

MEMOIRE

Présenté

à

L'UNIVERSITE ABOU BEKR BELKAID-TLEMCEM
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 ACADEMIQUE

Spécialité

Géo-Ressources

par

Asma Fethia GHENIM

**EVALUATION PETROPHYSIQUE ET ESSAI DE MODELISATION :
EXEMPLE DU RESERVOIR TRIASIQUE D'OURHOUD
(BASSIN DE BERKINE, SAHARA NORD ORIENTAL, ALGERIE)**

Soutenu le novembre 2012 devant les membres du jury :

Fatiha HADJI, Maître Assistant (A), Univ. Tlemcen
Abbas MAROK, Maître de Conférences (A), Univ. Tlemcen
Kamar Eddine BENSEFIA, Maître Assistant (A), Univ. Tlemcen
Hocine BENRAMDANE, Maître Assistant (B), Univ. Tlemcen

Président
Encadreur
Examineur
Examineur

TABLE DES MATIERES

AVANT-PROPOS	p. 4
RESUME	5
ABSTRACT	6

INTRODUCTION

I. OBJECTIFS DE L'ETUDE	7
II. GENERALITES GEOGRAPHIQUES ET GEOLOGIQUES	7
A. Bassin de Berkine (Région d'étude)	7
1. Contexte géographique	7
2. Contexte géologique	7
2.1. Sur le plan stratigraphique	7
.....	12
2.2. Sur le plan structural	13
.....	13
B. Champ d'Ourhoud (Zone d'étude)	14
1. Contexte géographique	14
2. Contexte géologique	16
2.1. Sur le plan stratigraphique	
.....	
2.2. Sur le plan structural	

Premier chapitre : DONNEES LITHOSTRATIGRAPHIQUES ET SEDIMENTOLOGIQUES

I. INTRODUCTION	18
II. DESCRIPTION LITHOSTRATIGRAPHIQUE ET ANALYSE SEDIMENTOLOGIQUE	18
A. Description lithostratigraphique	18
1. TAGI supérieur	19
2. TAGI moyen	19
3. TAGI inférieur	19
B. Description sédimentologique	20
1. Description de quelques carottes	20
1.1. Exemple du puits BKE-4	20
1.2. Exemple du puits QB-3	20
1.3. Exemple du puits QB-12	21
1.4. Exemple du puits QB-24	21

2. Milieux de dépôt	21
III. CORRELATION	23
A. Transect Nord-Sud	23
B. Transect Est-Ouest	23

Deuxième chapitre : ETUDE PETROPHYSIQUE DU RESERVOIR

I. INTRODUCTION	25
II. RAPPEL	25
A. Notion de réservoir, matrice et fluides	25
1. Réservoir	25
2. Matrice	25
3. Fluides	25
B. Notion de porosité (Φ)	26
C. Notion de perméabilité (K)	27
D. Volume d'argiles (Vsh)	27
E. Saturation en eau (Sw)	28
III. EVOLUTION VERTICALE DES PARAMETRES PETROPHYSIQUES	28
A. Transect Nord-Sud (QB-24, QB-3 et BKE-4)	29
1. Interprétation des logs de porosité	29
2. Interprétation des logs de perméabilité	29
3. Interprétation des logs de volume d'argiles	29
B. Transect Est-Ouest (QB-11, QB-3 et QB-9)	29
1. Interprétation des logs de porosité	29
2. Interprétation des logs de perméabilité	29
3. Interprétation des logs de volume d'argiles	29
IV. EVOLUTION SPATIALE DES PARAMETRES PETROPHYSIQUES	32
A. Cartes en isopaques	32
1. TAGI inférieur	32
2. TAGI moyen	32
3. TAGI supérieur	32
B. Cartes en iso-porosité	32
1. TAGI inférieur	32
2. TAGI moyen	32
3. TAGI supérieur	38
C. Cartes en iso-perméabilité	38
1. TAGI inférieur	38
2. TAGI moyen	38
3. TAGI supérieur	38
D. Cartes en iso-argilosité	38
1. TAGI inférieur	38
2. TAGI moyen	38
3. TAGI supérieur	38

V. CORRELATION PERMEABILITE-POROSITE	46
VI. CONCLUSION	48

Troisième chapitre : ESSAI DE MODELISATION DU RESERVOIR TAGI

I. INTRODUCTION	49
II. DEFINITIONS ET CONCEPTS	49
III. DIFFERENTES ETAPES DE LA MODELISATION	49
A. Importation des données (Data Import)	49
1. Types des données (Data Types)	49
2. Organisation des données (Data organization)	50
B. Interprétation sismique (Seismic interpretation)	50
C. Corrélation des puits (Well correlation)	50
D. Modélisation des failles (Fault modeling)	51
E. Maillage des piliers (Pillar gridding)	51
F. Subdivision stratigraphique (Make horizons)	51
G. Insertion des zones (Make zones) et insertion des sous-zones (Make layering)	52
1. Insertion des zones (Make zones)	52
2. Insertion des sous-zones (layering)	52
H. Représentation des valeurs de logs diagaphiques dans les cellules 3D (Scale up well logs)	53
I. Modélisation des faciès (Facies modeling)	53
J. Modélisation pétrophysique (Petrophysical modeling)	54
K. Définir les contacts (huile/eau) (Make Contacts)	54
L. Calcul de volume (Volume calculation)	54
IV. CONCLUSION	55

CONCLUSION GENERALE

REFERENCES BIBLIOGRAPHIQUES	57
LISTE DES FIGURES	58
LISTE DES TABLEAUX	59

AVANT-PROPOS

Ce travail n'aurait pas vu le jour si ce n'est l'initiative et le soutien de Monsieur **MAROK Abbas**, Maître de Conférences classe (A) à l'Université de Tlemcen et Encadreur de ce mémoire. Il a été compréhensif, disponible et patient. Je salue sa manière d'entreprendre les choses et sa persévérance. Qu'il trouve ici ma profonde reconnaissance.

Je présente mes remerciements à Madame **HADJI Fatiha**, Maître-Assistant classe (A) à l'Université de Tlemcen, qui me fait l'honneur de présider le jury de ce mémoire.

Je remercie Monsieur **BENSEFIA Kamar Eddine**, Maître-Assistant classe (A) à l'Université de Tlemcen, pour son aide et son encouragement tout au long de mon parcours universitaire (Licence-Master). Sa présence aujourd'hui dans ce jury en qualité d'examineur me fait grand plaisir.

Je tiens à remercier Monsieur **BENRAMDANE Hocine**, Maître-Assistant classe (B) à l'Université de Tlemcen, d'avoir accepté de juger mon travail.

Qu'il me soit permis d'exprimer ma profonde reconnaissance à Monsieur **RERBAL Lahcene**, Ingénieur de SONATRACH (Organisation d'Ourhoud), pour sa prise en charge scientifique durant toute la période du stage pratique.

Enfin, comment terminer cet Avant-propos sans remercier les enseignants qui ont participé à ma formation de géologue.

RESUME

Dans ce travail, les données diagraphiques, sédimentologiques et pétrophysiques de puits pétroliers du champ d'Ourhoud (bassin de Berkine, Sahara nord oriental) ont été interprétées. L'intervalle chronostratigraphique concerné se limite aux dépôts du TAGI réservoir (Trias Argilo-Gréseux Inférieur). Ce dernier subdivisé lithologiquement en trois membres (TAGI inférieur, TAGI moyen et TAGI supérieur) montre à travers la zone d'étude une évolution spatio-temporelle dictée par un contrôle tectonique locale et/ou régionale.

Par ailleurs, les résultats pétrophysiques (porosité, perméabilité, et volume d'argiles) obtenus ont permis de construire à partir du *logiciel Petrel* un modèle géologique en 3D du réservoir TAGI. Cet essai de modélisation, nous a fourni de nouvelles données concernant les paramètres géologiques et pétrophysiques affectant l'écoulement des fluides dans les formations productives d'hydrocarbures.

Mots-clés : Diagraphiques, Sédimentologiques, Pétrophysiques, TAGI, champ d'Ourhoud, Bassin de Berkine, Modélisation, Hydrocarbures.

ABSTRACT

In this work, logging, sedimentological and petrophysical data of twelve (12) oil wells of the Ourhoud field (Berkine basin, north eastern Sahara) have been interpreted. The chronostratigraphic interval in question is limited to TAGI reservoir deposits. The TAGI lithologically divided into three members (Lower TAGI, Middle TAGI and Upper TAGI) shows across the study area spatiotemporal evolution controlled by local and / or regional tectonic.

Furthermore, the petrophysical results (porosity, permeability, and volume clay) obtained have allowed building the 3D geological model with Petrel software of the TAGI reservoir. This trial modeling has provided new data on geological and petrophysical parameters affecting the flow of fluids in oil productive formations.

Key-words: Logging, Sedimentologics, Petrophysics, TAGI, Ourhoud field, Berkine basin, Modeling, Hydrocarbon.

INTRODUCTION

I. OBJECTIFS DE L'ETUDE

Dans le but d'évaluer les réserves pétrolières du champ d'Ourhoud (bassin de Berkine), plusieurs puits ont été sélectionnés en fonction des données disponibles (données diagraphiques et sédimentologiques). L'ensemble des données acquises, nous amènent à :

- reconnaître les différents faciès géologiques avec les divisions stratigraphiques;
- établir un inventaire des figures et structures sédimentaires pour pouvoir reconstituer les milieux de dépôt;
- effectuer des corrélations selon des transects choisis pour avoir une idée sur l'évolution spatio-temporelle d'enregistrement sédimentaire ;
- établir des cartes en isopaques, en iso-porosité, en iso-perméabilité et en iso-argilosité à fin d'évaluer et interpréter les paramètres du réservoir TAGI de la zone d'étude.
- proposer un modèle géologique en 3D du réservoir pétrolier de la zone d'étude.

II. GENERALITES GEOGRAPHIQUES ET GEOLOGIQUES

A. Bassin de Berkine (Région d'étude)

1. Contexte géographique

Faisant partie de la plate-forme saharienne, le bassin de Berkine est situé au Sud-Est de l'Algérie, entre la latitude 29° et 33° Nord et la longitude 5° et 9° Est (fig. 1). Il est limité au Nord par la bordure Sud du Môle de Dahar, au Sud par le Môle de D'Ahara qui le sépare du bassin d'Illizi, à l'Est par la frontières tunisienne et libyenne et enfin à l'Ouest par le prolongement structural vers le Nord du Môle d'Amguide-El Biode-Hassi Messaoud (fig. 2).

2. Contexte géologique

2.1. Sur le plan stratigraphique

En se basant sur le travail réalisé par BOUDJEMA (1987), nous avons pu résumer la série stratigraphique du bassin de Berkine comme suit (fig. 3) :

a. Le Paléozoïque

-Le Cambrien : Il comprend des grès grossiers à stratification oblique avec conglomérats et microconglomérats à la base (Lithozone R3) suivis par grès moyens à grossiers, très argileux à passées d'argiles (Lithozone R2), par des grès fins à grossiers à intercalations d'argilites (Lithozone Ra), par des quartzites et des grès fins à moyens avec des passées d'argiles et de silts contenant des grains de glauconites et des tigillites (Lithozone RI). L'ensemble se termine par une alternance d'argiles, de silts et de grès fins à glauconies.



Fig. 1- Situation géographique de la région d'étude.

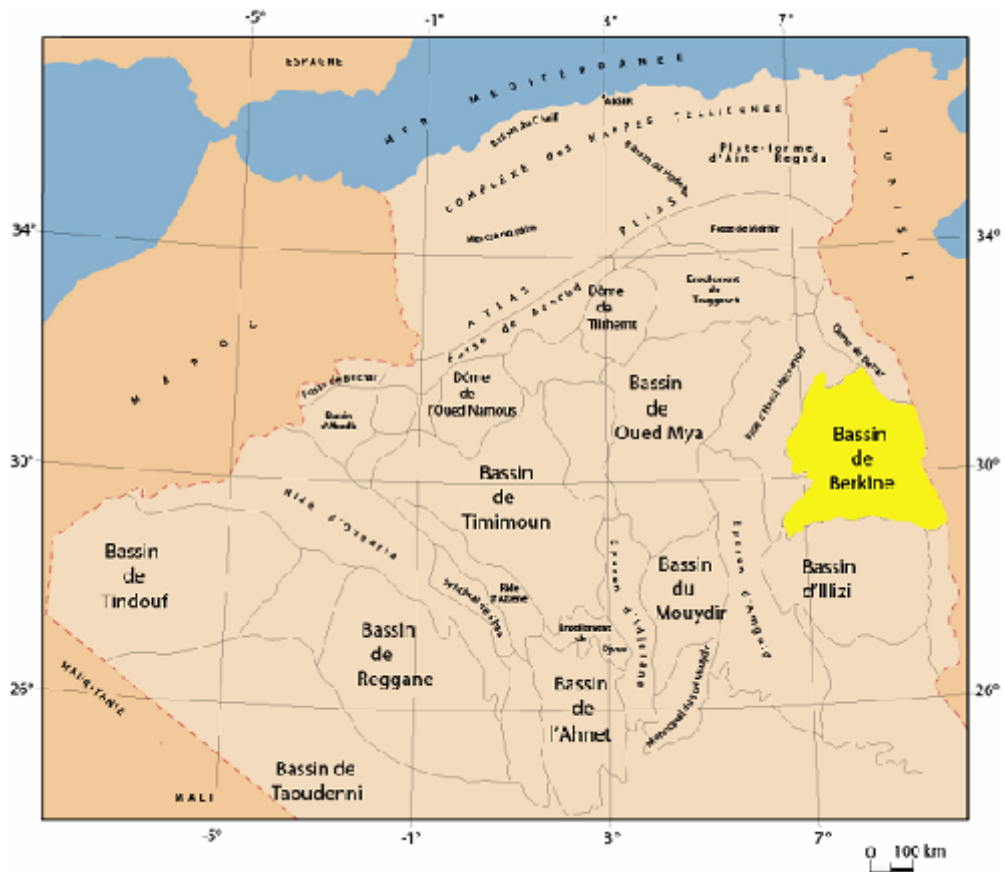


Fig. 2- Limites de la région d'étude (d'après WEC, 2005 ; modifiée).

L'Ordovicien : Représenté par 250 m d'épaisseurs, l'Ordovicien est essentiellement détritique. Il est constitué d'argiles noires bitumineuses (Argiles d'EL Gassi) surmontées par :

- des grès ou parfois par des conglomérats et des passées de silts et d'argiles noires (Grès d'El Atchane) ;
 - par des quartzites compacts (Quartzites de Hamra) ;
 - par des grès fins à moyens quartziques (Grès d'Ouargla) ;
 - par des argiles noires, silteuses et micacées à minces passées de silts argileux et de grès oolithiques (Argiles d'Azzel) ;
 - par des grès fins à moyens argileux et quartzitiques, dolomitiques et micacés à intercalations d'argiles silteuses faiblement carbonatées à oolithes (Grès d'Oued Saret) ;
 - par des Argiles microconglomératiques ;
- Et enfin, la série ordovicienne se termine par les grès de Ramade dont la base est constituée de grès quartzitiques et fines passées d'argiles auxquels font suite des grès quartzitiques de la dalle M'Kratta.

Le Silurien : Il comprend des faciès essentiellement argileux (Argiles à graptolithes constituées d'argiles grises à noires riches en graptolithes avec des grains de quartz fins avec quelques passées de grès blancs à gris sombres fins avec présence de pyrite). Ils sont surmontés par des faciès qualifiés d'argilo-gréseux (alternance d'argiles grises silteuses à siltosableuses tendres, rarement carbonatées et de grès gris à clairs, fins à moyens subarrondis généralement bien classés en silico-argileux et moyennement durs).

Le Dévonien : Il comprend de bas en haut, la succession lithostratigraphique suivante :

- des argiles gréseuses à faciès très variables (Dévonien inférieur) ;
- des argiles gréseuses moins développées et présentant quelques variations par rapport aux faciès sous-jacents (Dévonien moyen) ;
- des argiles gris noires à brunes foncées avec des intercalations de calcaires argileux et gréseux (Dévonien supérieur).

Le Carbonifère : Il est formé essentiellement de calcaires admettant vers le sommet des passées gypseuses.

b. Le Mésozoïque

Le Trias : Il est subdivisé en quatre membres lithologiques et qui sont dans l'ordre ascendant :

- Trias Argilo-Gréseux Inférieur (TAGI) : Il s'agit en général de dépôts conglomératiques rouges à bruns et de grès et d'argiles ;
- Trias Argilo-Carbonaté (TAC) : Bien que son nom fait allusion au carbonates, il est constitué essentiellement d'argiles de couleur brune rouge, rarement gris-verte à éléments fins à moyens devenant grossiers vers la base avec intercalations d'argiles grisâtres à gris-vertes et brunâtres indurées, siliceuses et feuilletées ;

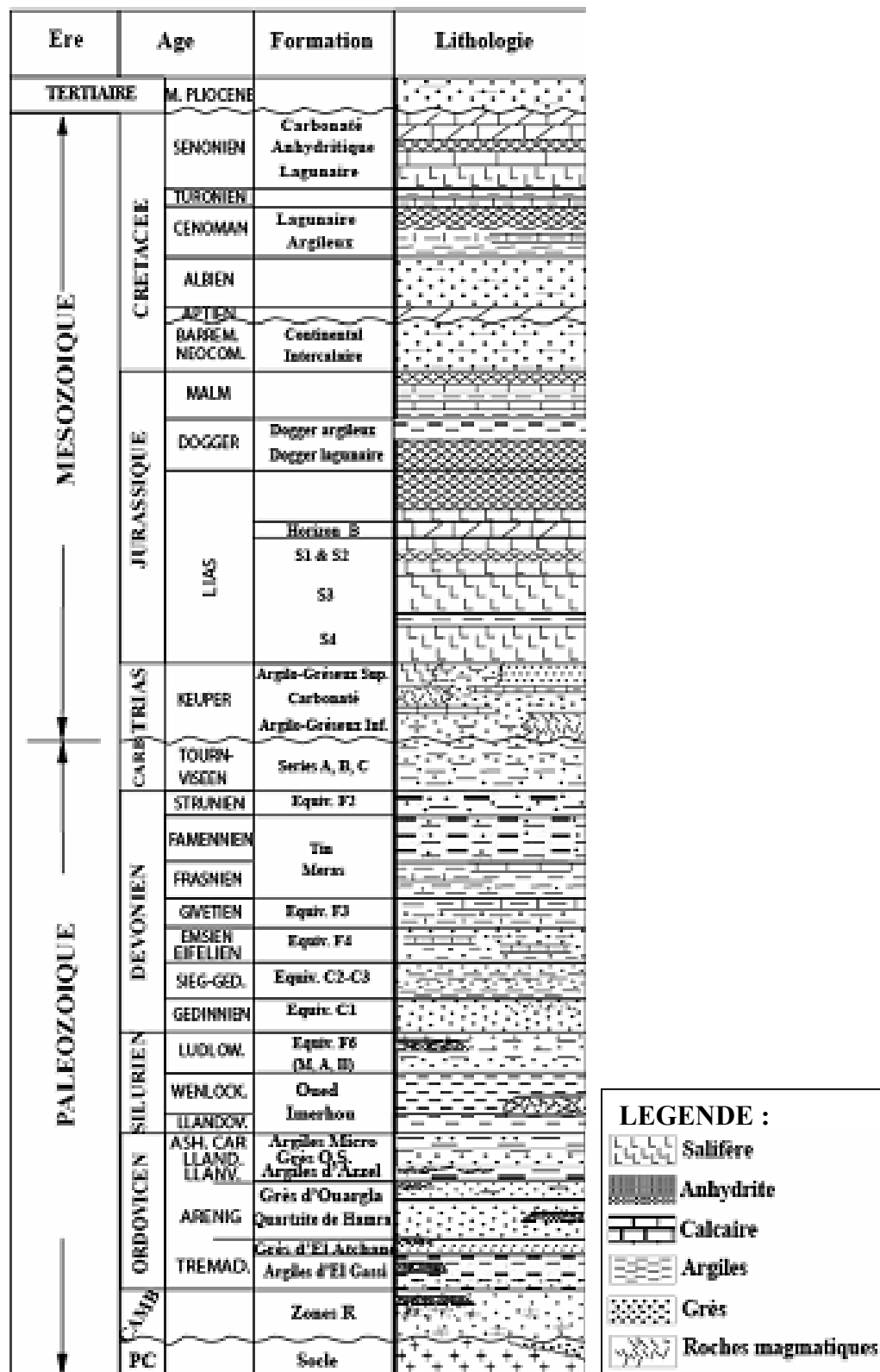


Fig. 3- Colonne stratigraphique type du bassin de Berkine (d'après YAHY et al., 2001, modifiée).

