dur. Présence de pyrite.

-Le Carbonifère

Composé essentiellement par :

- Le Tournaisien F1A : il est constitué d'une alternance de grès blanc à gris, fin à moyen, moyennement consolidés à friables avec passées d'argile noire, silteuse et micacée ;
- Le Tournaisien F1B : Les grés du F1B sont similaires mais plus argileux ;
- Le Viséen : c'est une alternance d'argile noire, indurée, silteuse, micacée et des bancs de grès à grains très fins ;
- Le Namurien : il s'agit de grès blanc à gris fin à moyen avec passées d'argiles, de calcaires et de gypses ;
- Le Westphalien : des argiles silteuses et des carbonates avec intercalation de dolomies gréseuses.

c. Le Mésozoïque

Comprend la succession lithologique suivante :

- Le Trias

Composé par :

- Le Trias Argilo-Gréseux Inférieur (**TAGI**) : formé en générale de conglomérats rouge à brun à la base et de grès intercalés avec des argiles brun rouge parfois gris-vert ;
- Le Trias Argilo-Carbonaté (**TAC**) : constitué d'argile brun rouge rarement gris-vert et de grès gris-blanc à gris-vert, très fin à fin avec passées de dolomie blanche ;
- Le Trias Argilo-Gréseux Supérieur (**TAGS**) : formé essentiellement d'argile brun-rouge à gris-vert, tendre à indurée, silteuse ;
- Le Trias S4 : il s'agit d'une alternance de sels et d'argiles.

- Le Jurassique

Subdivisé en trois étages :

-Jurassique inférieur

Il comprend de bas en haut :

- Lias argileux : il s'agit d'argile de sel massif translucide avec fines passées d'argile silteuse, tendre à indurée ;
- Lias S1+S2 : intercalations de sel massif, blanc et rosâtre à passées d'argile tendre, légèrement salifère. Présence d'anhydrite blanche ;
- Horizon B : alternance de calcaire dolomitique beige, microcristalline, dure et d'argile dolomitique ;
- Lias salifère : constitué de sel translucide avec fines passées d'argile tendre à indurée salifère avec présence d'anhydrite blanche ;
- Lias anhydritique : composé d'une alternance d'anhydrite massive blanche, d'argile brun-rouge et de sel.

-Jurassique moyen

Il est subdivisé en :

- Dogger lagunaire : constitué d'argile silteuse avec passées de grès argileux, de calcaire dolomitique et d'anhydrite ;
- Dogger argileux : formé d'argile avec intercalations de siltstones et de grès avec passées de calcaires tendres rarement dolomitiques.

- Jurassique supérieur

Représenté essentiellement par le Malm, il s'agit d'une intercalation d'argiles, de calcaires, de grès fins et de silts.

- Le Crétacé

Il est caractérisé par la succession suivante :

- Néocomien : il s'agit d'argile silto-sableuse, légèrement carbonatée avec passées de grès fins carbonatés ;
- Barrémien : formé d'une alternance de grès et d'argile silto-sableuse avec présence de lignite ;
- Aptien : constitué d'argile tendre et de calcaire argileux avec passées de dolomie ;
- Albien : composé de grès avec passées d'argile silto-sableuse ;
- Cénomaniens : il s'agit d'une alternance d'argile dolomitique, d'anhydrite, de sel et de calcaire ;
- Turonien : formé de calcaire argileux avec intercalation de marne ;
- Sénonien : constitué de sels avec passées d'argile, légèrement salifères, surmontés par une alternance d'anhydrites, de calcaire et d'argiles dolomitiques. Cet ensemble se termine par des calcaires dolomitiques avec fines passées de dolomie, d'anhydrite et d'argile.

d. Le Cénozoïque

Il est caractérisé uniquement par le Mio-pliocène, ce dernier est constitué par des intercalations d'argile sableuse et quelques bancs de calcaires argileux.

AGE		COLONNE LITHOLOGIQUE	DESCRIPTION
MIO-PLIOCENE			sable avec intercalations d'argile sableuse
MESOZOIQUE	CRETACE	Sénonien	sel avec passées d'argile, surmontés par une alternance d'anhydrites, de calcaire et d'argiles dolomitique. Cet ensemble se termine par des calcaires dolomitiques
		Turonien	Calcaire avec intercalations de marne
		Cénomannien	alternance d'argile, d'anhydrite, de sel et de calcaire
		Albien	Grès avec passées d'argile
		Aptien	Argile et calcaire argileux avec passées de dolomie
		Barrémien	Alternance de grès et d'argile
		Néocomien	Argile avec passées de grès
	JURASSIQUE	MALM	intercalation d'argiles, de calcaires, de grès et de silts
		DOGGER	d'argile avec intercalations grès avec passées de calcaires Argile avec passées de grès de calcaire dolomitique et d'anhydrite
		LIAS	Anhydrite
			Sel
			Calcaire dolomitique avec passées d'argile (Horizon B)
			Sel massif à intercalations d'argile et d'anhydrite (S1+S2)
	TRIAS	Sel massif avec fines passées d'argile Le Trias Argilo-Gréseux Supérieur (TAGS) Trias Argilo-Carbonaté (TAC) Trias Argilo-Gréseux Inférieur (TAGI)	
CARBONIFERE	Alternance de grès et d'argiles		
PALEOZOIQUE	DEVONIEN	Argile avec fines intercalations de grès	
		Argiles admettant des passées gréseuses	
		Alternance d'argiles et de calcaires	
		Alternance d'argiles, et des calcaires argileux et gréseux	
		Alternance d'argiles, de grès et d'argiles silteuses	
		Alternance d'argiles et des grès	
	SILURIEN	Grès	
		Alternance d'argiles et des grès	
	ORDOVICIEN	Argiles à Graptolites	
		Argiles micro-conglomératiques Grès d'Oued Saret Argiles d'Azzel Grès de Ouargla	
Quartzites de Hamra			
Grès d'El-Atchane Argiles d'El-Gassi Grès de Miribel			
CAMBRIEN	Zone R		
PRECAMBRIEN	Socle		

- Anhydrites
- Sels
- Dolomies
- Calcaires
- Argiles
- Grès
- Socle

Fig. 2- Série stratigraphique type du bassin de Berkine (d'après WEC, 2007, modifiée).

B. Champ Ouest Gassi Touil (Zone d'étude)

1. Cadre géographique

Le champ Ouest Gassi Touil, objet de la présente étude, est situé dans la partie Ouest du Bassin de Berkine (fig. 3A). Géographiquement, la zone d'étude est située entre les latitudes 30°-31° Nord et longitudes 7°-8° Est (fig. 3B).

En coordonnées UTM :

Latitude = 30°24'31.64038"N
Longitude = 7°23'25.78916"E

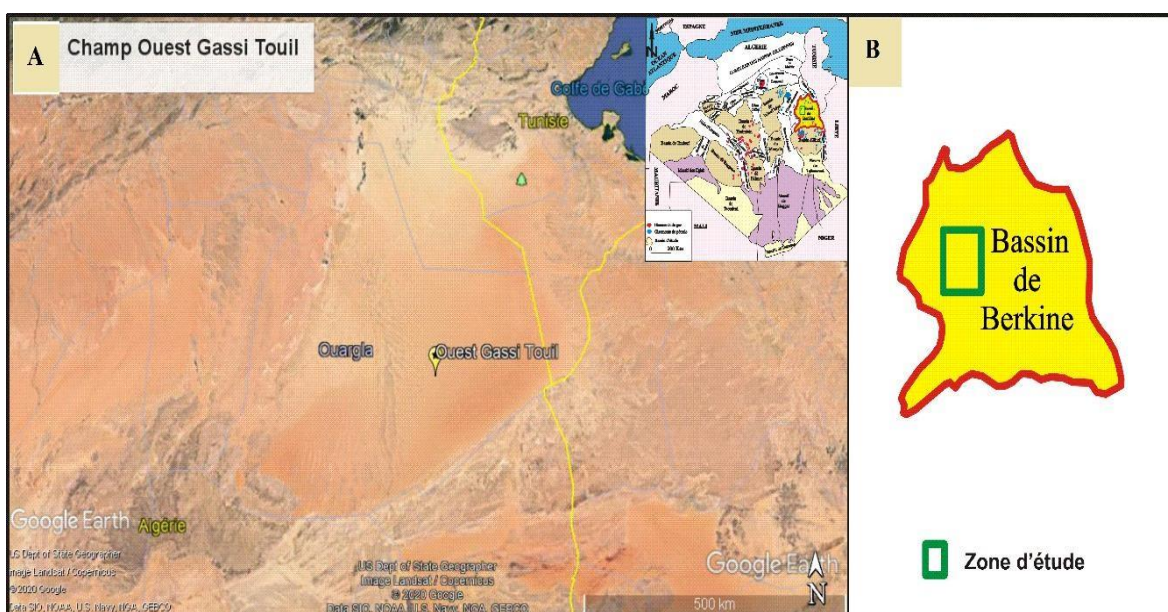


Fig. 3. **A-** Image satellitaire de la zone d'étude. **B-** Localisation du champ Ouest Gassi Touil.

2. Cadre géologique

1.1. Sur le plan structural

L'histoire géologique de la partie ouest du Bassin de Berkine est caractérisée par la succession de plusieurs événements tectoniques au cours des âges paléozoïque et mésozoïque. Les premiers événements tectoniques de l'âge hercynien et pendant le carbonifère sont caractérisés par la réactivation des failles qui délimitent les tendances majeures de soulèvement. Ces failles génèrent une remontée de ces zones et amorcent une érosion importante des dépôts paléozoïques. Cette phase d'érosion semble devoir se poursuivre pendant la période du Trias inférieur. Par ailleurs, La remontée devient de plus en plus récente vers l'Est et le Sud-Est au moment où la sédimentation se poursuit pendant le Carbonifère supérieur jusqu'à la fin du Permien. Il fait suite à une érosion différentielle importante des sédiments du Paléozoïque avec d'importants sédimentaires d'Est en Ouest et

du Sud-Est au Nord-Ouest. Au terme de ce cycle érosif, cette région devient une zone plane aux reliefs accentués (fig. 4 et 5) (Rapport SONATRACH).

Il est à signaler que les puits P1, P2, P3, P4, P5 et P6 ont été forés sur un anticlinale en forme de horst qui a débuté au Paléozoïque inférieur (Ordovicien) et réactivé pendant les orogénies du Trias et de l'Aptien. La structure du champ Ouest Gassi Touil était la plus active du point de vue tectonique au cours du Trias-Liassique, lorsque des failles d'extension liées à l'initiation du rift proto-atlantique se sont produites (fig. 4 et 5) (Rapport SONATRACH).

La figure 5 présente l'orientation des failles au toit du Trias, nous distinguons deux orientations majeures : failles SW-NE (N 40°) et les failles transversal E-W.

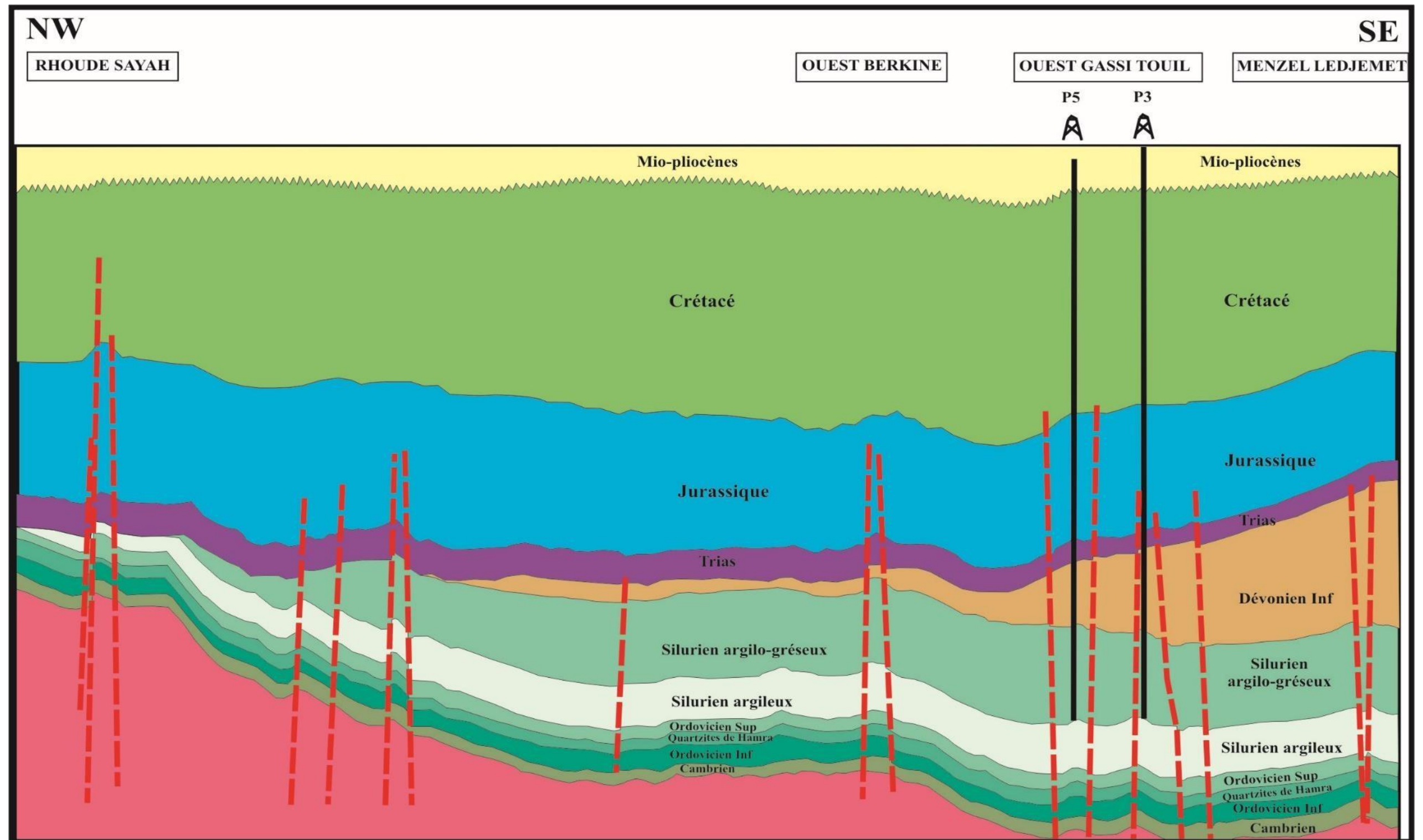


Fig. 4- Coupe géologique d'orientation NW-SE de la zone d'étude (Rapport SONATRACH)

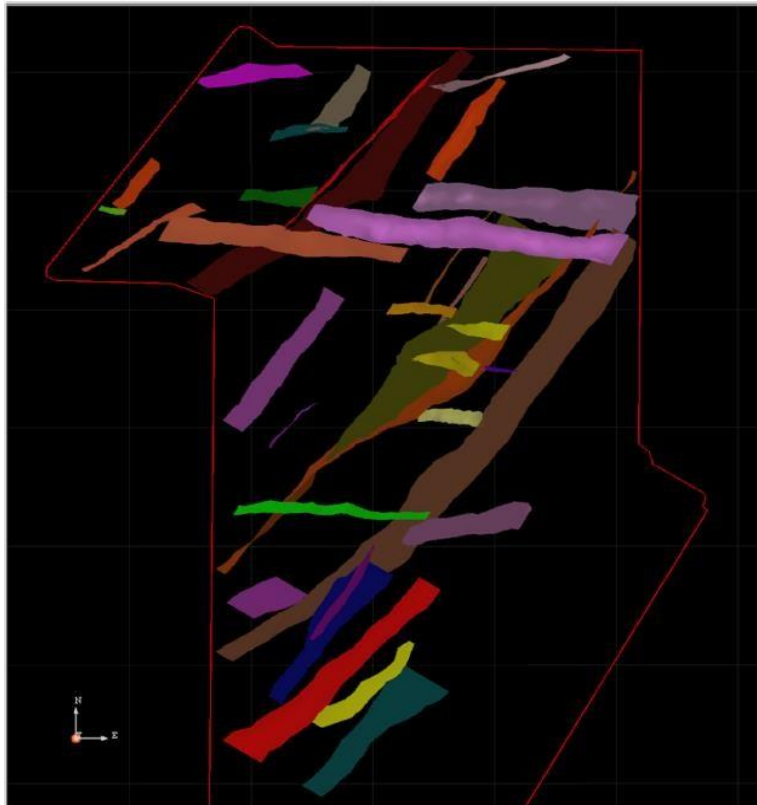


Fig. 5- Structures de la zone d'étude présentent des failles d'orientation SE-NW et E-W.

1.2. Sur le plan stratigraphique

Les principaux réservoirs du champ Ouest Gassi Touil sont constitués par :

- Les Grès du Trias Inférieur (**TAGI**) à huile ;
- Les Grès du Dévonien Inférieur (Siegénien « F6-1 et F6-2 ») à huile et gaz ;

Dans le présent mémoire, nous nous intéressons aux Trias Argilo-Gréseux qui a été rencontré à 4034m de profondeur et d'une épaisseur de 22m. Ce réservoir est constitué de grès représentant 3.4 m de Net Pay (Rapport SONATRACH).

AGE		STAGE	STRATIGRAPHIE	LITHOLOGIE
		Mio-Pliocène clastiques		Grès, dolomie, schiste argileux, calcaire
CRETACE	SENONIEN	« Carbonate »		Dolomie, schiste argileux, anhydrite
		« Lagunairre »		Anhydrite, dolomie, calcaire, schiste argileux
		« Salifere »		Halite, schiste argileux, anhydrite
		Turonien		Calcaire, schiste argileux
		Cénomanién		Anhydrite, dolomie, calcaire gréseux, schiste argileux
		Albien		Schiste argileux, grès, lignite
		Aptien		Calcaire, dolomie
		Barrémien		Grès sableux, argile schisteux intercalé
		Néocomien		Schiste argileux, dolomie, calcaire
	JURASSIQUE	DOGGER	MALM	
Argileux				Schiste argileux, anhydrite
Lagunaire				Schiste argileux, anhydrite, dolomie
LIAS		Argilo-dolomitique		Schiste argileux, halite massif, anhydrite, calcaire
		Anhydrite		Anhydrite, schiste argileux, halite, dolomie
		Salifere		Halite, argile
		Horizon « B »		Calcaire, anhydrite
		S1+S2		Halite, anhydrite, schiste argileux
		S3		Halite, schiste argileux
		Argileux		schiste argileux, gaz de schiste
TRIAS	TAGS	« Arg.-gres.sup »		Grès, schiste argileux, limon
	CARB	Intermédiaire		schiste argileux, calcaire, grès sableux
	TAGI	« Argilo-gres.inf »		Grès, schiste argileux
DEVONIEN	Emsien			Calcaire, schiste argileux, grès, siltite
	Siegenien F6-1			Grès, schiste argileux
	Siegenien F6-2	Supérieur		Grès, siltite, schiste argileux
		Ps3		
		Ps2		
Gedinnien F6-3			Grès, schiste argileux	
SILURIEN	Supérieur	Argilo-gréseux		Grès, schiste argileux, limon
				Grès, schiste argileux, limon
				Grès

Fig. 6- Série stratigraphique type de zone d'étude (Rapport SONATRACH).

IV. RAPPEL SUR LE SYSTEME PETROLIER

A. Roches mères

Les deux principales roches mères du bassin de Berkine sont le Frasnien (Carbonifère) et le Silurien. Ces deux roches mères ont généré un important volume d'hydrocarbures depuis le Kimméridgien.

B. Roches réservoirs

Les principaux réservoirs qui appartenant au bassin de Berkine sont ceux du Trias, Carbonifère, Dévonien, Silurien inférieur, et l'Ordovicien.

C. Roches couvertures

Le salifère liasique constitue une excellente couverture pour l'ensemble du Trias.

D. La migration

Le chemin de migration est effectué soit latéralement à travers les grès du **TAGI** (Trias Argileux-Gréseux Inférieur) ; Strunien et Viséen (sommet du Carbonifère), ou bien verticalement par les Failles.

E. Les pièges

Il s'agit des anticlinaux simples ou faillés formés lors des différentes phases compressives.

I. INTRODUCTION

L'objectif majeur de ce chapitre est de réaliser un modèle géologique en 3D pour le réservoir **TAGI** de champ de Ouest Gassi Touil.