-Trias Argilo-Gréseux Supérieur (TAGS) : Il est formé essentiellement d'argiles rouges à gris-vertes tendres à indurées siliceuses à tendre feuilletées passant souvent à des argiles siliceuses gris-vertes, moyennement dures ;

-Trias S4 : Il s'agit d'une alternance des sels blancs translucides, parfois jaunes, rosâtres massifs et d'argiles grises à gris vertes, parfois brunes, siliceuses, tendres à indurées.

Le Jurassique : Il est constitué de :

-Jurassique inférieur : Ce sont des argiles brunes-rouges, à gris verdâtres tendres avec des niveaux d'anhydrites blanches passant à des argiles brunes et grises verdâtres tendres à indurées avec des niveaux d'anhydrites (Lias S3). Il est à noter que le Lias anhydritique est constitué d'une alternance blanchâtre et de sels ainsi que des argiles salifères et tendres.

-Jurassique moyen : Il est formé d'argiles siliceuses carbonatées admettant des intercalations de grès gris blancs très fins argileux localement dolomitiques et de calcaires dolomitiques beiges argileux et de traces de lignites et d'anhydrites. Cet ensemble est surmonté d'argiles siliceuses tendres avec des intercalations de silts bruns argileux et de grès très fins, argileux avec des passées de calcaires-argileux.

-Jurassique supérieur : Il est représenté par une alternance d'argiles versicolores dolomitiques, de calcaires argileux et de grès fins à moyens montrant la présence des traces de lignite et de pyrite avec des passées d'anhydrites blanches.

Le Crétacé : Lithostratigraphiquement, nous distinguons de bas en haut la succession suivante :

-Crétacé inférieur : Il comprend à la base de grès blancs, fins, carbonatés avec des intercalations d'argiles carbonatées et des passées de calcaires gris argileux, devenant des argiles à intercalation de grès fins carbonatés (Néocomien). Cette variété de faciès est surmontée de grès blancs à gris clairs, fins à grossiers à intercalation d'argiles brunes rouges à gris-vertes de nature sableuse carbonatée (Barrémien). Vers le sommet, le Barrémien est recouvert de calcaires blancs micro cristallins, argileux avec des passées de dolomies et d'argiles gris-vertes carbonatées (Aptien) sur lesquels se déposent de grès gris-blancs fins à moyens, parfois grossiers argileux peu consolidés (Albien).

-Crétacé supérieur : Il comprend une suite lithologique composée d'abord d'une alternance d'argiles gris-vertes, de sels blancs et de calcaires blancs (Cénomaniens) suivi de calcaires blancs, gris, argileux à intercalations de marnes (Turonien), de sels à intercalation d'argiles et d'alternance de calcaires parfois dolomitiques, blancs à beiges, de dolomies gris-claires à beiges, d'anhydrites blanches (Sénonien)

c. Le Cénozoïque

Le Mio-Pliocène : Il est constitué de sables roux et blancs, à grains moyens à grossiers, arrondis, bien classés avec des passées de grès beiges et blancs, à grains fins, arrondis, à ciment carbonaté. Notons également la présence d'argiles rouges-briques sableuses.

Le Quaternaire : Il est représenté généralement par les sables.

2.2. Sur le plan structural

Le Bassin de Berkine est caractérisé par l'opposition très nette de deux domaines dont le style structural est celui d'une tectonique de socle (fig. 4). Le domaine ouest fortement structuré, où les accidents présentent des rejets très importants (500 m ou plus) (les fermetures verticales des structures peuvent être très gigantesques : 900 m à Rhourde Nouss) et le centre du bassin où la structuration est beaucoup plus faible, avec une remontée monoclinale prononcée vers le Sud (WEC, 2007).

Les structures affectant la couverture sédimentaire sont associées à des failles profondes (tabl.1). Deux directions structurales prédominantes, des orientations d'importance secondaire ont été également mises en évidence (WEC, 2007).

-La direction subméridienne surtout sensible au Sud-Ouest du bassin dans le prolongement nord du Môle d'Amguid El Biod. Les accidents et les structures associés à cette direction sont de grande ampleur (faille de Ramade, Hassi Chergui / Gassi Touil).

-La direction Nord-Est, évoluant de N30 à N60 et interférant avec le système d'accidents subméridiens dans l'Ouest du bassin. Ces failles représentent la principale famille d'accidents dans le Centre et le Nord du bassin. Les structures associées à cette orientation peuvent être de grande ampleur à l'Ouest du bassin (Rhourde Adra, Rhourde El Baguel, Brides) ou de faible dimension dans le centre du bassin (Bir Rebaâ Nord).

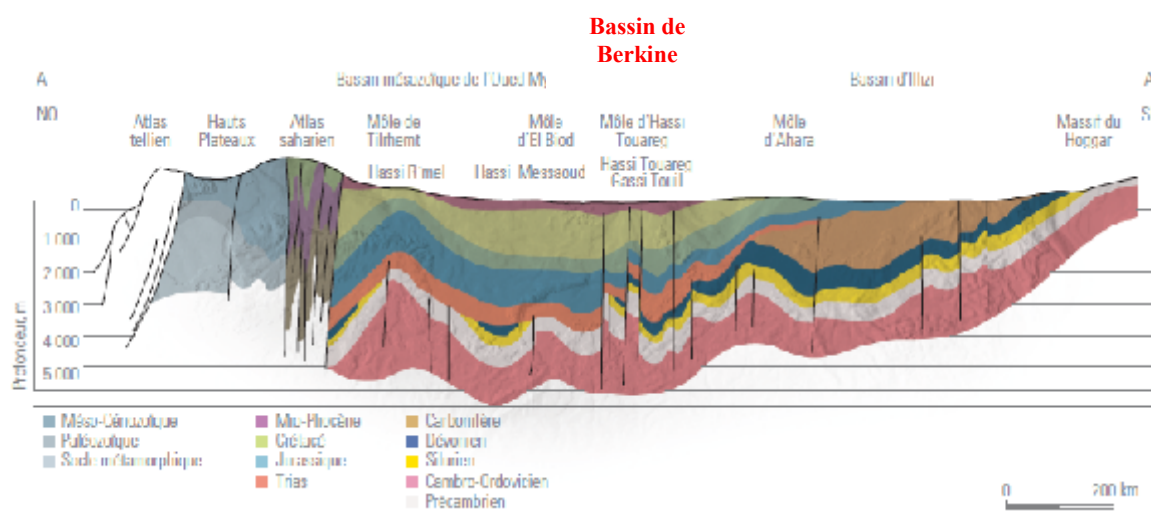


Fig. 4- Coupe géologique régionale montrant la structure des différents bassins de la plate-forme saharienne (d'après WEC, 2007).

ERES	EPOQUE D'INTERVENTION MACROALE		ZONES DES FAULTES	Sens et direction Des phases	EFFETS SUR LES JOURS DE FAULTES	
	NEOGENE	PALEOGENE				
CENOZOIQUE	MIOGENE	ALPIN TARDIF	ALPINS	N 02 80	Jeu en compression des accidents NO 20	
	EOGENE	ALPIN MOYEN			N 160	Jeu en compression des accidents N 160 et création de nouvelles Structures
MESOZOIQUE	KRETACE	PHASE AUTOCHONE	ALPINS	N 02 00	Jeu en inverse sur les accidents NO 80	
	JURASSIEN	ALPINS PRECOCE				
	TRIAS					
PALEOZOIQUE	PERMIEN	PHASE HERCYNISSE TARDIVE	HERCYNISSE	N 02 00	Jeu en inverse sur les failles NW-SE	
		PHASE HERCYNISSE PRECOCE			N 02 00	Jeu en inverse sur les failles NE-SE
	TRIAS	Supérieur	PHASE FRASNIEN	FRASNIEN	NW-SE	Jeu en failles normales sur les failles NE-SW (variation de facies et d'épaisseur (Volcanisme))
		Moyen				
		Inférieur	PHASE			
	JURASSIEN					Jeu en inverse sur les failles N-S (Erosion sur les îlots sub-méridien "Tihemboka")
	CRETACEEN		CARBONIFERE		N W T	
CAMBRIEN		PHASE PALAEOPALAE TARDIVE		E W	Tectonique cassante régionale SW Et NW-SE (Concentration du Sahara central)	

Tabl. 1- Effets principales des phases tectoniques dans le bassin de Berkine. (d'après Boudjema, 1987, modifié).

B. Champ d'Ourhoud (Zone d'étude)

1. Contexte géographique

Le champ d'Ourhoud (autrefois appelé Qoubba) se situe dans la partie centrale du bassin de Berkine à 320 km au Sud-Est de la ville de Hassi Messaoud (fig. 5). Il a comme coordonnées UTM suivantes:

$X_1: 405248,9; Y_1: 3376147$ $X_2: 426628,4; Y_2: 3403776$
--

Ce champ objet de la présente étude est le deuxième plus grand gisement en Algérie. Le périmètre d'exploitation est de 263,4 km et la superficie du réservoir TAGI (Trias Argilo-Gréseux inférieur) est d'environ 140 km².

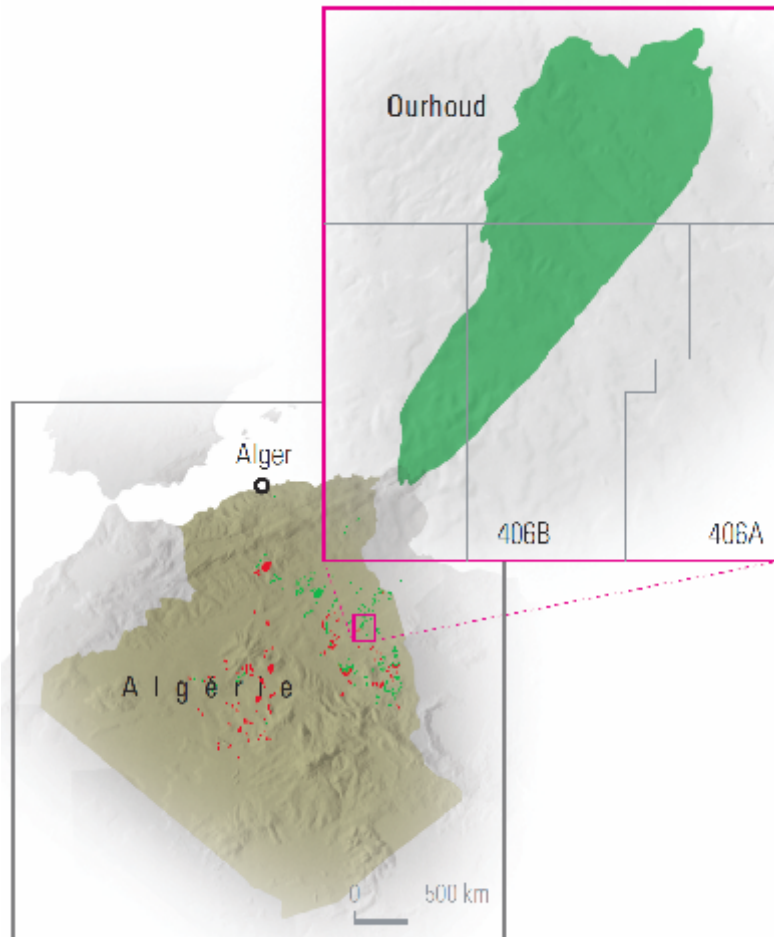


Fig. 5- Situation géographique du champ d'Ourhoud (d'après WEC, 2007).

2. Contexte géologique

2.1. Sur le plan stratigraphique

A travers les données de sub-surface du champ d'Ourhoud, nous avons pu relever la succession lithostratigraphique suivante (fig. 6) :

-Au dessus des dépôts paléozoïques représentés par le Carbonifère (Argiles avec parfois de minces niveaux gréseux et des traces de calcaires dolomitiques) repose une série triasique comprenant de bas en haut :

*Le Trias Argilo-Gréseux Inférieur (TAGI réservoir) est composé essentiellement des grès fluviaux en alternance avec des argiles ;

*Le Trias carbonaté constitué d'argiles gréseuses et de nombreux niveaux minces de calcaires ;

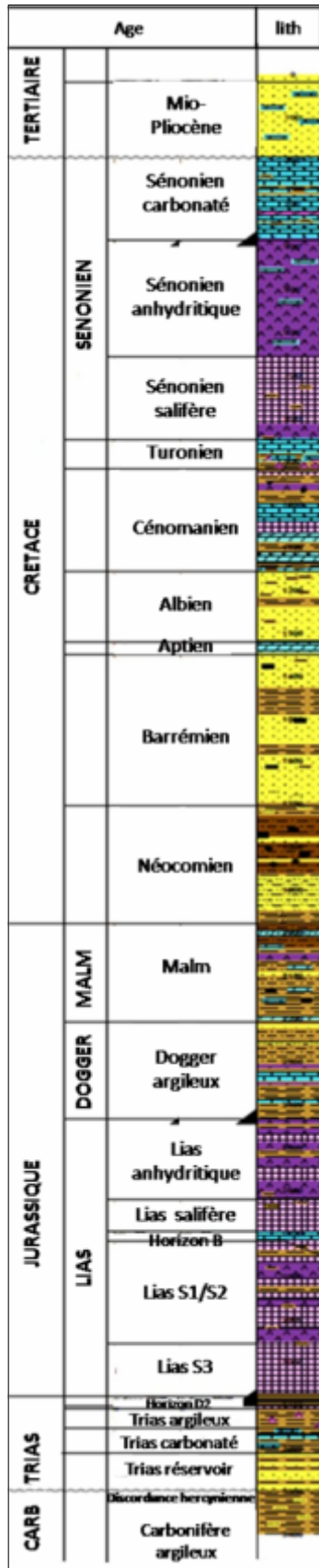


Fig. 6- Colonne lithostratigraphique type de la zone d'étude (d'après LOO, modifiée).

*Le Trias argileux de couleurs différentes avec parfois des nodules et/ou des laminations d'anhydrite amorphe. La base de ce faciès est marquée par la présence des couches minces de silts et d'argiles silteuses. Il est à noter que le Horizon « D₂ » renferme des argiles anhydritiques avec des minces couches salifères.

-Les faciès triasiques pré-cités sont suivis par les dépôts attribués au Jurassique. Il s'agit de la succession suivante :

*Sel (halite) avec des minces couches argileuses (Lias S3) ;

*Alternance de sels, d'anhydrites et d'argiles (Lias S1/S2). L'Horizon «B » renferme du calcaire dolomitique avec des minces couches d'argile et parfois des couches d'anhydrite à la base ;

*Lias salifère contient du sel (halite), des argiles et des traces d'anhydrite ;

*Lias anhydritique avec des argiles et des sels (halite) en alternance et des traces de calcaires dolomitiques ;

*Vers le sommet, on note la présence d'argiles avec des intercalations sableuses surmontées par des minces couches de calcaires, de calcaires dolomitiques, charbon et des anhydrites.

-La série stratigraphique de la zone d'étude (champ d'Ourhoud) se termine par des dépôts crétacés représentés essentiellement par les silts et les argiles à intercalations sableuses admettant occasionnellement des couches de charbon, par des dolomies et des calcaires dolomitiques, par des grès et des argiles gréseuses, par des intercalations d'anhydrite et enfin par des calcaires dolomitiques, des dolomies avec des intercalations du gypse et d'argiles. L'ensemble est recouvert par les dépôts sableux du Cénozoïque.

2.2. Sur le plan structural

Dans son ensemble, la structure de la zone d'étude (Ourhoud) correspond à un horst complexe limité vers l'Est par une faille majeure régionale dont le rejet vertical varie entre 200 et 300 mètres. La figure 7 montre en détail le réseau principal d'accidents parallèles à la faille majeure qui affecte cette zone d'étude. Notons également la présence d'un réseau secondaire orthogonal au réseau principal. Ce dernier se distingue généralement par des failles à faible rejet.

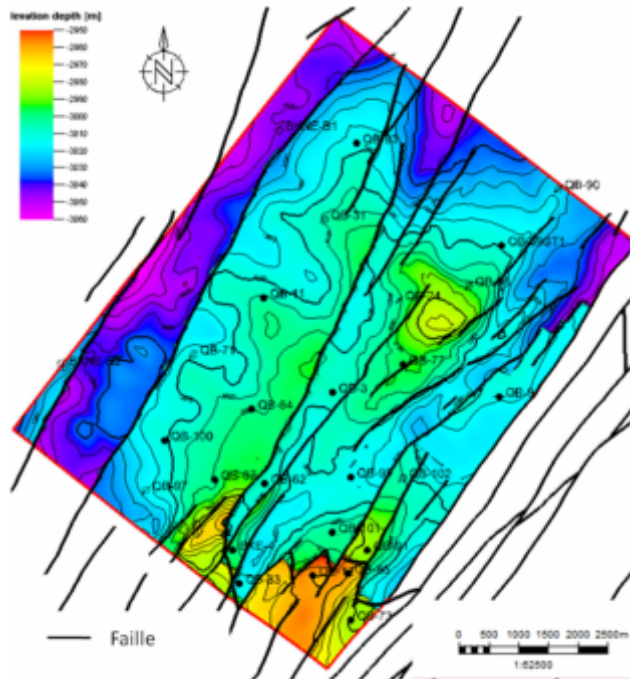


Fig. 7- Carte structurale de la zone d'étude au toit d'U4 (zone supérieure de la zone d'étude).

Premier chapitre : DONNEES LITHOSTRATIGRAPHIQUES ET SEDIMENTOLOGIQUES

I. INTRODUCTION

Dans le présent chapitre, nous allons essayer de décrire les caractéristiques lithostratigraphiques ainsi que sédimentologiques du réservoir triasique d'Ourhoud (TAGI). Dans cette optique, des puits ont été sélectionnés avec leurs carottes mécaniques (fig. 8). Notons que la nomenclature lithostratigraphique est adaptée de celle de la SONATRACH.

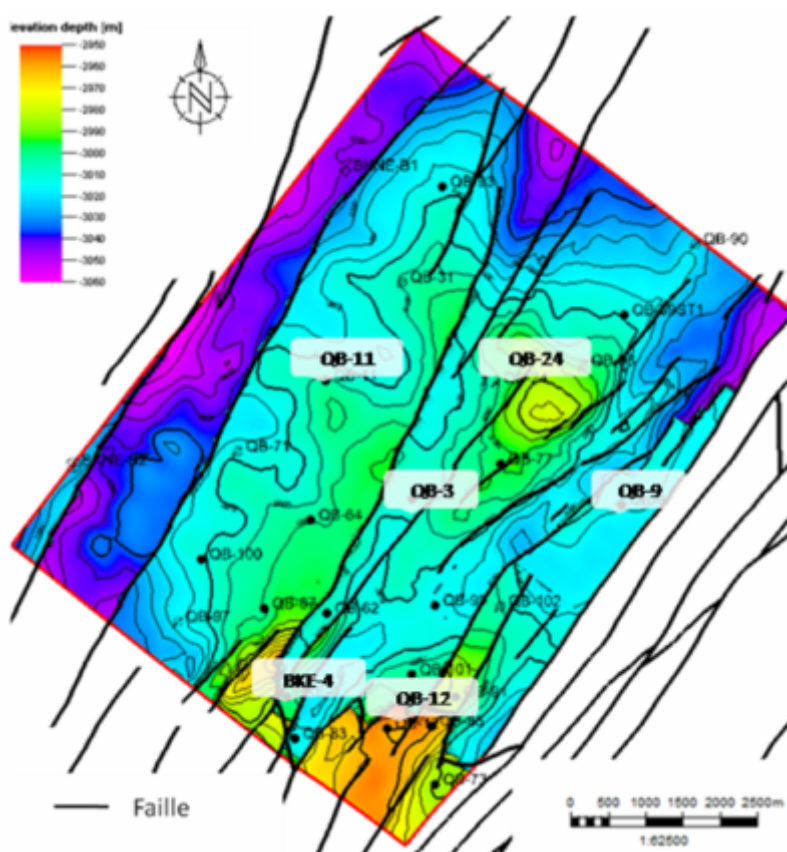


Fig. 8- Emplacement des puits étudiés.

II. DESCRIPTION LITHOSTRATIGRAPHIQUE ET ANALYSE SEDIMENTOLOGIQUE

A. Description lithostratigraphique

A partir du décryptage diagraphique et la description de quelques carottes mécaniques, nous avons pu identifier au sein du Trias Argilo-Gréseux Inférieur (Ep. = 80 à 100 m), trois membres lithostratigraphiquement bien distincts (fig. 9).

1. TAGI inférieur (Ep. = 32 à 58)

Il est limité à la base par la discontinuité hercynienne et au sommet par la surface érosive L3. Il s'agit essentiellement de grès à laminations horizontales.

2. TAGI moyen (Ep. = 10 à 30)

Compris entre la surface érosive L3 et la surface érosive M2, le TAGI moyen correspond à des bancs gréseux chenalisés.

3. TAGI supérieur (Ep. = 27 à 42)

Limité à sa base par la surface érosive M2, ce membre dénommé TAGI supérieur est constitué de bas en haut par :

*Grès chenalisés montrant vers le sommet des niveaux silteux.