Cependant, les données numériques recueillies à partir de six puits sont interprétées par le logiciel **PETREL** 2017. Ceci nous a permis de construire des modèles structuraux et pétrophysiques.

II. CHARGEMENT DES DONNEES

Cette procédure se fait initialement par le chargement des données sismiques et les puits (coordonnées UTM, KB et TD), puis les données de la déviation (cas des puits horizontaux), les toits des formations géologiques (top) et enfin les données diagraphiques (log) (fig. 7).

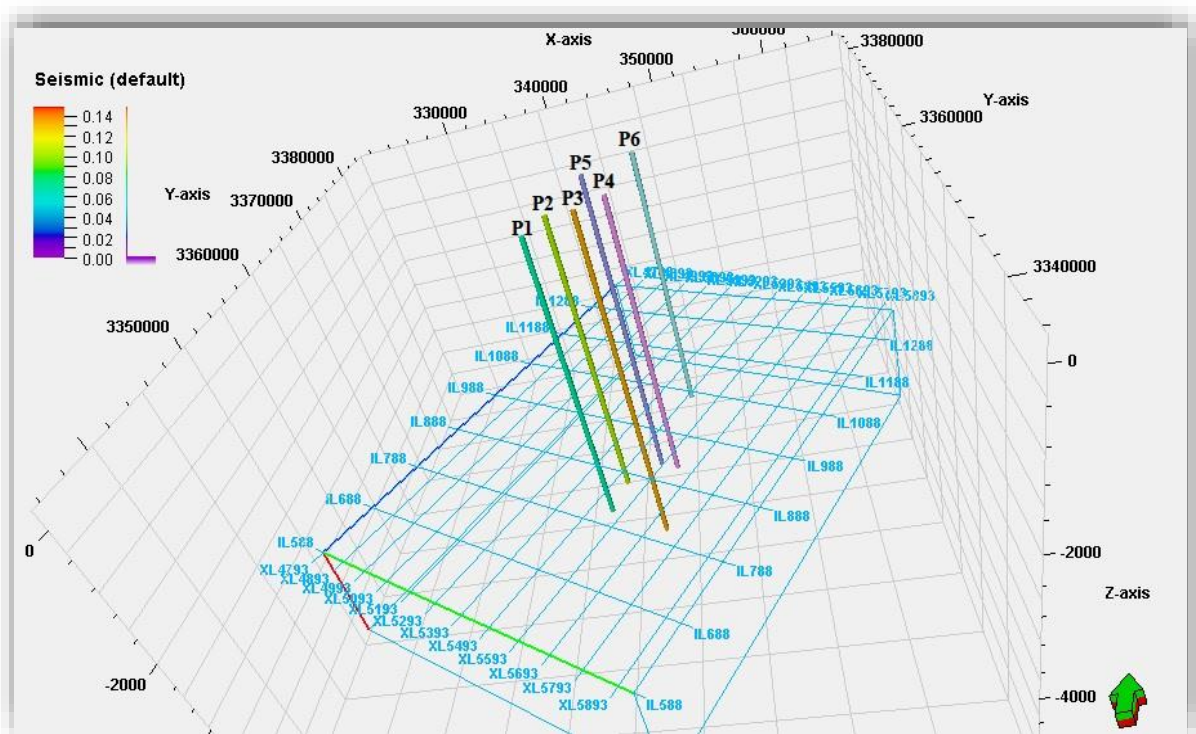


Fig. 7– Chargement des données sismiques et emplacement des puits.

III. INTERPRETATION DES DONNEES SISMIQUES

A. Principe d'interprétation sismique

Une image sismique est constituée d'un ensemble de traces sismiques, qui sont elles-mêmes des représentations bruitées des variations de l'impédance acoustique des différentes formations géologiques.

Pour construire un modèle géologique, l'interprétation structurale est l'étape clé. Cette dernière consiste à :

- L'interprétation des failles et la Construction des horizons.
- La représentation la plus exacte possible des structures et de la nature des roches en profondeur.

B. Calibration puits sismique

Le calage permet d'identifier les tops des formations géologiques dans une section sismique. A cet effet, nous devons caller les impédances acoustiques (vitesse), avec les profondeurs enregistrées par les forages en utilisant les logs du sonic et les VSP (fig. 8).

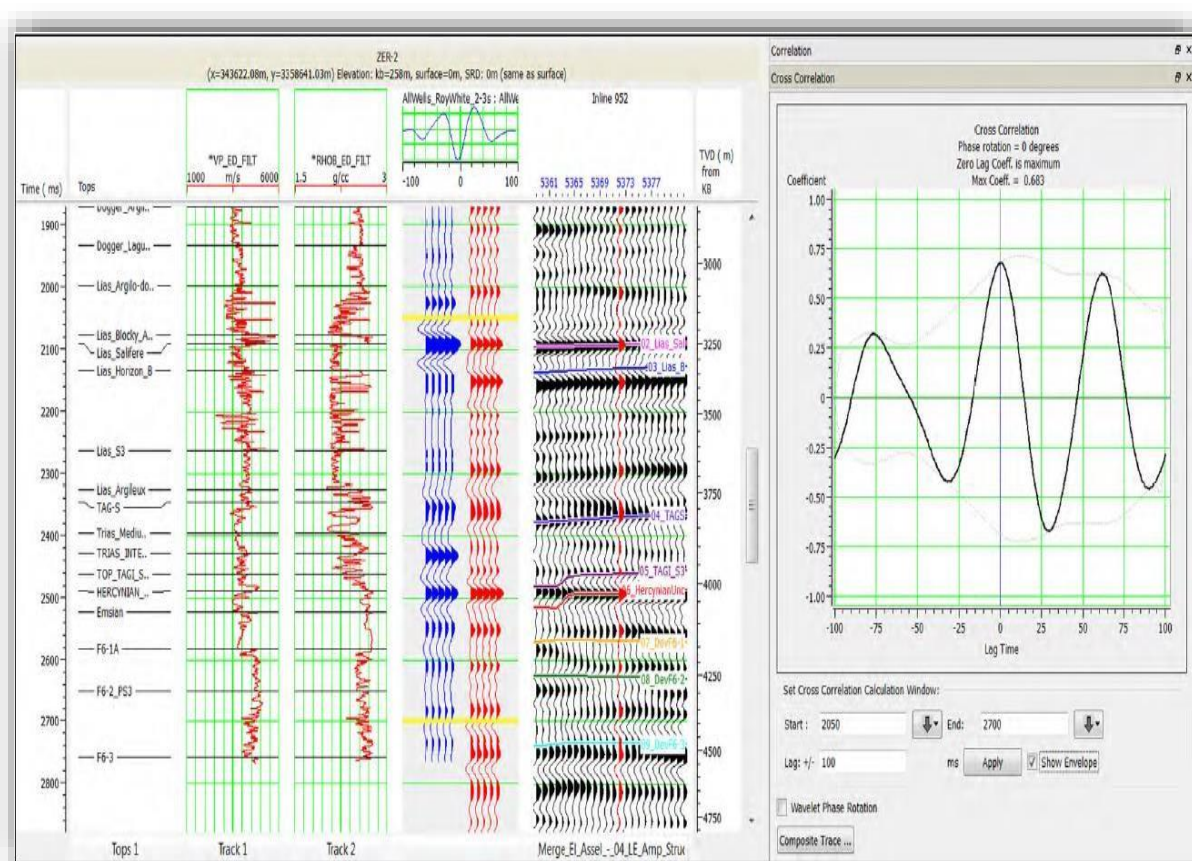


Fig. 8- Exemple de calibration puits sur section sismique.

C. Résultats d'interprétation

A partir de la section sismique, nous avons pu réaliser la projection des puits sur l'ensemble de gisement (fig. 9). A vrai dire, la section sismique est considérée comme un document de base pour le géophysicien interpréteur. Cette dernière lui permettra d'effectuer la corrélation des horizons.

A cet effet, nous remarquons qu'il y a une bonne concordance entre les 9 horizons ; dont aucun des horizons n'a nécessité de modifications importantes. Sur certains horizons, des modifications mineures ont été apportées à de petites zones localisées mais, en général, les horizons finaux étaient une extension des horizons d'origine (fig. 10).

Notons que huit horizons ont été directement interprétés à partir des données sismiques 3D, tandis que le TAGI a été calculé à partir des isochrones proportionnels.

Le Radom-line passant par les puits montre la structure du gisement Triasique, objet de notre étude (fig. 10.)

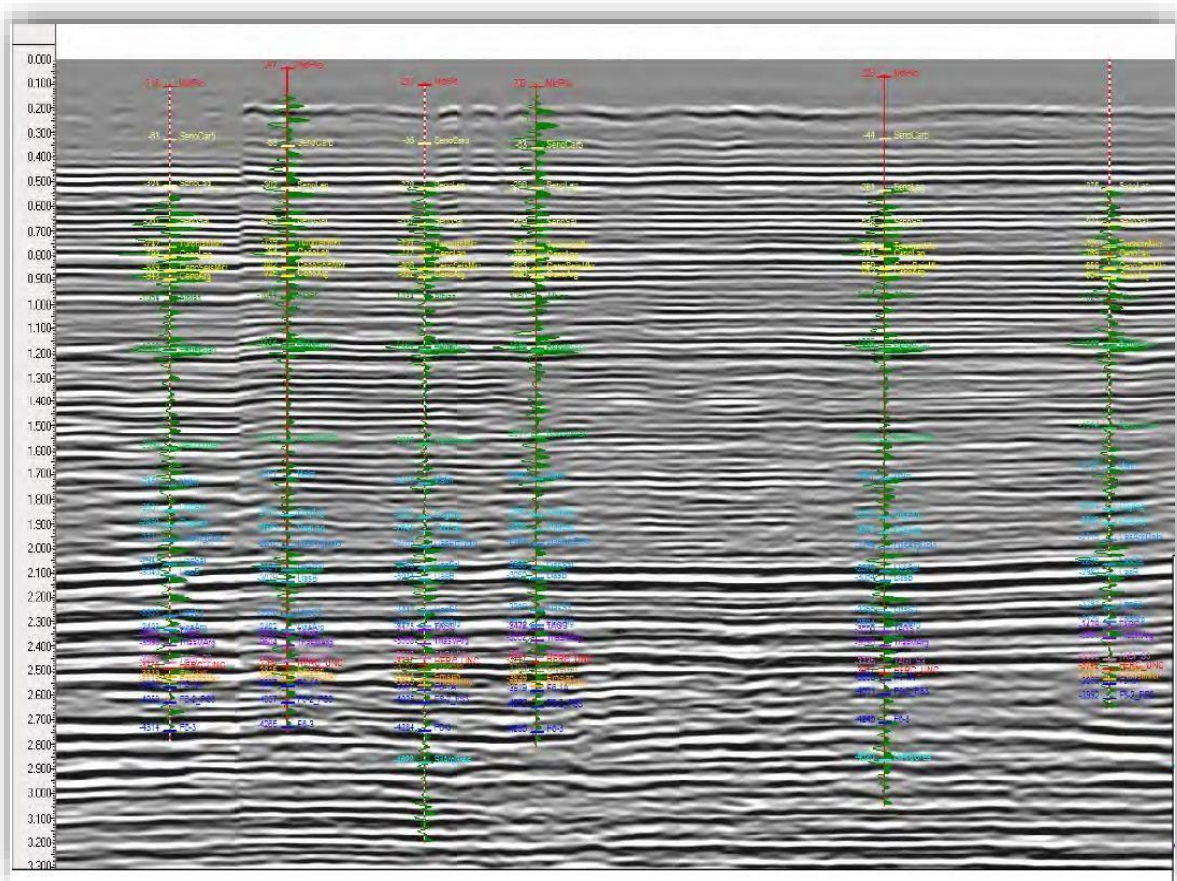


Fig. 9- projection des puits à partir de la section sismique.

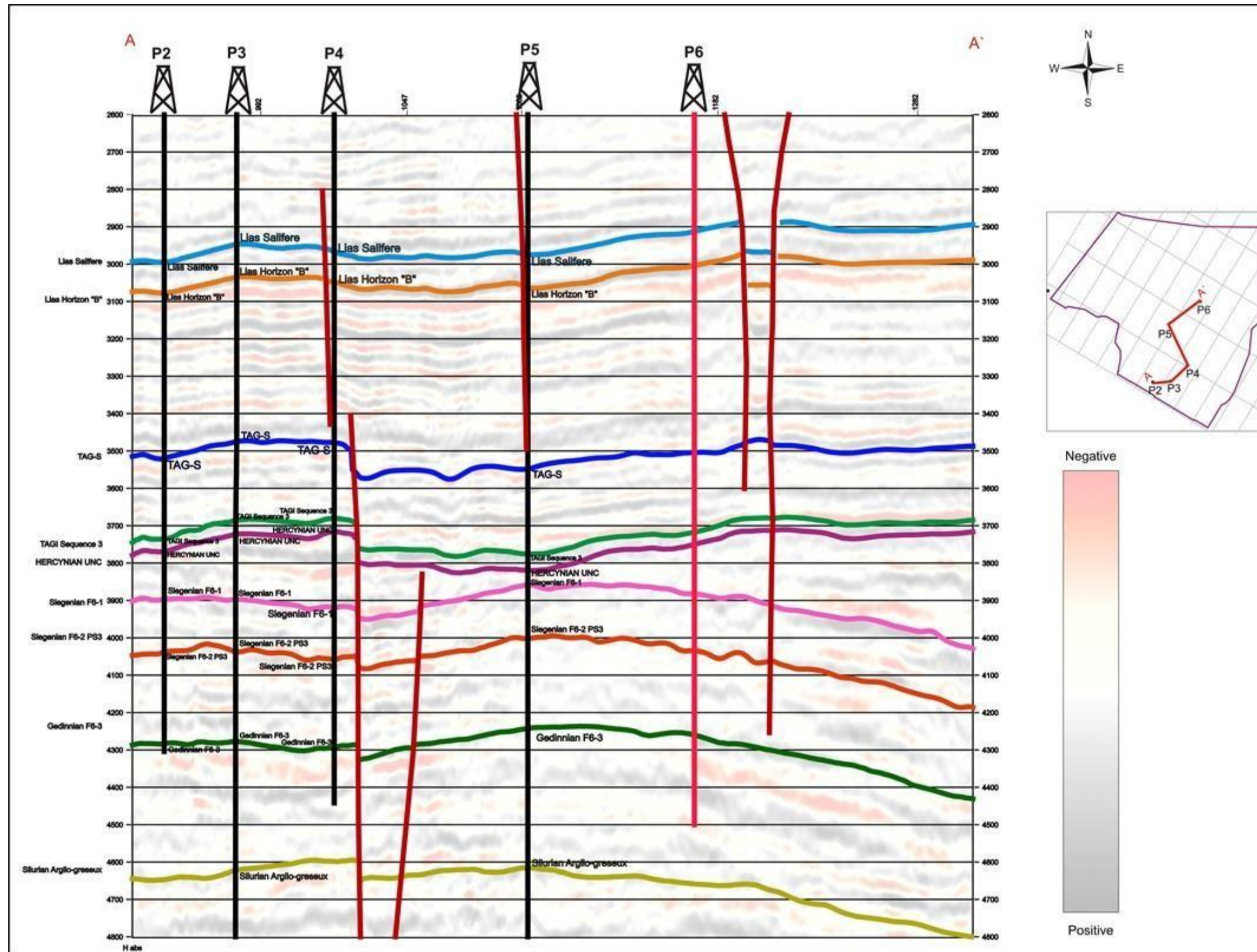


Fig. 10- section sismique passant par les puits montrant la structuration du gisement.

D. Modélisation des Failles (Fault modeling)

Les résultats de l'interprétation sismique dégagent une image sur la connexion entre les failles d'où le schéma structural sera tracé par la suite tel que montré dans la figure 11.

Cependant, la figure 12 présente l'orientation des failles au toit du Trias, nous distinguons deux orientations majeures : failles SW-NE (N 40°) et les failles transversal E-W.

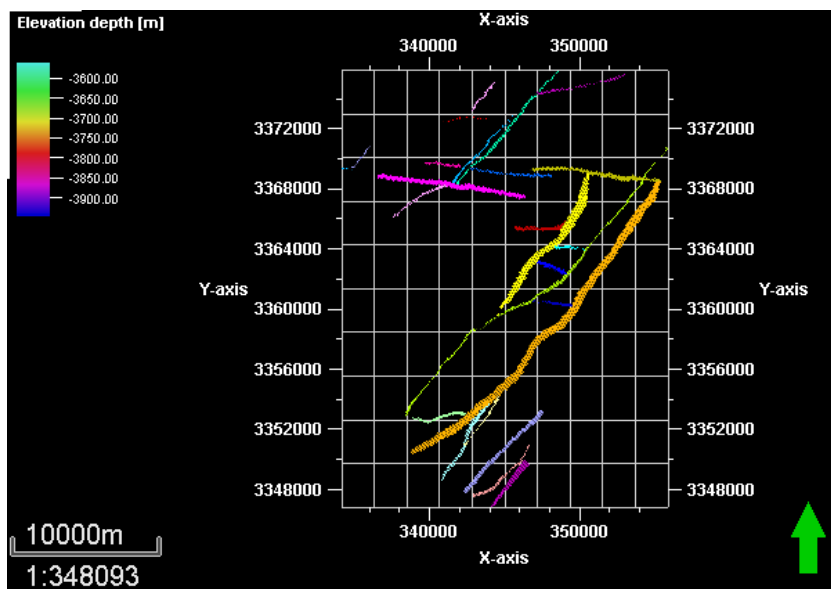


Fig. 11- Réseau de failles en 2D « Fault stick ».

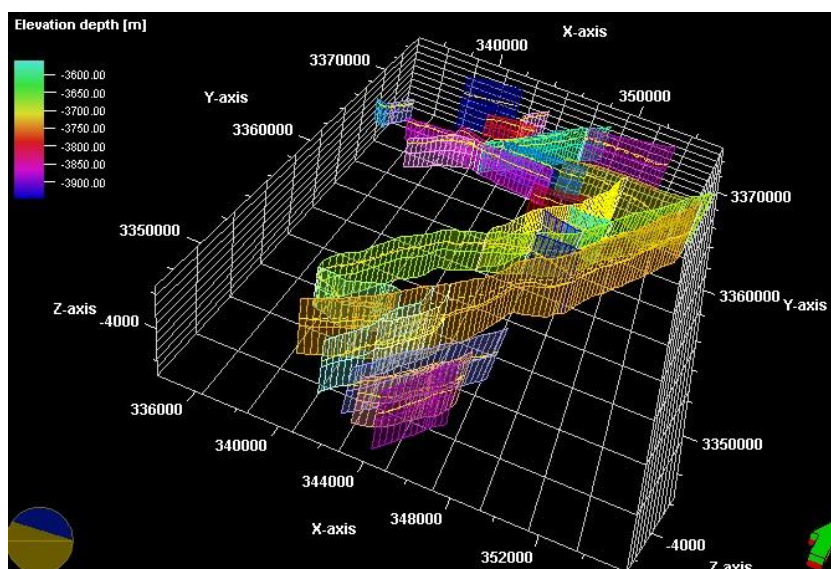


Fig. 12- Modèle des Failles en 3D.

A partir de la modélisation structurale nous avons pu constater l'existence de deux types de faille ; la première famille est caractérisée par une orientation NE-SW, par contre, la seconde famille est sub-horizontale, d'orientation E-W. Ces deux familles de failles montrent l'existence d'un anticlinal en forme de horst.

E. Définition de réservoir

Afin d'obtenir une image plus claire, on doit définir le réservoir dans le log diagraphique en utilisant les données géologiques du forage, et construire par la suite ce qu'on appelle un Well-Top. Ce dernier va permettre au **PETREL**, de procéder aux corrélations entre les puits et réduire les incertitudes du calage sismique-puits (fig. 13).