*Grès chenalisés admettant quelques passées argileuses.

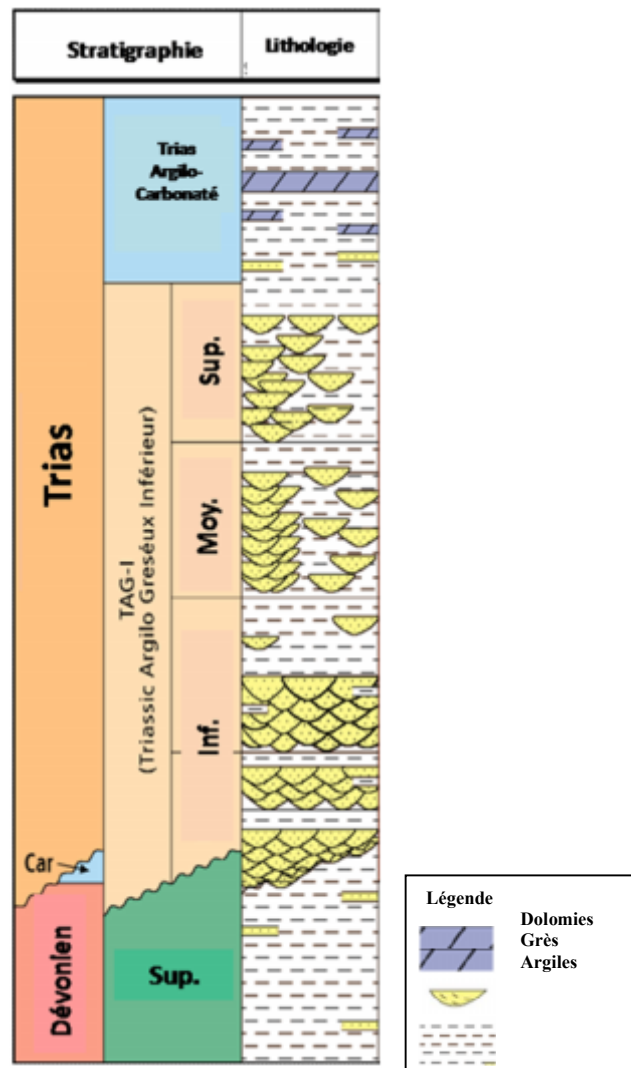


Fig. 9- Série type du Trias Argilo-Gréseux Inférieur (d'après LOO, 2012 ; modifiée).


B. Analyse sédimentologique

L'étude de quelques puits carottés, nous ont permis de réaliser un inventaire exhaustif des différentes figures et structures sédimentaires. Un tel inventaire va être utilisé pour reconstituer les milieux de dépôt.

1. Description de quelques carottes


Les carottes sont l'image fidèle du terrain traversé. Ils sont des témoins permanents de la géologie sous-jacente et fournissent des données importantes à l'exploration des ressources pétrolières. Pour cela, l'échantillon de carotte est donc très précieux et doit être traité avec beaucoup de soin, pour l'analyse et la description. Dans les tableaux ci-après, nous résumerons les principales structures sédimentaires identifiées.

1.1. Exemple du puits BKE-4 (tabl. 2)

Membre lithologique	N° de la carotte.	Figures et structures sédimentaires	Extrait de photos de carottes étudiées
TAGI supérieur	1	Litage horizontal, litage oblique, litage entrecoupé, et ondulée	
	2	Litage horizontal, litage oblique, litage entrecoupé et structure bréchique.	
TAGI moyen	3	-	
TAGI inférieur	4	Litage horizontal et laminations ondulées	
	5	Litage horizontal et laminations ondulées	

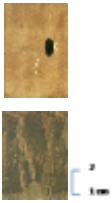
Tabl. 2- Inventaire récapitulatif de figures et structures sédimentaires du puits BKE-4.

1.2. Exemple du puits QB-3 (tabl. 3)

Membre lithologique	N° de la carotte.	Figures et structures sédimentaires	Extrait de photos de carottes étudiées
TAGI supérieur	1	H.C.B, litage horizontal, litage oblique et litage entrecoupé	
TAGI moyen	2	Traces de racine	
TAGI inférieur	3	Litage oblique, litage entrecoupé et lamination ondulée	


Tabl. 3- Inventaire récapitulatif de figures et structures sédimentaires du puits QB-3.

1.3. Exemple du puits QB-12 (tabl. 4)

Membre lithologique	N° de la carotte.	Figures et structures sédimentaires	Extrait de photos de carottes étudiées
TAGI supérieur TAGI moyen TAGI inférieur	1	H.C.B, litage horizontal, litage oblique, lamination ondulée et nodule de silex ?	
	2	Bioturbation, structure bréchique et figures de charge.	

Tabl. 4- Inventaire récapitulatif de figures et structures sédimentaires du puits QB-12.

1.4. Exemple du puits QB-24 (tabl. 5)

Membre lithologique	N° de la carotte.	Figures et structures sédimentaires	Extrait de photos de carottes étudiées
TAGI supérieur TAGI moyen TAGI inférieur	1	Figures de charge, figures d'injection, lamination horizontale et ondulée et structures fenestrées (?)	
	2	figures d'injection, litage entrecoupé et lamination ondulée.	

Tabl. 5- Inventaire récapitulatif de figures et structures sédimentaires du TAGI du puits QB-24.

2. Milieux de dépôt

La reconstitution des milieux pour les dépôts silicoclastiques est basée sur la sédimentologie de faciès. Les différentes figures et structures sédimentaires, nous ont permis d'identifier les milieux de dépôts suivants (fig. 10) :

-TAGI inférieur : Ces grès, à prédominance de litage horizontal et ondulée, permet d'indiquer le domaine fluvial dont les chenaux sont à faible sinuosité. Les surfaces de dessiccation ont pu être identifiées par la présence des oxydes de fer.

-TAGI moyen : Constitué par des argiles lacustres reposant sur des grès fluviaux. Les chenaux sont caractérisés par une forte sinuosité. Ce membre est caractérisé par la présence des litages entrecoupés dans tous les puits étudiés.

-TAGI supérieur : Il est caractérisé par une variété de litages : les H.C.S (stratification en mamelons) indiquent une forte énergie de type tempête. Alors que le

litage horizontal et entrecoupé indique un milieu supratidal. Cette période de dépôt commence avec un régime fluvial à énergie élevée qui a tendance à diminuer à la fin du TAGI. Notons que nous avons pu mettre en évidence le milieu de Sebka par la présence des niveaux évaporitiques dans l'U4.

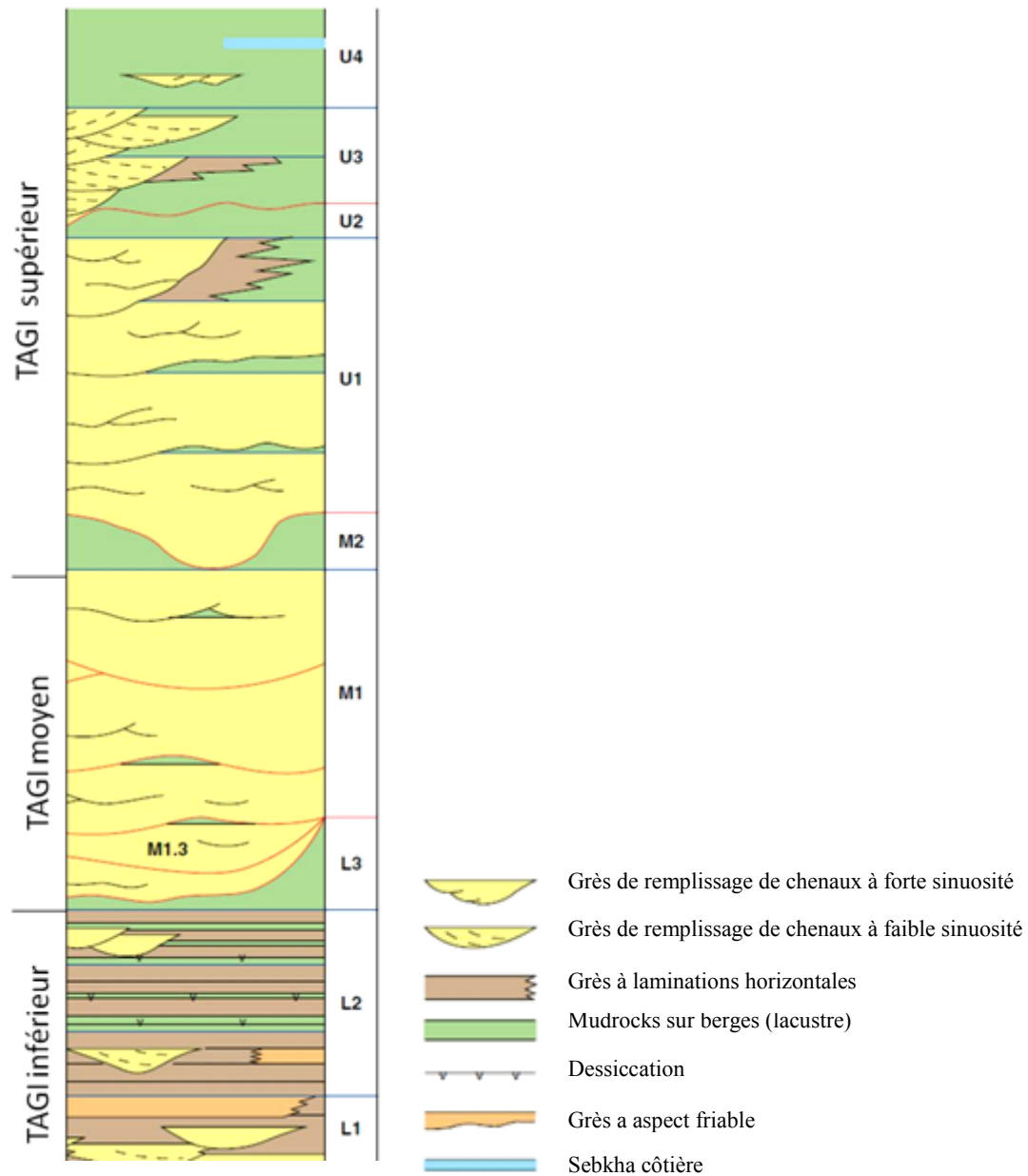


Fig. 10- Evolution des environnements de dépôts de réservoir TAGI (Champ d'Ourhoud) (d'après ASHTON, 2005).

III. CORRELATION

Deux transects ont été choisis pour effectuer cette corrélation. Il s'agit du transect Nord-Sud incluant les puits (QB-24, QB-3 et BKE-4) et du transect Est-Ouest avec les puits (QB-11, QB-3 et QB-9)

A. Transect Nord-Sud

Selon le présent transect (fig. 11), nous constatons le rôle important de la tectonique locale et/ou régionale sur la variation spatiale des épaisseurs au cours des dépôts des différents faciès du TAGI. Ainsi, des augmentations d'épaisseurs sont enregistrées vers le Nord durant les dépôts du TAGI inférieur, avec une inversion des épaisseurs vers le Sud lors des dépôts du TAGI supérieur.

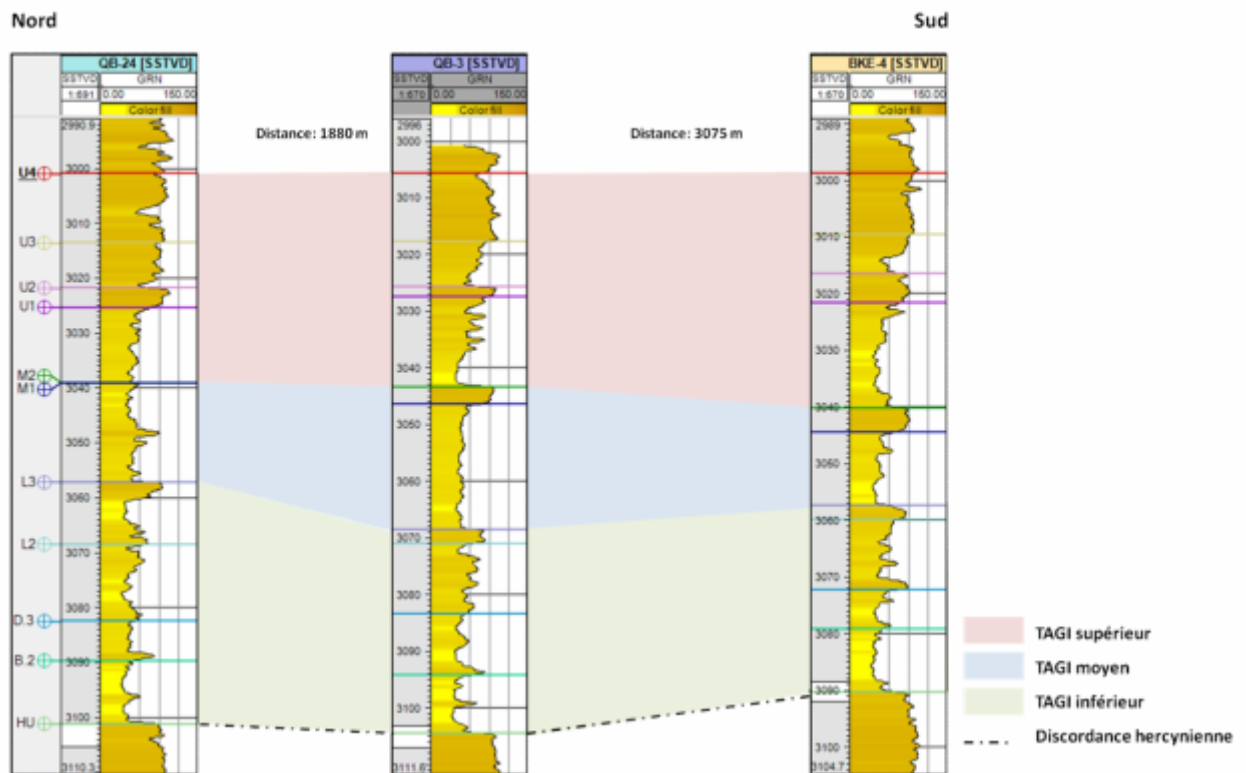


Fig. 11- Corrélation entre les différents puits selon le transect Nord-Sud.

B. Transect Est-Ouest

Sous le contrôle toujours tectonique, les trois puits du transect Est-Ouest (fig. 12) montrent une diminution des épaisseurs vers l'Ouest durant les dépôts du TAGI inférieur et supérieur. Par contre, les épaisseurs du TAGI moyen sont beaucoup plus importantes vers l'Ouest.

En somme, la corrélation effectuée selon les deux transects montre fort bien l'existence d'une inversion généralisée des épaisseurs pendant les dépôts du TAGI moyen.

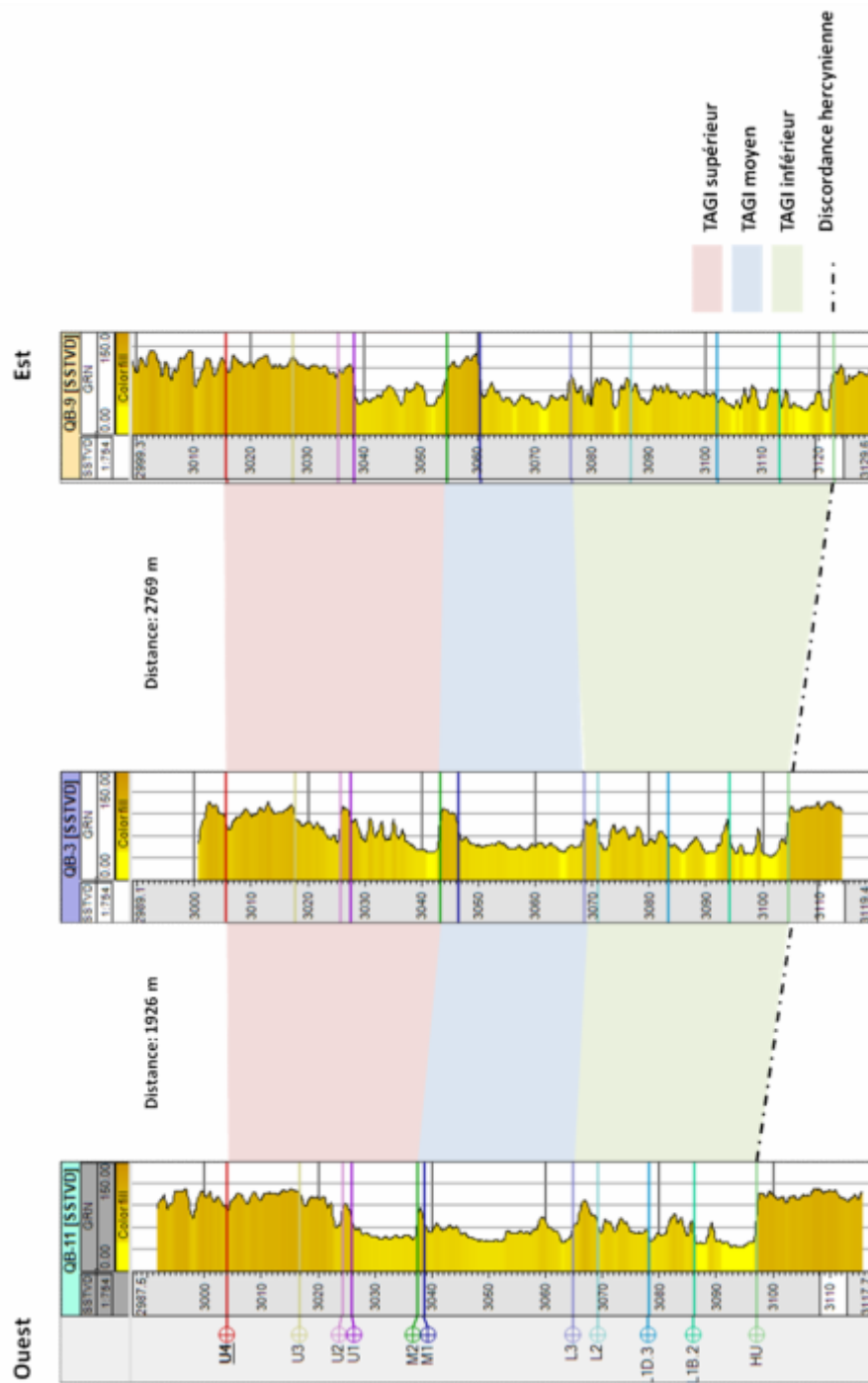


Fig. 12- Corrélation entre les différents puits selon le transect Est-Ouest.

Deuxième chapitre : ETUDE PETROPHYSIQUE DU RESERVOIR

I. INTRODUCTION

En géologie pétrolière, chaque couche réservoir doit être caractérisée par des paramètres principaux. Ces paramètres s'expriment fondamentalement en termes de porosité, perméabilité, volume d'argiles et saturation en eau. Dans la zone d'étude, nous avons jugé utile d'étudier l'évolution spatio-temporelle de ces différents paramètres pétrophysiques du TAGI.

II. RAPPEL

A. Notion de réservoir, matrice et fluides

1. Réservoir

Les réservoirs sont des roches présentant des vides, pores ou fissures, reliés entre eux et dans lesquels peuvent circuler et se rassembler des fluides (PERRODON, 1985). Ils sont souvent fermés par un couvercle de roches imperméables qui entrave la remontée des hydrocarbures vers la surface terrestre (SERRA, 1979). Géologiquement, les meilleures roches réservoirs sont :

- les roches détritiques : sables et grès ;
- les roches carbonatées : calcaires et dolomies

2. Matrice

Il s'agit de l'ensemble des éléments solides figurés (grains et liants) constituant la roche à l'exception des argiles. D'après SERRA (1979), il existe trois types de matrice :

- Matrice simple : les éléments et le ciment reliant sont constitués du même minéral (calcite, quartz, etc.) ;
- Matrice complexe: les éléments ont une composition minéralogique variable ou le ciment est de nature différente (par exemple grès à ciment calcaire) ;
- Matrice propre: quand elle ne contient pas d'argile.

3. Fluides

Une formation poreuse implique l'existence des fluides. Leur pourcentage dans les roches dépend du pourcentage des espaces vides (pores, fissures, etc.). Les fluides peuvent être de nature différente (eau, gaz, huile ou bitume).

B. Notion de porosité (Φ)

La porosité (Φ) est la fraction du volume de la formation qui n'est pas occupée par les solides. Il s'agit d'une grandeur sans unité, représentée souvent en %. Dans l'interprétation de la diagraphie, deux définitions différentes de la porosité sont utilisées :

-Porosité totale (Φ_t) : Il s'agit de la somme de la porosité primaire (Inter-granulaire, inter-cristalline) et secondaire (dissolution, fissures, fractures).