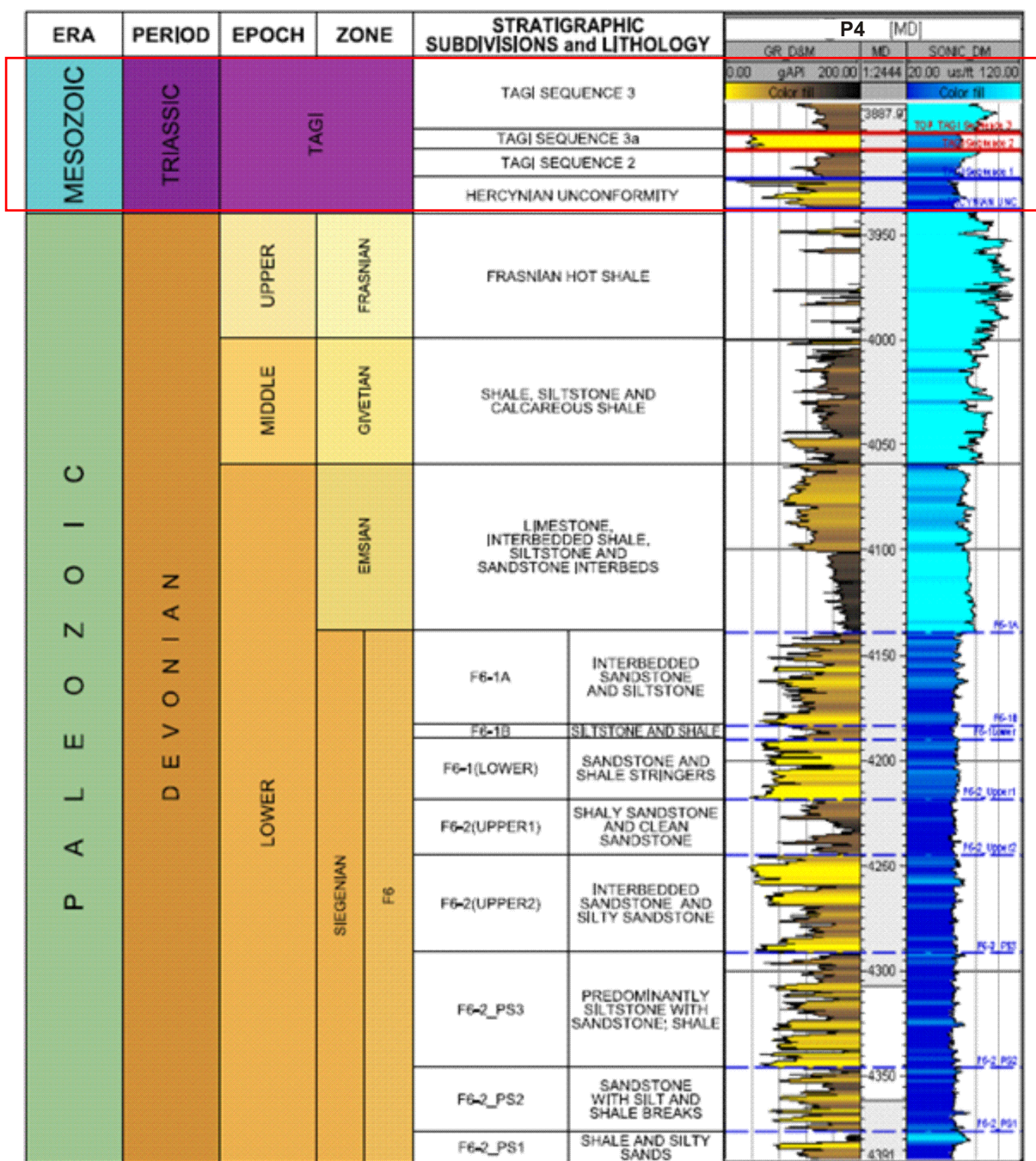


Fig. 13- Définition de réservoir dans le log diagraphique.

IV. RESULTATS

Pour avoir une image plus nette sur l'évolution spatio-temporelle du réservoir Trias Argilleux-Gréseux Inférieur (TAGI), nous avons injecté dans **PETREL**, la formule de conversion temp-profondeur afin d'établir des cartes en isobathes et en isopaques.

A. Cartes en isobathes

A travers l'interprétation des trois cartes en isobathe (TAGI supérieur, moyen et inférieur), on remarque que les puits se présentent sous forme d'un anticlinal en forme de horst, adossé à des failles d'orientation SW-NE et E-W.

1. TAGI supérieur

Au cours du TAGI supérieur, on observe une augmentation de la profondeur vers le NW avec une variation de -3580 à -3920 m (fig. 14).

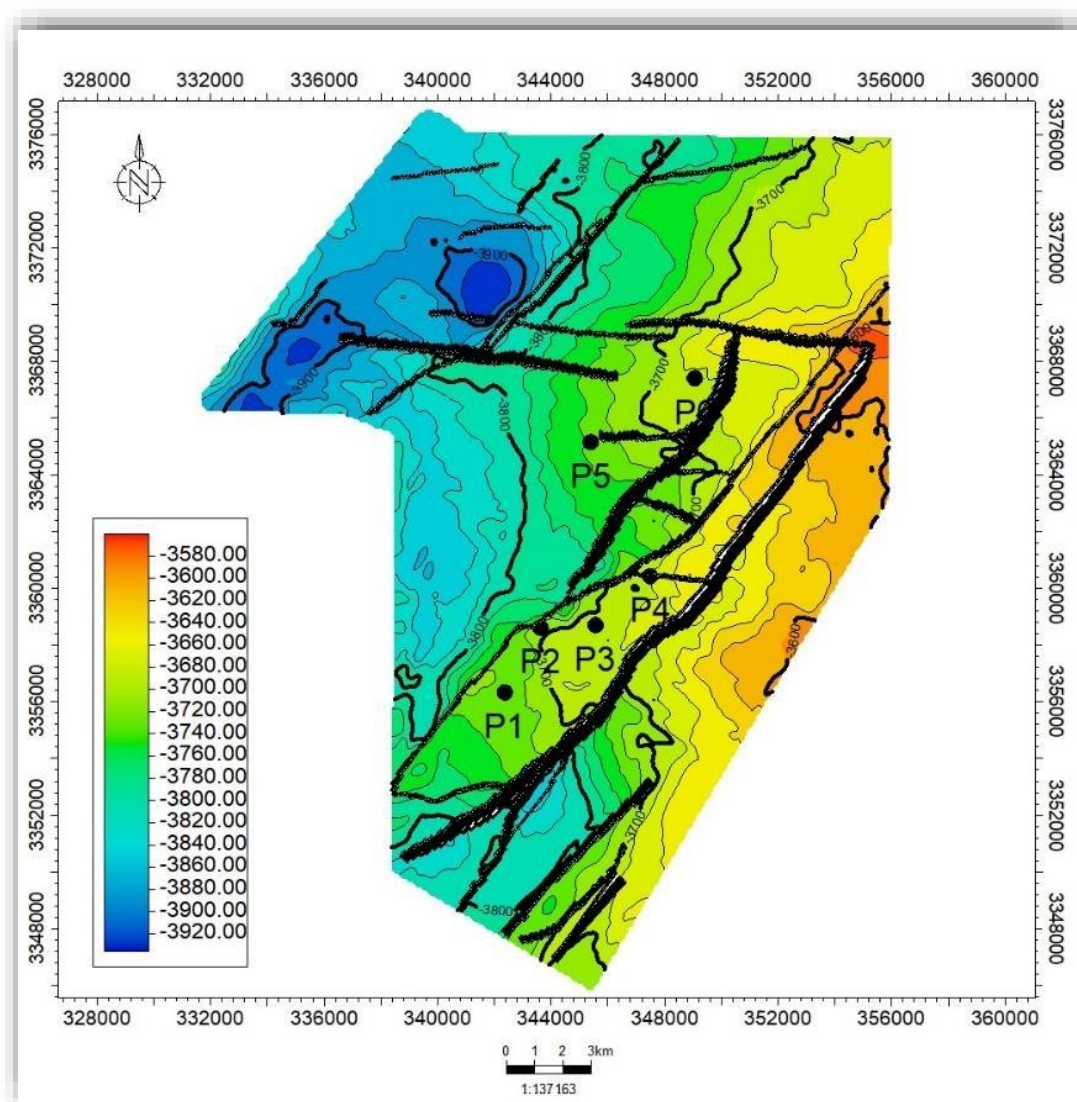


Fig. 14- Carte en isobathe du TAGI supérieur.

2. TAGI moyen

Pendant le TAGI moyen, la profondeur varie du NW (-3940 m) vers le SE (-3560m). La carte de la figure 15 montre que la zone la plus subsidente est située au NW.

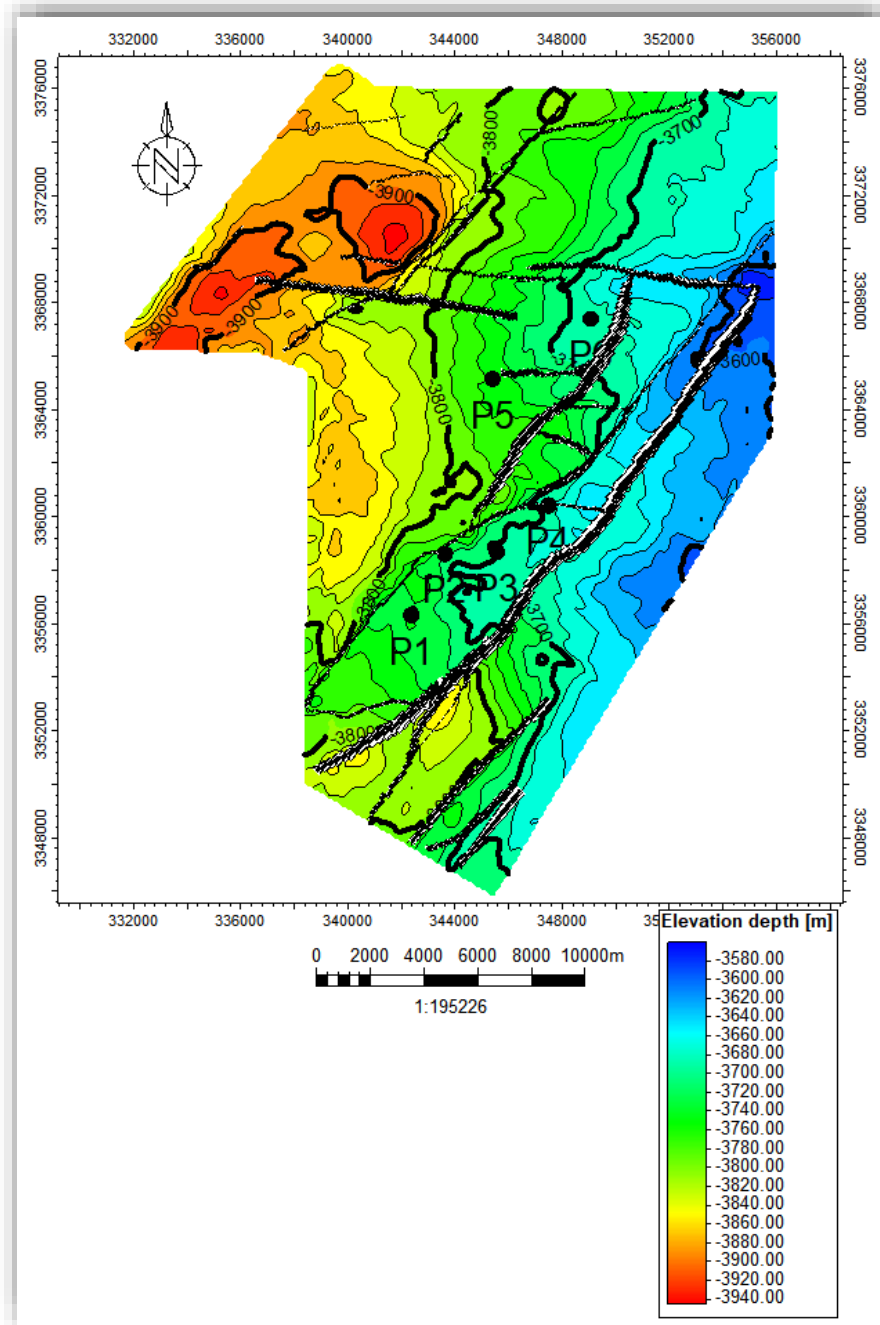


Fig. 15- Carte en isobathe du TAGI moyen.

3. TAGI inférieur

Le TAGI inférieur montre aussi une dégradation de la profondeur du NW vers le SE, dont la zone la plus subsidente est située au NW (fig. 16).

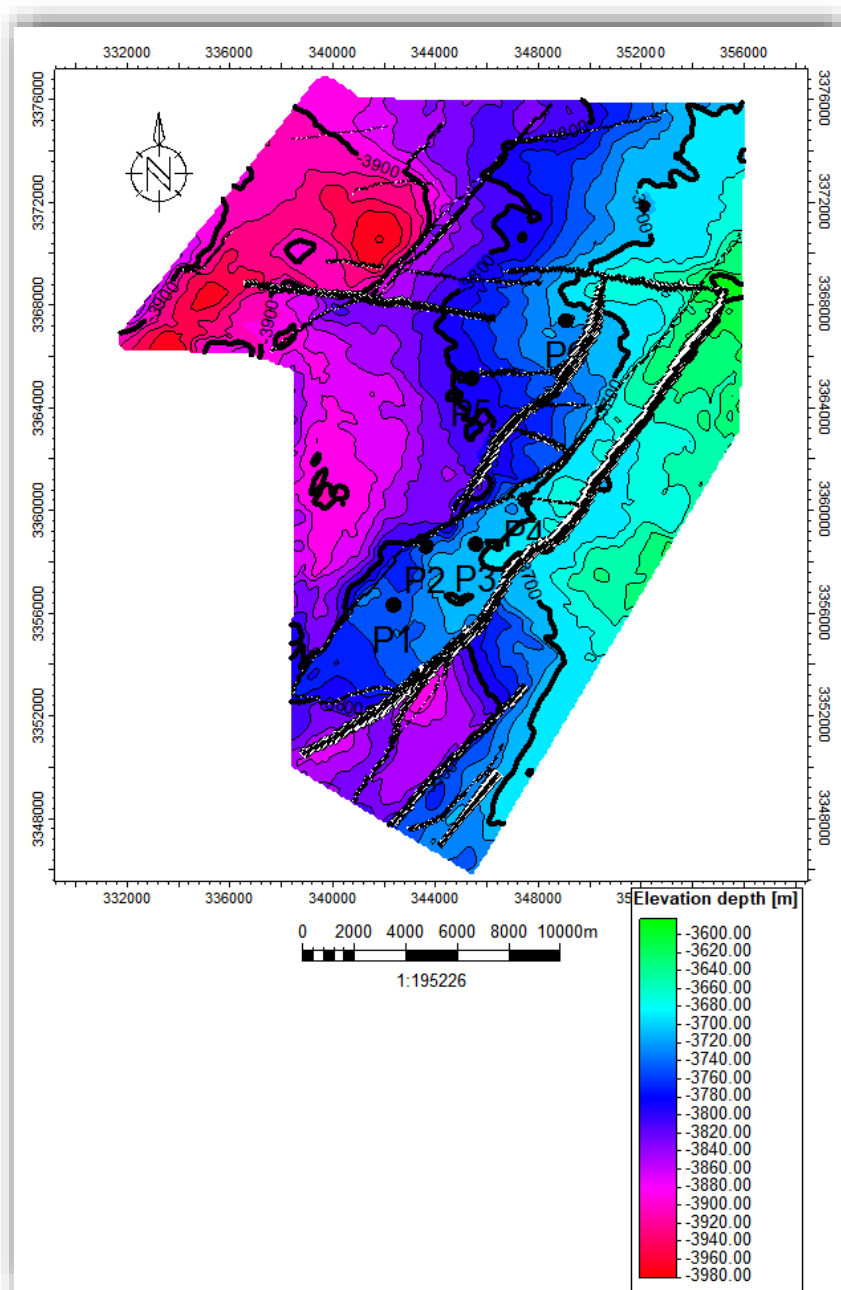


Fig. 16- Carte en isobathe du TAGI inférieur.

B. Cartes en isopaques

Dans le but d'étudier l'évolution des épaisseurs du réservoir, trois cartes en isopaques (TAGI supérieur, moyen et inférieur) ont été établies, il s'agit de :

1. TAGI supérieur

Le dépôt du TAGI supérieur est marqué par une augmentation progressive des épaisseurs vers le NW avec une valeur maximale de 20 m à proximité du puit P5 ($E_p = 17$ m), Alors que la valeur faible est enregistrée dans la partie Est et Sud Est ($E_p = 2$ m) (fig. 17).

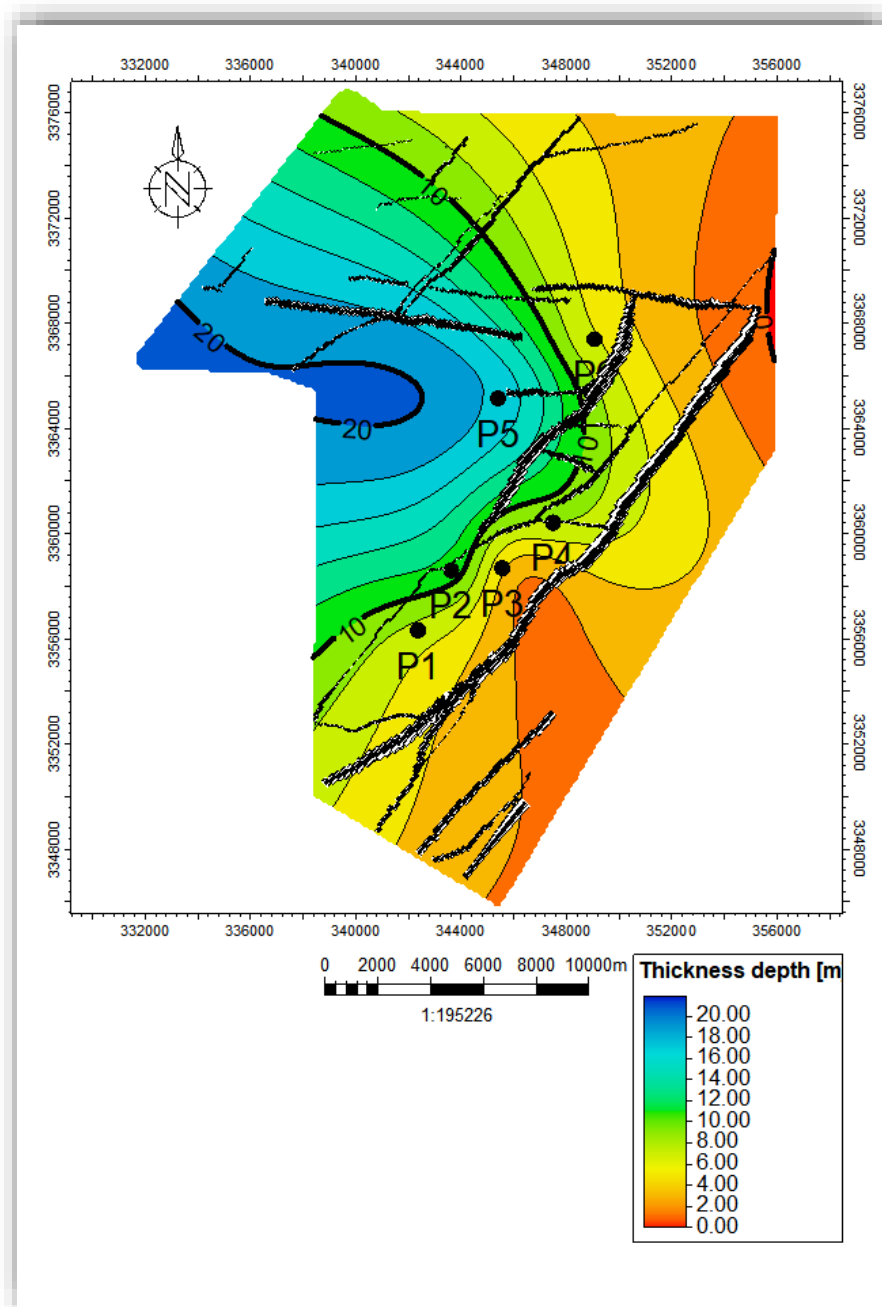


Fig. 17- Carte en isopaque du TAGI supérieur.

2. TAGI moyen

Le TAGI moyen montre que le maximum d'épaisseur est enregistré dans la partie NW ($E_p = 48$ m), cette épaisseur diminue vers le SE avec une valeur minimale nulle (fig. 18).