-Porosité efficace (Φ_e) : Elle exclut les pores non-connectés et l'eau liée aux argiles. Sa formule est la suivante :

$$\Phi_e = \Phi_t \times (1 - V_{sh})$$

A noter : V_{sh} (volume des argiles)

- Méthodes de mesures et de calcul de la porosité

a. Méthodes directes

Trois paramètres sont à déterminer pour mesurer la porosité directement sur un échantillon. Il s'agit de :

- V_t : volume total de l'échantillon ;
- V_s : volume de l'échantillon sans sa porosité ;
- V_p : volume des pores.

b. Méthodes indirectes

Ce sont les méthodes diagraphiques comme :

-la diagraphie sonique (BHC/ LSS/ SDT/ DT) : Elle donne la porosité sonique (Φ_s), en utilisant la formule :

$$\Phi_s = [\Delta t_{log} - \Delta t_{mat}] / [\Delta t_f - \Delta t_{mat}]$$

A noter Δt_{log} : Temps de transition de la formation lu sur le log de densité ($\mu s/m$) ;
 Δt_{mat} : Temps de transition de la matrice, ex. $\Delta t_{calcaire} = 156 \mu s/m$ ($\mu s/m$) ; Δt_f : Temps de transition du fluide, ex. $\Delta t_{huile} = 755 \mu s/m$ ($\mu s/m$).

-la diagraphie de neutron (NPHI, CNL) : La porosité neutronique (Φ_N) est directement lue en pourcentage sur le log d'enregistrement.

-la diagraphie de densité (RHOB, FDC) : mesure la porosité de densité (Φ_{den}), en utilisant la formule :

$$\Phi_{den} = [\rho_{ma} - \rho_b] / [\rho_{ma} - \rho_f]$$

A noter ρ_{ma} : Densité de la matrice, ex. grès = 2.65 g/cm³. (g/cm³), ρ_b : Densité de la formation, lue sur le log de densité (g/cm³), ρ_f : Densité du fluide, ex. huile = ~0.85 g/cm³ (g/cm³).

NB :

$$\Phi_t = [(\Phi_{den} + \Phi_N) / 2] + \Phi_s$$

C. Notion de perméabilité (K)

La perméabilité exprime l'aptitude d'un milieu à se laisser traverser par un fluide (gaz, huile ou eau) à travers ses espaces de vide. Son unité est le millidarcy (md). Il existe trois types de perméabilité :

- la perméabilité absolue ou intrinsèque (K) ;
- la perméabilité efficace (K_e) ;
- la perméabilité relative (K_r).

- Méthodes de mesure de la perméabilité

a. Méthodes directes

Il n'est pas simple de mesurer la perméabilité. C'est une grandeur statistique du matériau. On peut la comparer à une vitesse d'infiltration et dans ce cas, un infiltromètre est parfait pour faire la mesure.

b. Méthodes indirectes

-d'après les essais de puits au cours de forage.
-en utilisant les données diagraphiques (par l'outil de Test des formations : RFT) et autres.

D. Volume d'argiles (Vsh)

C'est le pourcentage volumique d'argiles.

- Méthodes de calcul de l'argilosité

-le calcul peut être déterminé à l'aide des réponses de la courbe de rayon-gamma (GR), en utilisant la relation suivante :

$$V_{\text{shale}} = [GR_{\text{lue}} - GR_{\text{min}}] / [GR_{\text{max}} - GR_{\text{min}}]$$

A noter :

- GR_{lue}: Valeur GR du banc donné lue directement sur le log (IAP) ;
- GR_{min}: Valeur GR minimum du même banc (IAP),
- GR_{max}: Valeur GR maximum du même banc (IAP).

-cette argilosité peut être également déterminée à l'aide des réponses de la courbe de Potentiel Spontané (SP), en utilisant la relation ci-après :

$$V_{\text{shale}} = 1 - [PSP / SSP]$$

A noter :

- PSP: Potentiel sponatné pseudostatique (Valeur maximum du SP);
- SSP: Potentiel sponatné statique.

E. Saturation en eau (Sw)

La fraction des vides de pores remplies d'eau est appelée « Saturation en eau » (Sw). Le reste de volume poreux contient du pétrole et du gaz. C'est une grandeur sans dimension, exprimé souvent en %.

- Méthodes de calcul de la saturation en eau

Deux principales sont utilisées :

- méthode du rapport de résistivité : (loi d'Archi);
- combinaison porosité et résistivité.

En somme, les différents paramètres pétrophysiques cités précédemment peuvent être influencés par les conditions de dépôts, l'importance de l'enfouissement, les phénomènes diagénitiques (compaction), etc.

III. EVOLUTION VERTICALE DES PARAMETRES PETROPHYSIQUES

Chaque log (colonne lithologique) permet de présenter schématiquement la succession verticale des paramètres pétrophysiques tels que la porosité, la perméabilité et le volume d'argiles (un paramètre donné). Dans le but de déterminer la variation verticale à travers les différents intervalles chronostratigraphiques du TAGI, nous avons étudié différents puits à travers deux transects.

A. Transect Nord-Sud (QB-24, QB-3 et BKE-4)(fig. 13)

1. Interprétation des logs de porosité

Dans l'ordre ascendant, nous remarquons que le L1 se caractérise par une porosité moyenne, allant de 0,0003 à 0,003. Alors que dans le L2 et L3, cette porosité est bien médiocre, sauf pour la partie inférieure de L2 (QB-24). Par ailleurs, les valeurs maximales de la porosité sont rencontrées dans les niveaux M1, U1 et U3 de la partie centrale (QB-3). Ceci coïncide fort bien avec la nature lithologique du faciès détritique (cas du grès).

Notons qu'au dessus du niveau U1, la porosité est médiocre. Elle présente des valeurs de l'ordre de 10^{-4} .

2. Interprétation des logs de perméabilité

La perméabilité présente une variation très importante, à travers les intervalles chronostratigraphiques du réservoir et dont les valeurs sont comprises entre 0,2 à 200 md. Ainsi, nous constatons que la perméabilité est élevée dans les niveaux L1, M1, M2, la partie inférieure de L2 (QB-24) et dans le niveau U3 du log QB-3. Elle présente dès lors une variation similaire à la porosité enregistrée.

3. Interprétation des logs de volume d'argiles

Le volume d'argiles est inférieur à 0.4 dans les zones L1, M1 et U1, tandis qu'il dépasse le 0.8 dans les niveaux L3, M2, U2 et U4. Cette augmentation de volume d'argiles est étroitement liée à la nature lithologique. Le M2 et U2 correspondent à des argiles, alors que le L3 est une intercalation argilo-gréseuse. En ce qui concerne le L2, les valeurs de volume d'argiles varient entre le 0.2 à 1. Pour l'U3, les valeurs maximales atteignent 0,8, sauf pour la partie centrale (QB-3).

B. Transect Est-Ouest (QB-11, QB-3 et QB-9) (fig. 14)

1. Interprétation des logs de porosité

La porosité reste moyenne dans le L1, mais elle atteint sa valeur maximale (0,003) dans les grès (M1 et U1). Cette porosité est faible dans les autres niveaux lithostratigraphiques.

2. Interprétation des logs de perméabilité

La perméabilité est très élevée au niveau d'U1, du M1 et du L1AB. Cependant, elle est presque nulle (à nulle) dans le L1CD, L2, L3, M2 et toutes tous les niveaux qui sont au dessus d'U1. Notons une augmentation de la perméabilité de l'Est vers l'Ouest.

3. Interprétation des logs de volume d'argiles

Dans le L1, M1 et U1, le volume d'argiles varie entre (0,2 et 0,4). Alors que pour le reste, il présente des valeurs supérieures à 0,4.

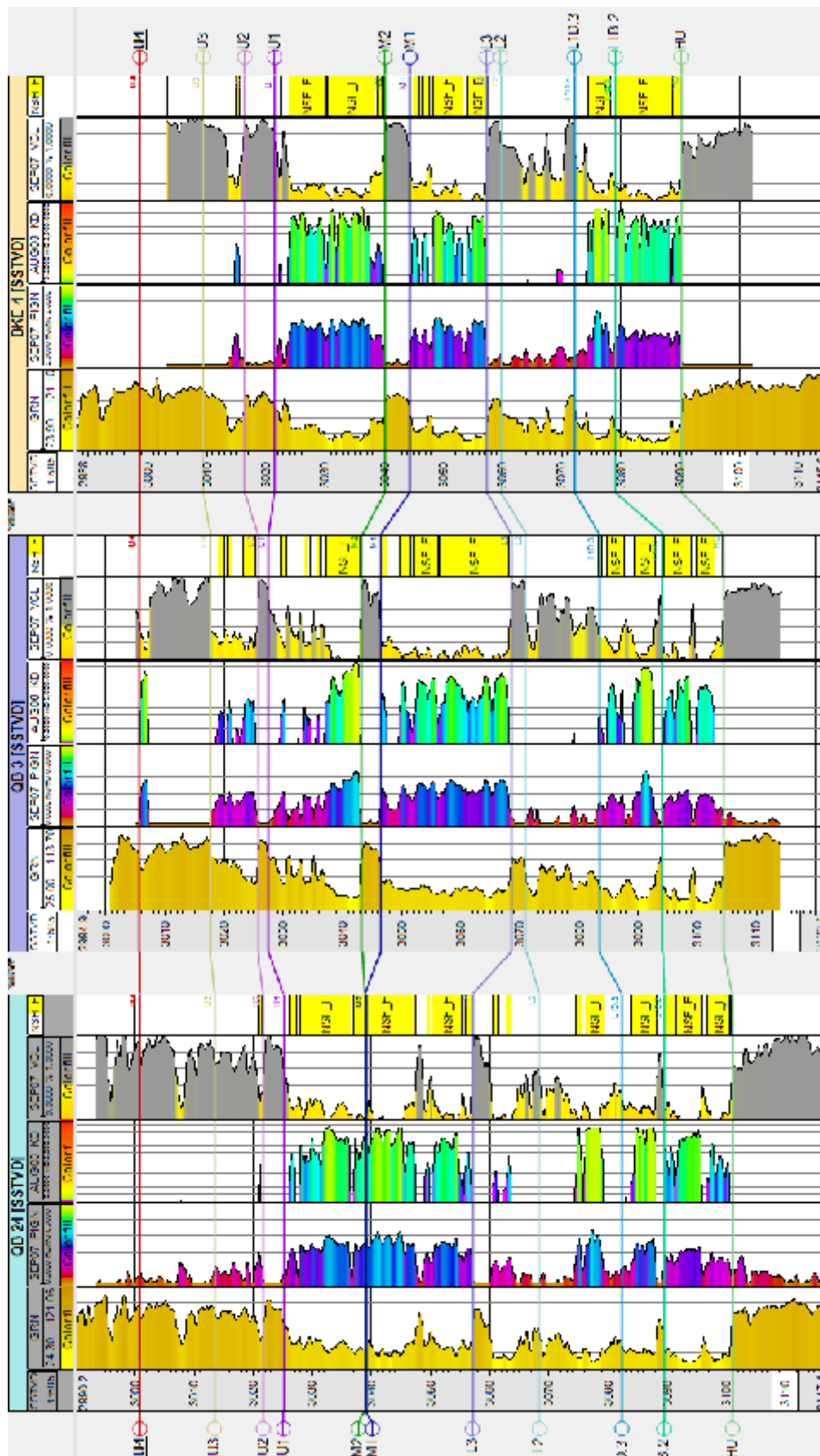


Fig. 13 Evolution verticale de la porosité, perméabilité et volume d'argiles selon le transect Nord-Sud.

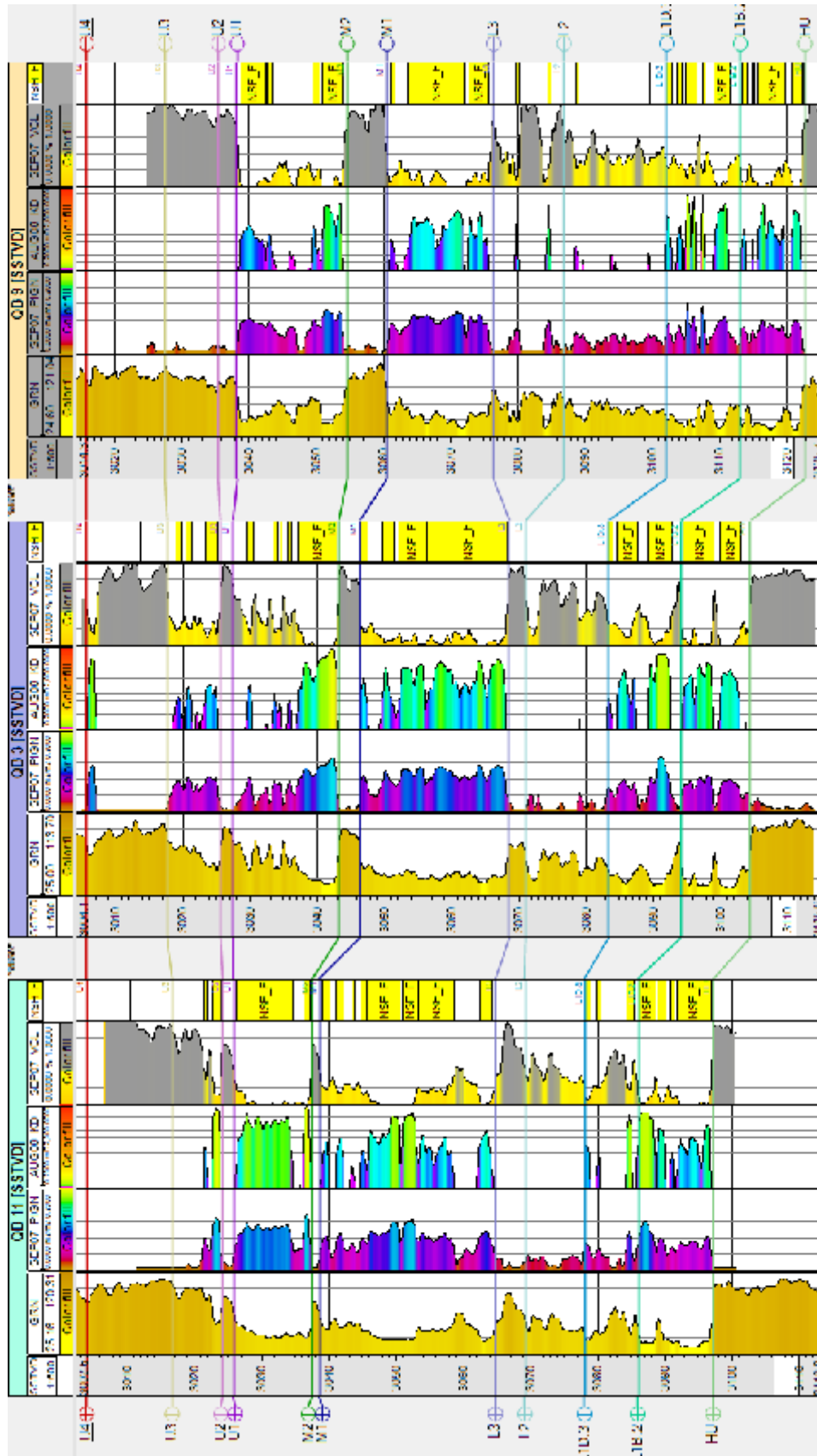


Fig. 14- Evolution verticale de la porosité, perméabilité et volume d'argiles selon le transect Est-Ouest.

IV. EVOLUTION SPATIALE DES PARAMETRES PETROPHYSIQUES

Pour avoir une bonne représentation de l'évolution spatiale de l'épaisseur, de la porosité, de la perméabilité et de l'argilosité dans la zone d'étude élargie (intégration d'autres puits), plusieurs cartes on pu être établies à travers les trois membres stratigraphiques du TAGI.

A. Cartes en isopaques

1. TAGI inférieur (fig. 15)

L'allure des courbes en isopaques montre une variation très importante. L'épaisseur varie entre 2 à 15 m environ pour chaque zone. La valeur maximale (15 m environ) est observée dans la partie Est de chaque zone, sauf pour le L1AB où elle est observée dans la partie Sud-Est.

2. TAGI moyen (fig. 16)

Dans la zone M1, le TAGI moyen présente une variation importante d'épaisseurs (13 à 26 m). En revanche, l'épaisseur du M2 est faible (0,1 à 6,5 m) voire nulle dans la partie Nord –Est et Sud-Ouest de la zone d'étude.

3. TAGI supérieur (fig. 17)

Parmi les quatre niveaux du TAGI supérieur (U1, U2, U3 et U4), l'U1 est le plus épais avec des valeurs allant de 10,5 à 18,5 m. Alors que, l'U2 et l'U4 présentent une variation de 5 m. L'épaisseur moyenne d'U3 est de 7,5 m et elle atteint sa valeur maximale (12,5 m) au tour du puits QB-71.

B. Cartes en iso-porosité

1. TAGI inférieur (fig. 18)

Avec des valeurs allant de 0,02 à 0,14 (2% à 14%), le TAGI inférieur présente une bonne porosité dans les zones L1AB et L1CD. Pour le L2, la valeur est presque nulle (0,02) à nulle pour la majorité de la zone étudiée. Elle peut atteindre sa valeur maximale (0,06 à 0,08) dans la partie septentrionale. La porosité observée dans le L3 est médiocre (0 à 0,03).

2. TAGI moyen (fig. 19)

Il présente une bonne porosité dans le M1, avec une moyenne de 0,09. Cette porosité atteint une valeur de 0,16 dans la partie Sud-Est. Tandis que pour le M2, la porosité est nulle. Elle ne présente aucun intérêt potentiel en matière d'hydrocarbures.

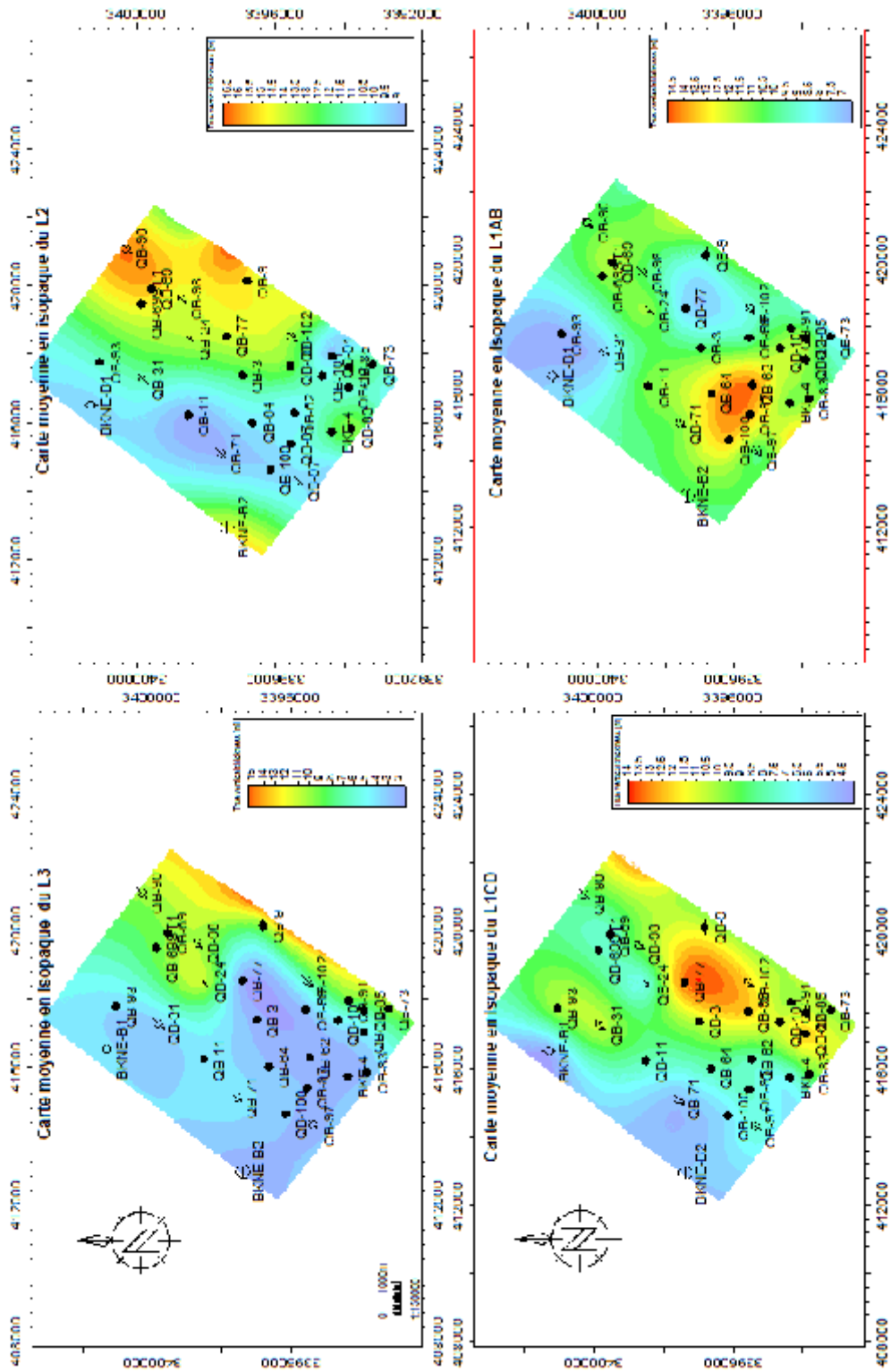


Fig. 15- Cartes en isopaches du TAGI Inférieur.