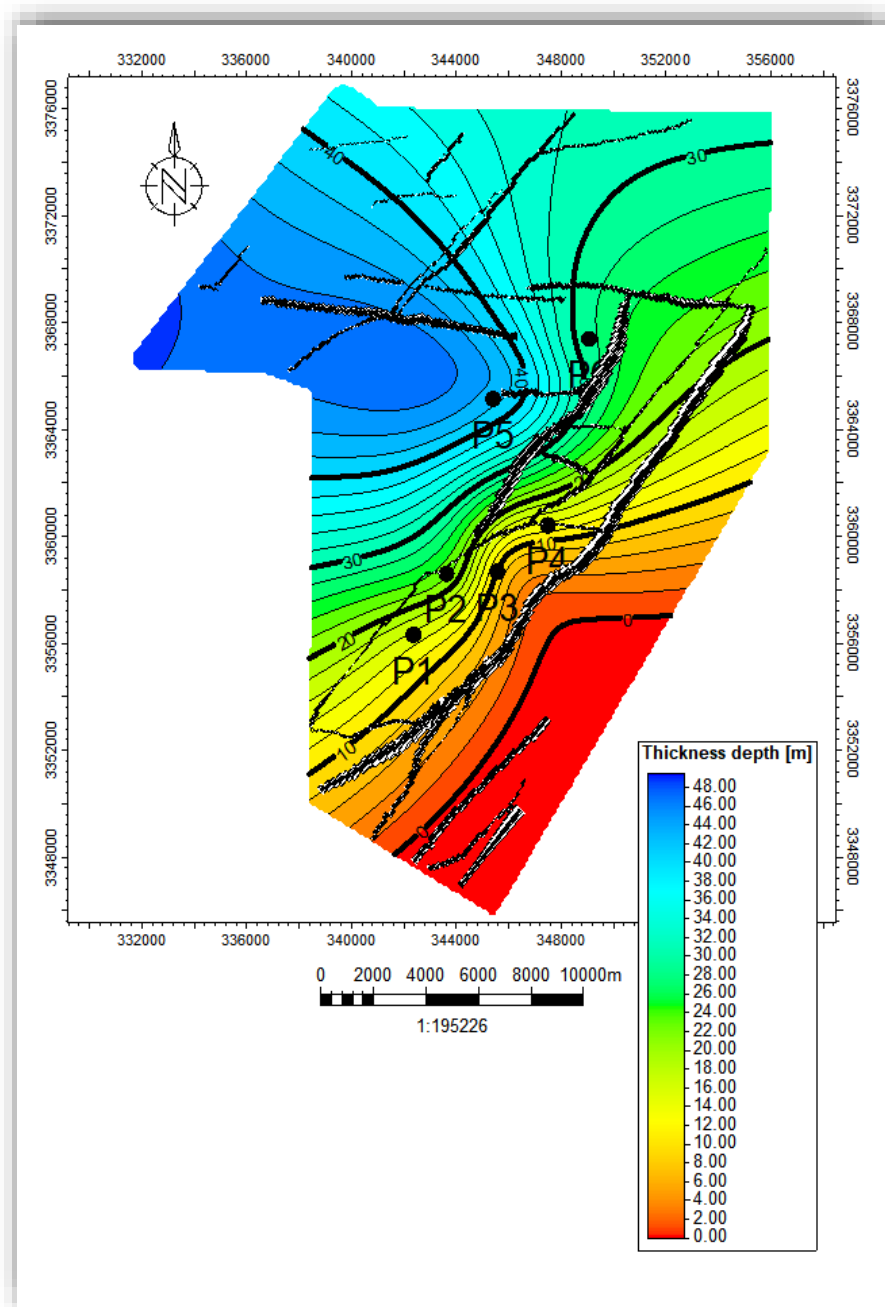


Fig. 18- Carte en isopâque du TAGI moyen.

3. TAGI inférieur

Le dernier dépôt du **TAGI** présente toujours une augmentation d'épaisseur vers le NW avec une variation de 0 à 26 m (fig. 19).

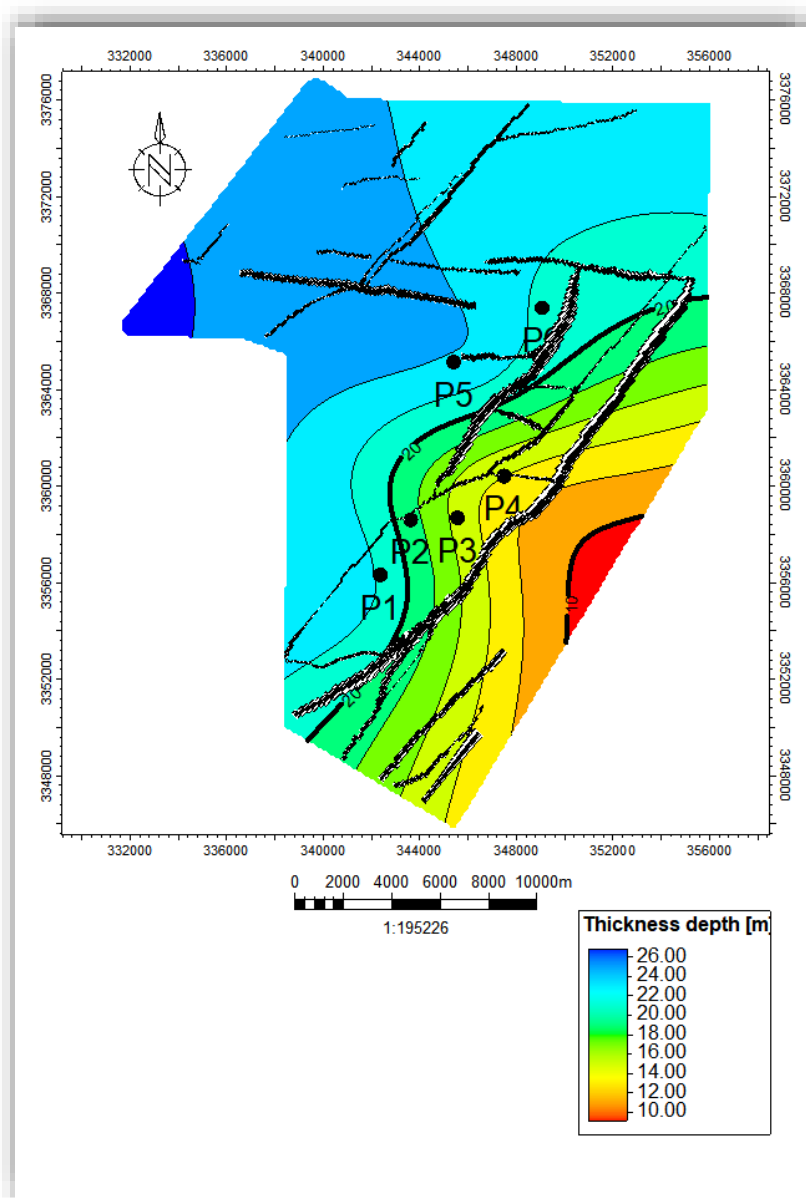


Fig. 19- Carte en isopaque du TAGI inférieur.

En conclusion, l'interprétation des cartes en isopaques et isobathes nous montre l'augmentation de la profondeur et de l'épaisseur dans la zone NW. Cette dernière est considérée comme la zone la plus subsidente de Champ de Gassi Touil.

V. MODEL STATIC DE RESERVOIR

Après interprétation des failles et des horizons, on obtient le model static de réservoir. Ce model montre l'étendu, et le schéma structural de gisement qui nous montre que la partie NW est la zone la moindre affectée par les failles.

Pour la zone d'étude, la subdivision du réservoir Trias Argileux-Gréseux Inférieur (TAGI) est bien visible dans la figure 20.

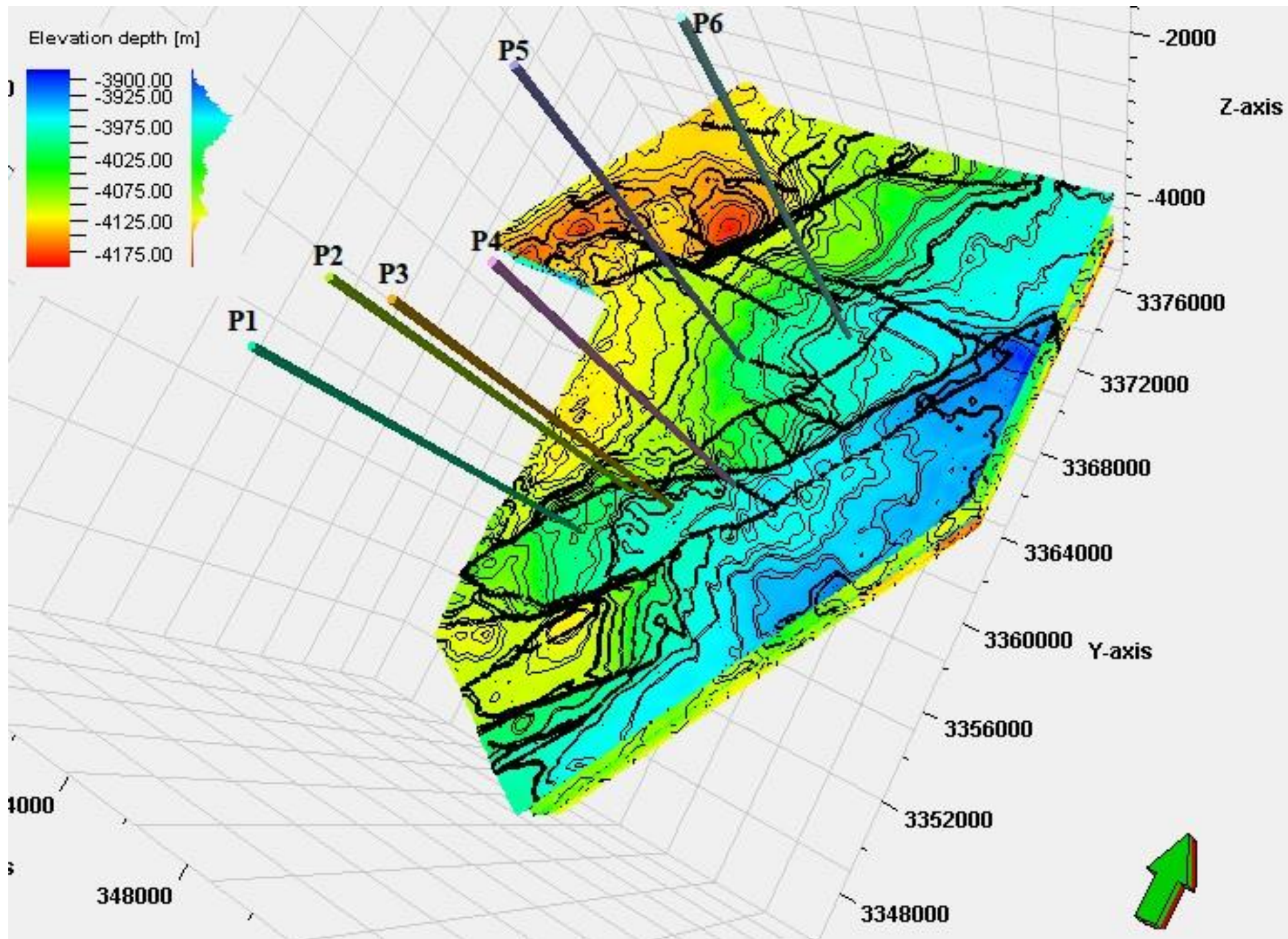


Fig. 20- Model static de réservoir.

VI. CORRELATION

Dans le but de suivre les variations des épaisseurs du réservoir **TAGI**, deux transects de corrélation ont été sélectionnés avec un isochrone (Top TAGI) (fig. 21). Il s'agit de:

- Transect (AA') d'orientation NE- SSW incluant les puits (P1, P2, P3 et P4) ;
- Transect (BB') d'orientation NNE-SSW représenté par les puits (P1, P3, P5 et P6).

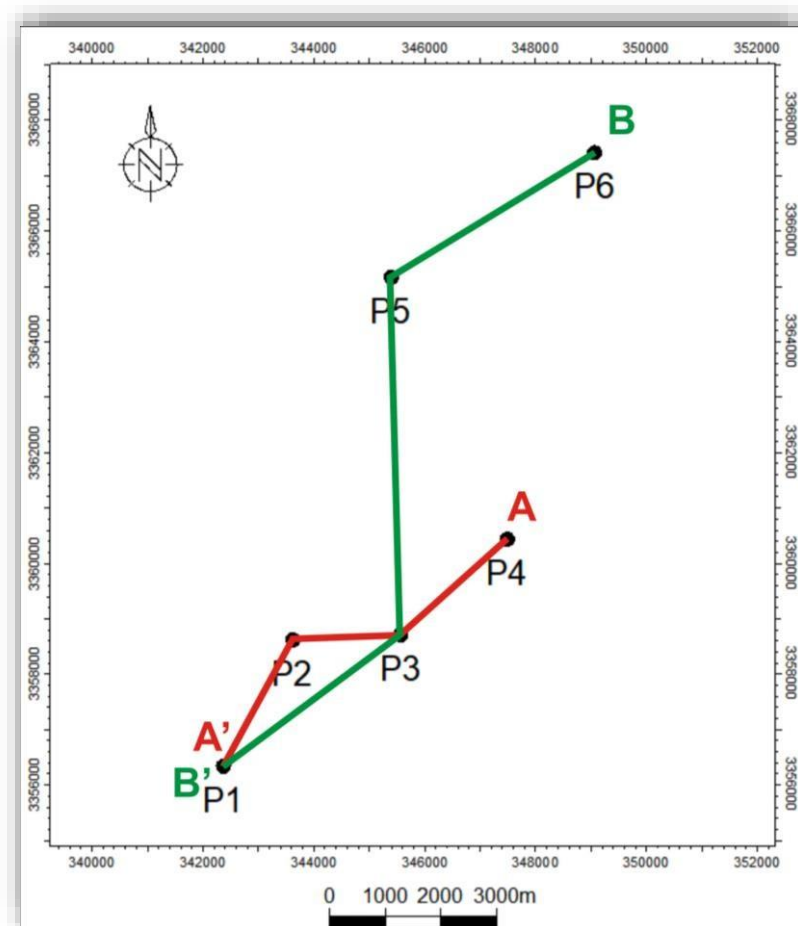


Fig. 21- Tracés des deux transects considérés.

A. Le transect (AA') (NE- SSW)

On remarque une faible variation des épaisseurs. Le développement du Trias au niveau du puits P2 sous l'influence des jeux de failles sur la variation d'épaisseur qui est de 36 à 52 m (fig.22)

B. Le transect (BB') (NNE- SSW)

Ce transect montre clairement une augmentation d'épaisseur au niveau du puits P5 avec une épaisseur de 85m, cette subsidence est due aux jeux de failles (fig. 23).

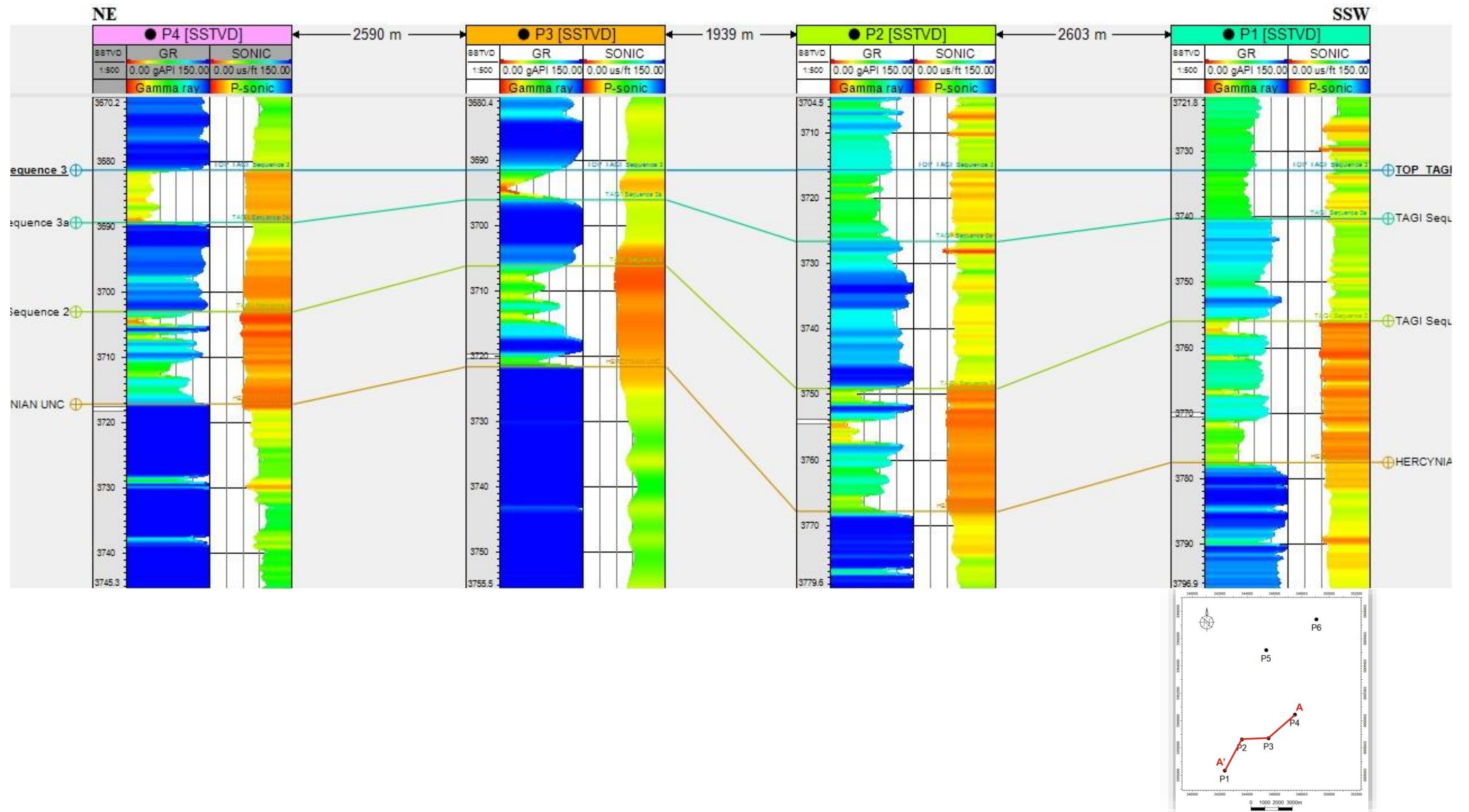


Fig. 22- Corrélation entre les différents puits selon le transect (AA') d'orientation NE-SSW.