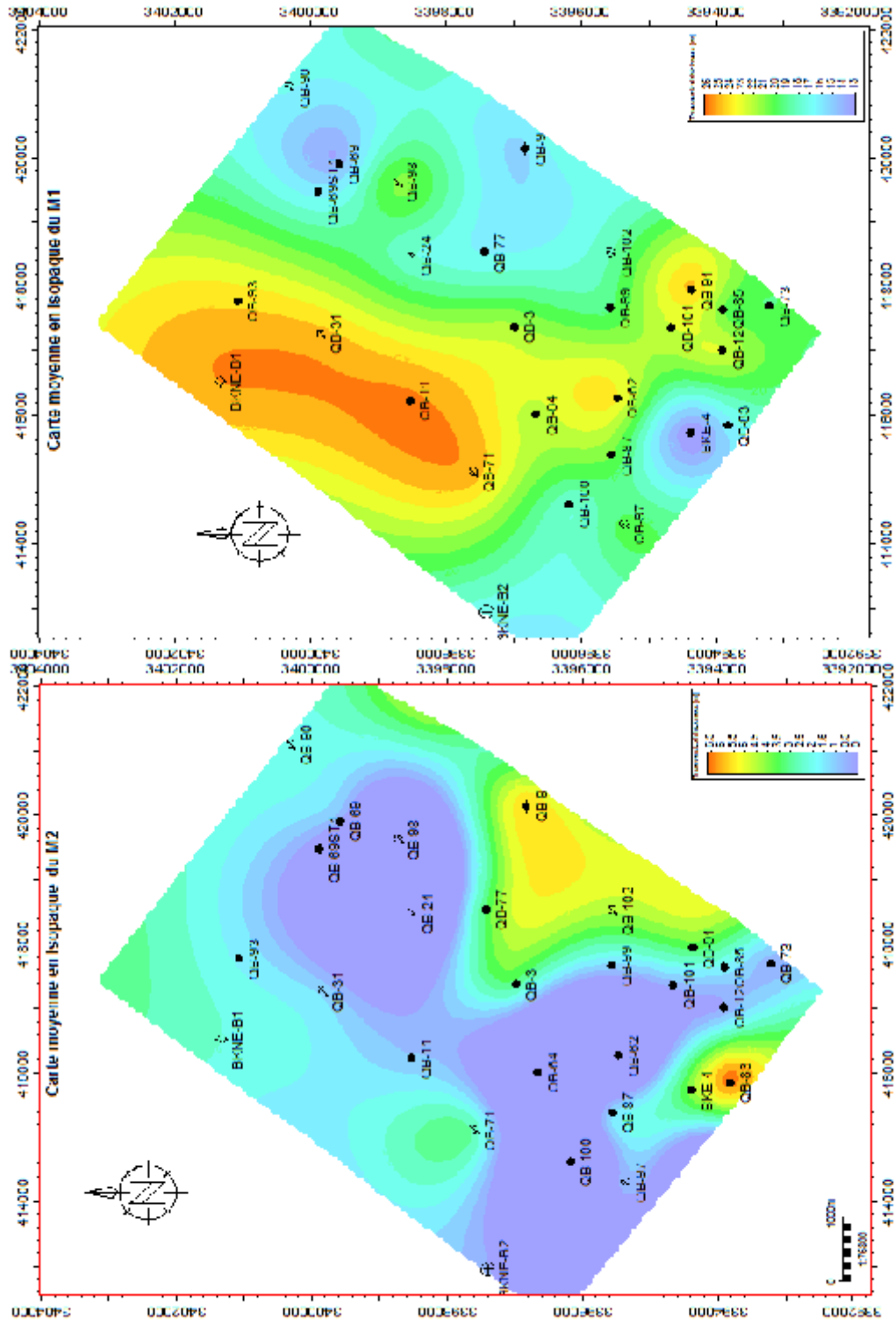


Fig. 16- Cartes en isopaque du TAGI moyen.

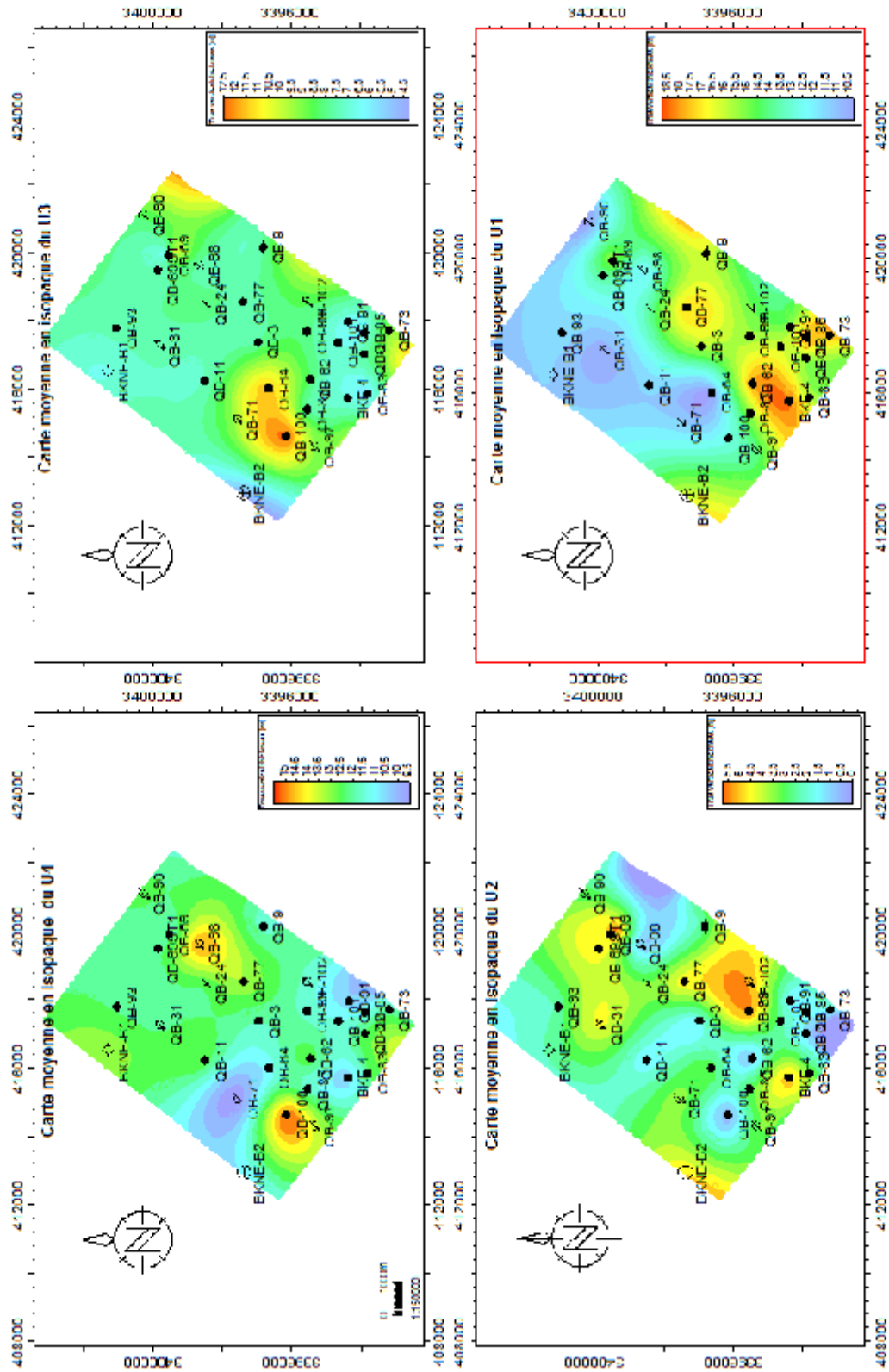


Fig. 17- Cartes en isopaches du TAGI supérieur.

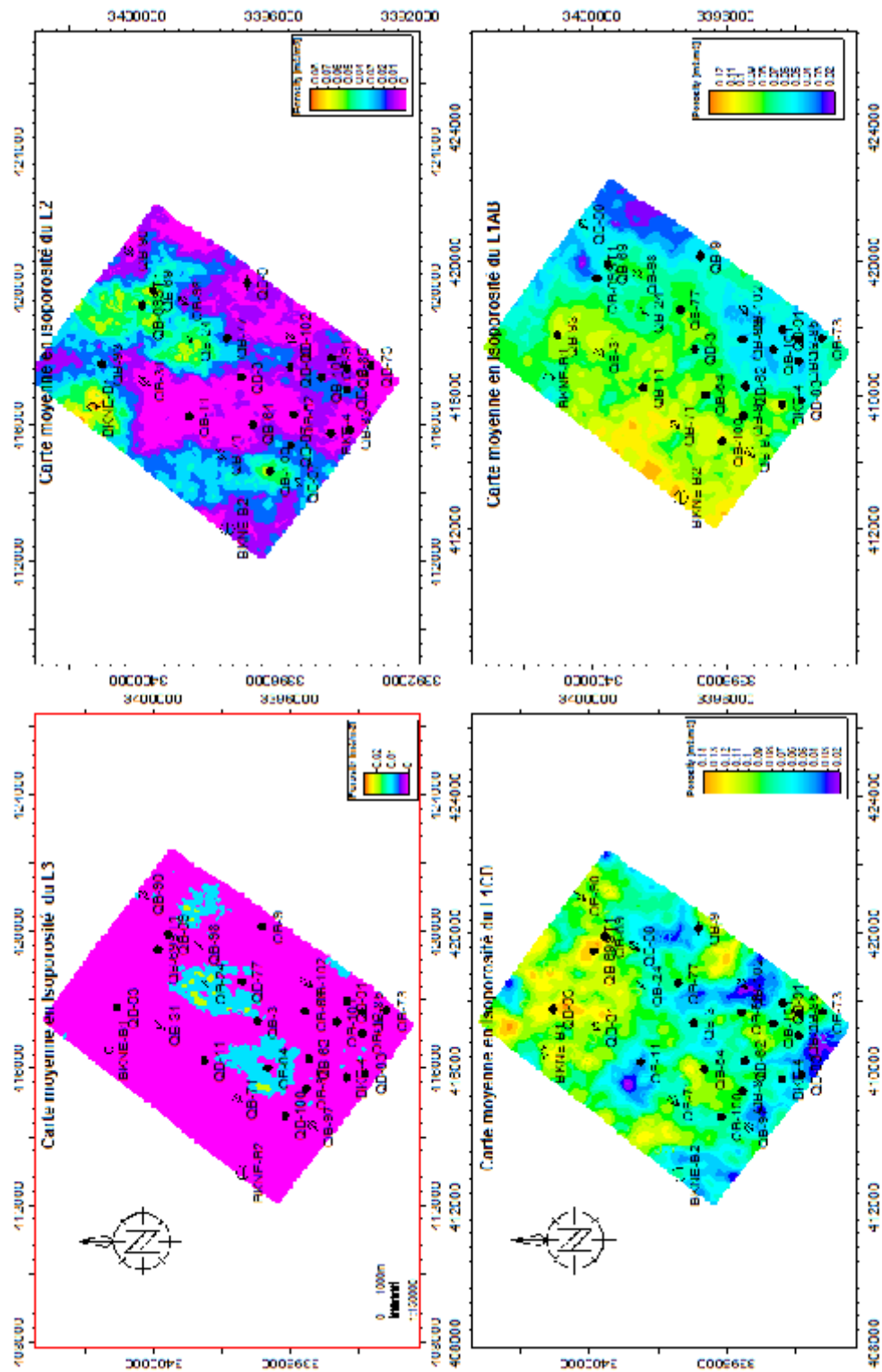


Fig. 18- Cartes en iso-posité du TAGI inférieur.

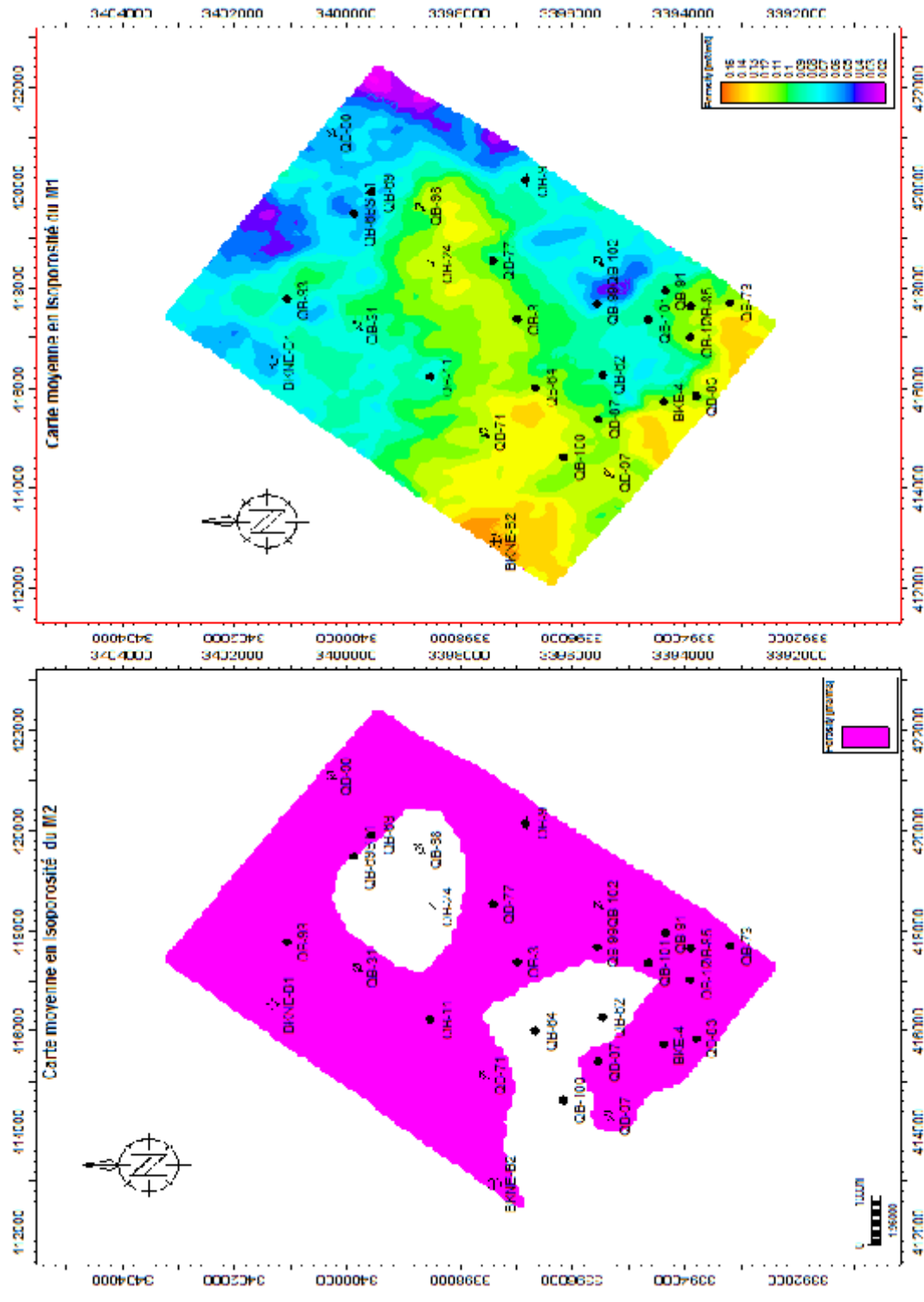


Fig. 19- Cartes en isoprosité du TAGI moyen.

3. TAGI supérieur (fig. 20)

Les niveaux U2 et U4 présentent une porosité nulle, en montrant des pics avec des valeurs qui peuvent atteindre 0,04 dans l'U2, alors qu'elle atteint le 0,08 dans l'U4. Par ailleurs, le niveau U1 présente une bonne porosité (0 à 0,16). Le niveau U3 présente une porosité assez bonne (0 à 0,12).

C. Cartes en iso-perméabilité

1. TAGI inférieur (fig. 21)

Dans ce membre inférieur du TAGI, la zone L1AB montre une excellente perméabilité (10 à 180 md), avec des pics de porosité allant de 0 à 0.001 dans la partie Nord-Ouest. Contrairement à la zone précédente, le L1CD présente une variation très importante avec des valeurs minimales de 0.001 md et maximales de 500 md. Les zones L2 et L3 présentent une perméabilité médiocre, dont les valeurs varient de 0,0001 à 0,0056 md.

2. TAGI moyen (fig. 22)

Le M1 montre une perméabilité allant de 100 à 200 md. Les valeurs maximales de 400 md sont enregistrées dans la partie méridionale de la zone d'étude. Notons que le M2 est caractérisée par une faible perméabilité.

3. TAGI supérieur (fig. 23)

L'U1 est caractérisé par une bonne perméabilité dont les valeurs maximales atteignent les 320 md. L'U2 et l'U4 montrent une perméabilité médiocre, allant de 0,0001 à 32 md. Alors que l'U3 présente une perméabilité assez bonne (180 md) dans le Bloc QB-11.

D. Cartes en iso-argilosité

1. TAGI inférieur (fig. 24)

Alors que les niveaux L1AB, L1CD et L2 se caractérisent par un faible pourcentage de volume d'argiles (0,4), le L3 montre un volume d'argiles allant jusqu'au 0,9.

2. TAGI moyen (fig. 25)

Au niveau du TAGI moyen, le M1 présente des faibles valeurs de volume d'argiles (0 à 0,4). Dans le M2, cette argilosité varie de 0,3 à 0,9.

3. TAGI supérieur (fig. 26)

Nous avons pu distinguer un volume d'argiles inférieur à 0,4 au niveau d'U1. Par contre, les niveaux U2 et U4 sont caractérisés par un volume d'argiles très élevé (0,9).

Toutefois, il est important de signaler les variations très importantes dans la zone U3 (0,2 à 0,9).

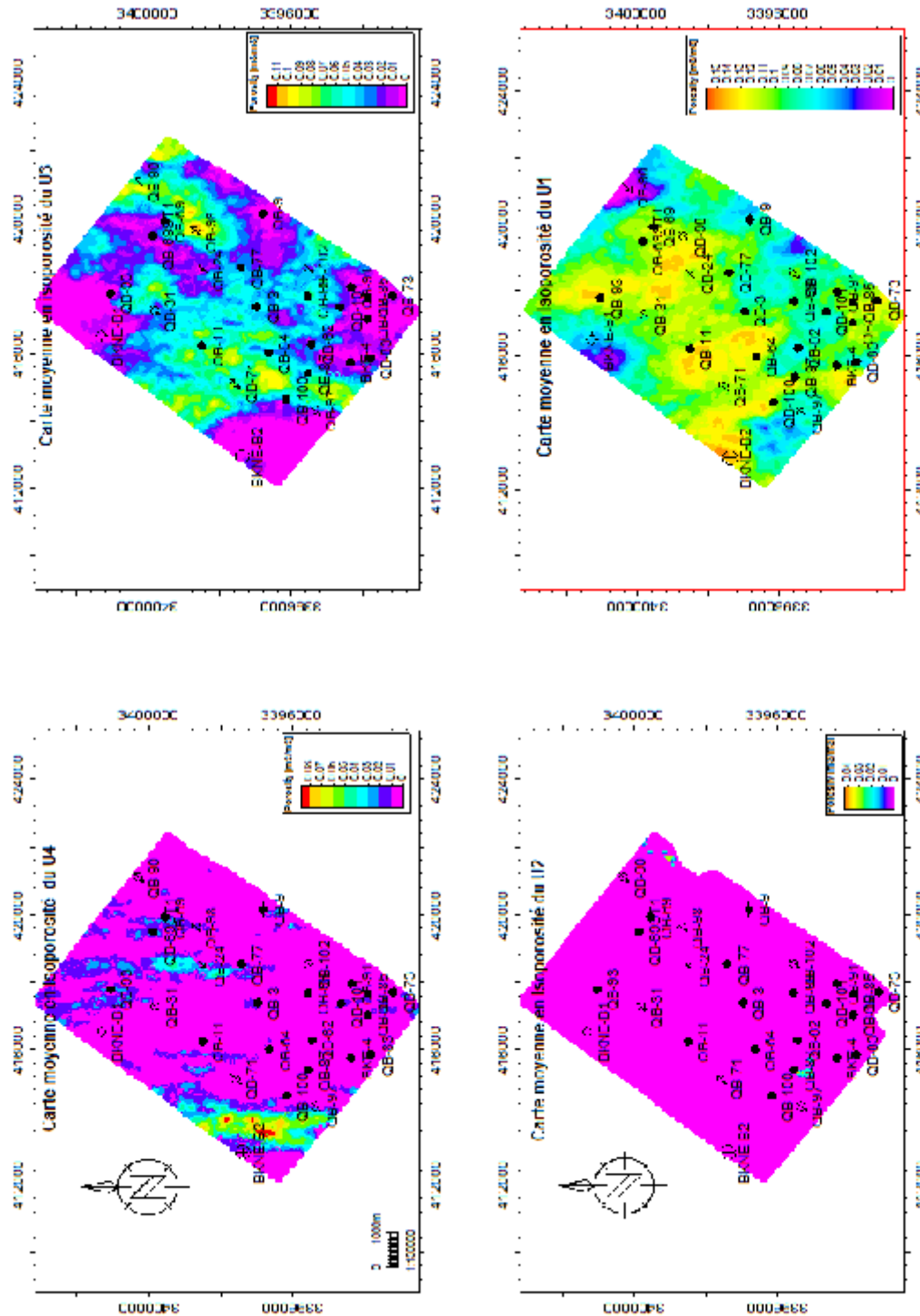


Fig. 20- Cartes en iso-posivité du TAGI supérieur.