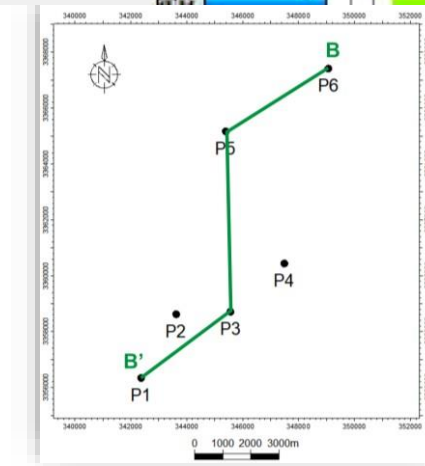
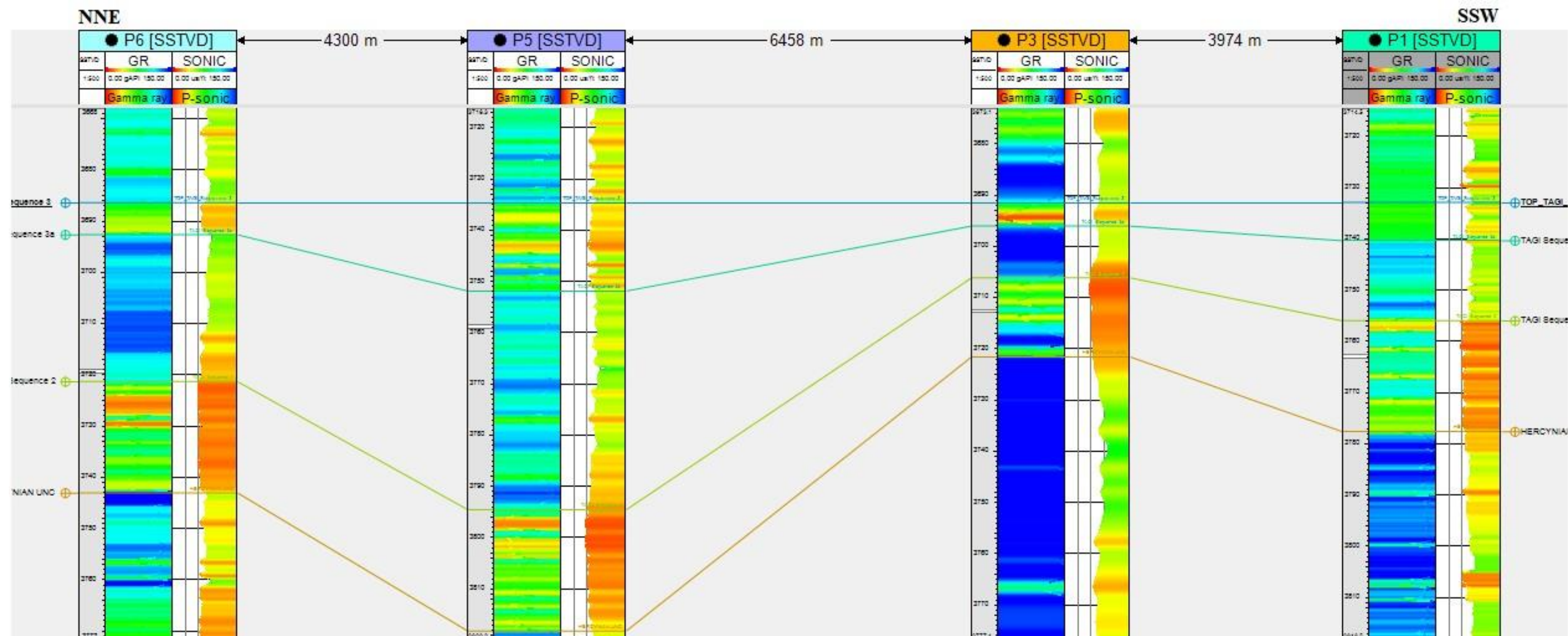


Fig. 23- Corrélation entre les différents puits selon le transect (BB') d'orientation NNE-SSW..

I. DISTRIBUTION DES FACIES

Dans le bassin de Berkine, le **TAGI** est connu par son environnement de dépôt fluviatile, il est essentiellement caractérisé par des intercalations des grès et des argiles.

Afin de définir les faciès, nous avons besoin d'un enregistrement diagraphique de type Gamma Ray, à travers la section réservoir, cela nous permettra de définir la lithologie et sa radioactivité (fig. 24).

Le tableau ci-après résume le classement de quatre faciès et les paramètres entrepris

CODE FACIES	FACIES DIAGRAPHIQUES	FACIES LITHOLOGIQUES	QUALITE
PRT-1	GR < 35 API	Grès propre	Bon Reservoir
PRT-2	GR entre 35 et 80 API	Grès radioactif	+/- Bon
PRT-3	GR entre 80 et 120 API	Grès argileux	Mauvais reservoir
PRT-4	GR > 120 API	Argiles et silt	N/A

Tabl. 1- Classification des faciès.

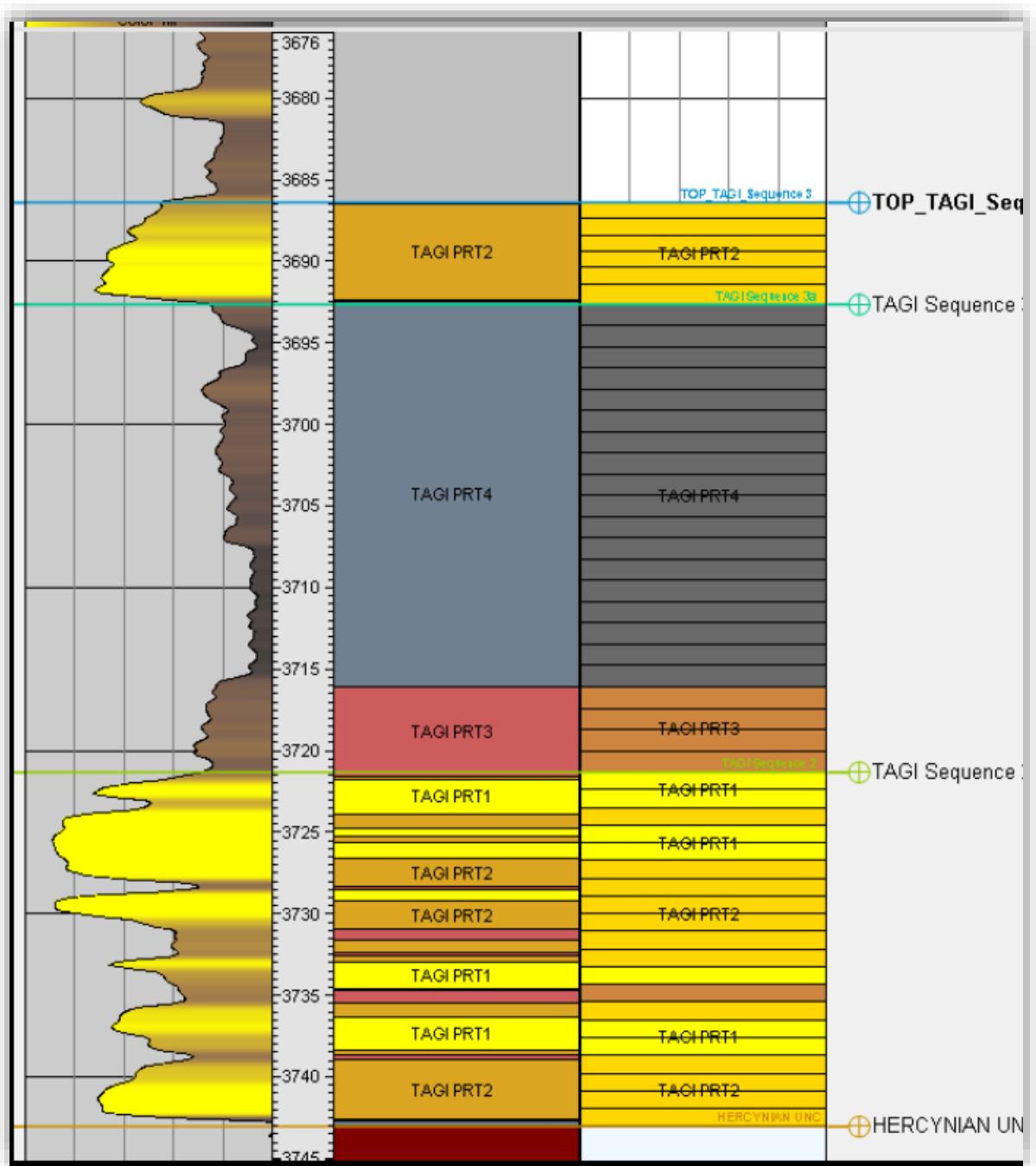


Fig. 24- Log diagramme de Trias argileux gréseux inférieur.

Après définition des faciès en utilisant les logs, **PETREL** va utiliser un Algorithme et une méthode statistique appelée (Kirriging), afin d'établir une carte de distribution des faciès, tel que montrée dans la fig 25, cette distribution entre les puits n'est pas exacte seul le forage peut définir le faciès avec exactitude.

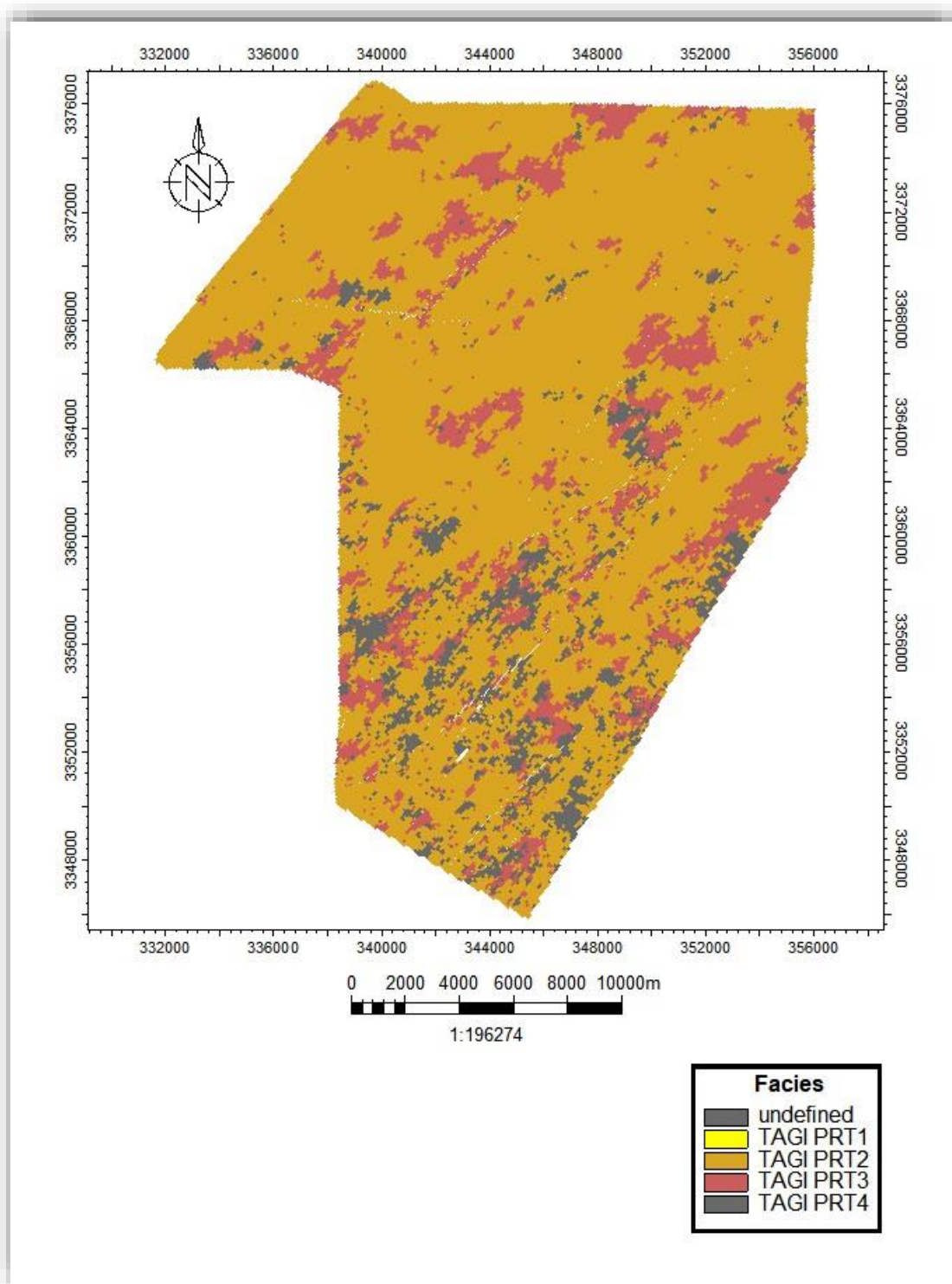


Fig. 25- Carte de distribution des Facies de la zone d'étude.

II. EVALUATION PETROPHYSIQUE

Pour avoir une image sur les caractéristiques pétrophysiques du réservoir **TAGI** (Trias Argileux-Gréseux Inférieur) et définir le potentiel pétrolier de la zone d'étude, nous avons élaboré les cartes de variation des Grès propre (NTG), porosité, perméabilité et saturation en eau.

Il est à noter que les données pétrophysiques ont été obtenues à partir des analyses des logs diagraphiques et des mesures des carottes au laboratoire. Par la suite, la compilation de ces données va aboutir à l'acquisition d'une image sur laquelle on aura une distribution des hydrocarbures dans notre réservoir.

Enfin, vu l'incertitude sur la continuité latérale des paramètres pétrophysiques, trois scénarios ont été définies.

A. Scenario Optimiste

1. Net to Gross

Le net to grosse représente le ratio de l'épaisseur des Grès propre sur l'épaisseur totale du **TAGI**.

Dans ce scénario, on a considéré que le réservoir TAGI est constitué généralement par des grès radioactifs (jusqu'au 60 API) ce qui indique que le réservoir est plus ou moins bon (fig. 26).

2. Porosité

Dans ce scénario, on observe une parfaite distribution de porosité le long de champ de Gassi Touil. Cette porosité est généralement moyenne qui varie de 2 à 23% (fig. 27).

3. Perméabilité

Dans ce scénario, on observe une augmentation progressive vers le Sud dont les valeurs moyennes de la perméabilité varient entre 1 et 63 mD (fig. 28).

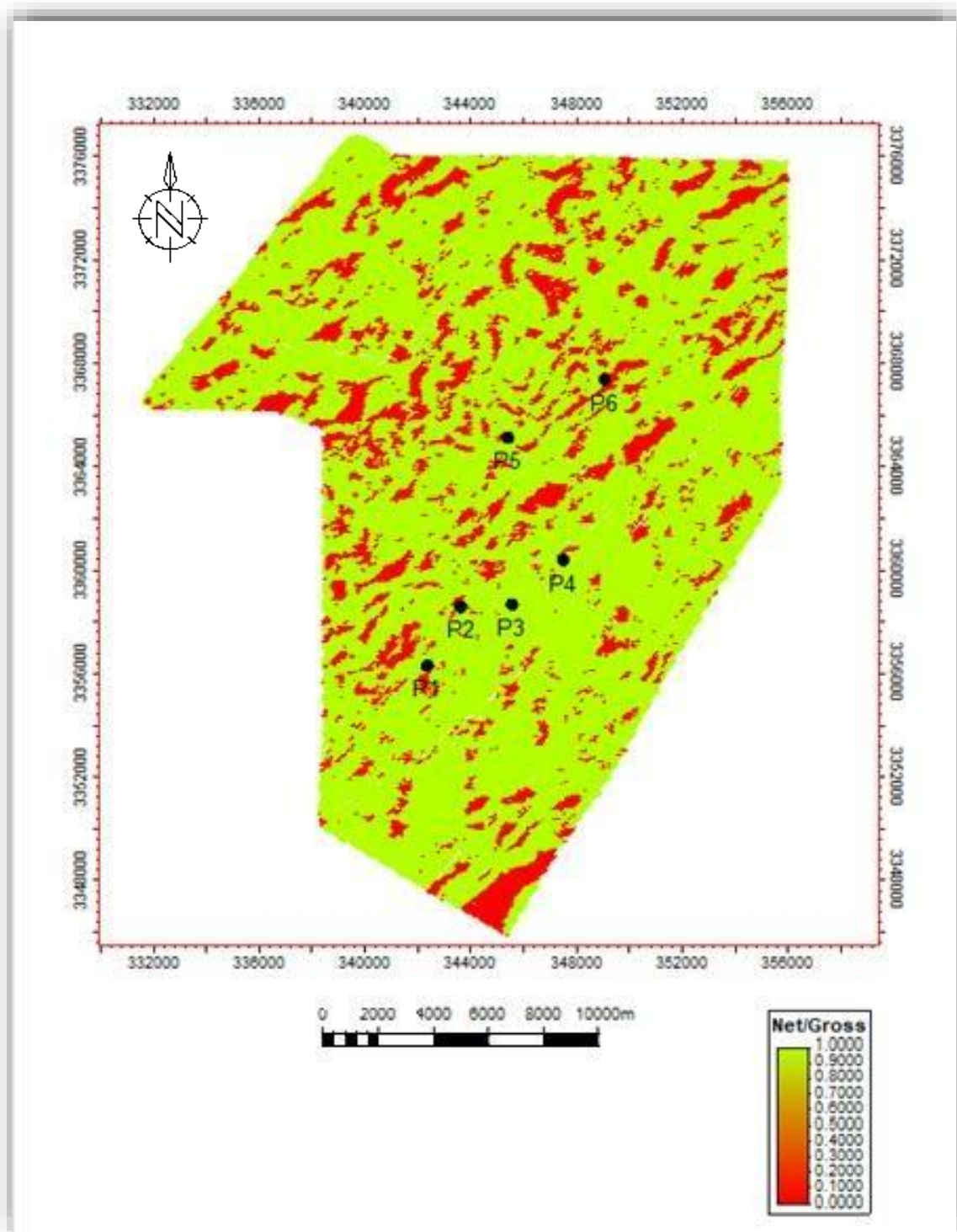


Fig. 26- Carte de Net to gross.

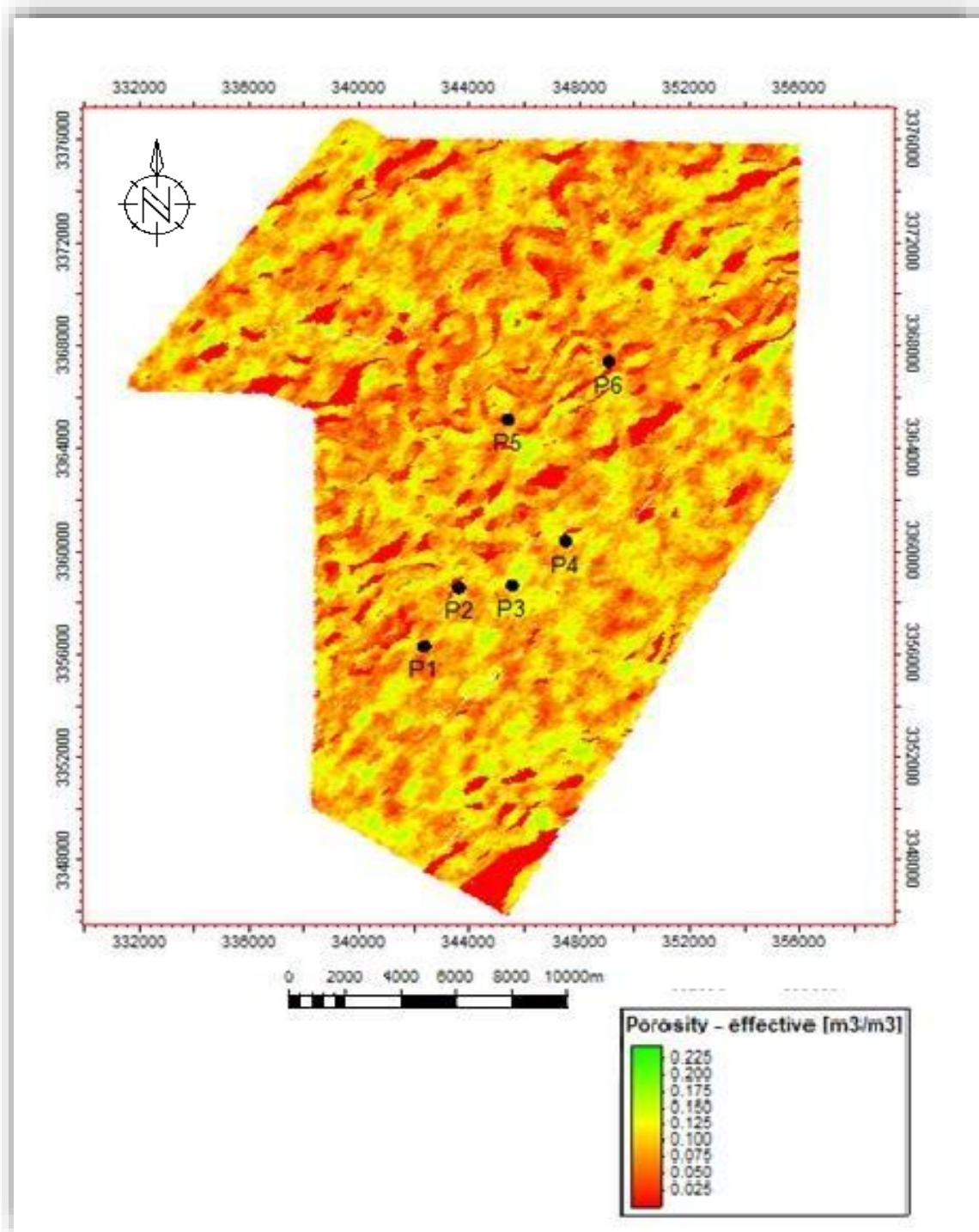


Fig. 27- Carte de porosité.

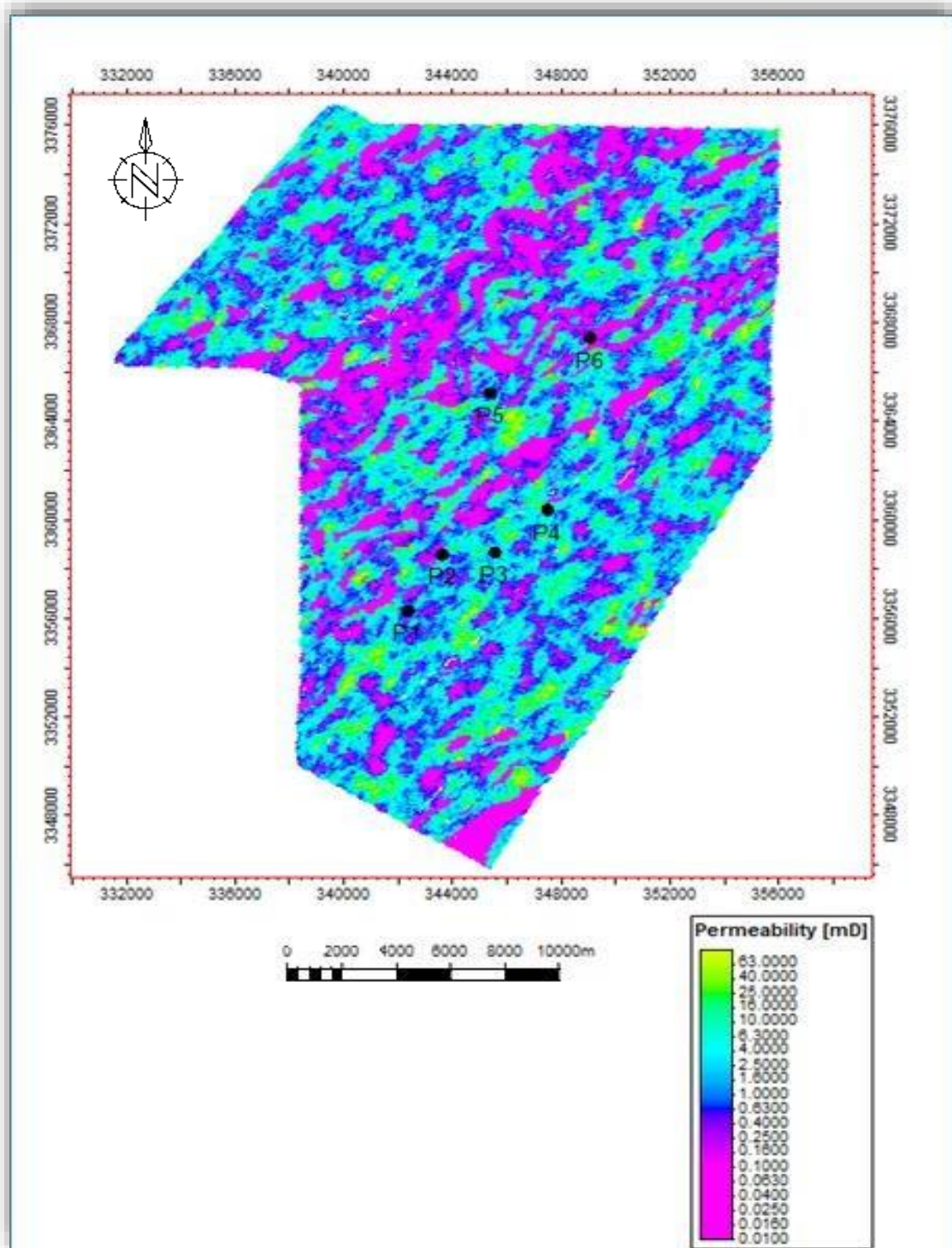


Fig. 28- Carte de perméabilité.

4. Saturation en eau

Le principe est de déterminer la contenance des pores en hydrocarbures, dans cet optique et grâce aux données de puits on a pu déterminer la distribution des hydrocarbures dans la zone d'étude, ce scénario optimiste avec 90% de chance d'avoir ces propriétés, nous montre que notre structure est remplie à 85% d'hydrocarbures par rapport au volume totale. La figure (29) nous montre que la saturation en eau est plus faible au Sud contrairement au NW, elle est plus importante.

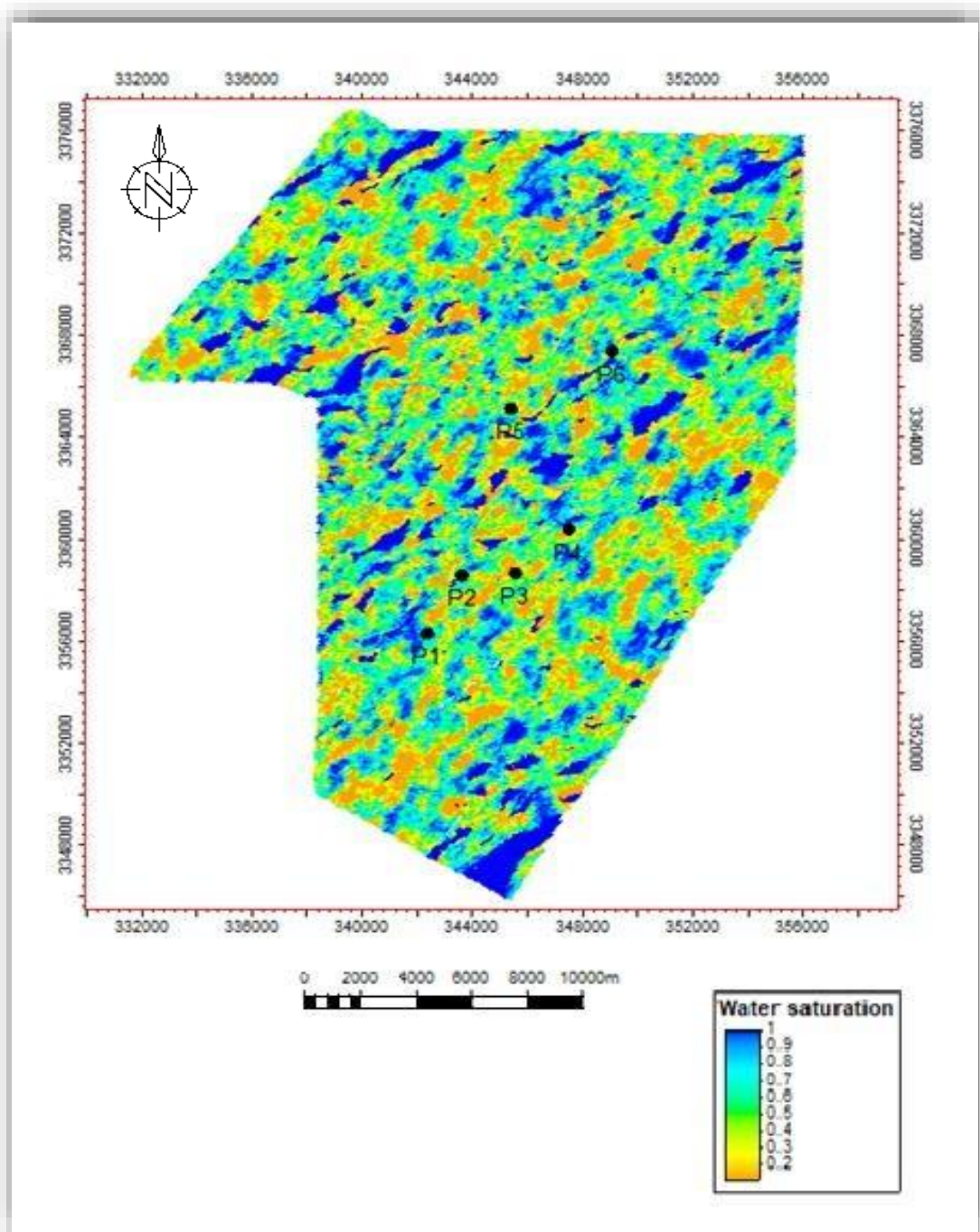


Fig. 29- Carte de saturation en eau.

5. Contacte Huile-Eau

La compilation des données dans ce scénario montre un remplissage important de la structure en hydrocarbures enregistré dans la majorité des puits qui se situent dans la partie SW (fig. 30).

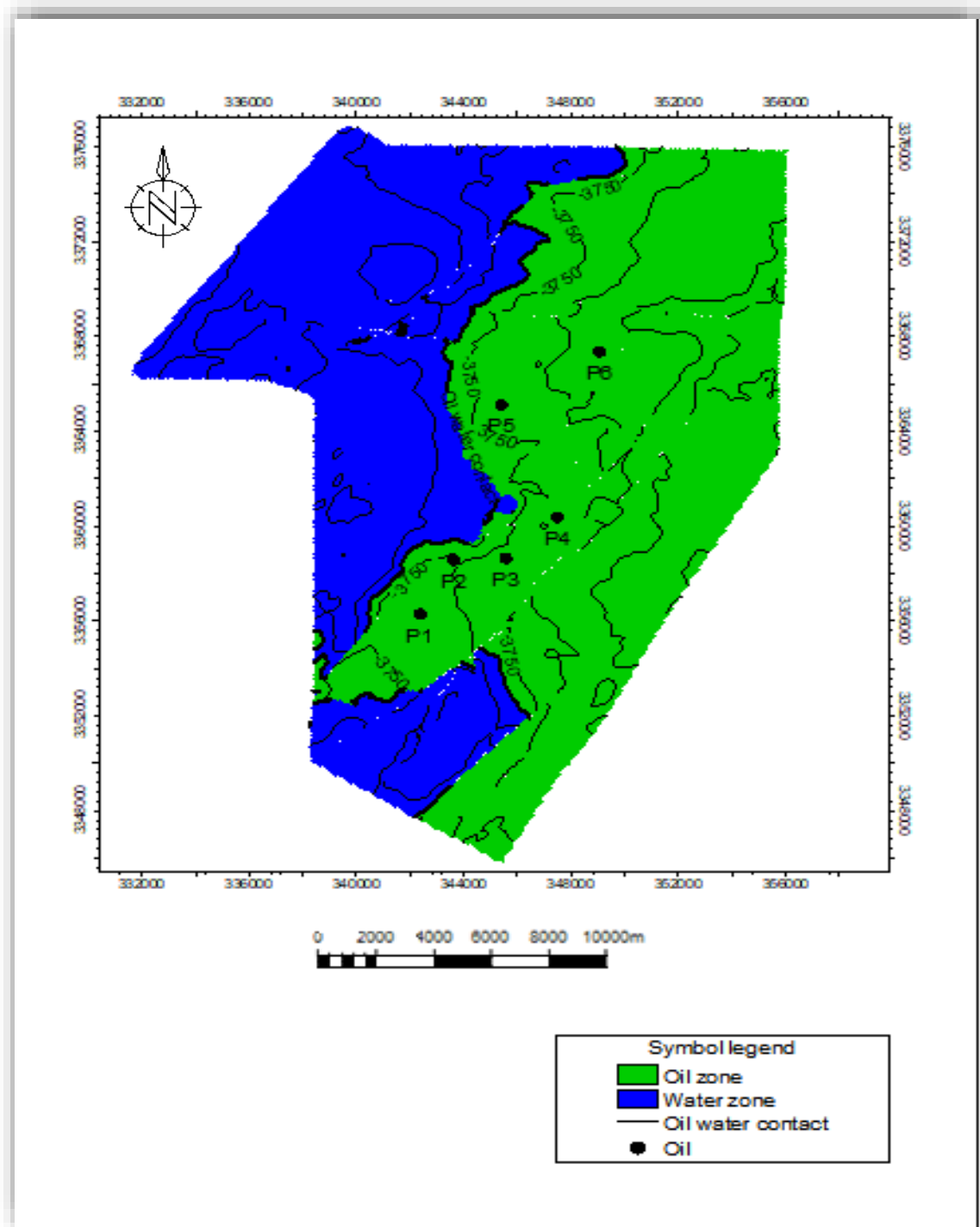


Fig. 30- Carte représentant le Contacte Huile-Eau.

B. Scénario Médian

1. Net to Gross

Dans ce scénario qui ne diffère pas de scénario précédent on a considéré que le réservoir TAGI est constitué généralement par des grès radioactifs (jusqu'au 40 API) ce qui indique que le réservoir est plus ou moins bon (fig. 31).

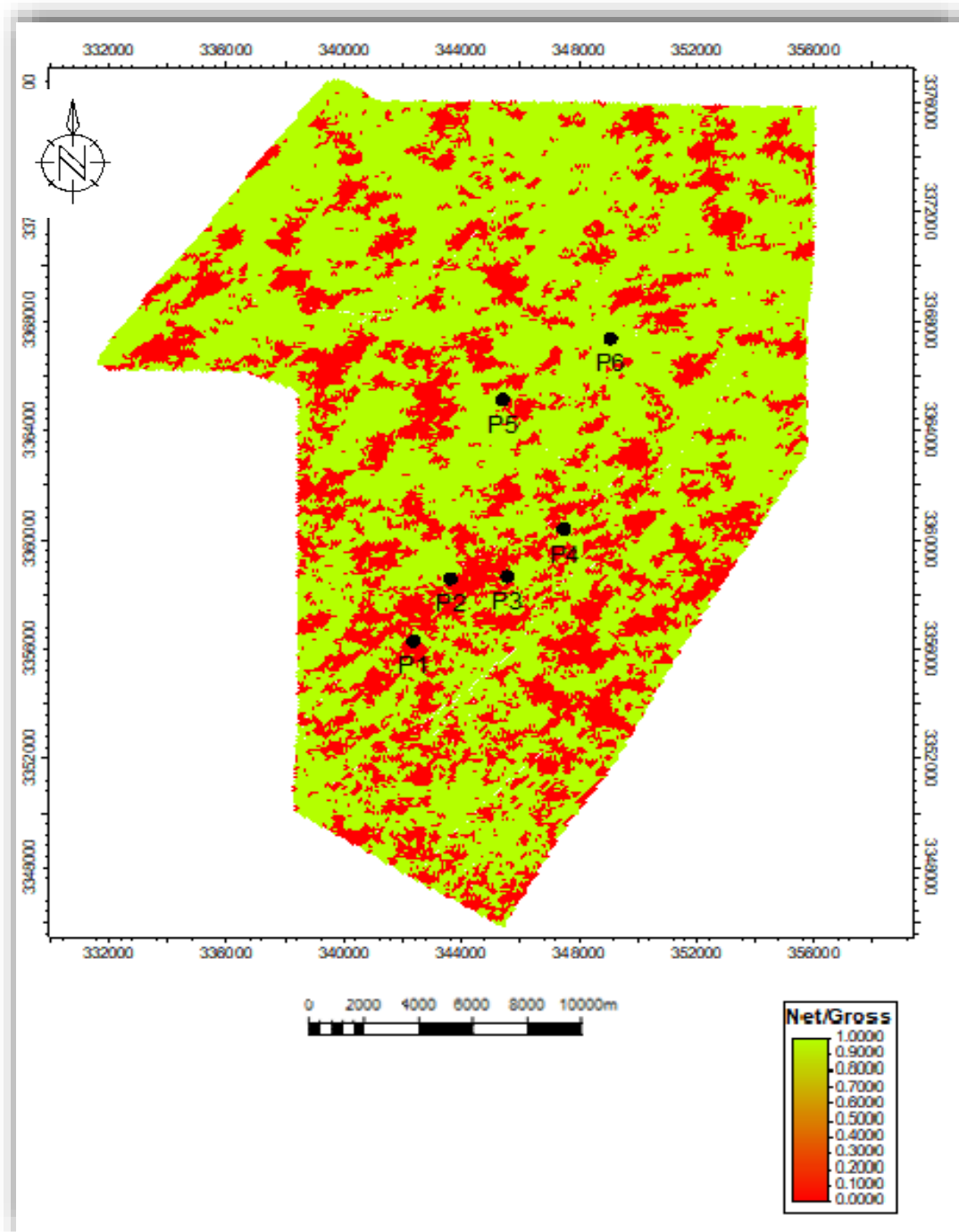


Fig. 31- Carte de Net to gross.

2. Porosité

La carte ci-dessous nous montre une répartition homogène de porosité qui est faible à moyenne et varie entre 2 et 20 % (fig. 32).

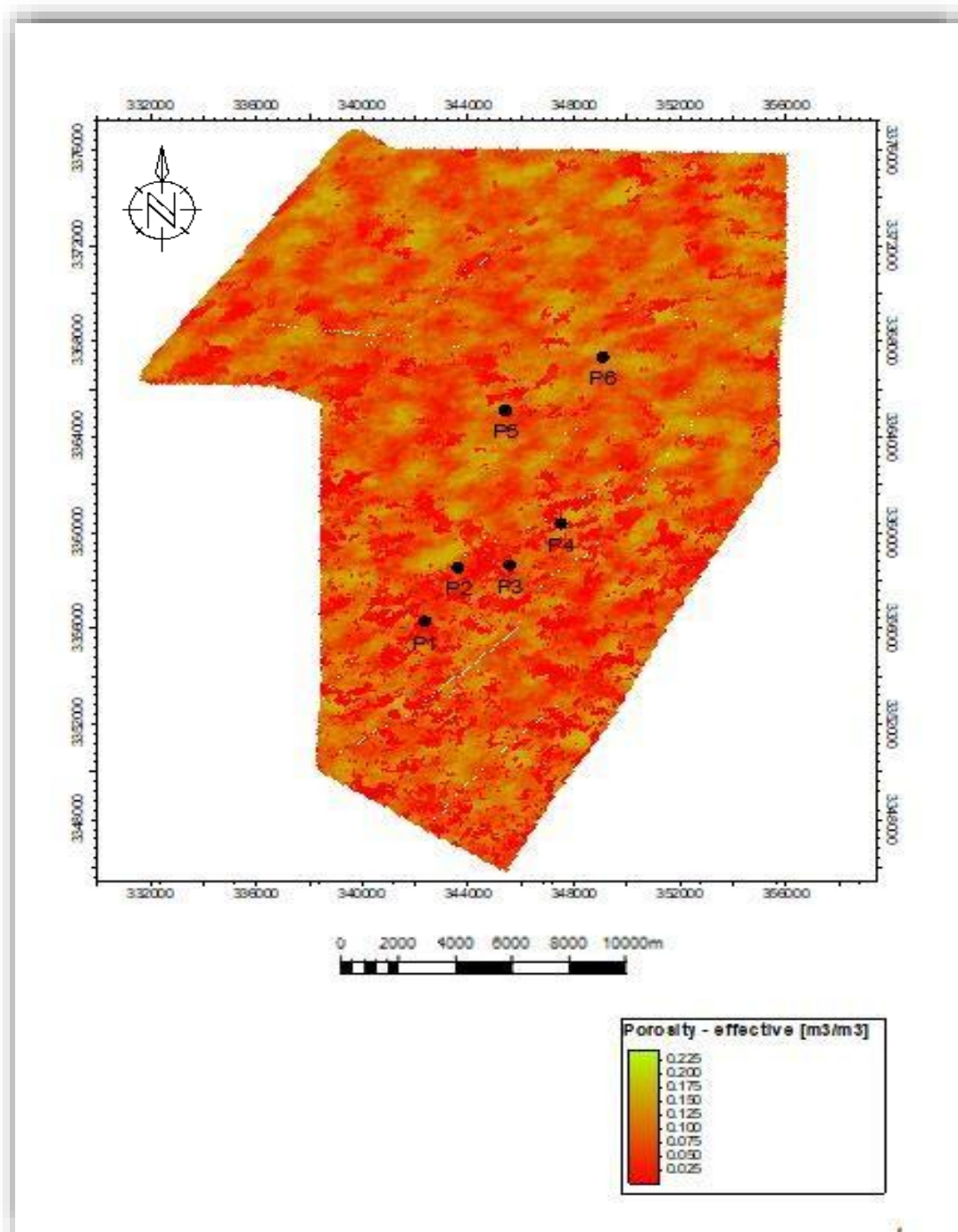


Fig. 32- Carte de porosité.