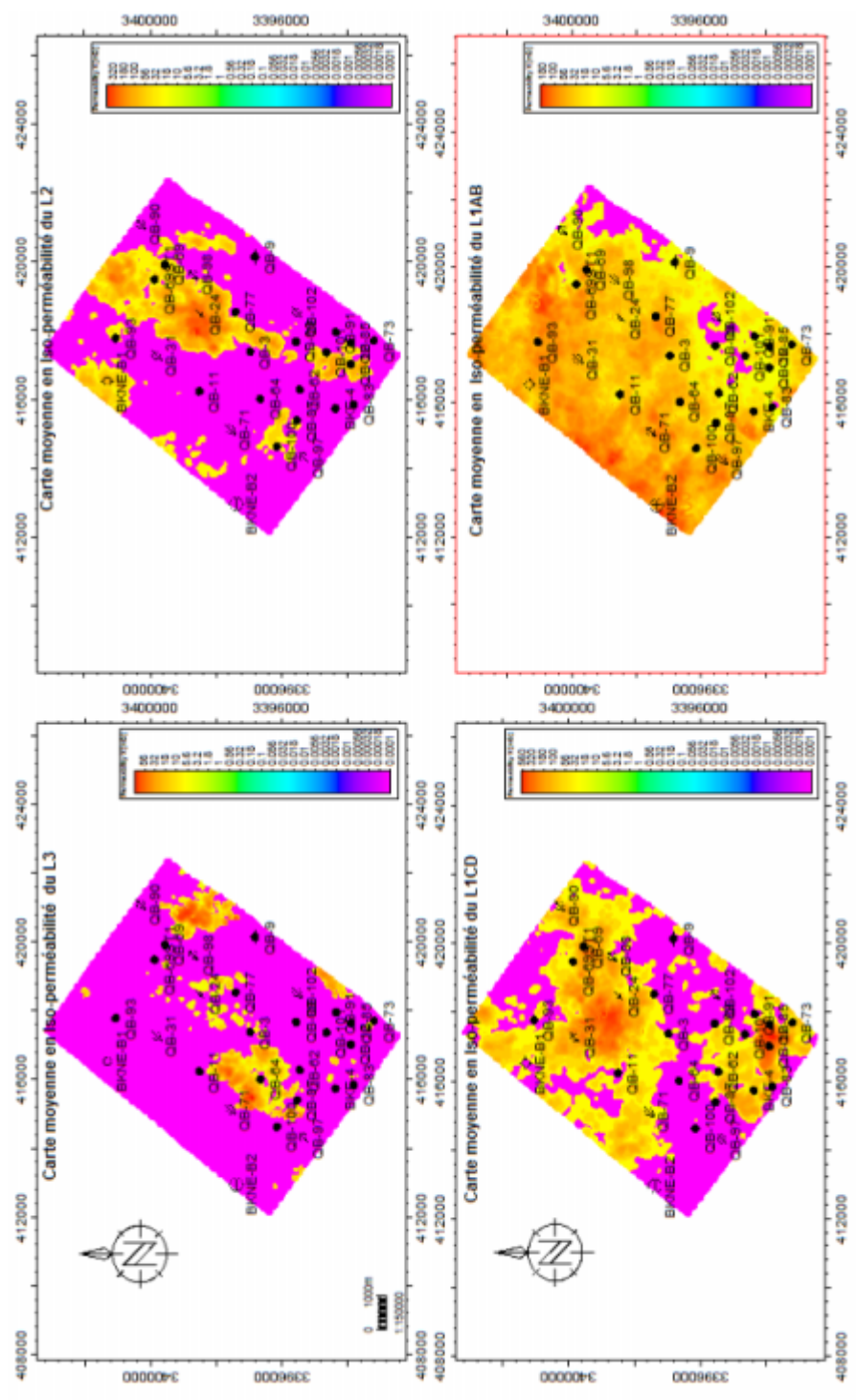


Fig. 21- Cartes en iso-perméabilité du TAGI inférieur.

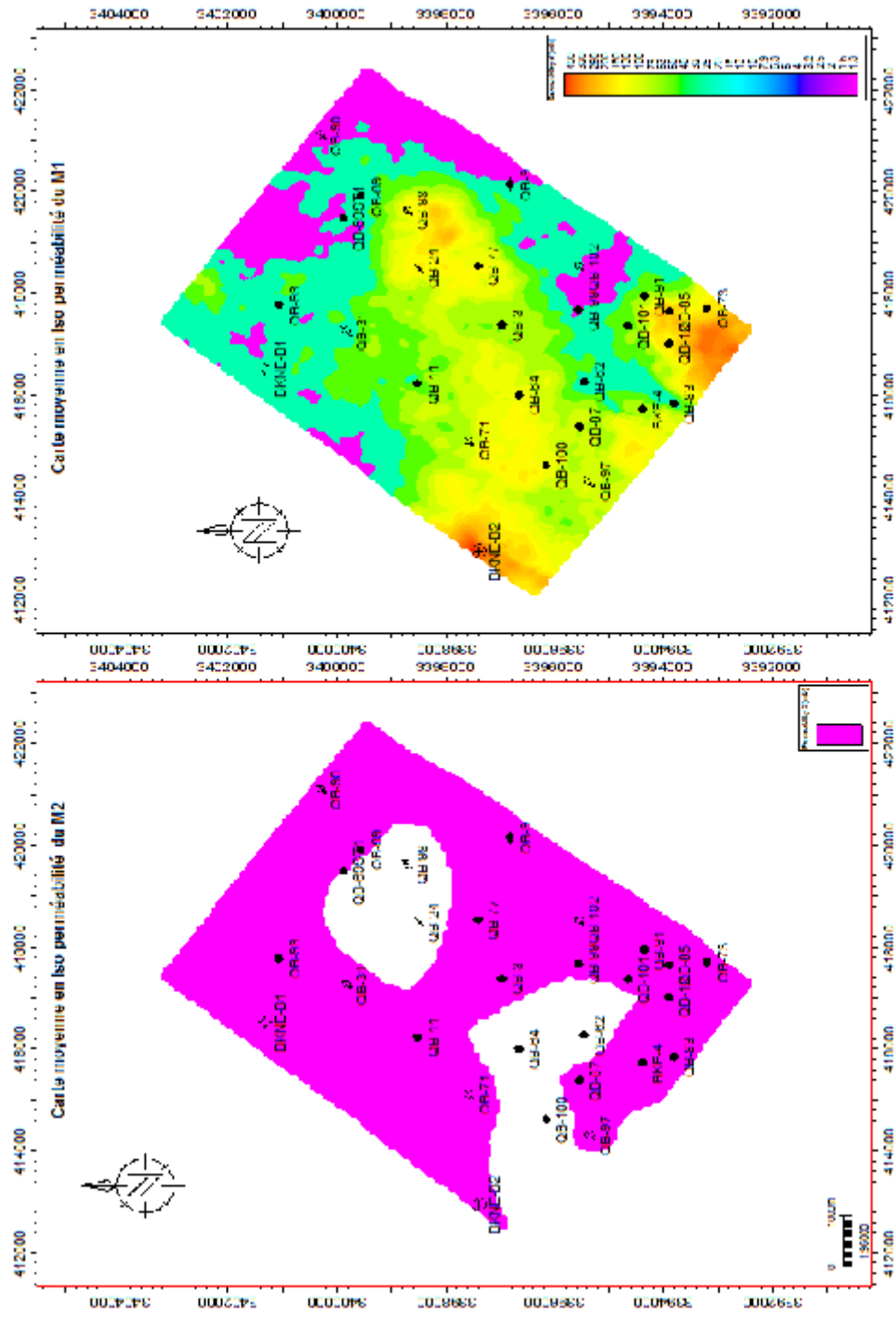


Fig. 22 Cartes en iso-perméabilité du TAGI moyen.

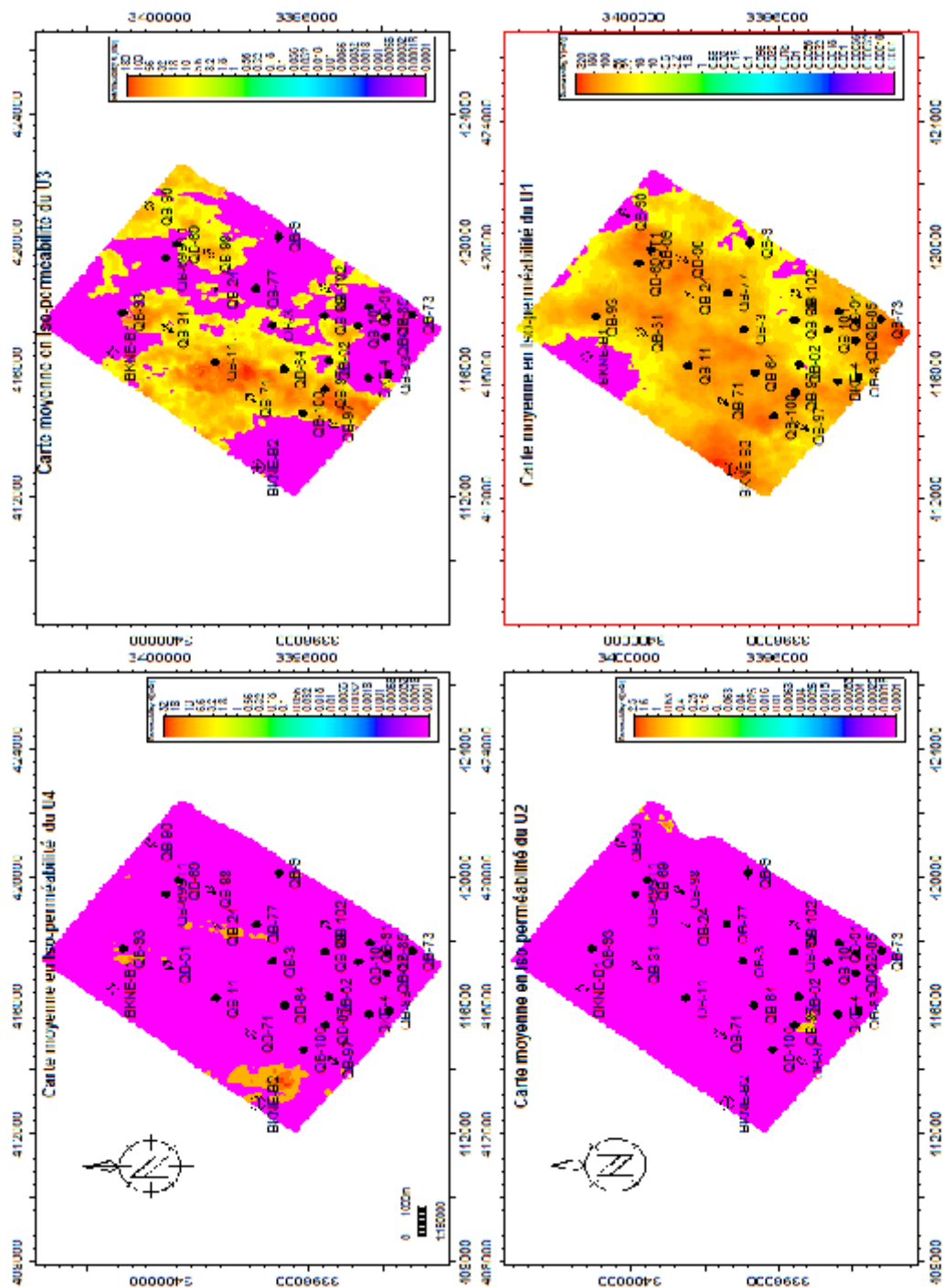


Fig. 23- Cartes en iso-perméabilité du TAGI supérieur.

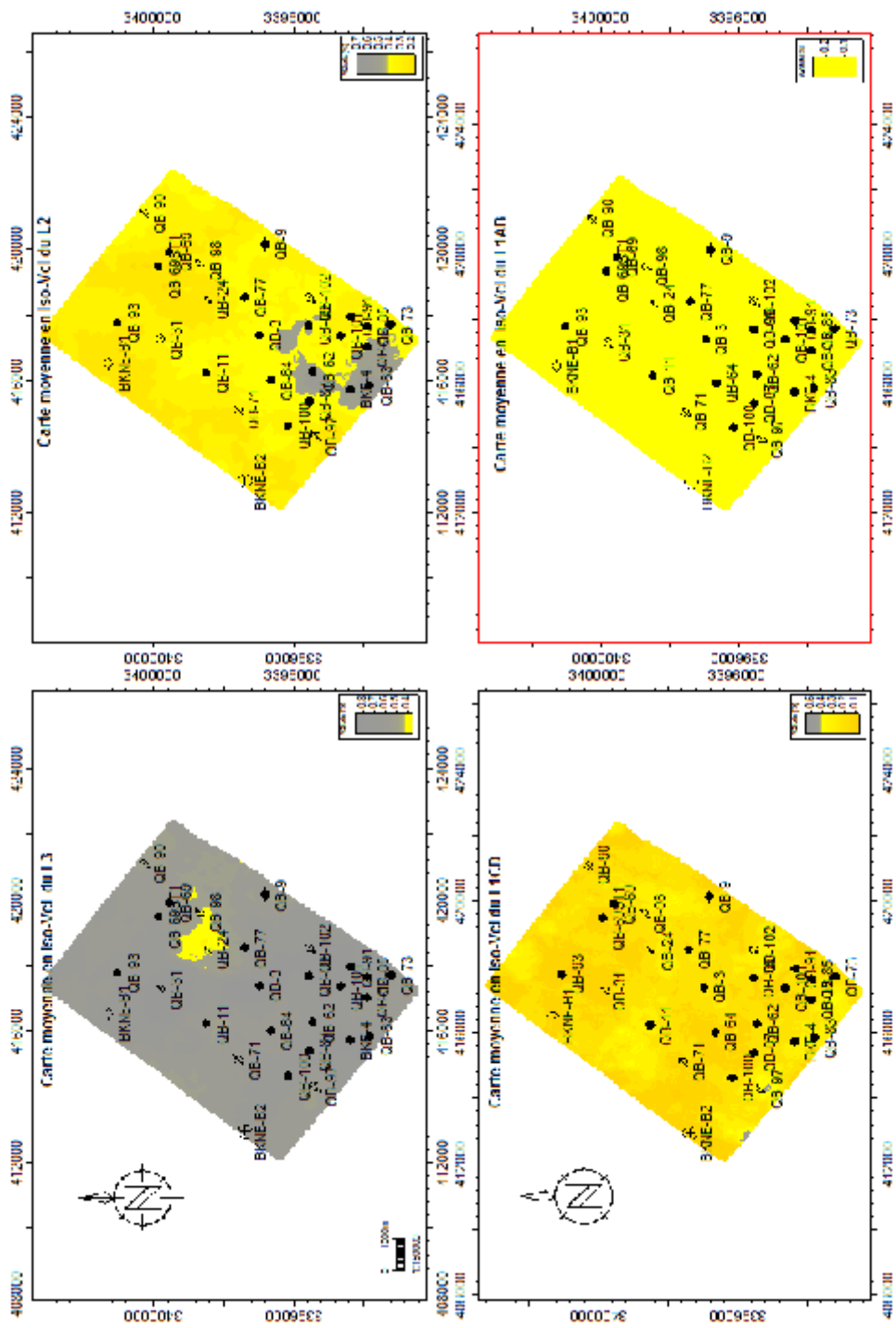


Fig. 24- Cartes en iso-argilosité du TAGI inférieur.

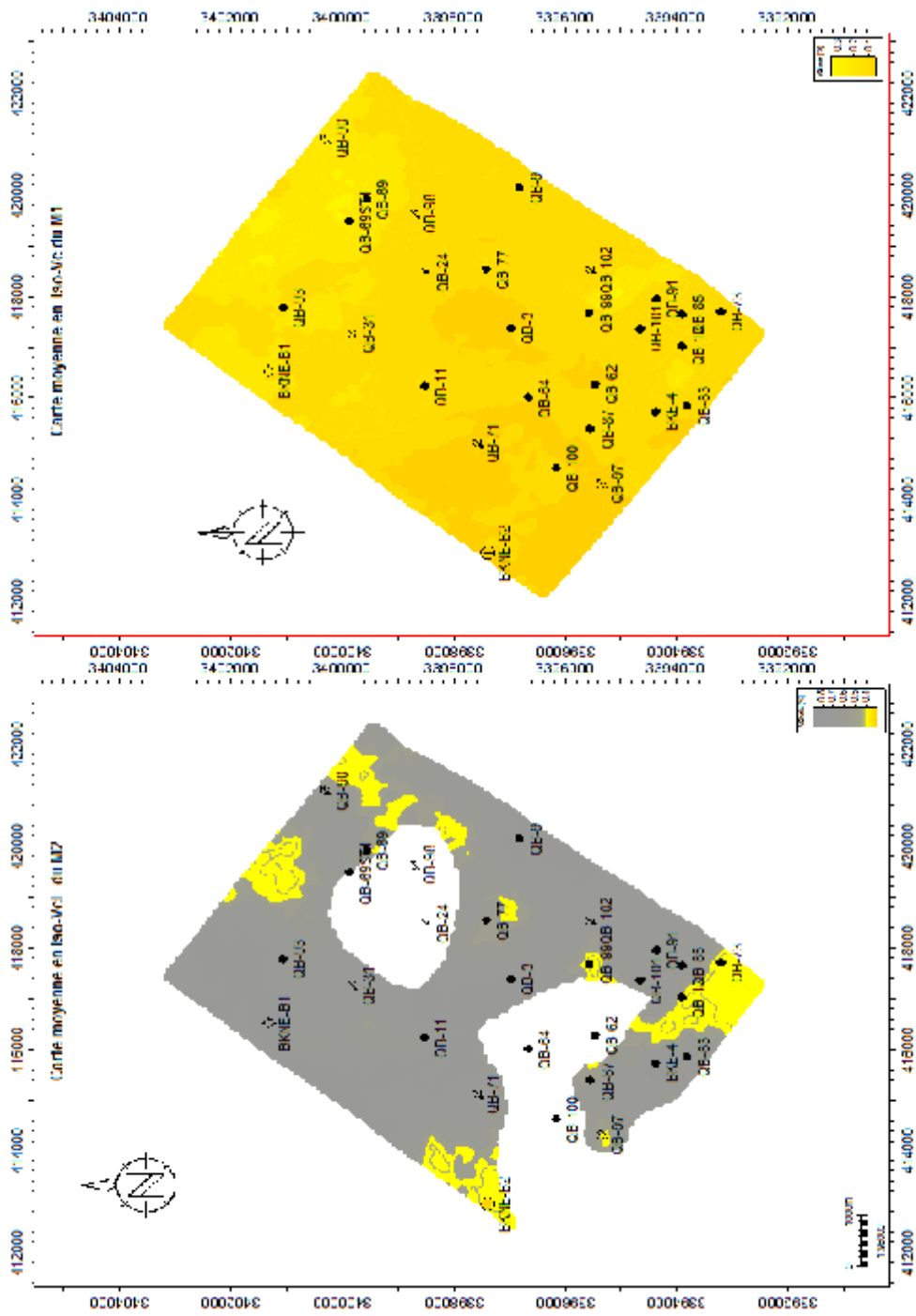


Fig. 25- Cartes en iso-argilosité du TAGI moyen.