3. Perméabilité

On distingue une faible distribution de la perméabilité au SW et moyenne à bonne au NE avec une variation de 1 à 63 mD.

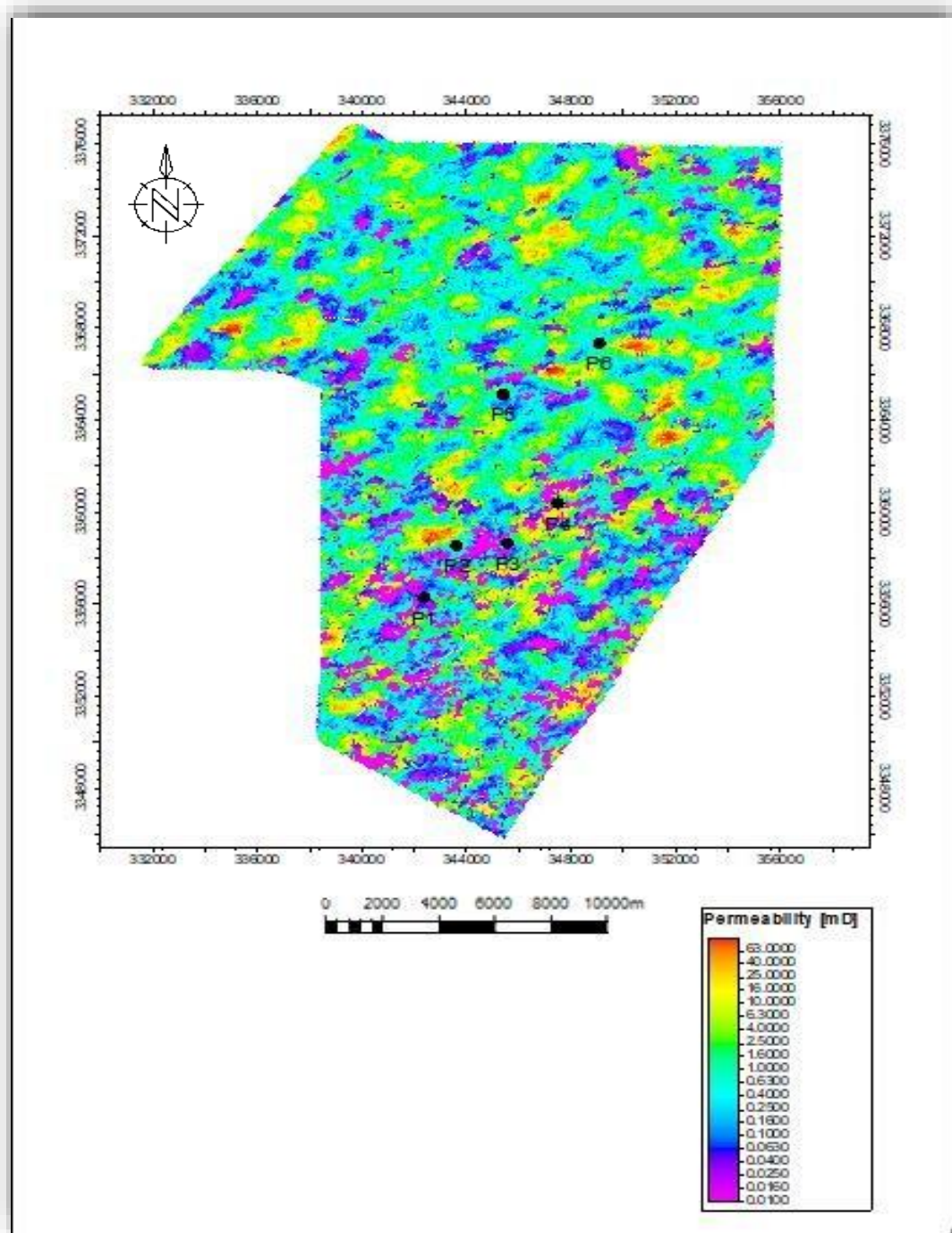


Fig. 33- Carte de perméabilité.

4. Saturation en eau

Ce scénario montre que notre structure est remplie à 60% d'hydrocarbures par rapport au volume totale (fig. 34). Cela dit, la saturation en eau est faible au SW par rapport au Nord ou on assiste à des valeurs moyennes.

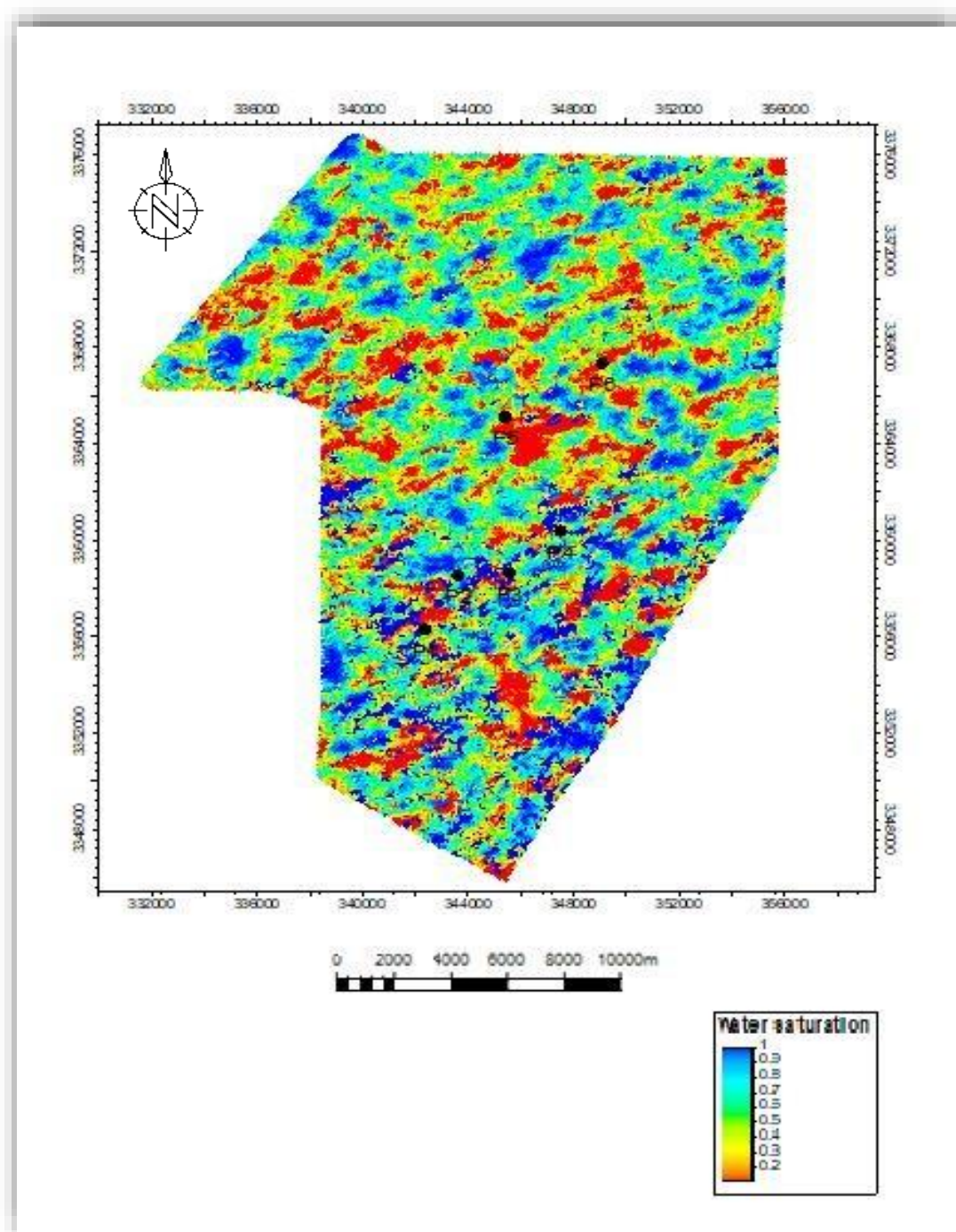


Fig. 34- Carte de saturation en eau.

5. Contacte Huile-Eau

D'après la figure 35, le contacte Huile-Eau est caractérisé par un remplissage moyen de la structure en hydrocarbures d'où la zone la plus favorable pour l'exploitation est située dans le SW.

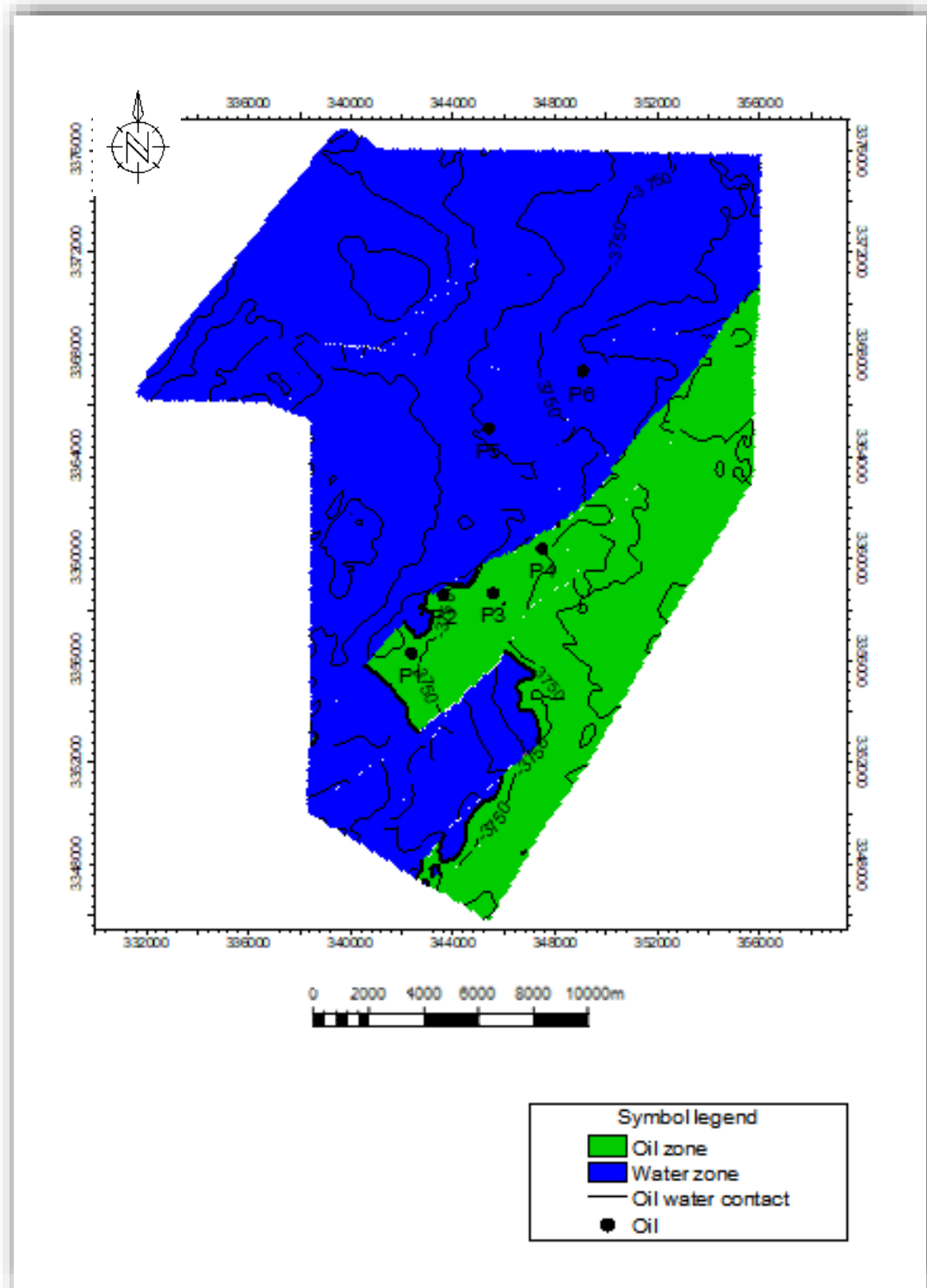


Fig. 35- Carte représentant le Contacte Huile-Eau.

C. Scenario pessimiste

1. Net to Gross

Pour ce scénario, on a considéré que le réservoir TAGI est constitué généralement par des grès propre (jusqu'au 30 API) ce qui indique que le réservoir est bon (fig. 36).

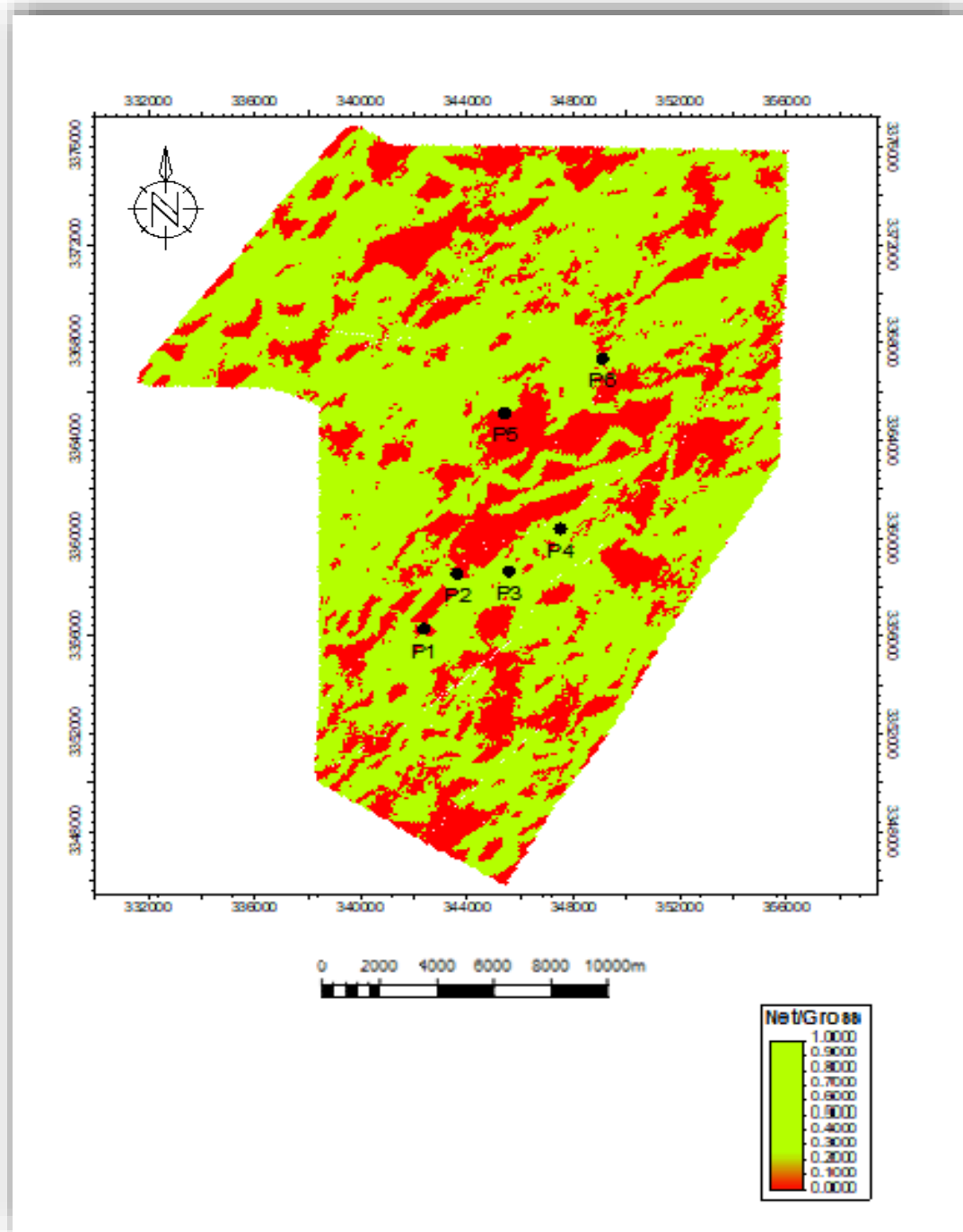


Fig. 36- Carte de Contact Huile-Eau.

2. Porosité

Comme nous remarquons sur la figure ci-dessous, la répartition de la porosité est homogène qui est faible à moyenne et varie entre 2 et 20 % (fig. 37).

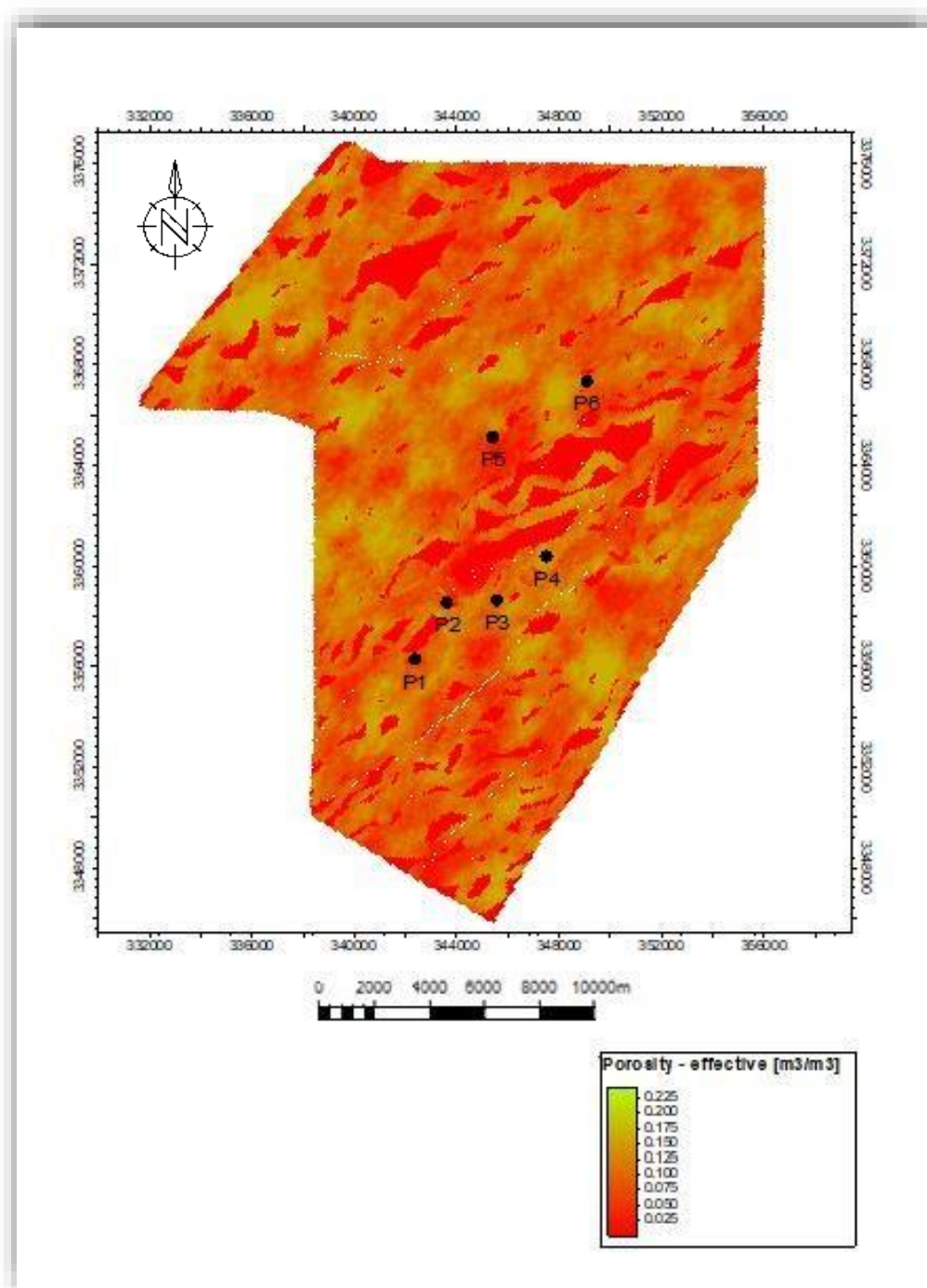


Fig. 37- Carte de porosité.

3. Perméabilité

La figure ci-dessous nous montre une distribution de perméabilité faible à moyenne au SW par rapport au N qui est moyenne à bonne avec une variation de 1 à 63 mD (fig. 38).