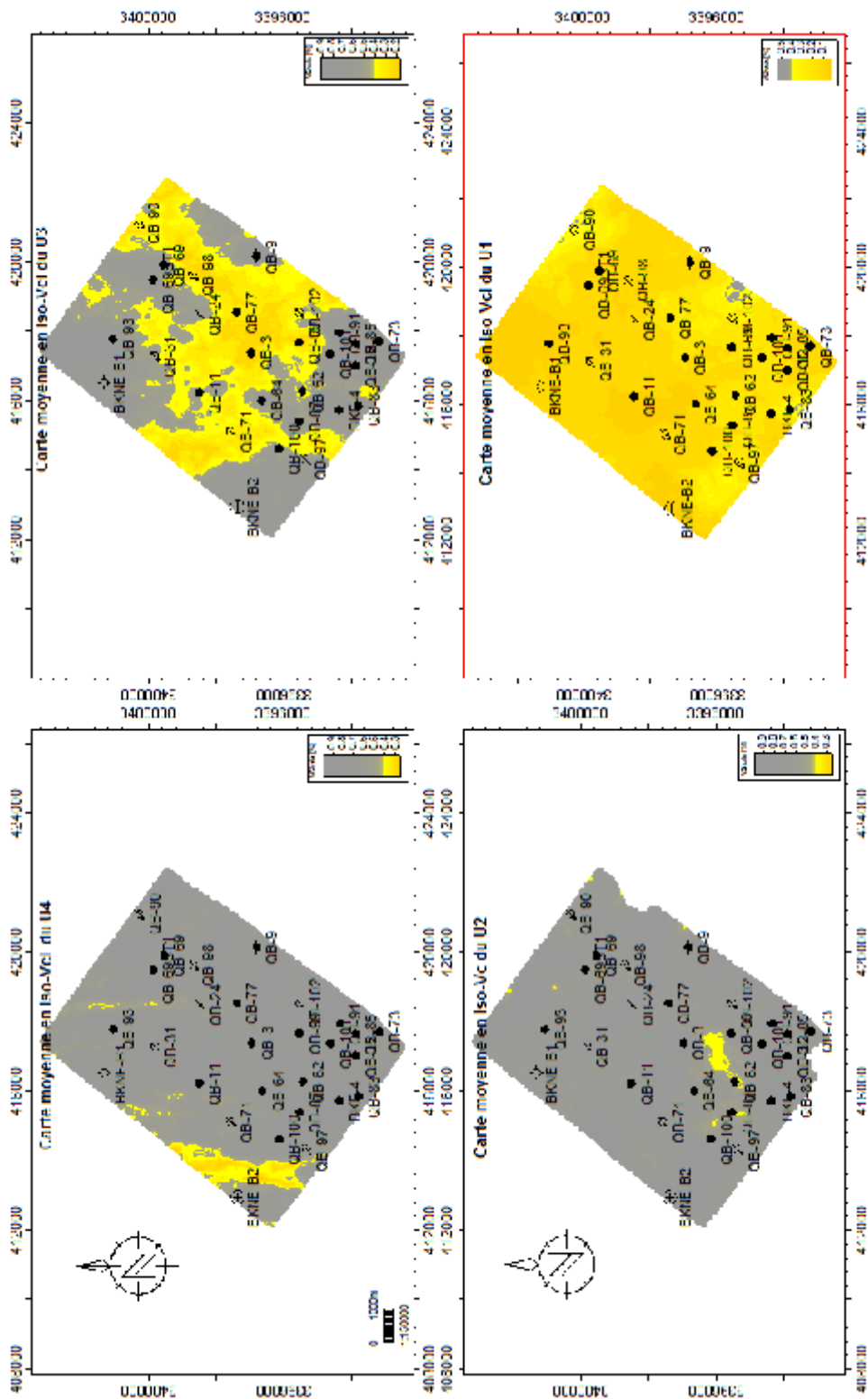


Fig. 26- Cartes en iso-argilosité du TAGI supérieur.

V. CORRELATION PERMEABILITE-POROSITE

Dans cette corrélation, nous nous contenterons de traiter un seul exemple pour montrer la relation entre porosité-perméabilité à travers un Cross plot (K vs Phi et faciès). Dans cette optique, nous avons choisi le puits QB-3.

Notons que le but de ce cross plot est de voir le facteur de corrélation (degrés de corrélation) entre ces trois paramètres et leur évolution.

Dans l'exemple du puits QB-3 (fig. 27), les courbes de corrélation de K et Phi ont une tendance exponentielle dont le coefficient de corrélation est élevé et qui indique la relation directe entre K et Phi. Ainsi, trois groupes de points ont pu être distingués A, B et C.

-Groupe A (Phi varie de 0.095 à 0.2 et K de 0.5 à 850 md)

Il regroupe deux dépôt-faciès : HS (à grande sinuosité) et SF (Sheet Flood). Ce groupe caractérise le niveau inférieur du réservoir. Sachant que HS indique un milieu fluviatile méandrique à énergie plus ou moins faible, ce qui révèle l'existence de l'argilosité.

Par ailleurs, le SF est un dépôt indiquant des inondations. On trouve généralement, des feuillets d'argiles avec parfois des paquets des silts (grès fins).

-Groupe B (Phi varie de 0.18 à 0.25 et K de 0.5 à 1300md)

On note l'existence de deux faciès, LS (à moyenne sinuosité) et CRVS (splay) qui caractérise ainsi le réservoir moyen.

A noter que le LS est connu par une porosité et une perméabilité très élevées qui dépassent parfois les 0.28 (Phi) et 2000 md (K) dans certains endroits, avec une argilosité très faible. Donc, on remarque qu'il y a une relation proportionnelle inverse entre Phi, K et l'argilosité.

-Groupe C

Ce groupe se distingue par la présence uniquement du LS avec une porosité qui varie de 0.21 à 0.24 et une perméabilité de 100 à 500 md.

D'après les caractéristiques pétrophysiques est surtout avec une valeur minimale de K de 100 md, on peut dire que ce niveau est un très bon réservoir qui caractérise le TAGI supérieur.

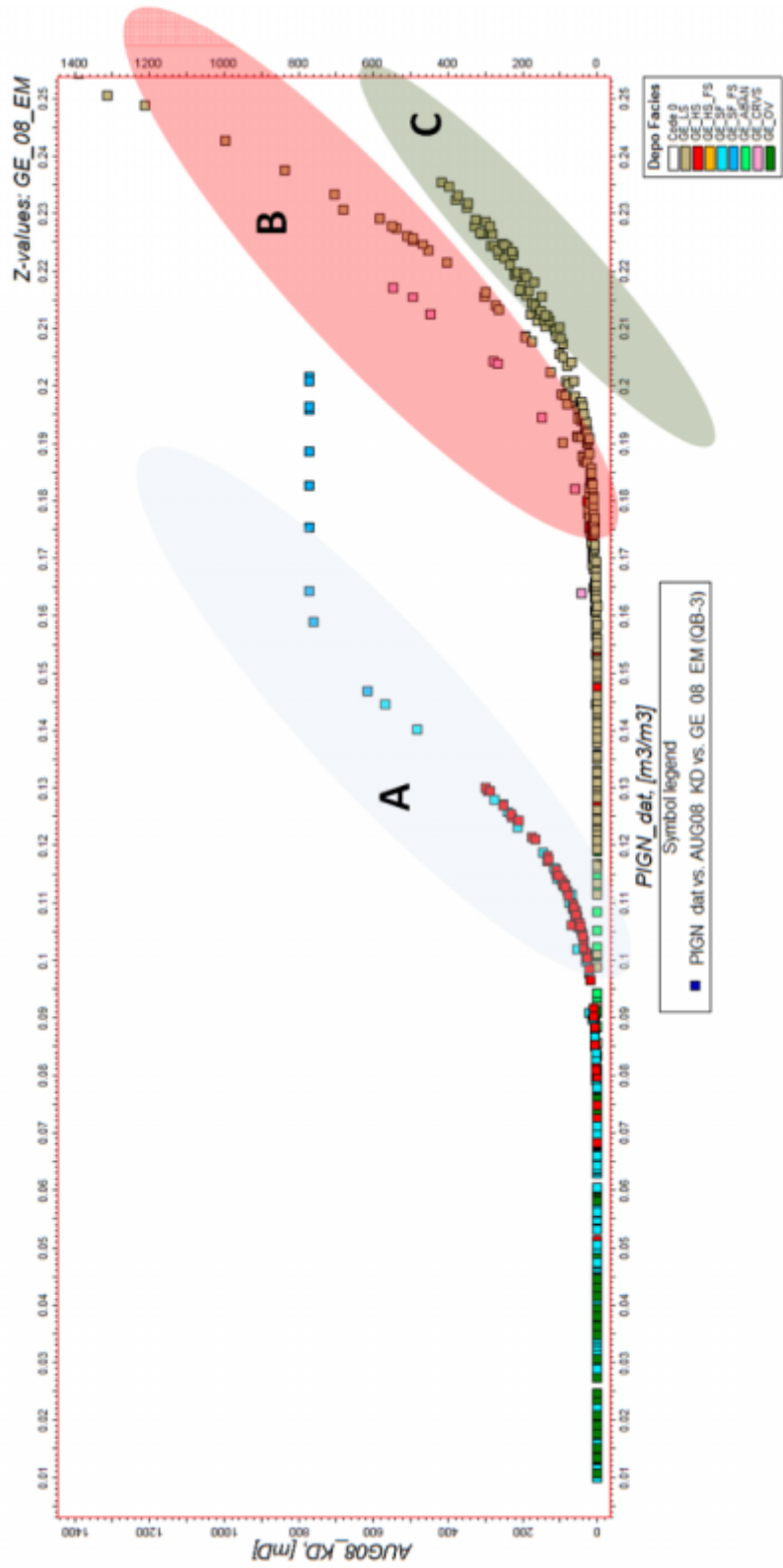


Fig. 27- Cross plot of the porosity and permeability du puits QB-3.

VI. CONCLUSION

A partir de l'évolution verticale des paramètres pétrophysiques (porosité, perméabilité et volume d'argiles), on observe une alternance des grandes et faibles valeurs correspondant à des alternances des grès et d'argiles en concluant ainsi que les zones L1, M1, U1 et U3 présentent des bonnes conditions pour être des roches réservoirs.

En ce qui concerne l'évolution spatiale des épaisseurs dans toute la zone d'étude, on constate que les variations importantes des épaisseurs rencontrées dans le L1CD, L3, U1 et U3 sont des réponses à une tectonique locale et/ou régionale.

A propos du cross plots établis pour la zone d'étude, on constate l'existence d'une relation directe entre la porosité et la perméabilité.

I. INTRODUCTION

A partir des résultats obtenus dans le deuxième chapitre consacré à l'étude des paramètres pétrophysiques, nous allons essayer ici de modéliser ces données. Une telle démarche est devenue actuellement l'ossature de la recherche pétrolière pour bien comprendre le fonctionnement du réservoir à hydrocarbures.

II. DEFINITIONS ET CONCEPTS

Comme son nom l'indique, la modélisation a pour but de proposer un modèle géométrique et géologique calé sur des données in situ de terrain.

Le modèle géologique (statique) d'un réservoir pétrolier se construit à l'aide des données disponibles (diagraphiques, structurales et autres). Il sert comme une base de données pour le modèle dynamique (utilisé pour la simulation du réservoir) pouvant être mise à jour chaque fois que de nouvelles informations devenaient disponibles. Il s'agit donc d'un modèle prédictif qui puisse être utilisé pour estimer les réserves et optimiser le développement du gisement (WEC, 2007).

En d'autre terme, la modélisation géologique « Geomodeling » est la création d'une représentation de sub-surface d'un réservoir donné (d'huile, de gaz, etc.) (SCHLUMBERGER, 2004).

III. DIFFERENTES ETAPES DE LA MODELISATION

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

A. Importation des données (Data Import)

Il nous semble obligatoire avant toute modélisation de préparer les données nécessaires de la zone d'étude. Ces dernières sont collectées à partir des études faites sur le réservoir TAGI d'Ourhoud. Elles sont de type sédimentologiques et surtout géophysiques.

1. Types des données (Data Types)

L'ensemble des données qui seront utilisées dans cette modélisation du réservoir TAGI sont résumées dans le tableau ci-dessous (tabl. 6).

Data	Format	Type
1- Well Data		
A- Well Headers	Well heads (*.*)	Well
B- Well Deviations	Well Path deviation (ASCII) (*.*)	Well
C- Well Logs	Well Log (LAS 3.0) (*.las)	Well
2- Well Tops	ASCII (*.*)	Well Tops
3- 3D Seismic Data	Siseworks Horizon Pick (ASCII) (*.*)	Lines
4- Fault Data		
A- Fault Polygons	Zmap+ lines (ASCII) (*.*)	Lines
B- Fault Sticks	Zmap+ lines (ASCII) (*.*)	Lines
5- Isochore Data	Zmap+ grid (ASCII) (*.*)	Surface

Tabl. 6- Données *Petrel* avec leurs différents formats et types (d'après SCHLUMBERGER, 2004).

2. Organisation des données (Data organization)

Sur *Petrel*, les données sont organisées automatiquement suivants des fichiers et sous fichiers: données de puits (well data), données de failles (fault data), etc.

B. Interprétation sismique (Seismic interpretation)

Cette étape consiste à extraire les différentes structures géologiques (failles, biseau stratigraphique, plis, etc.) à travers l'interprétation des profils sismiques acquises lors de la phase d'exploration de la zone d'étude (fig. 28).

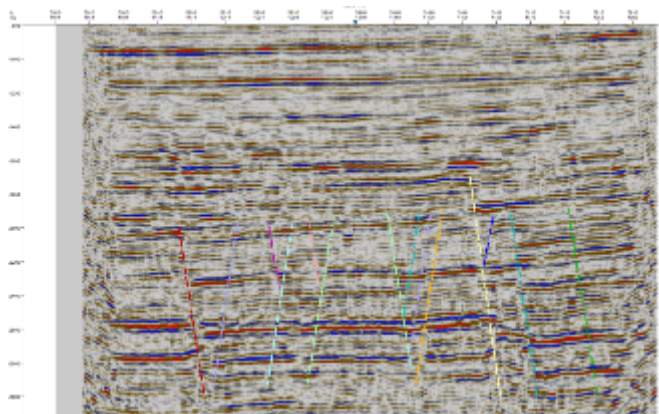


Fig. 28 – Interprétation de la section sismique de la zone d'étude.

C. Corrélation des puits (Well correlation)

Elle repose sur la détermination de la continuité des unités géologiques (zone, sous-zones, ou encore niveau) à travers toute la zone d'étude afin de monter leur évolution latérale.

D. Modélisation des failles (Fault modeling)

La modélisation des failles est la première étape dans la construction de la charpente structurale du modèle 3D. Les failles affectant la structure globale de la zone d'étude sont sélectionnées afin de les édifier et les connecter entre eux par des plans horizontaux appelés : les piliers clefs (Key pillars). La géométrie de failles peut être modélisée par le Petrel (polygones ou surfaces) (SCHLUMBERGER, 2004).

Au cours de cette étape, plusieurs segments ont été déterminés en fonction des failles identifiées dans le champ d'Ourhoud comme le montre la figure 29.

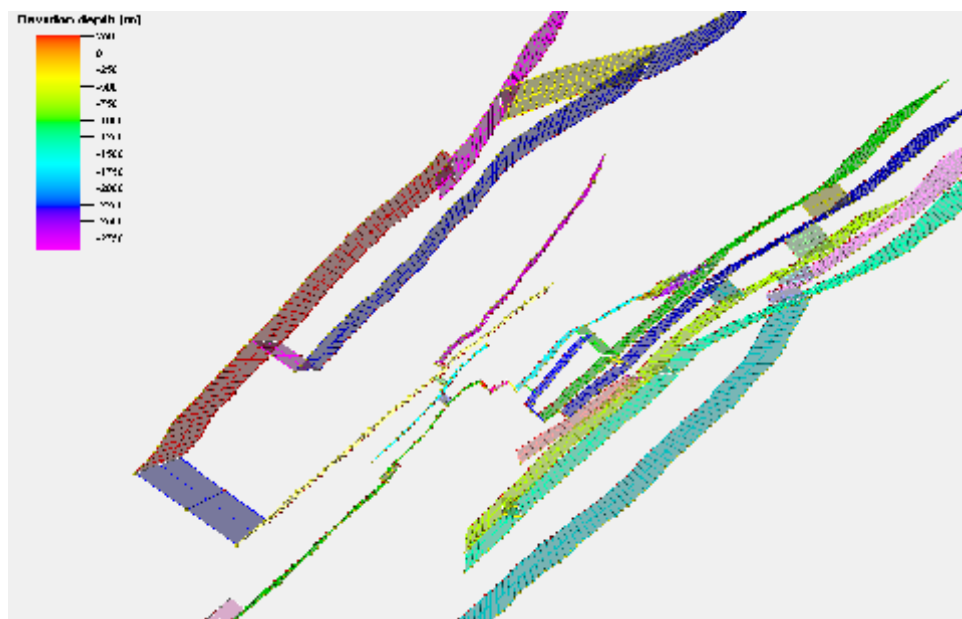


Fig. 29- Modélisation des failles dans la zone d'étude.

E. Maillage des piliers (Pillar gridding)

Ce processus consiste à créer des surfaces maillées en respectant un pas de maillage, afin de déterminer la géométrie de la cellule suivant les coordonnées x, y et z. Il faut que la géométrie de la cellule soit orthogonale (tendance à être perpendiculaires) pour faciliter le calcul des réserves. Dans notre cas, le pas de maillage est de 100 m x 100 m x 173 sous-zones (layers).

F. Subdivision stratigraphique (Make horizons)

Cette subdivision se base sur l'insertion des horizons sismiques dans le maillage 3D, tout en respectant le pas de maillage et les failles définies lors des étapes précédentes. Pour la zone d'étude, la subdivision stratigraphique du TAGI réservoir est bien visible (fig. 30).

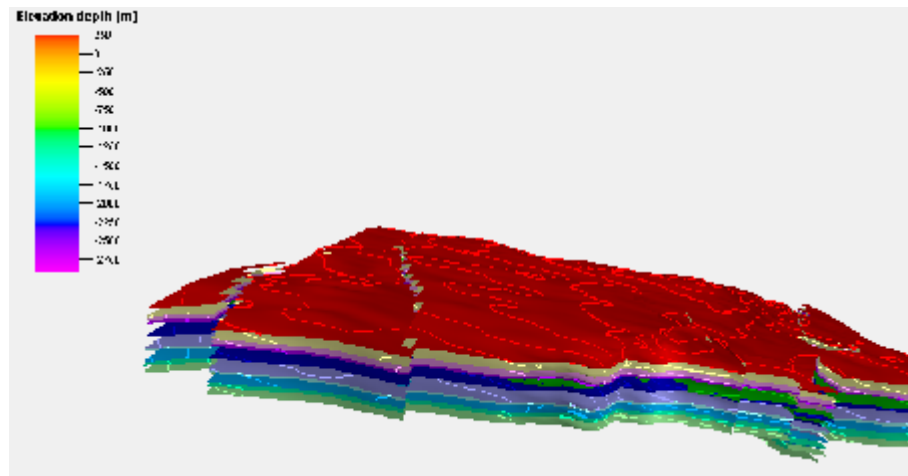


Fig. 30- Subdivision stratigraphique de la zone d'étude.

G. Insertion des zones (Make zones) et insertion des sous-zones (Make layering)

1. Insertion des zones (Make zones)

Ce processus repose sur l'insertion des zones géologiques (en respectant leurs intervalles stratigraphiques) entre les horizons provenant de « Make horizons » de Petrel (SCHLUMBERGER, 2004). Concernant la zone d'étude, elle est subdivisée en 10 zones lithostratigraphiques: L1AB, L1CD, L2 et L3 (TAGI inférieur), M1 et M2 (TAGI moyen) et U1, U2, U3, U4 (TAGI supérieur)(fig. 31).

2. Insertion des sous-zones (Make layering)

Ce processus consiste à réaliser un découpage stratigraphique raffiné de la zone d'étude, en intégrant les sous-zones définies par LOO (L'Organisation d'Ourhoud) qui sont en nombre de 173 (fig. 32)

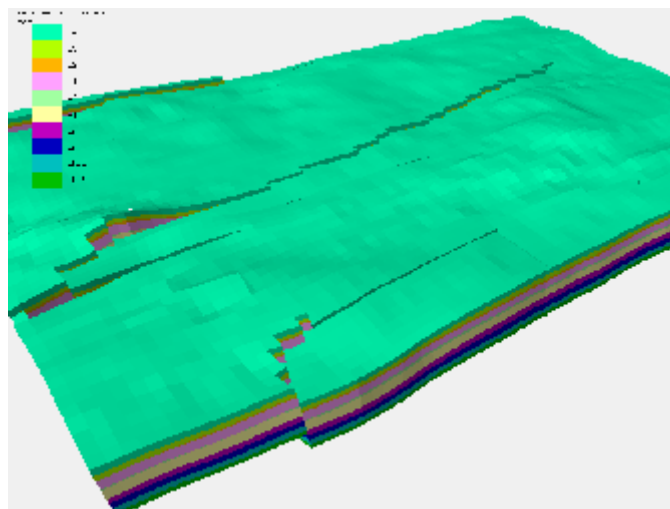


Fig. 31- Insertion des zones dans la zone d'étude.