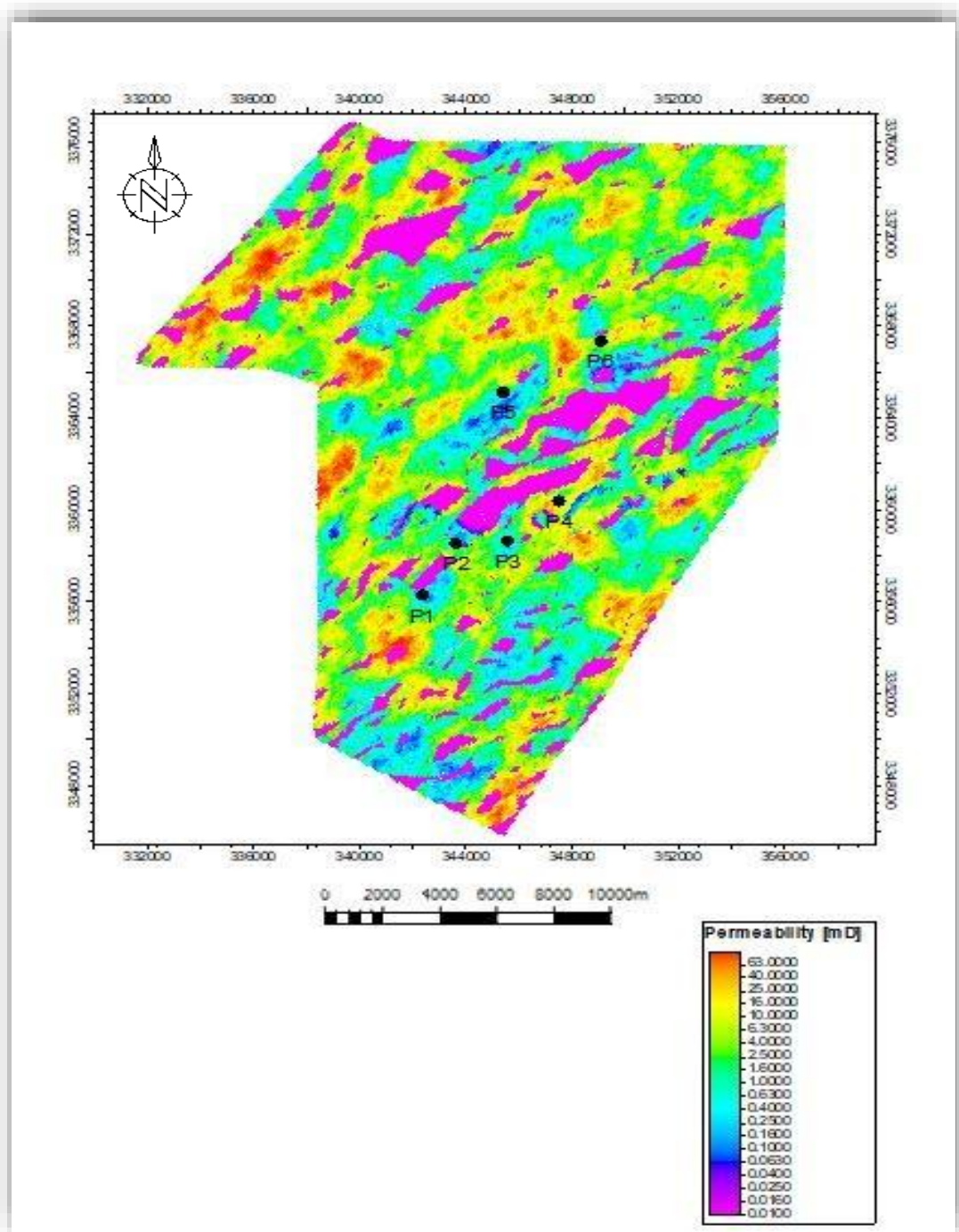


Fig. 38- Carte de perméabilité.

4. Saturation en eau

Ce scénario montre que notre structure est remplie à 35% d'hydrocarbures par rapport au volume totale (fig. 39). Néanmoins, la saturation en eau est faible au Sud surtout au niveau des puits par rapport au Nord ou on assiste à des valeurs plus ou moins moyennes.

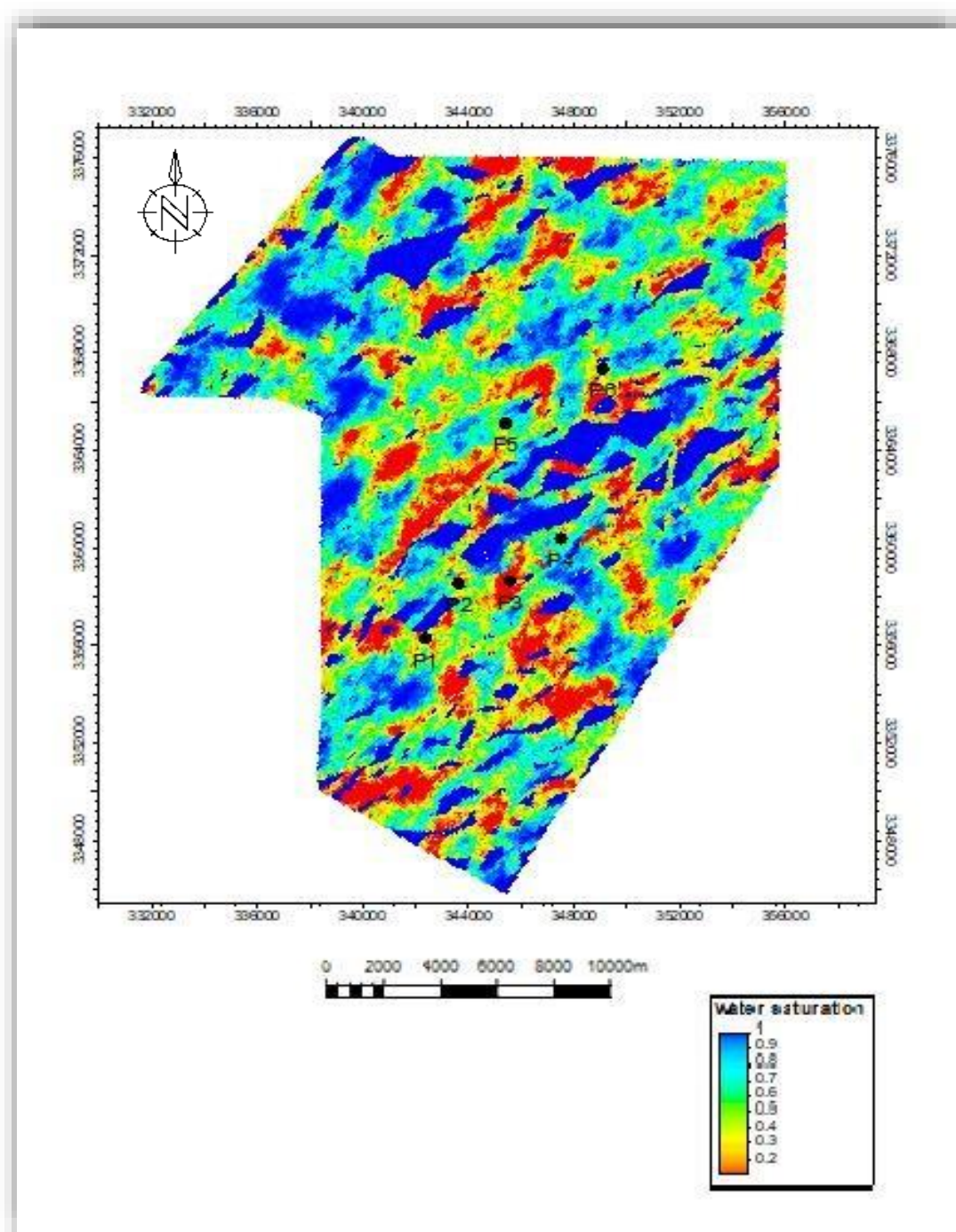


Fig. 39- Carte de saturation en eau.

5. Contacte Huile-Eau

La figure 40 montre une prédominance d'eau avec un faible remplissage de la structure en hydrocarbures au niveau des puits P1, P2, P3 et P4 qui sont situés au SW. Ces derniers constituent la zone la plus favorable pour l'exploitation.

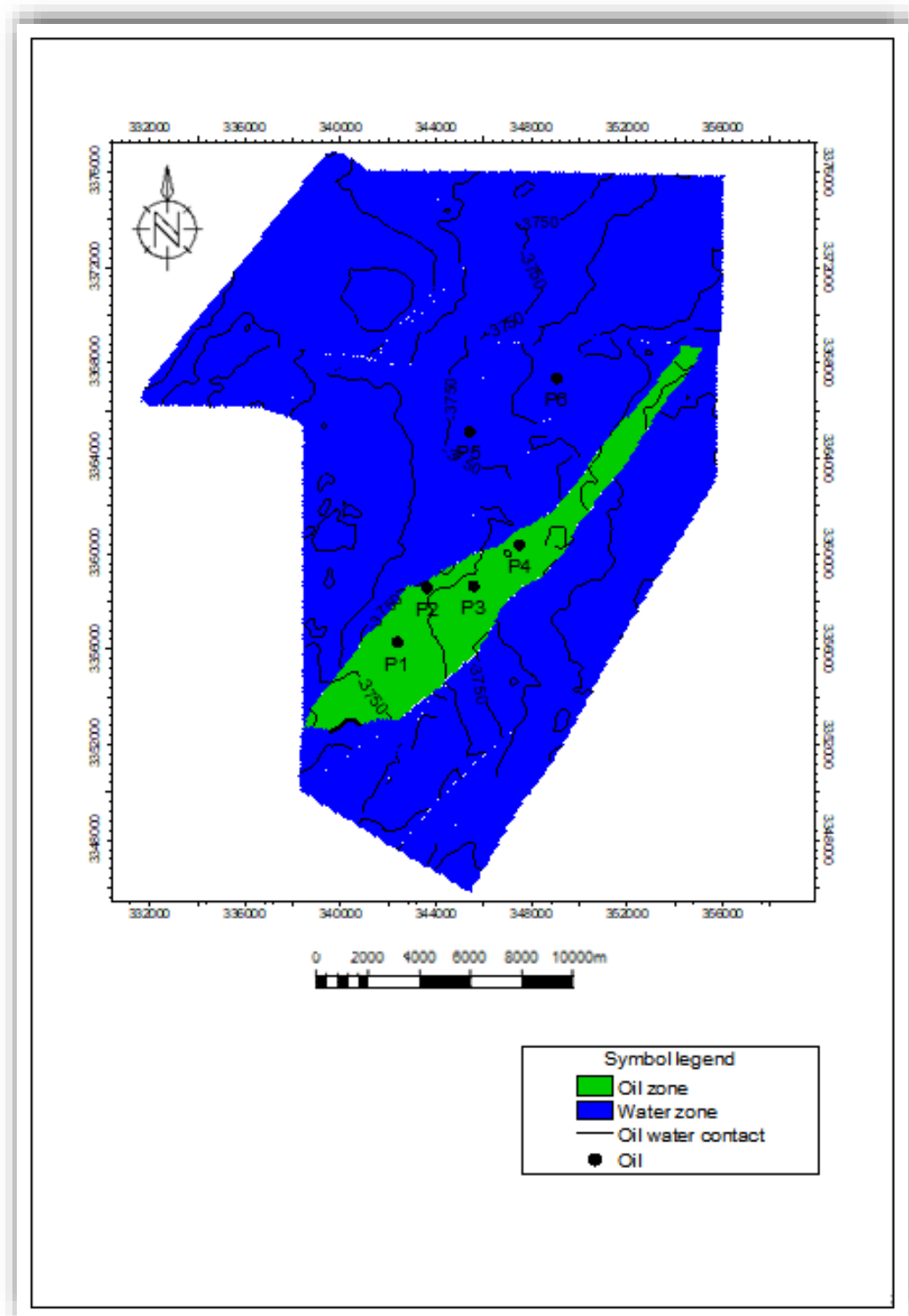


Fig. 40- Carte représentant le Contacte Huile-Eau.

CONCLUSION GENERAL

Au terme de cette étude qui est basée sur la modélisation appliquée du réservoir Trias (TAGI) du champ Ouest Gassi Touil, traitée par des données numériques qui sont recueillies à partir de six puits, nous résumons les principaux résultats obtenus :

-Point de vue lithostratigraphique :

L'analyse des enregistrements diagraphiques de type Gamma Ray, nous a permis de définir la lithologie et la radioactivité. Ainsi, quatre types de faciès ont été enregistrés dont le plus dominant est de type PRT2.

-Point de vue modélisation :

Les résultats de la modélisation structurale réalisée en 2D et 3D nous a permis de distinguer deux types de familles de failles ; la première est d'une orientation SW-NE d'une part et une seconde sub-horizontale de direction E-W d'autre part.

A travers l'interprétation des paramètres pétrophysiques, on constate que la porosité est moyenne le long de champ, contrairement à la perméabilité et la saturation en eau qui sont faible au SW et moyennement fort au Nord.

Selon l'allure des cartes en isopaques, les dépôts du TAGI supérieur, moyen et inférieur sont marqués par une augmentation des épaisseurs vers le NW.

En fin, la répartition spatiotemporelle des paramètres pétrophysiques du réservoir **TAGI** du champ Ouest Gassi Touil a mis en évidence des zones favorables à l'exploitation situées en majorité dans la partie SW. Cela est confirmé par la présence des failles qui sillonne cette région.

REFERENCES BIBLIOGRAPHIQUES

AHMAHMA H. & GHARA A.E. (2014)- Caractérisation et évaluation quantitative du Trias Argilo-Gréseux Inferieur (TAGI) de la structure de Bassin de Berkine (Rhourde Rouba, Algérie). *Dipl. Master*, Univ. Ouargla, 57 p.

AMEUR ZAIMECHE O. (2014)- Modélisation et reconstitution des facies non carottés a l'aide des méthodes statistiques multivariées du réservoir Trias Argileux Gréseux Inferieur (TAGI) application au champ de Sif Fatima (Bassin de Berkine). *Dipl. Master*, Univ. Ouargla, 117 p.

BOUDJEMA A. (1987)- Evolution structurale du Basin pétrolier “Triasique” du Sahara Nord Oriental (Algérie). *Thèse Doct. d’Etat*, Univ. P et M. Curie – Paris (France), n° 220, 259 p., 53 fig.

GHENIM A.F. (2012)- Evaluation pétrophysique et essai de modélisation : Exemple du réservoir triasique d’Ourhoud (Bassin de Berkine, Sahara Nord Oriental, Algérie). *Dipl. Master*, Univ. Tlemcen, 59 p.

HACHEMAOUI M. (2014)- Le réservoir Cambrien de la zone 13 (champ de Hassi Messaoud) : Etude pétrophysique et essai de modélisation. *Dipl. Master*, Univ. Tlemcen, 61 p.

MEHDAOUI M. (2017)- Interprétation des jeux diagraphiques du réservoir Triasique (TAGS). Exemple de Rhourd Nouss-Rhourd Adra (Bassin de Berkine, Sahara Nord Oriental). *Dipl. Master*, Univ. Tlemcen, 43 p.

RAPPORT SONATRACH – Rapport inédit.

SOUADNIA S. (2017)- La simulation géostatistique et son apport à l’optimisation de l’exploitation des réservoirs en hydrocarbures cas du réservoir TAGI-HBNS – Hassi Berkine Sud (Algérie). *Thèse Doct. d’Etat*, Univ. Annaba, 114 p., 55 fig.

TOUAHRI M.A. (2015)– Interprétation des jeux diagraphiques du réservoir TAGI (Champ d’El Merk, Bassin de Berkine). *Dipl. d’Ingéniorat d’Etat*, Univ. Tlemcen, p.52.

WEC (Well Evaluation Conférences) (2007) - Rapport inédit.

LISTE DES FIGURES

	P
Fig. 1- Situation géographique du bassin de Berkine (d'après WEC, 2007, modifiée).	8
Fig. 2- Série stratigraphique type du bassin de Berkine (d'après WEC, 2007, modifiée)... 13	13
Fig. 3. A - Image satellitaire de la zone d'étude. B - Localisation du champ Ouest Gassi Touil.	14
Fig. 4- Coupe géologique d'orientation NW-SE de la zone d'étude (Rapport SONATRACH)	16
Fig. 5- Structures de la zone d'étude.	17
Fig. 6- Série stratigraphique type de zone d'étude (Rapport SONATRACH).	18
Fig. 7- Chargement des données sismiques et emplacement des puits.	20
Fig. 8- Exemple de calibration puits sur section sismique.	21
Fig. 9- projection des puits à partir de la section sismique.....	22
Fig. 10- section sismique passant par les puits montrant la structuration du gisement.	23
Fig. 11- Réseau de failles en 2D « Fault stick ».	24
Fig. 12- Modèle des Failles en 3D.....	24
Fig. 13- Définition de réservoir dans le log diagraphique.	25
Fig. 14- Carte en isobathe du TAGI supérieur.	26
Fig. 15- Carte en isobathe du TAGI moyen.	27
Fig. 16- Carte en isobathe du TAGI inférieur.	28
Fig. 17- Carte en isopaque du TAGI supérieur.	29
Fig. 18- Carte en isopâque du TAGI moyen.	30
Fig. 19- Carte en isopâque du TAGI inférieur.....	31
Fig. 20- Model static de réservoir.....	32
Fig. 21- Tracés des deux transects considérés.	33
Fig. 22- Corrélation entre les différents puits selon le transect (AA') d'orientation NE-SSW.	34
Fig. 23- Corrélation entre les différents puits selon le transect (BB') d'orientation NNE- SSW.....	35
Fig. 24- Log diagraphique de Trias argileux gréseux inférieur.	37

Fig. 25- Carte de distribution des Facies de la zone d'étude.....	38
Fig. 26- Carte de Net to gross.....	40
Fig. 27- Carte de porosité.....	41
Fig. 28- Carte de perméabilité.....	42
Fig. 29- Carte de saturation en eau.....	43
Fig. 30- Carte représentant le Contacte Huile-Eau.....	44
Fig. 31- Carte de Net to gross.....	45
Fig. 32- Carte de porosité.....	46
Fig. 33- Carte de perméabilité.....	47
Fig. 34- Carte de saturation en eau.....	48
Fig. 35- Carte représentant le Contacte Huile-Eau.....	49
Fig. 36- Carte de Contacte Huile-Eau.....	50
Fig. 37- Carte de porosité.....	51
Fig. 38- Carte de perméabilité.....	52
Fig. 39- Carte de saturation en eau.....	53
Fig. 40- Carte représentant le Contacte Huile-Eau.....	54

LISTE DES TABLEAUX

	P
Tabl. 1- Classification des faciès.....	36

MEMOIRE DE MASTER

Type de Master : Professionnel

Domaine : Sciences de la Terre et de l'Univers

Filière : Géologie

Spécialité : Géo-Ressources

**Titre du mémoire : La modélisation appliquée du réservoir Trias (TAGI).
Exemple du champ Ouest Gassi Touil (Bassin de Berkine).**

Auteur : Mohammed El Amine ZEMMIT

Résumé

La présente étude se focalise sur une modélisation appliquée de réservoir **TAGI** -champ Ouest Gassi Touil -, ce dernier fait partie du Bassin de Berkine qui est situé au nord de la plate-forme Saharienne.

Cependant, le traitement des données sismiques nous a permis à établir des cartes en isobathe et en isopaque, la corrélation entre les puits de la région qui montre que la zone la plus subsidente et la plus épaisse se situe dans la partie NW.

Par ailleurs, la modélisation structurale nous a permis de distinguer

l'existence de deux types principaux de faille ; la première est d'orientation NE-SW et une seconde sub-horizontale d'orientation E-W. Ces deux familles de failles montrent l'existence d'un anticlinal en forme de horst.

Enfin, l'interprétation des paramètres pétrophysiques du réservoir **TAGI** du champ Ouest Gassi Touil nous a permis de constater que la zone SE est la plus favorable pour l'exploitation. Ceci est confirmé par la dominance des failles dans ladite zone.

Mots-clés : TAGI, Ouest Gassi Touil, Bassin Berkine, Isobathe, Isopaque, Corrélation, Diagraphie, Modélisation, PETREL, Paramètres pétrophysiques.