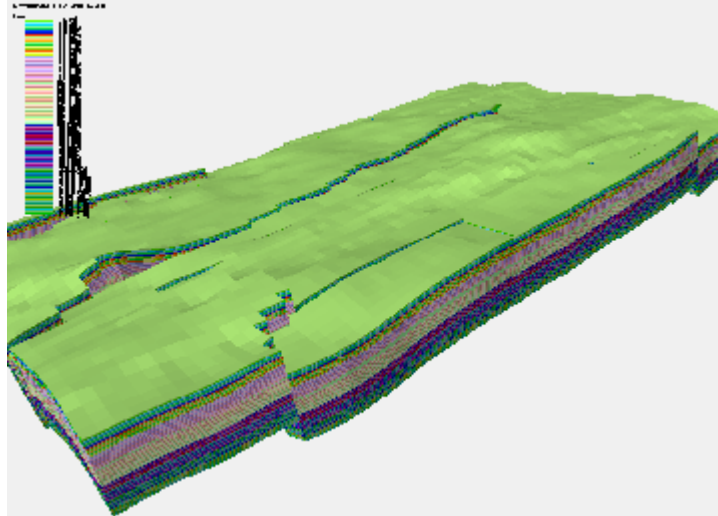


Fig. 32- Insertion des sous-zones dans la zone d'étude.

H. Représentation des valeurs de logs diagraphiques dans les cellules 3D (Scale up well logs)

Ce processus a pour but d'attribuer des valeurs moyennes aux cellules de la grille 3D qui sont traversées par des diagraphies de puits (points de contrôle). Comme chaque cellule ne peut contenir qu'une valeur, les diagraphies de puits doivent être extrapolées (WEC, 2007).

I. Modélisation des faciès (Facies modeling)

Il s'agit de la répartition 3D des faciès des puits à travers toute la zone d'étude, en utilisant la méthode de la géostatistique (Sequential Indicator Simulation SIS) et l'analyse des variogrammes pour chaque faciès. Cette méthode est déterministe. Leur géométrie (largeur, longueur et épaisseur) est contrôlée par l'utilisateur (SCHLUMBERGER, 2004).

Les faciès caractérisant notre zone d'étude (8 types de faciès) (fig. 33) témoignent en faveur d'un environnement fluvio-continental (ASHTON, 2005).

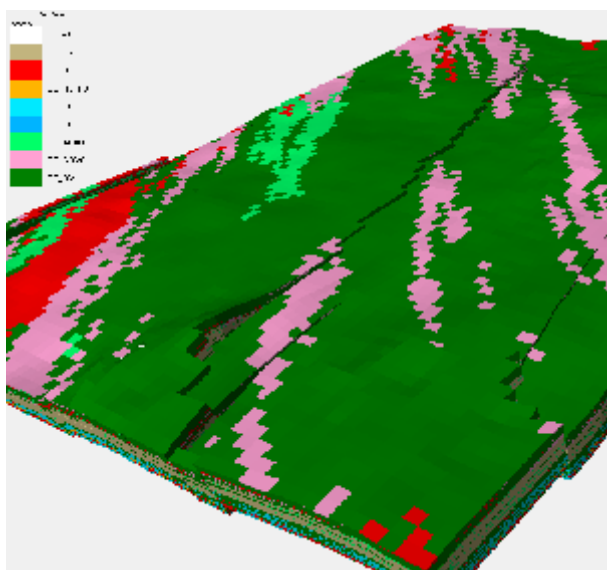


Fig. 33- Modélisation de faciès dans la zone d'étude.

Légende

- GE_LS: Chenal à faible sinuosité.
- GE_HS: Chenal à forte sinuosité.
- GE_HS_FS: Chenal à forte sinuosité et grès friable.
- GE_SF: Dépôts de Sheet Flood.
- GE_SF_FS: Dépôts de Sheet Flood et grès friable.
- GE_ABAN: Chenaux éphémères.
- GE_CRVS: Crevasse Splay.
- GE_OV: Argiles d'Overbank.

J. Modélisation pétrophysique (Petrophysical modeling)

Le résultat de la représentation des logs diagraphiques dans les cellules 3D (Scale up well logs)(fig. 34) s'appuie sur l'extrapolation de la valeur de la porosité et de volume d'argiles des puits à travers toute la zone, en utilisant la méthode de la géostatistique (Sequential Gaussian Simulation SGS) et l'analyse des variogrammes pour chaque propriété. Cette méthode est aléatoire.

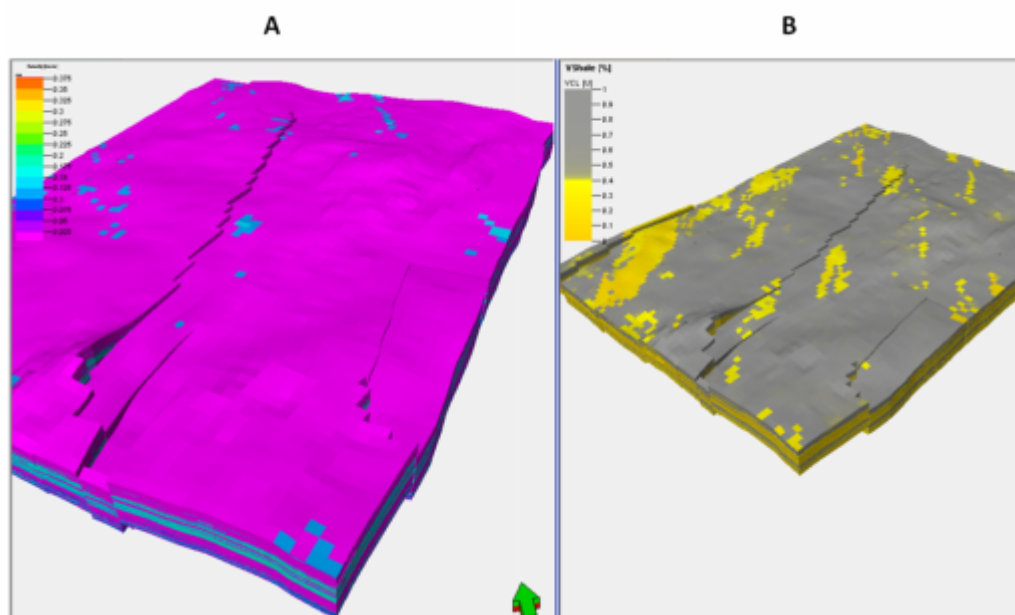


Fig. 34- Modélisation pétrophysique de la zone d'étude : (A) : modélisation de la porosité, (B) : modélisation de volume d'argiles.

K. Définir les contacts (huile/eau) (Make Contacts)

Après avoir construit la grille 3D du modèle statistique et avant l'exécution du calcul de volume, les contacts huile/eau (OWC : Oil Water Contact) doivent être déterminés. Dans notre cas, quatre contacts ont été identifiés : -3039 m, 3049 m, -3054 m et -3060m à travers la zone d'étude (à cause de la structure variée de la zone)(fig. 35).

L. Calcul de volume (Volume calculation)

A partir de la porosité du volume d'argiles, on peut déduire le Net (pourcentage de grès dans le total de la roche), perméabilité et saturation en eau. Donc, il s'agit d'un calcul par *le Petrel* du volume pour un endroit donné suivant la formule suivante :

$$\text{Vol} = A.H.\text{Net}.\text{Phi} .(1-S_w)/B_o$$

A noter :

-Vol : volume d'huile récupérable

-A : surface

- H : hauteur au-dessus de contact
- Net: pourcentage des grès dans le total de la roche
- Phi : porosité
- Sw : saturation en eau
- Bo : fraction d'huile dans le réservoir, à des conditions standards.

Remarque : Notons que chaque modèle géologique (statique) présente des incertitudes.

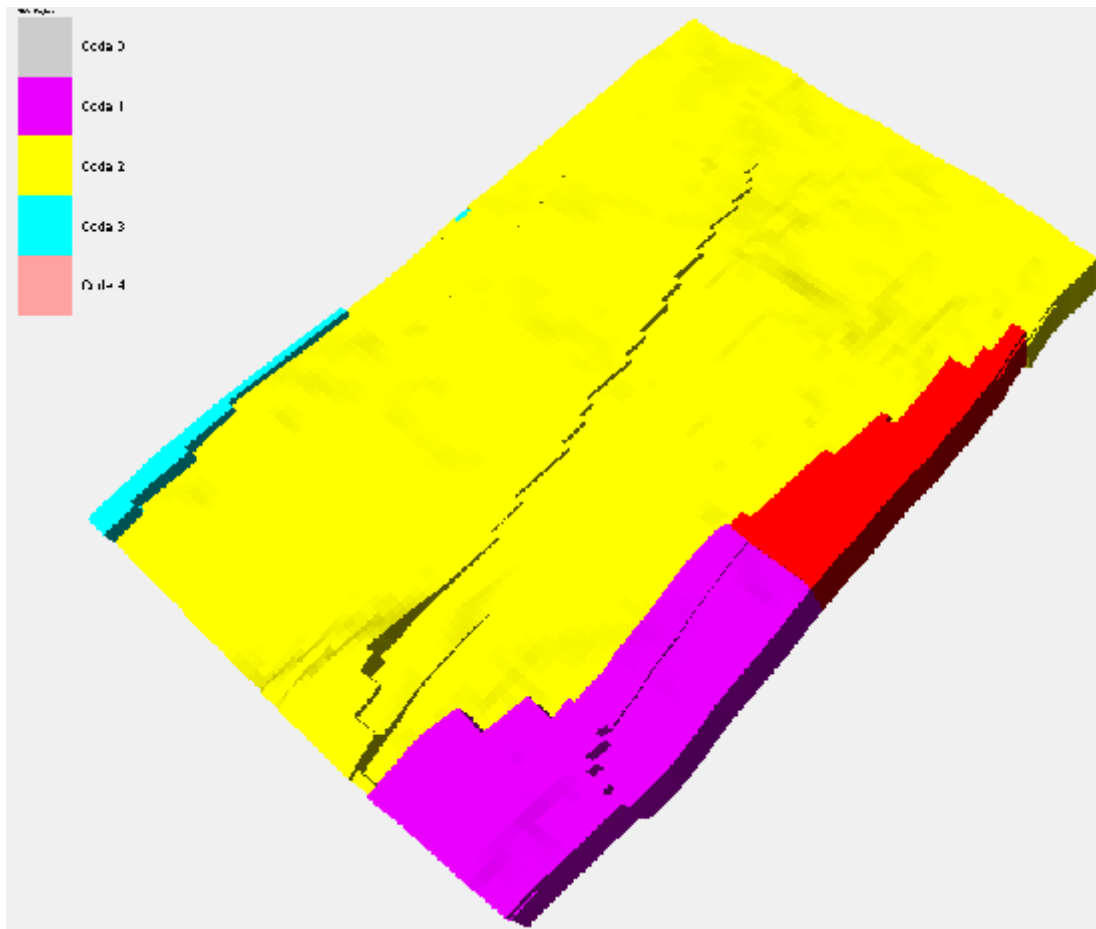


Fig. 35- Les quatre régions identifiées dans la zone d'étude.

IV. CONCLUSION

La création du modèle précédent, nous a permis d'identifier quatre segments dont la profondeur de contact huile/eau diffère.

La modélisation des réservoirs à hydrocarbures a une importance primordiale pour l'établissement des plans de développement de gisements, car elle fournit une description géologiques et pétrophysiques affectant l'écoulement des fluides dans les formations productives.

CONCLUSION GENERALE

Les principaux résultats obtenus seront ici brièvement résumés.

A. Sur le plan lithostratigraphique et sédimentologique

A partir des données diagraphiques et la description de quelques carottes mécaniques, nous avons pu identifier au sein du Trias Argilo-Gréseux Inférieur du champ d'Ourhoud, trois membres lithologiquement bien distincts. Il s'agit du TAGI inférieur, TAGI moyen et du TAGI supérieur. Ces trois membres présentent des variations spatio-temporelles importantes.

Par ailleurs, les différentes structures et figures sédimentaires identifiées là témoignent en faveur d'un environnement dépôt fluvio-continentale (sebkha, lacustre) soumis probablement et occasionnellement à l'influence marine.

B. Sur le plan pétrophysique

L'évolution spatiale des paramètres pétrophysiques du réservoir TAGI (porosité, perméabilité et de l'argilosité) est représentée sous forme de cartes. L'interprétation de l'ensemble des cartes établies montre des variations spectaculaires de ces paramètres qui dépendent essentiellement des caractéristiques lithologiques du membre. La relation entre porosité –perméabilité a été prise comme exemple dans ce travail.

Dans le but de bien comprendre le fonctionnement du réservoir à hydrocarbures, les données pétrophysiques sont par la suite modélisées par le *logiciel Petrel*. Ainsi, la modélisation des failles a permis de mettre en évidence plusieurs segments. Sur le plan stratigraphique, 10 zones lithostratigraphiques ont pu être modélisées en 3D. Elles sont par la suite subdivisées en sous-zones par LOO. Enfin, la méthode géostatistique et celle des variogrammes ont été également utilisées pour déterminer la géométrie des faciès dans l'espace.

REFERENCES BIBLIOGRAPHIQUES

ASHTON B. (2005)- Sedimentological review of the Triassic Argilo-Gréseux Inférieur within the Ourhoud Field, Berkine Basin, Algeria (*Rapport inédit*).

ASHTON B. (2005)- Sedimentology Study of the Triassic Argilo- Gréseux Inférieur (TAGI) Formation within wells QB-19, QB-24, QB-31 and QB-42, of the Ourhoud Field, Onshore Algeria (*Rapport inédit*).

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

LOO (2012) - Earth 2012 model methodology, *workshop 6th* (*Rapport inédit*).

LOPEZ S. (2003)- Modélisation de réservoirs chenalisés méandriiformes : Approche génétique et stochastique. *Thèse Doct.*, Ecole de mines de Paris (France), 254 p.

PERRODON A. (1985)- Géodynamique pétrolière: genèse et répartition des gisements d’hydrocarbures. *Bull. Cent. Rech. Explor. Prod. Elf Aquitaine*. 385 p., 220 fig., 5tabl.

SCHLUMBERGER (1993)- Séminaires d’interprétation des diagraphies, Hassi Messaoud. 141p.

SCHLUMBERGER INFORMATION SOLUTIONS (2005) - Petrel (TM) Workflow Tools: Introduction course v.2004 (course ed.2).

SERRA O. (1979)- Diagraphies différées (bases de l’interprétation), Tome 1 : Acquisition des données diagraphiques, *Bull. Cent. Rech. Explor. Prod. Elf Aquitaine*. 625 p., 360 fig.

SERRA O. (1985)- Diagraphies différées (bases de l’interprétation), Tome 2 : Interprétation des données diagraphiques, *Bull. Cent. Rech. Explor. Prod. Elf Aquitaine*. 625 p.

WEC (Well Evaluation Conferences) (2005)- (*Rapport inédit*).

WEC (Well Evaluation Conferences) (2007)- (*Rapport inédit*).

YAHY N., SCHAEFER R.G. & LITCKE R. (2001)- Petroleum Generation and Accumulation in the Berkine Basin, Eastern Algeria, *American Association of Petroleum Geologists Bull.* v. 85, pp. 1439-1467.

LISTE DES FIGURES

		P.
Fig. 1	Situation géographique de la région d'étude	8
Fig. 2	Limites de la région d'étude (d'après WEC 2005, modifiée).....	8
Fig. 3	Colonne stratigraphique type du bassin de Berkine (d'après YAHY et <i>al.</i> , 2001, modifiée).....	10
Fig. 4	Coupe géologique régionale montrant la structure des différents bassins de la plate-forme saharienne (d'après WEC, 2007).....	12
Fig. 5	Situation géographique du champ d'Ourhoud (d'après WEC, 2007)	14
Fig. 6	Colonne lithostratigraphique type de la zone d'étude (d'après LOO, modifiée)	16
Fig. 7	Carte structurale de la zone d'étude au toit d'U4 (zone supérieure de la zone d'étude).....	17
Fig. 8	Emplacement des puits étudiés	18
Fig. 9	Série type du Trias Argilo-Gréseux Inférieur (d'après LOO, modifiée)	19
Fig. 10	Evolution des environnements de dépôts de réservoir TAGI (Champ d'Ourhoud) (d'après ASHTON, 2005)	22
Fig. 11	Corrélation entre les différents puits selon le transect Nord-Sud	23
Fig. 12	Corrélation entre les différents puits selon le transect Est-Ouest	24
Fig. 13	Evolution verticale de la porosité, perméabilité et volume d'argiles selon le transect Nord-Sud	30
Fig. 14	Evolution verticale de la porosité, perméabilité et volume d'argiles selon le transect Est-Ouest	31
Fig. 15	Cartes en isopaques du TAGI inférieur	33
Fig. 16	Cartes en isopaques du TAGI moyen	34
Fig. 17	Cartes en isopaques du TAGI supérieur	35
Fig. 18	Cartes en iso-porosité du TAGI inférieur.....	36
Fig. 19	Cartes en iso-porosité du TAGI moyen	37
Fig. 20	Cartes en iso-porosité du TAGI supérieur.....	39
Fig. 21	Cartes en iso-perméabilité du TAGI inférieur	40
Fig. 22	Cartes en iso-perméabilité du TAGI moyen	41
Fig. 23	Cartes en iso-perméabilité du TAGI supérieur	42
Fig. 24	Cartes en iso-argilosité du TAGI inférieur	43
Fig. 25	Cartes en iso-argilosité du TAGI moyen	44
Fig. 26	Cartes en iso-argilosité du TAGI supérieur	45
Fig. 27	Cross plot de la porosité et perméabilité du puits QB-3	47
Fig. 28	Interprétation de la section sismique de la zone d'étude	50
Fig. 29	Modélisation des failles dans la zone d'étude	51
Fig. 30	Subdivision stratigraphique de la zone d'étude	52
Fig. 31	Insertion des zones dans la zone d'étude	52
Fig. 32	Insertion des sous-zones dans la zone d'étude	53
Fig. 33	Modélisation de faciès dans la zone d'étude	53
Fig. 34	Modélisation pétrophysique de la zone d'étude : (A) : modélisation de la porosité, (B) : modélisation de volume d'argiles	54
Fig. 35	Les quatre régions identifiées dans la zone d'étude.....	55

LISTE DES TABLEAUX

	P.
Tabl. 1 Effets principales des phases tectoniques dans le bassin de Berkine (d'après BOUDJEMA, 1987)	13
Tabl. 2 Inventaire récapitulatif de figures et structures sédimentaires du puits BKE-4..	20
Tabl. 3 Inventaire récapitulatif de figures et structures sédimentaires du puits QB-3 ...	20
Tabl. 4 Inventaire récapitulatif de figures et structures sédimentaires du puits QB-12..	21
Tabl. 5 Inventaire récapitulatif de figures et structures sédimentaires du puits QB-24..	21
Tabl. 6 Données <i>Petrel</i> avec leurs différents formats et types (d'après SCHLUMBERGER, 2004)	50

MEMOIRE DE MASTER

Type de Master : Académique

Domaine : Sciences de la Terre et de l'Univers

Filière : Sciences de la Terre

Spécialité : Géo-Ressources

Titre du mémoire : Evaluation pétrophysique et essai de modélisation : Exemple du réservoir triasique d'Ourhoud (Bassin de Berkine, Sahara nord oriental, Algérie)

Auteur : Asma Fethia GHENIM

Résumé

Dans ce travail, les données diagraphiques, sédimentologiques et pétrophysiques de douze (12) puits pétroliers du champ d'Ourhoud (bassin de Berkine, Sahara nord oriental) ont été interprétées. L'intervalle chronostratigraphique concerné se limite aux dépôts du TAGI réservoir (Trias Argilo-Gréseux Inférieur). Ce dernier subdivisé lithologiquement en trois membres (TAGI inférieur, TAGI moyen et TAGI supérieur) montre à travers la zone d'étude une évolution spatio-temporelle dictée par un contrôle tectonique locale et/ou régionale.

Par ailleurs, les résultats pétrophysiques (porosité, perméabilité, et volume d'argiles) obtenus ont permis de construire à partir du *logiciel Petrel* un modèle géologique en 3D du réservoir TAGI. Cet essai de modélisation, nous a fourni de nouvelles données concernant les paramètres géologiques et pétrophysiques affectant l'écoulement des fluides dans les formations productives d'hydrocarbures.

Mots-clés : Diagraphiques, Sédimentologiques, Pétrophysiques, TAGI, champ d'Ourhoud, Bassin de Berkine, Modélisation, Hydrocarbures.